



## II.4      **ÁREA DE INFLUÊNCIA DA ATIVIDADE**

Com base na legislação de licenciamento ambiental vigente e nas definições estabelecidas pelo TR nº 034/05, emitido pelo ELPN/IBAMA em 13/10/2005, considera-se que a **Área de Influência Direta** é aquela sujeita aos impactos diretos das atividades de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural do *Bloco BC-10*.

A **Área de Influência Indireta**, por sua vez, é aquela real ou potencialmente ameaçada pelos impactos indiretos do desenvolvimento da atividade, abrangendo os ecossistemas, os meios físico e socioeconômico, que possam vir a ser impactados por alterações ocorridas na área de influência direta, assim como áreas susceptíveis de serem impactadas por possíveis acidentes na atividade, considerando o cenário acidental de pior caso, definido pela Resolução CONAMA 293/01.

Baseado em tais conceitos, os limites das áreas de influência foram determinados analisando-se o alcance dos efeitos diretos e indiretos do empreendimento, abrangendo as fases de desenvolvimento, implantação e operação do empreendimento.

A definição do alcance dos efeitos diretos considerou:

- As áreas sujeitas a modificações de qualidade em decorrência do descarte de efluentes líquidos e resíduos sólidos gerados nas diferentes fases do empreendimento;
- As áreas marítimas sujeitas à restrição de usos, em virtude das atividades de desenvolvimento e produção do *Bloco BC-10*;

A definição do alcance dos efeitos indiretos considerou:

- Os municípios litorâneos, de onde provêm os principais usuários do espaço marítimo atingido pelas restrições de uso, aludidas acima;
- O espaço marítimo com probabilidade de ser atingido pela deriva de mancha de óleo decorrente do cenário acidental de derrame de pior caso para a atividade de produção de petróleo e gás na área do *Bloco BC-10*;
- Os municípios confrontantes com o espaço marítimo definido pelo cenário acidental de pior caso; e
- Os municípios beneficiados pela geração de *royalties* do empreendimento.

As áreas de influência direta e indireta determinadas pelos critérios acima são apresentadas na seqüência deste capítulo.

Contudo, cabe ressaltar que a definição dos municípios aquinhoados com os *royalties* que serão provenientes da produção dos reservatórios do *Bloco BC-10*, conforme apresentado no **Item II.4.3** desta Seção, foi realizada neste EIA em



caráter absolutamente preliminar. Isto porque, dentre os critérios estabelecidos pela ANP para distribuição de *royalties*, apenas aqueles de natureza cartográfica, que definem estados e municípios confrontantes, são passíveis de aplicação no momento. Os demais critérios, por serem baseados nas interações com sistemas terrestres de desembarque, transporte e processamento, não são passíveis de aplicação no atual estágio de definições sobre o destino da produção do *Bloco BC-10*.

Ressalta-se, ainda, que mesmo a definição de municípios pelos critérios cartográficos, embora realizada em observância ao *Guia de Royalties do Petróleo e do Gás Natural* (ANP, 2001), tem aqui caráter não oficial, tendo em vista que é competência privativa da ANP realizar a aplicação dos critérios por ela estabelecidos, definindo formalmente a distribuição de *royalties* da produção petrolífera, o que só é feito após o início da produção do campo.

#### II.4.A ÁREA DE INFLUÊNCIA DIRETA - AID

Para definição da **AID**, foi considerada a união das seguintes áreas:

- Conjunto das áreas dos reservatórios denominados C, AO e BO, incluídos na primeira fase do projeto, e o Complexo O, que será desenvolvido na sua segunda fase. Esta área irá contemplar de forma conservadora todas as atividades de desenvolvimento dos campos (perfuração dos poços) e localização das estruturas do arranjo submarino (árvores de natal, manifolds, dutos e linhas de escoamento) a serem utilizados na produção e escoamento de petróleo e gás natural, desde a cabeça dos poços até o FPSO;
- Entorno do FPSO (zona adjacente até 500 metros de raio – zona de exclusão);
- Área ocupada pelo gasoduto de 44 Km de conexão com o Campo de Jubarte (BC-60); e
- Área utilizada como rota pelos barcos de apoio entre a base de apoio em terra, localizada em Vitória-ES, e o Bloco BC-10.

Esta área conjunta definida como **AID** mostra-se conservativa e condizente com a abrangência das atividades de desenvolvimento, implantação e operação do empreendimento. Esta delimitação foi feita com o objetivo de contemplar todas as possíveis áreas de deposição no assoalho marinho, dos cascalhos e do fluido descartados durante a fase de perfuração sem *riser*, considerando todos os poços previstos a serem perfurados durante o desenvolvimento da atividade, e em conjunto com o padrão de dispersão na água do mar do fluxo de descarte da água de produção (**Item II.6.4-3**).

Além disso, no que concerne à área de exclusão de uso do espaço marítimo, considerou-se o disposto pelo Ministério da Marinha, através do Departamento de Portos e Costas, o qual editou a Portaria 106/DPC, de 16/12/2003, que aprova a NORMAM 08-DPC. Esta estabelece uma área de restrição à navegação num raio de 500 m ao redor da unidade de perfuração e de produção de petróleo. Assim,



está sendo considerada nesta definição de **AID**, uma área circular correspondente a este limite, tanto no entorno da plataforma semi-submersível de perfuração (sempre relativa a sua localização no ato da perfuração do poço), como no entorno do FPSO.

#### II.4.B ÁREA DE INFLUÊNCIA INDIRETA - AII

Para definição das localidades litorâneas inseridas na **AII**, buscou-se inicialmente identificar, de forma genérica, quais seriam os usos antrópicos passíveis de ocorrer na **AID**. Esta análise, baseou-se nas informações do Diagnóstico Ambiental do Meio Socioeconômico apresentado no **Item II.5.3**, e identificou como principais usuários destes espaços, os barcos de pesca, especialmente dos segmentos artesanal comercial e industrial. Os levantamentos de campo apontaram as frotas pesqueiras provenientes dos municípios localizados entre Linhares-ES e Niterói-RJ como aquelas de atuação mais freqüente na região de inserção do *Bloco BC-10*, fato que determinou a inclusão destes municípios na **AII** do empreendimento, no que concerne ao meio socioeconômico.

A definição da **AII** do empreendimento levou também em consideração o possível alcance geográfico de um vazamento accidental de óleo, a partir da ocorrência de uma descarga de pior caso. Tal situação foi simulada por uma modelagem de dispersão de óleo (apresentada no **Anexo II.6.4-2**), em concordância com o TR 034/05 e com as especificações da Resolução CONAMA 293/01.

A área potencialmente passível de ser atingida foi determinada com base nos resultados da simulação de um acidente que levasse ao vazamento de 222.600 m<sup>3</sup> de óleo, estimados a partir da capacidade máxima de armazenamento do FPSO, sem que nenhuma medida de contingência fosse adotada. No que se refere ao limiar de detecção, as simulações foram realizadas com um critério que considera a existência de óleo nas regiões onde este apresenta espessura maior ou igual ao limiar de  $3 \times 10^{-7}$  metros, de acordo com os critérios sugeridos pelo ELPN – IBAMA, no documento *Diretrizes Técnicas para Modelagem de Óleo no Mar* (IBAMA/ANP, 2002).

Considerou-se como área possivelmente afetada por um eventual acidente com vazamento de óleo na área do *Bloco BC-10*, aquela definida pela envoltória de todas as trajetórias de deriva de óleo com pelo menos 5% de probabilidade de ocorrer para os períodos de inverno e de verão, separadamente analisados. A área assim definida foi incorporada à área de influência dos impactos indiretos do empreendimento sobre o ambiente marinho, considerando-se que dentro da mesma poderiam ser afetados fatores bióticos e atividades socioeconômicas dependentes da integridade deste ambiente.

Com base no resultado da modelagem, foram incluídos na **AII** os municípios sede de atividades socioeconômicas potencialmente afetadas pela deriva de óleo, assim definidos, como aqueles que fazem uso preferencial ou prioritário do espaço costeiro contido na envoltória de trajetórias de deriva. Neste critério



enquadram-se todos os municípios já enumerados acima, em função da atuação de suas respectivas frotas pesqueiras no espaço de provável deriva de óleo. Adicionalmente, identificou-se a possível interferência sobre o meio socioeconômico dos municípios de Cabo Frio, Búzios e Arraial do Cabo, por serem locais de escala de cruzeiros marítimos que atravessam tanto a **AID** como a área envoltória acima referida.

Finalmente, pelas interfaces econômicas passíveis de serem estabelecidas pelo empreendimento, foram incluídos na **AII** os municípios que possuem instalações de apoio ao desenvolvimento do *Bloco BC-10*, e aqueles potencialmente beneficiados pelos *royalties* da sua produção.

Em síntese, a **AII** do empreendimento abrange, em função dos efeitos indiretos enumerados, os seguintes municípios:

- Linhares, Aracruz, Fundão, Serra, Vitória, Vila Velha, Guarapari, Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy, no litoral sul do Espírito Santo;
- São Francisco de Itabapoana, São João da Barra, Campos dos Goytacazes, Quissamã, Carapebus, Macaé, Rio das Ostras, Cabo Frio, Armação dos Búzios, Arraial do Cabo, Araruama, Saquarema, Marica e Niterói, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.

O **Mapa II.4-1** apresenta as áreas de influência direta e indireta da atividade de desenvolvimento e produção de petróleo no *Bloco BC-10*.

#### **II.4.C DEFINIÇÃO DA ÁREA DE INFLUÊNCIA DO PAGAMENTO DE ROYALTIES**

No Brasil, toda empresa produtora de petróleo e gás deve pagar *royalties* pelo uso destes recursos naturais à ANP, que os transfere aos governos estaduais e municipais e aos órgãos da União.

A informação disponível sobre a metodologia adotada pela ANP para distribuição de *royalties* é o *Guia de Royalties do Petróleo e do Gás Natural* (ANP, 2001), o qual foi utilizado no presente estudo para identificar os beneficiários quando do início da produção de petróleo no *Bloco BC-10*.

Segundo este guia, os *royalties* são calculados mensalmente para cada campo produtor, mediante a aplicação de alíquota sobre o valor da produção de petróleo e de gás natural. Esta alíquota pode variar de 5% a 10% do valor da produção do campo, sendo esta definição realizada pela ANP no contrato de concessão dos blocos. No caso do *Bloco BC-10* da **SHELL BRASIL**, o contrato de concessão prevê uma alíquota de 10%.

Ressalta-se, contudo, que até 1998, todos os contratos determinavam que apenas 5% do valor da produção de petróleo deveria ser destinado ao pagamento



de *royalties*. Somente em 1998, após a regulamentação da Lei nº 9.478/97, a denominada Lei do Petróleo, os contratos de concessão passaram a estar sujeitos a alíquotas entre 5 e 10%. Por este motivo, a legislação vigente prevê formas diferentes de distribuição da arrecadação de *royalties* para a parcela oriunda da alíquota de 5% e para aquela gerada pela alíquota adicional, acima de 5%. A Lei nº 7.990/89 e o Decreto nº 01/91, que a regulamentou, versam sobre a distribuição da parcela da alíquota igual a 5%, enquanto que a Lei nº 9.478/97 e o Decreto nº 2.705/98, que a regulamentou, versam sobre a distribuição da parcela da alíquota acima de 5%

Apresenta-se, a seguir, a forma como se processa a distribuição dos *royalties* com base na legislação vigente e a identificação dos municípios que, por tais critérios, integram esta área de influência, no que concerne ao pagamento de *royalties* da sua produção de petróleo.

a) Parcela do valor dos *royalties* correspondente a 5% da produção:

- 30% é destinado aos Estados confrontantes com os poços produtores;
- 30% é destinado aos municípios confrontantes com os poços produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas;
- 20% é destinado ao Comando da Marinha;
- 10% é destinado ao Fundo Especial; e
- 10% é destinado aos municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

OBS: no caso do Bloco BC-10, ainda não há a definição de quais serão estes municípios.

Estados confrontantes são aqueles contíguos à área marítima, que no prolongamento de seus limites (linhas ortogonais à linha base), contenham os poços produtores, balizando-se a projeção nos limites da Plataforma Continental (200 milhas marítimas da linha de base).

Da mesma forma, os municípios confrontantes são aqueles contíguos à área marítima, que no prolongamento de seus limites contenham os poços produtores. Porém, no caso dos municípios, os critérios de prolongamento de seus limites são, além das linhas ortogonais à linha base, linhas paralelas traçadas a partir de suas divisas. Vale ressaltar que a metodologia de prolongamento dos limites dos estados e municípios em direção ao território marítimo é atribuição do IBGE, de acordo com o Decreto nº 01/91.

Em relação à distribuição dos *royalties* aos municípios confrontantes com os poços produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas, esta se processa da seguinte forma:



- 60% é destinado aos municípios que integram a **Zona de Produção Principal**, que é o conjunto formado pelos municípios confrontantes e os municípios onde estão localizadas três ou mais instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, e as instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e escoamento de petróleo e gás natural, tais como: portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios.

O rateio entre todos os municípios integrantes da **Zona de Produção Principal** é realizado na razão direta da população de cada município, “assegurando-se 1/3 deste valor ao município que concentrar as instalações de processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural” (ANP 2001).

- 10% é destinado aos municípios integrantes da **Zona de Produção Secundária**, “que é o conjunto dos municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as estações de compressão e bombeio, rateado entre eles na razão direta da população de cada município” (ANP 2001).
- 30% aos Municípios Limítrofes, que são “os municípios contíguos àqueles que integram a Zona de Produção Principal, bem como aqueles que fazem parte de sua área geoeconômica. O rateio é realizado na razão direta da população de cada um, excluídos os municípios integrantes da zona de produção secundária” (ANP 2001).

b) Parcela do valor dos *Royalties* que excederem a 5% da produção:

- 22,5% são destinados aos estados confrontantes com campos produtores;
- 22,5% são destinados aos municípios confrontantes com os campos produtores;
- 25% são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia;
- 15% são destinados ao Comando da Marinha;
- 7,5% são destinados ao Fundo Especial; e
- 7,5% são destinados para os municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

Por este critério, estados e municípios confrontantes são aqueles contíguos à área marítima, que no prolongamento de seus limites contenham o(s) **campo(s) produtor(es)**, balizando-se a projeção nos limites da Plataforma Continental.

Para a definição dos estados e municípios confrontantes beneficiários dos *royalties* foi utilizada a localização do Bloco BC-10. Assim, por este critério, o estado do Espírito Santo é o beneficiário e os municípios confrontantes são: Marataízes e Presidente Kennedy (pelo critério das paralelas) e Anchieta, Piúma,





Itapemirim e Marataízes (pelo critério das ortogonais). No futuro, quando as coordenadas dos poços produtores forem estabelecidas, será possível refinar a participação percentual que os municípios terão na divisão dos *royalties*.

Vale ressaltar, ainda, que a partir deste critério foi possível definir como inseridos na área de influência apenas os municípios confrontantes, uma vez que tal definição decorre da aplicação objetiva dos critérios de paralelas e ortogonais. A identificação de municípios pertencentes à Zona de Produção Secundária não é possível, uma vez que o planejamento do presente empreendimento não prevê a instalação de dutos terrestres e que ainda não há definição sobre o uso de sistemas terrestres pré-existentes para escoamento de seus derivados.

Em função da grande dispersão dos recursos da alíquota para os numerosos municípios limítrofes, suas inclusões na área de influência não foram consideradas pertinentes, uma vez que o incremento em suas receitas, provenientes do pagamento de royalties, é muito pequeno. No entanto, estes serão definidos pela ANP após o início da produção.

O **Mapa II.4-2** apresenta as paralelas e ortogonais que compreendem a área de localização do Bloco BC-10 e os municípios considerados por este estudo como área de influência do pagamento de *royalties* durante a atividade de produção de petróleo no bloco.