

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 421/12**

Fevereiro/2013



E&P

PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO

ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	8
RESPOSTA AOS ITENS.....	9
<i>II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE</i>	<i>9</i>
<i>II.2.1 – APRESENTAÇÃO.....</i>	<i>9</i>
<i>II.2.3 – JUSTIFICATIVAS.....</i>	<i>17</i>
<i>II.2.4 - DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES</i>	<i>25</i>
<i>II.2.4.A.1 – AÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO COMPLEMENTAR DA PRODUÇÃO.....</i>	<i>25</i>
<i>Descrição das formas de tratamento e o destino que será dado ao fluido de perfuração</i>	<i>25</i>
<i>II.2.4.G – SISTEMA SUBMARINO</i>	<i>27</i>
<i>II.2.4.O– CARACTERIZAÇÃO QUÍMICA E FÍSICO-QUÍMICA DA ÁGUA PRODUZIDA</i>	<i>77</i>
<i>II.2.4.Q - CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES GASOSAS E EFLUENTES .</i>	<i>78</i>
<i>II.2.4.S - IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA DE APOIO.....</i>	<i>79</i>
<i>II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS.....</i>	<i>79</i>
<i>II.5 - DIAGNÓSTICO AMBIENTAL.....</i>	<i>80</i>
<i>II.5.1 - MEIO FÍSICO</i>	<i>80</i>
<i>II.5.1.2 – Oceanografia.....</i>	<i>80</i>
<i>II.5.1.3 – Qualidade de água e sedimentos.....</i>	<i>81</i>
<i>II.5.1.4 - Geologia e Geomorfologia</i>	<i>87</i>
<i>II.5.1.4.6 – Análise das geopressões</i>	<i>87</i>
<i>II.5.2 - MEIO BIÓTICO</i>	<i>99</i>
<i>A) UNIDADES DE CONSERVAÇÃO (UC's).....</i>	<i>100</i>
<i>B) ÁREAS DE DESOVAS E ALIMENTAÇÃO DE QUELÔNIOS.....</i>	<i>101</i>
<i>F) ECOSSISTEMAS COSTEIROS (PRAIAS ARENOSAS, COSTÕES ROCHOSOS, ESTUÁRIOS, RESTINGAS E MANGUEZAIS).....</i>	<i>102</i>
<i>G) CARACTERIZAÇÃO DOS LOCAIS DE INSTALAÇÃO DAS ESTRUTURAS SUBMARINAS E COMUNIDADES BIOLÓGICAS DIRETAMENTE IMPACTADA</i>	<i>103</i>
<i>H) CARACTERIZAÇÃO DOS LOCAIS DE INSTALAÇÃO EM TERRA E ECOSSISTEMAS DIRETAMENTE IMPACTADOS.....</i>	<i>106</i>
<i>II.5.4 - ANÁLISE INTEGRADA E SÍNTESE DA QUALIDADE AMBIENTAL... </i>	<i>107</i>
<i>II.6 - IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS.....</i>	<i>107</i>

<i>Impactos Reais das Atividades de Perfuração (Fases de Mobilização, Perfuração e Desmobilização)</i>	115
<i>Impactos Reais das Atividades de Produção (Fases de Instalação, Operação e Desativação)</i>	115
<i>Impactos Potenciais das Atividades</i>	116
<i>Medidas Mitigadoras, Compensatórias e Projetos de Monitoramento e Controle</i>	150
II.6.1 – MODELAGEM DA DISPERSÃO DE ÓLEO E EFLUENTES	154
<i>Modelagem do Descarte de Cascalhos e Fluidos de Perfuração (Anexo II.6.1-2)</i>	154
II.7 - MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS E PROJETOS DE CONTROLE E MONITORAMENTO	156
II.7.1 - PROJETO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL (PMA)	160
II.7.1.1 – PROJETO DE CARACTERIZAÇÃO REGIONAL DA BACIA DE SERGIPE E ALAGOAS (PCR-SEAL)	161
II.7.1.2 - SUBPROGRAMA DE MONITORAMENTO AMBIENTAL ESPECÍFICO DE PRODUÇÃO – PMAEpro	162
RESPOSTA AO PARECER TÉCNICO 270/12 CGPEG/DILIC/IBAMA – PROJETO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL DO EMISSÁRIO SUBMARINO DO ATIVO DE PRODUÇÃO SERGIPE – MAR (PME)	162
II ANÁLISE	162
II.7.1.3 – SUBPROGRAMA REGIONAL DE MONITORAMENTO DE PRAIAS NA ÁREA DE ABRANGÊNCIA DA BACIA DE SERGIPE-LAGOAS – PRMEA	176
RESPOSTA AO PARECER TÉCNICO 390/12 CGPEG/DILIC/IBAMA – PROGRAMA REGIONAL DE MONITORAMENTO DE ENCALHES E ANORMALIDADES NA ÁREA DE ABRANGÊNCIA DA BACIA SERGIPE/ALAGOAS	177
III. ANÁLISE	177
III.1. Resposta ao Parecer Técnico nº 537/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA	177
<i>Atendimento à avifauna marinha</i>	177
<i>Periodicidade mensal das planilhas</i>	184
<i>Dados reprodutivos de tartarugas</i>	185
III.2. Relatórios Anuais	187
II.7.1.4 – PROJETO DE AVISTAGEM DA BIOTA MARINHA E EMBARCAÇÕES DE PESCA	192
II.7.1.5 – PROJETO DE MONITORAMENTO DA MORFODINÂMICA COSTEIRA DA PRAIA DE ATALAIA - ARACAJU	193
RESPOSTA AO PARECER TÉCNICO 238/12 CGPEG/DILIC/IBAMA – PROJETO DE AVALIAÇÃO DA MORFODINÂMICA DA PRAIA DE ATALAIA, ARACAJU (SE).	195

<i>III. ANÁLISE DO RELATÓRIO CONSOLIDADO DOS PERFIS DE PRAIA MEDIDOS NA PRAIA DE ATALAIA, ARACAJU/SE, EM 2004-2005.</i>	<i>195</i>
<i>Localização da praia de Atalaia.....</i>	<i>195</i>
<i>II.7.1.8 – PROJETO DE RECUPERAÇÃO DA PRAIA DE ATALAIA.....</i>	<i>213</i>
<i>II.7.7 - PROJETO DE DESATIVAÇÃO.....</i>	<i>220</i>
<i>II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS (PT 315/12)</i>	<i>220</i>
<i>II.8.2 - ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS.....</i>	<i>220</i>
<i>II.8.3 - IDENTIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS.....</i>	<i>221</i>
<i>II.8.8 – PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS.....</i>	<i>222</i>
<i>II.10 – CONCLUSÃO.....</i>	<i>231</i>
<i>II.14 – EQUIPE TÉCNICA</i>	<i>231</i>

ANEXOS

ANEXO II.2-1 - SISTEMA PRODUÇÃO CM FUTURO

ANEXO II.2-2 - SISTEMA PRODUÇÃO DO FUTURO

ANEXO II.2-3 - SISTEMA PRODUÇÃO GA FUTURO

**ANEXO II.2-11 – TABELA DOS POÇOS EXISTENTES: CAMORIM,
DOURADO E GUARICEMA**

ANEXO II.2-13 - SISTEMA PRODUÇÃO ATUAL

**ANEXO II.2-17A - MAPA INTEGRADO COM AS COTAS DE
ENTERRAMENTO DE DUTOS**

ANEXO II.2-17B - PONTOS DE INTERSEÇÃO

ANEXO II.2-18A - PLANTA DA ÁREA DE TRABALHO

**ANEXO II.2.1-1 - INFORMAÇÕES DOS DUTOS: CAMORIM, DOURADO E
GUARICEMA**

ANEXO II.2.4 A - SITUAÇÃO DOS POÇOS NOVOS DE CAMORIM

ANEXO II.2.4.G-1 - SHAPEFILE DA MALHA DE DUTOS FUTURO

ANEXO II.2.4.G-2 - SHAPEFILE DA MALHA DE DUTOS ATUAL

ANEXO II.2.4.G-3 - SHAPEFILE DOS POÇOS E PLATAFORMAS GERAL

ANEXO II.2.4.G-4 - SOBREPOSIÇÃO LEVANTAMENTOS GEOFÍSICOS

ANEXO II.2.4.G-5 – RELATÓRIOS DE INSPEÇÃO

ANEXO II.2.4.H-1 - MAPA DO LEVANTAMENTO GEOFÍSICO

ANEXO II.2.5 A - SITUAÇÃO DOS POÇOS NOVOS DE DOURADO

ANEXO II.2.6 A - SITUAÇÃO DOS POÇOS NOVOS DE GUARICEMA

**ANEXO II.2-22 - SISTEMA SUBMARINO: CAMORIM, DOURADO E
GUARICEMA**

**ANEXO II.2.A – ESTUDO DE VIABILIDADE – CRONOGRAMA DE
PERFURAÇÃO E INTERVENÇÃO**

ANEXO II.5.2.A-1 - MAPA DAS UNIDADES DE CONSERVAÇÃO

ANEXO II.5.2.F-1 - MAPA DOS ECOSISTEMAS COSTEIROS

**ANEXO II.5.2.G – RESUMOS DOS RELATÓRIOS DOS LEVANTAMENTOS
GEOFÍSICOS**

ANEXO II.5.4 – MAPA DE SENSIBILIDADE AMBIENTAL

ANEXO II.6 MATRIZES DE IMPACTO AMBIENTAL

ANEXO II.6.1 - FISPQ GÁS NATURAL

ANEXO II.7 - MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS

ANEXO II.7.1 – PROGRAMA DE MONITORAMENTO AMBIENTAL

**ANEXO II.7.1.2-1 – CARACTERIZAÇÃO HISTÓRICO DO EFLUENTE (2005
– 2010)**

**ANEXO II.7.1.3 - PROGRAMA REGIONAL DE MONITORAMENTO DE
ENCALHES E ANORMALIDADES – PRMEA-SEAL**

**ANEXO II.7.1.4-1 – MODELO DA PLANILHA PARA REGISTRO DA
AVISTAGEM DO PROJETO DE BIOTA MARINHA**

**ANEXO II.7.1.5 – PROJETO DE MONITORAMENTO MORFODINÂMICA
COSTEIRA DA PRAIA DE ATALAIA**

**ANEXO II.7.1.5-1 – RELATÓRIO DAS ANÁLISES DAS IMAGENS DE
SATÉLITE DA PRAIA DE ATALAIA**

ANEXO II.7.1.5-2 - RELATÓRIO TOMOGRAFIA ELÉTRICA

ANEXO II.7.1.8 – PROJETO DE RECUPERAÇÃO DA PRAIA DE ATALAIA

ANEXO II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

ANEXO II.10 – CONCLUSÃO

ANEXO II.14 – EQUIPE TÉCNICA

PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO

INTRODUÇÃO

Este documento apresenta respostas aos Pareceres Técnicos CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 315/12 e Nº 421/12, que analisa o documento “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 537/11” 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.

Estão incluídas neste documento também as respostas relativas aos Pareceres Técnicos 238/12, 270/12 e 390/12, que abordam o Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, o Projeto de Monitoramento Ambiental do Emissário Submarino e o Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades (PRMEA-SEAL), respectivamente, conforme orientação da CGPEG/UALAE.

As respostas, quando aplicáveis, são apresentadas na seqüência da apresentação dos itens dos Pareceres Técnicos, sendo informado abaixo de cada Solicitação/Questionamento, o Parecer Técnico a qual a mesma se refere.

RESPOSTA AOS ITENS

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 – APRESENTAÇÃO

Solicitação/Questionamento: Pelas informações prestadas, compreende-se que as alterações propostas no projeto de revitalização dos Campos de Dourado, Camorim e Guaricema não interferiram na disposição dos poços que serão perfurados ou sofrerão intervenção em relação ao previsto na Rev.1 do EIA. Solicita-se que a empresa confirme este entendimento,

assegurando que as coordenadas dos poços apresentadas nas tabelas II.2.4 a II.2.6 da Rev. 1 do EIA foram mantidas ou as corrija, se for necessário.

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 8/59).

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que as coordenadas dos poços apresentadas nas tabelas dos Anexos II.2.4 a II.2.6 da Rev. 1 do EIA foram mantidas. No entanto, com as alterações do Projeto, todos os poços que eram direcionais (e que partiam de plataformas fixas e seriam equipados com ANS), passaram a ser verticais e equipados com ANM, tendo suas coordenadas de superfície agora coincidindo com as coordenadas do alvo.

***Solicitação/Questionamento:** O Quadro 03 lista os poços que sofrerão intervenção (recompletação ou conversão), além dos poços que serão perfurados (produção de óleo e injeção de água), a partir da compilação de informações do EIA – Rev 01 e da Resposta ao PT 537-12. Observa-se que não foram inseridos os dados dos 8 poços exploratórios. Solicita-se que a empresa confirme este entendimento ou o corrija, deixando claro quais são as discrepâncias.*

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 9/59)

Resposta/Comentário:

Com relação ao **Quadro 3** cabem as seguintes alterações, visando a um melhor entendimento do projeto:

- DO-16 (PDO-4), GA-69 (PGA-8), GA-77 (PGA-3), GA-80 (PGA-3), GA-76 (PGA-8), GA-75 (PGA-3), GA-68, GA-78, GA-79 e GA-74 (PGA-2): Todos estes poços serão verticais e equipados com ANM.
- GA-64D (PGA-3): Este poço não mais sofrerá intervenção pois, com a exclusão da PGA-9, não será mais necessário substituir sua árvore de

natal (ANM).

- SES-121 (PDO-1): Este poço apresenta situação semelhante à do GA-64D, também não sofrerá intervenção e continuará equipado com ANM, pois com a exclusão da antiga PDO-5 do projeto de revitalização, não será mais necessário substituir a árvore de natal deste (ANM).

A versão consolidada de informações sobre os poços é apresentada no **Anexo II.2.4A, Anexo II.2.5A e Anexo II.2.6A** (revisão dos Anexos II.2.4 a II.2.6 da Rev. 1 do EIA). Na revisão foram incluídas observações na coluna *Completação*. Caso a completação de um poço seja molhada, há uma informação sobre a qual plataforma este poço estará interligado.

A PETROBRAS esclarece que não é possível definir, nesta etapa do projeto, as plataformas às quais os poços exploratórios serão interligados. Somente após a perfuração e avaliação desses poços é que será definida uma estratégia de exploração de cada área ou o seu abandono, a depender do resultado de cada um deles.

***Solicitação/Questionamento:** Ainda sobre as informações relativas aos poços, observa-se discrepância entre as informações apresentadas pela empresa em dois momentos distintos. No EIA – Rev 1, foi apresentada a situação atual dos poços existentes nos três campos petrolíferos na tabela II.2-11. Nesta tabela, foi exposto que há 9 poços com surgência, informação esta que coincide com aquela apresentada na tabela para o campo de Guaricema do item II.2.1 da Resposta ao Parecer Técnico 537-11. Nessa tabela o poço GA-0054DP não é apontado como surgente, tendo como método de elevação o uso de GLC.*

Contudo, esta informação contrasta com aquela do Laudo de 13.07.12, de autoria do engenheiro de petróleo Humberto de Lucena Lira, apresentado no pedido de solicitação de anuência para intervenção no campo de Guaricema. De acordo com este

laudo, “o referido poço é equipado com Árvore de Natal Molhada (ANM) e é surgente. É equipado com equipamentos que permitem sua produção por surgência e por elevação artificial, por gás lift”. A empresa deve esclarecer o motivo da divergência; este tipo de conflito de informações traz insegurança sobre os diversos dados apresentados. Solicita-se que além das justificativas, novamente a empresa ratifique as informações do anexo II.2-11.

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 10/59)

Resposta/Comentário:

As duas informações estavam corretas. O poço GA-0054DP é um poço completado com ANM e está equipado para elevação com equipamentos que permitem a sua produção por surgência e por *gas-lift*.

Este poço está localizado num reservatório que está submetido à injeção de gás. A injeção de gás no campo de Guaricema é um projeto que apresenta descontinuidades, com paradas de injeção.

Quando a injeção ocorre por um dado período de maneira contínua, existe certa repressurização do reservatório, que permite que o poço consiga produzir por surgência (observar que não é uma surgência natural, mas sim uma surgência induzida pela injeção de gás). Quando a injeção é interrompida, o poço perde surgência e passa a produzir por *gas-lift*.

Quando o EIA – Rev 1 foi elaborado, este reservatório estava sem injeção havia algum tempo e o poço havia perdido surgência, por isto esta foi a informação colocada naquele documento.

Quando a solicitação de anuência para operação no GA-0054DP foi encaminhada ao IBAMA, a injeção de gás tinha recomeçado no reservatório deste poço e, por esta razão, estava produzindo por surgência.

A produção de óleo (por surgência ou por *gas-lift*) do GA-0054DP vai continuar, portanto, variando entre estas duas situações, que são dependentes da continuidade operacional, ou não, da injeção de gás. Atualmente, o poço apresenta surgência.

A PETROBRAS reapresenta o **Anexo II.2-11** com os ajustes pertinentes, a saber:

- O poço GA-64D, como já informado, não mais sofrerá intervenção pois, com a exclusão da PGA-9, não será mais necessário substituir sua árvore de natal (ANM).
- O poço SES-121, como já informado, não mais sofrerá intervenção e continuará equipado com ANM, pois com a exclusão da antiga PDO-5 do projeto de revitalização, não será mais necessário substituir sua árvore de natal (ANM).

Solicitação/Questionamento: i) Há contradição no documento em relação à plataforma PDO-4, prevista para ser instalada no campo de Dourado, considerando que a figura que representa o sistema de Escoamento da Produção de Dourado indica que esta plataforma será fixa do tipo Jaqueta e não do tipo Caisson, contrariando informação apresentada pela própria empresa em resposta ao PT 537/11.

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 11/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a nova plataforma a ser instalada no Campo de Dourado - PDO-04 será do tipo Caisson. A figura do Sistema de Escoamento da Produção de Dourado foi revisada e é reapresentada no **Anexo II.2-22**.

Solicitação/Questionamento: ii) Esclarecer se os poços DO 0025D, DO 0009D, DO 0011D, GA 0035D, CM 0064D, CM 0025D e CM 0069D sofrerão algum tipo de intervenção, considerando que estes poços atualmente encontram-se fechados e entrarão em operação após a implementação do projeto de revitalização dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema (conforme tabela II.2-11 EIA - Rev. 01).

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 11/59)

Resposta/Comentário:

Mantém-se a informação de que os poços mencionados encontram-se fechados (fechamento nas instalações de superfície) e que retornarão à operação mediante a implementação do projeto de revitalização. Para tanto, será efetuada, tão somente, a reabertura de válvulas de superfície, uma vez que tais poços já se encontram completados nos intervalos de interesse para o projeto.

Solicitação/Questionamento: iii) O poço SES 113 está representado no Anexo II.2.3 como futuro poço produtor de gás, que sofrerá intervenção para entrar em operação. Considerando que este poço (SES 113) não foi listado na Tabela de Poços Atuais (Anexo II.2-11 do EIA – Rev.1) solicita-se que seja apresentada as características básicas deste poço, como sua localização (coordenada geográfica – Datum Sirgas 2000); lamina d'água, forma de completação, tipo de intervenção prevista, entre outras informações relevantes.

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 11/59)

Resposta/Comentário:

O poço SES-113 foi perfurado em dezembro de 1996 e completado com ANM (Árvore de Natal Molhada) em outubro de 2002. Está localizado no Campo de Guaricema, a 8,2 km da costa do estado de Sergipe, em lâmina d'água de 24m. As coordenadas geográficas da ANM, segundo Datum SIRGAS 2000, MC 39 são 11°09'36,339"S e 37°04'48,464"W.

A ação prevista para este poço não é uma intervenção com sonda, mas sim a instalação de duto para escoamento da produção do poço à plataforma PGA-2.

Solicitação/Questionamento: iv) Esclarecer se o poço GA 0064D sofrerá algum tipo de intervenção, pois com a exclusão da PGA-9 do projeto de revitalização não será mais necessário

substituir a árvore de natal deste poço (ANM) por uma árvore de natal seca (ANS), conforme havia sido previsto na concepção inicial do projeto.

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 11/59)

Resposta/Comentário:

Conforme resposta apresentada anteriormente, a PETROBRAS confirma que, com a exclusão da PGA-9 do projeto de injeção de água, não haverá intervenção no poço GA-0064D, que continuará em produção equipado com ANM.

Situação similar ocorrerá com o poço SES-121, no Campo de Dourado, em função da exclusão da *antiga* PDO-5 (lembrando que a *atual* PDO-5 é a antiga PDO-6).

Assim, o número de intervenções em poços existentes passará de 64 para 62.

Solicitação/Questionamento: Solicita-se esclarecimento para o significado atribuído pela empresa para o que se convencionou denominar de “Dejetos” (coloração rosa) e “Formação Geológica Circular” (coloração vermelho escuro) na legenda da interpretação sonográfica apresentada no Anexo II.2-17.

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 13/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece a seguir, o significado atribuído aos termos “Dejetos” e “Formação Geológica Circular”:

- Dejetos: Estruturas de origem não natural/geológica, localizadas próximos às plataformas de produção;
- Formação Geológica Circular: Estrutura de origem natural/geológica com o formato arredondado.

Solicitação/Questionamento: A empresa em reunião realizada em 21.12.2011 no gabinete da DILIC/IBAMA, se comprometeu a

apresentar tanto ao IBAMA quanto ao ICMBio um plano com cronograma e medidas a serem adotadas com a intenção de ir ao limite da viabilidade econômica para atendimento de algumas premissas. A empresa não atendeu a este compromisso assumido em reunião DILIC x MME x MPOG x Petrobras, conforme Ata de Reunião: “ A Petrobras apresentará novo cronograma de sondas, considerando os períodos de restrições das atividades”.

Entende-se que os períodos para os quais determinou-se alguma restrição para as atividades já são flexibilizados em relação àqueles previstos na Instrução Normativa Conjunta IBAMA/ICMBio nº 01/11. Deste modo, o IBAMA solicita a apresentação de cronograma com vistas a atender ao solicitado, lembrando que a manifestação do ICMBio será necessariamente incorporada às condicionantes de licença. Como acordado na reunião acima citada, o IBAMA permanece à disposição para participar da discussão, que inequivocamente deve também ser realizada com o ICMBio.

(Item II.2.1, PT 315/12, pág. 13/59)

Resposta/Comentário:

De forma a garantir o compromisso de que o projeto de ampliação adotará as melhores práticas possíveis indo ao limite da viabilidade econômica do projeto, a PETROBRAS exercitou alterações no projeto e um cronograma de perfurações que atendesse o espírito das preocupações do ICMBio e CGPEG, e que garantisse a viabilidade econômica do empreendimento.

Essas mudanças no projeto, o cronograma e em especial as condições de restrição às atividades de perfuração e intervenção que a PETROBRAS entende como necessárias para atender as preocupações do ICMBio e da CGPEG, foram apresentadas inicialmente na resposta ao PT-537/11 e em reunião realizada em 15.01.2013, por videoconferência, com a participação de representantes do ICMBio, CGPEG e PETROBRAS.

O **Anexo II.2.A**, apresenta considerações sobre a viabilidade técnica e econômica das atividades de perfuração e intervenção, bem como o cronograma de execução previsto que possibilita a viabilidade destas atividades, conforme as explicações ocorridas na já citada reunião de 15.01.2013.

II.2.3 – JUSTIFICATIVAS

Solicitação/Questionamento: *O IBAMA entende que os trabalhadores diretos, concursados ou terceirizados via contratação de empresas prestadoras de serviços, em sua maioria são residentes em Sergipe e agregam geração de consumo e arrecadação de impostos de forma a dinamizar a economia local principalmente da Região Metropolitana de Aracaju, tal como informado pela Petrobras no EIA item II.2.3*

Justificativa: *“Com o encerramento das atividades na área de águas rasas, as instalações do Pólo Atalaia deverão também ser desativadas, pois não existirão mais fluidos da área marítima para tratamento/processamento. Isso porque pelo Pólo Atalaia passa apenas a produção dos campos de águas rasas (...) Haverá desemprego de 1.367 empregados terceirizados, além da demissão ou possível realocação para outros Estados, em outras Unidades da Petrobras, de 421 postos de trabalho próprios, conforme pode ser evidenciado no Quadro II.2.3-1”.*

Desta forma mesmo que a Petrobras afirme que desenvolve ações continuadas de requalificação e recolocação de sua mão de obra direta, a perda de 421 postos de trabalho concursados para outros Estados levará a uma perda significativa de receitas de impostos e redução da dinâmica econômica na Região Metropolitana de Aracaju. Desta forma a empresa deve providenciar processo de qualificação (prioritariamente na cadeia produtiva de óleo e gás) a ser oferecido à comunidade local em

número igual ou superior para compensar a perda destes postos de trabalho próprios para outros Estados.

Em relação aos trabalhadores terceirizados, as empresas que os contratam não são responsáveis diretas pela decisão de encerramento ou não das atividades de produção nos 3 campos. Desta forma como a decisão de produção ou encerramento das atividades é da empresa Petrobras, a mesma deve prover mecanismos de mitigação para os problemas sociais decorrentes de sua decisão, que poderão gerar desemprego estrutural e impacto negativo significativo na economia sergipana, tal como descrito como justificativa pela Petrobras para que o IBAMA conceda a referida licença. Tais trabalhadores que em sua maioria são naturais e/ou residentes em Sergipe, e com isso incrementam a economia local com seus postos de trabalho e seu poder de compra no Estado de Sergipe, a mesma afirmou que: “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”.

Em consulta à legislação trabalhista não foi encontrado amparo para um tratamento diferenciado quanto aos direitos de trabalhadores diretos efetivos da empresa e terceirizados. Pelo contrário, é comprovado que o não-pagamento ou concessão dos direitos do trabalhador terceirizado diante da Justiça do Trabalho, ou mesmo de uma fiscalização do Ministério do Trabalho e Emprego, a empresa tomadora de serviços será condenada a efetua-los, pois ela é corresponsável, segundo a jurisprudência atual do poder judiciário. Demonstra-se clara a responsabilidade solidária da tomadora e da prestadora de serviço em relação aos direitos trabalhistas dos trabalhadores

terceirizados. Assim a Petrobras ao afirmar que “desenvolve ações continuadas de requalificação e recolocação de sua mão de obra direta”, deve prover mecanismo similar para o caso de significativo processo de demissão de seus trabalhadores terceirizados, nos anos que antecedem ao encerramento das atividades de produção de óleo e gás nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

O IBAMA entende que a empresa tem a liberdade de realizar concurso público ou contratar empresas prestadoras de serviços. Contudo, entende também que a contratação de empresas prestadoras de serviços não deve produzir uma situação de desemprego estrutural, quando do encerramento das atividades, semelhante aos trabalhadores próprios da empresa, com impactos socioeconômicos negativos significativos, ao final das atividades da Petrobras. Para evitar este desemprego estrutural, que a própria Petrobras aponta que pode ocorrer caso o IBAMA não emita a licença para este empreendimento, foi solicitado no Parecer Técnico Nº 537/2012 a apresentação de programa ou um compromisso da Petrobras de que a quantidade de postos de trabalho a serem extintos com o fim das atividades deve ser compensada pela oferta de cursos de qualificação em quantidade e nível de escolaridade igual ou superior aos postos que forem perdidos.

Face a estas considerações sobre a manifestação da empresa, o IBAMA mantém seu posicionamento de que a empresa deverá apresentar um projeto de requalificação e recolocação dos trabalhadores no âmbito do programa ambiental de mitigação dos impactos de desativação das atividades nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema. As informações prestadas neste licenciamento sobre a situação dos postos de trabalho gerados pelas atividades de águas rasas deverão ser confrontados com o cenário existente em 2019 – quando já será

realidade o desenvolvimento dos campos de águas profundas e haverá uma maior definição quanto ao cenário para 2025. A partir de nova análise, o projeto terá condições de refletir as ações efetivamente implantadas pela empresa para gerar empregos no período de 2012 a 2019 e quais aquelas que necessitarão ser levadas a termo para compensar uma eventual desativação da infraestrutura existente. O IBAMA emitirá um Termo de Referência específico no âmbito do “II.7.7 - Projeto de Desativação” para elaboração de Projeto ambiental de mitigação dos impactos de desativação das atividades nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema a ser implantado a partir de 2020.

(Item II.2.3, PT 315/12, pág. 14/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS, ao tempo que reafirma sua missão de “Atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua”, reitera que seus compromissos e responsabilidades com os aspectos sócio-econômicos das regiões onde atua são limitados e fiscalizados pelas legislações aplicáveis e por órgãos de controle.

Assim, entendendo que é uma exigência do IBAMA, como condição *sine qua non* para emissão das licenças ambientais para realização do Projeto, a elaboração e execução em 2020 de um projeto ambiental de mitigação dos impactos de desativação das atividades nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, a empresa assume os seguintes compromissos:

- -Elaborar conjuntamente com o órgão ambiental, conforme previsto na legislação, o Termo de Referência para a elaboração do projeto de mitigação dos impactos da desativação;

- -Enviar projeto de mitigação dos impactos da desativação 180 dias após o recebimento do Termo de Referência;
- -Iniciar a executar do projeto até 03 anos antes da desativação final com a parada operacional dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema;

A PETROBRAS no entanto, pela limitações legais já explicitadas, não se responsabiliza ou tem compromisso com a relocação de profissionais terceirizados.

***Solicitação/Questionamento:** Na página 43/401 a empresa afirma, quanto a delimitação do projeto de pesquisa de gestão dos Royalties, a definição de abrangência de somente os municípios de Pacatuba, Pirambu e Barra dos Coqueiros. “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”. Cabe ressaltar que tal projeto de pesquisa faz parte da atual estrutura do PEAC, a qual deve passar em breve por ajustes de adequação à Nota Técnica Nº 01/2010/CGPEG/DILIC/IBAMA. Devido ao aumento na produção de óleo e gás, esperado para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, os valores de Royalties e participações especiais aumentarão não somente nestes 3 municípios definidos pela Petrobras, mas sim também em outros, sobretudo em Aracaju e Itaporanga D´ajuda.*

Esta CGPEG solicitou no PT 537/2011 que tal projeto de pesquisa fosse ampliado em mais municípios e intensificado nos 3 municípios anteriormente propostos. Fica claro que a Petrobras

não atendeu ao solicitado alegando atuação em somente 3 municípios. Reiteramos a necessidade da empresa apresentar proposta de ampliação do projeto de pesquisa para os demais municípios litorâneos a serem mais impactados pela futura geração extra de Royalties no âmbito da proposta de adequação à Nota Técnica Nº 01/2010/CGPEG/DILIC/IBAMA na bacia de Sergipe/Alagoas.

(Item II.2.3, PT 315/12, pág. 16/59)

Resposta/Comentário:

Na proposta de adequação à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 01/2010, protocolada no IBAMA em 20.11.2012, a PETROBRAS propôs a realização de uma ampla pesquisa, que pudesse trazer mais subsídios para uma definição de ações a serem adotadas no Programa de Educação Ambiental com Comunidades Costeiras. Tal pesquisa, que exigiria um mínimo de 04 anos, abordaria também a questão dos *royalties* e faria uso das informações já levantadas pela pesquisa realizada em 2012, fazendo os complementos necessários para viabilizar um melhor desenho das ações de mitigações que fossem cabíveis.

Em reunião de Coordenação do PEAC, realizada em 30.11.12, em Laranjeira/SE, a PETROBRAS, com a presença de representantes da UO-SEAL, do E&P Corporativo, do CENPES e da UFS, fez para o IBAMA uma apresentação da metodologia pensada para a pesquisa. O IBAMA se manifestou, na ocasião, favorável à realização de uma pesquisa de caráter mais amplo, como a proposta, somente para o atendimento de processos futuros de licenciamento, reiterando que haveria necessidade da PETROBRAS desenvolver projetos adicionais de mitigação com base em resultados de pesquisa já disponíveis ou a serem obtidos.

Assim, e considerando também que ainda não houve uma manifestação formal do IBAMA com relação à proposta de adequação à Nota Técnica apresentada pela PETROBRAS, a empresa, neste primeiro semestre, realizará a consolidação dos dados da pesquisa sobre *royalties* realizada em 2012 e

apresentará no segundo semestre de 2013 um projeto da Linha de Ação B (*Royalties*) específico para o município de Pirambu, tendo sua execução no primeiro semestre de 2014.

A PETROBRAS reitera que já há um conjunto muito relevante de ações de mitigação em curso, superior a qualquer outro PEA atualmente em execução, que já constam da proposta de adequação à Nota Técnica Nº 01/2010 como projetos da Linha de Ação A e são coerentes com objetivos de fortalecimento da organização e desenvolvimento comunitários. Além disso, tais projetos, juntamente com a realização intensa de projetos de compensação (Linha E), já estão sendo realizados em todos os municípios da área de abrangência atual do PEAC.

Trata-se, portanto, de um contexto em que a questão central não é a *ampliação* das ações, mas sim a existência de um conjunto de ações bem definidas, coerentes e consistentes; ou seja, no entender da PETROBRAS não cabe a ampliação de ações para além das já propostas, sendo de maior relevância concentrar esforços em projetos que já estão bem caracterizados, para que se possa assegurar maior efetividade.

Solicitação/Questionamento: *Na página 44/401 a empresa afirma que “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”. O IBAMA tem ciência da existência deste fórum, contudo os objetivos do mesmo são diversos dos pretendidos pelo IBAMA como medida mitigadora de impactos do empreendimento de Ampliação da Produção dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Desta forma é importante ressaltar que a empresa deve realizar efetivamente o evento “Seminário Petróleo, Gás e Sustentabilidade em Sergipe”, cujo objetivo principal é a ampliação do debate público e respectivo controle social em relação a temas como novas tecnologias internacionais, nacionais e regionais e respectivas formas de*

gestão da Exploração e Produção de óleo e gás com menores impactos ambientais negativos, visando a construção socialmente participativa de alternativas técnicas das atividades de E&P de óleo e gás em Sergipe, a fim de contribuir com a mitigação dos impactos ambientais negativos dos diversos empreendimentos de óleo e gás.

Desta forma é importante ressaltar que a empresa deve realizar efetivamente o evento “Seminário Petróleo, Gás e Sustentabilidade em Sergipe”, cujo objetivo principal é a ampliação do debate público e respectivo controle social em relação a temas como novas tecnologias internacionais, nacionais e regionais e respectivas formas de gestão da Exploração e Produção de óleo e gás com menores impactos ambientais negativos, visando a construção socialmente participativa de alternativas técnicas das atividades de E&P de óleo e gás em Sergipe, a fim de contribuir com a mitigação dos impactos ambientais negativos dos diversos empreendimentos de óleo e gás.

Desta forma fica claro que tanto os objetivos quanto o público-alvo do Seminário solicitado pelo IBAMA, são efetivamente distintos do atual Fórum dos Municípios Petrolíferos de Sergipe. Assim não é adequado uma adaptação no atual fórum, mas sim a efetiva realização do Seminário proposto pelo IBAMA, em data diversa do atual fórum, a fim de permitir eventual participação de quem assim desejar em ambos os eventos. Sendo assim o IBAMA entende que este tal seminário deverá futuramente integrar uma linha de ação da Nota Técnica Nº 01/2010/CGPEG/DILIC/IBAMA a ser integrada no Processo PEAC. Desta forma o IBAMA se posicionará conclusivamente sobre os procedimentos para esta implantação quando da análise do documento a ser apresentado como proposta de adequação do PEAC à referida Nota Técnica.

(Item II.2.3, PT 315/12, pág. 16/59)

Resposta/Comentário:

Através da Carta UO-SEAL/SMS 0551/2012, de 20.11.12, a PETROBRAS afirmou seu compromisso de realizar o seminário solicitado pelo IBAMA, considerando, porém, a necessidade de uma discussão prévia para um melhor detalhamento dos objetivos e escopo do seminário. Foi proposto que tal discussão fosse realizada com participação do Corporativo da PETROBRAS, abordando os seguintes tópicos:

- Definição de um comitê organizador do seminário, presidido pelo IBAMA, identificando conjuntamente representantes da sociedade civil e de entidades públicas que assegurem representatividade nas discussões a serem feitas;
- Definição, pelo comitê organizador, do calendário de trabalhos;
- Forma e mecanismos de divulgação do seminário e chamada de trabalhos.

A PETROBRAS reafirma seu compromisso de realizar o seminário e aguarda manifestação do IBAMA para a discussão dos tópicos apresentados.

II.2.4 - DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

II.2.4.A.1 – AÇÕES PARA O DESENVOLVIMENTO COMPLEMENTAR DA PRODUÇÃO

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

Solicitação/Questionamento: Quando a Petrobras posiciona-se pela não necessidade de realização da estimativa do fator, mesmo admitindo que esta informação teria utilidade no dimensionamento logístico para o armazenamento temporário e

o transporte marítimo do cascalho até o ponto de descarte e declara "... 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", esquece de considerar operações futuras ou mesmo ajustes na gestão de recursos desta operação e conseqüentemente melhoria na gestão ambiental, pois todas as operações implicam em impactos socioeconômicos, impactos na biota, emissão de CO₂ e etc. Considerando que os dados já estarão disponíveis para a empresa, não gerando nenhum custo ou esforço amostral adicional, o IBAMA mantém a posição de que este dado deverá ser apresentado no projeto de monitoramento da atividade.

(Item II.2.4.A.1, PT 315/12, pág. 19/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que o "fator de empolamento", definido como a razão entre o volume do material perfurado (V_{perfurado}) da formação rochosa e o correspondente volume de material descartado (V_{descartado}), conforme equação a seguir,

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

será calculado para os poços construídos com a utilização de sistema coletor de cascalho e, posteriormente, reportado nos relatórios associados ao Projeto de Monitoramento Ambiental da UO-SEAL.

O fator será estimado a partir dos seguintes dados:

- Volume de rocha perfurado (V_{perfurado}): proveniente do cálculo teórico do poço perfurado;
- Volume de cascalho descartado (V_{descartado}): proveniente da medição de volume do cascalho descartado no mar, e tal como é processado pelos equipamentos do Sistema Coletor de Cascalho.

A PETROBRAS ressalta que se encontra em análise no CGPEG um Projeto Unificado de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos que visa a substituir os projetos já apresentados no âmbito de licenças específicas, conforme indicação da reunião realizada entre o IBAMA (COEXP e UALAE) e a PETROBRAS em 23/11/12, e descrita pela ata de reunião nº 054/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA. Este projeto, entretanto, não considera este requisito.

Não obstante, a Petrobras acata a posição do IBAMA de apresentar-este dado no Projeto de Monitoramento Ambiental da UO-SEAL.

II.2.4.G – SISTEMA SUBMARINO

Solicitação/Questionamento: Conforme a empresa, não está prevista a instalação de manifold submarino nas malhas de Dourado e de Camorim. Em Guaricema estava prevista inicialmente a instalação de manifolds para interligar as ANM's dos poços GA-68, GA-76 e GA-78, entretanto para dúvida se esta previsão foi mantida após a alteração do projeto inicial apresentada na Resposta ao PT nº 537/11, pois na nova concepção do projeto há previsão para instalação de apenas dois (2) manifolds em Guaricema, para interligar os poços GA-74 ao GA-79 e GA-64D ao GA-75. Deste modo, solicita-se que a Petrobras confirme quantos manifolds serão instalados no campo de Guaricema, indicando quais ANM serão interligadas por meio de cada equipamento.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 5/40)

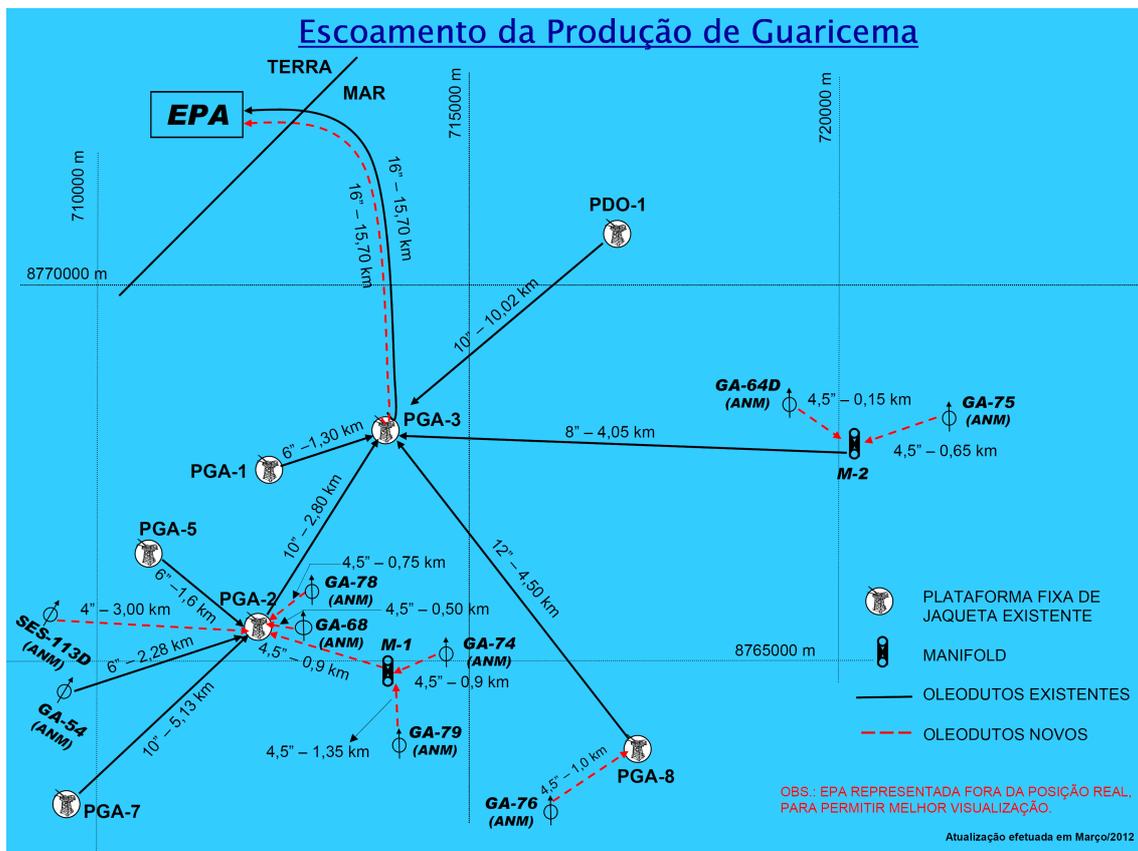
Resposta/Comentário:

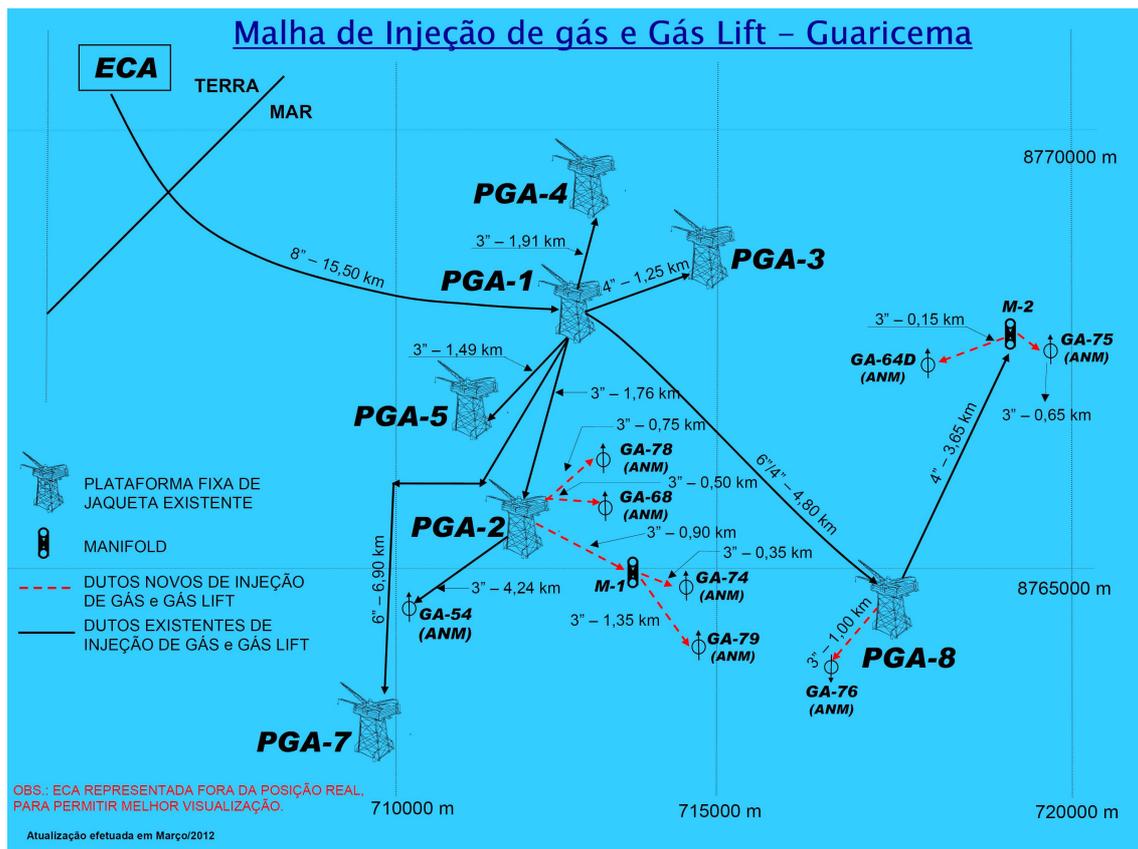
A PETROBRAS confirma que a concepção atual do projeto é a mesma enviada na Resposta ao PT Nº 537/11, através da correspondência UO SEAL/SMS 0192/2012, em 20.04.2012, ou seja, haverá apenas dois *manifolds*: os poços GA-74 e GA-79 serão completados com Árvore de Natal Molhada (ANM) e escoarão a produção para a PGA-02 através de um *manifold* (M1); o poço GA-

64D e GA-75 serão conectados à PGA-03 (escoamento da produção) e PGA-08 (*gas-lift*) através de um outro *manifold* (M2).

Já os poços GA-68 e GA-78 serão completados com ANM e escoarão sua produção diretamente para a PGA-02. Com relação ao poço GA-76, este será completado com ANM e escoará sua produção diretamente para a PGA-08.

A concepção acima descrita está representada na figura a seguir, conforme apresentado na página 17 da Resposta ao PT Nº 537/11.





Solicitação/Questionamento: Quanto a análise da situação dos dutos que permanecerão em operação após a instalação e operação do projeto pretendido, em resposta ao PT nº 537/2011 a Petrobras informa que os novos dutos que interligarão as plataformas PDO-3, PDO-2 e PDO-1 operarão simultaneamente com dutos já existentes, como é o caso dos oleodutos PE-04-PDO-03/PDO-02 e PE-06-PDO-02/PDO-01. Entretanto, a empresa não esclarece se há previsão de descomissionamento do oleoduto PE-3-PDO-02/PDO-01, que também interliga as plataformas PDO-02 e PDO-01, bem como do oleoduto PE-3-DO-16/PDO-2, que liga o poço surgente DO-016 a plataforma PDO-02, considerando que este poço será convertido de produtor de óleo em injetor de água.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 5/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os dutos PE-3-DO-16/PDO-2 e PE-3-PDO-02/PDO-01 serão DESATIVADOS, ou seja, retirados de operação e mantidas as condições operacionais que garantem a integridade do duto (limpos e bloqueados nas extremidades), permanecendo nos seus respectivos posicionamentos atuais.

***Solicitação/Questionamento:** Já com relação ao novo duto que interligará a plataforma PGA-3 a EPA, a Petrobras informa que “após a entrada em operação do novo duto, será feita a manutenção no duto existente, deixando-o apto a operar nas novas condições operacionais”. Entretanto, é importante destacar que o oleoduto PE-16-PGA-03/EPA é o único duto responsável pelo escoamento da produção de óleo dos campos de Guaricema e Dourado para a terra (EPA). Segundo dados divulgados pela ANP sobre a produção de petróleo referente ao mês de agosto de 2012, observa-se que 63% da produção diária de óleo nos campos de Guaricema, Dourado e Camorim é escoada para terra (EPA) através do duto PE-16-PGA-03/EPA, o que equivale a aproximadamente 1.837 bbl/dia.*

Portanto, em função da importância deste duto para o sistema de produção e escoamento dos campos de Dourado e Guaricema não é aceitável que as atividades de limpeza, reparo e manutenção, que são imprescindíveis à integridade deste duto, sejam limitadas por questões estruturais e operacionais. Além disso, é inadmissível que a realização destas atividades estejam condicionadas a entrada em operação de um novo duto.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 6/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que as atividades de limpeza no duto PGA-03/EPA vem sendo realizadas através da passagem do PIG de limpeza, conforme apresentado na **Tabela II.2.4.G-4** - Frequencia e data da última limpeza dos

duto que serão incorporados ao Projeto de Ampliação. As atividades de reparo somente são realizadas após a identificação de algum dano, evento que não tem ocorrido.

Quanto à atividade de inspeção através da passagem de PIG instrumentado há de se entender que a mesma envolve etapas preparatórias, com passagem de PIG para limpeza e de PIG para calibração com placa de alumínio (para verificação de diâmetro ou anormalidades), após as quais é feita a passagem de PIG geométrico (para quantificação de restrições) e passagem de PIG magnético (para medição de espessuras).

Para realizar esta atividade fazem-se necessárias condições mínimas de diâmetro interno do duto e de pressão de escoamento que permitam o deslocamento dos equipamentos de inspeção.

Considerando que o duto PGA-03/EPA apresenta restrições geométricas, identificadas na passagem do PIG de calibração, não é possível prosseguir com as demais etapas da inspeção com PIG instrumentado. Convém ressaltar que com os parâmetros operacionais atuais, as restrições geométricas observadas não oferecem riscos para operação do duto.

Dessa forma, somente com o duto PGA-03/EPA fora de operação será possível realizar a troca dos trechos com restrição geométrica e realizar as etapas complementares da inspeção.

Solicitação/Questionamento: Portanto, são incompreensíveis os motivos que levam a Petrobras a não informar a situação atual da integridade estrutural deste duto, considerando que este duto seria pigável. Supõe-se que este duto esteja sendo inspecionado internamente, pois sua pressão está sendo reduzida periodicamente, procedimento comumente adotado quando são identificadas perdas de espessura dispostas de forma localizada, sendo que este tipo de corrosão geralmente não é detectado através de inspeção externa. A empresa deve esclarecer os ensaios que estão dando suporte à operação do

duto, inclusive esclarecendo o porquê das pressões de operação reduzidas em curso e quais os cálculos fundamentaram a tomada de decisão quanto à segurança desta pressão, além de esclarecer qual o engenheiro responsável pela análise.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 9/40)

Resposta/Comentário:

A tomada de decisão para se determinar a pressão máxima de operação admissível (PMOA) do duto PGA-03/EPA foi fundamentada nos resultados da passagem do *PIG* de placa calibradora. Neste evento foram observado valores pontuais de pico de pressão próximos de 9,5 kgf/cm², sem que fosse identificado nenhuma anomalia no duto.

A partir desse resultado e considerando a necessidade operacional de escoamento (~ 7,0 kgf/cm²), adotou-se, por segurança, o limite de 8,5 kgf/cm² como PMOA.

Além do controle da pressão, de forma a se oferecer suporte à operação do duto, com os ensaios disponíveis, se intensificou a frequência de passagem de *PIG* de limpeza e manteve-se o monitoramento da corrosão por cupom de perda de massa, constatando-se que a corrosividade do fluido se mantém baixa.

A tomada de decisão quanto à segurança desta PMOA é registrada em relatório de inspeção (**Anexo II.2.4.G-5**) assinada pelo profissional habilitado da inspeção do Ativo de Produção Sergipe-Mar.

Solicitação/Questionamento: *Solicita-se que a empresa confirme o entendimento expresso na Tabela 1 ou o corrija, deixando claro quais são as discrepâncias, inclusive em relação a extensão dos dutos, como no caso dos oleodutos PE-06-SAT.GA54/PGA-02 e PE-08-PCM-11/PCM-09. Solicita-se também que a empresa inclua, quando necessário, as informação ausentes na Tabela 1.*

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 11/40)

Resposta/Comentário:

A **Tabela 1** é rerepresentada a seguir, com as correções e complementações pertinentes, conforme se segue:

- Coluna DUTOS - O duto GN-3-PCM-06/PCM-08 foi rerepresentado como GN-3-PCM-08/PCM-06; o duto GN-4-GA-064/PGA-08 foi rerepresentado como GN-04-PGA-08/GA-64; o duto GN-3-PGA-02/GA-54 foi rerepresentado como GN-03-PGA-02/GA-54/PGA-07; o duto GN-03-PCB-01/PCM-06 foi rerepresentado como GN-03-PCM-06/PCB-01;
- Coluna EXTENSÃO - Foi adequada às informações disponíveis no banco de dados georreferenciados da PETROBRAS;
- Coluna PIGÁVEL - Foi complementada com as informações disponíveis;
- Coluna ÚLTIMA INSPEÇÃO - Foi atualizada com as datas das últimas inspeções emersas ou submersas realizadas.

Tabela 1 – Malha de dutos (oleoduto e gasoduto) já instalada que será incorporada ao Projeto de Revitalização da Produção e Escoamento de Óleo nos Campos de Guaricema, Camorim e Dourado.

DUTOS	TIPO	EXTENSÃO (m)	PIGÁVEL	ÚLTIMA INSPEÇÃO
GN-03-PCM-01/PCM-07	Gasoduto	2800	NÃO	29.02.2012
GN-03-PCM-02/PCM-03	Gasoduto	1920	NÃO	09.08.2011
GN-03-PCM-05/PCM-04	Gasoduto	1730	NÃO	18.01.2012
GN-03-PCM-06/PCB-01	Gasoduto	2740	NÃO	21.12.2011
GN-03-PCM-08/PCM-06	Gasoduto	770	NÃO	25.11.2011
GN-03-PCM-09/PCM-10 (*)	Gasoduto	900	NÃO	02.06.2012
GN-03-PCM-09/PCM-11	Gasoduto	1000	NÃO	DESATIVADO
GN-03-PGA-01/PGA-02 (*)	Gasoduto	1760	NÃO	10.05.2012
GN-03-PGA-01/PGA-04 (*)	Gasoduto	1910	NÃO	01.06.2012
GN-03-PGA-01/PGA-05	Gasoduto	1490	NÃO	10.05.2011
GN-03-PGA-02/GA-54/PGA-07 (*)	Gasoduto	6600	NÃO	19.05.2012
GN-04-PCM-01/PCM-05 (*)	Gasoduto	2410	NÃO	25.09.2012
GN-04-PCM-09/PCM-08	Gasoduto	1200	NÃO	16.01.2012
GN-04-PGA-01/PGA-03 (*)	Gasoduto	1250	NÃO	07.08.2012
GN-04-PGA-08/GA-64 (*)	Gasoduto	3650	NÃO	10.09.2012
GN-06-ECA/PCM-01	Gasoduto	7500	SIM	09.06.2011
GN-06-PCM-01/PCM-02	Gasoduto	1650	SIM	11.04.2012
GN-06-PCM-01/PCM-09	Gasoduto	5800	SIM	09.01.2011
GN-06-PGA-01/PGA-07	Gasoduto	6900	SIM	06.05.2011

DUTOS	TIPO	EXTENSÃO (m)	PIGÁVEL	ÚLTIMA INSPEÇÃO
GN-08-ECA/PGA-01	Gasoduto	15510	SIM	02.05.2011
GN-6/4-PGA-01/PGA-08	Gasoduto	4810	NÃO	28.01.2011
PE-04-PDO-03/PDO-02	Oleoduto	1500	NÃO	04.10.2011
PE-04-SAT.SES-121/PDO-01	Oleoduto	3320	NÃO	06.03.2011
PE-06-PDO-02/PDO-01 (*)	Oleoduto	3200	NÃO	22.09.2012
PE-06-PGA-01/PGA-03 (*)	Oleoduto	1300	SIM	07.08.2012
PE-06-PGA-05/PGA-02 (*)	Oleoduto	1580	SIM	24.07.2012
PE-06-SAT.GA-54/PGA-02 (*)	Oleoduto	4350	SIM	05.07.2012
PE-08-PCM-08/PCM-06	Oleoduto	760	SIM	24.06.2011
PE-08-PCM-09/ENTR. PCM-06-PCM-05	Oleoduto	30	NÃO	26.01.2011
PE-08-PCM-10/PCM-09 (*)	Oleoduto	900	SIM	25.04.2012
PE-08-PCM-11/PCM-09	Oleoduto	1300	SIM	DESATIVADO
PE-08-SAT.GA64/PGA-03	Oleoduto	4050	SIM	01.05.2011
PE-10-PCM-03/PCM-02 (*)	Oleoduto	1920	SIM	09.05.2012
PE-10-PCM-07/PCM-01	Oleoduto	2200	SIM	15.08.2011
PE-10-PDO-01/PGA-03 (*)	Oleoduto	10020	NÃO	03.10.2012
PE-10-PGA-07/PGA-03	Oleoduto	7950	SIM	02.05.2011
PE-12-PCM-02/PCM-01	Oleoduto	1630	SIM	11.04.2012
PE-12-PCM-04/PCM-05	Oleoduto	1900	SIM	16.02.2012
PE-12-PGA-08/PGA-03	Oleoduto	4500	SIM	10.11.2012
PE-16-PCM-01/EPA	Oleoduto	7500	SIM	01.04.2011
PE-16-PCM-05/PCM-01	Oleoduto	2500	SIM	27.08.2012
PE-16-PCM-06/PCM-05	Oleoduto	4780	SIM	18.07.2011
PE-16-PGA-03/EPA (*)	Oleoduto	15730	SIM	06.09.2012

(*) Inspeção realizada, relatório em elaboração.

Solicitação/Questionamento: *Da análise do projeto de Ampliação e do processo que trata da Regularização das Atividades de Produção e Escoamento de Óleo e Gás nas Unidades das Bacias de Sergipe/Alagoas (TAC), verifica-se que 19 dutos já instalados nos campos de Dourado, Guaricema e Camorim não serão incorporados ao projeto de ampliação, conforme exposto na Tabela 2, abaixo.*

Desta forma, cabe a Petrobras esclarecer se há previsão para o descomissionamento destes dutos ou se os mesmos ficarão apenas temporariamente fora de operação. Os esclarecimentos deverão ser formulados individualmente para cada duto.

Solicita-se que a empresa confirme este entendimento ou o corrija, deixando claro quais são as discrepâncias, além de incluir

quando necessário as informações ausentes na Tabela 2, bem como citar os dutos que eventualmente não foram listados na referida tabela.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 11/40)

Resposta/Comentário:

A **Tabela 2** é reapresentada a seguir, com as correções e complementações pertinentes, conforme segue:

Coluna DUTOS:

– Os seguintes dutos foram excluídos:

- Flexível-3-PDO-1/SES-05, Flexível-4-GA-54/SES-102, Desativado-4-PGA-1/PGA-2, GN-3-PGA-02/SES-102 e PE-3-PGA-3/GA-50-GA-53 pois não existem (embora constassem equivocadamente no Anexo II.2-17b – Mapas de Interseção de Dourado e Guaricema, anteriormente enviados ao IBAMA na Resposta ao PT Nº 537/11);
- PE-4-SES-19/EPA, por não pertencer aos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

– Os seguintes dutos foram corrigidos:

- Em vez de ??-PDO-1/SES-11, GN-3-GA-54/PGA-7, GN-3-PGA-07/SES-115, PE-4-PGA-2/SES-102, PE-6-SES-115/PGA-07 e PE-8-SES-111/PDO-01 passam a ser, respectivamente, PE-08-SAT.SES-111/PDO-01, GN-03-PGA-02/GA-54/PGA-07, GN-03-PGA-07/SAT.SES-115, PE-04-SES-102/PGA-2, PE-06-SAT.SES-115/PGA-07 e PE-08-SAT.SES-111/PDO-01.

– O seguinte duto foi acrescentado:

- GN-04-PCM-01/PCM-02.

Coluna TIPO – Foi complementada com as informações disponíveis.

Coluna MATERIAL - Foi complementada com as informações disponíveis.

Coluna EXTENSÃO – Foi adequada às informações disponíveis no banco de dados georreferenciados da PETROBRAS.

Adicionalmente, foi acrescentada a Coluna STATUS OPERACIONAL COM O PROJETO FUTURO visando atender a solicitação de esclarecimentos quanto à previsão de operação do duto no futuro com o projeto.

Tabela 2 – Malha de dutos (oleoduto e gasoduto) já instalada que não será incorporada ao Projeto de Revitalização da Produção e Escoamento de Óleo nos Campos de Guaricema, Camorim e Dourado.

DUTO	TIPO	MATERIAL	EXTENSÃO (m)	STATUS OPERACIONAL COM O PROJETO
GN-04-PCM-01/PCM-02	Gasoduto	Aço Carbono	1650	Desativado
GN-08-ECA/PCM-01	Gasoduto	Aço Carbono	7500	Desativado
PE-03-PDO-02/PDO-01	Oleoduto	Aço Carbono	3200	Desativado
PE-03-DO-16/PDO-02	Oleoduto	Aço Carbono	700	Desativado
PE-08-SAT.SES-111/PDO-01	Oleoduto	Aço Carbono	2735	Desativado
PE-04-DO-27/PDO-03	Oleoduto	Aço Carbono	2044	Desativado
PE-04-SES-102/PGA-02	Oleoduto	Aço Carbono	2340	Desativado
PE-06-PGA-04/PGA-03	Oleoduto	Aço Carbono	1466	Desativado
PE-06-SAT.SES-115/PGA-07	Oleoduto	Aço Carbono	4170	Desativado
GN-03-PGA-07/SAT.SES-115	Gasoduto	Aço Carbono	4100	Desativado
GN-06-PGA-01/PGA-05	Gasoduto	Aço Carbono	1460	Desativado
PE-06-PGA-06/PGA-02	Oleoduto	Aço Carbono	2100	Desativado

Estão sendo reapresentados o **Anexo II.2-1** - Sistema Produção CM Futuro, o **Anexo II.2-2** - Sistema Produção DO Futuro, o **Anexo II.2-3** - Sistema Produção GA Futuro e o **Anexo II.2-13** - Sistema Produção Atual, com as devidas correções, em conformidade com as informações e ajustes apresentados neste documento.

Solicitação/Questionamento: Desta forma, resta ao IBAMA como alternativa à elucidação definitiva deste tema reiterar a solicitação exposta no PT nº 537/11, referente a apresentação de relatório assinado por engenheiro responsável atestando a integridade e operacionalidade de todos os dutos do sistema para as condições de operação a que estão submetidos atualmente e a que estarão submetidos futuramente. Sempre que possível solicita-se apresentar a vida útil prevista para cada um deles.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 12/40)

Resposta/Comentário:

As condições atuais de operação dos dutos dos campos de Guaricema, Dourado e Camorim foram definidas com base nos relatórios de inspeção realizadas até o momento. Estes relatórios atestam a integridade e operacionalidade dos dutos do sistema até a próxima campanha de inspeção de cada duto e são apresentados no **Anexo II.2.4.G-5** (somente na forma impressa). O atesto da integridade e operacionalidade dos dutos do sistema nas condições futuras está suportado pelas Pressões Máximas de Operação Futuras (PMO Futura) abaixo das Pressões Máximas de Operação Admissível (PMOA) de cada duto, conforme pode ser observado no **Anexo II.2.4.G-2**, arquivo digital no formato *shapefile* (.shp).

Quanto à estimativa de vida útil dos dutos, a PETROBRAS esclarece que esta não é uma prática na indústria. Isto se dá principalmente pela dificuldade em se determinar com exatidão as condições de corrosividade às quais o duto estará submetido. Desta forma, as avaliações de integridade realizadas através de inspeções é que asseguram que um determinado duto estará ou não em condições de operar dentro do horizonte de uma campanha. As campanhas para dutos submersos são de cinco anos e as campanhas para dutos emersos, de três, exceto quando há algum tipo de comprometimento que recomende inspeções mais freqüentes.

Solicitam-se os seguintes esclarecimentos e complementações:

i. Esclarecer se há previsão para o descomissionamento do oleoduto (PE-3-DO-16/PDO-2), que liga a plataforma PDO-2 ao poço surgente DO 0016, pois este poço será convertido de produtor de óleo em injetor de água;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 12/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o oleoduto PE-3-DO-16/PDO-2 não será convertido de produtor de óleo em injetor de água. O mesmo será desativado (limpo e com suas extremidades bloqueadas), permanecendo no seu posicionamento atual.

ii. Dimensionar a rede de cabos elétricos que será implantada no Campo de Dourado, com objetivo de interligar os cabos elétricos da PDO-1 às plataformas PDO-2, PDO-3, PDO-4 e PDO-5;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 12/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que não mais prevê, para o Projeto de Ampliação, a interligação de cabos elétricos da PDO-01 para as demais plataformas do Campo de Dourado.

iii. Considerando que o oleoduto PE-8-PCM-11/PCM-09 encontra-se atualmente fora de operação, mas que irá entrar em operação após a implementação do projeto de Ampliação, e que no documento elaborado em resposta ao PT nº 537/11 a Petrobras expõe na Tabela II.2.4.G-1 – Condições Operacionais Atuais dos Dutos Submarinos – UO-SEAL que a Pressão de Operação Futura deste duto será de 14,7 Kgf/cm², valor este superior a Pressão Máxima de Operação Admissível deste duto (12,0 Kgf/cm²), solicita-se que a Petrobras esclareça esta informação, uma vez que é inadmissível a operação de qualquer duto com pressão acima de sua capacidade de suporte;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 12/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a informação quanto a Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA) apresentada em resposta ao PT nº 537/11 na Tabela II.2.4.G-1 para o oleoduto PE-8-PCM-11/PCM-09 trazia em si um erro

de digitação. Onde constavam 12,0 Kgf/cm² deveria constar 102,0 Kgf/cm². Esta informação foi corrigida e está sendo apresentada na tabela de atributos do arquivo *shapefile* da malha de dutos já instalada que será incorporada ao projeto de revitalização da produção, enviado como anexo da presente resposta (**Anexo II.2.4G-2**).

iv. Esclarecer sobre o mapa de interseção do Campo de Dourado, apresentado no Anexo II.2-17b, a ausência dos cruzamentos (pontos de interseções) do duto de coleta PE-4-DO27/PDO-3 com o oleoduto PE-10-PDO1/PGA-3 e com o cabo elétrico PGA-3/PDO-1 e informar, caso confirmado estes cruzamentos, as coordenadas geográficas utilizando o Datum SIRGAS 2000;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que o mapa de interseção do Campo de Dourado, apresentado no Anexo II.2-17b da resposta ao PT nº 537/11 não apresentou os pontos de interseções do duto de coleta PE-4-DO27/PDO-3 com o oleoduto PE-10-PDO1/PGA-3 e com o cabo elétrico PGA-3/PDO-1, porque estas interseções são de instalações existentes. O mapa apresentado na referida resposta tinha como objetivo destacar somente os pontos de interseção dos dutos e demais equipamentos a serem instalados no projeto. As coordenadas geográficas dos pontos de interseção em questão (Datum SIRGAS 2000), são: cruzamento PE-4-DO27/PDO-3 com cabo elétrico PGA-3/PDO-1 (X=8770513,27m; Y=719838,18m) e cruzamento PE-4-DO27/PDO-3 com oleoduto PE-10-PDO1/PGA-3 (X=8770577,81m; Y=719716,23m).

v. Atualizar no “Anexo II.2.1-1 - Informações Dutos CM DO GA” a “Tabela II.2.4-12 - Novos dutos para injeção de gás-lift do Campo de Guaricema” pois não há informações sobre o material do dutos previstos para a malha de gás-lift.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reapresenta a **Tabela II.2.4-12 - Novos dutos para injeção de gas-lift do Campo de Guaricema (Anexo II.2.1-1)**, informando o material dos dutos previstos para a malha de *gas-lift* do Campo de Guaricema.

vi. Informar com que periodicidade é feita a limpeza dos dutos através da passagem/corrída de PIG, listando para todos os dutos que serão incorporados ao projeto de Ampliação, a data da última limpeza e a frequência desta operação;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

A frequência e a data da última limpeza dos dutos que serão incorporados ao projeto de Ampliação são apresentadas a seguir, na **Tabela II.2.4.G-4**. Não é possível a passagem de PIG nos dutos GN-03-PGA-02/GA-54/PGA-07 e GN-04-PGA-08/GA-64 devido à ausência de instalações submarinas que permitam receber o PIG de limpeza na ANM. Também não é possível a passagem de PIG de limpeza nos dutos PE-04-PDO-03/PDO-02 e PE-06-PGA-05/PGA-02, pois as plataformas PDO-03 e PGA-05 não estão produzindo.

Tabela II.2.4.G-4 - Frequencia e data da última limpeza dos dutos que serão incorporados ao Projeto de Ampliação

DUTOS	FREQUÊNCIA	DATA ÚLTIMA LIMPEZA
GN-03-PCM-06/PCB-01	Trimestral	19/1/2013
GN-03-PCM-01/PCM-07	Trimestral	2/12/2012
GN-03-PCM-02/PCM-03	Trimestral	29/11/2012
GN-03-PCM-05/PCM-04	Trimestral	30/11/2012
GN-03-PCM-08/PCM-06	Trimestral	1/12/2012
GN-03-PCM-09/PCM-10	Trimestral	7/1/2013
GN-03-PCM-09/PCM-011	Trimestral	Desativado
GN-03-PGA-01/PGA-02	Trimestral	1/12/2012
GN-03-PGA-01/PGA-04	Trimestral	5/1/2013
GN-03-PGA-01/PGA-05	Trimestral	Desativado
GN-04-PCM-01/PCM-05	Trimestral	30/11/2012
GN-04-PCM-09/PCM-08	Trimestral	8/12/2012
GN-04-PGA-01/PGA-03	Trimestral	2/1/2013

DUTOS	FREQUÊNCIA	DATA ÚLTIMA LIMPEZA
GN-06-ECA/PCM-01	Quinzenal	30/1/2013
GN-06-PCM-01/PCM-02	Trimestral	29/12/2012
GN-06-PCM-01/PCM-09	Trimestral	3/12/2012
GN-06-PGA-01/PGA-07	Trimestral	20/1/2013
GN-08-ECA/PGA-01	Quinzenal	6/2/2013
GN-06/4-PGA-01/PGA-08	Trimestral	24/1/2013
PE-04-PDO-03/PDO-02	Mensal	8/3/2012
PE-04-SAT.SES121/PDO-01	Trimestral	Desativado
PE-06-PDO-02/PDO-01	Mensal	21/6/2012
PE-06-PGA-01/PGA-03	Quinzenal	3/2/2013
PE-06-PGA-05/PGA-02	Mensal	3/1/2013
PE-06-SAT.GA-54/PGA-02	Mensal	3/2/2013
PE-08-PCM-08/PCM-06	Trimestral	27/1/2013
PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05	Trimestral	4/11/2012
PE-08-PCM-10/PCM-09	Trimestral	7/1/2013
PE-08-PCM-11/PCM-09	Trimestral	Desativado
PE-08-SAT.GA64/PGA-03	Mensal	3/1/2013
PE-10-PCM-03/PCM-02	Trimestral	2/12/2012
PE-10-PCM-07/PCM-01	Trimestral	24/11/2012
PE-10-PDO-01/PGA-03	Mensal	29/11/2012
PE-10-PGA-07/PGA-03	Mensal	2/2/2013
PE-12-PCM-02/PCM-01	Mensal	5/1/2013
PE-12-PCM-04/PCM-05	Trimestral	30/12/2012
PE-12-PGA-08/PGA-03	Mensal	31/1/2013
PE-16-PCM-01/EPA	Mensal	23/1/2013
PE-16-PCM-05/PCM-01	Trimestral	20/12/2012
PE-16-PCM-06/PCM-05	Quinzenal	31/12/2012
PE-16-PGA-03/EPA	Mensal	7/2/2013

vii. Informar como está sendo efetuada a limpeza e o monitoramento da corrosão interna nos dutos não pigáveis, como é o caso dos oleodutos PE-04-PDO-03/PDO-02 e PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os dutos com características construtivas ou operacionais que estão classificados como “não pigáveis” são limpos por meio da passagem de PIG de limpeza. O termo “não pigável” refere-se somente a condição dos mesmos receberem a inspeção com o PIG instrumentado.

Com relação à monitoração da corrosão, esta é realizada por meio de inspeções com uso de cartões de corrosão no trecho submerso dos dutos e por técnicas de ultrasonografia no trecho emerso.

viii. Apresentar os relatórios e laudos dos testes hidrostáticos e/ou testes similares realizados nos dutos não pigáveis, como os oleodutos PE-04-PDO-03/PDO-02 e PE-8-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05, que atestem a operacionalidade e a integridade destes dutos;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os testes hidrostáticos são realizados na fase de instalação de novos dutos, previamente ao início de sua operação. As inspeções realizadas com fins de atestar a operacionalidade e a integridade dos dutos não pigáveis dispostos nos campos Camorim, Dourado e Guaricema, são os testes de potencial de corrosividade por cupom de perda de massa e inspeções visuais externas nos trechos submersos e técnicas de ultrasonografia nos trechos emersos, cujos relatórios seguem no **Anexo II.2.4.G-5** (somente na forma impressa).

ix. Apresentar a classificação do potencial de corrosividade para todos os dutos que serão incorporados ao projeto de Ampliação, através de análises atualizadas das características dos fluídos escoados pelos dutos, assim como dos resíduos carreados juntamente, de acordo com a classificação estabelecida na Norma Técnica Petrobras N-2785;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

Apresenta-se na **Tabela II.2.4.G-5**, a seguir, a relação de dutos que serão incorporados ao Projeto de Ampliação e seus respectivos potenciais de

corrosividade. As classificações expostas na coluna *Potencial de Corrosividade do Fluido* foram estabelecidas conforme a Norma Técnica Petrobras N-2785.

Os dutos PE-04-PDO-03/PDO-02, PE-06-PGA-05/PGA-02 e PE-08-PCM-11/PCM-09 não possuem informação, pois as plataformas PDO-03, PCM-11 e PGA-05 não estão produzindo. Os demais dutos, para os quais não são apresentadas informações referentes à classificação de corrosividade do fluido, correspondem àqueles em que as análises ainda não foram concluídas ou as coletas ainda não foram realizadas.

Tabela II.2.4.G-5 - Relação de dutos que serão incorporados ao Projeto de Ampliação e seus respectivos potenciais de corrosividade

DUTO	POTENCIAL DE CORROSIVIDADE DO FLUIDO
GN-03-PCM-06/PCB-01	Baixo
GN-03-PCM-01/PCM-07	Baixo
GN-03-PCM-02/PCM-03	Baixo
GN-03-PCM-05/PCM-04	Baixo
GN-03-PCM-08/PCM-06	Baixo
GN-03-PCM-09/PCM-10	Baixo
GN-03-PCM-09/PCM-11	Baixo
GN-03-PGA-01/PGA-02	Baixo
GN-03-PGA-01/PGA-04	Baixo
GN-03-PGA-01/PGA-05	Baixo
GN-03-PGA-02/GA-54/PGA-07	Baixo
GN-04-PGA-08/GA64	Baixo
GN-04-PCM-01/PCM-05	Baixo
GN-04-PCM-09/PCM-08	Baixo
GN-04-PGA-01/PGA-03	Baixo
GN-06-ECA/PCM-01	Baixo
GN-06-PCM-01/PCM-02	Baixo
GN-06-PCM-01/PCM-09	Baixo
GN-06-PGA-01/PGA-07	Baixo
GN-08-ECA/PGA-01	Severo
GN-06/4-PGA-01/PGA-08	Baixo
PE-04-PDO-03/PDO-02	Informação indisponível
PE-04-SAT.SES121/PDO-01	Informação indisponível
PE-06-PDO-02/PDO-01	Informação indisponível
PE-06-PGA-01/PGA-03	Baixo
PE-06-PGA-05/PGA-02	Informação indisponível
PE-06-SAT.GA-54/PGA-02	Moderado
PE-08-PCM-08/PCM-06	Informação indisponível
PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05	Informação indisponível
PE-08-PCM-10/PCM-09	Informação indisponível
PE-08-PCM-11/PCM-09	Informação indisponível
PE-08-SAT.GA64/PGA-03	Baixo

PE-10-PCM-03/PCM-02	Informação indisponível
PE-10-PCM-07/PCM-01	Informação indisponível
PE-10-PDO-01/PGA-03	Informação indisponível
PE-10-PGA-07/PGA-03	Informação indisponível
PE-12-PCM-02/PCM-01	Baixo
PE-12-PCM-04/PCM-05	Baixo
PE-12-PGA-08/PGA-03	Baixo
PE-16-PCM-01/EPA	Baixo
PE-16-PCM-05/PCM-01	Informação indisponível
PE-16-PCM-06/PCM-05	Baixo
PE-16-PGA-03/EPA	Baixo

x. A Norma Petrobras N-1487-F recomenda que as inspeções externas sejam efetuadas com periodicidade máxima entre 2 a 5 anos, de acordo com cada região do duto. Portanto, solicita-se que a empresa apresente os relatórios das últimas inspeções externas realizadas nos dutos após o ano de 2008. Tal solicitação é relevante para que sejam atualizadas as informações referentes a presença de vãos livres na rede de dutos, falhas no revestimento dos dutos, desgaste do sistema de proteção catódica, entre outras;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

A Petrobras encaminha no **Anexo II.2.4.G-5** cópias de relatórios das últimas inspeções externas realizadas nos dutos após o ano de 2008. Estes relatórios são apresentados somente na forma impressa.

xi. Apresentar em arquivo digital no formato shapefile (.shp) utilizando o Datum SIRGAS 2000, a disposição espacial da malha de dutos (aquedutos, gasodutos e oleodutos) e cabos elétricos que será implantada no projeto de revitalização dos campos de Dourado, Camorim e Guaricema, com uma respectiva tabela de atributos informando: o nome do duto e/ou do trecho, diâmetro nominal, material, extensão, espessura de

parede, produtos transportados, vazão/velocidade prevista (líquido e/ou gás), previsão de inspeção interna e externa, além das pressões de projeto previstas para cada duto;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 13/40)

Resposta/Comentário:

Apresenta-se no **Anexo II.2.4.G-1**, o arquivo digital no formato *shapefile* (.shp) utilizando o Datum SIRGAS 2000, contendo a disposição espacial da malha de dutos (aquedutos, gasodutos e oleodutos) que será implantada no projeto de revitalização dos campos de Dourado, Camorim e Guaricema. A tabela de atributos do arquivo digital traz informações sobre o nome do duto/trecho, diâmetro nominal, material, extensão, produtos transportados, vazão/velocidade prevista (líquido e/ou gás), previsão de inspeção interna e externa. Quanto à espessura de parede, este parâmetro não está disponível na atual fase do projeto, pois o cálculo necessita da informação sobre o esforço de lançamento dos dutos, o qual só será obtido na fase de detalhamento do projeto.

xii. Apresentar em arquivo digital no formato shapefile (.shp) utilizando o Datum SIRGAS 2000, a disposição espacial da malha de dutos (gasodutos e oleodutos) já instalada nos campos de Dourado, Camorim e Guaricema que será incorporada ao projeto de Ampliação, com uma respectiva tabela de atributos informando: o nome do duto e/ou do trecho, diâmetro nominal, extensão, material, espessura de parede incipiente, tempo de operação, produtos transportados, vazão/velocidade atual (líquido e/ou gás), pressões atuais (Pressão de Operação Atual, Pressão Máxima de Operação - PMO e Pressão Máxima de Operação Admissível – PMOA) e histórico de inspeções externas e internas realizadas; ver observação no item II.2.4.H;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 14/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta no **Anexo II.2.4.G-2**, o arquivo digital no formato *shapefile* (.shp) utilizando o *Datum* SIRGAS 2000 contendo a disposição espacial da malha de dutos (gasodutos e oleodutos) já instalada nos campos de Dourado, Camorim e Guaricema que será incorporada ao projeto de Ampliação. A tabela de atributos do arquivo digital traz informações sobre o nome do duto/trecho, diâmetro nominal, extensão, material, espessura da parede incipiente, tempo de operação, produtos transportados, vazão/velocidade atual (líquido e/ou gás), pressões atuais (Pressão Máxima de Operação - PMO e Pressão Máxima de Operação Admissível – PMOA) e histórico de inspeções externas e internas realizadas. Incluímos ainda uma coluna contendo as pressões máximas de operação futuras (PMO Futura).

xiii. Apresentar em arquivo digital no formato shapefile (.shp) utilizando o Datum SIRGAS 2000 a locação espacial dos poços e das plataformas já existentes que serão incorporados ao projeto de revitalização, bem como das plataformas que serão instaladas e o poços que serão perfurados, com a mesma nomenclatura utilizada no Anexo II.2-11 da Rev.1 do EIA (Tabela Poços CM DO GA) e no Anexo II.2.1-2 (Tabela Vazões Poços Novos CM DO GA);

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 14/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta no **Anexo II.2.4.G-3**, o arquivo digital no formato *shapefile* (.shp) utilizando o *Datum* SIRGAS 2000 contendo a locação espacial dos poços e das plataformas já existentes que serão incorporados ao projeto de revitalização, bem como das plataformas que serão instaladas e dos poços que serão perfurados, com a mesma nomenclatura utilizada no Anexo II.2-11 da Rev.1 do EIA (Tabela Poços CM DO GA) e no Anexo II.2.1-2 (Tabela Vazões Poços Novos CM DO GA).

xiv. Apresentar o histórico de passagens de PIGs para todos os

duto que serão integrados ao projeto de Ampliação, informando: os tipos de PIGs, frequência, periodicidade e função;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 14/40)

Resposta/Comentário:

Apresenta-se a seguir a **Tabela II.2.4.G-6** contendo o histórico de passagens de PIG de limpeza a partir de janeiro de 2011 e última passagem de PIG instrumentado nos dutos que serão integrados ao projeto de Ampliação.

Tabela II.2.4.G-6: Histórico da passagem de PIG nos dutos que serão integrados ao Projeto de Ampliação

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
GN 03-PCM-06/PCB-1	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	7/1/2011 17/6/2011 31/10/2011 10/3/2012 12/4/2012 5/5/2012 26/7/2012 3/10/2012 19/1/2013
GN-06-ECA/PCM-01	PIG de limpeza	LIMPEZA	Quinzenal	7/1/2011 27/1/2011 13/2/2011 23/2/2011 23/3/2011 8/4/2011 19/7/2011 1/10/2011 11/10/2011 10/11/2011 6/2/2012 10/6/2012 17/10/2012 3/12/2012 21/12/2012 30/1/2013

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-10-PCM-07/PCM-01	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	8/1/2011 4/6/2011 29/9/2011 14/11/2011 28/11/2011 6/1/2012 28/7/2012 24/9/2012 3/10/2012 9/10/2012 24/11/2012
	PIG instrumentado - geométrico e MFL	INSPEÇÃO	Quinquenal	25.04.2009
PE-12-PCM-02/PCM-01	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	31/1/2011 21/2/2011 4/3/2011 20/4/2011 30/4/2011 10/9/2011 5/10/2011 12/11/2011 30/11/2011 6/2/2012 9/5/2012 13/5/2012 11/6/2012 27/9/2012 5/1/2013

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-16-PCM-01/EPA	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	11/2/2011 14/3/2011 1/5/2011 9/5/2011 21/8/2011 21/9/2011 5/10/2011 9/11/2011 3/12/2012 9/1/2012 6/2/2012 8/3/2012 11/4/2012 6/5/2012 6/8/2012 22/9/2012 29/10/2012 20/12/2012 23/1/2013
	PIG instrumentado - geométrico e MFL	INSPEÇÃO	Quinquenal	04.07.2007
PE-16-PCM-05/PCM-01	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	28/1/2011 30/4/2011 22/7/2011 7/10/2011 3/11/2011 28/12/2011 8/1/2012 30/11/2012 20/12/2012
GN-06-PCM-01/PCM-02	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	31/1/2011 30/4/2011 9/5/2011 5/8/2011 14/11/2011 6/2/2012 29/12/2012

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-10-PCM-03/PCM-02	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	7/3/2011 12/9/2011 30/9/2011 14/11/2011 1/12/2011 10/2/2012 17/2/2012 3/3/2012 17/3/2012 22/4/2012 31/11/2012 2/12/2012
GN-03-PCM-02/PCM-03	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	11/1/2011 2/3/2011 5/8/2011 12/9/2011 10/11/2011 30/11/2011 1/12/2011 5/2/2012 13/4/2012 9/5/2012 29/11/2012
GN-03-PCM-05/PCM-04	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	5/1/2011 24/9/2011 9/3/2012 30/11/2012
GN-04-PCM-01/PCM-05	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	1/1/2011 10/2/2011 4/4/2011 31/10/2011 11/11/2011 6/1/2012 6/2/2012 2/5/2012 30/11/2012

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-12-PCM-04/PCM-05	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	6/3/2011 24/9/2011 29/9/2011 3/11/2011 8/1/2012 29/8/2012 30/12/2012
	PIG instrumentado - geométrico e MFL	INSPEÇÃO	Quinquenal	20.06.2009
PE-16-PCM-06/PCM-05	PIG de limpeza	LIMPEZA	Quinzenal	10/2/2011 13/3/2011 26/3/2011 17/4/2011 14/5/2011 26/5/2011 27/6/2011 10/10/2011 2/11/2011 3/11/2011 23/12/2011 7/1/2012 9/3/2012 5/5/2012 9/10/2012 9/12/2012 20/12/2012 31/12/2012
	PIG instrumentado – geométrico e MFL	INSPEÇÃO	Quinquenal	26.04.2005
GN-03-PCM-08/PCM-06	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	20/2/2011 2/5/2011 3/6/2011 6/7/2011 17/10/2011 5/3/2012 7/5/2012 13/9/2012 3/10/2012 1/12/2012

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-08-PCM-08/PCM-06	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	6/1/2011 2/2/2011 2/5/2011 17/10/2011 6/1/2012 5/3/2012 19/4/2012 7/5/2012 21/9/2012 1/12/2012 27/1/2013
GN-03-PCM-01/PCM-07	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	28/1/2011 10/6/2011 14/9/2011 11/11/2011 22/9/2012 2/12/2012
GN-04-PCM-09/PCM-08	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	1/2/2011 3/6/2011 7/10/2011 1/3/2012 13/9/2012 8/12/2012
GN-06-PCM-01/PCM-09	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	26/1/2011 2/2/2011 30/4/2011 3/6/2011 3/9/2011 8/9/2011 10/11/2011 11/11/2011 3/12/2011 6/2/2012 26/2/2012 2/5/2012 10/6/2012 8/9/2012 21/9/2012 3/12/2012

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-08-PCM-10/PCM-09	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	7/1/2011 3/6/2011 31/10/2011 22/12/2011 7/1/2013
GN-08-ECA/PGA-01	PIG de limpeza	LIMPEZA	Quinzenal	14/1/2011 26/1/2011 15/2/2011 12/3/2011 22/3/2011 10/4/2011 25/4/2011 18/5/2011 9/6/2011 24/6/2011 15/7/2011 21/7/2011 30/7/2011 15/10/2011 12/11/2011 4/12/2011 11/1/2012 21/4/2012 2/5/2012 18/6/2012 13/7/2012 20/7/2012 6/8/2012 27/8/2012 7/9/2012 24/9/2012 5/10/2012 19/10/2012 2/11/2012 19/11/2012 19/12/2012 06/2/2013
	PIG instrumentado geométrico	INSPEÇÃO	Quinquenal	08.01.2009

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
GN-03-PGA-01/PGA-02	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	7/1/2011 25/3/2011 16/7/2011 18/8/2011 15/10/2011 12/11/2011 4/12/2011 18/4/2012 26/6/2012 14/9/2012 1/12/2012
PE-06-PGA-05/PGA-02	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	3/2/2011 18/2/2011 25/3/2011 12/11/2011 1/1/2012 23/1/2012 3/3/2012 26/9/2012 3/1/2013
GN-04-PGA-01/PGA-03	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	6/1/2011 5/3/2011 19/5/2011 7/7/2011 15/10/2011 11/11/2011 4/12/2011 15/3/2012 9/4/2012 18/4/2012 2/5/2012 9/6/2012 20/7/2012 6/10/2012 1/12/2012 2/1/2013

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-10-PDO-01/PGA-03	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	28/2/2011 21/3/2011 7/4/2011 30/5/2011 21/7/2011 29/8/2011 28/11/2011 19/3/2012 11/4/2012 22/4/2012 18/5/2012 29/11/2012
PE-10-PGA-07/PGA-03	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	16/1/2011 14/2/2011 11/3/2011 22/4/2011 16/5/2011 9/6/2011 15/7/2011 16/10/2011 28/10/2011 19/11/2011 26/12/2011 9/1/2012 6/2/2012 18/4/2012 11/5/2012 31/8/2012 31/8/2012 12/11/2012 22/12/2012 3/1/2013 2/2/2013

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-12-PGA-08/PGA-03	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	17/1/2011 13/2/2011 11/3/2011 12/4/2011 18/5/2011 16/7/2011 11/8/2011 21/9/2011 13/10/2011 4/12/2011 9/2/2012 28/4/2012 22/10/2012 29/11/2012 1/12/2012 31/1/2013
PE-16-PGA-03/EPA	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	9/2/2011 28/3/2011 18/4/2011 19/5/2011 9/6/2011 15/7/2011 1/9/2011 3/10/2011 7/11/2011 10/12/2011 16/1/2012 14/2/2012 19/3/2012 22/4/2012 9/5/2012 1/9/2012 16/11/2012 14/12/2012 31/12/2012 21/1/2013 7/2/2013
	PIG instrumentado - Palito	INSPEÇÃO	Quinquenal	20.09.2007

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-06-PGA-01/PGA-03	PIG de limpeza	LIMPEZA	Quinzenal	7/1/2011 12/1/2011 21/1/2011 26/1/2011 4/2/2011 11/2/2011 18/2/2011 25/2/2011 5/3/2011 10/3/2011 17/3/2011 25/3/2011 3/4/2011 8/4/2011 15/4/2011 22/4/2011 30/4/2011 11/5/2011 18/5/2011 28/5/2011 8/6/2011 17/6/2011 24/6/2011 7/7/2011 15/7/2011 22/7/2011 6/8/2011 11/8/2011 25/12/2011 2/1/2012 11/1/2012 8/2/2012 15/3/2012 9/4/2012 19/4/2012 28/4/2012 2/5/2012 9/6/2012 20/7/2012 3/8/2012 1/9/2012 6/9/2012 16/9/2012 29/10/2012 12/11/2012 20/11/2012 29/11/2012 13/12/2012 19/12/2012 2/1/2013 18/1/2013 3/2/2013

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
GN-03-PGA-01/PGA-04	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	5/2/2011 11/3/2011 17/5/2011 11/1/2012 15/12/2012 5/1/2013
GN-06-PGA-01/PGA-07	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	12/1/2011 9/3/2011 8/4/2011 9/6/2011 16/7/2011 12/8/2011 16/10/2011 11/1/2012 19/4/2012 4/10/2012 2/12/2012 20/1/2013
GN-6/4-PGA-01/PGA-08	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	5/1/2011 14/1/2011 3/2/2011 11/3/2011 18/5/2011 8/7/2011 12/8/2011 4/12/2011 14/9/2012 20/10/2012 1/12/2012 24/1/2013
GN-03-PCM-09/PCM-10	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	3/1/2011 31/10/2011 7/1/2013
GN-03-PCM-09/PCM-11	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	DESATIVADO
PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	4/11/2012
PE-08-PCM-11/PCM-09	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	DESATIVADO
GN-03-PGA-01/PGA-05	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	DESATIVADO
GN-03-PGA-02/GA-54	Não passa	N.A.	N.A.	N.A.
GN-04-PGA-08/GA-64	Não passa	N.A.	N.A.	N.A.

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-06-SAT.GA54/PGA-02	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	27/1/2011 19/2/2011 25/3/2011 18/5/2011 18/7/2011 10/9/2011 10/10/2011 8/12/2011 16/1/2012 12/2/2012 20/4/2012 1/6/2012 23/9/2012 29/11/2012 31/12/2012 3/2/2013
PE-08-SAT.GA64/PGA-03	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	6/1/2011 25/3/2011 4/6/2011 10/6/2011 14/8/2011 12/10/2011 9/12/2011 15/1/2012 13/2/2012 4/3/2012 27/4/2012 2/6/2012 11/11/2012 30/12/2012 3/1/2013
PE-04-PDO-03/PDO-02	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	24/1/2011 27/2/2011 22/4/2011 28/5/2011 27/6/2011 1/8/2011 4/8/2011 28/11/2011 8/3/2012
PE-04-SAT.SES121/PDO-01	PIG de limpeza	LIMPEZA	Trimestral	DESATIVADO

DUTO	TIPO DE PIG	FUNÇÃO	FREQUÊNCIA	DATAS DAS ÚLTIMAS PASSAGENS DE PIG
PE-06-PDO-02/PDO-01	PIG de limpeza	LIMPEZA	Mensal	8/1/2011 25/1/2011 27/2/2011 26/3/2011 27/5/2011 29/5/2011 04/6/2011 28/6/2011 08/7/2011 1/8/2011 5/8/2011 8/10/2011 7/12/2011 4/2/2012 27/2/2012 4/5/2012 21/6/2012

xv. Apresentar o histórico de inspeção (interna e externa) e manutenção para todos os dutos que serão integrados ao projeto de Ampliação realizadas nos últimos dois anos, relacionando os eventos relevantes, tais como: restrições de diâmetro, reparos efetuados, integridade estrutural, estado de limpeza do duto, suspeitas de avarias, depósitos de incrustações, presença de vãos livres e restrições operacionais;

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 14/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta a **Tabela II.2.4.G-7 - Histórico de Inspeção (Interna e Externa) e Manutenção** dos dutos que serão integrados ao Projeto de Ampliação, com dados dos últimos dois anos, relacionando, conforme solicitado pelo IBAMA, os eventos relevantes. A tabela foi elaborada considerando que a coluna *Reparos Efetuados* refere-se àqueles que demandaram a substituição de trechos do duto. A outra premissa adotada foi de que a coluna *Depósito de Incrustações* aborda a parte externa do duto.

Por fim, é importante ressaltar que os dutos saindo e chegando na plataforma PCM-11 estão desativados pois a mesma encontra-se inoperante.

PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO

Tabela II.2.4.G-7 – Histórico de Inspeção (Interna e Externa) e Manutenção dos dutos que serão integrados ao Projeto de Ampliação

DUTO	ÚLTIMA INSPEÇÃO EMERSA	ÚLTIMA INSPEÇÃO SUBMERSA	ÚLTIMA INSPEÇÃO INTERNA	RESTRIÇÕES DE DIÂMETRO	REPAROS EFETUADOS	INTEGRIDADE ESTRUTURAL	ESTADO DE LIMPEZA	SUSPEITA DE AVARIAS	DEPÓSITOS DE INCRUSTAÇÕES	PRESENÇA DE VÃOS LIVRES	RESTRIÇÕES OPERACIONAIS
GN-03-PCM-06/PCB-1	18/4/2011	21/12/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-03-PCM-01/PCM-07	29/2/2012	23/11/2011	N/A	Sem Registro	Sim	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-03-PCM-02/PCM-03	9/8/2011	29/1/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-03-PCM-05/PCM-04	18/1/2012	25/11/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-03-PCM-08/PCM-06	25/11/2011	30/1/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-03-PCM-09/PCM-10	2/6/2012	9/12/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-03-PCM-09/PCM-11	DESATIVADO	DESATIVADO	DESATIVADO	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado
GN-03-PGA-01/PGA-02	10/5/2012	20/12/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
GN-03-PGA-01/PGA-04	1/6/2012	2/12/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
GN-03-PGA-01/PGA-05	10/5/2011	28/11/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
GN-03-PGA-02/GA-54/PGA-07	19/5/2012	11/2/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-04-PGA-08/GA-64	10/9/2012	6/2/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-04-PCM-01/PCM-05	14/4/2011	25/9/2012	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-04-PCM-09/PCM-08	16/1/2012	12/12/2011	N/A	Sem Registro	Sim	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-04-PGA-01/PGA-03	3/5/2011	7/8/2012	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-06-ECA/PCM-01	2/5/2011	13/7/2009	jan/09	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
GN-06-PCM-01/PCM-02	11/4/2012	17/12/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-06-PCM-01/PCM-09	9/1/2011	9/12/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-06-PGA-01/PGA-07	6/5/2011	4/2/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
GN-08-ECA/PGA-01	9/6/2011	28/1/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
GN-6/4-PGA-01/PGA-08	28/1/2011	11/1/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
PE-04-PDO-03/PDO-02	4/10/2011	22/11/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-04-SAT.SES121/PDO-01	6/3/2011	26/11/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-06-PDO-02/PDO-01	14/9/2011	22/9/2012	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-06-PGA-01/PGA-03	21/4/2012	7/8/2012	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
PE-06-PGA-05/PGA-02	7/5/2011	24/7/2012	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-06-SAT.GA54/PGA-02	10/5/2012	5/7/2012	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
PE-08-PCM-08/PCM-06	24/6/2011	19/12/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05	26/1/2011	20/12/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
PE-08-PCM-10/PCM-09	25/4/2012	10/12/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-08-PCM-11/PCM-09	DESATIVADO	DESATIVADO	DESATIVADO	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado	Desativado
PE-08-SAT.GA64/PGA-03	8/3/2011	1/5/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-10-PCM-03/PCM-02	9/5/2012	26/11/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
PE-10-PCM-07/PCM-01	15/8/2011	2/12/2011	abr/09	Sem Registro	Sim	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-10-PDO-01/PGA-03	5/3/2011	3/10/2012	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-10-PGA-07/PGA-03	2/5/2011	4/1/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-12-PCM-02/PCM-01	11/4/2012	26/11/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Sim
PE-12-PCM-04/PCM-05	16/2/2012	24/11/2011	jun/09	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
PE-12-PGA-08/PGA-03	9/5/2011	10/11/2010	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-16-PCM-01/EPA	1/4/2011	27/11/2011	jul/07	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Sim	Nenhuma
PE-16-PCM-05/PCM-01	27/8/2012	7/12/2011	N/A	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Nenhuma
PE-16-PCM-06/PCM-05	18/7/2011	19/12/2010	abr/05	Sem Registro	Nenhum	Conf. Relatórios	Bom	Nenhuma	Normal	Não	Sim
PE-16-PGA-03/EPA	6/9/2012	5/1/2010	set/07	Sim	Sim	Conf. Relatórios	Bom	Sim	Normal	Sim	Sim

PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO

xvi. Apresentar plano de inspeção previsto da malha de dutos, com cronograma físico, que contemple a realização de inspeções externa e interna (através da passagem de PIG instrumentado), a realização de testes hidrostáticos ou outro teste similar nos dutos não pigáveis, além de programa de monitoramento da corrosão interna, através da análise das características dos resíduos e fluídos.

(Item II.2.4.G, PT 421/12, pág. 14/40)

Resposta/Comentário:

A **Tabela II.2.4.G-8**, a seguir, apresenta o cronograma para as inspeções internas, realizadas em dutos com diâmetro a partir de 6 polegadas, à exceção dos dutos PE-06-PDO-02/PDO-01 e PE-10-PDO-01/PGA-03 (restrição operacional) e PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05 (restrição estrutural) que apresentam restrições que inviabilizam a passagem de PIG instrumentado.

Tabela II.2.4.G-8 – Cronograma de inspeções da malha de dutos com pig instrumentado

DUTO	DIÂMETRO (POLEGADAS)	TECNOLOGIA	PREVISÃO PARA INSPEÇÃO
GN-06-ECA/PCM-01	6	Ultrassom	Jun/13
GN-06-PCM-01/PCM-02	6	Ultrassom	Ago/13
GN-06-PCM-01/PCM-09	6	Ultrassom	Set/13
GN-06-PGA-01/PGA-07	6	Ultrassom	Out/13
GN-06-ECA/PCM-01	8	Ultrassom	Fev/15
GN-08-ECA/PGA-01	8	Ultrassom	Jul/13
PE-06-SAT.GA-54/PGA-02	6	MFL (Nota 1)	Out/15
PE-06-PGA-01/PGA-03	6	MFL	Nov/13
PE-06-PGA-05/PGA-02	6	MFL	Fev/14
PE-08-PCM-11/PCM-09	8	MFL	(Nota 2)
PE-08-PCM-08/PCM-06	8	MFL	Jul/14
PE-08-PCM-10/PCM-09	8	MFL	Set/14
PE-08-SAT.GA64/PGA-03	8	MFL	Fev/15
PE-10-PCM-03/PCM-02	10	MFL	Nov/14
PE-10-PCM-07/PCM-01	10	MFL	Abr/14
PE-10-PGA-07/PGA-03	10	MFL	Jan/15
PE-12-PCM-02/PCM-01	12	MFL	Fev/15

DUTO	DIÂMETRO (POLEGADAS)	TECNOLOGIA	PREVISÃO PARA INSPEÇÃO
PE-12-PCM-04/PCM-05	12	MFL	Jun/14
PE-12-PGA-08/PGA-03	12	MFL	Abr/15
PE-16-PCM-01/EPA	16	MFL	Mai/13
PE-16-PCM-05/PCM-01	16	MFL	Jul/13
PE-16-PCM-06/PCM-05	16	MFL	Mar/10
PE-16-PGA-03/EPA	16	MFL	Jul/15
Nota 1: MFL – <i>Magnetic Flow Leakage</i> (vazamento de fluxo magnético)			
Nota 2: Este duto será inspecionado com PIG instrumentado quando do seu retorno à operação.			

Os dutos considerados não-pigáveis (com diâmetros inferiores a 6 polegadas ou outras restrições) terão seus trechos emersos inspecionados por ondas guiadas. O cronograma para execução desta atividade é apresentado a seguir na **Tabela II.2.4.G-9**, contendo inclusive dutos pigáveis, mas que também receberão a inspeção por ondas guiadas. A inspeção por esta técnica não é aplicável para trechos que estejam no leito marinho, pela impossibilidade de uso submerso do equipamento.

Tabela II.2.4.G-9 – Cronograma de inspeções da malha de dutos, por ondas guiadas

DUTO	DATA INSPEÇÃO
PE-06-SAT.GA-54/PGA-02	Mai/13
GN-03-PGA-01/PGA-02	
GN-03-PCM-06/PCB-01	Jun/13
GN-03-PCM-02/PCM-03	Jul/13
GN-03-PCM-05/PCM-04	Ago/13
GN-03-PCM-01/PCM-07	
GN-04-PCM-01/PCM-05	Set/13
GN-03-PCM-08/PCM-06	
GN-04-PCM-09/PCM-08	Out/13
PE-08-PCM-09/ENTR.PCM-06-PCM-05	
GN-03-PCM-09/PCM-10	Nov/13
PE-04-SAT.SES121/PDO-01	Fev/14
PE-10-PDO-01/PGA-03	
PE-06-PDO-02/PDO-01	
PE-04-PDO-03/PDO-02	Mar/14
GN-04-PGA-01/PGA-03	Abr/14
GN-03-PGA-01/PGA-04	
GN-03-PGA-01/PGA-05	Mai/14
GN-04-PGA-08/GA-64	Jun/14
GN-6/4-PGA-01/PGA-08	

A Petrobras ressalta que não realiza testes hidrostáticos em dutos em operação, mas prevê a realização de testes de estanqueidade para dutos submersos não-pigáveis, com previsão de que todos os dutos sejam testados ao longo de dois anos, contados a partir de Julho de 2013.

II.2.4.H– OPERAÇÕES DE INSTALAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO E DAS ESTRUTURAS SUBMARINAS

Instalação dos Dutos Rígidos

Solicitação/Questionamento: *Esse Mapa atende e preenche as lacunas da ausência de informações de cotas de enterramento nessa região. Entretanto, solicita-se para uma melhor e completa visualização desse aspecto que se integre as informações das cotas de enterramento dos dutos, tanto na face de praia quanto na zona de arrebentação, ou seja acrescente-se ao mapa apresentando no Anexo II.2-17a (do EIA-Rev. 02; Abril/2012) as informações das cotas de enterramento dos dutos na face de praia apresentadas no Anexo II.2-21 (do EIA-Rev. 01; Agosto/2011) até a UTPF-SE, juntamente com representação da batimetria, da linha de costa e das diretrizes previstas para os novos dutos que serão instalados na Praia de Atalaia. Em análise preliminar, observa-se que este mapa foi consolidado e apresentado em atendimento ao PT nº 238/12; contudo, solicita-se ainda que o traçado a ser considerado para os dutos já instalados a serem representados em arquivo digital no formato shapefile, conforme solicitado acima, seja o mesmo resultante desta integração dos levantamentos que apresentam a efetiva posição dos dutos.*

(Item II.2.4.H, PT 421/12, pág. 15/40)

Resposta/Comentário:

Um mapa integrado, com cotas de enterramento de dutos na face de praia e na

zona de arrebentação, é apresentado no **Anexo II.2-17a**.

A PETROBRAS confirma que o traçado considerado para os dutos já instalados é representados em arquivo digital no formato *shapefile* que está sendo enviado para o IBAMA (**Anexo II.2.4.G-2**) é o mesmo resultante da integração dos levantamentos que apresentam a efetiva posição dos dutos.

Solicitação/Questionamento: Conforme explicitado em reunião técnica realizada em 19.11.2012, solicita-se a descrição das técnicas utilizadas em campo – além das medidas mitigadoras da escolha das melhores diretrizes de lançamento dos dutos que minimizem as interferências com obstáculos naturais ou antrópicos e o uso de calçamentos e colchões – durante a instalação dos dutos que visam superar dificuldades imprevistas, ou seja, o processo de tomada de decisão para superação dessas dificuldades. E que após o lançamento dos dutos seja apresentando um relatório descritivo dessas operações com mapa georreferenciado dos pontos de cruzamento, com texto explicativo, descrevendo-os.

(Item II.2.4.H, PT 421/12, pág. 16/40)

Resposta/Comentário:

Conforme já apresentado em outros documentos deste processo de licenciamento, baseada em estudos batimétricos e de *Side Scan Sonar* – técnicas estas precisas o bastante para minimizar a ocorrência de imprevistos - a PETROBRAS realiza o lançamento de cada duto respeitando rigorosamente a diretriz de projeto previamente estudada, privilegiando o uso de faixas sem obstáculos e sem a ocorrência de erosão que ocasionem vãos livres.

Durante o lançamento, não é prevista nenhuma medida de ajuste para superação de imprevistos, ou seja, o duto efetivamente é lançado seguindo rigorosamente a diretriz estudada. Concluído o lançamento, é executada uma inspeção do tipo *as laid survey*, que consiste em correr integralmente a diretriz de cada duto com o objetivo de verificar como o duto de fato se encontra (as

laíd) no leito marinho, incluindo a verificação da existência de vãos livres e desníveis no leito. É a partir desse levantamento que medidas de mitigação ou correção são implementadas, medidas estas já descritas anteriormente (uso de calçamentos e colchões de concreto).

A PETROBRAS confirma que após o lançamento dos dutos apresentará um relatório descritivo dessas operações com mapa georreferenciado dos pontos de cruzamento e com texto explicativo, descrevendo-os.

II.2.4.I- PROJETO DETALHADO DE LANÇAMENTO E ENTERRAMENTO DE DUTOS PARA ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO E AQUEDUTO PARA INJEÇÃO DE ÁGUA

Solicitação/Questionamento: Sobre o deslocamento de máquinas pela praia, esta Coordenação entende que a opção apresentada pode não ser a que provoca menor impacto socioambiental. Solicita-se que seja informado o quantitativo diário de máquinas previstas para operar, os tipos, a frequência de viagens ao canteiro e avaliada outra opção de trajeto, como por exemplo o deslocamento direto do pólo para o canteiro na praia, por meio de rampa e portão de acesso.

(Item II.2.4.I, PT 421/12, pág. 16/40)

Resposta/Comentário:

Após sugestão do IBAMA e uma reavaliação das condições gerais de execução das atividades, concluiu-se pela viabilidade da utilização, na mesma área de trabalho, de uma rampa de acesso direto entre o Pólo Atalaia e o local de instalação dos dutos, construída de areia compactada que permitirá a passagem de veículos e/ou máquinas para a execução das atividades.

Ao utilizar esse acesso, que implica em travessia de rodovia, serão priorizados horários de pouco fluxo de veículos e pessoas na Rodovia José Sarney, sendo previsto o uso dos seguintes horários : Manhã – entre 5h e 6h; Noite – entre

20h e 21h. Cada travessia é estimada em 2 minutos por máquina e 2 vezes ao dia.

A PETROBRAS se articulará com o órgão público responsável pelo trânsito para realizar as travessias utilizando-se de um sistema de sinalização *siga e pare* ou outro similar, para que as travessias possam ser feitas de forma segura, minimizando impactos sobre o tráfego público.

Ressalta-se que a manutenção das máquinas e o abastecimento serão realizados dentro do Pólo Atalaia.

Estima-se que poderão ser utilizadas até cinco máquinas do tipo escavadeiras. Esse total será somente aplicado na fase de arraste de cada duto. Nas demais fases antecessoras ao arraste serão utilizadas até duas máquinas também do tipo escavadeiras para apoio às atividades que precedem o lançamento de cada duto.

Solicitação/Questionamento: A empresa reapresentou nos Anexos II.2-18a e b, a planta da área de trabalho e a planta do trajeto das máquinas com informações pertinentes à compreensão das atividades que serão executadas na face de praia de Atalaia. Solicita-se contudo a rerepresentação da planta da área de trabalho e que nela estejam referenciadas as coordenadas geográficas dos vértices da área de trabalho para que esta seja rigorosamente definida e demarcada, bem como as alterações que porventura sejam implementadas com o detalhamento do projeto.

(Item II.2.4.I, PT 421/12, pág. 16/40)

Resposta/Comentário:

No **Anexo II.2-18a** é reapresentada a planta da área de trabalho com as coordenadas geográficas dos seus vértices e com a indicação do local onde será construída a rampa de acesso à praia, e do portão de acesso, que terá uma área de recuo para acesso dos caminhões e máquinas. Nessa planta é

também apresentado um novo posicionamento para os dutos de água 6" EPA/PGA3, 6" EPA/PDO4, 12 ¾" EPA/PCM-7 e novo oleoduto 16" EPA/PGA-3.

A inclusão da rampa de acesso para máquinas dentro da área de trabalho implica em acréscimo da área de supressão, que passará de 3.250 m² para cerca de 3.850 m².

O **Anexo II.2-18b** - Planta Acesso de Máquinas, apresentado na Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 537/11, deve ser desconsiderado, pois não mais haverá trânsito de caminhões e máquinas na área indicada.

***Solicitação/Questionamento:** As informações apresentadas sobre a área de trabalho foram satisfatórias. Entretanto, os perfis das seções carecem de um maior detalhamento, uma vez que o perfil de uma mesma vala possui profundidades variáveis. Para que se tenha uma avaliação precisa do volume de sedimentos a ser mobilizado e disposto na área de trabalho é necessário que além das profundidades e larguras apresentadas, conforme seção A-A (7,0 m x 2,0 m) e B-B (7,0 m x 1,7 m) sejam também fornecidos os comprimentos de cada seção. Solicita-se, portanto, um perfil completo de cada vala, apresentado por seção onde haja variação de suas dimensões. Os perfis e os cálculos dos volumes dos sedimentos que serão mobilizados deverão ser demonstrados para cada seção e totalizados. Devem ser adotadas medidas de contenção para evitar a dispersão dos sedimentos mobilizados pelo vento. Sugere-se o uso de cobertura com lonas plásticas.*

Uma vez que ainda não há definição das cotas de enterramento dos novos dutos na face de praia de Atalaia, as solicitações apresentadas acima com o objetivo de avaliar o volume de sedimentos a ser mobilizado deverão ser demonstradas em momento oportuno – na fase de avaliação da Licença de Instalação, antes da escavação das mesmas.

(Item II.2.4.1, PT 421/12, pág. 16/40)

Resposta/Comentário:

As informações solicitadas no questionamento acima serão adquiridas através de estudos previstos para a fase de detalhamento do projeto de instalação a ser realizado após a emissão da Licença Prévia, quando serão iniciadas as devidas contratações. A PETROBRAS confirma que enviará as informações solicitadas para subsidiar o IBAMA no processo de emissão da Licença de Instalação.

Solicitação/Questionamento: *Observa-se no detalhe do anexo II.2-18a que mostra a seção A-A, que se pretende implantar uma vala com 2 m de profundidade onde será instalado o duto de 16" PGA3/EPA (cerca de 40 cm de diâmetro) o que assegura uma cota de enterramento de apenas 1,6 m e mais abaixo, nessa mesma vala, na seção B-B essa cota cairá para 1,3 m (profundidade da vala = 1,7 – 0,4 = 1,3m). Observa-se que um pouco abaixo dessa última seção haverá o cruzamento deste duto com outro já instalado e que esta cota de enterramento poderá ser ainda menor a depender da cota de enterramento deste último. Solicita-se detalhar como será esse cruzamento, com georreferenciamento desse ponto e avaliação dos possíveis riscos ambientais envolvidos. Devem ainda ser apresentadas as cotas finais de enterramento desse dutos.*

(Item II.2.4.1, PT 421/12, pág. 17/40)

Resposta/Comentário:

No **Anexo II.2-18a** é apresentada a revisão da planta da área de trabalho, com correção da diretriz do duto existente PE-16- PGA3 / EPA com base em levantamentos mais recentes de cotas de enterramento (ver **Anexo II.2-17a - Mapa Integrado com Cotas de Enterramento de Dutos**). Também é apresentado um novo posicionamento para os dutos de água 6" EPA/PGA3, 6" EPA/PDO4, 12 ¾" EPA/PCM-7 e novo oleoduto 16" EPA/PGA-3. Com isto,

como se pode observar, não ocorrerá cruzamento de dutos na zona de praia. Por ocasião da elaboração do projeto de detalhamento da instalação de dutos, um novo levantamento confirmatório será realizado, trabalhando-se sempre com o objetivo de se assegurar a não ocorrência de cruzamentos na zona de praia.

As cotas finais de enterramento dos novos dutos, assim como a definição final de medidas que minimizem riscos ambientais, serão alvo de estudos previstos para a fase de detalhamento do projeto de instalação, a ser realizado após a emissão da Licença Prévia, quando serão iniciadas as devidas contratações. A PETROBRAS confirma que enviará as informações solicitadas sobre cotas de enterramento para subsidiar o IBAMA no processo de emissão da Licença de Instalação.

Solicitação/Questionamento: As cotas de enterramento apresentadas nas seções A-A e B-B não estão autorizadas, pois a princípio são inferiores àquelas que se pretende como cotas de enterramento que garantam a segurança ambiental. Solicita-se que seja informado se próximo às valas onde serão instalados os novos dutos, no sentido sul, existe algum outro duto (mesmo que desativado) e a possibilidade de cruzamento entre os mesmos. Em caso positivo, esclarecer como se fará este cruzamento e suas implicações.

(Item II.2.4.I, PT 421/12, pág. 17/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que não existe duto próximo às valas onde serão instalados os novos dutos, no sentido Sul. Aquele mais próximo é o duto existente GN-8 - ECA / PGA-1 que se encontra a aproximadamente 290m da vala. Portanto, não é prevista ocorrência de cruzamento no sentido Sul.

Solicitação/Questionamento: Ressalta-se que para a definição

das cotas de enterramento dos novos dutos serão utilizadas como subsídio as informações obtidas no projeto de monitoramento da morfodinâmica costeira da praia de Atalaia, bem como os dados que serão gerados pela interpretação das imagens de satélite que visam determinar a variação da linha de costa nessa área e outros estudos que venham agregar maiores conhecimentos sobre o assunto.

Sugere-se em relação a este último instrumento de monitoramento da linha de costa que seja avaliada a ampliação do tempo de registro para além dos 9 (nove) anos propostos inicialmente, para que se possa aumentar a possibilidade de identificação da ocorrência (ou não) de mudanças de eventos (erosivos/deposicionais) na região da Praia de Atalaia. É recomendável que as informações geradas por esses dois instrumentos de monitoramento da variação de linha de costa sejam confrontadas e analisadas conjuntamente no futuro, quando o acúmulo de dados permitam essa avaliação. E que sejam pensadas desde já medidas de proteção e projeto de monitoramento pós implantação desses dutos que garantam a segurança ambiental frente a um futuro, ainda que remoto, evento erosivo que se instale nessa área.

(Item II.2.4.I, PT 421/12, pág. 17/40)

Resposta/Comentário:

Foi realizada uma análise das imagens de satélite de 2003 a 2008 com o objetivo elucidar as questões sobre a ocorrência de erosão na área de pista de dutos. Através do relatório, concluiu-se que a erosão que ocorre nas proximidades da margem direita da foz do Rio Sergipe não se estendeu até a região da chegada dos dutos durante o período estudado. Porém, ainda serão incorporadas ao relatório as imagens de 2009, 2010 e 2011. Esta análise foi realizada a partir de imagens com resolução de 0,5 metros por pixel, o que configura uma excelente precisão na definição da linha de costa em cada ano.

Quanto à ampliação do tempo de registro, a PETROBRAS avaliará a existência de imagens de satélite pretéritas ao período 2003/2011 nos bancos de dados externos existentes e, caso as imagens existam e possuam resolução compatível com a avaliação pretendida, ampliará o período de análise até o ano das imagens disponíveis. De início, é conhecido que as imagens de satélite comercial com a mesma precisão (0,5 metros por pixel) não são comuns até a década 2000. Até então, as melhores resoluções de imagens comerciais eram inferiores às utilizadas na avaliação, o que inviabiliza a sobreposição direta com as imagens atuais e conseqüente integração das análises.

Com relação à solicitação de medidas de proteção e projeto de monitoramento pós-lançamento dos dutos consideramos que essas medidas só poderão ser previstas e concebidas em forma de projeto de monitoramento caso seja de fato constatado o efeito erosivo no local e nas adjacências do lançamento dos dutos. Logo, a apresentação de medidas de proteção ou projeto de monitoramento neste momento se torna ineficaz. Caso a execução de medidas de proteção e projeto de monitoramento sejam necessárias no futuro, os dados adquiridos durante a implantação do projeto de morfodinâmica da praia de atalaia e nas análises das imagens de satélites serão utilizados como balizadores na discussão dos resultados a serem alcançados.

***Solicitação/Questionamento:** Quanto à possibilidade da abertura da vala em dois momentos distintos, entende-se que ambientalmente seria recomendável uma única intervenção em cada vala para a instalação dos dutos. Contudo, considera-se pertinente esta ação em caso de necessidades operacionais que justifiquem a adoção, a ser avaliada pelo IBAMA.*

(Item II.2.4.I, PT 421/12, pág. 18/40)

Resposta/Comentário:

Efetivamente, por necessidades operacionais, sobretudo em função de diferenças de cronograma de lançamento dos dutos, é bastante provável que

ocorra a abertura de cada vala em dois momentos distintos.

Cabe registrar que, quando adotada a abertura de vala individualmente por duto, obtém-se melhores resultados em enterramento *shore approach* (na região de praia), como resultado da menor ação do mar decorrente da reposição de sedimentos extraídos da vala. Se for aberta uma única vala para dois dutos, haverá dificuldades decorrentes de uma ação mais agressiva do mar, reposicionando com maior rapidez os sedimentos extraídos.

Enterramento de dutos e rebaixamento de cotas

Solicitação/Questionamento: *Considera-se apropriada a medida proposta pela empresa de aquisição de imagens de satélite no sentido de esclarecer a influência ou não de eventos erosivos locais terem repercussão sobre a área de praia onde serão instalados os novos dutos, desde que associadas às informações geradas pelo Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica da Praia de Atalaia. Ressalta-se que será um subsídio técnico relevante para embasamento das decisões do órgão ambiental se as informações obtidas com base na “aquisição de imagens de satélite dos últimos 9 (nove) anos, com o registro da variação da linha de costa na Praia de Atalaia.” forem confrontadas e discutidas juntamente com os dados disponibilizados pelo projeto de monitoramento (em andamento) e apresentados em uma reunião técnica, de maneira que se estabeleça uma interpretação clara da amplitude e abrangência desses eventos erosivos locais, antes de serem formalmente apresentados como uma demanda do licenciamento.*

Sugere-se que seja avaliada a ampliação do tempo de registro coberto pelas imagens de satélite, de sorte a se identificar a ocorrência (ou não) de mudanças de eventos (erosivos/deposicionais) na região da Praia de Atalaia.

(Item II.2.4.I, PT 421/12, pág. 18/40)

Resposta/Comentário:

Consideramos pertinente a apresentação dos resultados das análises das imagens de satélites e do projeto de morfodinâmica da praia de atalaia em reunião específica sobre o assunto.

Quanto a medidas adicionais para a elucidação de eventos erosivos com possibilidade de repercussão sobre a Praia de Atalaia são apresentadas adiante, na *RESPOSTA AO PARECER TÉCNICO 238/12 CGPEG/DILIC/IBAMA – PROJETO DE AVALIAÇÃO DA MORFODINÂMICA DA PRAIA DE ATALAIA, ARACAJU (SE), Item III. ANÁLISE DO RELATÓRIO CONSOLIDADO DOS PERFIS DE PRAIA MEDIDOS NA PRAIA DE ATALAIA, ARACAJU/SE, EM 2004-2005.*

II.2.4.O– CARACTERIZAÇÃO QUÍMICA E FÍSICO-QUÍMICA DA ÁGUA PRODUZIDA

Solicitação/Questionamento: *A empresa deverá esclarecer se tem autorização no âmbito do licenciamento ambiental do emissário PAP-1 para lançamento do efluentes em desconformidade com a Resolução CONAMA nº 430/11.*

(Item II.2.4.O, PT 421/12, pág. 20/40)

Resposta/Comentário:

As questões relativas ao emissário submarino PAP-1, vinculado ao Pólo Atalaia, estão inclusas no escopo da Licença Ambiental de Operação nº 139/2010, expedida pela ADEMA, renovada automaticamente em virtude do que dispunha o art. 18, §4º, da Resolução CONAMA 237/97 e do que dispõe o art. 14, §4º, da Lei Complementar 140/2011.

Considerações sobre o lançamento de efluentes são apresentadas adiante, no Item II.7.1.2.

II.2.4.Q - CARACTERIZAÇÃO DAS EMISSÕES GASOSAS E EFLUENTES

Solicitação/Questionamento: No entanto, solicita-se que a Petrobras quantifique os TEG's que serão substituídos e apresente o cronograma físico previsto para substituição destes equipamentos.

(Item II.2.4.Q, PT 315/12, pág. 20/59)

Resposta/Comentário:

O TEG - gerador termoelétrico - é um equipamento utilizado nas plataformas como suprimento elétrico que transforma energia térmica (fonte de ignição) em energia elétrica. Conforme apresentado na resposta parcial ao PT 315/12, a recomendação de substituir os TEG por geradores eólicos foi eliminada do escopo deste processo, visto que o risco relacionado à presença dos TEG em áreas classificadas está sendo eliminado com a realocação desses equipamentos. Adicionalmente poderá haver a substituição por uma outra fonte geradora de energia, inclusive geradores eólicos, a depender da avaliação específica de cada plataforma e do desempenho dos geradores eólicos. Um gerador eólico foi instalado na PDO-1 e outro está em instalação na PGA-8, os quais servirão como pilotos. Por ainda se encontrarem em avaliação quanto à sua confiabilidade e viabilidade técnica, não se pode ainda confirmar esta solução como medida a ser implementada em outras plataformas. Caso venha a se confirmar, a substituição dos geradores termoelétricos por geradores eólicos terá como principal motivação melhorias ambientais e não mais a mitigação de riscos.

Adicionalmente, informa-se que a vazão diária de gás consumida nos dezenove (19) TEG corresponde a 40 m³/d.

II.2.4.S - IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DA INFRA-ESTRUTURA DE APOIO

Solicitação/Questionamento: A empresa em resposta a solicitação feita envia a tabela II.2.4-27 com a relação de embarcações de apoio previstas para o projeto:

Solicita-se que caso haja substituição de embarcações de apoio ora prevista, seja atualizada a listagem.

(Item II.2.4.S, PT 315/12, pág. 22/59)

Resposta/Comentário:

A Petrobras informa que, a embarcação de apoio Majestic Tide não está mais operando na Bacia Sergipe / Alagoas.

A relação atualizada das principais embarcações de apoio (AHTS) previstas para o projeto e suas respectivas características são rerepresentadas na **Tabela II.2.4.S.**

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

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

II.3 - ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

Solicitação/Questionamento: Permanece sem resposta a avaliação de alternativas de otimização das plataformas existentes, prevendo, por exemplo, reformas e ampliação.

(Item II.3, PT 315/12, pág. 23/59)

Resposta/Comentário

A PETROBRAS esclarece que não foram realizadas outras avaliações quanto à otimização de plataformas existentes além daquelas apresentadas no Estudo Ambiental e nas respostas aos pareceres técnicos anteriores.

II.5 - DIAGNÓSTICO AMBIENTAL

II.5.1 - MEIO FÍSICO

II.5.1.2 – Oceanografia

Solicitação/Questionamento: *Sabe-se, entretanto, que para o Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe-Alagoas (PCR-SEAL) serão realizadas novas medições de correntes, temperatura e salinidade. A empresa deve se comprometer a realizar uma caracterização mais detalhada sobre o padrão de circulação das correntes na região de interesse, bem como, sobre a variação de temperatura e salinidade, assim que os dados oriundos do PCR-SEAL estiverem compilados. Solicita-se que empresa inclua os dados obtidos da SEVAN-Piranema para caracterizar a distribuição vertical das correntes, além da caracterização horizontal proposta inicialmente. Observa-se que os dados da linha de fundeio K2, abordada por Schott et al. (2005) é a única proposta no PCR para caracterizar a distribuição vertical das correntes, o que não é suficiente para a caracterização deste parâmetro na área de interesse do projeto em função da distância entre esta linha e a região de interesse e à ausência de alguns dados brutos, conforme questionado em outros pareceres técnicos do IBAMA. Essa referência deverá ser tomada como fonte para uma caracterização muito menos específica do que a proposta no estudo em análise.*

(Item II.5.1.2, PT 315/12, pág. 24/59)

Resposta/Comentário:

Conforme prevê o Projeto de Caracterização da Bacia de Sergipe/Alagoas, aprovado através do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 302/11 de 19/07/2011, serão realizadas medições de temperatura e salinidade, a fim de caracterizar a distribuição horizontal e vertical das massas d'água na Bacia de Sergipe/Alagoas. Já as medições de correntes feitas através dos correntômetros instalados nas plataformas PCM-9, PGA-7 e no FPSO SEVAN Piranema, seriam utilizadas para auxiliar na caracterização das correntes superficiais da Bacia de Sergipe/Alagoas, enquanto os dados da linha de fundeio K2, serão usados para caracterizar a distribuição vertical das correntes. Portanto, não foi prevista a coleta de perfis de corrente a partir do FPSO SEVAN para caracterizar a distribuição vertical das correntes, como solicita esse Parecer. Entretanto, a fim de suprir esta lacuna, será incorporado na caracterização das correntes um conjunto de 1 ano de dados gerados a partir de um fundeio realizado no campo de Piranema, instalado em lâmina d'água de aproximadamente 1.300 m, com um ADP instalado a 100 m (perfilando correntes para superfície) e correntômetros a 150 m, 400 m, 800 m, 1.200 m e 1.290 m.

II.5.1.3 – Qualidade de água e sedimentos

Solicitação/Questionamento: *Em relação às questões levantadas sobre oligotrofia e a apresentação de referências, a resposta apresentada não foi considerada satisfatória, pois esperava-se que fosse apontada a variação entre ambientes oligotróficos e eutróficos em ambiente marinho com uma ou mais referências e, ao contrário disso, foram inseridas referências que não estão disponíveis nos endereços eletrônicos mencionados ou que são específicas para corpos de água e águas interiores de um estado do país. Solicita-se revisão.*

(Item II.5.1.3, PT 315/12, pág. 25/59)

Resposta/Comentário:

Na plataforma continental brasileira as regiões norte e sudeste-sul são as mais produtivas enquanto as regiões nordeste e algumas seções do leste as menos produtivas (Marques et al., 2004; Ekau & Knoppers, 1999).

A plataforma continental do nordeste do Brasil está compreendida dentro do LME-16 Leste do Brasil (Large Marine Ecosystem) redefinido por Ekau & Knoppers (2003). Este LME (**Figura II.5.1.3-1**) é classificado como essencialmente oligotrófico, com produção primária anual de até 90 gC.m⁻².ano⁻¹, caracterizado por um aporte fluvial menor que em outras regiões do Atlântico como a foz dos rios Amazonas e da Prata (Knoppers et al., 2009).

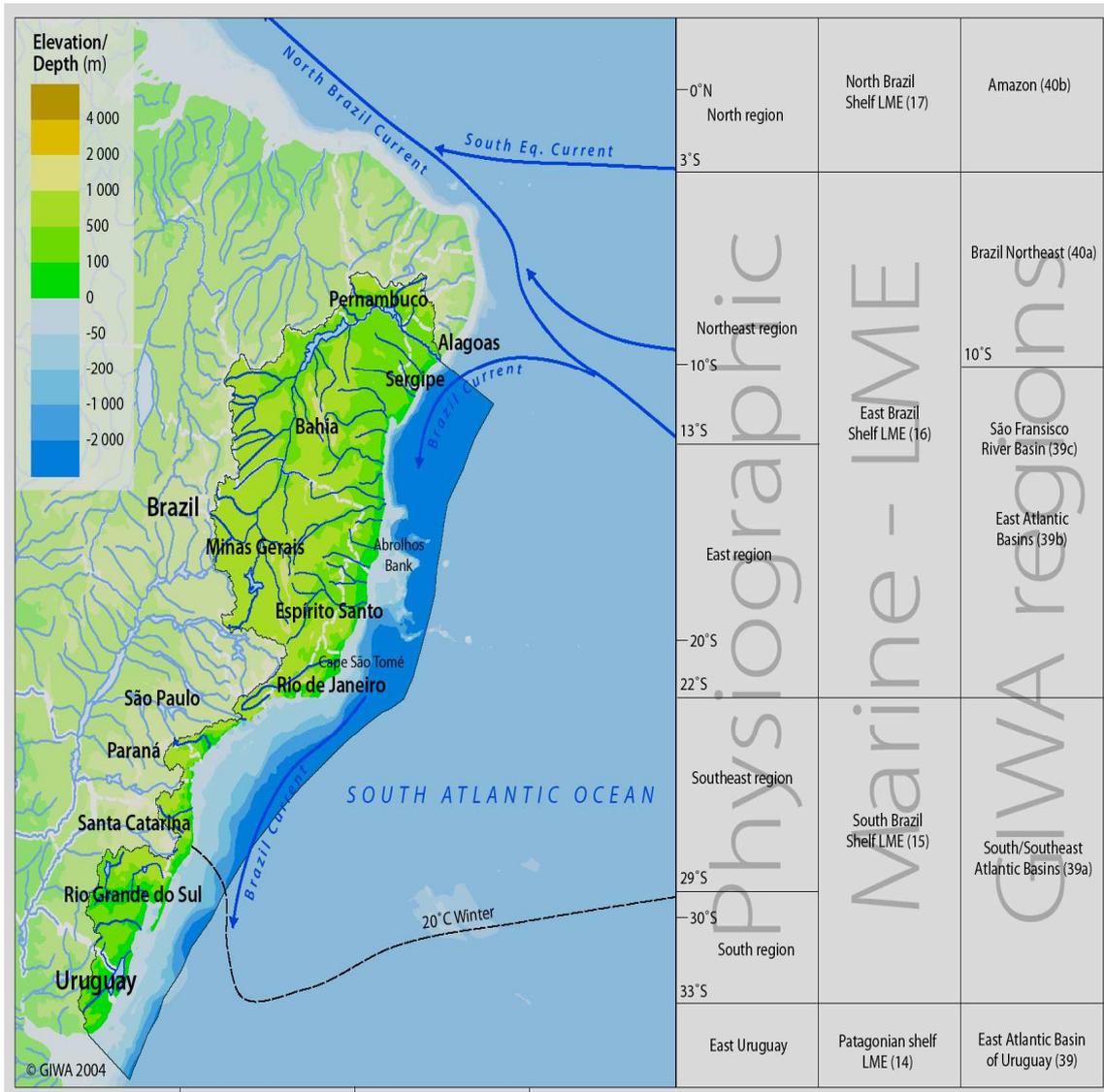


Figura II.5.1.3-1: Limites dos Grandes Ecossistemas Marinhos (LME) definidos para a margem continental brasileira e correntes que banham a costa brasileira. **Fonte: Marques et al. (2004).**

A Plataforma Continental de Sergipe é banhada pela Corrente do Brasil (CB), que é a corrente de contorno oeste associada ao Giro Subtropical do Atlântico Sul (Silveira et al., 2000) caracterizada segundo Marques et al. (2004) como naturalmente oligotrófica, pobre em nutrientes e em biomassa fitoplanctônica (Figura II.5.1.3-2).

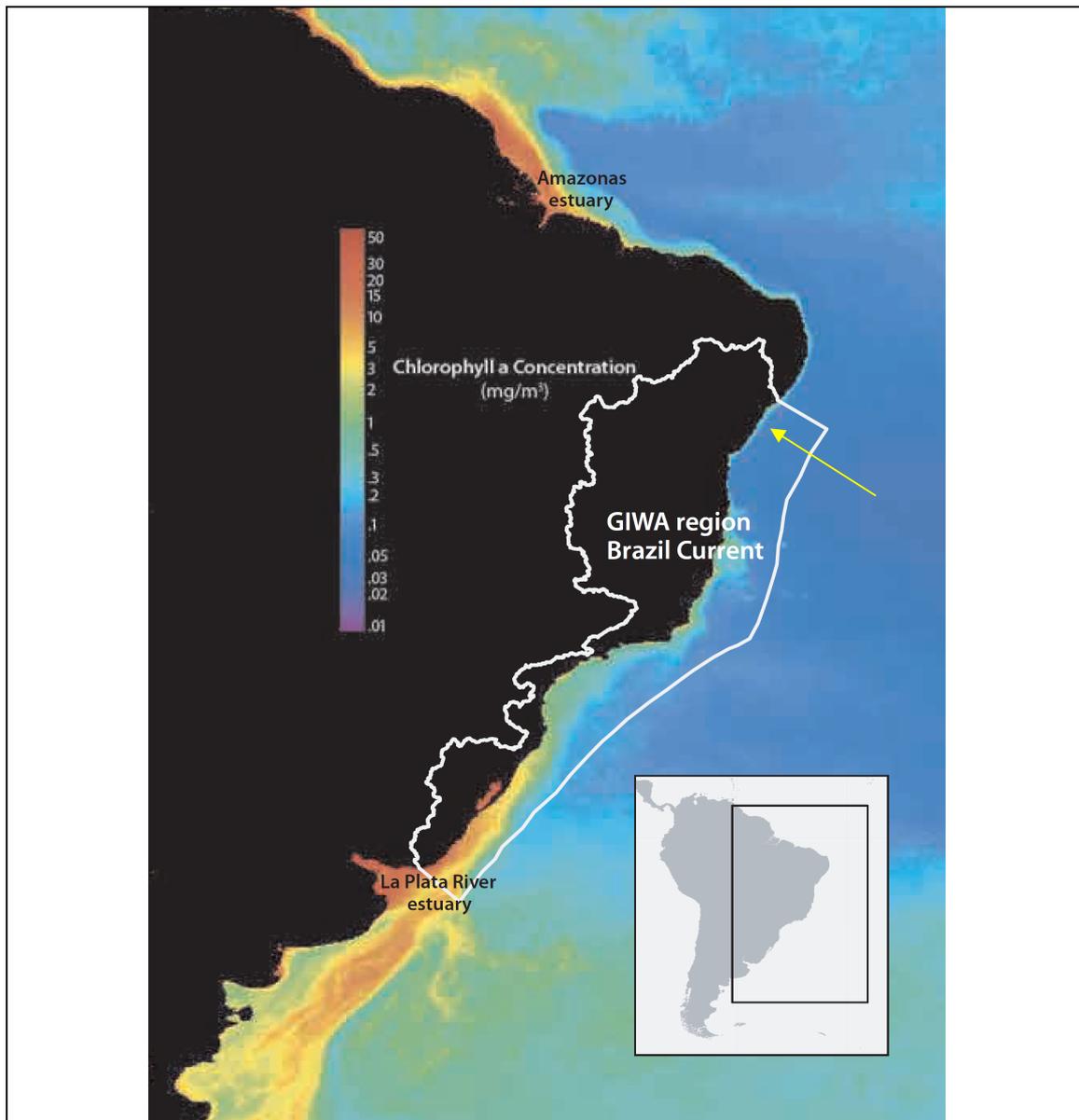


Figura II.5.1.3-2: Concentração de clorofila-a ($\text{mg}\cdot\text{m}^{-3}$ ou $\mu\text{g}\cdot\text{L}^{-1}$) na zona costeira (Fonte: Marques et al. 2004). OBS: A seta indica a localização aproximada da Baía de Sergipe.

De uma forma geral a oligotrofia das águas costeiras do nordeste e parte do sudeste é resultado do baixo aporte de nutrientes oriundos das bacias hidrográficas e da diluição eficiente da Água Tropical superficial da CB (Ekau & Knoppers, 1999; Knoppers et al., 1999).

Os valores de clorofila-a descritos no EIA do Projeto de Aplicação do Sistema

de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema e referendados nas Respostas aos Pareceres Técnicos, são similares aos encontrados para a Corrente do Brasil, classificada como oligotrófica (0,05 – 0,2 µg.L⁻¹) por Knoppers et al. (1999) apud Marques et al. (2004).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

EKAU, W.; KNOPPERS, B. A review and re-definition of the large marine ecosystems of Brazil. In: HEMPEL, G.; SHERMAN, K. (eds.) *Large marine ecosystems of the world*. Amsterdam, Holanda: Elsevier, 2003, p. 355-371.

EKAU, W.; KNOPPERS, B. An introduction to the pelagic system of the North-East and East Brazil shelf. *Archive of Fishery Marine Research* v. 47, n. 2-3, p. 113-132, 1999.

KNOPPERS, B.A.; EKAU, W.; FIGUEIREDO, A.G. The coast and shelf of East and Northeast Brazil and material transport. *Geo-Marine Letters* v. 19, n. 3, p. 171-178, 1999.

KNOPPERS, B.; SOUZA, W.F.L.; EKAU, W.; FIGUEIREDO, A.G. & SOARES-GOMES, A. A interface terra-mar do Brasil. In: PEREIRA, R.C.; SOARES-GOMES, A. (eds.) *Biologia Marinha*. Rio de Janeiro, Brasil: Interciência, 2009, p. 529-551

MARQUES, M.; KNOPPERS, B.; LANNA, A.E.; ABDALLAH, P.R.; POLETTE, M. *Global International Waters Assessment, Brazil Current, Giwa Regional Assessment 39, Sweden*. Kalmar: United Nations Environment Programme, 2004, GIWA Regional assessment 39, 192 p.

SILVEIRA, I.C.A.; SCHMIDT, A.C.K.; CAMPOS, E.J.D.; GODOI, S.S. & IKEDA, Y. A Corrente do Brasil ao largo da costa leste brasileira. *Revista Brasileira de Oceanografia* v. 48, n. 2, p. 171-183, 2000.

Solicitação/Questionamento: As figuras com variação de

clorofila nas duas estações de coleta (estação 2 e PC 4) foram apresentadas, conforme havia sido solicitadas. Chama-se atenção para uma pequena falha nestas figuras (Figura II.5.1.3-26 e II.5.1.3-27), já que na legenda do eixo Y não é possível afirmar qual a unidade de medida utilizada para a concentração e se essa é a mesma daquelas utilizadas no Anexo II.5.1.3, $\mu\text{g/L}$. Solicita-se esclarecimento.

(Item II.5.1.3, PT 315/12, pág. 25/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que os gráficos de clorofila-a apresentados nas Figuras II.5.1.3-26 e II.5.1.3-27 do documento Resposta ao Parecer Técnico nº 537/11 estão na unidade $\mu\text{g/L}$ (micrograma por litro) e são reapresentados a seguir:

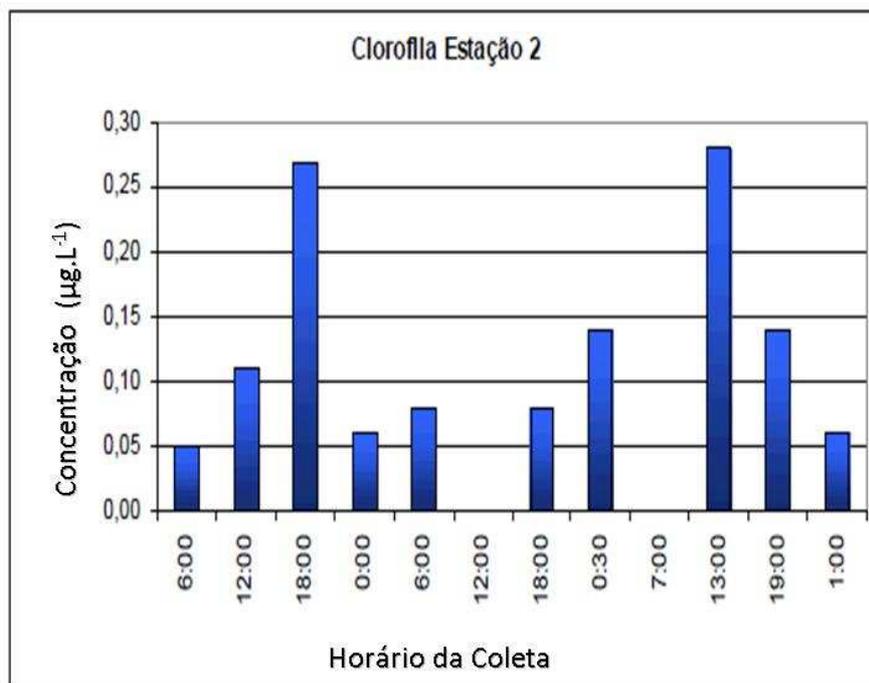


Figura II.5.1.3-26 - Gráfico com a variação de clorofila-a na Estação 2

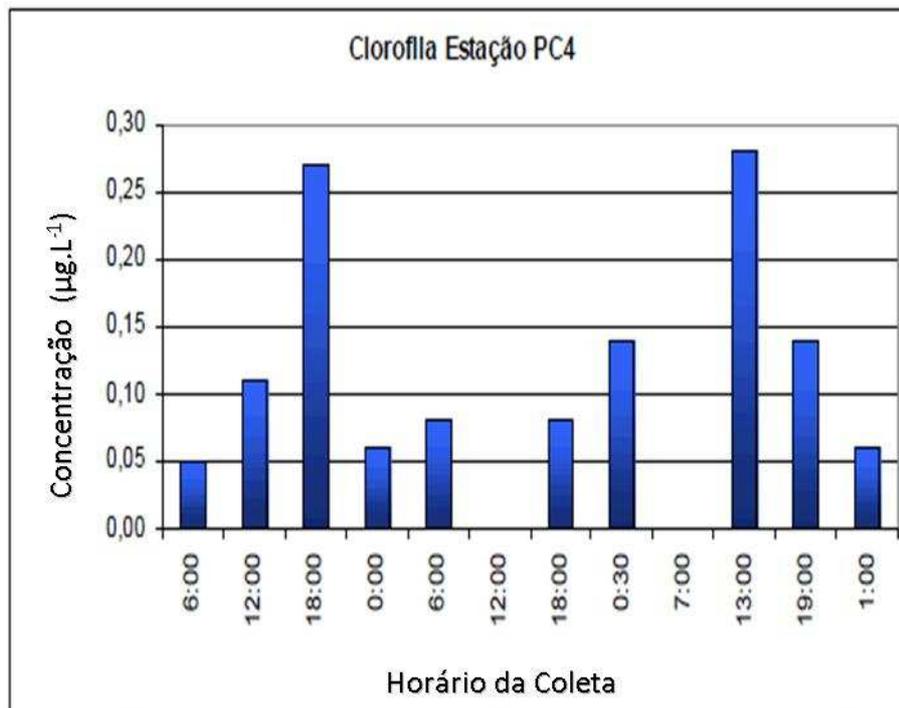


Figura II.5.1.3-27 - Gráfico com a variação de clorofila-a na Estação PC4

II.5.1.4 - Geologia e Geomorfologia

II.5.1.4.6 – Análise das geopressões

Solicitação/Questionamento: O IBAMA entende que o processo de avaliação é dinâmico, uma vez que a coleta de novos dados da perfuração permitirá alimentar novos modelos ou realimentar os existentes. Contudo, os gráficos com os gradientes de pressão dos poços apresentados não foram analisados, nem foi avaliada a sua representatividade em relação aos demais reservatórios do campo, como citado em reunião. Deve-se particularmente explicar a gênese das geopressões mais elevadas, correlacionando-as com os intervalos das litologias atravessadas. Solicita-se a apresentação das análises correspondentes nesta etapa do licenciamento, ainda que futuramente sejam apresentados os dados relativos à pressão da cada poço a ser perfurado com 30 dias de antecedência,

conforme proposta da empresa, que desde já considera-se adequada.

Observa-se que ao ser apresentada no futuro, a informação mais precisa acerca das geopressões deverá ser acompanhada de relatório crítico confrontando as expectativas de pressões apresentadas até o momento, com os novos resultados e avaliando se representam evidências de algum cenário não previsto.

(Item II.5.1.4.6, PT 315/12, pág. 26/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta os gráficos e textos a seguir para melhor explicar o que foi apresentado no Item II.5.1.4.6 do documento Resposta ao Parecer Técnico nº 537/11, bem como atender às solicitações citadas no Parecer Técnico nº 315/12.

A **Figura II.5.1.4.6-1**, a seguir, mostra duas seções contidas no volume 3D de velocidades intervalares dos campos de Guaricema, Camorim e Dourado, enquanto a **Figura II.5.1.4.6-2** mostra duas seções do volume 3D dos gradientes de pressões de poros para as áreas destes mesmos campos. Estes volumes, bem como outros, como o volume dos gradientes de pressões de fraturas, foram obtidos a partir de modelagens realizadas sobre um volume sísmico 3D original desta área.

Esta modelagem permite a obtenção das curvas probabilísticas dos gradientes de pressões de poros, gradientes de pressões de fraturas, soterramento, entre outras, para cada poço que venha a ser perfurado dentro deste perímetro. Após a perfuração de um novo poço, todas as informações pertinentes ao escopo desta modelagem, tais como dados de pressão, pesos de lama, kicks e perdas de circulação, são realimentadas, gerando um novo modelo, cada vez mais preciso e atualizado, que será utilizado para a geração da predição das geopressões para os poços seguintes. Os cubos modelados representam, assim, as características das geopressões no volume tridimensional que abriga os campos em referência.

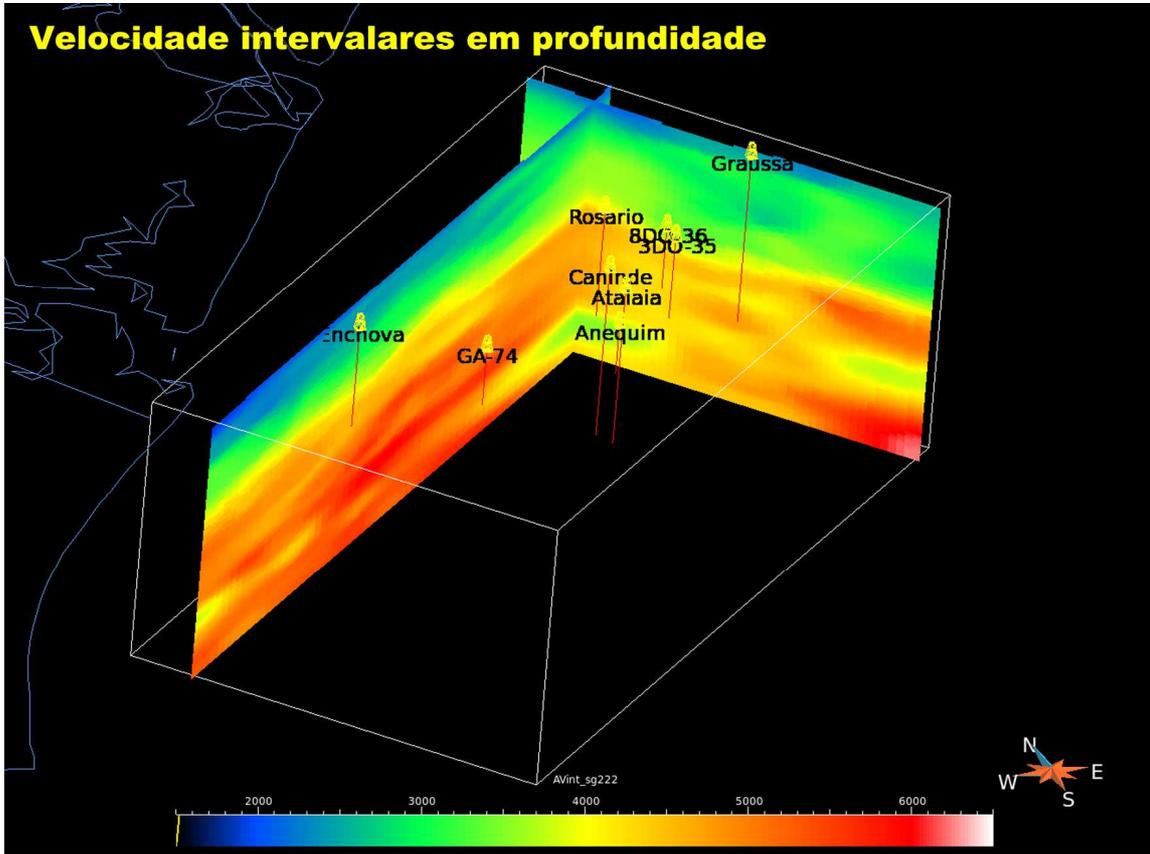


Figura II.5.1.4.6-1 – Representação de duas seções ortogonais em cubo de velocidades intervalares para os campos de GA, CM e DO. No topo da figura pode-se observar o contorno da linha de costa no Estado de Sergipe.

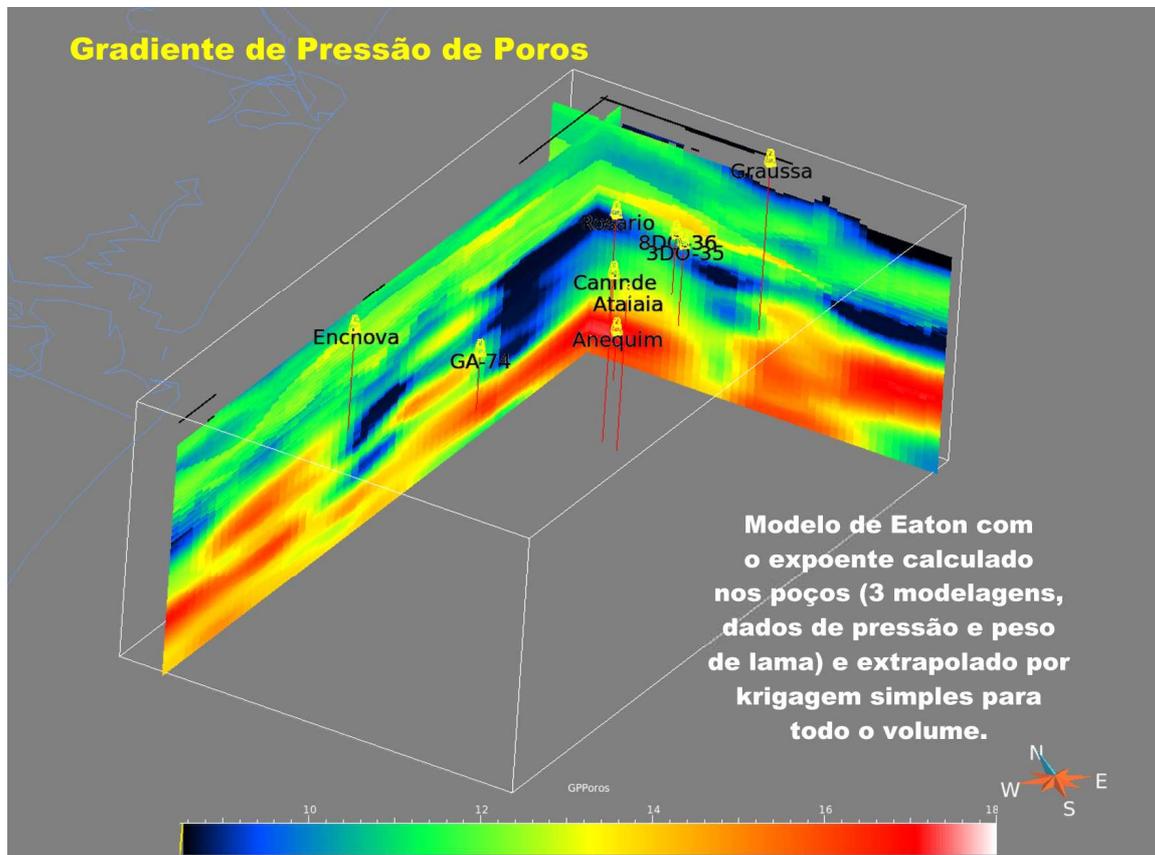


Figura II.5.1.4.6-2 – Representação de duas seções ortogonais em cubo dos gradientes de pressões de poros para os campos de GA, CM e DO. No topo da figura pode-se observar o contorno da linha de costa no Estado de Sergipe.

Os gráficos que representam as curvas de geopressões esperadas para os poços DO-35, PE-05 (GA-70 Enchova), GA-74 e GA-75 (Anequim) são apresentados a seguir. Ressalte-se que as curvas exibidas em cada gráfico dizem respeito apenas às zonas vizinhas a cada poço.

A **Figura II.5.1.4.6-3** mostra o gráfico com a predição das geopressões para o poço 3-DO-35-SES. Observa-se uma mudança no patamar do gradiente de pressão de poros (em amarelo) na profundidade de 738 metros, quando se espera atingir a Formação Calumbi na idade Eoceno Médio. Nota-se um comportamento normal das pressões até a chegada dos sedimentos de idade

Paleoceno Superior. Neste pacote sedimentar, no final do poço, percebe-se um ambiente sobrepresurizado, em decorrência da maior compactação dos sedimentos desta idade. Durante toda a trajetória do poço, entretanto, as curvas de gradientes de pressão de poros (em amarelo) e de gradientes de fratura (em vermelho) ‘mantêm bom afastamento entre si, configurando uma janela satisfatória para a definição da densidade do fluido de perfuração a ser utilizado.

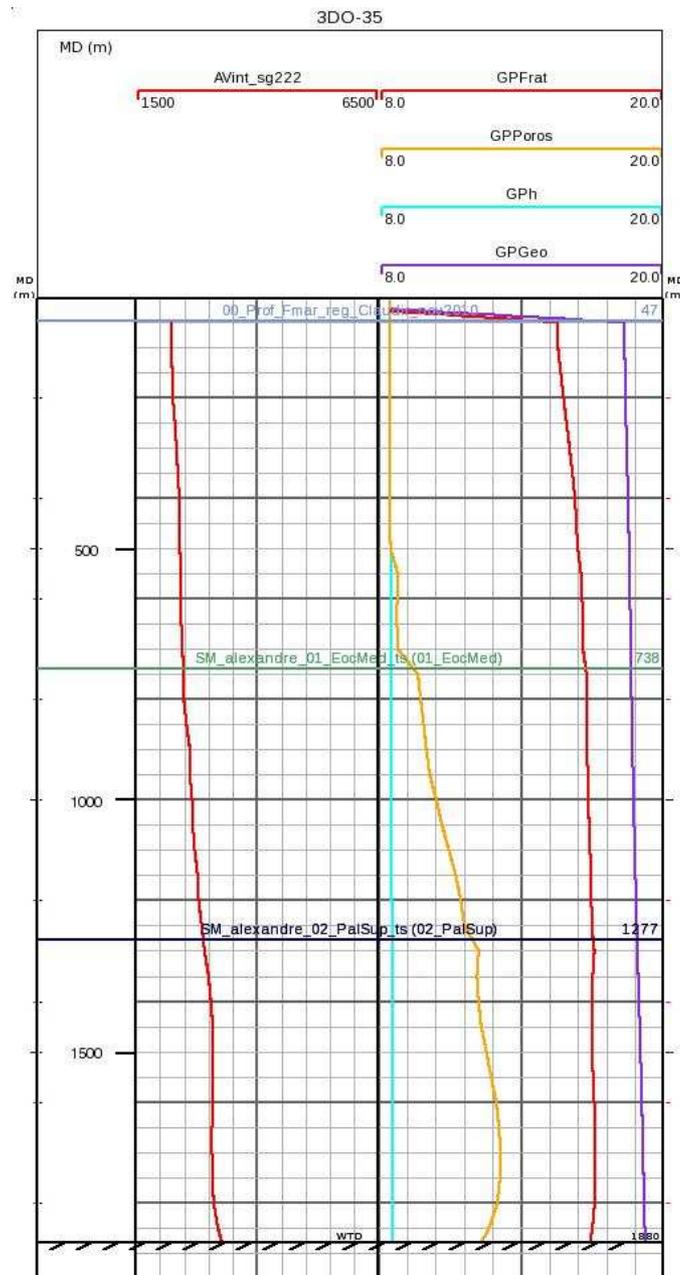


Figura II.5.1.4.6-3 – Gráfico com modelo preditivo de geopressões do poço 3-DO-35-SES. Gradientes de pressão (lb/gal): GPGeo – de Sobrecarga;

GP_{Frat} – de Fratura; GP_{Poros} – de Poros e G_{Ph} – Hidrostática.

A **Figura II.5.1.4.6-4** mostra o gráfico com a predição das geopressões para o poço 6-GA-70-SES (Enchova). Observa-se uma mudança no patamar do gradiente de pressão de poros (em amarelo) na profundidade de 540 metros, quando o poço atingirá a Formação Calumbi na idade Eoceno Inferior. Os gradientes de pressões mostram-se normais até a chegada prevista para os sedimentos de idade Maastrichtiano, aos 1300 metros, aproximadamente. A partir daí o pacote sedimentar mostra sobrepressão, com o gradiente de pressões de poros atingindo cerca de 12,2 lb/gal, em decorrência da predominância de folhelhos compactados nesta seção. As curvas de gradientes de pressões deverão tornar a atingir valores normais quando o poço estiver atravessando a seção Campaniano, a partir dos 1800 metros, o que se justifica pela maior relação arenito/folhelho em suas rochas, diminuindo assim sua capacidade de compactação e a sobrepressão de poros, por conseqüência.

Durante toda a trajetória do poço as curvas de gradientes de pressão de poros (em amarelo) e de gradientes de fratura (em vermelho) mantêm bom afastamento entre si, configurando uma janela satisfatória para a definição da densidade do fluido de perfuração a ser utilizado.

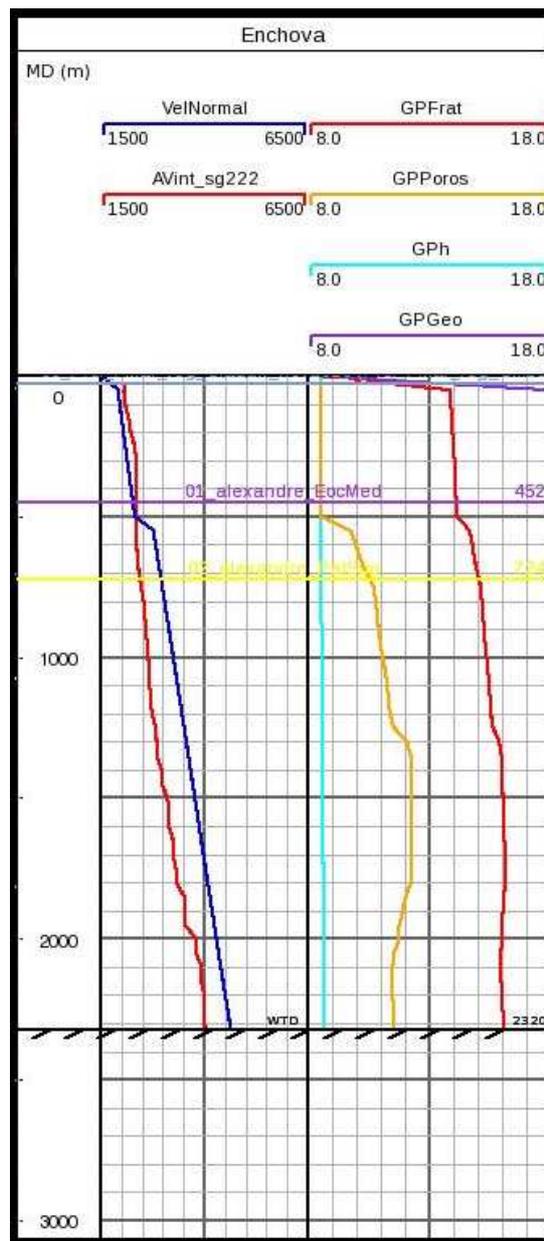


Figura II.5.1.4.6-4 – Gráfico com modelo preditivo de geopressões do poço 6-GA-70-SES. Gradientes de pressão (lb/gal): GPGeo – de Sobrecarga; GPFrat – de Fratura; GPPoros – de Poros e GPh – Hidrostática.

A **Figura II.5.1.4.6-5** mostra o gráfico com a predição das geopressões para o poço 3-GA-74-SES. Observa-se uma mudança no patamar do gradiente de pressão de poros (em amarelo) na profundidade de 668 metros, quando se espera atingir a Formação Calumbi na idade Eoceno Médio. Nota-se um crescimento suave das pressões até a profundidade final prevista, por volta dos 1300 metros. Neste pacote sedimentar, no final do poço, percebe-se um ambiente levemente sobrepresurizado, em decorrência da maior compactação

dos sedimentos desta idade, com o gradiente de pressão de poros podendo atingir 10,5 lb/gal.

Durante toda a trajetória do poço, entretanto, as curvas de gradientes de pressão de poros (em amarelo) e de gradientes de fratura (em vermelho) mantêm bom afastamento entre si, configurando uma janela satisfatória para a definição da densidade do fluido de perfuração a ser utilizado.

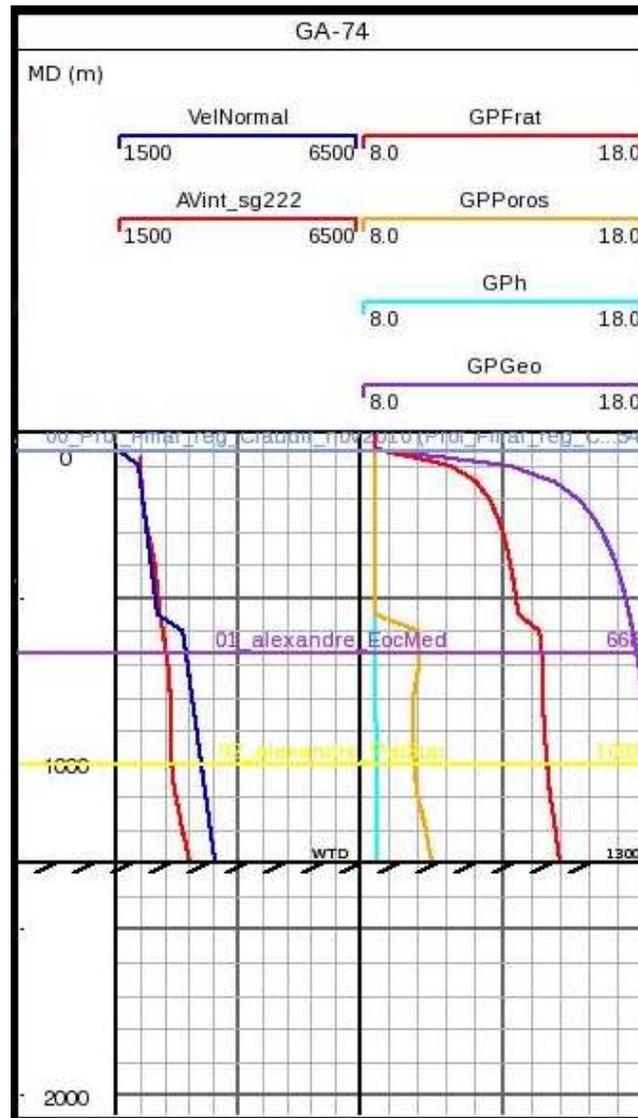


Figura II.5.1.4.6-5 – Gráfico com modelo preditivo de geopressões do poço 3-GA-74-SES. Gradientes de pressão (lb/gal): GPGeo – de Sobrecarga; GPFrat – de Fratura; GPPoros – de Poros e GPh – Hidrostática.

A **Figura II.5.1.4.6-6** mostra o gráfico com a predição das geopressões para o

poço 3-GA-75-SES. Observa-se, como nos poços anteriores, uma mudança no patamar do gradiente de pressão de poros (em amarelo) na profundidade de 550 metros, quando se espera atingir a Formação Calumbi na idade Eoceno Superior. Nota-se um crescimento suave das pressões até a profundidade final prevista, por volta dos 1300 metros. Neste pacote sedimentar, no final do poço, percebe-se um ambiente levemente sobrepressurizado, em decorrência da maior compactação dos sedimentos desta idade, com o gradiente de pressão de poros podendo atingir 10,0 lb/gal.

Durante toda a trajetória do poço, assim como evidenciado nos gráficos anteriores, as curvas de gradientes de pressão de poros (em amarelo) e de gradientes de fratura (em vermelho) mantêm bom afastamento entre si, configurando uma janela satisfatória para a definição da densidade do fluido de perfuração a ser utilizado.



Figura II.5.1.4.6-6 – Gráfico com modelo preditivo de geopressões do poço 3-GA-75-SES. Gradientes de pressão (lb/gal): GPGeo – de Sobrecarga; GPFrat – de Fratura; GPPoros – de Poros e GPh – Hidrostática.

As curvas dos demais poços exploratórios e dos poços de desenvolvimento da produção serão levantadas a partir da análise de dados sísmicos e das modelagens de geopressões, atualizadas com as informações coletadas após cada perfuração de novo poço. A PETROBRAS compromete-se a apresentá-las até 30 dias antes do início previsto para a perfuração do poço correspondente.

Adicionalmente, a PETROBRAS confeccionará um relatório crítico com uma análise comparativa entre os dados apresentados como predições de

geopressões e os dados reais coletados após a perfuração de um dado poço, utilizados para a atualização dos modelos.

***Solicitação/Questionamento:** Ainda em relação à Tabela I, consta a informação (no último campo da tabela) que trata da “Estimativa de perda de produção (VPL) em função de perda de cota de injeção (por limitação da pressão de injeção)” que para o campo de Camorim “não é prevista devido a garantia de injetividade na pressão de fratura.” e para os outros dois campos observa-se que a estimativa é “Não prevista – a ideia é injetar no limite abaixo da pressão de fratura”. Não ficou claro o que o enunciado pretende explicitar quando se afirma que para Camorim não há estimativa de perda de produção pois há garantia de injetividade na pressão de fratura. Solicita-se esclarecimento.*

(Item II.5.1.4.6, PT 315/12, pág. 28/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que pretende aplicar pressões de injeção abaixo do recomendado nos estudos realizados pelo CENPES como apresentou no documento Resposta ao Parecer Técnico nº 537/11. Inclusive foi apresentado que o valor máximo disponível no projeto para injeção está abaixo do valor recomendado nos estudos.

A pressão de projeto disponibilizada para injeção em Camorim está acima da pressão fratura em alguns reservatórios. Porém, isto não se significa que esta pressão será utilizada indiscriminadamente.

Os reservatórios de Camorim encontram-se depletados e, normalmente, poderiam trabalhar com pressões de injeção bem abaixo da máxima disponibilizada. Porém, estes reservatórios apresentam características permoporosas de baixa qualidade em algumas áreas do campo. Estas características de baixa qualidade de reservatórios podem causar problemas de injetividade. Em casos como estes, a pressão de injeção poderia se elevar

até a pressão de fratura que criaria uma rede de pequenas fraturas próximas ao injetor.

A pressão disponível de projeto não é suficiente para que estas pequenas fraturas se propaguem numa distância muito grande em relação ao injetor e, de acordo com o estudo elaborado pelo CENPES, este nível de pressão ainda está abaixo da pressão que seria necessária para causar qualquer reativação de falhas em Camorim.

***Solicitação/Questionamento:** A empresa informa ainda que “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.”*

O IBAMA entende que é imprescindível a realização deste estudo para ser apresentado antes da obtenção de licença para produção nos reservatórios a partir de injeção de água, devendo o mesmo incorporar metodologia para avaliar a integridade também dos selantes de falhas. Solicita-se que no âmbito desse estudo seja inserida avaliação da possibilidade e pertinência de um projeto de monitoramento do capeamento dos reservatórios e das falhas selantes.

(Item II.5.1.4.6, PT 315/12, pág. 28/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que pretende realizar estudo completo de geomecânica usando simuladores apropriados. Estes estudos deverão utilizar os dados que serão obtidos nas primeiras perfurações que serão realizadas nas concessões de Camorim, Dourado e Guaricema.

O trabalho de gerenciamento de reservatórios na PETROBRAS já considera um constante monitoramento das pressões, principalmente nos reservatórios

submetidos à injeção, tanto nos produtores como nos injetores. Nos projetos de injeção de água em Camorim, Dourado e Guaricema já está previsto um monitoramento das pressões nos poços produtores e injetores. Este monitoramento nos permitirá uma avaliação contínua do comportamento das pressões nos reservatórios, nas falhas e nos folhelhos adjacentes.

II.5.2 - MEIO BIÓTICO

Solicitação/Questionamento: A empresa reapresentou o item por meio do anexo II.5.2. - Meio Biótico Rev.02. Observou-se a remoção de mapa anteriormente apresentado (exemplo no item F), sem qualquer menção na resposta ao parecer que este item seria alterado. Essa prática está sendo comum nas revisões apresentadas pela empresa, o que dificulta a análise e a confiabilidade das informações. Também prejudica a consolidação das informações que ora estão em uma versão, e posteriormente são retiradas, sem qualquer justificativa. Essa questão já foi apontada em pareceres anteriores e solicita-se, mais uma vez, que a empresa ao revisar qualquer capítulo, aponte onde foram realizadas modificações e que mantenha na íntegra o restante que foi apresentado. Solicitamos que seja confirmada se as alterações realizadas foram restritas às solicitações realizadas por meio do PT nº 537/11 ou se houveram outras iterações de conteúdo, como o exemplo acima.

(Item II.5.2, PT 421/12, pág. 22/40)

Resposta/Comentário:

A figura à qual o texto se refere apresentava o mapa das Restingas existentes na área de estudo. Uma vez que foi solicitado no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 537/11 a “apresentação da extensão de todos os ecossistemas em mapa”, a figura contendo somente restingas foi suprimida e inserida em seu lugar a Figura II.5.2-104 contendo o mapa consolidado com

todos os ecossistemas com suas respectivas extensões, incluindo as Restingas. Nenhuma informação fora suprimida no capítulo II.5 – Meio Biótico, tendo sido adicionadas aquelas referentes aos demais ecossistemas da área de estudo, conforme fora solicitado no referido Parecer Técnico.

A PETROBRAS confirma que as alterações realizadas no capítulo II.7 – Meio Biótico foram restritas ao atendimento das solicitações do Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 537/11.

Solicitação/Questionamento: A empresa não teceu comentários sobre as considerações do ICMBio neste item apresentadas por meio do PT nº 537/11. Sobre a solicitação de revisão bibliográfica, a mesma foi realizada a contento.

(Item II.5.2, PT 421/12, pág. 22/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresentou ao ICMBio, em reunião realizada em 15.01.2013, por videoconferência, com participação da CGPEG, o cronograma de perfurações e intervenções previstas, bem como as medidas mitigadoras e de monitoramento propostas pela empresa. Essas informações são apresentadas no **Anexo II.2.A**.

A) UNIDADES DE CONSERVAÇÃO (UC's)

Solicitação/Questionamento: Conforme orientação do PT nº 537/11, os mapas apresentados de UC' e sensibilidade ambiental carecem de revisão quanto as zonas de amortecimento das UC's de proteção integral (Figura II.5.2-12 e MAPA I.5.4.5-1). Ambos também estão com uma resolução muito ruim e, portanto, ilegíveis, e deste modo devem ser reapresentados.

(Item II.5.2, PT 421/12, pág. 22/40)

Resposta/Comentário:

As áreas de amortecimento das Unidades de Conservação definidas na Figura II.5.2-12 - Mapa dos Ecossistemas Costeiros e no Mapa I.5.4.5-1 - Mapa de Sensibilidade foram devidamente ajustadas e adequadas às exigências da Resolução CONAMA 428/2010. As revisões das referidas figuras estão apresentadas no **Anexo II.5.2.F-1** e no **Anexo II.5.4**, respectivamente.

B) ÁREAS DE DESOVAS E ALIMENTAÇÃO DE QUELÔNIOS

Solicitação/Questionamento: Foi solicitado por meio do PT nº 537/11 que as áreas com risco de toque de óleo fossem mais detalhadas com informações já obtidas pela empresa, como por exemplo as do PRMEA. Tais informações não foram apresentadas. Cabe esclarecer que a identificação das praias de desova e áreas com maior concentração de ninhos de tartarugas são fundamentais para planejar as ações de proteção e limpeza de costa. Deste modo reitera-se a solicitação da apresentação destas informações no âmbito do PEI/PEVO (item II.9), tanto provenientes da literatura quanto do PRMEA, e que sejam detalhadas, especializadas e incorporadas nas estratégias de proteção.

(Item II.5.2, PT 421/12, pág. 22/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS aguardará a emissão do parecer técnico que abordará as questões específicas sobre o PEI/PEVO (Item II.9) para então efetuar as adequações solicitadas de maneira integrada aos demais questionamentos/solicitações.

F) ECOSISTEMAS COSTEIROS (PRAIAS ARENOSAS, COSTÕES ROCHOSOS, ESTUÁRIOS, RESTINGAS E MANGUEZAIS)

Solicitação/Questionamento: Foi solicitada no TR e reiterada nos PTs nº 312/11 e nº 537/11 a necessidade de apresentação da extensão de todos ecossistemas costeiros em mapa. A empresa apresentou na Rev. 02 da Figura II.5.2-104 com a identificação das restingas, dunas e manguezais com estimativas de suas extensões. O mapa apresentado possui alguns problemas, como por exemplo os manguezais, que foram apenas esquematicamente localizados, e a omissão das praias arenosas, focando-se apenas nas dunas, além da difícil visualização dos ecossistemas.

Reitera-se portanto que o mapa seja corrigido conforme as solicitações, incluindo também as do item “A”. Um mapa detalhado com as extensões e caracterização detalhadas desses ecossistemas também deverá ser apresentado no âmbito do PEI/PEVO (item II.9), para que se possa dimensionar de modo adequado as estratégias de resposta a emergência, especialmente as de proteção e limpeza de costa.

(Item II.5.2, PT 421/12, pág. 23/40)

Resposta/Comentário:

A Figura II.5.2-104 – Mapa dos Ecossistemas Costeiros foi revisada, contemplando as informações sobre a extensão dos manguezais em cada estuário, além da inclusão da extensão das Praias Arenosas. Vale ressaltar que, para o desenho dos contornos dos manguezais, foram utilizados os dados existentes no mapa de sensibilidade. A Revisão 03 da figura está sendo reapresentada no **Anexo II.5.2.F-1**.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CARVALHO, M.E.S., FONTES, A.L. **Caracterização Geomorfológica da Zona Costeira do Estado De Sergipe.** VI Simpósio Nacional de Geomorfologia. Goiânia, 2006.

G) CARACTERIZAÇÃO DOS LOCAIS DE INSTALAÇÃO DAS ESTRUTURAS SUBMARINAS E COMUNIDADES BIOLÓGICAS DIRETAMENTE IMPACTADA

Solicitação/Questionamento: Reitera-se portanto a solicitação de apresentação de projeto específico, dentro do item II.7, com previsão de conclusão antes da emissão da LI, onde esteja previsto no mínimo:

- Áreas já estudadas: informar datas de realização dos levantamentos, com identificação das coordenadas dos trechos estudados, a metodologia, a apresentação dos resultados, incluindo registros visuais (se houver);*
- Áreas ainda não estudadas: metodologia a ser utilizada e identificação das áreas complementares, com coordenadas, acompanhado de um cronograma executivo.*

A empresa deve atentar ainda que o objetivo dessa caracterização não é apenas para identificar “obstáculos” no leito marinho, e sim, como apontado desde o TR, caracterizar de modo detalhado as comunidades biológicas diretamente impactadas, tais como banco de algas e moluscos. Não ficou evidenciado se o setor de Engenharia da empresa observa essas questões em sua atividade rotineira para instalação de estruturas submarinas.

(Item II.5.2, PT 421/12, pág. 24/40)

Resposta/Comentário:

Conforme apresentado na Resposta ao PT nº 537/11 (Anexo II.2-17) os mapas com o levantamento geofísico das áreas de instalação dos novos dutos relacionados com o Projeto de Ampliação apresentam a caracterização das estruturas submarinas. O **Anexo II.2.4.G-4**, apresenta mapa com a sobreposição das áreas caracterizadas pela Geofísica da PETROBRAS e pelo Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe/Alagoas, que realizou, recentemente, uma atualização da faciologia da região marinha. Nota-se, nessa figura, que as áreas de lançamento dos dutos de interligação entre EPA e plataformas estão caracterizadas fisicamente tanto pela Geofísica quanto pelo PCR, porém há áreas de dutos de interligação entre poços e plataformas que somente foram caracterizadas pelo PCR.

Para as áreas onde já foram realizados levantamentos de dados são apresentadas, no **Anexo II.5.2.G**, planilhas com as datas de realização dos mesmos, coordenadas dos trechos estudados, metodologia e os principais resultados obtidos. Entretanto, estes dados carecem ainda de uma análise mais detalhada sobre a indicação de presença ou não de comunidades biológicas passíveis de serem impactadas. Portanto, a PETROBRAS se compromete a realizar análises complementares, bem como levantamos complementares, caso necessário, a fim de indicar a presença ou não de bancos de algas e moluscos.

Nos mapas encaminhados junto à resposta ao PT nº 537/12, apenas para os locais de instalação dos dutos apresentados nas tabelas a seguir não se dispõe de levantamentos prévios. Para estas áreas, a PETROBRAS está avaliando a metodologia mais adequada a ser utilizada, levando em consideração o conjunto de informações já disponíveis para toda a área, inclusive aquelas recentemente obtidas através do PCR. A PETROBRAS compromete-se a apresentar as coordenadas das áreas e respectivos cronogramas de caracterização das mesmas, levando em conta que a conclusão do levantamento deverá ocorrer antes da emissão da Licença de Instalação.

Tabela II.5.2-14 - Dutos para injeção de água com áreas a serem caracterizadas

Campo	CAMORIM
Dutos	LIA-4-PCM-02/PCM-03 LIA-4-PCM-11/PCM-10
Campo	DOURADO
Duto	LIA-4-PDO-04/DO-28
Campo	GUARICEMA
Dutos	LIA-4-PGA-3/GA-80 LIA-4-PGA-03/GA-77 LIA-4-PGA-3/PGA-08 LIA-4-PGA-8/GA-69

Tabela II.5.2-15 - Dutos para injeção de gas-lift do Campo de Guaricema com áreas a serem caracterizadas

Campo	GUARICEMA
Dutos	GN-3-PGA-02/GA-68 GN-3-PGA-02/GA-78 GN-3-PGA-2/M-1 GN-3-M-1/GA-74 GN-3-M-1/GA-79 GN-3-M-2/GA-64D GN-3-M-2/GA-75 GN-3-PGA-8/GA-76
*M-1,M-2 = Manifold	

Tabela II.5.2-16 - Dutos de produção e teste do Campo de Guaricema com áreas a serem caracterizadas

Campo	GUARICEMA
Dutos	PE-4 ^{1/2} -GA-68/PGA-02 PE-4 ^{1/2} -GA-78/PGA-02 PE-4 ^{1/2} -GA-76/PGA-08 PE-4-SES-113/PGA-2 PE-4 ^{1/2} -GA-79/M-1 PE-4 ^{1/2} -GA-74/M-1 PE-4 ^{1/2} -M-1-PGA-02 PE-4 ^{1/2} -GA-64D/M-2 PE-4 ^{1/2} -GA-75/M-2
*M-1,M-2 = Manifold	

Atualmente, a área de Engenharia, responsável pela atividade de lançamento de dutos, vem incorporando na rotina de levantamentos geofísicos para detalhamento da rota ou sítio de instalação de estruturas submarinas, o levantamento de dados para a sinalização da presença de comunidades biológicas no fundo marinho, a fim de otimizar o conjunto de informações usadas para identificar as melhores alternativas de rota para instalação das mesmas. Por procedimento, atualmente a PETROBRAS tem caracterizado o

fundo marinho dos locais onde serão instaladas novas plataformas e perfurados novos poços.

No caso das plataformas, informações obtidas com caracterizações já realizadas são apresentadas nas tabelas do **Anexo II.5.2.G**. No caso de locações de poços submarinos, antes de cada perfuração é realizado um levantamento utilizando ROV para investigação quanto à presença de bancos de algas, moluscos ou corais, seguindo as orientações de um padrão corporativo vigente na empresa.

H) CARACTERIZAÇÃO DOS LOCAIS DE INSTALAÇÃO EM TERRA E ECOSISTEMAS DIRETAMENTE IMPACTADOS

Solicitação/Questionamento: Solicita-se que seja informado o quantitativo diário de máquinas previstas para operar, os tipos, a frequência de viagens ao canteiro e avaliada outra opção de trajeto, como por exemplo o deslocamento direto do pólo para o canteiro na praia, por meio de rampa e portão de acesso.

(Item II.5.2, PT 421/12, pág. 25/40)

Resposta/Comentário:

Conforme informado na resposta ao item II.2.4.1– *Projeto detalhado de lançamento e enterramento de dutos para escoamento da produção e aqueduto para injeção de água*, uma nova opção de trajeto será considerada, com o deslocamento direto do Pólo para o canteiro na praia, por meio de rampa e portão de acesso.

Estima-se que para esse apoio poderão ser utilizadas até cinco máquinas do tipo escavadeiras. Esse total será somente aplicado na fase de arraste de cada duto. Nas demais fases antecessoras ao arraste serão utilizadas até duas máquinas também do tipo escavadeiras para apoio às atividades que precedem o lançamento de cada duto. É previsto que as máquinas se desloquem diariamente, no início da manhã no sentido Pólo-área de trabalho,

retornando à noite.

II.5.4 - ANÁLISE INTEGRADA E SÍNTESE DA QUALIDADE AMBIENTAL

Solicitação/Questionamento: Ambas as versões do mapa de sensibilidade ambiental, impressa e digital, estão com uma resolução muito ruim e, portanto, ilegíveis. Segundo a empresa, o mapa de sensibilidade foi devidamente revisado e foram incluídos os resultados da modelagem de dispersão de óleo e a indicação de pesca artesanal no estuário do rio Sergipe; também foi retirado o símbolo de turismo em Camorim e incluído em Barra dos Coqueiros. Não foi possível verificar as alterações informadas e, por conta disso, solicita-se reapresentação do referido mapa.

(Item II.5.4, PT 315/12, pág. 29/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reapresenta o mapa de sensibilidade ambiental, impresso e digital (**Anexo II.5.4**), com boa resolução, contendo a revisão anteriormente informada na qual incluiu os resultados da modelagem de dispersão de óleo e a indicação de pesca artesanal no estuário do rio Sergipe, além da retirada do símbolo de turismo em Camorim e inclusão em Barra dos Coqueiros. Também foi realizada nesse mapa a revisão quanto às zonas de amortecimento das UC de proteção integral e de uso sustentável com plano de manejo, com base na Resolução CONAMA Nº 428/2010.

II.6 - IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

Solicitação/Questionamento: Solicitou-se ainda análise do aspecto “geração de ruídos e luminosidade” e seus efeitos na

atividade de pesca, turismo e lazer tanto para a etapa de perfuração, quanto a de operação.

Em resposta, a empresa alegou que esse aspecto “não gera impacto de relevância sobre as atividades de pesca, turismo e lazer” visto que não é um questionamento que aparece no relacionamento que desenvolve com as comunidades através, por exemplo, do PEAC e do canal 0800.

Primeiro, cabe pontuar que todos os aspectos da atividade que possuam qualquer interferência seja no meio físico, biótico ou socioeconômico devem constar na AIA, independente do grau de relevância. Para tal existem os atributos que qualificam e caracterizam esses impactos, em maior ou menor importância e magnitude, por exemplo. Logo, a justificativa apresentada pela empresa não é aceitável.

Entende também que a luminosidade proveniente das novas plataformas de operação foram mitigados com a substituição das mesmas por ANMs e manifolds nesta Rev.02 de projeto, mas que ainda três novas serão instaladas e desse modo esse aspecto ainda deverá ser avaliado. As demais ações propostas pelo projeto da Ampliação que incrementam as atividades de E&P de petróleo e gás na região com relação aos ruídos e luminosidade e seus efeitos na atividade de pesca, turismo e lazer permanecem e desse modo também deverão ser avaliados na AIA, monitorados e mitigados sempre que possível.

Pelos motivos acima expostos, solicitou-se a complementação da AIA no PT nº 537/11 e reitera-se no presente.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 25/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS, atendendo às solicitações desta CGPEG, apresenta abaixo a complementação da avaliação de impactos ambientais para o aspecto “Geração de ruídos e luminosidade”. O mesmo também foi incorporado na

versão atualizada da matriz de impacto ambiental rerepresentada no Anexo II.6 desta Resposta.

Aspecto: Geração de ruídos e luminosidade

Interferência nas atividades turísticas e de lazer

Fase de Ocorrência: Perfuração

As atividades de turismo e lazer ocorrem essencialmente na área da praia até a zona de arrebentação. A distancia média entre a localização das sondas de perfuração e esta região será de 11 km, sendo a menor distância de 5 km.

No que diz respeito à interferência da perfuração nas atividades turísticas e de lazer, a geração de ruídos resultantes da cravação do revestimento condutor da primeira fase do poço não causará impacto às atividades turísticas e de lazer ocorrentes durante a etapa de perfuração.

Considerando que a atividade de cravação dura aproximadamente 4 dias, e ocorrerá 12 vezes por ano. E ainda, de forma conservadora¹, considerando os resultados das medições de ruído realizadas pela PETROBRAS durante o processo de cravação de revestimento na perfuração terrestre no campo de Carmópolis, que apresentaram valores de aproximadamente 104,8 dB (NES = Nível de Energia Sonora).

A atenuação do ruídos no ar tem sido intensamente estudada, sabendo-se que o nível de pressão sonora (NPS) decresce na ordem de 6 dB a medida que é dobrada a distância (Aguilera, 2007), podendo ser representado pela equação $NPS = [NES \text{ (Nível de Energia Sonora na fonte)} - 20 \log r \text{ (raio = distância em metros)} - 11]$. Tem-se que o NPS proveniente das cravações nas plataformas

¹ Conforme o mapa de levantamento geofísico da região do projeto (**Anexo II.2.4.H-1**), há no ambiente marinho a presença de substratos menos resistentes à penetração do revestimento (substrato lamoso) nas regiões onde ocorrerão as perfurações, o que reduzirá a energia utilizada em toda ou grande parte da atividade, e conseqüentemente, não sendo necessário o uso de bate estaca.

que atingirá a praia será da ordem de 19,8 dB (5km) a 9,4 dB (16,6km), num valor médio de 13 dB, ou seja, inferior ao ruído ambiente na praia.

Quanto ao aspecto de geração de luminosidade, como as sondas estarão em distâncias que variam entre 5 e 16,6 Km da costa, haverá alteração nas características da paisagem noturna. No entanto, o impacto tende a ser reduzido devido ao baixo número de plataformas de perfuração atuando simultaneamente na região, que será de no máximo duas. Salienta-se que a iluminação da plataforma será direcionada para as áreas internas, o que, conseqüentemente, resulta em uma mitigação desse efeito.

Desta maneira, este impacto é classificado como **negativo, direto, local, temporário e reversível**, já que bastará a remoção das plataformas de perfuração para que ocorra o retorno do ambiente às condições anteriores, **de curto prazo, simples, baixa magnitude e pequena importância**.

Fase de Ocorrência: Produção

As atividades de turismo e lazer ocorrem essencialmente na área da praia até a zona de arrebentação. A plataforma mais próxima está localizada a aproximadamente 5Km desta região.

Considerando que a principal fonte de ruído é o próprio maquinário utilizado nas plataformas em operação normal ou durante manutenções, e os utilizados nas sondas de produção marítimas (SPM) durante atividades de intervenção em poços, esta etapa de produção não causará impacto às atividades turísticas e de lazer.

Avaliações realizadas pela PETROBRAS nas plataformas de produção em Sergipe demonstram níveis máximos de ruídos de aproximadamente 99,4 dB (NES = Nível de Energia Sonora). A atenuação dos ruídos no ar tem sido intensamente estudada, sabendo-se que o nível de pressão sonora (NPS) decresce na ordem de 6 dB a medida que é dobrada a distância (Aguilera, 2007), podendo ser representado pela equação $NPS = [NES \text{ (Nível de Energia Sonora na fonte)} - 20 \log r \text{ (raio = distância em metros)} - 11]$. Tem-se que o NPS proveniente do maquinário utilizado nas plataformas que atingirá a praia

será da ordem de 14,4 dB (5km), ou seja, inferior ao ruído ambiente na praia.

Quanto ao aspecto de geração de luminosidade, apenas a plataforma PCM-9, que está localizada a aproximadamente 9,5 km da praia, fica iluminada durante a noite. As demais plataformas, incluindo as novas que serão instaladas através do projeto, utilizam apenas a sinalização marítima. No entanto, é esperada uma maior alteração da paisagem noturna com a utilização das SPM ou durante atividades de manutenção nas plataformas de produção. Salienta-se que a iluminação da plataforma será direcionada para as áreas internas, o que, conseqüentemente, resulta em uma mitigação desse efeito.

Desta maneira, este impacto é classificado como **negativo, direto, local, temporário e reversível**, já que bastará a remoção das plataformas para que ocorra o retorno do ambiente às condições anteriores, **de curto prazo, simples, baixa magnitude e pequena importância**.

Interferência na atividade de pesca

Fase de Ocorrência: Perfuração

A principal interferência de ruídos na atividade de pesca, durante a etapa de perfuração, é induzida pelo impacto deste mesmo aspecto na comunidade neotônica.

Considerando-se que é na etapa inicial da atividade de perfuração em que o aspecto ruído ocorrerá de forma mais relevante em função da cravação do revestimento condutor através da utilização de equipamento bate estaca, em que pese a existência de substratos menos resistentes à penetração do revestimento (substrato lamoso) nas regiões onde ocorrerão as perfurações, o que reduzirá a energia utilizada em toda ou grande parte da atividade, e conseqüentemente, não sendo necessário o uso de bate estaca e o curto tempo de duração da atividade (aproximadamente 4 dias e 12 vezes em um ano).

Para mitigar este efeito, serão adotados procedimentos específicos, como o uso do aumento gradual da energia gerada pelo martelo (*ramping up*). Esta

medida terá sua eficácia avaliada através da técnica de estudo do Decaimento Sonoro.

A iluminação seria outro fator de possível interferência com a comunidade nectônica no entorno das plataformas de perfuração que induziria impacto na atividade de pesca. Peixes que habitam as águas costeiras ou na zona fótica dos oceanos, exibem padrões de comportamento que são regulados, dentre outros, pelos níveis de luz no ambiente, em particular o ciclo de luz/escuridão. Espécies com hábitos diurnos buscam abrigos ao anoitecer como forma de proteção, enquanto as espécies com hábitos noturnos surgem de seus abrigos em busca de alimento. A pesca realizada na proximidade das plataformas utiliza-se de redes de arrasto de fundo, direcionada ao camarão, redes de espera e linha de mão as quais tem como alvo principal peixes das famílias Scombridae, Carangidae, Sciaenidae, Pomacentridae, Clupeidae e Engraulidae. De acordo com Keenan et al. (2007), a luminosidade nas proximidades das plataformas favorece as atividades de forrageio de larvas, juvenis e adultos de peixes destas famílias por prover luz suficiente para a localização e captura de presas, assim como atrai e concentra presas com fototactismo positivo. Portanto, a pesca direcionada à captura destas espécies, quando realizada no período noturno na proximidade das plataformas, pode obter resultados favoráveis quando comparado a regiões com ausência de iluminação artificial. Um estudo realizado por Hernandez & Shaw (2003) comparando a eficiência de técnicas de captura com redes e com armadilhas de luz, concluiu que a última técnica foi mais favorável para diversas espécies predadoras. Dados gerados pelo Programa Participativo do Monitoramento do Desembarque Pesqueiro (PMPDP) demonstram que a pesca de organismos com fototactismo positivo, que sofreriam interferência pela iluminação das plataformas, não é expressiva na área avaliada.

Salienta-se que a iluminação da plataforma será direcionada para as áreas internas, o que, conseqüentemente, resulta em uma mitigação desse efeito.

Desta maneira, este impacto é classificado como **negativo, direto, regional** por haver presença de embarcações de outros estados na região, **temporário, de curto prazo, reversível, indutor** por sofrer influencia dos impactos na

comunidade neotônica, **baixa magnitude e pequena importância.**

Fase de Ocorrência: Produção

A principal interferência de ruído na atividade de pesca, durante a etapa de produção, é induzida pelo impacto deste mesmo aspecto na comunidade neotônica. A principal fonte de ruído nesta etapa, considerando a interferência na atividade da pesca, é o próprio maquinário utilizado nas plataformas em operação normal ou durante manutenções, e os utilizados nas sondas de produção marítimas (SPM) durante atividades de intervenção em poços.

A iluminação seria outro fator de possível interferência com a comunidade neotônica no entorno das plataformas de produção que induziria impacto na atividade de pesca. Peixes que habitam as águas costeiras ou na zona fótica dos oceanos, exibem padrões de comportamento que são regulados, dentre outros, pelos níveis de luz no ambiente, em particular o ciclo de luz/escuridão. Espécies com hábitos diurnos buscam abrigos ao anoitecer como forma de proteção, enquanto as espécies com hábitos noturnos surgem de seus abrigos em busca de alimento. A pesca realizada na proximidade das plataformas utiliza-se de redes de arrasto de fundo, direcionada ao camarão, redes de espera e linha de mão as quais tem como alvo principal peixes das famílias Scombridae, Carangidae, Sciaenidae, Pomacentridae, Clupeidae e Engraulidae. De acordo com Keenan et al. (2007), a luminosidade nas proximidades das plataformas favorece as atividades de forrageio de larvas, juvenis e adultos de peixes destas famílias por prover luz suficiente para a localização e captura de presas, assim como atrai e concentra presas com fototactismo positivo. Portanto, a pesca direcionada à captura destas espécies, quando realizada no período noturno na proximidade das plataformas, pode obter resultados favoráveis quando comparado a regiões com ausência de iluminação artificial. Um estudo realizado por Hernandez & Shaw (2003) comparando a eficiência de técnicas de captura com redes e com armadilhas de luz, concluiu que a última técnica foi mais favorável para diversas espécies predadoras. Dados gerados pelo Programa Participativo do Monitoramento do Desembarque Pesqueiro (PMPDP) demonstram que a pesca de organismos

com fototactismo positivo, que sofreriam interferência pela iluminação das plataformas, não é expressiva na área avaliada.

Apenas a plataforma PCM-9 fica iluminada durante a noite. As demais plataformas, incluindo as novas que serão instaladas através do projeto, utilizam apenas a sinalização marítima. No entanto, estas plataformas podem ficar iluminadas com a utilização das SPM ou durante atividades de manutenção. Salienta-se que a iluminação da plataforma será direcionada para as áreas internas, o que, conseqüentemente, resulta em uma mitigação desse efeito.

Desta maneira, este impacto é classificado como **negativo, direto, regional** por haver presença de embarcações de outros estados na região, **temporário, de curto prazo, reversível, indutor** por causar e sofrer influencia dos impactos na comunidade neotônica, **baixa magnitude e pequena importância.**

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

HERNANDEZ-JR., F.J., SHAW, R.F.. Comparison of plankton net and light trap methodologies for sampling larval and juvenile fishes at offshore petroleum platforms and a coastal jetty off Louisiana. *American Fisheries Society Symposium* 36:15–38, 2003.

Keenan, S.F., Benfield, M.C., Blackburn, J.K.. Importance of the artificial light field around offshore petroleum platforms for the associated fish community. *Mar Ecol Prog Ser* 331: 219–231, 2007.

Aguilera, P. L. G. **Potencial de uso da tecnologia de barreiras acústicas para redução da poluição sonora: estudo de caso no LACTEC.** Dissertação (Mestrado). Curitiba, 2007. 113 f.

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

Solicitação/Questionamento: Por meio do PT nº 537/11 foi solicitada avaliação da interferência das frequências dos sons provenientes da cravação do revestimento da 1ª fase em comparação com as faixas auditivas da biota presente na área, com apresentação das medidas mitigadoras ou de monitoramento previstas e os efeitos do descarte de cascalho com fluido aderido na comunidade nectônica.

A empresa apresentou as informações solicitadas e “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)”.

Entende-se que esta proposta é adequada, mas são necessárias medidas adicionais, explicitadas no item II.7 – Medidas Mitigadoras.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 26/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS reafirma sua proposta de utilizar o protocolo sugerido por Jefferson et al. (2009) e discutirá as medidas adicionais aqui mencionadas nas respostas aos questionamentos/solicitações explicitadas no item II.7 – Medidas Mitigadoras.

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

Solicitação/Questionamento: Sobre o questionamento do número de viagens realizadas semanalmente, antes prevista

entre 4-6 viagens por semana, a empresa informa que “considerando a realidade atual de embarques e desembarques diários são previstas aproximadamente 28 viagens semanais entre a base de apoio e as plataformas”. Não ficou esclarecido se esse quantitativo previsto inclui as realizadas hoje ou serão adicionais. Solicita-se também especificar em tabela o número de viagens por tipo de embarcação, para se avaliar se haverá um incremento no quantitativo de novas embarcações ou apenas uma intensificação do tráfego atualmente existente.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 26/40)

Resposta/Comentário:

Considerando que as plataformas a serem instaladas através do projeto serão desabitadas, permanecendo apenas a PCM-9 como plataforma habitada, não há expectativa de aumento expressivo no número de embarcações e na quantidade de viagens entre a base de apoio e as plataformas. A PETROBRAS, no entanto, revisou novamente o número de viagens totais a serem realizadas após a implantação do projeto, que são apresentadas na **Tabela II.6-13**, por tipo de embarcação.

Tabela II.6-13: Números de Viagens Semanais por Embarcação

Tipo de embarcação	Número de viagens semanais
Surfer	17
Lancha	20

Fonte: PETROBRAS

Impactos Potenciais das Atividades

Solicitação/Questionamento: A justificativa apresentada pela empresa para a não apresentação da AIA do impacto potencial do gás não é admissível, devendo esta justificar os mecanismos de controle sobre as vazões do duto em caso de acidente, já que

informa que este volume está restrito ao seção afetada, e os impactos socioambientais associados a este evento.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 27/40)

Resposta/Comentário:

Atendendo a solicitação desta CGPEG, é apresentada a seguir a avaliação de impacto potencial de vazamento de gás, considerando a malha de dutos do sistema *gas-lift*.

Em caso de ruptura de uma seção da linha de injeção de gás, o volume vazado será limitado ao inventário da seção do duto afetado, uma vez que em caso de rompimento ou furos que promovam redução de pressão no duto, o sistema de detecção e controle atuará fechando automaticamente as válvulas de emergência de fechamento rápido (SDV) na saída e de chegada do duto correspondente. O sistema é monitorado através de sala de controle existente no pólo Atalaia.

O gás natural não é um produto considerado passível de causar danos expressivos à vida aquática, conforme pode ser observado na Ficha de Informação de Segurança de Produto Químicos – FISPQ inserida no **Anexo II.6.1** 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 no meio aquoso e baixo potencial de bioacumulação pelos organismos aquáticos.

O gás vazado, apesar de apresentar solubilidade em água, se deslocaria em forma de bolhas na água do mar, até chegar à atmosfera onde em função dos ventos frequentes na área do empreendimento, facilitaria sua rápida dispersão. Desta forma, considerando a ocorrência deste acidente, o impacto se reflete sobre a alteração da qualidade do ar local e interferência com atividade de pesca devido ao fechamento da área de navegação por medidas de segurança, para a realização de reparos na seção rompida do duto.

Aspecto: Vazamento de gás

1. Alteração da qualidade do ar

Fase de ocorrência: Produção (Operação)

No caso do vazamento acidental de gás, é possível afirmar que a qualidade do ar poderá ser alterada. No caso gás natural, em que ele é altamente volátil, a perda para a atmosfera ocorre muito rapidamente. Desta forma espera-se que a maior concentração da pluma se daria logo após a interrupção do vazamento, quando todo o volume estaria exposto à atmosfera na superfície.

Dessa forma, o impacto para vazamento de gás, foi considerado **negativo**; **direto**, **reversível**, pois as condições originais serão restabelecidas pouco tempo após o vazamento, **curto prazo**, **simples**, de **baixa magnitude**, uma vez que a qualidade do ar é afetada sem, entretanto, comprometer a integridade desse compartimento, **local**, pois se restringiria aos limites da área de ocorrência do vazamento. Este impacto foi ainda considerado como **temporário**, uma vez que seus efeitos cessam com a sua dispersão na atmosfera e **pequena importância**.

2. Interferências com a atividade pesqueira

Fase de ocorrência: Produção (Operação)

No caso de um vazamento de gás natural, poderão ocorrer interferências na atividade pesqueira, principalmente na pesca artesanal, já que a área do local do acidente deverá ter restrição à navegação, por questões de segurança e operacionais, para que sejam realizados os reparos na seção do gasoduto que rompeu.

Após a realização dos reparos na seção afetada, a área estará novamente liberada para o desenvolvimento da atividade pesqueira.

Tendo em vista o exposto acima, para o vazamento de gás, este impacto foi avaliado da mesma forma, como **negativo**, **direto**, **reversível**, **curto prazo**,

simples, de baixa magnitude, regional, uma vez que a área é frequentada por barcos de outras regiões, temporário e de pequena importância.

Solicitação/Questionamento: Quanto a análise apresentada pela empresa sobre o impacto potencial do fluido, é necessário avaliá-los considerando os volumes envolvidos em caso de acidentes e os efeitos de cada tipo de fluido nos diferentes meios. Solicita-se ainda correções (i) no item 1, que não abordou o efeito sobre o sedimento na classificação do impacto e (ii) no item 3, no qual a reversibilidade deverá ser ajustada em função também dos diferentes tipos de fluido e sua permanência no sedimento.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 27/40)

Resposta/Comentário:

Em atendimento as solicitações desta CGPEG, a avaliação de impactos referentes ao aspecto Vazamento de Fluido de Perfuração é apresentado abaixo.

Aspecto: Vazamento de Fluido de Perfuração

1. Alteração da qualidade da água

Fase de Ocorrência: Perfuração

No momento do vazamento de fluido de perfuração no mar, são esperadas possíveis alterações na transparência da água do mar. Entretanto, esta alteração tende a ser temporária, tendo em vista que o volume vazado tende a se depositar nas proximidades do ponto de vazamento no fundo, sendo esta área possivelmente alterada fisicamente devido à deposição do fluido de 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.

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 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).

A avaliação de impactos para os fluidos de base aquosa 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**.

Para a avaliação de impactos de fluidos de perfuração com base sintética, os resultados dão a este impacto, em função da baixa solubilidade em ambiente aquoso, o grau de **negativo, direto, curto prazo, temporário, parcialmente reversível, local**, por se restringir a área onde ocorreu o vazamento, **indutor** do impacto de alteração da comunidade planctônica. Pode, ainda, ser considerado como de **média magnitude** e de **pequena importância**.

2. Alteração da qualidade do sedimento

Fase de Ocorrência: Perfuração

Os fluidos a base aquosa, são biodegradáveis e se dispersam facilmente na coluna d'água (DURRIEU *et al.*, 2000 apud SCHAFELL, 2002), e possuem

baixo custo comparado aos de base sintética.

Já os fluidos de base sintética, que têm como base materiais sintéticos desenvolvidos e produzidos de modo a evitar a inclusão de hidrocarbonetos aromáticos, considerados um dos principais contribuintes para a toxicidade deste tipo de fluido (NEFF *et al.*, 2000). Estes fluidos são formulados como uma emulsão na qual os líquidos sintéticos formam a fase contínua (bases dos fluidos sintéticos) enquanto uma salmoura forma a fase dispersa (CANDLER *et al.*, 1993), apresentando, portanto, menor solubilidade em água do que os fluidos de base aquosa. Esta característica poderia dificultar a diluição do fluido caso ocorra o vazamento acidental no mar.

A potencial contaminação 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).

Desta forma, o impacto do vazamento do fluido de base aquosa sobre a qualidade do sedimento pode ser classificado como de natureza **negativa**, incidência **direta**, **local**, de duração **temporária**, **indutor** dos impactos incidentes sobre o meio biótico, **reversível**, em função da diluição e biodegradação deste tipo de fluido e de **curto prazo**. A magnitude foi identificada como **baixa**. Assim, sua importância foi avaliada como **pequena**.

Em relação ao impacto de do vazamento do fluido de base sintética sobre a qualidade do sedimento, este impacto pode ser classificado como de natureza **negativa**, **direto**, **local**, de duração **temporária**, **indutor** dos impactos incidentes sobre o meio biótico, **parcialmente reversível** e de **curto prazo**. A magnitude foi identificada como **média**, pois altera o meio de forma mensurável, porém não afetando sua integridade. Assim, devido ao caráter local e temporário deste impacto, sua importância foi avaliada como **pequena**.

3. 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 para ambos os fluidos (base aquosa e sintética) 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.

4. Alteração da comunidade bentônica

Fase de Ocorrência: Perfuração

As comunidades bentônicas são amplamente utilizadas para detectar os possíveis efeitos de poluentes no meio marinho ao longo do tempo, por serem sésseis e apresentarem grande diversidade de espécies possuindo sensibilidade diferenciada, tornando possível a identificação de efeitos subletais pela simples mudança na estrutura da comunidade (Gray *et al.*, 1990; Currie & Issacs, 2005).

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 de base aquosa na comunidade bentônica é **negativo; direto, de curto prazo, temporário; reversível; local**, uma vez que os volumes envolvidos são pequenos; **indutor**, devido à possibilidade de contaminação de outros níveis tróficos; de **baixa magnitude e média importância**, devido à diversidade da fauna bentônica existente no local das perfurações.

Para o impacto do vazamento do fluido de perfuração de base sintética na comunidade bentônica é **negativo; direto, de curto prazo** para os impactos químicos e de **médio prazo**, para o impacto bioquímico; **temporário; parcialmente 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 à diversidade da fauna bentônica existente no local das perfurações.

5. 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 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 neotônica.

Desta maneira, o impacto de um eventual vazamento de fluidos de base aquosa e sintética 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**.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

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.

CANDLER, J.E., J.H. RUSHING, A.J.J. LEUTERMAN. 1993. **Synthetic-based mud systems offer environmental benefits over traditional mud systems.** SPE 25993. p.485-499 In: SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference. San Antonio, TX, 7-10 March 1993. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson, TX.

Currie, D.R. & Isaacs, L.R., 2005. **Impact of exploratory offshore drilling on benthic communities in the Minerva gas field, Port Campbell, Australia.** Marine Environmental Research, Vol.59, p. 217-233.

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.

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.

Kingston, P. F., 2002. **Long-term Environmental Impact of oil spills.** Spill Science & Technology Bulletin 7(1-2): 53-61.

NEFF, J.M.; MACKELVIE, S.; AYERS Jr, 2000: **Environmental impacts of synthetic based drilling fluids.** Minerals Management Service [Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans], Report MMS 2000-064, 118p.

Neff, J.M., 1987. **Biological Effects of Drilling Fluids, Drill Cuttings and Produced Waters.** In: Boesch, D. F. and Rabalais N. N. (eds.).

SEIC -SAKHALIN ENERGY INVESTMENT COMPANY LTD. 2003. **Environmental Impact Assessment Volume 2: Platforms, Offshore Pipelines and Landfalls.** Disponível em:

http://www.sakhalinenergy.ru/en/library.asp?p=lib_environment_shelf&l=lib_environment_impact#vol2

SCHAFFEL, S.B, 2002. **A Questão Ambiental na Etapa de Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil**. Tese – Mestrado em Planejamento Energético, Programa de Pós-Graduação de Engenharia, COPPE/UFRJ. 130 p.

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.

UKOOA. 2002. **UKOOA Drill Cuttings Initiative**. Final Report.

Solicitação/Questionamento: Deste modo a empresa deverá reapresentar a análise considerando (i) o volume do pior vazamento possível de água de injeção previsto para o projeto de Ampliação; (ii) esclarecer sobre o fluido modelado em Ubarana, se de fato foi água de produção com aditivos químicos ou fluido para teste hidrostático e qual sua extrapolação e limitações para comparações com o processo da Ampliação – visto que a empresa não fez modelagem de pluma para avaliar a extensão desse impacto; (iii) avaliar os efeitos sobre o bentos; (iv) explicitar se estão previstas e quais são os mecanismos de interrupção de fluxo no caso de acidente com os dutos de injeção, esclarecendo se as válvulas existentes em Ubarana estarão também previstas para Ampliação como forma de mitigação dos impactos; e (v) rever as medidas de mitigação, monitoramento e/ou controle já que a medida proposta, o PEI/PEVO, não prevê ações para essas situações.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 27/40)

Resposta/Comentário:

Esclarece-se que o fluido modelado em Ubarana de fato foi água de produção com aditivos químicos. A PETROBRAS entende que é possível a extrapolação da modelagem para o Projeto de Ampliação devido a similaridades entre os dois projetos, como diâmetro do duto, batimetria e características gerais do fluido vazado. No entanto, compreende as limitações de comparação em virtude das diferentes características hidrodinâmicas das duas regiões e das vazões de injeção e volume vazado em pior caso serem menores no Projeto de Ampliação. Com intuito de reduzir o impacto dessas limitações, foi apresentada também a modelagem de dispersão da água produzida descartada atualmente pelo emissário PAP-1, que considera as características hidrodinâmicas reais da região do Projeto de Ampliação.

As medidas de mitigação, monitoramento e /ou controle foram revistas e constam na matriz de impactos potenciais rerepresentada no **Anexo II.6**.

Atendendo às solicitações desta CGPEG, a avaliação de impactos ambientais do aspecto “Vazamento de Água de Injeção” é rerepresentada abaixo.

Aspecto: Vazamento da Água de Injeção

1. 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 vazsar 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/h². 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.

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.

² 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.

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.

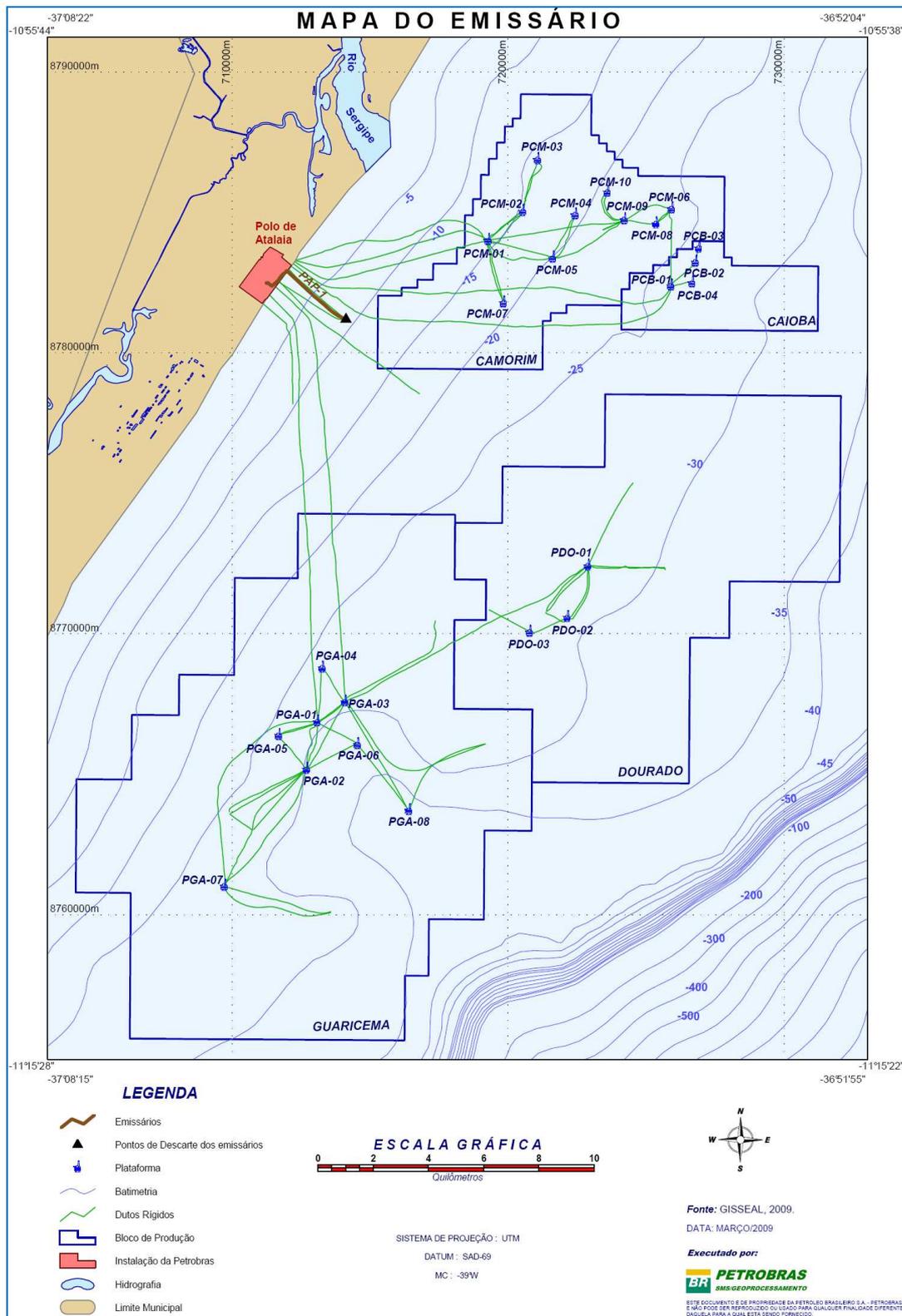


Figura II.6-1 – Localização do Emissário Submarino PAP-1

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 previa-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).

Para o Projeto de Ampliação atual, também está prevista a utilização de válvulas de emergência de fechamento rápido (SDV) nas saídas e chegadas dos dutos, que, em caso de rompimento ou furos que promovam a redução da pressão, serão fechadas automaticamente pelo sistema de detecção e controle existente nas plataformas e na Estação de Produção de Atalaia (EPA). O sistema de processo das plataformas e da EPA são monitorados através de sala de controle existente no pólo Atalaia.

O volume vazado, em situação hipotética de pior caso, correspondente ao rompimento do duto de injeção EPA/PCM-07 com 8,85 km de extensão e DN 12,75", seria de 729,72 m³. Para o cálculo do valor, foi estimado um tempo de 20 segundos para o fechamento da SDV na entrada do duto e considerando a vazão máxima de injeção de 3.157 m³/dia

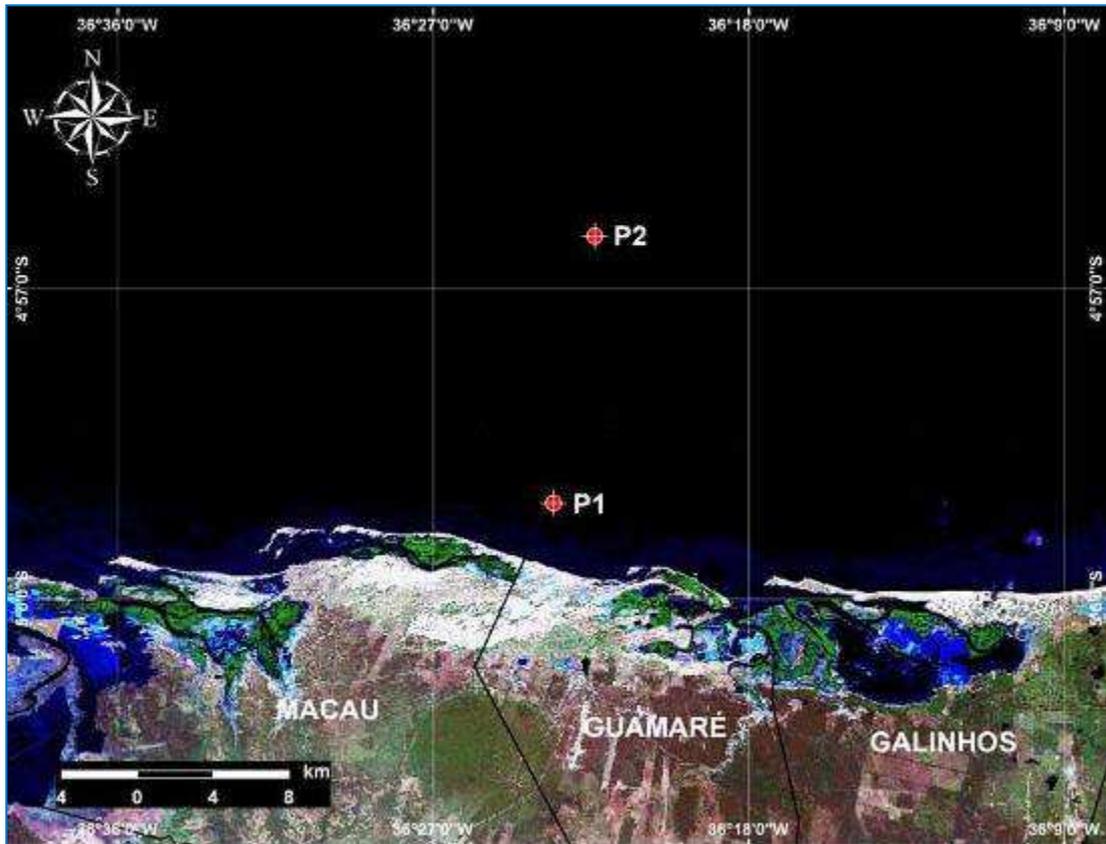


Figura II.6-2 - Localização dos pontos de vazamento de água de injeção no Campo de Ubarana.

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.

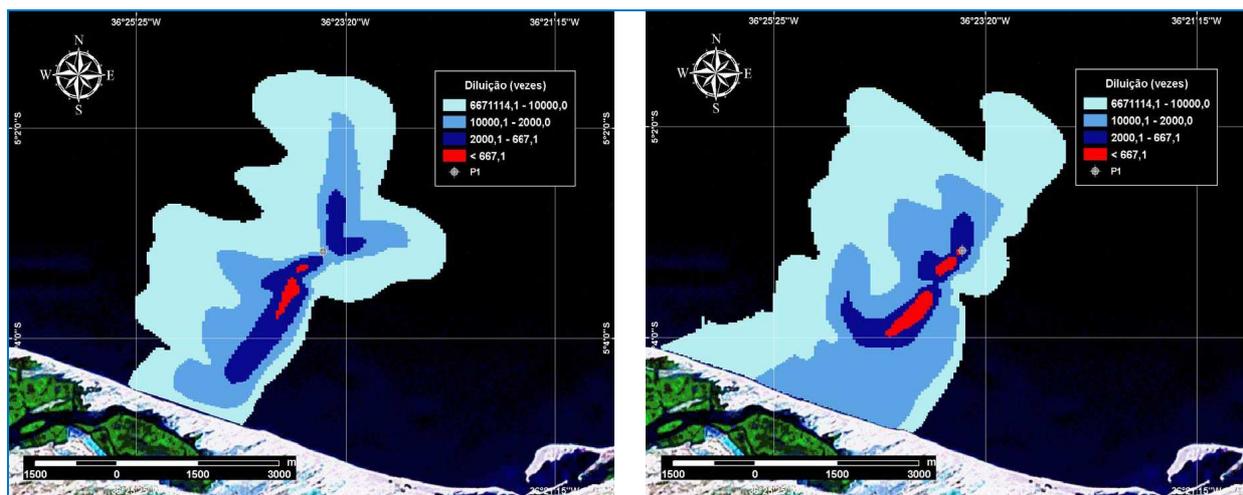


Figura II.6-3 - Diluições calculadas para a pluma de água de injeção com THPS (e demais produtos químicos) simulada nos períodos de verão (A) e inverno (B), ao longo de 5 horas, no Ponto P1.

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
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

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
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.

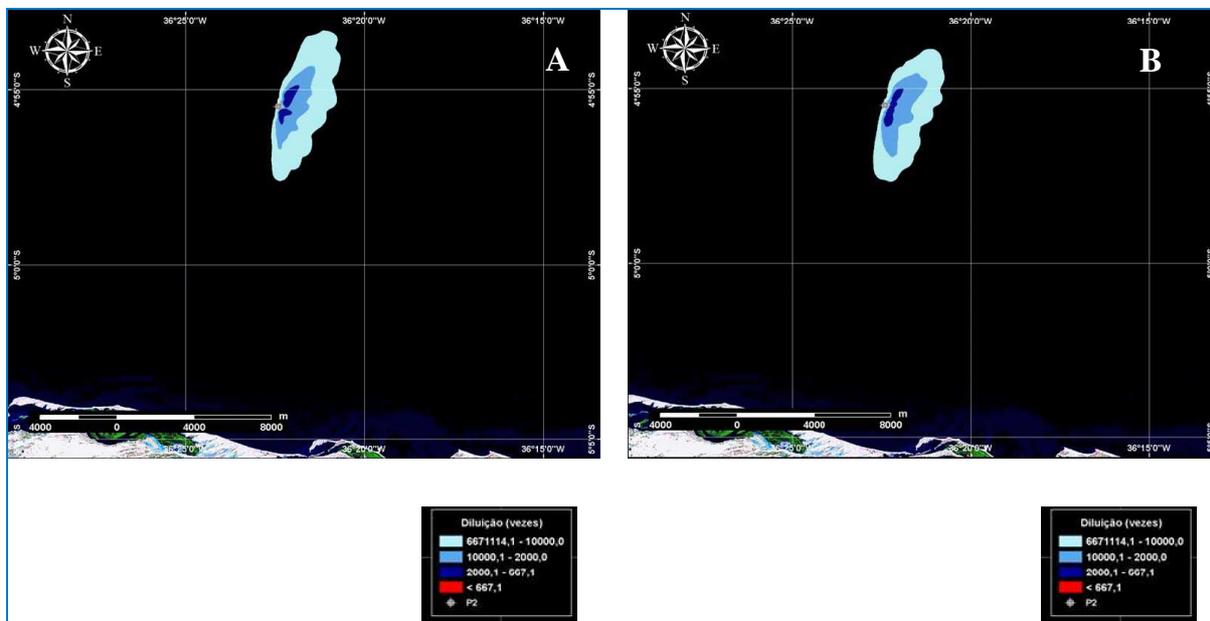


Figura II.6-4 - Diluições calculadas para a pluma de água produzida com THPS (e demais produtos químicos) simulada nos períodos de verão (A) e inverno (B), após 5 horas, no Ponto P2.

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, 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**.

2. Alterações nas Comunidades Planctônica e Nectônica

Fase de Ocorrência – Produção (Operação)

Diversos estudos (GAMBLE, *et al.* 1987 *apud* PATIN, 1999) indicam uma elevada sensibilidade de organismos zooplanctônicos (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(l)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, 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**.

3. Alteração da Comunidade Bentônica

Em função das características de composição da água de injeção, já descritas, e usadas como balizadoras para esta avaliação, de maneira geral, os efeitos da contaminação em comunidades bentônicas de substrato inconsolidado e consolidado são similares, destacando-se algumas peculiaridades. Os efeitos da água de injeção sobre o bentos poderão ser de duas naturezas distintas: químico, decorrente da intoxicação provocada pela ingestão dos poluentes dissolvidos na água ou de organismos contaminados pela água de injeção; e mecânico, promovido pelo recobrimento de tecidos respiratórios e órgãos de filtração, levando a asfixia (PATIN, 1999; NRC, 2002; KINGSTON, 2002).

Em condições como essas, alterações na estrutura da comunidade local podem ser observadas através do favorecimento de espécies oportunistas mais tolerantes aos efeitos da contaminação por água de injeção (GRAY *et al.*, 1990; IPIECA, 1991), podendo implicar em diminuição da riqueza e da biomassa local. Os efeitos podem ainda atingir níveis mais elevados na cadeia alimentar, já que as comunidades bentônicas são um importante elo na cadeia trófica.

Um importante processo para a diluição da água de injeção é a circulação das correntes marinhas na área do empreendimento. Assim, a recuperação das comunidades impactadas pelo vazamento da água de injeção deverá ser em pouco tempo.

Portanto, o impacto na comunidade bentônica decorrente do vazamento de água de injeção foi considerado **negativo; local; temporário, e parcialmente reversível**, considerando a possibilidade de recuperação da comunidade bentônica. Apresenta ainda, efeito **indutor** na alteração da biota como um todo. A incidência deste impacto sobre a comunidade bentônica é **direta**, sendo neste caso de **curto prazo**.

Este impacto foi ainda classificado como de **média magnitude** e avaliado como de **média 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 Rrompimento 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

CONAMA 357/2005. Conselho Nacional de Meio Ambiente n. 357, de 17 de março de 2005. Diário Oficial da União, Brasília, 18 março 2005.

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.:II.

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.

IPIECA, 1991. Guidelines on Biological Impacts of Oil Pollution. IPIECA Reports Series, vol. 1. 15p.

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]

NRC (National Research Council), 2002. **Oil in the Sea III: Inputs, fates and effects**. U.S. National Academy of Sciences. Report 2002 by the National Research Council (NRC) Committee on Oil in the Sea: Inputs, Fates and Effects.

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.

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>.

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

Solicitação/Questionamento: A avaliação dos impactos de vazamentos de óleo e diesel em praias arenosas com desova e reprodução dos quelônios foi rerepresentada e deve ser revista, conforme já apontado no PT nº 312/11 que solicitou revisão da incidência de "indireta" para "direta". A empresa informa ainda

que apresentará plano específico de proteção de áreas de praia com desova de tartaruga.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 28/40)

Resposta/Comentário:

Atendendo às solicitações desta CGPEG, segue abaixo avaliação revisada dos impactos de vazamentos de óleo e diesel em praias arenosas com desova e reprodução dos quelônios. A Matriz de Impactos Potenciais também foi revisada e é rerepresentada no **Anexo II.6** desta Resposta.

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 **direto**; 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.

Medidas Mitigadoras, Compensatórias e Projetos de Monitoramento e Controle

Solicitação/Questionamento: *Reitera-se a solicitação realizada por meio do PT nº 537/12 de revisão das matrizes da AIA na coluna referente às Medidas Mitigadoras que não estão de acordo com as medidas propostas no item II.7.*

(Item II.6, PT 421/12, pág. 28/40)

Resposta/Comentário:

Conforme solicitação desta CGPEG, as matrizes da AIA foram revisadas na coluna referente a Medidas Mitigadoras e são rerepresentadas no **Anexo II.6** desta resposta, já incluindo as alterações no item II.7 - Medidas Mitigadoras e Compensatórias e Projetos de Controle e Monitoramento rerepresentado no **Anexo II.7**.

Solicitação/Questionamento: *Portanto, os impactos em mamíferos marinhos, e em especial na jubarte, devem ser considerados para a definição do cronograma total da atividade. Da mesma forma, durante o período de execução da atividade,*

torna-se importante monitorar e determinar alterações no comportamento e no padrão do uso de área da espécie na região, avaliando possíveis impactos da atividade sobre a espécie, com propostas complementares às já vigentes, como por exemplo por meio do monitoramento acústico passivo.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 29/40)

Resposta/Comentário:

As avistagens de baleia Jubarte recentemente relatadas pela PETROBRAS a partir das plataformas correspondem a registros nas áreas de perfuração em águas profundas e, não, nas águas rasas, onde está localizado o empreendimento. Conforme consta no EIA, as baleias Jubarte são comumente observadas em áreas com profundidade de 200m. No cruzeiro realizado pelo Instituto Baleia Jubarte a serviço da PETROBRAS, em 2004, o estado de Sergipe aparece em destaque. Entretanto, os pesquisadores advertem para o fato de que as áreas dos estados de Alagoas, Pernambuco e Paraíba não foram amostradas satisfatoriamente, o que pode ter gerado uma impressão equivocada em relação a Sergipe.

Quanto aos encalhes de filhotes, os dados do PRMEA no período citado informam a ocorrência de cinco encalhes da espécie, dos quais dois (40%) eram filhotes. Um levantamento realizado sobre encalhes da espécie entre 1999 e 2004 do Espírito Santo ao Ceará relata 76 registros, dos quais 46 (60%) correspondiam a filhotes (Parente *et al.* 2006). Andriolo *et al.* (2010) estimou a população na costa brasileira em 2005 em 6.404 indivíduos. Assim, com as informações existentes ainda não é possível destacar a área como importante para a reprodução e amamentação das baleias Jubarte. Desta forma, a PETROBRAS entende que o monitoramento a bordo das sondas de perfuração (PMA) possibilitará a observação de alterações no comportamento dos mamíferos em relação aos impactos acústicos da atividade. Quanto ao padrão do uso de área da espécie na região, está prevista a realização de observações a bordo dos cruzeiros do PCR-SEAL, o que permitirá a delimitação de uso de área.

No que se refere a técnica de monitoramento sugerida, de acordo com Zimmer (2011) a implementação de qualquer sistema de monitoramento acústico passivo (PAM) depende muito dos detalhes da sua operação. Ainda de acordo com o autor, grande parte do monitoramento da vida selvagem vem sendo realizado por técnicas visuais, o que acarreta na necessidade de desenvolvimento de teorias ou metodologias apropriadas e específicas para a acústica passiva. O autor acrescenta ainda que poucos trabalhos no mundo foram realizados utilizando PAM que obtiveram êxito em sua análise, apontando para um longo caminho no desenvolvimento desta tecnologia de monitoramento para os mamíferos marinhos. Portanto, a PETROBRAS entende que, embora haja um avanço na tecnologia, o uso de PAM ainda não pode ser considerado efetivo para a realização de monitoramento relacionado a projetos de mitigação. Assim, propõe que este assunto seja tratado à parte do atual processo de licenciamento e que sejam aguardados os resultados do Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe-Alagoas para a definição de projetos de monitoramentos que envolvam os cetáceos na região.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Andriolo, A., Paul G. Kinas, P.G., Engel, M.H., Martins, C.C.A. & Rufino, A.M. (2010) Humpback whales within the Brazilian breeding ground: distribution and population size estimate. **Endangered Species Research**. Vol. 11: 233–243.

Parente, C.L., Marcondes, M.C.C. & Engel, M.H. (2006) Humpback whale strandings and seismic surveys in Brazil from 1999 to 2004. **International Whaling Commission Working Paper SC/58/E41**

Reilly, S.B., Bannister, J.L., Best, P.B., Brown, M., Brownell Jr., R.L., Butterworth, D.S., Clapham, P.J., Cooke, J., Donovan, G.P., Urbán, J. & Zerbini, A.N. (2008) **Megaptera novaeangliae**. In: IUCN 2012. IUCN Red List of Threatened Species. Version 2012.2. <www.iucnredlist.org>

Zimmer, W.M.X. (2011) **Passive acoustic monitoring of cetaceans**. Cambridge University Press. 356p.

Solicitação/Questionamento: Conforme exposto no PT nº 315/12, a empresa deve avaliar a adoção de um cronograma que evite ao máximo atividades em épocas nas quais as espécies presentes na área se encontrem em períodos mais sensíveis, como reprodução, nidificação, amamentação, entre outros.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 29/40)

Resposta/Comentário:

Levando em consideração as restrições indicadas no PT Nº 537/11, a PETROBRAS elaborou um novo cronograma para as atividades de perfuração o qual segue no **Anexo II.2.A** desta Resposta. Conforme entendimentos mantidos em reunião entre a PETROBRAS, IBAMA/CGPEG/UALAE e ICMBio, o novo cronograma priorizou evitar o início e conseqüente desenvolvimento de atividades de perfuração e intervenção em poços em reservatórios pressurizados ou com surgência nos períodos de pico de desova de tartarugas.

Solicitação/Questionamento: Os aspectos relativos aos impactos da bioincrustação, provocada pelo deslocamento das plataformas de perfuração e instalação de estruturas fixas, foram alvo de discussões promovidas em fórum específico entre empresa, IBAMA e comunidade científica. Tão logo sejam estabelecidas diretrizes claras e uma estratégia definida de diagnóstico e intervenção, medidas de mitigação deverão ser propostas para o licenciamento em questão e para os demais licenciamentos de E&P offshore.

(Item II.6, PT 421/12, pág. 29/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS, a partir das discussões promovidas em fórum específico entre empresa, IBAMA e comunidade científica, formou, em novembro de 2012, um Grupo de Trabalho que vem discutindo entre todas as áreas de negócio e

serviço da Empresa a questão da bioinvasão provocada por bioincrustação. Estão sendo analisadas todas as orientações e recomendações da IMO, IPIECA e aquelas discutidas durante a Oficina de Trabalho realizada em abril de 2012. Tão logo sejam estabelecidas diretrizes e estratégias para diagnóstico e intervenção para mitigação dos riscos de introdução de espécies invasoras, a PETROBRAS informará ao IBAMA.

II.6.1 – MODELAGEM DA DISPERSÃO DE ÓLEO E EFLUENTES

Modelagem do Descarte de Cascalhos e Fluidos de Perfuração (Anexo II.6.1-2)

Solicitação/Questionamento: No item “III.3.1 – Especificações dos Processos de Perfuração e Descarte” foi informado que o processo de perfuração terá uma fase sem riser e que todo o material retirado será descartado no fundo do mar. Tal informação não condiz com apresentado no item “II.2.4 – Descrição das atividades”, já que as perfurações serão iniciadas com cravação de revestimento condutor, de modo que não está previsto descarte de cascalho no assoalho marinho. Solicita-se esclarecimento.

(Item II.6.1, PT 315/12, pág. 30/59)

Resposta/Comentário:

Conforme explicitado no documento Resposta ao Parecer Técnico nº 537/11 (pág. 276/401) foi realizada uma **estimativa** do incremento da área e espessura dos depósitos de cascalhos face ao incremento do volume total de cascalhos e fluidos descartados, conforme apresentado na **Tabela II.6.1-2** copiada do documento Resposta ao Parecer técnico nº 537/11, sem a realização de uma nova modelagem. Isso porque, apesar do aumento do volume de cascalhos e fluidos, a forma de descarte (local, vazão, etc.) por rebocador, não seria modificada de forma a impactar o resultado. Vale ressaltar que o novo volume total de cascalhos, 16.090 m³, conforme indicado na tabela,

inclui os volumes associados à fase sem retorno de todos os poços.

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

Solicitação/Questionamento: Já no item “IV.2 – Concentrações na coluna d’água” não ficou claro como os novos volumes dos fluidos foram considerados, pois foi informado que as simulações contemplaram o volume de apenas um descarte mas não há comentários a respeito do volume efetivamente modelado. Não foi esclarecido também como foram obtidas as características da diluição da pluma na coluna d’água, a ordem de diluição nem as distância até a concentração de 1mg/L, 5mg/L e CENO. Além disso, há que se pontuar que as figuras com os resultados são idênticas as que foram apresentadas para a modelagem anterior e que se questionar se, de fato, deveriam ser. Solicitam-se revisão e esclarecimentos.

(Item II.6.1, PT 315/12, pág. 30/59)

Resposta/Comentário:

De acordo com o que foi esclarecido na resposta anterior, não foi realizada uma nova modelagem, visto que as características dos descartes são similares, tendo sido realizada uma estimativa do incremento da área e espessura dos depósitos de cascalhos face ao incremento do volume total de cascalhos e

fluidos descartados. Conforme indicado no documento Resposta ao Parecer Técnico nº 537/11, foi utilizado apenas o cascalho para esta estimativa, uma vez que estes são responsáveis por mais de 90% das espessuras depositadas acima de 1 mm, não tendo sido realizadas novas simulações das plumas de partículas de fluidos.

II.7 - MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS E PROJETOS DE CONTROLE E MONITORAMENTO

Solicitação/Questionamento: O item II.7.B – Medidas Mitigadoras foi revisto de modo a atender às solicitações realizadas por meio do PT nº 537/11. No aspecto “descarte de cascalho com fluido de perfuração aderido” não foi apresentada a análise das medidas de mitigação, monitoramento e/ou controle para o impacto “Alterações da comunidade nectônica”, solicita-se complementação.

(Item II.7, PT 421/12, pág. 30/40)

Resposta/Comentário:

O Item II.7 – Medidas Mitigadoras (**Anexo II.7**) e as Matrizes da AIA (**Anexo II.6**) foram devidamente revisados e estão em consonância, conforme solicita o referido parecer.

Solicitação/Questionamento: Ainda sobre os impactos potenciais a empresa não apresentou as medidas propostas no caso de vazamentos dos outros produtos citados, a saber: gás, fluido de perfuração, água de injeção e fluido do teste hidrostático e, deste modo, deverá informar quais medidas Mitigatórias, de Monitoramento e Controle estão previstas. Caso o impacto potencial não possua nenhuma medida, isso também deverá ser evidenciado.

(Item II.7, PT 421/12, pág. 30/40)

Resposta/Comentário:

Conforme solicitação desta CGPEG, o capítulo de Medidas Mitigadoras foi revisado contemplando a inclusão das medidas mitigadoras para os impactos potenciais de vazamento de gás, fluido de perfuração, água de injeção e fluido do teste hidrostático. O capítulo II.7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias está rerepresentado no **Anexo II.7** desta resposta.

Solicitação/Questionamento: Assim, solicita-se a elaboração de um Projeto de Avaliação da Poluição Sonora Marinha, cuja aprovação será condição para concessão das licenças de instalação e de operação. O projeto deverá possuir dois componentes principais: (i) caracterização da paisagem acústica submarina da região dos Campos de Guaricema, Camorim e Dourado; e (ii) avaliação do decaimento sonoro das operações de cravação.

(Item II.7, PT 421/12, pág. 30/40)

Resposta/Comentário:

Considerando a intenção manifesta da CGPEG de “ampliar o conhecimento sobre a poluição sonora causada na bacia de Sergipe-Alagoas pelas atividades de exploração e produção da empresa” e demais considerações feitas no item II.7 do Parecer Técnico Nº 421/12, a PETROBRAS entende que o monitoramento embarcado, juntamente com o uso do *ramping up*, são suficientes como monitoramento específico e medida mitigadora, respectivamente, uma vez que se concentram nos pontos que precisam ser levados em conta para a tomada de decisão sobre a realização ou não da atividade de cravação face à presença de mamíferos.

A caracterização da paisagem acústica submarina da região dos Campos de Guaricema, Camorim e Dourado, sugerido no Parecer Técnico Nº 421/12 como um dos componentes do Projeto de Avaliação da Poluição Sonora Marinha,

apresenta-se como um projeto de pesquisa, cujas características extrapolam o processo de licenciamento em tramitação e que, por si só, não seria suficiente para avaliar o impacto sobre os mamíferos marinhos. Desta forma, uma vez que a PETROBRAS já se comprometeu a adotar medidas mitigadoras entendidas como as melhores práticas vigentes, e dado o caráter do projeto proposto, solicita-se que este assunto seja discutido de forma desvinculada do presente processo de licenciamento, uma vez que existem outras fontes de ruído no mar, sejam elas fontes naturais (ondas, chuva, etc.) ou associadas a atividades econômicas (pesca, navegação de cabotagem ou turismo).

Quanto à avaliação do decaimento sonoro das operações de cravação, ressalta-se que já foram realizadas duas avaliações de ruído ambiental na região dos campos de produção de águas rasas da Bacia de Sergipe (CB-CM-GA-DO em 2003 e BM-SEAL-9 em 2006) para avaliação do decaimento sonoro de disparos de *airgun*, nos quais foram feitos registros de ruído ambiente na área de interesse. A PETROBRAS considera que estes resultados fornecem as características do ruído ambiental presente na área do empreendimento. Portanto, propomos que seja realizada no âmbito deste processo de licenciamento somente a avaliação do decaimento sonoro das operações de cravação, para a qual a PETROBRAS encaminhará, em momento oportuno, proposta de projeto que atenda as solicitações do Parecer Técnico Nº 421/12

Solicitação/Questionamento: *A caracterização da paisagem acústica submarina buscará compreender os níveis de ruído percebidos pela fauna marinha na região dos campos GUA-CAM-DOU e sua variação sazonal, considerando as atividades rotineiras e extraordinárias que acontecerão na bacia. Sugere-se que sejam utilizadas as próprias instalações fixas da companhia na região como suporte ao monitoramento acústico necessário para a avaliação requerida. A caracterização deverá se estender pelo menos durante o período correspondente às atividades de perfuração e instalação de dutos e equipamentos submarinos que compõem o presente licenciamento ambiental. Ao final do*

projeto, o relatório deverá ser capaz de caracterizar os níveis de ruído ambiental de base e as variações decorrentes das atividades adicionais (perfurações, instalações) desenvolvidas no período, considerando parâmetros quantitativos (intensidade sonora) e qualitativos (espectro de frequências), além de considerar tridimensionalmente o ambiente marinho (superfície, meia-água e fundo).

(Item II.7, PT 421/12, pág. 30/40)

Resposta/Comentário:

Conforme resposta anterior, a PETROBRAS solicita que este assunto seja discutido de forma mais abrangente e não diretamente ligada ao presente processo de licenciamento, uma vez que existem outras fontes significativas de ruído no mar, sejam elas fontes naturais (ondas, chuva, etc.) ou associadas a atividades econômicas (pesca, navegação de cabotagem ou turismo).

***Solicitação/Questionamento:** Já a avaliação do decaimento sonoro das operações de cravação deverá ser capaz de mensurar a intensidade sonora recebida a diferentes distâncias de uma operação de cravação, com o objetivo de desenhar uma curva de decaimento sonoro típica para a região. Poderá ser escolhida uma operação específica de cravação para avaliação do decaimento sonoro. Deverão ser realizadas medições em águas superficiais e em meia-água, em intervalos de distância a serem propostos pela empresa considerando uma modelagem inicial desse decaimento sonoro e as restrições de logística e segurança no mar. Uma sugestão inicial é a medição em 10m, 50m, 100m, 500m e 1000m.*

(Item II.7, PT 421/12, pág. 31/40)

Resposta/Comentário:

PETROBRAS compromete-se a encaminhar, em momento oportuno, uma proposta de projeto que atenda as solicitações do Parecer Técnico Nº 421/12 no que diz respeito à avaliação do decaimento sonoro das operações de cravação.

II.7.1 - PROJETO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL (PMA)

Solicitação/Questionamento: Solicita-se que na versão consolidada do PMA os objetivos específicos e a listagem dos projetos sejam atualizadas com a inserção do projeto de recuperação da praia de Atalaia e inspeção com ROV na locação antes da perfuração, para evidenciar a ausência de corais, banco de algas e/ou moluscos. O índice também deverá ser atualizado, incorporando tais alterações. A solicitação da versão consolidada se dará como condicionante da Licença Prévia.

(Item II.7.1, PT 421/12, pág. 31/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que realizou a adição do Projeto de Recuperação da Praia de Atalaia nos objetivos do PMA e na listagem de projetos a serem desenvolvidos no âmbito desse Programa. A revisão da *Introdução* do PMA é apresentada no **Anexo II.7.1**.

Quanto à inspeção com ROV na locação antes de iniciar a perfuração de cada poço, a PETROBRAS entende que não cabe inseri-la como um projeto de monitoramento, mas sim como uma atividade rotineira que faz parte das Medidas Mitigadoras que serão desenvolvidas no intuito de minimizar os impactos (no caso, de "Alteração da comunidade bentônica" vinculado ao Aspecto "Ancoragem e Remoção das Unidades de Perfuração - conforme descrito no capítulo II.7. Medidas Mitigadoras).

Essa atividade rotineira é regida por padrão específico vigente na PETROBRAS, o qual determina que, antes de cada perfuração, uma inspeção

por ROV deve ser realizada para a confirmação da ausência de Corais, Bancos de Algas e/ou Moluscos. Caso seja confirmada a presença de algum desses grupos de organismos, a locação deverá ser reavaliada.

Diante do exposto, a PETROBRAS confirma que encaminhará, junto ao relatório de atividades a ser entregue ao IBAMA periodicamente, os resultados das imagens de ROV da locação e adjacências de cada poço a ser perfurado no âmbito do Projeto de Ampliação.

II.7.1.1 – PROJETO DE CARACTERIZAÇÃO REGIONAL DA BACIA DE SERGIPE E ALAGOAS (PCR-SEAL)

Solicitação/Questionamento: Observa-se que o PT nº 315/12 expôs que, tendo em vista o levantamento dos dados meteorológicos e oceanográficos no âmbito do PMA (PCR) e considerando os avanços tecnológicos, o desenvolvimento de novos softwares e de equipamentos de coleta de dados, a empresa deverá se comprometer a apresentar revisão da modelagem hidrodinâmica para a Bacia de Sergipe/Alagoas como um dos objetivos deste Projeto. Esta revisão, além de possibilitar o aprimoramento do modelo oceanográfico visando contribuir para maior efetividade das ações de emergência, será de grande valia quando do licenciamento do desenvolvimento da produção e escoamento dos campos de águas profundas. Além disto, a empresa deverá observar as recomendações do item II.5.1.2 – Oceanografia quanto à possibilidade de melhorar a perfilagem de corrente na bacia, além dos dados disponíveis relativos ao ponto K2.

(Item II.7.1.1, PT 421/12, pág. 32/40)

Resposta/Comentário:

No desenvolvimento do sistema de modelagem Oceânica da Rede Temática de

Modelagem e Observação Oceanográfica (REMO) está prevista a implementação de um modelo ROMS com resolução de 1/36° para a costa nordeste do Brasil, abrangendo a Bacia de Sergipe/Alagoas. Portanto, a PETROBRAS se compromete a disponibilizar para a gestão ambiental e processos de licenciamento de suas atividades uma nova base hidrodinâmica para a Bacia de Sergipe/Alagoas, bem como a incorporar, dentro das possibilidades, novos dados de perfis de correntes para a caracterização da dinâmica local, considerando como prazo final de execução dezembro de 2015. Diante do compromisso assumido dentro da Rede Temática de Modelagem e Observação Oceanográfica (REMO), a PETROBRAS entende que essa demanda não deva ser inserida no PCR-SEAL.

II.7.1.2 - SUBPROGRAMA DE MONITORAMENTO AMBIENTAL ESPECÍFICO DE PRODUÇÃO – PMAEpro

Comentário:

Embora não tenha sido apresentada no Parecer Técnico Nº 421/12 demanda específica sobre o PMAEpro, para uma melhor contextualização das medidas mitigadoras é apresentada a seguir a Resposta ao Parecer Técnico Nº 270/12 - Projeto de Monitoramento Ambiental do Emissário Submarino do Ativo de Produção Sergipe – Mar (PME)

RESPOSTA AO PARECER TÉCNICO 270/12 CGPEG/DILIC/IBAMA – PROJETO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL DO EMISSÁRIO SUBMARINO DO ATIVO DE PRODUÇÃO SERGIPE – MAR (PME)

II ANÁLISE

Solicitação/Questionamento: A Figura 01 (página 8/14), malha

amostral do monitoramento do emissário submarino do Pólo de Atalaia e, Figura III – 1 (página 22/557), mapa da Bacia de Sergipe-Alagoas, com indicação do emissário, faciologia da região e das estações de monitoramento e de controle, não condiz com as informações apresentadas pelos laudos da classificação granulométrica do sedimento, que classifica-os como sendo silte e argila, enquanto o mapa faciológico classifica o mesmo trecho como areia lamosa e lama arenosa. Solicitam-se correções.

(Item II, PT 270/12, pág. 2/5)

Resposta/Comentário:

O silte e a argila são caracterizações granulométricas do sedimento enquanto as classificações de areia lamosa e lama arenosa são percepções visuais da textura do sedimento. Esta classificação visual normalmente é feita baseada em amostras obtidas em levantamento de dados hidrográficos ou durante a amostragem para uma caracterização rápida do tipo de solo. A diferenciação entre as classificações de lama estão associadas às concentrações de areia, silte e argila. Essas classificações são baseadas, na maioria das vezes, no Triângulo proposto por Shepard, 1954 (Classificação textural de Shepard/*Shepard's texture classification*).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

SHEPARD, F. P. **Nomenclature Based on Sand-Silt-Clay Ratios.** Journal of Sedimentary Petrology, Vol. 24, Nº. 3, PP. 151-158. Figs. 1-8, September, 1954.

Solicitação/Questionamento: *O Anexo V.1 (página 85/103), dados meteoceanográficos do “Relatório de Campo” não permite a visualização dos dados.*

(Item II, PT 270/12, pág. 2/5)

Resposta/Comentário:

Segue nova apresentação dos dados meteoceanográficos coletados durante a campanha referente à estação seca.

Dia 20/01/2012

Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)	Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)
00:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	12:00	WNW	6	N/A	SE	1	37	1015
03:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	15:00	NW	13	N/A	SE	1	37	1015
06:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	18:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
09:00	WNW	10	N/A	SE	1	35	1014	21:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Dia 21/01/2012

Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)	Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)
00:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	12:00	SSW	10	-	SE	1,5	31	1010
03:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	15:00	NW	16	-	SE	1,5	27	1009
06:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	18:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
09:00	W	11	-	ESE	1	35	1012	21:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Dia 22/01/2012

Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)	Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)
00:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	12:00	NW	8	-	SE	1	35	1014
03:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	15:00	NNW	16	-	SE	1,5	36	1015
06:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	18:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
09:00	NNW	9	-	ESE	1	34	1014	21:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Dia 23/01/2012

Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)	Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)
00:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	12:00	WNW	9	-	SE	1	35	1015
03:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	15:00	NW	12	-	SE	1	31	1014
06:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	18:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
09:00	NW	9	-	SE	1	34	1013	21:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Dia 24/01/2012

Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)	Hora	Direção Vento	Veloc. (knots)	Mar Beaufort	Direção Corrente	Onda (altura)	Temp. (°C)	Pressão (hpa)
00:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	12:00	WNW	6	N/A	SE	1	37	1015
03:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	15:00	NW	13	N/A	SE	1	37	1015
06:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	18:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
09:00	WNW	10	N/A	SE	1	35	1014	21:00	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Solicitação/Questionamento: Durante a análise do relatório percebe-se uma carência de informações e interpretação para alguns parâmetros, em especial, o chumbo e o níquel, os quais, em algumas estações, apresentaram valores superiores ao das águas salinas classe I (Resolução CONAMA 357/2005), porém os teores destes elementos no efluente do emissário foram bem menores que o permitido na legislação. Como o empreendedor não fez levantamentos das prováveis fontes de contaminação da área de estudo, não foi possível correlacionar o contaminante à fonte poluidora. Solicita-se uma investigação mais detalhada, capaz de identificar a provável fonte poluidora.

(Item II, PT 270/12, pág. 3/5)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS salienta não caber em suas responsabilidades quanto à investigação dos efeitos do descarte de água produzida pelo Emissário PAP-1 a investigação de outras fontes poluidoras, posto que tal afasta-se do objeto sob investigação (monitoramento do efluente lançado em decorrência do empreendimento sob análise), e dos limites do projeto.

Solicitação/Questionamento: Os teores de Alumínio no sedimento na região do emissário apresentaram-se maiores quando comparados com valores de outras bacias brasileiras (Jequitinhonha e Potiguar), porém, a falta de análise desse elemento no efluente do emissário dificulta a investigação da origem da contaminação. Por isso, o próprio relatório informa a necessidade de avaliar esses constituintes nos próximos monitoramentos. Solicita-se que esta investigação seja incorporada.

(Item II, PT 270/12, pág. 3/5)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que as análises de Alumínio serão realizadas na amostras da água produzida coletadas no último ponto antes do lançamento e descartada durante a realização da campanha de coleta no entorno do emissário PAP-1.

Solicitação/Questionamento: Na página 95, 96 e 97/557 o estudo informa o predomínio de sedimentos muito finos (siltes e argilas) indicando a presença de correntes mais fracas permitindo a deposição do silte oriundo dos estuários da costa de Sergipe. Essas informações corroboram com a escolha inadequada da locação do emissário submarino PAP1, o qual possui ponto de descarte numa região relativamente calma e de sedimento muito finos.

Ainda nessas páginas as informações acerca do desvio padrão e do grau de seleção não ficou clara. O entendimento seria o inverso, ou seja, quanto maior o grau de seleção menor o desvio padrão. Exemplos clássicos são as dunas.

(Item II, PT 270/12, pág. 3/5)

Resposta/Comentário:

O desvio padrão reflete o grau de seleção dos sedimentos e baixos valores de desvio são características de sedimentos melhor selecionados e indicam o predomínio de uma classe granulométrica. Por outro lado, desvios mais altos refletem sedimentos menos selecionados o que representa a presença de mais de uma classe granulométrica no local amostrado. Analisando a média das frações silte e argila, apresentadas nas figuras Figura V.2.1.1-4, Figura V.2.1.1-5 do Relatório de Resultados, em cada estação observou-se que de maneira geral, as variações em cada réplica foram relativamente altas exceto nas estações B1, D2, CO1, CO2, CO3, CO5 e CO6. Dessa forma, nessas estações observou-se pouca variabilidade do sedimento coletado em cada réplica indicando uma área com sedimento pouco selecionado.

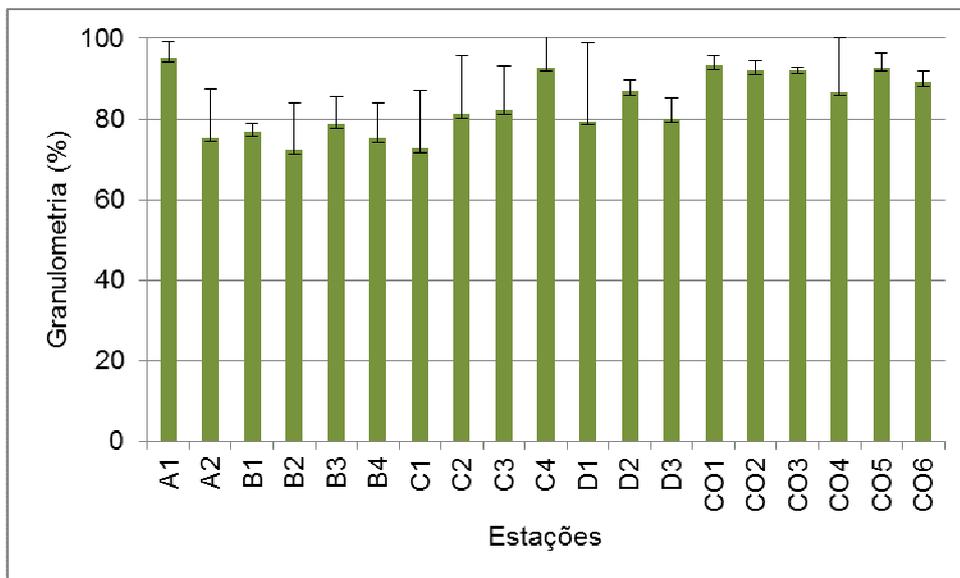


Figura V.2.1.1-4 – Média e desvio padrão de silte coletado nas 13 estações durante a campanha de janeiro de 2012.

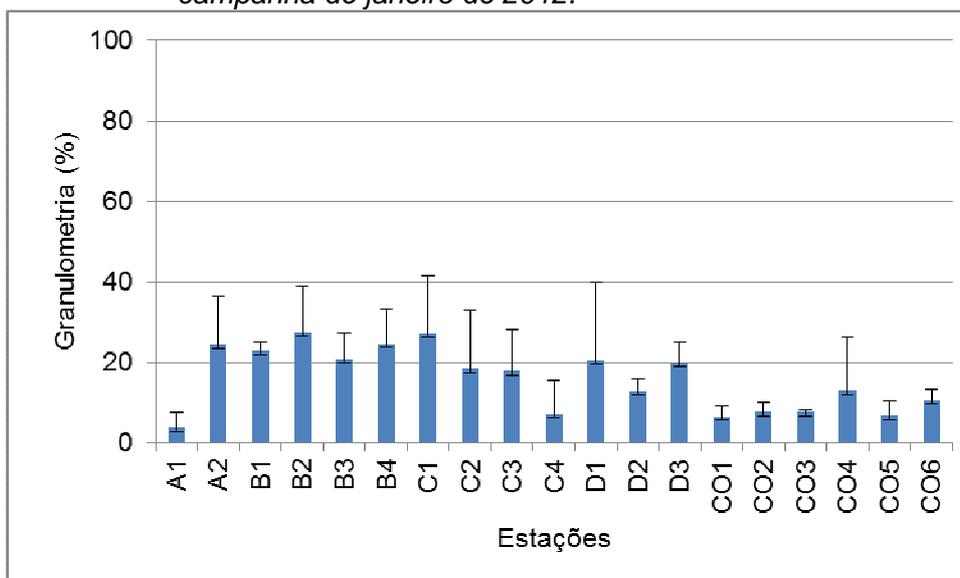


Figura V.2.1.1-5 – Média e desvio padrão de argila coletada nas 13 estações durante a campanha de janeiro de 2012.

Solicitação/Questionamento: Durante a abordagem da concentração dos diversos elementos não houve correlação dos dados obtidos na água e no sedimento, tratando os sistemas água/sedimento separadamente e sem qualquer integração. A correlação desses ambientes não é algo trivial, mas um nível

mínimo de correlação água/sedimento/efluente contribui para o enriquecimento do monitoramento, representando um perfil mais didático e caráter científico ao relatório. Solicita-se que a empresa faça a correlação dos dados em comum levantados para os compartimentos água/sedimento/efluente.

(Item II, PT 270/12, pág. 3/5)

Resposta/Comentário:

A análise de agrupamento (**Figura II.7.1.2-1**) evidenciou a formação de dois grupos: o primeiro grupo (A) foi formado pelas amostras de água e o segundo pelas amostras de sedimento (B). A amostra obtida para a caracterização do efluente ficou destacada dos dois grupos. As concentrações de metais e de carbono orgânico total obtidas no efluente foram superiores as registradas na água do mar e inferiores as obtidas nas amostras de sedimento. Os menores valores registrados na água do mar sugerem uma diluição das concentrações dos metais e do carbono nas estações localizadas no entorno do efluente. A diferença entre os valores do efluente e do sedimento provavelmente estão associados à característica de deposição do sedimento. Dessa forma, as altas taxas encontradas no sedimento podem ser reflexo da acumulação ao longo dos anos de diversas fontes poluidoras.

Analisando separadamente o compartimento sedimento, observou-se a formação de dois sub-grupos: o B1 agrupou as estações localizadas na área controle e quatro estações do entorno do emissário; e o grupo B2 foi formado apenas por estações localizadas no entorno do emissário. As estações que formaram o grupo B1 apresentaram menores valores de cádmio, chumbo, cobre, ferro, níquel e maiores valores de mercúrio, cromo e carbono orgânico total (COT). As estações do grupo B2 apresentaram valores mais altos de arsênio, bário, cádmio, chumbo, cobre, ferro, níquel, manganês e zinco e valores mais baixos de mercúrio, cromo e carbono orgânico total. Na formação dos sub-grupos B1 e B2 encontram-se estações tanto próximas do efluente quanto da área controle, o que não permite evidenciar uma tendência sinérgica associada ao descarte do efluente.

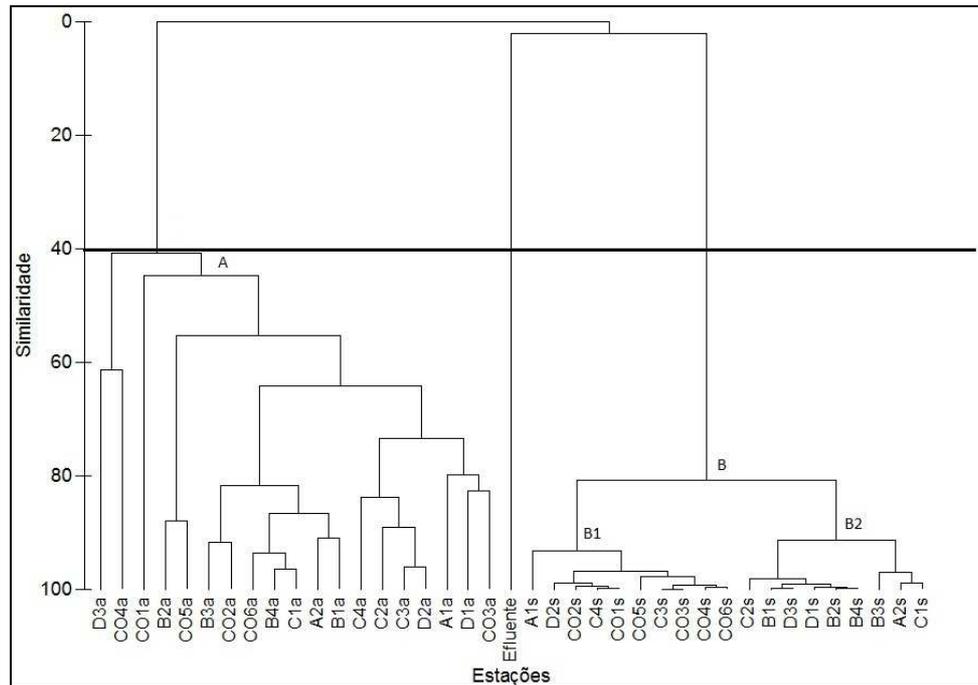


Figura II.7.1.2-1 – Análise de agrupamento com a formação de dois grandes grupos (amostras da água do mar – a; amostras de sedimento – s).

Solicitação/Questionamento: Os teores dos compostos orgânicos no sedimento apresentaram valores incompatíveis com os dados do efluente do emissário, justamente por conta do baixo Teor de Óleos e Graxas – TOG. Por conta disso, a PETROBRAS deverá encaminhar a caracterização histórica do efluente lançado pelo emissário submarino, em planilhas e com todos os dados disponíveis da caracterização físico-química e toxicológica do efluente. Isso de fato permite substancialmente saber o que foi lançado e o que pode ser encontrado no monitoramento, facilitando as interpretações e reduzindo as incertezas em relação a alguns parâmetros.

(Item II, PT 270/12, pág. 3/5)

Resposta/Comentário:

No **Anexo II.7.1.2-1** está apresentada a caracterização histórica do efluente para o período de 2005 à 2010.

Solicitação/Questionamento: Adicionalmente, observa-se que a empresa deverá reduzir os teores de Nitrogênio Amoniacal, Ferro, Manganês, Sulfetos e Xilenos no efluente do PAP1 antes do lançamento, pois os teores apresentaram-se acima do permitido pela legislação em vigor. Solicita-se, ainda, esclarecer se o lançamento fora do padrão exigido está autorizado pelo órgão ambiental licenciador do emissário.

(Item II, PT 270/12, pág. 4/5)

Resposta/Comentário:

O lançamento de efluentes efetuado por meio de emissários submarinos atende aos padrões e condições de lançamento previstas na Resolução CONAMA 430/2011, aos padrões da classe do corpo receptor, após o limite da zona de mistura, e ao padrão de balneabilidade, de acordo com normas e legislação vigentes (art. 20, da CONAMA 430/2011).

Conforme demonstram os dados já encaminhados, os teores de Ferro, Manganês e Xilenos no efluente do PAP-1, verificados tanto na zona de mistura e quanto nas áreas de controle (ambas estabelecidas através do relatório de modelagem de dispersão do efluente em análise), encontram-se em conformidade com os parâmetros estabelecidos pela aludida resolução. A avaliação dos teores de Nitrogênio Amoniacal e Sulfetos, atualmente, não faz parte dos parâmetros analisados no corpo hídrico e estão sendo incluídas nas próximas campanhas para que seja possível a análise completa do efeito dessas substâncias na zona de mistura e nas áreas controle.

Por outro lado, conforme já indicado, as questões relativas ao emissário submarino PAP-1, vinculado ao Pólo Atalaia, estão inclusas no escopo da Licença Ambiental de Operação nº 139/2010, expedida pela ADEMA, renovada automaticamente em virtude do que dispunha o art. 18, §4º, da Resolução

CONAMA 237/97 e do que dispõe o art. 14, §4º, da Lei Complementar 140/2011.

Solicitação/Questionamento: A análise de Componentes Principais (ACP OU PCA) utilizada neste relatório facilita a integração de alguns resultados, mas a análise foi feita de maneira simples, compacta e de baixo valor interpretativo. A empresa deverá explorar melhor ferramentas estatísticas, de forma a dar suporte às discussões e conclusões.

(Item II, PT 270/12, pág. 4/5)

Resposta/Comentário:

A Análise de Componentes Principais – ACP ou PCA (do inglês *Principal Component Analysis*) é uma técnica matemática de análise multivariada, que possibilita investigações com um grande número de dados disponíveis. Possibilita, também, a identificação das medidas responsáveis pelas maiores variações entre os resultados, sem perdas significativas de informações (Vicini, 2005). Em outras palavras, a análise de componentes principais é uma técnica estatística utilizada para reduzir a dimensionalidade de um conjunto de dados onde há um grande número de variáveis inter-relacionadas. Isto é feito de forma que o máximo de variância presente nos dados seja mantido. Essa redução se dá pela obtenção de um novo conjunto de variáveis não correlacionadas, chamadas componentes principais. Tais componentes são ordenados de forma que os primeiros guardam a maior parte da variância presente nas variáveis originais (Silva, 2008).

O ACP é comumente usado como uma ferramenta de análise exploratória de dados. Essa análise revela a estrutura interna dos dados explicando a variância dos mesmos e pode ser usada para uma grande variação de dados. Essa análise permitiu verificar quais variáveis eram mais importantes para a explicação dos dados. A componente 1, que explicou 42,46%, destacou a distância do lançamento como um fator importante para a distribuição dos

dados. A segunda componente explicou 20,06%, evidenciando também uma relação com a distribuição dos dados. Sendo assim, essa análise permitiu avaliar que tanto a distância do lançamento quanto a profundidade local são parâmetros importantes para a distribuição dos dados analisados, explicando 63,29% dessa distribuição.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

VICINI, L. **Análise multivariada da teoria à prática.** Monografia de especialização em Estatística e Modelagem Quantitativa. Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria - RS. 2005. 215 p.

SILVA, J. G. B. **Aplicação da Análise de Componentes Principais (PCA) no Diagnóstico de Defeitos em Rolamentos através da Assinatura Elétrica de Motores de Indução.** Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG. 2008. 98 p.

Solicitação/Questionamento: Os Valores Guias da Qualidade de Sedimentos (VGQS) apresentaram limitações quanto a predição de toxicidade para a saúde humana, devendo, entretanto, ser empregada juntamente com outras linhas de evidências físicas, químicas, biológicas e ecotoxicológicas, ou seja, avaliação integrada e hierárquica da qualidade dos sedimentos.

Esse método de caracterização toxicológica de sedimento apresentado não avalia efeitos sinérgicos e interativos de outros analitos e misturas, bem como efeitos mitigantes de complexação orgânica que possam diminuir a toxicidade dos sedimentos. Isso pode ser explicado em parte pela falta de

dados disponibilizados e análise da interação de outras fontes poluidoras, tais como, o efluente do emissário da fábrica de fertilizantes – FAFEN.

Solicita-se que a empresa aborde outras linhas de evidências-físicas, químicas e biológicas – de forma a contribuir incisivamente para a interpretação dos resultados.

(Item II, PT 270/12, pág. 4/5)

Resposta/Comentário:

Como não há valores de referência para sedimento na legislação, e também não existe resolução CONAMA específica que norteie essas análises, foi utilizada a referência de Buchman (2008). Os dados de metais obtidos nas análises de metais realizadas nas amostras coletadas no entorno do emissário PAP-1 foram comparados com os resultados publicados por Buchman (2008), que fez uma compilação dos principais valores-guia de qualidade dos sedimentos relacionados à proteção da vida aquática. Estão incluídas neste trabalho as Diretrizes Canadenses de Qualidade dos Sedimentos para a Proteção da Vida Aquática (Environment Canadá) e as Diretrizes de Qualidade de Sedimentos propostas pela National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). Cada valor-guia de qualidade do sedimento descreve um único ponto em um espectro de toxicidade. Estes pontos variam de limiares inferiores, abaixo do qual as amostras são presumivelmente não tóxicas, até limiares superiores de toxicidade, acima do qual a toxicidade é prevista. Buchman (2008) ordenou os valores-guia de acordo com o nível de toxicidade do mais baixo para o mais elevado, apresentando assim um gradiente de toxicidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BUCHMAN, N. F. 2008. **NOAA Screening Quick Reference Tables**, NOAA OR&R Report 08-1, Seattle WA, Office of Response and Restoration Division, National Oceanic and Atmospheric Administration, 34 pages.

II.7.1.3 – SUBPROGRAMA REGIONAL DE MONITORAMENTO DE PRAIAS NA ÁREA DE ABRANGÊNCIA DA BACIA DE SERGIPE-LAGOAS – PRMEA

Solicitação/Questionamento: Ressalta-se que o atendimento integral das demandas emanadas no referido parecer e as melhorias solicitadas ao longo da execução do PRMEA são indispensáveis para o atendimento dos objetivos do projeto a ser estabelecido como condicionante ambiental da Licença em questão e das demais atividades de exploração e produção de petróleo e gás na Bacia de Sergipe e Alagoas.

(Item II.7.1.3, PT 421/12, pág. 33/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS encaminha a Revisão 03 do PRMEA (**Anexo II.7.1.3**) contendo melhorias na redação dos capítulos. Além das melhorias solicitadas no PT nº 390/12, foram realizadas algumas modificações no texto dos capítulos, assim como uma atualização geral nas informações que se encontravam defasadas, a fim de dar maior clareza e coerência ao Programa.

Embora o Parecer Técnico nº 390/12 seja referente ao Processo IBAMA nº 02028.000329/2011-59 (PRMEA), as respostas às solicitações e comentários do IBAMA são transcritas a seguir, para uma melhor compreensão das modificações no texto da Revisão 03 do Programa.

**RESPOSTA AO PARECER TÉCNICO 390/12
CGPEG/DILIC/IBAMA – PROGRAMA REGIONAL DE
MONITORAMENTO DE ENCALHES E ANORMALIDADES NA
ÁREA DE ABRANGÊNCIA DA BACIA SERGIPE/ALAGOAS**

III. ANÁLISE

**III.1. Resposta ao Parecer Técnico nº
537/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA**

Atendimento à avifauna marinha

Solicitação/Questionamento: *Ainda cabe ressaltar que, conforme já expresso no Parecer Técnico nº 537/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, “a CGPEG entende que eventos anormais de grande magnitude em relação ao número médio de aves arribadas sem óleo, baseadas 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 animais. A Petrobras, no entanto, responsabiliza-se pelo recolhimento, estabilização e destinação das aves, além da coleta de material para exames clínicos e complementares (grifo nosso)”. Portanto, tal formação de parcerias para reabilitação e destinação dos exemplares de aves, nestes casos, é de responsabilidade da empresa, cabendo buscá-las ao longo da execução do PRMEA.*

Da mesma forma, para a destinação das aves reabilitadas pelo PRMEA, que não possam ser reintroduzidas na área de captura, seja pela condição física ou indisponibilidade de condições ambientais para tanto, a empresa deverá viabilizar os meios necessários, incluindo o deslocamento e o aceite de outras instituições que porventura possam receber os animais para sua manutenção e/ou reintrodução no habitat natural e, portanto, tais atividades devem estar previstas no escopo de PRMEA.

Reitera-se assim que a Petrobras deve se responsabilizar pelo recolhimento, estabilização e destinação das aves. Contudo, com o intuito de facilitar a interlocução entre as diversas instituições, a CGPEG informa que foi realizada uma consulta prévia ao CRAM/RS e ao IPRAM/ES, e ambas as instituições se colocaram a disposição para receber e realizar a soltura dos animais. Ressaltamos que se fará também necessária a solicitação de autorização de transporte junto ao núcleo de fauna do IBAMA/SE, o qual se colocou a disposição para maiores definições e contatos com outras instituições.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 5/14)

Resposta/Comentário:

Na Revisão 03 do PRMEA apresentada no **Anexo II.7.1.3** foi inserida a proposta de destinação de mamíferos marinhos, quelônios marinhos e aves marinhas que receberem alta clínica atestando a reabilitação com restrições a soltura. No entanto, a PETROBRAS necessita de uma definição da CGPEG quanto a identificação da(s) instituição (ões) a(s) qual(is) os animais devem ser encaminhados, mediante envio de carta de aceite do local de envio escolhido. A responsabilidade da PETROBRAS estaria limitada ao encaminhamento do animal à instituição responsável definida e as devidas comprovações de envio do animal estarão anexadas aos relatórios quadrimestrais e anuais.

Solicitação/Questionamento: *Em razão do trabalho de reabilitação das aves marinhas possibilitar o início da soltura de alguns exemplares, é de suma importância que se tenha na equipe um técnico cadastrado como anilhador junto ao CEMAVE. Esta medida visa possibilitar uma avaliação futura do retorno do mesmo animal para a localidade em que fora resgatado e ainda avaliar a sobrevivência dos exemplares reabilitados pelo PRMEA, o seu tempo de vida, as rotas migratórias, locais de reprodução, pontos de parada, avaliação de impactos a que estão submetidas ao longo do tempo, dentre outras informações fundamentais para conservação das aves e seus ambientes. Tal medida, portanto, deverá ser implementada no PRMEA.*

(Item III.1, PT 390/12, pág. 6/14)

Resposta/Comentário:

Esta medida já está implementada no âmbito do PRMEA e devidamente explicitada na Revisão 03 do Programa.

Solicitação/Questionamento: *Com relação aos procedimentos adotados no atendimento avifauna, na resposta ao PT nº 537/2011, 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 coletas de amostras de óleo para determinação da origem*

do óleo quando este procedimento for possível.”

Ressalta-se que tão importante quanto a reabilitação e a necropsia das aves que por ventura venham a óbito durante o processo de reabilitação, é a investigação da causa mortis das aves encontradas mortas, que estejam em bom estado de conservação e que possam ser de alguma forma visualizados indícios de interação com o óleo e demais atividades antrópicas e sendo assim tal procedimento, também deve ser compromisso da Petrobras na implementação do PRMEA. Do contrário a necropsia apenas das aves com evidências externas de interação por óleo poderá subestimar os resultados das análises da contaminação crônica ou de órgãos internos (p. ex. trato digestivo, comum quando o animal ingere óleo na tentativa de reorganizar a microestrutura das penas), e assim prejudicar, uma avaliação quantitativa causa mortis do grupo, e da relação entre os impactos observados nos animais com óleo versos animais sem óleo encontrados na praia.

Nesse sentido, a equipe técnica do PRMEA deverá avaliar as ocorrências de aves mortas na praia, verificando o estado de decomposição e a conseqüente viabilidade de realização de necropsia, ainda que a mesma seja realizada in loco ou em laboratório quando possível. De qualquer forma, ressalta-se a importância de buscar o maior número de informações possíveis junto às carcaças, no intuito de avaliar os impactos das atividades de E&P sobre o grupo, mas também outras causas naturais ou antrópicas, que propiciem os encalhes nas praias monitoradas pelo PRMEA.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 7/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, apesar de reconhecer a importância da realização das atividades desenvolvidas no âmbito do PRMEA para aquisição de dados sobre as causas dos encalhes de animais marinhos nas praias sob influência das atividades de E&P na Bacia de Sergipe/Alagoas, entende que modificações ou melhorias no referido Programa deverão ser discutidas em fórum mais amplo, isto porque, até o presente momento, e já decorridos três anos de execução do programa, não foi possível estabelecer nexo causal entre os empreendimentos e atividades licenciadas e os encalhes de animais nas praias.

Vale destacar que a PETROBRAS está, corporativamente, procedendo com a contratação de uma análise estatística integrada que avaliará os resultados de todos os projetos de monitoramento de praias em andamento (BC/ES, SEAL e RNCE) com o intuito de confirmar as conclusões obtidas até o momento e indicar outras ações que poderiam ser incorporadas em futuros projetos. Portanto, a proposta da PETROBRAS é manter o escopo dos projetos aprovados até que o corporativo da empresa disponha de uma análise abrangente capaz de subsidiar a revisão das metodologias hoje adotadas e as discuta com o IBAMA.

***Solicitação/Questionamento:** Não fica explícito na revisão do subprograma apresentado, a previsão de exames contaminantes (metais pesados, hidrocarbonetos e organoclorados) para as aves marinhas necropsiadas, nos moldes do que previsto para mamíferos e tartarugas marinhas. Tal informação aparece apenas na versão da planilha apresentada para as aves marinhas, na página 51. Desta forma, o IBAMA entende que tais procedimentos deverão ser adotados para os três grupos, além da coleta de amostras de óleo quando registradas na pele/plumagem dos animais para a determinação de sua origem. A empresa deverá ainda indicar onde será realizada a análise de origem do óleo e como se dará o procedimento de divulgação*

dos resultados obtidos. Antecipadamente, julgamos ser de relevância além da apresentação do laudo emitido, que este acompanhe nos relatórios a respectiva discussão sobre a procedência provável do óleo encontrado.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 7/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma a realização de exames para determinação de contaminantes (metais pesados, hidrocarbonetos e organoclorados) para aves marinhas necropsiadas. A Revisão 03 do PRMEA traz uma melhoria na redação do item a fim esclarecer os procedimentos realizados com o grupo das aves.

A coleta de amostras de óleo em pele/plumagem de animais é realizada todas as vezes que existe esta possibilidade (por vezes a impregnação do animal é muito pequena, impossibilitando a coleta de uma amostra). Quando coletada, esta amostra é encaminhada e analisada ao laboratório do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da PETROBRAS, setor de Pesquisa e Desenvolvimento de Exploração, Gerência de Geoquímica (CENPES/PDEXP/GEOQ), o qual atende a todo o Sistema PETROBRAS e é dotado de um banco de dados mundial com dados de análises geoquímicas em amostras de óleo de todos os reservatórios descobertos. Assim, por comparação dos resultados obtidos com aqueles existentes no banco de dados, é possível definir a característica do óleo encontrado (cru ou refinado), pertencente ou não a reservatórios brasileiros e, quando possível, de que reservatório se origina a amostra analisada. Os laudos emitidos possuem 4 partes, a saber: 1) Introdução; 2) Parte Experimental; 3) Resultados e 4) Conclusões. Nos Relatórios Analíticos Anuais, onde esses dados são apresentados, a descrição da metodologia e os gráficos de cromatografia gasosa e de massas são apresentados no **item VI.6.1. Descrição das Técnicas das Análises Geoquímicas**. Na sequência, são apresentadas, amostra por amostra, a discussão dos resultados encontrados e a conclusão. Portanto, a

PETROBRAS entende que a demanda de apresentação da discussão sobre a procedência provável do óleo encontrado, está atendida no escopo do PRMEA.

Em relação à divulgação dos resultados obtidos com a implementação do Programa, incluindo aqueles referentes ao número de ocorrências de óleo tanto nas praias quanto em pele/plumagem de animais e os respectivos resultados das análises de indicação da origem do óleo, são comunicados à comunidade através das reuniões do Programa de Comunicação Social Regional - PCRSEAL e incluídos nas ações educativas do Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores como item de discussão e de ampliação do conhecimento.

***Solicitação/Questionamento:** Além disso, dentre os exames apresentados no item “8.1) Análises Laboratoriais em Quelônios e Mamíferos Marinhos e Aves Marinhas “ – quais sejam: análise bioquímica e hematológica, radiológico, histopatológica, parasitológica, microbiológica – a empresa não referencia textualmente, como os mesmos serão realizados no grupo das aves. Porém, uma vez que o item se remete aos três grupos, e pelos mesmos constarem na versão de planilha apresentada para as aves marinhas (página 51), entende-se que todos os exames relacionados serão realizados também para o grupo, quando possível.*

(Item III.1, PT 390/12, pág. 8/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma o entendimento da CGPEG quanto ao atendimento ao item 8.1 - Análises Laboratoriais em Necropsia de Quelônios Marinhos, Mamíferos Marinhos e Aves Marinhas, quais sejam: análise bioquímica e hematológica, radiológico, histopatológica, parasitológica, microbiológica.

Periodicidade mensal das planilhas

Solicitação/Questionamento: *Com relação à entrega das planilhas e shapefiles solicitados, a CGPEG tem acordo com o prazo preposto pela empresa de 40 dias. Cabe observar que, em razão da atenção agora destinada às aves marinhas no PRMEA, deverá ser enviado além da planilha mensal apresentada pela empresa na revisão do subprograma na página 51, os shapefiles específicos do grupo, aos moldes dos que já são apresentados para tartarugas e mamíferos. Ainda, para os três grupos as planilhas deverão ser complementadas com uma coluna denominada “interação com óleo”, a ser preenchido “sim” ou “não”, o que visa facilitar o agrupamento e visualização nos arquivos shapefiles, dos animais de cada grupo que tenham interação direta com óleo.*

Em resumo, deverão ser entregues planilhas e shapefiles correspondentes: 1 – mamíferos marinhos; 2 – tartarugas marinhas; 3 – aves marinhas; 4 – anormalidades. Ressaltamos que tanto as planilhas quanto os shapefiles deverão ser enviados com a periodicidade mensal solicitada e dentro do prazo proposto, via e-mail, com informação relativas ao mês anterior de monitoramento. E ainda, junto com o relatório anual, deverão ser protocolados em uma via digital na UALAE, todas as planilhas e shapefiles mensais produzidos, mais as planilhas e shapefiles anuais, com carta correspondente para registro processual e arquivo.

Todos os shapefiles produzidos no âmbito do PRMEA deverão seguir as orientações contidas no ANEXO A.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 8/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que mensalmente encaminhará as seguintes planilhas de dados com os respectivos *shapefiles*:

1. Planilha de Ocorrência de Aves marinhas;
2. Planilha de Ocorrência de Tartarugas Marinhas;
3. Planilha de Ocorrência de Mamíferos Marinhos;
4. Planilhas de Ocorrência de Resíduos Anormais;
5. Planilha de Atividades de E&P e Registros do CADINC;

Todos os *shapefiles* serão elaborados de acordo com o Anexo A – *Especificações Gerais para Elaboração e Entrega de Mapas e Dados Georreferenciados..*

Dados reprodutivos de tartarugas

Solicitação/Questionamento: *Com relação aos dados reprodutivos de tartarugas marinhas, a empresa argumenta que “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”*

A CGPEG não está de acordo com a retirada das análises referentes aos dados reprodutivos, e indica que qualquer alteração significativa na metodologia do projeto, sem anuência ou solicitação da CGPEG, pode caracterizar descumprimento de condicionante ambiental. Considera ainda tal sugestão

desnecessária e prejudicial ao desenvolvimento de um projeto de monitoramento de praia que tem como objetos registrar as ocorrências de encalhes de animais marinhos, as ocorrências reprodutivas de tartarugas marinhas, a presença de resíduos e substâncias incomuns nas praias e avaliar se as flutuações nas séries históricas destes dados ou situações específicas de ocorrências anormais tem relação com as atividades de exploração e produção de petróleo e gás da Petrobras na região.

Os dados reprodutivos de quelônios – a saber: número, espécie e posição geográfica dos ninhos – são de fundamental importância para conhecimento da CGPEG e avaliação de impactos a longo prazo na estrutura das populações. Tal análise no âmbito dos Projetos de Monitoramento de Praia tem fornecido importantes informações e conferem mais uma linha de investigação dos impactos associados às atividades de E&P de petróleo e gás .

Cabe ressaltar que nos demais Projetos de Monitoramento de Praia desenvolvidos pela Petrobras não há impeditivo à realização das análises dos dados reprodutivos de tartarugas marinhas, e sendo o PRMEA conduzido com a participação do Projeto TAMAR não vemos óbice na apresentação dos dados solicitados.

A avaliação de possíveis correlações entre flutuações nas ocorrências reprodutivas de tartarugas marinhas na região é um dos objetivos específicos do PRMEA e deverá ser mantida para os próximos relatórios a serem apresentados, conforme previamente acordado também entre CGPEG e Centro TAMAR.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 9/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS está ciente de que toda alteração de projeto aprovado deve ser precedida de anuência por parte da CGPEG. Na Revisão 03 do PRMEA foi reinserido o objetivo e meta relativos à coleta e análise dos dados reprodutivos de quelônios marinhos na área de abrangência do Programa.

III.2. Relatórios Anuais

Solicitação/Questionamento: Faz-se oportuno também, a título de comparação, o resgate dos dados do monitoramento preliminarmente realizado pelo TAMAR nos anos 2008 e 2009, através da condicionante 2.10 da Licença de Operação Nº 658/2007, relativa a Produção no Campo de Piranema.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 11/14)

Resposta/Comentário:

Na elaboração do 3º Relatório Anual do PRMEA será verificada a possibilidade de comparação entre os dados de monitoramento de praias coletados entre 2008 e 2009 pelo TAMAR e nos três anos do PRMEA, salvaguardando-se as divergências de metodologia de coleta de dados que existem entre as duas fases do Programa.

Solicitação/Questionamento: Com relação aos resíduos anormais registrados no monitoramento, no 2º Relatório de Acompanhamento Anual sugere-se que “as atividades pesqueiras e o tráfego de embarcações destinadas a distintas atividades (pesca, suporte a exploração petrolífera, transporte de cargas e turismo, dentre outros) contribuem para a presença de resíduos de origem antropogênica nas praias”. Neste sentido, para o próximo relatório anual, a Petrobras deverá proceder a

análise dos materiais contidos na categoria outros, verificando quais são possivelmente fruto das plataformas e embarcações de apoio utilizados pela Petrobras (...).

(Item III.1, PT 390/12, pág. 11/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS incluirá a partir do 3º Relatório Anual do PRMEA, uma análise dos resíduos anormais categorizadas como “outros”, verificando quais são possivelmente fruto das plataformas e embarcações de apoio utilizados pela Companhia.

***Solicitação/Questionamento:** Ainda com relação aos resíduos anormais, a identificação dos 31 e 22 registros de óleo do primeiro e segundo ano de execução do PRMEA, respectivamente, demonstram um freqüente registro destas ocorrências. Cabe ressaltar que nem toda ocorrência tem sido coletada para identificação da origem do óleo, conforme informado no item III.2 – Metodologia de Monitoramento de Praias do 2º Relatório de Acompanhamento Anual: “Ocorrências localizadas e registradas em apenas um dia também não são coletadas por não se configurarem um evento de óleo na praia que se caracteriza por ter uma grande extensão de praia atingida e ocorrer por vários dias num volume suficiente para a coleta”. O IBAMA solicita maiores esclarecimentos sobre a afirmação apresentada, e ressalta que a ausência de coleta deve ser restrita apenas aos casos de incapacidade de coleta em razão de volume insuficiente para realização das análises. De qualquer forma, para os próximos registros, o IBAMA solicita que sejam também considerados nas próximas análises, os comunicados de acidentes de derrame de óleo e fluído, enviados pela*

empresa, para tentar dirimir dúvidas quanto a origem do óleo registrado na praia.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 11/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que todas as ocorrências de óleo na praia registradas no âmbito do PRMEA são avaliadas a fim de que seja verificada a possibilidade de coleta, estando esta diretamente ligada ao grau de intemperismo do resíduo ou à suficiência de volume para a análise.

Quanto à expressão *“Ocorrências localizadas e registradas em apenas um dia também não são coletadas por não se configurarem um evento de óleo na praia que se caracteriza por ter uma grande extensão de praia atingida e ocorrer por vários dias num volume suficiente para a coleta”* a PETROBRAS retifica a afirmação e esclarece que:

- 100% das amostras de óleo registradas nas praias pela equipe do PRMEA são comunicadas à Coordenação de Ações de Resposta em Terra do PEVO/SEAL;
- 100% das ocorrências comunicadas são vistoriadas presencialmente pela equipe ligada à Coordenação de Ações de Resposta em Terra do PEVO/SEAL;
- Após as vistorias, são emitidos Relatórios de Ocorrências com descrição sucinta do procedimento adotado e confirmando ou não a presença do óleo na praia;
- Caso a ocorrência seja, de fato, presença de óleo, será coletada uma amostra para posterior análise, quando a condição de intemperismo da mancha ou volume assim o permitirem.

Salienta-se que, em caso de ocorrências que durem vários dias consecutivos - sendo assim consideradas um evento de derrame de óleo no mar (por

exemplo, manchas órfãs) - será coletada apenas uma amostras que represente todas as ocorrências registradas naquele determinado período.

A PETROBRAS confirma que os registros do CADINC relativos aos acidentes de derrame de óleo e fluido serão reportados no relatório mensal do PRMEA.

Solicitação/Questionamento: Cabe ressaltar que desde o documento enviado em fevereiro de 2010, referente ao projeto final do PRMEA, a Petrobras informa que “também serão incluídas as análise de bulas timpânicas dos mamíferos marinhos encontrados e com condições para procedimento”, em atendimento a solicitação emanada no Parecer Técnico nº 434/2009/CGPEG/DILIC/IBAMA. O mesmo texto também está presente no documento de revisão do Subprograma Regional de Monitoramento de Praias na área de abrangência da bacia de Sergipe-Alagoas – PRMEA, entregue em abril de 2012, em resposta ao Parecer Técnico nº 537/2011, e, portanto, os resultados das análises das bulas timpânicas desenvolvidas pelo PRMEA deverão ser apresentados compilados no próximo relatório anual.

(Item III.1, PT 390/12, pág. 12/14)

Resposta/Comentário:

Na Revisão 03 do PRMEA foi melhorada a redação do texto do item que contém informações sobre análise de bula timpânica em cetáceos. As análises iniciais nesse órgão são realizadas ainda na praia, quando o estado de conservação do animal permite. A equipe de veterinários realiza avaliação macroscópicas da região timpânica a fim de verificar indícios de hemorragia no local. Após essa etapa, o órgão é levado ao laboratório onde passa por exame de Raio X e maceração do osso. Os resultados dessas evidências conferem ao

veterinário a possibilidade de identificação de anomalias que porventura possam inferir alteração na bula timpânica.

***Solicitação/Questionamento:** Todos estes dados referentes à totalidade de atividades de E&P desenvolvidas na bacia deverão ser também enviados em arquivo shapefile, por mês e compilados anualmente, com uma tabela de atributos que contenha minimamente as coordenadas da atividade, localização de sondas e plataformas de produção, duração da atividade e data e resumo de qualquer ocorrência relevante observada.*

(Item III.1, PT 390/12, pág. 13/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que serão encaminhadas mensalmente as planilhas de dados referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás, com compilação anual.

***Solicitação/Questionamento:** Reiteramos assim que, a avaliação de possíveis correlações entre flutuações nas ocorrências reprodutivas de tartarugas marinhas na região é um dos objetivos específicos do PRMEA e deverá ser mantida para os próximos relatórios a serem apresentados, conforme previamente acordado também entre CGPEG e Centro TAMAR.*

(Item III.1, PT 390/12, pág. 13/14)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma a reinserção, na Revisão 03 do PRMEA, dos objetivos, metas e resultados, com o monitoramento de desovas, assim como

das avaliações de possíveis correlações entre flutuações nas ocorrências reprodutivas de tartarugas marinhas.

II.7.1.4 – PROJETO DE AVISTAGEM DA BIOTA MARINHA E EMBARCAÇÕES DE PESCA

Solicitação/Questionamento: *Solicita-se ainda que os arquivos em formato shapefile (.shp) sejam protocolados em uma via digital na UALAE, com carta correspondente para registro processual e arquivo, além do envio por correio eletrônico proposto, e que os mesmos sejam apresentados de acordo com as orientações contidas no ANEXO A. Observa-se que o modelo de planilha para registro de avistagem apresentado (Figura 2.7.1.4-1) refere-se à planilha padrão para atividade de sísmica e deverá ser adequada, no que couber, às atividades das embarcações utilizadas e plataformas de perfuração.*

(Item II.7.1.4, PT 421/12, pág. 33/40)

Resposta/Comentário:

Atendendo ao solicitado, a PETROBRAS confirma que protocolará os dados das planilhas do Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações de Pesca no formato *shapefile* (.shp) em via digital atendendo as orientações contidas no citado Anexo A – *Especificações Gerais para Elaboração e Entrega de Mapas e Dados Georreferenciados*. A planilha para registro da Avistagem do Projeto de Biota Marinha foi reformulada buscando adequação às atividades das plataformas de perfuração e segue como anexo desta resposta (**Anexo II.7.1.4-1**).

II.7.1.5 – PROJETO DE MONITORAMENTO DA MORFODINÂMICA COSTEIRA DA PRAIA DE ATALAIA - ARACAJU

Solicitação/Questionamento: Os relatórios apresentados no âmbito desse projeto, denominados “Relatório Consolidado dos Perfis de Praia medidos na Praia de Atalaia, Aracaju/SE, 2004 e 2005”, protocolado em setembro de 2011 e o “Relatório Parcial de Monitoramento de Morfodinâmica de Praia em Atalaia – Aracaju(SE)”, protocolado em julho de 2012, bem como o “Mapa Atualizado da Malha Dutovária da Praia de Atalaia”, protocolado em 26/12/2011, foram analisados pelo Parecer Técnico Nº 238/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA, emitido em 16/08/2012, respondido pela Petrobras através do documento “Resposta ao Parecer Técnico nº 238/11 protocolado em 10.12.2012. Esta resposta será desconsiderada, aguardando-se o protocolo de sua revisão.

(Item II.7.1.5, PT 421/12, pág. 34/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta, na sequência de algumas respostas específicas ao Parecer Técnico Nº 421/12, a revisão da Resposta ao Parecer Técnico Nº 238/11.

Solicitação/Questionamento: Em virtude das inconsistências acima evidenciadas e de frequentes relatos de perda de equipamento para a coleta de dados e da recente interrupção do projeto para contratação de nova empresa para executá-lo, percebe-se claramente a inadequada condução do mesmo. Ressalta-se que se tem reiterado em diversos documentos a importância desse projeto para a implantação do atual

empreendimento e que a sua execução em condições não ideais poderá retardar a tomada de decisões cruciais para o andamento do licenciamento ambiental, pois certamente será determinada a prorrogação da sua execução até que se alcance um desenvolvimento satisfatório dentro de um período temporal que apresente dados consistentes da morfodinâmica costeira da Praia de Atalaia.

(Item II.7.1.5, PT 421/12, pág. 35/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS está ciente de que a interrupção na aquisição de dados, ocorrida devido a problemas contratuais, acarretará em prorrogação no período de aquisição e encaminha versão atualizada do projeto (**Anexo II.7.1.5**) contendo o cronograma correspondente. Quanto à perda do equipamento, a PETROBRAS entende que é um risco inerente às características da aquisição de dados no mar, sendo que na Praia de Atalaia o equipamento está instalado na área de início da arrebentação, ou seja, num local de fácil acesso e de atividade de pesca. Devido às evidências encontradas no fundeio do equipamento, acredita-se que o mesmo foi arrastado exatamente por uma rede de pesca. Para tentar minimizar o problema, a PETROBRAS realizou uma apresentação, durante o V Encontro do Programa de Educação Ambiental com Comunidades Costeiras - PEAC, com a presença de mais de 100 lideranças e representantes das comunidades litorâneas ligados à pesca artesanal, visando alertá-los quanto à posição e importância do equipamento. Além disso, a empresa contratada para a instalação, com a aprovação da Capitania dos Portos de Aracaju, sinalizou a área do fundeio com uma bóia, contendo os contatos dos responsáveis para o caso de ocorrência de algum sinistro.

Solicitação/Questionamento: *Na versão consolidada do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia*

que deverá ser apresentada, a empresa deve atentar para informar a situação atualizada, inclusive com um novo cronograma, considerando o retorno previsto das atividades e as interrupções sofridas pelo projeto. Solicita-se adicionalmente que a empresa providencie a resposta a este item no menor prazo que seja possível, antecipando-a em relação à resposta ao restante do presente parecer técnico

(Item II.7.1.5, PT 421/12, pág. 35/40)

Resposta/Comentário:

O cronograma de todo o período do projeto, inclusive contemplando o período de interrupção de aquisição de dados, devido a problemas contratuais, encontra-se em anexo (**Anexo II.7.1.5**) na versão atualizada do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia.

**RESPOSTA AO PARECER TÉCNICO 238/12
CGPEG/DILIC/IBAMA – PROJETO DE AVALIAÇÃO DA
MORFODINÂMICA DA PRAIA DE ATALAIA, ARACAJU (SE).**

**III. ANÁLISE DO RELATÓRIO CONSOLIDADO DOS PERFIS DE
PRAIA MEDIDOS NA PRAIA DE ATALAIA, ARACAJU/SE, EM
2004-2005.**

Localização da praia de Atalaia

Solicitação/Questionamento: *Destaca-se na introdução do relatório que a localização da Praia de Atalaia insere-se no arco praial entre o Rio Sergipe e o Rio Vaza Barris e que se encontra*

em Equilíbrio Dinâmico. O que é correto numa visão global do litoral sergipano, no entanto, observando-se em detalhe a Figura 1 do estudo citado na Ref.1 (Bittencourt et al, 2006), constata-se que a linha de costa compreendida neste arco praiial classifica-se na desembocadura do Rio Sergipe e adjacências a Sul como de Elevada Variabilidade, prologando-se até as imediações do limite Norte da Para de Atalaia. Sendo daí em diante classificada como em Equilíbrio Dinâmico até as imediações da desembocadura do Rio Vaza-Barris quando volta a apresentar Elevada Variabilidade. O que evidencia que a localização da Praia de Atalaia, embora esteja inserida numa área classificada como em Equilíbrio Dinâmico, apresenta nas adjacências ao Norte eventos erosivos, na região classificada como de Elevada Variabilidade.

A informação de equilíbrio dinâmico para o referido arco praiial específico para a região próximo à desembocadura do rio Vaza Barris não tem sustentação. Fato que pode ser evidenciado pelo recuo da linha de costa na Praia do Refúgio (Mosqueiro), o qual provocou a interdição da pista de acesso ao farol. Isso pode ser comprovado por simples imagens de satélites. Mesmo estando fora da área de instalação de dutos, a referida área pode refletir essas alterações para área próxima.

Reforçam-se as informações acima explicitadas quando se assinala no relatório que “a área de chegada dos dutos na praia de Atalaia apresenta-se mais ao sul deste trecho sujeito à erosão”. Todavia, não se discute no relatório se há ou não reflexo desse processo erosivo na face Norte da praia de Atalaia, uma vez que esta área é limítrofe daquela que apresenta linha de costa em 2008 (Figura 3, pág. 04/25) avançando em direção ao continente sobre a área progradada entre 1955-2003, denotando assim a instalação de um período erosivo na região.

(Item III, PT 238/12, pág. 3/11)

Resposta/Comentário:

Foi realizada uma análise de imagens de satélite da área da praia de Atalaia desde aproximadamente 1,5 km ao sul da área de chegada de dutos, estendendo-se ao Norte até a foz do Rio Sergipe. O relatório encontra-se no **Anexo II.7.1.5**, com imagens de satélite da área entre 2003 e 2008. O evento erosivo parece ser localizado na proximidade da foz do Rio Sergipe, não se estendendo ao sul em direção à área de chegada de dutos nem tão pouco é observado no limite sul da área estudada (nas proximidades do Aruanã Eco Praia Hotel, a 1,5 km ao sul da área de chegada de dutos).

Serão incluídas num segundo relatório, com previsão de emissão para Junho de 2013, as análises das imagens dos satélites WORLDVIEW, IKONOS e GEOEYE de 2009, 2010 e 2011.

Será realizada uma pesquisa mais detalhada da disponibilidade de imagens de satélites anteriores ao período apresentado. Uma vez sendo verificada a sua disponibilidade, será realizada uma avaliação das características dessas imagens e como essas podem ser inseridas no estudo solicitado.

Quanto à discussão sobre a classificação do arco praial entre os rios Vaza Barris e Sergipe como em “equilíbrio dinâmico”, comenta-se que foi utilizado como referência o Atlas sobre Erosão e Progradação do Litoral Brasileiro do Ministério do Meio Ambiente para o Estado de Sergipe, tido como a mais completa referência neste sentido.

IV – ANÁLISE DO RELATÓRIO PARCIAL DE MONITORAMENTO DE MORFODINÂMICA DE PRAIA EM ATALAIA – ARACAJU (SE) – JUNHO/2012

Solicitação/Questionamento: *De maneira diversa à abordagem do relatório acima analisado, que traz uma contextualização*

ambiental do arco praial onde se insere a Praia de Atalaia classificando-a como em Equilíbrio Dinâmico conforme estudos de Bittencourt et al. 2006 – caracterização que é relevante para o entendimento do contexto do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, no presente relatório caracteriza-se à área apenas em linhas gerais como inseridas “no contexto da unidade geotectônica Bacia Sedimentar Sergipe/Alagoas e na feição estrutural rasa denominada Plataforma de Estância”. Acrescentam-se algumas informações sobre a climatologia regional e dados sobre a densidade demográfica. Entende-se que é pertinente que a caracterização da área em estudo possa evidenciar aspectos ambientais locais, tais como a ocorrência de zonas de erosão nas adjacências norte, que são preocupantes ambientalmente e cuja repercussão sobre a área em estudo deverão ser avaliadas, conforme determinação do Parecer Técnico CGPEG/DILIQ/IBAMA nº 537/11

(Item IV, PT 238/12, pág. 5/11)

Resposta/Comentário:

No Relatório das Imagens de Satélite da Área da Praia de Atalaia (**Anexo II.7.1.5**) está inserida uma descrição mais detalhada da área de estudo, considerando aspectos sobre a dinâmica costeira da região. No próximo relatório semestral, novas discussões sobre o tema serão inseridas. No entanto, a repercussão de zonas de erosão nas adjacências norte sobre a área de estudo (área de chegada de dutos) é de difícil avaliação uma vez que nem sempre a causa da erosão no local foi inteiramente identificada.

Aquisição de dados de onda

Solicitação/Questionamento: Foi informado no presente monitoramento que dados de ondas apresentados referem-se ao período de 26 de janeiro a 29 de fevereiro de 2012. Solicita-se esclarecimento acerca dos reflexos da carência dos dados de ondas na análise completa e integrada do monitoramento, por ser uma variável importante para dinâmica costeira. Esse mesmo questionamento pode ser estendido para os dados da 2ª campanha de coleta de correntes.

(Item IV, PT 238/12, pág. 5/11)

Resposta/Comentário:

No momento da elaboração do Relatório Semestral referente ao período de setembro de 2011 a fevereiro de 2012 a equipe que executa o Projeto somente dispunha de informações de ondas referentes ao período citado. Para suprir a ausência dos dados de ondas entre setembro de 2011 e janeiro de 2012, serão utilizados dados da bóia meteo-oceanográfica da PETROBRAS, localizada próxima a plataforma de Piranema, a 33,5 km da praia de Atalaia, em uma profundidade de 500m. Essa complementação será encaminhada junto ao próximo Relatório Semestral.

Quanto aos dados de correntes, a PETROBRAS entende ser de interesse para as análises meteo-oceanográficas que compõem o Projeto de Avaliação da Morfodinâmica da Praia de Atalaia, a coleta desses dados de forma simultânea aos de ondas.

Observações visuais das condições meteo-oceanográficas

Solicitação/Questionamento: As observações das condições meteo-oceanográficas apresentadas nas tabelas (Tabelas 3 a 7) adicionaram informações relevantes para o entendimento da

morfodinâmica da área; recomenda-se apenas que haja um padrão no número de observações em cada campanha para evitar que as condições meteo-oceanográficas de uma campanha preponderem sobre as demais, dentro do período de coletas. Cita-se como exemplo a campanha de setembro onde foram feitas 9 observações contra apenas 3 nos meses de janeiro e fevereiro.

(Item IV, PT 238/12, pág. 6/11)

Resposta/Comentário:

As observações meteo-oceanográficas apresentadas no relatório são realizadas diariamente enquanto durar a campanha. Como as campanhas se estendem por dois anos, enfrentando diferentes condições meteo-oceanográficas, a quantidade de dias necessários para a realização das campanhas vai variar conforme as condições encontradas. Em condições favoráveis, o que ocorre geralmente no verão, as campanhas têm duração média de três dias. Nas condições mais severas, observadas no inverno, o tempo para realização da campanha com a mesma qualidade pode ultrapassar nove dias. Portanto, não é possível padronizar a quantidade de observações meteo-oceanográficas das campanhas de forma distinta ao que é atualmente praticado.

Solicitação/Questionamento: Observa-se que na Tabela – 4 relativa à campanha de outubro/2011 foi informado equivocadamente a realização da campanha no período de 21/set a 01/out/2011: nessas datas foi realizada a campanha de setembro, conforme Tabela-3. Além disso, as datas da Tabela-4 são incompatíveis com as datas informadas da Tabela-2 dos períodos de monitoramento de perfis de praia relativo à campanha de out/2011 realizados entre 20/10/2011 a

24/10/2011. Solicita-se que seja informado o período correto de realização da campanha de outubro de 2011.

(Item IV, PT 238/12, pág. 6/11)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que a campanha de outubro de 2011 foi realizada entre 21 e 25/10/2011.

***Solicitação/Questionamento:** Solicita-se informar se foi resgatado o correntômetro perdido e conseqüentemente os dados de corrente relativo ao período de 16/03 a 07/07/2012, conforme relatado da correspondência UO-SEAL/SMS 0267/2012 de 12/06/2012. Caso estejam perdidos esses dados recomenda-se prorrogação da coleta de dados dos perfis de praia por período equivalente ou superior para melhor estruturação da base de dados.*

(Item IV, PT 238/12, pág. 7/11)

Resposta/Comentário:

Não foi possível a recuperação do correntômetro perdido em função de sinistro. Além do sinistro, o que obrigou a instalação de um novo equipamento em 30/11/2012, houve também a necessidade de interrupção da aquisição dos perfis de praia por problemas contratuais, os quais também estão solucionados. Por esses motivos, e atendendo a solicitação expressa no presente Parecer Técnico, a campanha de aquisição de dados será prorrogada conforme cronograma constante na versão atualizada do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica de Praia que segue em anexo (**Anexo II.7.1.5**).

V – MAPA ATUALIZADO DA MALHA DUTOVIÁRIA DA PRAIA DE ATALAIA

Solicitação/Questionamento: De acordo com o Estudo de Impacto Ambiental – Rev. 01, Anexo II.7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias, informa-se que esse levantamento seria realizado utilizando-se o método de tomografia elétrica para a determinação da cota de enterramento dos dutos em relação ao fundo marinho. Contudo, restavam dúvidas sobre a efetividade de tal método na determinação das cotas de enterramento dos dutos de menores calibres. Apresentou-se apenas o Mapa da malha dutoviária sem referência à metodologia empregada e se foi possível ou não a superação da dificuldade informada. Solicita-se esclarecimentos.

(Item V, PT 238/12, pág. 8/11)

Resposta/Comentário:

O método da tomografia elétrica foi efetivo tanto para os dutos maiores que 12" quanto para os de diâmetro menor que 12", sendo superadas todas as dificuldades informadas no projeto. O **Anexo II.7.1.5-2** apresenta os detalhes da metodologia utilizada.

VI – CONCLUSÃO

Dos relatório consolidado dos perfis de praia medidos na praia de Atalaia, Aracaju/SE em 2004 e 2005

Solicitação/Questionamento: Visando agregar novas informações ao desenvolvimento do projeto, solicita-se que nos

próximos relatórios dos perfis de praia sejam discutidas e disponibilizadas interpretações que permitam também avaliar os aspectos seguintes:

(i) Repercussão do evento erosivo que ocorre nas adjacências Norte da Praia de Atalaia sobre os perfis de praia, conforme recomendado da avaliação do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia analisado no âmbito do EIA do Projeto de Ampliação da Bacia de Sergipe-Alagoas;

(ii) Elaborar perfis correlacionando os dados levantados em 2004/2005 e 2011/2012, de sorte que esses gráficos possam mostrar as variações morfológicas dos perfis topográficos da Praia de Atalaia nessas épocas distintas;

(Item VI, PT 238/12, pág. 9/11)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que as solicitações acima apresentadas serão atendidas nos próximos relatórios semestrais.

Solicitação/Questionamento: *Recomenda-se que na ocorrência de inconsistências deverá ser elaborada breve justificativa das mesmas, apontando as consequências para a interpretação dos dados levantados e sugeridos as prováveis alternativas que possam saná-las.*

(Item VI, PT 238/12, pág. 9/11)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que elaborará justificativas para as devidas inconsistências, caso estas ocorram durante o processo de interpretação dos dados levantados, assim como sugerirá alternativas para saná-las.

Solicitação/Questionamento: *Constatou-se a ausência de dados relevantes que deveriam ter sido coletados e analisados durante o período de levantamento dos perfis. Esses dados proporcionam melhor entendimento dos fatores que controlam os processos costeiros que influenciam a morfodinâmica da Praia de Atalaia, tais como: observações visuais das condições oceanográficas, meteorológicas e morfodinâmicas. Com estimativas de altura, período e direção de onda, corrente de deriva e vento. Solicita-se para as próximas campanhas que sejam inseridos esses dados.*

(Item VI, PT 238/12, pág. 9/11)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS informa que os dados de observação visual com estimativas das condições oceanográficas existem para todos os levantamentos e serão incluídos nos próximos relatórios.

Do relatório parcial de monitoramento de morfodinâmica de praia em Atalaia, Aracaju/SE – junho/2012

Solicitação/Questionamento: *Recomenda-se melhorias nas resoluções das figuras, principalmente nas imagens georreferenciadas, de modo a permitir minimamente os valores das coordenadas.*

(Item VI, PT 238/12, pág. 9/11)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que, nos próximos relatórios, as figuras serão apresentadas com melhorias na resolução e impressão.

Solicitação/Questionamento: *Ratificam-se aqui as recomendações expressas acima:*

(i) Avaliar a repercussão do evento erosivo que ocorre nas adjacências Norte da Praia de Atalaia sobre os perfis, notadamente sobre o Alinhamento P03 (Norte);

(Item VI, PT 238/12, pág. 10/11)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS concorda com a recomendação acima mencionada e realizará a referida avaliação com os perfis realizados no âmbito do projeto, com ênfase no Alinhamento P03 (norte).

(ii) Elaborar perfis correlacionando os dados gerados nos levantamentos de 2004/2005 e os das campanhas 2011/2012;

(Item VI, PT 238/12, pág. 10/11)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS concorda com a recomendação acima mencionada e confirma que correlacionará os resultados obtidos nas campanhas do projeto de Avaliação da Morfodinâmica da Praia da Atalaia com aqueles obtidos em 2004 e 2005, já protocolados no IBAMA.

(iii) Reapresentar o Mapa atualizado da malha dutoviária da Praia de Atalaia, com as cotas de enterramento, batimetria da área, linha de praia em escala adequada à visualização das mesmas, juntamente com cópia do relatório da tomografia elétrica realizada, incluindo sua interpretação.

(Item VI, PT 238/12, pág. 10/11)

Resposta/Comentário:

A fim de atender ao solicitado na reunião ocorrida em 19/11/2012 entre a UALAE e a PETROBRAS sobre dutos futuros, a PETROBRAS encaminha, de forma consolidada, o mapa com as cotas de enterramento dos dutos que chegam à Praia de Atalaia, tanto da parte emersa quanto da parte submersa. O mapa está apresentado no **Anexo II.2-17a**.

II.7.1.7 – PROJETO DE AVALIAÇÃO DOS EFEITOS DO DESCARTE DE CASCALHOS E FLUIDOS EM ÁGUAS PROFUNDAS DA BACIA DE SERGIPE E ALAGOAS

Solicitação/Questionamento: A empresa apresentou o projeto, em atendimento ao PT nº 537/11, entretanto algumas questões precisam ser esclarecidas antes da aprovação final.

A empresa deverá esclarecer como, por meio de campanhas anuais, conseguirá avaliar o efeito do descarte cíclico, ou, caso o objetivo das campanhas anuais não seja esse, como irá tratar os dados e/ou planejar as coletas para remover esse efeito.

(Item II.7.1.7, PT 421/12, pág. 36/40)

Resposta/Comentário:

O objetivo do Projeto de Avaliação do Efeito do Descarte de Cascalho e Fluido em Águas Profundas é avaliar o comportamento da área afetada pelo descarte

contínuo de cascalho com fluido aderido e fluido base água excedente durante a atividade de perfuração e até 02 anos depois de cessada a atividade. O que se propõe é comparar as características da área antes e depois de iniciado o impacto gerado pelos descartes. Destaca-se que os descartes não são cíclicos e sim contínuos, uma vez que as perfurações têm previsão de ocorrer ao longo de 5 anos, considerando, inclusive, a perfuração de até 2 poços simultâneos. Além disso, a partir da capacidade de armazenamento do rebocador que transportará os cascalhos e das estimativas de sua geração, estima-se que serão realizados descartes a cada 3 dias durante cerca de 5 horas, o que, na escala de tempo de 5 anos, pode ser considerado um descarte contínuo.

***Solicitação/Questionamento:** Quanto à malha amostral, sugere-se uma reformulação da mesma de modo a garantir que existam estações que não sofrerão os efeitos da atividade (controle). As ora apresentadas distam em média 500m da área de dispersão modelada e, devido a incertezas do modelo, podem estar na área de influência do empreendimento. Deve-se atentar também para as diferenças granulométricas existentes na área de estudo, de modo que a mesma não prejudique a análise e comparação dos dados.*

(Item II.7.1.7, PT 421/12, pág. 36/40)

Resposta/Comentário:

Foram incluídas duas Áreas de Referência, com 1000m de raio, com características batimétricas e faciológicas semelhantes às das áreas onde estão localizadas as estações de coleta. Estas foram denominadas como Áreas de Referência 1 (Ref 01), localizada em Areia e Área de Referência 2 (Ref 02), localizada em Areia Lamosa. Estas áreas distam, no mínimo, 10 km da envoltória de 1mm dos depósitos.

Nas Áreas de Referência serão escolhidas aleatoriamente 09 estações, sendo 03 na Área de Referência 1 e 06 na Área de Referência 2. Essa proporcionalidade se deve ao fato de que a maior parte das estações da malha amostral estão localizadas em Areia Lamosa. As amostras serão coletadas em triplicata, o que soma um total de 27 amostras. A **Figura 1**, a seguir, apresenta o mapa com a área de descarte e suas radiais e as Áreas de Referência.

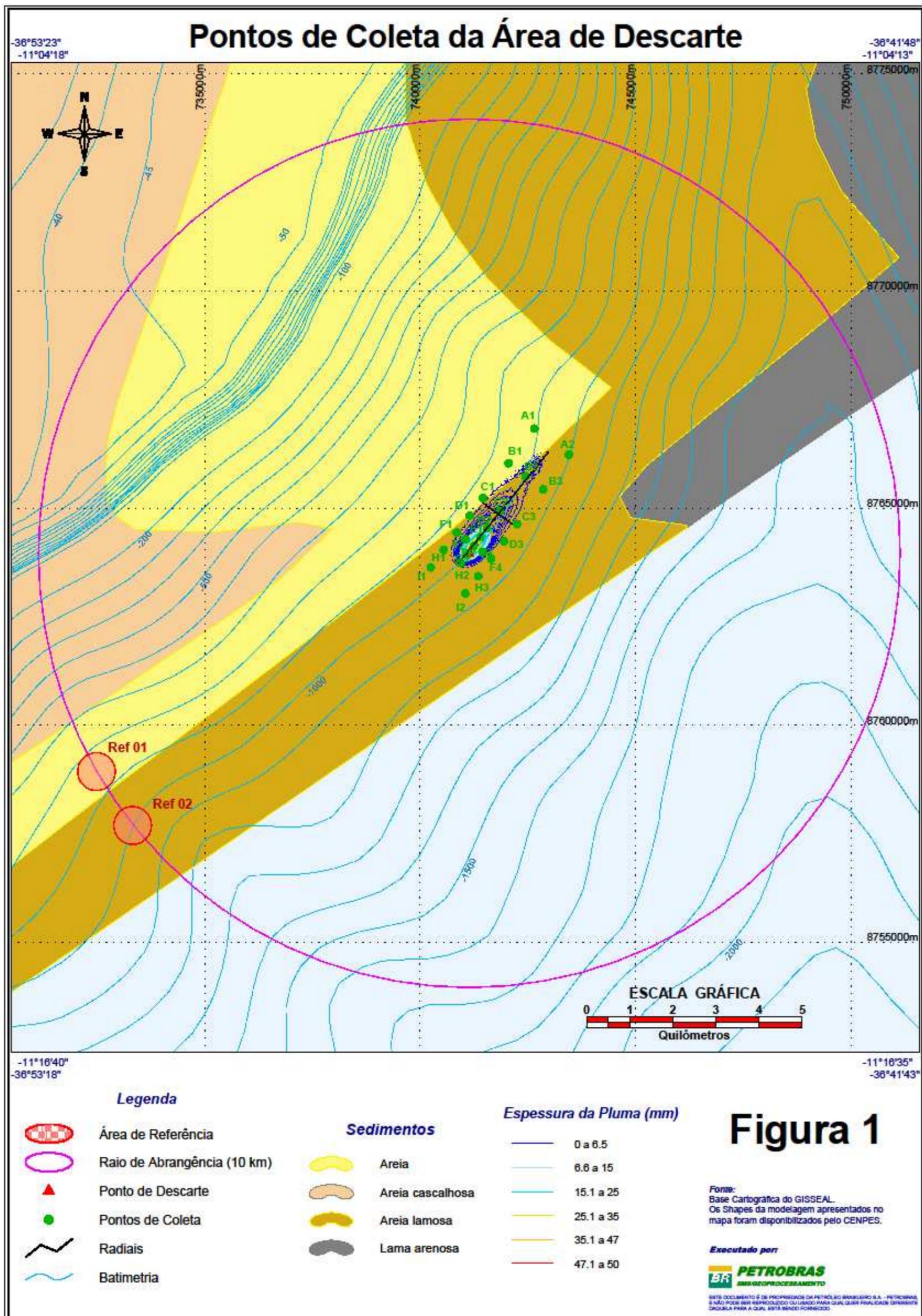


FIGURA 1 - Mapa apresentando as Áreas de Referências 1 e 2 (Ref 01 e Ref 02) do Projeto de Monitoramento do Efeito do Descarte de Cascalhos e Fluido em Águas Profundas.

PÁGINA INTENCIONALMENTE DEIXADA EM BRANCO

Solicitação/Questionamento: Sobre os parâmetros, solicita-se a inclusão dos biomarcadores hopanos e esteranos e dos Isoprenóides pristano e fitano na análise físico-química do sedimento e na macrofauna bentônica, identificação de mudanças na estrutura trófica da comunidade e ocorrência de espécies oportunistas.

(Item II.7.1.7, PT 421/12, pág. 36/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS confirma que os parâmetros pristano e fitano serão incluídos nas análises físico-químicas dos sedimentos, uma vez que estes compostos são obtidos nas análises de n-alcenos e MCNR já previstas no projeto.

Com relação às análises dos biomarcadores hopanos e esteranos cabe esclarecer que estas se aplicam na avaliação ambiental quando se tem por objetivo identificar a origem do petróleo. Dois fatores governam a seleção desses parâmetros:

- A confirmação da presença de hidrocarbonetos, a qual é obtida através de outras análises geoquímicas (HPA, n-alcenos/MCNR, teor de carbono orgânico), para verificar se a distribuição é condizente com o perfil esperado para o petróleo;
- O desconhecimento da origem do petróleo.

Por estes motivos a técnica é amplamente utilizada em âmbito forense na identificação de origem de derramamentos de óleo. Portanto, no âmbito do Projeto de Avaliação dos Efeitos do Descarte de Cascalhos e Fluidos na Bacia de Sergipe/Alagoas em questão, a análise desses biomarcadores não é recomendável, uma vez que:

- A avaliação de efeitos do descarte de cascalhos e fluidos não requer a identificação da origem do petróleo;

- No caso da presença de resíduos de petróleo, os parâmetros HPA e n-alcanos/MCNR são adequados para reconhecer e medir concentração deste petróleo, caso presentes;
- Para os parâmetros HPA e n-alcanos/MCNR, há níveis de concentração propostos na literatura e legislação internacional adequados para avaliar a extensão da contaminação do sedimento. O mesmo não ocorre com relação aos biomarcadores;
- Os fluidos de perfuração a serem utilizados na área não apresentam petróleo em sua composição;
- Não há influência antrópica pretérita na área de descarte. Portanto, no caso da confirmação da presença de petróleo, sua origem certamente estará relacionada às operações atualmente realizadas na área, em princípio, apenas o descarte de cascalhos e fluido aderido.

Em relação à macrofauna bentônica, entende-se que a robustez dos resultados das análises do parâmetro “Identificação de mudanças na estrutura trófica da comunidade” está diretamente relacionada ao conhecimento taxonômico da fauna presente e ao detalhamento da biologia das espécies que ocorrem em águas profundas. Como é sabido, o conhecimento sobre esses temas é bastante exíguo, o que pode limitar a interpretações dos resultados.

Para certos grupos que compõem a macrofauna, por exemplo, poliquetas e moluscos, há grande homogeneidade nas estratégias tróficas para os níveis família ou ordens. Por outro lado, em outros grupos, crustáceos, por exemplo, uma mesma família ou ordem pode apresentar várias estratégias tróficas. Assim, a identificação de mudanças na estrutura trófica da comunidade pode ter limitações por falta de conhecimento da biologia dos táxons encontrados. Portanto, a PETROBRAS entende que as análises referentes à identificação de

mudanças na estrutura trófica da comunidade podem não ser conclusivas e, assim sendo, entende não ser pertinente a sua inclusão no escopo do projeto.

Em relação ao parâmetro 'Ocorrência de Espécies Oportunistas', estas serão realizadas, sempre que possível, a partir da análise das variações ocorridas no parâmetro "Dominância", já contemplada na Revisão 00 do Projeto.

Solicitação/Questionamento: Quanto ao cronograma, a empresa propõe realizar a campanha prévia no 3º semestre de 2012 e solicita, deste modo, descartar o cascalho da perfuração dos primeiros poços fora da área de sacrifício, mas também em LDA>1000m. Como ainda não foi emitida licença para perfuração, a empresa deverá informar se já realizou a campanha conforme planejado.

(Item II.7.1.7, PT 421/12, pág. 36/40)

Resposta/Comentário:

A Campanha de Caracterização da Área de Sacrifício foi realizada entre os dias 25 de julho a 10 de agosto de 2012, contemplando os parâmetros definidos da Revisão 00 do Projeto de Avaliação do Efeito do Descarte de Cascalho com Fluido em Águas Profundas.

II.7.1.8 – PROJETO DE RECUPERAÇÃO DA PRAIA DE ATALAIA

Estão previstas ações de recuperação em uma área de 3.250m², por meio de regeneração natural e introdução de espécies adequadas ao local; recomposição do solo por meio da

devolução da camada removida; e monitoramento durante 1 ano, realizado por meio de campanhas mensais de acompanhamento.

(Item II.7.1.8, PT 421/12, pág. 36/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS esclarece que, em função da alteração feita na localização da rampa de acesso para máquinas – que passará a ser na *Área de Trabalho*, conforme indicado na resposta ao item II.2.4.I – a área de supressão será de 3.850,3 m².

Solicitação/Questionamento: A recuperação de áreas de restingas não é um processo trivial, bem como a fabricação de mudas ou coleta de sementes. Deste modo, solicita-se que a empresa avalie a alternativa de manter em casa de vegetação, ou outro local adequado, as plantas e o solo que serão removidos do local e que tente reintroduzi-los no momento da recomposição, como método adicional aos já propostos.

(Item II.7.1.8, PT 421/12, pág. 37/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS realizou, em 2008, lançamento de cabos elétricos para os Campos de Camorim e Guaricema, atividade esta licenciada pelo IBAMA. O lançamento de cabos elétricos implicou em supressão de vegetação na mesma área da Praia de Atalaia prevista para lançamento de dutos do Projeto de Ampliação. Para a recomposição da vegetação local foi previsto um processo de recuperação natural. As fotos a seguir mostram as condições da vegetação antes da supressão (2008) e atualmente (2013), evidenciando o restabelecimento de condições anteriores, ainda que se trate de uma praia com

significativo grau de antropização.



Vista da área da Praia de Atalaia antes da supressão de vegetação para lançamento de cabos elétricos, em 2008.



Vista atual da área da Praia de Atalaia (Fevereiro de 2013) onde houve supressão de vegetação para lançamento de cabos elétricos..

Para essa atividade, os seguintes cuidados foram tomados visando à posterior recuperação da vegetação:

- Retirada do local da vegetação suprimida para que a mesma não ficasse no ambiente em decomposição, promovendo, assim, uma elevação não esperada nos níveis de nutrientes do ecossistema;

- Isolamento da área após o processo de retirada da vegetação, de forma a evitar pisoteio e movimentação de máquinas, favorecendo o início do processo natural de recomposição;
- Reintrodução de algumas espécies já existentes no local, para facilitar a recolonização do ambiente.

Conforme pode ser evidenciado *in loco* ou por registro fotográfico, o processo de recomposição natural da área foi bem sucedido.

Um outro processo de recomposição bem sucedida foi realizado na área conhecida como Bico do Pato, situada em Aracaju ao Norte da Praia de Atalaia. Nessa área foi instalada uma base em concreto para um aerobarco. Após a remoção dessa base, realizou-se o *Projeto de Desativação das Instalações do Hovercraft*, em área cujas características ambientais são semelhantes às encontradas na área de lançamento dos dutos na Praia de Atalaia. Na desativação foi realizada a retirada de todas as estruturas físicas instaladas, como: escritórios, sanitários, pista de concreto de saída e chegada do Hovercraft e compactação da área de entorno. Ao final desse processo, realizou-se o lançamento de sementes de plantas pré-existentes colhidas no local, com o objetivo de se estimular a recomposição natural da área.

As fotos aéreas a seguir mostram a situação do terminal com as estruturas que compunham a base de entrada e saída do aerobarco e a fotografia do local após a retirada das estruturas:



Vista aérea do Bico do Pato, com detalhe da base do aerobarco, seu acesso e componentes ambientais de interesse existentes na área (Jan/09).



Base do aerobarco imediatamente após a retirada das estruturas e concreto.

Atualmente, a área do Bico do Pato está em avançado processo de recuperação com a área com boa cobertura vegetal, o que demonstra um sucesso na metodologia utilizada no Projeto de Desativação. A foto abaixo mostra a área atualmente, isto é, 3 anos após a desativação.



Foto da área onde se localizava a Base do Hovercraft no Bico do Pato, em Aracaju.

Com base nas duas experiências descritas, a PETROBRAS propõe que seja mantida a proposta de recuperação natural da área apenas com os cuidados já indicados, sem a necessidade de armazenamento de solo e de vegetação em local especial, inclusive porque não haverá remoção de solo (quando da abertura de valas, o solo será mantido próximo, para posterior fechamento das valas).

Solicitação/Questionamento: Sobre o monitoramento, deverá ser apresentada metodologia de acompanhamento da recuperação do local.

(Item II.7.1.8, PT 421/12, pág. 37/40)

Resposta/Comentário:

Na Revisão 01 do Projeto de Recuperação da Praia de Atalaia apresentado no **Anexo II.7.1.8** foi inserido o Item III.2.2.7 – Monitoramento do Local com um

maior detalhamento dos métodos de acompanhamento da recuperação local.

Solicitação/Questionamento: Para melhor acompanhamento deste projeto, solicita-se inclusão de relatórios parciais trimestrais; a frequência de entrega ao IBAMA será estabelecida quando da emissão da Licença de Instalação. Nestes relatórios deverão estar descritas no mínimo as ações executadas, os resultados e as medidas previstas e ações corretivas. Na versão consolidada do projeto o cronograma deverá ser atualizado de modo a incorporar as solicitações acima descritas.

(Item II.7.1.8, PT 421/12, pág. 37/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS aguardará do IBAMA a definição da frequência de apresentação dos Relatórios de Atividades para os projetos cujo acompanhamento seja feito através de relatórios de acompanhamento de condicionante de licença, ou seja, projetos que não são objeto de um outro processo específico no IBAMA. São eles:

- Projeto de Monitoramento de Fluido de Perfuração e Cascalho
- Projeto de Recuperação da Praia de Atalaia;
- Projeto de Avaliação dos Efeitos do Descarte de Cascalho com Fluido Aderido em Águas Profundas da Bacia de Sergipe/Alagoas
- Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica da Praia de Atalaia;
- Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações Pesqueiras.

Nestes relatórios serão descritas as ações executadas, os resultados e as medidas previstas e ações corretivas executadas.

II.7.7 - PROJETO DE DESATIVAÇÃO

Solicitação/Questionamento: Conforme exposto no PT nº 315/12, em função dos aspectos socioeconômicos, o IBAMA emitirá um Termo de Referência específico no âmbito deste item “II.7.7 - Projeto de Desativação” para elaboração de Projeto ambiental de mitigação dos impactos socioeconômicos de desativação das atividades nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema a ser implantado a partir de 2020, caso se configure o cenário de desmobilização para 2025.

(Item II.7.7, PT 421/12, pág. 38/40)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS aguardará reunião com o IBAMA para construção conjunta do Termo de Referência proposto.

II.8 - ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

(PT 315/12)

II.8.2 - ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS

Na resposta parcial ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 315/12, protocolada no IBAMA em 21.11.2012, a PETROBRAS apresentou a Revisão 03 do Item II.8.2 - *Análise Histórica de Acidentes Ambientais*, contemplando o atendimento dos comentários feitos pelo IBAMA.

II.8.3 - IDENTIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS

Na resposta parcial ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 315/12, protocolada no IBAMA em 21.11.2012, a PETROBRAS apresentou uma proposta piloto para a revisão da Análise Preliminar de Perigos (APP), com o intuito de atender os comentários feitos pelo IBAMA. A proposta piloto considerou apenas a plataforma PCM-01. No documento protocolado também foi feito um registro de todo o histórico das revisões feitas no Item *II.8.3 - Identificação dos Cenários Acidentais* dos estudos de análise de risco.

O IBAMA, em reunião realizada com a PETROBRAS em 13.11.2012 para que a empresa prestasse esclarecimentos sobre a proposta piloto a ser protocolada, manifestou-se favoravelmente à aplicação da metodologia utilizada para a PCM-01, estendendo-a para as demais plataformas, conforme Ata CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 51/2012.

Assim, nesta resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 421/12 a PETROBRAS encaminha no **Anexo II.8** a Revisão 03 do Item *II.8.3 - Identificação dos Cenários Acidentais*, contemplando todas as plataformas envolvidas no Projeto de Ampliação, em atendimento ao solicitado no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 315/12.

Ressalta-se que algumas alterações foram feitas nas planilhas de APP da PCM-01, apresentadas como piloto. As alterações - que não alteram a classificação final do risco - decorreram de revisão nos cálculos de volume, que estavam superestimados. A memória de cálculo está sendo reapresentada e as alterações feitas nas planilhas estão destacadas na cor azul.

II.8.8 – PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

Solicitação/Questionamento: Na tabela abaixo, analisa-se as principais medidas propostas pelo empreendedor , seguida de observações da CGPEG quanto a elas.

(Item II.8.8, PT 315/12, pág. 51/59)

Resposta/Comentário:

A PETROBRAS apresenta na **Tabela II.8.8-1**, a seguir, seus comentários a partir das observações realizadas pelo IBAMA quanto às principais medidas propostas pela empresa na resposta ao PT-537/11.

Tabela II.8.8-1 – Comentários sobre medidas propostas para redução de risco

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
Detecção online de óleo no sump	Não definido	<ul style="list-style-type: none"> - É preciso definir um prazo para a instalação de tais equipamentos. - É preciso detalhar como o acionamento imediato pela detecção online impede que o volume vazado ultrapasse a capacidade de contenção de cada <i>sump</i>. - O empreendedor deverá definir em que local será instalado o sistema remoto e de controle destes dispositivos, se em terra ou em alguma unidade, como a PCM-09, que já dispõe de sala de controle. - É importante que modificações, manutenções e instalações para que esta medida seja eficaz seja compromissada para o menor prazo possível, já que tratam de cenários já existentes 	<p>A descrição do funcionamento desse sistema foi apresentada no Anexo B da APP – Rev 03, encaminhado ao IBAMA em 21.11.2012.</p> <p>O projeto encontra-se na fase de detalhamento, com previsão de conclusão em todas as plataformas até Junho de 2015. Serão priorizadas as plataformas que apresentam maiores níveis de produção.</p>
Instalação de tricanizes nas chapas móveis da área de poços produtores de óleo, com isolamento através de mastic flexível	Dezembro de 2013	É importante que modificações, manutenções e instalações para que esta medida seja eficaz seja compromissada para o menor prazo possível, já que tratam de cenários já existentes.	Sem comentários.

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
Desativação dos sistemas de recebimento e abastecimento de diesel nas plataformas desabilitadas.	Concluído.	<ul style="list-style-type: none"> - Com tal medida, o empreendedor afirma que não há mais nenhuma operação envolvendo diesel nas plataformas desabilitadas. - Em vistorias, deverá ser constatada que medida foi tomada para lacrar tais sistemas. 	<p>Nas plataformas desabilitadas, são mantidos em operação apenas os reservatórios de diesel dos motores da Bomba de Combate a Incêndio e Guindaste, além de, eventualmente, de geradores que também possuem reservatórios próprios.</p>
Remoção dos sistemas fora de operação e sem previsão de retorno (tomadas de diesel)	Segue o cronograma de pinturas estabelecido por plataformas	<ul style="list-style-type: none"> - A empresa deverá lacrar os sistemas até sua remoção. 	<p>Por se tratarem de linhas e equipamentos, não é possível lacrá-los. A PETROBRAS informa que estes sistemas têm sido mantidos devidamente isolados por bloqueio de válvulas, em condição segura, até serem definitivamente removidos.</p>
Tratamento de juntas flangeadas	Segue o cronograma de pinturas estabelecido por plataformas	<ul style="list-style-type: none"> - Solicita-se detalhamento a respeito de como se dará este tratamento. - É importante que modificações, manutenções e instalações para que esta medida seja eficaz seja compromissada para o menor prazo possível, já que tratam de cenários já existentes. 	<p>Os detalhes quanto ao tratamento das juntas flangeadas foram apresentados no Anexo B da APP – Rev 03, encaminhado ao IBAMA em 21.11.2012.</p>

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
Substituição de geradores termoelétricos por eólicos.	Dezembro de 2014	- Sem comentários.	<p>Conforme esclarecido na resposta parcial ao PT 315/2012, o TEG - gerador termoelétrico - é um equipamento utilizado nas plataformas como suprimento elétrico que transforma energia térmica (fonte de ignição) em energia elétrica. A recomendação apresentada na primeira versão da APP tinha como objetivo reduzir possíveis fontes de ignição em áreas classificadas, que poderia se dar com a relocação do equipamento ou substituição do mesmo por uma outra fonte geradora de energia, como um gerador eólico. Esta medida, no entanto, por ainda estar em estudo quanto à sua confiabilidade e viabilidade técnica, não pode ser garantida como medida a ser implementada. Desta forma, a recomendação de substituição dos TEGs por geradores eólicos foi excluída da nova APP como medida geral para todas as plataformas, visto que o risco relacionado à presença de TEGs em áreas classificadas pode, em alguns casos, ser eliminado com a relocação do equipamento. A substituição do mesmo por um gerador eólico dependerá da avaliação específica caso a caso, bem como da avaliação de desempenho do gerador eólico.</p>
Aumento na verificação de kits SOPEP.	Concluído	- Não se considera esta uma medida mitigadora de riscos, mas sim uma obrigação rotineira da empresa.	Sem comentários.

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
Utilização de geradores cabinados, com tanques internos	Junho de 2012	- Sem comentários. - Em vistorias, deverá ser constatada que medida foi tomada para implementar tais sistemas.	Sem comentários.
Campanha de pintura continuada das plataformas por hidrojateamento, 3 meses cada.	Segue cronograma estabelecido pela empresa	- Sem comentários.	Sem comentários.
Implantação de técnica de manutenção com foco em equipamentos críticos para a segurança da operação.	Outubro de 2012	- Detalhar tal técnica, especificando o que a empresa entende por "equipamentos críticos para a segurança da operação". - A empresa deve destacar neste detalhamento quais as novidades existentes em relação ao provável programa de manutenção que, acredita-se, já existe hoje.	Equipamentos críticos para a segurança da operação são aqueles envolvidos no controle e na segurança operacional da plataforma. A partir de uma criteriosa identificação destes equipamentos, a manutenção realizada nos mesmos é diferenciada, sendo priorizada e monitorada com frequência maior para que os sistemas/equipamentos de controle e segurança estejam sempre em perfeito funcionamento, garantindo uma maior confiabilidade, disponibilidade e continuidade operacional. O programa de manutenção atual já contempla a implantação desta técnica.

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
Realização dos testes do sistema de combate a incêndio das plataformas com água doce.	Aguardando aprovação da Marinha.	- Apresentar documento que comprove a aprovação da Marinha. - A CGPEG deverá ter acesso aos testes mencionados e às evidências destes testes, caso algum deles não seja acompanhado pelos Analistas da Coordenação.	A PETROBRAS constituiu um Grupo de Trabalho específico para tratamento desta recomendação. Um sistema piloto foi instalado na PCM-9, estando o mesmo em fase de testes. Após comprovação da sua funcionalidade, o mesmo será apresentado para aprovação pela Marinha.
Implantação de um sistema de monitoração de corrosão de dutos.	Dezembro de 2013.	- Não se pode considerar esta medida como mitigadora uma vez que este é um sistema já existente ou que já deveria existir.	Sem comentários.
Programa de Integridade de Dutos (PID)	Ação Continuada.	- Não se pode considerar esta medida como mitigadora uma vez que este é um programa já existente ou que já deveria existir. Além do mais, o sistema anterior está vinculado a este programa, imagina-se.	Sem comentários.

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
Opção pelo método de montagem e lançamento de dutos rígidos que pudesse reduzir o número de embarcações de apoio envolvidas e, conseqüentemente, as probabilidades de colisão entre elas, bem como a probabilidade de danos a dutos submarinos por choques de âncoras durante fundeio e deslocamento.	Imediato, na fase de instalação.	- Sem comentários.	Sem comentários.
Retirada das plataformas PGA-9, PGA-10 e PCM-11 do escopo do projeto. Tais plataformas não serão mais lançadas. Os poços que operariam nessas plataformas com Árvore de Natal Seca, serão completados com Árvore de Natal Molhada.	Na implantação do projeto.	- A PCM-11 será lançada e, segundo informações prestadas ao longo do estudo, será do tipo caisson. Aquelas que não serão mais lançadas serão PDO-5 (PDO-6 se tornará PDO-5), PGA-9, PGA-10 e PCM-12.	A PETROBRAS esclarece que o escopo inicial do projeto previa a retirada dos conveses da plataforma PCB-3 e instalação na jaqueta da PCM-11. Conforme já informado na resposta parcial ao PT 315/2012, foi retirado do escopo do projeto o aproveitamento dos conveses da PCB-3, sendo previsto atualmente o lançamento de um novo convés simplificado (tipo <i>caisson</i>) na plataforma PCM-11.

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
<p>As novas plataformas do tipo <i>caisson</i> PDO-04 e PDO-5 terão seu piso fechado, com instalação dos sistemas de drenagem e contenção para derramamentos acidentais das linhas, flanges, válvulas e lançadores e recebedores de <i>pig</i> presentes sobre o <i>deck</i>.</p>	<p>Na implantação do projeto.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - A PCM-11, do tipo caisson, deverá possuir as mesmas salvaguardas das plataformas PDO-04 e PDO-05. - O IBAMA não vê motivos pra não estender às demais plataformas este tipo de salvaguarda. 	<p>As novas <i>caissons</i> (PCM-11, PDO-4 e PDO-5) já terão em seus projetos como salvaguarda a utilização de piso fechado, com contenção e drenagem para tanque SUMP. As <i>caissons</i> existentes (PDO-2, PDO-3 e PGA-8) sofrerão reforma para instalação da mesma salvaguarda (piso fechado, com contenção e drenagem para tanque SUMP). As demais plataformas já dispõem de piso fechado e sistemas de contenção e drenagem interligados ao SUMP</p>
<p>Substituição do tanque andarilho para abastecimento de BCI's e Guindastes, bem como de geradores na fase de Instalação, por lancha de abastecimento dotada de bomba de abastecimento similar a posto de combustível.</p>	<p>Não definido.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - A empresa deverá descrever do modo pormenorizado o novo sistema que pretende adotar, detalhando os equipamentos envolvidos como tipo de mangote, válvulas, bombas, volume dos tanques da embarcação abastecedora, etc. - Deverá ser definido prazo para a implementação deste tipo de abastecimento. 	<p>Os detalhes quanto ao novo sistema foi apresentado no Anexo B da APP – Rev 03, encaminhada ao IBAMA em 21.11.2012.</p> <p>O projeto básico foi concluído e os equipamentos encontram-se em fase de aquisição. Será necessário realizar modificações nas embarcações contratadas, com envolvimento da sua respectiva empresa Classificadora. Por ser uma ação inovadora, será realizada uma fase piloto. O prazo para implantação desta nova filosofia de abastecimento é Abril/2015.</p>

Medida proposta	Prazo de execução	Comentários CGPEG	Comentários PETROBRAS
Redução ao mínimo possível da frequência de abastecimento de diesel das plataformas auto-elevatórias, durante a realização das atividades de intervenção em poços e perfuração.	Durante a fase de perfuração.	- Sem comentários.	Sem comentários
Redução do número de possíveis fontes de ignição nas plataformas através da substituição dos geradores termelétricos por geradores eólicos.	Indefinido.	- A empresa deve definir um cronograma para estas substituições.	Foi esclarecida na resposta parcial ao PT 315/2012 a não substituição dos TEG, pelos motivos apresentados em item anterior desta tabela.

II.10 – CONCLUSÃO

Solicitação/Questionamento: Em consonância com as solicitações apresentadas neste parecer técnico e no PT nº 315/12, este item deverá ser revisto e reapresentado.

(Item II.10, PT 421/12, pág. 38/40)

Resposta/Comentário:

O item *Conclusão* foi revisado e é reapresentado no **Anexo II.10** desta resposta.

II.14 – EQUIPE TÉCNICA

A Equipe Técnica responsável pela elaboração deste documento é apresentada no **Anexo II.14**, sendo que no **Anexo II.8** constam os técnicos responsáveis pela revisão do capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos.