

Article

Modelagem e simulação de derrames de dois tipos de petróleo baseado na experiência de Tramandaí/RS

Souza, S.S.¹, Oleinik, P.H.², Monteiro, C.B.³, Marques, W.C.^{4,*}

¹Universidade Federal de Pelotas – UFPel – Pelotas – RS, Brasil; bruna.ufpel@gmail.com

²Universidade Federal do Rio Grande – FURG – Rio Grande – RS, Brasil; phe.h.o1@gmail.com

³Universidade Federal do Rio Grande – FURG – Rio Grande – RS, Brasil; monteirocbm@gmail.com

⁴Universidade Federal do Rio Grande – FURG – Rio Grande – RS, Brasil; wilianmarques47@gmail.com

* Correspondence: bruna.ufpel@gmail.com

Received: 14/12/2018; Accepted: 05/01/2019; Published: 29/01/2019

Resumo: Tendo em vista a dependência global do petróleo e os riscos ambientais iminentes do manuseio e transporte de óleo no mar, o presente trabalho tem como objetivo reproduzir o incidente de vazamento de óleo na monoboia de Tramandaí – RS do dia 26 de Janeiro de 2012, e analisar a ação do intemperismo em dois tipos diferentes de óleo sujeitos às condições ambientais no dia do acidente. Este trabalho utilizou de dois diferentes softwares, o modelo de derrame de óleo ECOS acoplado ao modelo hidrodinâmico TELEMAC-3D. Devido ao histórico de vazamentos na região de Tramandaí, delimitou-se essa área como área de estudo a fim de estudar o comportamento do óleo. Com a pesquisa foi possível reproduzir as condições hidrodinâmicas do dia do incidente utilizando o TELEMAC-3D. Os processos de intemperismo implementados não influenciaram no tamanho da mancha de óleo. A influência do processo de emulsificação se mostrou importante na massa específica do óleo. O coeficiente implementado no modelo tende a estabilizar a emulsificação em 70 % para óleos crus e óleos pesados, mas que na realidade deveria variar de acordo com a massa específica de cada óleo. Assim, o resultado de emulsificação foi o mesmo para as duas simulações, não condizendo com o que poderia acontecer em condições reais. A evaporação se mostrou bem implementada no modelo, variando de acordo com cada massa específica do óleo. Os valores obtidos foram de 4 % de evaporação para a simulação A, 19,5 % para a simulação B.

PALAVRAS-CHAVE: Derrame de óleo. ECOS. TELEMAC-3D. Tramandaí.

Modeling and simulation of spills of two types of oil based on the experience of Tramandaí/RS

Abstract: In view of the global dependence of oil and the imminent environmental risks of handling and transportation of oil at sea, this paper aims to reproduce the incident of leakage of oil in the buoy of Tramandaí - RS on January 26 2012, and analyze the weathering action on two different types of oil subject to environmental conditions on the day of the accident. This work used two different softwares, the ECOS oil spill model coupled to the hydrodynamic model TELEMAC-3D. Due to the history of leaks in the region of Tramandaí, this area was delimited as a study area in order to study the behavior of the oil. With the research it was possible to reproduce the hydrodynamic conditions of the day of the incident using TELEMAC-3D. The weathering processes implemented did not influence the size of the oil stain. The influence of the emulsification process proved important in the specific mass of the oil. The coefficient implemented in the model tends to stabilize the emulsification by 70% for crude oils and heavy oils, but in reality it should vary according to the specific mass of each oil. Thus, the emulsification result was the same for the two simulations, not matching what could happen under real conditions. The evaporation was well implemented in the model, varying according to each specific mass of the oil. The values obtained were 4% evaporation for simulation A, 19.5% for simulation B.



Keywords: Oil spill. ECOS. TELEMAR-3D. Tramandaí.

1. Introdução

Apesar das diversas tentativas em reduzir o uso de hidrocarbonetos pelo mundo, nenhuma outra matéria prima conseguiu substituí-lo em tantos processos. O petróleo é formado pela deposição de matéria orgânica e sedimentos em bacias sedimentares. De acordo com Almeida (2002) bacias sedimentares são regiões que, durante um determinado período, sofrem lento abatimento ou subsidência gerando uma depressão que é preenchida por sedimentos. O Brasil, contém 31 bacias sedimentares, divididas em cinco grandes conjuntos de acordo com a idade do seu preenchimento sedimentar-magmático e os eventos tectônicos sofridos: Sinéclises Paleozóicas, Bacias Meso-Cenozóicas de Margem Distensiva, Bacias Meso-Cenozóicas de Margem Transformante, Riftes Mesozóicos Abortados e Bacias de Antepaís Andino (Milani et al., 2007).

A Bacia Pelotas é a mais meridional na costa brasileira, gerada pela ruptura do Megacontinente Gondwana Oeste e da formação do Oceano Atlântico Sul, fazendo parte do grande conjunto de Bacias Meso-Cenozóicas de Margem Distensiva. Localiza-se entre o Alto de Florianópolis, limite com a Bacia de Santos, e o Alto de Polônio, no Uruguai (Milani et al., 2007). Desde o pulso exploratório nas décadas de 1950 e 1960, não houveram indícios significativos de fontes de hidrocarbonetos, mas ainda assim, seguindo com o esforço exploratório, obteve-se um grande volume de dados, porém sem descobertas comerciais na bacia (Batista, 2017).

Apesar da ausência de petróleo na Bacia Pelotas, a Região Sul do Brasil ainda necessita de petróleo e seus derivados para desenvolver-se. Para qualquer tipo de indústria, inclusive para a indústria petrolífera, é de primordial importância a atividade de transporte. Através da Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953, passou a ser direito e obrigação da Petrobras e das suas subsidiárias o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou derivados do petróleo produzidos no país. Então, visando atender a esta demanda, a Petrobras implantou um conjunto industrial no Rio Grande do Sul, constituído por refinarias, terminais e bases de provimento (Veiga, 1970).

Um dos locais escolhidos para esta implantação foi a cidade balneária de Tramandaí, aproximadamente 130 km a leste de Porto Alegre – RS, onde em julho de 1968 inaugurou-se a obra com a primeira atracação feita por um navio petroleiro descarregando óleo cru em uma monoboia, que transmitiria esse óleo através de oleodutos. Esse feito revolucionou os sistemas usados até então, além de ter sido a primeira boia projetada para mar aberto a ser instalada na América do Sul (Veiga, 1970).

Atualmente no Rio Grande Do Sul, Tramandaí conta com um terminal oceânico, operado pela Transpetro, constituído de dois sistemas de monoboias instalados em mar aberto, próximos à costa. Suas monoboias são projetadas para a amarração de navios nas operações de carga e de descarga de petróleo e derivados (nafta petroquímica, diesel, condensado e gasolina). Este terminal atende basicamente à Refinaria Alberto Pasqualini — REFAP, localizada na cidade de Canoas, e à petroquímica Brasken, localizada no Polo Petroquímico de Triunfo, pelo gasoduto Osório—Canoas — OSCAN. A Transpetro ainda conta com outro terminal aquaviário em Rio Grande, que recebe derivados de petróleo, álcool e biodiesel, que são enviados para a Refinaria de Petróleo Riograndense S/A.

Várias são as decisões a serem tomadas para realização de um investimento de exploração e produção de hidrocarboneto, entre eles encontram-se as precauções a serem consideradas pela empresa para adequar-se às legislações locais específicas contra danos durante as operações, e o que for necessário para proteção ambiental (Jahn, 2012). Assim, para que as operações em terminais oceânicos aconteçam, é necessário ter autorização dos órgãos fiscalizadores e regulamentadores. No Rio Grande do Sul, as principais instituições responsáveis pela fiscalização, licenciamento e regulamentação das atividades são a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis — ANP responsável pela regulamentação das operações de movimentação, a Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler — FEPAM que licencia o trecho terrestre, e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis — IBAMA que licencia o trecho marítimo.

A movimentação e transporte de petróleo e derivados através do ambiente estuarino da Lagoa dos Patos e na sua região costeira adjacente faz com que as chances de um acidente com derrame de óleo sejam altas (Mello, Stringari, Eidt, e Marques, 2011). Navios petroleiros e tubulações submersas no ambiente marinho transportam enormes quantidades de óleo no oceano e nas regiões costeiras (Verma, 2008). De acordo com Brekke e Solberg (2005), anualmente, a poluição de óleo nos oceanos é de aproximadamente 48% por óleo combustível diesel e aproximadamente 29 % por óleo cru, e 23 % por outras frações.

A interação entre o óleo e a água do mar causa mudanças físico-químicas no óleo, algumas destas responsáveis pela permanência do óleo na água, outras pela remoção do mesmo. Para análise destas mudanças, as informações

sobre a quantidade de óleo vazado, as características físicas e químicas do óleo, e as condições climáticas e do mar são necessárias (ITOPF, 2011). A combinação entre a ação do intemperismo e as características do óleo podem ajudar a prever e garantir que o óleo chegará, ou não, na linha de costa, e isso pode ser utilizado para criação de planos de contingência.

Por volta das 12 horas do dia 26 de janeiro de 2012 ocorreu um incidente de vazamento de petróleo cru na monoboia MN-602, localizada no terminal oceânico de Tramandaí. De acordo com o Laudo Técnico Ambiental nº 01/2012/MB-IBAMA-FEPAM, houve uma ruptura da válvula de segurança dos mangotes flutuantes da monoboia, que ocasionou o vazamento de cerca de 13,53 m³ de petróleo de °API 23,1. O relatório afirma que o óleo chegou à costa e, conforme divulgado na mídia foi possível observar a mancha de óleo na praia.

A preocupação com o meio ambiente em relação aos derrames de óleo levou ao desenvolvimento de sistemas numéricos dinâmicos que simulam o transporte e o destino das manchas de óleo em rios, lagos e oceanos. Mais de 50 modelos foram desenvolvidos na última década (ASCE, 1996; Li, 2017), alguns para previsão tática a curto prazo ajudando a tomar decisões de contenção dos derrames acidentais, outros para análise de danos a longo prazo, com avaliação posterior (ASCE, 1996).

O transporte e o destino do óleo derramado são regidos por processos físico-químicos complexos e interligados, que dependem das propriedades do óleo e das condições hidrodinâmicas (Mackay e McAuliffe, 1989).

De acordo com a legislação brasileira, simulações numéricas sobre derramamento de óleo podem ser usadas para definir a área que pode ser influenciada por atividades de risco envolvendo petróleo (Marques et al., 2017). Segundo Marques et al. (2017), esses estudos são usados para apoiar diagnósticos ambientais, incluindo mapas de risco, gráficos de sensibilidade de óleo, e planos de contingência corporativa.

Os fatos apresentados motivam o estudo comparativo entre o derrame de dois óleos diferentes na região de Tramandaí, localizada na região costeira do estado do Rio Grande do Sul, pela realização de manobras de carga e descarga de óleos crus e derivados de petróleo no Terminal Marítimo Almirante Soares Dutra, operado pela Transpetro.

Assim, o uso de um modelo de simulação numérica justifica-se pela capacidade do mesmo em simular diversas variáveis, como propriedades oceanográficas, características do óleo, e da região, conseguindo alcançar valores muito seguros que estimam o comportamento da dispersão do óleo. Os valores encontrados nestes estudos podem ser de grande importância para as empresas interessadas em criar ou aprimorar seus planos de contingência. Em casos de acidentes, estes dados trarão subsídios para uma melhor avaliação dos possíveis impactos ambientais causados, além da possibilidade de reduzir o tempo de ação minimizando os efeitos nocivos à biodiversidade.

Tendo em vista a dependência global do petróleo e os riscos ambientais iminentes do manuseio e transporte de óleo no mar, o presente trabalho tem como objetivo reproduzir o acidente de vazamento de óleo na monoboia de Tramandaí do dia 26 de Janeiro de 2012, e analisar a ação do intemperismo em dois tipos diferentes de óleo sujeitos às condições ambientais no dia do acidente, bem como o destino final da mancha de óleo.

2. Petróleo

O petróleo bruto, ou óleo cru, possui em sua composição compostos de tamanhos diferentes e de classes diferentes. Essas diferenças causam misturas com diferentes tamanhos de compostos, onde os menores são mais voláteis e os maiores são não voláteis, mas são mais viscosos e densos (Fingas, 2011).

A maior parte da constituição do petróleo são ligações de carbonos e hidrogênios, chamados de hidrocarbonetos, porém ainda há milhares de constituintes menores que fazem com que cada óleo tenha características únicas. Esses constituintes incluem variações de enxofre, nitrogênio, oxigênio, sais minerais, níquel, vanádio e cromo (Fingas, 2011).

Speight (2006) classifica os hidrocarbonetos encontrados no petróleo como parafinas, hidrocarboneto saturado com cadeias lineares ou ramificadas; cicloparafinas, hidrocarbonetos saturados que contém um ou mais anéis; aromáticos, hidrocarbonetos que contém um ou mais núcleos aromáticos.

Dentro de uma mesma série de hidrocarbonetos é possível encontrar desde compostos muito voláteis até compostos mais pesados e quimicamente complexos. Compostos aromáticos, por exemplo, podem ter efeito tóxico no ambiente e são muito persistentes devido à sua estabilidade. O teor de resinas e asfaltenos desse grupo são determinantes para a formação de emulsões estáveis, devido à sua capacidade surfactante. (American Petroleum Institute, 1999).

Outra forma de classificar o petróleo é quanto ao tipo de óleo, não apenas pela sua série de hidrocarbonetos, mas relacionando sua densidade e respectivo °API para classificar em grupos se o óleo é leve ou pesado, conforme a

Tab. 1. Quanto mais pesada a composição do óleo, maior o número de dias que esse óleo permanecerá no ambiente. Essa classificação é feita para óleos com °API igual a 35 ou menor.

Tabela 1. Classificação dos tipos de óleos.

Grupo	Densidade	API	Composição	Persistência
I	< 0,80	> 45	Leve	1 - 2 dias
II	0,85 a 0,80	45 a 35	Leve	3 - 4 dias
III	0,95 a 0,85	35 a 17,5	Pesado	5 - 7 dias
IV	> 0,95	< 17,5	Pesado	> 7 dias

Modificado de American Petroleum Institute (1999).

2.1 Intemperismo

As propriedades de cada tipo de petróleo influenciam em como esse óleo se comportará quando derramado no mar, assim como também influenciam no seu destino e no seu efeito no ambiente (Fingas, 2011). Porém, quando o petróleo é derramado no mar ele tende a se espalhar rapidamente e ter suas propriedades alteradas devido ao intemperismo. Segundo Doerffer (1992) a mudança nas propriedades físico-químicas, principalmente a densidade, será observada como uma mudança para um óleo mais pesado e viscoso e uma tendência maior para formar emulsões estáveis.

Os processos de intemperismo começam imediatamente após o derrame de óleo no mar, sendo estes uma combinação de processos físicos, químicos e biológicos. Porém, esses processos variam ao longo do tempo, dependendo do tipo de óleo e das condições do ambiente, sendo mais efetivos nas primeiras horas do derrame (Szewzyk, 2006). A Fig. 1 ilustra o comportamento do óleo derramado ao longo do tempo, sendo influenciado pela ação do vento e da corrente, além dos processos de intemperismo. Segundo Szewzyk (2006) os processos de espalhamento, evaporação, dispersão, emulsificação e dissolução são os mais importantes nos períodos iniciais de um derrame, enquanto a sedimentação e a biodegradação ocorrem a longo prazo.

No trabalho "Observação Aérea de Derrames de Óleo no Mar", IPIECA et al. (2015) observou que nos primeiros dias, o óleo derramado no mar sofre os seguintes processos:

- Espalhamento como um filme que pode ser muito fino: assim, uma pequena quantidade pode cobrir uma área superficial muito grande (1000 litros espalhados em um filme de 1 μm poderiam cobrir 1 km^2), entretanto esse espalhamento é irregular;
- Evaporação das frações mais leves: óleos crus, condensados e produtos refinados começam a evaporar imediatamente após um derramamento, e podem continuar por um longo tempo se as condições meteorológicas forem favoráveis. A taxa de evaporação depende primeiro da volatilidade dos vários componentes da mistura derramada, mas também de fatores como a quantidade derramada, a temperatura da água e do ar, turbulência da água, a velocidade do vento e a taxa de dispersão da mancha;
 - Até 50 % do petróleo bruto pode evaporar nas primeiras 24 horas após o derrame;
 - Compostos voláteis desaparecem quase completamente após 24 horas a 20 °C;
 - Para óleo combustível doméstico, 30 a 50 % evapora em um dia. Para óleos pesados, como Bunker, a perda por evaporação é estimada em no máximo 10% do seu peso;
- Dispersão natural, cuja percentagem é principalmente ditada pela natureza do hidrocarboneto e do estado do mar. As ondas e a turbulência da superfície do mar agem na mancha e induzem a formação de gotículas de óleo de tamanhos variados. As menores gotículas permanecem em suspensão na coluna de água, enquanto outras coalescem com outras gotículas ou se espalham em uma camada fina. A recoalescência das gotículas em suspensão prevalece quando o mar está calmo;
- A emulsificação ocorre principalmente em óleos crus ou produtos refinados pesados, depois de alguns dias, ou até mesmo algumas horas, se o mar estiver agitado. Esse fenômeno aumenta o volume aparente de poluentes, reduz o espalhamento (formando manchas espessas) e, eventualmente, aumenta a densidade aparente do poluente até que seja quase igual ao da água do mar.

A forma e a espessura de manchas de óleo no mar, em caso de manchas recentes, depende principalmente do vento, porém manchas muito espessas, de vários dias e altamente emulsionadas, permanecem fluando na superfície (IPIECA et al., 2015). De acordo com Szewzyk (2006) pode-se classificar os óleos em dois grupos: não persistentes que tendem a desaparecer rapidamente da superfície do mar (gasolina, nafta, querosene, óleos leves); e os persistentes, que dissipam mais vagarosamente (óleos crus).

Essa classificação é feita baseada no fato que hidrocarbonetos são predominantes tanto na composição de óleos crus, quanto nos óleos refinados, diferenciados pelo intervalo do ponto de ebulição. Ainda segundo Szewzyk (2006) os processos de intemperismo podem alterar as propriedades do óleo, tornando-o mais denso e provocando seu afundamento na água.

A intensidade do impacto e a quantidade de tempo para recuperação são proporcionais à quantidade de óleo derramado. Além disso, óleos pesados tendem a ser menos tóxicos, mas causam impacto físico de recobrimento, enquanto óleo leves são extremamente tóxicos, causado pela maior presença de compostos aromáticos na sua composição (Szewzyk, 2006).

O American Petroleum Institute (1999) apresenta em seu trabalho a intensidade da ação dos diferentes fenômenos de intemperismo, sendo eles o espalhamento, advecção, evaporação, dissolução, dispersão natural, emulsificação, sedimentação, biodegradação e foto-oxidação. Os processos de intemperismo ocorrem simultaneamente; um processo não para antes de outro começar. Segundo o American Petroleum Institute (1999) vários desses processos de intemperismo entram em ação mais cedo na cronologia do derramamento se o vazamento ocorrer próximo à costa.

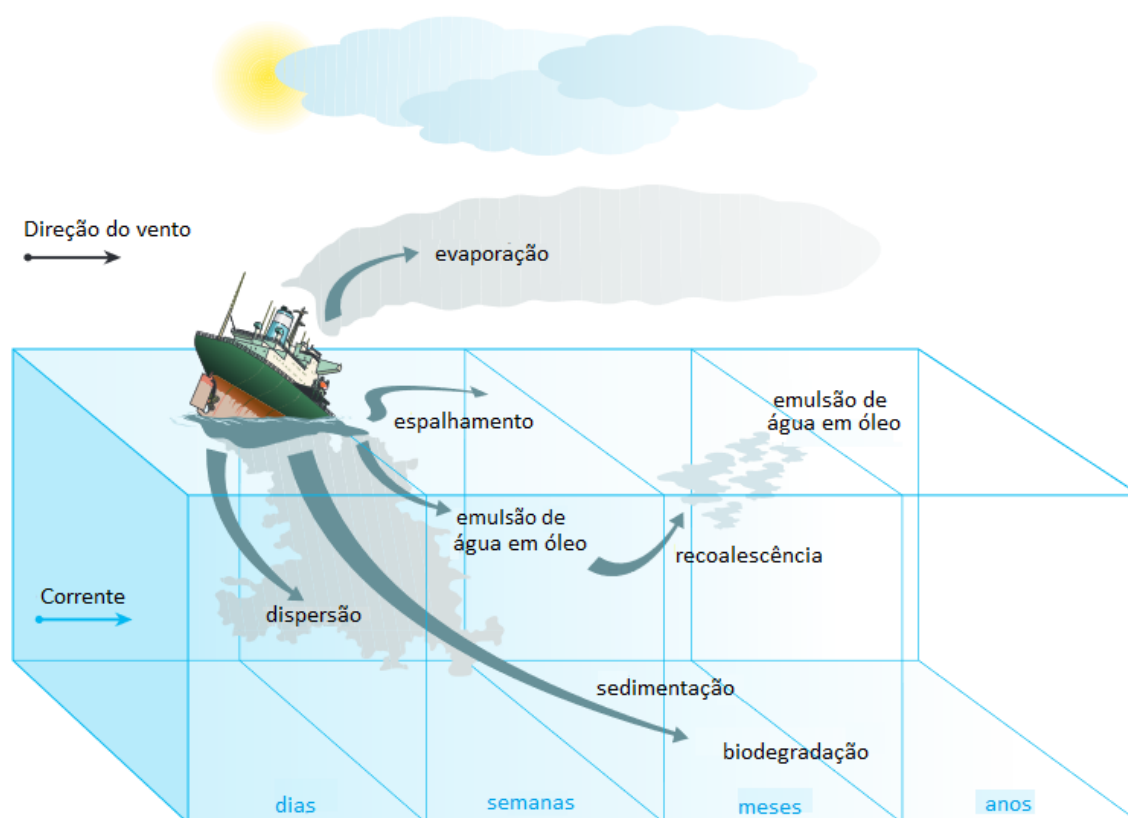


Figura 1. Destino do óleo derramado no mar. Fonte: IPIECA et al. (2015).

3. Metodologia

Inicialmente é necessário realizar a simulação das condições hidrodinâmicas usando o módulo TELEMAC-3D. Para realizar as simulações é necessário fornecer ao TELEMAC-3D as condições físicas do ambiente e uma malha não estruturada que servirá como domínio computacional do modelo. Como resposta o TELEMAC-3D fornecerá a velocidade das correntes, a salinidade e temperatura da água, e a elevação da superfície livre do mar na área de simulação estipulada.

Através de um acoplamento entre o TELEMAC-3D e o ECOS, será possível obter os resultados de densidade, emulsificação, evaporação, balanço de massa, e a posição das partículas de óleo derramado ao longo do tempo.

3.1 Malha computacional

A malha computacional utilizada foi criada utilizando o software BlueKenue, com formato não estruturado. Sua área engloba aproximadamente 232.000 km², contendo 165.548 nós, 323.929 elementos e profundidade máxima de 3.612 m, conforme mostra a Fig. 2:

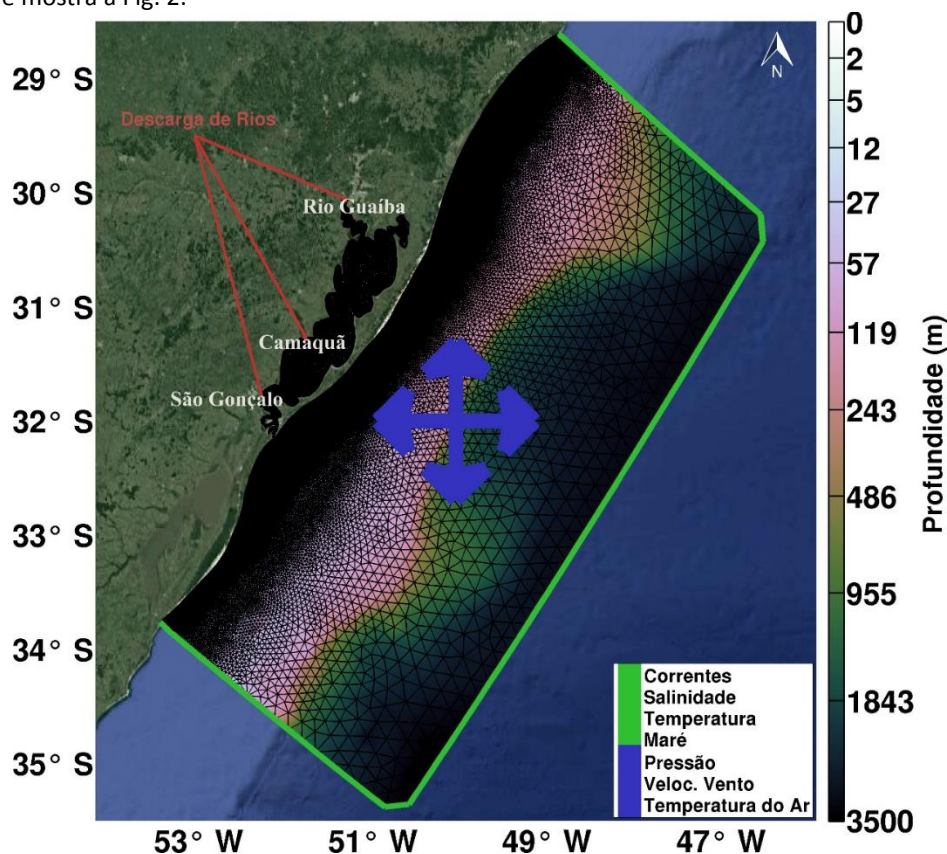


Figura 2. Malha computacional gerada com o BlueKenue. O mapa de cores ilustra a batimetria interpolada na grade numérica. A linha verde mostra onde os dados de condição de contorno oceânica são impostos da malha. As linhas vermelhas indicam as desembocaduras de rios onde os dados fluviais são prescritos na simulação. Os vetores azuis representam as condições de contorno atmosféricas aplicadas na superfície da malha. Adaptado de Monteiro et al. (2017).

A região de estudo é limitada na parte sul pela Barra do Chuí — RS, e na parte norte pelo Farol de Santa Marta, cidade de Laguna — SC, tendo como principal ponto de referência a cidade de Tramandaí, onde encontra-se a monoboia MN-602, nas coordenadas 30°01'36" S e 050°05'12" W, onde os óleos serão derramados. A forma da linha de costa foi utilizada do GSHHG¹ (A Global Self-consistent, Hierarchical, High-resolution Geography Database — Wessel e Smith, (1996)).

3.2 Bancos de dados

Para que o TELEMAC-3D realize a simulação hidrodinâmica no domínio computacional proposto, é necessário informar ao modelo as condições físicas do ambiente no entorno desse domínio, já que o modelo não tem conhecimento dessas outras regiões. A forma de informar ao modelo essas condições físicas é utilizando condições iniciais e condições de contorno. Além disso, o contorno sólido do modelo deve ser configurado com a batimetria da região de estudo.

¹ www.ngdc.noaa.gov/mgg/shorelines/gshhs.html

O consórcio HYCOM é um esforço multi-institucional patrocinado pelo National Ocean Partnership Program (NOPP), para desenvolver um modelo oceânico global, de larga escala. Os dados oceanográficos do HYCOM foram interpolados na malha para o período simulado.

O ERA-Interim é de um banco de dados meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura do ar e velocidade dos ventos), com previsão em tempo real, desenvolvido pela organização intergovernamental independente ECMWF. Os dados de reanálise do ERA-Interim foram utilizados como condição de contorno atmosféricas para o TELEMAC-3D.

Na região de estudo, ocorrem três principais descargas de afluentes, sendo eles o Canal São Gonçalo, o Rio Camaquã e o Rio Guaíba, que se conectam à Laguna dos Patos que, por sua vez deságua no Oceano Atlântico. A ANA é uma agência reguladora, vinculada ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), que disponibiliza banco de dados sobre a vazão de descarga dos afluentes.

Os dados batimétricos utilizados para representar o fundo do mar na plataforma continental foram obtidos de cartas náuticas da Diretoria de Hidrografia e Navegação² (DHN) da Marinha Brasileira, e digitalizadas por Cardoso, Marques, Kirinus e Stringari (2014). Os dados batimétricos em oceano profundo foram obtidos do GEBCO³ (General Bathymetric Chart of the Oceans).

Na Fig. 2, observa-se a malha computacional e a distribuição dos dados oceânicos, meteorológicos e fluviais.

O tempo de simulação hidrodinâmica foi de um mês, de 1º de janeiro de 2012 até 31 de janeiro de 2012, para que o modelo possa se estabilizar, a fim de obter resultados mais precisos.

3.3 Modelo de óleo

O derrame de óleo iniciará às 12 h, do dia 26 de janeiro, conforme ocorreu no incidente. De acordo com o relato de que o óleo chegou na praia às 17 h do mesmo dia, o ECOS será configurado para simular o derrame por 24 h, até às 12 h do dia 27 de janeiro. O início e fim da simulação de óleo são configurados utilizando as variáveis SPILLINI e SPILLFIN do ECOS. Essas variáveis representam o número de passos de tempo do TELEMAC-3D decorridos antes do início e fim da simulação de óleo. Como o vazamento ocorre às 12 h do 26º dia de simulação, o valor de SPILLINI é:

$$\frac{26,5 \text{ dias} * 86.400 \frac{\text{s}}{\text{dia}}}{90 \frac{\text{s}}{\text{time step}}} = 25.440 \text{ time step}$$

e da mesma forma pode-se calcular o SPILLFIN para as 12 h do 27º dia, obtendo SPILLFIN = 25.440 time step. A Tab. 2 mostra os dados que precisam ser informados ao ECOS para realizar a simulação do óleo. A densidade do óleo na simulação A equivale à densidade real do óleo vazado no acidente que foi fornecido no relatório da FEPAM. Já o valor de densidade da simulação B foi fornecido pela ouvidoria da Transpetro e representa uma das densidades de óleo que circularam nos terminais da região sul.

Tabela 2. Parâmetros do ECOS para realizar a simulação de óleo.

Variável	Significado	Valor
SPILLINI	Time step de início do vazamento	25 440
SPILLFIN	Time step de final do vazamento	26 400
XINICIAL	Coordenada latitude da monoboia	30°1'36" S
YINICIAL	Coordenada longitude da monoboia	50°5'12" W
ZINICIAL	Profundidade inicial do vazamento	Zero
WWD	Densidade de referência da água (kg/m ³)	1025
VI	Volume inicial de óleo (m ³)	13,53
γ_o	Densidade inicial do óleo (kg/m ³)	Sim. A
		Sim. B
		915,3 803,7

² www.mar.mil.br/dhn/chm/box-cartas-nauticas/cartas.html

³ www.gebco.net

4. Resultados

O modelo apresenta algumas limitações, entre elas está o fato de que apesar de ocorrerem os processos de evaporação e emulsificação sobre óleo, o único termo da equação de advecção que depende da densidade do óleo é o espalhamento, que tem uma contribuição muito pequena comparado às demais forçantes, dessa forma não notou-se diferenças significativas entre as duas simulações realizadas. Segundo IPIECA et al. (2015) dependendo do tipo de óleo, de 10 a 50 % do óleo poderia evaporar, o que reduziria significativamente o tamanho da mancha, já o processo de emulsificação também reduziria o espalhamento já que atua formando manchas mais espessas.

Outra limitação do modelo acontece quando as partículas de óleo chegam na linha de costa. Assim que cada partícula de óleo toca, individualmente, a beira da praia, o modelo não realiza mais nenhum cálculo sobre esta partícula, parando de simular o que mais poderia acontecer com ela, finalizando sua simulação. Segundo American Petroleum Institute (1999), Szewzyk (2006), Fingas (2011) e IPIECA et al. (2015), o óleo pode continuar no ambiente por dias, meses e até anos, sendo retrabalhado pelos processos de intemperismo e pela atuação do vento e da corrente.

Para a emulsificação, o modelo calculou o valor de 70 % (Fig. 3) para as duas simulações. Essa limitação do modelo acontece devido à fórmula implementada de Fingas (1995) que leva em consideração o mesmo valor de emulsificação no instante final de 0,7 como parâmetro para óleos crus e óleos muito pesados, quando deveria ser diferente para os diferentes níveis de densidade de óleo. No entanto, como não foram encontradas referências para os calores desse coeficiente, o valor de 0,7 foi utilizado para ambas as simulações. De acordo com o trabalho de IPIECA et al. (2015), a emulsificação aumenta a densidade aparente do óleo, até que fique quase igual à da água, o que resultaria em emulsificações diferentes para cada simulação feita, já que os óleos testados possuem densidade diferentes.

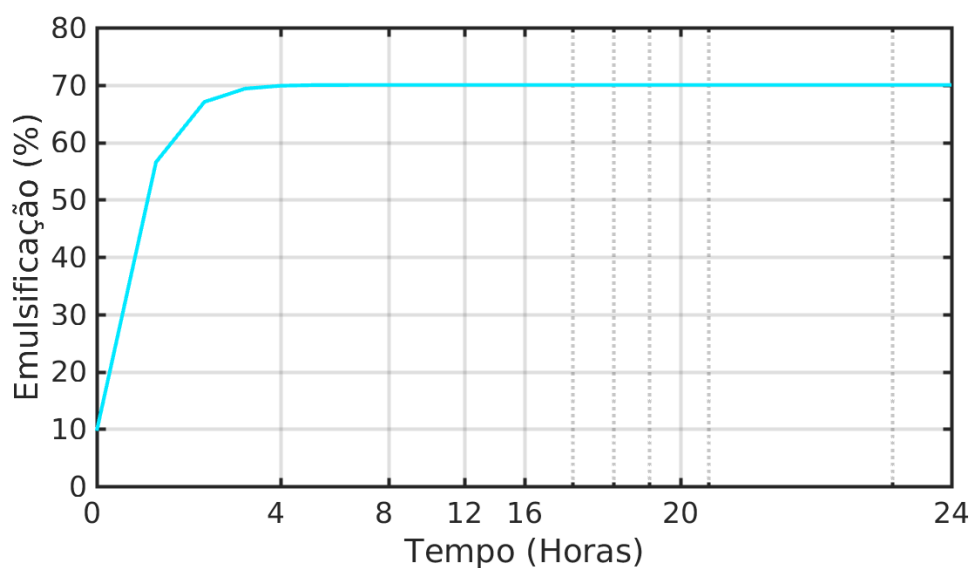


Figura 3. Gráfico de emulsificação

Outro resultado obtido com o modelo foram as porcentagens de evaporação de cada simulação, conforme Fig. 4, que mostra o comportamento esperado, com maior taxa de evaporação nos óleos de menor densidade. Para a Simulação A cuja densidade do óleo era de $915,3 \text{ kg/m}^3$, a taxa de evaporação foi de 4,02 %, que representa um valor coerente com a literatura. Segundo IPIECA et al. (2015) óleos pesados, como na Simulação A, podem evaporar no máximo 10 %. A Simulação B, cuja densidade era de $803,7 \text{ kg/m}^3$, resultou em uma evaporação de 19,5 %.

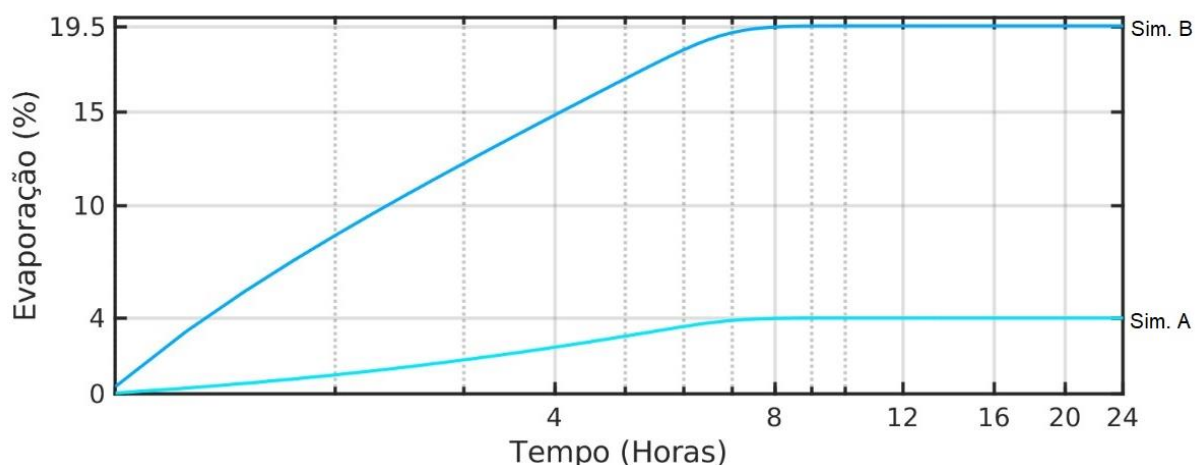


Figura 4. Gráficos de evaporação de cada simulação

Nas duas simulações a evaporação se mostrou mais efetiva nas primeiras 4 h, estabilizando entre 7 a 8 h depois do derrame. Este comportamento foi demonstrado no trabalho de American Petroleum Institute (1999), onde a evaporação é muito maior nas primeiras horas. Quanto mais leve é a composição do óleo, conforme apresentado na Tab. 1, menor será a sua persistência no ambiente, e maior será a sua taxa de evaporação devido à quantidade de compostos leves.

O óleo da simulação A, de acordo com a Tab. 1, é classificado como óleo pesado do grupo III. Assim, suas características são mais afetadas pela emulsificação do que pela evaporação. A Fig. 5 mostra um rápido aumento na massa específica do óleo durante a primeira hora, estabilizando por completo depois de 4 h. Este aumento na massa específica do óleo é causado pela emulsificação, que aumenta a densidade do óleo até próximo à densidade da água, passando de 915,3 kg/m³ para 993,5 kg/m³, sendo este um aumento de 8,5 %.

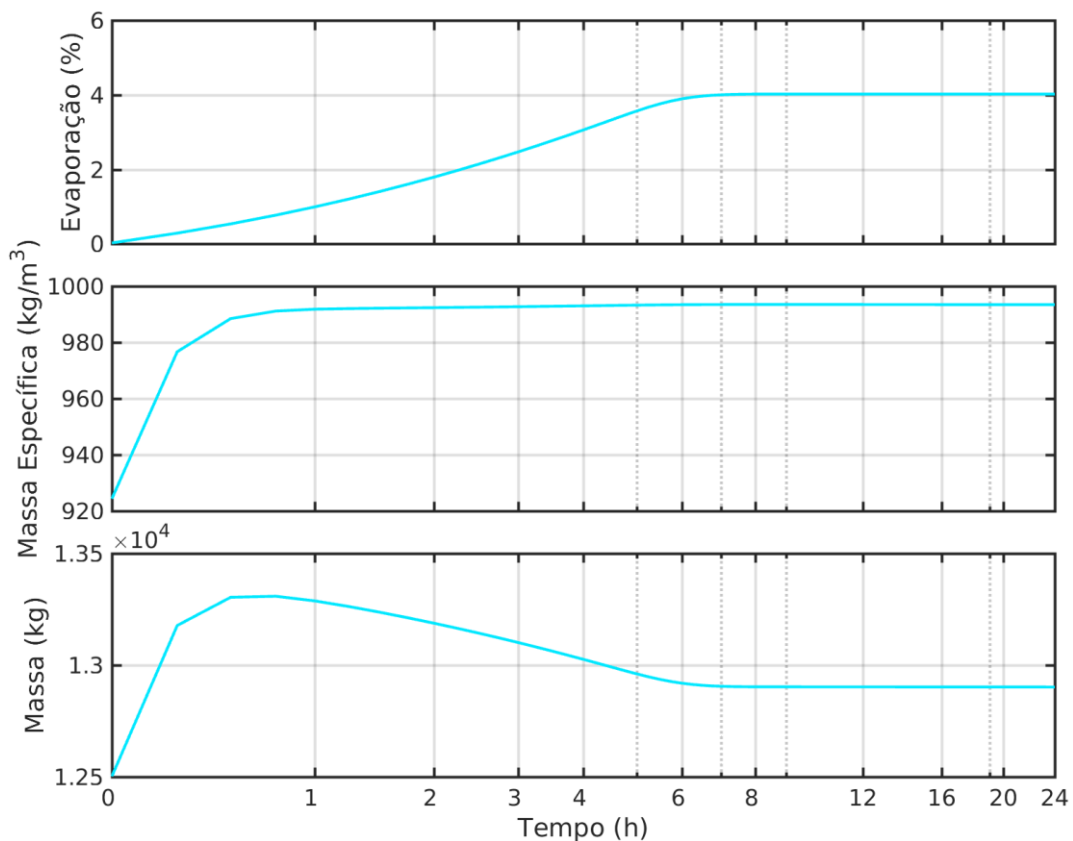


Figura 5. Gráfico comparativo de massa, massa específica e evaporação resultantes da simulação A

É possível observar também que a massa da mistura acompanha proporcionalmente o crescimento da massa específica, cujo valor inicial é de $1,25 \times 10^4$ kg, mas devido aos efeitos da evaporação, esse valor volta a diminuir para então se estabilizar 6 h depois, conforme o gráfico de evaporação, mas ainda assim ficando acima do valor inicial ($1,29 \times 10^4$ kg). O ECOS calcula a massa de emulsão levando em consideração o volume de óleo constante, onde apenas a massa específica varia.

O óleo da simulação B, de acordo com a Tab. 1, é classificado como óleo leve do grupo II. Apesar disso, sua simulação demonstrou características de um óleo intermediário, que foram afetadas tanto pela emulsificação quanto pela evaporação. A Fig. 6 mostra um rápido aumento na massa específica do óleo durante a primeira hora. Esse aumento na massa específica do óleo também é causado pela emulsificação, assim como na simulação A, passando de $803,7 \text{ kg/m}^3$ para $965,5 \text{ kg/m}^3$, aumentando em 20 %. A massa de emulsão acompanha proporcionalmente o crescimento da massa específica, porém, neste caso a taxa de evaporação é mais significativa que na simulação A, e assim o valor de massa final ficou menor que o valor inicial, onde o valor inicial foi de $1,10 \text{ kg}$ e o valor final de $1,05 \times 10^4$ kg.

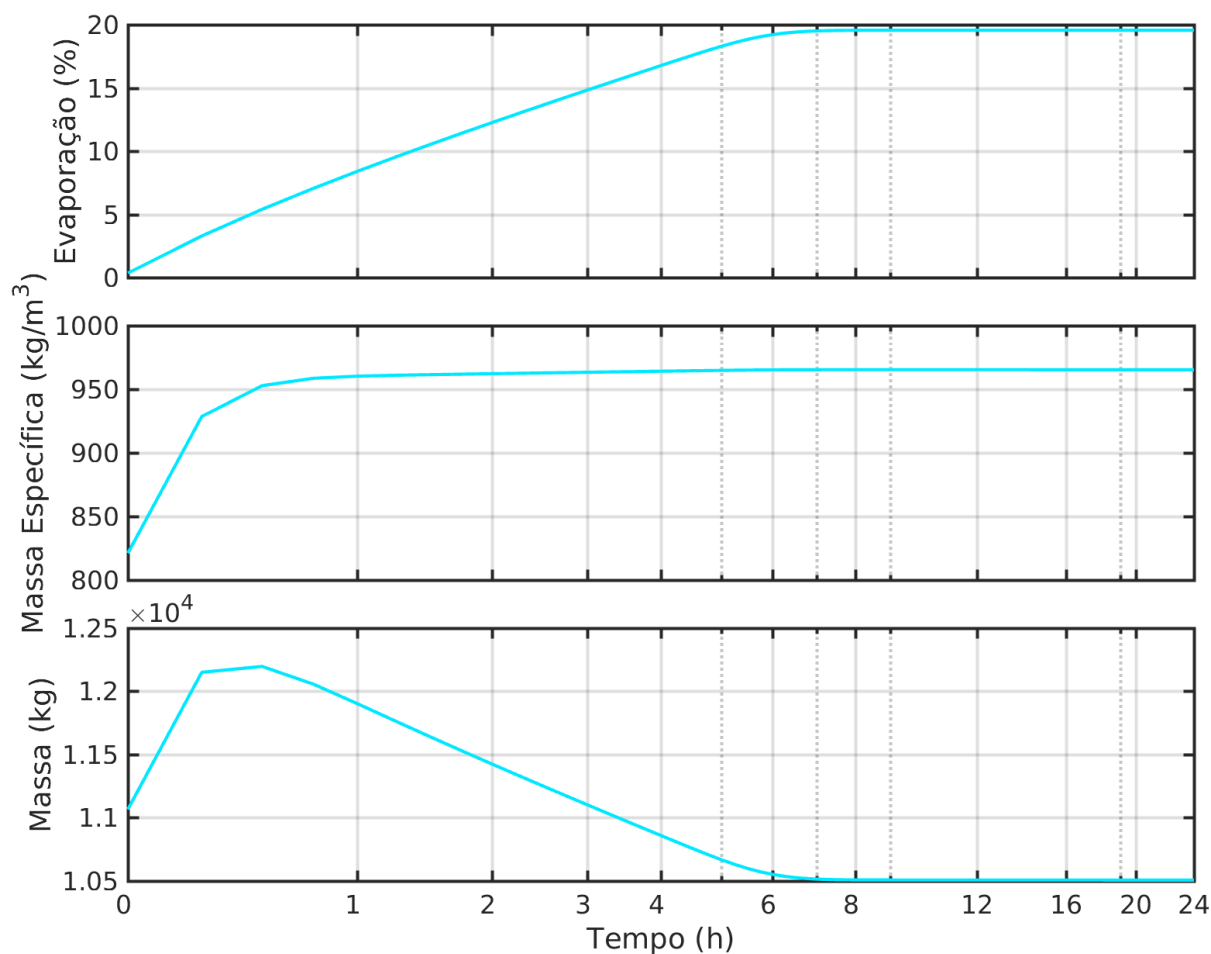


Figura 6. Gráfico comparativo de massa, massa específica e evaporação resultantes da simulação B

5. Conclusão

Com o intuito de utilizar a modelagem numérica, justificada pela capacidade em simular diversas variáveis, este trabalho utilizou dois diferentes softwares acoplados para tentar reproduzir o vazamento de óleo ocorrido na cidade de Tramandaí em 2012. Essa simulação foi utilizada como base para avaliar as possíveis diferenças de impacto que óleos de menor massa específica poderiam causar no ambiente.

Devido ao histórico de vazamentos na região de Tramandaí – RS, delimitou-se essa área como área de estudo a fim de prever o comportamento do óleo. Essa região é fonte de sustento para comunidade local durante todo o ano, mas conta com intensa atividade de turismo no verão, além da presença da fauna. Assim, um estudo mais aprofundado sobre vazamentos de óleo nesta região é importante, visto que as monoboias estão fixadas próximas à costa.

Com o trabalho foi possível reproduzir as condições hidrodinâmicas do dia do incidente utilizando o TELEMAC-3D. Conforme apresentado, as condições climáticas e oceanográficas influenciam no comportamento da mancha, direcionando seu deslocamento, atuando nos processos de emulsificação e evaporação, assim como na dispersão da mancha.

Apesar das limitações do modelo, o ECOS conseguiu resultados que se aproximaram das informações sobre o incidente, principalmente sobre o deslocamento da mancha. Além da mancha simulada também ter chegado na praia, o seu tamanho na areia ficou muito próximo ao real. Os processos de intemperismo implementados não influenciaram no tamanho da mancha de óleo.

O processo de emulsificação se mostrou importante na influência da massa específica do óleo. Porém, na realidade, a ação desse processo somente inicia-se após o primeiro dia do óleo em contato com a água do mar. Além disso, o coeficiente implementado no modelo que tende a estabilizar a emulsificação em 70 % para óleos crus e óleos pesados, deveria levar em consideração o conteúdo de resinas e asfaltenos de cada óleo, a fim de melhorar a estimativa. Assim, os resultados calculados pelo modelo não refletem diferenças significativas no comportamento de emulsificação dos óleos avaliados, indicando que pode ser futuramente melhorado.

A evaporação se mostrou bem implementada no modelo, variando de acordo com cada massa específica do óleo, conforme as referências. Como todos os processos acontecem assim que o vazamento do óleo acontece no modelo, o equacionamento da evaporação leva em consideração a massa específica no tempo que, por sua vez, é afetada pela emulsificação.

Assim, conclui-se que o trabalho se mostrou relevante, pois o acidente foi reproduzido e os processos de intemperismo implementados no modelo foram avaliados. A análise dos processos de intemperismo tinha por objetivo estimar a influência no tamanho da mancha, o que não pode ser estimado devido às limitações do modelo.

Agradecimentos: Os autores agradecem ao ECMWF pelos dados meteorológicos, ao NOPP pelos dados oceanográficos e à ANA pelos dados fluviáteis utilizados nas condições de contorno do modelo. Os autores também agradecem ao consórcio Open TELEMAC-Mascaret por disponibilizar o sistema TELEMAC gratuitamente, e ao Laboratório Nacional de Computação Científica (LNCC) pela disponibilização de uso do Supercomputador Santos Dumont. Agradecemos também ao Laboratório de Análise Numérica e Sistemas Dinâmicos (LANSD) pela permissão de utilizar o sistema ECOS.

Referências

1. American Petroleum Institute. (1999). Fate Of Spilled Oil In Marine Waters: Where Does It Go? What Does It Do? How Do Dispersants Affect It? Washington, D.C..
2. ASCE. (1996). State of the Art Review of Modeling Transport and Fate of Oil Spills. ASCE Task Committee on Modeling of Oil, 122(11), 594–609.
3. Batista, C. M. A. (2017). Sumário geológico e setores em oferta: Bacia Pelotas. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 14ª Rodada Licitações de Petróleo e Gás.
4. Brekke, C., e Solberg, A. H. S. (2005). Oil spill detection by satellite remote sensing. Remote Sensing of Environment, 95(1), 1–13. doi: 10.1016/j.rse.2004.11.015
5. Cardoso, S. D., Marques, W. C., Kirinus, E. d. P., e Stringari, C. E. (2014). Levantamento batimétrico usando cartas náuticas. Em 13ª mostra da produção universitária (p. 2). Rio Grande: Universidade Federal do Rio Grande.
6. de Almeida, R. P. (2002). Bacias sedimentares: A memória do planeta. (Disponível em: www.igc.usp.br/index.php?id=169)
7. Doerffer, J. W. (1992). Oil Spill Response In The Marine Environment (Vol. 1ª edição). doi:10.15713/ins.mmj.3
8. Fingas, M. (1995). Water-in-oil emulsion formation: A review of physics and mathematical modelling. Spill Science and Technology Bulletin, 2(1), 55–59. doi: 10.1016/1353-2561(95)94483-Z
9. Fingas, M. (2011). Oil Spill Science and Technology (No. c). doi: 10.15713/ins.mmj.3
10. IPIECA, IMO, OGP, e CEDRE. (2015). Aerial observation of oil spills at sea. IPIECA resources.
11. ITOPI. (2011). Fate of Marine Oil Spills. Technical Information Paper, 2, 12.
12. Jahn, F. (2012). Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos (1ª ed.). Elsevier.
13. Li, S. (2017). Evaluation of New Weathering Algorithms (Mestrado, University Halifax). Disponível em Nova Scotia
14. Mackay, D., e McAuliffe, C. D. (1989). Fate of hydrocarbons discharged at sea. Oil and Chemical Pollution, 5(1), 1–20. doi: 10.1016/S0269-8579(89)80002-4

15. Marques, W. C., Stringari, C. E., Kirinus, E. P., Möller, O. O., Toldo, E. E., e Andrade, M. M. (2017). Numerical modeling of the Tramandaí beach oil spill, Brazil—Case study for January 2012 event. *Applied Ocean Research*, 65, 178–191. Disponível em <http://dx.doi.org/10.1016/j.apor.2017.04.007> doi: 10.1016/j.apor.2017.04.007
16. Mello, L. F., Stringari, C. E., Eidt, R. T., e Marques, W. C. (2011). Desenvolvimento de um Modelo Lagrangiano de Transporte de Óleo: Estruturação e Acoplamento ao Modelo Hidrodinâmico TELEMAC-3D. Em E. e. F. Instituto de Matemática (Ed.), *Pesquisas aplicadas em modelagem matemática* (Editora Un ed., Vol. 1, p. 33). Paulo Sausen. doi:100.100
17. Milani, E. J., Rangel, H. D., Bueno, G. V., Stica, J. M., Winter, W. R., Neto, J. M. C., e Pessoa, O. d. C. (2007). Bacias Sedimentares Brasileiras - Cartas Estratigráficas. *Boletim de Geociências Petrobras*, 15, 183–205.
18. Monteiro, C. B., Kirinus, E. d. P., Marques, W. C., Oleinik, P. H., e Costi, J. (2017). Analysis of Two Oil Spills in the Southern Brazilian Shelf, in the Years of 2012 and 2014. *Defect and Diffusion Forum*, 372, 70–80. Disponível em <http://www.scientific.net/DDF.372.70> doi:10.4028/www.scientific.net/DDF.372.70
19. Speight, J. (2006). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (Vol. 4). Disponível em <http://www.crcnetbase.com/doi/book/10.1201/9781420008388> doi: 10.1201/9781420008388
20. Szewzyk, S. B. O. (2006). Processos envolvidos em um derramamento de óleo no mar. II Seminário e Workshop em Engenharia Oceânica, 19.
21. Veiga, A. P. (1970). *Oleoduto submarino de Tramandaí: montagem e instalação* (Rel. Téc.). Rio de Janeiro: Petrobras.
22. Verma, A. (2008). *Application of computational transport analysis: Oil spill dynamics* (Master). University Libraries, New York, EUA.
23. Wessel, P., e Smith, W. H. F. (1996). A Global Self-consistent, Hierarchical, High-resolution Geography Database. *Journal of Geophysical Research*, 101(B4), 8741