

# **Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – ETAPA 3**

**Resposta ao Parecer Técnico nº 23/2018-  
COPROD/CGMAC/DILIC**

**Revisão 00**

**Julho/2018**



**E&P**

---

**ÍNDICE GERAL**

I – INTRODUÇÃO.....	3
II – ESCLARECIMENTOS .....	4
ESCLARECIMENTO 1:.....	4
ESCLARECIMENTO 2:.....	4
ESCLARECIMENTO 3:.....	6
ESCLARECIMENTO 4:.....	7
ESCLARECIMENTO 5:.....	9
ESCLARECIMENTO 6:.....	10
ESCLARECIMENTO 7:.....	12
ESCLARECIMENTO 8:.....	13
ESCLARECIMENTO 9:.....	14
ESCLARECIMENTO 10:.....	15
ESCLARECIMENTO 11:.....	17
ESCLARECIMENTO 12:.....	17
ESCLARECIMENTO 13:.....	17
ESCLARECIMENTO 14:.....	18

## I. INTRODUÇÃO

Em 28 de fevereiro de 2018, a PETROBRAS recebeu o *Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC*, no qual é apresentada a análise do Estudo de Impacto Ambiental encaminhado para subsidiar o processo de licenciamento ambiental da Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – ETAPA 3.

Este documento apresenta as informações solicitadas no mencionado parecer técnico no que diz respeito ao subitem II.10 Análise e Gerenciamento de Riscos.

## II. ESCLARECIMENTOS

Visando facilitar a leitura do documento, os trechos do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, em que há questionamentos, são transcritos em azul e as respectivas respostas em preto.

### ESCLARECIMENTO 1:

#### II.10.2 – Análise Histórica de Acidentes Ambientais

(...)

*Para dutos flexíveis, foi apresentada tendência maior de acidentes para dutos de diâmetros médios e comprimento inferior a 1 km. Destaca-se que há probabilidade maior de que os acidentes com dutos flexíveis aconteçam em risers, o que torna as recentes publicações em mídias convencionais a respeito de problemas em risers flexíveis no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos ainda mais preocupantes. Portanto, as solicitações feitas neste parecer a respeito do tema devem ser apresentadas.*

**Resposta/Esclarecimentos:** As solicitações feitas neste parecer a respeito do tema em questão foram apresentadas no documento de resposta referente à Caracterização da Atividade (subitem II.2.4.4).

Além de tal esclarecimento, ressaltamos que neste subitem também foi adicionado o cenário acidental de *blow-out* (Cenário Acidental 28 no FPSO Teórico e Cenário Acidental 27 no FPSO Genérico) e, assim como todo o Capítulo de Análise e Gerenciamento de Riscos, está revisado e apresentado em sua íntegra nos anexos deste documento.

### ESCLARECIMENTO 2:

#### II.10.4 – Avaliação das consequências

*Assim o EIA indicou que foram avaliadas “as probabilidades de toque nos CVAs a partir de vazamentos dos pontos P2 ao P7 pois, o ponto P1 está associado apenas a vazamentos do TLD de Sagitário”. Tal opção impede a compreensão*

dos riscos envolvidos no TLD de Sagitário. Solicita-se, portanto, que toda a avaliação realizada para os pontos P2 a P7, seja também realizada para o ponto P1, com apresentação dos dados referentes às probabilidades de toque nos diferentes CVAs, nos diferentes cenários, bem como dos respectivos mapas. Deverão ser discutidas as implicações das consequências relacionadas a vazamentos no ponto P1 no cálculo de riscos do empreendimento, que deverá ser complementado.

*A PETROBRAS ainda deve reapresentar este item, considerando a necessidade de incorporar alterações que venham a ocorrer em função da revisão solicitada para a modelagem de vazamento de óleo apresentada no “item II.6.2”.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Assim como desenvolvido para o ETAPA 2, para os cálculos dos riscos ambientais foram analisados os períodos de tempo em que o maior número de empreendimentos vai operar concomitantemente, o que acarreta na situação de maior risco ambiental. Analisando o cronograma das atividades, conclui-se que este cenário corresponde ao período em que todos os DPs estarão em operação e, neste momento, os TLD/SPAs já terão sido concluídos. Assim, foram considerados nos cálculos deste cenário de maior risco ambiental apenas os pontos de modelagem associados aos DPs, conforme informado na Análise de Riscos Ambientais apresentada no EIA/RIMA – rev. 00 – set/2017.

Entretanto, é importante ressaltar que na Análise de Vulnerabilidade Ambiental a mancha integrada utilizada considera os 7 pontos de modelagem e, assim, as probabilidades e vulnerabilidades calculadas em tal Seção incluem as consequências provenientes de vazamentos de todos os pontos considerados na modelagem. Todas as probabilidades de toque nos CVAs foram recalculadas devido à nova versão da modelagem de óleo e reapresentadas no Anexo II.10.4.2.1-1 do Capítulo da Análise de Riscos.

Cabe mencionar que, para cada um dos projetos de Desenvolvimento da Produção e Pilotos contemplados no âmbito do ETAPA 3, serão realizados estudos de análise de risco ambiental específicos, seguindo o mesmo procedimento metodológico adotado na AGR apresentada no EIA. A análise de risco ambiental de cada um dos projetos de Desenvolvimento da Produção e Pilotos será apresentada juntamente com o requerimento da Licença de

Operação, acompanhada pela modelagem de dispersão de óleo no mar específica para o projeto e de sua análise de vulnerabilidade.

Por fim, informamos que na revisão da análise de Vulnerabilidade e das probabilidades de toques, apresentadas no Anexo II.10.4.2.1-1 e Anexo II.10.4.2.1-1 do Capítulo da Análise de Riscos, respectivamente, foram incluídos os cálculos para o interior das baías/estuários e os resultados referentes à Unidade de Conservação Refúgio de Vida Silvestre de Alcatrazes.

### **ESCLARECIMENTO 3:**

#### **II.10.4.2 – Análise de Vulnerabilidade e Identificação dos Componentes de Valor Ambiental**

*b) Identificação dos Componentes com Valor Ambiental a partir dos recursos ambientais vulneráveis*

##### *9) Peixes*

*Para o CVA Peixes foi definido o tempo de recuperação de três anos, mesmo tempo utilizado no licenciamento ambiental da ETAPA 2 do Polo Pré-Sal. Contudo, apesar de apresentar uma discussão que suporta tal proposição, o EIA justifica tal definição indicando que “o VPC (volume de pior caso) no presente estudo não está relacionado a cenário de blowout de poço e não se permite na legislação brasileira o uso de dispersantes (que aumentariam a biodisponibilização de componentes tóxicos do óleo na coluna d’água) como ocorreu no acidente no Golfo do México”, sendo ambas afirmativas improcedentes, uma vez que: i) além da discussão apresentada sobre as consequências do óleo sobre os peixes não levar em consideração o tipo de acidente, o fato do VPC não ser definido com base em um blowout não significa que este não seja um cenário accidental a ser considerado; e ii) não existe proibição de uso de dispersantes na legislação brasileira, sendo este uso regulado pela Resolução CONAMA nº 472 de 27.11.2015.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Estamos de acordo com os questionamentos. As informações apresentadas estavam equivocadas. Corrigimos o texto retirando as afirmações citadas e aceitamos o tempo de recuperação para o CVA Peixes.

## ESCLARECIMENTO 4:

### 10) Praias

*Para o CVA Praias foi proposto o tempo de recuperação de três anos.*

*Este tempo difere do tempo utilizado no licenciamento ambiental da ETAPA 2 do Polo Pré-Sal, para o qual, “de forma conservativa”, foi estabelecido o tempo de recuperação de 10 anos.*

*Além disso, o tempo proposto contrasta com a própria discussão apresentada que faz referência a estudos que apontam alterações na comunidade biótica por longo tempo (DAUVIN, 1998) ou que indicam a persistência do óleo no ambiente por muito tempo (ex.: Owens et al., 2008: “em condições específicas, volumes residuais, que se acumulam no interior do sedimento (percolados ou recobertos), e no infralitoral raso (que também é parte integrante do ecossistema praias), são mais difíceis de degradar, se tornando mais estáveis **podendo persistir por décadas (de 10 a 30 anos ou mais)**”; Fernández-Fernández et al., 2011: “estudando a persistência do óleo originado no acidente do navio Prestige, detectaram a presença de hidrocarbonetos nas praias afetadas da Galícia **sete anos depois do acidente**”) ou, ainda, onde não houve verificação da recuperação da biota (ex.: De La Huz et al., 2005; Schlacher et al., 2011; Hayworth et al., 2011). (Grifos nossos)*

*Desta forma, o suporte ao tempo de recuperação proposto seria dado por avaliação feita pela própria PETROBRAS (2014) de “20 estudos relativos aos impactos do óleo em praias arenosas, sendo Bodin (1988) o maior tempo registrado para praias arenosas (três anos para Nematoda e cinco anos para Harpacticoida)”, sendo que “Este e mais oito trabalhos não foram considerados como referência para tempo de recuperação, pois não comparavam os resultados com dados pretéritos, apresentaram dados apenas qualitativos e apresentaram um curto período de análise”. No entanto, a citada avaliação não foi apresentada e tampouco foram informadas as referências bibliográficas dos trabalhos consultados.*

*Por fim, o EIA justifica a proposição indicando que “as praias com elevado hidrodinamismo compõem grande parte da área suscetível e que existem procedimentos eficientes de limpeza que minimizam danos adicionais e aceleram a sua recuperação” e “o óleo que atinge a costa apresenta alto grau de*

*intemperismo, que faz com que os efeitos adversos (especialmente os efeitos químicos) sobre este CVA sejam minimizados”. Tais afirmações desconsideram informação do próprio item de que “dezenas de enseadas e baías ao longo da costa concentram as praias abrigadas e lamosas de baixo declive”, bem como que os procedimentos de limpeza muitas vezes não são aplicáveis ou mesmo podem agravar os danos ambientais do acidente e que não há suporte na discussão apresentada para se considerar o intemperismo do óleo como fator que reduza o tempo de recuperação.*

*Tais inconsistências são agravadas pela falta de informações sobre as referências bibliográficas, muitas vezes não incluídas no capítulo de Bibliografia. Considera-se, assim, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração do tempo de recuperação em relação ao utilizado na ETAPA 2 do Polo Pré-Sal e solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja mantido em 10 anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.*

*Solicita-se, ainda, a apresentação do documento de avaliação elaborado pela PETROBRAS (PETROBRAS 2014) e a complementação das referências bibliográficas faltantes (tanto para este, como para os demais CVA).*

**Resposta/Esclarecimentos:** A PETROBRAS entende que, conforme apresentado no EIA, a análise de vários estudos sobre recuperação de praias indica que o período de quatro a 12 meses engloba a maioria dos casos (FRICKE et al., 1981; MCLACHLAN & HARTY, 1982; MOORE et al., 1997; ANSARI & INGOLE, 2002; JONES, 2003), de modo que um tempo de recuperação de dois a três anos seria adequado para o ETAPA 3. Sobre esse entendimento, é importante ressaltar que tempos superiores a três anos estão comumente associados a acidentes envolvendo resíduos asfálticos, nos quais não foram deflagradas ações de resposta ou limpeza (MICHEL et al., 1992), o que não significa que as comunidades deste ambiente não tenham se recuperado em termos de riqueza e diversidade. O tempo proposto de 10 anos, descrito por Mitchel et al. (1992) como decorrente de situações extremas de guerra, é um tempo muito maior do que os encontrados em estudos de longo prazo, que indicam recuperação em até cinco anos (BEJARANO & MICHEL, 2016).



Entretanto, para atender as exigências do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, adotou-se de forma conservativa, na revisão do subitem II.10.4.2, o tempo de recuperação de 10 anos para as praias em caso de contaminação com óleo.

Cabe mencionar, ainda, que estamos encaminhando o documento de avaliação da PETROBRAS (PETROBRAS, 2014) no Anexo II.10.4.2-2 e que as referências bibliográficas faltantes para todos os CVAs foram complementadas e apresentadas na revisão do capítulo de Referências (II.17), conforme solicitado.

### **ESCLARECIMENTO 5:**

#### **11) Planícies de maré, baixios lodosos e terraços de baixa-mar**

*Para este CVA, que não foi considerado como um CVA específico no licenciamento ambiental da ETAPA 2 do Polo Pré-Sal, foi proposto o tempo de recuperação de 10 anos.*

*O EIA indica que:*

*“De acordo com MMA (2004) os baixios arenosos/lamosos, planícies de maré e terraços de baixa-mar estão contemplados em suas diferentes características de granulometria, declividade e hidrodinamismo nos ISLs 7A, 9A e 9B. Dentre os ambientes não consolidados entremarés, **os terraços de baixa-mar e planícies de maré abrigados são os mais sensíveis, abaixo apenas de manguezais.** Lopes et al., (2007) ressaltam que cenários envolvendo contaminação de planícies de maré e terraços de baixa-mar lamosos são ambientalmente preocupantes pela elevada sensibilidade biológica e **limitações nos procedimentos de limpeza.** (...) Lopes et al., (2007), citando vários autores, destacam que **em episódios de contaminação intensa, a pavimentação do substrato destes ambientes pode persistir por muitos anos**” (p. 193-194/286; grifos nossos).*

*Assim, a própria discussão do CVA apresenta referências que indicam que a recuperação pode durar mais de 10 anos (TEAL & HOWARTH, 1984; ZABBEY & HART, 2014).*

*Entende-se, desta forma, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar o tempo de recuperação proposto e, “considerando que a expectativa de*

permanência do óleo nestes ambientes é maior que no CVA Praias”, solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja, pelo menos, maior que 10 anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração. Reitera-se a solicitação de complementação das referências bibliográficas faltantes.

**Resposta/Esclarecimentos:** Os tempos de recuperação de planícies de maré e terraços de baixa-mar identificados na literatura variaram desde poucos meses a mais de 10 anos. Sabe-se que a intensidade do dano nestes ambientes depende de diversos fatores, especialmente da dimensão espacial da contaminação, do tipo de óleo e do hidrodinamismo (LOPES et al., 2007; API, 1985). Tendo em vista que o óleo produzido no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos é relativamente leve e os tempos mínimos de toque na costa modelados estão acima de cinco dias de deriva (óleo com alto grau de intemperismo), espera-se que os efeitos adversos (especialmente os efeitos químicos) sobre este CVA sejam minimizados. De forma conservadora, o tempo de recuperação foi aumentado para **12 anos** para este CVA, de forma a atender as exigências do órgão ambiental.

Reiteramos que as referências bibliográficas faltantes para todos os CVAs foram complementadas, conforme solicitado.

## **ESCLARECIMENTO 6:**

### **12) Costões rochosos**

(...)

*Neste sentido, o EIA reconhece que “Em costões rochosos e substratos consolidados abrigados, em situações com intensa contaminação, o óleo pode permanecer por vários anos (GUNDLACH et al., 1978; CONAN, 1982; API, 1985; MICHEL et al., 1992; DICKS, 1999; SELL et al., 1999; MICHEL & HAYES, 2002; KINGSTON, 2002; ITOPF 2011)” e “Este aspecto é tão importante para os costões rochosos que é considerado um dos critérios que estabelecem o grau de sensibilidade dos mesmos (e também dos outros ambientes costeiros) a impacto por óleo (NOAA, 1997; MMA, 2004). A diferença entre costões batidos e abrigados, no que diz respeito à dimensão do impacto e tempo de recuperação,*

*definiram classificações bastante distintas no ISL – Índice de Sensibilidade dos ecossistemas costeiros ao óleo, adotado no Brasil, colocando os costões abrigados entre os mais sensíveis, próximos a manguezais e marismas (ISL 8). Já os costões expostos são classificados com ISLs 1 e 2.” (grifos nossos).*

*A discussão apresentada no EIA da ETAPA 3 foi bastante similar àquela apresentada no EIA da ETAPA 2 do Polo Pré-Sal. Contudo, a fim de justificar a alteração proposta no tempo de recuperação (em relação ao utilizado na ETAPA 2), o EIA, assim como para o CVA Praias, faz referência à avaliação feita pela própria PETROBRAS (2014), que considerou 41 (quarenta e uma) referências (das quais*

*“23 foram excluídas da análise visto que apresentavam curto período de análise, inconsistências de comparações com ambiente pré-acidente, foco em revisão de literatura, etc.”) e indica que “De acordo com Jones et al., 1998, apud. PETROBRAS, op cit., o maior tempo de recuperação considerando costões rochosos abrigados (cenário mais crítico) e grandes acidentes (situação catastrófica) é de cinco anos”. No entanto, conforme indicado anteriormente (na análise do CVA Praias), a citada avaliação não foi apresentada e também não foram informadas muitas das referências bibliográficas dos trabalhos consultados – incluindo Jones, 1998 –, impedindo a verificação da pertinência das conclusões da empresa.*

*Considera-se, assim, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração do tempo de recuperação em relação ao utilizado na ETAPA 2 do Polo Pré-Sal e solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja mantido em 10 anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.*

*Reitera-se a solicitação de apresentação do documento de avaliação elaborado pela PETROBRAS (PETROBRAS 2014) e de complementação das referências bibliográficas faltantes.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Conforme já discutido no EIA/RIMA, em revisão sobre os impactos do óleo sobre costões rochosos e seu tempo de recuperação, foram analisados os tempos de recuperação das referências: Chan, 1973; 1977; Rolan & Gallagher, 1991; Milanelli, 1994; Houghton et al., 1997; Lopes et al.,

1997; Jones et al., 1998; Hoff & Shingenaka, 1999; Kimura & Steinbeck, 1999; Skalski et al., 2001; Peterson, 2001; Le Hir & Hily, 2002; Edgar et al., 2003; Gelin et al., 2003; Yamamoto et al., 2003; Teruhisa et al., 2003; Hawkins et al., 2002; Southward & Southward, 1978; Lobón et al., 2008. Dessas referências, 15 apresentam tempos de recuperação menores do que cinco anos. Os tempos acima de cinco anos estão associados a limpezas mecânica e/ou limpezas com uso de dispersante, sendo apresentados em Rolan & Gallagher, 1991 (tempo de nove anos), Houghton et al., 1997 (tempo maior que sete anos) e Southward & Southward, 1978 (tempos de nove a 10 anos). Dessa forma, a PETROBRAS entende que um tempo de recuperação de até 5 anos seria adequado, considerando também áreas abrigadas e de acordo com a literatura disponível. Entretanto, em atendimento à solicitação do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, na revisão do subitem II.10.4.2 foi adotado o tempo de recuperação de 10 anos.

Reiteramos que estamos encaminhando o documento de avaliação da PETROBRAS (PETROBRAS, 2014) no Anexo II.10.4.2-2 e que as referências bibliográficas faltantes para todos os CVAs foram complementadas, conforme solicitado.

## **ESCLARECIMENTO 7:**

### **12) Costões rochosos**

(...)

*Observa-se, ainda, que o EIA afirma que “As maiores probabilidades de toque em costões rochosos ocorreram no município de Florianópolis (entre 23 e 35 %) e associados aos pontos 2, 3 e 7, principalmente no segundo semestre. As demais áreas tiveram probabilidades de toque menores que 5%” (grifo nosso), o que é incorreto, havendo várias outras áreas com probabilidade de toque maiores que 5% (Anexo II.10.4.2.2-2: Tabela IX-1).*

**Resposta/Esclarecimentos:** As probabilidades de toque foram revisadas com os novos resultados da modelagem de óleo.

---

**ESCLARECIMENTO 8:****13) Manguezais**

(...)

A discussão apresentada no EIA da ETAPA 3 foi bastante similar àquela apresentada no EIA da ETAPA 2 do Polo Pré-Sal, não sendo apresentados novos argumentos ou referências que justifiquem adequadamente a redução proposta no tempo de recuperação.

Nota-se, neste sentido, que, apesar das críticas elencadas no Parecer Técnico PAR. 000190/2014 CGPEG/IBAMA, na proposição do tempo de recuperação, o EIA da ETAPA 3 do Polo Pré-Sal leva em consideração exatamente os mesmos argumentos utilizados na ETAPA 2 do Polo Pré-Sal: “foi adotado o tempo de 25 anos para a recuperação do CVA Manguezais, considerando a possibilidade de adoção de procedimentos adequados de limpeza, que não gerem danos adicionais. Outro aspecto relevante é o longo tempo de deriva até o toque do óleo na costa, resultando na efetiva redução do potencial tóxico do óleo pelo intemperismo (SNEDAKER et al., 1997)” (p. 217/286).

A falta de suporte para tais justificativas é evidenciada pelo próprio EIA que reconhece que “Os manguezais são ambientes com **fortes restrições aos processos de limpeza**, os quais podem resultar em danos adicionais severos (API, 1985; LOPES et al., 2007; DEVIDS, 2007)” e que óleos intemperizados, mesmo tendo reduzido seu potencial tóxico (danos químicos), podem gerar danos físicos pelo recobrimento. O EIA informa, ainda, que “De acordo com a escala de sensibilidade adotada pela NOAA (1997) e no Brasil pelo MMA (BRASIL-MMA, 2004), **manguezais e regiões estuarinas são considerados os ambientes mais sensíveis ao óleo (ISL 10)**. (...) Esta elevada sensibilidade dos manguezais está associada a longos tempos de recuperação e baixa capacidade de resistir aos impactos, **podendo levar várias décadas para se regenerar** (MICHEL et al., 1992; IPIECA, 1993; DICKS, 1999; API, 2001; KATHIRESAN & BINGHAM, 2001; LOPES et al., 2007).” (p. 213-214/286; grifos nossos).

Considera-se, assim, que a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração do tempo de recuperação em relação ao utilizado na ETAPA 2 do Polo Pré-Sal e solicita-se que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja

*mantido em 35 anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Conforme já discutido na resposta ao PT 190/2014, no âmbito do processo de licenciamento ambiental ETAPA 2, dados presentes na literatura científica sobre recuperação de manguezais após terem sido atingidos por diversos tipos de óleo (pesados a leves), em vários locais do mundo, revelam um tempo de recuperação longo, mas muito variável (NADEAU & BERGQUIST, 1977; GILFILLAN et al., 1981; LEWIS, 1983, 1979; BALLOU & LEWIS 1989; TEAS et al., 1989; BURNS et al., 1993; GARRITY et al., 1994; LEVINGS et al., 1995, 1997; DUKE et al., 1997; LAMPARELLI et al., 1997; MUNOZ et al., 1997; WARDROP et al., 1997; BURNS & CODI, 1998; ELLISON et al., 1999; MICHEL, 2001; WILKINSON et al., 2001; HOFF, 2002; NOAA, 2002; SOARES, 2006). A grande maioria das avaliações indica períodos de no máximo 25 anos para uma efetiva recuperação dos manguezais após terem sido atingidos por óleo (MICHEL & HAYES, 1992; ODUM et al., 1975; DUKE et al., 1999; KATHIRESAN et al., 2001; LOPES et al., 2006, DICKS, 1999). Em revisão recente, Duke (2016) apresenta dados de recuperação que não se estendem além de 30 anos. Diante deste cenário avaliado na literatura científica, foi adotado de forma conservadora na revisão do subitem II.10.4.2 o tempo de **35 anos** para a recuperação do CVA Manguezais.

## **ESCLARECIMENTO 9:**

### **13) Manguezais**

(...)

*Observa-se, ainda, que o EIA afirma que “As maiores probabilidades de toque em manguezais foram registradas para Florianópolis, todas no segundo semestre, associadas aos pontos 2, 3 e 7 da modelagem. A maior probabilidade de toque calculada foi de 26,7% (P2, 2º semestre). Para todos os outros municípios com presença deste CVA, as probabilidades foram bastante baixas (< 10%).” (grifo nosso), o que é incorreto, havendo outros municípios com probabilidade de toque maiores que 10% (Anexo II.10.4.2.2-2: Tabela X-1).*



**Resposta/Esclarecimentos:** As probabilidades de toque foram revisadas com os novos resultados da modelagem de óleo.

#### **ESCLARECIMENTO 10:**

##### **14) Marismas**

(...)

*A discussão apresentada no EIA da ETAPA 3 do Polo Pré-Sal foi bastante similar àquela apresentada no EIA da ETAPA 2 do Polo Pré-Sal. Ainda que esta discussão tenha sido ajustada de modo a evitar as contradições anteriormente verificadas, não foram apresentados novos argumentos ou referências que justifiquem adequadamente a redução proposta no tempo de recuperação.*

*Neste sentido, o EIA informou (p. 223-224/286) que “Diante destas características intrínsecas do ecossistema e do comportamento do óleo nestes ambientes, **as marismas são categorizadas entre os ambientes de maior sensibilidade ao óleo, juntamente com manguezais** e recifes de coral, tanto no Brasil como em índices de sensibilidade internacionais (GUNDLACH et al., 1978; MMA, 2004; NOAA, 2007). **No Brasil, recebem ISL 10, índice máximo de sensibilidade ao óleo** para os ambientes costeiros.” e que “devido ao fato de as marismas serem ambientes abrigados e com sedimentos pobres em oxigênio, **há a tendência de o óleo permanecer por muito tempo no ambiente, impedindo que o processo de recuperação e regeneração ocorra** (HOLT et al., 1978; ALEXANDER & WEBB, 1987; PEZESHKI et al., 2000).” (grifos nossos).*

*Considera-se, assim, que o tempo de recuperação de 12 anos é pouco conservativo e a discussão apresentada é insuficiente para justificar a alteração em relação ao tempo utilizado na ETAPA 2 do Polo Pré-Sal. Solicita-se, portanto, que o tempo de recuperação adotado para este CVA seja mantido em 25 anos; cabendo à empresa, caso discorde, apresentar uma discussão adequadamente embasada para justificar a alteração.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Em relação ao tempo de recuperação das marismas afetadas pelo óleo, sabe-se que esse tende a ser menor do que em manguezais

(SNEDAKER et al., 1996), devido a sua estrutura sistêmica ser proporcionalmente menos complexa e também pelo fato das gramíneas do bosque de marisma terem uma taxa de crescimento e recuperação mais rápidos, devido ao crescimento vegetativo por estolão.

Conforme relatório do IPIECA (1994), em cenários de contaminação leve a moderada, apesar de os impactos serem perceptíveis em curto prazo, em um ou dois anos observa-se efetiva recuperação do habitat, desde que grandes volumes de óleo não sejam incorporados no sedimento.

Hester & Mendelssohn (2000) realizaram um estudo de longo prazo para verificação da recuperação de marismas na região de Louisiana (Estados Unidos da América) e constataram um tempo de recuperação de quatro anos para a vegetação. Sell et al. (1995) num estudo de revisão de literatura verificaram a partir da comparação de dados de áreas com e sem limpeza, que o tempo de recuperação era de 36 a 60 meses (média de 48 meses) para os que não foram limpos e de 60 a 84 meses (média de 72 meses) para os que sofreram algum tipo de limpeza. Wolinski et al. (2011) estudaram os efeitos e o tempo de recuperação da vegetação de *Spartina alterniflora* em simulações de derrame de óleo (Bunker MF-180) no campo em marismas na baía de Paranaguá (Brasil) aplicando técnicas de corte de vegetação e mantendo uma área como controle. Esses autores verificaram que, independente do tratamento (corte ou não), as áreas impactadas se recuperaram completamente em seis a oito meses.

Tempos maiores de recuperação foram observados em estudos em regiões mais frias com menor atividade microbiana e degradação do óleo como o acidente com o navio Metula, no Chile, onde os bosques demoraram mais de 20 anos para se recuperar (NRC, 2003), bem como nos derramamentos ocorridos na Guerra do Golfo (GETTER et al., 2005), situação totalmente distinta do Projeto ETAPA 3. Considerando a análise da literatura, o tipo de vegetação predominante e o clima do Brasil mais quente, entende-se que um tempo de recuperação de 12 anos seria adequado para o cenário do ETAPA 3. Entretanto, de forma a atender as exigências do Parecer Técnico nº 23/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, na revisão do subitem II.10.4.2 foi considerado o tempo de recuperação de 25 anos, extremamente conservador face aos registros da literatura.



**ESCLARECIMENTO 11:****II.10.5 – Cálculo dos Riscos Ambientais**

*As revisões da análise de risco são dependentes da revisão da modelagem. Portanto, a supressão do ponto P1 por se tratar do TLD de Sagitário e para a qual existe discordância, impacta no cálculo dos riscos ambientais. Recomenda-se a apresentação de uma análise de riscos específica para este TLD.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A questão sobre a supressão de pontos da modelagem no cálculo dos riscos ambientais foi esclarecida no **Esclarecimento 2**. Devido às revisões do estudo de modelagem e dos tempos de recuperação de alguns CVAs, este subitem foi revisado e reapresentado em sua íntegra em anexo a deste documento.

**ESCLARECIMENTO 12:****II.10.6 – Relação Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência**

*O “Quadro II.10.6.2-1 – Índice de Significância (%) para os CVAs, com relação a vazamentos na etapa de operação dos DPs/Pilotos do Projeto ETAPA 3”, na página 265/286, apresenta a síntese dos Índices de Significância por fase do empreendimento (instalação de gasodutos e operação dos DPs), e por faixa de volume.*

*Esta relação é função dos tempos de recuperação determinados para os CVAs e dos próprios resultados dos cálculos do risco ambiental. Assim, o item deverá ser revisto de acordo com as solicitações dos demais itens da análise de riscos e da modelagem de óleo e reapresentado.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Devido às revisões do estudo de modelagem e dos tempos de recuperação de alguns CVAs, este subitem foi revisado e reapresentado em sua íntegra em anexo a este documento.

**ESCLARECIMENTO 13:****II.10.7 – Revisão do Estudo de Análise de Risco**

*Em razão das divergências quanto à supressão do ponto de modelagem P1, por se tratar de um TLD, solicita-se que a PETROBRAS apresente uma análise de riscos ambientais específica para este empreendimento em destaque.*

**Resposta/Esclarecimentos:** A questão sobre a supressão de pontos da modelagem no cálculo dos riscos ambientais foi esclarecida no **Esclarecimento 2**. Devido às revisões do estudo de modelagem e dos tempos de recuperação de alguns CVAs, este subitem foi revisado e reapresentado em sua íntegra em anexo a este documento.

#### **ESCLARECIMENTO 14:**

##### **II.10.8 – Plano de Gerenciamento de Riscos**

*O Plano de Gerenciamento de Riscos deverá ser ajustado e reapresentado em consonância com as alterações solicitadas pelo presente parecer técnico.*

**Resposta/Esclarecimentos:** Não foi identificada necessidade de revisão do Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) apresentado anteriormente. Conforme mencionado no EIA, o Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) contempla um conjunto de ações que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos, bem como manter uma instalação operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil. O PGR apresentado assegura que, na fase de operação do ETAPA 3, os riscos identificados na APR e demais estudos de risco serão gerenciados conforme estabelecido no padrão corporativo de processo Avaliação e Gestão de Riscos Operacionais Relacionados à SMS e no padrão Gestão de Riscos da Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos – UO-BS.