



UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO DE CIÊNCIAS HUMANAS E NATURAIS
DEPARTAMENTO DE OCEANOGRAFIA E ECOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM OCEANOGRAFIA

TAYNÁ ROSA MARTINS

**A INTERAÇÃO ÓLEO-SEDIMENTO NO FUNDO OCEÂNICO
APÓS UM DERRAMAMENTO HIPOTÉTICO NA ÁREA DO PRÉ-
SAL DO ESPÍRITO SANTO (CAMPO DE JUBARTE)**

VITÓRIA
2011

TAYNÁ ROSA MARTINS



A INTERAÇÃO ÓLEO-SEDIMENTO NO FUNDO OCEÂNICO APÓS UM DERRAMAMENTO HIPOTÉTICO NA ÁREA DO PRÉ-SAL DO ESPÍRITO SANTO (CAMPO DE JUBARTE)

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Oceanografia, do Departamento de Oceanografia e Ecologia (DOC) da Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Oceanografia.
Orientador: Prof. Dr. Renato David Ghisolfi.

VITÓRIA
2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO DE CIÊNCIAS HUMANAS E NATURAIS
DEPARTAMENTO DE OCEANOGRAFIA E ECOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM OCEANOGRAFIA

TAYNÁ ROSA MARTINS

A INTERAÇÃO ÓLEO-SEDIMENTO NO FUNDO OCEÂNICO APÓS UM
DERRAMAMENTO HIPOTÉTICO NA ÁREA DO PRÉ-SAL DO ESPÍRITO
SANTO (CAMPO DE JUBARTE)

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. Renato David Ghisolfi
ORIENTADOR – UFES/DOC

Prof. Dr. Renato Rodrigues Neto
EXAMINADOR INTERNO – UFES/DOC

Msc. Ângelo Teixeira Lemos
EXAMINADOR EXTERNO – NAUTILUS – Inteligência Costeira e Oceânica

A INTERAÇÃO ÓLEO-SEDIMENTO NO FUNDO OCEÂNICO APÓS UM
DERRAMAMENTO HIPOTÉTICO NA ÁREA DO PRÉ-SAL DO ESPÍRITO SANTO
(CAMPO DE JUBARTE)

por

Tayná Rosa Martins

Submetido como requisito parcial para a obtenção de grau de

Oceanógrafa

na

Universidade Federal do Espírito Santo

Dezembro de 2011

© Tayná Rosa Martins

Por meio deste, a autora confere ao Colegiado do Curso de Oceanografia e ao Departamento de Oceanografia e Ecologia da UFES permissão para reproduzir e distribuir cópias parciais ou totais deste documento de trabalho de conclusão de curso para fins não comerciais.

Assinatura da autora

Curso de graduação em Oceanografia
Universidade Federal do Espírito Santo
9 de Dezembro de 2011

Certificado por.....

Prof. Dr. Renato David Ghisolfi
Orientador

Certificado por

Prof. Dr. Renato Rodrigues Neto
Examinador Interno - DOC/UFES

Certificado por

Msc. Angelo Teixeira Lemos
Examinador Externo – NAUTILUS – Inteligência Costeira e Oceânica

Aceito por

Ângelo Fraga Bernadino
Prof. Adjunto/Coordenador do Curso de Oceanografia
Universidade Federal do Espírito Santo
CCHN/DOC/UFES

Aos meus pais, Ronaldo e Eida,
minhas motivações.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelas bênçãos concedidas.

Aos meus pais e aos meus irmãos, Ronaldo, Eida, Ronan e Thaís, por sempre acreditar mais em mim do que eu mesma.

Ao João Pedro, meu namorado, companheiro e co-autor deste trabalho (rs), por estar ao meu lado a todo momento.

Aos meus amigos, pelos momentos de descontração em meio de tanta preocupação.

Aos amigos que fiz durante o curso, sem vocês não teria tido a menor graça.

Ao meu orientador, Renato Ghisolfi, pela paciência, confiança e aprendizado a mim repassado.

À minha co-orientadora, Priscila Farias, por ter acrescentado muito neste trabalho.

Ao Prof. Ângelo Bernadino, Prof. Renato Neto e Msc. Ângelo Lemos, pelas contribuições a este trabalho.

A todos os professores que colaboraram com minha formação.

A Agência Nacional de Petróleo (ANP) pela bolsa de iniciação científica concedida.

Enfim, agradeço a todos que colaboraram de alguma forma ao longo desses 4 anos.

“Pelo contrário, em primeiro lugar
busquem o Reino de Deus e sua justiça,
e Deus dará a vocês, em acréscimo, todas essas coisas.”
Mateus 6: 33.

RESUMO

O intenso desenvolvimento das atividades da indústria petrolífera implica no aumento da probabilidade de ocorrência de derramamentos acidentais de óleo no mar. Esse tipo de acidente pode causar sérias consequências ao meio ambiente e por isso atrai diversas áreas de pesquisa científica. Uma das ferramentas mais eficientes de minimização dos danos ambientais provocados por derramamentos de óleo é a modelagem computacional. O estudo do processo de sedimentação do óleo torna-se importante, pois devido às suas características hidrofóbicas e resistentes podem permanecer no substrato por meses e até anos. Nesse contexto, o presente estudo propôs aplicar o modelo OSCAR com o intuito de estudar a evolução temporal e espacial de um derramamento hipotético de óleo, analisando as possíveis influências do tipo de sedimento do fundo no intemperismo e acúmulo do óleo sedimentado. O tempo de derramamento das simulações foi de 30 dias com volume de 66.614 m³ de óleo. Cenários probabilísticos foram elaborados a fim de subsidiar a escolha das datas de início das simulações determinísticas. Dois cenários determinísticos de derramamento foram simulados com duração de 20 anos, um para cada conjunto de dados meteoceanográficos referentes aos meses de Janeiro, Fevereiro e Março do ano de 1998 (verão) e Junho e Julho de 1998 (inverno). Os resultados das simulações mostraram que o comportamento físico-químico do óleo asfaltênico no mar está diretamente ligado às condições meteorológicas e oceanográficas incorporadas ao modelo OSCAR. Constatou-se que a quantidade do óleo que chega ao fundo marinho é consequência do que não é removido da superfície da água por evaporação e da grade do modelo por advecção, penetra e se desloca na coluna d'água e, por fim, atinge os sedimentos. Porém, não pôde ser observada uma relação entre a quantidade e permanência do óleo com o tipo de sedimento como sugerido pela bibliografia, impedindo de afirmar que o intemperismo do óleo sedimentado calculado pelo modelo OSCAR seja sensível à faciologia do fundo ao nível de detalhamento que foi requerido neste trabalho.

Palavras-chaves: modelagem computacional, modelo OSCAR, dispersão do óleo no mar, óleo asfaltênico.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa contendo as fácies sedimentares da plataforma continental e do talude superior adjacente aos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro..	17
Figura 2 - Representação esquemática do Sistema Corrente do Brasil e as massas de água presentes na região.....	19
Figura 3 – Classificação dos hidrocarbonetos quanto à sua estrutura.....	22
Figura 4 – Processos físicos, químicos e biológicos que acontecem durante um derramamento de óleo no mar.	24
Figura 5 - Sequência dos cenários simulados.....	30
Figura 6 - Padrão de circulação superficial para o período do verão	31
Figura 7 - Padrão de circulação a 200 m de profundidade para o período do verão.....	32
Figura 8 - Padrão de circulação atmosférica para o período do verão.....	33
Figura 9 - Padrão de circulação superficial para o período do inverno	34
Figura 10 - Padrão de circulação a 200m de profundidade para o período do inverno..	35
Figura 11 - Padrão de circulação atmosférica para o período do inverno.	36
Figura 12 – A grade utilizada nas simulações mostrando a batimetria local.	37
Figura 13 - Mapa probabilístico mostrando a área superficial marinha atingida após um derramamento de 66.614m ³ de óleo por 30 dias no período sazonal de verão.	43
Figura 14 – Mapa probabilístico mostrando a área superficial marinha atingida após um derramamento de 66.614m ³ de óleo por 30 dias no período sazonal de inverno.	44
Figura 15 – Mapa de deslocamento do óleo na coluna d'água para o cenário de verão	46
Figura 16 – Mapa dos locais de deposição do óleo no sedimento para o cenário de verão.	47
Figura 17 – Concentração de óleo no sedimento (em mg/m ²) ao longo do Transecto 1 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de verão.....	48

Figura 18 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m ²) ao longo do Transecto 2 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de verão.	48
Figura 19 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m ²) ao longo do Transecto 3 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de verão.	49
Figura 20 – Quantidade (em toneladas) de óleo depositado no sedimento durante 20 anos para o cenário de verão.	50
Figura 21 – Quantidade (em toneladas) dos componentes do óleo depositados no sedimento durante 20 anos para o cenário de verão.	51
Figura 22 – Mapa de deslocamento do óleo na coluna d’água para o cenário de inverno	53
Figura 23 – Mapa dos locais de deposição do óleo no sedimento para o cenário de inverno.	54
Figura 24 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m ²) ao longo do Transecto 1 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de inverno.	55
Figura 25 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m ²) ao longo do Transecto 2 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de inverno.	55
Figura 26 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m ²) ao longo do Transecto 3 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de inverno.	56
Figura 27 - Quantidade (em toneladas) de óleo depositado no sedimento durante 20 anos para o cenário de inverno.	56
Figura 28 - Quantidade (em toneladas) dos componentes do óleo depositados no sedimento durante 20 anos para o cenário de inverno.	57
Figura 29 – Óleo proveniente do afundamento da plataforma <i>Deepwater Horizon</i> recobrando parte deste coral no Golfo do México	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Perfil vertical da temperatura durante o verão (em laranja) e o inverno (em azul) para uma região próxima à área de estudo.....	38
Tabela 2 - Perfil vertical da salinidade durante o verão (em laranja) e o inverno (em azul) para uma região próxima à área de estudo.....	38
Tabela 3 - Parâmetros do derramamento para os cenários simulados.	40
Tabela 4 - Parâmetros do modelo para os cenários simulados.	40
Tabela 5 - Parâmetros da grade utilizada das simulações.	41
Tabela 6 – Balanço de massa do óleo para o cenário de verão	45
Tabela 7 – Balanço de massa do óleo para o cenário de inverno	52

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	12
2 OBJETIVOS.....	15
2.1 OBJETIVO GERAL.....	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
3.1 ÁREA DE ESTUDO	16
3.1.1 <i>Localização e Aspectos Geológicos.....</i>	<i>16</i>
3.1.2 <i>Clima, regime de ventos e aspectos oceanográficos</i>	<i>18</i>
3.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DO PETRÓLEO	21
3.2.1 <i>Propriedades Físicas e Composição do óleo</i>	<i>21</i>
3.2.2 <i>Processos Intempéricos.....</i>	<i>23</i>
4 METODOLOGIA.....	29
4.1 MATERIAIS.....	29
4.2 CENÁRIOS SIMULADOS.....	29
4.3 MÉTODOS.....	30
4.3.1 <i>Implementação do modelo.....</i>	<i>30</i>
4.3.2 <i>Cenários probabilísticos.....</i>	<i>41</i>
4.3.3 <i>Cenários determinísticos.....</i>	<i>41</i>
5 RESULTADOS.....	43
5.1 CENÁRIOS PROBABILÍSTICOS	43
5.2 CENÁRIOS DETERMINÍSTICOS	44
5.2.1 <i>Verão.....</i>	<i>45</i>
5.2.2 <i>Inverno.....</i>	<i>51</i>
6 DISCUSSÃO.....	58
7 CONCLUSÃO	64
8 REFERÊNCIAS	65
ANEXOS	72
ANEXO I.....	73
ANEXO II.....	74
ANEXO III.....	75
ANEXO IV	76

1 INTRODUÇÃO

A sociedade atual é extremamente dependente da utilização de petróleo, pois, além de ser a principal fonte de energia mundial, seus derivados são amplamente utilizados na produção de inúmeros bens de consumo. O consumo de energia no mundo aumentou cerca de 70% nas últimas três décadas e tanto a demanda quanto o preço atribuído ao produto continua crescendo. A Agência Internacional de Energia (IEA) em Paris estima que, até 2030, o consumo aumente cerca de 50% (WORLD OCEAN REVIEW, 2010). Apesar dos sérios impactos causados ao ambiente marinho, sua alta viabilidade econômica faz com que o petróleo continue sendo explorado (BÍCEGO *et al.*, 2008).

Durante décadas, as plataformas de exploração foram instaladas próximas à costa devido aos elevados custos da perfuração de poços em alto-mar. Entretanto, o esgotamento dessas jazidas e as descobertas de reservas em campos de águas profundas, como os recentes campos de pré-sal descobertos no Brasil, desencadearam uma corrida global para exploração em maiores profundidades. Porém, o avanço tecnológico que viabiliza a perfuração não é o mesmo observado nos métodos de prevenção e contenção de derrames de óleo no mar (JOEL & BOURNE, 2010).

Em Abril de 2010, o afundamento da plataforma *Deepwater Horizon* no Golfo do México (EUA) introduziu no oceano cerca de 4,9 milhões de barris (aproximadamente 780.000 m³) de óleo que vazaram continuamente por quase três meses, tornando-se o maior derramamento acidental de petróleo no mar em toda a história, contaminando áreas de grande potencial pesqueiro e grande parte da fauna da região afetada (JOEL & BOURNE, 2010).

O intenso desenvolvimento das atividades da indústria petrolífera, que incluem as operações de exploração, produção e transporte de óleo, implica no aumento da probabilidade de ocorrência de derramamentos acidentais de óleo no mar. Esse tipo de acidente pode causar sérias consequências ao meio ambiente, e por isso gera grande sensibilização pública e atrai diversas áreas de pesquisa científica como oceanografia,

física e engenharias, que buscam alternativas para prevenir e minimizar os impactos provenientes dessa atividade (PALADINO, 2000).

Uma das ferramentas mais eficientes de minimização dos danos ambientais provocados por derramamentos de óleo é a modelagem computacional, sendo fundamental na elaboração de estudos e na gestão ambiental das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo no mar (BETHLEM *et al.*, 2002). Ao fornecer uma estimativa consideravelmente precisa e segura do comportamento, trajetória e destino da mancha de óleo, a modelagem permite identificar a área de abrangência de um potencial acidente e avaliar os possíveis impactos de atividades petrolíferas. Assim, auxilia no planejamento da estratégia de resposta, podendo diminuir custos e tempo na implantação da mesma, pois aumenta a eficiência dos planos de contenção e possibilita a proteção prévia de áreas sensíveis ou de interesse particular (SOUZA, 2003).

O estado do Espírito Santo deve ser foco de estudos que forneçam subsídio técnico para elaboração de planos de emergência de derramamentos acidentais de óleo no mar, pois, segundo o *site* do estado, é destaque na produção de petróleo e gás natural no Brasil. Atualmente, é o segundo maior produtor de petróleo do país com campos petrolíferos localizados tanto em terra quanto em mar, em águas rasas, profundas e ultra-profundas, contendo óleo leve, pesado e gás não associado.

Ainda segundo o site, dentre os destaques da produção está o campo de Golfinho, localizado no Norte do Espírito Santo e os campos de Jubarte, Cachalote, Baleia Franca, Baleia Azul, Baleia Anã, Caxaréu, Mangangá e Pirambu, no sul do Estado, compondo o Parque das Baleias onde se encontra o petróleo do Pré-Sal do Espírito Santo, que somam uma reserva estimada de 1,5 bilhão de barris.

Dentre os processos intempéricos que o óleo derramado sofre no mar, o estudo do processo de sedimentação torna-se importante, pois, devido às suas características hidrofóbicas e resistentes, os compostos orgânicos são adsorvidos pelo material particulado em suspensão, depositados e acumulados no fundo. Então, podem

permanecer inertes no substrato por meses e até anos, impactando e modificando a curto e longo prazo a comunidade bentônica (BLUMER, 1970 *apud* MASSOUD *et al.*, 1996), como os recifes de corais que são ecossistemas altamente produtivos presentes em áreas tropicais e sub-tropicais ao redor do mundo (IPIECA, 1992). Apesar disso, existe pouca informação sobre a persistência e efeito em longo prazo de poluentes de hidrocarbonetos no sedimento marinho (BLUMER & SASS, 1972).

Nesse contexto, foi observada a necessidade de investigar o comportamento dispersivo e intempérico do óleo quando este atinge o fundo marinho e seu comportamento em diferentes composições sedimentares. O presente estudo propõe aplicar o modelo *Oil Spill Contingency and Response* (OSCAR), desenvolvido pela Fundação de Pesquisa Científica e Industrial do Instituto de Tecnologia da Noruega (SINTEF), com o intuito de avaliar a evolução temporal e espacial de um derramamento hipotético de óleo, analisando as possíveis influências do tipo de sedimento do fundo no intemperismo e acúmulo do óleo sedimentado.

Os resultados encontrados poderão embasar estudos posteriores de avaliação dos efeitos potenciais do óleo na biota bentônica e ainda ajudar a compreender a dinâmica dispersiva de óleo para um derramamento na área do Pré-Sal do Espírito Santo, subsidiando estudos de impacto ambiental em desenvolvimento nessa região.

Com este estudo procurou-se testar as seguintes hipóteses:

1. A dinâmica dispersiva do óleo calculada pelo modelo OSCAR é dependente do conjunto de dados meteorológicos e oceanográficos incorporado ao modelo.
2. Os componentes do óleo com alto peso molecular chegam em maiores quantidades e permanecem por mais tempo no sedimento do fundo oceânico;
3. O intemperismo do óleo calculado pelo modelo OSCAR é sensível à faciologia do leito.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Verificar a interação óleo-sedimento no fundo oceânico após um derramamento hipotético de óleo na área do Pré-Sal do Espírito Santo (Campo de Jubarte) utilizando modelagem computacional.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comparar a dinâmica dispersiva do óleo calculada pelo modelo OSCAR considerando conjuntos de dados meteoceanográficos de distintos períodos sazonais (Verão e Inverno).
- Estudar o comportamento físico-químico de um óleo asphaltênico, verificando a quantidade total do óleo e de seus componentes químicos que chegam ao fundo, o tempo de permanência no sedimento e os locais de deposição;
- Verificar se o intemperismo do óleo sedimentado calculado pelo modelo OSCAR é sensível ao tipo de sedimento do fundo oceânico.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 ÁREA DE ESTUDO

3.1.1 Localização e Aspectos Geológicos

A localização geográfica do ponto do derramamento simulado é equivalente às coordenadas da unidade FPSO P-34 (21° 15' 33,2" S e 40° 01' 2,2" W), inserida no Campo de Jubarte (ES), a primeira a produzir o óleo do pré-sal brasileiro. Esse campo encontra-se localizado na porção norte da Bacia de Campos, litoral sul do Estado do Espírito Santo, a 77 km do Pontal de Ubu (município de Anchieta). Nessa região a profundidade da coluna d'água varia entre 1240 e 1350 metros (PETROBRAS, 2004).

A Bacia de Campos está localizada na margem sudoeste do Oceano Atlântico Sul e ocupa a porção da margem continental brasileira entre 20,5°S (Vitória - ES) e 24°S (Cabo Frio - RJ). A largura média da plataforma continental é de 100 km e a profundidade da quebra de plataforma varia de 80 m ao norte a 130 m ao sul. O sopé continental ultrapassa 40 km de extensão com gradiente médio de 2,5°. Estão presentes nessa área algumas feições geomorfológicas, como os cânions submarinos Almirante Câmara, Itapemirim e São Tomé e o Platô de São Paulo (VIANA *et al.*, 1998).

Viana e colaboradores (1998) destacam a contribuição de sedimentos terrígenos, produto do aporte fluvial do Paraíba do Sul, na plataforma continental da Bacia de Campos. Albino (1999) descrevem-nos aparecendo nas adjacências da foz dos rios São Mateus, Doce e Itaúnas na plataforma continental do estado do Espírito Santo e observa ainda a presença de incontáveis construções biogênicas, com predominância de algas calcárias e corais. Kowsman e Costa (1979) descrevem que, quanto à composição mineralógica, a plataforma continental é coberta principalmente por sedimentos carbonáticos, com teores de carbonato de cálcio superiores a 75%. Os bioclásticos apresentam granulação grossa, variando entre areias e cascalhos, e os

sedimentos terrígenos são compostos por areias e lamas. A Figura 1 mostra um mapa contendo a distribuição de fácies sedimentares na área de estudo.

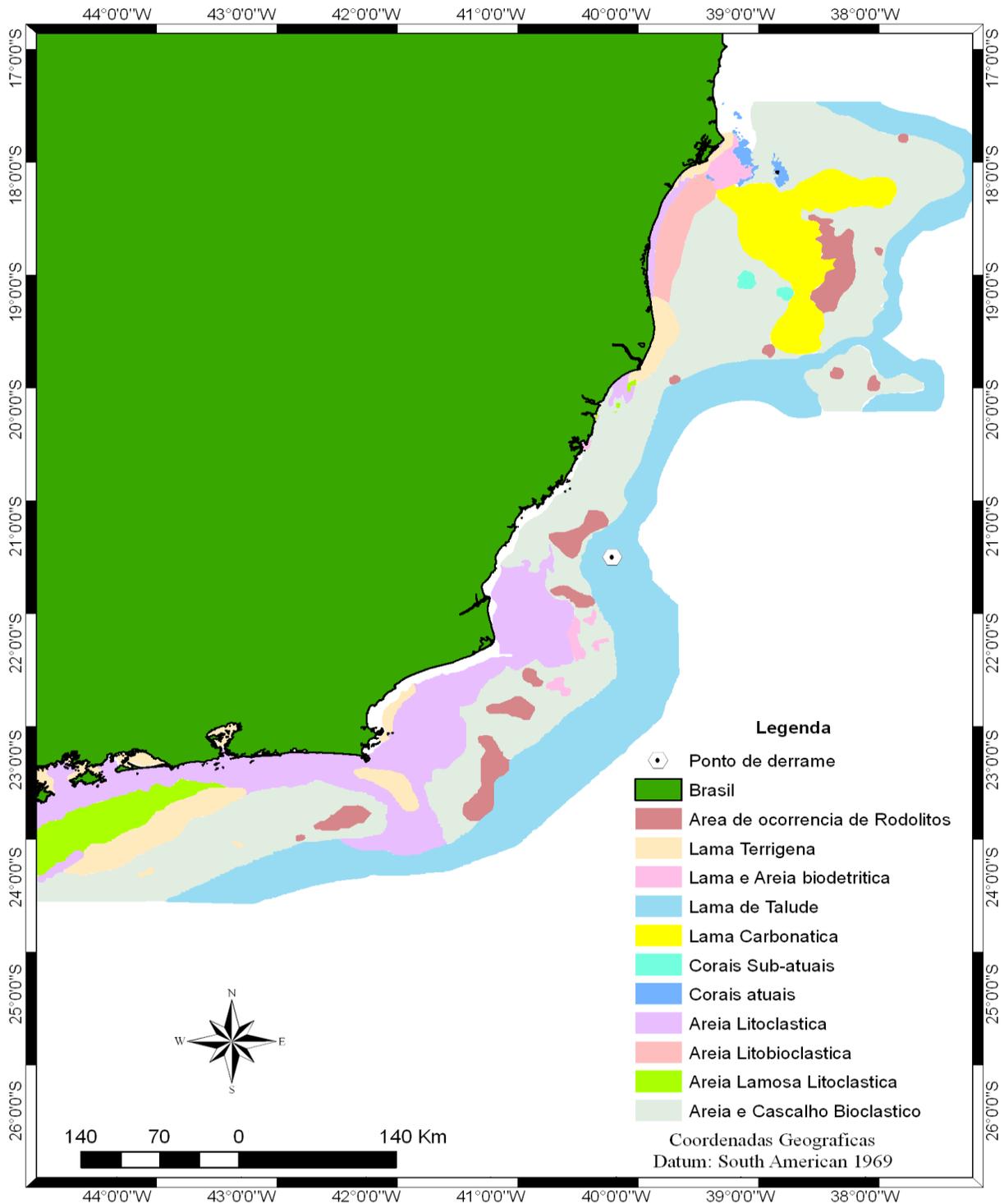


Figura 1 – Mapa contendo as fácies sedimentares da plataforma continental e do talude superior adjacente aos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro. Fonte: adaptado de Dias (2002) e Dias e Medeiros (2005).

3.1.2 Clima, regime de ventos e aspectos oceanográficos

O clima da área de estudo é do tipo W pseudo-equatorial, classificação de Koppen (1948, *apud* ALBINO, 1999), caracterizado por chuvas tropicais durante o verão e por um prolongado período de estiagem que se estende do outono ao inverno com precipitações frontais freqüentes associadas à passagem de massas polares. A temperatura média anual do ar é de 22°C, ficando as médias das temperaturas máximas entre 28°C e 30°C e as mínimas próximas de 15°C (ALBINO, 1999).

Segundo os dados fornecidos pela EMCAPA (1981 *apud* ALBINO, 1999), os ventos de maior frequência são aqueles provenientes dos quadrantes NE-ENE associados aos ventos alísios que sopram durante a maior parte do ano. Os ventos de maior intensidade são provenientes de SE relacionados às frentes frias que chegam periodicamente à costa capixaba. As ondas são geradas por esses dois sistemas de vento NE-E e SE-E.

Segundo a DHN (Diretoria de Hidrografia e Navegação), o regime de marés na costa do Espírito Santo possui amplitudes de 1,40m a 1,60m, sendo assim classificado como regime de micro-maré (amplitude de maré menor do que 2 metros).

Os ventos alísios de sudeste agem sobre a região equatorial forçando a Corrente Sul Equatorial (CSE) que flui para oeste em direção à América do Sul. Ao se aproximar da costa, aproximadamente a 10°S, a CSE se bifurca dando origem a Corrente do Norte do Brasil e a Corrente do Brasil (CB) (STRAMMA *et al.*, 1990). A CB flui para o sul sobre a plataforma continental ou próxima a quebra de plataforma ao longo da costa do Brasil e, ao se encontrar com a Corrente das Malvinas (38°S), separa-se da costa e forma a Corrente do Atlântico Sul (STRAMMA, 1989).

A Corrente do Brasil (CB) é a corrente de contorno oeste que integra o giro subtropical do Atlântico Sul (GARFIELD, 1990). Em geral, é considerada estreita, fraca e rasa se comparada a outras correntes de contorno oeste, transporta águas quentes, salinas e com baixa concentração de nutrientes (SIGNORINI, 1978).

A CB apresenta desenvolvimento de meandros observados entre 20° e 31°S associados ao seu escoamento com vórtices decorrentes (GARFIEL, 1990), como o Vórtice de Vitória (20°S), Vórtice de São Tomé (22°S) e o Vórtice de Cabo Frio (23°S) ilustrados na Figura 2. Soares (2007) mostrou que os vórtices são primariamente resultado de instabilidades dessa corrente cuja origem pode estar relacionada à interação das correntes de contorno oeste com a topografia da região.

Segundo Silveira e colaboradores (2000), a estrutura vertical das massas de água na região, nos primeiros três quilômetros, é formada pela Água Tropical (AT), Água Central do Atlântico Sul (ACAS), Água Intermediária Antártica (AIA), Água Circumpolar Superior (ACS) e Água Profunda do Atlântico Norte (APAN), como mostra a Figura 3. As duas primeiras são águas superficiais, dirigidas principalmente pelos ventos do regime anticiclônico, e as demais estão presentes abaixo da termoclina (VIANA *et al.*, 1998). A AT é encontrada a partir da superfície até 142 m de profundidade com temperaturas maiores do que 20°C e salinidades maiores do que 36. Já a ACAS é encontrada de 142 a 567 m de profundidade com temperaturas variando de 6 a 20 °C e salinidades entre 36 e 34,6. Ambas são transportadas para o sul ao largo da costa brasileira pela Corrente do Brasil (SILVEIRA *et al.*, 2000; SILVEIRA, 2007).

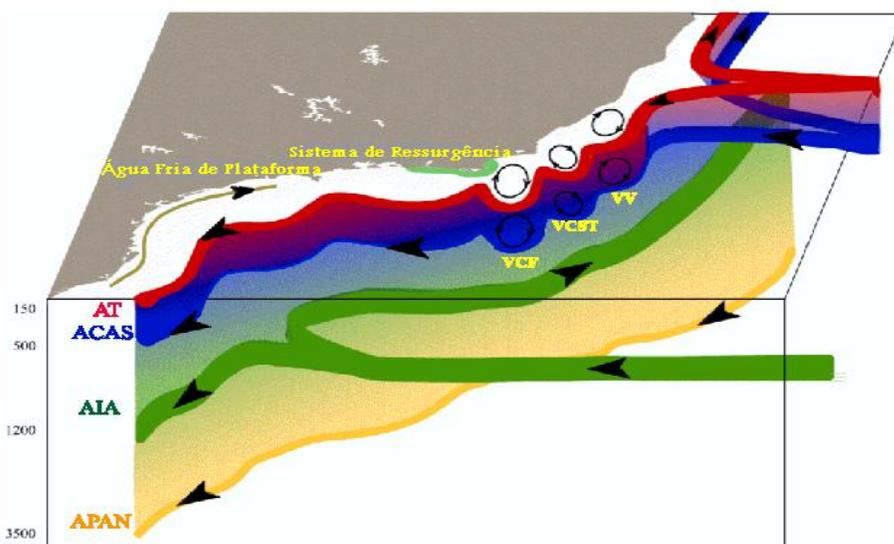


Figura 2 - Representação esquemática do Sistema Corrente do Brasil e as massas de água presentes na região: AT (vermelho), ACAS (azul), AIA (verde) e APAN (amarelo). Estão indicados também os vórtices ciclônicos e anticiclônicos: Vórtice de Cabo Frio (VCF), Vórtice Cabo de São Tomé (VCST) e Vórtice de

Vitória (VV) ao largo de Cabo Frio - RJ, Cabo de São Tomé - RJ e Vitória - ES, respectivamente. Fonte: Godoi (2005)

A plataforma continental adjacente à Cabo Frio é caracterizada por um forte gradiente de temperatura superficial do mar, refletindo a influência de uma ressurgência permanente. Dois mecanismos contribuem para a ressurgência total: o transporte de Ekman e o transporte devido ao bombeamento de Ekman. O primeiro processo ocorre porque na camada de Ekman superficial, formada pela rotação da Terra, os ventos de nordeste empurram a água para fora da costa. Para compensar essa perda de massa, água mais profunda é trazida para superfície. O Bombeamento de Ekman ocorre, pois o rotacional do vento é geralmente negativo, o que gera divergência na superfície do oceano forçando um movimento de subida de água. Durante o verão e primavera austral, o centro de alta pressão do Atlântico Sul faz com que predominem os ventos de nordeste, resultando em ressurgência mais intensa. Por outro lado, durante o inverno, os ventos de nordeste diminuem em magnitude e os ventos de sudeste são mais frequentes e intensos devido a um aumento na incidência de passagens frontais, então a ressurgência é diminuída nesse período (CASTELAO & BARTH, 2006)

Pimentel (2007), Fonseca (2009) e Farias (2010) mostraram que a CB influencia fortemente o comportamento dispersivo da mancha de óleo para um derramamento localizado na costa do Espírito Santo. Nesses estudos observou-se o sentido preferencial do óleo derramado, fluindo para o sul seguindo próximo à zona de quebra de plataforma. Lemos (2009) encontrou distinção no transporte e destino do óleo derramado entre os períodos de verão e inverno como consequência da hidrodinâmica diferente entre as estações. No verão, os ventos predominantes são de nordeste/leste e a CB apresenta maiores intensidades, espalhando mais intensamente o óleo na direção dos quadrantes sul e sudoeste. Nesse período também foi observada a estável continuidade da CB, menores instabilidades acima de 18° e a presença do Vórtice de São Tomé próximo à 22°S. Durante o inverno, por outro lado, a Corrente do Brasil apresenta-se menos intensa e com maiores instabilidades de vórtices e meandros acima de 18°S e a completa ausência do Vórtice de São Tomé. Nesse período sazonal, devido às diferenças de temperatura do ar, o óleo sofre menor evaporação no inverno

em relação ao verão, ficando por mais tempo sujeito ao arraste do vento e das correntes superficiais.

3.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DO PETRÓLEO

3.2.1 Propriedades Físicas e Composição do óleo

Como a composição química do óleo varia segundo as diferentes condições de formação, óleos de diferentes regiões possuem características e propriedades físico-químicas distintas (BÍCEGO *et al.*, 2008). Essas propriedades influenciam o comportamento do óleo quando este é derramado, determinam os efeitos do óleo nos organismos e a eficiência das operações de limpeza (FINGAS, 2001).

Os parâmetros que caracterizam as propriedades do óleo são: grau API, massa específica, densidade, viscosidade, ponto de fluidez, volatilidade, ponto de ebulição, ponto de ignição, solubilidade e tensão superficial. A descrição detalhada de cada propriedade física pode ser encontrada em Lemos (2009).

O petróleo é constituído principalmente por hidrocarbonetos (compostos contendo carbono e hidrogênio), representando aproximadamente 97% da sua composição. O restante é formado por compostos contendo outros elementos como enxofre, nitrogênio e oxigênio e ainda metais traços. Como apresentado na Figura 3, os hidrocarbonetos presentes no petróleo são caracterizados por sua estrutura, dividindo-se em hidrocarbonetos alifáticos e aromáticos (BÍCEGO *et al.*, 2008). A nível molecular, compostos alifáticos e aromáticos se diferem pelo padrão de ligação entre átomos de carbonos adjacentes (POTTER & SIMMONS, 1998). Os hidrocarbonetos alifáticos dividem-se em quatro classes principais: alcanos, alquenos, alquinos e cicloalcanos. Os hidrocarbonetos aromáticos dividem-se em monoaromáticos, diaromáticos e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, de acordo com o número de anéis benzênicos encontrados em sua estrutura.

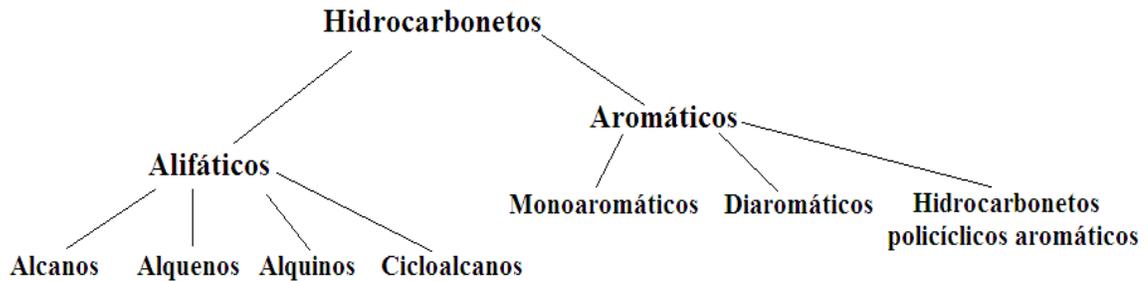


Figura 3 – Classificação dos hidrocarbonetos quanto à sua estrutura. Fonte: modificado de Potter e Simmons (1998).

Existem ainda os compostos orgânicos polares que, além de carbono e hidrogênio, são compostos por átomos de enxofre, nitrogênio e/ou oxigênio. A carga molecular resultante dessas ligações pode levar ao comportamento físico-químico diferente dos compostos apolares. A estrutura desses elementos é combinada com agrupamentos aromáticos, alifáticos e/ou cíclicos que fazem as moléculas mais pesadas do petróleo. Esses compostos formam uma classe de químicos geralmente chamados de resinas e asfaltenos. Os menores compostos polares são chamados de resinas e são responsáveis pela adesão do óleo. Os maiores compostos polares são chamados de asfaltenos que constituem a fração de compostos mais pesados e polares de óleos crus (FINGAS, 2001; McCAIN JR, 1990; SILVA & AZEVEDO, 2006; BUENROSTRO-GONZALEZ *et al*, 2004). Estes compostos vêm sendo muito estudados, pois, além de serem muito resistentes ao intemperismo e à biodegradação e dificultarem a ação de limpeza de locais contaminados, são um problema na extração, transporte e refino do óleo bruto, por diminuírem o fluxo de óleos ou até mesmo bloquear as linhas de processamento (FERNANDEZ *et al.*, 2008; BUENROSTRO-GONZALEZ *et al*, 2004; SILVA & AZEVEDO, 2006; FINGAS, 2001; CIOCCARI *et al.*, 2006).

De modo geral, dentro de uma série homóloga, quanto maior for o peso molecular do composto, maior será a toxicidade. Porém, os compostos com menor peso molecular apresentam-se mais disponíveis devido à maior solubilidade na água (BÍCEGO *et al.*, 2008). A volatilidade dos componentes também diminui com o aumento do peso molecular (POTTER & SIMMONS, 1998).

O óleo pode causar impactos nos organismos marinhos por duas vias principais: efeitos físicos resultantes do recobrimento e os efeitos químicos associados à toxicidade dos componentes. Nos óleos de alta densidade, o efeito físico do recobrimento é o mais representativo, enquanto que nos óleos menos densos, o efeito químico é predominante (BÍCEGO *et al.*, 2008).

Cada um dos processos intempéricos (Seção 3.2.2) afetam diferentemente as famílias de hidrocarbonetos. Por exemplo, compostos aromáticos tendem a ser mais solúveis do que os alifáticos, no entanto, alifáticos tendem a ser mais voláteis. Assim, quando o petróleo é derramado no ambiente, os principais contaminantes da coluna d'água serão os aromáticos, enquanto que os alifáticos são os principais contaminantes do ar (POTTER & SIMMONS, 1998).

3.2.2 Processos Intempéricos

Após um derramamento de óleo no ambiente marinho, este sofre intemperismo, ou seja, é submetido a vários processos físicos, químicos e biológicos que podem resultar em mudanças nas suas características e na migração do óleo, são eles: evaporação, espalhamento, emulsificação, dissolução, biodegradação, foto-oxidação e sedimentação. A duração e a importância desses processos intempéricos dependem das características físico-químicas e da quantidade de óleo derramado e das condições meteoceanográficas da área (EXXONMOBIL, 2000).

Na figura 4 são mostradas as principais transformações biogeoquímicas que ocorrem no óleo derramado, mostrando também a relevância dos fenômenos durante o tempo. Este trabalho abrangerá a discriminação dos processos de sedimentação e biodegradação do óleo, o primeiro por ser o foco do estudo e o segundo por determinar a concentração do óleo no sedimento em longo prazo. A descrição detalhada dos

demais processos intempéricos pode ser encontrada em Pimentel (2007) e Fonseca (2009).

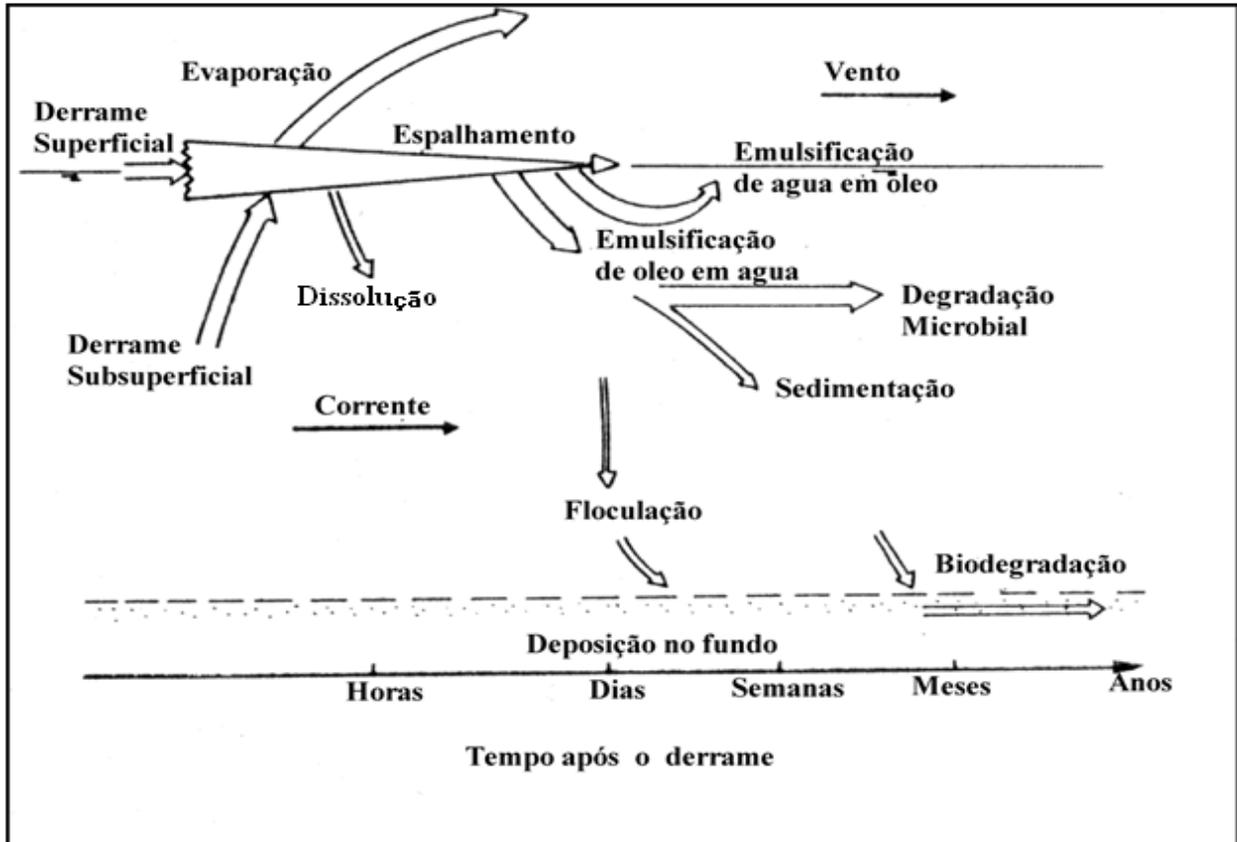


Figura 4 – Processos físicos, químicos e biológicos que acontecem durante um derramamento de óleo no mar. Fonte: Paladino (2000).

A sedimentação é o processo pelo qual o óleo é depositado no leito marinho. Isto ocorre quando partículas de óleo interagem com material em suspensão na coluna d'água e tornam-se mais densas do que a água. Alguns estudos mostraram que uma quantidade significativa (aproximadamente 10%) do óleo derramado é sedimentada no fundo do mar (FINGAS, 2001).

O óleo pode atingir o sedimento por quatro mecanismos: (1) adsorção do óleo a partículas suspensas (material terrígeno, plâncton e seus detritos e sedimentos ressuspensos do fundo), (2) ingestão de óleo por zooplâncton e incorporação em

pelotas fecais, (3) intemperismo do óleo por processos físico-químicos e (4) mistura direta de óleo e sedimentos (NATIONAL ACADEMY PRESS, 1985).

A granulometria é um importante fator na contribuição da acumulação de hidrocarbonetos nos sedimentos, porque as partículas mais finas, como silte e argila, têm maior capacidade de adsorver substâncias orgânicas devido à sua maior área superficial efetiva. Areias possuem menor área superficial efetiva, por isso não tem uma grande capacidade de retenção de compostos orgânicos (LAW, 1981).

Meyers e Oas (1978) realizaram experimentos laboratoriais em solução de cloreto de sódio para comparar a quantidade dos diferentes compostos de hidrocarbonetos que se associam com argila mineral na coluna d'água. Os resultados evidenciaram que a adsorção aumenta com o aumento do peso molecular em alcanos, mas essa relação direta não pôde ser observada dentre os hidrocarbonetos insaturados e aromáticos.

Meyers e Quinn (1973, *apud* MEYERS & OAS, 1978) sugeriram que a solubilidade de hidrocarbonetos na água pode ser um fator que determina a quantidade dos compostos removidos por partículas minerais. A solubilidade diminui com o aumento do peso molecular dentro de uma série homóloga de compostos, então é esperado que uma maior quantidade de hidrocarbonetos de alto peso molecular seja adsorvida por partículas do que compostos de baixo peso molecular. Assim, os componentes menos solúveis do petróleo vão preferencialmente associar-se com partículas e serem depositados no sedimento do fundo, enquanto componentes mais solúveis vão permanecer na coluna d'água.

A sedimentação é importante como um mecanismo de extração de hidrocarbonetos da coluna d'água. Após esse processo, a degradação biológica torna-se um importante fator na remoção do óleo do ambiente (LEE *et al.*, 1978). A biodegradação é um processo lento que ocorre na superfície da água, na coluna d'água e nos sedimentos. Nesse processo os hidrocarbonetos são utilizados por bactérias como fonte de alimento que excretam como produto H_2O e CO_2 (EARTH GAUGE, 2010a; Boynd *et al.* 2001). A

taxa e a existência de biodegradação microbiana são dependentes da temperatura, concentração de oxigênio, presença de nutrientes e características do óleo (EARTH GAUGE, 2010b).

Segundo Lee e colaboradores (1978), uma vez no sedimento, esses componentes serão lentamente misturados por atividade bentônica na zona de bioturbação (3 a 4 cm de profundidade no sedimento) e 10 a 20 por cento dos hidrocarbonetos que chegam ao sedimento persistem por cerca de 1 ano.

Os compostos saturados são mais suscetíveis ao intemperismo, isto é, à evaporação, biodegradação e à dispersão no ambiente, do que hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs) (FARIAS, 2006). Quando os hidrocarbonetos alifáticos são inseridos no ambiente, a evaporação provoca a perda de compostos leves (principalmente aqueles menores que o C_{20}) e os compostos intermediários e pesados são intemperizados lentamente pela biodegradação (UNEP, 1992; FINGAS, 2001). As resinas e os asfaltenos são considerados como compostos resistentes à biodegradação devido à sua estrutura complexa composta por alcanos, cicloalcanos e hidrocarbonetos aromáticos que deve ser oxidada por diferentes tipos de enzimas (PINEDA & MESTA, 2001).

A taxa de degradação dos compostos aromáticos está relacionada ao número de anéis benzênicos e ao grau de alquilação presentes em suas estruturas. Quanto menor os números de anéis benzênicos, mais rapidamente serão degradados. Quanto maior o grau de alquilação, menor é a taxa de degradação. Portanto, HPAs de baixo peso molecular são degradados mais rapidamente do que os mais pesados que são mais resistentes (HERBES & SCHWALL, 1978).

Farias (2006) analisou teores de carbono orgânico em testemunhos coletados em 3 manguezais para avaliar a degradação de óleo no sedimento após um derrame acidental de 1.800 m³ de óleo naval na Baía de Guanabara (RJ) ocorrido em 2000. Houve diferença das concentrações de carbono orgânico entre os 3 manguezais

estudados: nos locais mais internos, onde há sedimentos lamosos suscetíveis ao maior acúmulo de matéria orgânica, os valores foram maiores do que no manguezal dominado pela fração areia onde há maior transporte do material depositado no sedimento pela ação das marés. Em todos os manguezais estudados, as concentrações de n-alcanos e HPA's nos sedimentos superficiais diminuíram com o tempo, refletindo na eliminação da maior parte destes compostos após 4 anos do derramamento. Esse decréscimo chegou a mais de 60 % da concentração inicial para n-alcanos e diminuíram em torno de 70 % do valor original para HPA's. Outro processo que pôde ser observado é a diminuição das concentrações superficiais e o incremento nas camadas subsequentes, sugerindo a “percolação” do óleo para as camadas mais profundas. A migração do material contaminante é provocada pela atividade de escavação dos caranguejos e de outros animais e resulta no aumento do tempo de permanência dos compostos no sedimento, já que as camadas mais profundas tendem a apresentar baixa concentração de oxigênio, essencial para degradação do óleo.

O Atlas de Sensibilidade Ambiental ao óleo da Bacia Marítima do Espírito Santo desenvolvido pelo Ministério do Meio Ambiente (GHERARDI & CABRAL, 2010) descreve os Índices de Sensibilidade do Litoral ao derramamento de óleo (ISL) atribuídos à costa do Espírito Santo, com os habitats e informações sobre suas características físicas, comportamento previsto para o óleo derramado e algumas considerações sobre ações de resposta a esses derramamentos. O ISL é baseado nas características geomorfológicas das áreas do litoral, considerando o grau de exposição à energia de ondas e marés, declividade do litoral, tipo do substrato e os diversos usos desses ambientes, tanto pela biota terrestre e aquática, quanto pela atividade humana. Este índice hierarquiza os diversos tipos de costa em uma escala de 1 a 10, sendo o grau de sensibilidade tanto maior quanto maior o índice. Estão descritas abaixo algumas informações importantes a respeito da penetração do óleo no sedimento em diferentes tipos de substrato.

- Em substratos impermeáveis expostos, como costões rochosos e estruturas artificiais, não há penetração de óleo e a permanência é baixa, pois a remoção tende a ocorrer rapidamente e de modo natural por ação das ondas;

- Nas praias dissipativas de areia média a fina e escarpas íngremes, a penetração do óleo geralmente é menor que 10 cm de profundidade e há baixa probabilidade de soterramento do óleo devido à lenta mobilidade da massa sedimentar;
- Em praias de areia grossa, praias intermediárias de areia fina a média, a penetração máxima do óleo é de 25 cm de profundidade e a mobilidade do sedimento tende ao soterramento do óleo;
- Nos substratos de média a elevada permeabilidade, como praias mistas de areia e cascalho ou concha, a penetração máxima do óleo é de 50 cm de profundidade. A persistência do óleo pode ser alta se houver soterramento ou retenção em irregularidades do substrato;
- Nos substratos de elevada permeabilidade, como enrocamentos, guia corrente, quebra-mar e terraço recoberto por concreções lateríticas, a penetração máxima do óleo é de 100 cm de profundidade, as praias de cascalho sofrem maior impacto devido à maior penetração do óleo e dificuldade de remoção.
- Em substratos abrigados, como planícies de maré arenosas/lamosas, zonas pantanosas, brejo, e mangues, o óleo tende a não penetrar, pois os sedimentos são saturados de água, persiste por longo tempo devido à inexistência de hidrodinamismo capaz de efetuar a remoção e a biodegradação é lenta devido à condição anaeróbia do substrato desses ambientes.

4 METODOLOGIA

4.1 MATERIAIS

A versão mais atual (6.1) do modelo *Oill Spil Contingency and Response* (OSCAR), desenvolvido pela Fundação de Pesquisa Científica e Industrial do Instituto de Tecnologia da Noruega (SINTEF), foi utilizada para a realização de simulações sob os modos probabilístico e determinístico de dispersão de plumas de óleo. A descrição técnica deste modelo computacional baseada em Reed (2001) pode ser encontrada no anexo I do trabalho de Pimentel (2007).

Para a elaboração dos cenários probabilísticos e determinísticos foi utilizado um conjunto de dados de entrada que inclui tipo e composição do óleo, taxa, localização e duração do vazamento, dados de corrente e de vento, batimetria, temperatura do ar e da água do mar, salinidade, taxa de oxigênio dissolvido, concentração de sedimento em suspensão e percentual do *stress* do vento que induz corrente superficial, entre outros. Todos esses fatores são determinantes no comportamento físico-químico do óleo.

O modelo OSCAR possui uma base de dados com mais de 354 tipos de óleo que podem ser modificados manualmente. Para simular os cenários de derramamentos foi escolhido um óleo caracterizado como asfáltênico.

4.2 CENÁRIOS SIMULADOS

A Figura 5 mostra a sequência lógica dos cenários simulados.

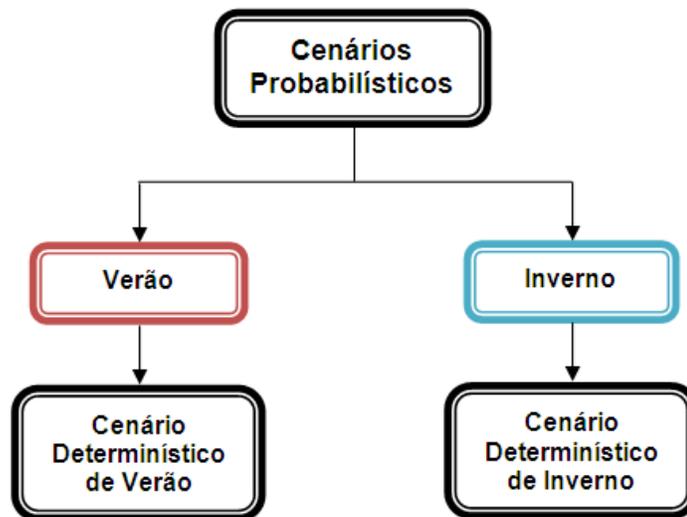


Figura 5 - Sequência dos cenários simulados.

Para cada cenário determinístico simulado foi analisado e discutido o comportamento físico-químico do óleo asfáltico e de seus componentes, verificando o volume de óleo sedimentado, o tempo de persistência no fundo e a disposição espacial da deposição.

4.3 MÉTODOS

4.3.1 Implementação do modelo

Os conjuntos de dados de corrente e vento que foram utilizados para a simulação dos cenários de derramamento, gerados com o modelo SINMOD e fornecidos pela SINTEF, são referentes aos meses de Janeiro, Fevereiro e Março do ano de 1998, representando o verão (Figura 6 e 7), e Junho e Julho de 1998, referentes ao inverno (Figura 8 e 9). A resolução temporal dos dados de vento é de 6 horas. A resolução espacial dos dados hidrodinâmicos é de 36 níveis sigma na vertical e resolução

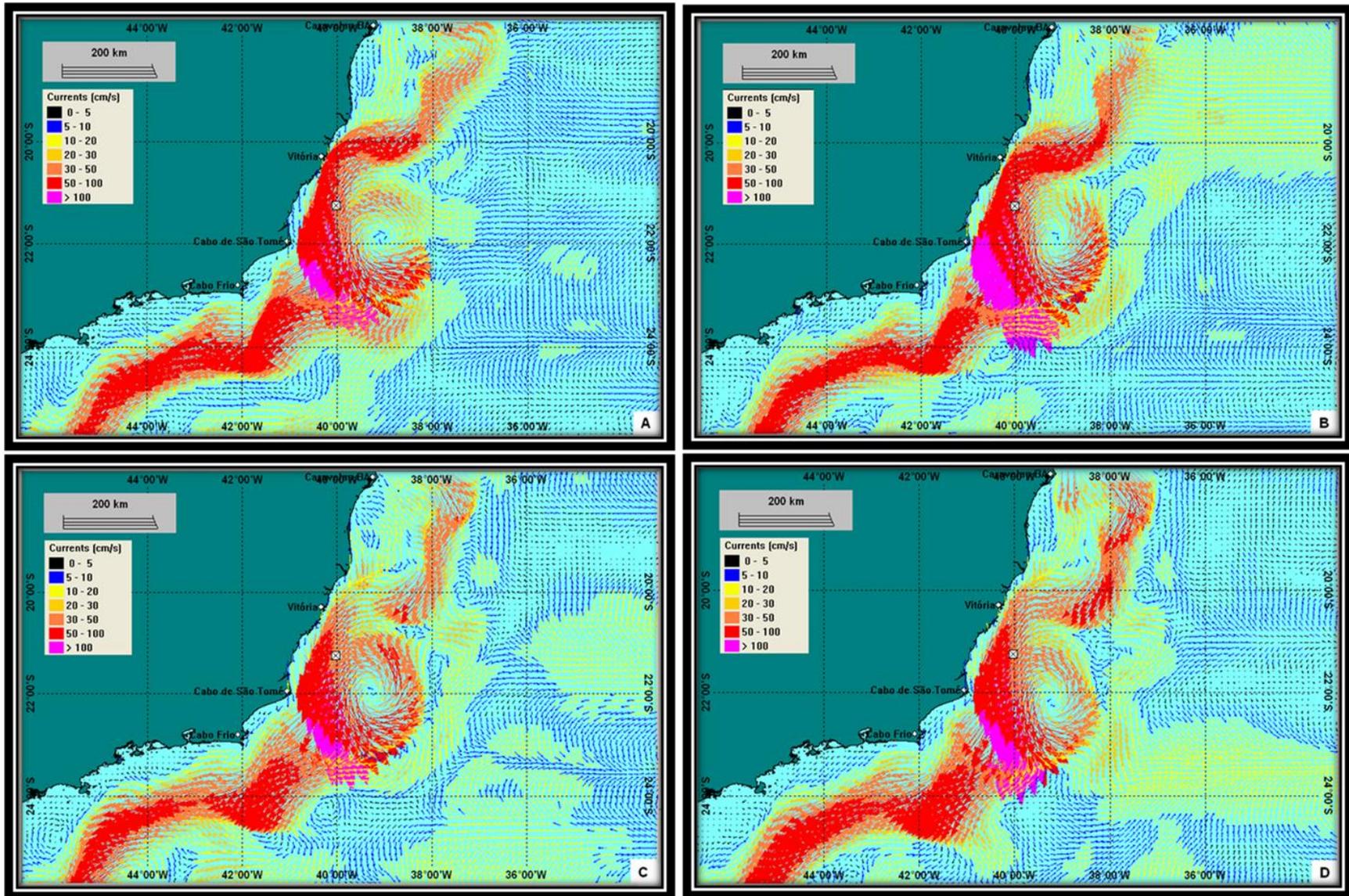


Figura 6 - Padrão de circulação superficial para o período do verão considerando os dias 16/01/1998 (A), 01/02/1998 (B), 16/02/1998 (C) e 01/03/1998 (D).

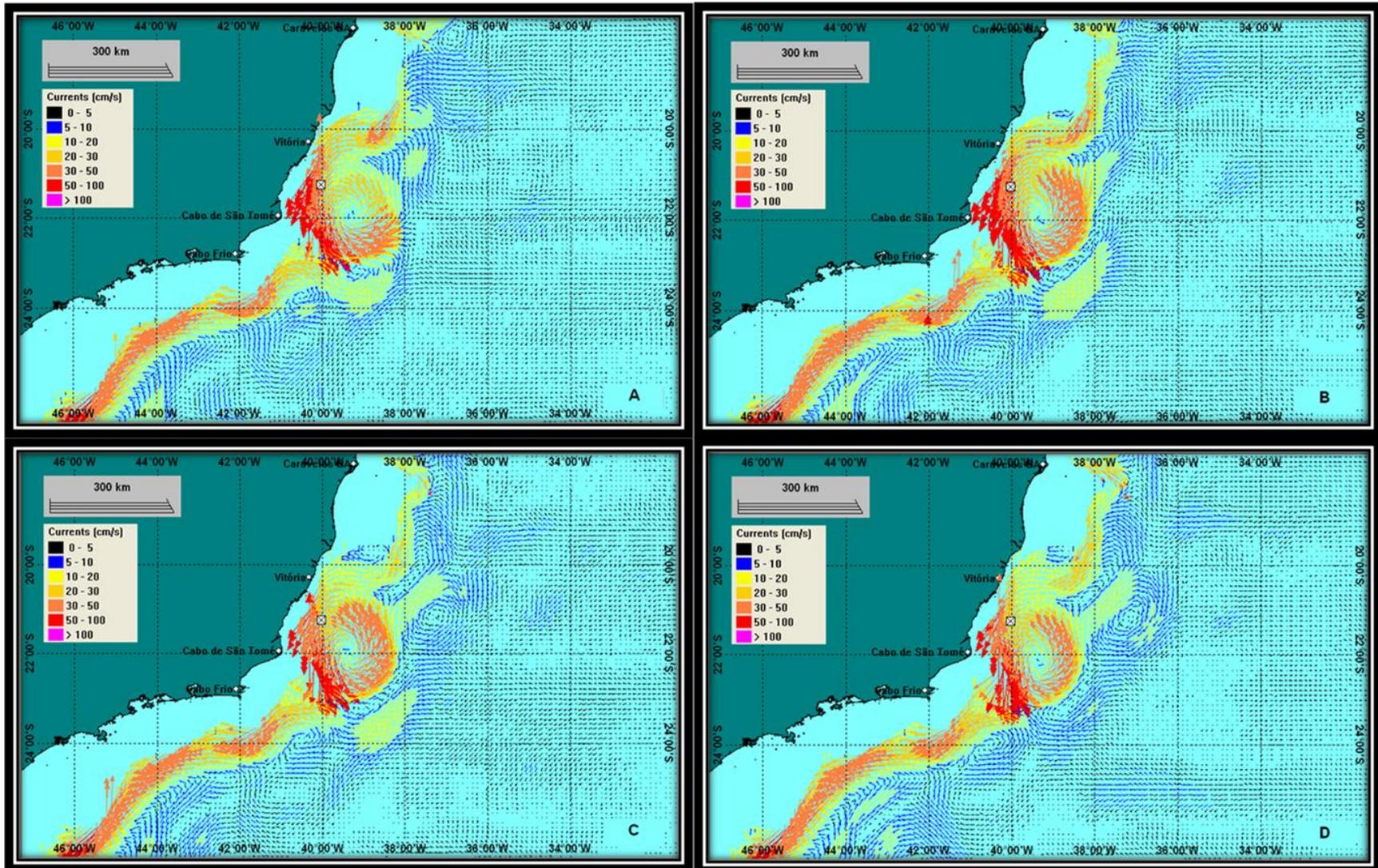


Figura 7 - Padrão de circulação a 200 m para o período do verão considerando os dias 16/01/1998 (A), 01/02/1998 (B), 16/02/1998 (C) e 01/03/1998 (D).

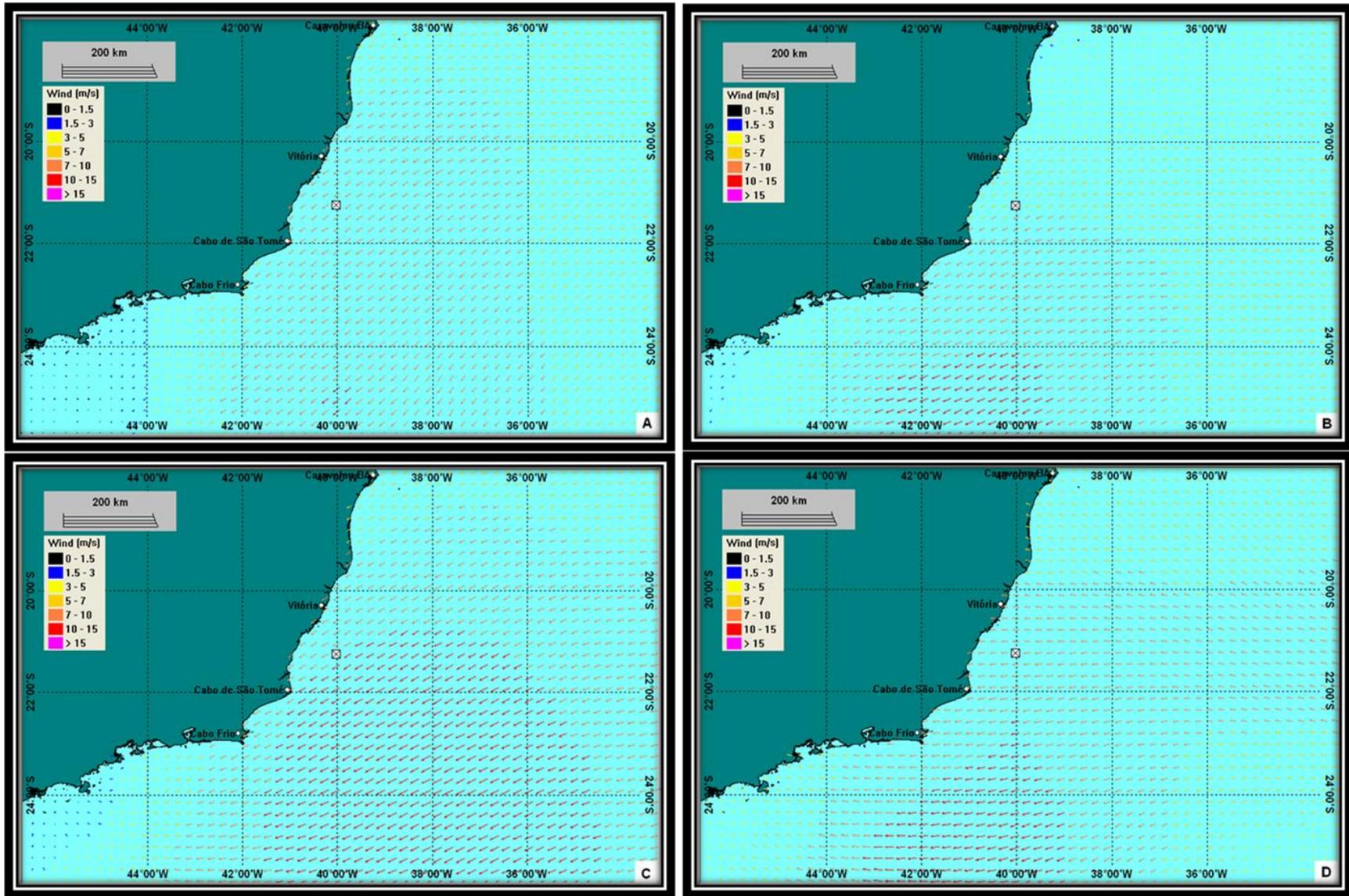


Figura 8 - Padrão de circulação atmosférica para o período do verão considerando os dias 16/01/1998 (A), 01/02/1998 (B), 16/02/1998 (C) e 01/03/1998 (D).

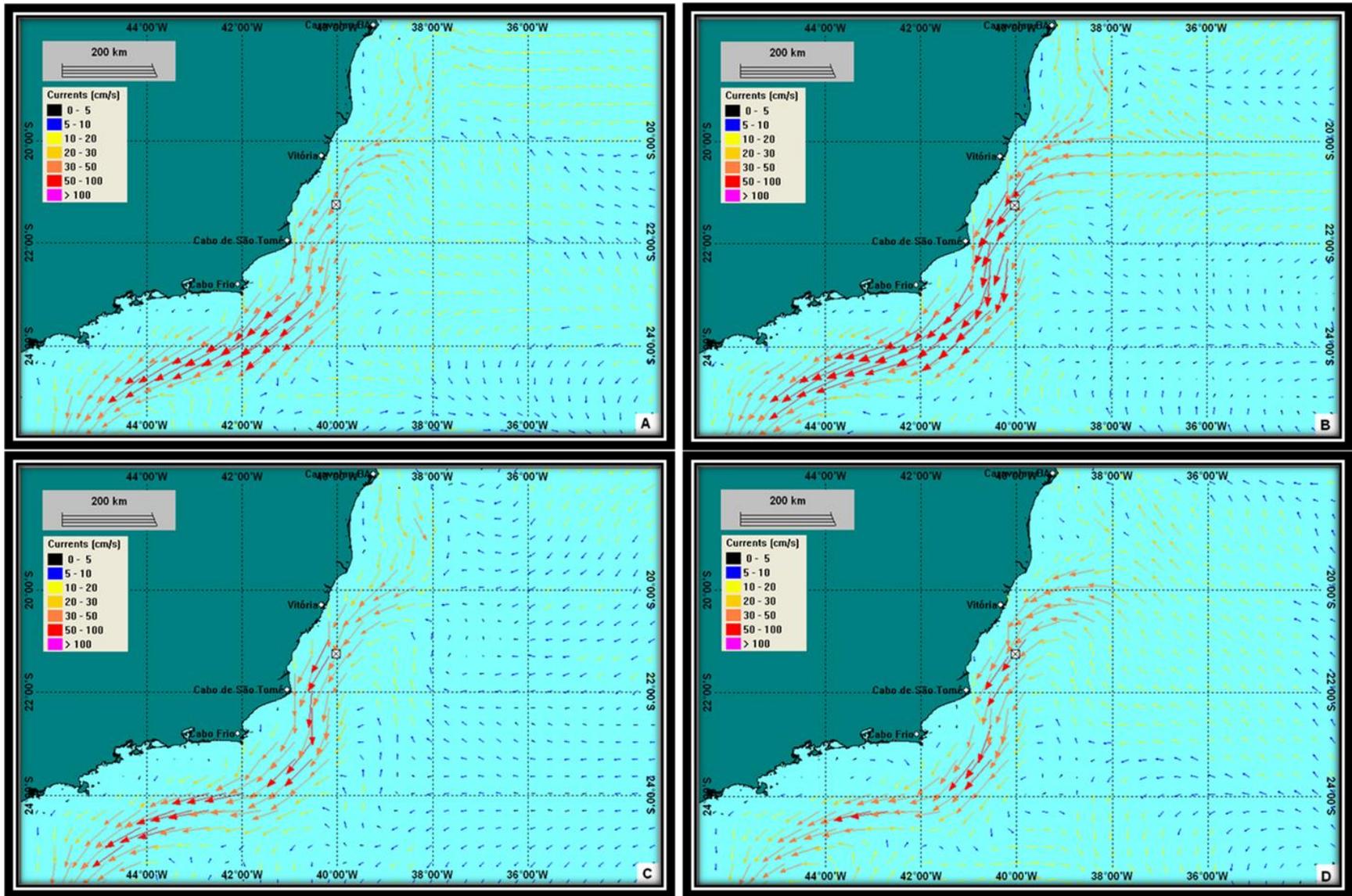


Figura 9 - Padrão de circulação superficial para o período do inverno considerando os dias 16/06/1998 (A), 01/07/1998 (B), 16/07/1998 (C) e 01/08/1998 (D).

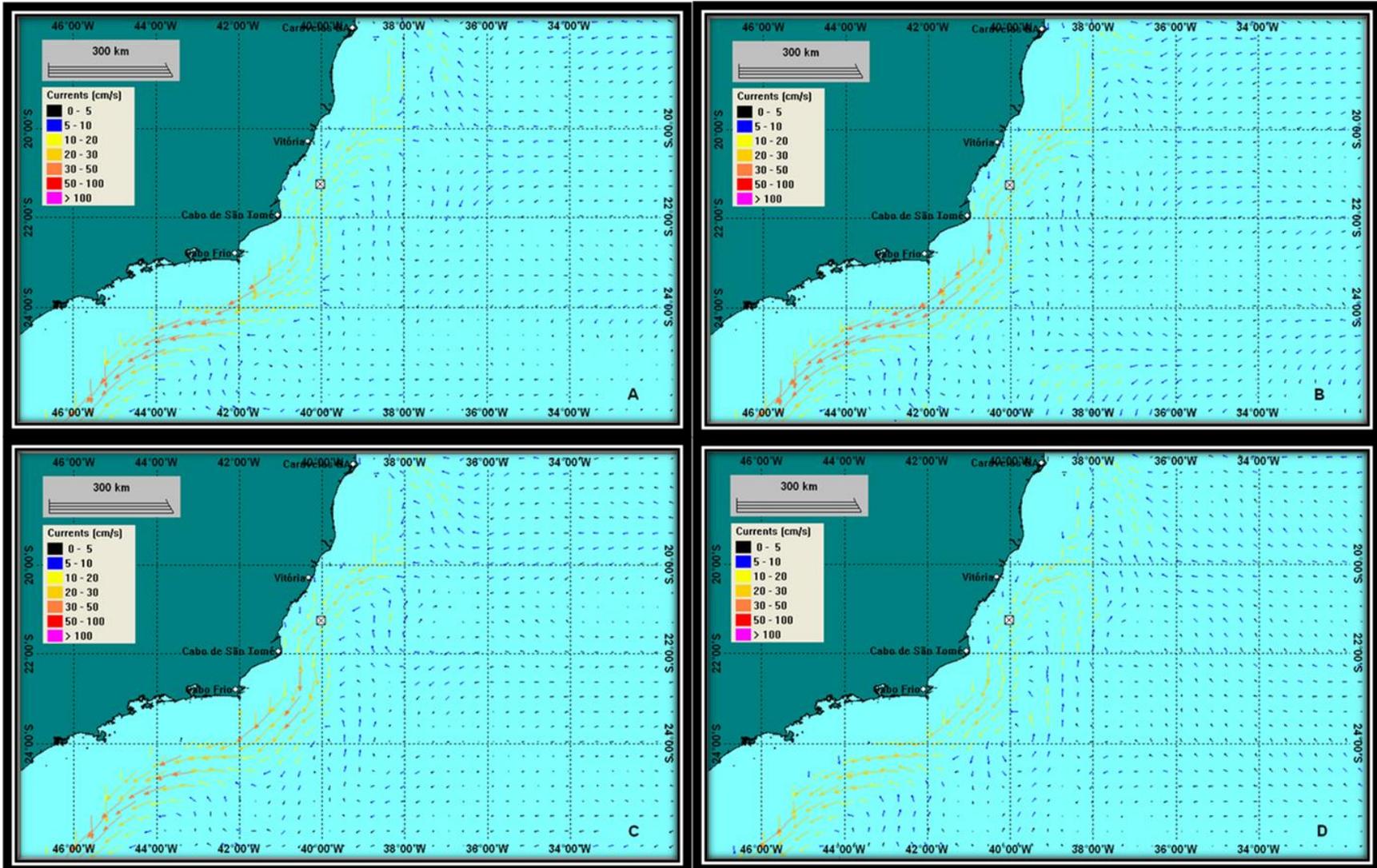


Figura 10 - Padrão de circulação a 200m de profundidade para o período do inverno considerando os dias 16/06/1998 (A), 01/07/1998 (B), 16/07/1998 (C) e 01/08/1998 (D).

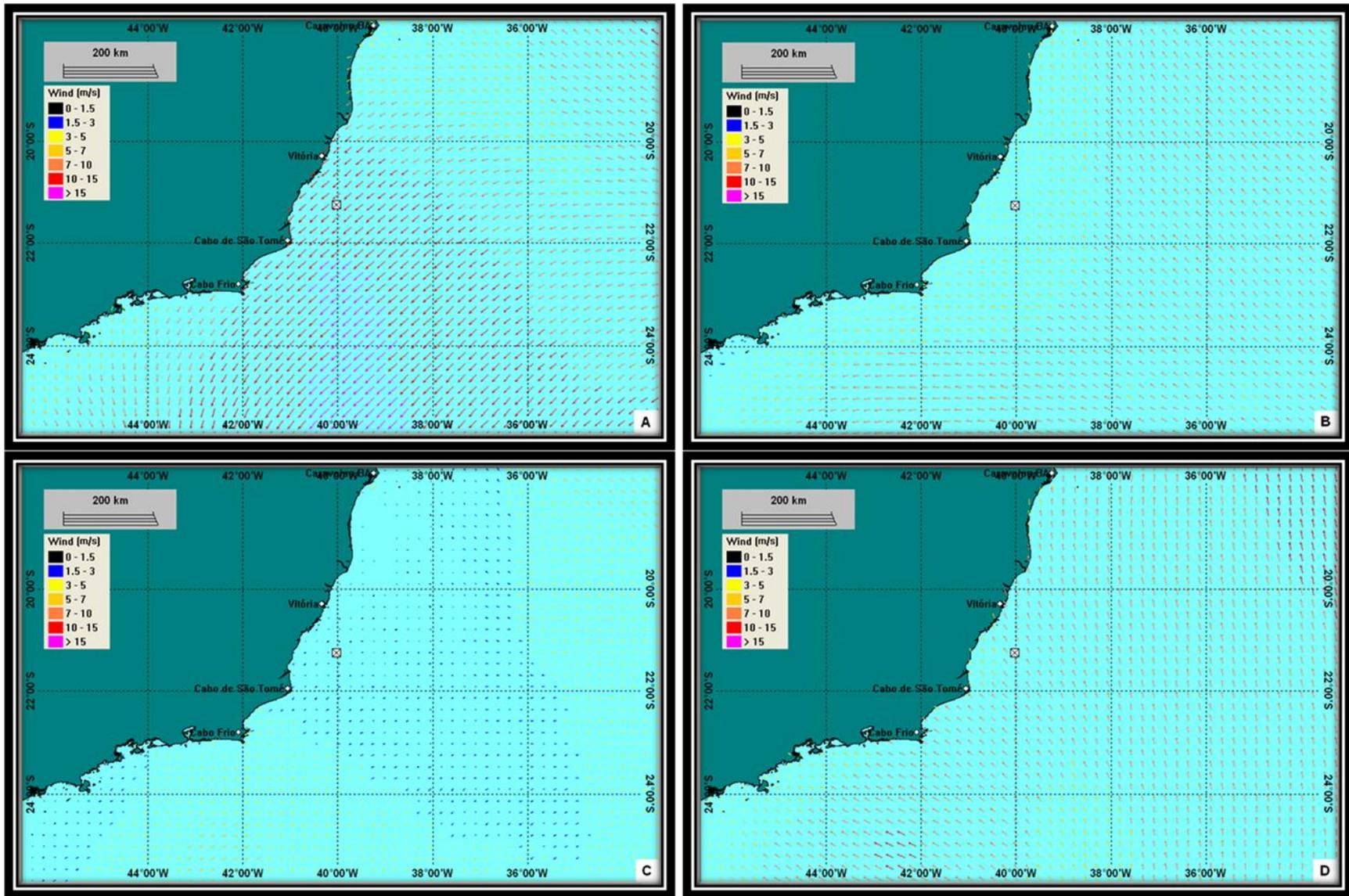


Figura 11 - Padrão de circulação atmosférica para o período do inverno considerando os dias 16/06/1998 (A), 01/07/1998 (B), 16/07/1998 (C) e 01/08/1998 (D).

temporal é de 4 horas para ambos os períodos sazonais. Enquanto que, na horizontal, a resolução espacial no inverno é de 50 km e no verão 10 km. No anexo II do trabalho de Pimentel (2007) pode ser encontrado maiores detalhes sobre a base hidrodinâmica utilizada.

A batimetria local é oriunda dos dados do SeaTopo 6.2 (Figura 10). Esse conjunto de dados encontra-se disponível no Laboratório de Pesquisa e Simulação sobre a Dinâmica do Oceano (LabPosseidon).

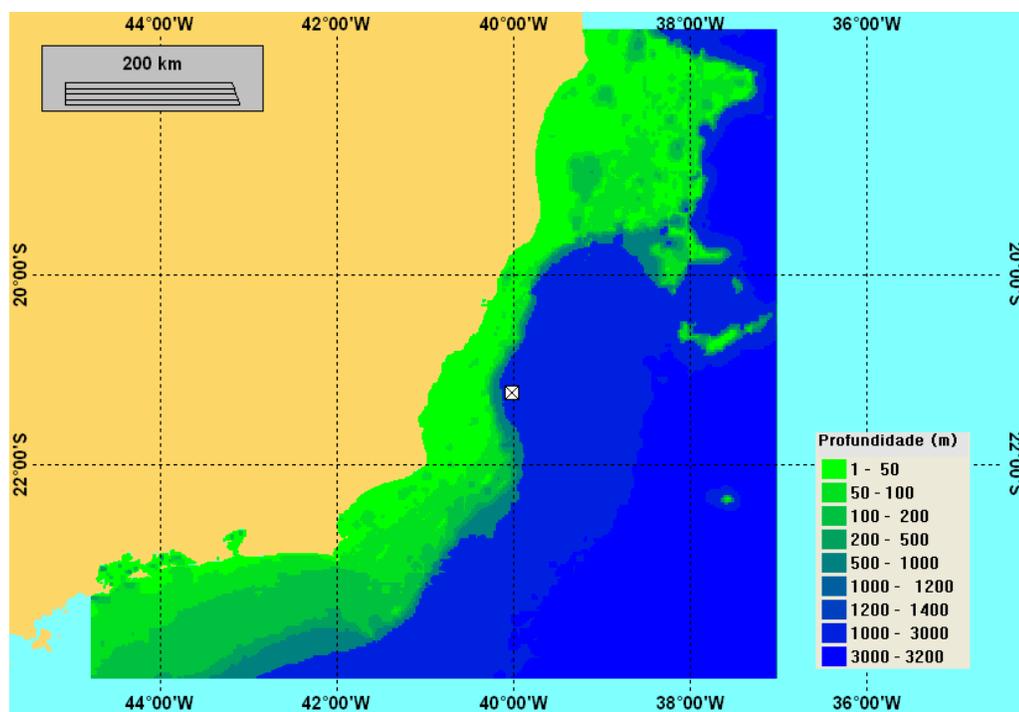


Figura 12 – A grade utilizada nas simulações mostrando a batimetria local.

Os períodos sazonais considerados nos cenários de derrame foram o verão e o inverno. A temperatura média do ar na primeira estação é de 26°C e na segunda 22°C, segundo o banco de dados do CPTEC/INPE (Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), para a região costeira próxima da área de estudo.

Os perfis de temperatura e salinidade da coluna d'água durante o verão e o inverno foram retirados do Estudo de Impacto Ambiental do Campo de Jubarte (PETROBRAS, 2004). Os valores das profundidades de até 200 m foram obtidos de Silva e Alvarenga (1995) e de 350 até 1500 m de Lima (1997).

TABELA 1– PERFIL VERTICAL DA TEMPERATURA DURANTE O VERÃO (EM LARANJA) E O INVERNO (EM AZUL) PARA UMA REGIÃO PRÓXIMA À ÁREA DE ESTUDO.

Profundidade (m)	Temperatura (°C)	
0	26	21,7
50	24,5	21,6
100	21,5	21,5
200	17,3	16,9
350	12,33	
500	8,67	
750	5,12	
1000	3,69	
1250	3,50	
1500	3,75	

Fonte: PETROBRAS (2004).

TABELA 2 - PERFIL VERTICAL DA SALINIDADE DURANTE O VERÃO (EM LARANJA) E O INVERNO (EM AZUL) PARA UMA REGIÃO PRÓXIMA À ÁREA DE ESTUDO.

Profundidade (m)	Salinidade	
0	36,7	36,8
50	36,8	36,8
100	36,6	36,6
200	35,8	35,6
350	35,25	
500	34,73	
750	34,37	
1000	34,77	
1250	34,66	
1500	34,72	

Fonte: PETROBRAS (2004).

A taxa de concentração de sedimentos em suspensão a taxa de oxigênio dissolvido foram consideradas constantes, ambas com valor padrão de 10 mg.L^{-1} .

O óleo utilizado nas simulações foi o LINERLE, contido no banco de dados do modelo OSCAR, por apresentar características semelhantes ao encontrado no Campo de Jubarte (PETROBRAS, 2004). A composição do óleo está representada no Gráfico 1. A parcela “Outros” refere-se à soma das porcentagens dos componentes que se apresentam em quantidades menores do que 1% no óleo (Gases C1-C4, C4 e C4-Benzeno, C10 – Saturados, Fenóis e Naftalenos).

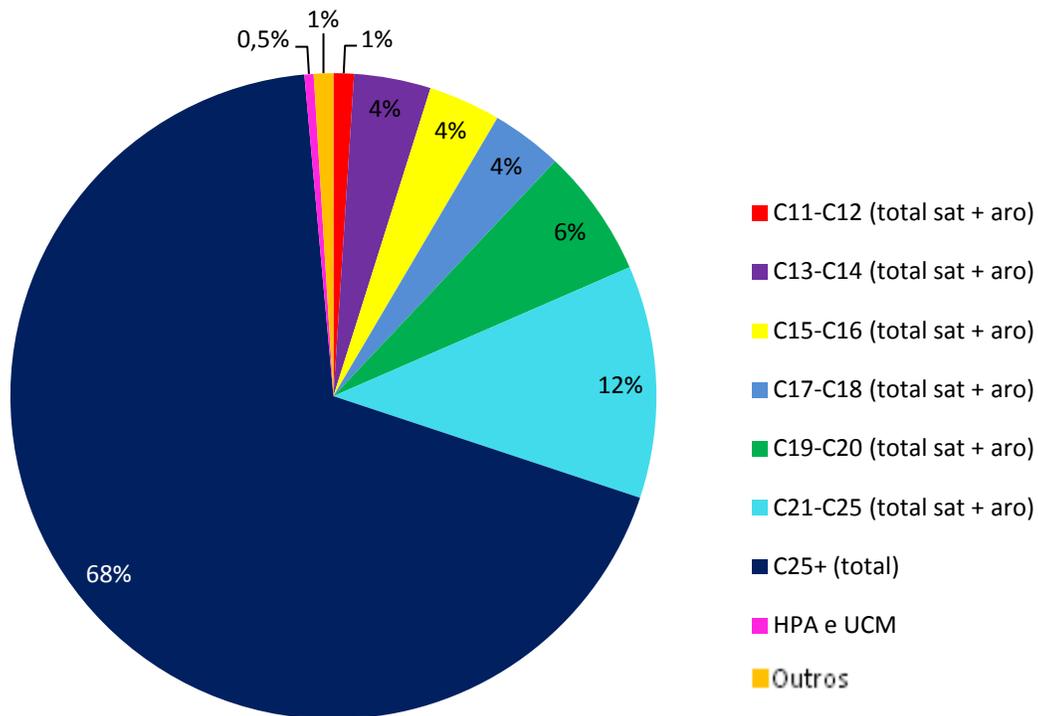


Gráfico 1 - Composição do óleo Linerle importado do banco de dados do modelo OSCAR para as simulações de derramamento de óleo.

As simulações foram realizadas com o derramamento ocorrendo a partir das coordenadas geográficas da unidade FPSO P-34 (PETROBRAS, 2004). O vazamento de 66.614 m^3 de óleo asfáltênico ocorreu continuamente por 30 dias, correspondendo

ao volume de derrame de pior caso (como rege a Resolução CONAMA 398), segundo o Estudo de Impacto Ambiental do Campo de Jubarte (2004).

Os parâmetros do derramamento para os cenários realizados, os parâmetros do modelo e os parâmetros utilizados na grade das simulações encontram-se nas Tabelas 3, 4 e 5, respectivamente.

TABELA 3 - PARÂMETROS DO DERRAMAMENTO PARA OS CENÁRIOS SIMULADOS.

Parâmetro do derramamento	Valor
Latitude	21°15'33,2"S
Longitude	40°01'2,2"O
Tempo total do derramamento	30 dias
Densidade do óleo	0,953 g/cm ³
Grau API	17,0

TABELA 4 - PARÂMETROS DO MODELO PARA OS CENÁRIOS SIMULADOS.

Parâmetro do modelo	Valor
Passo de tempo	20 min
Fator de vento	4%*
Número máximo de partículas dissolvidas	6000
Número máximo de partículas na superfície	6000
Mínima concentração calculada	100 ppb
Espessura inicial para o óleo derramado	4 mm
Espessura final para o óleo derramado	0,001 mm
Profundidade mínima para cálculo das concentrações	0 m
Profundidade máxima para cálculo das concentrações	1500 m

* EXXONMOBIL (2000).

TABELA 5 - PARÂMETROS DA GRADE UTILIZADA DAS SIMULAÇÕES.

Parâmetros da grade	Valor
Comprimento da grade (leste-oeste)	761 km
Comprimento da grade (norte-sul)	805 km
Número de células da grade (leste-oeste)	400
Número de células da grade (norte-sul)	400
Tamanho das células da grade (leste-oeste)	2,0125 km
Tamanho das células da grade (norte-sul)	1,0925 km
Camadas da grade na vertical	10

4.3.2 Cenários probabilísticos

Sob o modo probabilístico, o tempo de derramamento das simulações foi de 30 dias com volume de 66.614 m³ de óleo. Um conjunto de 133 simulações foi realizado referente ao período do verão de 1998 e 103 simulações para o conjunto de dados meteoceanográficos referentes ao inverno de 1998. Tais simulações subsidiaram a determinação dos cenários que foram analisados, ou seja, os cenários determinísticos tiveram as datas de início do derramamento iguais as dos cenários que, dentre as simulações realizadas, as forçantes meteorológicas e oceanográficas favoreciam o acúmulo de óleo mais próximo a costa para induzir a deposição do óleo na plataforma continental.

4.3.3 Cenários determinísticos

Os cenários determinísticos tiveram o tempo de derramamento de 30 dias com volume de 66.614 m³ de óleo. Foram simulados dois cenários determinísticos de derramamento com duração de 20 anos, um para cada conjunto de dados meteoceanográficos, com o modelo de intemperismo de óleo sedimentado acoplado ao modelo OSCAR.

Para inserir as diferentes faciologias de fundo no modelo OSCAR foi utilizado o programa ArcGis para criar os shapefiles (.shp) da Plataforma continental e do Talude superior adjacente aos estados do Espírito Santo e do Rio de Janeiro com base nas cartas sedimentológicas produzidas pelo pesquisador Gilberto Dias do Laboratório de Geologia Marinha da Universidade Federal Fluminense (LAGEMAR – UFF) (ANEXO I e II). O autor caracteriza os sedimentos do fundo quanto à composição e a granulometria. As cartas de sedimentos marinhos superficiais foram georreferenciadas e então foram criados polígonos referentes às fácies sedimentares. Os shapefiles foram importados para o modelo OSCAR em forma de *layers*, e esses foram associados a um tipo de fundo correspondente pré-existente no modelo.

5 RESULTADOS

5.1 CENÁRIOS PROBABILÍSTICOS

As Figuras 13 e 14 mostram as áreas superficiais marinhas que possuem probabilidade de ser ocupadas após um derramamento de 66.614m^3 de óleo por 30 dias no período sazonal de verão e de inverno, respectivamente. Nessas figuras pode ser observado o deslocamento da mancha óleo para o quadrante sudoeste, contornando a costa sudeste brasileira e seguindo a quebra de plataforma. Em ambas as estações não houve probabilidade de chegada de óleo na costa dentro da área de estudo investigada.

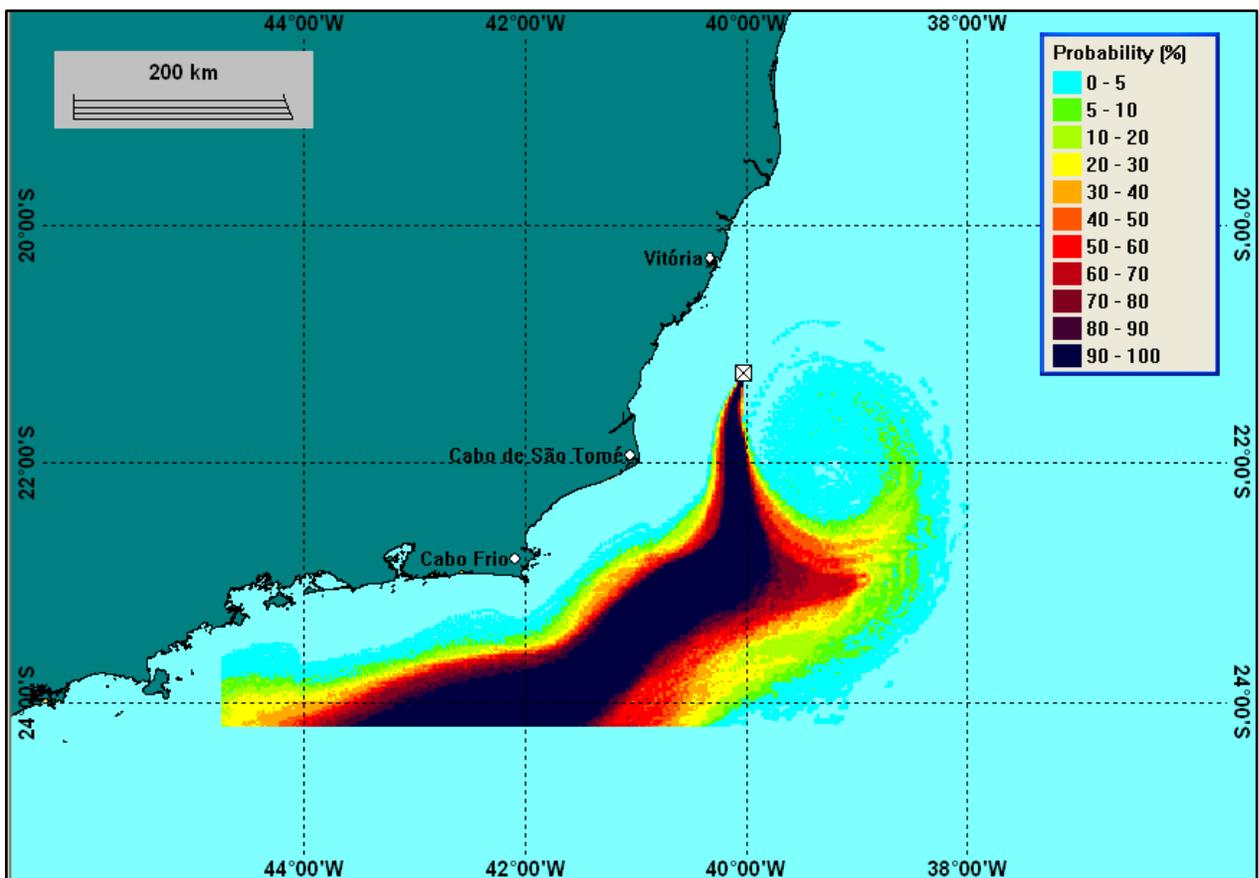


Figura 13 - Mapa probabilístico composto por 133 simulações mostrando a área superficial marinha atingida após um derramamento de 66.614m^3 de óleo por 30 dias no período sazonal de verão.

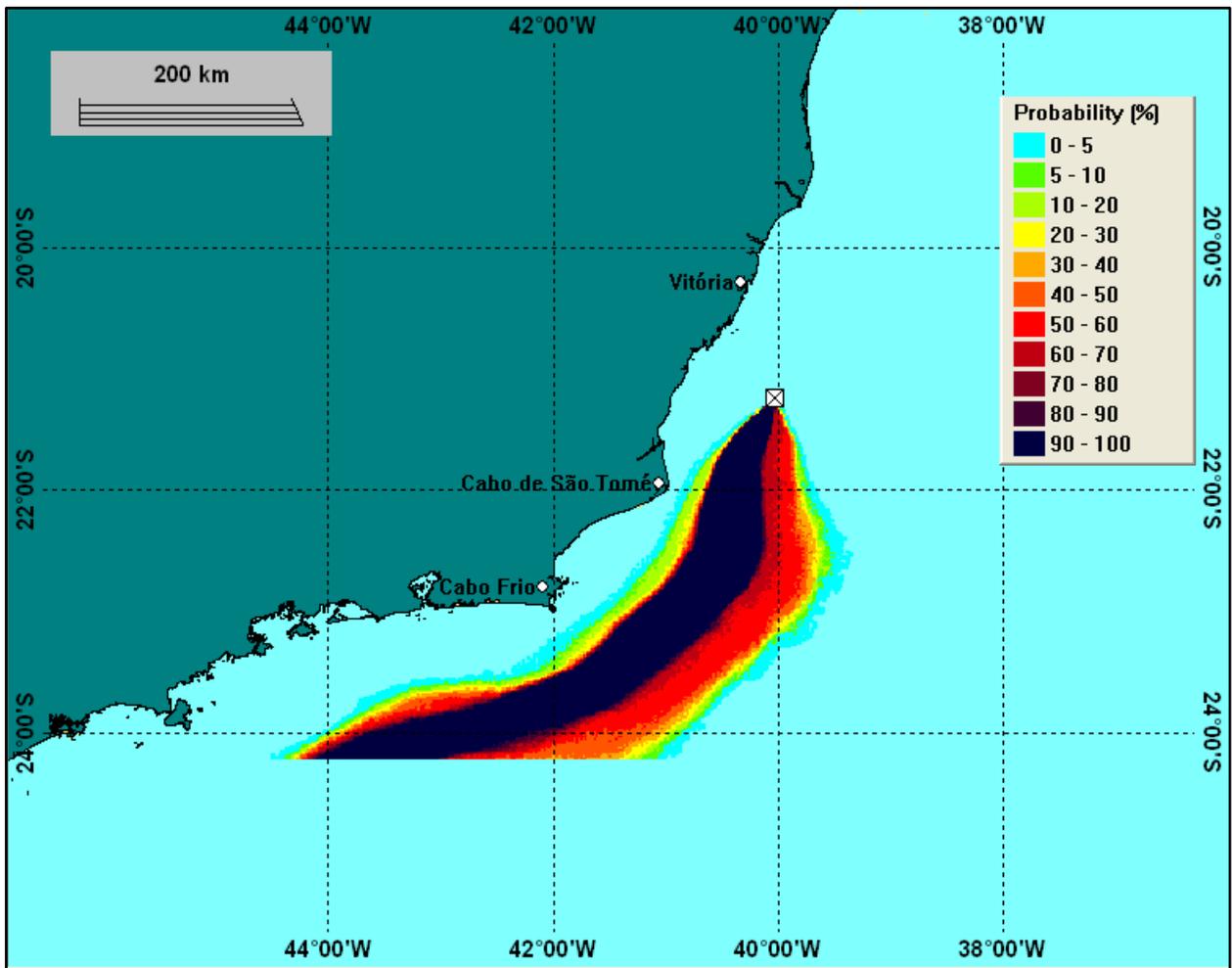


Figura 14 – Mapa probabilístico composto por 103 simulações mostrando a área superficial marinha atingida após um derramamento de 66.614m³ de óleo por 30 dias no período sazonal de inverno.

A partir das simulações realizadas sob o modo probabilístico, o derramamento ocorrido no dia 16 de Janeiro às 7 horas foi escolhido para representar o cenário determinístico de verão e o cenário determinístico de inverno foi caracterizado pelo derramamento simulado para o dia 16 de Junho às 13 horas, pois foram os cenários que as forçantes meteorológicas e oceanográficas favoreciam o acúmulo de óleo mais próximo a costa.

5.2 CENÁRIOS DETERMINÍSTICOS

Ao final de cada uma das simulações determinísticas foi obtida a evolução espaço-temporal do comportamento do óleo na coluna d'água e no sedimento, o que

possibilitou a análise dos locais de deposição do óleo, e a quantidade e o tempo de permanência do óleo total e de seus componentes depositados no sedimento.

5.2.1 Verão

O balanço de massa obtido após o derramamento de 66.614m³ durante 30 dias no período sazonal de verão (Tabela 6) mostra um decréscimo de óleo na superfície e na coluna d'água com o tempo e aumento do óleo evaporado, decaído e fora da grade. Nota-se que a quantidade de óleo final evaporado nesse cenário é de 13,6% e 77% é levado para fora da grade utilizada. A porcentagem do óleo que chega ao sedimento é relativamente pequena e chega a 0% após 20 anos do início do derramamento.

TABELA 6 – BALANÇO DE MASSA DO ÓLEO DURANTE 30 E 90 DIAS, 1 E 20 ANOS PARA O CENÁRIO DE VERÃO.

BALANÇO DE MASSA (%)				
Tempo Destino	30 dias	90 dias	1 ano	20 anos
Superfície	24	0,6	0,1	0
Atmosfera	10,8	13,2	13,5	13,6
Coluna d'água	12,6	2,0	0,1	0
Sedimento	0,2	0,2	0,1	0
Decaimento	3,7	8,2	9,2	9,4
Fora da grade	48,8	75,9	77	77

As Figuras 15 e 16 mostram a evolução espaço-temporal do óleo na coluna d'água e no sedimento, respectivamente, para o cenário de verão. Nota-se que óleo na coluna d'água segue para o quadrante sudoeste, assim como o óleo em superfície, e deposita-se na plataforma continental. Outro resultado que pode ser observado é que após 10 anos do derramamento ainda é possível observar o óleo depositado na quebra da plataforma, onde houve um maior acúmulo (Figuras 17, 18 e 19), mas a mesma observação não pode ser feita após 20 anos.

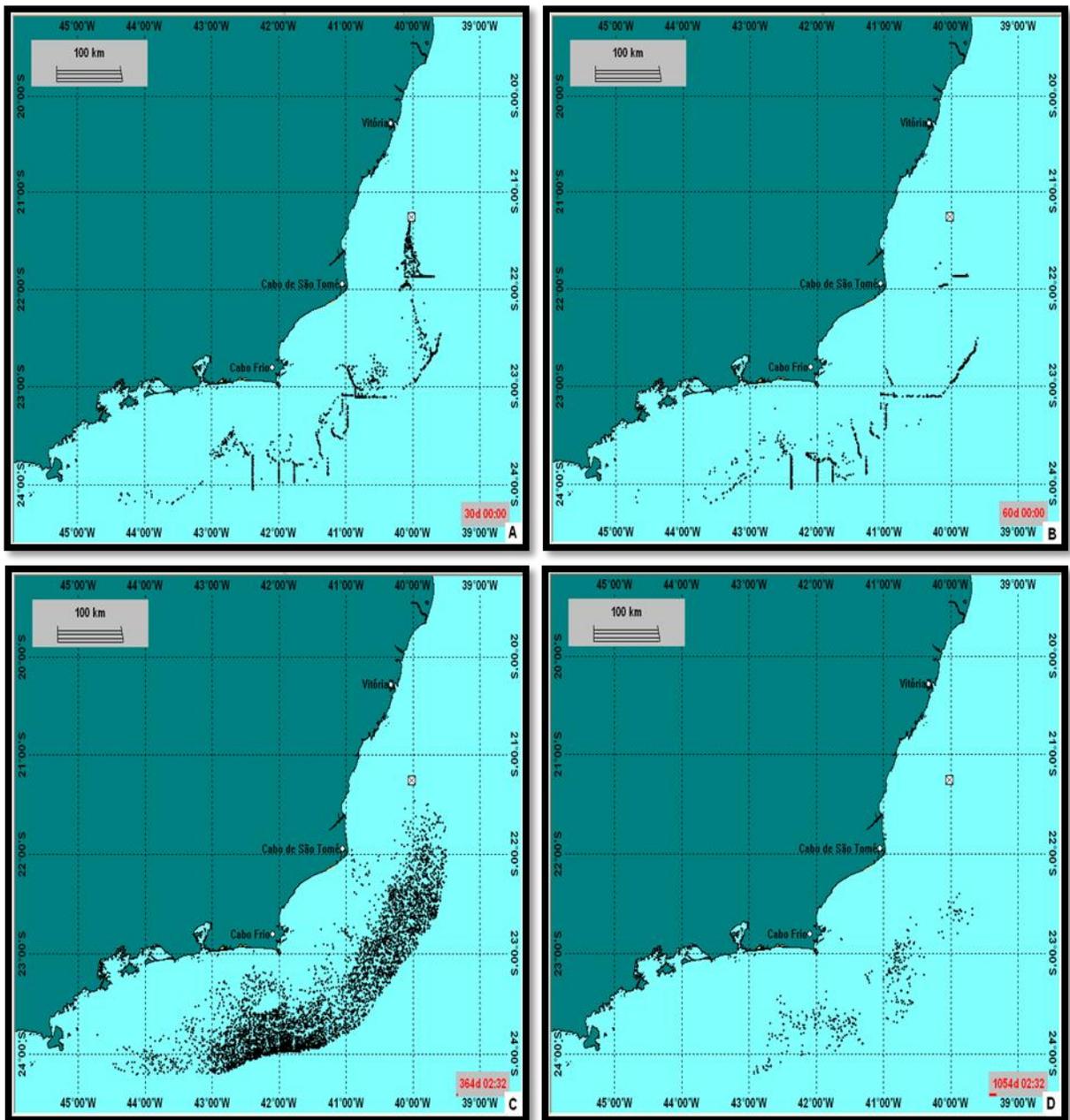


Figura 15 – Mapa de deslocamento do óleo na coluna d'água para o cenário de verão em 30 dias (A), 60 dias (B), 1 ano (C) e 3 anos (D) após o início do derramamento.

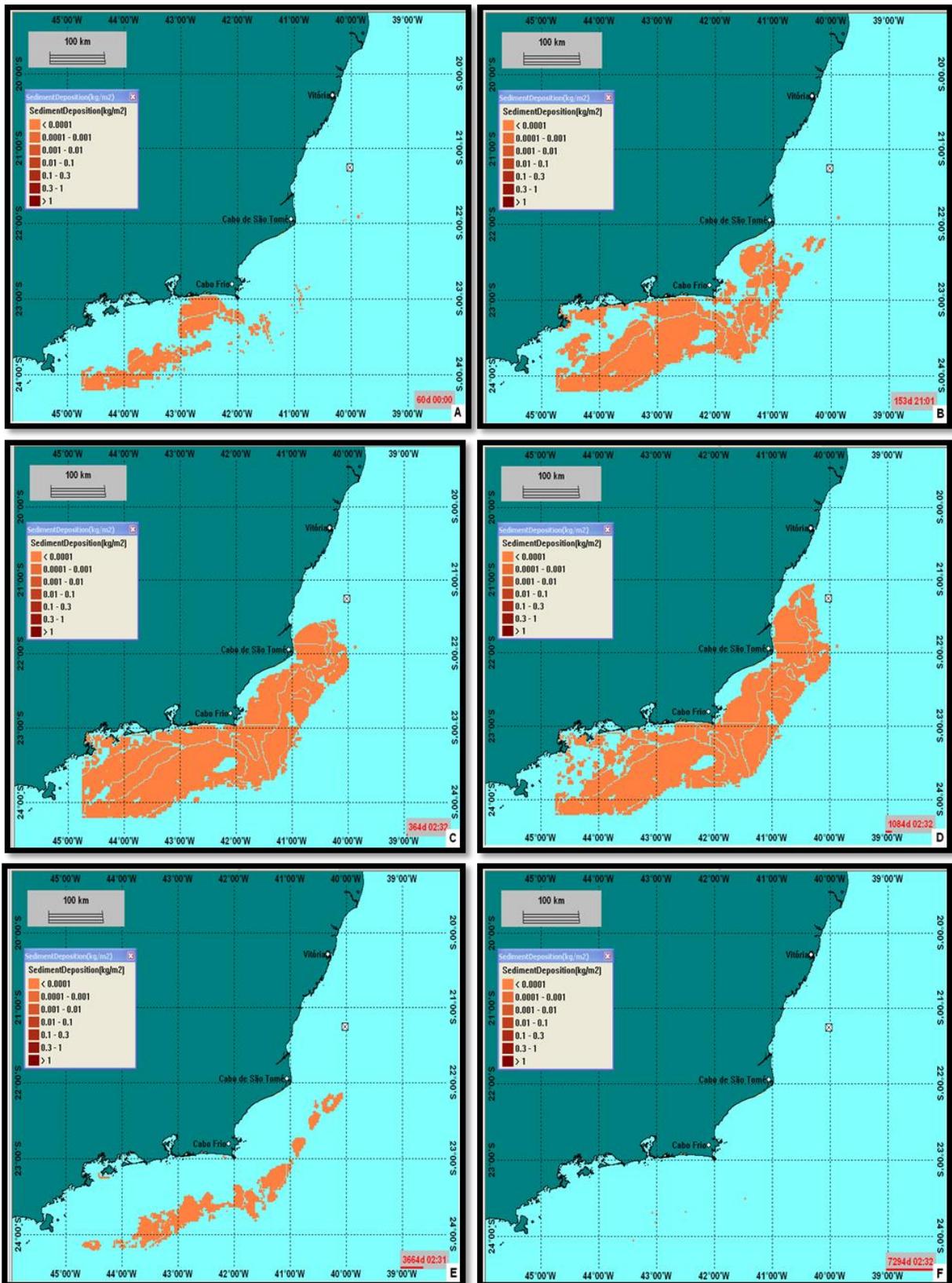


Figura 16 – Mapa dos locais de deposição do óleo no sedimento em 60 dias (A), 5 meses (B), 1 ano (C), 3 anos (D), 10 anos (E) e 20 anos (F) após o início do derramamento para o cenário de verão.

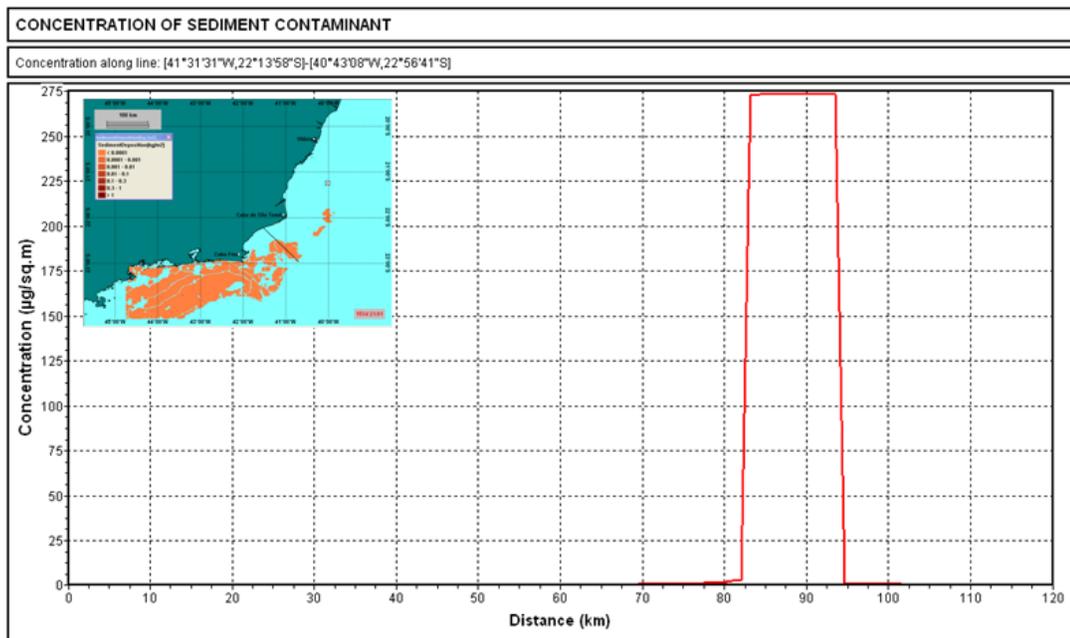


Figura 17 – Concentração de óleo no sedimento (em mg/m²) ao longo do Transecto 1 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de verão.

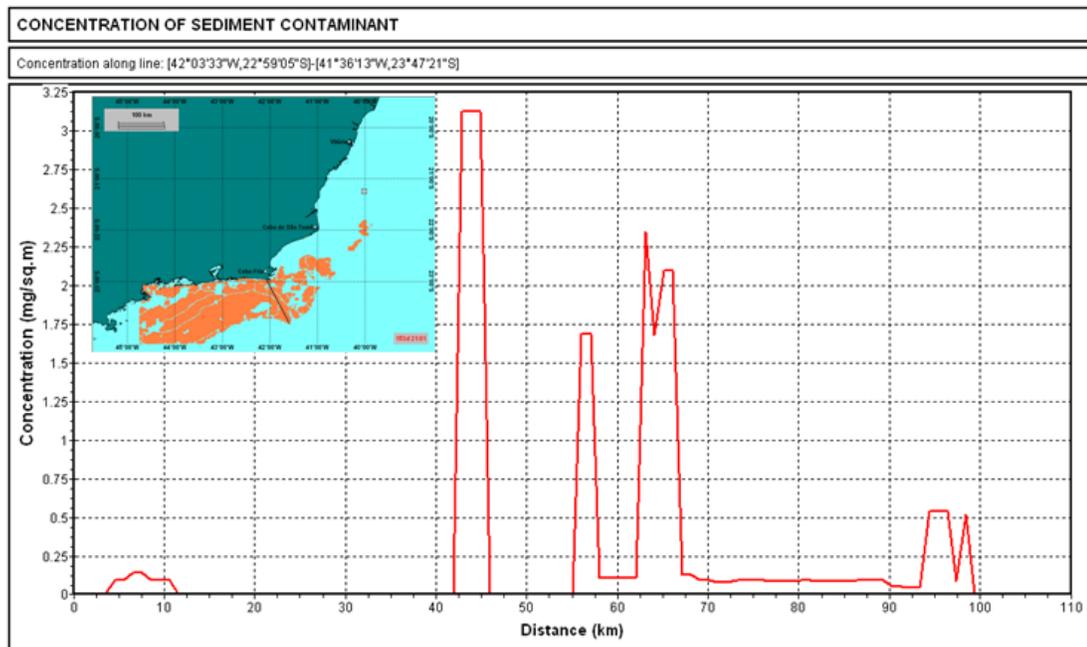


Figura 18 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m²) ao longo do Transecto 2 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de verão.

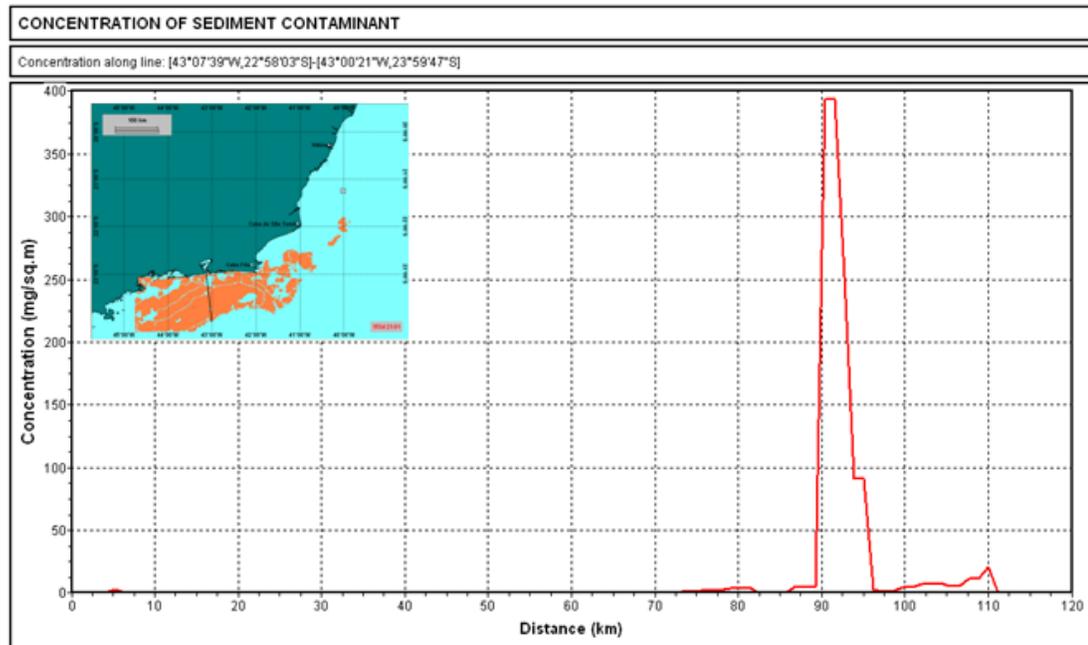


Figura 19 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m²) ao longo do Transecto 3 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de verão.

Na Figura 16-A, no 30^o dia após o derramamento, notam-se poucos depósitos de óleo sobre a quebra da plataforma, onde há presença de sedimentos mais grossos (cascalho). Mais distante da origem do derramamento ocorre maior deposição, sugerindo que o óleo foi arrastado por uma longa distância pela CB em superfície e na coluna d'água antes de se depositar. Depois o óleo é depositado em toda a plataforma continental (Figura 16-B e C), onde há predominância de sedimentos cascalhosos e arenosos, mas há presença de lama e ocorrência de rodolitos. As maiores concentrações de óleo no sedimento encontram-se na quebra de plataforma e, em menor quantidade, próximo a costa, onde o óleo encontra a coluna de água mais rasa (1 a 50 metros de profundidade), favorecendo a deposição no sedimento arenoso (Figuras 17, 18 e 19). Após 3 anos (Figura 16-D), a degradação do óleo depositado pode ser visualizada sobre a plataforma continental e em 10 anos (Figura 16-E) somente é encontrado massivamente na quebra de plataforma e alguns pequenos depósitos ocorrem próximo a costa. Em 20 anos (Figura 16-F), não é possível encontrar depósitos de óleo na área de estudo.

A Figura 20 mostra a quantidade do óleo no sedimento durante 20 anos no período de verão. É possível observar que houve o aumento dessa quantidade e o máximo foi atingido em menos de 1 ano do derramamento, chegando a 120 toneladas. Após isso, a quantidade decaiu, chegando a 6 toneladas em 20 anos.

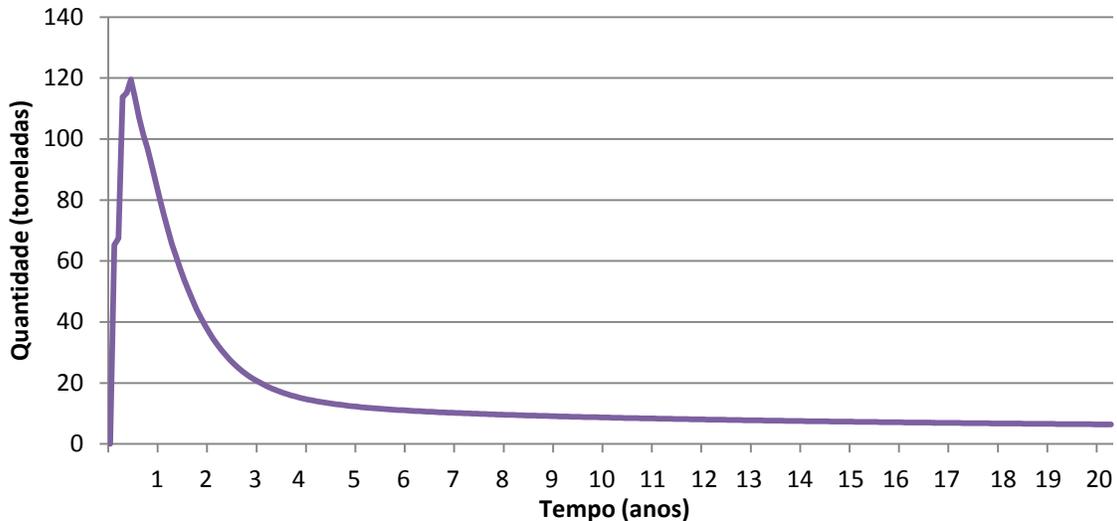


Figura 20 – Quantidade (em toneladas) de óleo depositado no sedimento durante 20 anos para o cenário de verão.

A análise da quantidade dos componentes do óleo depositados no sedimento para o período de verão durante 20 anos (Figura 21) permite observar que os compostos com 25 ou mais carbonos são predominantes no sedimento, representando cerca de 90% da quantidade total, enquanto os compostos com 21 a 25 carbonos e os metabólitos possuem pouca significância. Os demais componentes do óleo não estão contidos no gráfico por não representarem quantidades relevantes no sedimento. O Metabólito 1 é produto da degradação dos componentes do óleo com mais de 10 carbonos em sua estrutura e depois é reduzido a Metabólito 2. Enquanto o Metabólito 2 é o produto da degradação dos componentes com até 10 carbonos (ANEXO III).

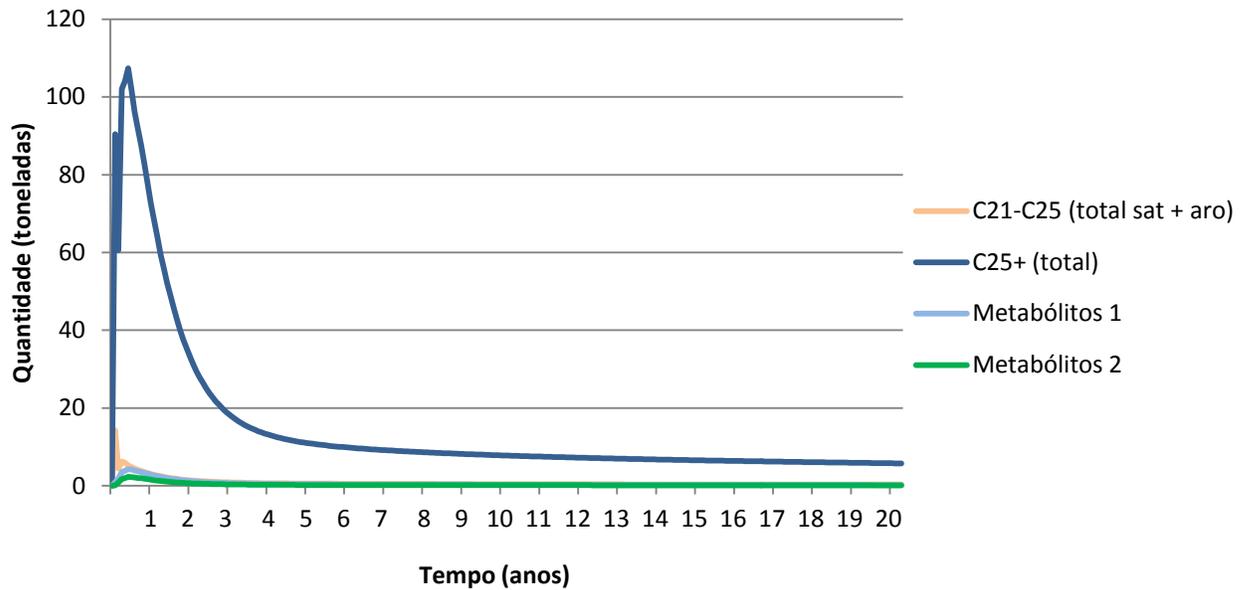


Figura 21 – Quantidade (em toneladas) dos componentes do óleo depositados no sedimento durante 20 anos para o cenário de verão.

5.2.2 Inverno

O balanço de massa obtido após o derramamento de 66.614m³ durante 30 dias no período sazonal de inverno (Tabela 7) mostra que a quantidade de óleo final evaporado e levado para fora da grade nesse cenário é menor do que no verão (12,2% e 72,3%, respectivamente) e a quantidade de óleo no sedimento é maior, chegando a 0,8 % após 20 anos do derramamento. Observa-se também o decréscimo de óleo na superfície e na coluna d'água e aumento do óleo evaporado, decaído e fora da grade com o passar do tempo do derramamento.

TABELA 7 – BALANÇO DE MASSA DO ÓLEO DURANTE 30 E 90 DIAS, 1 E 20 ANOS PARA O CENÁRIO DE INVERNO.

BALANÇO DE MASSA				
Tempo Destino	30 dias	90 dias	1 ano	20 anos
Superfície	20,3	20	0,1	0
Atmosfera	9,4	11,2	12,1	12,2
Coluna d'água	13,2	4,1	1,7	1,7
Sedimento	0,3	3,8	2,9	0,8
Decaimento	2,6	8,4	11	13
Fora da grade	54,1	70,5	72,3	72,3

As Figuras 22 e 23 mostram a evolução espaço-temporal do óleo na coluna d'água e no sedimento, respectivamente, após o derramamento durante o período de inverno. Nota-se que o óleo na coluna d'água se desloca seguindo preferencialmente à quebra de plataforma para o quadrante sudoeste e é depositado em cima da plataforma continental. Após 20 anos do derramamento, ainda é possível visualizar depósitos de óleo próximo à costa, onde houve um grande acúmulo (Figuras 24, 25 e 26).

Inicialmente (Figura 23-A), o óleo é depositado mais próximo da origem do derramamento sobre a plataforma continental, por não haver um forte fluxo superficial e em coluna d'água que levasse o óleo para mais distante sobre a quebra de plataforma, nessa área há presença de sedimentos cascalhosos, arenosos, lamosos e ocorrência de rodolitos. O óleo cobre toda a plataforma até 3 anos após o derramamento (Figura 23-D) quando é possível visualizar áreas que tiveram o óleo removido pelo processo de degradação. As maiores concentrações de óleo estão nos sedimentos arenosos próximos a costa, pois a batimetria de 1 a 50 metros favorece a deposição (Figuras 24, 25 e 26). Após 20 anos, o óleo pode ser encontrado somente próximo a costa.

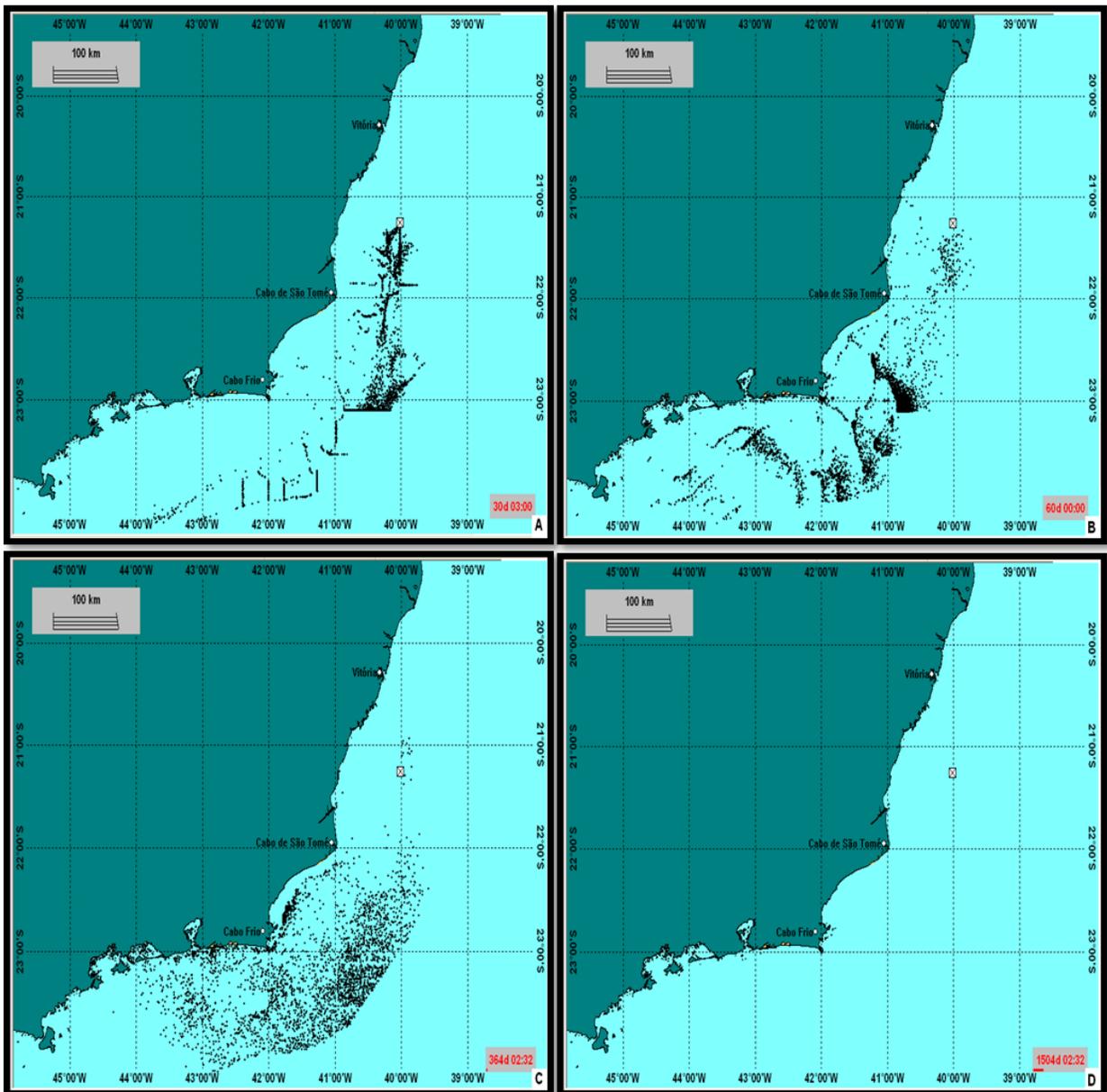


Figura 22 – Mapa de deslocamento do óleo na coluna d’água para o cenário de inverno em 30 dias (A), 60 dias (B), 1 ano (C) e 3 anos (D) após o início do derramamento.

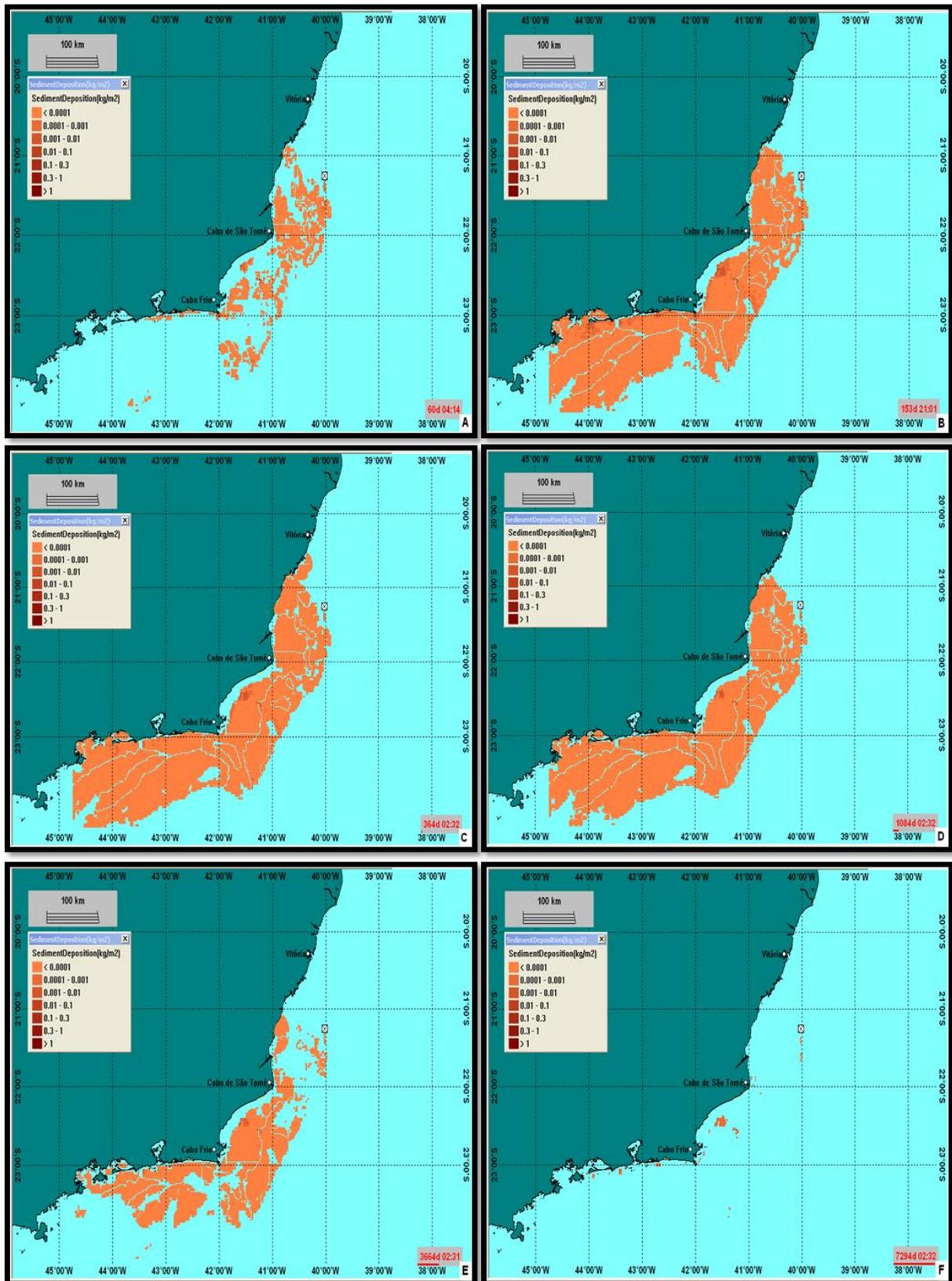


Figura 23 – Mapa dos locais de deposição do óleo no sedimento em 60 dias (A), 5 meses (B), 1 ano (C), 3 anos (D), 10 anos (E) e 20 anos (F) após o início do derramamento para o cenário de inverno.

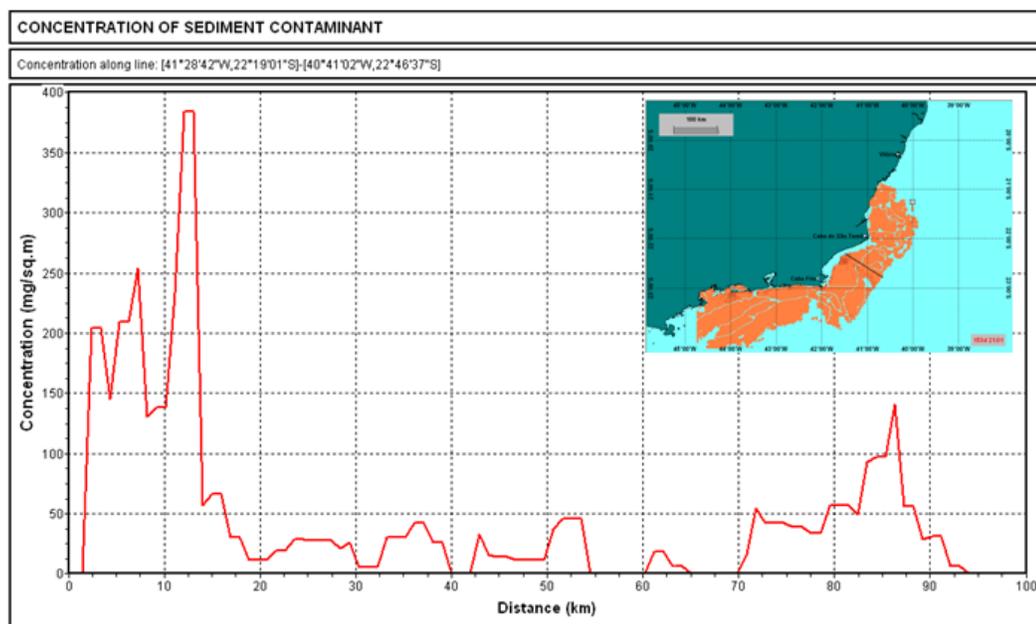


Figura 24 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m²) ao longo do Transecto 1 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de inverno.

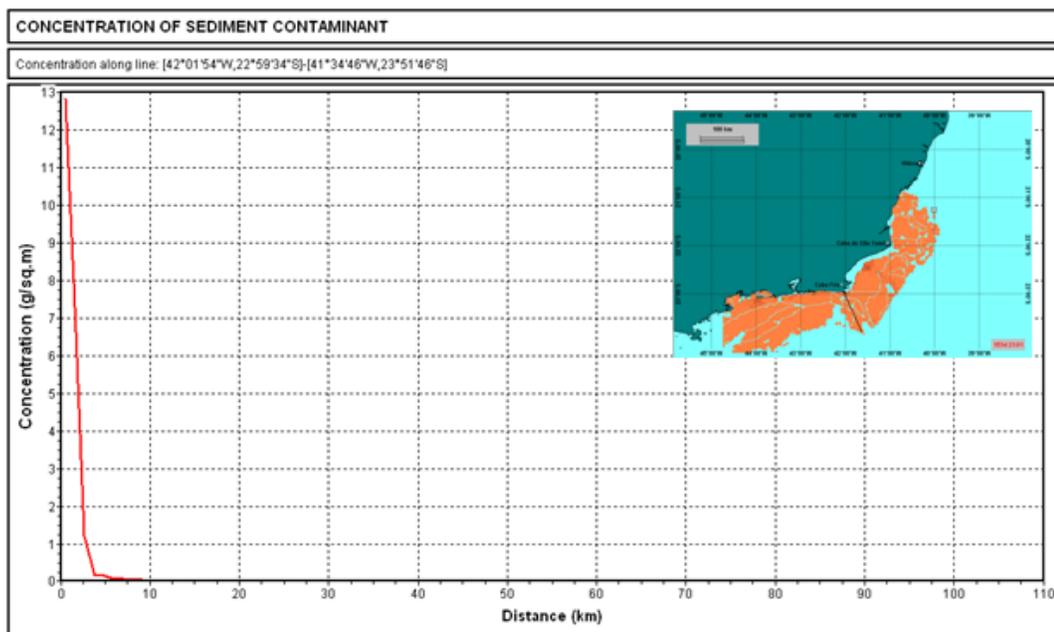


Figura 25 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m²) ao longo do Transecto 2 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de inverno.

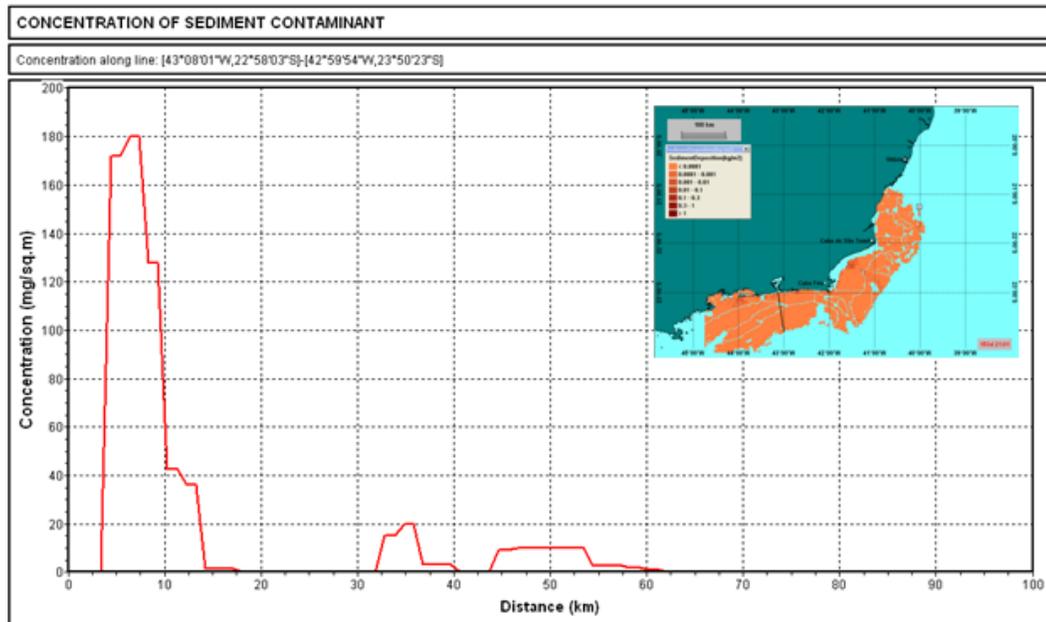


Figura 26 - Concentração de óleo no sedimento (em mg/m²) ao longo do Transecto 3 na plataforma continental do Rio de Janeiro no período sazonal de inverno.

A Figura 27 mostra a quantidade total e o tempo de permanência do óleo no sedimento durante 20 anos para o período de Inverno. Note que neste cenário o valor que chegou a menos de 1 ano após o derramamento é maior do que o encontrado para o período de verão (2.803) e após 20 anos cerca de 500 toneladas ainda podem ser encontradas no sedimento.

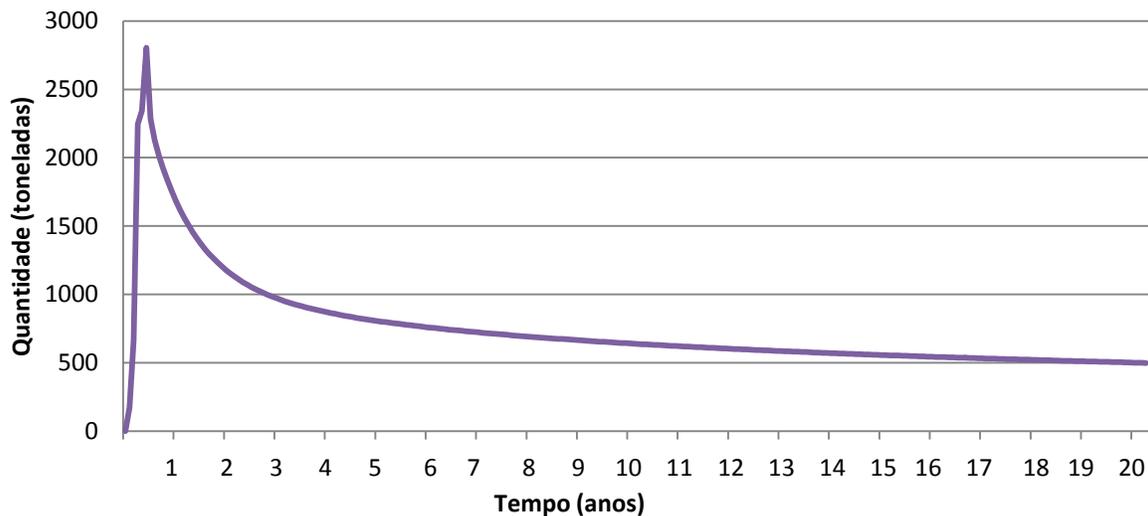


Figura 27 - Quantidade (em toneladas) de óleo depositado no sedimento durante 20 anos para o cenário de inverno.

A Figura 28 mostra a quantidade dos componentes do óleo depositados no sedimento para o período de inverno durante 20 anos. Aqui também é observado que os compostos com 25 ou mais carbonos representam cerca de 90% da quantidade total, sendo, portanto, os mais abundantes no sedimento. Porém, vale lembrar que eles constituem 68% óleo inicial derramado. Os demais compostos não chegam ao sedimento ou chegam em quantidades insignificantes e são rapidamente degradados.

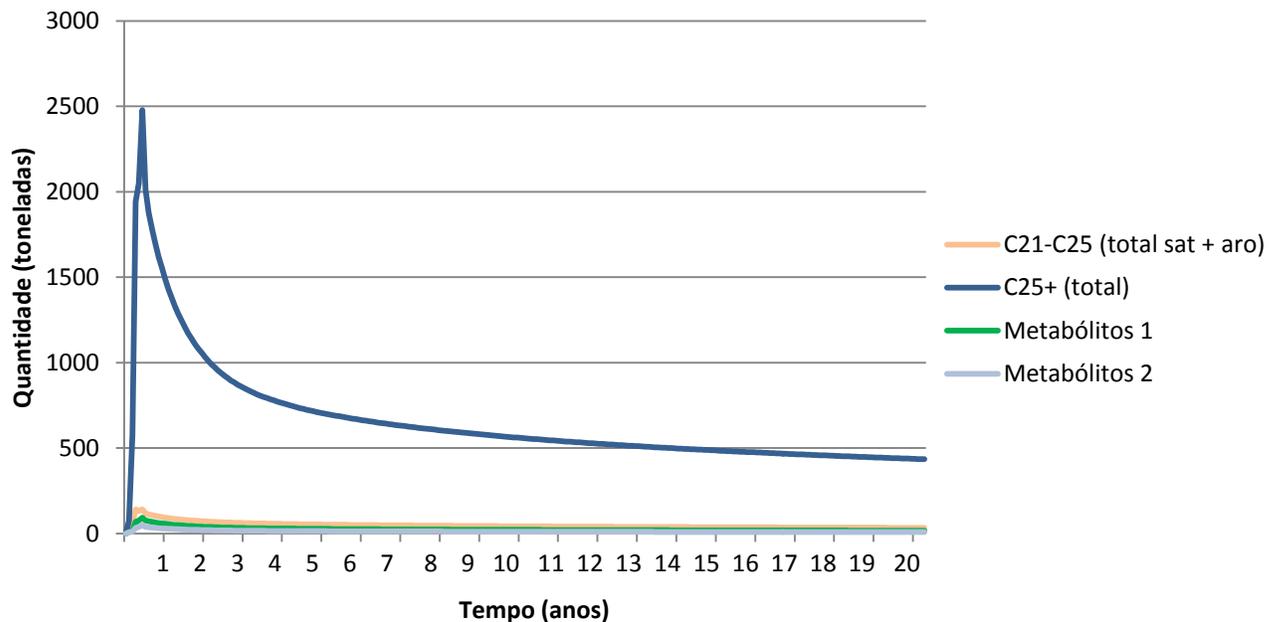


Figura 28 - Quantidade (em toneladas) dos componentes do óleo depositados no sedimento durante 20 anos para o cenário de inverno.

6 DISCUSSÃO

Os resultados das simulações probabilísticas para o vazamento de 66.614m³ de óleo da FPSO P-34 durante 30 dias para os períodos de verão e inverno evidenciaram a mancha de óleo superficial seguindo preferencialmente a zona de quebra de plataforma em direção ao quadrante sudoeste em ambas as estações, mostrando a grande influência que a CB tem na dispersão do óleo nessa região. Tais resultados corroboram os trabalhos realizados anteriormente no LabPosseidon que também buscaram estudar o comportamento dispersivo do óleo na costa do Espírito Santo (PIMENTEL, 2007; FONSECA, 2009; LEMOS 2009; FARIAS 2010). Além disso, a localização da FPSO em cima da quebra de plataforma, onde se encontra o fluxo principal da CB (STRAMMA, 1989; STRAMMA *et al.*, 1990; GARFIELD, 1990), favorece para que o transporte do óleo pela CB seja mais eficiente, fazendo com que não se aproxime da costa e nem flua sobre a plataforma continental pela superfície em ambos os períodos estudados. Entretanto, no verão (Figura 13) pode ser notada a presença de um Vórtice à 22°S, que não foi observado no inverno (Figura 14).

Os resultados dos cenários determinísticos mostraram que, ao final das simulações, a porcentagem do óleo levado para fora da grade da área de estudo investigada é maior para o verão (77%) do que para o inverno (72,3%). A presença da CB mais intensa no verão e a predominância dos ventos de nordeste (Figuras 6, 7 e 8) induzem o transporte do óleo para áreas mais distantes da origem do derramamento (LEMOS, 2009). Além disso, o Vórtice de São Tomé, feição anticiclônica associada às instabilidades geradas pela interação da CB com a topografia da região (SOARES, 2007), levou parte do óleo para a região *offshore*. Por outro lado, no inverno a CB apresenta-se mais fraca, os ventos de nordeste menos intensos e há incidência de entradas de frentes frias com ventos de sudeste de maior magnitude (Figuras 9, 10 e 11). Pôde ser observada ainda a completa ausência do Vórtice de São Tomé (LEMOS, 2009). Esses fatores colaboraram com que o óleo permanecesse em maiores quantidades dentro da área de estudo no inverno do que no verão.

Esse resultado também pode estar associado à diferença de resolução espacial entre os dados hidrodinâmicos utilizados, já que o campo hidrodinâmico do período sazonal de verão possui um dado a cada 10 km, enquanto que no de inverno há um dado a cada 50 km. A menor resolução espacial pode ter resultado num campo hidrodinâmico simplificado representando a presença da CB (feição principal dessa área) e pouca representação das instabilidades importantes na dispersão do óleo, como vórtices ou meandros, mostradas no campo hidrodinâmico de maior resolução espacial (GHISOLFI *et al.*, 2009). Além de influenciar o comportamento do óleo em superfície e a quantidade do óleo que é levada para fora da grade, a sazonalidade se refletiu em outros processos intempéricos, como a evaporação, dispersão na coluna d'água e na sedimentação.

Para óleos derramados, processos como evaporação, dissolução e degradação são diretamente dependentes da composição do óleo (ANEXO IV) e a evaporação é dependente ainda da temperatura do ar (REED, 2001). A comparação entre as porcentagens do óleo evaporado no verão (13,6%) e no inverno (12,2%) mostraram que maior quantidade foi transferida da superfície do mar para atmosfera no verão. Como a composição do óleo utilizado foi a mesma para os dois cenários, a diferença é explicada pela maior temperatura do ar nessa estação e maior quantidade de óleo na superfície por mais tempo.

As quantidades de óleo na coluna d'água também foram distintas entre os dois períodos sazonais observados. Isso se deu porque o modelo calcula a turbulência vertical como função da intensidade do vento (REED, 2001). Portanto, os ventos de maior magnitude associados à entrada de frentes frias no período de inverno geraram uma turbulência maior no oceano, fazendo com que maior quantidade de óleo penetrasse na coluna d'água. Além disso, no verão parte do óleo presente na coluna d'água é deslocada pela quebra de plataforma seguindo para fora da grade do modelo (Figura 15) pelas condições meteoceanográficas explicadas anteriormente. No inverno as condições meteoceanográficas favorecem a permanência do óleo na coluna d'água dentro da grade.

A quantidade de óleo que chega ao fundo marinho é, então, resultado do que não é removido da superfície da água por evaporação, não sai da grade do modelo por advecção, penetra e se desloca na coluna d'água e, por fim, atinge os sedimentos. Dessa forma, todas essas condições favoreceram com que o óleo chegasse em maior quantidade no leito oceânico durante o inverno (2.803 toneladas) do que no verão (120 toneladas). Entretanto, a quantidade de óleo que se acumula no sedimento é relativamente pequena (0,2% no verão e 4,6% no inverno) se comparada ao valor inicial derramado (60.630 toneladas) para ambas as estações. No entanto, como observado nas Figuras 16 e 23, é suficientemente grande para que ele se estenda ao longo da plataforma continental do Rio de Janeiro. O volume máximo do óleo que chega ao sedimento é alcançado ao 5º mês após o derramamento e depois tende a diminuir a sua concentração devido ao processo de degradação. Isto ocorre porque a sedimentação do óleo é um processo a médio prazo, ocorrendo de semanas a meses após o início do derramamento, e a biodegradação é um processo a longo prazo, ocorrendo de meses a anos (IPIECA, 2000). Além disso, após os contaminantes do fundo ser misturados com os sedimentos, podem se dissolver de volta na coluna de água (REED, 2001). No modelo, a degradação na água e nos sedimentos é representada como um processo de decaimento de primeira ordem (linear) (REED, 2001).

As frações mais leves do óleo são mais voláteis e mais solúveis na água do mar (FINGAS, 2001; POTTER & SIMMONS, 1998; McCAIN JUNIOR, 1990; BÍCEGO *et al.*, 2008). Dessa forma, são preferencialmente evaporadas ou permanecem dissolvidas, enquanto que as frações mais pesadas do contaminante são adsorvidas ao material particulado em suspensão e sedimenta com as partículas (MEYERS & OAS, 1978). Os compostos do óleo com mais de 25 carbonos em suas estruturas são mais abundantes no sedimento representando cerca de 90% em ambos os períodos sazonais. No cenário determinístico de verão, aproximadamente 100 toneladas desse composto chegaram ao fundo no 5º mês após o derramamento e 6 toneladas permaneceram após 20 anos. No cenário de inverno cerca de 2480 toneladas chegaram ao fundo no 5º mês e no final da simulação 435 toneladas ainda permaneceram no sedimento. Todavia, os

demais componentes do óleo não chegaram ao sedimento e, quando chegaram, foi em poucas quantidades, sendo degradados rapidamente. É de suma importância ressaltar que esse resultado provavelmente está associado ao fato de que os componentes com mais de 25 carbonos representaram 68% da composição do óleo considerado nas simulações e são mais resistentes aos processos intempéricos, atingindo o sedimento em maiores quantidades. A resistência à degradação faz com que esses componentes permaneçam por mais tempo no leito marinho (FINGAS, 2001).

Com relação à evolução espaço-temporal do óleo sedimentado (Figuras 16 e 23), não foi possível estabelecer uma relação direta entre a quantidade e permanência do óleo com o tipo de sedimento no processo de sedimentação calculado pelo modelo OSCAR. O resultado esperado era que o modelo fosse sensível à faciologia do leito, já que o sedimento lamoso tem maior capacidade de reter substâncias orgânicas e maior taxa de remoção desses compostos se comparadas com sedimentos mais grossos (cascalho e areia) devido às suas partículas serem mais finas e com maior área efetiva. Areias e cascalhos possuem menor área superficial efetiva, por isso não teriam uma grande capacidade de retenção de compostos orgânicos e suas taxas de remoção são maiores (LAW, 1981). Neste estudo observou-se que a quantidade de óleo que atingiu o sedimento esteve relacionada com o deslocamento na coluna d'água que propiciou ou não o depósito em uma determinada área. A permanência do óleo no sedimento esteve relacionada com a quantidade de óleo que foi recebida em uma célula da grade, ou seja, quanto maior a quantidade de óleo que chega ao sedimento em uma área, maior foi o tempo para a completa degradação dos componentes. Assim, acredita-se que o modelo de sedimento implementado na presente versão do modelo OSCAR não foi sensível a variação faciológica de fundo devido ao nível de detalhamento que foi requerido.

Cenários determinísticos simulados com fundos homogêneos, planejados anteriormente, poderiam auxiliar na melhor compreensão do modelo OSCAR. Porém, estes não foram incluídos na presente discussão porque seriam necessários mais

testes preliminares e análises sendo incompatíveis com o cronograma proposto para realização do trabalho.

O processo de sedimentação do óleo afeta principalmente os organismos marinhos bentônicos, que incluem todos os animais sobre ou dentro do leito marinho (BOYND *et al.*, 2001). Quando grandes quantidades de óleo provenientes de derramamentos atingem o fundo, a exposição ao óleo pode causar diversos efeitos a nível de organismo, população ou comunidade (EARTH GAUGE, 2010b; BOYND *et al.*, 2001; CAPUZZO, 1985). O efeito imediato da exposição direta ao óleo de um indivíduo é a mortalidade. Efeitos a longo prazo podem envolver mudanças comportamentais e alterações nas funções fisiológicas. As populações de invertebrados marinhos podem sofrer mudanças na idade, tamanho e taxa reprodutiva e no recrutamento. Após derramamentos de óleo, a estrutura e a dinâmica da comunidade podem ser modificadas quando espécies sensíveis são substituídas por espécies oportunistas, ocorrem mudanças nas relações ecológicas, como competição e predação, e a diversidade é reduzida (EARTH GAUGE, 2010b; BOYND *et al.*, 2001; CAPUZZO, 1985). Os organismos bentônicos possuem grande importância no ecossistema marinho por atuar no sistema de decomposição da matéria orgânica e reciclagem de nutrientes, estão ligados às teias tróficas marinhas e as comunidades são compostas por uma imensa diversidade biológica e funcional (informação verbal¹).

¹BERNADINO, A. F. Nota obtida em aula na disciplina de Comunidades Bentônicas. 2010.

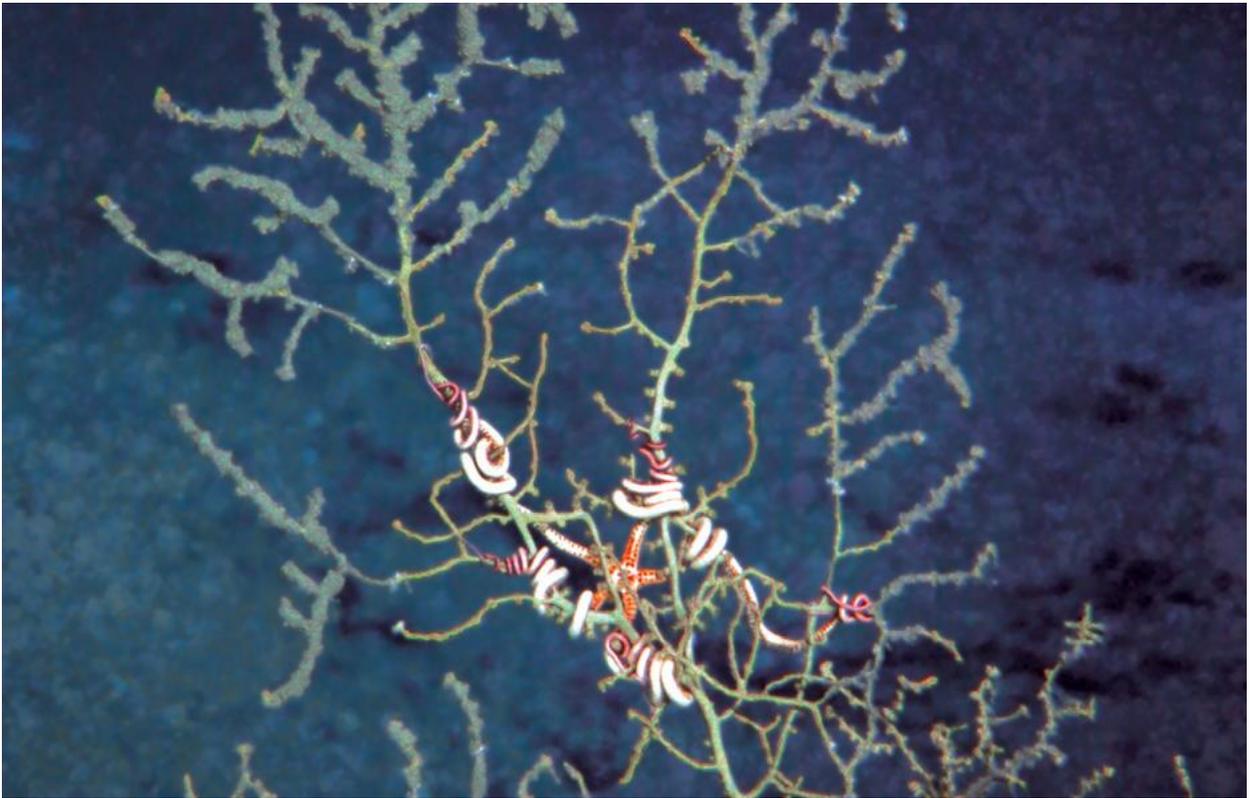


Figura 29 – Óleo proveniente do afundamento da plataforma *Deepwater Horizon* recobrindo parte deste coral no Golfo do México. Fonte: Nature, 2011.

7 CONCLUSÃO

Conclui-se com o presente estudo que o comportamento físico-químico do óleo no mar, incluindo os processos de dispersão, evaporação, dissolução e sedimentação, está diretamente ligado às condições meteorológicas e oceanográficas incorporadas ao modelo OSCAR. Os resultados do intemperismo do óleo asfáltico calculados pelo modelo destacaram a influência das diferenças relacionadas à sazonalidade da área em que o derramamento foi localizado, como a temperatura do ar, intensidade de correntes, presença/ausência de instabilidades e direção e intensidade do vento, e ainda a análise em termos de compartimentalização dos componentes do óleo se deu de acordo com a bibliografia.

Constatou-se então que a quantidade do óleo que chega ao fundo marinho é consequência do que não é removido da superfície da água por evaporação e da grade do modelo pelas condições meteoceanográficas, penetra e se desloca na coluna d'água e, por fim, atinge os sedimentos. Porém, não pode ser observada uma relação clara entre a quantidade e permanência do óleo com o tipo de sedimento no processo de sedimentação calculado pelo modelo OSCAR como a bibliografia sugere, impedindo de afirmar que o intemperismo do óleo sedimentado seja sensível à faciologia do fundo ao nível de detalhamento proposto.

8 REFERÊNCIAS

- ALBINO, J. 1999. **Morfodinâmica e processo de sedimentação atual das praias de Bicanca à Povoação, ES.** 1999. Tese (Doutorado em Geologia Sedimentar) – Universidade de São Paulo, Instituto de Geociências, São Paulo, 1999.
- BETHLEM, C. B. P.; MARINS, G. M. S.; TOZZI, H. A. M.; BUSOLI, R. O.; JUNIOR, S. W. C. 2002. **Informação Técnica ELPN/IBAMA no 023/02: Modelagem de derramamento de óleo no mar.** Acordo de cooperação e apoio técnico-científico ANP/IBAMA - Ministério do Meio Ambiente.
- BÍCEGO, M. C.; SEYFFERT, B. H.; MARTINS, C. de C.; FILLMANN, G. Poluição por Petróleo. In: BAPTISTA NETO, J. A.; WALLNER-KERSANACH, M.; PATCHINEELAM, S. M. **Poluição Marinha.** Rio de Janeiro: Interciência, 2008. p. 77-96.
- BLUMER, M; SASS, J. 1972. Oil Pollution: Persistence and Degradation of Spilled Fuel Oil. **Science**, v.176, p. 1120-1122.
- BOYD, J. N.; KUCKLICK J. H.; SCHOLZ, D. K.; WALKER, A. H.; POND, R. G.; BOSTROM, A. 2001. **Effects of oil and chemically dispersed oil in the environment.** Health and Environmental Sciences Department. American Petroleum Institute. Cape Charles. n 4693, 63 p.
- BUENROSTRO-GONZALEZ, E.; LIRA-GALEANA, C.; GIL-VILLEGAS, A.; WU, J. 2004. Asphaltene precipitation in crude oils: theory and experiments. **American Institute of Chemical Engineers Journal.** Vol. 50, n 10.
- CAPUZZO, J. M. 1985. Biological Effects of Petroleum Hydrocarbons on Marine Organisms: Integration of Experimental Results and Predictions of Impacts. **Marine Environmental Research**, n 17, p. 272-276

CASTELAO, R. M.; BARTH, J. A. 2006. Upwelling around Cabo Frio, Brazil: The importance of wind stress curl. **Geophysical Research Letters**, v. 33, L03602.

CIOCCARI, G. M.; MENDONÇA FILHO, J. G.; SANTOS, M. L. V. 2006. Geoquímica de Asfaltenos: Implicações para Interpretações Geológicas e Ambientais. In: SEMANA ACADÊMICA DOS ALUNOS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS, 1., Porto Alegre. **Resumos...** Porto Alegre: UFRGS, 2006. p. 35-37.

DIAS, G. T. de M. 2002. **Carta de sedimentos marinhos superficiais. Plataforma continental e talude superior Bacia ES.** Laboratório de Geologia e Geofísica Marinha, Universidade Federal Fluminense.

DIAS, G. T de M.; MEDEIROS, M. F. 2005. Proposta de metodologia para a elaboração de cartas sedimentológicas. In: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ESTUDOS DO QUATERNÁRIO. 10. 2005, Guarapari. **Anais...** Guarapari: ABEQUA, 1 CD-ROM.

EARTH GAUGE. 2010a. **Gulf Oil Spill Series: Biodegradation of Oil.** Disponível em: <<http://www.earthgauge.net/2010/gulf-oil-spill-resources>>. Acesso em: 20 nov. 2011.

EARTH GAUGE. 2010b. **Gulf Oil Spill Series: Effects on Invertebrates.** Disponível em: <<http://www.earthgauge.net/2010/gulf-oil-spill-resources>>. Acesso em: 20 nov. 2011.

ExxonMobil Upstream Research Company. 2000. **Oil Spill Response Field Manual.**

FARIAS, C. de O. 2006. **Avaliação da degradação de óleo em sedimentos de manguezal: Estudo de caso, Baía de Guanabara, RJ.** Tese (Doutorado em Química) - Programa de Pós-graduação em Química, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.

FARIAS, P. M. 2010. **Uso da modelagem de dispersão de óleo no mar na determinação de uma área de exclusão de atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo no entorno do Banco de Abrolhos.** Monografia (Graduação em Oceanografia) – Programa de Graduação em Oceanografia, Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2010.

FERNÁNDEZ, C.; LLOBREGAT, M.; JIMÉNEZ, B.; ALTOMARE, V.; LABRADOR, H. 2008. Biodegradación de asfalteno y resinas por microorganismos presentes em suelo contaminado com hidrocarburo. **Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V.**, Vol. 23, n 4, p. 7–15.

FINGAS, M. 2001. **The basics of oil spill cleanup.** Ed. CRC Press LLC, 2 ed.

FONSECA, S. A. R. 2009. **Análise de estratégias de contingência ao derramamento de óleo: estudo de caso do Campo de Golfinho, Espírito Santo –Brasil.** Monografia (Graduação em Oceanografia) – Programa de Graduação em Oceanografia, Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2009.

GARFIELD III, N. 1990. **The Brazil Current at subtropical latitudes.** Tese de doutorado. University of Rhode Island. 121 p.

GHERARDI, D. F. M.; CABRAL, A. P. 2010. **Atlas de Sensibilidade Ambiental ao Óleo da Bacia Marítima do Espírito Santo.** Brasília: Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Mudanças Climáticas e Qualidade Ambiental. 80 p.

GHISOLFI, R. D. R.; MORENO, A. J. A.; SALVIATO, T. P.; PIMENTEL, F. P.; LEMOS, A.T.; MOURA, I. L.; NEVES, R. C.; INOUE, R. T.; VALARINI, S.; FONSECA, S.; CATABRIGA, G.; FARIAS, P. 2009. **Simulação de estratégias de combate ao derramamento de óleo na costa do Espírito Santo – SECONDO.** Processo 550953/2005-1. Relatório final.

GODOI, S.S. 2005. **Dinâmica Quase-Geostrófica do Sistema Corrente do Brasil no Embaiamento de São Paulo (23,5° - 27° S)**. Tese (Doutorado em Ciências) – Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.

GOVERNO do Estado do Espírito Santo. Disponível em: <http://www.es.gov.br/site/espírito_santo/petroleo_gas.aspx>. Acesso em: 15 maio 2011.

IPIECA. 1992. Biological Impacts of oil pollution: Coral reefs. **IPIECA Report Series**, Londres, v. 3, 20p.

HERBES, S.E.; SCHWALL, L.R. 1978. Microbial transformation of polycyclic aromatic hydrocarbons in pristine and petroleum contaminated sediments. **Applied Environment Microbial**. n 35, p. 306-316.

IPIECA. 2000. A guide to contingency planning for oil spills on water. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. London. UK. **Ipieca Report Series**. 2 vol., 2nd Edition.

JOEL, K; BOURNE, JR. Dilema Americano. **National Geographic Brasil**, São Paulo, ano 11, n. 127, p. 54-61, out. 2010.

KOWSMAN, R. O.; COSTA, M. P. A. 1979. **Sedimentação quaternária da margem continental brasileira e das águas oceânicas adjacentes**. Série projeto REMAC nº8. PETROBRAS – DNPM – CPRM. Rio de Janeiro, 55 p.

LAW, R. J. 1981. Hydrocarbons concentration in water and sediments from UK marine waters determined by fluorescence spectroscopy. **Marine Pollution Bulletin**, v. 12, p. 153-157.

LEE, R. F.; GARDNER, W. S.; ANDERSON, J. W.; BLAYLOCK, J. W.; BARWELL-CLARKE, J. 1978. Fate of polycyclic aromatic hydrocarbons in controlled ecosystem enclosures. **Environmental Science Technology**, v. 12, n. 7, p. 832-838.

LEMOS, A. T. 2009. **Modelagem numérica como ferramenta de determinação de uma zona de exclusão para as atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo na região do Banco de Abrolhos.** Dissertação (Mestrado em Oceanografia) – Programa de Pós- Graduação em Oceanografia Física, Química e Geológica, Universidade Federal do Rio Grande, Rio Grande, 2009.

MASSOUD. M. S.; AL-ADBALI, F.; AL-GHADBAN, A. N.; AL-SARAWI, M. 1996. Bottom sediments of the Arabian Gulf – II. TPH and TOC contents as indicators of oil pollution and implications for the effect and fate of the Kuwait oil slick. **Environmental Pollution**, v. 93, n. 3, p. 271-284.

McCAIN JUNIOR, W. D. 1990. **The properties of petroleum fluids.** Tulsa: PennWell Books. 2 ed. 548p.

MEYERS, P. A.; OAS, T. G. 1978. Comparison of Associations of Different Hydrocarbons with Clay Particles in Simulated Seawater. **Environmental Science & Technology**, v. 12, n. 8, p. 934-937.

NATIONAL ACADEMY PRESS, 1985. **Oil in the sea:** Inputs, Fates and Effects. Comission on Physical Sciences, Mathematics and Resources, Washington.

PALADINO, E. E. 2000. **Modelagem matemática e simulação numérica de trajetórias de derrames de petróleo no mar.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2000.

PETROBRAS. 2004. **EIA - Estudo de Impacto Ambiental:** Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Campo de Jubarte, Bacia de Campos. Relatório Técnico - CPM RT 017/04.

PIMENTEL, F. P. 2007. **Análise de estratégias de resposta a derramamentos de óleo no Campo de Golfinho (ES –Brasil) utilizando o modelo OSCAR**. Monografia (Graduação em Oceanografia) – Programa de Graduação em Oceanografia, Universidade Federal do Espírito Santo. Vitória, 2007.

PINEDA, F. G.; MESTA, A. M. H. 2001. Petroleum asphaltenes: generated problematic and possible biodegradation mechanisms. **Rev. Latinoamericana de Microbiología**. 43, 143-150.

POTTER, T. L.; SIMMONS, K. E. 1998. Composition of petroleum mixtures. **Total Petroleum Hydrocarbon Criteria Working Group Series**. v. 2.

REED, M. 2001. **Technical Description and Verification Tests of OSCAR2000, A Multi-Component 3-Dimensional Oil Spill Contingency And Response Model**. SINTEF Report.

SIGNORINI, S. R. 1978. On the circulation and the volume transport of the Brazil Current between the Cape of São Tomé and Guanabara Bay. **Deep-Sea Research**, v. 25, p.481-490.

SILVA, D. B. da; AZEVEDO, D. de A. **Estudo e Caracterização de Asfaltenos de Petróleos Brasileiros**. 2006. In: 25^a Reunião Anual da Sociedade Brasileira de Química – SBQ.

SILVEIRA, I. C. A.; SCHMIDT, A. C. K.; CAMPOS, E. J. D.; GODOI, S. S.; IKEDA, Y. 2000: A Corrente do Brasil ao largo da costa leste brasileira. **Revista Brasileira de Oceanografia**, v. 48, n. 2, p. 171–183.

SILVEIRA, I. C. A. da. 2007. **O Sistema Corrente do Brasil na Baía de Campos, RJ**. Tese de Livre Docência. Instituto Oceanográfico, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

SOARES, S. M. 2007. **Ondas instáveis no sistema de correntes de contorno oeste ao largo de Abrolhos**. Dissertação (Mestrado em Oceanografia) – Instituto Oceanográfico, Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

SOUZA, J. M. A. C. de. 2003. **A Modelagem Computacional como ferramenta na prevenção e combate a derrames de óleo no mar – Estudo de caso para o Complexo Estuarino de Paranaguá**. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

STRAMMA, L. 1989. The Brazil Current transport south of 23°S. **Deep-Sea Research**, v. 36, p. 639-646.

STRAMMA, L.; IKEDA, Y.; PETERSON, R.G. 1990: Geostrophic transport in the Brazil Current region north of 20°S. **Deep-Sea Research**, v. 37, n. 12, p. 1875-1886.

UNEP/IOC/IAEA. 1992. Determination of petroleum hydrocarbons in sediments. **Reference Methods for Marine Pollution Studies**, 20. United Nations Environment Programme, Intergovernmental Oceanographic Commission and International Atomic Energy Agency. 75 p.

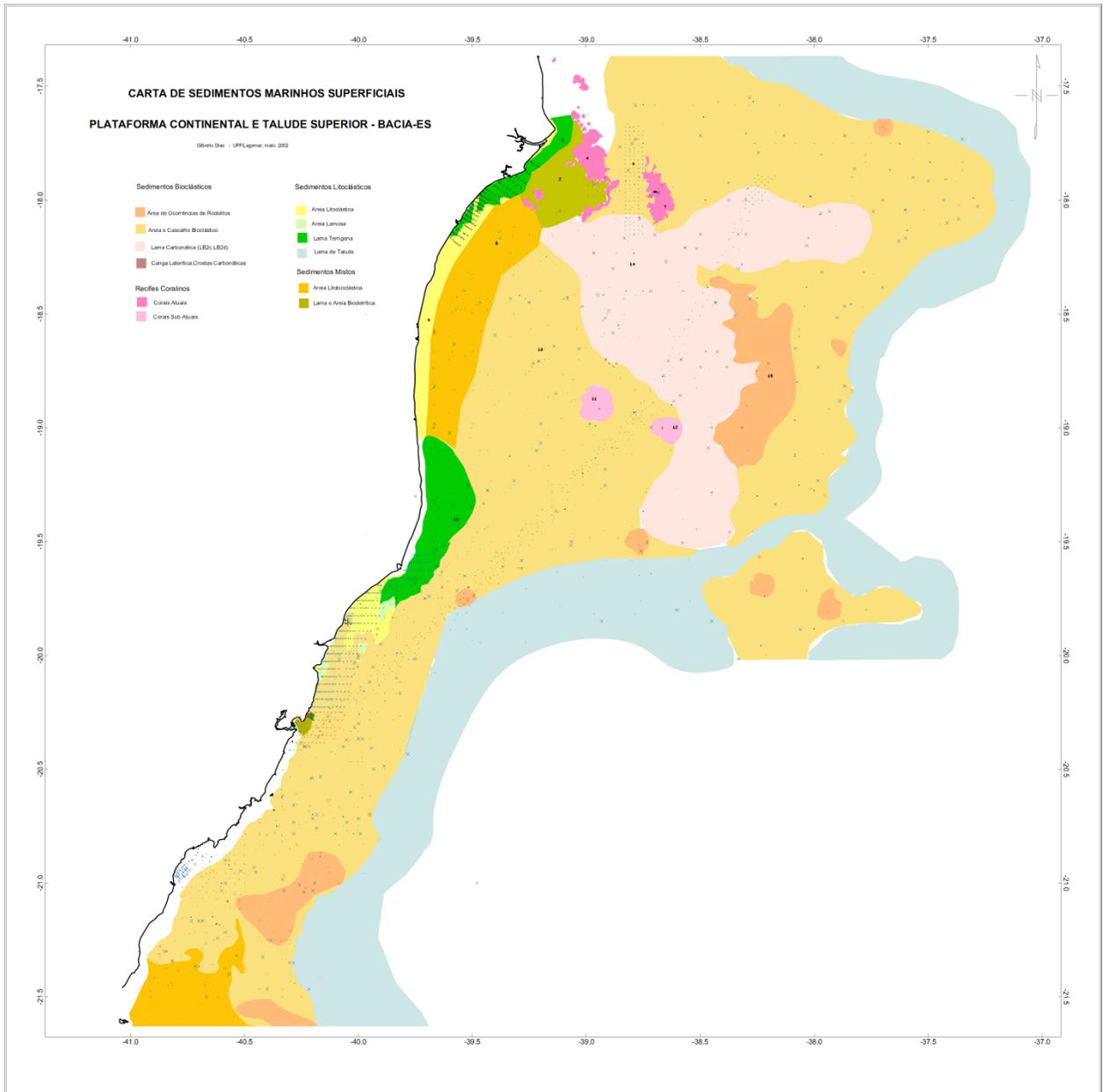
VIANA, A. R.; FAUGÈRES, J. C.; KOWSMANN, R. O.; LIMA, J. A. M.; CADDAH, L. F. G.; RIZZO, J. G. 1998. Hydrology, Morphology and Sedimentology of the Campos continental margin, offshore Brazil. **Sedimentary Geology**, v. 115, p. 133–157.

WORLD OCEAN REVIEW: Living with the oceans. 2010. 1 ed. Maribus. 240p.

ANEXOS

ANEXO I

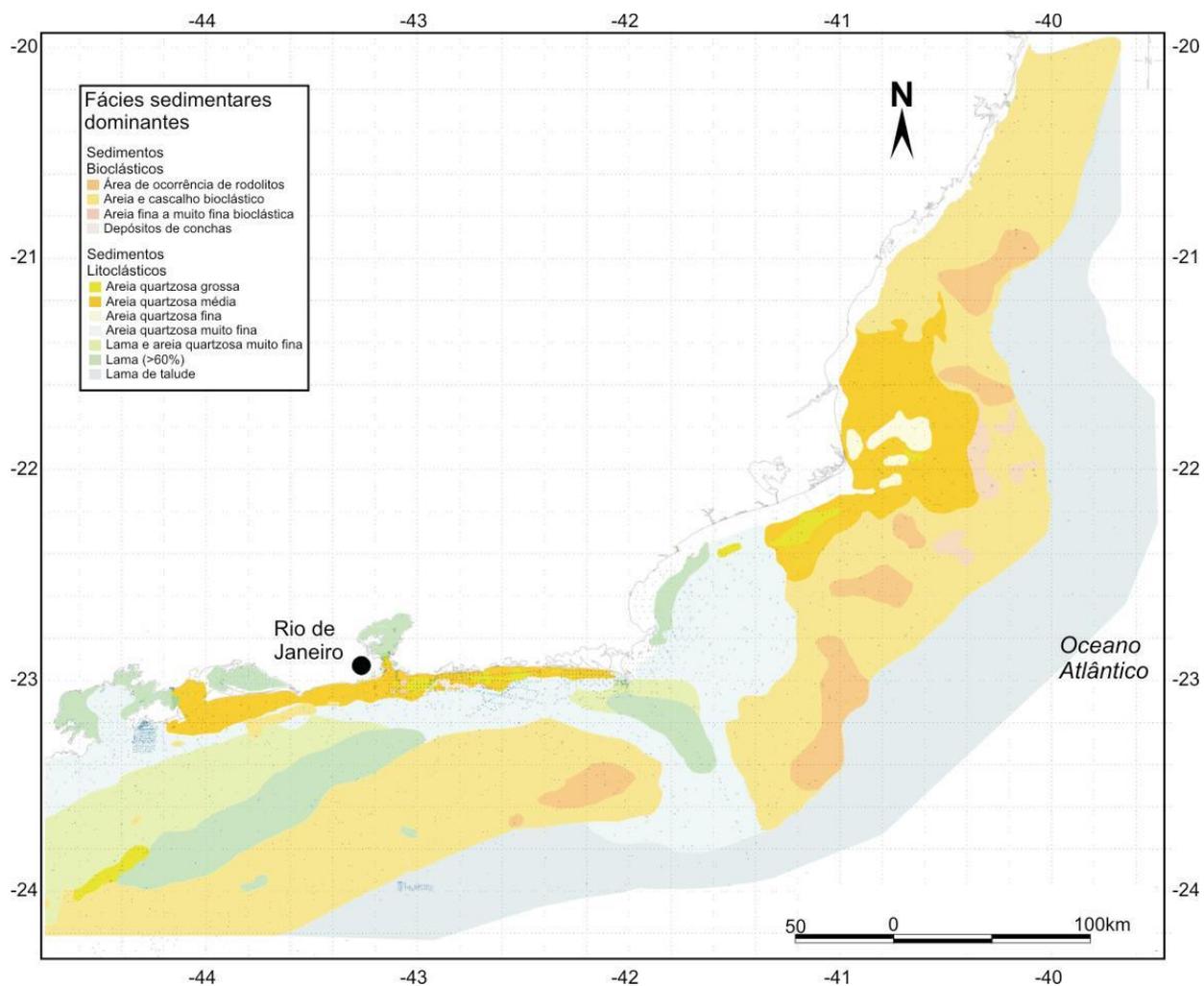
Carta de fácies sedimentares dominantes da plataforma continental adjacente ao estado do Espírito Santo.



Fonte: Dias (2002).

ANEXO II

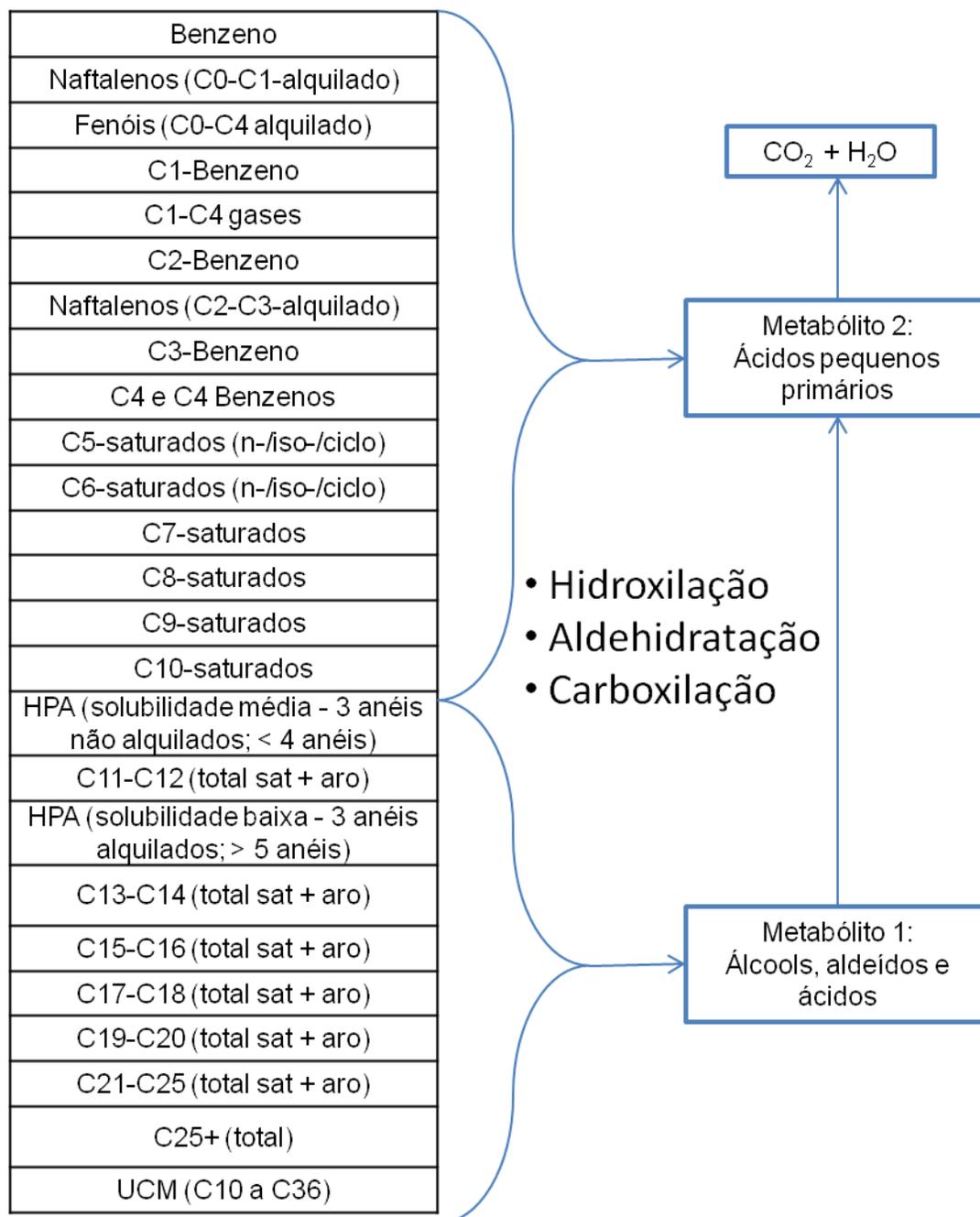
Carta de fácies sedimentares dominantes da plataforma continental adjacente aos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.



Fonte: Dias e Medeiros (2005).

ANEXO III

Esquema do caminho da degradação para hidrocarbonetos no modelo OSCAR.



Fonte: Reed (2011).

ANEXO IV

PARÂMETROS UTILIZADOS PARA DEFINIR A DEGRADAÇÃO DOS COMPONENTES DO ÓLEO NO OSCAR. OS VALORES SÃO ESTIMADOS (EM CINZA) OU MEDIDOS/RETIRADOS DA LITERATURA (EM BRANCO).

COMPONENTE DO ÓLEO	TAXA DE DEGRADAÇÃO EM SEDIMENTOS AERÓBICOS (POR DIA)	PRESSÃO DE VAPOR (atm)	SOLUBILIDADE (mg/L)
C1-C4 gases	1,00E+00	2,96E+01	4,00E+01
C5-saturados (n-/iso-/ciclo)	1,00E-01	6,27E-01	9,50E+01
C6-saturados (n-/iso-/ciclo)	1,00E-01	1,90E-01	3,25E+01
Benzeno	1,00E-01	1,29E-01	1,78E+03
C7-saturados	1,00E-01	8,70E-02	9,0E+00
C1-Benzeno	1,00E-01	3,83E-02	5,15E+02
C8-saturados	1,00E-01	2,86E-02	4,35E+00
C2-Benzeno	1,00E-01	1,06E-02	1,75 E+02
C9-saturados	1,00E-01	7,76E-03	2,05 E-01
C3-Benzeno	1,00E-01	4,30E-03	5,75E+01
C10-saturados	1,02E-01	1,68E-03	1,00E-04
C4 e C4 Benzenos	1,00E-01	1,19E-03	1,25E+01
C11-C12 (total sat + aro)	8,25E-02	4,90E-04	1,00E-04
Fenóis (C0-C4 alquilado)	1,00E-02	2,93E-04	5,10E+04
Naftalenos (C0-C1- alquilado)	1,73E-01	1,32E-04	2,75E+01
C13-C14 (total sat + aro)	7,37E-02	5,88E-05	1,00E-04
UCM (C10 a C36)	1,00E-02	4,45E-05	1,50E+02
C15-C16 (total sat + aro)	6,08E-02	1,26E-05	5,50E+00
HPA (solubilidade média - 3 anéis não alquilados; < 4 anéis)	7,07E-02	7,80E-06	1,00E-04
C17-C18 (total sat + aro)	6,60E-03	3,11E-06	3,65E+00
C19-C20 (total sat + aro)	7,07E-02	1,20E-06	1,00E-04
Naftalenos (C2-C3- alquilado)	6,35E-02	1,97E-07	1,00E-05
C21-C25 (total sat + aro)	6,47E-02	1,82E-08	1,00E-06
HPA (solubilidade baixa - 3 anéis alquilados; > 5 anéis)	1,00E-03	1,72E-09	1,01E-01
C25+ (total)	3,76E-02	1,14E-09	1,00E-06

Fonte: Reed (2001)

