

1 - Introdução

O processo de produção de óleo e gás a ser realizado no campo de Albacora Leste, Bacia de Campos, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*), denominada PETROBRAS 50 (P-50) e um sistema submarino composto por linhas de fluxo do processo (produção, injeção de gás lift, injeção de água e umbilicais) e estruturas submarinas (árvores de natal – ANM e PLET – Pipeline End Terminal). A Unidade está ancorada em lâmina d'água de 1.240 metros, e utiliza o sistema DICAS (*Differentiated Compliance Anchoring System*), com 18 pontos de ancoragem do tipo estaca Torpedo.

A P-50 recebe a produção de 18 poços, possuindo instalações para processar e estabilizar 180 mil barris de petróleo e 6 milhões de Nm³ de gás por dia. O petróleo processado é medido e armazenado nos tanques de carga da P-50, de onde é descarregado para navios aliviadores numa frequência de média semanal. A capacidade máxima de armazenamento de óleo é de 2 milhões de barris.

O gás associado produzido é comprimido, desidratado e utilizado tanto como gás combustível quanto para elevação artificial nos poços (gás *lift*). O excedente é exportado para o continente através de um gasoduto que liga a P-50 ao PLAEM de Roncador. A água produzida é descartada no mar após tratamento adequado.

2 - Identificação e avaliação dos riscos

A P-50 foi derivada da conversão de um navio de transporte de petróleo, do tipo VLCC (*Very Large Crude Carrier*). A conversão, que caracterizou a embarcação como um FPSO transformou o antigo VLCC em uma nova embarcação, dotando-a de um novo sistema de ancoragem, planta de processo e todas as facilidades de produção, não possuindo esta, 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-50.

Tabela 1 - Tanques e equipamentos da P-50

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 nº 1 Bombordo	Pressão atmosférica	Óleo diesel marítimo	1495	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de óleo diesel nº 2 Boreste	Pressão atmosférica	Óleo diesel marítimo	1845	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de distribuição de óleo diesel Bombordo	Pressão atmosférica	Óleo diesel marítimo	351	Não existente	Sem ocorrência

Tanque de carga nº 1 Central	Pressurizado	Petróleo	31565	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 2 Central	Pressurizado	Petróleo	18052	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 3A Central	Pressurizado	Petróleo	18052	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 4 Central	Pressurizado	Petróleo	36102	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 5 Central	Pressurizado	Petróleo	17366	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 1 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	8653	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 1 Boreste	Pressurizado	Petróleo	8653	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 2 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	14424	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 2 Boreste	Pressurizado	Petróleo	14424	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 3 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	14581	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 3 Boreste	Pressurizado	Petróleo	14581	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 4 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	14581	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 4 Boreste	Pressurizado	Petróleo	14581	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 5 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	14581	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 5 Boreste	Pressurizado	Petróleo	14581	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 6 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	14573	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 6 Boreste	Pressurizado	Petróleo	14573	Não existente	Sem ocorrência

Tanque de carga nº 7 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	14118	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 7 Boreste	Pressurizado	Petróleo	14118	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 8 Bombordo	Pressurizado	Petróleo	8172	Não existente	Sem ocorrência
Tanque de carga nº 8 Boreste	Pressurizado	Petróleo	8172	Não existente	Sem ocorrência
SG-122301 A/B	Separadores de produção	Petróleo	110	N.D.	Sem ocorrência
SG-122302 A/B	Separadores atmosféricos	Petróleo	56	N.D	Sem ocorrência
SG-121201	Separador de Teste	Petróleo	9	N.D	
TO-122301 A/B	Tratadores eletrostáticos	Petróleo	222	N.D	Sem ocorrência
V-TO-122301 A/B	Vaso flash (tratadores eletrostáticos)	Petróleo	14	N.D	Sem ocorrência
P-121201	Aquecedor de teste	Petróleo	3	N.D	Sem ocorrência
P-122301 A/B	Pré-aquecedores óleo/água	Petróleo	4	N.D	Sem ocorrência
P-122302 A/B	Pré-aquecedores óleo/óleo	Petróleo	5	N.D	Sem ocorrência
P-122303 A/B	Aquecedores de produção	Petróleo	8	N.D	Sem ocorrência
P-122304 A/B	Aquecedores de óleo	Petróleo	7	N.D	Sem ocorrência

(1) Capacidade máxima em operação

(2) N.D. – Não disponível (em fase de detalhamento do projeto)

Tabela 2 - Linhas submarinas da P-50

Identificação	Diâmetro e extensão	Tipo de óleo transportado	Origem e destino	Temperatura(°C), Vazão (m3/d) e Pressão (kgf/cm²) de operação *	Data e causa de incidentes anteriores
Linha de produção do poço 1-P-1	6" – 4,49 Km	Petróleo	Poço 1-P-1/ FPSO P-50	40 2.400 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-2	6" – 6,19 Km	Petróleo	Poço 1-P-2/ FPSO P-50	40 2.500 13	Sem ocorrência
Linha de produção do	6" – 5,53 Km	Petróleo	Poço 1-P-3/ FPSO P-50	30 1.670	Sem ocorrência

poço 1-P-3				13	
Linha de produção do poço 1-P-4	6" – 7,67 Km	Petróleo	Poço 1-P-4/ FPSO P-50	30 1.750 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-5	6" – 5,51 Km	Petróleo	Poço 1-P-5/ FPSO P-50	40 2.500 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-6	6" – 5,275 Km	Petróleo	Poço 1-P-6/ FPSO P-50	30 1.700 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-8	6" – 3,715 Km	Petróleo	Poço 1-P-8/ FPSO P-50	40 2.500 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-9	6" – 4,89 Km	Petróleo	Poço 1-P-9/ FPSO P-50	40 2.500 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-10	6" – 3,155 Km	Petróleo	Poço 1-P-10/ FPSO P-50	40 2.500 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-12	6" – 4,29 Km	Petróleo	Poço 1-P-12/ FPSO P-50	35 1.900 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-13	6" – 5,345 Km	Petróleo	Poço 1-P-13/ FPSO P-50	35 1.900 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-14	6" – 5,415 Km	Petróleo	Poço 1-P-14/ FPSO P-50	30 1.480 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-15	6" – 5,275 Km	Petróleo	Poço 1-P-15/ FPSO P-50	30 1.440 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 1-P-16	6" – 5,85 Km	Petróleo	Poço 1-P-16/ FPSO P-50	40 2.200 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 2-P-1	6" – 5,66 Km	Petróleo	Poço 2-P-1/ FPSO P-50	40 2.500 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 2-P-6	6" – 6,905 Km	Petróleo	Poço 2-P-6/ FPSO P-50	30 1.350 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 2-P-7	6" – 7,8 Km	Petróleo	Poço 2-P-7/ FPSO P-50	30 1.620 13	Sem ocorrência
Linha de produção do poço 4-RJS-477A	6" – 6,87 Km	Petróleo	Poço 4-RJS-477A/ FPSO P-50	20 900 13	Sem ocorrência

Tabela 3 - Operações de carga e descarga que envolvem a P-50

Tipo de operação	Meio de Movimentação	Tipo de óleo transferido	Vazão máxima de transferência	Data e causa de incidentes anteriores
Descarga de óleo cru (<i>offloading</i>)	Navio aliviador	Petróleo	6.500 m ³ /h	Sem ocorrência
Carga de Diesel Marítimo	Rebocador	Diesel Marítimo	100m 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*.

Hipótese Acidental 01, 09, 11, 123, 2814, 30, 89	Liberação de óleo cru - Linhas de produção
Causa	Vazamento, incêndio, colisão, queda de objeto
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 179, 21, 253, 29731	Liberação de óleo cru - Linhas de produção
Causa	Vazamento, incêndio, colisão, queda de objeto
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	Entre 8 m ³ e 200 m ³

Hipótese Acidental 02, 135	Liberação de óleo cru - Linhas de produção
Causa	Ruptura da linha, incêndio, colisão, queda de objeto, perda de ancoragem
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipótese Acidental 54, 5849, 52, 53	Liberação de óleo - Sistema de <i>Flare</i>
Causa	Arraste de condensado; Descontrole do nível alto do vaso de alta do <i>Flare</i> .
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 65, 95, 10960, 91, 101	Liberação de óleo diesel
Causa	Vazamento na linha, colisão
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 926	Liberação de óleo diesel
Causa	Vazamento na linha, colisão
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	Entre 8 e 200 m ³

Hipótese Acidental 110102	Liberação de óleo diesel
Causa	Ruptura da linha, colisão
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipótese Acidental 815, 87, 88	Liberação de óleo - Tanques
Causa	Vazamento nos suspiros, explosão, colisão
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 86, 10282	Liberação de óleo - Tanques
Causa	incêndio ou explosão
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipótese Acidental 80	<u>Liberação de óleo – Sistema de tratamento de água de drenagem</u>
Causa	<u>Ruptura na linha, queda de objetos</u>
Tipo de óleo derramado	<u>Petróleo</u>
Regime de derramamento	<u>Contínuo</u>
Volume derramado	<u>< 8 m³</u>

Hipótese Acidental 85, 87	Liberação de óleo - Offloading
Causa	Vazamento na linha, colisão com embarcações, erro na lavagem da linha, após <i>offloading</i>
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	< 8 m ³

Hipótese Acidental 86	Liberação de óleo - Offloading
Causa	Vazamento na linha, colisão com embarcações, erro na lavagem da linha, após <i>offloading</i>
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	Entre 8 e 200 m ³

Hipótese Acidental 88, 98, 99, 100	Liberação de óleo
Causa	Ruptura da linha, colisão com embarcações, Deslocamento excessivo do Navio Aliviador.
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

Hipótese Acidental 94	Emborcamento do FPSO
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 m ³

Hipótese Acidental 95	Afundamento do FPSO
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 m ³

Hipótese Acidental 96	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 m ³

Hipótese Acidental 103	Vazamento de óleo por blow-out do poço 1P8.
Causa	Perda de controle do poço
Tipo de óleo derramado	Petróleo
Regime de derramamento	Contínuo
Volume derramado	> 200 m ³

2.2.1 - Descarga de pior caso

A soma da capacidade máxima de estocagem dos tanques de carga do FPSO P-50 e dos seus equipamentos e tubulações é de 335.208 m³ de óleo cru e 3.766 m³ de diesel.

Os poços interligados ao FPSO P-50 são surgentes, porém o poço produtor que apresenta maior vazão é o 1P-8, cuja produção num período de 30 dias foi estimada em 61.200 m³.

Para estimativa desse valor, foi utilizada a curva de produção, na fase de pico, constante do EIA do empreendimento. Essa curva é determinada através da utilização do Simulador de Comportamento do Reservatório - "ECLIPSE", adotado pela Petrobras. Nesse simulador são alimentados dados sísmicos, de reservatório, de controles da plataforma, características previstas dos poços, dados de laboratório e dados oriundos do setor de Elevação e Escoamento.

Outro software utilizado, para a estimativa do cálculo da produção e das condições de blow out, é o software " Well Flo versão 3.6 - C ", da empresa EPS (Edinburgh Petroleum Services Limited) adotado pela Gerência de Elevação e Escoamento do Ativo de Albacora Leste. Esse software é um programa de análise nodal que verifica o comportamento de fluidos em poços de petróleo. Esse comportamento é modelado em termos de pressão e temperatura dos fluidos, como uma função da vazão e das propriedades dos mesmos. O programa leva em consideração como variáveis, dados do reservatório, da completção do poço e dados de superfície. A partir da combinação desses dados de entrada com as propriedades dos fluidos, são calculadas as vazões previstas dos poços.


Foram adotados os seguintes dados relativos ao poço:

Pressão estática do reservatório = 260 kgf/cm²;

Índice de produtividade (IP) = 120 m³/dia/kgf/cm²;

Profundidade do poço = 2.504 m;

Assumiu-se que o descontrole do poço (blow out) se daria no nível de ANM, à aproximadamente 1.100 m abaixo do nível do mar. Nessas condições, a vazão inicial obtida foi de, aproximadamente, 2.485 m³/dia de óleo, decrescendo para uma vazão de 1.750

 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS	PEI FPSO P-50 Anexo 02	Informações Referenciais Seção 9 de 18
---	---	---

m³/dia ao final de 30 dias, resultando no volume total acumulado acima especificado (61.200 m³).

Considerou-se que a ocorrência de *blow out* em um dos poços interligados ao FPSO P-50 não representaria risco à unidade, uma vez que o poço mais próximo está a cerca de 2 km de distância e o FPSO P-50 não realiza intervenções sobre os mesmos. Além disso, cada poço é equipado com duas válvulas de bloqueio do tipo “falha-fecha” em cada circuito. Eventual falha de qualquer dessas válvulas determinará o fechamento automático do poço.

Com o objetivo de dimensionar adequadamente e de maneira conservadora os recursos de resposta, para a descarga de pior caso foi considerada a soma da capacidade máxima de todos os tanques de estocagem e tubulações a bordo do FPSO P-50, por ser esse volume maior, quando comparado com o volume estimado decorrente da perda de controle do poço.

Portanto, para o FPSO P-50, o volume da descarga de pior caso é 335.208 m³ de óleo cru e 3.766 m³ de diesel.

3 - Análise de Vulnerabilidade

A determinação de áreas passíveis de serem atingidas por derramamentos de óleo originados na P-50 foi realizada com base nos resultados da modelagem efetuada para a descarga de pior caso, apresentados no *Anexo 03*.

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 avaliar áreas que apresentam, basicamente, as seguintes características: (1) presença de concentrações humanas; (2) rotas de transporte marítimo; (3) áreas de importância socioeconômica e (4) áreas ecologicamente sensíveis e comunidades biológicas.

A Figura 1 identifica as características consideradas na análise de vulnerabilidade para as áreas potencialmente passíveis de interferência causada por derramamento de óleo. A região oceânica atingida por um potencial derramamento compreende áreas sobre o talude continental ao largo da costa brasileira entre Campos dos Goytacazes e o limite entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Cabe ressaltar que a avaliação da vulnerabilidade ambiental foi feita a partir da conjugação de dois fatores: a probabilidade da pluma de óleo atingir áreas com características ambientais relevantes e a sensibilidade ambiental da área potencialmente passível de ser atingida.

3.1 - Presença de Concentrações Humanas

A região da Bacia de Campos apresenta, hoje, uma grande concentração de unidades de exploração e produção de hidrocarbonetos, ao contrário da região da bacia de Santos. No caso de um vazamento destas proporções, as unidades em atividade na área atingida pela pluma poderão ter sua rotina de atividades alterada, sendo, portanto, consideradas como áreas vulneráveis a incidentes de vazamento de óleo. Encontram-se nas adjacências da pluma, 36 unidades de produção em operação e cinco unidades em licenciamento.

3.2 - Rotas de Transporte Marítimo

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

A infra-estrutura portuária poderá ser afetada em decorrência das possíveis modificações de rotas de embarcações, que poderão vir a demandar outros portos, que não os usualmente utilizados. Esta alteração de itinerários poderá vir a 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 pluma, 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 ocorrer 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, assim, indiretamente na realização destas atividades.

Neste caso, as áreas mais vulneráveis serão aquelas com maior probabilidades de alcance da mancha. Destaca-se como modalidade mais vulnerável na ocorrência deste evento a pesca com espinhel e redes de emalhar de superfície acima de 200m de profundidade, podendo ser atingida na região compreendida entre Campos dos Goytacazes e o limite dos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Esta é seguida pela modalidade de pesca com vara e isca-viva e com espinhel de fundo entre 100 e 1000 m, alcançada pela pluma na mesma região descrita acima, ainda que com probabilidades mínimas. A modalidade de pesca com redes de emalhar de fundo e arrasto entre 20 e 200 metros sofre interferência apenas na região entre o Cabo de São Tomé e o município de Içara (SC), também com baixa probabilidade de alcance da pluma.

Com relação às atividades turísticas, de acordo com as simulações realizadas, no caso da ocorrência de um derramamento acidental de óleo, as áreas com até 10% de probabilidade de serem afetadas incluem as regiões de maior concentração turística, sendo elas: Quissamã e Carapebús e os municípios de Rio da Ostras, Armação dos Búzios, Cabo Frio e Arraial do Cabo (pertencentes à chamada Região dos Lagos), sendo seguidos por áreas de menor vulnerabilidade, que incluem os municípios do Rio de Janeiro e Angra dos Reis (incluindo Ilha Grande), com até 5% de probabilidade de serem atingidas, e os municípios de Ubatuba, Caraguatatuba, São Sebastião e Ilhabela (com menos de 1% de chance de serem atingidos).

3.4 - Áreas Ecologicamente Sensíveis e Comunidades Biológicas

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).

 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS	PEI FPSO P-50 Anexo 02	Informações Referenciais Seção 11 de 18
---	---	--

Na região avaliada, podem ser observadas diversas espécies de interesse comercial, como atuns, bonitos, serras, cavalas, tainhas e sardinhas, que são espécies migratórias, ocorrendo tanto em regiões costeiras quanto em regiões 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 em regiões de até 2.000 m de profundidade.


No que se refere à fauna de quelônios, essa área é de alta relevância na medida em que, na região oceânica, são registradas rotas migratórias e, na região costeira, áreas de alimentação das espécies *Caretta caretta*, *Chelonia mydas*, *Eretmochelys imbricata*, *Lepidochelys olivacea* e *Dermochelys coriacea*.

São observadas, ainda, rotas de migração de cetáceos entre áreas de reprodução, mais ao norte, e áreas de alimentação, mais ao sul, principalmente das baleias jubarte (*Megaptera novaeangliae*) e franca (*Eubalaena 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, 1996 *apud* Zerbini *et al.*, 1999).

Quanto ao bentos da região costeira, destaca-se a ocorrência de crustáceos decápodes, moluscos, diversos equinodermas, poliquetas e cnidários. Alterações decorrentes de impacto ambiental influenciariam diretamente a ecologia destes organismos.

Com relação ao bentos da região oceânica, destaca-se, nas águas frias e escuras do talude, a presença de corais azooxantelados, que vem merecendo destaque em diversos trabalhos, 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 (OSPAR, 1997).

Figura 1. Mapa de vulnerabilidade.

 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS	PEI FPSO P-50 Anexo 02	Informações Referenciais Seção 13 de 18
---	---	--

4 - Treinamento de pessoal e exercícios de resposta

Durante a atividade de produção da P-50, no Campo de Albacora Leste, 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-50, coordenado pelo Coordenador do Grupo de Operações da P-50;
- Nível 2 Realizado semestralmente, coordenado pelo Coordenador das Ações de Resposta (não envolve, necessariamente, o Grupo de Operações da P-50);
- Nível 3 Realizado anualmente, aborda exercícios completos de resposta, sendo coordenado pelo Gestor Central (não envolve, necessariamente, o Grupo de Operações da P-50).

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-50</p> <ul style="list-style-type: none"> – Coordenador do Grupo de Operações da P-50 – 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-50.

4.2.2 - Execução dos simulados

A *Figura 1* deste anexo apresenta as etapas de realização dos exercícios simulados de resposta.

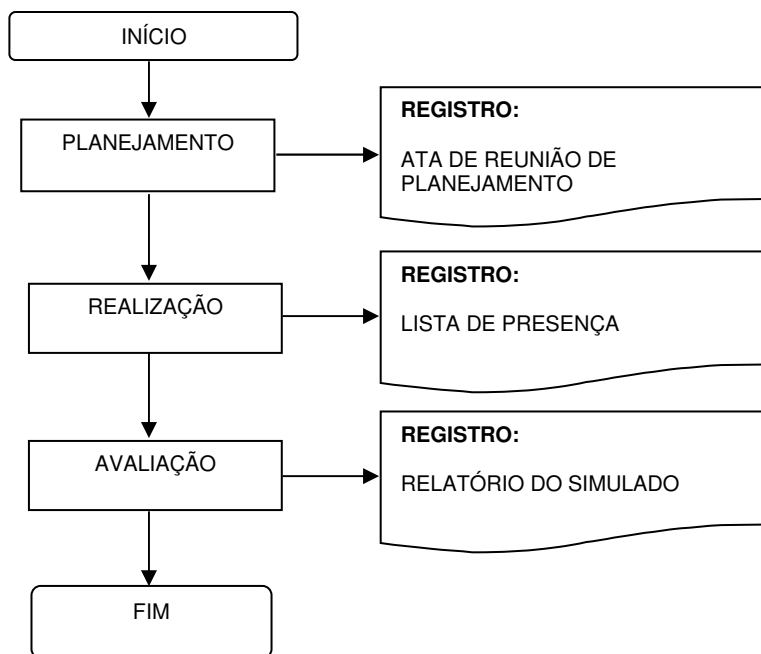


Figura 1- Fluxograma de execução dos exercícios simulados de resposta

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:

- Local, cenário acidental, ações das equipes, tempo previsto para chegada das equipes ao local e para controle total da emergência;
- 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.

 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS	PEI FPSO P-50 Anexo 02	Informações Referenciais Seção 16 de 18
---	---	--

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,*

 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS	PEI FPSO P-50 Anexo 02	Informações Referenciais Seção 17 de 18
---	---	--

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.

 PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS	PEI FPSO P-50 Anexo 02	Informações Referenciais Seção 18 de 18
---	---	--

- *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
Ana Paula Athanazio Coelho	CRQ RJ N° 03314958	198420	
Benicio Claudino Barbosa	CREA RJ N°22408	210882	

7 - Responsáveis Técnicos pela execução do Plano de Emergência Individual

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