

## 6. IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS

**Solicitação/Questionamento:** Impacto 3: Com relação à temporalidade deste impacto, é necessário analisar que a recuperação da área não se dará num horizonte de tempo compatível com o da atividade, uma vez que cada poço terá um prazo estimado de pelo menos 1,5 ano para sua recuperação. Considerando que três poços serão perfurados, este impacto levará no mínimo, 4,5 anos (52 meses) para que deixe de ser perceptível no ambiente. Considerando que a atividade será levada a cabo em nove meses, não há evidentemente compatibilidade de tempo entre a duração do impacto e a duração da atividade, sendo a primeira muito maior. Solicita-se a revisão do item.

**Resposta/Comentário:** Com relação à temporalidade do impacto, inicialmente, faz-se necessário resgatar o conceito proposto para a classificação de Permanência ou Duração de um impacto. A seguir, o conceito extraído da metodologia proposta no RCA:

### *“Permanência ou Duração*

O critério de permanência ou duração está relacionado com o conhecimento acerca do horizonte temporal em que os efeitos de uma ação sobre determinado fator ambiental ainda persistem.

**Temporário** – aquele cujos efeitos se farão durante a ação geradora ou durante um horizonte temporal conhecido compatível com o período de duração da atividade.

**Permanente** – aquele cujos efeitos permanecem mesmo após cessada a ação geradora ou que o horizonte temporal de retorno às condições ambientais seja desconhecido ou de ordem de grandeza superior ao período de duração da atividade.”

Entende-se que o período de recuperação de cada poço não deve ser somado, uma vez que o período estimado, baseado em literatura, é contabilizado a partir do término da atividade de perfuração. Com este conceito, em no máximo 1,5 anos, todas as três áreas perfuradas já terão

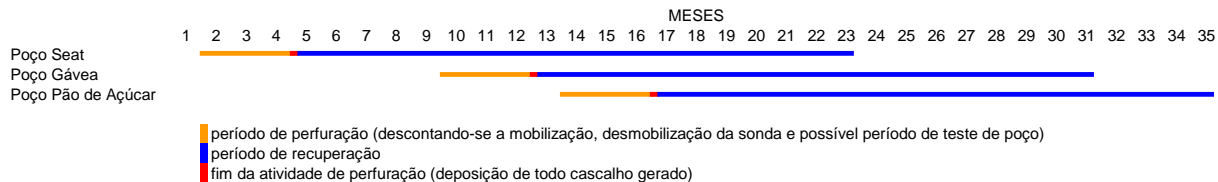
suas áreas restabelecidas. Embasa-se este argumento nos estudos citados abaixo, bem como o esquema apresentado na Figura 6-1.

De fato, a literatura aponta que, dependendo da base do fluido descartado, a recuperação do local pode se dar entre 2 meses a 1 ano, sendo o maior período relativo a locais onde houve descarte de fluido sintético (Neff et al, 2000; Daan e Mulder, 1996). Alguns estudos apontam retorno aos níveis naturais de bário em cerca de 1,5 anos após a perfuração (Steinhauer et al, 1994).

Hipoteticamente, utilizando a estimativa apontada pelo IBAMA, significa dizer que caso o ambiente iniciasse a sua recuperação no instante imediatamente após a última partícula de cascalho atingir o fundo, o espaço ocupado por essa partícula levaria, no pior caso, 1,5 anos, para retornar as condições naturais.

Se aplicarmos essa situação hipotética ao cronograma de perfuração proposto, onde os 3 poços são perfurados sequencialmente, após 1,5 anos da última partícula de cascalho do último poço perfurado tocar o solo oceânico todo o ambiente já estaria recuperado.

O esquema apresentado a seguir ilustra a hipótese (Figura 6-1). Observa-se que, nesta hipótese levantada, 1,5 anos após a última partícula de cascalho do poço Pão de Açúcar tocar o solo oceânico, toda a região estaria recuperada.



**Figura 6-1.** Esquema ilustrativo temporal da recuperação dos poços.

Deste modo, entende-se que o período esperado de recuperação da área após o término da perfuração (18 meses ou 1,5 anos) é compatível com o tempo de atividade (16 meses), o que caracteriza esse impacto como temporário.

## 6.1. MODELAGEM DA DISPERSÃO DE ÓLEO E CASCALHO E FLUIDO DE PERFURAÇÃO

### Modelagem de Óleo

**Solicitação/Questionamento:** No Anexo 6.1 foi apresentado o estudo de urgência do poço Gávea. Este estudo indicou um volume de blowout de 34.450 m<sup>3</sup> que é bem menor do

que o volume (61.468 m<sup>3</sup>) que foi utilizado no estudo de modelagem de óleo para o poço Gávea no RCA. Esta diferença foi justificada pelas informações atualizadas que a Repsol possui no momento sobre a atividade de perfuração.

Além da diferença de volume de blowout, também foi observada uma diferença considerável entre densidade de óleo considerada no estudo de modelagem e a densidade considerada no estudo de surgência. A densidade do óleo considerada no estudo de modelagem foi 845 kg/m<sup>3</sup>, correspondendo a um óleo de grau API 40.02 (óleo Leve, ANP,2000), enquanto que a considerada no estudo de surgência foi de 876,161 Kg/m<sup>3</sup> correspondendo a um óleo de grau API 30 (óleo mediano, ANP,2000). De acordo com o relatório de modelagem, como não existiam informações disponíveis para a área em estudo, foram realizadas simulações com o óleo 1-BG-1-SPS encontrado na Bacia de Santos.

Se por um lado a diferença no volume de blowout faz com que o relatório de modelagem de óleo para o poço Gávea seja conservadora, o contrário pode ser dito em relação à diferença no tipo de óleo. Na resposta ao Parecer Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 092/08, em atendimento ao questionamento feito em relação aos tempos de simulação adotados, foram apresentados testes com simulações determinísticas. Analisando os gráficos de balanço de massa das simulações (figuras 6.1-7, 6.1-8, 6.1-17, 6.1-18, 6.1-27, 6.1-28), vemos que poucas horas após a interrupção do vazamento praticamente toda a massa de óleo já evaporou ou encontra-se entranhada na coluna d'água. Com isso, o atendimento ao critério de parada de espessura mínima na superfície é atingido rapidamente. Verificamos através de testes com modelos computacionais que, de uma maneira geral, óleos mais leves além de evaporarem mais rapidamente, se diluem e entranham na coluna d'água muito mais do que óleos mais pesados. Diversos relatórios de modelagem de óleo enviados à CGPEG com diferentes tipos de óleo apresentaram tempo de simulação de 30 dias após a interrupção do vazamento, até mesmo para os volumes de 8 m<sup>3</sup> e 200 m<sup>3</sup>. Com isso, concluímos que o procedimento de considerar o óleo leve 1-BG-1-SPS no relatório de modelagem subestima o tempo das simulações e conseqüentemente as áreas com probabilidade de presença de óleo.

Solicita-se que o relatório de modelagem seja revisto em função do tipo de óleo adotado. Também deve ser corrigido o valor do volume de blowout. Deve ser apresentada uma justificativa para a escolha do tipo de óleo baseada em princípios conservativos considerando características já conhecidas de óleos de regiões próximas ao bloco BM-C-33.

**Resposta/Comentário:** A análise de surgência de óleo apresentada no RCA no Anexo 8-4 identificou como volume de pior caso 61468 m<sup>3</sup>.

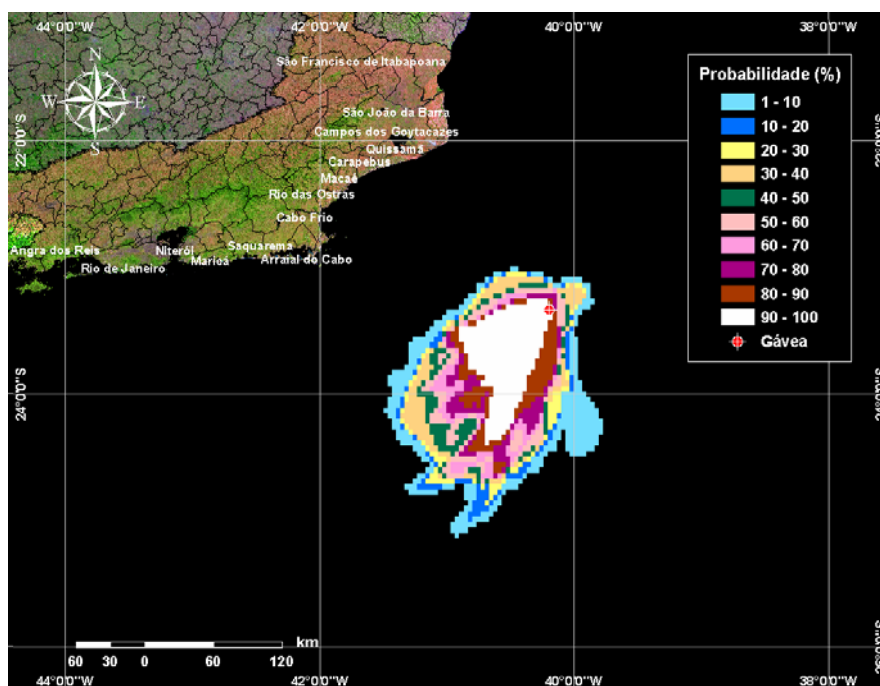
No PT 092/08 foi questionado a não apresentação da análise de surgência de óleo no RCA. Em atendimento a este questionamento, a Repsol realizou um novo estudo de surgência, conforme citado, com informações mais atualizadas.

De acordo com o estudo de surgência apresentado no PT092/08 e reapresentado no Anexo 6.1-1 deste documento, o novo volume de pior caso é 34.350 m<sup>3</sup>, sendo significativamente menor que o anterior (61.468 m<sup>3</sup>). Porém conforme observado pela CGPEG/IBAMA houve uma diferença nos valores de densidades apresentados e conseqüentemente no grau API do óleo. Esta diferença nas características do óleo poderia fazer com que as simulações apresentassem resultados significativamente diferentes dos apresentados no relatório de modelagem enviado junto ao RCA.

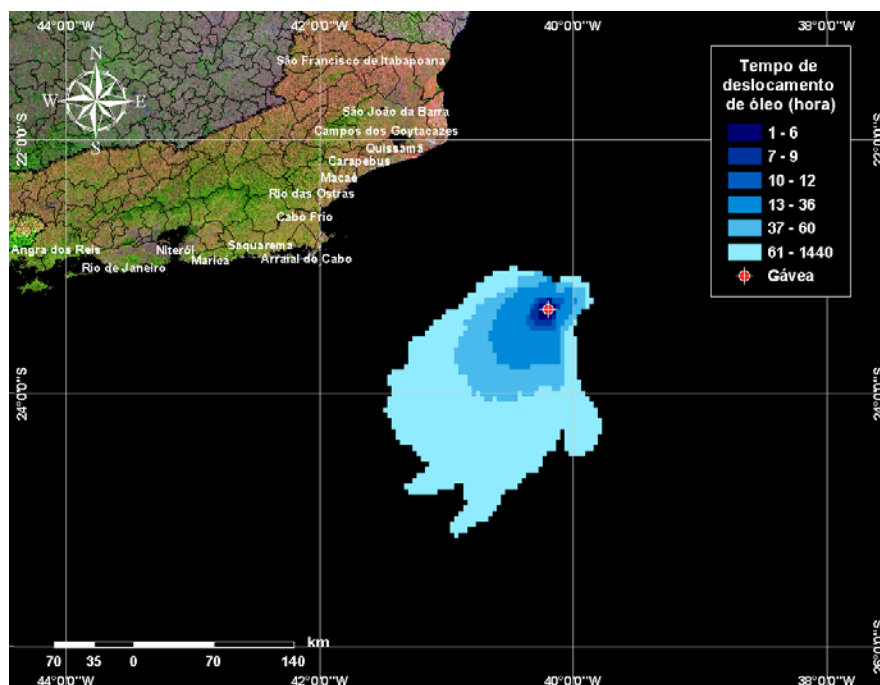
Atendendo a solicitação da CGPEG/IBAMA foi realizada uma nova modelagem de óleo (Anexo 6.1-2) a partir do poço Gávea mantendo-se os inputs originais do modelo com exceção do volume de pior caso e das características do óleo que passaram a ser as apresentadas no relatório de surgência encaminhado junto ao PT092/08.

Nas Figuras 6.1-1 a 6.1-4, a seguir, estão sendo apresentados os novos resultados considerando um *blowout* durante as atividades de perfuração no Bloco BM-C-33.

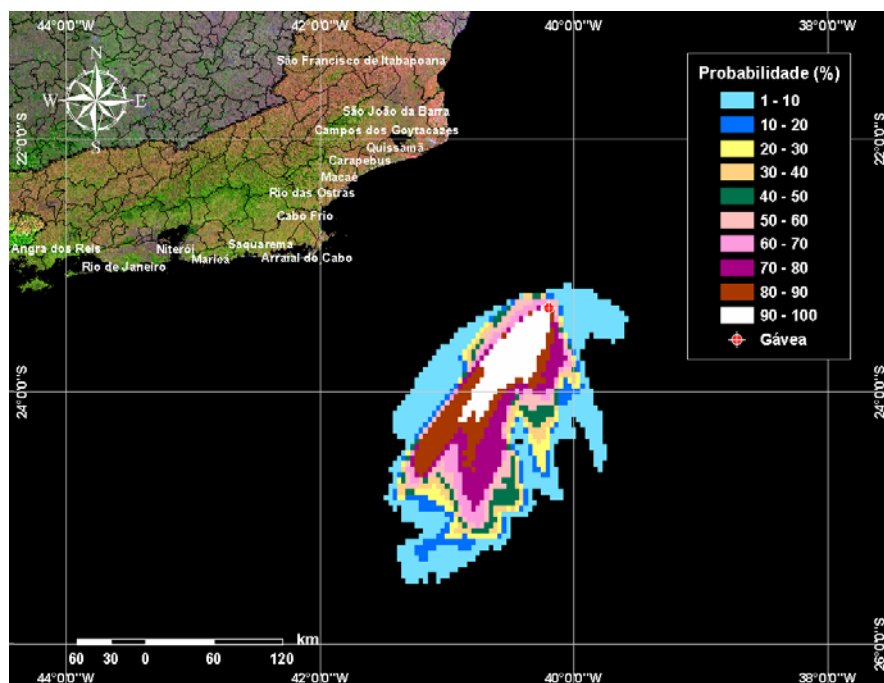
Após a análise das novas simulações, considerando os períodos de inverno e verão, não foram observadas alterações significativas para os cenários de pior caso; para os quais houve uma pequena redução da área total com probabilidade de toque de óleo quando comparados com os resultados apresentados no RCA. Sendo assim, apesar das mudanças no volume e características do óleo têm-se um resultado onde as curvas probabilísticas ficam restritas a região *offshore* e não há matematicamente probabilidade toque de óleo na costa.



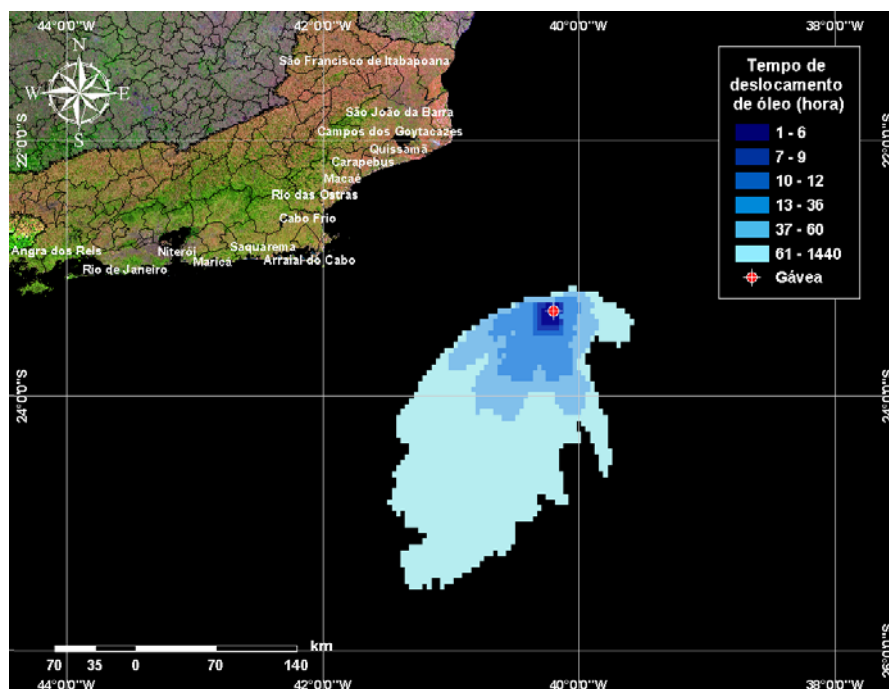
**Figura 6.1-1.** Contornos de probabilidade de óleo na água para um acidente ocorrendo no Poço Gávea, durante os meses de inverno (junho a agosto), com volume de óleo igual a 34.350 m<sup>3</sup> derramado ao longo de 30 dias, após 60 dias de simulação.



**Figura 6.1-2.** Contornos de tempo de deslocamento do óleo na água para um acidente ocorrendo no Poço Gávea, durante os meses de inverno (junho a agosto), com derrame de 34.350 m<sup>3</sup>/h ao longo de 30 dias, após 60 dias de simulação.



**Figura 6.1-3.** Contornos de probabilidade de óleo na água para um acidente ocorrendo no Poço Gávea, durante os meses de verão (janeiro a março), com volume de óleo igual a 34.350 m<sup>3</sup> derramado ao longo de 30 dias, após 60 dias de simulação.



**Figura 6.1-4.** Contornos de tempo de deslocamento do óleo na água para um acidente ocorrendo no Poço Gávea, durante os meses de verão (janeiro a março), com derrame de 34.350 m<sup>3</sup>/h ao longo de 30 dias, após 60 dias de simulação.





A justificativa para a alteração na característica do óleo é que na primeira modelagem (RCA), foi considerado como um possível objetivo da perfuração a seqüência carbonatada albiana. Óleo recuperado de níveis equivalentes, em outros setores da bacia, mostrou alto grau de maturação, com valores pertos dos 40 API.

Estudos posteriores realizados pela Repsol, como modelagem de bacia e sistemas petroleiros, indicaram que a maturação alcançada pela rocha mãe considerada, só é suficiente para gerar óleos com valores de densidade perto de 30 API, em especial para a seqüência pré-sal, objetivo principal do poço. Somado ao esse fato, posteriores estudos sísmicos e geológicos permitem inferir que a seqüência albiana considerada primeiramente como objetivo nesta posição da bacia se encontraria em fácies finas, distais, o que permite inferir a ausência de reservatório, porém não é atualmente considerado com um objetivo desta atividade.