

1 - Introdução

O processo de produção de óleo e gás a ser realizado no campo de Roncador, Bacia de Campos, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo semi-submersível, denominada PETROBRAS 52 (P-52) e um sistema submarino composto por linhas de fluxo do processo (produção, injeção de gás *lift*, injeção de água e umbilicais) e estruturas submarinas. A Unidade estará ancorada numa lâmina d'água de 1.795m metros e interligada a uma malha de 30 poços.

A P-52 terá capacidade de processar e tratar 180.000 bpd de óleo, vindos de 21 poços produtores (20 previstos + 1 reservas), dentre os quais 8 que serão remanejados do FPSO Brasil. Além disso, poderá comprimir 9,3 milhões m³/d de gás e injetar 48.000 m³/dia de água dessulfatada em 13 poços injetores de água (10 previstos + 3 reservas), dentre os quais 3 que serão remanejados do FPSO Brasil.

O escoamento do óleo produzido pela P-52 será feito através oleoduto interligado à Plataforma de Rebombeio Autônomo - PRA-1, a ser instalada em águas rasas da Bacia de Campos. O escoamento de gás da P-52 será realizado através da interligação ao sistema de exportação de gás da Fase 1 (FPSO Brasil), gasoduto RG-2, o qual já se encontra licenciado e em operação. O duto de exportação de gás da P-52, com 10" de diâmetro e 9.491 metros de comprimento, se interligará ao gasoduto RG-2 a partir de uma estrutura conhecida por PLEM Y. A partir do PLEM Y, o gás será escoado para o PLAEM de Roncador.

2 - Identificação e avaliação dos riscos

A P-52 será uma plataforma nova, não possuindo, portanto, histórico de ocorrência de incidentes de poluição por óleo.

2.1 - Identificação dos riscos por fonte

As Tabelas 1, 2 e 3 deste anexo identificam as fontes potenciais de derramamento de óleo associadas a P-52.

Tabela 1 - Tanques e equipamentos da P-52 (continua)

Identificação	Tipo	Tipo de óleo estocado	Capacidade máxima de estocagem (m ³)	Capacidade de contenção secundária	Data e causa de incidentes anteriores
Tanque de Óleo Diesel PT 3A	Estrutural	Diesel	750	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de Óleo Diesel PT 3B	Estrutural	Diesel	750	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de Óleo Diesel ST 6	Estrutural	Diesel	1500	Não existente	Sem ocorrência
Diesel Settling Tank TQ-513302	Pressão atmosférica	Diesel	20	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de Distribuição de Diesel TQ-513303 A	Pressão atmosférica	Diesel	70	Existente	Sem ocorrência
Tanque de Distribuição de Diesel TQ-513303 B	Pressão atmosférica	Diesel	70	Existente	Sem ocorrência
Tanque bilge Q-533602 A	Pressão atmosférica	Água oleosa	10	Existente	Sem ocorrência
Tanque bilge Q-533602 B	Pressão atmosférica	Água oleosa	10	Existente	Sem ocorrência
Tanque bilge TQ-533601	Pressão atmosférica	Água oleosa	2	Existente	Sem ocorrência
Separador de Produção (A/B)	Pressurizado	Petróleo	16.000 m ³ /dia *	Existente	Sem ocorrência
Tratador de Óleo (A/B)	Pressurizado	Petróleo	16.000 m ³ /dia *	Existente	Sem ocorrência
Separador Atmosférico (A/B)	Pressurizado	Petróleo	16.000 m ³ /dia *	Existente	Sem ocorrência
Separador de Teste	Pressurizado	Petróleo	6.500 m ³ /dia *	Existente	Sem ocorrência

* Capacidade máxima em operação

Tabela 2 - Linhas submarinas da P-52 (continua)

Identificação	Diâmetro (pol) ⁽¹⁾ / extensão (m) ⁽²⁾	Tipo de óleo transportado	Origem e destino	Temperatura(°C), Vazão (m3/d) e Pressão (MPa) de operação *	Data e causa de incidentes anteriores
Linha de produção do poço RO-008	8 / 10.555	Petróleo	Poço RO-008 / P-52	20-50 / 1500 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-009	8 / 6.137	Petróleo	Poço RO-009 / P-52	20-50 / 1200 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-012	8 / 5.918	Petróleo	Poço RO-012 / P-52	20-50 / 2500 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-014	8 / 7.734	Petróleo	Poço RO-014 / P-52	20-50 / 2200 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-016	8 / 5.574	Petróleo	Poço RO-016 / P-52	20-50 / 1600 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-17	8 / 3.876	Petróleo	Poço RO-17 / P-52	20-50 / 5300 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-18	8 / 7.760	Petróleo	Poço RO-18 / P-52	20-50 / 2900 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-19	8 / 6.121	Petróleo	Poço RO-19 / P-52	20-50 / 4300 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-021	8 / 8.885	Petróleo	Poço RO-021 / P-52	20-50 / 2000 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-024	8 / 7.869	Petróleo	Poço RO-024 / P-52	20-50 / 2900 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RO-25	8 / 7.514	Petróleo	Poço RO-25 / P-52	20-50 / 2800 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço RJS-436	8 / 6.243	Petróleo	Poço RJS-436 / P-52	20-50 / 2300 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço P-1-01	8 / 5.706	Petróleo	Poço P-1-01 / P-52	20-50 / 3500 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço P-1-03	8 / 6.899	Petróleo	Poço P-1-03 / P-52	20-50 / 2600 / 20,6	Sem ocorrência

Tabela 2 - Linhas submarinas da P-52 (continuação)

Identificação	Diâmetro (pol) ⁽¹⁾ / extensão (m) ⁽²⁾	Tipo de óleo transportado	Origem e destino	Temperatura(°C), Vazão (m3/d) e Pressão (MPa) de operação *	Data e causa de incidentes anteriores
Linha de produção do poço P-1-09	7 / 6.815	Petróleo	Poço P-1-09 / P-52	20-50 / 3500 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço P-1-13	7 / 3.658	Petróleo	Poço P-1-13/ P-52	20-50 / 2000 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço P-1-15	8 / 6.703	Petróleo	Poço P-1-15 / P-52	20-50 / 2500 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço P-1-19	8 / 5.451	Petróleo	Poço P-1-19 / P-52	20-50 / 2600 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço P-1-21	8 / 8.885	Petróleo	Poço P-1-21 / P-52	20-50 / 2300 / 20,6	Sem ocorrência
Linha de produção do poço P-1-23	7 / 6.377	Petróleo	Poço P-1-23 / P-52	20-50 / 1700 / 20,6	Sem ocorrência

Tabela 3 - Operações de carga e descarga que envolvem a P-52

Tipo de operação	Meio de movimentação	Tipo de óleo transferido	Vazão máxima de transferência	Data e causa de incidentes anteriores
Carga de Diesel Marítimo	Rebocador	Diesel Marítimo	100 m ³ /h	Sem ocorrência

2.2 - Hipóteses acidentais

A partir da identificação das fontes potenciais listadas no item 2.1 e da Análise Preliminar de Perigos – APP da instalação, são relacionadas e discutidas abaixo as hipóteses acidentais que resultam em vazamento de óleo para o mar.

Todos os cenários acidentais implicam em derramamento de óleo para o mar. O comportamento do óleo no mar será determinado pelas condições meteoceanográficas existentes, com remota possibilidade de atingir áreas costeiras. As áreas possivelmente atingidas pelo óleo, no caso de ocorrência dos cenários acidentais identificados, foram determinadas por meio das modelagens realizadas, as quais estão contidas no Anexo 03.

Hipóteses Acidentais 01 e 03	Ruptura em linhas submarinas de produção (até os conectores)
Causa	Vazamento, incêndio, colisão, queda de objeto
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipóteses Acidentais 02 e 04	Ruptura em linhas submarinas de produção (até os conectores)
Causa	Vazamento, incêndio, colisão, queda de objeto
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipóteses Acidentais 09, 15, 27	Ruptura em linhas ou equipamentos de produção (dos conectores das linhas flexíveis dos poços até as bombas de transferência e exportação de óleo)
Causa	Ruptura da linha, incêndio, colisão, queda de objeto, perda de ancoragem
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 63	Ruptura em linhas ou equipamentos de tratamento de água oleosa
Causa	Ruptura na linha, queda de objetos
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 70	Queda de carga no mar
Causa	Ruptura das lingadas, falhas do guindaste, erro operacional
Tipo de óleo derramado	Diesel ou petróleo
Regime de derramamento	Instantâneo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipóteses Acidentais 75, 76, 78	Ruptura em equipamentos e linhas de exportação de óleo (das bombas de transferência ao conector)
Causa	Vazamento na linha
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 77	Ruptura em equipamentos e linhas de exportação de óleo (das bombas de transferência ao conector)
Causa	Ruptura da linha
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	Entre 8 e 200m ³

Hipótese Acidental 79	Ruptura em equipamentos e linhas de exportação de óleo (das bombas de transferência ao conector)
Causa	Ruptura na linha
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipótese Acidental 82, 83 e 91	Liberação de óleo diesel devido a falha no mangote de flexível durante transferência
Causa	Vazamento ou ruptura do mangote.
Tipo de óleo derramado	Diesel
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 92	Grande liberação de óleo diesel no Barco de Apoio, no transbordo para a Plataforma.
Causa	Forte colisão com a plataforma ou ruptura nos tanques do barco.
Tipo de óleo derramado	Diesel
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipótese Acidental 85	Emborcamento da P-52
Causa	Condições de mar extremas, perfuração dos tanques de lastro, erro de manobra
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m3

Hipótese Acidental 86	Afundamento da P-52
Causa	Condições de mar extremas, perfuração dos tanques de lastro, erro de manobra, colisão com barco de grande porte, sabotagem
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m3

Hipótese Acidental 87	Perda de Ancoragem
Causa	Condições de mar extremas, falha das amarras, erro operacional, colisão com barco de grande porte, sabotagem
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m3

Hipótese Acidental 93	Blow-out
Causa	Perda de controle do poço
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m3

Hipóteses Acidentais 39	Liberação de Gás <i>Lift</i>
Causa	Vazamento
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m3

Hipótese Acidental 40	Liberação de Gás <i>Lift</i>
Causa	Ruptura
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	Entre 8 e 200m3

Hipótese Acidental 41	Pequena liberação de gás na planta de compressão e tratamento de gás
Causa	Vazamento
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m3

Hipóteses Acidentais 42	Grande liberação de gás na planta de compressão e tratamento de gás
Causa	Ruptura
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	Entre 8 e 200m3

Hipótese Acidental 81	Grande liberação de gás no duto de exportação
Causa	Ruptura, queda de objetos ou perda de ancoragem
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m3

Hipótese Acidental 88	Colisão com helicóptero
Causa	Condições atmosféricas extremas, falha da aeronave, erro de manobra do piloto
Tipo de óleo derramado	QAV
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m3

Hipótese Acidental 89	Colisão com barcos de apoio
Causa	Condições atmosféricas ou de mar extremas; falha do sistema de posicionamento dinâmico dos barcos; falha do sistema de ancoragem da plataforma, erro de manobra do piloto.
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipótese Acidental 90	Colisão com navios em trânsito
Causa	Condições atmosféricas ou de mar extrema; falha do sistema de navegação dos barcos; erro de manobra do pilo
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

2.2.1 - Descarga de pior caso

A Unidade Marítima P-52 não irá armazenar o óleo produzido. Assim, a Descarga de Pior Caso está associada ao descontrole do poço produtor 7-RO-19H-RJS, sendo que a vazão de óleo sofre uma variação entre aproximadamente 4.500 e 2.500 m³/d, tendendo a estabilizar em torno deste último valor. O volume de óleo derramado para o mar, ao final do período de trinta dias, é estimado em torno de 90.000 m³.

3 - Análise de Vulnerabilidade

A avaliação da vulnerabilidade ambiental identificada a partir das atividades de produção de hidrocarbonetos pela SS P-52, localizada no campo de Roncador, na Bacia de Campos, foi elaborada com base nas seguintes informações: (i) resultados obtidos a partir das simulações de um potencial derramamento de óleo oriundo das atividades da P-52 e (ii) a avaliação da sensibilidade ambiental da área possivelmente afetada pelo potencial derramamento, tomando como base e em conformidade com os fatores ambientais preconizados pela Resolução CONAMA 293.

Cruzando-se os dados de resultados da modelagem da dispersão de óleo e dados da análise de sensibilidade das áreas potencialmente passíveis de serem atingidas, verificou-se a avaliação da vulnerabilidade ambiental deste empreendimento. Esta análise buscou considerar áreas que apresentam basicamente as seguintes características: (1) presença de concentrações humanas; (2) rotas de transporte marítimo; (3) áreas de importância socioeconômica, (4) áreas ecologicamente sensíveis e comunidades biológicas e (5) presença de Unidades de Conservação.

O Mapa de Vulnerabilidade apresentado na Figura 1 identifica as características consideradas na análise de vulnerabilidade para as áreas potencialmente passíveis de interferência causada por derramamento de óleo. Cabe ressaltar que a avaliação da vulnerabilidade ambiental foi feita a partir da conjugação de dois fatores: a probabilidade da

mancha de óleo atingir áreas com características ambientais relevantes e a sensibilidade ambiental da área potencialmente passível de ser atingida, de acordo com os critérios aplicáveis preconizados pela Resolução CONAMA 293, conforme descrito a seguir.

Cabe ressaltar que todas as simulações realizadas não levam em conta ações provenientes de Plano de Emergência Individual. As simulações probabilísticas mostram que para todos os tipos de vazamentos, a probabilidade da mancha atingir a costa está centrada no litoral da Região dos Lagos, entre Arraial do Cabo e Armação de Búzios, com uma probabilidade máxima de 5%, sendo que o somatório para esta região é de 15%.

Quanto à região oceânica, a área potencialmente atingida por um derramamento nas condições supracitadas compreende áreas sobre o talude continental ao largo da costa brasileira entre São João da Barra e a região oceânica ao norte do Estado de Santa Catarina, chegando nesta altura acima da isóbata de 200m de profundidade.

3.1. Presença de Concentrações Humanas

No que se refere à presença de concentrações humanas potencialmente afetadas pelo cenário acidental de pior caso em questão, destaca-se como de alta sensibilidade a região onde estão presentes as plataformas de produção de hidrocarbonetos na Bacia de Campos. Como pode ser observado na Figura 1, atualmente, as unidades estacionárias de produção (UEPs) da Bacia de Campos estão concentradas na região entre as isóbatas de 100 e 1.000 metros de profundidade, no trecho entre o Cabo de São Tomé e o município de Armação de Búzios. A única exceção se faz para a UEP FPSO Seillean, localizada no Bloco BC-60, na altura do município de São Francisco de Itabapoana.

Dessa forma, das 38 UEPs atualmente em operação na Bacia de Campos, 37 encontram-se localizadas em áreas passíveis de serem afetadas por um acidente de derramamento de óleo de pior caso, em decorrência das atividades da P-52. Destas, 31 foram consideradas áreas de vulnerabilidade média, por estarem localizadas em áreas com probabilidade de alcance acima de 20%. As demais apresentam vulnerabilidade baixa.

3.2. Rotas de Transporte Marítimo

Em face da demanda atual de apoio marítimo, alavancada pelas atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, a região possivelmente atingida por um acidente de derramamento de óleo destas proporções é caracterizada pelo intenso tráfego de embarcações. Destacam-se as rotas de navios aliviadores e dos barcos de apoio entre os sítios de exploração e os portos localizados na região costeira.

Em relação à rota de navios aliviadores, destaca-se o trecho entre os campos em desenvolvimento na Bacia de Campos e o Porto de São Sebastião no Estado de São Paulo, utilizado para escoar a produção do óleo produzido. A rota de tráfego utilizada para esta atividade situa-se entre 12 até 60 milhas da costa (entre 20 e 95 km), de modo a ficarem fora da rota de navegação de cabotagem (costeira). A entrada em São Sebastião se dá com uma aproximação da embarcação da linha de Parati em reta para São Sebastião.

Ressalta-se ainda as rotas de escoamento entre as UEPs e os portos do Rio de Janeiro e de Angra dos Reis. Atualmente, 12 navios aliviadores escoam a produção da Bacia de Campos, chegando por mês, em média, 25 navios ao Porto de São Sebastião, que descarregam mais de 16 milhões de barris de petróleo e respondem a cerca de 90% do volume de óleo movimentado na unidade.

Além da rota utilizada para o tráfego de navios aliviadores, destaca-se também como rota de alta vulnerabilidade ambiental a um evento acidental de derramamento de óleo, a rota entre

o Terminal Alfandegário de Imbetiba (TAI), localizado no município de Macaé e de propriedade da Petrobras, e as UEPs (plotadas na Figura 1). Atualmente, a frota disponível no TAI, utilizada pela Petrobras em operações de apoio, contabiliza 91 embarcações sob contrato.

No caso da ocorrência de derramamento acidental, pode-se prever interferências diretas sobre o tráfego de embarcações na região afetada pela mancha, uma vez que o deslocamento desta poderá, eventualmente, determinar alterações nas rotas de navegação, o que, por sua vez, poderá acarretar em eventuais aumentos de percurso.

A infra-estrutura portuária poderá ser afetada em decorrência das possíveis modificações de rotas de embarcações, que ocasionalmente necessitarão de outros portos, não somente os usualmente utilizados. Esta alteração de itinerários poderá ocasionar a sobrecarga de alguns portos.

Por outro lado, no caso de um acidente de grandes proporções, os portos mais próximos do local do acidente deverão sofrer uma pressão adicional sobre sua infra-estrutura, em decorrência do afluxo das embarcações extras que vierem a participar das operações de contenção da mancha. Para este aspecto, a vulnerabilidade será diretamente proporcional à probabilidade de alcance da mancha, sendo a área que sofrerá mais interferências em caso de derramamento.

3.3. Áreas de Importância Socioeconômica

No caso da ocorrência de um acidente de grandes proporções, poderão acontecer interferências com as modalidades de pesca costeira e oceânica, já que a presença da mancha de óleo irá atuar diretamente sobre os estoques pesqueiros, interferindo, indiretamente na realização destas atividades.

Neste caso, as áreas mais vulneráveis serão aquelas com maior probabilidade de alcance da mancha. Destacam-se como modalidades mais vulneráveis na ocorrência deste evento a pesca de recursos pelágicos com vara e isca-viva e recursos demersais com espinhel de fundo, entre 100 e 1.000 m de profundidade e a pesca de recursos demersais com espinhel e redes de emalhar de superfície, realizada a partir de 200m de profundidade.

Ambas apresentam vulnerabilidade alta na região que vai desde a locação da SS P-52 até a altura do município de São Sebastião (São Paulo). A partir deste ponto, em direção sul, apenas a segunda modalidade citada permanece como de alta vulnerabilidade, até a região norte do Estado do Paraná. Neste trecho, a modalidade de pesca realizada entre as isóbatas de 100 e 1.000m apresenta vulnerabilidade baixa, com uma probabilidade máxima de 30% de alcance apenas em alguns trechos.

As áreas de pesca de recursos demersais com redes de emalhar de fundo e arrastos, concentradas entre 20 e 200 m de profundidade apresentam alta vulnerabilidade entre os municípios de Campos dos Goytacazes e a Região dos Lagos, no Rio de Janeiro. A partir deste ponto, a modalidade não sofre risco de ser atingida pela mancha no caso de um derramamento acidental de óleo.

Com relação às atividades turísticas, de acordo com as simulações realizadas, no caso da ocorrência de um derramamento acidental de óleo, as áreas a serem afetadas incluem a Região dos Lagos, a qual apresenta grande concentração turística. Entretanto, ressalta-se a baixa vulnerabilidade desta atividade, uma vez que a probabilidade de alcance na costa está abaixo de 5%.

3.4. Áreas Ecologicamente Sensíveis e Comunidades Biológicas

Quando o petróleo é derramado na água do mar, uma série de processos físicos, químicos e biológicos são passíveis de ocorrer. O espalhamento ocorre na interface água-ar e é caracterizado pela formação de um filme superficial; a evaporação; a solubilização; a emulsificação, caracterizada pela agregação e pelo aumento do peso e do volume de partículas; o fracionamento mecânico e a submersão, que consistem, respectivamente, na “quebra” e no “afundamento” das partículas devido a seu aumento de volume; a foto-oxidação, que pode transformar os hidrocarbonetos em outras substâncias como os aldeídos e a biodegradação, que consiste na degradação do petróleo por ação bacteriana.

As comunidades biológicas atingidas na eventual ocorrência de um acidente de derramamento de óleo consistem naquelas representantes tanto da região costeira, quanto da região oceânica. Os principais elementos do meio natural vulneráveis a um incidente dessa natureza são descritos a seguir, com base no Mapa de Vulnerabilidade (Figura 1).

Como um dos principais fatores na delimitação da área de alta sensibilidade, pode-se destacar o fenômeno da ressurgência na região de Cabo Frio, que determina características bióticas bastante peculiares em termos de costa brasileira, sendo responsável por carrear nutrientes para a zona fótica, enriquecendo a biota local. A extensão deste fenômeno alcança desde regiões mais ao sul (Saquarema e Araruama), até locais mais ao norte (Cabo de São Tomé), influenciando de forma significativa a dinâmica ambiental.

O enriquecimento das águas gerado pela ressurgência é refletido nos recursos pesqueiros, o que faz com que a região seja de grande importância econômica devido à sua oferta de pescado. Esta característica lhe confere um grau de vulnerabilidade alto, uma vez que a probabilidade de alcance da mancha é maior que 70%.

Podem ser observadas na região estudada, diversas espécies de interesse comercial, como atuns, bonitos, serras, cavalas, tainhas e sardinhas, espécies migratórias, que ocorrem tanto em regiões costeiras, quanto em oceânicas. Entre os demersais e pequenos pelágicos de águas profundas (mais de 100 m), destaca-se a presença de cerca de 70 espécies eminentemente oceânicas, algumas também de valor econômico, permitindo o desenvolvimento de atividades pesqueiras até regiões de até 2.000 m de profundidade.

Recursos pesqueiros provenientes da isóbata de até 100 metros apresentam média vulnerabilidade, em virtude da probabilidade média de alcance do óleo. Dentre os estoques pelágicos e demersais concentrados entre 100 e 2.000 m de profundidade, apresentam vulnerabilidade média a alta ao longo da região afetada pela mancha.

No que se refere à fauna de quelônios, essa área apresenta vulnerabilidade baixa, uma vez que a probabilidade de alcance da mancha em áreas de desova é inexistente e muito baixa em áreas que apresentam registros eventuais de migração das espécies *Caretta caretta*, *Chelonia mydas*, *Eretmochelys imbricata*, *Lepidochelys olivacea* e *Dermochelys coriacea*. *C. caretta* possui registros reprodutivos no Estado do Rio de Janeiro, utilizando o litoral compreendido entre a divisa com o Estado do Espírito Santo e o município de Carapebús (RJ) como área de desova. Ressalta-se inclusive a presença de uma base do projeto Tamar, localizada na praia do Farol de São Tomé, região não alcançada pela mancha.

São observadas, ainda, rotas de migração de cetáceos entre áreas de reprodução e áreas de alimentação, principalmente das baleias jubarte (*Megaptera novaeangliae*) e franca (*Eubalena australis*). A presença destas espécies é freqüente durante os meses de julho a novembro nas águas da costa brasileira, sendo ambas consideradas espécies vulneráveis pela *International Union for Conservation of Nature and Natural Resources* (IUCN, 2002).

Pequenos cetáceos utilizam águas costeiras e oceânicas da região da Bacia de Campos como área de residência ou de ocupação sazonal.

A localização da rota migratória de cetáceos na área possivelmente afetada por um derramamento de óleo confere um grau de vulnerabilidade mediano, uma vez que a resposta dos cetáceos a este tipo de agressão baseia-se no afastamento destas áreas. Ressalta-se que esta rota apresentada se refere a uma área de deslocamento, não havendo prejuízos nas atividades de alimentação e de reprodução destas espécies em casos de acidentes, uma vez que esta região não é utilizada para estes fins.

Os efeitos do petróleo nos ecossistemas marinhos são dependentes de uma série de variáveis como o tipo e a quantidade do petróleo lançado na água e características físico-químicas e biológicas dos locais atingidos. De um modo geral, as regiões mais abrigadas tendem a reter mais o petróleo do que as áreas mais abertas que permitem uma dispersão mais rápida.

A área potencialmente atingida por um derramamento nas condições supracitadas compreende áreas sobre o talude continental ao largo da costa brasileira entre o campo de Roncador e o estado de Santa Catarina. Essa região apresenta grande riqueza de táxons tanto para o plâncton quanto para o Bentos. Muitas espécies encontradas em levantamentos anteriores são pela primeira vez registradas para a região e, ainda, estão presentes espécies raras (com baixas densidades).

Inúmeros ecossistemas destacados como áreas prioritárias para conservação da região costeira e que sustentam importantes recursos pesqueiros, que dependem direta e indiretamente dos recursos oceânicos, podem ser destacados, como Armação de Búzios e Cabo Frio com espécies endêmicas e costões rochosos com fauna diversificada.

São listadas pelo IBAMA 111 espécies de aves costeiras ocorrentes na região sudeste, em função do seu grau de associação aos sistemas costeiros e marinhos. As ilhas costeiras da região sudeste são sítios de nidificação do trinta-réis *Sterna* spp, da pardela-de-asa-larga *Puffinus lherminieri*, do tesourão *Fregata magnificens*, do atobá *Sula leucogaster* e do gaivotão *Larus dominicanus*. As ilhas Comprida e de Cabo Frio caracterizam-se como áreas de extrema importância biológica, constituindo-se como locais de nidificação de diversas espécies de aves marinhas, principalmente gaivotas, além de ser uma importante área pesqueira, sendo áreas prioritárias para a conservação de aves costeiras. Destacam-se ainda as áreas de restingas de Arraial do Cabo e Cabo Frio e a restinga de Massambaba, todas localizadas na Região dos Lagos.

Quanto ao bentos da região costeira, destaca-se a ocorrência de crustáceos decápodes, moluscos, diversos equinodermas, poliquetas e cnidários. Com relação à fauna bentônica da região oceânica, destaca-se a presença de corais azooxantelados nas águas frias e escuras do talude, estando associados muitas vezes à presença de reservatórios de óleo e gás. Embora bastante diferentes dos recifes de corais tropicais, os corais de águas profundas apresentam grande importância ecológica devido à sua contribuição ao aumento na biodiversidade local.

A Convenção Oslo-Paris (1997) identificou os bancos de *L. pertusa* (corais de águas profundas presentes na região da Bacia de Campos) como um ecossistema de grande importância e sensibilidade, de pequeno poder de recuperação, que também estará sujeito à ação de um derramamento de óleo.

Ressalta-se que as áreas costeiras supracitadas foram então categorizadas como de vulnerabilidade mediana, uma vez que, apesar a baixa probabilidade de alcance da mancha de óleo, são áreas de alta sensibilidade ambiental.

3.5. Presença de Unidades de Conservação

Conforme pode ser observado na Figura 1, foram identificadas 9 (nove) unidades de conservação na região costeira potencialmente afetada por um derramamento de óleo de pior caso. Considerou-se para as unidades de conservação presentes entre os municípios de Armação de Búzios e de Arraial do Cabo, um grau de vulnerabilidade mediano. Para tanto, foram considerados a importância ecológica dos ecossistemas protegidos por unidades de conservação nesta região, a baixa probabilidade de alcance (< 5%) e o tempo decorrido entre o derramamento e a possibilidade de toque neste trecho, que é de cerca de 26 dias.

Figura 1. Mapa de vulnerabilidade.

4 - Treinamento de pessoal e exercícios de resposta

Durante a atividade de produção da P-52, no Campo de Roncador, é prevista a realização dos seguintes treinamentos e exercícios de resposta:

4.1 - Treinamento de pessoal

Este treinamento é destinado a todas as pessoas que compõem a Estrutura Organizacional de Resposta, sendo realizado antes do início da atividade de produção e também para todo novo integrante da EOR. Consiste na apresentação e discussão do conteúdo do PEI, abordando o planejamento das comunicações, ações de resposta, mobilização de recursos e realização de exercícios simulados. É o único treinamento aplicável aos Coordenadores de Comunicações, de Logística, de Relações com a Comunidade e Financeiro e ao Gestor Central, já que os conhecimentos técnicos necessários à execução de suas atribuições na EOR são compatíveis com as funções que estes exercem na estrutura organizacional da PETROBRAS.

Sempre que houver alteração nos procedimentos de resposta, decorrentes de reavaliação do PEI, os componentes da EOR envolvidos com os procedimentos modificados recebem novo treinamento.

O pessoal diretamente envolvido nos procedimentos operacionais de resposta à emergência, especialmente o Coordenador de Operações no Mar, o Coordenador de Operações em Terra e os Líderes de Equipe, recebem treinamento específico.

Recebem, também, o mesmo treinamento as pessoas que podem ser convocadas para apoio ao plano ou para substituição dos titulares, em caso de impedimento dos titulares ou da longa duração da faina.

A relação nominal das pessoas que receberam esse treinamento e que estão qualificadas para assumir as funções de Coordenador do Grupo de Operações no Mar, Coordenador do Grupo de Operações em Terra e Líder de Equipe, é apresentada no *Anexo 08*.

4.2 - Exercícios de resposta

4.2.1 - Tipos de simulados

Há três níveis diferentes de exercícios simulados de resposta:

- Nível 1 Realizado trimestralmente, a bordo da P-52, coordenado pelo Coordenador do Grupo de Operações da P-52;
- Nível 2 Realizado semestralmente, coordenado pelo Coordenador das Ações de Resposta (não envolve, necessariamente, o Grupo de Operações da P-52);
- Nível 3 Realizado anualmente, aborda exercícios completos de resposta, sendo coordenado pelo Gestor Central (não envolve, necessariamente, o Grupo de Operações da P-52).

A *Tabela 4* deste anexo apresenta as equipes envolvidas e o conteúdo de cada um dos exercícios simulados de resposta.

Tabela 4 - Tipos de Simulados

PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL		
TIPOS DE EXERCÍCIOS SIMULADOS		
	Equipes envolvidas	Conteúdo
NÍVEL 1 – TRIMESTRAL	<p>Grupo de Operações da P-52</p> <ul style="list-style-type: none"> – Coordenador do Grupo de Operações da P-52 – Equipe de Primeiros Socorros – Equipe de Parada de Emergência – Equipe de Limpeza – Equipe de Comunicações 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procedimento de alerta; ▪ Procedimento de comunicação do incidente; ▪ Procedimentos operacionais de resposta: <ul style="list-style-type: none"> – Interrupção da descarga de óleo; – Contenção e recolhimento do óleo derramado; – Monitoramento da mancha de óleo derramado; – Coleta e disposição dos resíduos gerados; – Mobilização/deslocamento de recursos; – Registro das ações de resposta.
NÍVEL 2 – SEMESTRAL	<p>Coordenação das Ações de Resposta</p> <ul style="list-style-type: none"> – Coordenador das Ações de Resposta – Grupo de Operações no Mar – Grupo de Operações em Terra – Coordenação de Logística 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procedimento de comunicação do incidente; ▪ Procedimentos operacionais de resposta: <ul style="list-style-type: none"> – Contenção do derramamento de óleo; – Proteção de áreas vulneráveis; – Monitoramento da mancha de óleo derramado; – Recolhimento do óleo derramado; – Dispersão mecânica e química; – Limpeza de áreas atingidas; – Coleta e disposição dos resíduos gerados; – Mobilização/deslocamento de recursos; – Obtenção e atualização de informações relevantes; – Registro das ações de resposta; – Proteção da fauna.
NÍVEL 3 – ANUAL	<p>EOR</p> <ul style="list-style-type: none"> – Gestor Central – Grupo de Operações de uma instalação marítima – Coordenação das Ações de Resposta – Grupo de Operações no Mar – Grupo de Operações em Terra – Coordenação de Logística – Coordenação de Comunicações – Coordenação Financeira – Coordenação de Relações com a Comunidade 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Procedimento de alerta; ▪ Acionamento da EOR; ▪ Procedimentos Operacionais de Resposta: <ul style="list-style-type: none"> – Comunicação do incidente; – Interrupção da descarga de óleo; – Contenção do derramamento de óleo; – Proteção de áreas vulneráveis; – Monitoramento da mancha de óleo derramado; – Recolhimento do óleo derramado; – Dispersão mecânica e química; – Limpeza de áreas atingidas; – Coleta e disposição dos resíduos gerados; – Mobilização/deslocamento de recursos; – Obtenção e atualização de informações relevantes; – Registro das ações de resposta; – Proteção das populações; – Proteção da fauna.

Obs.: os simulados nível 2 e nível 3 não envolvem, necessariamente, o Grupo de Operações da P-52.

4.2.2 - Execução dos simulados

A *Figura 2* deste anexo apresenta as etapas de realização dos exercícios simulados de resposta.

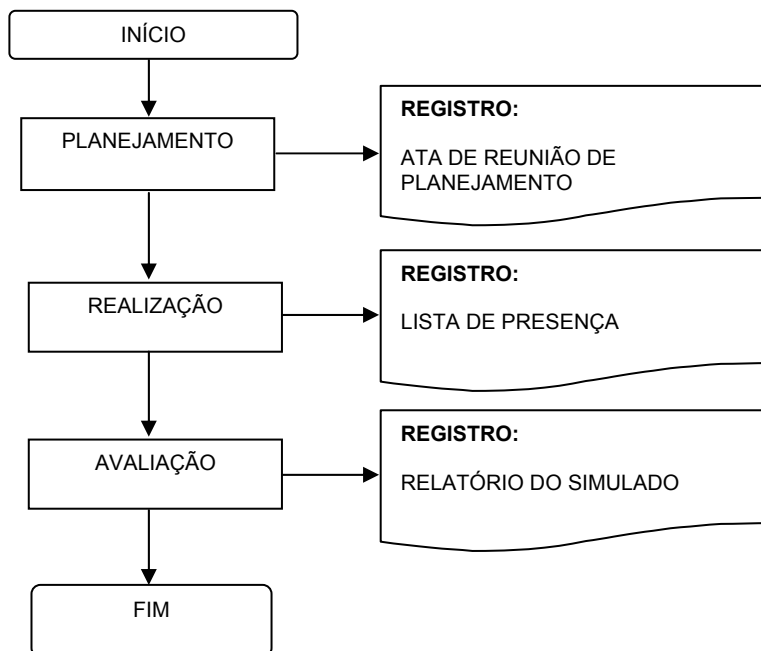


Figura 2- Fluxograma de execução dos exercícios simulados de resposta

4.2.2.1 - Planejamento do simulado

O coordenador do simulado deve reunir as equipes, planejar e discutir a execução dos procedimentos operacionais de resposta, considerando os cenários acidentais previstos e atentando para os impactos ambientais e acidentes pessoais que possam ser causados pelo próprio exercício. O Plano do simulado deve conter, no mínimo, as seguintes informações:

- a) Local, cenário acidental, ações das equipes, tempo previsto para chegada das equipes ao local e para controle total da emergência;
- b) Considerações sobre os riscos gerados pelo próprio simulado e o destino dos resíduos gerados durante a realização dos mesmos.

O planejamento deve ser divulgado pelo coordenador do simulado a todos os participantes.

Deve-se escolher um cenário acidental diferente para cada simulado, até completar o ciclo.

O registro desta etapa é a ata da reunião de planejamento, conforme *Anexo 27*.

4.2.2.2 - Realização do simulado

A realização dos exercícios simulados de resposta deve ocorrer de acordo com o planejamento feito e conforme os Procedimentos Operacionais de Resposta previstos no PEI.

Após a realização do simulado, tratar os eventuais resíduos gerados, conforme orientações do MGR – Manual de Gerenciamento de Resíduos.

O registro desta etapa é a lista de presença assinada pelos participantes e o relatório do simulado, conforme *Anexo 27*.

4.2.2.3 - Avaliação do simulado

A avaliação do simulado é feita em reunião de análise crítica com todos os coordenadores e líderes de equipe envolvidos, cujo objetivo é avaliar:

- A eficácia das ações planejadas e executadas durante a simulação, organização e tempo das ações de resposta;
- A eficácia dos recursos materiais e humanos envolvidos;
- A integração das equipes;
- O uso do sistema de comunicações;
- A disponibilidade dos equipamentos de resposta.

O registro desta etapa é a avaliação feita, conforme *Anexo 27*.

5 - Referências Bibliográficas

- *Resolução CONAMA Nº 293/02*
- *AEA Technology plc, 2000 Environmental Behaviour and Dispersibility of Kashagan Crude, December, 2000.*
- *Applied Science Associates, Inc. (ASA), 2000. Internal comparison study of NOAA/NCEP atmospheric model predictions with Trinidad airport wind record.*
- *Applied Science Associates, Inc.(ASA) , 1998. Final report for ASA 97-136.*
- *Applied Science Associates, Inc.(ASA) , 1997. OILMAP users manual Applied Science Associates, Inc., Narragansett, RI..*
- *Applied Science Associates, Inc. (ASA), 1996. Technical Manual for Spill Impact Modeling (SIMAP), Version W1.0, Applied Science Associates, Inc., Narragansett, RI.*
- *Castro Filho, B.M.C.& Miranda, L. B., 1998. Physical Oceanography of the Western Atlantic Continental Shelf located between 40° N and 34° S. The Sea. John Wiley & Sons, Inc. 11:209-251.*
- *Delvigne, G.A.L., and L.J.M. Hulsen, 1994. Simplified laboratory measurement of oil dispersion coefficient – Application in computations of natural oil dispersion. Proceedings of the Seventeenth Arctic and Marine Oil Spill Program, Technical Seminar, June 8-10, 1994, Vancouver, BC Canada, pp. 173-187.*
- *Delvigne, G.A.L., and C.E. Sweeney. 1988. Natural dispersion of oil. Oil & Chemical Pollution 4 (1988) 281-310.*
- *French, D. E. Howlett, and D. Mendelsohn, 1994. Oil and Chemical impact model system description and application, 17th Arctic and Marine Oil Spill Program, Technical Seminar, June 8-10, 1994, Vancouver, British Columbia, Canada, pp 767-784.*

- Jayko, K. And E. Howlett, 1992. *OILMAP an interactive oil spill model*, OCEANS 92, October 22-26, 1992, Newport, RI.
- Kirstein, B., J. R. Clayton, C. Clary, J. R. Payne, D. McNabb, G. Fauna, and R. Redding, 1985. *Integration of suspended particulate matter and oil transportation study*, Mineral Management Service, Anchorage, Alaska.
- Kolluru, V., M. L. Spaulding, and E. Anderson, 1994. *A three dimensional subsurface oil dispersion model using a particle based technique*, 17th Arctic and Marine Oil Spill Program, Technical Seminar, June 8-10, 1994, Vancouver, British Columbia, Canada, pp. 767-784.
- Lima, J. A. M. , 1997. *Oceanic Circulation on the Brazilian Shelf Break and Continental Slope at 22°S*. Tese de doutorado. University of New South Wales, Austrália.
- Mackay, D., S. Paterson, and K. Trudel, 1980. *A mathematical model of oil spill behavior*, Department of Chemical Engineering, University of Toronto, Canada, 39 pp.
- Mackay, D., W. Shui, K. Houssain, W. Stiver, D. McCurdy, and S. Paterson, 1982. *Development and calibration of an oil spill behavior model*, Report No. CG-D027-83, US Coast Guard Research and Development Center, Groton, CT.
- Reed, M., E. Gundlach, and T. Kana, 1989. *A coastal zone oil spill model: development and sensitivity studies*, Oil and Chemical Pollution, Vol. 5, p. 411-449.
- Signorini, S. S., 1978. *On the Circulation and volume transport of the Brazil Current between Cape of São Tomé and Guanabara Bay*. Deep Sea Res., 25, 481-490.
- Spaulding, M. L., E. Howlett, E. Anderson, and K. Jayko, 1992a. *OILMAP a global approach to spill modeling*. 15th Arctic and Marine Oil Spill Program, Technical Seminar, June 9-11, 1992, Edmonton, Alberta, Canada, p. 15-21.
- Spaulding M. L., E. Holwett, E. Anderson, and K. Jayko, 1992b. *Oil spill software with a shell approach*. Sea Technology, April 1992. P. 33-40.
- Spaulding, M.L., E.L. Anderson, T. Isaji and E. Howlett, 1993. *Simulation of the oil trajectory and fate in the Arabian Gulf from the Mina Al Ahmadi Spill*, Marine Environmental Research, Vol. 36, No. 2, p. 79-115.
- Spaulding, M. L., V. S. Kolluru, E. Anderson, and E. Howlett, 1994. *Application of three dimensional oil spill model (WOSM/OILMAP) to hindcast the Braer spill*, Spill Science and Technology Bulletin, Vol. 1., No. 1, 23-35.
- Spaulding, M. L., T Opishinski, E. Anderson, E. Howlett, and D. Mendelsohn, 1996a. *Application of OILMAP and SIMAP to predict the transport and fate of the North Cape spill*, Narragansett, RI. 19th Arctic and Marine Oil Spill Program, Technical Seminar, June 12-14, 1996, Calgary, Alberta, Canada, p. 745-776.
- Spaulding, M. L., T. Opishinski, and S. Haynes, 1996b. *COASTMAP: An integrated monitoring and modeling system to support oil spill response*, Spill Science and Technology Bulletin, Vol. 3, No. 3, pp. 149-169.
- Wheeler, R.B., 1978. *The fate of petroleum in the marine environment*. Exxon Production Research Company, Special report, August.

6 - Responsáveis Técnicos pela elaboração do Plano de Emergência Individual

NOME	REGISTRO PROFISSIONAL	CADASTRO IBAMA	ASSINATURA
Rubinei Rodrigues	DRT 14761/94	60.052	
Carlos Lacerda de Souza (colaborador)	CREA/RJ 165331/D	200604	

7 - Responsáveis Técnicos pela execução do Plano de Emergência Individual

O Responsável Técnico pela execução deste Plano é o Gestor Central, César Luiz Palagi.