



INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS
COORDENAÇÃO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS

SCEN Trecho 2 - Ed. Sede do IBAMA - Bloco B - Sub-Solo, - Brasília - CEP 70818-900

Parecer Técnico nº 22/2017-COPROD/CGMAC/DILIC

Número do Processo: 02022.005302/98-47

Interessado: PETROBRAS/UNIDADE DE NEGÓCIOS DE EXP/PROD. SERGIPE E ALAGOAS

Brasília, 15 de maio de 2017

I. INTRODUÇÃO

O presente processo trata da regularização do licenciamento ambiental por Termo de Ajustamento de Conduta das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural nos campos de Camorim, Caioba, Dourado e Guaricema, bem como do campo de Salgo e do seu sistema de produção e escoamento pela plataforma de Robalo, da empresa Petrobras, na bacia de Sergipe/Alagoas, conduzida inicialmente através de Termo de Compromisso (TC) assinado em 25.3.1999, e renovado em 25.5.2001, com duração de 26 meses. Após esse período, o TC foi atualizado com os ajustes necessários e renovado como Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), assinado em 30.4.2008, com duração de 48 meses (30.4.2012), com prazo prorrogado automaticamente nos termos da Cláusula Oitava.

Este parecer técnico analisa o cumprimento das obrigações da compromissária estabelecidas na cláusula Terceira e o conteúdo das complementações, esclarecimentos, auditorias, relatórios, projetos, programas e planos previstos na legislação ou solicitados pelo IBAMA e apresentados pela Petrobras ao longo do processo, visando subsidiar a tomada de decisão da direção do IBAMA quanto a emissão das Licenças de Operação ou identificar a necessidade de informações adicionais a serem solicitadas a empresa visando este objetivo. É feita também a avaliação das medidas administrativas e técnicas previstas para o IBAMA, visando a identificação e solução de eventuais lacunas e também realizar seu registro processual.

Um aspecto característico desta regularização é que parte da infraestrutura por ela compreendida foi objeto de processo de licenciamento de ampliação da produção atual por recuperação secundária de óleo e gás pela injeção de água produzida nos reservatórios depletados, relativo aos campos de Camorim, Dourado e Guaricema ("Projeto de Ampliação - SEAL"), nos quais também foi avaliada a perfuração exploratória de novos poços. Este licenciamento é objeto do processo administrativo IBAMA nº 02022.002524/2006, conduzido nos termos da Resolução CONAMA nº 237/97, com solicitações técnicas que trataram de forma integrada as avaliações e necessidades ambientais da nova perspectiva de produção e perfuração com aquelas que já vinham sendo tratadas no âmbito da regularização.

Considerando os ganhos ambientais e processuais, as conduções administrativa e técnica foram sempre que possível realizadas de maneira integrada, iniciadas logo após a emissão do PT nº 172/10 para o Processo nº 02022.005302/1998 e da emissão do TR para o processo nº 02022.002524/2006, conforme estabelecido e acordado entre IBAMA e Petrobras.

Diversos documentos no Processo IBAMA nº 02022.005302/1998-47 registram esta análise integrada, onde as decisões sempre se pautaram pela premissa da complementariedade entre a regularização da atividade instalada e do projeto de recuperação secundária; considerando que não se formalizou a relação dos estudos ambientais elaborados no âmbito do processo 02022.002524/2006 a este processo, neste momento esta é feita por meio das análises e considerações constantes no presente parecer técnico.

Da mesma forma, conforme documentado nos pareceres técnicos, o presente processo vem incorporando as conclusões e determinações dos processos administrativos referentes a cada um dos projetos, programas ou planos ambientais desenvolvidos pela Petrobras na bacia de Sergipe/Alagoas:

- nº 02022.000908/2010 – Projeto de Controle da Poluição – PCP;
- nº 02022.000489/2010 – Projeto de Caracterização Regional da Bacia SEAL - PCR;
- nº 02022.001838/2010 – Programa de Comunicação Social Regional – PCSR;
- nº 02022.002216/2007 – Programa de Educação Ambiental - PEAC;
- nº 02028.000108/2012 – Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores Regional – PEATR;
- nº 02022.000649/2009 – Plano de Emergência para Vazamento de Óleo – PEVO (integrante dos PEI de cada campo);
- nº 02028.000132/2012 – Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro PMPDP e;
- nº 02028.000329/2011 – Subprograma Regional de Monitoramento de Encalhes na Área de Abrangência da bacia SEAL – PRMEA).

Com isto e em função das premissas metodológicas adotadas na Análise de Impactos Ambientais e na Análise Quantitativa de Riscos Ambientais, o presente parecer técnico resgata conclusões e alinha as medidas mitigatórias, compensatórias e de monitoramento ambiental com aquelas previstas nas condicionantes da Licença Prévia nº 475/13, que declarou a viabilidade ambiental do citado projeto de ampliação da produção utilizando a infraestrutura em regularização. Contudo, observe-se que **de forma alguma estão sendo solicitados da empresa medidas ambientais para ações futuras de um projeto ainda não implementado: estão sendo criteriosamente vinculados a esta licença de regularização apenas aquelas relativas às plataformas instaladas e que operaram ou operam no âmbito do TAC.** Toda a construção de projetos e medidas foram feitos a partir das Análises de Impacto Ambiental e da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais, em consonância com a documentação apresentada pela empresa e pelas informações compartilhadas em dezenas de reuniões realizadas ao longo do processo.

Assim, a análise técnica do IBAMA foi feita inicialmente para os Relatórios Simplificados de Desempenho Ambiental (RSDA) e para o RAA – Relatório de Avaliação Ambiental, apresentados pela empresa no âmbito do presente processo, por meio dos Pareceres Técnicos ELPN/IBAMA nº 18/1999; ELPN/IBAMA nº 48/1999; ELPN/IBAMA nº 149/2000; ELPN/IBAMA nº 76/2003; ELPN/IBAMA nº 041/2004; CGPEG/DILIC/IBAMA nº 024/2009 e CGPEG/DILIC/IBAMA nº 172/2010. Como exposto, a análise técnica prosseguiu com a emissão dos Pareceres Técnicos com análises do EIA elaborado para o projeto de revitalização da produção, cujas conclusões são ora absorvidas no que tange às plataformas e estruturas vinculadas aos compromissos do TAC:

- a) PAR nº 312/2011, que apresentou a análise preliminar do EIA, do RIMA e do documento complementar com a revisão da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais, visando a adequação, consolidação e rerepresentação do EIA e RIMA em conformidade com o Termo de Referência (TR) antes da realização Audiência Pública;
- b) PAR nº 537/2011, que analisou a Rev. 01 do EIA;
- c) PAR nº 315/2012, que analisou a Rev. 02 do EIA com exceção dos aspectos relacionados aos impactos da atividade, medidas mitigadoras e compensatórias, projetos de controle e

monitoramento e sobre os dutos, que foram analisados em documento complementar, o PT nº 421/2012 e;

d) o PAR nº 534/2013, com a análise conclusiva dos questionamentos levantados pelos pareceres anteriores e da viabilidade ambiental do empreendimento, com conclusões que subsidiaram a emissão da citada licença prévia.

Embora as informações ambientais contidas no citado EIA sejam aplicáveis ao campo de Caioba, por situar-se em área contígua com características ambientais semelhantes, houve necessidade de apresentação no âmbito deste processo de Análise Quantitativa de Riscos Ambientais específica para as suas instalações de produção e escoamento. Por outro lado, as informações ambientais do EIA não podem ser aplicadas a área da plataforma de Robalo/campo de Salgo, por não terem pretendido abranger esta região, nem as informações do RAA podem ser consideradas suficientes. Segundo a empresa, a produção nesse campo está paralisada em decorrência do declínio da exploração por sua não economicidade, já tendo sido apresentado à ANP o **Programa de Desativação de Instalações do Campo de Salgo**, conforme relata esta Agência em seu Ofício nº 660/SSM/2014 de 12.12.2014.

As necessidades identificadas nas vistorias técnicas realizadas pelo IBAMA e nas auditorias ambientais nos termos da Resolução CONAMA nº 306/2002 até aquele momento foram objeto do PAR nº 536/2011, cuja resposta da Petrobras foi analisada pelo PAR nº 534/2013, juntamente aos demais documentos que o subsidiaram. As conclusões estão sendo incorporadas à tomada de decisão quanto à emissão das licenças de operação relativas à regularização das plataformas em atividade. Observa-se que a execução daquelas medidas estão sendo implementadas pela empresa, conforme exposto nas reuniões de acompanhamento abaixo relatadas.

Ao longo de toda condução do processo de licenciamento, bem como na regularização em pauta, foram feitos esforços na busca por melhorias para o projeto como um todo, particularmente na adoção de alternativas tecnológicas. Os resultados obtidos através da análise de risco indicaram que o cenário vigente com plataformas e demais instalações já existentes e operantes apresentavam riscos intoleráveis. Neste sentido, buscou-se alcançar melhorias no projeto para redução dos riscos existentes e futuros após sua implantação. Assim, foram exigidas reformas nas plataformas existentes, implantação de salvaguardas e alterações no projeto para minimizar os riscos.

Tendo em vista que grande parte da malha dutoviária atualmente em operação será aproveitada no projeto de Ampliação e que os dutos são antigos (década de 70 e 80) e até aquele momento com deficiências na realização das inspeções e manutenções corretivas e preventivas, foram intensamente analisadas e debatidas questões relativas à integridade dos mesmos e sua capacidade operacional atual e após o início de injeção de água nos reservatórios e de produção de óleo por recuperação secundária – caso aquele projeto seja levado a termo pela empresa.

Outro ponto objeto de intensa discussão no projeto de Ampliação - SEAL, em função das preocupações desta coordenação e dos centros especializados do ICMBio com a interferência das atividades do empreendimento sobre as comunidades biológicas que tem áreas e sítios reprodutivos nas águas e praias do litoral de Sergipe, foram as restrições temporárias a algumas das atividades propostas no período de desova de tartarugas marinhas. Uma vez que o projeto está localizado em áreas rasas, próximas à costa, em área extremamente sensível, buscou-se equalizar um entendimento entre a proteção das espécies, viabilidade econômica do projeto e geração de conhecimento.

E, por fim, foi dada particular atenção aos impactos sociais da atividade. Como a exploração e produção de hidrocarbonetos na bacia do SEAL são antigas, essa questão vem sendo trabalhada no âmbito do Programa de Educação Ambiental com as Comunidades Costeiras (PEAC), cujos projetos atendem aos licenciamentos realizados ou em regularização na região. Assim, além da garantia da finalização dos projetos compensatórios em curso, foram também avaliadas ações específicas para estabelecer a definição de medidas para mitigação dos impactos socioambientais quando da desativação da atividade e para fomentar o debate sobre as recentes descobertas de petróleo em águas profundas e as expectativas de desenvolvimento da região.

Oportunamente, trata-se também das Licenças de Operação nº 048/99 para a Plataforma Fixa de Produção – PGA-7 (campo de Guaricema, Processo IBAMA N° 02001.001500/1997-71); LO nº 058/1999 e

nº 070/1999 à operação da Plataforma Fixa de Produção – PGA-8, no campo de Guaricema, Processo IBAMA Nº 02001.000260/1998. Considerando que estas licenças estão vencidas, em prorrogação automática nos termos da Resolução CONAMA nº 237/97, as análises referentes a estas plataformas se inseriram no âmbito de todas as avaliações conduzidas junto com a análise do EIA entregue junto ao processo 02002.002524/2006. Desta forma, as medidas de controle, mitigação, compensação e monitoramento se aplicam a estas plataformas do campo de Guaricema, da mesma forma que se aplicam às demais objeto do TAC. Aqui é feita a avaliação do cumprimento das condicionantes estabelecidas nas licenças iniciais, com proposição da continuidade das atividades e das ações previstas para estas plataformas estejam inseridas dentro da licença de operação das demais.

Quanto à operação do sistema de gás *lift*, aplicado no Poço Salgo 03, localizado no campo marítimo de Salgo, Processo IBAMA Nº 02001.001499/1997, considera-se que não cabe renovação, uma vez que a empresa já apresentou junto à ANP um Programa de Desativação de Instalações do campo. Após a avaliação do cumprimento das condicionantes estabelecidas na licença inicial, é proposta a sua inserção na licença de operação para que seja cumprida a fase final prevista nos estudos que subsidiaram as licenças, que é a fase de desativação.

Em síntese, o objetivo principal deste Parecer Técnico é verificar as informações apresentadas no âmbito dos processos supracitados, confirmando o atendimento das cláusulas do TAC, de modo a fornecer subsídios técnicos ao IBAMA para a regularização do licenciamento ambiental das atividades mencionadas na bacia de Sergipe/Alagoas.

Diante destes fatos, para definição do escopo desta Licença de Operação, recomendamos a inclusão de condicionante de licença para o empreendimento, com a seguinte redação:

Esta Licença de Operação autoriza a operação da atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Caioba, Dourado e Guaricema, bacia Sergipe/Alagoas, conforme descrito no RAA e nas informações atualizadas apresentadas no Estudo de Impacto Ambiental e suas complementações. Para o campo de Salgo/plataforma de Robalo e respectivo sistema de produção e escoamento esta Licença de Operação contempla exclusivamente as atividades de desativação de acordo com projeto a ser apresentado e aprovado pelo IBAMA.

II. HISTÓRICO DO PROCESSO

As informações sobre os documentos incluídos no processo 02022.005302/1998-47 foram compiladas no documento anexo a este Parecer Técnico, denominado **INFORMAÇÃO nº 02022.000017/2017-91 CPROD/IBAMA, de 3.4.2017**. As informações foram organizadas em ordem cronológica visando facilitar a compreensão, o que nem sempre acontece no registro processual. Observa-se que muitas vezes houve protocolo ou envio de documentos ora para a CGPEG/DILIC no RJ, ora para a UALAE/CGPEG/DILIC em SE, ou muitas vezes para as duas simultaneamente, em originais ou cópias. Esta dificuldade na tramitação de documentos é o motivo da discrepância temporal na disposição processual dos documentos, que no entanto, registram de forma correta os momentos do licenciamento de regularização.

Após a emissão desta INFORMAÇÃO foram protocolados os seguintes documentos :

Em 3.2.2017, Carta UO-SEAL 0080/2017 apresentando informações atualizadas sobre o PMPDP, e sobre o Valor de Referência do empreendimento, em resposta ao Ofício 02022.000849/2016-26.

Em 7.3.2017 protocolaram a Carta UO-SEAL 0145/2017 apresentando o Relatório Mensal do PRMEA SEAL – Dezembro de 2016.

Em 17.3.2017 a Petrobras protocolou o documento UO-SEAL 0139/2017, encaminhando o Programa de Monitoramento da Distribuição e Abundância da Bioincrustação em Ambientes Naturais e Artificiais no litoral Sergipano.

A PETROBRAS, em 25.4.2017 com a Carta UO-SEAL 0293/2017, respondeu ao Ofício 02022.000567/2017 referente ao valor de referência dos investimentos e custos totais das atividades desenvolvidas no UO-SEAL.

Em 19.5.2017 o ICMBIO apresentou o documento Ofício SEI nº 120/2017-DIBIO/ICMBio, de 11.5.2017, encaminhando a Autorização nº 03/2017-GABIN de 10.4.2017, para o Licenciamento Ambiental da produção Marítima e Escoamento de Petróleo e Gás Natural das Unidades das Bacias de Sergipe/Alagoas - TAC SEAL.

III. ANÁLISE

A análise que segue abordará todos os itens que foram elencados no Termo de Referência ELPN/IBAMA nº 010/99, de modo que fiquem claros os itens que já foram atendidos e em qual Parecer Técnico esta avaliação foi feita.

Para os itens que apresentem pendências, será exposta a condução ao longo do processo e quais serão os encaminhamentos para sua solução. Conforme exposto no item "I- INTRODUÇÃO", foram incorporados a esta análise, os documentos técnicos gerados no processo administrativo 02022.002524/2006 – Ampliação SEAL.

III. 1 – Identificação da Atividade e do Empreendedor

A) Denominação Oficial da Atividade

Item atendido, conforme PAR 076/03.

B) Identificação do Empreendedor

Item atendido, conforme PAR 024/09.

C) Identificação da Unidade de Produção

Conforme a Cláusula Primeira do TAC, são objeto de regularização:

a) 24 unidades de produção localizadas no litoral do estado de Sergipe, com respectivos sistemas de escoamento. No seu anexo I são relacionadas as unidades por campo produtor, identificando o ano de instalação. Abaixo esta informação é sistematizada com uma caracterização da situação atual de operação e controle de cada plataforma, visando a tomada de decisão quanto as diferentes medidas a serem estabelecidas no ato de regularização. Observa-se que a empresa vem procedendo à paralisação das atividades em plataformas específicas nos últimos anos, expondo que se trataria de paralisação temporária até a definição da implementação de projeto de recuperação secundária de óleo e gás. Neste sentido a empresa expõe que foram tomadas as providências técnicas em concordância com as normas da companhia e da ANP para garantir a segurança do procedimento; de acordo com a empresa, esta desativação temporária estaria se dando em dois estágios; estágio 1, com fechamento das válvulas e drenagem das linhas, e estágio 2, com isolamento físico dos sistemas e sua preservação (ou remoção das próprias linhas e equipamentos). A informação aqui adotada sobre a operação das plataformas foi feita na apresentação realizada em 2.8.2016, anexada junto à Ata de Reunião nº 02022.000084/2016-24. Sintetiza-se abaixo a descrição das unidades de produção:

CAMPO DE CAMORIM

PLATAFORMAS	Ano de Instalação	Situação operacional	Vistoria IBAMA	Auditoria Conama nº 306 PAR de análise
PCM-01	1974	Operação	Of 282/2011 – 4.2011 RVT 011/2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014

PCM-02	1974	Operação	Of 716/2010 11.2010 RVT 063/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-03	1975	Operação	Of 716/2010 - 11.2010 RVT 062/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-04	1975	Paralisação temporária¹	Of 282/2011 - 4.2011 RVT 021/2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-05	1977	Paralisação temporária¹	Of 716/2010 - 11.2010 RVT 064/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-06	1984	Paralisação temporária¹	Of 716/2010 11.2010 RVT 076/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-07	1985	Paralisação temporária¹	Of 282/2011 - 4.2011 RVT 010/2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-08	1985	Paralisação temporária¹	Of 282/2011 – 4.2011 RVT 024/2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-09	1987	Operação	Of 716/2010 – 11.2010 RVT 077/2010 Of 635/2012	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-10	1989	Paralisação temporária¹	Of 282/2011 – 4.2011 RVT 025/2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCM-11	1990	Desativada¹	Plataforma sem convés desde 1997, conforme o EIA	Plataforma sem convés desde 1997, conforme o EIA

¹ – Conforme apresentação realizada pela empresa em 2.8.2016, anexada á Ata de Reunião nº 02022.000084/2016-24.

CAMPO DE CAIOBA

	Ano de Instalação	Situação operacional	Vistoria IBAMA	Auditoria Conama nº 306 PAR de análise
PCB-01	1971	Operação	Of 716/2010 - 11.2010 RVT 078/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCB-02	1974	Operação	Par 000155/215 - 11/2015	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCB-03	1978	Paralisação temporária¹	Of 282/2011 - 4.2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PCB-04	1983	Operação	Of 282/2011 - 4.2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014

¹ – Conforme apresentação realizada pela empresa em 2.8.2016, anexada á Ata de Reunião nº 02022.000084/2016-24.

CAMPO DE DOURADO

PLATAFORMAS	Ano de Instalação	Situação operacional	Vistoria IBAMA	Auditoria Conama nº 306 PAR de análise
PDO-01	1974	Paralisação temporária¹	Of 716/2010 - 11.2010 RVT 081/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PDO-02	1992	Paralisação temporária¹	Não vistoriada por motivos técnicos	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PDO-03	1994	Paralisação temporária¹	Não vistoriada por motivos técnicos	Não realizado em 2013 pois estava sem atracadouro

¹ – Conforme apresentação realizada pela empresa em 2.8.2016, anexada á Ata de Reunião nº 02022.000084/2016-24.

CAMPO DE GUARICEMA

PLATAFORMAS	Ano de Instalação	Situação operacional	Vistoria IBAMA	Auditoria Conama nº 306 PAR de análise
PGA-01	1969	Operação	Of 716/2010 11.2010 RVT 080/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PGA-02	1971	Operação	Of 0829/2010 12.2010 Of 282/2011 4.2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PGA-03	1971	Operação	Of 716/2010 11.2010 RVT 082/2010	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PGA-04	1974	Paralisação temporária²	Não vistoriada por motivos técnicos	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PGA-05	1974	Paralisação temporária²	Não vistoriada por motivos técnicos	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014
PGA-06²	1977	Desativada	Plataforma desativada em 1997, conforme o EIA	A Plataforma não faz parte do TAC, apesar de constar no TC inicial, pois foi desativada em 1997
PGA-07³	1999	Paralisação temporária¹	Of 282/2011 4.2011	UO-SEAL 0812/2013
PGA-08³	1999	Operação	Par 000154/2015 11/2015	UO-SEAL 0812/2013

¹ – Conforme apresentação realizada pela empresa em 2.8.2016, anexada á Ata de Reunião nº 02022.000084/2016-24.

² - A Plataforma não faz parte do TAC, apesar de constar no TC inicial, pois foi desativada em 1997.

³ – Plataformas que não fazem parte do TAC por terem sido licenciadas em processos específicos, conforme abaixo descrito.

CAMPO DE SALGO/ROBALO

PLATAFORMAS			
--------------------	--	--	--

	Ano de Instalação	Situação operacional	Vistoria IBAMA	Auditoria Conama nº 306 PAR de análise
PRB-01	1978	Em fase de descomissionamento	Of 282/2011 4.2011	UO-SEAL 0812/2013 PAR 017/2014

Obs.: a plataforma de Robalo passou a fazer a produção do campo de Salgo após esgotadas as reservas do campo de Robalo. Encontra-se em fase de avaliação do Plano de Descomissionamento pela ANP. A análise realizada no presente parecer se refere ao poço produtor SG-03, ao poço injetor de água SG-02, aos dois oleodutos que ligam o poço produtor à plataforma de Robalo e desta à Estação Produtora de Robalo (EPRB), bem como aos dutos que conduzem a água para injeção (proveniente do poço 9CASG-01-SES) e o gás para elevação pelo método *gas lift*.

A malha de dutos que escoam o óleo e gás produzidos foi atualizada, com a avaliação de sua integridade operacional, por meio do documento UO-SEAL 0854/2016, de 21.12.2016. Desta forma, adota-se esta malha como regularizada pelo presente licenciamento. Observa-se que os dutos que estão fora de operação dependem de anuência do IBAMA para retorno às atividades, mediante apresentação do descritivo das operações, da situação estrutural do duto mediante relatório de sua integridade interna e externa.

b) Os poços já perfurados, em operação ou que virão a operar, conforme disposto no anexo II do TAC, e apresentados pela Petrobras por meio da Correspondência UN-SEAL 0498/2008, protocolada em 29.5.2008 e dispostos às folhas 555 a 564 do processo 02022.005302/1998. Em complementação, o EIA apresentado inicialmente para o processo de ampliação da produção e suas complementações acolheu a informação dos poços em operação, cuja localização foi apresentada em mapa georreferenciado, que se encontra como Anexo II.2.4.G-3 do EIA.

Em reunião realizada em 2.8.2016, a Petrobras reafirma que neste momento não dará continuidade ao projeto aprovado pela LP nº 475/13, no âmbito do Processo 02022.002524/2006, que prevê a recuperação secundária de óleo e gás por injeção de água nos reservatórios utilizando a infraestrutura existente objeto desta regularização. Contudo, solicita a anuência para realização de intervenções em poços no campo de Camorim, captação de água de reservatórios subterrâneo marítimo, injeção e produção no campo de Dourado e instalação de 1,5 km de duto ligando poço 1-SES-113D a plataforma que não foi informada, o que deverá ser tratado como alteração nas especificações da atividade e ser objeto de parecer técnico específico posterior.

Entre as plataformas em regularização apenas não foram vistoriadas as plataformas PDO-02, PDO-03, PGA-04, PGA-05 por impossibilidade logística de acesso, conforme exposto nos pareceres técnicos anteriores. No momento suas atividades estão paralisadas e, em caso de solicitação de retorno à atividade, deverão ser previamente vistoriadas. Desta forma a Cláusula Terceira, item "c", do TAC foi atendida para todas as plataformas cuja logística permitiu, devendo constar em condicionante de licença a obrigatoriedade de vistoria técnica antes de retorno à operação para as plataformas hibernadas.

III.2 – Caracterização da Atividade

III.2.1 – Apresentação

Item atendido conforme PAR 024/09.

III.2.2 – Histórico

Item atendido conforme PAR 076/03.

III.2.3 – Justificativas

Item atendido conforme PAR 076/03.

III.3 – Descrição das Atividades

O PAR nº 172/2010 manteve questionamentos específicos sobre alguns aspectos da atividade que não estavam devidamente esclarecidos do RAA:

- 1) a integridade e monitoramento dos dutos em operação, incluindo as informações sobre aqueles que chegam à praia de Atalaia;
- 2) o monitoramento do descarte de água produzida, incluindo a do emissário PAP -1 e da estação de Bonsucesso;
- 3) situação das Licenças de Operação emitidas pelo órgão estadual ADEMA da Estação de Bonsucesso, da Estação de Transferência de Robalo, da Estação Polo Atalaia (Tecarmo) e do aterro do Alto de Jericó;
- 4) situação do sistema de tratamento de esgoto das plataformas.

As solicitações no EIA e demais complementações e reuniões técnicas no âmbito do processo administrativo nº 02022.002524/2006 e anexados ao presente processo 02022.005302/1998, representaram oportunidades de avaliações destas lacunas. Os pareceres técnicos emitidos, conforme disposto no item “1. Introdução” do presente parecer, documentam a evolução da construção do conhecimento sobre estes tópicos, desde a reiteração de alguns destes questionamentos no PAR nº 312/11 até a solução técnica exposta no parecer conclusivo PAR nº 534/2013, que subsidiou a emissão da Licença Prévia da atividade. As medidas corretivas e de monitoramento foram preliminarmente estabelecidas por meio das condicionantes da LP nº 475/2013, a serem atendidas antes da emissão da LO para recuperação secundária dos campos. Neste momento as conclusões são resgatadas – uma vez que se referem a desdobramentos das análises iniciais do PAR nº 172/10 - e acolhidas sempre que pertinente à aplicação das operações em curso para comporem a Licença de Operação relativa à regularização da produção atual.

1) Sobre a integridade e monitoramento dos dutos em operação

Considerando que grande parte da malha dutoviária em operação teve seu aproveitamento previsto no projeto de Ampliação da produção e que os dutos existentes são antigos (década de 70 e 80) e que apresentavam deficiências na realização das inspeções e manutenções corretivas e preventivas, foram intensamente analisadas e debatidas questões relativas à integridade dos mesmos e sua capacidade operacional após o início de operação de injeção de água nos reservatórios e de produção de óleo por recuperação secundária.

A partir das informações apresentadas nos pareceres de análise do RAA e das demandas de atualizações e complementações de informações ao EIA contidas nos PAR nº 312/11 e nº 537/11, foi possível levantar um panorama abrangente da situação da malha de dutos instaladas, conforme exposto na análise do PAR nº 421/12. Em decorrência dos novos questionamentos desse parecer, foram realizadas reuniões técnicas com a empresa e apresentada nova complementação. Conclusivamente o PAR nº 534/2013 trata das análises relativas à integridade e monitoramento dos dutos em operação nos itens “II.2.4.G - Sistema Submarino e a caracterização e monitoramento da malha dutoviária na praia de Atalaia”, “II.2.4.J - Informações sobre a Malha de Dutos já Existentes na Praia de Atalaia” e “II.7.1.5 – Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia – Aracaju”.

Quando do licenciamento do projeto de recuperação secundária de óleo por injeção de água, foi previsto que 43 (quarenta e três) dutos seriam mantidos em operação (22 oleodutos e 21 gasodutos), com extensão total de 157,2 km, sendo 82,9 km de oleodutos e 74,3 km de gasodutos. No citado parecer, inicialmente foi destacada preocupação específica quanto a integridade do oleoduto PE-16-PGA-03/EPA, cujas avaliações externas já indicavam problemas como a presença de vãos-livres e pontos com falhas no revestimento e que se encontrava então sem possibilidade técnica de passagem de PIG instrumentado para avaliação interna, funcionando, com isto, com pressão operacional limitada.

Ao realizar a análise integrada da malha de dutos instalada, foram apontadas as limitações dos métodos utilizados para atestar a integridade dos dutos então disponíveis e do programa de monitoramento da taxa de corrosão interna não contemplar naquele momento a inspeção de toda a malha; entendeu-se que a análise integrada então realizada era compatível com os dados disponíveis naquele momento, mas havia necessidade de implementação de medidas visando superar as limitações. Ficou exposta a possibilidade da situação da malha dutoviária ser melhor diagnosticada tão logo fossem implementadas as medidas propostas pela empresa como a instalação do sistema de monitoramento *online* de corrosão com sondas corrosimétricas e execução das inspeções internas com *PIG* instrumentado e por ondas guiadas.

Além disto, na época foram identificadas pendências na solução de inconformidades constatadas nas inspeções externas e necessidade de calibração de sensores das válvulas de fechamento rápido. Foram feitas considerações quanto ao plano de inspeções apresentado pela empresa e foi estabelecida a necessidade de adoção de um “Programa de Inspeção e Manutenção de Dutos”, conforme orientações estabelecidas.

Ao apresentar a resposta ao PAR 534/13, a empresa protocolou juntamente o documento intitulado “Programa de Inspeção e Manutenção de Dutos”, com anexos contendo cronograma de passagem de *PIG*, cronograma de inspeções internas, relatório de ondas guiadas, recomendações das inspeções, e o programa de monitoramento da corrosão de dutos. Encaminhou também arquivos em *shape file* com informações exclusivas das plataformas.

De fato, a partir de toda a documentação gerada e das diversas reuniões técnicas realizadas na avaliação do projeto, a empresa teria passado a buscar uma nova atitude frente as pendências para realização de inspeções, assim como no cronograma de saneamento das inconformidades e na busca de solução operacional e tecnológica para realização das inspeções. Na época havia previsão da passagem de *PIGs* instrumentados em todos os dutos até abril de 2016 e a conclusão que o método de ondas guiadas proposto não apresentara resultados satisfatórios. Embora não tenha sido elaborado um parecer sobre aquele programa proposto, o IBAMA acompanhou a implementação das medidas por meio de reuniões periódicas – os últimos resultados estão documentados no “Relatório Trimestral do programa de Inspeção e Manutenção de Dutos – Ata de Reunião nº 04/2015”, encaminhado pela correspondência UO-SEAL 1230/2015 em 26.10.2015 (este documento foi encaminhado novamente pela empresa pela por meio da correspondência UO-SEAL 0206/2016, protocolada em 30.3.2016) e no “Relatório Trimestral do programa de Inspeção e Manutenção de Dutos – Base Dezembro de 2015”, protocolado em 30.3.2016.

Adicionalmente, a empresa assinalou no processo de Ampliação que está reavaliando seu portfólio de projetos. Com isto, embora a empresa possua Licença Prévia, não deu continuidade ao processo de licenciamento das fases seguintes para obter a Licença de Instalação e de Operação para Perfuração e, sem a implementação do projeto de recuperação secundária, optou por modificar a estratégia de produção atual, retirando de operação, ao menos momentaneamente, algumas plataformas e dutos.

Esta situação tornou algumas informações desatualizadas, como a indicação da operação do gasoduto GN- 3 – PCM-09/PCM-10, que se encontrava em operação e no momento seguinte não mais; ou nesse mesmo arquivo é representada a operação do Oleoduto PE-22-PCB-01/EPA, mas não havia informação sobre a situação do Gasoduto GN-06-ECA/PCB-01.

Com isto, identificou-se a necessidade de uma atualização sistemática das informações, a ser feita juntamente à reapresentação do “Programa de Inspeção e Manutenção de Dutos”. O PAR 534/13 previu a implementação do programa visando acompanhar as seguintes medidas:

- a) Inspeções internas e externas:** executar as inspeções internas previstas no documento intitulado “*Informações Complementares ao Documento – Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 421/12*”, que define os dutos que serão inspecionados com *PIG* instrumentado e por ondas guiadas; executar as inspeções externas e internas nos dutos rígidos submarinos conforme os procedimentos e prazos estabelecidos nas normas técnicas da Petrobras, emitindo as Notas de Recomendação Técnica de inspeção (N-ZRs) em tempo hábil, a fim de não postergar a execução das medidas corretivas requeridas;

b) Reparos e Manutenção dos dutos e equipamentos: realizar o reparo de todas as inconformidades detectados na malha de dutos durante inspeções externas pretéritas, priorizando o reparo das inconformidades que ofereçam maior risco a ruptura de dutos, como a presença de vãos-livres; realizar calibração e manutenção dos sensores de pressão responsáveis pela transmissão dos sinais que levam ao acionamento das válvulas SDV e

c) Monitoramento do Potencial de Corrosividade: monitorar o potencial de corrosividade dos fluídos e dos resíduos sólidos carreados nos dutos que serão mantidos em operação, deflagrando ações corretivas e/ou mitigatórias, caso necessário, seguindo as diretrizes estabelecidas nas normas técnicas da Petrobras; instalar o sistema de monitoramento *online* de corrosão composto de sondas corrosimétricas nos dutos, conforme documento elaborado em Resposta ao PAR nº 421/12.

Como exposto, o acompanhamento da implementação do Programa vem sendo feito pelo IBAMA. Contudo, se num primeiro momento houve um relatório mais detalhado para as medidas corretivas a serem implementadas, após os relatórios iniciais deixou de haver uma documentação adequada das pendências levantadas, bem como houve apresentação de informações divergentes fornecidas em diferentes momentos. Por exemplo, no anexo I – Cronograma de passagens de PIG do documento protocolado junto a resposta ao PT 534/13, havia previsão de passagem de PIG nos dutos PCB-02 / PCB-01 ou PCM-2 / PCM – 03 até o início de 2016; já na tabela 3 dos dois últimos relatórios de acompanhamento do primeiro semestre de 2016, há informação que estes dutos não seriam pigáveis. Observe-se que esta informação contrasta ainda com aquela, repassada pela empresa durante apresentação realizada em agosto de 2015, onde se apontava que haveria contratação de PIG curto para estes dutos ou a contratação de PIG ultrasônico para o duto PCM-1/ECA – na tabela 3 dos relatórios também avaliado como não pigável.

Compare-se ainda o conteúdo daquela apresentação com a do relatório intitulado “Acompanhamento do programa de Inspeção e Manutenção de Dutos – revisão 00 – Junho de 2015”, protocolado em 26.10.2015 por meio da correspondência UO-SEAL 1230/2015. O relatório escrito omite as superações tecnológicas na passagem de PIG instrumentado e acaba causando incerteza quanto a real intenção da empresa em implementar estas ações, cujo esforço foi reconhecido pela equipe do IBAMA em reunião. As falhas no registro documental solicitado também ocorre na apresentação dos *shapefiles* solicitados no PT 534/13, já que estes não trouxeram as informações solicitadas.

Assim, foi solicitada por meio da emissão do OF 02022.002083/2016-14 CPROD/IBAMA, de 12.8.2016, a necessidade de uma atualização sistemática das informações documentais, a ser feita juntamente à reapresentação do “Programa de Inspeção e Manutenção de Dutos”, a seguir transcrita:

“Inicialmente deve ser feita uma nova apresentação das metodologias a serem usadas rotineiramente nas suas inspeções internas, discriminando as novas tecnologias de passagem de PIG que estão sendo adotadas; nas inspeções externas, expondo as diferentes situações de inspeção e a sua representatividade em relação à extensão total do duto; e no monitoramento do potencial de corrosividade, expondo o método utilizado no monitoramento da corrosão interna dos dutos (cupons de perda de massa, sondas corrosimétricas, entre outros). Solicita-se que se descreva as periodicidades estabelecidas para cada inspeção proposta em função das características específicas do duto e do local onde está instalado, conforme norma Petrobras.

Solicita-se ainda a avaliação individual da integridade e da capacidade operacional de cada duto. Esta ação já fora realizada pela empresa quando da resposta ao PT 421/12, contudo naquele momento, em sua análise, o IBAMA expôs no PT 534/13:

“Apesar das limitações dos métodos utilizados para atestar a integridade dos dutos e do atual programa de monitoramento da taxa de corrosão interna não contemplar toda a malha, entende-se que foi feita uma análise integrada compatível com os dados ora disponíveis. Entende-se que a situação da malha será melhor diagnosticada tão logo sejam implementadas as medidas propostas pela empresa como a instalação do sistema de monitoramento online de corrosão com sondas corrosimétricas e execução das inspeções internas com PIG instrumentado e por ondas guiadas”.

Observe-se que além das incertezas metodológicas então existentes, alguns dutos à época não tiveram sua integridade assegurada, como é o caso dos dutos GN-6-PCB-01/ECA e PE-8-PCB-03/PCB-

02. Na metodologia, deverá ser descrito como está sendo determinada a Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA), descrevendo os ensaios que estão fundamentando esta pressão, ou se a mesma está sendo limitada por algum tipo de equipamento.

Com isto, este item deve conter relatório assinado por engenheiro responsável atestando a integridade e operacionalidade de cada um dos dutos do sistema para as condições de operação a que estão submetidos ou que possam vir a ser submetidos nas condições atuais dos campos. Ao descrever cada duto devem ser apresentadas as datas e resultados das últimas inspeções internas por PIG instrumentado, das externas emersas e submersas, e de monitoramento da corrosão e sistematizadas as informações sobre as recomendações para aquele duto e a situação de seu cumprimento. Relacionar as Notas de Recomendações Técnicas (Notas ZR'S) ao relatório de inspeção de origem, informando o número deste relatório e o tipo de inspeção. Deverão ser relatadas todas as Notas ZR'S geradas a partir das últimas inspeções e aquelas eventualmente pendentes, informando se as medidas requeridas já foram implementadas. Para as medidas que não foram atendidas deverá ser informada a data limite para seu atendimento, bem como o prazo previsto para a intervenção.

Para os dutos que permanecem não pigáveis, deve ser feita consideração sobre o impedimento da passagem do instrumento, salientando que o PT 534/13 orientava que a passagem deveria ser realizada para todos os dutos com diâmetro superior a 4 polegadas. Deve ser confirmada a conclusão da calibração e manutenção dos transmissores de pressão responsáveis pelos sinais que levam ao acionamento das válvulas SDV, cuja conclusão estava prevista para dezembro de 2015. Deve ser exposto o cronograma de futuras inspeções.

No documento deverão ser esclarecidas as causas apuradas para o vazamento no oleoduto que liga a PCM-6 com a PCM-5. Observa-se que no "Anexo IV - Status da execução de recomendações de inspeção (2008-2013) da malha de dutos submarinos dos campos de Águas Rasas" do "Programa de Inspeção e Manutenção de Dutos" (anexo II da resposta ao PT nº 534), este duto não fora relacionado, não havendo, portanto, nenhuma recomendação específica de ação para este duto. Solicita-se confirmar se aquela informação estava correta, esclarecendo se não havia qualquer recomendação para o duto ou se na época da apresentação da informação ela já havia sido sanada. É importante que a causa do incidente seja discriminada, expondo porque as metodologias de inspeção utilizadas não foram suficientes para detectar eventuais problemas, bem como seja avaliada a necessidade de intervenção em outros dutos que possam apresentar situação semelhante.

Solicita-se também, para facilitar o entendimento, o envio de arquivos digitais no formato shapefile (.shp) contendo a representação espacial da malha de dutos (gasodutos, oleodutos e aquedutos) e cabos elétricos já instalada, 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, situação operacional atual e futura (ativo ou desativado), vazão/velocidade atual (líquido e/ou gás), pressões atuais (Pressão de Operação Atual e Pressão Máxima de Operação Admissível – PMOA). Além disto, deverão ser agregadas as informações relacionadas ao cronograma de inspeções, identificando as últimas realizadas e as previstas. Os arquivos deverão ser entregues de acordo com as diretrizes estabelecidas pela CGPEG para a entrega de dados georreferenciados, disponível no sítio <https://www.ibama.gov.br/licenciamento>.

As informações também deverão contemplar os dutos fora de operação ou desativados temporariamente. Para estes casos, deverão ser relatados os procedimentos adotados para sua desativação e – caso haja previsão da volta de sua operação – todas as demais informações prestadas para os dutos em operação."

A resposta a estes questionamentos se deram em 21.12.2016, com a Carta UO-SEAL 0854/2016, que protocolou documento denominado de "Resposta ao Ofício 02022.002083/2016-14 CPROD/IBAMA", contemplando ainda a revisão do Programa de Inspeção e Manutenção de Dutos, e o relatório de inspeção de dutos referentes ao período 2013-2016.

Para os questionamentos sobre o vazamento do duto PE-16 – PCM-06/PCM-05, ocorrido em 21.10.2016 e a detecção da corrosão a empresa relatou que a inspeção realizada em 2005 não identificou os defeitos

críticos na região onde ocorreu o vazamento, uma vez que as ferramentas de inspeção interna de dutos não são capazes de varrer a totalidade do duto, limitado a uma capacidade de 90% dos defeitos presentes, sendo que 20% dos defeitos detectados, podem apresentar dimensões diferentes do real. A empresa argumenta que ocorreu falha no planejamento da inspeção interna posterior a 2005, por problemas de adaptação do duto para as ferramentas disponíveis no mercado. Argumentam que hoje a UO-SEAL dispõem de contrato com ferramentas especiais adequadas às características construtivas da maior parte dos oleodutos e que realizaria um teste no início de 2017 com outra tecnologia (sem especificar) para o emprego nos gasodutos e demais oleodutos.

Contrariando a solicitação realizada, nenhuma discussão ou avaliação foi então apresentada sobre uma possível necessidade de intervenção em outros dutos que pudessem apresentar situação semelhante. Solicita-se novamente apresentação desta avaliação com a devida fundamentação técnica, expondo com clareza como pretende tratar os casos em que os defeitos nos dutos podem apresentar dimensões diferentes do real.

Na resposta foi apresentada a seguinte tabela com os prazos de inspeção em função das técnicas aplicadas a dutos.

SITUAÇÃO	TIPO DE INSPEÇÃO	PRAZO
Dutos em operação	Inspeção externa emersa	3 anos
Dutos em operação	Inspeção externa submersa	5 anos
Dutos em operação	Inspeção interna	5 anos
Dutos em operação	Monitoração da corrosão.	- Emissão de relatório: 1 ano - Análise de fluidos e resíduos e troca de cupons: conforme potencial de corrosividade.
Dutos fora de operação	Medição do Potencial eletroquímico da proteção catódica	10 anos

Durante reunião de apresentação deste Programa, realizada no dia 21.12.2016, onde a Petrobras relatou à equipe do IBAMA um resumo do material que estaria sendo protocolado no mesmo dia (Carta UO-SEAL 0854/2016), ao serem questionados sobre uma possível redução do prazo de inspeção, uma vez que a Norma Petrobras N-1487 **recomenda** os prazos e não os define, a empresa argumentou que não cogitaram nem estudaram esta alteração, e que estavam apenas aplicando a Norma. Tal fato demonstra, em nosso entendimento, ausência de pro-atividade da empresa na busca da melhoria de sua gestão ambiental, tão esperada para a região - considerando o agravamento desta situação frente o longo período de operação destes dutos e os recentes acidentes com vazamento de óleo. Desde a finalização do processo de licenciamento para a produção secundária de óleo e gás, a empresa vem expondo que teria encontrado soluções técnicas para superar as dificuldades de passagem de PIGs, mas sem de fato efetivá-las. No momento, volta a expor que teria um contrato para realizar as inspeções internas, mas sem especificar a tecnologia ou em como superaria problemas existentes. Observe-se que esta afirmação já fora feita em 2013 e quatro anos depois o problema não foi superado.

Ao avaliarmos o documento protocolado, observamos que a própria empresa argumenta que “estes prazos podem ser alterados desde que justificados tecnicamente.” Esperamos que esta flexibilização seja considerada pela empresa não apenas para assegurar maior espaçamento entre as inspeções, mas

também para reduzir o seu intervalo em situações em que seja necessário ampliar a segurança operacional das instalações, naquelas com histórico que os conduza a esta necessidade, como é o caso das instalações de SEAL.

Tal fato ganha mais destaque com a resposta da empresa ao questionamento sobre as causas dos vazamentos ocorridos recentemente. Para o vazamento de 21.10.2016, no duto PE-16 – PCM-06/PCM-05, a comissão de investigação da empresa apontou que houve corrosão interna sob depósito em função de deficiência na limpeza interna e **deficiência na detecção da corrosão** uma vez que a inspeção ocorreu só em 2005. Relatou ainda que a última inspeção indicou que o ponto onde ocorreu o vazamento, não era considerando crítico (47,6% de perda de espessura), pelos resultados da inspeção por PIG instrumentado.

Sendo assim, solicitamos revisão dos prazos previstos pela empresa para a realização de todas as inspeções, apresentando justificativa técnica para o cronograma adotado, seja ele modificando ou não as propostas e informações anteriores.

Quanto da solicitação de *“avaliação individual da integridade e da capacidade operacional de cada duto”*, semelhante a realizada pela empresa quando da resposta ao PT 421/12, a empresa não apresentou de maneira clara estas informações. É imprescindível a apresentação destes resultados para manutenção da atividade. A malha de dutos vem sofrendo vazamentos recorrentes e, se a empresa não tem condições de garantir sua segurança face as técnicas de inspeção existentes, considera-se isto um motivo bastante justificável para se suspender a operação destes dutos específicos até que uma medida adequada e confiável seja aplicada ou mesmo que seja viabilizada sua substituição.

Algumas destas informações estão presentes em itens específicos em alguns relatórios de inspeção de dutos, apresentando redação não padronizada, e em alguns casos, não sendo claro na garantia da integridade e operacionalidade dos mesmos, e para alguns dutos, a informação sequer é apresentada.

Considerando que a emissão da LO é um marco para regularização do licenciamento ambiental das atividades da empresa na bacia; que este tema passará a ser observado oficialmente pela ANP com a entrada em vigor do SGSS **RESOLUÇÃO ANP Nº 41, DE 9.10.2015**, dando continuidade e maior profundidade ao acompanhamento já realizado por esta agência conforme relatado no Ofício nº 650/SSM/2016; e objetivando a compilação e unificação das informações e a devida responsabilização técnica junto ao processo administrativo, solicitamos a elaboração e encaminhamento pela empresa de um **relatório técnico específico para cada duto**, devidamente assinado por engenheiro responsável, atestando a sua integridade e operacionalidade do sistema para as condições de operação a que estão submetidos ou que possam vir a ser submetidos nas condições atuais dos campos. Este relatório técnico deve necessariamente esclarecer por que dutos considerados aptos a operar nas análises de 2013 acabaram sofrendo vazamentos e, com isto, esclarecer como a metodologia utilizada na análise atual é mais precisa que a anterior ou se mantém o mesmo tipo de imprecisão. Neste último caso, deve formular medidas de caráter conservativo, atuando em pontos de incerteza com a mesma ação necessária para evitar vazamentos em pontos com efetiva corrosão e, não sendo isto viável, considerar a hipótese do duto ser retirado de operação preventivamente.

Estes relatórios específicos devem apresentar:

- compilação das principais informações, com as datas e resultados (dos últimos 15 anos) das inspeções internas por PIG instrumentado, das externas emersas e submersas, de monitoramento da corrosão, e sistematizar as informações sobre as recomendações e a situação de seu cumprimento, atualizada em março de 2017.
- relacionar as Notas de Recomendações Técnicas (Notas ZR'S) ao relatório de inspeção de origem, informando o número deste relatório e o tipo de inspeção, relatando todas as Notas ZR'S geradas a partir das últimas inspeções e aquelas eventualmente pendentes, informando se as medidas requeridas já foram implementadas.
- Para as medidas que não foram atendidas deverá ser informada a data limite para seu atendimento, bem como o prazo previsto para a intervenção.
- Para os dutos que geraram ou estavam relacionados a acidente ambientais, deverá ser incluído item específico neste relatório, citando data e hora, causas dos eventos, medidas e ações adotadas,

se teve paralisação ou não da operação e descrição desta, área atingida pelo vazamento, e se o local do vazamento havia sido detectado nas inspeções anteriores.

- Para os dutos que permanecem não pigáveis, deve ser feita consideração sobre o impedimento da passagem do instrumento. Deve ser confirmada, com a data de sua adequação, a conclusão da calibração e manutenção dos transmissores de pressão responsáveis pelos sinais que levam ao acionamento das válvulas SDV.
- Deve ser exposto os valores estabelecidos e calculados para a Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA), e o cronograma de futuras inspeções, considerando a solicitação de revisão de prazo acima estabelecida.

Novamente ressaltamos que estes devem ser relatórios específicos para cada duto, de modo a centralizar as informações em um único documento sobre determinada estrutura.

Ainda no material protocolado em resposta ao OF 02022.002083/2016-14 CPROD/IBAMA, não foi descrito como está sendo determinada a Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA), nem como são realizados os ensaios que estão fundamentando esta pressão, ou se existe limitação por algum tipo de equipamento. Informação sobre a PMOA foi brevemente apresentada em reunião do dia 21.12.2016, quando os técnicos da empresa apresentaram em apenas um slide as seguintes informações:

“A Pressão Máxima Operacional Admissível (PMOA) é determinada após a realização das inspeções e da avaliação de resistência mecânica do duto e seus acessórios¹, baseado em Normas Petrobras e Internacionais como, por exemplo, N-2786 e DNV-RP-F101. Com base na PMOA, a equipe responsável pela operação do duto determina os parâmetros operacionais adequados à situação do equipamento e ao processo. Nota: [1] - A avaliação da integridade estrutural pode ser realizada com auxílio de ferramentas computacionais, como por exemplo o PLANPIG4.”

Solicitamos descrição sobre a determinação da Pressão Máxima de Operação Admissível (PMOA) e o porquê a utilização deste conceito seria aceitável. Recordar-se que o duto EPA/PGA-03 vazou petróleo apesar de a empresa ter indicado que operava com pressão inferior para evitar vazamentos. Se as avaliações da empresa estão sendo feitas com baixa confiabilidade, mais uma vez, é importante que a empresa seja conservativa e proponha uma efetiva intervenção que solucione os problemas de forma confiável ou faça a paralisação das operações nesses dutos.

Com a interrupção da produção de Dourado e Guaricema em decorrência do vazamento no duto PE-16-PGA-3/EPA, segundo informação repassada pela Petrobras em reunião do dia 21.12.2016, ressaltamos que todos os dutos destes campos, que apresentam sua operação interrompida por este vazamento, **só poderão voltar a operar após análise e aprovação** do relatório específico para cada duto pelo IBAMA, contemplando o atendimento de todos os pontos de reparo e melhorias elencados na última inspeção, e no relatório do incidente, e que esta conclusão da inspeção esteja dentro da validade proposta pela empresa, devidamente assinado por engenheiro habilitado atestando sua segurança estrutural e operacional.

Tanto os dutos relacionados ao sistema de Dourado e Guaricema, como todos os outros abordados neste licenciamento, só poderão operar em condições que garantam a segurança operacional e estrutural dos seus sistemas submarinos. A manutenção desta garantia é de total responsabilidade da Petrobras, devendo gerenciar o sistema de dutos com fundamentação técnica, utilizando no mínimo as informações das inspeções dos dutos, observando todas as recomendações traçadas e principalmente as validades das conclusões dos respectivos laudos (usualmente apontados como a data sugerida para a realização das próximas inspeções, como por exemplo “o objeto técnico desta inspeção poderá operar normalmente até a data da próxima inspeção periódica definida neste relatório” - Relatório nº 140000225169 GN-3-PCB-01 / PCB-02).

Os relatórios específicos para cada duto deverão ser encaminhados ao IBAMA em até **60 dias da emissão desta Licença**. Recomendamos ainda que a Petrobras através do seu gerenciamento da rede de dutos e na garantia da segurança operacional e estrutural de suas atividades não retorne a operação dos dutos, tanto para o escoamento de óleo quanto de gás, que se envolverem em casos de acidente ambiental, sem a devida autorização do órgão responsável.

Considerando a publicação da **RESOLUÇÃO ANP Nº 41, DE 9.10.2015** em 13.10.2015, que estabeleceu requisitos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para implantação e operação de Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos Novos ou Existentes, com a aprovação de Regulamento Técnico (SGSS), e que a empresa detentora de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ou titular de Autorização deverão adequar seus Dutos e Sistemas Submarinos Existentes às normas estabelecidas neste Regulamento Técnico até o dia 13.10.2017, ressaltamos que após esta data, todas as abordagens sobre segurança operacional serão de responsabilidade da ANP, não fazendo mais sentido seu acompanhamento rotineiro no referido processo de licenciamento em questão. Contudo, a empresa deverá demonstrar no processo de licenciamento, incluindo a informação nos relatórios anuais de operação, que está atendendo ao estabelecido por aquela agência reguladora.

No período compreendido entre a emissão desta Licença e a data de 13.10.2017, sugerimos o estabelecimento de agenda de reuniões envolvendo IBAMA, ANP e Petrobras, como uma forma de transição entre os mecanismos de controle, visando o intercâmbio de informações e a manutenção do controle sobre a segurança operacional desta malha de dutos.

Diante destas observações acima descritas e das solicitações realizadas, recomendamos a inclusão deste tema como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

*A empresa deverá encaminhar ao IBAMA em até **60 dias da emissão desta Licença** os relatórios específicos para cada duto sob sua responsabilidade.*

A empresa só poderá operar os dutos que apresentarem laudo técnico válido atestando sua integridade e operacionalidade do sistema para as condições de operação a que estão submetidos ou que possam vir a ser submetido, e deve garantir o cumprimento do cronograma de atendimento das recomendações apontadas nos relatórios de inspeções.

Os dutos envolvidos em acidente ambiental não poderão retornar sua operação, sem a devida autorização do órgão responsável.

2) Sobre o monitoramento do descarte de água produzida

No PAR nº 534/2013, a caracterização da água produzida é abordada no item *II.2.4.O – Caracterização Química e físico-química da água produzida; a avaliação de seus impactos* no item *II.6 – Identificação e avaliação dos impactos ambientais* e a caracterização da bacia, no item *II.7.1.1 – Projeto de Caracterização Regional da Bacia Sergipe Alagoas (PCR-SEAL)* bem como o monitoramento de seu descarte no item *II.7.1.2 – Subprograma de Monitoramento Ambiental Específico de Produção (PMAEPRO)*.

Os questionamentos do PT nº 534/2013 relativos ao item *II.2.4.O – Caracterização Química e físico-química da água produzida* foram respondidos pela empresa no documento “Resposta ao PT nº 534/13” e analisados pelo IBAMA no PT nº 542/2016:

“Para os questionamentos realizados no Parecer nº 534/2013, a empresa apresentou alguns argumentos, dentre eles que:

“o lançamento de efluentes efetuado por meio do emissário submarino PAP-1 atende aos padrões e condições de lançamento previstos na Resolução CONAMA nº 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”, e que “a zona de mistura para o efluente em referência corresponde a 426 m no verão e a 595 m no inverno, conforme modelagem apresentada”, concluindo que “o processamento de descarte de efluente através do emissário PAP-1 atende às exigências legais, não se fazendo necessária a aludida autorização[do Órgão Estadual responsável pelo licenciamento]”.

No entanto, não foi apresentada a análise técnica ou autorização da ADEMA (Órgão Estadual responsável pelo licenciamento); apenas cópia do “Estudo de Diluição do Efluente do Emissário Submarino da UN-SEAL (SE)”. Como visto acima, a empresa afirma que o descarte atende as exigências legais, mesmo sendo esta afirmação, uma competência do órgão licenciador. Esta confirmação pelo órgão deveria ser apresentada através das ferramentas e documentos disponíveis e necessárias para a manutenção da segurança

processual do licenciamento, ainda mais neste caso, onde se faz necessária a aprovação técnica do estudo de dispersão da Zona de Mistura, e da adequada definição de zona de mistura. Assim, ao contrário do afirmado pela empresa, na ausência de autorização específica do órgão ambiental licenciador, o lançamento de efluente não atende às condições de lançamento previstos na Resolução CONAMA nº 430/2011. Nem podemos afirmar que atende aos padrões da classe do corpo receptor previstos na Resolução CONAMA 357/2005. Em virtude do exposto, destacamos os artigos nº 16 e nº 20 da Resolução CONAMA nº 430/2011:

“Art. 16. Os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados diretamente no corpo receptor desde que obedeçam as condições e padrões previstos neste artigo, resguardadas outras exigências cabíveis.

Art. 20. O lançamento de efluentes efetuado por meio de emissários submarinos deve atender, após tratamento, aos padrões e condições de lançamento previstas nesta Resolução, 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”.

Ou seja, a na ausência temporária da autorização do órgão ambiental competente, a empresa deve atender aos parâmetros estabelecidos no art. 16, assim como, após a zona de mistura o corpo hídrico receptor deve atender aos padrões de balneabilidade de acordo com a classe estabelecida na Resolução CONAMA nº 357. Desta forma, a empresa deve adequar imediatamente o tratamento do efluente do PAP-1 de modo a atender os padrões de descarte previsto na legislação ou apresentar autorização especificado órgão licenciador estadual para realizar o descarte fora do enquadramento legal.

Com relação ao compromisso de reinjeção do efluente, de acordo com a proposta da empresa (Ata nº 84/2016) um projeto que sirva de alternativa ao descarte da água de produção será apresentado até agosto de 2017. Embora este prazo não seja ideal, concorda-se com o mesmo uma vez que um projeto de injeção de água mal formulado, caso fosse apresentado apressadamente, poderia apresentar riscos ambientais. Ressaltamos que o fim do descarte é um objetivo buscado ao longo do processo de regularização e, desta forma, estabelece-se o prazo limite até agosto de 2017 para apresentação deste projeto, com previsão de implementação que não supere o prazo de um ano após sua aprovação. O fato de se prever este prazo para entrega do projeto alternativo não deve ser entendido como uma autorização ao descarte fora dos padrões sem a devida autorização do órgão licenciador, estando a empresa sujeita às sanções administrativas por continuar a realizar o descarte em desacordo com a legislação vigente.”

Cópia do PT nº 542/16 foi encaminhada a ADEMA/SE com o OF 02022.002698/2016-41 CPROD/IBAMA em 13.10.2016 e outra cópia a DILIC encaminhou à DIPRO/IBAMA, para adoção das providências cabíveis, com o MEM. 02001.015690/2016-92 DILIC/IBAMA.

A Petrobras em 16.12.2016 encaminhou a carta UO-SEAL 0853/2016 apresentando Resposta ao PT nº 542/16, juntamente com a caracterização Histórica do Efluente Lançamento pelo Emissário Submarino PAP-01.

De forma a cessar o descarte, reduzindo a contaminação ambiental na região do emissário, objetivo perseguido pela regularização, deve ser apresentado o **projeto de alternativa ao descarte até 2.8.2017**, com solução que possa ser implementada em até um ano após sua aprovação.

Demais avaliações são realizadas no item “II.7.1.2.1 – Projeto de Monitoramento Ambiental do Emissário Submarino do Ativo de Produção Sergipe-Mar (PME)”.

3) Sobre as Licenças de Operação emitidas pelo órgão estadual ADEMA

Foi apontado no Parecer Técnico nº 172/2010 que a Unidade de Transferência de Robalo, o Polo de Resíduos de Jericó e a Estação de Bonsucesso possuíam Licenças de Operação e, portanto, foram solicitadas informações atualizadas sobre as renovações. A empresa informou que as instalações se encontravam “em processo de vistoria pela ADEMA e processo interno do Órgão Ambiental de migração para a nova identificação no sistema atual de registro de licenças”. A empresa apresentou a Licença de Operação da Estação de Produção de Atalaia – EPA emitida pela ADEMA (LO nº 184/2009), embora com

validade de dois anos. Solicita-se novamente informações sobre seu andamento, bem como das demais licenças.

4) Do sistema de tratamento de esgoto das plataformas

A questão do lançamento de efluentes, incluindo o do esgoto sanitário das plataformas foi abordado no item II.2.4.Q – *Caracterização das emissões gasosas e efluentes*; a avaliação de seus impactos no item II.6 – *Identificação e avaliação dos impactos ambientais*; o monitoramento de seu descarte nos itens II.7.1.1 – *Projeto de Caracterização Regional da Bacia Sergipe Alagoas (PCR-SEAL)* e II.7.1.2 – *Subprograma de Monitoramento Ambiental Específico de Produção (PMAEPRO)*, e o seu controle, nos item II.7.3 – *Projeto de Controle da Poluição*, dos pareceres anteriormente emitidos para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, conforme exposto no PAR nº 534/2013.

Este tema é conduzido e acompanhado por meio do processo IBAMA específico de nº 02022.000908/2010 - Projeto de Controle da Poluição (PCP) - Região 07, bacia Sergipe/Alagoas, conforme abaixo contextualizado.

III. 4 – Área de Influência da Atividade

A análise da área de influência da atividade foi concluída no âmbito do RAA levando em consideração os diversos aspectos impactantes, sendo exposto no PAR nº 172/2010:

“...após as complementações e esclarecimentos apresentados pela empresa, a CGPEG esclarece que os municípios de Indiaroba, Santa Luzia do Itanhy, Estância, Itaporanga D'Ajuda, Aracaju, São Cristóvão, Barra dos Coqueiros, Pirambu, Pacatuba, Brejo Grande, Neópolis, Santana de São Francisco e Ilha das Flores, todos no Estado de Sergipe, devem compor a área de influências dos empreendimentos da Bacia de Sergipe/Alagoas em processo de regularização do licenciamento ambiental”.

No que tange ao aspecto da pesca, esta avaliação foi questionada na resposta da empresa ao citado parecer, considerando que com o objetivo de dirimir estas dúvidas realizava o Programa de Monitoramento Participativo do Desembarque Pesqueiro (PMPDP) e que conforme seu entendimento alguns dos municípios deveriam ser excluídos da área de influência por não haver sobre eles impactos relacionados à atividade pesqueira. A empresa propôs também que somente após a obtenção de informações mais precisas sobre a distribuição espacial da pesca e a realização do cruzamento desses dados com informações mais detalhadas das embarcações e desembarque do pescado, fosse dado um posicionamento mais correto quanto à definição dos municípios que fariam parte da área de influência dos campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema e Salgo e, que os municípios que julgava não sofrer influência não fossem, por ora, incluídos.

A análise desta complementação pelo IBAMA foi realizada juntamente àquela do EIA apresentado no âmbito do processo 02022.002524/2006. Em decorrência, foi estabelecido no PAR nº 312/11:

“Desta forma, a CGPEG define que a Petrobras deve considerar como Área de Influência da Ampliação do Sistema de Produção de Petróleo e Gás Natural nos Campo de Camorim, Dourado e Guaricema e, também, no processo de Regularização do licenciamento ambiental da atividade de Produção Marítima e Escoamento de Petróleo e Gás Natural das Unidades das Bacias de Sergipe-Alagoas, os municípios de Brejo Grande, Pacatuba, Pirambu, Barra dos Coqueiros, Aracaju, São Cristóvão, Itaporanga D'Ajuda, Estância, Santa Luzia do Itanhy e Indiaroba, em função da provável interferência das atividades da empresa com a pesca artesanal nestas localidades.

Este parecer expôs ainda que *“No caso dos municípios de Neópolis, Santana do São Francisco e Ilha das Flores, a CGPEG concorda com a proposição da Petrobras de não incluí-los na Área de Influência, devendo solicitar, posteriormente, através do PEAC, uma melhor caracterização da atividade pesqueira realizada pelos pescadores artesanais destas localidades”.*

Em resposta às considerações expostas, a Petrobras, em documento de resposta ao PAR nº 312/2011, enviado através da Correspondência UO-SEAL/SMS 0323/2011, informou que acata a determinação da CGPEG de considerar como Área de Influência dos dois projetos mencionados os municípios de Brejo Grande, Pacatuba, Pirambu, Barra dos Coqueiros, Aracaju, São Cristóvão, Itaporanga D'Ajuda, Estância, Santa Luzia do Itanhy e Indiaroba, mesmo entendendo que apenas os municípios de Pirambu, Barra dos

Coqueiros, Aracaju e Santa Luzia do Itanhy apresentariam possibilidade de ocorrência de interferência da pesca artesanal nestas localidades com as atividades. Observe-se que as medidas compensatórias e mitigadoras relacionadas aos impactos da atividade pesqueira relacionadas à atividade em regularização já fora amplamente debatida com a empresa – juntamente ao processo participativo em curso pelo PEAC – e estabelecidas Parecer Técnico nº 355/10, conforme exposto no item *II.7.5 - Programa de Educação Ambiental*.

A GGPEG informou através do Parecer Técnico nº 537/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA que concorda com a área de influência considerada e que aprovou o Projeto de Especialização da Pesca, submetido pela empresa, com o objetivo de conhecer com maior precisão as reais interferências causadas na pesca artesanal pelas atividades de exploração e produção de óleo e gás. Aquele parecer estabeleceu, visando avaliações futuras relativas ao projeto de ampliação da atividade, que também deveria ser realizado nos municípios de Conde e Jandaíra, mesmo que estes não tenham sido considerados na Área de Influência. Foi ressaltado nos dois últimos pareceres técnicos citados que “a inclusão na Área de Influência não implica, necessariamente, na adoção de medidas compensatórias para todos os municípios definidos acima, sobretudo, por ainda pairarem incertezas sobre os reais impactos das atividades da empresa sobre a pesca artesanal realizada por alguns deles”.

As medidas mitigadoras, compensatórias e de monitoramento relacionadas à regularização da atividade foram estabelecidas levando em consideração todos os aspectos impactantes e suas respectivas distribuições espaciais, conforme os resultados da Avaliação de Impactos Ambientais e da Avaliação Quantitativa de Impactos Ambientais. Nesse sentido, as atividades nos campos em regularização estabeleceram as medidas embrionárias de projetos ambientais que em vários casos culminaram nos projetos, programas e planos de alcance regionais nos quais atualmente se inserem e que são tratados no item *II. 7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias e Projetos/Planos de Controle e Monitoramento*, abaixo.

II.5 – Diagnóstico Ambiental

II.5.1 – Meio Físico

II.5.1.1 – Meteorologia

Para o efeito de análise do RAA, o item foi considerado atendido no PAR 024/09. Contudo, as informações foram aprimoradas nos estudos posteriores relativos ao processo 02022.2524/2006, sendo consideradas satisfatórias no PAR nº 315/2012. Dado o caráter regional das informações, estas subsidiam a tomada de decisão para todos os campos petrolíferos objeto de regularização.

II.5.1.2 – Geologia e Geomorfologia

Os PAR nº 24/2009 e nº 172/2010 documentam apenas a análise referente ao mapa faciológico e às questões relativas à dinâmica da praia de Atalaia, expondo que a análise completa das informações prestadas no RAA seria feita posteriormente. Os estudos posteriores apresentados junto ao processo 02022.002524/2006 – incluindo o EIA e suas complementações - foram aprofundados tanto quanto ao escopo, quanto às metodologias empregadas, permitindo uma análise abrangente da *Geologia e Geomorfologia* (item *II.5.1.4 e II.5.1.4.1*), com detalhamento específico das *Características Estratigráficas (II.5.1.4.2, Características Fisiográficas (II.5.1.4.3), Características Faciológicas (II.5.1.4.4), Características Geotécnicas (II.5.1.4.5) e Análise das Geopressões (II.5.1.4.6)* - a numeração dos itens citadas entre parênteses refere-se àquela do EIA e respectivos Pareceres Técnicos. Para tomada de decisão são tomadas estas informações, conforme avaliação feita nos PAR nº 312/2011, nº 537/2011, nº 315/2012, nº 421/2012 e nº 534/13. Observe-se que embora as análises tenham sido focadas nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, são plenamente suficientes para a regularização do licenciamento do campo de Caioba, em função de sua proximidade com aqueles e da utilização do mesmo sistema de escoamento. Considerando que a produção da plataforma de Robalo não será retomada, entende-se que os aspectos referentes à geologia regional possam também ser considerados suficientes para sua regularização. Contudo, para subsidiar o projeto de desativação poderão ser necessárias informações relativas aos aspectos geotécnicos e da dinâmica costeira na praia de Pirambu.

Apesar da continuidade da análise relativa ao “Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, Aracaju/SE”, estar relatada nos citados pareceres, faz-se aqui uma retomada de seu histórico em função da continuidade de sua análise aqui presente e de forma a facilitar o acompanhamento das ações deste projeto aprovado pelo PAR nº 172/2010. Este projeto foi solicitado inicialmente com o objetivo de avaliar se os processos morfodinâmicos da praia de Atalaia poderiam vir a expor os dutos ali instalados e na sua aprovação foram solicitados alguns ajustes, dentre eles a extensão da duração do monitoramento de 12 para 24 meses e a descrição detalhada da metodologia e dos equipamentos a serem utilizados. Foi estabelecido que após a apresentação do relatório referente aos primeiros 12 meses de monitoramento, seria emitido um parecer técnico que considerasse as sugestões da empresa quanto à inclusão, continuidade, modificação e/ou encerramento de cada um dos monitoramentos específicos que compõem o escopo do projeto. A Petrobras, em resposta ao PAR nº 172/2010, informou que ampliou o cronograma de execução do referido projeto, prevendo a realização de 24 campanhas para a caracterização do perfil da praia de Atalaia, em Aracaju/SE.

A Petrobras, em atendimento à solicitação, informou que o conteúdo do relatório inicial passaria a contemplar a descrição detalhada das metodologias e equipamentos utilizados, da equipe técnica responsável e do cronograma. Para o relatório semestral, a empresa informou que consideraria descrição detalhada da metodologia de processamento de dados, avaliação crítica das metodologias utilizadas, interpretação dos dados coletados e discussão acerca dos resultados obtidos, solicitações feitas também pela CGPEG.

Para a apresentação do relatório anual também foram feitas algumas considerações, principalmente no sentido de que a empresa deveria incluir a interpretação e os dados coletados durante o 2º semestre do projeto, uma discussão acerca dos resultados consolidados ao longo do primeiro ano e apresentação de uma proposta de continuidade ou não dos estudos empreendidos. As propostas foram acatadas pela empresa. Ainda foi solicitado à empresa a inclusão da “Caracterização da Malha Dutoviária da Praia de Atalaia” no projeto em questão. A empresa informou que encaminharia a Revisão 01 do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, “assim que fosse definida a metodologia a ser aplicada para a caracterização da parte referente à Zona de Arrebentação na região de enterramento dos dutos que chegam à praia.”

Até a emissão do Parecer Técnico nº 312/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 22.7.2011, a Petrobras não havia encaminhado o projeto ao IBAMA nem qualquer relatório de sua execução. Nesse parecer, a empresa foi solicitada a apresentar estudo que indicasse o valor da cota de segurança de enterramento dos dutos – necessidade exclusiva do projeto que recebeu a LP 475/13, já que a presente regularização naturalmente não prevê instalação de novos dutos. Foi pontuado ainda que para fase de Licença de Instalação seria importante a inclusão dos dados resultantes do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica de Praias, incluindo os dados das cotas de enterramento dos dutos existentes na área submersa resultantes do quesito “Caracterização da Malha Dutoviária da Praia de Atalaia”. O Relatório Inicial deste projeto foi encaminhado pela Petrobras por meio da correspondência UO-SEAL/SMS 0359/2011, em 6.9.2011.

No Parecer Técnico nº 537/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 16.12.2011, o IBAMA destacou que o mapa do levantamento geofísico do campo de Camorim apresentou extensões consideráveis das diretrizes dos dutos, notadamente próximas a costa, sem a informação da cota de enterramento ou se tratava de área de exposição dos dutos. O IBAMA informou na ocasião que esperava que a implantação do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, iniciado em 19.7.2011, com os serviços topográficos para determinação das cotas de enterramento dos dutos nessa região, disponibilizasse essas informações para a fase seguinte do licenciamento. Sobre o Relatório Inicial do Projeto foi pontuado que este seria analisado em Parecer Técnico específico juntamente ao Relatório Consolidado dos Perfis de Praia medidos na praia de Atalaia em 2004 e 2005.

Com base nas informações analisadas e na ausência de dados que assegurassem uma avaliação robusta dos processos costeiros que influenciam a morfodinâmica costeira da praia de Atalaia, o IBAMA advertiu que a empresa deveria “*apresentar anteriormente a emissão da LI dados do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica da Praia de Atalaia, coletados de 2011 a 2013, que corroborem o entendimento de que o trecho onde haverá o enterramento na Praia de Atalaia encontra-se em Equilíbrio Dinâmico, sem reflexos do evento erosivo em desenvolvimento pouco a Norte. Na impossibilidade desta comprovação ou*

do acréscimo de dados mais robustos, o IBAMA determina que seja apresentada uma cota de enterramento mais conservativa, capaz de garantir maior segurança a longo prazo face aos possíveis eventos erosivos na região”.

A Petrobras informou ao IBAMA (correspondência UO-SEAL/SMS 0267/2012, de 12.6.2012) que a entrega do 1º Relatório prevista para maio de 2012 seria postergada para o final de junho, devido a problemas ocorridos no processamento dos dados coletados. Informou ainda que os dados de corrente na zona de arrebentação não foram coletados no período de 16.3.2012 a 7.6.2012, em virtude da perda do equipamento responsável por essa mediação, mas que este equipamento já foi repostado e encontrava-se operacional. O Relatório foi encaminhado ao IBAMA através da correspondência UO-SEAL/SMS 0311/2012, de 29.6.2012, recebida na UALAE/IBAMA em 2.7.2012.

O Parecer Técnico nº 238/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 16.8.2012, analisou o “Relatório Consolidado dos Perfis de Praia medidos na Praia de Atalaia, Aracaju/SE, 2004 e 2005”, e o “Relatório Parcial de Monitoramento de Morfodinâmica de Praia em Atalaia – Aracaju (SE)”. O IBAMA pontuou que “a disponibilização e interpretação dos dados relativos ao período de setembro/2011 a fevereiro/2012 trouxe novas informações sobre o comportamento morfodinâmico da Praia de Atalaia, ratificando a necessidade de continuidade do projeto” e que este projeto “*deve ser capaz de responder claramente, além dos questionamentos expressos nos pareceres emitidos, se o perfil desta praia apresenta tendência de déficit ou acúmulo de sedimento*” e que “*a empresa deverá prorrogar os estudos por mais um ano para que se cubra a sazonalidade interanual*”, em função dos períodos em que ocorreram perda de dados. Independentemente das ressalvas e questionamentos apontados nesse Parecer Técnico, os relatórios apresentados foram considerados satisfatórios.

Em 2013 a Petrobras protocolou no IBAMA as respostas aos Pareceres Técnicos nº 238/2012 e nº 421/2012 e os 2º e 3º Relatórios Semestrais das campanhas de monitoramento, além do relatório da evolução da linha de costa por imagem de satélites de 2003 a 2008. A análise destes documentos, subsidiada pelo acompanhamento da equipe técnica do IBAMA em campo, foi apresentada no PAR nº 534/2013, item II.7.1.5 – PROJETO DE MONITORAMENTO DA MORFODINÂMICA COSTEIRA DA PRAIA DE ATALAIA –ARACAJU. Nesse tópico foi solicitada a apresentação de um relatório conclusivo abrangendo:

- i. análise das imagens de satélite do período de 2009 a 2011, consolidada com a análise das imagens preliminarmente apresentadas (2003/2008). Deverá ser esclarecido conclusivamente quanto a viabilidade de aquisição de imagens pretéritas a 2003 compatíveis às utilizadas para o período de 2003 a 2011;
- ii. todos os perfis levantados durante as campanhas com a devida interpretação;
- iii. correlação entre os perfis de 2004/2005 e os perfis 2011/2013 caso seja possível a correção da base de referência;
- iv. correlação dos resultados obtidos pelas imagens de satélite integrada aos resultados dos perfis levantados;
- v. conclusão clara sobre a situação atual do estado de equilíbrio da praia de Atalaia e incertezas existentes, avaliando ainda a pertinência da extensão do período do monitoramento da praia face a necessidade de segurança quanto às futuras intervenções previstas em decorrência do projeto de Ampliação dos campos de águas rasas e de desenvolvimento das recentes descobertas em águas profundas. Com isto, foi dispensada a apresentação do 3º Relatório Semestral, que estava previsto para setembro/2013.

Em resposta a estes questionamentos, a empresa encaminhou o relatório final do Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia com os resultados obtidos a partir das medições mensais de 03 perfis topográficos e batimétricos da Praia de Atalaia durante os períodos de: dezembro/2004 a novembro/2005; setembro/2011 a julho/2012 e novembro/2012 a dezembro/2013. Apresenta também uma análise da variação da linha de costa com imagens de satélites dos períodos 2003 a 2011 e 2013 a 2014.

Neste documento, segundo a empresa, os resultados da análise dos perfis apontaram para a praia de Atalaia um “*padrão indicativo de equilíbrio dinâmico naquele trecho de praia, sugerido na literatura,*

alternando pequenos avanços e recuos da linha de praia durante o período analisado". Ainda que se considerem satisfatórias as informações apresentadas sobre os aspectos relacionados à geologia superficial da área costeira da Praia de Atalaia, relativos à comparação dos perfis e composição sedimentológica dos mesmos, observamos que alguns questionamentos, solicitados no PAR 534/2013, para a tomada de decisão quanto às definições do futuro Projeto Executivo de Instalação dos Dutos, não foram plenamente respondidos.

O PAR 534/2013 ressaltou que os dados apresentados à época pelo projeto de monitoramento da morfodinâmica da praia de Atalaia, ainda não conferiam segurança para a fundamentação da cota de enterramento pretendida pela empresa para instalação dos novos dutos, destacando-se a importância de resultados conclusivos que subsidiassem a definição dessas cotas para a obtenção da Licença de Instalação. Entretanto, os resultados expostos neste relatório final acrescentaram poucas informações às anteriormente apresentadas.

Apesar das informações solicitadas terem como principal objetivo a definição das cotas de enterramento de futuros dutos, o que deverá ser tratado no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL e, portanto, foge ao escopo da presente regularização, entende-se que a manutenção do projeto é necessária para embasar os projetos de monitoramento e de futura desativação dos dutos já existentes.

II.5.1.3 – Oceanografia

Para o efeito de análise do RAA, o item foi considerado atendido conforme o PAR 024/09. Contudo, as informações foram aprimoradas nos estudos posteriores relativos ao processo 02022.2524/2006, sendo consideradas satisfatórias no PAR nº 421/2012, embora mantendo questionamentos quanto a aquisição de novos dados. A resposta da Petrobras a esse parecer foi tratada no PAR nº 534/2013 que estabeleceu que a empresa deverá realizar campanhas de coleta de dados meteorológicos e oceanográficos dentro da área de influência da atividade, conforme orientação exposta no item II.7.1.1 – Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL) daquele parecer, de modo a permitir maior conhecimento da hidrodinâmica local, o que atende também a necessidade de informações para todos os campos petrolíferos objeto de regularização. Os encaminhamentos referentes a esta solicitação são tratados no item *II.7.1.12 - Projeto de Levantamento de Dados Meteorológicos e Oceanográficos* - do presente parecer técnico.

II.5.1.4 – Qualidade da Água e Sedimento

No item referente à qualidade da água e dos sedimentos, a Petrobras fez referência ao Projeto de Caracterização Regional para a bacia de Sergipe/Alagoas – PCR-SEAL, bem como ao Projeto de Monitoramento Ambiental Específico de Produção – PMAEpro, que contemplam a caracterização e o monitoramento da qualidade da água e dos sedimentos.

Em função das solicitações feitas no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 364/2008, a Petrobras apresentou uma revisão do PCR-SEAL e o Programa de Monitoramento Ambiental Específico da Atividade de Produção (PMAEpro). Estas propostas de projetos foram analisadas no PAR nº 005/10, de 8.1.2010, que apresentou questionamentos e solicitou algumas adequações para que os projetos pudessem ser aprovados.

A Petrobras, por meio da correspondência UN-SEAL/ATP-SM 0009/2010 de 8.2.2010, apresentou resposta ao PAR nº 005/10, com complementações ao PCR-SEAL e ao PMAEpro. As informações apresentadas foram analisadas no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 142/2010, de 14.6.2010, que concluiu que algumas questões ainda ficaram pendentes para a aprovação dos Projetos.

Posteriormente, a Petrobras apresentou, em reunião realizada em 14.1.2011 e no documento encaminhado junto à correspondência E&P CORP/SMS/MA 0015/2011 de 14.2.2011, uma proposta de prorrogação dos prazos de execução e entrega dos resultados dos PCRs, e a revisão de alguns parâmetros e metodologias de análise.

Em 12.7.2011, foi realizada na Unidade Avançada de Licenciamento Ambiental Especializado (UALAE), em Aracaju/SE, reunião para tratar do PCR e do PMAEpro da bacia de Sergipe/Alagoas.

Observa-se que a caracterização da *"Qualidade da Água e Sedimento"* foi objeto do EIA e RIMA apresentados junto ao Processo 02022.02524/2006, com maior detalhe que o conteúdo original do RAA.

Esse abrangeu a bacia sedimentar de forma regional, englobando todos os campos da bacia objeto do processo de regularização. A análise do referido item foi tratada nos PAR nº 312/2011, 315/2012 e 534/2013, sendo considerada satisfatória as informações apresentadas.

II.5.2 – Meio Biótico

Para o efeito de análise do RAA, o item foi considerado atendido conforme no PAR nº 024/09. Contudo, as informações foram aprimoradas nos estudos posteriores relativos ao processo 02022.2524/2006, tanto em seu escopo como nas metodologias utilizadas, sendo consideradas satisfatórias em sua maior parte, conforme relatado no PAR nº 534/2013, restando alguns esclarecimentos adicionais. Dado o caráter regional das informações, estas atendem também as necessidades para todos os campos petrolíferos objeto de regularização. Deste último parecer restaram solicitações de complementações ou esclarecimentos apenas quanto ao mapeamento de UC's, item "A) Unidades de Conservação". Estes mapas foram apresentados no documento "Resposta ao PT nº 534/13" e são considerados satisfatórios.

No Mapa de Sensibilidade Ambiental, as distribuições de frequência de toque estão apresentadas com valores diferentes daqueles aprovados na modelagem; neste momento é considerado satisfatório, mas deverão ser atendidas eventuais solicitações no processo de acompanhamento do PEI/PEVO nº 02022.000649/2009.

II.5.3 – Meio Socioeconômico

Para o efeito de análise do RAA, o item foi considerado atendido conforme PAR nº 024/2009. Contudo, as informações foram aprimoradas nos estudos posteriores relativos ao Processo 02022.2524/2006, e consideradas satisfatórias, conforme relatado no PAR nº 534/2013. Dado o caráter regional das informações, estas atendem também as necessidades para todos os campos petrolíferos objeto de regularização.

II.5.4 – Análise Integrada

Para o efeito de análise do RAA, o item foi considerado atendido conforme no PAR nº 024/2009. Contudo, as informações foram aprimoradas nos estudos posteriores relativos ao processo 02022.2524/2006, e consideradas satisfatórias, conforme relatado no PAR nº 534/2013. Dado o caráter regional das informações, estas atendem também as necessidades para todos os campos petrolíferos objeto de regularização.

II.5.5 – Síntese da Qualidade Ambiental

Para o efeito de análise do RAA, o item foi considerado atendido conforme no PAR nº 024/09. Contudo, as informações foram aprimoradas nos estudos posteriores relativos ao processo 02022.2524/2006, e consideradas satisfatórias, conforme relatado no PAR nº 534/2013. Dado o caráter regional das informações, estas atendem também as necessidades para todos os campos petrolíferos objeto de regularização.

II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais

Para o efeito de análise do RAA, o item foi considerado atendido conforme no PAR nº 172/10. Contudo, as informações foram aprimoradas nos estudos posteriores relativos ao processo 02022.2524/06, e consideradas satisfatórias, conforme relatado no PAR nº 534/2013. Dado o caráter regional das informações, estas atendem também as necessidades para os campos petrolíferos objeto de regularização.

Observe-se que o Parecer Técnico nº 534/2013 CGPEG/DILIC/IBAMA, demandou a correção da classificação de critérios para vários impactos identificados na avaliação de impacto ambiental, embora em sua maior parte digam respeito ao projeto de revitalização da atividade e não a esta regularização.

II.6.1 – Modelagem de Dispersão de Óleo e Efluentes

No Termo de Referência ELPN/IBAMA nº 010/99 as modelagens hidrodinâmica, de dispersão de óleo e de efluentes estavam inseridas no item "II. 7.7 – Plano de Emergência Individual", no entanto o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 029/08 emitido junto ao processo 02022.002524/2006 - cujo EIA e RIMA subsidiam a presente análise, conforme exposto na introdução do presente parecer – trata destes aspectos no item II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais. Desta forma, segue-se aqui a

itemização do EIA, embora assegurando o atendimento às exigências originais do TAC por meio do RAA de regularização e dos demais pareceres técnicos emitidos junto ao processo 02022.005302/1998

Neste sentido, observa-se que o PAR nº 041/2004 analisou as complementações dos Relatórios de Avaliação Ambiental (RAA) para a regularização do licenciamento ambiental da atividade de Produção Marítima e escoamento de Petróleo e Gás Natural das Unidades da bacia de Sergipe/Alagoas, em resposta às solicitações feitas no PAR nº 076/2003, e analisou também os Planos de Emergência Individuais encaminhados pela Petrobras por meio da correspondência UN-SEAL nº 170.023/04, de 3.2.2004. Em resposta ao PAR nº 041/04, a Petrobras encaminhou a revisão dos PEIs, referentes às unidades de produção dos Campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema, Salgo e Robalo, de forma a substituir os documentos anteriormente encaminhados. Esta revisão incluiu as modelagens de dispersão de óleo para cada campo.

As exigências quanto à modelagens numéricas foram sendo aperfeiçoadas no licenciamento ambiental. Na bacia de Sergipe-Alagoas, um aprimoramento da base hidrodinâmica foi buscado pela empresa em atendimento a exigências do IBAMA no âmbito do Processo nº 02022.007195/2003. Naquele momento, em função das atividades em áreas muito próximas à costa, solicitou-se que fossem medidas as vazões dos principais rios para serem incorporadas aos modelos. Após apreciação do modelo hidrodinâmico pelos PAR nº 207/2008, 419/2008, 003/2009, 081/2009 e 193/2009, ele foi aprovado neste último, com resultados aplicados aos demais processos da bacia, inclusive o de revitalização da produção em Camorim, Dourado e Guaricema.

No âmbito do Processo 02022.02524/2006, o PAR nº 312/2011 abordou aspectos relacionados às modelagens de dispersão de óleo, hidrodinâmica e do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração. A empresa foi questionada ainda sobre a apresentação de modelagem do descarte de água produzida. No documento de resposta a esse PT, a empresa atendeu às solicitações e informou que não foram realizadas modelagens para água produzida, pois não há previsão de descarte neste projeto. Ainda assim, alguns questionamentos sobre a resposta da empresa foram realizados no PAR nº 537/2011, principalmente no que dizia respeito aos resultados das modelagens de óleo para os pontos de risco que foram incluídos ao longo do processo e à modelagem de descarte de cascalho e fluidos de perfuração – não pertinentes a esta regularização.

Na resposta ao PAR nº 537/2011, a empresa informou que para os novos pontos de risco foi utilizada uma resolução diferente para manter a coerência entre os resultados da modelagem e da Análise de Riscos, o que foi destacado pelo IBAMA no PAR nº 315/2012, uma vez que não ficaram claros os motivos para a adoção dessa medida, já que a coerência não seria perdida se a modelagem para os novos pontos tivesse sido feita com a mesma resolução que a modelagem anterior. Além disso, foi pontuado que as diferenças observadas entre as probabilidades e volumes máximos de óleo na costa, apesar de estarem no mesmo ponto de risco e com maior volume, poderiam acarretar em redução do risco calculado. Como a Análise Quantitativa de Riscos Ambientais (AQRA) havia sido considerada suficiente naquele momento para tomada de decisão, as alegações da empresa foram consideradas satisfatórias, sendo que esta deveria se comprometer a apresentar revisão da modelagem hidrodinâmica para a bacia de Sergipe/Alagoas, de modo a possibilitar o aprimoramento do modelo oceanográfico e contribuir para o aperfeiçoamento futuro das ações de emergência. Os resultados da modelagem de dispersão de óleo foram considerados suficientes.

Quando o Parecer Técnico nº 421/2012 foi emitido, ainda não havia sido apresentada a resposta ao PAR 315/2012, resultando, portanto, na inclusão da informação no PAR 421/12 de que o item sobre modelagem de descarte de cascalhos e fluidos de perfuração carecia de complementações/esclarecimentos. A empresa enviou ao IBAMA documento de resposta aos dois pareceres técnicos mencionados e os questionamentos quanto à modelagem de dispersão de óleo foram respondidos, de modo a validá-la nos termos do PAR nº 534/2013.

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

A apresentação inicial dos estudos ambientais para regularização foi estabelecida pelo TR nº 01/99, onde consta que este deveria contemplar no mínimo os seguintes projetos/planos:

- 1) Comunicação Social;

- 2) Monitoramento Ambiental;
- 3) Controle da Poluição
- 4) Educação Ambiental,
- 5) Desativação e
- 6) Ação de Emergência.

Com a apresentação do RAA, em sua primeira análise pelo PAR nº 076/03, estes projetos de forma geral não atendiam às necessidades do termo de referência ou necessitavam de grandes ajustes e com isto foram expostas as orientações para sua reapresentação; neste momento receberam as denominações:

II.7.1 Projeto de Comunicação Social,

II.7.2 Projeto de Monitoramento Ambiental,

II.7.3 Projeto de Controle da Poluição,

II.7.4 Projeto de Educação Ambiental;

II.7.5 Projeto de Desativação e

II.7.6 Plano de Emergência Individual.

A atualização das diretrizes para os projetos ambientais praticadas pelo licenciamento foi se dando ao longo da evolução dos pareceres técnicos, sempre buscando a meta de projetos, programas e planos ambientais que atendessem de forma integrada aos projetos de exploração e produção desenvolvidos na bacia pela empresa.

O PAR nº 172/10 expôs a análise dos projetos, programas e planos relacionados às medidas mitigadoras, compensatórias e de controle e monitoramento no item “II. 7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias e Projetos/Planos de Controle e Monitoramento”, com numeração de subitem específico para cada medida. Em função da evolução deste licenciamento de regularização ter se dado nos últimos anos em compasso com o licenciamento do projeto de recuperação secundária (02022.002524-06), para o qual foi apresentado EIA/RIMA específico incluindo as plataformas em regularização, passa-se a referenciar aos projetos como intitulados no item II.7 – Medidas Mitigadoras e Compensatórias e projetos de Controle e Monitoramento” do PAR 534/13, expondo as justificativas na adoção de cada medida para esta fase de regularização.

II.7.1 - Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)

O PAR nº 172/10 referia-se aos projetos de monitoramento ambiental como item “II.7.2 – Projeto de Monitoramento Ambiental”. Adota-se aqui a numeração “II.7.1 - Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)”, bem como a dos seus respectivos subitens como no PAR 534/13, em função da evolução da análise de impactos proveniente do EIA/RIMA. Observa-se que com o objetivo de sanar deficiências de informações ambientais ausentes no EIA e não atendidas satisfatoriamente em resposta aos pareceres técnicos, o IBAMA estruturou alguns projetos como subitem dentro do Projeto de Monitoramento Ambiental para sistematizar o levantamento de informações necessárias. Relata-se abaixo o histórico evolutivo da consolidação destes projetos/programas e planos em discussão no âmbito da regularização até a emissão do citado parecer nos subitens específicos que tratam de cada tema.

Ressalta-se que alguns dos subprojetos mencionados no PAR 534/13 foram estabelecidos devido a atividades que não estão previstas na atividade em regularização, como a perfuração de novos poços e a instalação de de novos equipamentos submarinos. Estes projetos (Projeto de Avistagem de Biota Marinha e Embarcações de Pesca; Projeto de Monitoramento de Fluidos de Perfuração e Cascalhos; Projeto de Avaliação dos Efeitos do Descarte de Cascalhos e Fluidos em Águas Profundas da bacia de Sergipe-Alagoas; Projeto de Recuperação da Praia de Atalaia; Projeto de Avaliação da Poluição Sonora Marinha; Projeto de Monitoramento Acústico Passivo; Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do sul de Alagoas ao norte da Bahia; Projeto de Caracterização dos Locais de Instalação das Estruturas Submarinas e Comuidades Biológicas diretamente impactadas) não deverão ser incluídos como condicionante da Licença de Operação a ser emitida, porém são mencionados na análise que segue

a fim de manter a unidade das informações referentes ao monitoramento ambiental das atividades de petróleo marítima na bacia de Sergipe-Alagoas.

II.7.1.1 – Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL)

Uma abordagem regional para implementação do projeto de monitoramento ambiental da bacia foi proposta pela Petrobras no âmbito do processo de licenciamento ambiental do Sistema de Produção no Campo de Piranema, Processo IBAMA nº 02022.009279/2004, denominando-o **Projeto de Monitoramento Ambiental Regional (PMAR)**. Desde o início seu objetivo incluía contemplar todas as atividades marítimas da empresa na bacia de Sergipe/Alagoas, incluindo as unidades de produção atualmente em processo de regularização por meio de Termo de Ajustamento de Conduta (Processo IBAMA nº 02022.005302/1998). Para servir de base a elaboração deste Projeto de Monitoramento Ambiental Regional e com o objetivo de caracterizar o ambiente da bacia, foi proposto também o **Projeto de Caracterização Regional para a bacia de Sergipe/Alagoas – PCR-SEAL**.

O PAR nº 364/08 apresentou a análise da primeira versão do Projeto de Caracterização Regional para a bacia de Sergipe/Alagoas – PCR-SEAL, encaminhado pela Petrobras por meio da correspondência UN-SEAL 0832/2007, de 14.9.2007, no âmbito do processo de licenciamento ambiental do Sistema de Produção no Campo de Piranema. Em função das solicitações do PAR nº 364/08 a Petrobras apresentou a Revisão 01 do PCR-SEAL, por meio da correspondência UN-SEAL 1116/2008 de 24.11.2008 e, posteriormente, em complementação à resposta ao PAR nº 364/08, encaminhou o **Programa de Monitoramento Ambiental Específico de Produção – PMAEpro** (abordado no item II.7.1.2 do presente parecer técnico), por meio da correspondência UN-SEAL/ATP-SM 0032/2009 de 26.3.2009.

Uma vez que estes projetos contemplam outros empreendimentos da Petrobras na bacia de Sergipe/Alagoas, foi aberto um processo específico de referência para acompanhamento (**processo IBAMA nº 02022.000489/2010**).

No PAR nº 172/2010, a CGPEG destacou que o adequado monitoramento dos impactos relacionados à exploração e produção de petróleo na bacia de Sergipe/Alagoas somente seria atingido com a implementação do Projeto de Monitoramento Regional, com vistas a contemplar todas as atividades marítimas da Petrobras na bacia de Sergipe/Alagoas, incluindo as unidades de produção atualmente em processo de regularização por meio de Termo de Ajustamento de Conduta.

Em 12.7.2011, foi realizada na Unidade Avançada de Licenciamento Ambiental Especializado (UALAE), em Aracaju/SE, reunião para tratar do PCR e do PMAEpro da bacia de Sergipe/Alagoas. O PAR nº 302/2011 analisou as informações apresentadas e informou que, com as modificações descritas neste parecer e já discutidas nas reuniões, os projetos PCR-SEAL e o PMAEpro foram considerados aprovados.

No PAR nº 312/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 22.7.2011, referente à análise do EIA/RIMA para o Projeto de Ampliação SEAL, o IBAMA solicitou que o projeto PCR-SEAL fosse reapresentado, em uma versão consolidada no EIA, contemplando todas as solicitações feitas nos Pareceres Técnicos anteriores (nº 364/08, nº 005/10, nº 142/10 e nº 302/11) e as considerações abordadas em reunião realizada no dia 12.7.2011, na UALAE/CGPEG.

O Parecer Técnico nº 537/2011, também no âmbito do “Projeto de Ampliação”, analisou a versão consolidada do Projeto de Caracterização Regional da bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL) apresentada no EIA – Rev.01. A CGPEG informou que a revisão atendeu às solicitações feitas. Dentre as modificações apresentadas nessa versão, destacaram-se a expansão do cronograma do PCR-SEAL de 30 meses para 48 meses, a definição da malha amostral para coleta de água nas áreas de influência dos rios São Francisco, Sergipe, Vaza-Barris e Piauí-Real, bem como, a manutenção do parâmetro Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP) nas análises de água e sedimento. Foram feitos apenas alguns questionamentos para incorporação em uma nova versão consolidada (Rev. 02), encaminhada em volume separado do documento de resposta ao citado Parecer Técnico, para ser anexado ao processo específico do Projeto de Caracterização Regional da bacia de Sergipe/Alagoas - Processo IBAMA nº: 02022.000489/2010.

O PAR nº 421/12 informou que os questionamentos feitos no último parecer foram respondidos satisfatoriamente dentro da versão consolidada do PCR (Revisão 02) e que houve nova dilatação do prazo de execução do PCR-SEAL de 48 para 60 meses, solicitada pela empresa, para entrega dos resultados finais deste projeto. Ainda sobre o PCR, foi informado que o PT nº 315/12 solicitou, tendo em vista o

levantamento dos dados meteorológicos e oceanográficos no âmbito do PMA (PCR), a apresentação de revisão da modelagem hidrodinâmica para a bacia de Sergipe/Alagoas, bem como a observação das recomendações do item II.5.1.2 – Oceanografia quanto à possibilidade de melhorar a perfilagem de corrente na bacia.

O PAR nº 534/13, que subsidiou a licença prévia para a Ampliação SEAL, apontou carências de informações oceanográficas apontadas em seu item II.5.1.2 – Oceanografia, a serem sanadas com a inclusão do “*item II.7.1.12 – Projeto de levantamento de dados meteorológicos e oceanográficos*”, conforme exposto no respectivo item, abaixo.

Em 28.12.2015 a Petrobras encaminhou a Carta UO-SEAL 1573/2015, encaminhando arquivos digitais com os produtos do PCR-SEAL – Etapa III, até então finalizados, e que os demais serão encaminhados futuramente.

Conforme proposta da Petrobras de abordagem regional para implementação do projeto de monitoramento ambiental na bacia, com a conclusão do PCR-SEAL, deve ser implementado um **Projeto de Monitoramento Ambiental Regional (PMAR)**, cuja proposta deverá ser apresentada pela Petrobras no âmbito do Processo 02022.000489/2010 no prazo de 120 dias, o que deve constar como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Apresentar, em 120 dias, proposta de Projeto de Monitoramento Ambiental Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PMAR-SEAL) e desenvolver o projeto de forma continuada, apresentando os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito Processo IBAMA nº 02022.000489/2010.

II.7.1.2 – Subprograma de Monitoramento Ambiental Específico de Produção (PMAEpro)

Conforme indicado no subitem anterior, o Programa de Monitoramento Ambiental Específico de Produção – PMAEpro faz parte da abordagem regional para implementação do projeto de monitoramento ambiental da bacia foi proposta pela Petrobras no âmbito do processo de licenciamento ambiental do Sistema de Produção no Campo de Piranema, Processo IBAMA nº 02022.009279/2004, tendo sido considerado aprovado pelo Parecer Técnico PAR nº 302/2011 e sendo acompanhado através de um processo específico de referência (processo IBAMA nº 02022.000489/2010).

O Programa de Monitoramento Ambiental Específico da Atividade de Produção (PMAEpro) foi proposto pela Petrobras com o intuito de tratar as questões relativas aos emissários submarinos e a plataformas representativas. Dessa forma, o PMAEpro – SEAL foi dividido em dois projetos:

- o **Projeto de Monitoramento do Emissário Submarino PAP-1 (PME)** e
- o **Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Atividade de Produção (PMPR)**.

No PAR nº 312/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 22.7.2011, referente à análise do EIA/RIMA para o Projeto de Ampliação SEAL, o IBAMA solicitou que o PMAEpro fosse reapresentado, em uma versão consolidada no EIA, contemplando todas as solicitações feitas nos Pareceres Técnicos anteriores (nº 364/08, nº 005/10, nº 142/10 e nº 302/11) e as considerações abordadas em reunião realizada no dia 12.7.2011, na UALAE/CGPEG.

O PAR nº 537/2011, também no âmbito do “Projeto de Ampliação”, teceu considerações sobre os subprojetos do PMAEpro. Sobre o PME foi pontuado que “*todos os parâmetros definidos, as estações de coleta, as metodologias analíticas, a proposta de apresentação dos resultados, bem como, o cronograma de execução do monitoramento foram considerados satisfatórios*”. Sobre o PMPR, como até a emissão do PT nº 537/2011 a Petrobras não havia enviado o relatório dos resultados das coletas de sedimento no entorno das plataformas PCM-9 e PGA-1, o IBAMA pontuou que somente com a análise desses resultados em comparação com os dados pretéritos disponíveis é que poderia ser avaliada a pertinência de manutenção do monitoramento no entorno dessas plataformas, já que não descartam água produzida no mar.

Posteriormente, o PAR nº 421/12, se referindo ao Relatório Consolidado dos Hidrocarbonetos e Metais nos Sedimentos das Plataformas PGA – 1 e PCM – 9 encaminhado pela Petrobras em dezembro de 2011, indicou que “*a análise dos resultados apresentados será respondido em Parecer Técnico específico e*

tratado dentro do processo de Projeto de Caracterização e Monitoramento Regional da bacia Sergipe/Alagoas (processo IBAMA nº 02022.000489/2010), o qual indicará ou não a necessidade de manutenção do monitoramento dessas plataformas”.

Na análise de acompanhamento deste projeto, o IBAMA emitiu ainda os PAR nº 270/2012, 064/2013, 534/2013 e 542/2016 sobre o projeto em questão.

II.7.1.2.1 – Projeto de Monitoramento Ambiental do Emissário Submarino do Ativo de Produção Sergipe-Mar (PME)

Conforme indicado anteriormente (item II.3), o último parecer técnico emitido sobre este projeto – PAR nº 542/2016 – indicou que:

“Para os questionamentos realizados no Parecer nº 534/2013, a empresa apresentou alguns argumentos, dentre eles que:

“o lançamento de efluentes efetuado por meio do emissário submarino PAP-1 atende aos padrões e condições de lançamento previstos na Resolução CONAMA nº 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”, e que “a zona de mistura para o efluente em referência corresponde a 426 m no verão e a 595 m no inverno, conforme modelagem apresentada”, concluindo que “o processamento de descarte de efluente através do emissário PAP-1 atende às exigências legais, não se fazendo necessária a aludida autorização[do Órgão Estadual responsável pelo licenciamento]”.

No entanto, não foi apresentada a análise técnica ou autorização da ADEMA (Órgão Estadual responsável pelo licenciamento); apenas cópia do “Estudo de Diluição do Efluente do Emissário Submarino da UN-SEAL (SE)”. Como visto acima, a empresa afirma que o descarte atende as exigências legais, mesmo sendo esta afirmação, uma competência do órgão licenciador. Esta confirmação pelo órgão deveria ser apresentada através das ferramentas e documentos disponíveis e necessárias para a manutenção da segurança processual do licenciamento, ainda mais neste caso, onde se faz necessária a aprovação técnica do estudo de dispersão da Zona de Mistura, e da adequada definição de zona de mistura. Assim, ao contrário do afirmado pela empresa, na ausência de autorização específica do órgão ambiental licenciador, o lançamento de efluente não atende às condições de lançamento previstos na Resolução CONAMA nº 430/2011. Nem podemos afirmar que atende aos padrões da classe do corpo receptor previstos na Resolução CONAMA 357/2005. Em virtude do exposto, destacamos os artigos nº 16 e nº 20 da Resolução CONAMA nº 430/2011:

“Art. 16. Os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados diretamente no corpo receptor desde que obedeçam as condições e padrões previstos neste artigo, resguardadas outras exigências cabíveis ...

Art. 20. O lançamento de efluentes efetuado por meio de emissários submarinos deve atender, após tratamento, aos padrões e condições de lançamento previstas nesta Resolução, 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”.

Ou seja, a na ausência temporária da autorização do órgão ambiental competente, a empresa deve atender aos parâmetros estabelecidos no art. 16, assim como, após a zona de mistura o corpo hídrico receptor deve atender aos padrões de balneabilidade de acordo com a classe estabelecida na Resolução CONAMA nº 357. Desta forma, a empresa deve adequar imediatamente o tratamento do efluente do PAP-1 de modo a atender os padrões de descarte previsto na legislação ou apresentar autorização especificado órgão licenciador estadual para realizar o descarte fora do enquadramento legal.

Com relação ao compromisso de reinjeção do efluente, de acordo com a proposta da empresa (Ata nº 84/2016) um projeto que sirva de alternativa ao descarte da água de produção será apresentado até agosto de 2017. Embora este prazo não seja ideal, concorda-se com o mesmo uma vez que um projeto de injeção de água mal formulado, caso fosse apresentado apressadamente, poderia apresentar riscos ambientais. Ressaltamos que o fim do descarte é um objetivo buscado ao longo do processo de regularização e, desta forma, estabelece-se o prazo limite até agosto de 2017 para apresentação deste projeto, com previsão de implementação que não supere o prazo de um ano após sua aprovação. O fato

de se prever este prazo para entrega do projeto alternativo não deve ser entendido como uma autorização ao descarte fora dos padrões sem a devida autorização do órgão licenciador, estando a empresa sujeita às sanções administrativas por continuar a realizar o descarte em desacordo com a legislação vigente.”

Com isto, com relação ao efluente do PAP-1 a empresa deve atender às solicitações expostas na conclusão do PAR nº 542/16. Além das questões técnicas relativas ao monitoramento a serem sanadas no âmbito do processo 02022.000489/2010, estabelece-se que a empresa deve adequar o efluente de modo a atender os padrões de descarte previsto na legislação ou apresentar autorização específica do órgão licenciador estadual para realizar o descarte fora do padrão legal. E de forma a cessar o descarte, reduzindo a contaminação ambiental na região do emissário, objetivo perseguido pela regularização, deve ser apresentado projeto de alternativa ao descarte até 2.8.2017, com solução que possa ser implementada em até um ano após sua aprovação.

Observa-se que cópia do PAR nº 542/16 foi encaminhada a ADEMA/SE com o OF 02022.002698/2016-41 CPROD/IBAMA em 13.10.2016 e outra cópia a DILIC encaminhou à DIPRO/IBAMA, para providências cabíveis, por meio do MEM. 02001.015690/2016-92 DILIC/IBAMA.

Destacamos ainda, a emissão do PAR. 02028.000076/2016-28 NUPAEM/SE/IBAMA em 31.8.2016, que tratou do acompanhamento da emergência ambiental causada por mancha órfã de resíduo oleoso (registro SIEMA nº 201652757638) com origem no Emissário PAP-1, que concluiu que:

- “1) Após investigação verificou-se que a emergência ambiental registrada no SIEMA nº 201652757638, ocorrida em 27.5.2016 na região dos arcos da Praia de Atalaia, resultou de um descarte de resíduos líquidos pelo emissário PAP-1 de responsabilidade da Petrobras.
- 2) A empresa foi autuada conforme AI nº 9059282-E por lançar resíduo líquido em desacordo com a legislação.
- 3) Conforme exposto no presente parecer, conclui-se que a operação do emissário submarino do Polo Atalaia (PAP-1), constitui uma irregularidade ambiental perpetrada pela PETROBRAS/UO-SEAL **aparentemente** com conhecimento do órgão estadual do meio ambiente do estado de Sergipe (ADEMA), licenciador da atividade.
- 4) Recomenda-se por fim, que cópia deste parecer seja encaminhado à CGEMA/IBAMA, a ADEMA e ao MPF para ciência e providências cabíveis.”

Em 16.12.2016 a Petrobras protocolou o ofício UO-SEAL 0853/2016 de 15.12.2016, apresentando a resposta ao PAR 02022.000542/2016-25 e em anexo a caracterização histórica do efluente lançado pelo emissário submarino PAP-01. Os referidos documentos serão analisados em parecer técnico específico.

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

O descarte de água produzida pelo emissário submarino PAP-1 deverá ser obrigatoriamente cessado. Para tanto a empresa deverá apresentar projeto alternativo ao descarte até 2.8.2017, com solução que possa ser implementada em até um ano após sua aprovação.

Desenvolver o Projeto de Monitoramento Ambiental do Emissário Submarino do Ativo de produção Sergipe-mar (PME) de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000489/2010.

II.7.1.2.2 – Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Atividade de Produção (PMPR)

Conforme item acima, este projeto de monitoramento será objeto de parecer específico no âmbito do processo IBAMA nº 02022.000489/2010 - Projetos de Caracterização e Monitoramento Ambiental da bacia de Sergipe/Alagoas. A empresa deverá atender às solicitações do IBAMA feitas por meio daquele processo, e recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Atividade de Produção (PMPR) de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000489/2010

II.7.1.3 – Subprograma Regional de Monitoramento de Praias na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe-Alagoas – PRMEA

No PAR nº 172/2010, a CGPEG pontuou que foi aprovado, no âmbito do processo de licenciamento ambiental das atividades de perfuração marítima nos Blocos BM-SEAL-4, 10 e 11 (02022.000617/2004), o Projeto Regional de Monitoramento de Encalhes e de Anormalidades – PRMEA na área de abrangência da bacia Sergipe/Alagoas, de modo a ampliar o escopo do Projeto de Monitoramento Regional de Praias (PMP) que havia sido aprovado para monitoramento de tartarugas marinhas, desde a Praia do Conde-BA até o Pontal do Peba-AL, conforme recomendado pelo Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 447/08, de 20.10.2008.

No PAR nº 312/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 22.7.2011, referente à análise do EIA/RIMA para o Projeto de Ampliação SEAL, o IBAMA solicitou que fosse revisto o item II.7.1.2.6 – Projeto de Monitoramento de Praias na Área de Abrangência da bacia de Sergipe/Alagoas – PRMEA, incluindo a contratação de uma equipe especializada em aves marinhas para ser incorporada ao Projeto, além da instalação de estrutura mínima para a reabilitação das mesmas.

Assim, o Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia Sergipe/Alagoas - PRMEA é conduzido pelo processo IBAMA nº 02028.000329/2011-59, tendo sido estabelecido como condicionante específica de licenças ambientais dos seguintes empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás na área marítima:

- Pesquisa Sísmica no Bloco BM-SEAL-9 (Processo nº 02022.000318/2003);
- Perfuração Marítima nos Blocos BM-SEAL-4, 10 e 11 (Processo nº 02022.000617/2004);
- Produção no Campo de Piranema (Processo nº 02022.009279/2004);
- Ampliação do Sistema de Produção dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema (Processo nº 02022.002524/2006); e
- também proposto como medida condicionante ao Termo de Ajustamento de Conduta da Bacia de Sergipe/Alagoas – TAC SEAL (Processo nº 02022.005302/1998).

O PRMEA, sob responsabilidade da empresa Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, e execução da Fundação Mamíferos Aquáticos – FMA, realiza o monitoramento diário em sete trechos distintos de praia compreendendo todos os municípios do litoral de Sergipe, além de municípios do sul de Alagoas (Piaçabuçu) e norte da Bahia (Conde e Jandaíra). Este projeto contempla principalmente as atividades de registro da mortalidade de peixes, mamíferos, tartarugas, e aves marinhas; o resgate, reabilitação e liberação dos animais debilitados; a realização de necrópsias e exames laboratoriais para identificação da *causa mortis*.

Na emissão do PAR nº 534/13, observou-se a conclusão do PAR nº 444/2013, que analisou os documentos “Resposta ao Parecer Técnico nº 421/2013/CGPEG/DILIC/IBAMA”, a revisão do Subprograma Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da bacia de Sergipe/Alagoas – PRMEA, e o 3º Relatório de Acompanhamento Anual do PRMEA, considerando que a empresa vinha atendendo parte das complementações solicitadas no âmbito do processo específico de nº 02028.000329/2011.

O IBAMA prosseguiu o acompanhamento deste projeto por meio de vistorias técnicas e análises de relatórios. Os Pareceres Técnicos emitidos, PAR. 02028.000034/2015-14 NLA/SE/IBAMA, de 23.4.2015, e PAR. 02022.000489/2016-62 COEXP/IBAMA, de 16.9.2016, buscaram avaliar o atual estágio de execução do PRMEA e o consequente atendimento das condicionantes das licenças nas quais o PRMEA está vinculado. Estes pareceres identificaram algumas pendências – reportadas à DIPRO/IBAMA para as providências cabíveis por meio do PAR. 02022.000037/2017-61 COEXP/IBAMA de 30.1.2017 – e propõem alguns encaminhamentos que deverão ser atendidos pela empresa no âmbito do projeto.

Ressalta-se que o atendimento integral das demandas dos referidos pareceres e as melhorias solicitadas ao longo da execução do PRMEA são indispensáveis para o atendimento dos objetivos do projeto, a ser mantido como condicionante ambiental das licenças subsequentes e das demais atividades de exploração e produção de petróleo e gás na bacia de Sergipe e Alagoas.

Os demais questionamentos relativos a implementação do PRMEA serão abordados no seu processo específico de nº 02028.000329/2011-59.

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver o Programa Regional de Monitoramento de Praia na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe-Alagoas (PRMEA) de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02028.000329/2011-59.

II.7.1.4 – Projeto de Avistagem da Biota Marinha e Embarcações de Pesca

Conforme indicado anteriormente, este é um dos projetos exigidos no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL que não se aplicam ao presente processo de regularização, uma vez que tem como objetivo acompanhar possíveis alterações no ambiente durante a realização das atividades de instalação de novos equipamentos (dutos, plataformas) ou de perfuração de novos poços, atividades estas não contempladas pela presente regularização.

Observa-se, neste sentido, que a realização destas atividades deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 465/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006).

II.7.1.5 – Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia – Aracaju

Este projeto foi solicitado inicialmente com o objetivo de avaliar se os processos morfodinâmicos da praia de Atalaia poderiam vir a expor os dutos ali instalados e na sua aprovação foram solicitados alguns ajustes, dentre eles a extensão da duração do monitoramento de 12 para 24 meses e a descrição detalhada da metodologia e dos equipamentos a serem utilizados. Foi estabelecido que após a apresentação do relatório referente aos primeiros 12 meses de monitoramento, seria emitido um parecer técnico que considerasse as sugestões da empresa quanto à inclusão, continuidade, modificação e/ou encerramento de cada um dos monitoramentos específicos que compõem o escopo do projeto. A Petrobras, em resposta ao PAR nº 172/2010, informou que ampliou o cronograma de execução do referido projeto, prevendo a realização de 24 campanhas para a caracterização do perfil da praia de Atalaia, em Aracaju/SE.

Até a emissão do Parecer Técnico nº 312/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 22.7.2011, a Petrobras não havia encaminhado o projeto ao IBAMA nem qualquer relatório de sua execução. Nesse parecer, a empresa foi solicitada a apresentar estudo que indicasse o valor da cota de segurança de enterramento dos dutos – necessidade exclusiva do projeto que recebeu a LP 475/13, já que a presente regularização não prevê instalação de novos dutos, sendo pontuado ainda que para fase de Licença de Instalação seria importante a inclusão dos dados resultantes do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica de Praias, incluindo os dados das cotas de enterramento dos dutos existentes na área submersa resultantes do quesito “Caracterização da Malha Dutoviária da Praia de Atalaia”. O Relatório Inicial deste projeto foi encaminhado pela Petrobras por meio da correspondência UO-SEAL/SMS 0359/2011, em 6.9.2011.

No Parecer Técnico nº 537/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 16.12.2011, o IBAMA destacou que o mapa do levantamento geofísico do campo de Camorim apresentou extensões consideráveis das diretrizes dos dutos, notadamente próximas a costa, sem a informação da cota de enterramento ou se seriam áreas de exposição dos dutos. O IBAMA informou na ocasião que esperava que a implantação do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, iniciado em 19.7.2011, com os serviços topográficos para determinação das cotas de enterramento dos dutos nessa região, disponibilizasse essas informações para a fase seguinte do licenciamento. Sobre o Relatório Inicial do Projeto foi pontuado que este seria analisado em Parecer Técnico específico juntamente ao Relatório Consolidado dos Perfis de Praia medidos na praia de Atalaia em 2004 e 2005.

Com base nas informações analisadas e na ausência de dados que assegurassem uma avaliação robusta dos processos costeiros que influenciam a morfodinâmica costeira da praia de Atalaia, o IBAMA advertiu que a empresa deveria *“apresentar anteriormente a emissão da LI dados do Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica da Praia de Atalaia, coletados de 2011 a 2013, que corroborem o entendimento de que o trecho onde haverá o enterramento na Praia de Atalaia encontra-se em Equilíbrio Dinâmico, sem reflexos do evento erosivo em desenvolvimento pouco a Norte. Na impossibilidade desta comprovação ou do acréscimo de dados mais robustos, o IBAMA determina que seja apresentada uma cota de enterramento mais conservativa, capaz de garantir maior segurança a longo prazo face aos possíveis eventos erosivos na região”*.

A Petrobras informou ao IBAMA (correspondência UO-SEAL/SMS 0267/2012, de 12.6.2012) que a entrega do 1º Relatório prevista para maio de 2012 seria postergada para o final de junho, devido a problemas ocorridos no processamento dos dados coletados. Informou ainda que os dados de corrente na zona de arrebenção não foram coletados no período de 16.3.2012 a 7.6.2012, em virtude da perda do equipamento responsável por essa mediação, mas que este equipamento já foi repostado e encontrava-se operacional. O Relatório foi encaminhado ao IBAMA através da correspondência UO-SEAL/SMS 0311/2012, de 29.6.2012, recebida na UALAE/IBAMA em 2.7.2012.

O Parecer Técnico nº 238/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 16.8.2012, analisou o “Relatório Consolidado dos Perfis de Praia medidos na Praia de Atalaia, Aracaju/SE, 2004 e 2005”, e o “Relatório Parcial de Monitoramento de Morfodinâmica de Praia em Atalaia – Aracaju (SE)”. O IBAMA pontuou que “a disponibilização e interpretação dos dados relativos ao período de setembro/2011 a fevereiro/2012 trouxe novas informações sobre o comportamento morfodinâmico da Praia de Atalaia, ratificando a necessidade de continuidade do projeto” e que este projeto *“deve ser capaz de responder claramente, além dos questionamentos expressos nos pareceres emitidos, se o perfil desta praia apresenta tendência de déficit ou acúmulo de sedimento”* e que *“a empresa deverá prorrogar os estudos por mais um ano para que se cubra a sazonalidade interanual”*, em função dos períodos em que ocorreram perda de dados. Independentemente das ressalvas e questionamentos apontados nesse Parecer Técnico, os relatórios apresentados foram considerados satisfatórios.

Em 2013 a Petrobras protocolou no IBAMA as respostas aos Pareceres Técnicos nº 238/2012 e nº 421/2012 e os 2º e 3º Relatórios Semestrais das campanhas de monitoramento, além do relatório da evolução da linha de costa por imagem de satélites de 2003 a 2008. A análise destes documentos, subsidiada pelo acompanhamento da equipe técnica do IBAMA em campo, foi apresentada no PAR nº 534/2013, item II.7.1.5 – PROJETO DE MONITORAMENTO DA MORFODINÂMICA COSTEIRA DA PRAIA DE ATALAIA –ARACAJU. O citado parecer conclui que *“Pelos resultados parciais, decorrentes da tomografia elétrica, demonstrou-se que os dutos existentes estão em cota de enterramento que lhes conferem segurança ambiental. Contudo, o projeto atual permanece com incertezas para fundamentação da cota pretendida pela empresa para a instalação dos dutos futuros.”* Assim, nesse tópico foi solicitada a apresentação de um relatório conclusivo abrangendo:

- i. análise das imagens de satélite do período de 2009 a 2011, consolidada com a análise das imagens preliminarmente apresentadas (2003/2008). Deverá ser esclarecido conclusivamente quanto a viabilidade de aquisição de imagens pretéritas a 2003 compatíveis às utilizadas para o período de 2003 a 2011;
- ii. todos os perfis levantados durante as campanhas com a devida interpretação;
- iii. correlação entre os perfis de 2004/2005 e os perfis 2011/2013 caso seja possível a correção da base de referência;
- iv. correlação dos resultados obtidos pelas imagens de satélite integrada aos resultados dos perfis levantados;
- v. conclusão clara sobre a situação atual do estado de equilíbrio da praia de Atalaia e incertezas existentes, avaliando ainda a pertinência da extensão do período do monitoramento da praia face a necessidade de segurança quanto às futuras intervenções previstas em decorrência do projeto de Ampliação dos campos de águas rasas e de desenvolvimento das recentes descobertas em águas

profundas. Com isto, foi dispensada a apresentação do 3º Relatório Semestral, que estava previsto para setembro/2013.

Em resposta a estes questionamentos, a empresa encaminhou o relatório final do Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia com os resultados obtidos a partir das medições mensais de 03 perfis topográficos e batimétricos da Praia de Atalaia durante os períodos de: dezembro/2004 a novembro/2005; setembro/2011 a julho/2012 e novembro/2012 a dezembro/2013. Apresentou também uma análise da variação da linha de costa com imagens de satélites dos períodos 2003 a 2011 e 2013 a 2014.

Neste documento, segundo a empresa, os resultados da análise dos perfis apontaram para a praia de Atalaia um *“padrão indicativo de equilíbrio dinâmico naquele trecho de praia, sugerido na literatura, alternando pequenos avanços e recuos da linha de praia durante o período analisado”*. Ainda que se considerem satisfatórias as informações apresentadas sobre os aspectos relacionados à geologia superficial da área costeira da Praia de Atalaia, relativos à comparação dos perfis e composição sedimentológica dos mesmos, observamos que alguns questionamentos, solicitados no PAR 534/2013, para a tomada de decisão quanto às definições do futuro Projeto Executivo de Instalação dos Dutos, não foram plenamente respondidos.

O PAR 534/2013 ressaltou que os dados apresentados à época pelo projeto de monitoramento da morfodinâmica da praia de Atalaia, ainda não conferiam segurança para a fundamentação da cota de enterramento pretendida pela empresa para instalação dos novos dutos, destacando-se a importância de resultados conclusivos que subsidiassem a definição dessas cotas para a obtenção da Licença de Instalação. Entretanto, os resultados expostos neste relatório final acrescentaram poucas informações às anteriormente apresentadas.

Considerando que até o momento não houve solicitação para instalação de novos dutos na área, como previsto para a atividade de ampliação da produção na Bacia, solicita-se:

- (i) seja mantido o Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia, podendo ser definida uma menor frequência de campanhas e relatórios, cuja proposta que deverá ser apresentada pela empresa para avaliação do IBAMA;
- (ii) que à definição da cota de enterramento dos novos dutos, seja estabelecida em projeto específico, a ser apresentado e avaliado pelo IBAMA, adotando uma postura conservadora com base em todas as informações obtidas com este Monitoramento.

Apesar das informações solicitadas terem como principal objetivo a definição das cotas de enterramento de futuros dutos, o que deverá ser tratado no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL e, portanto, foge ao escopo da presente regularização, entende-se que a manutenção do projeto é necessária para embasar os projetos de monitoramento e de futura desativação dos dutos já existentes. Desta forma, recomenda-se a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver o Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia - Aracaju de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

II.7.1.6 – Projeto de Monitoramento de Fluidos de Perfuração e Cascalhos

Conforme indicado anteriormente, este é um dos projetos exigidos no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL que não se aplicam ao presente processo de regularização, uma vez que tem como objetivo acompanhar possíveis alterações no ambiente durante a realização das atividades de perfuração de novos poços, atividades estas não contempladas pela presente regularização.

Observa-se, neste sentido, que qualquer atividade de perfuração de novos poços deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 465/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006).

II.7.1.7 – Projeto de Avaliação dos Efeitos do Descarte de Cascalhos e Fluidos em Águas Profundas da Bacia de Sergipe e Alagoas

Conforme indicado anteriormente, este é um dos projetos exigidos no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL que não se aplicam ao presente processo de regularização, uma vez que tem como objetivo acompanhar possíveis alterações no ambiente durante a realização das atividades de perfuração de novos poços, atividades estas não contempladas pela presente regularização.

Observa-se, neste sentido, que qualquer atividade de perfuração de novos poços deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 465/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006). Nesse caso, a empresa deverá atender às solicitações do PAR nº 585/14.

II.7.1.8 – Projeto de Recuperação da Praia de Atalaia

Conforme indicado anteriormente, este é um dos projetos exigidos no âmbito do Projeto de Ampliação - SEAL que não se aplicam ao presente processo de regularização, uma vez que tem como objetivo recuperar a praia de Atalaia após a instalação de novos dutos no local, atividade esta não contemplada pela presente regularização.

Observa-se, neste sentido, que a instalação de dutos que impactem a praia de Atalaia deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 475/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006). Nesse caso, a empresa deverá atender às solicitações do PAR nº 585/14 ou outras recomendações realizadas pelo IBAMA em momento oportuno.

II.7.1.9 - Projeto de Avaliação da Poluição Sonora Marinha

Conforme indicado anteriormente, este é um dos projetos exigidos no âmbito do Projeto de Ampliação - SEAL que não se aplicam ao presente processo de regularização, uma vez que tem como objetivo acompanhar possíveis alterações no ambiente durante a realização das atividades de instalação de novos equipamentos (dutos, plataformas) ou de perfuração de novos poços, atividades estas não contempladas pela presente regularização.

Observa-se, neste sentido, que a realização destas atividades deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 475/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006). Nesse caso, a empresa deverá atender às solicitações do PAR nº 585/14.

II.7.1.10 - Projeto de Monitoramento Acústico Passivo

Conforme indicado anteriormente, este é um dos projetos exigidos no âmbito do Projeto de Ampliação - SEAL que não se aplicam ao presente processo de regularização, uma vez que tem como objetivo acompanhar possíveis alterações no ambiente durante a realização das atividades de instalação de novos equipamentos (dutos, plataformas) ou de perfuração de novos poços, atividades estas não contempladas pela presente regularização.

Observa-se, neste sentido, que a realização destas atividades deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 475/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006). Nesse caso, a empresa deverá atender às solicitações do PAR nº 585/14.

II.7.1.11 – Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do Sul de Alagoas ao Norte da Bahia

Em princípio este projeto não se aplica ao presente processo de regularização, uma vez que foi estabelecido no Processo 02022.002524/2006 como condicionante para as atividades de perfuração de poços e da instalação da malha de novos dutos então prevista. A realização destas atividades deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 475/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006), e que nesse caso, a empresa deverá atender às solicitações do PAR nº 585/14.

Observe-se, no entanto, que para a intervenção em poços, é mantido nesta regularização o entendimento técnico exposto no PAR 534/13, e por este motivo recomendamos a inclusão destas

observações, como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com as seguintes redações:

a) Fica proibida no período de 1º de novembro até o último dia de fevereiro a intervenção nos poços com reservatórios pressurizados, além dos poços em reservatórios depletados com possibilidade de surgência.

Registra-se, neste sentido, que já foram informados pela Petrobras 17 poços com reservatórios pressurizados (CM-10, DO-16, DO-32, DO-35, DO-36, DO-40, GA-74, GA-79, GA-80, PE-03, PE-04, PE-05, PE-06, PE-07, PE-10, PE-11 e PE-12), além de 4 (quatro) poços em reservatórios depletados com possibilidade de surgência (DO-33, DO-34, DO-37, DO-39).

b) A realização de intervenções em reservatórios não surgentes no período de 1º de novembro até o último dia de fevereiro, somente poderão ser autorizadas após a implantação do Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do Sul de Alagoas ao Norte da Bahia.

II.7.1.12 - Projeto de Levantamento de Dados Meteorológicos e Oceanográficos

Este projeto foi introduzido durante a análise do EIA/RIMA, conforme exposto no item II.7.1.1 – Projeto de Caracterização Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PCR-SEAL) do PAR 534/13:

“Em resposta à solicitação de revisão da modelagem hidrodinâmica a partir da conclusão do levantamento de dados meteorológicos e oceanográficos do PCR-SEAL, foi informado que “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”, tendo a empresa se comprometido a “incorporar, dentro das possibilidades, novos dados de perfis de correntes para a caracterização dinâmica local, considerando como prazo final de execução dezembro de 2015”. Contudo, a empresa entende que a revisão da modelagem hidrodinâmica não deve ser inserida no âmbito do PCR-SEAL.

Esta coordenação considera que a revisão da modelagem hidrodinâmica e a necessária coleta de dados de perfis de correntes para caracterização da dinâmica local permanecem como uma pendência neste processo de licenciamento face às carências de informações oceanográficas apontadas no item II.5.1.2 – Oceanografia, embora concorde que não seja inserida no escopo do PCR-SEAL.

Desta forma, a empresa deverá apresentar projeto para aquisição de dados de ventos e correntes na área de influência do projeto da Ampliação e incluí-lo como “item II.7.1.12 – Projeto de levantamento de dados meteorológicos e oceanográficos”.

Nesse citado item, foi apontada a necessidade de complementação:

“Deverá ser apresentada proposta de escopo de projeto para aquisição de dados de ventos e correntes na área de influência deste estudo, de modo que o monitoramento desses parâmetros tenha duração compatível com o período da atividade de produção e que abranja a área de influência e as variações sazonais e interanuais. Além disso, deverão ser informadas as coordenadas dos pontos de coleta de dados, as profundidades da lâmina d’água para os dados de corrente, periodicidade de obtenção dos dados e das manutenções necessárias, equipamentos utilizados e suas limitações, forma de armazenamento e tratamento dos dados e qual será a estratégia de utilização dos mesmos como melhoria da modelagem hidrodinâmica. Este projeto deverá ser apresentado e aprovado antes da emissão da Licença de Operação para a atividade de perfuração, quando será definido seu prazo de execução em função da proposta”.

Observe-se que a alusão a sua aprovação antes da emissão da LO para a atividade de perfuração se deu em função do cronograma apresentado na época, no qual aquela atividade constava como a primeira prevista para implementação do Projeto de Ampliação SEAL. Contudo, seu objetivo é o de aprimorar a modelagem hidrodinâmica – e, se necessário, posteriormente a modelagem de dispersão de óleo – com vistas a avaliar a necessidade de aprimorar as estratégias de resposta a derramamento de óleo. Assim, justifica-se da mesma forma a manutenção deste projeto na licença de regularização da atividade.

O projeto foi apresentado pela empresa no documento de Resposta ao PAR nº 534/13 e foi analisado pelo IBAMA no PAR nº 585/14, nos seguintes termos:

“A Petrobras apresentou o “Projeto de Levantamento de Dados Meteorológicos e Oceanográficos da Bacia Sergipe/Alagoas” para atender ao item II.7.1.12, solicitado no último parecer técnico. Deve-se destacar, contudo, que não ficou claro o cronograma proposto pela empresa, uma vez que foi estabelecido o registro de dados meteorológicos e oceanográficos por quatro anos e, segundo a solicitação do último parecer, o monitoramento deveria ter “duração compatível com o período da atividade de produção”. Solicitam-se esclarecimentos.

No que diz respeito aos pontos de amostragem dos dados meteorológicos e oceanográficos, a empresa informou que serão coletados dados nas plataformas PCM-9 e PGA-7. Entende-se que estes pontos sejam suficientes para o que se propõe o projeto, já que estão em regiões distintas da área de influência deste projeto.

A empresa deverá ainda incluir as informações solicitadas que não constaram na apresentação deste projeto, tais como as limitações dos equipamentos que realizarão as medições, a forma de armazenamento e tratamento dos dados e qual será a estratégia de utilização dos mesmos como melhoria da modelagem hidrodinâmica. Solicita-se revisão.

Destaca-se que além dos parâmetros solicitados para este projeto, para os dados meteorológicos a empresa se comprometeu a incluir medições para pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar. A inclusão destes parâmetros é bastante pertinente e acolhida satisfatoriamente”.

A Petrobras solicitou prazo para resposta àquele parecer técnico por meio da Correspondência UO-SEAL 0278/2015 (Processo 02022.002524-06), de 2.4.2015. Considerando o interesse do projeto também para a atividade em regularização, estabelece-se **o prazo de 60 dias para resposta a este item.**

II.7.1.13 - Caracterização dos Locais de Instalação das Estruturas Submarinas e Comunidades Biológicas Diretamente Impactadas

Conforme indicado anteriormente, este é um dos projetos exigidos no âmbito do Projeto de Ampliação - SEAL que não se aplicam ao presente processo de regularização, uma vez que tem como objetivo a caracterização dos locais que seriam impactados pela instalação de novos equipamentos (dutos, plataformas) ou de perfuração de novos poços, atividades estas não contempladas pela presente regularização.

Observa-se, neste sentido, que a realização destas atividades deve se dar em prosseguimento ao estabelecido na LP nº 475/13 e do PAR nº 534/13, que subsidiou sua emissão, no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL (processo nº 02022.002524/2006).

Ressalta-se, no entanto, que a não exigência de um projeto específico não significa que não haja a necessidade de caracterização do fundo marinho no caso de eventuais intervenções que o afetam sujeitas a anuência específica no âmbito das atividades em regularização. Reitera-se, neste sentido, que o objetivo dessa caracterização não é apenas identificar “obstáculos” no leito marinho, e sim caracterizar de modo detalhado as comunidades biológicas que seriam diretamente impactadas por tais intervenções, tais como banco de algas e moluscos.

II.7.1.14 - Projeto de Caracterização do Tráfego Marítimo

O objetivo deste projeto é realizar uma caracterização do tráfego marítimo associado ao empreendimento e seus efeitos sobre a pesca e biota, portanto os resultados desse projeto devem servir de subsídio e serem integrados as análises do PRMEA e do projeto de espacialização no âmbito do PMPDP; bem como do Projeto de Monitoramento Acústico Passivo e do Projeto de Avaliação das Interações E&P com as tartarugas marinhas, quando exigidos.

O projeto deverá possibilitar o monitoramento da movimentação das embarcações envolvidas nas atividades de instalação, embarcações utilizadas para dar apoio nas atividades de operação e navios aliviadores atuantes no escoamento de petróleo para terminais de recebimento em terra . O projeto, fundamentado em dados reais de rastreamento das embarcações, deverá contemplar os deslocamentos realizados, bem como fundeio junto às bases de apoio ou áreas correlatas.

O monitoramento deverá ensejar o registro de todas as viagens realizadas, bem como a análise histórica dos registros reais de localização das embarcações, de forma a possibilitar a identificação e

dimensionamento quantitativo da intensidade de utilização e importância das principais rotas, bases de apoio e áreas de fundeio utilizadas.

Conceitualmente, o projeto a ser apresentado deve prever minimamente:

- a) o processamento de dados brutos provenientes de sistemas de rastreamento, de forma a gerar registros dos trajetos realizados para cada embarcação/ou navio aliviador, contendo a respectiva identificação de origem e destino;
- b) um banco de dados com interface para Sistema de Informação Geográfica para armazenamento de todos os registros de trajetos realizados, com acesso para consultas por parte do IBAMA;
- c) análises espaciais e estatísticas pertinentes, elaboradas com base nos registros de trajetos, contemplando resultados de densidades de navegação, rotas principais e utilização de áreas de fundeio de bases de apoio, bem como variações temporais destes parâmetros;
- d) apresentação de relatórios anuais com considerações a respeito das análises realizadas sobre os registros de trajetos realizados.

Os registros de trajetos a serem gerados devem possibilitar a associação com dados como data, nome da embarcação, instalação visitada, empreendimento, processo de licenciamento a que está vinculado, entre outros.

Observa-se que projeto semelhante já vem sendo implementado na Baía de Santos como condicionante no licenciamento ambiental da Etapa 2 do Polo Pré-sal (processo IBAMA nº 02022.002141/11), tendo a Petrobras já demonstrado a capacidade plena de realizar o dimensionamento da intensidade de trânsito de embarcações entre os empreendimentos marítimos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural e as bases de apoio em terra, por meio de sistemas de monitoramento da frota capazes de rastrear as embarcações, e disponibilizar as informações através Sistemas de Informação Geográfica.

A relevância deste projeto de monitoramento se justifica em função de diversas questões que a análise das informações resultantes pode contribuir, tais como:

- a) caracterização da magnitude dos impactos diretos decorrentes de trânsito de embarcações, como a interferência com a pesca artesanal e colisões com o nécton;
- b) assegurar a construção de um embasamento para posterior comparação com demais indicadores dos impactos ambientais do meio socioeconômico e possibilitar a análise da correlação entre a movimentação de embarcações/utilização de bases de apoio com estes indicadores;
- c) mensurar concretamente a intensidade do tráfego de embarcações, em contraste ao cenário global de atuação da empresa, constituído por todos os empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás, e também em comparação com o quadro do tráfego de embarcações que não está ligado ao setor petrolífero;

Considerando o caráter regional pretendido para o projeto, este não deve se restringir ao trânsito de embarcações relacionado às plataformas inseridas no TAC, mas contemplar todo o trânsito relacionado às atividades da Petrobras na baía, nos moldes do projeto já em execução na baía de Santos.

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto – cuja nomenclatura foi ajustada àquela utilizada no projeto similar já implementado – como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver um Projeto de Monitoramento do Tráfego Marítimo da região, que deve ser apresentado em 90 dias ao IBAMA para avaliação e posterior implantação.

II.7.1.15 - Projeto de Avaliação de Bioincrustação

Deverá ser realizado um monitoramento periódico nas plataformas e estruturas submarinas preexistentes, bem como nas áreas naturais passíveis de bioincrustação, como é o caso das estruturas recifais identificadas no PCR-SEAL, quais sejam: recifes submarinos Pedra Robalo e do Grageru; alinhamentos de recife e recifes esparsos na região de Alagoas. As inspeções deverão ser realizadas

identificando ao menos macroscopicamente a existência de incrustação de organismos marinhos, categorizando-os com relação as espécies, potencial invasivo, localização da incrustação e magnitude da incrustação. A empresa deverá buscar correlações entre a presença ou ausência de organismos exóticos e as variáveis ambientais presentes na região de cada área vistoriada (e.g. tipo de substrato, corrente marinha, temperatura da água, sombreamento, associação com outros organismos). Deverão ser encaminhados os relatórios fotográficos e filmagens correspondentes. A empresa deverá também realizar as inspeções acima estabelecidas nas novas plataformas a serem instaladas no âmbito do Projeto de Ampliação – SEAL, possibilitando uma visão integrada deste impacto na área costeira da bacia de SEAL.

Ressaltamos o conhecimento de levantamentos recentes realizados na região, incluindo neste o Resultado do “Diagnóstico da Distribuição e Abundância da Bioincrustação em Ambientes Naturais e Artificiais no Litoral Sergipano”, protocolado no IBAMA em 2.12.2016 junto a Carta UO-SEAL 0818/2016, e que os mesmos podem ser utilizados como informações iniciais.

A empresa encaminhou, com o documento UO-SEAL 0139/2017 em 17.3.2017, proposta de execução das etapas subsequentes Programa de Monitoramento da Distribuição e Abundância da Bioincrustação em Ambientes Naturais e Artificiais no litoral Sergipano, prevendo rotina de monitoramento para os anos de 2017 e 2018, incluindo seis estruturas naturais, dez plataformas e duas ANMs. Parecer Técnico específico sobre este Programa poderá ser emitido pela equipe técnica.

Novas decisões sobre este tópico poderão ser atualizadas considerando as discussões para a elaboração do Plano Nacional de Controle e Monitoramento da bioinvasão do Coral-sol (Plano Coral-Sol), conforme Portaria MMA nº 94, de 6.4.2016.

Diante da identificação da ocorrência de Coral-sol em mais de 90% dos videos-transectos realizados nas pernas das plataformas conforme diagnóstico realizado pela empresa, e das demais observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, uma vez que estas plataformas podem exercer papel de ponto de propagação desta espécie invasora para região, e sugerimos a seguinte redação:

Desenvolver o Projeto de Monitoramento e Controle de Bioincrustação de forma continuada, apresentando ao IBAMA para aprovação dos cronogramas de realização das futuras inspeções e entrega dos respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

II.7.1.16 - Projeto de Monitoramento dos Efluentes dos Tanques de Drenagem Aberta (SUMP)

As plataformas fixas da bacia SEAL são estruturas antigas, instaladas quando não havia licenciamento ambiental e por este motivo ainda hoje existem situações que necessitam de adequações para que a atividade atenda às atuais normas ambientais. Entre estas, o monitoramento dos efluentes oleosos que nestas plataformas são descartados pelos tanques de drenagem aberta (tanques *sump*) não pode mais ser adiado.

Esta obrigação segue as diretrizes existentes nas regras 15 e 17 do Anexo I da MARPOL e principalmente na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011. De acordo com as citadas normas as descargas ou descartes de águas oleosas ou efluentes oleosos apenas são permitidas quando existe monitoramento dos teores de óleos e graxas e do volume descartado, que devem ser registrados e apresentados para o órgão ambiental.

Considerando que os tanques *sump* das plataformas fixas de produção/injeção/escoamento da bacia SEAL possuem drenagem aberta para o mar e recebem as águas pluviais, de lavagens dos conveses e eventuais derrames de fontes diversas é imperativo que a empresa apresente um projeto para monitorar o teor de óleos e graxas e a vazão dos efluentes oleosos ou águas oleosas que fluem para o mar em todas as plataformas fixas da bacia SEAL **em 120 dias com prazo de execução a ser definido Licença de Operação.**

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver um Projeto de Monitoramento dos Efluentes dos Tanques de Drenagem Aberta (Sump) das plataformas da região, que deve ser apresentado em 120 dias ao IBAMA para

avaliação e sua implantação e operação, em até 1 ano de sua apresentação.**II.7.1.17 – Projeto de monitoramento da dispersão da luminosidade a partir das unidades de perfuração e produção**

De forma a atender a solicitação do ICMBio/TAMAR exposta no ofício nº 209/2013-DIBIO/ICMBio, de 31.10.2013, a empresa deverá realizar: *“Adequação dos sistemas de iluminação das plataformas e monitoramento da dispersão da luminosidade a partir das unidades de perfuração e produção, de forma a garantir a máxima contenção da luminosidade na área interna das plataformas, devendo atingir a intensidade de zero lux a partir de um raio de 300 metros de cada unidade. Os relatórios de monitoramento, contendo metodologia de medição da luminosidade, resultados e ajustes realizados devem ser apresentados ao licenciador semestralmente”*.

Desta forma, a empresa **deverá apresentar 60 dias após a emissão desta LO, projeto com descrição da metodologia a ser utilizada, responsáveis técnicos e cronograma de implantação.**

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver um Projeto de Monitoramento da Dispersão da luminosidade das plataformas da região, que deve ser apresentado em 60 dias ao IBAMA para aprovação e posterior implantação.

II.7.2 - Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro

O Projeto de Monitoramento Participativo do Desembarque Pesqueiro – PMPDP tem caráter regional e foi originalmente concebido como parte integrante do PEAC, mas foi desmembrado em um processo próprio a partir de maio de 2012 – Processo IBAMA nº 02028.000132/2012-09. Seu objetivo é, principalmente, possibilitar a coleta, sistematização e análise de dados acerca da produção pesqueira da área de influência dos empreendimentos da Petrobras na Bacia de Sergipe/Alagoas, para, assim, subsidiar a tomada de decisão sobre os impactos provocados pelos atuais e futuros empreendimentos na atividade pesqueira artesanal.

Desde 12.6.2012, o PMPDP têm em seu escopo 26 portos controlados e 61 monitorados, distribuídos em dez municípios costeiros e/ou estuarinos de Sergipe e dois no extremo norte da Bahia.

O IBAMA realiza o acompanhamento deste projeto por meio de vistorias técnicas e análises de relatórios. Devido aos últimos documentos encaminhados, parecer específico sobre o PMPDP será emitido no contexto do seu processo de acompanhamento. Contudo, nas análises e discussões recentes sobre o tema foi possível observar que o projeto obteve avanços significativos quanto ao trabalho de estimativa da produção pesqueira, ao longo de sua execução.

Os resultados da espacialização, com o uso de GPS e informações de áreas de pesca coletadas no desembarque, tem se mostrado uma importante ferramenta para as análises da interferência das atividades de E&P de petróleo e gás sobre a atividade pesqueira na bacia de Sergipe e Alagoas.

No Relatório Final do PMPDP 2015, entregue pela Petrobras através da correspondência UO-SEAL0556/2016 em 16.8.2016, há referência de um Boletim de Produção Pesqueira, apenas no relato da Oficina da equipe executora, que aborda a questão comentando que *“serão publicados pelo PMPDP: Boletim de Produção Pesqueira de Sergipe e Extremo Norte da Bahia e o Catálogo de Pescados de Sergipe e Norte da Bahia”*, mesmo não sendo este um parecer de análise deste projeto, solicitamos confirmação sobre a publicação ou não, desta importante ferramenta de comunicação e divulgação dos resultados do projeto junto a comunidade afetada.

Além disso, os resultados do projeto específico para avaliação do número de embarcações atuando no empreendimento e a intensidade de movimentação destas embarcações na área, devem servir de subsídio e necessariamente serem integrados as análises do projeto de espacialização no âmbito do PMPDP.

Em 5.1.2017 a CGPEG recebeu o Ofício 001/2017 – PMPDP VII/UFS do Departamento de Engenharia de Pesca e Aquicultura - DEPAQ da Universidade Federal de Sergipe, comunicando que a Coordenadora do PMDP recebeu e-mail de 19.12.2016 do Sr. Sílvio dos Santos Júnior, Coordenador de Meio Ambiente da Petrobras/UO-SEAL, no qual a empresa informa que as atividades do projeto estavam encerradas a partir de 31.12.2016.

Em 27.1.2017 a CGPEG emitiu Ofício 02022.000150/2017-47 solicitando apresentação de informações atualizadas sobre o andamento do PMPDP.

A Petrobras protocolou em 3.2.2017 o documento UO-SEAL 0057/2017, informando que a Petrobras descontinuou o projeto em 2017, alegando que o projeto não geraria informações adicionais que possam agregar valor aos resultados já obtidos.

Desconhecendo qualquer manifestação do IBAMA sobre o encerramento ou interrupção do referido Projeto, tal atitude unilateral da Petrobras será avaliado especificamente com direcionamento para as sanções punitivas aplicáveis pelas instâncias responsáveis, e determinamos a retomada imediata do PMPDP.

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a continuidade deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver o Projeto de Monitoramento Participativo do Desembarque Pesqueiro - PMPDP de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02028.000132/2012-09.

II.7.3 - Projeto de Controle da Poluição

Este projeto é conduzido e acompanhado por meio do processo IBAMA específico de nº 02022.000908/2010 - Projeto de Controle da Poluição (PCP) - Região 07, bacia Sergipe/Alagoas.

Esta Coordenação Geral emitirá Parecer Técnico referente a análise das complementações necessárias e dos relatórios ainda pendentes, e possíveis atualizações e aprimoramentos das medidas de controle e de gestão ambiental. Será exigido que toda a informação ausente ou informada de forma equivocada no âmbito do PCP seja corrigida em um documento consolidado, no qual a empresa deverá responder todas as lacunas e atender às solicitações de adequação.

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver o Projeto de Controle da Poluição de forma continuada e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com prazos e diretrizes determinados na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11, no âmbito do Processo IBAMA nº 02028.000908/2010.

Além disto, em função do exposto, conforme abordado no item “**II.7.1.16 - Projeto de Monitoramento dos Efluentes dos Tanques de Drenagem Aberta (SUMP)**” e também relacionada a Controle de Poluição, propõe-se a seguinte condicionante para tratar da questão dos efluentes do tanque sump:

Desenvolver um Projeto de Monitoramento dos Efluentes dos Tanques de Drenagem Aberta (Sump) das plataformas da região, que deve ser apresentado em 120 dias ao IBAMA para avaliação e sua implantação e operação, em até 1 ano de sua apresentação.

II.7.4 - Programa de Comunicação Social Regional

Este projeto é conduzido e acompanhado por meio do processo IBAMA específico do Programa de Comunicação Social Regional - PCSR, processo IBAMA nº 02022.001838/2010.

O referido programa tem sido conduzido adequadamente em seu processo específico, tanto pela empresa quanto pelo IBAMA. Este projeto contempla basicamente a elaboração, execução e divulgação do PCSR de forma contínua, por meio de processos informativos direcionados a vários atores institucionais, tais como a realização de reuniões com as comunidades dos estados de Sergipe e Alagoas,

a confecção e distribuição de Boletins Informativos semestrais, bem como a apresentação de Relatório Consolidado de Atividades do PCSR.

Ressalta-se que é necessário que as informações sobre todas as etapas de solicitação, aquisição e planejamento de atividades referentes a Licença de Operação em análise deve estar contido nos materiais e atividades de divulgação do PCSR.

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver o Projeto de Comunicação Social Regional de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Programa de Comunicação Social Regional da bacia de Sergipe - Alagoas (Processo IBAMA nº 02022.001838/2010).

II.7.5 - Programa de Educação Ambiental

O Programa de Educação Ambiental da bacia SEAL – PEA-SEAL, localmente denominado como Programa de Educação Ambiental com Comunidades Costeiras – PEAC, apresenta-se como um amplo programa que envolve ações estruturantes, de mitigação e compensação, as quais vem sendo executadas ao longo de mais de uma década, como condicionantes em diferentes processos de licenciamento ambiental federal que analisaram os impactos socioeconômicos provocados, direta e indiretamente, pelas atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás da Petrobras na bacia de Sergipe e Alagoas, sendo instruído no processo IBAMA nº 02022.002216/07.

Apresenta-se abaixo em linhas gerais, as demandas atuais referentes a implementação do Programa em suas distintas vertentes.

Projetos de Mitigação

O PEAC passou por uma reestruturação a partir da publicação da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2010, de julho de 2010, que trata dos procedimentos de elaboração de Projetos de Educação Ambiental, a serem inseridos dentro dos programas de educação ambiental regionais no âmbito do licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás.

Diversas reuniões e atividades de acompanhamento foram realizadas e documentos com proposta de adequação do PEAC à Nota Técnica supracitada foram elaborados. O Plano de Trabalho do PEAC para o período 2014 - 2015 foi o primeiro plano aprovado e executado já com todas as diretrizes condizentes com a NT 01/2010.

O Parecer Técnico CPROD/IBAMA nº 391/2015 de 11.8.2015 fez análise da execução dos projetos de mitigação descritos no Plano de Trabalho 2014 - 2015 e tratados na reunião da Coordenação Executiva do PEAC realizada em 5.11.2014 (Ata de Reunião CGPEG/IBAMA nº 02022.000021/2015-97) e expediu orientações para o Plano de Trabalho 2016-2017 que deveria ser entregue pela empresa em novembro de 2015. No entanto, por conta da mudança no convênio com a Universidade Federal de Sergipe (UFS) que passou a condução dos projetos de mitigação do PEAC do Departamento de Serviço Social para o Departamento de Geografia, a Petrobras comunicou em reunião realizada anteriormente ao VIII Encontro do PEAC, ocorrido no município de Aracaju, em novembro de 2015, que as novas coordenadoras do PEAC necessitariam de mais tempo e convivência com a equipe que conduziu os projetos nos últimos dois anos para produzir o documento.

O documento Planos de Trabalho dos Projetos de Mitigação do PEAC para o Biênio 2016-2017 foi protocolado na SUPES/RJ em 31.3.2016, através da Correspondência UO-SEAL 0253/2016, e recebido na CGPEG em 5.4.2016. E em 24.5.2016 a Petrobras protocolou na SUPES/RJ, através da Correspondência UO-SEAL 0356/2016, os Relatórios Anuais dos Projetos de Mitigação do PEAC - 2015, recebido na CGPEG/IBAMA, em 30.5.2016.

Em reunião realizada em agosto de 2016 (Ata de Reunião CGPEG/IBAMA nº 02022.000076/2016-88) a empresa informou que um problema para assinatura do convênio com a UFS atrasou o início efetivo dos

projetos deste Plano de Trabalho. O IBAMA ressaltou que só aprovaria o Plano com o convênio assinado e a Empresa deveria ajustar o cronograma para garantir a execução efetiva dos projetos por dois anos a partir da assinatura do Convênio.

No Parecer Técnico CPROD/IBAMA nº 490/2016 de 16.9.2016 foram analisados, aprovados e solicitado novo cronograma para os projetos de mitigação propostos no Plano de Trabalho para o biênio 2016-2017 com uma série de solicitações e orientações para a condução e elaboração de projetos para os próximos anos.

Deste modo, a empresa deve prosseguir atendendo às orientações e solicitações em conformidade com os recentes documentos produzidos no âmbito do processo administrativo IBAMA nº 02022.002216/07.

Projetos de Compensação

Além do viés mitigatório, o PEAC apresenta uma linha de ação estritamente compensatória, decorrente dos impactos existentes sobre a atividade pesqueira artesanal que não foram mitigados e/ou compensados, por diversos motivos, ao longo dos anos em que a empresa desenvolve suas atividades na bacia de Sergipe/Alagoas. Podemos destacar como os principais motivos que obrigam a empresa a garantir o cumprimento destas ações compensatórias, a realização de atividades de sísmica e instalação de estruturas em áreas rasas ou de intensa pesca artesanal, a inexistência de qualquer ação mitigadora para os empreendimentos mais antigos, que atualmente fazem parte do TAC, e os diversos problemas na condução do PEAC ao longo dos anos, que impossibilitaram uma mitigação adequada e amplificaram as expectativas das comunidades envolvidas.

Os projetos de compensação e estruturação do PEAC sofreram consideráveis atrasos na sua implementação devido, principalmente, às constantes trocas de consultoria promovidas pela Petrobras, que impedia uma continuidade coerente de suas ações. A partir do convênio da Empresa com a UFS, em 2009, o PEAC começou a se consolidar. Foi realizado, no final de 2009, o II Encontro do PEAC, no qual foi criado seu Conselho Gestor e eleito os conselheiros para representar as comunidades. No ano de 2010 iniciou-se o processo de retomada desses projetos através da revalidação das demandas, discussão e acompanhamento no âmbito do Conselho Gestor criado. Esta Coordenação Geral emitiu uma série de Pareceres Técnicos para orientar a elaboração e execução dos projetos, que foram retomados bem como definir prazos e acompanhar as justificativas para mudanças de cronogramas. Os atrasos na entrega de Projetos Executivos ou da execução de projetos aprovados, na maioria das vezes, foi justificado, pela empresa, por problemas fundiários como dificuldade de obtenção de terrenos para obras, irregularidades na documentação de terrenos adquiridos ou de entidades gestoras de projetos e devido a mudanças de demandas de projetos nas comunidades por inviabilidade das demandas escolhidas ou alterações pela demanda prioritária ser atendida no âmbito de outros projetos públicos ou privados.

Atualmente, dos 85 projetos de compensação do PEAC, 15 são considerados concluídos (as atividades foram finalizadas e o relatório final foi enviado e aprovado pelo IBAMA); 12 são projetos finalizados (as atividades foram concluídas, mas o relatório final ainda não foi aprovado pelo IBAMA); 41 projetos estão aprovados (o Projeto Executivo foi enviado e aprovado pelo IBAMA, nesse caso os projetos podem estar ou não em execução) e 16 projetos estão com pendência de envio do Projeto Executivo.

É possível notar, ainda, um enorme passivo da empresa pelo atraso na execução e conclusão dos projetos. Como exposto, dos 85 projetos de compensação apenas 27 estão finalizados, ou seja, a empresa levou 5 anos para concluir cerca de 32% dos projetos de compensação. Levando em consideração que todas as comunidades já escolheram seus projetos e aguardam sua execução, essa taxa é inaceitável pelo tempo de atividade exploratória e de produção existente na bacia Sergipe/Alagoas sem a devida compensação das comunidades atingidas pelos impactos das atividades da Petrobras.

Como agravante desse problema, nos anos de 2014 e 2015, muitos projetos aprovados e sem pendência fundiária tiveram a execução adiada porque a empresa estava desenvolvendo uma nova forma de convênio com as entidades gestoras escolhidas pelas comunidades que não foi estabelecida devido aos problemas políticos e de gestão enfrentados pela Petrobras nos últimos anos. Novas regras para estabelecimento de contratos foram determinadas e informadas ao Conselho Gestor em julho de 2015 afetando a contratação de empresas para a execução dos projeto de compensação. Assim, por quase dois anos e execução das medidas compensatórias ficaram parcialmente paralisadas.

Contudo a Petrobras afirmou em reunião com o IBAMA, em agosto de 2015 (Ata de Reunião CGPEG/IBAMA nº 02022.000023/2016-67) e em seus últimos relatórios mensais sobre as compensações, que a questão da forma de convênio para o estabelecimento de contratos tinha sido resolvida e que já existia um protocolo a ser seguido. No entanto, em reunião realizada em agosto de 2016 (Ata de Reunião CGPEG/IBAMA nº 02022.000076/2016-88) para tratar do atraso da assinatura do convênio da Petrobras com a UFS para os projetos de mitigação, foi informado que as novas regras da empresa para estabelecimento de convênios dificultou a assinatura com a consultora SEMEAR para execução também dos projetos de compensação já aprovados e sem pendência fundiária.

Por solicitação do Ministério Público Federal de Sergipe (MPF/SE) a CGPEG emitiu a Informação CPROD/IBAMA nº 34/2016 de 8.6.2016 com um panorama dos projetos de mitigação, compensação e estruturantes do PEAC para alimentar o Inquérito Civil Público 1.35.000.000668/2011-47 no qual o IBAMA e a Petrobras se tornaram réus por conta dos atrasos na execução dos projetos de compensação.

Após a emissão da Informação supracitada foi convocada uma reunião entre Ministério Público Federal de Sergipe, IBAMA e Petrobras. A reunião foi realizada no dia 22.9.2016, na Superintendência do IBAMA em Sergipe, com representantes do IBAMA/SE, MPF, CGPEG/IBAMA, PETROBRÁS, SPU e INCRA para tratar de assuntos referentes aos Projetos de Compensação do PEAC. Na ocasião, foi decidido que a Petrobras encaminharia ao IBAMA, até 10.10.2016, um planejamento para a execução de 19 projetos de compensação e 6 projetos estruturantes aprovados e sem pendência fundiária para início a partir de outubro de 2016, e também um planejamento para execução de 7 projetos também aprovados e sem pendência fundiária - mas com necessidades de ajustes nos Projetos Executivos devido a características de projetos de arranjos produtivos com início previsto para janeiro de 2017. E, ainda, um estudo de viabilidade de aquisição de imóvel ou terreno em 12 comunidades que tem projetos de compensação ou estruturante atrasados por pendências fundiárias, seguindo orientação do Parecer Técnico CGPEG/IBAMA nº 534/13 de 27.12.2013, que determina que:

“Observa-se que caso não sejam viabilizadas as doações ou cessões de uso, a empresa deverá obrigatoriamente adquirir os terrenos para atender as demandas já acordadas. Mudanças de projeto somente poderão vir a ser aceitas se for comprovado pela empresa e confirmado pelo IBAMA junto a comunidade que não há terrenos disponíveis para compra no município que atenda às necessidades.”

Esse planejamento foi entregue através da Correspondência UO/SEAL 0700/2016 de 10.10.2016, protocolado na SUPES/RJ em 18.10.2016 e recebido na CGPEG em 20.10.2016 e se encontra em análise por esta Coordenação Geral. A CGPEG emitirá Parecer Técnico confirmando a aceitação da proposta da Empresa ou estabelecendo novos prazos a partir desse documento.

Dessa forma, o PEAC deverá seguir, como condicionante de licença, os prazos, orientações e solicitações estabelecidos a partir deste acordo entre MPF de Sergipe, IBAMA e Petrobras registrados nos documentos produzidos no âmbito do processo administrativo IBAMA nº 02022.002216/07.

Projetos Estruturantes

Os projetos estruturantes têm como propósito garantir e/ou fortalecer a adequada implementação das medidas mitigatórias e/ou compensatórias e a dotação de infraestrutura física para que as colônias de pescadores possam atuar como uma rede de apoio ao Programa de Monitoramento Participativo do Desembarque Pesqueiro (PMPDP).

Os projetos estruturantes do PEAC, assim como os projetos de compensação, sofreram consideráveis atrasos na sua implementação pelos mesmos motivos já explicitados acima. Dos 13 projetos estruturantes apenas 3 foram finalizados. A Petrobras concluiu a execução dos projetos de construção dos dois centros regionais, sendo um na Região Norte (Pacatuba) e outro na Região Sul (Indiaroba) e a execução de apenas um projeto de colônia de pesca (Pirambu). Considerando a desistência da Colônia Z9 de Itaporanha D'Ajuda/SE do projeto de Estruturação da Colônia, devido ao objetivo do projeto ser atingido por outra parceria, e a suspensão do projeto estruturante de reforma da Colônia de Pescadores e Aquicultores de Conde/BA (Z-31), devido ao uso inadequado do bem adquirido via projeto de compensação, a empresa deverá atender às orientações e solicitações em conformidade com os documentos do processo administrativo IBAMA nº 02022.002216/07 para execução dos projetos

estruturantes ainda pendentes para 7 colônias de pesca em Sergipe e 1 na Bahia, conforme estabelecido no acordo entre MPF de Sergipe, IBAMA e Petrobras.

Diante da importância e abrangência do PEA Regional da Petrobras na Bacia de SEAL (PEAC) e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver os Projetos de Educação Ambiental na bacia de SEAL em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.002216/2007.

II.7.6 - Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores Regional

No Parecer Técnico nº 172/10, o IBAMA solicitou que a empresa adotasse o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores implementado no âmbito do Licenciamento Ambiental do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo no Campo de Piranema, bacia Sergipe/Alagoas para todas as unidades marítimas e terrestres, bem como para as embarcações de apoio, cujas atividades estivessem relacionadas àquelas desenvolvidas nos campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema e Salgo.

A resposta da empresa, bem como as orientações, propostas e reuniões seguintes resultaram no estabelecimento do PEATR - Programa Regional de Educação Ambiental dos Trabalhadores da bacia de Sergipe/Alagoas, conduzido pelo processo 02022.000108/2012-61. Nos últimos anos o PEATR tem seguindo as diretrizes dos Pareceres Técnicos emitidos pelo IBAMA e, sendo acompanhado através de relatórios e vistorias técnicas.

O Parecer Técnico CPROD/IBAMA nº 269/2016, de maio de 2016, analisou o último Relatório Semestral do programa concluindo que o PEATR-SEAL atende aos objetivos e princípios metodológicos do programa e da legislação vigente tendo atendido as orientações desta Coordenação. Determina, ainda, que os Relatórios de Atividades poderão ser entregues anualmente e considera a implementação do Programa no referido relatório satisfatória.

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores Regional de forma continuada e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com prazos e diretrizes determinados no Processo nº 02028.000108/2012-61.

II.7.7 - Projeto de Desativação

Os Projetos de Desativação deverão estabelecer diretrizes e critérios que serão implementados ao término das atividades, com vista a proteção e a manutenção da qualidade ambiental da região. Estes projetos deverão abordar as ações que seriam realizadas a luz da tecnologia atual e da legislação vigente, bem como prever revisões periódicas de atualização dos Projetos de Desativação em virtude de novas tecnologias e legislações específicas que venham a surgir durante o período de operação do empreendimento, ou ainda, a luz da definição de novos usos para as estruturas existentes.

- A) Deverão ser apresentados os procedimentos para a desativação da atividade, envolvendo a limpeza e a remoção, e/ou reaproveitamento das unidades;
- B) deverá ser contemplada a opção de retirada de todas as instalações submarinas, incluindo as linhas de escoamento/transferência de óleo e gás, descrevendo, em qualquer hipótese, como serão as operações de limpeza das linhas;
- C) Deverão ser apresentados os procedimentos previstos para o abandono dos poços de produção e de injeção, levando-se em conta a Portaria ANP nº 25/02;

D) Deverão ser mencionadas as opções de reaproveitamento das estruturas existentes ou, por outro lado, as perspectivas de como se dará sua destinação final;

E) deverá estar prevista a emissão de relatórios periódicos que atualizem os Projetos de Desativação a luz de novas tecnologias e legislações específicas que venham a surgir durante o período de operação. do empreendimento, ou ainda, a luz da definição de novos usos para as estruturas existentes.

Os projetos deverão contemplar, também, as medidas necessárias a mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos associados a desativação dos empreendimentos, especialmente em relação a mão de obra das Unidades de Produção a serem desativadas.

Na atribuição de suas obrigações conforme Resolução CONAMA nº 10/1996, o ICMBIO estabeleceu novos prazos com a emissão da Autorização nº 03/2017-GABIN para o Licenciamento Ambiental da produção Marítima e Escoamento de Petróleo e Gás Natural das Unidades das Bacias de Sergipe /Alagoas - TAC SEAL no que diz respeito aos impactos ambientais sobre as unidades de conservação afetadas.

Esta autorização identificou especificamente a Reserva Biológica de Santa Isabel como Unidade de Conservação afetada, e estabeleceu entre as suas Condições Específicas uma com a seguinte redação:

"2. Condições Específicas

2.1. Apresentar, para aprovação da Reserva Biológica de Santa Isabel, em 180 dias após a emissão da Licença de Operação, plano de descomissionamento dos dutos localizados no interior da unidade de conservação."

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Apresentar em 180 dias após a emissão desta licença, Projeto de Desativação e consequentes projetos de mitigação dos impactos da desativação, incluindo os projetos de mitigação dos impactos socioambientais. Entre estes projetos deverá ser previsto um de requalificação dos trabalhadores terceirizados e concursados e recolocação dos concursados, conforme prevê a legislação.

II. 7.8 – Plano de Emergência Individual

Em resposta ao Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 041/04 foram apresentados esclarecimentos e encaminhadas cópias de cada Plano de Emergência Individual – PEI revisado, referentes às unidades de produção dos Campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema, Salgo e Robalo, de forma a substituir os documentos anteriormente encaminhados. Esta revisão incluiu as modelagens de dispersão de óleo para cada campo.

No Parecer Técnico nº 024/2009 foi indicado que a Petrobras deveria apresentar versões atualizadas dos PEIs, uma vez que havia transcorrido bastante tempo entre a apresentação destes PEIs e a análise dos mesmos, e que havia sido publicada a Resolução CONAMA nº 398/08 específica sobre a questão. Pontuou ainda que a apresentação deveria aguardar as definições referentes à modelagem de óleo na região do empreendimento, que foram tratadas no âmbito do processo de licenciamento ambiental da atividade de Perfuração Marítima na Área Geográfica do BM-SEAL-9 e campos de Caioba, Camorim, Dourado e Guaricema – bacia de Sergipe/Alagoas (Processo IBAMA nº 02022.007195/03).

Através do Ofício Circular nº 0210/2009/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 13.3.2009, foi informado que, como a Petrobras optou por apresentar em um documento único, anexo aos Planos de Emergência Individuais, os recursos compartilhados por suas plataformas de acordo com as bacias sedimentares em que estão localizadas, a CGPEG optou por abrir um processo administrativo específico para cada documento. O número do processo específico para o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da bacia Sergipe/Alagoas – PEVO/SEAL é 02022.000649/2009.

No Parecer Técnico nº 172/2010, o IBAMA indicou que a partir da aprovação da base hidrodinâmica para a bacia de Sergipe/Alagoas no âmbito do processo de licenciamento ambiental da atividade de Perfuração Marítima na Área Geográfica do BM-SEAL-9 e campos de Caioba, Camorim, Dourado e Guaricema – bacia de Sergipe/Alagoas, os Planos de Emergência Individuais (PEIs), referentes às unidades de produção dos Campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema, Salgo e Robalo deveriam sofrer os ajustes necessários e serem reapresentados em conformidade com a Resolução CONAMA nº 398/08.

Em resposta ao PT nº 172/2010, a Petrobras informou que o PEVO para a bacia de Sergipe/Alagoas estava em elaboração e que seria apresentado até o final de fevereiro de 2011. Através da correspondência UO-SEAL/SMS 0083/2011, de 24.2.2011, a Petrobras encaminhou o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da bacia Sergipe/Alagoas – PEVO-SEAL para apreciação do IBAMA. A Petrobras solicitou ainda que fosse concedido prazo de seis meses, a partir da aprovação do PEVO, para revisão e apresentação dos Planos de Emergência Individuais da bacia Sergipe/Alagoas.

O Ofício nº 0937/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 8.11.2011, encaminhou o Parecer Técnico nº 485/2011, sobre a realização de exercício simulado de vazamento de óleo e o Relatório de Vistoria Técnica nº 083/2011, realizada nas instalações do Centro de Defesa Ambiental da Bahia para verificar o inventário existente no local e o informado no PEVO-SEAL.

No Parecer Técnico nº 312/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 22.7.2011, referente à análise do EIA/RIMA 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, foi pontuado que os PEI's deveriam ser reapresentados para compor este processo de análise da viabilidade do empreendimento proposto, em conformidade com os novos cenários previstos. Com isto, precisariam englobar todas as atividades previstas (instalação, perfuração e produção) e, deveriam corresponder a cada plataforma. Foi indicado ainda que as solicitações contidas no PT referentes à estrutura de resposta comum aos PEIs deveriam ser incorporadas ao PEVO-SEAL.

Ainda no âmbito do processo da Ampliação, a partir da resposta da empresa ao PT 312/2011, o IBAMA emitiu o Parecer Técnico nº 537/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA e no item “II.9 – Plano de Emergência Individual – PEI” fez a análise do PEVO-SEAL e dos PEIs das unidades de perfuração e produção incluídos nos projetos de ampliação e de regularização. Foi destacado que o PEVO-SEAL é parte integrante dos PEIs das Unidades Marítimas em operação na bacia de Sergipe/Alagoas, abarcando a atividade de perfuração e produção marítima no campo de Piranema, a atividade de perfuração marítima nos Blocos BM-SEAL-4, 10 e 11, e a atividade de perfuração e produção marítima nos campos de Camorim, Caioba, Dourado e Guaricema. O IBAMA pontuou ainda, além de outras questões, que o PEVO-SEAL deveria incluir todos os empreendimentos existentes na bacia, ressaltando o que estará e o que não estará coberto pela sua estrutura, já que a empresa na época retirou a explicação para o fato de os campos de Paru e de Salgo não constarem da área de abrangência.

O documento “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 537/11”, no que se refere às questões relativas ao atendimento à emergência, foi analisado juntamente às Revisões 02, 03 e 04 do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Bacia de Sergipe-Alagoas – PEVO-SEAL. A conclusão desta análise consta do PAR. 000004/2014 CGPEG/IBAMA, de 03/01/2014, que considerou a estrutura de resposta *offshore* do PEVO SEAL aprovada, solicitando complementações, entre elas as relativas ao Plano Estratégico de Proteção de Áreas Vulneráveis do PEVO.

Uma revisão 2 foi apresentada pela empresa e sua análise foi feita no PAR. 02022.000312/2014-02 CGPEG/IBAMA de 24.7.2014, que solicitou que o plano fosse reapresentado com a descrição específica dos meios físico, biótico e socioeconômico de cada área vulnerável específica, com o respectivo detalhamento do atendimento à emergência para cada caso, além de estabelecer a necessidade de apresentação do Plano de Atendimento à Fauna e de atendimento a outros pontos técnicos nele especificados. A empresa solicitou dilação de prazo para esta complementação; em relação ao Plano de Atendimento à Fauna - PPAF, a empresa encaminhou em 30.4.2015, por meio da correspondência UO-SEAL 0387/2015, uma proposta para atendimento do mesmo 6 meses após a finalização do Levantamento de informações de espécies e áreas prioritárias para a proteção de fauna silvestre que estava sendo realizado pelo IBP no âmbito do Acordo de Cooperação Técnica com o IBAMA.

Por meio do OF 02022.001451/2015-26 CGPEG/IBAMA, de 8.6.2015, o IBAMA estabeleceu o prazo de 30.6.2015 para recebimento da resposta aos PAR's nº 02022.000004/2014 e nº 02022.000312/2014 CGPEG/IBAMA, referentes ao Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Bacia de Sergipe/Alagoas (PEVO-SEAL) e respectivos Planos Estratégicos de Proteção de Áreas Vulneráveis (PPAVs). Na data estabelecida foi protocolada a correspondência UO-SEAL 0664/2015 com a versão digital do PPAV - Plano de Proteção de Áreas Vulneráveis, cuja versão impressa foi entregue em 6.7.2015, por meio da correspondência UO-SEAL 0683/2015, juntamente com informações sobre demais demandas.

[colocar a análise deste PPAV encaminhado pela UOSEAL 0638/2015]...deve estar no processo do PEVO, não?

A Petrobras encaminhou, por meio da Correspondência UO-SEAL 0953/2015, o segundo volume do PEVO-SEAL; no documento expõe que o Plano de Proteção e Atendimento à Fauna estaria na dependência do banco de dados georreferenciados do Plano de Proteção da Costa. Passados três anos da solicitação do PPAF pelo PAR nº 02022.000312/2014 e considerando os incidentes em que foram necessários atendimentos à fauna local, não há razão que justifique o adiamento da elaboração e implementação do plano específico para o atendimento à fauna, para o quê propõe-se que a condicionante de licença que trate do atendimento de emergência estabeleça o prazo de 60 dias para sua apresentação.

Como exposto, durante o andamento do processo de Ampliação SEAL, foram sendo atualizadas e aprovadas as atualizações dos PEIs referentes aos campos de Camorim, Dourado e Guaricema - bem como dos aspectos comuns a todos eles, consolidados no PEVO em seu processo de acompanhamento específico – em função dos resultados das análises de riscos então reelaboradas. A estrutura do PEVO foi planejada para atender aos cenários de derrame de óleo no mar para todas as atividades realizadas pela empresa na bacia, incluindo as em regularização no campo de Caioba. No entanto, a análise de riscos para este citado campo não tivera ainda a mesma atualização que os demais campos. Com isto, foi solicitada na reunião de 23.5.2014, conforme Ata de Reunião nº 44/2014, que a Petrobras apresentasse a devida revisão da análise de riscos e do PEI para o campo.

A Petrobras, através da correspondência UO-SEAL 1479/2015, de 3.12.2015, recebida nesta Coordenação Geral de Petróleo e Gás em 27.1.2016, encaminhou o Plano de Emergência Individual do Campo de Caioba. Desta forma, é feita a seguir a análise específica dessa documentação, para em seguida retornar às determinações quanto a inserção de condicionante específica quanto ao Plano de Emergência Individual.

O Artigo 3º da CONAMA 398/2008, em seu parágrafo 2º, define: “Para plataformas de produção de petróleo ou gás natural desabitadas, cujo controle operacional seja realizado de forma centralizada e remota, deverá ser elaborado um único Plano de Emergência Individual para o conjunto de plataformas de cada campo, sendo consideradas, nos procedimentos operacionais de resposta, as especificidades de cada uma das plataformas em questão.”

Neste caso, está enquadrado o campo de Caioba, composto por quatro plataformas desabitadas (PCB-1, PCB-2, PCB-3 e PCB-4), que são monitoradas pelo Sistema de Supervisão Remoto na Plataforma PCM-09 e na Estação de Produção de Atalaia. As plataformas operam em lâmina d'água média de 27,75 metros, distando aproximadamente 15 km da costa de Sergipe. A produção diária das plataformas desabitadas do campo atualmente é de cerca de 9,5 m³/d de condensado e 507 Nm³/dia de gás.

É reportado que o volume de pior caso do campo é decorrente da perda de controle do poço CB-08, interligado à plataforma PCB-01. Este poço produz 5,7 m³/d. Logo, VPC = 5,7 x 30 = 171 m³. No entanto, há cenários acidentais que preveem acidentes com embarcações. Solicita-se que sejam informadas as tancagens destas embarcações. Caso alguma delas possua capacidade superior a 171 m³, este será o volume de pior caso, considerando o tipo de combustível desta embarcação, a partir ponto mais próximo da costa dos limites do campo de Caioba.

A empresa informa a apresentação do mapa com a posição das Unidades Marítimas no anexo II.1.5-1 – Mapas, plantas e desenhos. No entanto, este mapa não consta da versão impressa e nem mesmo da digital. **Solicita-se sua apresentação.**

A plataforma PCM-9 centraliza o controle operacional e de emergência das unidades desabilitadas presentes nos campos de águas rasas de Sergipe. Há um supervisor de plantão responsável pela definição do envio de equipes para controle de incidentes restritos às unidades desabilitadas. Também é responsabilidade deste supervisor a comunicação do incidente ao Gestor da Estrutura de Resposta, caso seja necessário acionamento do PEVO-SEAL.

A estrutura do plano é composta, além do coordenador, por uma equipe de primeiros socorros (1 líder e 2 homens de apoio), uma equipe de parada de emergência (1 líder e 2 operadores), uma de limpeza (1 líder e 6 homens de serviços gerais) e uma de comunicações (1 operador).

Em relação aos equipamentos de combate aos acidentes, solicita-se que a empresa informe a atual situação das Bombas de Combate a Incêndio das plataformas de Caioba, apresentando a última documentação emitida pela Marinha do Brasil que ateste o pleno funcionamento destes equipamentos.

Registre-se que o “óleo” de Caioba é um condensado de gás, portanto extremamente volátil. Se por um lado sua dispersão em caso de queda no mar ocorre com maior facilidade, por outro os cuidados com seu manejo devem ser redobrados. Desta forma, considera-se que o PEI apresentado atende às necessidades mínimas estabelecidas na Resolução CONAMA nº 398/08; das conclusões da análise de riscos, observa-se que não há cenário acidental descrito para este campo que não seja passível de atendimento pela estrutura aprovada para o PEVO. Com isto, a empresa deverá apresentar os esclarecimentos solicitados e, em caso de nova situação decorrente de suas conclusões, realizar as devidas alterações no PEI/PEVO.

Com isto, considera-se que os Planos de Emergência Individual para os campos de Caioba, Camorim, Dourado e Guaricema atendem aos requisitos mínimos para aprovação no âmbito da resolução CONAMA nº 398/08, no entanto deverá ser apresentada versão consolidada de todos eles, com as alterações já solicitadas ou aprovadas no prazo de 60 (trinta) dias. Para o PEVO, deverão ser apresentadas as solicitações de adequação para o Plano de Proteção de Áreas Vulneráveis – PPAV e deverá ser protocolado o Plano de Atendimento à Fauna - PPAF, já bastante protelado pela empresa.

Para a adequação do Plano de Proteção de Áreas Vulneráveis – PPAV e o protocolo do Plano de Atendimento à Fauna - PPAF, a empresa deverá ainda considerar as seguintes recomendações emitidas pelo ICMBio pelo Ofício SEI nº 120/2017-DIBIO/ICMBio em 11.5.2017, referentes a autorização para o licenciamento ambiental da produção marítima e escoamento de Petróleo e Gás Natural das Unidades das bacias de Sergipe/Alagoas - TAC SEAL no que diz respeito aos impactos ambientais sobre as unidades de conservação afetadas, apresentando justificativas para sua adoção ou não:

- I. comunicar, de forma imediata, a equipe local do Centro Tamar em caso de contaminação;
- II. apresentar ao Centro Tamar, de preferência em atualização diária, informações relativas às manchas de óleo, sejam elas associadas a acidentes ou órfãs, como localização, dispersão, dimensão e estimativas de toque em praias de desova;
- III. prever no Plano de Atendimento a Emergências medidas de contenção do óleo que garantam seu máximo recolhimento, ainda em áreas próximas às unidades de produção, de forma a proporcionar o mínimo de espalhamento para áreas marinhas circundantes, visando evitar não somente o toque do óleo nas praias, mas também minimizar a permanência de óleo na água;
- IV. ainda no citado Plano, prever procedimentos de proteção e manejo de ninhos, assim como medidas que visem assegurar a não contaminação dos neonatos ao longo da praia de desova ou sua exposição às manchas de óleo ainda no mar, oriundas de vazamentos ao largo das praias de desova;
- V. mantendo-se ainda no âmbito do Plano de Atendimento à Emergência, prever um programa de remoção do óleo com ações de planejamento operacional específicos para atuação em áreas de reprodução de tartarugas marinhas; o planejamento deve incluir mapas de sensibilidade das áreas de desova, logística de deslocamento e atuação das equipes, previsão de monitoramento noturno para avaliação de fêmeas em processo de desova, descrição de critérios utilizados para a identificação das áreas de sacrifício e disposição de material contaminado, garantindo que não ocorram impactos sobre fêmeas, ninhos e filhotes destes animais;
- VI. readequar o sistema de iluminação das plataformas de modo a minimizar a dispersão de luminosidade para o mar e buscar máxima contenção da luminosidade na área interna das

plataformas;

VII. executar um programa de monitoramento, com o registro de dados reprodutivos, resgate e atendimento a quelônios debilitados e/ou contaminados por resíduos de hidrocarboneto, o programa deve ser integrado às ações de conservação e proteção já em curso ao longo do litoral, área prioritária para reprodução de tartarugas marinhas, e deve aproveitar as experiências adquiridas em outras iniciativas de monitoramento e ser periodicamente avaliado para adoção das adequações que se façam necessárias;

VIII. instalar unidades de atendimento emergencial à fauna contaminada, de modo a favorecer, no caso de acidentes, uma maior agilidade no tratamento das tartarugas marinhas; para a efetivação desta condição, as unidades de atendimento podem ser instaladas a partir de adequações em bases de atendimento a emergências ambientais já instaladas;

IX. realizar pesquisa de longa duração sobre o uso da porção marinha dos Campos de Camorim, Dourado, Guaricema, Caioba e Salgo, pelas tartarugas marinhas.

X. em caso de ocorrência de acidentes de embarcações com tartarugas marinhas, os animais deverão ser, sempre que possível, resgatados e encaminhados para reabilitação no menor prazo possível, seguindo as orientações técnicas fornecidas pelo Centro Tamar; e

XI. estabelecer períodos de restrição para as atividades nos Campos de Produção, conforme descrito na Instrução Normativa Conjunta IBAMA e ICMBio Nº 1, de 27 de maio de 2011, de modo preferencialmente a excluir o período de 1º de outubro até o último dia do mês de fevereiro; em caso de atividades urgentes ou de impossibilidade de cumprimento da janela ambiental indicada, consultar o Ibama e o Centro Tamar quanto à adoção de medidas de proteção complementares.

Assim, recomendamos a inclusão deste Projeto como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Implementar o Plano de Emergência Individual– PEI aprovado, apresentando relatórios de acordo com as diretrizes constantes ao longo do Processo. Uma revisão deste PEI consolidada deverá ser apresentada em até 60 (sessenta) dias, a contar da emissão desta Licença de Operação, com as modificações necessárias para atender às exigências do parecer que subsidiou a emissão desta licença, inclusive aquelas estabelecidas para o Plano de Proteção de Áreas Vulneráveis – PPAV e de apresentação do Plano de Atendimento à Fauna.

Em 11.5.2017 o ICMBio emitiu a Autorização para o Licenciamento Ambiental nº 03/2017-GABIN, na qual "AUTORIZA o licenciamento ambiental da produção marítima e escoamento de Petróleo e Gás Natural das Unidades das bacias de Sergipe/Alagoas - TAC SEAL no que diz respeito aos impactos ambientais sobre as unidades de conservação afetadas". Esta Autorização estabelece o cumprimento das seguintes disposições:

"2. Condições Específicas:

2.1. Apresentar, para aprovação da Reserva Biológica de Santa Isabel, em 180 dias após a emissão da Licença de Operação, plano de descomissionamento dos dutos localizados no interior da unidade de conservação.

2.2. Considerar a Reserva Biológica de Santa Isabel nos programas de monitoramento e atendimento a emergências ambientais.

2.3. Incluir no Plano de Emergência para Vazamento de Óleo — PEVO o acionamento dos procedimentos de emergência em caso de acidentes que afetem a Reserva Biológica de Santa Isabel, incluindo o acionamento para as manchas órfãs.

2.4. Comunicar de forma imediata a equipe da Reserva Biológica de Santa Isabel no caso de acidentes que possam afetar trechos situados na unidade de conservação."

Considerando as informações acima reportados, solicitamos que a empresa adote todas as exigências necessárias para o atendimento integral destas disposições, com atenção especial para os itens 2.2, 2.3 e 2.4 no PEI/PEVO SEAL.

Além disto, de forma a seguir aos padrões de informação quanto a emergências ambientais, é necessária a apresentação dos PEIs à Coordenação-Geral de Emergências Ambientais – CGEMA/DIPRO/IBAMA, em Brasília, e ao Núcleo de Prevenção e Atendimento a Emergências Ambientais – NUPAEM da Superintendência do IBAMA do Estado do Sergipe; desta forma, sugere-se ainda a inclusão da seguinte condicionante:

Encaminhar, no prazo de 60 (trinta) dias, a contar da emissão desta Licença de Operação, cópias dos PEI consolidados – incluindo a versão mais atualizada do PEVO-SEAL – à Coordenação-Geral de Emergências Ambientais – CGEMA/DIPRO/IBAMA, em Brasília, e ao Núcleo de Prevenção e Atendimento a Emergências Ambientais – NUPAEM da Superintendência do IBAMA do Estado do Sergipe. Comprovantes do encaminhamento deverão ser encaminhados à CGPEG/DILIC/IBAMA para anexação ao processo.

II.7.9 – PMAVE - Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna

O IBAMA emitiu o PAR. 02028.000043/2015-05 NLA/SE/IBAMA em 26.5.2015, aprovando o Plano de Manejo de Aves em Plataformas e Embarcações da Bacia de Sergipe/Alagoas – PMAVE apresentado pela empresa; esse parecer foi encaminhado a empresa pelo ofício OF 02022.001339/2015-95 CGPEG/IBAMA.

Posteriormente, a Nota Técnica 02022.000089/2015 CGPEG/IBAMA, de 4.12.2015, estabeleceu diretrizes gerais para a implementação do projeto, ajustando sua denominação para Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna – PMAVE.

Em atendimento à referida Nota Técnica, a Petrobras, por meio da correspondência UO-SEAL nº 301/2016 protocolada no Ibama em 18.4.2016, apresentou o Plano de Manejo da Avifauna em Unidades Marítimas de Produção e Perfuração da Bacia de Sergipe/Alagoas - PMAVE.

Posteriormente, por meio da correspondência UO-SEAL 0533/2016 datada de 20.7.2016 e protocolada no Ibama em 26.7.2016, a Petrobras encaminhou o Relatório Anual do PMAVE-SEAL 2015-2016.

Em 16.1.2017, foi protocolada no Ibama a correspondência UO-SEAL 0023/2017, de 5.1.2016, que solicita a retificação da Autorização de Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (ACCTMB) do PMAVE-SEAL. Tal solicitação foi analisada no parecer técnico de PAR. 02022.000081/2017-71 CPROD/IBAMA de 23.2.2017, que solicitou complementações.

Observa-se que, em conformidade com a Nota Técnica 02022.000089/2015-76 CGPEG/IBAMA, a nomenclatura do projeto deve ser ajustada para "Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna".

Diante destes fatos e com as observações acima descritas, recomendamos a inclusão deste Projeto – cuja nomenclatura foi ajustada àquela indicada pela Nota Técnica 089/2015 – como condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Desenvolver os Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE) na bacia de SEAL de forma continuada em conformidade com as orientações e diretrizes constantes da Nota Técnica 02022.000089/2015 CGPEG/IBAMA e determinadas pelo IBAMA no âmbito dos Processos IBAMA nº 02022.005302/1998.

II. 8 – Análise e Gerenciamento de Risco

No Parecer Técnico nº 172/2010 foi informado que as considerações referentes à Análise e Gerenciamento de Riscos das unidades de produção em regularização seriam apresentadas em um parecer técnico específico.

O Termo de Referência ELPN/IBAMA nº 010/99 que norteou o RAA previu que a análise de riscos fosse elaborada por metodologia qualitativa. No posterior licenciamento do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema (Processo IBAMA Nº 02022.002524/2006) foi adotada em comum acordo com a empresa a adoção de Análise Quantitativa de Riscos Ambientais (AQRA) – tanto em função das novas práticas adotadas pelo IBAMA, como por esta ser mais adequada a avaliação de empreendimentos em áreas sensíveis.

Assim, os Pareceres Técnicos supracitados elaborados no âmbito daquele processo – e também visando a regularização - trataram exaustivamente desta questão, levando a empresa a buscar soluções operacionais e técnicas que reduzissem os riscos tanto quanto possível. As conclusões desta análise englobando os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, bem como das medidas para sua redução, encontram-se no PAR nº 543/13. Tendo em vista a importância da compreensão dos procedimentos adotados na adoção das medidas para redução dos riscos, transcreve-se aqui o trecho deste último parecer para em seguida apresentar a evolução de sua implementação e a análise conclusiva para emissão da licença de operação para regularização:

“O procedimento da Análise de Riscos Ambientais do projeto de Ampliação dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, desde o Termo de Referência - TR constou de duas etapas: a Análise de Riscos Qualitativa e a Análise de Riscos Quantitativa. Antes dos documentos “Resposta ao PT nº 421/2012” e “Informações complementares ao documento Resposta ao PT nº 421/2012”, 03 (três) versões já haviam sido apresentadas, sendo alteradas sucessivamente por iniciativa da própria empresa, por conta de informações prestadas nas versões anteriores que não condiziam com a realidade, ou por conta de demandas de pareceres técnicos do IBAMA, ao identificar erros ou entendimentos diferentes quanto à metodologia proposta no TR, especialmente para o aspecto quantitativo da análise em questão.

Após a emissão dos PT nº 537/2011 e a realização de várias reuniões entre as equipes da Petrobras, da consultora e do IBAMA para debater as análises das diversas versões e os respectivos pareceres quanto a elas, foram definidos dois direcionamentos no PT nº 315/2012:

1) Frente às divergências conceituais relativas a algumas passagens da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais - AQRA, e acreditando não ser o presente projeto e a sua troca de informações/pareceres o campo ideal para se estabelecer as discussões a respeito de tais divergências metodológicas, o licenciamento do projeto acolheria as conclusões da AQRA na tomada de decisões, embora tenham persistido diferenças de valores quantitativos entre os cálculos da empresa e os apontados pelo IBAMA. Entendeu-se, assim, que um fórum para se debater tais divergências metodológicas sobre a AQRA deve ser incentivado, sem que o debate se estabeleça debruçado sobre qualquer projeto específico. Porém, entendimentos importantes sobre o risco quantitativo assumidos pelo próprio empreendedor, bem como outros derivados da análise realizada pela equipe de risco da CGPEG, são levados em consideração nas conclusões dos PT nº 537/2011, nº 315/2012 e deste parecer técnico;

2) No PT nº 315/2012, foi solicitada a reapresentação da Análise Qualitativa de Riscos, com destaque para a fase de produção/plataformas de produção (Módulo 6), apoiada sobre as atuais condições operacionais das instalações e, em paralelo, uma Análise de Riscos Residuais, sustentada pelas condições atuais com a adição dos procedimentos, reformas e melhorias propostas ao longo deste estudo. Observa-se que para as três revisões anteriores, três foram as versões diferentes, sendo que a última apresentada, inclusive, divergia frontalmente da segunda, sendo suprimidos diversos cenários críticos (de 104 cenários de riscos Não Toleráveis da Revisão 01 na fase de produção (Módulo 6) passou-se a zero na Revisão 02). Para esta reapresentação alguns parâmetros fundamentais foram indicados: a) que a empresa fosse bastante didática quanto às classificações, salvaguardas existentes, salvaguardas a serem implementadas e prazos para execução, a fim de que expusesse com clareza a situação existente e o que se projeta empreender b) que a alteração das classificações absolutamente divergentes na fase de produção da revisão 02 para a revisão 01 fosse plenamente justificada.

Após emissão do citado parecer, estas definições foram debatidas com a Petrobras em reunião realizada em novembro de 2012 no auditório da SUPES-SE. Conforme estabelecido nesta reunião, a empresa encaminhou um modelo das planilhas APP nas quais constariam todas estas informações, tomando por exemplo a plataforma PCM-01, presente no Campo de Camorim – este procedimento, chamado “Projeto Piloto”, foi adotado visando o alinhamento metodológico entre a resposta da empresa e as demandas dos pareceres técnicos do IBAMA para um campo específico utilizado como modelo, antes da apresentação de informação para todos os campos e plataformas.

Este modelo foi enviado para apreciação dos Analistas do IBAMA em novembro de 2012 e prontamente aceito, bastando à Petrobras a utilização da mesma metodologia para as demais plataformas de

produção existentes.

O documento ora analisado é composto pela “Resposta Parcial ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 315/12”, de novembro de 2012; “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 421/12”, de fevereiro de 2013, que inclui a resposta ao PT nº 315/2012 e da qual fazem parte o Anexo A - Memória de Cálculo – Determinação do Volume de Óleo Derramado para os Cenários Identificados na APP e Anexo B - detalhamento das Recomendações e Salvaguardas feitas para a redução do risco, e “Informações Complementares ao Documento – Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 421/12”, de agosto de 2013.

A análise a seguir se baseará, portanto, nas definições e parâmetros estabelecidos pelo IBAMA no PT nº 315/2012, como acima mencionado.

A Petrobras, no estudo de Análise Qualitativa de Riscos – Análise Preliminar de Perigos, utilizou a Norma 2782 - Critérios para Aplicação de Técnicas de Avaliação de Riscos, de dezembro de 2010 (Revisão B) da própria empresa para as classificações de frequência e severidade.

O Anexo A contém uma memória de cálculo para a determinação dos volumes de óleo derramado nos cenários hipotéticos de vazamentos identificados na APP. Considera-se as informações prestadas nesta memória de cálculo como suficientes para embasar as estimativas de classificações dos cenários acidentais.

A respeito da apresentação das planilhas de Análise Preliminar de Perigos e da identificação de riscos atuais e residuais, entende-se que todas as informações solicitadas foram apresentadas de acordo com o modelo previamente discutido, sendo a sua leitura simples e direta.

Na página 9/18 do documento “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 315/12 – APP Rev. 03”, o empreendedor cita:

“Além destas salvaguardas, as recomendações listadas abaixo também foram retiradas da APP para o Módulo 6: Substituição de TEGs (geradores termoelétricos) – O perigo relacionado aos TEGs é incêndio/explosão resultante de vazamento de gás concomitante com a presença de fonte de ignição em área classificada. O TEG é utilizado nas plataformas como suprimento elétrico que transforma energia térmica (fonte de ignição) em energia elétrica. A recomendação para reduzir o perigo mencionado é eliminar os TEGs de áreas classificadas, que pode se dar com a relocação do equipamento ou substituição do mesmo por uma outra fonte geradora de energia, como um gerador eólico. Este, no entanto, por ainda estar em estudo quanto a sua confiabilidade e viabilidade técnica, não pode ser garantido com medida que será implementada. Dessa forma, a recomendação de substituição dos TEGs por geradores eólicos foi excluída da Nova APP, visto que o risco relacionado à presença de TEGs em áreas classificadas está sendo eliminado com a relocação do equipamento ou substituição do mesmo por um gerador eólico, a depender da avaliação específica de cada plataforma e do desempenho do gerador eólico.” Não há objeção quanto à não utilização de geradores eólicos, porém a empresa deverá seguir as determinações do presente parecer, conforme exposto abaixo.

Relativamente aos resultados apurados na elaboração das novas matrizes de risco atuais e residuais, foram encontrados os seguintes resultados significativos para a fase de produção:

Risco atual: 153 (cento e cinquenta e três) hipóteses acidentais toleráveis, 109 (cento e nove) hipóteses acidentais moderadas e 03 (três) hipóteses acidentais não toleráveis.

Risco residual: 212 (duzentos e doze) hipóteses acidentais toleráveis, 45 (quarenta e cinco) hipóteses acidentais moderadas e 0 (zero) hipótese acidental não tolerável.

Na página 12/18 do documento “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 315/12 – APP Rev.03”, o empreendedor justifica estes números:

“(…)dos 283 cenários de produção apresentados na APP versão abril de 2012 (revisão 2), 16 cenários não são aplicáveis às condições de salvaguardas atuais e 2 cenários foram excluídos, totalizando 265 cenários para a condição de risco atual (283-16-2=265). Para o risco residual 24 cenários não se aplicam (plataformas ainda inexistentes) e 2 cenários foram excluídos (vaso de teste da PCM-11, não previsto, e grande liberação por colisão de embarcações com os risers), totalizando 257 cenários (283-24-2=257).”

São os seguintes **os cenários não aplicáveis às condições de salvaguardas atuais**, “visto que os mesmos decorrem da implantação futura de mudanças no sistema de abastecimento de diesel nas plataformas” (citação da Petrobras à pag. 12/18): **97, 112, 124, 136, 148, 160, 172, 185, 214, 238, 284, 298, 313, 320, 326 e 339.**

Ainda na mesma página, o empreendedor justifica a supressão dos outros dois cenários mencionados da seguinte forma:

“O cenário 219 (vazamento pelo vaso de teste) foi retirado, pois não há previsão da existência de vaso separador na plataforma PCM-11. Outro cenário retirado foi o 354 (grande liberação por colisão de embarcações com os risers dos poços surgentes), pois o cálculo do volume possível de ser liberado em caso de colisão indicou que este seria de 19,71 m³, ou seja, seria uma média liberação, a qual já está contemplada no cenário 353.”

As justificativas para a desconsideração destes cenários é coerente com as informações prestadas nas planilhas APP.

O empreendedor não se limitou a rerepresentar as hipóteses acidentais do módulo 6 – plataformas de produção. Também foram rerepresentadas as hipóteses acidentais levantadas para a fase de instalação, perfuração e produção (malha de dutos), mas estas não sofreram alteração em suas respectivas classificações.

Na página 14/18 é apresentada a tabela 3-1 – Lista de Recomendações para o Módulo 6. São oferecidas 13 recomendações para a redução do risco nas plataformas de produção:

Tabela 3-1 – Lista de Recomendações para o Módulo 6

RECOMENDAÇÕES PARA O MÓDULO 6

Número	Descritivo da Recomendação
R1	Remover os sistemas fora de operação e sem previsão de retorno
R2	Tratar as juntas flangeadas para garantia da integridade e confiabilidade
R3	Estabelecer procedimento para verificação da integridade e funcionalidade do sistema de drenagem e do sistema de detecção de óleo no SUMP
R4	Prover sistema de Monitoramento online de corrosão para manutenção preditiva
R5	Instalar sistema de Detecção online de óleo no SUMP
R6	Instalar tricanizes nas chapas móveis da área dos poços produtores de óleo
R7	Intensificação do uso da ferramenta de Verificação de Conformidade de Procedimento - VCP
R8	Substituir o abastecimento de óleo diesel através do tanque andarilho por lancha dotada de sistema similar a posto de combustível, composto por mangote, válvulas, bomba e bico de abastecimento
R9	Para o novo sistema de abastecimento, adotar como procedimento a movimentação do mangote

	sempre vazio
R10	Manter programa de conscientização dos pescadores para observar o limite legal de afastamento da área das plataformas
R11	Instalar dispositivo de bloqueio e desligamento da bomba em caso de ruptura do mangote com tempo de atuação inferior a 5 segundos
R12	Instalar piso em chapa com contenção lateral
R13	Instalar sistema de drenagem e contenção direcionado para SUMP tanque

As descrições de cada uma destas recomendações encontram-se no citado Anexo B. A fim de estabelecer o compromisso em condicionantes de licença e dar subsídios ao IBAMA para a realização de vistorias nestas plataformas, foi solicitado à Petrobras, na reunião de 19.04.2013 (Ata de Reunião nº 23/2013) a apresentação de uma planilha atualizada com as seguintes colunas: Denominação da Plataforma; Recomendação a Ser Implementada; Prazo.

Foi solicitado que o cronograma de implementação das salvaguardas estivesse casado com a implementação das medidas estabelecidas por meio do PT nº 536/2011, elaborado com base nas vistorias vinculadas ao TAC-SEAL em 2010/2011, e ao atendimento às demandas de auditorias ambientais ainda pendentes, contemplando as exigências necessárias tanto ao processo de regularização, quanto ao projeto de Ampliação. Este cronograma foi apresentado no documento "Informações Complementares ao Documento – Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 421/12", que é analisado abaixo.

Nesse documento a Petrobras expõe as dificuldades encontradas pela empresa nos últimos anos para a realização das atividades de manutenção nas plataformas fixas. São elencadas questões logísticas como o maior entrave à execução das atividades de manutenção nestas plataformas, motivadas principalmente pela imposição de restrições ao acesso dos trabalhadores às instalações por meio de cabo de transferência.

*A empresa afirma que ao longo dos últimos anos adotou diversas medidas visando superar estas dificuldades, das quais se destacam: **i)** instalação de atracadouro surfer nas plataformas, restando então ser contemplada apenas a plataforma PDO-03; **ii)** ampliação da frota de lanchas surfer responsáveis pelo transporte das equipes de manutenção - atualmente há 04 (quatro) lanchas, sendo prevista a inclusão de uma nova embarcação até o final de 2013; **iii)** simplificação das instalações das plataformas PCM-10, PGA-04 e PDO-01, que se encontram atualmente desativadas (hibernadas); e **iv)** restabelecimento do contrato de caldeiraria e de pintura, que havia sido rescindido, respectivamente nos meses de março e abril de 2013.*

*Em complementação as ações já executadas, a Petrobras cita que está criando duas frentes de serviços, uma para tratar especificamente da continuação do projeto de simplificação das plataformas, denominada "Frente de Hibernação (**HIB**)", e outra denominada "Atendimentos de Pendências (**AP**)", para sanar as solicitações apontadas nas perícias e vistorias técnicas realizadas pelos órgãos reguladores.*

A simplificação das plataformas consiste em: "despressurizar e isolar fisicamente o sistema de produção, eliminando as fontes de risco relacionadas ao vazamento de líquido/gás", sendo mantidos os sistemas de salvaguarda da vida humana no mar.

Além disso, encontra-se em execução o cronograma de manutenção integrada das plataformas, onde "cada instalação terá suas pendências tratadas por equipes multidisciplinares, em duas frentes de serviço simultâneas. O escopo de intervenção será dividido em duas fases: a primeira Manutenção Geral (MG), contemplará todas as atividades de caldeiraria e manutenção mecânica, elétrica e instrumentação, com

foco na eliminação das pendências e preparação para a fase seguinte; a segunda fase, denominado Pintura Geral (PG), tem como objetivo adequar o grau de preservação das instalações até a próxima campanha de intervenção" (grifo nosso).

*Conforme exposto no cronograma de manutenção apresentado pela Petrobras, somente as pendências críticas definidas pela Capitania serão sanadas pela frente de trabalho "**AP** – Atendimentos de Pendências", sendo remetidas as demais pendências às equipes de Manutenção Geral (**MG**). Entende-se que as equipes de manutenção atenderão às não conformidades detectadas em auditorias externas e às solicitações do IBAMA, compiladas no **Anexo 4** – Cronograma de salvaguardas (fls.14 a 38). Desta maneira, ao final dos prazos estipulados no cronograma, por plataforma, todas as salvaguardas estabelecidas deverão estar implementadas.*

A Petrobras reconhece que não conseguirá atender de forma simultânea e imediata todas as medidas requeridas, propondo atendê-las até o final de 2016. Conforme o cronograma apresentado, as plataformas PGA-05 e PCB-03 já passaram pelo processo de simplificação em 2013 e as pendências críticas requeridas pela Capitania dos Portos estão sendo atendidas, com previsão de término destas ações em julho de 2014.

Em suma, o cronograma de manutenção integrada apresentado pela Petrobras contempla ações que serão desenvolvidas em 25 (vinte e cinco) plataformas, sendo que 20 (vinte) destas serão incorporadas ao projeto de Ampliação. Está prevista a execução de serviços de manutenção geral (MG) durante 03 (três) meses subsequentes em cada plataforma, com exceção das que ficarão temporariamente fora de operação, como a PDO-01, PDO-02, PDO-03, PGA-04, PGA-05 e PCM-10, além de serviços de pintura geral (PG) que serão realizados em todas as plataformas, excetuando as unidades PDO-02, PDO-03 e PCM-10. Contudo, o IBAMA ressalta que este cronograma necessita de adequações, conforme solicitações abaixo.

Não está prevista a execução de serviços de manutenção e pintura geral nas plataformas PDO-02, PDO-03 e PCM-10, apesar de terem sido requeridas ações de reparo e melhoria pelo IBAMA. Estas unidades serão hibernadas, mas poderão retornar à operação após a implementação do projeto de Ampliação. O retorno à operação destas plataformas será condicionado à solução de todas as pendências. Tão logo a empresa tenha definido sua utilização, deverá confirmar as salvaguardas que deverão ser implementadas para estas plataformas face o tempo ocorrido e encaminhar cronograma com as ações para solução de todas as questões levantadas no âmbito da diminuição dos riscos, das auditorias ambientais e das vistorias do IBAMA.

Há previsão ainda, que até o final de 2013 sejam hibernadas as plataformas: PDO-02 (outubro de 2013) e PDO-03 (novembro de 2013), além do início do processo de desativação da PCM-04, com previsão de término para janeiro de 2014.

A empresa ressalta que o cronograma de manutenção integrado apresentado não contempla algumas medidas adotadas como salvaguardas e recomendações pelo IBAMA, por estas já terem sido concluídas, ou por estarem aguardando o início do projeto ("Informações Complementares ao Documento – Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 421/12" – Anexo 4 - pg. 11/41). O IBAMA ressalta que estas últimas medidas deverão ser detalhadas e apresentadas, conforme a pertinência, com o cronograma no prazo de 60 (sessenta) dias.

*O cronograma apresentado não contempla a salvaguarda que trata da substituição do abastecimento de óleo diesel através do tanque andarilho por lancha dotada de sistema similar a postos de combustíveis, composto por mangote, válvulas, bomba e bico de abastecimento (**R8**). A Petrobras justifica esta ausência em função do caráter inovador desta medida, sendo proposta a realização de um projeto-piloto. A empresa ressalta que os equipamentos requeridos neste projeto estão em fase de aquisição, sendo prevista sua execução somente para meados de 2015. O IBAMA ressalta que esta medida visa a diminuição dos riscos em 16 (dezesesseis) cenários acidentais, muitos já existentes na operação atual. Solicita-se que avalie a possibilidade de antecipação da implementação do projeto-piloto; na impossibilidade, deverá apresentar no prazo de 60 (sessenta) dias as justificativas com cronograma que demonstre o tempo mínimo de execução. Observa-se que a finalização da implementação desta medida será condição para emissão da LO das atividades de injeção de água e produção com recuperação secundária.*

Também não estão sendo contempladas as medidas que visam o estabelecimento de procedimentos para verificação da integridade e funcionalidade dos sistemas de drenagem e de detecção de óleo no sump (R3) e para a movimentação do mangote sempre vazio no novo sistema de abastecimento (R9). O IBAMA esclarece que estas medidas necessariamente não precisam estar inseridas no cronograma de manutenção integrada das plataformas, pois se tratam meramente de rotinas operacionais que devem ser implementadas de imediato nas operações em curso e serão verificadas pelo IBAMA em futuras vistorias.

Outra medida de salvaguarda que não está sendo contemplada pelo cronograma de manutenção integrada se refere a instalação de piso em chapa, com contenção lateral (R12). A empresa deverá inserir esta medida claramente no cronograma de todas as plataformas em que será executada.

Quanto à não utilização de geradores eólicos, uma vez que a empresa se compromete a eliminar os TEGs de áreas classificadas, deverá apresentar uma planilha na qual estejam presentes informações distribuídas nas seguintes colunas: Denominação da Plataforma; Localização Atual do TEG; Novo Ponto de Instalação do TEG. O Prazo para realocação deverá ser inserido no cronograma de salvaguardas a ser reapresentado.

O IBAMA observa que as pendências e salvaguardas que implicam na instalação de novos equipamentos, como os previstos nos sistemas de monitoramento online de corrosão nos dutos e de detecção de óleo nos tanques sump, não constam dos cronogramas apresentados para cada plataforma. Estas medidas deverão ser incluídas em novo cronograma que consolide todas as informações no prazo de 60 (sessenta) dias.

O IBAMA agendará vistorias que permitam o acompanhamento do cronograma; a confirmação da implementação das salvaguardas será condição para emissão da LO para injeção de água e produção com recuperação secundária”.

Conforme exposto, estas medidas foram aprovadas visando atender às expectativas iniciais do TR nº 10/99. A LP nº 475/13 determinou que seu cumprimento seria condição para obtenção da licença de operação do projeto de recuperação secundária. Desta forma, faz-se aqui uma análise da situação atual de sua implementação, visando avaliar eventuais atualizações necessárias a serem estabelecidas em condicionante no âmbito da licença de operação para regularização. O acompanhamento da execução das medidas vem sendo feito por reuniões periódicas entre as equipes do IBAMA e da empresa e pela apresentação de relatórios por esta. A análise é feita aqui considerando os dois últimos relatórios apresentados por meio das Correspondências UO-SEAL 0304/2016 (em 26.4.2016) e UO-SEAL 0424/2016 (em 30.6.2016), bem como as informações apresentadas na reunião de 2.8.2016 e as vistorias realizadas nas plataformas PCB-02 e PGA-08 no final de 2015.

Sobre as Plataformas Paralisadas e seu isolamento físico

A primeira questão que deve ser esclarecida é sobre a situação atual das plataformas em operação e daquelas paralisadas. A empresa vem adotando o procedimento de paralisação temporária de diversas plataformas do sistema em dois estágios: no “estágio 1” as válvulas são fechadas e as linhas drenadas e no “estágio 2” há isolamento físico dos sistemas e sua preservação ou a remoção das próprias linhas e equipamentos.

O relatório apresentado em abril de 2016 relaciona as plataformas PCM-09 e PGA-02 como estando paralisadas, no estágio 1. Já no relatório de junho de 2016, a PCM-09 é relacionada como paralisada e a PGA-02 em operação, enquanto que em agosto de 2016 as duas são apresentadas como em operação. A empresa deve confirmar a situação atual e deve informar ao IBAMA a eventual retirada de operação das plataformas, adotando os procedimentos compromissados a serem realizados no que chamou estágios “1” e “2” para todas as plataformas em “paralisação temporária”; assim, deve informar se as medidas relacionadas ao “estágio 2” foram adotadas para todas as plataformas paralisadas. O retorno a operação de plataformas que estão ou venham a ser paralisadas somente poderá ser realizado mediante anuência do IBAMA, condicionada à adoção prévia das medidas de salvaguardas para redução do risco (módulo 6), assim como aquelas demandadas em vistorias técnicas ou auditorias ambientais. Desta forma, em caso de ser solicitada anuência para retorno a operação, a empresa deve demonstrar que todas as medidas previstas foram adequadamente implementadas.

Sobre as recomendações para o Módulo 6 (salvaguardas para redução do risco nas plataformas em regularização)

A implementação das medidas listadas na tabela 3-1 do documento “Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 315/12 – APP Rev. 03”, acima reproduzida, vem sendo feita por meio de reuniões periódicas e pela apresentação de relatórios. Toma-se como referência os documentos “Cronograma das Salvaguardas – Revisão 1 – Atualização em Março 2016”, “Descritivo das Recomendações e Salvaguardas – Revisão 2 – Atualização em Março 2016” e “Análise Preliminar de Perigos – Janeiro 2016”, encaminhados pela Correspondência UO-SEAL 0304/2016 (em 26.04.16) e “Atualização do Cronograma de Implementação de Melhorias e Salvaguardas – Atualização Maio 2016”, encaminhado pela Correspondência UO-SEAL 0424/2016 (em 30.6.2016), bem como as informações apresentadas na reunião de 2.8.2016 e as vistorias realizadas nas plataformas PCB-02 e PGA-08 no final de 2015. Ao se consolidar esta análise, discorre-se inicialmente sobre o Descritivo das Recomendações e Salvaguardas, como fez a empresa em seu relatório, de forma a possibilitar um adequado entendimento sobre as medidas das quais se cobra o cumprimento, bem como da correta apresentação dos resultados:

- **Recomendação 1 - Remover os sistemas fora de operação e sem previsão de retorno**

Conforme o último relatório, esta recomendação **R1** já foi concluída para todas as plataformas, exceto para as plataformas paralisadas PDO-01, PDO-02, PDO-03 e PRB-01.

- **Recomendação 2 - Tratar as juntas flangeadas para garantia da integridade e confiabilidade**

Conforme o último relatório, esta recomendação **R2** já foi concluída para todas as plataformas, exceto para as plataformas paralisadas PDO-01, PDO-02, PDO-03 e PRB-01.

- **Recomendação 3 - Estabelecer procedimento para verificação da integridade e funcionalidade do sistema de drenagem e do sistema de detecção de óleo no SUMP**

A empresa expõe que este procedimento somente seria possível após a implementação da Recomendação 5. Contudo, é preciso observar na origem desta recomendação que esta interpretação reduz seu alcance e funcionalidade em relação ao objetivo inicial da salvaguarda. Na planilha de APP (“Resposta ao PT nº 315/12 – Apêndice A”, Módulo 6), ao se observar a coluna “*Modo de Detecção/Salvaguardas Existentes*”, tem-se os procedimentos/medidas: “[...] *Piso do convés de produção em chapa com contenção lateral; Sistema de drenagem e contenção direcionado para o SUMP tanque; Verificação periódica do SUMP e do sistema de drenagem; Rotina de visitas de operadores à plataforma [...]*”. Na mesma tabela, é sintetizada a proposta de aprimoramento das salvaguardas existentes nas recomendações “*R3) Estabelecer procedimento para verificação da integridade e funcionalidade do sistema de drenagem e do sistema de detecção de óleo no sump*” e “*R5) Instalar Sistema de Detecção online de óleo no SUMP*”. Desta forma, o que se deve ter em mente é o objetivo pelo qual estas medidas foram propostas: evitar que pequenos derrames de óleo no ambiente da plataforma cheguem ao mar. A proposta da empresa veio no sentido de adotar piso em chapa e direcionar a drenagem para o tanque *sump* para que este possa conter os pequenos vazamentos. Conforme a proposta inicial, o detector online no tanque *sump* viria a possibilitar a paralisação da atividade automaticamente na plataforma em que houvesse o vazamento, de forma a cessar a fonte de óleo e contribuindo para diminuir a severidade do evento. Ainda que esta funcionalidade não esteja operacional, a simples possibilidade de direcionamento do óleo inicialmente vazado para o tanque permite o ganho de tempo para se controlar a fonte de origem. A empresa deve apresentar a nova avaliação do sensor previsto pela recomendação R3, realizada em maio de 2016, e em caso de sua operacionalidade, apresentar um cronograma para sua implementação nas plataformas em operação. Por outro lado, não havendo resultado satisfatório, deve ser feita uma reavaliação de como tornar operacional esta salvaguarda, uma vez que para um grande número de hipóteses acidentais da APP é apresentada esta medida.

É importante que este sistema seja operacionalizável no menor prazo possível. Mas até isto, é necessário que a empresa tenha implementado os pisos em chapa e esteja com a rede de drenagem direcionada para o tanque *sump*, devendo fazer regularmente a drenagem de óleo que esteja acumulado no tanque e que possa representar risco de vazar ao ambiente em eventos extremos de mar. Desta forma, trata-se de

buscar procedimento não automatizado para verificação da integridade e funcionalidade da rede de drenagem e seu escoamento para o tanque *sump*, bem como da drenagem de óleo deste, sempre que necessário para impedir a liberação de óleo ao mar.

- **Recomendação 4 - Prover sistema de Monitoramento *online* de corrosão para manutenção preditiva.**

No documento Programa de Inspeção e Manutenção de Dutos, Revisão 1, versão de Novembro de 2016, a empresa não apresentou qualquer indício ou informação de implantação de um sistema online, nem para o controle dos resultados do monitoramento, muito menos um que contemple a recepção de sensores ou indicadores de corrosão para manutenção preditiva.

Deixa claro ainda no item sobre Monitoramento do Potencial de Corrosividade que, “ a monitoração da corrosão interna de dutos é destinada a avaliar o potencial de corrosividade do fluido escoado e possibilitar o seu controle. Não se trata, portanto, de um mecanismo de avaliação da integridade do duto”.

R4 – pendente em sua totalidade.

R4 - pendente para as plataformas em operação PCB-01, PCB-02, PCB-04, PCM-01, PCM-02, PCM-03 e para as plataformas paralisadas PCM-04, PCM-05, PCM-07, PCM-08, PCM-09 (que segundo informação de agosto/2016 estaria operando) e PDO-01

- **Recomendação 5 - Instalar sistema de Detecção *online* de óleo no SUMP**

A empresa expõe que um sistema piloto foi instalado na PCM-03 e na PCM-09, mas que foram constatados problemas técnicos que não permitem até o momento uma boa confiabilidade. Adicionalmente a empresa expôs que um novo teste seria realizado em maio de 2016. Em reunião de 21.12.2016 a empresa apresentou brevemente detalhamento sobre este projeto, indicando a instalação de projeto piloto apenas na PCM-09, e as dificuldades e melhorias propostas pela equipe. Nesta reunião foi solicitado oficialização destas informações junto ao processo.

Conforme informação do último relatório, havia previsão para instalação do sistema entre dez/16 a mar/17 nas plataformas em operação PCB-01, PCB-02, PCB-04, PCM-01, PCM-02, PCM-03, PCM-09, PGA-01, PGA-02, PGA-03, PGA-08; para as plataformas paralisadas PCM-04, PCM-05, PCM-06, PCM-07, PCM-08, PDO-01, PGA-04, PGA-05, PGA-07 seriam implantados em caso de retorno à operação; não consta como previsão para PCM-10 e PDO-02, embora na APP esta salvaguarda esteja prevista para estas plataformas; solicita-se previsão para instalação nestas plataformas. Para PRB-01 não há necessidade, já que se encontra em fase de desativação.

Observamos que até o momento este foi o último relatório apresentado, e segundo informações apresentadas, apesar da evolução no solucionamento técnico das dificuldades, novamente o cronograma proposto não foi atendido pela empresa. Solicitamos assim o encaminhamento oficial de informações sobre este projeto em 120 dias ao IBAMA para avaliação para sua implantação e operação, em até 1 ano de sua apresentação.

Diante destas informações, recomendamos a inclusão de condicionante de licença com a seguinte redação:

Desenvolver um Sistema de Detecção online de óleo nos Tanques de Drenagem Aberta (Sump) das plataformas da região, que deve ser apresentado em 120 dias ao IBAMA para avaliação e sua implantação e operação, em até 1 ano de sua apresentação.

- **Recomendação 6 - Instalar tricanizes nas chapas móveis da área dos poços produtores de óleo**

A empresa relata que foram instaladas em todas as plataformas em operação, exceto na PGA-08, cuja previsão é para dezembro de 2016. A empresa deve concluir a instalação nesta plataforma; nas plataformas que vierem a retornar à atividade, a empresa deve concluir a instalação antes de solicitar anuência para o retorno à operação. Para PRB-01 não há necessidade, já que se encontra em fase de desativação.

- **Recomendação 7 - Intensificação do uso da ferramenta de Verificação de Conformidade de Procedimento - VCP**

A empresa expõe que a ferramenta de Verificação de Conformidade de Procedimento – VCP vem sendo adotada desde 2013. Solicita-se uma apresentação da avaliação de sua funcionalidade e eficácia ao longo destes anos de implementação.

- **Recomendação 8 - Substituir o abastecimento de óleo diesel através do tanque andarilho por lancha dotada de sistema similar a posto de combustível, composto por mangote, válvulas, bomba e bico de abastecimento**

A empresa expõe nos documentos encaminhados em abril de 2016 que durante o desenvolvimento do projeto-piloto verificou que *“várias melhorias poderiam ser implementadas para o sistema de movimentação do tanque de abastecimento móvel, de forma a reduzir a frequência do cenário de queda do tanque no mar”*. Tais melhorias consistiriam no acondicionamento do tanque sobre “skids” e na adoção de procedimentos de operação e controle, alguns ainda a implementar. Em função destas ações e considerando que *“havendo uma queda do tanque de abastecimento móvel no mar poderia haver um vazamento de até 600 litros de óleo diesel”* é refeita a análise de riscos expondo que a frequência é tida como *“Pouco provável”* e a severidade *“Marginal”*, razão para qual – e considerando também *“que seria uma solução não convencional, trazendo problemas quanto à classificação das embarcações e maiores dificuldades de logística”* - descarta o uso de lancha de abastecimento. Observe-se que inicialmente esta proposta foi considerada, conforme sua descrição no anexo B, tendo em vista que *“o sistema de abastecimento atual utiliza reservatórios andarilhos com capacidade volumétrica de 600 litros e que estes são movimentados entre a embarcação e a plataforma, com o novo sistema de abastecimento, o volume potencial possível de ser derramado é reduzido na ordem de 95%”*.

A empresa deve ter claro que esta não se trata de uma decisão unilateral. A medida foi proposta pela própria Petrobras e aprovada pelo IBAMA. A decisão sobre a implementação ou não de uma medida deve ser debatida com licenciador, em revisão ao compromisso anterior. Embora tenha sido protocolada uma revisão da Análise Preliminar de Perigos, inicialmente apresentada como anexo II.8 - Apêndice A_Rev. 03 da Resposta ao PAR nº 315/12, abrangendo especificamente os cenários para os quais foi formulada a salvaguarda, há que se fazer esta avaliação de forma integrada em relação a todas as salvaguardas previstas para cada cenário e sua efetiva implementação. Assim, para uma decisão final quanto a suficiência das ações tomadas para redução dos riscos destes cenários, solicita-se a reavaliação do documento Análise Preliminar de Perigos – Apêndice A da Resposta ao PAR nº 315/12 como um todo, como exposto ao final da análise deste item.

- **Recomendação 9 - Para o novo sistema de abastecimento, adotar como procedimento a movimentação do mangote sempre vazio**

Aqui a empresa comunica que a medida não mais será realizada em função da não implementação da R8. A avaliação da necessidade desta medida decorrerá da análise final daquela salvaguarda, a partir do resultado da nova APP revista.

- **Recomendação 10 - Manter programa de conscientização dos pescadores para observar o limite legal de afastamento da área das plataformas**

Como implementação desta medida, a empresa expõe que está realizando as reuniões do Programa de Comunicação Social Regional. Embora esta seja uma medida para atender ao objetivo proposto, não foi formulada originalmente desta forma; esta salvaguarda foi proposta visando atender principalmente aos cenários de choque entre embarcações e entende-se que seria importante adotar procedimentos que monitorassem a sua efetividade. Não há uma referência sequer se o número de embarcações que desrespeitaram o limite foi mantido ou se alterou ao longo dos últimos anos. Solicita-se que a empresa faça uma análise desta questão e avalie a necessidade de instrumento específico para comunicação com os pescadores visando atender a este objetivo.

- **Recomendação 11 - Instalar dispositivo de bloqueio e desligamento da bomba em caso de ruptura do mangote com tempo de atuação inferior a 5 segundos**

A empresa expõe que todas as embarcações de recolhimento de óleo na bacia operam com o dispositivo instalado. A empresa deve assegurar que nas futuras contratações seja mantida esta característica.

- **Recomendação 12 - Instalar piso em chapa com contenção lateral**

No relatório entregue em abril de 2016, a empresa expõe que esta salvaguarda somente seria aplicável às plataformas do tipo *caisson* (PDO-02, PDO-03 e PGA-08). As duas primeiras estão paralisadas e a instalação somente se daria previamente à sua reentrada em operação. Para a PGA-08 a pendência de sua instalação foi constatada na vistoria do final de 2015, conforme parecer técnico PAR. 02028.000154/2015-11 NLA/SE/IBAMA; sua instalação está prevista para dezembro de 2016.

A existência de “Piso do convés de produção em chapa com contenção lateral” é apresentado como “Modo de Detecção/Salvuardas Existentes” para diversos cenários ambientais; relacionam-se estes cenários, apontando com a notação **(R12)** aquelas que apresentam a previsão da instalação de piso em chapa com contenção lateral:

PLATAFORMA	CENÁRIOS ACIDENTAIS APP – anexo II.8 apêndice A_rev. 03 – Resposta ao PT nº 315/12 e “Resposta ao PT nº 534/14 – AGR Caioba”, marcadas com (*)
PCM-01	90, 91, 94, 95 e 96
PCM-02	103, 104, 105, 106, 107, 109, 110 e 111
PCM-03	115, 116, 117, 118, 119, 121, 122, 123 e 127
PCM-04	128, 129, 130, 131, 134, 135
PCM-05	139, 140, 141, 142, 143, 145, 146 e 147
PCM-06	151, 152, 153, 154, 155, 157, 158, 159
PCM-07	163, 164, 165, 166, 167, 169, 170, 171
PCM-08	175, 176, 177, 178, 179, 182, 183, 184
PCM-09	188, 189, 190, 191, 192, 194, 195, 196
PCM-10	205, 206, 207, 208, 209, 211, 212, 213
PCM-11	217, 218, 220, 221, 223
PDO-01	226, 227, 228, 229, 230, 235, 236, 237
PDO-02	242, 243, 244 e 247 (R12)
PDO-03	250 (R12) , 251 (R12) , 252 (R12) , 253 (R12) ,
PDO-04	258, 259, 260, 263
PDO-05	266, 267, 268, 271
PGA-01	274, 275, 276, 277, 278, 281, 282, 283

PGA-02	287, 288, 289, 290, 291, 295, 296, 297
PGA-03	301, 302, 303, 304, 305, 310, 311, 312
PGA-04	317, 318, 319
PGA-05	323, 324, 325
PGA-07	329, 330, 331, 332, 33, 336, 337, 338
PGA-08	342 (R12), 343 (R12), 344 (R12), 345 (R12), 346 (R12), 350 (R12)
PCB-01	01*, 02*, 03*, 04*, 05*, 08*, 09*, 10*
PCB-02	14*, 15*, 16*, 17*, 21*, 22*, 23*
PCB-03	27*, 28*, 29*
PCB-04	33*, 34*, 35*

De fato, as vistorias realizadas entre o final de 2010 e início de 2011 não tinham como objetivo verificar a existência deste piso, mas foi apontada como inconformidade a questão da existência de piso gradeado em área próxima ao *sump* para a PCM – 01, PCM-02 e PCM – 10. Solicita-se que a empresa confirme que há piso em chapa com contenção lateral em todas as áreas com possibilidade de ocorrência dos cenários acidentais atendidos por esta salvaguarda para as plataformas em operação que elencam esta salvaguarda como “salvaguarda existente”; caso haja a necessidade de instalação em alguma área, esta deve ser prevista em cronograma; para as plataformas em paralisação temporária, a sua conclusão deve ser listada entre as pendências a serem sanadas antes do pedido de anuência para seu retorno à operação.

- **Recomendação 13 - Instalar sistema de drenagem e contenção direcionado para SUMP tanque**

Aqui se mantém a mesma consideração adotada para a R12. Diversas plataformas informam que o sistema de drenagem e contenção direcionado para tanque *sump* já é uma salvaguarda existente e somente seria aplicável às mesmas *caissons* que a R12. O PAR 536/11 já observava: “mais de 90 hipóteses acidentais presentes na APP do EIA da Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema apresentam o sistema de drenagem direcionado para o tanque *sump* como salvaguarda, ou seja, considerou-se que o referido sistema está operacional e seguro”. Cabe a empresa assegurar que esta condição está funcional para todas as plataformas.

- **Reapresentação da APP para todas as plataformas**

A empresa deve apresentar os esclarecimentos solicitados acima e, em função deles, revisar a APP nos termos do anexo II.8 – Anexo A_rev. 03 do documento de Resposta ao PT 315/12. Para as plataformas em paralisação temporária, na coluna “Recomendações/Salvaguuardas Futuras”, deve ser adotada a definição original da salvaguarda constar a informação “Paralisada temporariamente. Para entrada em operação deverão ser atendidas previamente as seguintes recomendações/salvaguuardas”. O cronograma de implementação deve seguir o modelo dos últimos, apresentando, no entanto, a descrição original das 13 salvaguuardas (por exemplo “R1”) e seu status de implementação. Observa-se que cada recomendação a ser implementada deve ser listada independentemente no cronograma.

Realizar pintura das plataformas

Conforme os últimos relatórios, há pendência para as plataformas paralisadas PDO-01, PDO-02 e PDO-03, que deverão ser concluídas previamente à solicitação de anuência para retorno a operação. Para a PRB-

01 não há necessidade por se encontrar em fase de desativação. Considera-se importante que a empresa tenha realizado os testes pilotos para operação do sistema de combate a incêndio com água doce em vez de água do mar e que tenha passado a implementar os testes de emergência com este procedimento.

Medidas solicitadas em Relatórios de Vistoria e/ou previstas em Planos de Ação relativos à Auditoria CONAMA 306/2002.

A empresa expõe em seu último relatório que estas medidas foram concluídas. O IBAMA programará vistorias para avaliação de sua implementação, e das salvaguardas.

Análise de Riscos do Campo de Caioba

Visando atender à necessidade de regularização do campo de Caioba, foi acordado com a empresa que esta apresentaria uma análise de riscos qualitativa em complemento à já apresentada para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com as respectivas salvaguardas para redução dos riscos. Esta foi formalizada pela empresa com o documento "Resposta ao PT nº 534/13", com análise abaixo:

- **Caracterização da Atividade:**

Foram apresentados a localização e os limites do Campo de Caioba. Como mencionado anteriormente, o campo conta com 4 plataformas fixas do tipo jaqueta, todas desabilitadas, apenas uma delas (PCB-3) fora de produção.

A PCB-1 tem nove poços interligados, com 2 fechados; a PCB-2 tem 3 poços, com apenas 1 produzindo; a PCB-3 tem 5 poços, todos fechados; e PCB-4 tem 5 poços, com apenas 2 produzindo. Todas as completações são feitas com Árvores de Natal secas.

Os dutos de transferência se interligam de PCB-3 para PCB-2 para PCB-1; e de PCB-4 para PCB-1. De PCB-1, a produção toda do campo escoar para a EPA (Polo Atalaia).

A plataforma PCB-1 está a 15 km da costa e lâmina d'água de 28 m. Apesar de desabilitada, habitualmente permanece assistida por um operador, possuindo alojamento e equipamentos de geração de energia elétrica. Seus 7 poços em produção são surgentes, sendo 5 apenas de gás e 2 de condensado e gás. Possui atracadouro que minimiza riscos no desembarque de pessoal.

A plataforma PCB-2 está a 15 km da costa e lâmina d'água de 28 m. Apesar de desabilitada, eventualmente permanece assistida por um operador. Seu poço em produção é surgente, produtor de condensado e gás. Possui atracadouro que minimiza riscos no desembarque de pessoal.

A plataforma PCB-3 está a 15 km da costa e lâmina d'água de 29 m. Apesar de desabilitada, eventualmente permanece assistida por um operador. Seus poços encontram-se fechados. Possui atracadouro que minimiza riscos no desembarque de pessoal.

A plataforma PCB-4 está a 15 km da costa e lâmina d'água de 26 m. Apesar de desabilitada, eventualmente permanece assistida por um operador. Seus 2 poços em produção são surgentes e produtores de gás. Possui atracadouro que minimiza riscos no desembarque de pessoal.

- **Identificação dos Cenários Acidentais:**

Foi empregada a metodologia denominada Análise Preliminar de Perigos (APP). Foram identificados através do Método de APP somente os cenários passíveis de provocar poluição por óleo no mar, ou seja, aqueles que envolvem vazamento de condensado, óleo diesel, hidráulico e lubrificante. Por esta razão, serão considerados nesta análise apenas os seguintes poços, que são produtores de condensado: CB-08 e CB-09, interligados à PCB-01 e CB-18, interligado à PCB-02.

Para as plataformas PCB-03 (desativada) e PCB-04 (produtora apenas de gás) foram considerados somente os cenários envolvendo os demais fluidos oleosos. Quanto aos dutos, foram estudados os dutos PCB-02/PCB-01 e PCB-01/EPA.

Para classificação das categorias de severidade, frequência e matriz de risco foi utilizada a Norma PETROBRAS, N-2782. Embora o documento omita a informação, é desejável que tenha sido utilizada a última versão da norma.

A planilha APP elaborada sem e com salvaguardas propostas encontra-se no apêndice A. Foram levantadas 13 hipóteses acidentais para PCB-1, 13 hipóteses acidentais para PCB-2, 6 hipóteses acidentais para PCB-3, 6 hipóteses acidentais para PCB-4 e 1 hipótese acidental para os dutos.

Pela classificação apresentada, na planilha APP sem implementação de salvaguardas foram identificadas 26 hipóteses acidentais toleráveis e 9 hipóteses acidentais moderadas. Nenhuma hipótese acidental foi avaliada como crítica. Ao serem aplicadas as salvaguardas propostas, 7 das nove hipóteses moderadas passam a toleráveis, segundo avaliação do empreendedor.

As principais salvaguardas propostas dizem respeito à instalação de um sistema de detecção de óleo nas plataformas que possuem tanque *sump* e à alteração do método de abastecimento, que passa a ser feito por lanchas dedicadas em detrimento de tanques andarilhos içados pelo guindaste da plataforma.

São listadas outras recomendações, similares às apresentadas para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema: remover os sistemas fora de operação e sem previsão de retorno; tratar as juntas flangeadas para garantia de integridade e confiabilidade; estabelecer procedimento para verificação da integridade e funcionalidade do sistema de drenagem e do sistema de detecção de óleo no tanque *sump*; prover Sistema de Monitoramento de Corrosão para manutenção preditiva; instalar tricanizes nas chapas móveis da área dos poços produtores; intensificar o uso da ferramenta de Verificação de Conformidade de Procedimento –VCP; para o novo sistema de abastecimento, adotar como procedimento a movimentação do mangote sempre vazio; manter programa de conscientização dos pescadores para observar o limite legal de afastamento da área das plataformas.

Destaque-se que demais procedimentos também deverão ser previstos nas unidades de Caioba em caso de aplicabilidade.

A respeito da apresentação das planilhas de Análise Preliminar de Perigos e da identificação de riscos atuais e residuais, entende-se que todas as informações solicitadas foram apresentadas de acordo com o modelo discutido para a análise da Ampliação de Camorim, Dourado e Guaricema, modelo este que, segundo orientação do IBAMA, deveria ser replicado para a Análise de Riscos de Caioba. Esta planilha deverá ser revisada, conforme solicitação acima para os demais campos.

- **Anexos**

Considera-se que as informações apresentadas foram satisfatórias para o acompanhamento da atividade até o momento. O cumprimento das medidas previstas para este campo foi realizado juntamente ao das demais plataformas no subitem “Sobre as recomendações para o Módulo 6 (redução do risco nas plataformas em regularização)”. A empresa deve rever a análise de riscos, conforme solicitações daquele item, apresentando os resultados com as demais plataformas.

Com isto, reafirmasse que a análise de riscos feita para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, contempla tanto os riscos futuros do projeto, como aqueles das unidades atualmente em operação nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema; e que, posteriormente, estes riscos também foram avaliados para o campo de Caioba, atendendo, portanto, às necessidades do processo de regularização da bacia Sergipe/Alagoas apenas para as plataformas dos campos mencionados. Além de manter a execução das medidas previstas, a empresa deve atender às solicitações deste parecer para atualização/confirmação das informações, bem como revisão da APP.

O risco associado à plataforma de Robalo e da infraestrutura instalada no campo de Salgo não foi avaliada por esta Coordenação Geral. Em caso de novo licenciamento para retorno do campo a suas operações, deverá ser emitido Termo de Referência específico, com metodologia atualizada adequada à sensibilidade ambiental da região.

II. 9 – Conclusão

Item considerado atendido no PAR 024/09. Contudo, as conclusões apontadas tanto no PAR nº 537/11, como no PAR nº 534/13, fundamentam melhor a situação dos empreendimentos na área.

II. 10 – Equipe Técnica

Item considerado atendido no PAR 024/09. Para os estudos posteriores houve a atualização necessária, aprovada nos respectivos pareceres técnicos.

II. 11 – Bibliografia

Item considerado atendido no PAR 041/04. Para os estudos posteriores houve a atualização necessária, aprovada nos respectivos pareceres técnicos.

II. 12 – Glossário

Item considerado atendido no PAR 041/04. Para os estudos posteriores houve a atualização necessária, aprovada nos respectivos pareceres técnicos.

II. 13 – Anexos

Item considerado atendido no PAR 041/04. Para os estudos posteriores houve a atualização necessária, aprovada nos respectivos pareceres técnicos.

IV – MANIFESTAÇÕES AO PROCESSO, AUDITORIAS AMBIENTAIS E VISTORIAS TÉCNICAS e ANUÊNCIAS

i. **Manifestação do ICMBio relativa à Resolução CONAMA nº 10/96, que regulamenta o licenciamento ambiental em praias onde ocorre a desova de tartarugas marinhas**

O PAR nº 172/10 expôs sobre a consulta feita ao TAMAR:

“Considerando-se o disposto na Resolução CONAMA nº 10, de 24.10.1996, referente à obrigatoriedade da manifestação do Centro de Conservação e Manejo das Tartarugas Marinhas - TAMAR, no licenciamento ambiental de empreendimentos em áreas previstas no Artigo 1º da referida Resolução, que inclui as praias do estado de Sergipe, da divisa com o estado da Bahia até o pontal dos Mangues (município de Pacatuba) e da praia de Santa Isabel (município do Pirambu) até a divisa com o estado de Alagoas, o IBAMA, por meio do Memo IBAMA/CGLIC/ELPN nº 140/04 de 12.3.2004, encaminhou ao Coordenador Regional do Centro TAMAR (SE) uma cópia do RAA, solicitando manifestação com relação à regularização do licenciamento ambiental em questão.”

Não há registro processual de manifestação do Tamar em resposta a esse memorando. No entanto, os impactos e riscos do empreendimento relativo ao projeto de recuperação secundária de óleo e gás por injeção de água nos reservatórios de Camorim, Dourado e Guaricema – incluindo, portanto as estruturas de produção e escoamento em regularização para estes campos - foram exaustivamente debatidos com os representantes do TAMAR, conforme exposto no PAR nº 534/13:

“...um dos pontos de intensa discussão desde o início da análise do projeto de Ampliação SEAL foram as restrições temporárias a algumas das atividades propostas no período de desova de tartarugas marinhas, em função das preocupações desta coordenação e do Centro Tamar/ICMBio quanto a interferência das atividades do empreendimento sobre estes animais que tem sítios reprodutivos no litoral de Sergipe.

Inicialmente, a avaliação do Centro Tamar, refletida nas exigências enviadas pela Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade do ICMBio por meio do Ofício nº 239/2011–DIBIO/ICMBio, foram bastante restritivas, muito em função das incertezas relacionadas a ocorrência de impactos sobre a população de tartarugas marinhas, solicitando assim a exclusão de diversas atividades do empreendimento tanto no período pico de desova compreendido entre 1º de dezembro até o último dia de fevereiro, como no período estimado de eclosão dos neonatos, de 1º de outubro a 30 de abril.

Após a emissão do PT nº 537/2011, em dezembro de 2011, foi realizada reunião entre a Petrobras e a DILIC/IBAMA, quando a empresa expôs que o atendimento às restrições temporárias então estabelecidas tornaria o projeto economicamente inviável. Foi então proposto que a Petrobras apresentasse um novo cronograma que incorporasse ao máximo as solicitações realizadas pelo IBAMA e pelo ICMBio (Ofício nº 239/2011/DIBIO/ICMBio), e ainda mantivesse a viabilidade econômica do empreendimento.

Em 15.1.2013 foi realizada videoconferência entre representantes do IBAMA, do ICMBio e da Petrobras, tendo como pauta a apresentação da proposta de cronograma de perfuração e intervenção dos poços. Esta proposta somente foi protocolada em fevereiro de 2013. Em março foram realizadas duas reuniões entre IBAMA e ICMBio (Ata de Reunião nº 014 e 015/2013) para tratar do assunto, nas quais foram observadas discrepâncias entre as informações abordadas no texto do documento e aquelas contidas no cronograma (Figura X-1), além da ausência de apresentação dos projetos de controle e monitoramento solicitados.

A empresa foi então chamada a prestar esclarecimentos em reunião realizada em 25.3.2013 (Ata de Reunião nº 017/2013), e se comprometeu a construir uma apresentação com premissas e possibilidades dos projetos para serem debatidos junto ao IBAMA e ICMBio. Em 15.4.2013 (Ata de Reunião nº 021/2013) o Cenpes/Petrobras fez uma proposta de projeto, juntamente a uma apresentação sobre os dados publicados com telemetria satelital na costa N/NE, que foi amplamente debatida pelos técnicos das Instituições presentes, especialmente quanto a metodologia e resultados esperados. O projeto não foi considerado satisfatório, sendo acordada a apresentação de revisão do mesmo, com reunião prévia ao seu protocolo.

Em 11.6.2013 representantes do IBAMA e ICMBio se reuniram para atualização técnica das equipes (Ata de Reunião nº 035/2013), onde o Tamar expôs algumas considerações oriundas de reunião interna realizada em 17.4.2013, como preparativo para a reunião com a Petrobras, ocorrida no dia seguinte. Em 12.6.2013 o Cenpes/Petrobras apresentou o “Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas marinhas do sul de Alagoas ao Norte da Bahia” e os técnicos do Tamar, IBAMA e Rebio Santa Isabel levantaram diversas questões e fizeram sugestões para serem avaliadas pela empresa como oportunidade de melhorias (Ata de Reunião nº 036/2013). A proposta conceitual do citado projeto foi protocolada no IBAMA em 28.6.2013 e encaminhada ao ICMBio pela DILIC/IBAMA em 17.7.2013 para manifestação formal.

Em 9.10.2013 os analistas do IBAMA e ICMBio debateram os aspectos técnicos da proposta de projeto de monitoramento e avaliação de impactos sobre tartarugas marinhas (Ata de Reunião nº 069/2013) apresentada pela Petrobras, e definiram as considerações técnicas a serem inseridas nos pareceres técnicos das Instituições. A manifestação conclusiva do Tamar foi emitida pelo ICMBio através do ofício nº 209/2013-DIBIO/ICMBio, de 31.10.2013, transcritas abaixo:

- 2.1 Não perfuração dos poços em reservatórios pressurizados/surgentes ou com pressão desconhecida, durante o período de 01 de novembro até o último dia de fevereiro;*
- 2.2 Instalação de novas plataformas, dutos e aquedutos, flexíveis e rígidos, conforme descrito no cronograma detalhado fornecido no EIA (Anexo II.2-10) e fora do período de restrição definido na IN 01/2011;*
- 2.3 Adequação dos sistemas de iluminação das plataformas e monitoramento da dispersão da luminosidade a partir das unidades de perfuração e produção, de forma a garantir a máxima contenção da luminosidade na área interna das plataformas, devendo atingir a intensidade de zero lux a partir de um raio de 300 metros de cada unidade. Os relatórios de monitoramento, contendo metodologia de medição da luminosidade, resultados e ajustes realizados devem ser apresentados ao licenciador semestralmente;*
- 2.4 Implementação do Plano de Emergência a Vazamento por Óleo – PEVO, com medidas de contenção que evitem ao máximo a ocorrência de toque de óleo na costa e prejuízo à fauna marinha, bem como aos ecossistemas costeiros da área de influência do empreendimento;*
- 2.5 Apresentação, para aprovação do Ibama, de Programa de Remoção do Óleo, destacando os critérios usados para proposição das áreas de sacrifício, bem como os métodos de limpeza*

de costa a serem utilizados durante o período reprodutivo de tartarugas marinhas, de forma a garantir que não ocorram impactos sobre fêmeas, ninhos e filhotes durante operações de limpeza das praias e remoção do óleo no mar;

2.6 Execução, ao longo de todo o período definido para a atividade, de Programa de Monitoramento, Resgate e Atendimento a quelônios debilitados e contaminados por resíduo de hidrocarbonetos, preferencialmente dando continuidade ao programa PRMEA em execução, com as devidas adequações que se fizerem necessárias, as quais deverão ser discutidas junto ao IBAMA e ICMBio antes de sua continuidade;

2.7 Comunicação ao ICMBio, de forma imediata, sobre a ocorrência de acidentes que apresentem riscos de contaminação de trechos situados em unidades de conservação federais, suas zonas de amortecimento ou praias de desova de quelônios marinhos;

2.8 Adequação e execução do Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do Sul de Alagoas ao Norte da Bahia. Na primeira fase do monitoramento, vinte transmissores deverão ser dispostos igualmente ao longo das quatro áreas de monitoramento. Devem ser utilizados transmissores com tecnologia GPS, que permitam o registro da profundidade e duração dos mergulhos realizados pelos animais monitorados. Após a primeira fase o número de transmissores poderá ser reavaliado com base nos resultados obtidos. Deverá ser garantido ao Centro Tamar/ICMBio o acesso em tempo real à totalidade de dados oriundos do monitoramento por telemetria por meio de fornecimento de senha e cadastro junto ao sistema gestor dos satélites e informações geradas;

2.9 Realização das perfurações de poços em reservatórios não surgentes, intervenções e demais atividades previstas no período de novembro a fevereiro, somente após a implantação do Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do Sul de Alagoas ao Norte da Bahia. Caso o referido projeto não seja devidamente implantado, submeta-se o empreendimento às condicionantes previstas no Ofício nº 239/2011 – DIBIO/ICMBio.

Considerando o exposto no presente parecer e nos demais emitidos anteriormente, bem como na manifestação do ICMBio/Tamar, o IBAMA estabelece que fica proibida no período de 1º de novembro até o último dia de fevereiro a perfuração e intervenção nos 17 (dezessete) poços com reservatórios pressurizados incluindo os exploratórios, a saber: CM-10, DO-16, DO-32, DO-35, DO-36, DO-40, GA-74, GA-79, GA-80, PE-03, PE-04, PE-05, PE-06, PE-07, PE-10, PE-11 e PE-12. Dentre os exploratórios ressalta-se que o poço PE-12 está localizado no campo de Dourado e os demais supracitados no campo de Guaricema.

Sobre os poços DO-33, DO-34, DO-37, DO-39 a empresa alega que serão perfurados em reservatórios depletados, entretanto poderão produzir por surgência por um período antes de serem equipados para produção com a utilização de Bombeio Centrífugo Submerso (BCS).

Apesar de toda discussão sobre as condições de surgência e pressão durante o processo, não restou claro se os cenários presentes na Análise Preliminar de Perigos em seu Módulo 5 - Perfuração de Poços Produtores/Injetores/Exploratórios, relativos a descontrole do poço com pressão original causado, dentre outros motivos, por falha do riser ou do revestimento (#71) e perda da estabilidade da plataforma, com possível adernamento/afundamento da unidade marítima (#79) – com consequente possibilidade de vazamento a partir dos poços, caso haja falha no Blowout Preventer (BOP) -, são também passíveis de ocorrência durante a perfuração destes 04 (quatro) poços.

Desta forma, considerando a mesma premissa de proteção as tartarugas marinhas perante eventos de derramamento de óleo, durante o período de maior sensibilidade, adotada para os poços com reservatórios pressurizados, esta Coordenação conservativamente os inclui na listagem de poços com restrição temporária acima citados, devendo a empresa buscar uma nova readequação do cronograma de perfurações/intervenções de maneira a realizar a operação nestes poços fora do período de 1º de novembro até o último dia de fevereiro. Novas informações técnicas podem vir a justificar a mudança de decisão quanto a esta restrição ora imposta.

Poderão ser autorizadas as atividades de perfuração e intervenção nos demais poços localizados em reservatórios depletados durante o período de 1º de outubro até o último dia de fevereiro (IN

01/2011), desde que implementado o Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do Sul de Alagoas ao Norte da Bahia.

A instalação de novas plataformas, dutos e aquedutos, flexíveis e rígidos deverá ser realizada obrigatoriamente fora do período entre 1º de outubro e o último dia de fevereiro. Conforme exposto no item “II.6 – Identificação e Avaliação de Impactos”, recomenda-se que os lançamentos de dutos e aquedutos, flexíveis e rígidos, plataformas, e quaisquer estruturas submarinas (ANM, manifolds, etc.) centralizem-se no período compreendido entre março e junho, de modo a atender as preocupações relativas aos períodos de maior sensibilidade para os grupos de mamíferos e tartarugas marinhas.

Desta forma, com a adequação do cronograma de perfurações, completações e intervenções pela empresa e revisão de algumas exigências inicialmente propostas, após as discussões e encaminhamentos obtidos nas reuniões entre a UALAE/CGPEG/IBAMA, o Centro Tamar/DIBIO/ICMBio e a Petrobras, buscou-se avançar no conhecimento de distintos aspectos da atividade que podem afetar as espécies de tartarugas marinhas, sem contudo abrir mão das restrições consideradas indispensáveis para garantir a segurança de suas funções ecológicas e conseqüentemente de suas populações na região. Cabe-se ressaltar que dentre as exigências atualmente vigentes, considerou-se prudente manter as restrições para perfuração de poços pressurizados/surgentes no período de 1º de novembro até o último dia de fevereiro, dentre outras indicadas no Ofício nº 209/2013 – DIBIO/ICMBio, as quais deverão ser integralmente cumpridas pela empresa.

Isto porque a proposta de projeto de monitoramento, após incorporar integralmente as exigências do presente parecer feitas no item “II.7.1.11 – Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do Sul de Alagoas ao Norte da Bahia”, conferirá um escopo robusto e inovador ao projeto, que permitirá que o mesmo possa detectar alterações agudas nos períodos de maior sensibilidade e fornecer subsídios suficientes para uma avaliação de impactos sobre o grupo, e assim respaldar presentes e futuras decisões no âmbito dos projetos de licenciamento ambiental na bacia SEAL. Além, disso, os resultados do projeto em tela, certamente contribuirão para a elaboração de estratégias de conservação pelo respectivo centro especializado do ICMBio.

Observa-se que a recomendação “2.3 - Adequação dos sistemas de iluminação das plataformas e monitoramento da dispersão da luminosidade a partir das unidades de perfuração e produção, de forma a garantir a máxima contenção da luminosidade na área interna das plataformas, devendo atingir a intensidade de zero lux a partir de um raio de 300 metros de cada unidade. Os relatórios de monitoramento, contendo metodologia de medição da luminosidade, resultados e ajustes realizados devem ser apresentados ao licenciador semestralmente” deverá também figurar entre os projetos ambientais sob a denominação “II.7.1.17 – Projeto de monitoramento da dispersão da luminosidade a partir das unidades de perfuração e produção”.

Como se pode observar pelo exposto, algumas das condições técnicas estabelecidas pelo parecer do ICMBio são específicas para a atividade de perfuração de novos poços, naturalmente não prevista neste licenciamento de regularização. No entanto, outras medidas são relativas a diversos aspectos do atendimento a emergências ambientais tratadas pelo PEI/PEVO e de medidas mitigatórias relacionadas à iluminação das plataformas que se aplicam às análises em curso. Além disto, há medidas relacionadas a intervenções em poços ou instalação de pequenos trechos de dutos/cabos que são pertinentes a serem aplicadas às Licenças de Operação – geralmente tratados como anuências para execução em empreendimentos licenciados pelo IBAMA. Nesse sentido, estas mesmas medidas são tecnicamente compatíveis de serem aplicadas à Licença de Operação para a regularização da atividade a ser emitida, face aos cenários específicos abordados na Análise de Impactos Ambientais e na Análise Quantitativa de Riscos Ambientais, tanto para as estruturas já instaladas e a continuidade de sua operação, como para as possíveis medidas a serem tratadas por anuência, como acima exposto e já neste parecer objeto de análise.

Ressalta-se que tecnicamente não cabe flexibilização dos cronogramas de restrição temporária para quaisquer atividades de intervenção em poços ou de alterações de projeto, como o lançamento de novos trechos de dutos, cabos elétricos ou hidráulicos, por exemplo, sem a devida execução de projetos

ambientais já estabelecidos. As intervenções em poços são necessidade corriqueira da atividade, como se pode observar ao longo do processo. Adicionalmente, se o projeto de recuperação secundária objeto do processo 02022.002524/2006 foi postergado pela empresa, futuras solicitações de recuperação, configura uma atividade em escala muito reduzida. Caso não realize o projeto autorizado pela LP nº 475/13, a tendência é que a empresa acabe realizando atividades para aumentar a produtividade dos reservatórios de forma contínua, que ao longo de alguns anos impliquem em impactos cumulativos que somente podem ser mitigados, avaliados ou monitorados pela realização dos projetos já aprovados no âmbito daquela LP.

Contudo, esta avaliação técnica da compatibilidade das medidas amplamente debatidas entre o ICMBio, o IBAMA e a empresa podem carecer de uma formalidade legal de manifestação do TAMAR/ICMBio, uma vez que as citadas manifestações fizeram referência explícita ao processo 02022.002524/2006, embora naturalmente fosse claro no EIA apresentado que a infraestrutura em regularização e os seus cenários de impacto e risco para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, estavam inclusos.

No sentido de sanar esta possível fragilidade administrativa, foi enviado ao ICMBio o ofício OF 02001.005052/2016-63 DILIC/IBAMA, de 12.5.2016, solicitando mais uma vez a manifestação oficial sobre esta regularização. Em 29.8.2016 a CGPEG recebeu o Ofício SEI nº 121/2016 – DIBIO/ICMBio indicando a necessidade do envio dos estudos ambientais.

Em 15.11.2016 a DILIC emitiu o Ofício 02001.012615/2016-70, contextualizando a questão e esclarecendo que “as análises referentes à regularização fizeram uso de informações atualizadas provenientes do licenciamento de projetos mais recentes que se sobrepõem espacialmente a estas estruturas mais antigas, especialmente: 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 (processo 02022.002524/2006-14) e o Gasoduto Rota Cabiúnas (processo 02022.001184/10)”

Em 19.5.2017 o ICMBIO apresentou o documento Ofício SEI nº 120/2017-DIBIO/ICMBio, de 11.5.2017, encaminhando a Autorização nº 03/2017-GABIN de 10.4.2017, para o Licenciamento ambiental da produção Marítima e Escoamento de Petróleo e Gás Natural das Unidades das Bacias de Sergipe/Alagoas - TAC SEAL.

Esta Autorização para o Licenciamento Ambiental, identificou como unidade de conservação afetadas a Reserva Biológica de Santa Isabel, criada pelo Decreto nº 96.999/1988, e estabelece as seguintes Condicionantes:

"1. Condições Gerais:

1.1. Esta Autorização não dispensa outras Autorizações e Licenças federais, estaduais e municipais, porventura exigíveis no processo de licenciamento.

1.2. Mediante decisão motivada, o Instituto Chico Mendes poderá alterar as condições, as medidas de controle e adequação, bem como suspender ou cancelar esta autorização, caso ocorra:

- a) Violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais,
- b) Omissão ou falsa descrição de informações relevantes, que subsidiaram a expedição da presente autorização, e
- c) Superveniência de fato excepcional ou imprevisível ao pedido de Autorização.

1.3. O Instituto Chico Mendes deverá ser imediatamente comunicado em caso de ocorrência de acidentes que possam afetar a **Reserva Biológica de Santa Isabel**

1.4. Encaminhar ao Instituto Chico Mendes, todas as licenças ambientais relacionadas ao empreendimento assim que forem emitidas.

1.5. O não cumprimento das disposições neste documento poderá acarretar seu cancelamento, estando ainda o solicitante sujeito às penalidades previstas na legislação ambiental vigente.

2. Condições Específicas:

2.1. Apresentar, para aprovação da Reserva Biológica de Santa Isabel, em 180 dias após a emissão da Licença de Operação, plano de descomissionamento dos dutos localizados no interior da unidade de

conservação.

2.2. Considerar a Reserva Biológica de Santa Isabel nos programas de monitoramento e atendimento a emergências ambientais.

2.3. Incluir no Plano de Emergência para Vazamento de Óleo — PEVO o acionamento dos procedimentos de emergência em caso de acidentes que afetem a Reserva Biológica de Santa Isabel, incluindo o acionamento para as manchas órfãs.

2.4. Comunicar de forma imediata a equipe da Reserva Biológica de Santa Isabel no caso de acidentes que possam afetar trechos situados na unidade de conservação."

Neste ofício o ICMBio apresentou ainda as seguintes recomendações, tendo em vista a possibilidade de interferência em trechos de praias de desova de tartarugas marinhas:

"I. comunicar, de forma imediata, a equipe local do Centro Tamar em caso de contaminação;

II. apresentar ao Centro Tamar, de preferência em atualização diária, informações relativas às manchas de óleo, sejam elas associadas a acidentes ou órfãs, como localização, dispersão, dimensão e estimativas de toque em praias de desova;

III. prever no Plano de Atendimento a Emergência medidas de contenção do óleo que garantam seu máximo recolhimento, ainda em áreas próximas às unidades de produção, de forma a proporcionar o mínimo de espalhamento para áreas marinhas circundantes, visando evitar não somente o toque do óleo nas praias, mas também minimizar a pertinência de óleo da água;

IV. ainda no citado Plano, prever procedimentos de proteção e manejo de ninhos, assim como medidas que visem assegurar a não contaminação dos neonatos ao longo da praia de desova ou sua exposição às manchas de óleo ainda no mar, oriundas de vazamentos, ao largo das praias de desova;

V. mantendo-se ainda no âmbito do Plano de Atendimento à Emergência, prever um programa de remoção do óleo com ações de planejamento operacional específicos para atuação em áreas de reprodução de tartarugas marinhas; o planejamento deve incluir mapas de sensibilidade das áreas de desova, logística de deslocamento e atuação das equipes, previsão de monitoramentos noturno para avaliação de fêmeas em processo de desova, descrição de critérios utilizados para a identificação das áreas de sacrifício e disposição de material contaminado, garantindo que não ocorram impactos sobre fêmeas, ninhos e filhotes destes animais;

VI. readequar o sistema de iluminação das plataformas de modo a minimizar a dispersão de luminosidade para o mar e buscar máxima contenção da luminosidade na área interna das plataformas;

VII. executar um programa de monitoramento, com o registro de dados reprodutivos, resgate e atendimento a quelônios debilitados e/ou contaminados por resíduos de hidrocarboneto, o programa deve ser integrado às ações de conservação e proteção já em curso ao longo do litoral, áreas prioritárias para reprodução de tartarugas marinhas, e deve aproveitar as experiências adquiridas em outras iniciativas de monitoramento e ser periodicamente avaliado para adoção das adequações que se façam necessárias;

VIII. instalar unidades de atendimento emergencial à fauna contaminada, de modo a favorecer, no caso de acidentes, uma maior agilidade no tratamento das tartarugas marinhas; para a efetivação destas condições, as unidades de atendimento podem ser instaladas a partir de adequações em bases de atendimento a emergências ambientais já instaladas;

IX. realizar pesquisa de longa duração sobre o uso da porção marinha dos Campos de Camorim, Dourado, Guaricema, Caioba e Salgo, pelas tartarugas marinhas.

X. em caso de ocorrências de acidentes de embarcações com tartarugas marinhas, os animais deverão ser, sempre que possível, resgatados e encaminhados para reabilitação no menor prazo possível, seguindo as orientações técnicas fornecidas pelo Centro Tamar; e

XI. estabelecer períodos de restrição para as atividades nos Campos de Produção, conforme descrito na Instrução Normativa Conjunta IBAMA e ICMBio nº 1 de 27 de maio de 2011, de modo preferencialmente a excluir o período de 1º de outubro até último dia do mês de fevereiro; em caso de atividades urgentes ou de impossibilidade de cumprimento da janela ambiental indicada, consultar o Ibama e o Centro Tamar quanto à adoção de medidas de proteção complementares."

Solicita ainda que as unidades de conservação com possibilidade de afetação por acidente envolvendo o derramamento de óleo na área do TAC-SEAL, "sejam consideradas como áreas de extrema sensibilidade e incluídas no Plano de Emergência para Vazamento de Óleo - PEVO"

ii. Manifestação do ICMBio relativa a Rebio Santa Isabel

O PAR nº 172/10 expôs sobre esta questão:

"Considerando que o empreendimento em regularização inclui dutos que atravessam a Reserva Biológica de Santa Isabel, a CGPEG, por meio do Memo IBAMA/CGLIC/ELPN nº 139/04 de 12.3.2004, encaminhou ao Chefe da Reserva Biológica de Santa Isabel uma cópia do RAA, solicitando manifestação com relação à regularização do licenciamento ambiental em questão. Até o momento estas manifestações ainda não foram recebidas"

Observe-se que os dutos referidos naquele parecer não estão mais em operação, uma vez que a produção pela plataforma de Robalo está paralisada, com plano de desativação submetido pela empresa à ANP. No momento da avaliação ambiental desta desativação pelo Ibama será imprescindível submeter o plano a esta UC, uma vez que há equipamentos instalados dentro de sua área.

Observe-se que os impactos e riscos do empreendimento sobre a Rebio Santa Isabel também foram tratados ao longo do processo 02022.002524/2006 com a presença de representantes da UC. O PAR nº 534/13 expõe:

O ICMBio solicitou por meio do Ofício nº 217/2011 – CR6/ICMBio, de 13.12.2011, protocolado na CGPEG/DILIC/IBAMA em 21.12.2011, que a Rebio de Santa Isabel conste nos programas de monitoramento e atendimento de emergências ambientais e que seja incluída como beneficiária de recursos de compensação ambiental. Solicitou ainda que parte dos recursos destinados a compensação ambiental do empreendimento seja destinado à criação de uma unidade de conservação "Refúgio da Vida Silvestre da Foz do Rio São Francisco".

O ICMBio, por meio de Ofício nº 12/2013 – DIBIO/ICMBio de 31.1.2013, apresentou novas recomendações para o licenciamento ambiental da Ampliação SEAL, além das expostas por meio do Ofício 239/2011 DIBIO/ICMBio de 9.12.2011, solicitando a incorporação da seguinte condicionante:

"Que a reserva Biológica Santa Isabel seja considerada como Unidade de Conservação que poderá sofrer influência do empreendimento, uma vez que sua biota está sujeita a interferências diversas oriundas da atividade proposta, passando, portanto, a constar nos programas de monitoramento e atendimento a emergências ambientais. "

Estes aspectos foram atendidos na análise, conforme exposto nos diversos pareceres técnicos; a proteção específica à Rebio Santa Isabel, no que diz respeito ao atendimento às emergências ambientais, está sendo tratada na análise dos Planos de Proteção às Áreas Vulneráveis dos PEI/PEVO.

Desta forma, são acolhidas estas mesmas solicitações para este processo de regularização, na medida em que o EIA avaliado as inclui nos cenários de impacto e risco e que as considerações técnicas do ICMBio são pertinentes a esta avaliação.

iii. Auditorias Ambientais Independentes previstas na Resolução CONAMA nº 306/02 e Vistorias Técnicas realizadas pelo IBAMA

Auditorias Ambientais Independentes

Foi pontuado no Parecer Técnico nº 172/2010 que as informações apresentadas pela empresa não atendiam completamente aos questionamentos e às solicitações expostas no PAR nº 024/2009. Além

disso, observou-se que o Plano de Ação referente às Auditorias Ambientais realizadas em 2007 se referia exclusivamente à questões relacionadas ao Plano de Emergência Individual, não abrangendo as demais inconformidades levantadas.

Os esclarecimentos e os Planos de Ação para correção de não-conformidades previstos na Cláusula Segunda – subitem “c” do TAC foram apresentados pela Petrobras no documento “Resposta aos Relatórios de Vistoria Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA – Volume 1 – Revisão 00” de fevereiro de 2011, encaminhado a Unidade Avançada de Licenciamento Ambiental Especializada – UALAE em 2.2.2011, através do Ofício UO-SEAL/SMS 0053/2011 datado de 1.2.2011, e no documento “Resposta aos Relatórios de Vistoria Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA – Volume Único – Revisão 00” de junho de 2011, encaminhado através do Ofício UO-SEAL/SMS 0232/2011, datado de 10.6.2011.

O Parecer Técnico nº 536/2011 fez a análise destes Planos de Ação – que se referem às plataformas PGA-3, PGA-1, PDO-1, PCB-1, PCM-6, PCM-9, PCM-2, PCM-3, PCM-5, PGA-2, PGA-7, PCM-1, PCM-7, PRB-1, PCM-4, PCB-4, PCM-8 e PCM-10, e para estas mesmas plataformas, verificou o cumprimento do subitem “a” da Cláusula Segunda, que estabelece a realização a cada dois anos de Auditorias Ambientais independentes, atendendo aos requisitos estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 306/02, de julho de 2002. Este PAR fez a verificação relativa aos planos de ação das auditorias do ano de 2009 e abordou também a resposta aos questionamentos expostos nos Pareceres Técnicos CGPEG/DILIC/IBAMA nº 024/09 e nº 172/10, nos quais foram verificados os planos de ação das auditorias da bacia de Sergipe/Alagoas relativas ao ano de 2007.

No PAR nº 536/11 foi determinado que os planos de ação aprovados deveriam ser implementados nos prazos estipulados e que havia necessidade de uma avaliação global das estruturas das plataformas, voltada para uma atualização tecnológica condizente com os investimentos do projeto de revitalização proposto, nos termos apresentados no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 537/11, cujas conclusões foram abarcadas junto às salvaguardas decorrentes da análise de riscos pelo PT nº 534/13 e pela LP nº 475/13.

Em 27.6.2013, a Petrobras encaminhou carta UO-SEAL 0717/2013, solicitando que a data de entrega dos relatórios de Auditoria Ambiental do ano de 2013 fosse prorrogada até 28 de julho de 2013, fato que ocorreu em 26.7.2013 com a Carta UO-SEAL 0812/2013, protocolo em 02028.000915/2013-65, e encaminhamento dos relatórios referentes ao ciclo 2013 (Processo 000260/1998-13).

Em 14.1.2014 a CGPEG emitiu o PAR nº 000017/2014 com a análise da “Resposta ao PAR 536/2011 CGPEG/DILIC/IBAMA” e dos relatórios de auditoria ambientais referentes aos ciclos 2011 e 2013 (Processos 02022.005302/98, 02001.001500/97, 02001.000260/98, 02022.002524/2006).

O PAR nº 000017/2014 concluiu que as ações propostas pela Petrobras contemplam em abrangência todas as não-conformidades apresentadas nos relatórios de vistorias, nas auditorias do CONAMA e nas salvaguardas presentes no EIA, cabendo a empresa realizar as adequações, conforme solicitado no PAR nº 534/2013.

Em 26.10.2015 a Petrobras com a Carta UO-SEAL 1217/2015 de 9.10.2015 protocolou Relatórios de Auditoria Ambiental referentes ao ciclo 2015, das seguintes instalações da PETROBRAS na UO-SEAL: Estação de Produção de Atalaia – EPA; Estação de medição Terrestre de PARU – EMT; FPSO Piranema – PRM e Plataformas fixas PCB-1, PCB-2, PCB-4, PCM-1, PCN-2, PCM-3, PCM-5, PCM-6, PCM-7, PCM-8, PCM-9, PGA-1, PGA-2, PGA-3, PGA-7 e PGA-8. Vale ressaltar que este Documento se referencia apenas ao Processo IBAMA nº 02022.009279/2004 que trata da Produção em Piranema; deste modo, apenas na presente data este documento foi inserido no presente processo de regularização do TAC-SEAL.

ANALISE DAS AUDITORIAS - Ciclo 2015

Da análise dos relatórios de auditoria do último ciclo, verifica-se as pendências identificadas pelos auditores abaixo. A empresa deverá incluir a previsão de solução no cronograma de implementação de melhorias e salvaguardas.

PCM – 1

A não conformidade de 2013 e os 3 Pontos de Melhorias de 2013, foram considerados encerrados na Auditoria de 2015.

A Auditoria de 2015 identificou 2 Pontos de Melhorias: um sobre evidência de entrega do PEI ao IBAMA e outro sobre o TAG de identificação das mangueiras de incêndio.

PCM – 2

A não conformidade de 2013 e os 3 Pontos de Melhorias de 2013, foram considerados encerrados na Auditoria de 2015.

A Auditoria de 2015 identificou 2 Pontos de Melhorias: um sobre evidência de entrega do PEI ao IBAMA e outro sobre o TAG de identificação das mangueiras de incêndio.

PCM-3

A não conformidade de 2013 e os 3 Pontos de Melhorias de 2013, foram considerados encerrados na Auditoria de 2015.

A Auditoria de 2015 identificou 2 Pontos de Melhorias: Um sobre evidência de entrega do PEI ao IBAMA e outro sobre o TAG de identificação das mangueiras de incêndio.

PCM-4

Não foi apresentado em decorrência da Hibernação da Plataforma.

PCM-5

A não conformidade de 2013 e os 3 Pontos de Melhorias de 2013, foram considerados encerrados na Auditoria de 2015.

A Auditoria de 2015 identificou 2 Pontos de Melhorias: Um sobre evidência de entrega do PEI ao IBAMA e outro sobre o TAG de identificação das mangueiras de incêndio.

PCM-6

A não conformidade de 2013 e os 3 Pontos de Melhorias de 2013, foram considerados encerrados na Auditoria de 2015.

A Auditoria de 2015 identificou 2 Pontos de Melhorias: Um sobre evidência de entrega do PEI ao IBAMA e outro sobre o TAG de identificação das mangueiras de incêndio.

PCM-7

A não conformidade de 2013 e os 3 Pontos de Melhorias de 2013, foram considerados encerrados na Auditoria de 2015.

A Auditoria de 2015 não identificou não conformidades, identificou 2 Pontos de Melhorias: Um sobre evidência de entrega do PEI ao IBAMA e outro sobre o TAG de identificação das mangueiras de incêndio.

PCM-8

A não conformidade de 2013 e os 3 Pontos de Melhorias de 2013, foram considerados encerrados na Auditoria de 2015.

A Auditoria de 2015 não identificou não conformidades, identificou 2 Pontos de Melhorias: Um sobre evidência de entrega do PEI ao IBAMA e outro sobre o TAG de identificação das mangueiras de incêndio.

PCM-9

No ano de 2013 foram constatadas 2 não conformidades. Um delas, sobre monitoramento da qualidade de efluente sanitário, foi encerrada em 2015. A outra que abordava medições e avaliações pela Nota Técnica 01/2011, ainda encontra-se aberta em decorrência da não realização de medição de seus efluentes sanitários.

Por sua vez, os 3 Pontos de melhorias foram considerados encerrados.

A Auditoria de 2015, identificou 1 não conformidade – não realiza medição dos seus efluentes sanitários lançados ao mar, e 6 Pontos de Melhoria: falta de FISPQs, armazenamento de lubrificantes em local não apropriado, evidência de entrega do PEI ao IBAMA, ausência de TAG de identificação das mangueiras de

incêndio, cilindros de gases sem a devida segregação e sem estar acorrentados, e fiação elétrica não contida em conduites e com emendas.

A partir da emissão da LO para a regularização das atividades em questão a Petrobras deverá continuar a observar a necessidade do atendimento da legislação vigente, em especial:

- O art. 9º da Lei 9.966, de 24.4.2000, que determina a realização de Auditorias Ambientais bienais, independentes, com objetivo de avaliar os sistemas de gestão e controle ambiental de suas unidades;
- A Resolução CONAMA nº 306, de 5.7.2002, que estabelece os requisitos mínimos e o Termo de Referência para realização de Auditorias Ambientais, com objetivo de avaliar os sistemas de gestão e controle ambiental nos portos organizados e instalações portuárias, plataformas e suas instalações de apoio e refinarias;

Desta forma, a cada dois anos, Auditorias Ambientais independentes deverão ser realizadas.

Para permitir o acompanhamento por parte do IBAMA, a Petrobras deverá apresentar, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias, a previsão para a realização da Auditoria Ambiental e, 30 (trinta) dias após, submeter o Plano de Auditoria.

Os Relatórios de Auditoria Ambiental e os respectivos Planos de Ação para correção de não conformidades e implementação de pontos de melhoria deverão ser apresentados ao IBAMA em até 60 (sessenta) dias.

O atendimento aos Planos de Ação deverá ser comprovado através de relatórios anuais, a serem apresentados juntamente com os Relatórios de Operação.

Considerando as observações acima descritas, recomendamos a inclusão de condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Realizar, a cada dois anos, Auditorias Ambientais independentes, segundo os critérios da Resolução CONAMA nº 306/02, de 5 de julho de 2002, apresentando os respectivos relatórios e comprovando, através de relatórios anuais, o atendimento aos planos de ação para correção de não conformidades e implementação de pontos de melhoria.

Vistorias Técnicas realizadas pelo IBAMA

No âmbito da regularização e da análise do RAA, foi realizada uma primeira campanha de vistorias nas instalações ainda durante a vigência do Termo de Compromisso, no período de 17.12.2003 a 20.12.2003. Esta vistoria objetivou avaliar os aspectos ambientais referentes à operação dos sistemas de produção e escoamento como um todo, verificando a situação do documento na época, de modo a subsidiar tanto as análises em curso, como adequação as medidas propostas. O Relatório de Vistoria Técnica nº 003/04 apresenta os resultados desta vistoria que abrangeu plataformas dos campos de Camorim (PCM-09), Dourado (PDO-01) e Guaricema (PGA-3) – visando principalmente o reconhecimento em campo das instalações, as medidas de controle da poluição e do então chamado Projeto de Treinamento dos Trabalhadores, com recomendações a serem replicadas para as demais; o sistema de escoamento pela Estação de Produção de Atalaia, Terminal de Carmópolis, Estação de Bonsucesso e Estação produtora de Robalo; local de disposição temporária de resíduos (Dique de Jericó); embarcação que atuava no plano de Emergência e aspectos do Projeto de Educação Ambiental e do projeto de Comunicação Social. Os resultados desta vistoria subsidiaram a análise da resposta a empresa ao PAR nº 76/03, realizada por meio do PAR nº 041/04, que também acolheu as conclusões do citado relatório de vistoria determinando à empresa a realização dos ajustes necessários.

A análise do RAA prosseguiu com a emissão dos PAR nº 024/09 e nº 172/10. Neste momento em que se iniciou a análise do EIA rev.00 para o projeto de recuperação secundária e visando atender à continuidade da regularização, uma segunda campanha de vistorias foi realizada, procurando abarcar naquele momento a todas as plataformas previstas no TAC.

No período de setembro 2010 a fevereiro de 2011 foram vistoriadas pela equipe do IBAMA 18 plataformas do total de 24 previstas, tendo gerado os Relatórios de Vistoria Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 062/2010, 063/2010, 064/2010, 076/2010, 077/2010, 078/2010, 080/2010, 081/2010, 082/2010,

003/2011, 005/2011, 009/2011, 010/2011, 011/2011, 021/2011, 022/2011, 023/2011, 024/2011 e 025/2011. As plataformas PCB-2, PDO-2, PDO-3, PGA-4, PGA-5, PGA-8 não foram vistoriadas naquele momento devido aos problemas de acesso encontrados. As pendências relativas a estas vistorias integraram as análises do PAR nº 536/11 e nº 537/11, com as soluções abarcadas em conjunto às salvaguardas para redução dos riscos pelo PAR nº 534/13 e LP nº 475/13.

Das plataformas não vistoriadas acima citadas, o IBAMA vistoriou no final de 2015 as plataformas PGA-8 e PCB-02. O parecer técnico PAR. 02028.000154/2015-11 NLA/SE/IBAMA relatou a vistoria na plataforma PGA-8, apontando em suas conclusões as seguintes observações:

“A vistoria apontou as seguintes inconformidades:

- Ausência de contenção nas tomadas de lançamento e recebimento de PIGs;*
- Localização dos coletores de resíduos em área sujeita às intempéries;*
- Mistura de resíduos;*
- Ausência de kit SOPEP na área de produção da plataforma;*
- Ausência do sistema de monitoração de corrosão de dutos;*
- Tanque sump fora de operação, ausência de qualquer tipo de mecanismo de contenção de óleo em seu entorno podendo ocasionar poluição no mar e sem o sistema de detecção de óleo;*
- Piso gradeado no deck superior e na área de produção dos poços, em que havendo qualquer tipo de vazamento de óleo, o mesmo irá diretamente ao mar;*
- Trabalhadores pouco informados sobre a segregação de resíduos”.*

O PAR. 02028.000155/2015-58 NLA/SE/IBAMA relatou a vistoria na plataforma PCB-02, apontando em suas conclusões as seguintes observações:

“A vistoria apontou as seguintes inconformidades:

- Sistema de coleta seletiva implantado de forma inadequada apresentando mistura de resíduos e coletores sujeitos a intempéries.*
- Inadequações do sump, em relação à ausência de qualquer tipo de mecanismo de contenção de óleo em seu entorno, podendo ocasionar poluição no mar e sem o sistema de detecção de excesso de óleo;*
- Ausência de kit SOPEP próximo ao poço operante;*
- Trabalhadores pouco informados sobre a segregação de resíduos;*
- Ausência do sistema de monitoração de corrosão de dutos”.*

A empresa deverá incluir a previsão de solução das pendências apontadas no cronograma de implementação de melhorias e salvaguardas. Adicionalmente, deverá verificar para todas as plataformas em operação se estas inconformidades não ocorrem nelas também; em caso positivo, deverá ser relatada, com a previsão de solução.

iii. ***Sobre as anuências concedidas e sobre a possibilidade de realização de intervenções em poços como atividade rotineira no âmbito da Licença de Operação***

É frequente a necessidade da empresa de realização de intervenções nos poços. Para atender a esta necessidade durante a vigência do TAC, foi solicitado à empresa a apresentação de estudos específicos para a concessão de anuência, nos termos do parágrafo primeiro da Cláusula Quarta:

“§ 1º - As instalações de apoio, o sistema de coleta e escoamento da produção, as instalações submarinas e os dutos de interligação poderão sofrer, em virtude da dinâmica própria dessa atividade, modificações ou alterações devendo ser requerida pela COMPROMISSÁRIA anuência prévia do COMPROMITENTE com antecedência mínima de 90 (noventa) dias, exceto em relação aos serviços rotineiros de manutenção das instalações e equipamentos de apoio a atividade, ficando tais informações à disposição do COMPROMITENTE”

Conforme documentação processual, foram avaliadas as solicitações de anuências abaixo descritas. Em alguns casos, houve informação de atividades em realização na costa por plataformas autoelevatórias utilizadas como embarcação, não havendo anuência específica a ser emitida pelo IBAMA. Não foram relacionados os pedidos de anuência para postergação de entrega de relatórios ambientais ou auditorias, pois não se enquadram naquelas definidas pela citada cláusula do TAC. Descreve-se aqui a finalidade destas solicitações de anuências e informa-se os pareceres emitidos pelo IBAMA e/ou o documento emitido na tomada de decisão; no corpo dos citados pareceres encontra-se o histórico processual e de análise realizada:

- Solicitação de anuência para o lançamento de cabo elétrico submarino para eletrificação das plataformas PCM-09, PGA-3 e PDO-01 (Correspondência UN-SEAL 0752/2007, de 17.8.2007). Análise realizada por PAR nº 49/08, nº 236/08 e nº 270/08. Anuência concedida pelo Ofício nº 0536/08 CGPEG/DILIC/IBAMA, de 26.6.2008.
- Solicitação de anuência para lançamento de duto de 16" e 16 km de extensão entre a plataforma PGA-03 à EPA, para ampliar a capacidade de escoamento e flexibilidade operacional (Correspondência UN-SEAL 0841/2008, em 9.9.2008). Anuência não concedida, conforme Ofício nº 0746/08 CGPEG/DILIC/IBAMA, de 15.9.2008, observando que a atividade deveria se licenciada em processo específico que tratava da ampliação da atividade.
- Informação sobre realização de sondagem geotécnica no litoral de Sergipe para elaboração de projeto técnico e estudos ambientais (Correspondência UN-SEAL 1010/2008, de 24.10.2008). Informação acolhida no processo para fins de documentação, já que não se tratava de atividade de significativo impacto.
- Informação de utilização de plataforma autoelevatória para apoio a atividades rotineiras de manutenção (Correspondência UO-SEAL 1126/2008, em 1.12.2008). Houve manifestação do IBAMA expondo a não necessidade de anuência, já que o parágrafo primeiro da Cláusula Quarta exclui os serviços rotineiros de manutenção entre os que necessitam anuência (Ofício nº 1025/08 CGPEG/DILIC/IBAMA, de 11.12.2008).
- Informação de atividades de intervenção em poços no campo de Caioba (Correspondência UO-SEAL 0224/2012). O IBAMA expôs a empresa que esta atividade não poderia ser enquadrada como de manutenção de rotina, tendo em vista que os seus riscos ambientais não são compatíveis com aqueles previstos no TAC, necessitando solicitação específica de anuência (Ofício nº 0366/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA).
- Solicitação de autorização para utilização de plataforma autoelevatória como embarcação de apoio para instalação de equipamentos (Correspondência UO-SEAL 0295/2012, em 25.6.2012). Houve manifestação do IBAMA expondo que considera a atividade entre os serviços rotineiros de manutenção, sem necessidade de anuência, conforme parágrafo primeiro da Cláusula Quarta do TAC (Ofício nº 0471/12 CGPEG/DILIC/IBAMA, de 4.7.2012).
- Solicitação de anuência para Intervenção em poço no campo de Caioba (Correspondência UO-SEAL/SMS 0305/2012, de 27.6.2012), reformulada por pedido de anuência para intervenção em poços nos campos de Caioba, Camorim e Guaricema (Correspondência UO-SEAL/SMS 0596/2012, de 18.12.2012). Análise realizada pelo PAR nº 276/2012, nº 47/2013 e PAR nº 61/13 (reemitido com nº 143/13), com anuência concedida pelo Ofício nº 68/2013/GABIN/IBAMA, de 13.3.2013. Em função da intervenção estar condicionada a prazo específico para evitar o período de desovas de tartaruga, foi solicitada anuência para prorrogação do prazo, com justificativa técnica (Correspondência UO-SEAL 1050/2013, em 15.10.2013), analisada pelo PAR nº 410/13, de 16.10.2013 e concedida pelo Ofício OF 02001.012883/2013-49 GABIN/PRESI/IBAMA, de 16.10.2013. Posteriormente houve solicitação de anuência (Correspondência UO-SEAL nº 144/2015, em 13.2.2015) para a troca da Sonda de Produção Hidráulica que realizava a intervenção, aprovada anteriormente, pela Sonda de Produção Modulada; esta análise foi realizada pelo Parecer Técnico 020228.000021/2015-37 NLA/SE/IBAMA, de 6.3.2015, e 020228.000032/2015-17 NLA/SE/IBAMA, de 15.4.2015, concluindo não haver óbices a sua inclusão na atividade e encaminhada pelo OF 02022.000728/2015-01, de 18.3.2015.

- Solicitação de anuência para Intervenção para manutenção em poço no campo de Guaricema (Correspondência UO-SEAL/SMS 0317/2012, de 3.7.2012; UO-SEAL/SMS 0428/2012, em 31.8.2012 e; UO-SEAL/SMS 0456/2012, em 14.9.2012). Análise realizada pelo PAR nº 290/2012, prevendo a utilização da sonda P-III; o prosseguimento se deu com a solicitação da empresa para utilização da sonda P-59 na atividade (Correspondência UO-SEAL 0085/2014, e, 5.2.2014), analisada pelo parecer PAR. 000170/2014 CGPEG/IBAMA. A Petrobras enviou parte das informações solicitadas (Correspondência UO-SEAL 0413/2014, em 16.5.2014), mas não deu prosseguimento ao pedido.

v. **Comunicação de Acidentes Ambientais e Realização de Simulados Ambientais**

Foram registrados os comunicados de acidentes ambientais ao IBAMA, tanto no processo do TAC, quanto no processo específico que aborda as questões do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo – PEVO nº 02022.000649/2009 (integrante dos PEI de cada campo)

- UN-SEAL 0003/2007 – 11.4.2007 - Vazamento petróleo no mar 20 litros
- UN-SEAL 0004/2008 – 29.2.2008 - Vazamento petróleo no mar 20 litros
- UN-SEAL 0004/2008 – 3.3.2008 - Vazamento petróleo no mar 20 litros
- UN-SEAL 0004/2010 – 27.10.2010 - Derrame de Petróleo Cru em Piranema
- UN-SEAL 0005/2011 – 14.2.2011 - Vazamento de óleo poço 3-PRM-12-SES
- UO-SEAL 0005/2012 – 15.2.2012 - Interrupção de produção. Vazamento de condensado e gás
- UO-SEAL 0007/2012 – 17.2.2012 - Ausência de vedação total do fluxo da ANM de Paru
- E&P-CPM-CMP-SS-0126/2012 – 24.4.2012 - Derrame de 45 litros N-Parafina SEAL-M-497
- E&P-CPM-CMP-SS-0175/2012 – 9.6.2012 - Derrame de 40 litros de fluido de perfuração NS-21 (SEAL-4)
- E&P-SERV/US-LOG-0005/2012 – 9.6.2012 - Vazamento de diesel 50 litros embarcação Bremona
- E&P-CPM-CMP-SS-0183/2012 – 15.6.2012 - vazamento de água oleosa NS-21 0,05 litros
- UO-SEAL 0027/2012 – 3.11.2012 - Vazamento de óleo diesel FPSO Piranema
- E&P-CPM-CMP-SS-0361/2012 – 16.11.2012 - Vazamento de fluido sintético NS-27 60,4 m³
- E&P-CPM-SPO-0049/2012 – 3.12.2012 - Vazamento de N-parafina
- E&P-CPM-CMP-SS-0005/2013 – 4.1.2013 - Vazamento de fluido sintético NS-27 20litros
- E&P-SERV/US-LOG-0040/2013 – 26.4.2013 - Vazamento de 30 litros óleo diesel
- CIPOSP 1309/000068 – 14.5.2013 - Vazamento de 20 litros fluido sintético
- UO-SEAL 0019/2014 – 1.3.2014 - Vazamento de 1,9 litros óleo diesel
- UO-SEAL 0050/2014 – 6.8.2014 - Vazamento de óleo lubrificante sem queda no mar
- TRANSPETRO/DTO/TA/OP1/NE 0015/2015 – 19.1.2015 - Vazamento de 270 litros resíduo oleoso
- TRANSPETRO/DTO/TA/OP1/NE 0015/2015 – 22.1.2015 - Vazamento de 105 litros resíduo oleoso
- TRANSPETRO/DTO/TA/OP1/NE 0015/2015 – 25.1.2015 - Vazamento de 960 litros resíduo oleoso

Os cronogramas de simulados também foram encaminhados conforme relação abaixo:

- Cronograma de Simulados de 2010 – 29.12.2009 - E&P-CORP/SMS/CLA 0098/2009
- Cronograma de Simulados de 2011 – 14.1.2011 - E&P-CORP/SMS/MA 0005/2011
- Cronograma de Simulados de 2012 – 26.1.2012 - E&P-CORP/SMS/MA 0004/2012
- Cronograma de Simulados de 2013 – 22.2.2013 - E&P-CORP/SMS/MA 0013/2013
- Cronograma de Simulados de 2014 – 10.12.2013 - E&P-CORP/SMS 0052/2013
- Cronograma de Simulados de 2016 – 15.1.2016 - E&P-CORP/SMSCL 0001/2016 e 0004/2016

As realizações destes Simulados de Emergência com Óleo também foram comprovadas e protocolados no IBAMA em diversos momentos, durante a vigência do TAC/SEAL

- Simulado PEI Nível II – 17.2.2009 - UN-SEAL/ATP-SM 0031/2009
- Simulado PEI Nível II – 3.6.2009 - UN-SEAL/ATP-SM 0063/2009
- Simulado PEI Nível III – 3.12.2009 - UN-SEAL/ATP-SM 0123/2009
- Simulado PEI Nível II – 24.2.2010 - UN-SEAL/ATP-SM 0016/2010
- Simulado PEI Nível II – 27.5.2010 - UN-SEAL/SMS 0326/2010
- Simulado PEI Nível III – 27.10.2010 - UN-SEAL/SMS 0553/2010
- Simulado PEI Nível II – 14.3.2011 - UO-SEAL/SMS 0107/2011 (substituído vazamento real)
- Simulado PEI Nível III – 25.10.2011 - UO-SEAL/SMS 0463/2011

- Simulado PEI Nível II – 28.3.2012- UO-SEAL/SMS 0202/2012
- Simulado PEI Nível II – 30.5.2012 - UO-SEAL/SMS 0306/2012
- Simulado PEI Nível III – 24.10.2012 - UO-SEAL/SMS 0569/2012
- Simulado PEI Nível II – 10.4.2013 - UO-SEAL/SMS 0542/2013
- Simulado PEI Nível II – 14.5.2013 - UO-SEAL/SMS 0674/2013
- Simulado PEI Nível III – 21.8.2013 - UO-SEAL/SMS 0939/2013
- Simulado PEI Nível II – 16.4.2014 - UO-SEAL/SMS 0410/2014
- Simulado PEI Nível II – 27.10.2014 - UO-SEAL/SMS 0970/2014
- Simulado PEI Nível III – 25.11.2014 - UO-SEAL/SMS 1048/2014
- Simulado PEI – 23.4.2015 - E&P-CORP/SMSCL 0008/2015 (substituído por incidente na PCM-06)
- Simulado PEI Nível IV – 3.11.2015 - E&P-CORP/SMSCL 0015/2013 (cancelamento)
- Simulado PEI Nível IV – 23.2.2016 - PAR 0154/2016-44 COEXP
- Simulado PEI Nível III – 12.5.2016 - UO-SEAL 0414/2016

i. **Sobre a Compensação Ambiental**

O TAC dispõe em sua Cláusula Décima Primeira:

“A fixação de compensação ambiental, de que trata o art. 36 da Lei nº 9.985/00, regulamentada pelo Decreto nº 4.340/02, cujo art. 31 tem a redação dada pelo Decreto nº 5.566/05 e objeto da Resolução CONAMA nº 371/06, será objeto do Termo de Compromisso a ser firmado entre o COMPROMITENTE e a COMPROMISSÁRIA, que fixará como objeto o percentual de incidência e a destinação dos recursos, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias”

Apresenta-se a seguir o cálculo do grau de impacto para fins de cobrança da compensação ambiental prevista.

As matrizes de impactos ambientais apresentadas no RAA e suas complementações, bem como as informações apresentadas no EIA e complementações do Projeto de Ampliação (Processo IBAMA nº 02022.002524/2006), indicam a existência de impactos significativos, incluindo impactos de alta (“*muito forte*”) magnitude, principalmente relacionados à “*Alteração da Comunidade Bentônica*”. Note-se que o TAC também regularizou os poços já perfurados, conforme anexo 2, sendo, desta forma, imprescindível considerar os impactos da atividade realizada na sua execução.

Cálculo do Grau de Impacto

O Decreto nº 6.848 de 14 de maio de 2009 altera e acrescenta dispositivos ao Decreto 4.340 de 22 de agosto de 2002 para regulamentar a compensação ambiental.

Em seu artigo 1º, o Decreto 6.848/2009 altera a redação do artigo 31 do Decreto nº 4.340/2002 que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Para os fins de fixação da compensação ambiental de que trata o art. 36 da Lei nº 9.985, de 2000, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA estabelecerá o grau de impacto a partir de estudo prévio de impacto ambiental e respectivo relatório - EIA/RIMA, ocasião em que considerará, exclusivamente, os impactos ambientais negativos sobre o meio ambiente (grifo nosso).”

O Grau de Impacto (GI) aos ecossistemas poderá atingir valores de 0 (zero) a 0,5% e é dado pelo somatório dos fatores Impacto sobre a Biodiversidade (ISB), Comprometimento de Áreas Prioritárias (CAP) e Influência em Unidades de Conservação (IUC).

O ISB tem como objetivo contabilizar os impactos do empreendimento diretamente sobre a biodiversidade na sua área de influência direta e indireta e depende dos índices de magnitude (IM), biodiversidade (IB), abrangência (IA) e temporalidade (IT).

O CAP tem por objetivo contabilizar efeitos do empreendimento sobre a área prioritária em que se insere e é dado pelo produto dos índices de magnitude (IM), comprometimento de áreas prioritárias (ICAP) e de temporalidade (IT).

O IUC varia de 0 (zero) a 0,15% e avalia a influência do empreendimento sobre as unidades de conservação ou suas zonas de amortecimento.

Apresentamos a seguir uma proposta de cálculo baseada na metodologia estabelecida no Decreto 6.848/09:

O Índice de Magnitude (IM) avalia a existência e a relevância dos impactos ambientais concomitantemente significativos e negativos sobre os diversos aspectos ambientais associados ao empreendimento, analisados de forma integrada. Para este índice foi atribuído o valor 03 (três), já que foram identificados impactos de alta magnitude.

O Índice de Biodiversidade (IB) avalia o estado da biodiversidade previamente à implantação do empreendimento e recebeu valor máximo 03 (três) porque a área de influência do empreendimento coincide com área de trânsito de espécies consideradas ameaçadas de extinção como mamíferos e quelônios marinhos.

O Índice de Abrangência (IA) avalia a extensão espacial de impactos negativos sobre os recursos ambientais e recebeu valor 04 (quatro), em razão dos blocos encontrarem-se em áreas com profundidade inferior a 50 (cinquenta) metros.

O Índice de Temporalidade (IT) avalia a persistência dos impactos negativos do empreendimento. Considerando que a duração do empreendimento chega a 47 anos, podendo se estender até o final do prazo de concessão da ANP que no momento vai até o ano de 2025, e que os impactos negativos da atividade persistirão ao longo de toda a fase de produção, foi atribuído o valor 4 (quatro) ao IT.

O Índice de Comprometimento de Áreas Prioritárias (ICAP) avalia o comprometimento sobre a integridade de fração significativa da área prioritária impactada pela implantação do empreendimento, conforme mapeamento oficial de áreas prioritárias aprovado mediante ato do Ministro de Estado do Meio Ambiente. De acordo com o documento "*Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira*" (MMA, 2007), os blocos encontram-se em área de importância biológica "*alta*", "*muito alta*" e "*extremamente alta*" recebendo assim, valor 03 (três). Observa-se que sobre o setor com importância biológica "*extremamente alta*" incidirão os impactos de alta magnitude na comunidade bentônica.

A Influência em Unidades de Conservação (IUC) avalia a influência do empreendimento sobre as unidades de conservação ou suas zonas de amortecimento. O IUC atribuído foi 0,15 (quinze centésimos), pois há incidência de impactos diretamente sobre a Reserva Biológica Santa Isabel referente ao campo de Salgo. Observe-se que a UC ainda será futuramente afetada pela atividade de desativação da atividade.

Com base nos valores acima estabelecidos, segue o cálculo do grau de impacto:

$$\text{ISB} = \text{IM} \times \text{IB} (\text{IA} + \text{IT}) / 140 = 3 \times 3 (4 + 4) / 140 = 0,5143$$

Como o ISB varia de 0 a 0,25%, será considerado o valor de 0,25%.

$$\text{CAP} = (\text{IM} \times \text{ICAP} \times \text{IT}) / 70 = (3 \times 3 \times 4) / 70 = 0,5143$$

Como o CAP varia de 0 a 0,25%, será considerado o valor de 0,25%.

$$\text{GI} = \text{ISB} + \text{CAP} + \text{IUC} = 0,25 + 0,25 + 0,15 = 0,65$$

Desta forma, fica estabelecido o Grau de Impacto em 0,5%, uma vez que o Decreto 6.848 de 14 de maio de 2009, prevê que o Grau de Impacto (GI) aos ecossistemas poderá atingir valores de 0 a 0,5%.

A atualização do Valor de Referência (VR) para Cálculo da Compensação Ambiental foi solicitado pelo IBAMA em 12.4.2016 com a emissão do OF 02022.000849/2016-26 CPROD/IBAMA que concedeu prazo de 45 dias para sua apresentação e estabeleceu que este valor deveria ser detalhado por sistema de produção, conforme Instrução Normativa IBAMA nº 8, de 14 de julho de 2011, para evidenciar os

investimentos e custos totais na execução do empreendimento em questão, **da entrada em vigor da Resolução CONAMA nº 010/87 até a presente data**

A Petrobras em 24.5.2016 protocolou a carta UO-SEAL 0355/2016 de 17.5.2016 na CGPEG, solicitando anuência para responder os questionamentos do valor de referência para o Cálculo da Compensação Ambiental feitos pelo OF 02022.000849/2016-26 CPROD/IBAMA.

A resposta a estes questionamentos se deu apenas em 3.2.2017, com o Ofício UO-SEAL 0080/2017, indicando valor de referência do empreendimento, para o período de 18.3.1998 e 30.4.2008, corresponde a **R\$ 1.054.514.953,43 (Um bilhão, cinquenta e quatro milhões, quinhentos e quatorze mil novecentos e cinquenta e três reais e quarenta e três centavos).**

Novamente ressaltamos que o OF 02022.000849/2016-26 CPROD/IBAMA foi bem específico, estabelecendo que este valor deveria ser detalhado por sistema de produção, conforme Instrução Normativa IBAMA nº 8, de 14 de julho de 2011, para evidenciar os investimentos e custos totais na execução do empreendimento em questão, **da entrada em vigor da Resolução CONAMA nº 010/87 até a presente data**. Deste modo, solicitamos com o Ofício 02022.000567/2017-18, apresentação da retificação deste valor, no prazo de 30 dias, para a complementação do valor de compensação ambiental.

A resposta a estes Ofício se deu em 25.4.2017 com o envio pela Petrobras do ofício UO-SEAL 0293/2017, protocolo DOCIBAMA nº 02022.002932/2017-11 onde a empresa esclarece que a carta UO-SEAL 80/2017 apresentou erro de digitação na período informado, sendo o marco inicial 18 de março de 1988, e não 1998 como estava escrito. Ressaltamos que os anexos comunicados neste ofício, não foram protocolados ou anexados ao processo, deste modo, solicitamos novo envio do detalhamento do cálculo realizado.

Considerando as informações repassadas pela empresa e do cálculo do Grau de Impacto em 0,5%, temos que o valor da compensação ambiental será de:

Compensação Ambiental = VR x GI = R\$ 1.054.514.953,43 (um bilhão, cinquenta e quatro milhões, quinhentos e quatorze mil novecentos e cinquenta e três reais e quarenta e três centavos) x 0,5%

Compensação Ambiental = R\$ 5.272.574,76 (cinco milhões, duzentos e setenta e dois mil quinhentos e setenta e quatro reais e setenta e seis centavos)

No que diz respeito as unidades de conservação a serem beneficiadas, sugerimos que os recursos provindos da compensação ambiental sejam aplicados nas unidades de conservação mencionadas no processo de licenciamento ambiental, e em particular à REBIO Santa Isabel, unidade diretamente impactada pela instalação de dutos. Adicionalmente, o ICMBio solicitou que parte dos recursos destinados a compensação ambiental do empreendimento seja destinado à criação de uma unidade de conservação "*Refúgio da Vida Silvestre da Foz do Rio São Francisco*". Observa-se ainda que o processo documenta solicitação da Superintendência do IBAMA no estado de Sergipe, por meio do Memorando nº 03/2007/GAB/IBAMA/SE de 22.1.2007, para que fosse avaliada a possibilidade de destinação de recursos da Compensação Ambiental para a criação e implementação de Unidade de Conservação para a proteção do macaco guigó.

V – ATENDIMENTO DAS CLÁUSULAS DO TERMO DE AJUSTAMENTO DE CONDUTA

Em 25.3.1999, o IBAMA e a Petrobras firmaram um Termo de Compromisso (TC) para disciplinar as medidas necessárias para a regularização do licenciamento ambiental da atividade marítima de produção de petróleo e gás natural, em curso na bacia de Sergipe/Alagoas, composta das plataformas dos campos de Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema e Robalo (escoando a produção do campo de Salgo), com suas unidades de apoio e sistemas de escoamento. Esse Termo de Compromisso, inicialmente válido por 26 meses, foi aditado por igual período em 25.5.2001, com vencimento em 25.7.2003.

A Petrobras solicitou em 17.6.2003, por meio da correspondência UN-SEAL – 100.407/2003, que fosse considerada a possibilidade de um novo aditamento do TC de forma a garantir a continuidade operacional das atividades. O pleito foi encaminhado ao Coordenador Geral de Licenciamento Ambiental (CGLIC/DILIQ/IBAMA) – conforme estrutura organizacional do IBAMA à época – por meio do MEMO

DILIQ/ELPN nº 267/03, em 4.8.2003, que incluiu em anexo informações sobre o acompanhamento das obrigações assumidas no Termo de Compromisso.

Não consta no Processo de licenciamento nº 02022.005302/1998 manifestação em resposta a esta consulta. Entretanto, no Processo relativo à regularização do licenciamento ambiental da atividade marítima de produção de petróleo e gás natural nas bacias Potiguar submersa e do Ceará (Processo nº 02022.005301/98), consta a Nota Técnica nº 195/2004 – PROGE/COEPA, de 30.11.2004, encaminhada à Diretoria de Licenciamento do IBAMA por meio do Despacho nº 2773/2004 – PROGE/GABIN, de 8.12.2004, que concluiu que seria adequado que fosse firmado um Termo de Ajustamento de Conduta – TAC para a finalização das ações necessárias à emissão das licenças de operação para as unidades de produção daquelas bacias em processo de regularização. Anexo a esta nota técnica foi encaminhado “*um esboço de TAC para discussão e apreciação, sugerindo o retorno à DILIQ e ao ELPN para definição do conteúdo, abrangência e vigência do Termo. Sugerindo, ainda que, precedendo eventual celebração desse ajuste, haja parecer atestando a viabilidade técnica, operacional e temporal das condições nele previstas*”. Através do Despacho nº 2773/2004 – PROGE/GABIN, de 8.12.2004, o Procurador-Geral do IBAMA manifestou sua concordância com os encaminhamentos propostos pela referida Nota Técnica. Desta forma, em 9.12.2005, foi assinado entre a Petrobras e o IBAMA o Termo de Ajustamento de Conduta para a continuidade do processo de regularização do licenciamento ambiental da atividade marítima de produção de petróleo e gás natural nas bacias Potiguar submersa e do Ceará.

Considerando a similaridade entre as regularizações conduzidas para a infraestrutura da bacia do Rio Grande do Norte/Ceará (Processo 02022.005301/1998) e da bacia de Sergipe/Alagoas (Processo 02022.005302/1998), iniciaram-se os procedimentos para formalização de Termo de Ajustamento de Conduta entre a empresa e o IBAMA para dar continuidade à regularização iniciada pelo TC da bacia de Sergipe/Alagoas. Uma proposta de Termo de Ajustamento de Conduta foi encaminhada à CGPEG/IBAMA pela Petrobras, por meio da correspondência E&P-CORP/SMS/CLA 0010/2007 de 30.4.2007.

Esta proposta foi analisada pela CGPEG no Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 030/08 de 21.1.2008, que concluiu não haver “*nenhum impedimento técnico à assinatura do Termo de Ajustamento de Conduta para a regularização do licenciamento ambiental da atividade marítima de produção de petróleo e gás natural, em curso na bacia de Sergipe/Alagoas, composta das plataformas dos campos de Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema e Robalo, com suas unidades de apoio e sistemas de escoamento, bem como a regularização do licenciamento ambiental dos poços já perfurados, em operação ou que virão a operar nesta bacia, com as ressalvas expostas, por considerar que com as medidas propostas estará se garantindo a continuidade da atividade com a manutenção da qualidade ambiental da área*”.

Este Parecer, juntamente a minuta do TAC, foi encaminhado ao Diretor de Licenciamento Ambiental do IBAMA por meio do Memo nº 020/08 – CGPEG/DILIC/IBAMA, de 21.1.2008, que os enviou à Procuradoria Federal Especializada para manifestação. A análise jurídica do TAC foi emitida em 5.3.2008, conforme Despacho nº 372/2008 PFE/COEP.

Em 30.4.2008, foi assinado Termo de Ajustamento de Conduta – TAC para a continuidade do processo de regularização das atividades de produção e perfuração da Petrobras na bacia de Sergipe/Alagoas. O acompanhamento técnico de todo trabalho realizado desde então para adequar as instalações às necessidades ambientais da área em que se encontram e às normas e diretrizes atuais do licenciamento ambiental federal marítimo, bem como do acompanhamento dos projetos de compensação, mitigação e monitoramento em curso, está amplamente exposto no corpo deste parecer e daqueles nele citados. Faz-se abaixo uma avaliação dos cumprimentos das cláusulas do Termo de Ajustamento de Conduta, inicialmente transcrevendo-as:

CLÁUSULA PRIMEIRA. *O presente TERMO tem por objeto:*

I – disciplinar as medidas necessárias à complementação das ações definidas no Termo de Compromisso celebrado pelas PARTES em 25 de março de 1999, cuja vigência expirou em 25 de julho de 2003, visando à regularização do processo de licenciamento ambiental das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás através das Plataformas de Produção de petróleo e gás especificadas no Anexo I deste TERMO, localizadas na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas;

II – regularizar os poços já perfurados, em operação e os que virão a operar (poços produtores, poços injetores e poços abandonados temporariamente) na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas, definindo estudos e informações como medidas necessárias à avaliação ambiental da área atingida pela perfuração marítima.

§ 1º – O presente Termo de Ajustamento de Conduta integra o processo de licenciamento ambiental das atividades acima referenciadas, instruído no COMPROMITENTE sob o n.º 02022.005302/98.

§ 2º – A relação de todos os Poços já Perfurados na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas, deverá ser apresentada pela COMPROMISSÁRIA e passará a constituir o Anexo II do presente TAC.

Anteriormente à assinatura do TAC, as medidas necessárias à complementação das ações inicialmente definidas no Termo de Compromisso celebrado pelas partes em 25.3.1999 foram sendo estabelecidas pela emissão de pareceres técnicos pelo IBAMA, conforme relatado ao longo deste parecer. As pendências existentes foram acolhidas pelo próprio TAC, anexado ao processo 02022.005302/1998, folhas 516 a 539, conforme PAR nº 30/08, de 21.1.2008, que o fundamentou tecnicamente. Posteriormente, estas medidas foram objetos dos pareceres emitidos pelo IBAMA e complementados pela empresa. A relação dos poços perfurados foi apresentada pela empresa por meio da correspondência UN-SEAL 0498/2008, protocolada em 29.5.2008, compondo as folhas 556 a 564 do mesmo processo.

CLÁUSULA SEGUNDA.

Constituem obrigações da COMPROMISSÁRIA:

a) Apresentar complementações e esclarecimentos em atendimento aos Pareceres Técnicos já emitidos ou a serem emitidos pelo COMPROMITENTE, no prazo máximo de 120 dias;

Conforme exposto ao longo deste parecer, a empresa vem atendendo à solicitações feitas pelo IBAMA.

*b) Realizar, a cada dois anos, **Auditorias Ambientais** independentes nas unidades especificadas nos Anexos I, atendendo aos requisitos estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 306/02, de julho de 2002.*

*i. O **cronograma** para a realização das **Auditorias Ambientais** deverá ser entregue com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias.*

*ii. Os **Planos de Auditoria** deverão ser submetidos com antecedência de 30 (trinta) dias, de modo a permitir o acompanhamento por parte do COMPROMITENTE.*

*iii. O Relatório de **Auditoria Ambiental** e o Plano de Ação deverão ser apresentados segundo a Diretriz para realização de Auditorias Ambientais nas Plataformas de Produção, contida no Anexo III;*

*c) Apresentar, no prazo de 60 dias após a emissão de parecer técnico pelo COMPROMITENTE, **plano de ação para corrigir eventuais inadequações** observadas nas vistorias realizadas, estabelecendo cronograma para seu cumprimento;*

*d) **Executar**, após aprovação pelo COMPROMITENTE, os **planos de ação** para corrigir eventuais inadequações observadas nas vistorias realizadas, segundo cronograma estabelecido;*

As auditorias ambientais independentes previstas na Lei Federal nº 9.966/00 e conteúdo mínimo estabelecido pela Resolução CONAMA nº 306/02, com modificações pela Resolução CONAMA nº 381/06, vêm sendo realizadas pela empresa, com verificação dos Relatórios de Auditoria Ambiental e dos respectivos Planos de Ação pelo IBAMA, desde a sua previsão legal. Sua realização e análise está apresentada ao longo dos PAR nº 41/04, nº 24/09, nº 172/10, nº 312/11, nº 536/11, nº 315/12, nº 321/12, nº 534/13 e, finalmente, no histórico e no “item **IV**” deste parecer. Observa-se que nem sempre há documentação processual relativa à entrega dos cronogramas ou dos planos de auditoria dentro dos prazos estipulados, contudo considera-se que não foram registrados prejuízos técnicos ao processo de acompanhamento em função das diversas reuniões realizadas com a empresa ao longo do processo, seja com a coordenação, seja com a equipe técnica, quando essas ações foram comunicadas. Adicionalmente, considera-se que as informações apresentadas nos relatórios de auditoria foram utilizadas concomitante à análise do EIA e dos Relatórios de Vistoria realizadas pela equipe técnica do IBAMA na avaliação integrada das salvaguardas para redução dos riscos e dos projetos, programas e planos ambientais.

Desta forma, considera-se que para esta cláusula foram atendidos os objetivos técnicos, devendo a empresa atender às solicitações do presente parecer técnico em relação ao ciclo 2015.

*e) Providenciar a infra-estrutura necessária à realização de **Audiência Pública**, em prazo a ser acordado previamente com o COMPROMITENTE, em um município do Estado do Sergipe, de acordo com as Resoluções CONAMA nº 01/1986 e nº 09/1987.*

i. A escolha do município onde se realizará a audiência deverá levar em conta a área de influência da atividade, bem como a existência de infra-estrutura de transporte, de comunicações, de alojamento e de espaço adequado para realização de eventos desse porte e deverá ser aprovada pelo COMPROMITENTE;

A audiência pública foi realizada no dia 19.11.2011, na cidade de Aracaju/SE, com infraestrutura e divulgação fornecidas pela empresa; o PAR nº 537/11 apresenta uma síntese de seu andamento. A escolha do município de Aracaju foi aprovada pelo IBAMA. Observa-se que esta audiência, além de tratar do projeto em regularização, apresentou também o projeto de recuperação secundária de óleo para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com licenciamento conduzido pelo Processo nº 02022.002524/2006.

*f) Fornecer, em prazo a ser acordado previamente com a COMPROMITENTE, os dados ambientais, tabelas e mapas referentes aos **Projetos de Caracterização** já executados e de monitoramento nas bacias Sergipe/Alagoas, conforme Termo de Referência a ser emitido pelo COMPROMITENTE, após discussão com a COMPROMISSÁRIA;*

i. Será guardado sigilo das informações fornecidas que, a requerimento da COMPROMISSÁRIA, importem em segredo comercial, industrial, financeiro ou qualquer outro protegido por lei.

No PAR nº 364/08, de 22.8.2008, foi realizada a análise da proposta do Projeto de Caracterização Regional (PCR-SEAL), bem como do Programa de Monitoramento Ambiental Regional (PMAR) apresentado pela empresa visando contemplar todas as atividades marítimas da empresa na bacia Sergipe/Alagoas - incluindo as unidades de produção atualmente em processo de regularização por meio de Termo de Ajustamento de Conduta – e de forma a monitorar adequadamente todos impactos relacionados à exploração e produção de petróleo na sua área.

Desta forma, as determinações daquele parecer foram constituídas a partir da análise dos “Relatório Final do Monitoramento da Plataforma Continental dos Estados de Sergipe e Alagoas sob Influência das Atividades Petrolíferas”, encaminhado pela Petrobras em 11.1.2005 por meio da correspondência UN-SEAL/SMS 0235/2004 (Processo IBAMA nº 02022.005302/1998), e do Relatório de Consolidação dos Dados de Caracterização Ambiental do Bloco BM-SEAL-100, encaminhado pela Petrobras no âmbito do processo de licenciamento da produção do campo de Piranema.

Em função das solicitações feitas no citado parecer, a Petrobras apresentou uma revisão do PCR-SEAL e do projeto de monitoramento que passou a ser chamado “Programa de Monitoramento Ambiental Específico da Atividade de Produção - PMAEpro”. Esta revisão ainda foi objeto de pareceres técnicos do IBAMA (PAR nº 05/10 e 142/10) e reuniões com a equipe técnica, até sua aprovação final pelo PAR nº 302/11. O acompanhamento destes Programas passaram a ser feitos pelo Processo nº 02022.000489/2010, de forma a possibilitar o seu referenciamento às licenças da empresa na bacia, incluindo a da atividade em regularização.

A versão consolidada do PCR-SEAL foi apresentada no EIA rev 01, conforme exposto no PAR nº 537/11, que fez ainda solicitações de complementação ao PMAEpro; a síntese da análise desta complementação é feita no PAR nº 534/13, que ainda estabelece a sua execução no âmbito da LP nº 415/13.

O acompanhamento técnico destes projetos permanece no Processo nº 02022.000489/2010. Desta forma, considera-se que a empresa atendeu esta cláusula, devendo a obrigatoriedade de execução dos projetos ser incluída entre as condicionantes da LO a ser emitida.

g) Apresentar no prazo de 30 dias uma tabela, que passará a constituir o Anexo II do presente TAC, com a relação de todos os Poços já perfurados nas bacias Sergipe/Alagoas, incluindo os já desativados temporariamente ou definitivamente, informando para cada um:

i. as identificações do poço segundo a nomenclatura Petrobras e ANP;

ii. a localização em coordenadas UTM e Geográfica (DATUM SAD 69);

iii. a data do início e término da perfuração;

iv. e o tipo de poço.

As informações foram apresentadas em 29.5.2008 por meio da correspondência UN-SEAL 0498/2008, datada de 23.5.2008 (fl. 555 a 567).

h) Apresentar um Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração já realizada nas bacias na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas, no prazo de 150 dias após recebimento de Termo de Referência específico a ser emitido pelo COMPROMITENTE;

i) Apresentar os resultados do Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração, no prazo de 42 meses após sua aprovação pelo COMPROMITENTE;

O IBAMA emitiu o Termo de Referência nº 010/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA em 19.8.2011. Passado o prazo previsto, a empresa foi notificada pelo Ofício nº 0200/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 14.3.2012 a apresentar o projeto em 5 dias a contar do recebimento, em conformidade aos termos da Cláusula Quinta, parágrafo 3º do TAC. A Petrobras apresentou justificativa para o atraso e solicitou novo prazo de 90 dias. O Projeto de Avaliação de Impactos Ambientais Resultantes das Atividades de Perfuração de Poços Petrolíferos na bacia Sergipe/Alagoas foi protocolado em 3.7.2012, por meio da correspondência UO-SEAL/SMS 0316/2012. Em decorrência das experiências recentes na execução de projetos semelhantes de avaliação de impacto das atividades de perfuração, este projeto ainda se encontra em análise pela equipe técnica do IBAMA, e poderá demandar modificações para o aprimoramento de seus objetivos e adequações na sua implantação.

j) apresentar, no prazo de seis meses, após a assinatura do presente TAC, em formato digital (Shape file), o mapeamento com a identificação georeferenciada de todos os obstáculos, em operação ou desativados, decorrentes da atividade de produção realizadas pela COMPROMISSÁRIA, incluindo linhas e risers associados (sistema de coleta, teste, interligação e escoamento, gás lift, injeção, umbilicais e cabos elétricos), manifolds, cabeças de poço, árvores de natal, sistemas de ancoragem e outros, presentes no fundo marinho das bacias de Sergipe/Alagoas, ainda sob concessão da COMPROMISSÁRIA;

i. As informações deverão ser atualizadas anualmente de forma a indicar novos lançamentos, mudanças de traçado, abandono e recolhimento de linhas e equipamentos.

k) apresentar, no prazo de 6 meses, após a entrega do mapeamento citado no item anterior, projeto para sanar eventuais pendências relativas à desativação de instalações que tenham sido descomissionadas nas bacias de Sergipe/Alagoas, ainda sob concessão da COMPROMISSÁRIA;

i. O projeto acima mencionado deverá estabelecer diretrizes, critérios, planos de ação e cronograma, e deverá ser implementado em prazo a ser acordado previamente com o COMPROMITENTE, com vistas à proteção e à manutenção da qualidade ambiental da região.

l) apresentar relatório final com os resultados do projeto a que se refere o item anterior, observando-se o prazo acordado previamente com o COMPROMITENTE;

§ 1º. Os custos decorrentes das obrigações pactuadas nesta Cláusula correrão exclusivamente à conta da COMPROMISSÁRIA.

§ 2º. A COMPROMISSÁRIA se obriga a comunicar imediatamente ao COMPROMITENTE a ocorrência de qualquer acidente que cause ou possa vir a causar impactos ambientais.

Em 15.10.2008 a Petrobras enviou o mapeamento de obstáculos marítimos em operação ou desativados sendo atualizado em 21.10.2009 para o ano de 2009. Em 21.9.2010 a empresa informa que não houve modificação no mapeamento de obstáculos em 2010.

Observa-se que nem sempre há documentação processual relativa à entrega periódica destas informações, contudo considera-se que não foram registrados prejuízos técnicos ao processo de acompanhamento em função das diversas reuniões realizadas com a empresa ao longo do processo, seja com a coordenação, seja com a equipe técnica.

Considerando as observações acima descritas, recomendamos a inclusão de condicionante de licença para o empreendimento em questão, com a seguinte redação:

Apresentar, anualmente, atualização do mapeamento com a identificação geo-referenciada de todos os obstáculos presentes no fundo marinho da Baía de Sergipe-Alagoas, em operação ou desativados, decorrentes das atividades de produção realizadas pela Petrobras.

O Projeto de Desativação de atividades consta como obrigação da licença de operação proposta por este parecer técnico.

A comunicação de acidentes estabelecida pelo parágrafo segundo está relatada em item específico no presente parecer.

§ 3º A COMPROMISSÁRIA, no ato da assinatura do presente TERMO, disponibiliza as plataformas relacionadas no Anexo I para vistoria técnica do COMPROMITENTE.

A empresa atendeu ao item, com a ressalva de que o acesso a certas plataformas não foi possível em função da dificuldade de acesso, conforme relatado ao longo do processo e do presente PAR.

CLÁUSULA TERCEIRA.

Constituem atribuições do COMPROMITENTE:

a) Analisar as revisões dos Relatórios de Avaliação Ambiental, dos Planos de Emergência Individuais e da caracterização ambiental apresentados pela COMPROMISSÁRIA, em relação às plataformas listadas no Anexo I, e emitir Pareceres Técnicos identificando eventuais complementações e esclarecimentos a serem apresentados;

O IBAMA vem realizando as referidas análises e emitindo os respectivos pareceres técnicos, conforme documentado ao longo deste parecer.

b) Analisar complementações e esclarecimentos apresentados, quando couber, visando à emissão de Parecer Técnico conclusivo quanto à emissão das Licenças de Operação ou quanto à necessidade de mais informações;

O presente parecer relata o processo de análises das complementações e esclarecimentos pelo IBAMA, tanto nas ações conduzidas diretamente neste processo (02022.005302/1998), no processo para ampliação da produção por recuperação secundária (02022.002524/2006), bem como nos processos específicos de acompanhamento dos projetos ambientais acima relacionados.

c) Realizar Vistorias Técnicas nas unidades listadas no Anexo I, objetivando verificar a conformidade das mesmas para a realização das atividades a que se destinam e emitir respectivos pareceres técnicos apontando eventuais inadequações observadas;

d) Analisar e aprovar os planos de ação apresentados pela COMPROMISSÁRIA para corrigir eventuais inadequações observadas nas vistorias realizadas;

Foram vistoriadas vinte e uma (21) unidades de produção instaladas nos campos marítimos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema, e Salgo, bem como analisados os respectivos planos de ação, conforme relatado nos pareceres citados. Seis (06) unidades abarcadas por esta licença não foram vistoriadas pelo IBAMA; algumas devido a motivação operacional, já que em certos casos houve indisponibilidade dos guinchos (PGA-4 e PGA-5) ou devido ao acesso se dar através do “pulo de corda”, não oferecendo *condição segura para transbordo da equipe* (PDO-2 e PDO-3). Contudo, as plataformas PDO-2, PDO-3, PGA-04 e PGA-05 estão paralisadas temporariamente, não justificando a realização de vistoria neste momento, mas apenas previamente a eventual solicitação para reentrada em operação; já a PCM-11 e PGA-06 estão desativadas, sendo que a primeira se encontra sem convés.

- e) *Aprovar o planejamento apresentado pela COMPROMISSÁRIA para a realização da Audiência Pública;*
- f) *Após aprovação do planejamento de que trata o item anterior, realizar Audiência Pública em um município do Estado do Sergipe, de acordo com as Resoluções CONAMA nº 01/1986 e nº 09/1987;*

O planejamento apresentado pela empresa foi aprovado pelo IBAMA e audiência realizada, conforme relato acima e detalhado nos pareceres mencionados.

- g) *Aprovar a tabela com a relação de todos os Poços já perfurados na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas, que irá constituir o Anexo II;*

Considera-se que as informações apresentadas são de responsabilidade da empresa, não havendo motivos para não receberem aprovação do IBAMA. Contudo, ressalta-se que a interligação de qualquer poço já perfurado às unidades de produção deve receber anuência do IBAMA.

- h) *Emitir, após discussão com a COMPROMISSÁRIA, o Termo de Referência para o Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração já realizada na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas;*

- i) *Analisar a proposta do Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração e emitir respectivo parecer técnico após a entrega do projeto pela COMPROMISSÁRIA;*

- j) *Analisar os resultados do Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração e emitir respectivo parecer técnico após a entrega do relatório pela COMPROMISSÁRIA;*

Foi emitido o Termo de Referência nº 020/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA, com diretrizes para elaboração do Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração já realizada na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas. Em atendimento ao Termo de Referência nº 010/2011/CGPEG/DILIC/IBAMA e em resposta ao Ofício nº 0200/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA, a Petrobras encaminhou o referido projeto através da correspondência UO-SEAL/SMS 0316/2012, protocolada em 3.7.2012.

Em decorrência das experiências obtidas em outras regiões do Brasil na execução de projetos semelhantes de avaliação de impacto das atividades de perfuração, este projeto se encontra em evolução constante. Comprovação desta evolução foi observado em reunião realizada na Universidade PETROBRAS em 30.3.2017 para apresentação do "Relatório Final de Análise Integrada do PMAEper da AGES, AGBS, AGBC e Potiguar", com a apresentação de nova proposta de projeto para atendimento das condicionantes ambientais desta região.

Diante destas informações, solicitamos a apresentação de nova proposta agregando informações atualizadas por estes projetos já realizados, e deste modo, recomendamos a inclusão de condicionante de licença com a seguinte redação:

Apresentar nova proposta de Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração já realizada na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas, de forma a agregar novas informações sobre avaliações de impactos ambientais semelhantes realizadas em outras bacias sedimentares.

- k) *Emitir Termo de Referência, após discussão com a COMPROMISSÁRIA, para subsidiar o fornecimento de dados ambientais, tabelas e mapas referentes aos eventuais Projetos de Caracterização já executados ou em andamento e de Monitoramento Ambiental da bacia Sergipe/Alagoas;*

Este item vem sendo atendido, conforme documentado no Processo nº 02022.000489/2010

- l) *Analisar e aprovar o projeto a ser apresentado pela COMPROMISSÁRIA para sanar eventuais pendências relativas à desativação de instalações que tenham sido descomissionadas e emitir Pareceres Técnicos identificando eventuais complementações necessárias ao mesmo;*

- m) *Analisar e aprovar o relatório final com os resultados do projeto mencionado no item anterior;*

Até o momento não foram aprovados quaisquer planos de desativação das atividades. Quando da desativação das atividades, a empresa deverá atender às solicitações do item específico sobre este

tema deste parecer técnico.

§ 1º - O IBAMA poderá solicitar esclarecimentos e complementações das informações prestadas pela COMPROMISSÁRIA, em conformidade com o disposto na Resolução CONAMA nº 237/97.

§ 2º - O escoamento da produção de outras instalações através de plataformas constantes do Anexo I poderá ser autorizado pelo COMPROMITENTE desde que sejam aprovadas: as exigências decorrentes de Vistoria Técnica, as Análises de Risco e os Planos de Emergência Individuais das plataformas através das quais se processará o escoamento.

Não foram solicitadas autorizações de escoamento da produção de outras instalações pelas plataformas em regularização.

CLÁUSULA QUARTA.

As licenças de operação (LO's) serão expedidas pelo COMPROMITENTE para as plataformas e seus respectivos sistemas de produção e escoamento de petróleo e gás natural (Anexo I), bem como suas instalações de apoio, sistema de coleta e escoamento da produção, instalações submarinas e dutos de interligação, desde que cumpridos os requisitos técnicos e legais pertinentes.

O presente parecer expõe as ações da empresa e do IBAMA no sentido de cumprimento dos requisitos técnicos e legais para emissão da Licença de Operação e propõe sua emissão para todos os campos, considerando as condicionantes para cada caso.

§ 1º - As instalações de apoio, o sistema de coleta e escoamento da produção, as instalações submarinas e os dutos de interligação poderão sofrer, em virtude da dinâmica própria dessa atividade, modificações ou alterações devendo ser requerida pela COMPROMISSÁRIA anuência prévia do COMPROMITENTE com antecedência mínima de 90 (noventa) dias, exceto em relação aos serviços rotineiros de manutenção das instalações e equipamentos de apoio a atividade, ficando tais informações à disposição do COMPROMITENTE.

As solicitações da empresa para modificações ou alterações estão relatadas neste parecer, explicitando aquelas que foram objeto de anuência por parte do IBAMA e a análise técnica que fundamentou a decisão.

§ 2º - Com a assinatura deste instrumento, a COMPROMISSÁRIA estará autorizada, enquanto não forem expedidas/renovadas as respectivas licenças ambientais, a realizar atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural nas bacias de Sergipe e Alagoas, por meio das plataformas relacionadas no Anexo I deste TERMO.

A empresa prosseguiu na produção e escoamento de petróleo e gás natural.

§3º - As licenças ambientais poderão ser emitidas de forma gradual, desde que atendidas as obrigações técnicas específicas estabelecidas.

A presente cláusula não foi aplicada. A licença de operação é proposta no âmbito deste parecer de forma a abarcar todas as instalações objeto do TAC, especificando condicionantes pertinentes às fases de desenvolvimento do campo em que estão instaladas as plataformas e os sistemas de escoamento.

§ 4º - O presente TERMO, uma vez cumpridas integralmente suas disposições, regulariza sob o prisma do licenciamento ambiental os poços perfurados pela COMPROMISSÁRIA, relacionados nos Anexo II.

Considera-se que com o presente TAC não há óbices à interligação dos poços perfurados pela empresa.

CLÁUSULA QUINTA.

O não cumprimento, pela COMPROMISSÁRIA, dos prazos e obrigações constantes deste TERMO, importará:

I - na cominação de pena pecuniária diária, corrigida monetariamente pelos índices oficiais, no valor de R\$ 100.000,00 (cem mil reais), relativamente a cada uma das obrigações previstas na Cláusula Segunda

não atendida pela COMPROMISSÁRIA, observados os §§ 1º a 8º da presente cláusula;

II – na execução judicial das obrigações neste estipuladas.

§1º - A sanção estabelecida no inciso I da presente Cláusula será aplicada independentemente das sanções penais e administrativas cabíveis, bem como da obrigação de reparação do dano ambiental, porventura existente.

§2º - Constatado eventual descumprimento das obrigações previstas neste TERMO, a COMPROMITENTE, por meio da CGPEG/IBAMA notificará a COMPROMISSÁRIA.

§3º - A COMPROMISSÁRIA terá o prazo de 5 (cinco) dias, a contar do recebimento da notificação, para manifestação e justificativa.

§4º - Não sendo aceitas as justificativas apresentadas pela COMPROMISSÁRIA ou não sendo as mesmas apresentadas no prazo mencionado no parágrafo anterior será aplicada a sanção prevista no Inciso I da Cláusula Quinta, a partir da data da inadimplência.

§5º - Não correrão contar a COMPROMISSÁRIA eventuais atrasos ou omissões atribuídos única e exclusivamente ao COMPROMITENTE.

§6º - Não constituirá descumprimento do presente TERMO, a eventual inobservância pela COMPROMISSÁRIA, de quaisquer dos prazos estabelecidos, desde que resultante de caso fortuito e força maior, na forma tipificada no artigo 393, da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002.

§7º - As multas previstas nesta Cláusula deverão ser revertidas para o Fundo de Defesa dos Direitos Difusos, na forma prevista no artigo 13 da Lei nº 7.347/85.

§8º - Fica a CGPEG/IBAMA autorizada a impor as eventuais sanções que venham a decorrer do presente TERMO.

Não houve situação que implicasse na aplicação desta cláusula.

CLÁUSULA SEXTA.

O COMPROMITENTE, mediante decisão motivada, poderá modificar as obrigações deste TERMO e as medidas de controle e adequação caso ocorra:

I – inadequação de quaisquer das Cláusulas deste TERMO;

II – omissão ou falsa descrição de informações relevantes que subsidiaram a elaboração deste TERMO;

III – superveniência de graves riscos à saúde ou ao meio ambiente.

IV – superveniência de normas legais e regulamentares.

§ 1º – Qualquer alteração das obrigações pactuadas no presente TERMO que impliquem alteração das ações técnicas a serem implementadas pela COMPROMISSÁRIA, quanto ao prazo e forma neste estabelecidos, será objeto de prévio ajuste entre as partes, e formalizada mediante Termo Aditivo.

Não houve situação que implicasse na aplicação desta cláusula.

CLÁUSULA SÉTIMA.

A celebração do presente TERMO não impede a fiscalização, pelas autoridades competentes, nos termos da lei, das atividades desenvolvidas pela COMPROMISSÁRIA.

O IBAMA realiza a fiscalização das atividades desenvolvidas pela empresa, bem como o acompanhamento dos projetos ambientais em execução na bacia, conforme relatado nos citados pareceres e/ou processos administrativos específicos.

CLÁUSULA OITAVA.

O presente Compromisso de Ajustamento de Conduta produzirá efeitos legais a partir de sua assinatura, com eficácia de título executivo extrajudicial, na forma dos artigos 5º e 6º da Lei nº 7.347/85 e art. 585 do Código de Processo Civil e terá vigência pelo prazo de 48 meses a partir da data de sua assinatura, podendo ser prorrogado mediante Termo aditivo por igual período ou menor, se houver comum acordo entre as partes.

§ 1º Emitidas as competentes licenças antes de encerrado o prazo de vigência deste TAC, este perderá sua vigência.

§ 2º Ao se encerrar o prazo de vigência do presente TAC, os prazos que remanescerem para o cumprimento das obrigações estabelecidas serão contemplados nas licenças ambientais competentes.

§ 3º A prorrogação do presente TAC deverá ser requerida com antecedência mínima de 120 dias da expiração de seu prazo de validade, ficando este automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do COMPROMITENTE.

Por meio da correspondência E&P-CORP/SMS/MA 0022/2012, protocolada em 10.4.2012, a Petrobras requereu a prorrogação do prazo do Termo de Ajustamento de Conduta de Perfuração e Produção da bacia Sergipe/Alagoas, uma vez que, apesar dos esforços empreendidos pelo IBAMA e pela Petrobras, o prazo inicialmente previsto na Cláusula Oitava não seria suficiente para a consecução do processo de licenciamento. Desse modo, encaminhou minuta de aditivo com nova proposta de prazo para a regularização do processo de licenciamento na bacia citada.

O IBAMA, por meio do Ofício nº 0332/2012/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 30.4.2012, manifestou que em função da complexidade das questões envolvidas e da continuidade das análises de documentos e estudos apresentados e que *“...apesar de não ter sido realizada com a antecedência de 120 dias estabelecida na Cláusula Oitava do referido documento, o IBAMA considera que não há impeditivos para a prorrogação automática prevista neste mesmo dispositivo até a sua manifestação definitiva”*

A Petrobras solicitou renovação do Termo de Ajustamento de Conduta, em atendimento ao disposto em sua Cláusula Oitava, por meio da Correspondência UO-SEAL 1545/2015, datada de 29.12.2015, protocolada no IBAMA em 7.1.2016.

CLÁUSULA NONA.

Os Termos de Referência e projetos aprovados referentes às cláusulas anteriores, bem como os anexos I, II e III acima mencionados serão parte integrante deste TERMO.

CLÁUSULA DÉCIMA.

O disposto no presente TERMO não elide a imposição de sanção administrativa pelo COMPROMITENTE contra a COMPROMISSÁRIA, sempre que se verificar descumprimento de quaisquer de suas cláusulas ou infração às normas ambientais.

PARÁGRAFO ÚNICO – O disposto no presente TERMO não impede a execução de eventuais punições administrativas efetuadas antes de sua celebração.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA.

A fixação de compensação ambiental, de que trata o art. 36 da Lei nº 9.985/00, regulamentada pelo Decreto nº 4.340/02, cujo art. 31 tem a redação dada pelo Decreto nº 5.566/05 e objeto da Resolução CONAMA nº 371/06, será objeto do Termo de Compromisso a ser firmado entre o COMPROMITENTE e a COMPROMISSÁRIA, que fixará como objeto o percentual de incidência e a destinação dos recursos, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias.

Em função dos significativos impactos ambientais, a cobrança da compensação foi estabelecida, conforme relatado em item específico deste parecer técnico.

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA.

A COMPROMISSÁRIA se compromete a publicar, mediante extrato, os termos do presente Compromisso de Ajustamento de Conduta, no prazo de até 30 (trinta) dias, a contar da sua celebração, em dois jornais de ampla circulação nos Estados de Sergipe e Alagoas e no Diário Oficial da União.

O extrato foi apresentado em 29.5.2008 por meio da correspondência UN-SEAL 0498/2008, datada de 23.5.2008.

VI – Renovação das Licenças de Operação das plataformas PGA-7, PGA-8 POR INCORPORAÇÃO À LO de regularização do objeto do TAC

As plataformas PGA-7 (Processo nº 02001.001500/1997) e PGA-8 (Processo nº 02001.000260/1998), situadas no campo de Guaricema, tiveram licenças específicas emitidas pelo IBAMA, não constando, assim, daquelas plataformas tratadas pelo Termo de Ajustamento de Conduta. Este procedimento ocorreu pois a sua instalação se deu em momento posterior à das demais plataformas do campo, quando o licenciamento ambiental já havia se iniciado no país. Estas licenças se encontram vencidas, mas com pedido de renovação feito pela empresa, tendo a operação após o vencimento sido realizado com prazo prorrogado automaticamente nos termos da Resolução CONAMA nº 237/97. Recentemente a PGA-7 teve sua operação paralisada – num procedimento chamado pela empresa de “hibernação”, enquanto se aguarda decisão interna por realização do projeto objeto da LP nº 475/13 – e a PGA-8 permanece em operação.

Estas plataformas compartilham os sistemas de escoamento e tratamento com as demais e, com isto, foram tecnicamente tratadas em conjunto tanto nas avaliações de impacto e de risco do EIA do projeto de recuperação secundária e em suas complementações, como na consequente formulação das salvaguardas para redução dos riscos e dos projetos, programas e planos ambientais de mitigação, compensação e monitoramento. Desta forma, faz-se aqui a avaliação do cumprimento das condicionantes das Licenças de Operação nº 048/99 (PGA-7) e nº 058/99 (PGA-8), visando incorporar a operação destas plataformas – ou os procedimentos para sua desativação definitiva – à Licença de Operação para todo o campo de Guaricema, com posterior arquivamento dos processos iniciais.

O mesmo aconteceu para o sistema de gás *lift* utilizado no campo de Salgo, que escoava sua produção pela plataforma de Robalo (Processo nº 02001.001499/1997). Com a paralisação das atividades deste campo, já com Projeto de Desativação entregue à ANP, faz-se o levantamento de eventuais pendências para da mesma forma incorporar à Licença de Operação a ser emitida as obrigações e procedimentos para sua desativação.

Plataforma PGA-7 (Processo nº 02001.001500/1997-71)

A Licença de Operação nº 048/99 foi expedida em 30.7.1999, com validade de 1 (um) ano, e autorizou a operação da Plataforma Fixa de Produção – PGA-7, apresentando como condicionantes específicas a implementação do Programa de Educação Ambiental e a apresentação de relatórios do Programa de Monitoramento Marinho, de Inspeção de Dutos e a atualização do então chamado Plano de Contingência.

Naquele momento houve acompanhamento das condicionantes e análise de pedido para interligação de poço. Quando pela primeira vez foi solicitada a renovação da licença, a Nota Técnica nº 55/2000 – IBAMA/Diretoria de Controle Ambiental/DEREL/DIAP e o Ofício nº 01.465/2000 - IBAMA/Diretoria de Controle Ambiental concluíram que para a renovação da LO ainda haviam informações pendentes, relativas à atualização do Plano de Contingência, ao Relatório de Inspeção do Duto e ao Relatório Final das campanhas de monitoramento da área de influência, bem como o devido requerimento de licença e sua publicação.

Em resposta, a Petrobras encaminhou a correspondência E&P-SEAL – 100.446/2000, protocolada em 17.8.2000, com os documentos necessários ao atendimento das citadas solicitações, incluindo o requerimento de licença e sua devida publicação. A análise dos documentos em resposta às condicionantes da LO nº 48/99 foi realizada pelo Parecer Técnico Nº 196/2000 – IBAMA/DCA/DEREL/DIAP, de 14.12.2000. Este parecer técnico sugeriu a concessão de renovação da LO por um ano, tendo em vista que ainda haviam informações pendentes relacionadas ao Programa de Educação Ambiental para as Populações Litorâneas de Sergipe. A Nota Técnica Nº 032/2001, de 26.3.2001, informou que a Petrobras reapresentou o programa e que em reunião realizada em Aracaju, em 21.3.2001, foi aprovado o cronograma de execução da 1ª Fase do Programa; considerou que os ajustes necessários ao Programa de Educação Ambiental - então intitulado “ Programa de Educação Ambiental para as Populações Litorâneas de Sergipe” - foram viabilizados e, portanto, que não havia óbices à renovação da LO.

A Licença de Operação nº 48/99 foi renovada em 15.5.2001 com validade de 1 (um) ano, mantendo como condicionantes a apresentação dos relatórios do programa de monitoramento marinho, de inspeção de dutos – bem como de adoção de suas recomendações, atualização do PEI e implementação do Programa

de Educação Ambiental. A renovação desta licença que venceria em 15.5.2002 foi requerida pela empresa em 28.12.2001, mas como não havia entregue os relatórios do cumprimento das condicionantes, foi emitido o ofício nº 54/2001 – IBAMA em 25.1.2002, solicitando a documentação. Esta foi encaminhada por meio do ofício UN-SEAL – 170.040/2002, de 2.4.2002, contendo o Relatório de Monitoramento Marinho da Plataforma Continental dos Estados de Sergipe e Alagoas; Relatório de Inspeção de Dutos da Plataforma PGA-7, Plano de Contingência da UN-SEAL, com anexo referente ao PEI da plataforma. Em relação ao Programa de Educação Ambiental, é encaminhada a documentação expedida pelo Núcleo de Educação Ambiental/IBAMA-SE apontando a entrega pela empresa do “Relatório dos encontros de Integração Interinstitucional e do Levantamento Sócio Ambiental de 2000”, considerando que aquela etapa inicial havia sido cumprida e apontando a necessidade de sua continuidade pelo financiamento de projetos gerados pelas comunidades. Embora o processo não documente as ações realizadas em 2003, 2004 e 2005, o histórico deste acompanhamento é registrado posteriormente no PAR nº 392/2006, que considera que a condicionante específica 2.2 não vinha sendo cumprida e determinando a implementação do Programa de Educação Ambiental - que naquele momento já era chamado com as Programa de Educação Ambiental com as Comunidades Costeiras do Estado de Sergipe – PEAC - conforme as orientações que o parecer trouxe a partir da análise da proposta para continuidade do PEAC então apresentada pela empresa.

Observa-se que em meados da década de 2000, estes projetos, programas e planos passam a ser tratados pelo IBAMA de forma regional, aumentando a capacidade de avaliação de seus resultados pelo órgão. Desta forma, se não há um adequado registro da entrega dos relatórios de acompanhamento das condicionantes para determinados anos, o processo documenta esta transição com a solicitação da empresa para integração do Relatório de Monitoramento Marinho à avaliação em andamento pelo RAA entregue em atendimento ao TAC (Correspondência UN-SEAL/SMS 0235/2004, de 11.1.2005), com a entrega dos relatórios de Auditoria Ambiental e com a documentação dos Simulados do Planos de Emergência Individuais em 2007, 2008 - incluindo as ações para implementação de melhorias após sua realização – e 2009. Desde 2010 a análise técnica dos sistemas desta plataforma passa a ser realizada com a análise dos sistemas de produção e escoamento de todo o campo de Guaricema, conforme documentado no EIA apresentado no Processo 02022.002524/2006 e suas complementações.

O Ofício nº 1053/11/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 19.12.2011, enviou a empresa os PAR nº 536/11 e 537/11, com a análise inicial do EIA rev. 01, da Audiência Pública que atendeu à cláusula do TAC e com análise das auditorias ambientais e pendências observadas em vistorias do IBAMA. A resposta ao PAR nº 536/11 foi encaminhada pela empresa por meio da correspondência UO-SEAL/SMS 0008/2012; a análise desta resposta junto a do relatório das Auditorias Ambientais do ciclo 2013 foi realizada pelo PAR. 000017/2014 CGPEG/IBAMA, de 14.1.14. Em sua conclusão, esse parecer expõe que as ações propostas no documento intitulado “Informações Complementares ao Documento Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 421/12”, “contemplam em abrangência todas as Não conformidades apresentadas nos relatórios de Vistoria, nas auditorias ambientais da CONAMA nº 306/02 e nas salvaguardas presentes no EIA”.

Desta forma, não havendo pendências técnicas relativas à LO anteriormente emitida – que como exposto serviram como deflagrações dos projetos, programas e planos ambientais posteriormente desenvolvidos para toda a bacia - propõe-se que a operação da plataforma PGA-7, incluindo a sua fase de desativação, passe a compor a mesma Licença de Operação para as demais plataformas que integram o licenciamento de regularização resultante do TAC, uma vez que as medidas de controle, mitigação, compensação e monitoramento estabelecidas para as demais plataformas do campo de Guaricema

Plataforma PGA-8 (Processo nº 02001.000260/1998)

O histórico deste processo e dos procedimentos adotados para integração das questões técnicas e administrativas desta plataforma às demais do campo de Guaricema seguiu a mesma lógica adotada para a PGA-7.

A Licença de Operação nº 058/99 (Processo nº 02001.000260/1998), que autorizou a operação da Plataforma Fixa de Produção – PGA-8, foi concedida em 22.12.1999 com validade de 05 (cinco) anos. Sua emissão foi fundamentada pelo Parecer Técnico nº 189/99 – IBAMA/DCA/DEREL/DIAP, que fez a análise das condicionantes estabelecidas na Licença de Instalação e concluiu que, com exceção do Programa de

Educação Ambiental (condicionante 2.3), que estava em fase de discussão entre IBAMA e Petrobras, a documentação atendia às solicitações do Instituto. Foi apresentado comprovante de publicação da licença.

A renovação desta LO foi solicitada pela Petrobras através da correspondência UN-SEAL/SMS 0140/2004, protocolada em 19.8.2004. Observe-se que conforme despacho de fl. 227, de 11.1.2005, já se vinculava a análise desta plataforma com o conjunto de atividades do campo por este processo de regularização, tendo o pedido de licença sido anexado nas fl. 308 e 309 deste último (02022.005302/1998), sem constar do processo comprovante de sua publicação.

As condicionantes da LO nº 058/99 (PGA-8) referem-se ao cumprimento dos mesmos projetos e programas previstos para a LO nº 048/99 (PGA-7), cujo desenvolvimento pela integração aos projetos regionais que a Petrobras desenvolve na bacia foi relatado no item acima. O Processo nº 02001.000260/1998 documenta este histórico da mesma forma que o nº 02001.001500/1997, incluindo a consideração que desde 2010 a análise técnica dos sistemas desta plataforma passa a ser realizada com a análise dos sistemas de produção e escoamento de todo o campo de Guaricema, conforme documentado no EIA apresentado no processo 02022.002524/2006 e suas complementações.

O Ofício nº 1053/11/CGPEG/DILIC/IBAMA, de 19.12.2011, enviou a empresa os PAR nº 536/11 e 537/11, com a análise inicial do EIA rev. 01, da Audiência Pública que atendeu à cláusula do TAC e com análise das auditorias ambientais e pendências observadas em vistorias do IBAMA. A resposta ao PAR nº 536/11 foi encaminhada pela empresa por meio da correspondência UO-SEAL/SMS 0008/2012; a análise desta resposta junto a do relatório das Auditorias Ambientais do ciclo 2013 foi realizada pelo PAR. 000017/2014 CGPEG/IBAMA, de 14.1.2014. Em sua conclusão, esse parecer expõe que as ações propostas no documento intitulado “Informações Complementares ao Documento Resposta ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 421/12”, “contemplam em abrangência todas as não conformidades apresentadas nos relatórios de vistoria, nas auditorias ambientais da CONAMA nº 306/02 e nas salvaguardas presentes no EIA”. Desta forma, não havendo pendências técnicas relativas à LO anteriormente emitida, com ganhos ambientais, operacionais e administrativos pela constituição dos projetos, programas e planos de compensação, mitigação ou de monitoramento de forma a abarcar todas as instalações do campo de Guaricema e dos demais campos em operação na bacia, propõe-se que a operação da plataforma PGA-8 – ou a sua desativação – assim como a da PGA-7, passe a compor a mesma Licença de Operação para as demais plataformas que integram o licenciamento de regularização resultante do TAC.

Vii – Das instalações da plataforma de ROBALO (campo de Salgo) objeto do TAC e do Sistema de Gás Lift (Poço SG-03) em renovação de licença

A plataforma de Robalo (PRB-01) e seu sistema de produção e escoamento são objeto do processo de licenciamento de regularização nº 02022.005302/1998, onde já era prevista no TC assinado em 1999, posteriormente incluída no TAC de 2008. Contudo, parte de seu sistema de produção foi objeto de licenciamento regular pelo processo nº 02001.001499/1997, já que se tratou de uma ampliação das instalações então existentes pela incorporação de um sistema de elevação de óleo por injeção de gás (*gas lift*) no poço SG-03; para esse sistema, foi emitida a LO nº 70/99 em 22.12.1999, com validade de três anos. O requerimento de sua renovação foi feito em 19.8.2002, dentro do prazo previsto pela Resolução CONAMA nº 237/97.

A Petrobras informou em 22.5.2014, por meio da Correspondência UO-SEAL 0447/2014, que realizava naquele momento um encerramento temporário das atividades no campo de Salgo, operado através da plataforma de Robalo, em função de “uma parada intempestiva da produção” ocorrida no dia 1.5.2014, não tendo logrado êxito as tentativas de repressurização e produção do sistema, apesar de não ter sido constatado nenhum problema técnico com os equipamentos. Afirmou também que o grupo de trabalho designado para buscar alternativas economicamente viáveis para a continuidade da exploração do campo de Salgo não vislumbrava até aquele momento cenário favorável para o prosseguimento das atividades.

Visando a tomada de decisão quanto ao encaminhamento a ser dado a este campo neste processo de regularização, o IBAMA solicitou à ANP, por meio do Ofício 02022.003933/2014-33, de 5.11.2014,

informações sobre sua situação frente àquela agência reguladora. Esta confirmou que recebeu da Petrobras a mesma comunicação de paralisação das atividades no campo, o que a levou a solicitar da empresa a entrega do “Programa de Desativação de Instalações do Campo de Salgo”, conforme prazo que estabeleceu. Este Programa de Desativação foi protocolado pela Petrobras na ANP em 9.12.2014.

Conforme o “Sumário Executivo Externo do Campo de Salgo – Contrato de Concessão nº 48000.003841/97-38”, apenas os poços SG-03 (produção) e SG-02 (injeção) receberam completação com Árvore de Natal Molhada. O campo de Salgo não possui unidade ou estação de produção em sua área, e escoava por duto de 6” até a PRB-01 (6,5km de extensão) e desta por duto de 12” (10,0km) até a Estação de Produção de Robalo (EPRB), situada no continente, atravessando a área da REBIO Santa Isabel. Na EPRB era realizada a medição fiscal e a separação óleo/gás/água de produção. Segundo a ANP, a produção era escoada por oleoduto e gasoduto até a Estação de Bonsucesso e a água produzida transportada por caminhões até o tanque de Carmópolis, onde se dá a produção de campos terrestres. O sistema de injeção de água para o poço injetor SG-02 estava instalado na plataforma PRB-1, captando água do poço 9CASG-01-SES e transportando-a por duto de 3” (6,5 km). Este sistema constitui o objeto de regularização previsto no TAC, embora haja algumas informações conflitantes sobre todos os equipamentos utilizados; por exemplo, o sumário executivo da ANP aponta que o escoamento da PRB-01 para EPRB estaria sendo feita por duto de 12”, tendo sido o duto de 16” desativado. Parte do gás separado na EPRB retornava ao poço SG-03 por gasoduto de diâmetro de 3” e 3,5 km de extensão no trecho terrestre, também atravessando a área da REBIO Santa Isabel, e diâmetro de 2 3/8” com extensão de 12,5 km no trecho marinho, para elevação do óleo produzido pelo sistema *gas lift*; este último sistema foi objeto de licenciamento do processo nº 02001.001499/1997.

O campo de Salgo situa-se em área de elevada relevância e sensibilidade ambiental, distando aproximadamente 5 km da costa, em lâmina d’água extremamente rasa de 14 metros, em frente a REBIO Santa Isabel. Esta REBIO é o maior sítio reprodutivo da tartaruga oliva (*Lepidochelys olivacea*) do Brasil, ocorrendo também no local desova das espécies cabeçuda (*Caretta caretta*), de pente (*Eretmochelys imbricata*) e, em menor número, da tartaruga verde (*Chelonia mydas*). Esta localização do campo confere alta vulnerabilidade à Unidade de Conservação. Modelagens numérica de dispersão de poluentes realizadas pela empresa demonstram cenários de toque de óleo em poucas horas nas praias em caso de descargas acidentais, dificultando as ações de emergência. Além disto, há na região estuários e manguezais também susceptíveis ao risco.

Ao longo deste parecer, expôs-se que as informações apresentadas no EIA e suas complementações para o processo de recuperação secundária nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema (Processo 02022.002524/2006), puderam beneficiar a atualização de diversas informações para o campo de Caioba, em função da proximidade, da homogeneidade das características ambientais e do compartilhamento dos sistemas de produção e escoamento. O mesmo não se aplicaria ao campo de Salgo/plataforma de Robalo. Este campo se situa cerca de 50 km ao Norte da área objeto do EIA e sua regularização demandaria atualização de diversas informações que viessem a subsidiar as análises de impacto e risco, bem como da apresentação de soluções tecnológicas para redução de riscos.

Considera-se que a paralisação desta atividade, com a apresentação do “Programa de Desativação de Instalações do Campo de Salgo” à ANP, é o melhor desfecho ambiental que se poderia ter. O licenciamento da ampliação para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema levou quatro anos de trabalho intensivo após a apresentação do EIA para se resolver um licenciamento que se não realizado poderia trazer diversas consequências socioambientais para o estado de Sergipe.

Contudo, o PAR nº 534/13, que propôs a concessão da LP ao projeto, alertava “...*Mediante os resultados da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais, não seria aceitável a implementação de um novo projeto de exploração e produção em região com estas condições de elevada sensibilidade ambiental, com a presença de estuários importantes no equilíbrio dos processos costeiros, de espécies ameaçadas de extinção e da proximidade de Unidades de Conservação. Contudo, 80% (oitenta) das hipóteses acidentais apuradas estavam presentes nas plataformas já instaladas, indicando que a sociedade já convive com parte significativa deste risco...*”. Desta forma, considera-se que resta no âmbito do TAC e do processo que licenciou o *gás lift* do poço SG-03, a apresentação ao IBAMA das medidas para desativação da atividade, o que se expõe abaixo. **No entanto, cabe ressaltar, que é importante desde já uma**

recomendação à ANP para que este campo de Salgo não venha a ser ofertado em futuras rodadas de campos marginais visando recuperação secundária de óleo e gás. Há que se levar em conta os elevados riscos e impactos ambientais para região de elevadas sensibilidade e relevância ambientais, para promover eventual projeto que pouco óleo e gás poderia produzir em relação às grandes descobertas em águas profundas feitas recentemente no estado de Sergipe.

Assim, em finalização às suas obrigações frente ao TAC, a empresa deverá apresentar Projeto de Desativação para o campo de Salgo e para as instalações existentes na área da plataforma de Robalo, que contemple também os dutos e equipamentos de escoamento até a EPRB, incluindo aqueles utilizados no sistema de *gás lift*, conforme estabelecido no item que trata sobre o Projeto de Desativação. A empresa deverá consultar a REBIO Santa Isabel, particularmente no que diz respeito à solução para os dutos que passam no interior daquela UC, durante a elaboração do projeto. Desta forma, entende-se a necessidade de constar explicitamente o campo de Salgo e seu sistema de produção e escoamento (onde se inclui a plataforma de Robalo, constante do anexo I do TAC) na LO a ser emitida, mas com a condicionante específica de que não estão autorizadas quaisquer operações neste campo, exceto aquelas ligadas à sua desativação.

Sendo assim recomendamos a inclusão de condicionante de licença com a seguinte redação:

Para o campo de Salgo/plataforma de Robalo e respectivo sistema de produção e escoamento a empresa deverá apresentar em até 180 dias o Projeto de Desativação e consequentes projetos de mitigação dos impactos da desativação, incluindo os projetos de mitigação dos impactos socioambientais.

Em relação às condicionantes estabelecidas pela LO nº 70/99, a análise de seu cumprimento foi feito pelo PAR nº 321/08, de 24.7.2008. Em sua conclusão, identificou pendências no cumprimento das condicionantes, apontando soluções que foram agregadas durante a elaboração dos Programas Regionais conduzidos para a bacia. Em relação ao previsto “Programa de Monitoramento Marinho” (condicionantes 2.1 e 2.5), considerou que deveria ser substituído pelo “Programa de Monitoramento Ambiental Regional”, que em sua evolução frente as diretrizes do IBAMA e das discussões com a empresa durante a análise do EIA e suas complementações, vieram a configurar em subprojetos elencados no item II.7.1 - *Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)*, conforme estabelecido já no PT nº 534/13. Em relação ao Programa de Educação Ambiental (condicionante 2.2), aquele parecer também identificou atrasos em sua implementação, mas destacou que em seu andamento passou a constituir o projeto estabelecido no item II.7.5 - *Programa de Educação Ambiental (PEAC)*.

Em relação à compensação ambiental da Reserva Biológica Santa Isabel (condicionante 2.3 e 2.4) pela intervenção em sua área para instalação dos dutos, o PAR nº 321/08 considerou que “...a empresa paralisou todas as atividades desde o final de 2002. Uma vez que a intervenção na Unidade de Conservação continua, a compensação também deveria ter continuado. Desta forma a Petrobras deverá entrar em contato com a chefia da REBIO Santa Isabel imediatamente para viabilizar um novo acordo. Cópia do Termo de Compromisso (ou documento equivalente) a ser firmado entre a empresa e a chefia da REBIO consolidando as medidas compensatórias a serem implementadas no âmbito da renovação da LO nº 70/99, deverá ser encaminhado à CGPEG no prazo de 60 (sessenta) dias”. Juntamente a resposta da empresa àquele parecer técnico, foi encaminhado um Memorando de Entendimentos de 16.9.2008, assinado por representantes da empresa, do ICMBio e da UFS, prevendo um cronograma de trabalho para estabelecimento de convênio visando atender a um projeto de recuperação de ecossistemas alterados no interior da REBIO e das ações referidas no seu plano de manejo; nesse memorando deveria ser emitido até 11.11.2008 um parecer conclusivo definindo a viabilidade do projeto e a sua forma de implantação. Não há no processo um registro da finalização deste acordo. Desta forma, considera-se que a empresa deve apresentar um relatório da conclusão deste projeto, ou resolver esta pendência junto a REBIO Santa Isabel na elaboração do plano de desativação da unidade.

IX – CONCLUSÃO

O presente processo de licenciamento ambiental trata da regularização da infraestrutura de produção e escoamento, bem como dos poços perfurados, instalados no litoral de Sergipe a partir do final da década

de 1960, referente aos campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema e Salgo, este último por meio da plataforma de Robalo. Na sua condução e avaliação foram adotados administrativa e juridicamente os instrumentos “Termo de Compromisso” e “Termo de Ajustamento de Conduta” e na avaliação técnica o “Relatório de Avaliação Ambiental”, posteriormente atualizado e complementado por “EIA/RIMA” referente ao Projeto de Ampliação – SEAL e relatórios de acompanhamento dos programas ambientais de caráter regional e auditorias previstas em lei.

A situação atual é de declínio da produção ao limite da economicidade da exploração. O campo de Salgo encontra-se em fase de desativação junto à ANP e diversas plataformas dos demais campos encontram-se em paralisação temporária. A implementação do projeto de recuperação secundária de óleo e gás por injeção de água nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, com dezenas de intervenções e perfuração de poços e lançamento de uma grande malha de dutos de produção e injeção, aprovado pela LP nº 475/13, foi adiado pela empresa, que cogita realizar inicialmente um projeto de recuperação secundária de pequena envergadura. No cenário econômico, conforme informado pela empresa, há ainda incertezas quanto ao futuro destes ativos, com possibilidade de sua venda pela Petrobras ao longo de 2017.

Do ponto de vista ambiental, mediante os resultados da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais, na análise do EIA concluiu-se que **não seria aceitável a implementação de um novo projeto de exploração e produção em região** com estas condições de elevada sensibilidade ambiental, com a presença de estuários importantes no equilíbrio dos processos costeiros, de espécies ameaçadas de extinção e da proximidade de Unidades de Conservação. As locações muito próximas à costa das plataformas, poços e dutos, e as características das condições oceanográficas costeiras implicam em toque do óleo na costa em tempo muito reduzido, da ordem de poucas horas, para o caso de derrames acidentais, com 100% (cem) de probabilidade para as pequenas, médias e grandes descargas. Os contornos da modelagem probabilística de toque de óleo para os diversos cenários acidentais se estendem desde o município de Barra dos Coqueiros/SE até Conde/BA, incluindo os estuários dos Rios Sergipe, Vaza-Barris e Real. Na análise do projeto de recuperação secundária junto ao processo nº 02021.002524/06, constatou-se que 80% (oitenta) das hipóteses acidentais apuradas estavam presentes nas plataformas já instaladas, indicando que a sociedade já convive com parte significativa deste risco. Desta forma, a avaliação desta regularização ou de projetos de ampliação somente poderiam prosseguir ao se ponderar estes riscos elevados com os impactos socioeconômicos decorrentes da desativação da atividade. De fato, os campos de águas rasas ainda representam um importante fator no dinamismo da economia dos municípios e do estado, além de empregarem um expressivo número de trabalhadores próprios e terceirizados.

Para equacionar estes riscos, ficou clara a necessidade de uma atualização técnica de todas as instalações, onde a adoção de medidas corriqueiras de engenharia poderiam não só vir a sanar problemas técnicos ligados a eventos iniciadores de dezenas de cenários acidentais, como também de aumentar a salvaguarda a derrames de petróleo e diesel no mar. Em atendimento a esta necessidade, a empresa apresentou um conjunto de medidas cuja execução já se encontra em andamento e que visam eliminar as situações de risco que poderiam implicar em cenários de severidade catastrófica ou crítica e reduzir significativamente aqueles de severidade moderada. Com isto, ficou demonstrada a capacidade de redução dos riscos a patamares inferiores ao já instalados na bacia ao final da implementação destas medidas.

Nesse sentido, houve também foco na análise da integridade da malha de dutos instalada, tendo sido solicitado da empresa a demonstração das condições de segurança da malha de dutos: foram compilados todos os resultados das inspeções técnicas realizadas até o momento pela companhia na malha dutoviária. Neste momento temos que considerar a publicação da **RESOLUÇÃO ANP Nº 41, DE 9.10.2015** em 13.10.2015, que estabeleceu requisitos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para implantação e operação de Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos Novos ou Existentes, com a aprovação de Regulamento Técnico (SGSS), e que a empresa detentora de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ou titular de Autorização deverão adequar seus Dutos e Sistemas Submarinos Existentes às normas estabelecidas neste Regulamento Técnico até o dia 13.10.2017. Sendo assim, o período compreendido entre a emissão desta Licença e a entrada em vigor da SGSS, será um importante momento de transição entre o acompanhamento do IBAMA e da ANP. Deste modo, sendo preocupante os recentes vazamentos de óleo

causados por corrosão nos oleodutos nos anos de 2015 e 2016, sugerimos o estabelecimento de agenda de reuniões envolvendo IBAMA, ANP e Petrobras, para adequação dos mecanismos de controle, visando o intercâmbio de informações e a manutenção do controle sobre a segurança operacional desta malha de dutos. E ainda como demandas do controle do IBAMA, concluímos que a empresa só poderá operar os dutos que apresentarem laudo técnico válido atestando sua integridade e operacionalidade do sistema para as condições de operação a que estão submetidos ou que possam vir a ser submetido, devendo garantir o cumprimento do cronograma de atendimento das recomendações apontadas nos relatórios de inspeções.

Embora os resultados destas ações tenham evoluído, considera-se que o instrumento de Termo de Ajustamento de Conduta pelo qual vêm operando não é o mais efetivo para lidar com essas situações de vazamentos recorrentes. A Licença de Operação configura um instrumento mais adequado para acompanhamento destas ações e eventual aplicação de sanções administrativas, caso necessário, ou mesmo, em caso extremo, de suspensão das atividades por motivos ambientais.

Ao longo da última década, houve um direcionamento contínuo para condução regional dos projetos, programas e planos ambientais de monitoramento, compensação e mitigação das diversas atividades da empresa na bacia. Particularmente importante é o estabelecimento de um novo cronograma para a conclusão das medidas compensatórias em execução do Programa de Educação Ambiental com as Comunidades Costeiras, que visa compensar as comunidades atingidas pelos impactos das atividades petrolíferas. Estas medidas foram estabelecidas estritamente em função das Análises de Impactos Ambientais e da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais e estão incorporadas à licença ora proposta em todos os aspectos pertinentes.

Finalmente, em área de tão elevada sensibilidade não seria possível abrir mão de nenhuma medida para minimizar os riscos e impactos, ainda que isto restringisse algumas condições operacionais. Desta forma, é particularmente importante na tomada de decisão pela área ambiental o estabelecimento de períodos de restrição à realização de atividades e procedimentos operacionais específicos apontados nos diversos pareceres técnicos de análise do EIA e incorporados na licença ora proposta, particularmente quando se demonstrou que estão criteriosamente embasados nos riscos e voltados à proteção dos recursos que estão entre os mais ameaçados. A realização de projetos de monitoramento e mitigadores de excelência é condição *sine qua non* para operar em qualquer área sensível.

Com isto, a partir de todo esforço empreendido no melhor delineamento do termo de referência, nas análises dos estudos ambientais e dos documentos apresentados, na realização de vistorias às instalações marítimas e de infraestrutura terrestre de apoio, no acompanhamento dos programas e projetos ambientais já em execução, na realização de reuniões técnicas com as equipes da Petrobras, seus consultores, e demais instituições envolvidas no processo, pode-se concluir que a Licença de Operação ora proposta incorpora em suas condicionantes todas as medidas em execução e compromissadas, delimitando prazos para implementação de pendências das medidas socioambientais compensatórias e mitigatórias e para a implementação de melhorias no Plano de Emergência Individual por meio da apresentação dos Planos de Proteção à Fauna e de Proteção às Áreas Vulneráveis. Assim, a LO configura um instrumento mais adequado para acompanhamento destas ações e eventual aplicação de sanções administrativas, caso necessário. Adicionalmente, após a devida avaliação, esta licença permite a unificação das licenças do campo de Guaricema, ao incorporar aquelas emitidas para as plataformas PGA-7 e PGA-8, vencidas e em prorrogação automática. Além disto, permite a desburocratização do processo de concessão de anuências, restringindo a quantidade de novas informações a serem apresentadas e analisadas em futuras solicitações, e, de grande importância no cenário atual, estabelece as necessidades a serem atendidas no Projeto de Desativação.

Destacamos que, no cumprimento de suas atribuições, o ICMBio emitiu e, 10.4.2017, a **AUTORIZAÇÃO PARA O LICENCIAMENTO AMBIENTAL Nº 03/2017-GABIN** para a regularização do licenciamento ambiental da produção marítima e escoamento de petróleo e gás natural das unidades das bacias de Sergipe/Alagoas - TAC SEAL, e apresentou com o **Ofício SEI nº 120/2017-DIBIO/ICMBio** diversas recomendação, que foram considerados nas análises e solicitações deste parecer, tendo em vista a possibilidade de interferência em trechos de praia de desova de tartarugas marinhas.

Quanto a compensação ambiental, considerando as informações até o momento repassadas pela empresa, e do cálculo do Grau de Impacto em 0,5%, foi estabelecido o **Valor da Compensação Ambiental em R\$ 5.272.574,76 (cinco milhões, duzentos e setenta e dois mil quinhentos e setenta e quatro reais e setenta e seis centavos)**

Desta forma, sugerimos a concessão da Licença de Operação para a regularização da atividade de produção e escoamento de óleo e gás, bem como dos poços perfurados relacionados no anexo II do termo de Ajustamento de Conduta, para os campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema e Salgo/plataforma de Robalo – neste último caso visando unicamente a sua desativação - bacia Sergipe/Alagoas, até a data de 28 de fevereiro de 2025, com as seguintes condicionantes:

1 - CONDIÇÕES GERAIS:

1.1 Esta Licença de Operação deverá ser publicada conforme o disposto no Art. 10, § 1º, da Lei nº 6.938/81 e na Resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA nº 006/86, sendo que as cópias das publicações deverão ser encaminhadas ao IBAMA.

1.2 Quaisquer alterações nas especificações da atividade deverão ser precedidas de anuência do IBAMA.

1.3 O IBAMA, mediante decisão motivada, poderá modificar as condicionantes e as medidas de controle e adequação, suspender ou cancelar esta licença, quando ocorrer:

- (i) violação ou inadequação de quaisquer condicionantes ou normas legais;
- (ii) omissão ou falsa descrição de informações relevantes que subsidiaram a expedição da licença; e
- (iii) superveniência de graves riscos ambientais e de saúde.

1.4 A renovação desta licença deverá ser requerida com antecedência mínima de **120 dias** da expiração de seu prazo de validade.

1.5 O IBAMA e os demais órgãos ambientais deverão ser comunicados, imediatamente, em caso de ocorrência de qualquer acidente que venha a causar dano ambiental, por meio do Sistema Nacional de Emergências Ambientais (SIEMA), de acordo com a Instrução Normativa IBAMA nº 15/2014.

1.6 Esta licença não substitui alvarás, autorizações. Licenças outorgas e outros atos autorizativos exigidos por legislação específica, tampouco exime o empreendedor do cumprimento de outras normas em vigor.

2 - CONDIÇÕES ESPECÍFICAS:

2.1 Esta Licença de Operação autoriza a operação da atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Caioba, Dourado e Guaricema, bacia Sergipe/Alagoas, conforme descrito no RAA e nas informações atualizadas apresentadas no Estudo de Impacto Ambiental e suas complementações. Para o campo de Salgo/plataforma de Robalo e respectivo sistema de produção e escoamento esta Licença de Operação não estão autorizadas quaisquer operações neste campo, exceto aquelas ligadas à sua desativação.

2.2 As plataformas hibernadas e seus sistemas de produção e escoamento somente poderão retornar à operação após a solução de todas não-conformidades e implementação das salvaguardas para redução dos riscos.

2.3 As operações de intervenção nos poços deverão ser precedidas de prévia anuência do IBAMA.

2.4 Fica proibida no período de 1º de novembro até o último dia de fevereiro a intervenção em poços com reservatórios pressurizados, além dos poços em reservatórios depletados com possibilidade de surgência.

2.5 A realização de intervenções em poços em reservatórios não surgentes no período de 1º de novembro até o último dia de fevereiro, somente poderão ser autorizadas após a implantação do Projeto de Avaliação das Interações E&P e Tartarugas Marinhas do Sul de Alagoas ao Norte da Bahia.

2.6 A empresa deverá encaminhar ao IBAMA em até **30 dias da emissão desta Licença** os relatórios específicos para cada duto sob sua responsabilidade.

2.7 A empresa só poderá operar os dutos que apresentarem laudo técnico válido atestando sua integridade e operacionalidade do sistema para as condições de operação a que estão submetidos ou que possam vir a ser submetidos, e deve garantir o cumprimento do cronograma de atendimento das recomendações apontadas nos relatórios de inspeções.

2.8 Os dutos que se envolverem em acidente ambiental não poderão retornar sua operação, tanto para o escoamento de óleo quanto de gás sem a devida autorização do órgão responsável.

2.9 O descarte de água produzida pelo emissário submarino PAP-1 deverá ser obrigatoriamente cessado, e a empresa deverá apresentar, até 2.8.2017, projeto alternativo ao descarte de água produzida pelo emissário submarino PAP-1 com solução que possa ser implementada em até um ano após sua aprovação.

2.10 Apresentar, em 120 dias, proposta de Projeto de Monitoramento Ambiental Regional da Bacia de Sergipe e Alagoas (PMAR-SEAL) e desenvolver o projeto de forma continuada, apresentando os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito Processo IBAMA nº 02022.000489/2010.

2.11 Desenvolver o Projeto de Monitoramento Ambiental do Emissário Submarino do Ativo de produção Sergipe-mar (PME) de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000489/2010.

2.12 Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Plataformas Representativas da Atividade de Produção (PMPR) de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.000489/2010.

2.13 Desenvolver o Programa Regional de Monitoramento de Praia na Área de Abrangência da Bacia de Sergipe-Alagoas (PRMEA) de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02028.000329/2011-59.

2.14 Desenvolver o Projeto de Monitoramento da Morfodinâmica Costeira da Praia de Atalaia - Aracaju de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.16 Desenvolver um Projeto de Monitoramento do Tráfego Marítimo da região, que deve ser apresentado em 90 dias ao IBAMA para avaliação e posterior implantação.

2.17 Desenvolver o Projeto de Levantamento de Dados Meteorológicos e Oceanográficos da Bacia Sergipe/Alagoas, que deve ser apresentado em 60 dias ao IBAMA para avaliação e posterior implantação.

2.18 Desenvolver o Projeto de Monitoramento e Controle de Bioincrustação de forma continuada, apresentando ao IBAMA para aprovação os cronogramas de realização das futuras inspeções e entrega dos respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA.

2.19 Desenvolver um Projeto de Monitoramento dos Efluentes dos Tanques de Drenagem Aberta (*Sump*) das plataformas da região, que deve ser apresentado em 120 dias ao IBAMA para avaliação e sua implantação e operação, em até 1 ano de sua apresentação.

2.20 Desenvolver um Projeto de Monitoramento da Dispersão da luminosidade das plataformas da região, que deve ser apresentado em 60 dias ao IBAMA para aprovação e posterior implantação.

2.21 Desenvolver o Projeto de Monitoramento Participativo do Desembarque Pesqueiro - PMPDP de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito do Processo IBAMA nº 02028.000132/2012-09.

2.22 Desenvolver o Projeto de Controle da Poluição de forma continuada e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com prazos e diretrizes determinados na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11, no âmbito do Processo IBAMA nº 02028.000908/2010.

2.23 Desenvolver o Projeto de Comunicação Social Regional de forma continuada e apresentar os respectivos relatórios em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no

âmbito do Programa de Comunicação Social Regional da bacia de Sergipe - Alagoas no âmbito do Processo IBAMA nº 02022.001838/2010.

2.24 Desenvolver os Projetos de Educação Ambiental na bacia de SEAL em conformidade com as orientações e diretrizes determinadas pelo IBAMA no âmbito dos Processos IBAMA nº 02022.002216/2007.

2.25 Desenvolver o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores Regional de forma continuada e apresentar relatórios de acompanhamento de acordo com prazos e diretrizes determinados no Processo nº 02028.000108/2012-61

2.26 Desenvolver o Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE) na bacia de SEAL de forma continuada em conformidade com as orientações e diretrizes constantes da Nota Técnica 02022.000089/2015 CGPEG/IBAMA e determinadas pelo IBAMA no âmbito dos Processos IBAMA nº 02022.005302/1998.

2.27 Apresentar, anualmente, atualização do mapeamento com a identificação geo-referenciada de todos os obstáculos presentes no fundo marinho da Bacia de Sergipe-Alagoas, em operação ou desativados, decorrentes das atividades de produção realizadas pela Petrobras.

2.28 Apresentar em 180 dias após a emissão desta licença, Projeto de Desativação, de todas as plataformas e sistemas de produção e consequentes projetos de mitigação dos impactos da desativação, incluindo os projetos de mitigação dos impactos socioambientais. Entre estes projetos deverá ser previsto um de requalificação dos trabalhadores terceirizados e concursados e recolocação dos concursados, conforme prevê a legislação.

2.29 Implementar o Plano de Emergência Individual– PEI aprovado, apresentando relatórios de acordo com as diretrizes constantes ao longo do Processo.

2.30 Encaminhar, no prazo de 30 (trinta) dias, a contar da emissão desta Licença de Operação, cópias dos PEI consolidados – incluindo a versão mais atualizada do PEVO-SEAL – à Coordenação-Geral de Emergências Ambientais – CGEMA/DIPRO/IBAMA, em Brasília, e ao Núcleo de Prevenção e Atendimento a Emergências Ambientais – NUPAEM da Superintendência do IBAMA do Estado do Sergipe. Comprovantes do encaminhamento deverão ser encaminhados à CGPEG/DILIC/IBAMA para anexação ao processo.

2.31 Apresentar, no prazo de 120 dias, nova proposta de Projeto de Avaliação dos Impactos Ambientais da Atividade de Perfuração já realizada na porção marítima da bacia Sergipe/Alagoas, de forma a agregar novas informações sobre avaliações de impactos ambientais semelhantes realizadas em outras bacias sedimentares.

2.32 A aplicação de dispersantes químicos, em caso de vazamentos e derrames, deverá obedecer à legislação aplicável, bem como deverão ser observados o registro do produto no IBAMA e seu respectivo prazo de validade.

2.33 Esta licença não autoriza o armazenamento, movimentação, repouso ou descarte temporário de quaisquer equipamentos no leito marinho, que não foram citados como atividades realizadas pelo empreendimento e que não tenham sido contemplados nas análises do presente processo de licenciamento.

2.34 Realizar, a cada dois anos, Auditorias Ambientais independentes, segundo os critérios da Resolução CONAMA nº 306/02, de 5 de julho de 2002, apresentando os respectivos relatórios e comprovando, através de relatórios anuais, o atendimento aos planos de ação para correção de não conformidades e implementação de pontos de melhoria.

2.35 Cumprir as obrigações relativas à Compensação Ambiental previstas no art. 36 da Lei 9.985/00, a partir da deliberação do Comitê de Compensação Ambiental. O Grau de Impacto do empreendimento é de 0,5% e o valor da Compensação Ambiental foi estipulado em **R\$ 5.272.574,76 (cinco milhões, duzentos e setenta e dois mil quinhentos e setenta e quatro reais e setenta e seis centavos)**

2.36 Com a emissão desta Licença de Operação perdem a validade as seguintes licenças: LO nº 048/99 (PGA-7), LO nº 058/99 (PGA-8) e nº LO nº 70/99 (gás-lift de Salgo), que se encontravam em prorrogação

automática.

Com a emissão da LO considera-se encerrado o Termo de Ajustamento de Conduta de Conduta das atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural nos campos de Camorim, Caioba, Dourado e Guaricema, bem como da plataforma de Robalo e da respectiva produção e escoamento do campo de Salgo, da empresa Petrobras, na bacia de Sergipe/Alagoas. Da mesma forma perdem a validade as Licenças de Operação nº 048/99 (PGA-7), nº 058/99 (PGA-8) e nº LO nº 70/99 (gas-lift de Salgo), que se encontravam em prorrogação automática.

[Escolher apenas um fechamento:] - **EXCLUIR ESTA LINHA**

Atenciosamente,
Respeitosamente,



Documento assinado eletronicamente por **FERNANDO AUGUSTO GALHEIGO, Analista Ambiental**, em 01/06/2017, às 16:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **EDMILSON COMPARINI MATURANA, Analista Ambiental**, em 06/06/2017, às 14:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **CECILIA GONCALVES BARBOSA, Analista Ambiental**, em 06/06/2017, às 14:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **CARLOS EDUARDO MARTINS SILVA, Analista Ambiental**, em 06/06/2017, às 14:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **CLARISSE RINALDI MEYER, Analista Ambiental**, em 06/06/2017, às 17:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **GUILHERME AUGUSTO DOS SANTOS CARVALHO, Analista Ambiental**, em 07/06/2017, às 08:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO PERRIER DE FARIA VALENTIM, Analista Ambiental**, em 07/06/2017, às 10:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://ibamanet.ibama.gov.br/sei/autenticidade>, informando o código verificador **0040879** e o código CRC **E3FF1F80**.

