## Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California



# Maestría en Ciencias en Oceanografía Física

## Simulación y análisis de derrames de petróleo tipo Ixtoc-I utilizando diferentes formas de advección

Tesis para cubrir parcialmente los requisitos necesarios para obtener el grado de Maestro en Ciencias

Presenta:

Ángeles Berenisse García Lucero

Ensenada, Baja California, México 2020 Tesis defendida por Ángeles Berenisse García Lucero

y aprobada por el siguiente Comité

Dr. Julio Sheinbaum Pardo Director de tesis

Dr. Alejandro Parés Sierra

Dra. Sharon Zinha Herzka Llona



**Dr. José Gómez Valdés** Coordinador del Posgrado en Oceanografía Física

> **Dra. Rufina Hernández Martínez** Directora de Estudios de Posgrado

Ángeles Berenisse García Lucero © 2020 Queda prohibida la reproducción parcial o total de esta obra sin el permiso formal y explícito del autor y director de la tesis. Resumen de la tesis que presenta Ángeles Berenisse García Lucero como requisito parcial para la obtención del grado de Maestro en Ciencias en Oceanografía Física.

#### Simulación y análisis de derrames de petróleo tipo Ixtoc-I utilizando diferentes formas de advección

Resumen aprobado por:

Dr. Julio Sheinbaum Pardo Director de tesis

En esta tesis se utiliza el modelo numérico de derrames de petróleo Opendrift-Openoil para investigar y caracterizar el comportamiento de simulaciones de derrames en el golfo de México que denominamos tipo Ixtoc-I, ya que el lugar donde inician los derrames simulados se ubica en el sitio del pozo Ixtoc-I donde ocurrió un gran derrame en el verano de 1979. La región en la que se ubica este pozo sigue teniendo una gran actividad petrolera por lo que es importante investigar qué sucedería si se produjera un accidente similar. Para ello se llevan a cabo diversos ensambles de simulaciones y de su estadística se obtiene lo que se denominan escenarios de derrames, de los que se obtiene información importante. Se investiga cómo cambian estos escenarios al usar diferentes formas de mover el petróleo modificando a) los productos de viento utilizados b) la época del año (junio-agosto y octubre-diciembre) y c) cambios en el coeficiente de arrastre del viento. El modelo obtiene información de corrientes oceánicas del modelo de circulación oceánica NEMO para el golfo de México y vientos de los re-análisis CFSR y ERA-Interim. Las simulaciones se llevan a cabo suponiendo que el petróleo se mantiene en la superficie y se intemperiza sólo por procesos superficiales principalmente evaporación. Para caracterizar los diferentes escenarios y sus diferencias se utilizan métricas que representan en forma práctica el impacto de derrames de petróleo tales como mapas de: 1) valor esperado máximo de masa de petróleo, 2) tiempo esperado en el que este máximo ocurre, 3) tiempo esperado de que llegue una cantidad mínima relevante de petróleo a un cierto punto denominado tiempo de arribo, así como la cantidad esperada de partículas activas y varadas en la costa al final de las simulaciones. Los resultados muestran la gran importancia que juegan los vientos en los derrames de petróleo incrementando la cantidad esperada de petróleo varado en la costa al incluir su arrastre en la velocidad de las partículas, y siendo muy limitada si esta no se incluye. Los escenarios varían poco en sus métricas al cambiar el producto de vientos utilizado; los cambios más drásticos se observan dependiendo de la época del año en la que ocurre el derrame, pues el área afectada (delimitada por el contorno del 0.1% de la masa total derramada) es muy diferente. Al aumentar el coeficiente de arrastre del viento, la cantidad de partículas varadas por lo general aumenta y el área oceánica afectada disminuye, así como el tiempo de ocurrencia del máximo de masa y el tiempo de arribo en los escenarios. No se observa gran diferencia en estos resultados al usar coeficientes de arrastre entre 3 y 6%. Por último se realiza una simulación con la versión 3D del modelo que incluye efectos de dispersión vertical de las partículas de petróleo, lo que provoca sobre todo una disminución en la cantidad de partículas varadas en la costa comparadas con el resultado bidimensional usando un arrastre de 3% en ambos casos. Se sugiere el uso de un coeficiente de arrastre menor al 3% en modelos 2D que solo simulan la superficie, como una forma de obtener resultados semejantes a los del modelo 3D que en principio son más realistas. Se espera que nuestros resultados contribuyan a generar una mejor selección de estrategias de respuesta ante un posible derrame de tipo Ixtoc-I en el golfo de México.

Palabras clave: Escenarios de derrames de petróleo, Ixtoc-I, modelo Opendrift, golfo de México, procesos de transporte

Abstract of the thesis presented **by Angeles Berenisse Garcia Lucero** as a partial requirement to obtain the Master of Science degree in Physical Oceanography.

#### Simulation and analysis of Ixtoc-I type oil spills using different forms of advection

Abstract approved by:

Dr. Julio Sheinbaum Pardo Thesis Director

In this thesis, the Opendrift-Openoil numerical oil spill model is used to investigate and characterize the behavior of simulations of spills in the Gulf of Mexico that we call of type Ixtoc-I, since the place where the simulated spills begin is located in the site of the Ixtoc-I well where a large spill occurred in the summer of 1979. The region in which this well is located continues to have high oil extraction activity, so it is important to investigate what would happen if a similar accident occurred. For this, various ensembles of simulations are carried out and their statistics computed to obtain oil spill scenarios, from which important information is extracted. Here we investigate how these scenarios change when the velocities of the moving oil vary by modifying a) the wind products used b) the time of year of the simulations (June-August and October-December) and c) changes in the wind drag coefficient. The model obtains information on ocean currents from the NEMO ocean circulation model for the Gulf of Mexico and winds from the CFSR and ERA-Interim re-analyses. The simulations are carried out assuming that the petroleum remains on the surface and is weathered only by surface processes, mainly evaporation. To characterize the different scenarios and their differences, metrics are used that represent in a practical way the impact of oil spills, such as maps of: 1) maximum expected value of oil mass 2) expected time in which this maximum occurs, 3) expected time that a minimum relevant quantity of oil reaches a certain point, called arrival time, as well as the expected number of active and stranded particles on the coast at the end of the simulations. The results show the great importance that winds play in oil spills increasing the expected amount of oil stranded on the coast when wind drag is included in the speed of the oil particles and being very limited when is not included. The scenarios vary little in their metrics when using different wind products; the most relevant changes occur depending on the time of year in which the spill occurs, since the affected area (delimited by the 0.1% contour of the total spilled mass) is very different. As the wind drag coefficient increases, the amount of stranded oil particles generally increases, the oceanic area affected decreases as well as the time of occurrence of the maximum mass and the arrival time in the scenarios. No substantial differences are observed in these results when using drag coefficients between 3% and 6%. Finally, a simulation is carried out with the 3D version of the model that includes vertical dispersion of the oil particles that mainly causes a decrease in the amount of particles stranded on the coast compared to the 2D simulation results when using a wind drag of 3% in both cases. The use of a drag coefficient of less than 3% is suggested in 2D models that only simulate the surface, as a way to obtain results similar to those of the 3D model, which in principle are more realistic. Our results are expected to contribute a better selection of response strategies in the event of a possible Ixtoc-I type oil spill in the Gulf of Mexico.

### Dedicatoria

A mi familia, Por enseñarme a tener los pies en la tierra Y la mirada en el cielo.

### Agradecimientos

Al Centro de Investigación Científica y Educación Superior de Ensenada por permitirme estudiar una maestría en Oceanografía Física. Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico brindado para realizar mis estudios de maestría. No. De becario: 828078

Al Consorcio de Investigación del golfo de México (CIGoM) proyecto 201441 Fondo de hidrocarburos SENER-CONACyT y al Proyecto PEMEX-CICESE: Medición y Análisis Metoceánico del golfo de México OC20200084 por los apoyos recibidos para concluir este trabajo.

Al **Dr. Julio Sheinbaum** por aceptar ser mi director de tesis, por su paciencia, apoyo y consejos durante la elaboración de la tesis.

A mis sinodales, **Dr. Alejandro Parés y Dra. Sharon Herzka** por sus comentarios y recomendaciones. A **Dr. Konstantinos Kotzakoulakis**, por su tiempo brindado para el asesoramiento en la comprensión del modelo.

A mis profesores del departamento de Oceanografía Física por sus enseñanzas. A **Lupita y Doña Lety** por su cariño, jalones oreja y tanto apoyo durante la maestría.

A mis compañeros de generación no pude pedir una mejor familia para tener buenos momentos. A **Julie san** por ser mi yang y brindarme motivación, consejos, tranquilidad y serenarme en momentos de crisis que ni te imaginas. A **Susy y Camilo** por tanto cariño, comprensión y apoyo en todo mi proceso de esta tesis y personal. A **Ale y Arantxa** por ser las mejores compañeras de cubo que pude tener, grandes momentos pasé a su lado tanto personal como social. A **Dani** por ser la mejor maestra de esquiar y por tus consejos de programación, siempre tan sincera y directa. A **Gina** por ser la mejor DT y brindar a la "promoción" grandes momentos y por un tiempo buena compañera de cubo aunque después te abrieras como pistache. A **Quinn** por ser mi sensei en la programación y clases de manejo. A **Oscar** por sus consejos en Python y paciencia en este nuevo lenguaje para mí. A **Paulino y David** por tomar la iniciativa para formar un equipo deportivo y poner ambiente en las reuniones sociales. A **Marco** (Perusi) por el "26" y tú "melodiosa voz". A **Yandy y Mariam** por ser un gran ejemplo de fortaleza y unión familiar. A los **"Cuervos negros"** por ser el mejor club polideportivo que pude tener. A **Félix** por las grandes aventuras sobre ruedas y momentos de ceviche. A **Santi** por ser una refuerzo importante en nuestro equipo.

A mis amigos de CHIZA, Mary, Ana Luisa, Santi (Chago), Josué, Ferney, Jenny, Gisell y Halia por sus cálidos momentos y momentos culinarios compartidos. Y por último pero no menos importante a Mily Chan, no pude tener mejor compañía con quien pasar esta pandemia.

A todas esas personitas que hicieron especial mi estadía en Ensenada.

"Porqué los extraños de hoy, son los amigos del mañana"

## Tabla de Contenido

Resumen en español	ii
Resumen en inglés	iii
Dedicatoria	iv
Agradecimientos	v
Lista de figuras	ix
Lista de tablas	xiii
Capítulo 1 Introducción	1
1.2. Processos de transporte y destino del potróleo	⊥ د
1.2 Transporte (adversión) de petróleo	כ כ
1.2.2 Fenergimiento	כ ר
1.2.2 Esparcinitento	/ o
1.2.5 Evaporación	ەە
1.2.4 Elliusilicación	9 10
1.2.5 Dispersion	10 11
1.2.6 Disolucion	LL
1.2.7 Blodegradación	11 1 1
1.2.8 Sedimentation	12
1.2.9 Foto-oxidacion	12
1.3 Objetivos	12
1.3.1 Objetivo general	12
	13
1.4 Zona de estudio y patrones característicos de circulación	14
1.5 Derrames de petroleo en el GoM	
1.5.1 DWH	
1.5.2 Ixtoc-I	20
Capítulo 2. Metodología	23
2.1 Datos	23
2.2 Modelo Opendrift	25
2.3 Construcción de escenarios	27
2.4 Análisis de escenarios	30
2.4.1 Conteo de partículas de petróleo	30
2.4.2 Métricas	30
2.4.3 Evolución total de la masa y caracterización regional	32
2.4.4 Arrastre del viento	33
2.4.4.1 Comparación de escenarios	34
Capitulo 3. Resultados	35
3.0 Introducción	35
3.1 Escenarios de derrames de petróleo para el pozo Ixtoc-I con arrastre del viento del 3%	37
3.1.1 Cantidad de particulas de petróleo activas y varadas a la costa	
3.1.2 Escenarios de derrames de petróleo: métricas	43

3.1.3 Evolución total de la masa	47
3.1.4 Evolución total de la masa varada	49
3.2.1 Cantidad de partículas de petróleo activas y varadas a la costa: arrastre del viento	50
3.2.2 Escenarios de derrames de petróleo: métricas (diferente arrastre de viento)	56
3.2.2.1 Comparación de escenarios: pixeles (área afectada)	61
3.2.3 Evolución total de la masa: arrastre del viento	64
3.2.4 Evolución total de la masa: varada (arrastre del viento)	66
3.3 Comparación de escenarios con el modelo Opendrift 2D y 3D	67
Capítulo 4. Resumen y discusión	70
Capítulo 5. Conclusiones	75
Literatura citada	78
Anexos	83

viii

## Lista de figuras

Figura	a Página
1.	Esquema de los procesos de transporte y erosión que actúan en un derrame de petróleo en el mar. Mejorado de Zodiatis et al., (2017)5
2.	Ubicación del GoM observando el patrón de circulación de las corrientes, observando los factores dominantes de la región (remolinos y la corriente del lazo).
3.	Ejemplo de derivadores interactuando con el Giro Ciclónico (GC) y los remolinos de la CL. a) Trayectoria de los derivadores de la circulación en el sur con poca interacción de un remolino llega de la CL con el giro ciclónico; b) Trayectoria de los derivadores de la circulación en el sur y oeste del GoM, un remolino llega de la CL he interactúa con el giro ciclónico. Extraído de Sansón et al., 2017
4.	Corrientes superficiales medias mensuales de 7 años de datos de modelos a lo largo de la plataforma occidental del golfo de México durante el verano. Se muestran los isóbatas de 25, 50 y 200 m. Extraído de Zavala-Hidalgo et al., (2003)16
5.	Patrón de vientos en los diferentes periodos del año; con las columnas a) dirección del viento, b) rotacional del esfuerzo del viento, c) dirección del esfuerzo del viento. Extraído de De Velasco, (1996)
6.	Muestra los estudios sobre el petróleo en la superficie debido al derrame de DWH del 17 de mayo al 25 de julio del 2010 así como el petróleo de la costa, indicado por los círculos de color. Extraído de (French-McCay et al., 2018)
7.	Ubicación y trayectoria del derrame del pozo Ixtoc. Extraído de Sun et al., (2015)21
8.	Esquema de construcción de los escenarios de derrames de petróleo en superficie con el modelo Opendrift. *Se inicia la simulación en dos fechas: 3 de junio y 3 de octubre. ** También se modifica el factor del arrastre del viento en rangos de 1 -6%
9.	Ejemplo de escenarios obtenidos con el modelo Opendrift para el año 2008. Se observa el efecto de mover las partículas de petróleo al usar a) solo las corrientes, b) corrientes + 3% arrastre del viento CFSR, c) corrientes + 3% arrastre del viento ERA-Interim. El punto verde indica el sitio de liberación de las partículas de petróleo, en azul partículas activas y en rojo las partículas varadas a la costa
10.	Malla de 1/4 ° sobre el GoM, en la que se calcula el promedio sobre el ensamble de la fracción de masa de las diferentes simulaciones a cada tiempo para calcular diferentes métricas que estiman lo que se espera pueda ocurrir en promedio en caso de un derrame en el sitio del Ixtoc-I y bajo las condiciones descritas en el texto
11.	Ejemplo de las métricas utilizadas para el caso de las corrientes + 3% arrastre de viento CFSR; a) valor máximo de la fracción de masa, b) tiempo en el que ocurre el máximo valor de la fracción de masa y c) tiempo de arribo32

- 12. División de las 4 zonas en el GoM. Zona 1: bahía de Campeche; zona 2: Veracruz y parte de Tamaulipas; zona 3: Norte de Tamaulipas y Texas; zona 4: Luisiana e interior del GoM.......33
- Comparación de simulaciones obtenidas con el modelo Opendrift-2D para los diferentes reanálisis y un estudio previamente realizado para el derrame de petróleo DWH, a) incidente del derrame de petróleo del DWH en 2010 en el norte del GoM. Extraído de: Beyer et al. (2016); b) simulación del DWH con Opendrift-2D usando NEMO y el reanálisis CFSR y c) simulación con el Opendrift con NEMO y reanálisis ERA Interim. El punto verde marca el lugar del derrame; en azul, partículas de petróleo activas; en rojo partículas de petróleo varadas en la costa y en gris se muestran las trayectorias de las partículas.
- 15. Simulaciones individuales con fecha inicial 3 de junio (superior) y fecha 3 de octubre (inferior) durante el año 2008. El punto verde indica el sitio de liberación, en azul las partículas que se encuentran activas a los 60 días (término) de la simulación, en rojo las partículas varadas en la costa y por último, en gris, las trayectorias de las partículas. Cada columna indica un caso, (a) y (d) las partículas se mueven solo con las corrientes del modelo NEMO sin arrastre del viento. En la segunda columna ((b) y (e)) las partículas se mueven con corrientes de NEMO y 3% del viento del reanálisis CFSR. En columna 3 ((c) y (f)) se usan corrientes del modelo NEMO y 3% del viento del reanálisis ERA Interim. El renglón superior corresponde al caso junio-agosto el inferior al caso octubre-diciembre. En los apéndices se pueden ver los experimentos individuales para junio-agosto (Anexo A) y octubre-diciembre (Anexo B) durante otros años. ...39

- 19. Resultados de los escenarios para simulaciones de verano usando el promedio del ensamble de las 5 simulaciones realizadas entre 2007-2011. Primer renglón representa resultados para el caso sin arrastre de viento solo corrientes del modelo NEMO. Segundo y tercer renglón son para corrientes + arrastre de viento por CFSR y ERA-Interim respectivamente. Las columnas representan: a) masa promedio (sobre el ensamble) máxima, b) tiempo de ocurrencia dicho valor de masa promedio máxima; y c) tiempo de arribo definido como el tiempo cuando se

alcanza el 0.1% de la masa total liberada en el derrame. El punto rojo indica el lugar de liberación del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el contorno del 0.1% de la masa total y sirve para estimar el área de afectación del derrame......45 20. Similar a la Figura 19 pero para escenarios correspondiente al periodo octubre-diciembre. 21. División de las 4 zonas en el GoM. Zona 1; bahía de Campeche; zona 2: Veracruz y parte de Tamaulipas; zona 3: Norte de Tamaulipas y Texas; zona 4: Luisiana e interior del GoM. Con un ejemplo de la evolución de masa en las cuatro regiones usando solo el efecto de las corrientes del modelo NEMO, tanto para el periodo junio-agosto y octubre-diciembre para el año 2010....47 22. Comparación de gráficas para la evolución de la masa en distintas zonas para los 60 días para los diferentes productos; donde la columna a) periodo junio-agosto y b) periodo de octubrediciembre y las filas representan las diferentes zonas. La línea negra representa al modelo NEMO con el reanálisis CFSR; roja, modelo NEMO y ERA Interim y azul, únicamente el modelo 23. Gráficas para la evolución de masa varada en las distintas zonas para los 60 días en los periodos de junio- agosto (columna izq.) y octubre-diciembre (columna dcha.), usando los diferentes 24. Histogramas de conteo de partículas donde se comparan resultados de simulaciones modificando el factor de arrastre  $\alpha$  (ecuación 9) de los vientos de los reanálisis para los periodos de junio-agosto y octubre-diciembre.....51 25. Campos de vientos promedio del periodo junio-agosto para los años 2007-2011, donde se ilustra la magnitud, vectores de viento y la diferencia entre años consecutivos de la magnitud del viento con el fin de apreciar las diferencias por año. .....53 27. Comparación de los diferentes reanálisis para junio-agosto (superior) y para octubrediciembre, al modificar el arrastre del viento para el año 2008 en un instante de tiempo de la simulación (26 días). Donde cada color indica un valor entre 1% a 6% del arrastre del viento. ....55 28. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de junio-agosto, para el re-análisis CFSR; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo maximo aosciado a la masa maxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica l aubicacion del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total ......57 29. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de junio-agosto, para el re-análisis ERA Interim; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo maximo aosciado a la masa maxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica l aubicacion del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total......58 30. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento

30. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de octubre-diciembre, para el re-análisis CFSR; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo maximo aosciado a la masa

	maxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica l aubicacion del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total
31.	Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de octubre-diciembre, para el re-análisis ERA Interim; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo máximo asociado a la masa máxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica la ubicación del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total
32.	Escenarios donde se muestra la diferencia en cantidad de pixeles, comparando el contorno del 0.1% de los diferentes valores de arrastre del viento (1-6%); considerando la variable $Fm \acute{a}x(x)$ para los dos reanálisis en el periodo de junio-agosto
33.	Escenarios donde se muestra la diferencia en cantidad de pixeles, comparando el contorno del 0.1% de los diferentes valores de vientos (1%-6%), considerando la variable $Fm\dot{a}xx$ para los dos reanálisis en el periodo de octubre-diciembre
34.	Evolución de la masa para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes reanálisis en el periodo de junio-agosto, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%
35.	Evolución de la masa para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes re-análisis en el periodo de octubre-diciembre, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%
36.	Gráficas de la evolución temporal de la masa varada en las distintas zonas para los 60 días en los periodos de junio-agosto (superior) y octubre-diciembre (inferior), usando los diferentes reanálisis, donde cada línea corresponde al escenario de cada factor del arrastre del viento66
37.	Ejemplo de comparación del modelo 3D (superior; M.C. Homar Verdugo) y 2D (inferior) al usar las corrientes y el re-análisis ERA Interim para los casos donde el arrastre del viento es del 1% y del 3% para el periodo de junio-agosto del año 200968
38.	Escenarios individuales para el periodo de junio-agosto obtenidos con el modelo Opendrift para los años de simulación 2007-2011. Cada columna representa un producto utilizado para arrastrar las partículas de petróleo
39.	Escenarios individuales para el periodo de octubre-diciembre obtenidos con el modelo Opendrift para los años de simulación 2007-2010. Cada columna representa un producto utilizado para arrastrar las partículas de petróleo
40.	Evolución de la masa evaporada para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes reanálisis en el periodo de junio-agosto, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%85
41.	Evolución de la masa evaporada para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes re-análisis en el periodo de octubre-diciembre, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%

### Lista de tablas

Tabla

-		
01	nπι	nn
гα	וצו	ııа
	· O ·	

1.	Características de los experimentos realizados para los periodos de junio-agosto/octubre-	-
	diciembre y las condiciones de advección a considerar para los 5 años variando el arrastre del	
	viento. Resaltando el caso del 3% que es el coeficiente de arrastre	29

#### 1.1 Generalidades y justificación

En el golfo de México (GoM) han ocurrido dos derrames de hidrocarburos muy importantes. El primero de ellos fue el derrame del pozo Ixtoc-I ocurrido en 1979 al suroeste del GoM, para el cual reportes de PEMEX estiman que fluyeron 3.1 millones barriles de petróleo, de los cuales, descontando los hidrocarburos quemados, lo evaporado y lo recolectado de la superficie, quedó a la deriva un volumen total de 1,023,000 barriles de petróleo (Verduzco, 2016). El segundo fue el derrame asociado a la explosión de la plataforma Deepwater Horizon (DWH) en el 2010. Crone y Tolstoy (2010)estimaron ~ 5 millones de barriles (~700,000 toneladas) de petróleo derramados.

A diferencia del derrame del pozo Ixtoc-I que ocurrió cerca de la superficie (~60 m), el derrame del DWH ocurrió en aguas profundas. Esto dio lugar a que una parte importante del derrame no ascendiera a la superficie, generando una pluma de petróleo a una profundidad de ~ 1500 m. Además, el DWH es considerado como el mayor accidente de petróleo en el GoM por la gran cantidad de petróleo derramado al medio marino. Ambos derrames, pero particularmente el DWH, causaron gran interés y actividad de la comunidad científica para estimar su impacto ecológico y entender las características físicas y químicas de los hidrocarburos y su dispersión en el mar y la atmósfera.

El GoM juega un papel importante en muchas actividades humanas no solo por su ubicación estratégica, sino porque alberga uno de los ecosistemas marinos con mayores recursos naturales y diversidad biológica. El GoM constituye un pilar fundamental para la economía de México, debido a su productividad en pesquerías, turismo, población costera y alta explotación petrolera (la mayor del país). Debido a esto último, es posible que ocurran accidentes de perforación petrolera que resulten en derrames de gran escala, y que sea preciso evitar y/o mitigar su impacto hasta donde sea posible.

Una forma importante de ayudar a los tomadores de decisiones a formular estrategias de mitigación del impacto de un derrame de petróleo con bases científicas sólidas es generando escenarios de derrames. Un escenario se construye a partir de un ensamble de muchos derrames individuales que ocurrieron en el mismo punto y en la misma temporada, que se generan para poder prevenir y minimizar los efectos y contingencias relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos en México. Para ello, una de las herramientas más utilizadas son los modelos numéricos que simulan la dispersión y el destino del

petróleo con base en sus características químicas y el medio ambiente en el que ocurre el derrame. Los modelos buscan describir los principales procesos físicos, químicos, y biológicos que transportan, dispersan y degradan el petróleo en el mar a partir de fórmulas y algoritmos que representan el destino del petróleo liberado en el ambiente. El destino y comportamiento del petróleo derramado depende del tipo y cantidad del petróleo, así como las condiciones ambientales tales como temperatura, la velocidad del viento y de las corrientes (Riazi y Roomi, 2008), así como la evaporación, disolución, dispersión, emulsificación y procesos de biodegradación (Kuiper y Van Den Brink, 1987).

Generar un escenario de derrame consiste en hacer múltiples simulaciones, similares pero no iguales, en las que se modifican algunas de las variables de los experimentos dejando las otras fijas con un mismo valor. Depende del interés particular y/o de la capacidad de cómputo qué variables se modifican y cuantas simulaciones se hacen. Por ejemplo, se puede variar el tipo de petróleo (ligero, mediano, pesado) o se pueden modificar las velocidades (corrientes y vientos) que mueven al petróleo, la época del año en que el derrame ocurre, o probar diferentes parametrizaciones (p.ej. modificar el tamaño de la gota de petróleo, los procesos de dispersión, etc.). Los resultados de un escenario son estadísticas obtenidas a partir de un ensamble de simulaciones, que permite tener una estimación de lo que tiene más posibilidad de ocurrir o del impacto esperado si ocurriera un derrame (bajo las condiciones del escenario). Cada derrame tiene características propias y sólo analizando cada caso en particular se pueden conocer sus impactos específicos. Pero al mismo tiempo, la experiencia indica que las condiciones ambientales (p.ej. vientos, corrientes) y geográficas de un lugar, delimitan la región a la que puede llegar el petróleo en un derrame, es decir, el comportamiento no es completamente aleatorio sino que hay sesgos y rutas preferenciales que es muy importante conocer. Los escenarios nos dan información gruesa pues engloban gran cantidad de posibles eventos, no de uno en particular, pero ayudan a identificar las zonas más (y menos) probables de ser afectadas, lo cual es fundamental para una estrategia de prevención.

El presente trabajo de tesis utiliza el modelo de derrames Opendrift-Openoil desarrollado por el instituto Meteorológico Noruego que permite modelar trayectorias lagrangianas que son usadas para predecir el camino y transformación de diferentes objetos y sustancias que derivan en el océano o en la atmósfera (Dagestad et al., 2018). La metodología consiste en simular y analizar derrames de petróleo de tipo Ixtoc-I y caracterizar el efecto que tiene utilizar diferentes formas de advectar (es decir de mover) el petróleo mediante el uso de diferentes definiciones y/o fórmulas de la velocidad con la que se mueven las partículas de petróleo. Existen muchas formas o "métricas" para definir el efecto de un derrame de petróleo (comunicación personal Dra. Paula Pérez Brunius). En nuestro caso, las diferencias entre los resultados de los diferentes escenarios y experimentos se caracterizaron utilizando cantidades o variables relacionadas con la masa de petróleo que llega a un lugar por lo que se calcularon mapas de cantidades tales como el valor máximo esperable de petróleo que puede llegar a un cierto lugar, el tiempo esperado en el que ocurre este máximo y el tiempo en el que se espera llegue una cantidad mínima relevante a un sitio (denominado como tiempo de arribo). Por su importancia al estimar el efecto de un derrame, también se hacen mapas y se calcula la cantidad de partículas de petróleo activas y varadas en la costa además de estadísticos para estimar la confiabilidad e incertidumbre de los resultados. Se escogieron derrames "tipo lxtoc-l" porque la sonda de Campeche es la región en la que existe más actividad petrolera en México y porque se conoce lo que ocurrió en el derrame verdadero, lo que permite, hasta cierto punto, evaluar los resultados de la modelación. Se espera con estos experimentos conocer cuánto pueden variar los escenarios de derrames cuando se modifica la forma en que se mueven las partículas de petróleo usando modificaciones comúnmente utilizadas en los modelos (como veremos más adelante). Se espera que nuestros resultados contribuyan a generar una mejor selección de estrategias de respuesta ante un derrame de este tipo.

#### **1.2** Procesos de transporte y destino del petróleo

Los modelos de derrames de petróleo son usados para planificar y simular eventos que ayuden a responder y mitigar derrames de petróleo reales (Nelson y Grubesic, 2018). Reed et al., (1999) mencionan que por lo general estos modelos se basan en el seguimiento lagrangiano de partículas, o elementos lagrangianos denominados "spillets" en inglés, para representar el petróleo en la superficie. En la subsuperficie las partículas se denominan "gotas" y representan grupos de gotas de petróleo de diferentes tamaños y propiedades, permitiendo la simulación de los procesos físicos y químicos más importantes que transportan y degradan el petróleo en el mar (Figura 1).

#### 1.2.1 Transporte (advección) de petróleo

El transporte o advección del petróleo es el mecanismo por el cual puede llegar a lugares muy lejanos (cientos/miles de kilómetros) al sitio del derrame. Cuando está en la superficie, el petróleo tiene la velocidad y dirección de la corriente superficial, pero además sufre el arrastre directo por el viento y por la deriva de Stokes provocada por el oleaje. En muchos modelos estos últimos procesos se parametrizan

utilizando una velocidad calculada como un porcentaje de la velocidad del viento que generalmente se supone es de alrededor del 3% y que actúa en la dirección del viento (Zodiatis et al., 2017). Este porcentaje representa ambos efectos: el arrastre directo ('windage') y la deriva de Stokes. Los modelos pueden además agregar componentes estocásticas de velocidad que representen los efectos de las escalas no resueltas por el modelo. Para el caso de un derrame de petróleo en superficie, la velocidad con la que se mueve el petróleo se representa mediante la suma vectorial de la corriente oceánica, el viento (más olas) y la componente turbulenta horizontal de la siguiente manera:

$$\vec{V}_t = \vec{V}\vec{s} + \vec{V}^* \tag{1}$$

En la cual  $\vec{V}_t$  es la velocidad total de arrastre de la partícula de petróleo,  $\vec{Vs}$ , representa la suma de las velocidades debidas a las corrientes, viento y olas y  $\vec{V^*}$  es la fluctuación turbulenta de la velocidad de arrastre. Debajo de la superficie, el arrastre del viento no influye y sólo se considera la corriente, aunque la deriva de Stokes puede ser importante en los primeros 10-20 metros y tendría que simularse separada de la velocidad producida por viento. La velocidad  $\vec{V}_s$  en la superficie puede calcularse de la siguiente manera (Stolzenbach et al., 1977)

$$\vec{V}_s = \alpha_w \, \vec{V}_w \, + \, \alpha_c \, \vec{V}_c \tag{2}$$

Donde  $\vec{V}_w$  es la velocidad del viento a 10 metros sobre la superficie libre del agua  $m/_S$ ,  $\vec{V}_c$  es la velocidad de la corriente en  $m/_S$ ,  $\alpha_w$  es conocido como el factor del arrastre del viento que da cuenta del arrastre superficial de la mancha debido al efecto del viento y la deriva de Stokes (si esta no se incluye explícitamente);  $\alpha_c$  es un factor que casi siempre es la unidad salvo que se quiera modificar considerando efectos inerciales (Beron-Vera et al., 2019). La velocidad inducida por el efecto del viento y oleaje se parametriza en general como 1%-6% de la velocidad del viento, con 3% como el factor de arrastre más comúnmente usado por los modelos de trayectorias de manchas superficiales de petróleo (Zapata-Sánchez et al., 2002).

El Servicio Geológico mexicano menciona que el peso específico (0.75-0.95 Kg/L) del petróleo es influenciado por factores físicos y por la composición química del crudo; como el petróleo tiene una densidad menor que el agua, el petróleo tenderá a moverse hacia la superficie del mar. Dependiendo del tipo de petróleo y particularmente en el caso de derrames profundos, la distribución de petróleo en la columna de agua puede ser muy variable. Esto es función de diversos factores, incluyendo naturaleza

química y física del petróleo, el punto de liberación, la turbulencia y el oleaje en la superficie del mar, las corrientes, vientos y otras condiciones hidrográficas y la capacidad de disolución del petróleo. Las características del flujo en el pozo, el tipo de hidrocarburo y la turbulencia con que fluye del fondo a la columna de agua determinan la cantidad de gas y las características de las burbujas y gotitas de petróleo que entran al medio marino. En función del tamaño de las gotas, el hidrocarburo puede ascender más lento o más rápido, o incluso no llegar a la superficie. Las gotas más grandes suben más rápido y las microgotitas de menos de un cierto diámetro (<70 μm), pueden permanecer en la columna de agua a menos que se fusionen con otras y formen otras gotitas más grandes (Beyer et al., 2016). Las gotas más pequeñas además tienen una razón mayor entre área y volumen lo que incrementa su tasa de degradación por procesos físicos, químicos y biológicos tal como la disolución y la biodegradación microbiana (Boehm y Flest, 1982).

En el medio marino, el petróleo se mueve horizontalmente debido al efecto de las corrientes, el viento y las olas. El petróleo también se mueve verticalmente en la columna de agua variando según el tamaño de las gotitas de petróleo como se mencionó anteriormente; por lo que el corte de las corrientes tanto en la vertical como en la horizontal son factores importantes en el movimiento neto del petróleo en el mar. El petróleo a su vez experimenta cambios en el tiempo vinculados a diferentes procesos físicos y químicos



Figura 1. Esquema de los procesos de transporte y erosión que actúan en un derrame de petróleo en el mar. Mejorado de Zodiatis et al., (2017).

(dispersión, evaporación, emulsificación, disolución, fotoxidación, biodegradación y sedimentación) que en conjunto se denominan como intemperización ("weathering" en inglés).

Estos procesos en la mayoría de los modelos de derrames de petróleo utilizan la versión modificada de los algoritmos de Mackay para la evaporación, emulsificación y dispersión (D Mackay et al., 1980). Algunos modelos más modernos separan el petróleo en pseudo-componentes (p.ej. grupos de componentes químicas con propiedades similares) con propiedades de evaporación distintas (modelo ADIOS NOAA).

A continuación se describe en forma genérica las ecuaciones y procesos de intemperización utilizados en muchos modelos de derrames de petróleo. El modelo utilizado en esta tesis, el Opendrift-OpenOil (Dagestad et al., 2018) utiliza estas ecuaciones con parametrizaciones particulares para algunos de los procesos de degradación y dispersión del petróleo. Consideramos importante incluir en la tesis esta descripción general. Sin embargo destacamos desde ahora, que la mayor parte de los experimentos realizados fueron hechos con la versión 2D del modelo Opendrift-Openoil que no incluye dispersión vertical y en el que la evaporación es el mecanismo principal de degradación de petróleo.

El movimiento y la degradación de petróleo se pueden modelar como una ecuación de advección-difusiónreacción para la concentración de petróleo  $C_1$ :

$$\frac{\partial C_1}{\partial t} = -U\nabla C_1 + \nabla (K\nabla C_1) + \sum_{j=1}^M r_j(C_1)$$
(3)

Donde  $\frac{\partial C_1}{\partial t}$  es la razón de cambio de la concentración del petróleo con el tiempo. El siguiente término es el de advección, donde el U representa las componentes de la velocidad con que se mueve el petróleo (u, v, w) que puede incluir además de las corrientes marinas, los vientos y deriva de Stokes cerca de la superficie. El tercer término es el de difusión, donde K es el tensor de difusividad que parametriza los efectos de difusión turbulenta. Finalmente, el cuarto término es el denominado de reacción, y contempla fuentes y sumideros en los que  $r_j(C_1)$  es la tasa de transformación de la concentración de petróleo debida a los procesos físicos y químicos de intemperización. La ecuación (3) se suele separar en dos partes, considerando por un lado la advección-difusión y por el otro la intemperización.

Para resolver la ecuación de advección-difusión

$$\frac{\partial C_1}{\partial t} = -U\nabla C_1 + \nabla (K\nabla C_1) \tag{4}$$

la mayoría de los modelos de derrame de petróleo utilizan una formulación lagrangiana, lo que significa que en vez de simular al petróleo como un trazador continuo, se introduce, por lo general, un gran número de partículas de petróleo que se mueven por la acción de las corrientes, vientos y olas. La difusión turbulenta se modela añadiendo términos estocásticos a las velocidades o posiciones de las partículas. En derrames de petróleo superficiales, el viento y las olas son relevantes en la advección(Zodiatis et al., 2017). Por ende, el petróleo subsuperficial se mueve en forma diferente al que está en la superficie. Aunque un derrame ocurra en aguas profundas y parte del petróleo se distribuya en la columna de agua, una gran parte se va a la superficie por lo que es común utilizar modelos que sólo simulen el movimiento e intemperización del petróleo en la superficie.

La otra parte de la ecuación, la de intemperización del petróleo, se simula sumando los efectos de los diferentes procesos (p.ej. evaporación, emulsificación, etc.) sobre el trazador y se resuelve por separado para cada partícula si el modelo es lagrangiano:

$$\frac{\partial C_1}{\partial t} = \sum_{j=1}^M r_j(C_1) \tag{5}$$

A continuación se describen los procesos de intemperización que se modelan con esta ecuación. Es importante mencionar que los cambios físicos y químicos que estos procesos provocan en las partículas de petróleo modifican las propiedades como la densidad y viscosidad, permitiendo ubicarse en partes diferentes de la columna de agua (modelo 3D) y por tanto se muevan en forma diferente.

#### 1.2.2 Esparcimiento

El esparcimiento de una mancha de petróleo ocurre aún en ausencia de corrientes, olas y viento. Resulta de un balance entre la gravedad y la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, siendo menor a mayor viscosidad del petróleo (Fingas, 2011). El proceso de esparcimiento da lugar a la formación de una mancha delgada de petróleo (de unos cuantos mm) que se modela como un fluido ligero (el petróleo) sobre un fluido más denso (agua) bajo la fuerza de la gravedad, la inercia, tensión superficial y viscosidad. Una vez que se esparce el petróleo en una escala temporal de horas, el viento y las corrientes aumentan el esparcimiento y la mancha de petróleo tiende a alinearse con las corrientes y el viento, y a orientarse con las zonas de convergencia de las celdas de Langmuir (Fingas, 2017) producidas por olas y viento. Fay (1971)

desarrolló la teoría de esparcimiento para una mancha de petróleo con espesor variable y formuló ecuaciones como la (6) para caracterizar la evolución del área de la mancha con el tiempo:

$$A_t = \pi k_2^2 \left( \frac{V_0^2 g \Delta_\rho t^{1.5}}{v_w^{0.5}} \right)^{\frac{1}{3}}$$
(6)

Con

Area inicial 
$$A_0 = \pi \frac{k_1^4}{k_2^2} \left( \frac{V_0^5 g \Delta_{\rho}}{v_w^2} \right)^{\frac{1}{6}}$$
 (6a)  
$$\Delta_{\rho} = \frac{\rho_w - \rho_0}{\rho_w}$$

Donde k1, k2 son constantes, Vo es el volumen de petróleo derramado, g la gravedad,  $\rho_w$  y  $\rho_0$  la densidad del agua y el aceite respectivamente,  $v_w$  la viscosidad del agua y t el tiempo.

El esparcimiento de la mancha de petróleo se produce durante las primeras horas del derrame. A medida que la mancha se vuelve una capa homogénea, el efecto de la gravedad disminuye pero la tensión superficial continúa esparciendo el petróleo (Fingas, 2011). Es evidente que al pasar el tiempo, la extensión de la mancha se ve cada vez más afectada por la advección y el efecto de las corrientes, olas y vientos.

#### 1.2.3 Evaporación

La evaporación es el proceso responsable de la pérdida de la mayoría de la masa de petróleo durante los primeros días luego de que el petróleo llegue a la superficie. La tasa de evaporación es proporcional a la presión de vapor del petróleo y el área de la superficie del derrame, entre otros factores. Como los componentes del petróleo tienen diferentes fugacidades, la evaporación es un proceso selectivo que primero volatiliza los componentes más ligeros. A medida que los componentes más livianos se evaporan gradualmente, la evaporación se reduce y prácticamente se detiene después de unos días. El petróleo residual tendrá mayor viscosidad, densidad y menor flotabilidad. El coeficiente de transferencia de masa de evaporación para petróleos ligeros depende principalmente de la velocidad del viento y la temperatura petróleo/agua. Para petróleos medios y pesados, los gradientes de composición que se producen entre la superficie y la masa interna del petróleo se deben a la alta viscosidad y la lenta difusión/mezcla de la masa de petróleo. El coeficiente de transferencia de difusión de estos petróleos apenas se ve afectado por la velocidad del viento, y depende más de la tasa de renovación de masa en la superficie del petróleo (Kotzakoulakis y George, 2018).

La modelación actual de la evaporación separa al petróleo en "pseudo-componentes;" cada uno contiene varios hidrocarburos de propiedades similares. La evaporación se calcula usando la siguiente ecuación para cada pseudo-componente:

$$\frac{dm_i}{dt} = \left(K_e P_{vp} A / RT\right) F_i M W_i \tag{7}$$

Donde  $m_i$  = es la masa (g) perdida de la mancha de componente (i),  $K_e$  = el coeficiente de transferencia de masa (m/hr),  $P_{vp}$ = presión de vapor (atm), A = área de la mancha (m<sup>2</sup>), R = constante de gas universal (8.206 x 10<sup>-5</sup> atm·m<sup>3</sup>/mol ·°K), T = temperatura (°K),  $F_i$  = fracción de la mancha restante formada por el componente,  $MW_i$  = peso molecular del componente (g/mol).

El coeficiente de transferencia de masa  $K_e$ (m/hr), es calculado usando la metodología de Donald Mackay y Matsugu (1973) como:

$$K_e = 0.0292 \, W^{0.78} D^{-0.11} S c^{-0.67} \tag{7a}$$

$$Sc = Sc_{cumene} [MW/MW_{cumene}]^{0.5} \qquad (si MW > 100)$$
(8)

$$Sc = Sc_{pentane} \left[ MW/MW_{pentane} \right]^{0.5} \qquad (si MW \le 100)$$
(8a)

Donde W= velociad del viento (m/hr), D = diametro de la mancha y Sc = el numero de Schmidt (numero adimensiconal que describe la transferencia de masa). La evaporación es el proceso de intemperización de mayor impacto y que está incluído las simulaciones realizadas para generar los escenarios de derrames (ver capítulo 2).

#### 1.2.4 Emulsificación

La emulsificación es el proceso mediante el cual gotas de agua de mar quedan atrapadas dentro del petróleo formando una emulsión que se le conoce o denomina como "mousse." Las olas y el viento proporcionan la energía para su formación, y la estabilidad de la emulsión depende de la composición y las propiedades físicas del petróleo (Yetilmezsoy et al., 2011). Si las condiciones ambientales proporcionan suficiente energía, por ejemplo si hay rompimiento de olas, se puede formar una emulsión de agua en

aceite durante las primeras horas y días tras el inicio de un derrame. La emulsificación puede aumentar el volumen de un derrame de petróleo en un factor de 3-5, así como aumentar su viscosidad en varios órdenes de magnitud. El tratamiento químico y la recuperación mecánica de la emulsión es complicada. Uno de los modelos de emulsificación más populares y exitosos es el de Fingas y Fieldhouse (2011), que se basa en el cálculo del llamado índice de estabilidad. El índice de estabilidad depende de una combinación de densidad, viscosidad y presencia de compuestos polares y asfáltenos.

#### 1.2.5 Dispersión

La dispersión involucra procesos como el rompimiento de olas y la turbulencia, que dan lugar al rompimiento de la mancha de petróleo en pequeñas gotas que se dispersan en la vertical. Si las gotas son lo suficientemente pequeñas y permanecen en la columna de agua se consideran dispersadas. La dispersión es un mecanismo que extrae petróleo de la superficie del mar. Su eficiencia depende de las propiedades del petróleo (viscosidad y tensión superficial) y las condiciones ambientales. Es un proceso muy complejo que se parametriza generalmente en forma empírica con base en primeros principios. Además de la dispersión natural, es muy común utilizar dispersantes químicos para favorecer la dispersión natural o su degradación por otros mecanismos, como la microbiológica. Estos se han aplicado tanto en la superficie como directamente en la pluma de petróleo que sale del pozo. Sigue siendo un tema de debate la eficiencia, pertinencia e impacto ecológico que puede tener el uso de dispersantes químicos en un derrame.

La acción de las olas puede romper porciones de la mancha de petróleo y suspenderla como gotitas de aceite en la columna de agua. Los grandes grumos suspendidos vuelven a la superficie de la mancha de petróleo, mientras que las pequeñas gotas pueden mantenerse en suspensión por la turbulencia local (Fingas, 2011). En este último caso, las gotitas de petróleo permanecen en la columna de agua. En aguas poco profundas, parte de este petróleo dispersado pueden sedimentarse en el lecho marino. La tasa de dispersión depende en gran medida del tipo de petróleo derramado y de las condiciones del mar, dispersándose rápidamente con los petróleos de baja viscosidad en presencia de olas rompientes y se reduce significativamente con la formación de emulsiones de agua-petróleo (Buist, 1979; D Mackay et al., 1979).

Lee et al., (2015) mencionan que la dispersión no tiene un efecto directo sobre las propiedades del petróleo, pero que sí influye sobre los procesos que lo degradan al mejorar la zona de contacto entre el petróleo y el agua y quitando masa de la superficie. Este proceso sólo se incluye en la versión 3D del modelo Opendrift-Openoil (sección 3.3).

#### 1.2.6 Disolución

La forma en que el petróleo se disuelve depende de su composición, su grado de dispersión y de condiciones ambientales como la temperatura del agua, corrientes y turbulencia. Los componentes pesados del petróleo crudo son en esencia insolubles en el agua de mar, mientras que compuestos más ligeros, en particular los hidrocarburos aromáticos, son ligeramente solubles. La disolución no se considera como un efecto que remueva petróleo de manera importante cerca de la superficie, pues los componentes solubles también se evaporan. Sin embargo, las componentes que se disuelven son los más tóxicos y de mayor impacto nocivo (Riazi y Roomi, 2008). Además, en un derrame en aguas profundas, las componentes solubles pueden no llegar a la superficie y evaporarse, aumentando su concentración e impacto ecológico negativo en la columna de agua.

#### 1.2.7 Biodegradación

En el océano existe una gran diversidad de microorganismos capaces de degradar hidrocarburos, entre los que se incluyen bacterias y hongos, que pueden emplear a los hidrocarburos como fuente de carbono y energía. Estos microrganismos son más abundantes en regiones con emanaciones naturales de petróleo como el golfo de México (Fingas, 2011) . La tasa de degradación depende de la disponibilidad de oxígeno, nutrientes y de la temperatura, así como las características del petróleo y del tamaño de las gotas. La formación de gotas de hidrocarburos, por razones naturales o por dispersión química, aumenta el área de la interfaz disponible para la actividad biológica y en principio incrementa la tasa de degradación. La biodegradación también aumenta su importancia a grandes profundidades al no haber otros mecanismos de degradación de petróleo. Aunque la biodegradación no puede eliminar acumulaciones masivas de hidrocarburos, es uno de los principales mecanismos involucrados en su eliminación natural.

#### 1.2.8 Sedimentación

La columna de agua contiene partículas orgánicas o inorgánicas que al interactuar con las gotas de petróleo hacen que aumenten su densidad y se hundan, llegando eventualmente al fondo del mar y los sedimentos. La tasa de sedimentación dependerá de la cantidad de partículas suspendidas, la profundidad y la turbulencia, siendo alta en zonas de aguas someras con alto contenido de sedimentos o partículas orgánicas (marine snow) y mucho más lenta en el océano profundo.

#### 1.2.9 Foto-oxidación

El petróleo en la superficie del mar reacciona con la luz del sol y el oxígeno, lo cual altera sus características físicas y químicas del petróleo derramado. Este proceso puede dar lugar a la formación de una capa delgada sobre la superficie. Esto limita el proceso de evaporación de los componentes ligeros que no alcanzan a salir a la superficie de la mancha. La foto-oxidación puede ayudar a la emulsión también debido a que la acción de sol sobre el petróleo hace que el oxígeno y los carbonos se combinen y formen productos como resinas que pueden ser algo solubles o causar formación de emulsiones (Fingas, 2011). Se considera un proceso de intemperización con una escala temporal de semanas a meses.

Todo lo anterior ilustra que predecir lo que puede suceder en un derrame de petróleo no es nada sencillo e involucra procesos muy complejos debido a que el petróleo además de moverse por efecto de corrientes, olas y vientos va sufriendo toda una serie de procesos físicos y químicos que lo modifican y a su vez afectan su movimiento. Los modelos más avanzados incluyen algunos, pero no siempre todos, estos procesos con diversos grados de sofisticación (Riazi y Roomi, 2008). Un buen número de modelos de derrames de petróleo no consideran procesos como la disolución, la fotooxidación, o la descomposición química y biológica de los hidrocarburos (Zodiatis et al., 2017).

#### 1.3 Objetivos

#### 1.3.1 Objetivo general

El objetivo de este trabajo es usar el modelo numérico Opendrift (Dagestad et al., 2018), el cual será alimentado por salidas del modelo de circulación oceánica NEMO para el golfo de México (Gough et al.,

2019; Jouanno et al., 2018) y vientos de reanálisis (CFSR y ERA Interim) para generar escenarios (estadística de ensambles de simulaciones) de derrames de petróleo. En particular, se pretende investigar lo que pasaría si ocurriera un derrame similar al Ixtoc-I bajo diferentes condiciones climáticas y de transporte, modelando y analizando lo que le sucedería estrictamente en la superficie. Se escogió el sitio del derrame del Ixtoc-I por ser una zona de alta producción petrolera de México y porque se cuenta con observaciones de lo que ocurrió durante el derrame real en 1979-1980. Aunque no se simulen derrames para las mismas fechas en las cuales ocurrió el derrame real pues la intención no es reproducir lo que ocurrió en esas fechas, las similitudes y diferencias de nuestros experimentos con lo que ocurrió en realidad sí ayuda a la interpretación de resultados ya que como veremos, hay patrones estacionales de vientos y corrientes que determinan en parte el comportamiento de la mancha de petróleo. Este estudio pretende investigar cómo se modifican los escenarios de derrames modificando a) los productos de viento usados, b) la estación del año en la que ocurren los derrames, y c) el efecto de modificar el coeficiente de arrastre o porcentaje de la velocidad del viento.

#### 1.3.2. Objetivos específicos

- Realizar simulaciones usando el modelo Opendrift, modificando la época del año (junio-agosto y octubre-diciembre), la fuente de datos de viento (re-análisis CFSR o ERA Interim) y utilizar o no el arrastre del viento para mover al petróleo.
- Construir y caracterizar los diferentes escenarios utilizando una serie de métricas (*Fmax* (*x*), *TFmax* (*x*), *Thitt*(*x*) definidas más adelante) que son la empleadas por el Consorcio de Investigación del golfo de México (CIGOM) para sus escenarios (Pérez-Brunius, comunicación personal).
- Determinar la cantidad de partículas activas y varadas a la costa.
- Dividir el GoM en cuatro regiones para determinar la evolución de masa alcanzada durante los 60 días que duran las simulaciones.
- Realizar simulaciones modificando el factor del arrastre del viento *α* entre valores de 1% a 6% en pasos de 1%, para ambos periodos.

#### 1.4 Zona de estudio y patrones característicos de circulación

El GoM es un cuerpo de agua semicerrado, el cual cuenta con dos aberturas que lo conectan con el mar Caribe a través del canal de Yucatán y con el océano Atlántico por el estrecho de Florida (EF). Presenta una profundidad máxima de alrededor 4000 m en la región central, la cual lleva por nombre fosa de Sigsbee (Figura 2). Las corrientes que pasan del Mar Caribe al GoM y finalmente al EF constituyen un importante componente de las corrientes de frontera oeste del giro subtropical del océano Atlántico norte (Sheinbaum et al., 2002).

La circulación superficial del GoM se caracteriza por la presencia de la corriente del Lazo (CL) en la parte oriental y por los remolinos que se desprenden de dicha corriente debido a su inestabilidad y migran hacia la parte oeste del golfo. Esta corriente puede penetrar muy al interior del golfo, teniendo un promedio de 26.2°N y un máximo de 28°N en la dirección norte-sur y una longitud media de 85.8° W y hasta un máximo de 92°W en la dirección este-oeste (Leben, 2005).



Figura 2. Ubicación del GoM observando el patrón de circulación de las corrientes, observando los factores dominantes de la región (remolinos y la corriente del lazo).

Los remolinos que se desprenden de la CL llegan a la región occidental del GoM donde interactúan con otras estructuras de mesoescala y/o colisionan con la plataforma occidental (Vukovich et al., 1991). La colisión de los remolinos con la plataforma continental genera varios procesos como, la generación de flujos costeros, la traslación meridional de los remolinos, el rebote de los remolinos en el límite occidental y la generación subsecuente de remolinos secundarios (Sansón et al., 1998, 2000). Además, tras el

derrame de petróleo de la plataforma Deepwater Horizon en 2010, se refrendó la importancia de predecir el estado y los desprendimientos de los remolinos de la corriente del Lazo (RCL) y de conocer el comportamiento de la circulación en el GoM a diferentes escalas para simular y predecir de mejor manera la dispersión y transporte de contaminantes en la región (Navarro, 2016).

Los remolinos que se desprenden de la CL y su interacción con otras estructuras dominan buena parte de la circulación oceánica en el interior del GoM y modulan la variación estacional de la circulación debida a forzamientos atmosféricos. Constituyen un mecanismo natural de retención/intercambio de masas de agua dentro del golfo y pueden incluso llegar a influir en la circulación sobre la plataforma continental (Damien et al., 2018; Jouanno et al., 2018; Sturges et al., 2005; Zavala-Hidalgo et al., 2003).



Figura 3. Ejemplo de derivadores interactuando con el Giro Ciclónico (GC) y los remolinos de la CL. a) Trayectoria de los derivadores de la circulación en el sur con poca interacción de un remolino llega de la CL con el giro ciclónico; b) Trayectoria de los derivadores de la circulación en el sur y oeste del GoM, un remolino llega de la CL he interactúa con el giro ciclónico. Extraído de Sansón et al., 2017.

Una segunda estructura es el giro ciclónico (GC) semipermanente de la bahía de Campeche (BC), (Pérez-Brunius et al., 2017) situado en la región profunda más meridional de la GoM (Figura 3). Los remolinos de la CL no incursionan mucho hacia el sur de la BC, manteniéndose generalmente a latitudes relativamente altas (>22°N) aunque si logran interactuar, en ocasiones fuertemente, con el GC. Sansón et al., (2017) utiliza datos de derivadores para demostrar esta interacción de los RCL y el GC.

Otro patrón de circulación potencialmente relevante para la dispersión de petróleo en la superficie es la presencia de corrientes costeras sobre la plataforma (Figura 4) del GoM (Zavala-Hidalgo et al., 2003), que están fuertemente ligadas al viento. Estas corrientes ocurren independientemente de la presencia de los remolinos de meso-escala, pero pueden verse afectadas por ellos (Dubranna et al., 2011). Existe además una corriente de frontera oeste fuera de la plataforma que responde a variaciones en el rotacional del viento en el golfo que a veces se olvida su existencia por la presencia de remolinos en el oeste del golfo.



Figura 4. Corrientes superficiales medias mensuales de 7 años de datos de modelos a lo largo de la plataforma occidental del golfo de México durante el verano. Se muestran los isóbatas de 25, 50 y 200 m. Extraído de Zavala-Hidalgo et al., (2003).

Otro factor importante en los patrones de circulación del golfo es el paso de frentes atmosféricos o "nortes" durante el otoño y el invierno que afectan sobre todo el noroeste del golfo. En esta época, los "nortes" interactúan con los anillos ciclónicos y anticiclónicos, para convertirse en los procesos primarios que dominan la circulación de la región noroccidental del golfo (Cochrane, 1968). En verano, la región exhibe patrones climáticos más tropicales, con vientos alisios predominantes del este y/o sudeste y temperaturas más cálidas (Morey et al., 2005) tanto en la atmósfera como en el océano. El flujo de momento entre la atmósfera y el océano subyacente representa una importante fuerza motriz para el océano (De Velasco y Winant, 1996).

La circulación atmosférica se caracteriza por la presencia semipermanente de los vientos alisios con una componente norte o sur más intensa dependiendo la época del año (Figura 5). Los mapas estacionales del rotacional del esfuerzo del viento se caracterizan por valores positivos sobre el golfo occidental y suroccidental. Las condiciones de verano (Figura 5, verano) se diferencian de la primavera en que el viento es más hacia el norte y más débil que en la primavera en el sur, mientras que hay un marcado contraste



Figura 5. Patrón de vientos en los diferentes periodos del año; con las columnas a) dirección del viento, b) rotacional del esfuerzo del viento, c) dirección del esfuerzo del viento. Extraído de De Velasco, (1996).

entre el verano y el otoño cuando las incursiones frontales comienzan a surtir efecto. La dirección del viento promediado estacionalmente es más claramente hacia al oeste al norte de 24° N que marca aproximadamente la mitad del golfo (Figura 5, Otoño.).

#### 1.5 Derrames de petróleo en el GoM

El GOM alberga diversos ecosistemas con una gran abundancia de especies de diversos grupos taxonómicos, y algunos se encuentran entre los más productivos del planeta (Gómez y De León, 2004). Sus zonas marinas profundas albergan gigantescos depósitos de hidrocarburos y de gas natural haciéndolo vulnerable y sensible a las perturbaciones ocasionadas por las actividades humanas asociadas a su explotación. Sin embargo, se ha determinado que el aporte del petróleo no está solo restringido a zonas de exploración y producción, sino que existen muchos sitios donde hay filtraciones naturales de hidrocarburos del fondo oceánico. Además, la actividad petrolera y comercial genera importantes descargas de desechos municipales e industriales de las ciudades o puertos cercanos a ellas (Atwood et al., 1987) con alto contenido de hidrocarburos. La contaminación por petróleo es considerada como un importante problema ambiental en la cuenca del gran Caribe, la cual se incrementa debido al uso del petróleo como el principal recurso energético del planeta, el crecimiento de las ciudades y una infraestructura insuficiente para responder a ese crecimiento (Botello et al., 2005). En el GoM han ocurrido importantes derrames de petróleo (DWH, Ixtoc-I) y su impacto ambiental sobre los ecosistemas todavía se sigue cuantificando.

#### 1.5.1 DWH

El 20 de abril del 2010 ocurrió la explosión de la plataforma de perforación de Deepwater Horizon (DWH) en el prospecto Macondo (MC252) operado por British Petroleum (BP). La plataforma se encontraba a 1522 m de profundidad, en la zona oriental del cañón del Mississippi en el norte del GoM (Beyer et al., 2016). Dicho derrame duró hasta el 15 de julio del 2010 y es considerado como uno de los derrames de petróleo más grande de la historia, no solo de EE.UU., si no del mundo. De manera general puede decirse que el alcance del derrame de petróleo fue extenso, con áreas potencialmente afectadas incluyendo todo el noroeste del GoM, cubriendo más de 112,000 km en la superficie del océano (Beyer et al., 2016).

La acción de los vientos, corrientes oceánicas y las olas empujaron el petróleo hacia la costa afectando los Estados de Texas (sur), Mississippi, Alabama (sur), Florida (sureste) y las costas de Luisiana (Figura 6). El petróleo liberado tras la explosión se dispersó en la columna de agua y una gran parte subió a través de casi 1500 m de agua a la superficie (French-McCay et al., 2018). En particular, hay pruebas de que se formó una pluma en profundidad contigua al pozo aproximadamente a 200-500 m por encima de la cabeza de pozo a ~1500 m de profundidad (Adcroft et al., 2010). Con mediciones *in situ* de fluorescencia, Diercks et al., (2010) lograron detectar la pluma a profundidades >1000 m en mayo de 2010. Fue un gran desafío encontrarla y caracterizarla debido a que cambiaba su posición con el tiempo y su composición por efecto de procesos físicos y microbianos.



Map courtesy of National Geographic (surface oil) and modified by Commission staff, NOAA/Coast Guard SCAT map (shoreline oiling)

Figura 6. Muestra en la superficie debido al derrame de DWH del 17 de mayo al 25 de julio del 2010 así como el petróleo de la costa, indicado por los círculos de color. Extraído de (French-McCay et al., 2018).

Los efectos del derrame y del uso de dispersantes químicos sometieron al conjunto de los ecosistemas a un estado crítico con posibles impactos de largo plazo, amenazando su estabilidad y supervivencia de diferentes especies que habitan en el golfo. Estudios demostraron que el petróleo liberado del pozo MC252 era ligero, y tóxico para organismos como el plancton, los peces, aves y mamíferos marinos (Beyer et al., 2016).

#### 1.5.2 Ixtoc-I

La explosión del pozo exploratorio, Ixtoc-I, ocurrió un 3 de junio de 1979, al sur del GoM a unos 80 km al noroeste de ciudad del Carmen en la bahía de Campeche, donde la profundidad del agua alcanza unos 60 m. Fue hasta el 23 de marzo de 1980 cuando el pozo se cerró oficialmente, 290 días después del estallido, durante los cuales se inyectaron 475,000 toneladas métricas de petróleo al GoM (Jernelov y Lindén, 1981). Esto lo ubica en segundo lugar de los accidentes de derrames de petróleo en el medio marino después del derrame de petróleo del DWH en el 2010, el tercer lugar de los derrames de petróleo más grandes del mundo (Figura 7). Jernelov y Lindén (1981), estimaron que el 50% se evaporó en la atmosfera, el 25% se hundió en el fondo, el 12% se degradó biológica y químicamente (foto) y el resto se varó en playas de México y Texas o fue removido mecánicamente o quemado en el sitio del pozo. No hay estimaciones oficiales sobre el destino del petróleo. A diferencia del derrame de petróleo del DWH, el cual formó una pluma de petróleo a 1000-1200m de profundidad, el Ixtoc ocurrió en la plataforma continental en aguas someras a unos 60m de profundidad y la mayor parte del petróleo llego a la superficie del más bajo alta presión (Sun et al., 2015).

Boehm y Flest (1982) mencionan que la mancha de petróleo fue transportada hacia el norte y oeste del pozo desde junio hasta comienzos de septiembre de 1979, presentando a mediados de septiembre un cambio en las corrientes prevalecientes que transportó el petróleo derramado hacia el este y sur de la plataforma. Encontraron además variaciones en la concentración de petróleo en la columna de agua, abarcando desde valores menores de 5 µg/L a una distancia de 80 km del pozo, hasta valores máximos de 10,600 µg/L a unos cuantos metros del pozo con las concentraciones más altas dentro de un radio de 25 km del sitio de la explosión y a 6 m de profundidad en la columna de agua.

El flujo en la bahía de Campeche y el oeste del golfo de México transportó el petróleo del Ixtoc-I hacia el noroeste durante los meses de junio, julio y agosto de 1979, de modo que las mayores concentraciones se produjeron en la cabeza del pozo Ixtoc-I, en Veracruz (México) y cabo Rojo (México) al sur de Tampico

(Biscayne, 1980). Las mayores extensiones de petróleo es en la superficie se ubicaron al noreste, este y sureste del pozo (Atwood y Ferguson, 1982). El 6 de agosto de 1979 se reportó la primera observación de crudo en la costa de Texas, como gotas de alquitrán ligero (Sun et al., 2015).

La densidad del petróleo era de 0.84 g/cm<sup>3</sup>, 50% estaba saturada, 32% de aromáticos, 18% asfáltenos y tenía 1055 ppm y 55 ppm de níquel y vanadio, respectivamente (Garmon, 1980). Considerando su composición química, se estima que la mayor parte (50%) del petróleo del Ixtoc-I se evaporó a la atmosfera 25% se hundió a los sedimentos y 12% fue biodegradado y el resto terminó en las costas de México y Texas (Jernelov y Liden, 1981).

El giro de Campeche, situado al suroeste de la bahía de Campeche esta aproximadamente en la ubicación del pozo de Ixtoc-I, si se desplaza ligeramente al oeste, el efluente del pozo seguirá inicialmente una corriente que fluye hacia el norte, mientras que un desplazamiento del giro hacia el este resultaría en un transporte inicial hacia el sur. Además, la extensión y la fuerza del borde occidental del giro podría controlar la cantidad de petróleo recirculado hacia el sur a lo largo o hacia el oeste, alcanzando la corriente de frontera oeste a lo largo de la costa mexicana y moviéndose así hacia el norte alcanzando potencialmente la costa de los EE.UU (Hooper, 1982).

Como se observa en la Figura 7 la zona donde ocurrió la explosión del pozo Ixtoc-I es bastante dinámica, y el transporte del petróleo de un derrame en la región pudiese estar influenciado por los remolinos de la CL, el giro ciclónico de Campeche, la corriente de frontera oeste, y la presencia semipermanente de los vientos alisios que varían con la época del año. Todos estos factores influyen sobre el transporte y destino



Figura 7. Ubicación y trayectoria del derrame del pozo Ixtoc. Extraído de Sun et al., (2015).
La literatura sobre el derrame del Ixtoc-I es bastante limitada pero ayuda a interpretar los resultados obtenidos con el modelo Opendrift al simular eventos tipo Ixtoc-I. Los experimentos que se realizan en la tesis no corresponden con las fechas en que ocurrió el derrame del Ixtoc-I dado que ese derrame ocurrió en 1979, pero la validez del modelo demostrada con los trabajos de Kotzakoulakis y George (2020) y Verdugo et al., (2020 (en proceso)) para el caso del pozo Macondo sugiere que nuestras simulaciones de derrames tipo Ixtoc-I son realistas también. Además, para generar escenarios no se requiere reproducir el evento en sí, sino tener un modelo confiable que puede generar eventos plausibles con un grado de realismo aceptable, es decir que el modelo es capaz de producir eventos con una estadística similar a la que se obtendría si los derrames ocurrieran en realidad.

# 2.1 Datos

Para la construcción de los escenarios individuales se cuenta con datos del modelo NEMO (*Nucleus for European Modeling of the Ocean*) y datos de vientos del reanálisis CFSR (*Climate Forecast System Reanalysis*) y ERA Interim (ver más adelante), que serán usados para alimentar el modelo Opendrift para la generación de escenarios individuales para los años 2007-2011. Posteriormente se hará uso de diversas métricas para un análisis más profundo de dichos escenarios.

En este trabajo se usa el modelo numérico de circulación general del océano NEMO (Madec et al., 2016), en una configuración regional para el GoM. El modelo resuelve las ecuaciones primitivas en coordenadas esféricas que son discretizadas en una malla de tipo C de Arakawa.

La configuración del golfo de México denominada GOLFO36 tiene una resolución horizontal de 1/36 de grado (~2.8 km en promedio) y 75 niveles de profundidad (coordenadas z), con 40 niveles en los primeros 500 metros de profundidad y una resolución promedio de un metro en los primeros 20 metros. Abarca la región comprendida entre los 98.4° - 78.6° W y los 14.4° - 30.7° N y utiliza una batimetría generada por el grupo del Centro de Ciencias de la Atmósfera de la UNAM que participa en el proyecto CIGOM, y que combina datos de información batimétrica de diferentes fuentes. El modelo es forzado en la superficie con datos del producto "Drakkar forcing set" introducidos cada tres horas, que esencialmente contiene los datos del re-análisis ERA Interim del ECMWF (Dee et al., 2014, 2011). En sus fronteras abiertas el modelo

es alimentado con datos diarios del re-análisis GLORYS2V3 (<u>http://marine.copernicus.eu</u>) con resolución espacial y temporal de ¼ grado y de un día (promedio diario), respectivamente. Se simulan 20 años (1993-2012) utilizando como condiciones iniciales los campos del primero de enero de 1993 del re-análisis GLORYSV23 interpolados a la malla del modelo GOLFO36. Se extraen salidas diarias (promedios diarios) de los campos de velocidad, salinidad, temperatura, nivel del mar y capa de mezcla. Jouanno et al., (2018) y Gough et al., (2019) presentan diferentes aplicaciones del modelo a la circulación en el golfo de México.

Para el arrastre de petróleo debido al viento se utilizan en el modelo Opendrift-Openoil dos productos de reanálisis muy usados en simulaciones numéricas de la circulación en el golfo de México: el reanálisis ERA Interim en su versión modificada por el grupo Drakkar conocida como "Drakkar Forcing Set" versión 5.2 (DSF5.2, <u>https://www.drakkar-ocean.eu/forcing-the-ocean/the-making-of-the-drakkar-forcing-set-dfs5</u>) y el reanálisis CFSR (Saha et al., 2010) del National Center for Enviromental Prediction (NCEP) de Estados Unidos. Los reanálisis son estimaciones del estado atmosférico a diferentes tiempos basados en la combinación de observaciones con salidas de modelos numéricos operacionales usando métodos de asimilación de datos y se consideran la mejor representación del estado atmosférico a un tiempo dado. Es natural considerar que el producto de vientos usado para obtener las corrientes oceánicas es el que debería usarse para las simulaciones de derrames. Sin embargo, en la simulación de derrames es común utilizar corrientes y vientos de diferente origen, por ello la idea de investigar su efecto en los resultados.

El re-análisis atmosférico DFS5.2 se construyó para aprovechar las ventajas del ERA-Interim (Dee et al., 2011) para el período 1979-2012 en combinación con el re-análisis ERA40 para el período 1958-1978 ambos fueron elaborados por el ECMWF (European Centre for Medium Range Weather Forecasting) ubicado en el Reino Unido. El re-análisis proporciona las variables atmosféricas en la superficie necesarias para llevar a cabo las simulaciones oceánicas y los vientos para el modelo de derrames con un muestreo cada 3 horas en una cuadrícula regular de resolución ~0.7°. Tiene la ventaja de que presenta una mayor resolución espacial y un muestreo más denso que resuelve el ciclo diurno que los anteriores re-análisis. El grupo Drakkar desarrolló el producto para garantizar continuidad del forzamiento atmosférico durante todo el período 1958-2012 (https://www.drakkar-ocean.eu/forcing-the-ocean/the-making-of-the-drakkar-forcing-set-dfs5).

El CFSR es un re-análisis de mayor resolución resultado de un sistema acoplado entre el océano, la atmósfera, la criosfera y la litosfera para poder proveer buenas estimaciones de los vientos en estos dominios acoplados (Saha et al., 2010). En el océano presenta una resolución horizontal de 0.25° en el ecuador extendiéndose hasta 0.5° en latitudes más allá de los trópicos; mientras que en la vertical simula

los primeros ~38 km con 64 niveles y comprende el periodo de 1979 a 2013 con salidas cada 6 horas (aunque hay cada hora). Este re-análisis es usado por otros modelos de circulación en el proyecto CIGOM para modelos físico-biogeoquímicos (Estrada-Allis et al., 2020).

# 2.2 Modelo Opendrift

El modelo Opendrift para su funcionamiento se divide en dos clases de información o rutinas: a) los "readers", que obtienen los datos de corrientes, viento, y otras variables oceánicas de fuentes externas, y que en mi estudio son las bases de datos (netcdf) con las salidas del modelo de circulación oceánica NEMO y los vientos atmosféricos del re-análisis X o Y; y b) el "basemodel", que es donde se configura el modelo y se eligen las diferentes rutinas que se van a utilizar para realizar la simulación. Las alternativas contemplan la elección de diversos esquemas numéricos de advección, que por ejemplo permiten elegir entre el esquema sencillo '*euler*' (default) o un esquema '*runge-kutta*' de diferente orden. También permite determinar la interacción de las partículas con la costa con opciones como "stranding", "*previous*" y "*none*," en los cuales las partículas terminan varadas, se muevan hacia atrás en el tiempo o no presenten interacción alguna con la costa, respectivamente.

El modelo Opendrift funciona con base en diversos modelos o módulos, dependiendo de la aplicación de interés: el modelo *Leeway* (búsqueda y rescate) donde cada objeto deriva con propiedades específicas; el modelo *OcenDrift* que es el modelo básico de seguimiento que usa masas de agua o trazadores pasivos; el modelo *PelagicEgg* (transporte de ictioplancton); el modelo *ShipDrift* para predecir la deriva de barcos de más de 30 m, y el que es de interés para este trabajo de tesis, que es el modelo *OpenOil y Openoil3D*, los cuales representan en conjunto un modelo de derrames de petróleo que incluye tanto el transporte como los procesos de intemperización.

Con respecto a la deriva en la horizontal, tres procesos son considerados: a) cualquier elemento que se encuentre en la superficie o sumergido se moverá con la corriente oceánica correspondiente, (b) si se incluye en el modelo, los elementos estarán también sujetos a la deriva de Stokes correspondientes a su profundidad. Si es elegida, la deriva es proporcionada por un "reader" que lee datos de un modelo de olas y por último, c) si los elementos de petróleo se encuentran en la superficie del océano estos se moverán con las corrientes marinas y con un factor del 2% del viento. Si el modelo no incluye la deriva de Stokes de manera explícita, es común simularla añadiendo un factor extra al porcentaje que multiplica a la velocidad

del viento por 1- 1.5%. Por ende, el factor total multiplicado por la velocidad del viento es de 3- 3.5%, que es el rango de valores empíricos comúnmente utilizados en diversos modelos de derrames (Schwartzberg, 1971). El modelo puede también incluir una componente estocástica que se simula como una caminata aleatoria cuyas características se determinan considerando el coeficiente de difusión numérica del modelo de circulación.

En lo que respecta a la dirección vertical, el modelo considera los siguientes factores:

- i) Si la velocidad vertical es proporcionada por un reader, dicha componente se añade a la velocidad con que se mueven los elementos de petróleo. Esta componente es a menudo insignificante en comparación con los procesos que a continuación se describen.
- ii) Los elementos de petróleo que se encuentran en la superficie pueden dispersarse hacia el interior del océano por el rompimiento de las olas y la turbulencia. Dicho proceso de dispersión (denominado "entrainment") depende del viento y las olas (rompimiento) y de las propiedades del petróleo (viscosidad, densidad y la tensión interfacial petróleo-agua). Transporta partículas verticalmente mucho más rápido que la velocidad vertical del agua.
- iii) La flotabilidad de las gotitas depende de la estratificación oceánica (calculada a partir del perfil de temperatura y salinidad, proporcionado por el modelo oceánico) y la densidad forma del petróleo. Dependiendo de tamaño de las gotas de petróleo (diámetro) estás tenderán a moverse en forma distinta, quedando las de menor tamaño distribuidas en la columna de agua y las más grandes regresando a superficie (Delvigne y Sweeney, 1988). Este movimiento también es mayor comparado con el que produce la velocidad del agua.

El modelo OpenOil incluye parametrizaciones que degradan el petróleo, como la evaporación que varía dependiendo del tipo de petróleo y de la velocidad del viento, y que generalmente provoca que el 20 -40% del aceite se evapore en las primeras 6-12 horas aunque esto depende del hidrocarburo. También incluye la emulsificación, en la cual el contenido de agua en la emulsión puede aumentar rápidamente de 0% a un máximo de 80%-90%. La dispersión, que incluye al "entrainment" no se trata por separado en OpenOil porque se calcula explícitamente mediante un esquema de mezcla vertical junto con las distribuciones del tamaño de las gotas y el efecto de las olas (Röhrs et al., 2018).

Las propiedades del petróleo se obtienen de la base de datos de petróleo de código abierto ADIOS desarrollada por la NOAA (<u>https://github.com/NOAA-ORR-ERD/PyGnome</u>) (Lehr et al., 2002), la cual está acompañada de una biblioteca de algoritmos químicos y de meteorología (escrita en Python, como Opendrift), que se utilizan para calcular la evaporación y la emulsificación de un determinado tipo de petróleo

El modelo es fácil de usar y permite modificar en forma sencilla diversos parámetros y entradas. Se considera uno de los modelos actuales más versátiles, ya que se le pueden hacer modificaciones diversas o introducir nuevos módulos de manera fácil y sin mucho esfuerzo.

# 2.3 Construcción de escenarios

Hacer escenarios de derrames implica hacer una multitud de simulaciones, para generar estadísticas sobre ellas y ver aspectos que indiquen cuáles son los resultados más probables y esperados y su grado de variabilidad o confiabilidad. Cabe destacar que cada derrame es único, aún en condiciones idénticas en lo que respecta a la composición del petróleo, flujo de salida, duración del derrame, características de ruptura, etc., (Comunicación personal con Pérez Brunius). La distribución del petróleo dependerá de las corrientes y del viento presente durante un evento, y estos tienen una alta variabilidad, aunque hay ciertos patrones persistentes o que ocurren frecuentemente y forman parte de las características de la circulación y meteorología de la región. Ciertamente uno también puede analizar el efecto que tiene el variar las características del petróleo y las condiciones específicas del derrame, pero ese estudio no es parte de los objetivos de este trabajo. Para nuestro estudio entonces, un escenario de derrame de petróleo se define como un ensamble de muchos derrames individuales que ocurrieron en el mismo punto, con el mismo tipo de petróleo, características del pozo y flujo etc., pero que varían de acuerdo a ciertos procesos que se modelan e influyen sobre cómo el petróleo es advectado. Para ello se usan datos de corrientes y vientos de diferentes años, diferentes productos de vientos (CFSR o DFS5.2) o diferentes parametrizaciones (p. ej. coeficientes de arrastre del viento).

Concretamente los ensambles (Figura 8) se construyen usando simulaciones correspondientes al mes de junio y al mes de octubre de los años 2007 hasta el 2011, es decir, ensambles de 5 elementos. Se trata de ensambles con un número limitado de elementos, debido principalmente a las limitaciones de la capacidad de cómputo con la cual se hicieron los experimentos numéricos y por el número de

experimentos que me propuse realizar. Se trata de una prueba de concepto y vale la pena mencionar que el máximo de elementos que se hubieran podido incluir es de 20, que tampoco es un número muy grande.

Las características de los experimentos numéricos fueron las siguientes: cada simulación tiene una duración de 60 días, durante los cuales emana petróleo del pozo localizado en sitio del Ixtoc y de un tipo específico de petróleo pesado ("BALDER 2002",916.7 kg/m<sup>3</sup>). Se liberan 10 mil partículas en total en los primeros 15 días. Las simulaciones se hacen en dos dimensiones ya que simular en tres dimensiones implica mayor costo computacional y más elementos de variabilidad, lo cual está más allá del objetivo de este trabajo, aunque en la discusión se contrastan algunos resultados con simulaciones 3d. Para ello, se utilizan corrientes superficiales provenientes del modelo NEMO y vientos del re-análisis ERA Interim y CFSR para fines comparativos. El factor del arrastre del viento utilizado es 3% y se incorporan la emulsificación, dispersión y evaporación como procesos de intemperización de petróleo.

El diagrama de flujo de las simulaciones se representa en la Figura 8.



Figura 8. Esquema de construcción de los escenarios de derrames de petróleo en superficie con el modelo Opendrift. \*Se inicia la simulación en dos fechas: 3 de junio y 3 de octubre. \*\* También se modifica el factor del arrastre del viento en rangos de 1 -6%.

Además de estos escenarios base que se elaboraron usando vientos de DFS5.2 o CFSR, se generaron escenarios considerando sólo la acción de las corrientes, sin el efecto de los vientos. Bajo estas 3 condiciones de advección del petróleo (NEMO, NEMO+DFS5.2, NEMO+CFSR) se generaron escenarios para dos épocas del año con simulaciones empezando el junio 3 (terminando en agosto respectivamente) y las otras comenzando el 3 de octubre (terminando en diciembre). Las fechas se escogen sabiendo que existen cambios importantes en las corrientes costeras y en los vientos entre estas dos diferentes temporadas y se desea saber también como cambiarían los resultados de un derrame de tipo Ixtoc-I si este sucediera en las fechas del año propuestas. Finalmente, se hicieron diferentes ensambles haciendo simulaciones similares a las anteriores, pero modificando el factor del arrastre del viento ( $\alpha$ ) de la ecuación (9) variando  $\alpha$  entre valores de 1% a 6% en pasos de 1%, para ambos periodos.

$$V = V_c + \alpha V_v \tag{9}$$

La tabla siguiente resume la lista y características de los experimentos realizados

Tabla 1. Características de los experimentos realizados para los periodos de junio-agosto/octubre-diciembre y las condiciones de advección a considerar para los 5 años variando el arrastre del viento. Resaltando el caso del 3% que es el coeficiente de arrastre comúnmente usado.

Arrastre del viento α	Junio-agosto/ Octubre-diciembre			
	NEMO			
1%	NEMO+CFSR			
	NEMO+DFS5.2			
	NEMO			
2%	NEMO+CFSR			
	NEMO+DFS5.2	S		
	NEMO	ondi	60 0	сл ор
3%	NEMO+CFSR	cio	días	ño
	NEMO+DFS5.2	nes	de	5 (2)
	NEMO	de	sim	007
4%	NEMO+CFSR	adv	iula	-20
	NEMO+DFS5.2	ecci	ciór	11)
	NEMO	ón		
5%	NEMO+CFSR			
	NEMO+DFS5.2			
	NEMO	1		
6%	NEMO+CFSR			
	NEMO+DFS5.2			

# 2.4 Análisis de escenarios

#### 2.4.1 Conteo de partículas de petróleo

El análisis de los experimentos obtenidos con el modelo OpenDrift se emplean para los dos periodos (junioagosto y octubre-diciembre) usados para este estudio. Se examina la cantidad de partículas que están activas/varadas así como la trayectoria que siguieron durante los 60 días de simulación. Las partículas activas se encuentran aun derivando en el último tiempo de simulación, y las varadas son aquellas que al tocar tierra se desactivan en la simulación, como se observa en la figura 9 para un año específico (2008). Con los experimentos obtenidos año con año se realizó el conteo de las partículas activas y varadas.



Figura 9. Ejemplo de escenarios obtenidos con el modelo Opendrift para el año 2008. Se observa el efecto de mover las partículas de petróleo al usar a) solo las corrientes, b) corrientes + 3% arrastre del viento CFSR, c) corrientes + 3% arrastre del viento ERA-Interim. El punto verde indica el sitio de liberación de las partículas de petróleo, en azul partículas activas y en rojo las partículas varadas a la costa.

#### 2.4.2 Métricas

Con las simulaciones realizadas año por año para las fechas de estudio (junio-agosto y octubre-diciembre) se construyó una malla de 1/4 ° (Figura 10) en la cual se realizan diferentes cálculos y se estiman métricas que cuantifican el efecto de un derrame. En cada uno de los cuadros de malla se guarda el valor de la masa de petróleo presente a cada tiempo y se divide entre la masa total liberada durante los 15 días que dura el derrame (ecuación 10), la cual define la fracción de masa de petróleo en cada cuadro de malla y a cada tiempo durante los 60 días de simulación para cada experimento. Con esta información se obtiene

un promedio sobre el ensamble de simulaciones a cada tiempo y se estima en cada cuadro el valor de diferentes cantidades (en el promedio del ensamble) que definen las métricas para estimar lo que en promedio se espera ocurra si sucediera un derrame de las características investigadas. Este procedimiento se representa en la Figura 10.



Figura 10. Malla de 1/4 ° sobre el GoM, en la que se calcula el promedio sobre el ensamble de la fracción de masa de las diferentes simulaciones a cada tiempo para calcular diferentes métricas que estiman lo que se espera pueda ocurrir en promedio en caso de un derrame en el sitio del Ixtoc-I y bajo las condiciones descritas en el texto.

Las métricas para evaluar y comparar los escenarios de basan en calcular las siguientes cantidades:

- Valor máximo de la fracción de masa (porcentaje del total) del promedio del ensamble alcanzada durante los 60 días de simulación de los derrames en cada cuadro de malla (punto x), y el tiempo en que dicho máximo ocurre Fmax(x) y TFmax(x) respectivamente. Estos valores reflejan en promedio las regiones más afectadas y el tiempo en el cual se espera ocurra dicho máximo.
- Se grafica el contorno del 0.1% del total de petróleo liberado, con el fin de señalar el área donde uno puede esperar encontrar petróleo en algún momento entre los 0 y 60 días del derrame.

El tiempo de arribo en días para cada cuadro de malla se define como el tiempo en el que la fracción de masa del promedio del ensamble F(x, t) alcanza el valor de 0.1% por primera vez (*Thitt*(x)) lo cual refleja el tiempo mínimo en el que se espera que el petróleo llegue a un punto dado.

Estas métricas fueron las utilizadas en el proyecto CIGOM para definir las características y efectos de los escenarios de derrames realizados en el proyecto. En la figura 11 podemos apreciar un ejemplo de las métricas antes descritas para el caso de junio-agosto, en el cual se utilizan las corrientes + 3% del arrastre del viento con el re-análisis CFSR, señalando en negro el contorno del 0.1% del total de petróleo liberado, indicando la área de influencia en este periodo.



Figura 11. Ejemplo de las métricas utilizadas para el caso de las corrientes + 3% arrastre de viento CFSR; a) valor máximo de la fracción de masa, b) tiempo en el que ocurre el máximo valor de la fracción de masa y c) tiempo de arribo.

## 2.4.3 Evolución total de la masa y caracterización regional

Se propuso dividir el GoM en 4 zonas (Figura 12) con el fin de analizar la evolución total de masa alcanzada en los 60 días desde un punto de vista más regional, y para evaluar de manera más general (aunque con menos detalle) las regiones en las cuales se espera haya mayor presencia de partículas de petróleo en un derrame de este tipo. Nuevamente, se reporta el promedio del ensamble de simulaciones.



Figura 12. División de las 4 zonas en el GoM. Zona 1: bahía de Campeche; zona 2: Veracruz y parte de Tamaulipas; zona 3: Norte de Tamaulipas y Texas; zona 4: Luisiana e interior del GoM.

#### 2.4.4 Arrastre del viento

Un aspecto que impacta de manera importante los resultados de las simulaciones de derrames en la superficie oceánica, particularmente el varamiento de partículas de petróleo en la costa, es el factor de arrastre del viento que se utiliza en las simulaciones. Generalmente se utiliza un factor de 3% pero este valor no tiene más que una justificación empírica (aunque véase Olascoaga et al., (2020)) y muchas veces se cambia su valor o se utilizan incluso valores aleatorios dentro de cierto rango. Dado esto, se decidió estudiar el efecto de modificar este valor en los escenarios de derrames, y se llevó a cabo un análisis de los escenarios que se producen al modificar el factor de arrastre del viento ( $\alpha$ ) de la relación 9, en rangos que varían del 1% al 6%, que son valores comúnmente utilizados en modelos de derrames de petróleo. Una vez obtenidos los escenarios, se procedió nuevamente a realizar el conteo de partículas, calcular las diferentes métricas y ver la evolución de la masa durante los 60 días de simulación y calcular la cantidad de partículas varadas en las 4 regiones del GoM propuestas. Nuevamente, se trata de estimaciones del promedio sobre el ensamble de simulaciones. Debe mencionarse que debido a los resultados obtenidos se calcularon los campos medios de vientos y corrientes de manera individual para cada año, con el fin de explicar diferencias importantes observadas en algunas de las simulaciones individuales al modificar el arrastre del viento.

# 2.4.4.1 Comparación de escenarios

Para cuantificar las diferencias entre los escenarios producidos al modificar el arrastre del viento se hizo una estimación de la cantidad de pixeles (área) ocupados por el contorno de 0.1% de la masa promedio máxima Fmax(x) para los diferentes arrastres de viento y así cuantificar más fácilmente los escenarios generados al modificar el arrastre del viento, para medir la región afectada en cada escenario.

# 3. Introducción

El contenido de este capítulo incluye varias secciones donde se comparan los experimentos y escenarios de derrames de petróleo tipo Ixtoc-I usando un arrastre del viento del 3% para el periodo de junio-agosto y octubre-diciembre, realizando un conteo y clasificación de las partículas (varadas o activas), calculando las métricas descritas en el capítulo anterior, la evolución de la masa para los 60 días de simulación en las 4 regiones del GoM y la cantidad de masa varada en las distintas regiones. Se utilizan dos productos diferentes de vientos para investigar su efecto sobre los resultados.

Posteriormente se realizan los escenarios para los casos en que se modifica el factor de arrastre del viento (1-6%) en la velocidad superficial del petróleo (ecuación 9), con el fin de analizar que tanto cambian dichos escenarios. Se lleva a cabo además un análisis comparativo de estos resultados utilizando el número de pixeles que demarcan el contorno de 0.1% de fracción de masa de los diferentes escenarios y que indica el límite inferior de afectación que definimos para los escenarios. Por último se representa una comparación de los resultados obtenidos en un solo experimento específico (no un escenario) al usar un modelo 2D vs un modelo 3D.

Antes de presentar los resultados obtenidos en los experimentos tipo Ixtoc-I realizados para la tesis, se presentan a continuación resultados de la simulación con el modelo Opendrift-2D para el caso del derrame de petróleo DWH que ocurrió el 20 de abril de 2010, ya que se cuenta con observaciones suficientes para demostrar si el modelo tiene un funcionamiento adecuado es decir, para validarlo.

Como se puede observar en la Figura 13a, el derrame resultó en una mancha de petróleo que finalmente cubrió más de 112.000 km<sup>2</sup> en la superficie del océano. Corrientes oceánicas, vientos, y la acción de las olas empujaron una parte importante del petróleo hacia la costa, principalmente a Luisiana, Mississippi y Alabama. En el mar profundo, una mancha de petróleo migró más de 400 km al sur-sureste de la cabeza del pozo (Beyer et al., 2016). Cabe señalar que se sabe de la formación de plumas de hidrocarburos a profundidad (ver Figura 13a) y también el uso de dispersantes en superficie y a la salida del pozo lo cual no se considera en la modelación. Las figuras 13b y 13c muestran resultados de dos experimentos con el modelo Opendrift-2D usando salidas del modelo NEMO para las fechas del derrame y los re-análisis CFSR (Figura 13b) y re-análisis ERA Interim (Figura 13c). En ambos casos se liberaron un total de 10,000 partículas en superficie durante 15 días y se dejó evolucionar el derrame durante 60 días. Se usó un





Figura 13. Comparación de simulaciones obtenidas con el modelo Opendrift-2D para los diferentes reanálisis y un estudio previamente realizado para el derrame de petróleo DWH, a) incidente del derrame de petróleo del DWH en 2010 en el norte del GoM. Extraído de: Beyer et al. (2016); b) simulación del DWH con Opendrift-2D usando NEMO y el reanálisis CFSR y c) simulación con el Opendrift con NEMO y reanálisis ERA Interim. El punto verde marca el lugar del derrame; en azul, partículas de petróleo activas; en rojo partículas de petróleo varadas en la costa y en gris se muestran las trayectorias de las partículas.

Antes de comparar los resultados de la simulación con las observaciones es muy importante mencionar que como los datos de corrientes del modelo NEMO son resultado de una simulación libre, sin asimilación de datos, no hay garantía de que las corrientes simuladas sean parecidas a las observadas; de hecho sabemos que no lo son. Sin embargo, es interesante ver los resultados que arroja el modelo y el efecto de los vientos que sí corresponden a las condiciones observadas en esas fechas. Los resultados de las simulaciones muestran una afectación a la costa similar a la observada, indicando probablemente el efecto de los vientos. En la parte profunda los resultados tampoco son muy distintos a las observaciones a pesar

de ser una simulación en 2D realizada solo en superficie y con corrientes de un modelo sin asimilación. Puede considerarse que el modelo funciona razonablemente bien. Pero, para demostrar que en una simulación 3D con datos de corrientes y vientos obtenidos de modelos con asimilación de datos los resultados son realmente similares a los observados en Figura 14, realizados por Homar Verdugo (comunicación personal) con el modelo 3D TAMOC-OPENDRIFT acoplado por el Dr. K. Kotzakoulakis y denominado CIC-OIL (CIGOM-CICESE-OIL). Con estos resultados se muestra que los escenarios de derrames de petróleo que generamos con el modelo Opendrift-2D para derrames tipo Ixtoc-I tienen un grado de realismo suficiente para los propósitos de nuestra investigación de carácter estadístico más que predictivo.

#### Distribución de partículas- Deep Water Horizon



NOAA's Environmental Response Management Application (ERMA) Image obtained from: <u>https://ecogig.org/files/printablefiles/Current%20issue%202019.pdf</u>



FIGURE 6. A map showing the estimated distribution of the oil on the surface of the Gulf and percentage of days of oiling by location, as measured by Synthetic Aperture Radar (SAR). Courtesy of NOAA's Environmental Response Management Application (ERMA) Deepwater Gulf Response Mapping Application (https://erma.noaa. gov/gulfGimexio/erma.html); retrieved on June 1, 2017

Figura 14. Resultado de un experimento de simulación del evento DWH llevado a cabo por Homar Verdugo utilizando la versión 3D del modelo TAMOC-OPENDRIFT desarrollado por el Dr. K. Kotzakoilakis en CICESE donde se utilizan datos del reanálisis oceánico HYCOM y vientos del reanálisis NOGAPS (p.ej. ambos con asimilación de datos para las fechas del derrame (Homar Verdugo et. al., 2020 en proceso).

# 3.1 Escenarios de derrames de petróleo para el pozo Ixtoc-I con arrastre del viento del 3%

Una vez demostradas las capacidades de simulación del modelo OPENDRIFT para el caso del derrame asociado a la plataforma DWH, procedí a simular y caracterizar los escenarios para eventos que denominamos tipo pozo Ixtoc-I.

#### 3.1.1 Cantidad de partículas de petróleo activas y varadas a la costa

En los apéndices A (junio-agosto) y B (octubre-diciembre) se muestran gráficas con los resultados de las simulaciones (mapas etc.) para cada uno de los años del periodo 2007-2011 con el modelo Opendrift. Presentamos en esta sección algunos análisis y comparaciones de los resultados de cada experimento.

En la Figura 15 se muestra un ejemplo de estas simulaciones individuales obtenidas con el modelo Opendrift para el año 2008. Se puede observar claramente que dependiendo de la temporada, la trayectoria que siguen las partículas de petróleo cambia, en junio-agosto se dirigen hacia el norte mientras que para octubre-diciembre hacia el sur. También hay diferencias en la cantidad de partículas activas y varadas en la costa dependiendo del producto de vientos que se utiliza, aunque las trayectorias de las partículas no son tan diferentes (paneles b, c, e, f). Evidentemente los resultados son muy diferentes si no se usa la influencia del viento para advectar a las partículas ya que la cantidad de partículas varadas en la costa es mucho menor (paneles a, d vs paneles b, c, e, f).

Iniciamos la comparación de las simulaciones calculando para cada una la cantidad de partículas de petróleo activas y varadas a la costa al finalizar las simulaciones (Figura 16), para resaltar el papel importante que juegan los vientos y las diferencias que puede haber por la variabilidad interanual del viento y las corrientes. La presencia de los alisios (vientos del este) en la región hace suponer que las partículas de petróleo tenderán a moverse hacia la costa occidental del golfo, pero esto puede no ocurrir dependiendo del reanálisis empleado y de la época del año. Sí solo se usan corrientes para caracterizar el transporte, existen variaciones en la trayectorias de la partículas, pero pocas partículas se varan en la costa como veremos a continuación.

La Figura 16 muestra histogramas con la cantidad total de partículas activas y varadas para cada experimento (año) al final de la simulación. Se puede observar que sin importar si la simulación es durante junio-agosto u octubre-diciembre, la cantidad de partículas de petróleo activas es mayor cuando no hay arrastre del viento y las partículas solo las mueven las corrientes. Cuando se incluye el arrastre del viento, una gran cantidad de partículas termina varada en la costa, pero es importante notar que durante octubre-diciembre, (paneles inferiores, Figura 16), hay más partículas varadas que durante junio-agosto. Es claro que el arrastre directo del viento y el efecto del oleaje (la deriva de Stokes) son fundamentales en el arribo de petróleo a la costa oeste. En las figuras de los apéndices A y B se puede apreciar que hay algunas diferencias en las regiones afectadas dependiendo del año y del reanálisis utilizado, pero al mismo tiempo los resultados para cada período presentan patrones similares. En el caso de junio-agosto, en general las

partículas viajan a lo largo de la costa oeste del golfo, llegando hasta la frontera México-EUA. Durante octubre-diciembre las partículas tienden a quedarse en mayor proporción en la bahía de Campeche. Los histogramas de la Figura 16 muestran estas diferencias, con cambios en el número de partículas varadas en la costa según el año y el forzamiento.



Figura 15. Simulaciones individuales con fecha inicial 3 de junio (superior) y fecha 3 de octubre (inferior) durante el año 2008. El punto verde indica el sitio de liberación, en azul las partículas que se encuentran activas a los 60 días (término) de la simulación, en rojo las partículas varadas en la costa y por último, en gris, las trayectorias de las partículas. Cada columna indica un caso, (a) y (d) las partículas se mueven solo con las corrientes del modelo NEMO sin arrastre del viento. En la segunda columna ((b) y (e)) las partículas se mueven con corrientes de NEMO y 3% del viento del reanálisis CFSR. En columna 3 ((c) y (f)) se usan corrientes del modelo NEMO y 3% del viento del reanálisis en corrientes del corresponde al caso junio-agosto el inferior al caso octubre-diciembre. En los apéndices se pueden ver los experimentos individuales para junio-agosto (Anexo A) y octubre-diciembre (Anexo B) durante otros años.

Para tratar de entender qué produce las diferencias entre los experimentos, en la Figura 17 se muestran gráficas del campo promedio de corrientes y de vientos de cada período para cada uno de los años y los re-análisis utilizados. Las corrientes superficiales muestran la presencia de patrones característicos de la circulación del golfo, como los remolinos que se desprenden de la CL que migran hacia el oeste al interior

del GoM. También se observa la presencia de la corriente de frontera oeste que fluye paralela a la costa en el margen occidental del GoM, siendo más fuerte y frecuente en verano, como se aprecia en especial durante el periodo de junio-agosto 2009 (octubre-diciembre) y 2008 (junio-agosto). Los años más dinámicos con corrientes más intensas son el 2008 para ambos periodos, el 2009 durante octubrediciembre y el 2011 durante junio-agosto.

Para el caso de los vientos, ambos reanálisis (CFSR y ERA-Interim) muestran claramente los vientos alisios en verano (junio-agosto), con una clara tendencia a virar hacia el norte en el norte del GoM, mientras que para otoño (octubre-diciembre), los vientos son más hacia el suroeste y tienen una mayor tendencia hacia el sur.

Para el año 2008 (junio-agosto) al presentar corrientes más intensas (Figura 17), el efecto del viento es menor, como se observa en los histogramas (Figura 16) donde las barras presentan una disminución de las partículas varadas para el caso del re-análisis CFSR. Para el 2010 (junio-agosto) hay una disminución de las partículas varadas en comparación con los otros años, asociada a la disminución de la intensidad de la corrientes y los vientos presentes para ese año donde la magnitud del viento (ver Figura 25) se observa la disminución en la intensidad del viento en la zona de estudio. Para octubre-diciembre, a pesar de que los años 2008 y 2009 presentan corrientes intensas, no se ve reflejado como una disminución del efecto del viento, ya que se observan la mayoría de partículas varadas, por lo que los vientos y el factor del arrastre del viento del 3% dominan sobre el efecto de las corrientes.



Figura 16. Histogramas de la cantidad de partículas que se encuentran activas (izq.) y varadas en la costa (der.), para cada experimento. Paneles superiores corresponden al periodo junio-agosto y los inferiores al periodo octubre-diciembre. Cada color indica la forma (producto utilizado) para mover las partículas de petróleo.



Figura 17. Comparación de los campos de circulación promedio durante los 60 días, para los cinco años de simulación (2007-2011) para el modelo de circulación NEMO (fondo) y reanálisis de vientos CFSR y ERA Interim (flechas blancas) para el periodo de junio-agosto (Izq.) y el periodo octubre-diciembre(dcha.). Los colores de fondo representan la magnitud de las corrientes y las flechas negras la dirección de las corrientes.

La Figura 18 muestra fotografías de las posiciones de las partículas de petróleo correspondientes a los experimentos del año 2008 para dar un ejemplo de cómo difieren los resultados de los experimentos a un cierto tiempo. Se ven claramente las diferencias en los patrones dependiendo del período de simulación. Las partículas se mueven hacia el norte (junio-agosto) o sur (octubre-diciembre) y varían con el producto de vientos utilizado pero ambos arrastrando las partículas hacia la costa.



Figura 18. Fotografías de la posición de las partículas de petróleo al ser advectadas por los diferentes productos para un cierto momento (a los 37 días de simulación) para los períodos junio-agosto (a) octubre-diciembre (b) del año 2008. En negro resultados de solo usar corrientes, en rojo, usando corrientes + 3% del reanálisis CFSR y en verde, usando corrientes + 3% del reanálisis ERA Interim.

## 3.1.2 Escenarios de derrames de petróleo: métricas

Ahora pasamos del análisis de los casos individuales a la presentación de resultados de los escenarios de derrames utilizando las métricas definidas en el capítulo 2. Recordemos que la construcción de un escenario significa calcular estadísticas y métricas sobre el ensamble de simulaciones, por lo que ahora no tendremos gráficas para cada año, sino para cada escenario que variará según las condiciones del experimento (advección diferente) y época del año.

La Figura 19 muestra los resultados de las métricas para los escenarios de verano utilizando las tres formas diferentes de advectar el petróleo.

Este comportamiento es semejante a lo obtenido en los diferentes experimentos de junio-agosto (Apéndice A), que sustentan la importancia de dicha corriente para el transporte. Los resultados de las

simulaciones indican que durante el verano, el petróleo tiende a dirigirse hacia al norte, con o sin viento. Sin embargo, el efecto del viento es "empujar" el petróleo hacia la costa, por lo que las partículas tienen una trayectoria hacia el norte más pegado a la plataforma (con la corriente de plataforma que va al norte en esta época también Zavala et. al, 2003) y a vararse en la costa. Si solo se usan corrientes, las trayectorias son más oceánicas y hay mayor intrusión hacia y más dispersión al interior del golfo (Apéndice A).

Esto se ve reflejado en las métricas de los escenarios. El área afectada por el derrame es mayor cuando no se considera el arrastre de viento, que cuando este se incorpora (Figura 19, paneles superiores), ya que no las transporta hacia la costa. Pero, por otro lado, con vientos se espera una mayor afectación a las costas de México y Texas (paneles medios e inferiores, Figura 19). Como es de esperarse, los lugares con mayor concentración de masa de petróleo son cercanos al punto de liberación en todos los casos, pero resalta por ejemplo que haya altas concentraciones al sur de Texas, donde los valores máximos encontrados indican que muchas partículas de petróleo pasaron por ahí aunque también podría darse el caso de que fueran pocos casos pero con masa de petróleo relativamente grande. El tiempo de ocurrencia de la presencia de partículas en la plataforma de Texas es de entre 40-50 días después de que inicia el derrame, mientras que cerca del punto de derrame los tiempos son más cortos y aumentan a medida que uno se aleja del pozo. Sin embargo, los contornos no son círculos, y se ve que hay trayectorias preferenciales indicadas por los tiempos cortos de ocurrencia aún a distancias relativamente grandes del pozo (ver segunda y tercera columna Figura 19). Es claro, cuando menos en este caso, que no existen diferencias importantes en las métricas de los escenarios usando vientos CFSR o ERA Interim.

Para los escenarios del periodo octubre-diciembre (Figura 20) el área de influencia y la dirección del derrame de petróleo cambian con respecto al verano. Las partículas permanecen en la bahía de Campeche y no llegan hasta Texas, debido a que en esta época del año la dirección de las corrientes cambia debido a los "nortes", que además producen cambios en las corrientes sobre la plataforma que pueden dirigirse hacia el sur o al menos ser menos intensas hacia el norte (Zavala et al, 2003, Dubranna et al, 2011). Estos cambios en el viento son considerados los más relevantes en cuanto a la variabilidad estacional de la circulación sobre de la plataforma a lo largo del golfo de México centro-occidental (Zavala-Hidalgo et al., 2003) alcanzando el sur de la bahía de Campeche. Aparentemente, se observaría una mayor extensión del derrame si no se considera el efecto del viento (paneles superiores Figura 20). Sin embargo, notar que el contorno de 0.1% que indica la concentración de masa de petróleo mínima para considerar que hay un efecto importante está dentro de la bahía de Campeche. Los resultados indican un área mayor de afectación durante el verano que durante invierno (comparar Figuras 19 y 20).



T Hitt F máx TF máx b) c) a) Corrientes Latitud (°N) 30 Corrientes + 3% CFSR 28 Latitud (°N) 0 š 20 18 Corrientes + 3% ERA Interim 28 Latitud (°N) 18 -96 -94 -92 Longitud (°W) -94 -92 Longitud (°W) -90 -94 -92 Longitud (°W) -96 -9(

Figura 19. Resultados de los escenarios para simulaciones de verano usando el promedio del ensamble de las 5 simulaciones realizadas entre 2007-2011. Primer renglón representa resultados para el caso sin arrastre de viento solo corrientes del modelo NEMO. Segundo y tercer renglón son para corrientes + arrastre de viento por CFSR y ERA-Interim respectivamente. Las columnas representan: a) masa promedio (sobre el ensamble) máxima, b) tiempo de ocurrencia dicho valor de masa promedio máxima; y c) tiempo de arribo definido como el tiempo cuando se alcanza el 0.1% de la masa total liberada en el derrame. El punto rojo indica el lugar de liberación del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el contorno del 0.1% de la masa total y sirve para estimar el área de afectación del derrame.



octubre - diciembre

Figura 20. Similar a la Figura 19 pero para escenarios correspondiente al periodo octubre-diciembre. Notar las diferencias con los resultados para junio-agosto.

#### 3.1.3 Evolución total de la masa

Para investigar la evolución temporal de la masa de petróleo que llega a una cierta región dividimos el golfo en 4 regiones (Figura 21) como se explicó en el capítulo 2. El análisis se llevó a cabo para los diferentes escenarios usando el promedio sobre el ensamble correspondiente.



Figura 21. División de las 4 zonas en el GoM. Zona 1; bahía de Campeche; zona 2: Veracruz y parte de Tamaulipas; zona 3: Norte de Tamaulipas y Texas; zona 4: Luisiana e interior del GoM. Con un ejemplo de la evolución de masa en las cuatro regiones usando solo el efecto de las corrientes del modelo NEMO, tanto para el periodo junio-agosto y octubre-diciembre para el año 2010.

La Figura 22 muestra la evolución temporal de la masa de petróleo en cada región durante los 60 días de las simulaciones para los dos períodos de estudio y para los tres escenarios diferentes. En la zona 1 se presentan comportamientos similares en ambas temporadas, ya que presentan un aumento durante los 15 días que se liberó petróleo y una disminución de masa posterior a los 15 días. La cantidad de masa es mayor en el caso sin arrastre del viento debido a que se pierden menos partículas que en el caso con arrastre del viento, ya que en ese caso hay varamiento en la costa. En ambos casos hay también pérdida de masa, debido a la evaporación y a que las partículas salen y se van a otras zonas. Para la zona 2, se presenta un comportamiento diferente durante las dos temporadas, ya que durante octubre-diciembre hay menos masa que en junio-agosto, debido a que gran parte se retiene en la zona 1 en verano (junio-agosto; Figura 20) debido a las corrientes y vientos del periodo.



Figura 22. Comparación de gráficas para la evolución de la masa en distintas zonas para los 60 días para los diferentes productos; donde la columna a) periodo junio-agosto y b) periodo de octubre-diciembre y las filas representan las diferentes zonas. La línea negra representa al modelo NEMO con el reanálisis CFSR; roja, modelo NEMO y ERA Interim y azul, únicamente el modelo NEMO.

La presencia de petróleo en la zona 2 inicia después de 10 días si se considera arrastre del viento, y sin viento hasta después de los 20 días. El decaimiento que se observa se puede asociar a la evaporación, la pérdida de partículas en la costa y la salida de partículas de la región, siendo mayor en los casos con arrastre del viento. De hecho, durante octubre-diciembre la masa se mantiene casi constante en esa zona después del día 40 en el caso sin arrastre, mostrando un balance entre la masa que entra a la región y la que se pierde por evaporación o por que se salen de la zona. La presencia de un GC intenso en la bahía de Campeche para el periodo de octubre -diciembre y la presencia de remolinos de la CL puede generar que las partículas sean atrapadas o salgan rápidamente de la zona, dependiendo de su posición con respecto a estas estructuras de meso-escala.

En lo que respecta a la zona 3, en el periodo junio-agosto la masa de petróleo empieza a aumentar 30 días después del derrame. Se obtienen valores más altos con el re-análisis CFSR + NEMO, tal vez porque con los vientos del CFSR parece haber menos petróleo varado en la costa en comparación con ERA Interim + NEMO. Hay que notar que el número de partículas aumenta después del día 50 en el caso sin arrastre del viento. En el caso de los escenarios de octubre-diciembre, esencialmente no llega masa a dicha zona salvo una cantidad limitada sin arrastre del viento. En la zona 4, sólo llega petróleo en forma apreciable sin arrastre de viento para el período octubre-diciembre. Las partículas llegan a la región después de los 30 días.

#### 3.1.4 Evolución total de la masa varada

Como complemento al cálculo anterior, se estimó la evolución temporal de la cantidad de masa varada en las 4 zonas para ambos periodos de estudio para determinar qué reanálisis tiene mayor efecto sobre las diferentes zonas y cuándo (Figura 23). Para el periodo de junio-agosto, el petróleo varado empieza a aumentar a partir del día 30 de la simulación en las zonas 2 y 3, con mayor cantidad en el caso ERA Interim + NEMO, siendo la zona 3 en la que se observa más masa de petróleo varado.

Para el periodo de octubre-diciembre, en las zonas 1 y 2 el varamiento a la costa se observa antes de los 10 días, y la zona 2 es la que cuenta con más masa de petróleo. El reanálisis ERA Interim tiende a producir más varamientos en la costa que el CFSR, y para este periodo es la zona 2 con mayor masa varada.



Figura 23. Gráficas para la evolución de masa varada en las distintas zonas para los 60 días en los periodos de junio- agosto (columna izq.) y octubre-diciembre (columna dcha.), usando los diferentes productos.

# 3.2 Escenarios de derrames de petróleo para el pozo Ixtoc-I modificando el arrastre del viento

Hasta el momento hemos usado un factor de 3% multiplicando al viento para calcular dicho arrastre (ecuación 9), pero este valor es empírico y en la literatura se usan valores entre 1% y 6%, en los modelos de derrames de petróleo.

#### 3.2.1 Cantidad de partículas de petróleo activas y varadas a la costa: arrastre del viento

Siguiendo el procedimiento utilizado en los experimentos con un arrastre del viento del 3%, se realizó primeramente el conteo de las partículas activas y varadas a la costa para los periodos de estudio

comparando los resultados al usar diferentes re-análisis para cada año (Figura 24), y observando como varía la cantidad de partículas varadas dependiendo del arrastre.



Figura 24. Histogramas de conteo de partículas donde se comparan resultados de simulaciones modificando el factor de arrastre  $\alpha$  (ecuación 9) de los vientos de los reanálisis para los periodos de junio-agosto y octubrediciembre.

Podemos ver que en el periodo junio-agosto, a partir de un arrastre de viento de 2% al 6% hay una disminución de las partículas activas, mientras que para el periodo de octubre-diciembre esta disminución comienza al usar un arrastre del 1%. El efecto de modificar el factor de arrastre parece ser más intenso al

usar el re-análisis ERA-Interim durante ambos periodos. En general se nota que conforme aumenta el arrastre del viento, hay más partículas de petróleo varadas a la costa.

Para tratar de dar una explicación sobre cómo varían los resultados año con año para los diferentes arrastres de viento, se calcula el campo de viento promedio para ambos periodos (Figura 25 y 26). Se decidió obtener la magnitud de los campos de viento promedio para cada año y con ello tratar de caracterizar las diferencias. Para resaltar dichas diferencias, se restaron los campos de magnitud promedio de los vientos (para cada reanálisis). Por ejemplo, al campo de vientos promedio del año 2007 se le restó el campo de viento promedio del año 2008 para ver entre estos dos años cuál de los dos fue el más intenso.

En las Figuras 25 y 26 los signos positivos (azul) indican que en esa zona el campo de vientos del año 2007 fue más intenso que en 2008, mientras que los valores negativos (rojo) indican lo opuesto. Esto se hizo para cada año de la simulación, concluyendo que para el periodo de junio-agosto (Figura 24), los campos de vientos más intensos ocurrieron durante el 2007,2009 y 2011. Esto se ve reflejado en la cantidad de partículas activas/varadas, ya que dependiendo de la intensidad de los vientos se espera que si los vientos son más intensos (débiles) y con dirección adecuada, se favorecerá que las partículas de petróleo se (no se) varen en la costa.

Para el periodo de octubre-diciembre (Figura 26), se observa que la intensidad del campo promedio de los vientos es mayor en la zona sur del GoM, donde los vientos tienen una fuerte componente meridional con dirección hacia el sur debida a los "nortes". La magnitud del viento es alta en la zona de bahía de Campeche en 2009 y 2010 en el re-análisis CFSR, mientras que para ERA-Interim 2008 y 2010 son los años con valores más altos el re-análisis.

Las diferencias que se observan entre los diferentes años en los histogramas de la Figura 24 con la cantidad de partículas activas/varadas parecen estar relacionadas con las diferencias en la intensidad del campo de viento presente en cada año, dirección y en el re-análisis utilizado, respondiendo a la idea sencilla de que vientos más fuertes (débiles) implican más (menos) varamientos.



Figura 25. Campos de vientos promedio del periodo junio-agosto para los años 2007-2011, donde se ilustra la magnitud, vectores de viento y la diferencia entre años consecutivos de la magnitud del viento con el fin de apreciar las diferencias por año.



Figura 26. Similar a la Figura 25, pero para el periodo de octubre-diciembre.

Para caracterizar las diferencias en el movimiento de las partículas de petróleo provocadas al cambiar el coeficiente de arrastre, en la Figura 27 se presenta una fotografía a los 26 días de simulación para los dos periodos de estudio. En el periodo de junio-agosto (Figura 27, panel superior) se puede notar que el reanálisis ERA Interim es más intenso llevando las partículas de petróleo más rápido a la costa para arrastres del viento del 3% en adelante, llegando a latitudes arriba de 25°N. Para el periodo octubre-diciembre (Figura 27, panel inferior) muestra que las partículas no llegan más al norte de la latitud 22°N, y que hay diferencias menores entre los diferentes productos usados para mover las partículas en comparación con los resultados de junio-agosto. Esto sugiere un efecto importante de la circulación oceánica de la región (giro de Campeche) aunque sabemos que al aumentar el arrastre del viento las partículas tienden a llegar más rápido a la costa dada la dirección y características de los vientos típicos de la región.



Figura 27. Comparación de los diferentes reanálisis para junio-agosto (superior) y para octubre-diciembre, al modificar el arrastre del viento para el año 2008 en un instante de tiempo de la simulación (26 días). Donde cada color indica un valor entre 1% a 6% del arrastre del viento.

#### 3.2.2 Escenarios de derrames de petróleo: métricas (diferente arrastre de viento)

Las siguientes gráficas muestran los resultados de las métricas para los escenarios correspondientes a los diferentes arrastres de viento (1-6%) usando los re-análisis (CFSR y ERA Interim) para los periodos de junioagosto y octubre-diciembre. Los resultados son similares, pero hay diferencias en la cantidad de partículas varadas y las zonas de valores máximos. Las diferencias parecen mínimas cuando se comparan los resultados usando arrastres de 3-6%. Para junio-agosto, esto se puede ver más fácilmente en las Figuras 28 y 29 usando como guía el contorno del 0.1%, que cambia dependiendo del arrastre del viento utilizado, principalmente para valores de 1%, 2% y 3%. En cambio, para valores arriba del 3%, esta área de influencia no cambia mucho. Además, al analizar el tiempo asociado al valor de la masa promedio máxima, se observa que conforme aumenta el arrastre del viento dicho tiempo disminuye. Para el caso del periodo octubre-diciembre (Figuras 30 y 31), el área de afectación cambia de manera similar a la de junio: más diferencias respecto al contorno del 0.1% se ven al usar un arrastre del 1% al 3% en comparación con aquellos arriba del 3% en los que las diferencias son menores. Sin embargo las diferencias son pequeñas y para poder determinar mejor qué tanto cambia el área de afectación de un escenario, se cuantificó el área mediante un análisis de la cantidad de pixeles contenidos dentro del contorno de 0.1%.

junio – agosto (Corrientes + α CFSR)



Figura 28. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de junio-agosto, para el re-análisis CFSR; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo maximo aosciado a la masa maxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica l aubicacion del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total



junio – agosto (Corrientes +  $\alpha$  ERA Interim)

Figura 29. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de junio-agosto, para el re-análisis ERA Interim; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo maximo aosciado a la masa maxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica l aubicacion del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total.


octubre –diciembre (Corrientes + a CFSR)

Figura 30. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de octubre-diciembre, para el re-análisis CFSR; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo maximo aosciado a la masa maxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica l aubicacion del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total.



octubre – diciembre (Corrientes +  $\alpha$  ERA Interim)

Figura 31. Escenarios construidos a partir del promedio de los 5 años modificando el arrastre del viento en rangos de 1% a 6% para el periodo de octubre-diciembre, para el re-análisis ERA Interim; donde las columnas indican: a) masa máxima promedio, b) tiempo máximo asociado a la masa máxima promedio y c) tiempo de arribo. Punto rojo indica la ubicación del pozo Ixtoc-I. El contorno negro representa el 0.1% de la masa total.

#### 3.2.2.1 Comparación de escenarios: pixeles (área afectada)

Se calcula la cantidad de pixeles que caen dentro del contorno de 0.1% de la masa derramada (área afectada) tanto para el periodo de junio-agosto (Figura 32) como el de octubre-diciembre (Figuras 33) de los experimentos con coeficiente de arrastre entre 1%-6%. Para determinar cómo van cambiando estas áreas a medida que aumenta el coeficiente de arrastre se calcula la diferencia entre áreas obtenida en experimentos que difieren en 1% en su arrastre y se marcan con color amarillo en las Figuras 32 y 33. Puede verse que la diferencia en áreas va disminuyendo a medida que aumentan los coeficientes de arrastre en ambos productos de viento, salvo que para el caso con vientos CFSR, al área (número de pixeles) aumenta al pasar de un arrastre de 5% a uno de 6%. Esto implica que las diferencias entre usar arrastres de 3% o mayores no cambian mucho los resultados obtenidos, independientemente de la época del año. Por otro lado, la diferencia en áreas entre usar un coeficiente de 1% o uno de 3% es mayor mostrando el impacto de usar o no arrastre del viento para mover a la partículas.



Figura 32. Escenarios donde se muestra la diferencia en cantidad de pixeles, comparando el contorno del 0.1% de los diferentes valores de arrastre del viento (1-6%); considerando la variable  $Fm \dot{a}x(x)$  para los dos reanálisis en el periodo de junio-agosto.



Figura 33. Escenarios donde se muestra la diferencia en cantidad de pixeles, comparando el contorno del 0.1% de los diferentes valores de vientos (1%-6%), considerando la variable  $Fm \dot{a}x(x)$  para los dos reanálisis en el periodo de octubre-diciembre.

#### 3.2.3 Evolución total de la masa: arrastre del viento

Una vez analizados los escenarios modificando el arrastre del viento se procede a ver como es la evolución en el tiempo de la masa en las 4 zonas en las que se dividió el GoM para los periodos de junio-agosto (Figura 34) y octubre-diciembre (Figura 35).



Figura 34. Evolución de la masa para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes reanálisis en el periodo de junio-agosto, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%.

Al usar los dos reanálisis de vientos se omitió la zona 4, por tener valores muy bajos de masa. En la zona 1 el comportamiento es semejante sin importar el periodo de simulación, con crecimiento de la masa hasta el día 15 y decrecimiento posterior, y con un aumento inicial mayor de la masa y una pérdida más lenta mientras menor sea el coeficiente de arrastre del viento. La zona que presenta más cambios dependiendo de la fecha es la zona 2 sobre todo en la temporada octubre-diciembre (Figura 35). Puede verse que se alcanzan los valores máximos a diferentes tiempos dependiendo del arrastre y que posteriormente hay casos donde la masa decae a medida que pasa el tiempo pero otros donde el comportamiento es más complicado. Para valores bajos del arrastre de hecho hay poco decaimiento de la masa después de alcanzar el máximo. En la zona 2 ocurren varamientos y más intercambios con las zonas 1 y 3 además de la evaporación por ello presenta una variabilidad más compleja.



octubre-diciembre

Figura 35. Evolución de la masa para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes re-análisis en el periodo de octubre-diciembre, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%.

La zona 3 durante el periodo de octubre-diciembre, solo es alcanzada si se usa un arrastre de 1% en comparación con el periodo de junio-agosto, que es alcanzada independiente de cualquier arrastre del

viento principalmente de 1% al 3%. Podemos ver que durante junio-agosto el aumento de masa empieza a tiempos diferentes dependiendo del arrastre. Posterior a la llegada del petróleo y el alcance del máximo valor, empieza el decaimiento en el caso de arrastres de 3-6%. Se investiga a continuación la evolución de la masa varada en la costa para entender un poco más los resultados.

### 3.2.4 Evolución total de la masa: varada (arrastre del viento)

Corrientes + $\alpha$  CFSR

Con base en la evolución de la masa para las diferentes zonas del GoM y con los escenarios individuales se observó que para el periodo junio-agosto sólo se encontraron dos zonas con diferencias importantes en la evolución de la masa presente dependiendo del arrastre y para las que se decidió calcular la evolución de la masa varada para cada escenario producido por el cambio del arrastre del viento (Figura 36).

junio - agosto





Figura 36. Gráficas de la evolución temporal de la masa varada en las distintas zonas para los 60 días en los periodos de junio-agosto (superior) y octubre-diciembre (inferior), usando los diferentes reanálisis, donde cada línea corresponde al escenario de cada factor del arrastre del viento.

Los resultados indican que en el periodo de junio-agosto, las zonas que presentan más variabilidad son las zonas 2 y 3, ya que tenemos más partículas de petróleo varadas, mientras que para octubre-diciembre son las zonas 1 y 2. Observar que en junio-agosto en la zona 2 tendríamos partículas de petróleo en las costas a partir de los 25-30 días dependiendo del re-análisis, mientras que en octubre-diciembre podría ocurrir desde los primeros 10 días del derrame. Al aumentar el arrastre tiende a aumentar el número de partículas varadas pero la distribución total en las zonas varadas es diferente, como se observa en la zona 2 para ambos periodos, en junio-agosto presenta ligeramente un aumento con un arrastre del 5% que con el 6%, lo que difiere con un resultado previamente mostrado (Figura 34) que podría estar asociado a el proceso de evaporación, ya que en este análisis se considera únicamente la masa varada y para el otro análisis influyen tanto la masa varada como la evaporada, para corroborar esto se realizan graficas de evaporación que se agregan en un anexo C y D en la que se observa que a mayor arrastre de viento menor la cantidad de masa evaporada.

La conclusión de todo este análisis es que los resultados de los escenarios de derrames son sensibles al uso de arrastre del viento particularmente en la cantidad de partículas de petróleo varadas en la costa. Los resultados no cambiaron mucho usando arrastres entre 3-6% aunque si existen diferencias. La tendencia es que a mayor arrastre mayores varamientos costeros pero esto no es homogéneo y los varamientos en diferentes zonas pueden ser mayores sin que los coeficientes de arrastre sean los más altos.

### 3.3 Comparación de escenarios con el modelo Opendrift 2D y 3D

El modelo 2D que hemos usado hasta ahora es relativamente común y útil para tener una idea general de las zonas que podrían ser afectadas por un derrame. Sin embargo, sabemos que hay procesos tridimensionales que involucran turbulencia y rompimiento de olas, y flotabilidad de las partículas de petróleo entre otros, que hacen que el petróleo pueda entrar a la columna de agua y no estar siempre en la superficie. Por lo tanto, puede haber transporte debido a las corrientes que no están sujetas a la influencia del arrastre del viento. En ese sentido, se puede pensar que los modelos 2D probablemente sobre-estiman el efecto de los vientos en un derrame. No se pueden repetir los escenarios con un modelo 3D, pero hacemos una comparación de un caso para evaluar de manera preliminar qué tan diferentes serían los resultados si usáramos el modelo 3D más completo, como se hizo para los escenarios de derrames del proyecto CIGOM. El modelo 3D, incluye en particular la dispersión vertical o "entrainment", que hace que las partículas de petróleo se hundan por efecto del rompimiento de las olas y de la turbulencia vertical. Por ello se piensa que el arrastre directo del viento sobre una mancha de petróleo puede disminuir debido al entrainment.

Para hacer la comparación se decidió evaluar el efecto de las corrientes y del viento usando el reanálisis ERA-Interim para el año 2009 y dos valores de arrastre del viento de 1% y 3% (Figura 37) para el periodo de junio-agosto.

### junio – agosto (Corrientes + $\alpha$ ERA Interim)



1%





Opendrift 3D







Figura 37. Ejemplo de comparación del modelo 3D (superior; M.C. Homar Verdugo) y 2D (inferior) al usar las corrientes y el re-análisis ERA Interim para los casos donde el arrastre del viento es del 1% y del 3% para el periodo de junio-agosto del año 2009.

Comparando los resultados 3D vs 2D (Figura 37, los resultados 3Dfueron proporcionados por Homar Verdugo) observamos que la cantidad de partículas activas en el caso 3D es mayor que en caso 2D ya que los vientos no afectan tanto el movimiento de las partículas debido a la dispersión vertical. Esto se aprecia sobre todo al usar un arrastre del viento de 3%, donde podemos ver como la mayoría de las partículas terminan varadas en la costa en el caso 2D, pero en el caso 3D, la cantidad de partículas varadas en la costa es bastante menor (Figura 37 segunda columna). Sin embargo, hay que notar que la región más partículas varadas a la costa es similar en ambos casos.

Con este resultado podemos ver que los resultados de los modelos 2D tampoco difieren demasiado de los del modelo 3D en lo que respecta a la dirección, la región de las partículas varadas a la costa por lo que reconociendo sus limitaciones, los modelos 2D pueden ser herramientas útiles y rápidas para generar simulaciones o escenarios base que pueden mejorarse posteriormente con modelos 3D, pero nos dan una idea general de lo que puede ocurrir en un derrame. Al usar un modelo 2D se podría considerar emular a una simulación 3D disminuyendo el arrastre de petróleo por el viento, o promediar resultados de simulaciones con arrastre (digamos de 3%) y sin arrastre del viento, como una forma, tal vez burda, de representar el efecto del "entrainment" que hunde a las partículas en el modelo 3D.

Los resultados obtenidos sugieren que si ocurriera otro derrame de petróleo de tipo Ixtoc-I ubicado en las cercanías de la bahía de Campeche, sus efectos, en el sentido de qué zonas con mayor concentración de petróleo, dependerían primeramente de la época del año en que el derrame sucediera. Si el evento llegara a suceder nuevamente durante el verano, iniciando nuevamente en junio como el derrame original, el comportamiento del derrame sería parecido a lo que ocurrió en 1979, cuando las partículas de petróleo se movieron hacia el oeste y hacia la costa para luego desplazarse hacia el norte del golfo a lo largo de la costa occidental hasta llegar a la costa sur de Texas en un lapso de 30-40 días. Si por el contrario, el derrame ocurriera durante el otoño-invierno iniciando en octubre, el comportamiento de la mancha de petróleo sería bastante diferente, afectando sólo la bahía de Campeche. Como hemos visto hasta ahora, el arrastre del viento tiene un efecto muy importante en los resultados. Cuando ocurre un derrame de petróleo, sobre todo en aguas someras como en el caso del Ixtoc-I, la mayor parte del petróleo derramado se va a la superficie y su movimiento posterior depende de las corrientes y los vientos si este permanece en superficie. La gran diferencia entre lo que podría ocurrir durante el verano o el otoño-invierno se debe principalmente al cambio en los vientos y en las corrientes costeras. Durante el verano las corrientes costeras se dirigen hacia el norte a lo largo de la costa (Zavala-Hidalgo et al., 2003). Además, existe una corriente de frontera oeste en aguas más profundas relacionada con el rotacional del viento (Sturge y Blaha, 1976) que también contribuye al transporte de petróleo hacia el norte. Aunque en principio la presencia de remolinos de mesoescala no depende de la estación del año, la interacción de la mesoescala con el forzamiento o las corrientes forzadas por el viento no necesariamente es independiente de la época del año. Durante el otoño-invierno, la corriente costera hacia el norte se debilita e incluso puede cambiar de dirección y fluir hacia el sur. Ello se debe al cambio en los vientos, que debido a los "nortes" que tienen un fuerte componente meridional hacia el sur y tienden a intensificarse más a latitudes al sur de los 24°N, lo cual propicia que la mancha se mueva y mantenga en la parte sur del golfo. Se requiere utilizar una mayor cantidad de eventos para dar mayor confiabilidad a los escenarios generados en el presente trabajo (p. ej. tener un ensamble con más realizaciones), pero los resultados indican que las diferencias interanuales no modifican sustancialmente los resultados de cada temporada a pesar de la variabilidad de mesoescala y la variabilidad interanual del forzamiento para el caso de los escenarios pero al analizar año con año hay variabilidad en la cantidad de partículas. Los resultados obtenidos en el proyecto CIGOM utilizando 20 años de simulaciones presentan resultados similares.

Si bien la mayor diferencia en los resultados es debido a la estacionalidad, la dependencia del transporte de petróleo en las corrientes y el viento fue investigada en mayor detalle utilizando diferentes productos

de forzamiento atmosférico para mover las partículas de petróleo. Por ello se hicieron experimentos y escenarios de derrames moviendo a las partículas solo con la corrientes oceánicas del modelo NEMO y dos casos añadiendo el arrastre del viento obtenido de los re-análisis CFSR y ERA Interim utilizando un coeficiente de 3%.

Las diferentes comparaciones realizadas muestran, diferencias en los resultados hasta cierto punto menores desde una perspectiva global general. Sin embargo, documentamos, con base en la investigación realizada, como el re-análisis ERA Interim tiene vientos que hacen que haya más varamientos de petróleo en la costa que los derrames producidos usando los vientos CFSR. Hemos destacado que cada evento es individual y que la intención de hacer escenarios es determinar cuáles son las condiciones que tienen más probabilidad de ocurrir o las que ocurren más frecuentemente en los casos considerados. En los casos estudiados encontramos que las zonas afectadas son similares independientemente del forzamiento utilizado pero hay variaciones en los tiempos de arribo, partículas varadas en la costa, etc. (Capítulo 3).

Si solo se considera la acción de las corrientes para mover las partículas de petróleo, la zona de efecto es mayor dentro del golfo (aguas profundas) que la que se obtiene cuando se incorpora el arrastre del viento, teniendo además muchas partículas activas aun después de terminar la simulación de 60 días, y el número de partículas varadas en la costa es generalmente pequeño o nulo. Este comportamiento se observa independientemente del periodo analizado. El análisis de las variaciones en la cantidad de partículas activas/varadas año con año en los diferentes eventos, la asociamos principalmente a las diferencias en la intensidad de los vientos, donde observamos mayor cantidad de varamientos a mayor intensidad del viento.

Para caracterizar los diferentes escenarios se utilizaron las métricas definidas y empleadas en el proyecto CIGOM por la Dra. Paula Pérez Brunius y colaboradores. Estas consisten en estimar con el ensamble de simulaciones, el valor máximo de masa presente en el promedio del ensamble en cada punto y el tiempo en que dicho máximo ocurre. Se estima además un tiempo de arribo a un sitio definido como el momento en que la masa en el sitio tiene por primera vez un valor igual o mayor al 0.1% del total de petróleo derramado. Esta definición relativa al total del derrame permite emplear el criterio en diferentes casos y es considerada razonable. Viendo los mapas del promedio del ensamble, podemos determinar las zonas más comúnmente transitadas dadas por los valores más altos de ese promedio y las regiones con mayor posibilidad de afectación. Si bien los sitios cercanos al derrame son los que presentan mayor cantidad de petróleo presente, también se encontraron puntos/zonas más lejanas localizadas en las costas de Campeche, Veracruz, Tamaulipas y Texas con valores importantes. Qué zona es afectada depende del periodo en el que ocurre el derrame, con los puntos cercanos a las costas de Veracruz y Texas afectados en junio-agosto mientras que la bahía de Campeche es mayormente afectada durante el otoño-invierno.

Como parte de la métrica para evaluar el efecto de los derrames se utiliza el área contenida dentro del contorno del 0.1% de la masa total liberada en cada escenario. Ello nos da una idea de la región más probable en la que se espera encontrar petróleo si ocurriera otro derrame de tipo lxtoc-l. Las zonas fuera de dicho contorno serían menos probables, pero no imposible, ya que podría haber un derrame particular en que el petróleo saliera de ese contorno. Sin embargo el análisis y estadística de los escenarios indican que el evento sería poco probable. El área de afectación es muy diferente dependiendo de la temporada pero puede variar en menor medida dependiendo del producto de vientos utilizado y del factor de arrastre. El efecto de variar que reanálisis de viento se usa en las métricas, se observa más claramente en el tiempo máximo o tiempo asociado a la ocurrencia del valor de la masa promedio máxima, siendo el reanálisis ERA Interim el que hace llegar la masa de petróleo más rápido a un cierto lugar. Por ejemplo, para escenarios de junio-agosto el petróleo alcanza las costas de Texas antes de los 30 días y para octubre-diciembre llega a la bahía de Campeche antes de los 10 días.

Para simplificar el análisis y presentación de los resultados se dividió el GoM en cuatro grandes regiones y se analizó la evolución la masa de petróleo durante los 60 días de simulación. En la zona 1 se ubica el punto de liberación. La evolución temporal de la masa de petróleo se comporta en forma similar en ambos periodos de estudio ya que hay crecimiento en los primeros 15 días debido a la alimentación de petróleo por el derrame y decrecimiento a tiempos posteriores por salidas de la zona, varamientos e intemperización. La mancha de petróleo va evolucionando con el tiempo, alcanzando en principio las zonas 2, 3 y 4 en distintos tiempos dependiendo del caso considerado. La zona 2 presentó el comportamiento más diferente dependiendo tanto del periodo de estudio como del arrastre utilizado. Se encontró una disminución notable en la masa para el periodo de octubre-diciembre en comparación con el de junio-agosto. Las zonas 3 y 4 solo llega petróleo en los escenarios de junio-agosto. En todas las zonas la mayor cantidad de masa de petróleo se produce cuando solo se considera el movimiento de petróleo debido las corrientes sin arrastre del viento. La masa perdida en este caso se debe a la entrada/salida de las diferentes zonas y al proceso de evaporación incluido en las simulaciones; por eso puede llegar petróleo a las zonas 3 y 4 pero con una cantidad de masa menor.

Usando a las corrientes más 3% del arrastre de los vientos de los respectivos reanálisis, el petróleo arriba en los primeros 10 días a la zona 2, en los dos períodos de simulación, mientras que en las zonas 3 y 4 lo hace después de los 30 días (solo en junio-agosto). Después de arribar el petróleo, la curva de masa de

aceite empieza a crecer para luego decaer. Esto implica una pérdida de masa, principalmente porque las partículas terminan varadas en la costa y/o por evaporación.

Resumiendo los resultados discutidos en el capítulo 3, las zonas más afectadas por cantidad de masa varada en la costa son las zonas 2 y 3 en el periodo de junio-agosto, mientras que en el periodo octubrediciembre las zonas mayormente impactadas en la costa son la 1 y 2. La zona 3 es la más afectada en el periodo junio-agosto y la 2 en octubre-diciembre.

El valor del factor de arrastre comúnmente utilizado en modelos de derrame de petróleo es 3% pero hasta ahora su fundamento es empírico y se han utilizado otros valores que generalmente varían entre 1-6%. Por ello, se investigaron las diferencias en eventos y escenarios provocadas por utilizar factores de arrastre diferentes. El análisis de los resultados nos indica que conforme aumentamos el arrastre del viento en general tenemos más partículas varadas en la costa. Esto depende un poco del periodo, pues durante junio-agosto el incremento ocurre para valores por arriba del 3%, mientras que para el periodo octubrediciembre el aumento empieza a partir de usar un factor de arrastre de 1%.

Los resultados muestran también que el área de influencia definida por el contorno del 0.1% de la masa total disminuye con el aumento del factor de arrastre, y que conforme aumentamos dicho factor, el tiempo asociado al valor promedio máximo y el tiempo de arribo es menor. El área de influencia cambia en forma relativamente importante para arrastres entre 1 y 3% pero ya no cambia mucho al usar valores entre 3 y 6%. Al aumentar el arrastre del viento se alcanzan las diferentes zonas más rápidamente pero también se presenta una pérdida de masa mayor debido a varamientos en la costa. Sin embargo, la manera en que esto ocurre es complicada ya que hay regiones (zona 2) con más partículas varadas al usar un arrastre del viento de 4% a un arrastre del 6%, aunque el total de petróleo varado sea mayor al usar un arrastre de 6% para las demás zonas. Esto podría estar asociado a los otros procesos presentes en el modelo como la evaporación que se ven favorecidos por los patrones de circulación de corrientes y vientos presentes (Anexos C y D).

Finalmente, se mostró que utilizar un modelo2D vs uno 3D que incorpora procesos tridimensionales como turbulencia, dispersión vertical entre otros produce resultados generales razonables a pesar de sus limitaciones. El modelo 2D que se usó para construir los escenarios, nos da una buena idea o aproximación de lo que ocurriría si sucediera otro derrame de tipo Ixtoc-I, con base en la comparación de dos experimentos y en los resultados obtenidos en el proyecto CIGOM. Uno de los efectos importantes del modelo 3D es mover petróleo de la superficie al interior de la columna de agua, lo que hace que esas

partículas dejen de verse influenciadas por el arrastre del viento. Por ello se propone que si quisiéramos simular un derrame con el modelo 2D y tener un resultado parecido al modelo 3D, lo que debería de hacerse es disminuir el factor de arrastre del viento o promediar resultados de un modelo sin arrastre con un modelo que lo incluya usando un factor de 3% o similar. Con ello se simularía, tal vez en forma un poco simple, el efecto reducido del viento en las simulaciones 3D.

Cabe mencionar que aún queda mucho trabajo por realizar como el hecho de comparar los escenarios al utilizar otro modelos de circulación (ROMS y HYCOM) e implementar el modelo 3D considerando el modelo de campo cercano o "blow-out" TAMOC (Socolofsky et al., 2015) para obtener condiciones iniciales realistas. El modelo TAMOC utiliza las condiciones iniciales del pozo y del petróleo derramado y simula directamente la explosión y sus resultados.

# Capítulo 5. Conclusiones

En este trabajo se presentan escenarios de derrames de petróleo 2D de tipo Ixtoc-I para dos periodos diferentes del año con la finalidad de saber que sucedería si tenemos otro derrame de petróleo de este tipo y ver cómo cambian los resultados al modificar la forma en que las partículas de petróleo son advectadas por las corrientes y los vientos.

Dependiendo de la época del año (junio-agosto/octubre-diciembre), el área afectada por los derrames se define como el interior del área delimitada por el contorno del 0.1% de la masa total de petróleo derramada. En junio-agosto esta área de influencia se extiende hasta las costas de Texas, mientras que en octubre-diciembre se limita a la costa de Veracruz y la bahía de Campeche. Las zonas más afectadas o visitadas se determinan con base en mapas de la masa promedio sobre un ensamble de simulaciones, que indican con sus valores máximos o más altos, que muchos derrames de petróleo particulares afectaron dicho punto o hubo pocos casos que afectaron pero con una masa de petróleo relativamente grande.

Se demostró que los vientos juegan un muy papel importante en los derrames de petróleo: son los responsables principales de producir cambios importantes en el número de partículas activas y varadas en la costa. Su efecto tal vez es un poco sobre-estimado al usar un modelo 2D pero se pueden hacer aproximaciones que aproximen los resultados 2D a los de un modelo 3D más sofisticado. La mayor diferencia en los resultados se debe a las variaciones estacionales de los vientos y corrientes costeras que mueven al petróleo durante junio-agosto comparados con los de octubre-diciembre. No utilizar arrastre del viento produce muy pocos o casi nulos varamientos de petróleo en la costa y una mayor extensión del área de efecto de los escenarios al interior del golfo. Sin importar el mes y el año, utilizar solo corrientes del modelo de circulación NEMO para mover al petróleo presenta un número significativo de partículas de petróleo activas al finalizar los 60 días de simulación en contraste con las simulaciones con arrastre (arriba de 3%) en las que una buena parte de las partículas de petróleo terminan varada en la costa.

La evolución temporal de la masa total de petróleo en diferentes zonas del GoM muestra variaciones debido a la perdida de partículas varadas en la costa y evaporadas ya que son factores que dominan el comportamiento de la masa de petróleo en la superficie. Sin importar el periodo de simulación, la zona 1 muestra comportamientos semejantes, debido a que es el lugar de liberación del derrame y se corta la alimentación a los 15 días después del inicio. La zona 2 es la más diferente debido a que es una zona más dinámica, ya sea por la presencia de los remolinos, las corrientes costera y de frontera oeste y los vientos.

Conforme va evolucionado la mancha de petróleo en el tiempo, va alcanzando las demás zonas a diferentes tiempos dependiendo de la forma en que se advectan las partículas y la época del año. La evolución en las diferentes zonas depende nuevamente de la forma particular en que son advectadas, varamientos en la costa y de los procesos de intemperización.

Si ocurriera otro derrame de petróleo de tipo Ixtoc-I, las zonas que presentarían más daño a la costa dependerán de la fecha de ocurrencia y un poco menos en la forma en que el petróleo sea advectado. En el periodo junio-agosto las zonas vulnerables (ver Figura 21) serían la 2 y 3, mientras que en octubrediciembre serían las zonas 1 y 2.

El área de influencia resaltada por el contorno del 0.1% de la masa total derramada, disminuye con el aumento del arrastre y conforme aumentamos el arrastre, el tiempo en el que ocurre el máximo de masa en el promedio del ensamble de simulaciones y el tiempo de arribo es menor.

Para junio las regiones más afectadas son la zona 2 y 3, mientas que para octubre la zona 1 y 2. Resaltando que en junio tendríamos partículas de petróleo en la costa a partir de los 30 días, mientras que para octubre se vería afectada después de los primeros 10 días. La distribución de las zonas varadas no es lineal, es decir, si bien aumentan los varamientos pero el cómo se distribuye estos varamientos en las regiones es diferentes según la región.

Por ultimo cabe destacar que con el modelo 3D hay procesos en la vertical, las partículas de petróleo que se encuentran en superficie, pueden ser arrastradas al interior del océano por el rompimiento de las olas, de ahí que la cantidad de partículas activas sean mayor en comparación con el modelo 2D que la mayoría termina varada a la costa por la acción de los vientos. Además, en junio para ambos modelos se observa cómo se varan las partículas de petróleo con un arrastre del viento del 3% en la costa de Texas.

Podemos decir que si hay cambios importantes al usar el arrastre del viento, sobre todo con el modelo 2D, aunque si se usa un arrastre menor del 3% podemos tener resultados semejantes al 3D.

Cabe mencionar que aún queda mucho trabajo por realizar como el hecho de comparar los escenarios al utilizar otro modelos de circulación (ROMS y HYCOM) e implementar el modelo 3D considerando el modelo de campo cercano o "blow-out" TAMOC (Socolofsky et al., 2015) para obtener condiciones iniciales realistas. El modelo TAMOC utiliza las condiciones iniciales del pozo y del petróleo derramado y simula directamente la explosión y sus resultados. Para observar si hay cambios notables respecto al 2D,

se recomienda agregar más miembros al ensamble, que debido a la falta de tiempo no se consideró, proponer diferentes densidades de petróleo, así como modificar la flotabilidad de las partículas de petróleo entre otros más análisis que podrían favorecer y llegar a un buen análisis más profundo.

- Adcroft, A., Hallberg, R., Dunne, J. P., Samuels, B. L., Galt, J. A., Barker, C. H., Payton, D. 2010. Simulations of underwater plumes of dissolved oil in the gulf of Mexico. Geophysical Research Letters, 37(18). doi:10.1029/2010GL044689
- Atwood, D.K., Burton, F. J., Corredor, J. E., Harvey, G. R. 1987. Petroleum pollution in the Caribbean. Oceanus OCEAAK, 30(4), 25–32.
- Atwood, Donald K, Ferguson, R. L. 1982. An example study of the weathering of spilled petroleum in a tropical marine environment: Ixtoc-I. En bulletin of marine of science (Vol. 32).
- Beron-Vera, F. J., Olascoaga, M. J., Miron, P. 2019. Building a Maxey-Riley framework for surface ocean inertial particle dynamics. Physics of Fluids, 31(9), 096602. doi:10.1063/1.5110731
- Beyer, J., Trannum, H. C., Bakke, T., Hodson, P. V., Collier, T. K. 2016, septiembre 15. Environmental effects of the Deepwater Horizon oil spill: A review. Marine Pollution Bulletin, Vol. 110. doi:10.1016/j.marpolbul.2016.06.027
- Biscayne, A. 1980. Preliminary results from the september 1979 researcher/Pierce Ixtoc-I cruise. Proceedings of a symposium at Key Biscayne, FL, 10–11.
- Boehm, P. D., Flest, D. L. 1982. Subsurface distributions of petroleum from an offshore well blowout. The Ixtoc I blowout, bay of Campeche. Environmental Science and Technology, 16(2), 67–74. doi:10.1021/es00096a003
- Botello, A., Agraz-Hernández, C., Gold-Bouchot, G. 2005. Golfo de México: contaminación e impacto ambiental (2da ed.). doi:10.13140/RG.2.1.2567.9206
- Buist, I. 1979. An experimental study of the dispersion of oil slicks into the water column. M.A. Sc. Thesis. University of Toronto.
- Cochrane, J. D. 1968. Currents and waters of the eastern gulf of Mexico and western Caribbean, of the western tropical Atlantic Ocean, and of the eastern tropical Pacific Ocean. Dep. Oceanogr. Meteorl., Texas A&M Univ, 19–28.
- Crone, T. J., Tolstoy, M. 2010. Magnitude of the 2010 gulf of Mexico oil leak. En Science (Vol. 330). doi:10.1126/science.1195840
- Dagestad, K., Röhrs, J., Breivik, Ø., Ådlandsvik, B. 2018. OpenDrift v1. 0: a generic framework for trajectory modelling. Consultado en mayo de 2020 en: http://dspace.uib.no/handle/1956/19413
- Damien, P., Pasqueron de Fommervault, O., Sheinbaum, J., Jouanno, J., Camacho-Ibar, V. F., Duteil, O. 2018. Partitioning of the open waters of the gulf of Mexico based on the seasonal and interannual variability of chlorophyll concentration. Journal of Geophysical Research: Oceans, 123(4), 2592– 2614. doi:10.1002/2017JC013456
- De Velasco, G. G., Winant, C. D. 1996. Seasonal patterns of wind stress and wind stress curl over the gulf of Mexico. Journal of Geophysical Research C: Oceans, 101(C8), 18127–18140. doi:10.1029/96JC01442

- Dee, D. P., Balmaseda, M., Balsamo, G., Engelen, R., Simmons, A. J., Thépaut, J. N. 2014. Toward a consistent reanalysis of the climate system. Bulletin of the American Meteorological Society, 95(8), 1235–1248. doi:10.1175/BAMS-D-13-00043.1
- Dee, D. P., Uppala, S. M., Simmons, A. J., Berrisford, P., Poli, P., Kobayashi, S., Andrae, U., Balmaseda, M. A., Balsamo, G., Bauer, P., Bechtold, P., Beljaars, A. C. M., van de Berg, L., Bidlot, J., Bormann, N., Delsol, C., Dragani, R., Fuentes, M., ... Vitart, F. 2011. The ERA-Interim reanalysis: Configuration and performance of the data assimilation system. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 137(656), 553–597. doi:10.1002/qj.828
- Delvigne, G., Sweeney, C. 1988. Natural dispersion of oil. Oil and Chemical Pollution Elsevier. Consultado en mayo de 2020 en: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0269857988800030
- Diercks, A. R., Highsmith, R. C., Asper, V. L., Joung, D., Zhou, Z., Guo, L., Shiller, A. M., Joye, S. B., Teske, A. P., Guinasso, N., Wade, T. L., Lohrenz, S. E. 2010. Characterization of subsurface polycyclic aromatic hydrocarbons at the Deepwater Horizon site. Geophysical Research Letters, 37(20). doi:10.1029/2010GL045046
- Dubranna, J., Pérez-Brunius, P., López, M., Candela, J. 2011. Circulation over the continental shelf of the western and southwestern gulf of Mexico. Journal of Geophysical Research: Oceans, 116(8). doi:10.1029/2011JC007007
- Estrada-Allis, S. N., Pardo, J. S., Azevedo, J. M., Souza, C. De, Elizabeth, C., Ortiz, E., Tapia, I. M., Herrerasilveira, J. A. 2020. Dissolved inorganic nitrogen and particulate organic nitrogen budget in the Yucatán shelf: driving mechanisms through a physical – biogeochemical coupled model. Biogeosciences, 1087–1111.
- Fay, J. A. 1971. Physical process in the spread of oil on a water surface. International Oil Spill Conference Proceedings, 1971(1), 463–467. doi:10.7901/2169-3358-1971-1-463
- Fingas, M. 2011. Introduction to spill modeling. En Oil Spill Science and Technology. doi:10.1016/B978-1-85617-943-0.10008-5
- Fingas, M. 2017. Marine oil spills. Consultado en julio de 2020 en: https://www.mdpi.com/books/pdfdownload/book/361/1
- French-McCay, D. P., Horn, M., Li, Z., Jayko, K., Spaulding, M. L., Crowley, D., Mendelsohn, D. 2018. Modeling distribution, fate, and concentrations of Deepwater Horizon oil in subsurface waters of the gulf of Mexico. En Oil Spill Environmental Forensics Case Studies. doi:10.1016/B978-0-12-804434-6.00031-8
- Garmon, L. 1980. Autopsy of an oil spill. Science News, 118(17), 267. doi:10.2307/3965303
- Gómez, M. A. M., De León, D. A. S. 2004. Golfo de México, circulación y productividad. Ciencias, 074. Consultado en marzo de 2020 en: http://revistas.unam.mx/index.php/cns/article/viewFile/11963/11285
- Gough, M. K., Beron-Vera, F. J., Olascoaga, M. J., Sheinbaum, J., Jouanno, J., Duran, R. 2019. Persistent lagrangian transport patterns in the northwestern gulf of Mexico. Journal of Physical Oceanography, 49(2), 353–367. doi:10.1175/JPO-D-17-0207.1

- Hooper, C. 1982. The Ixtoc I oil spill: the federal scientific response. Consultado en julio de 2020 en: https://books.google.com/books?hl=es&Ir=&id=RzMojT\_R2OYC&oi=fnd&pg=PP5&dq=the+ixtoc+I+ oil+spill:+the+federal+scientific+response+&ots=79qh9cVuxi&sig=J9pdYHTm\_GBIkoRBqFW3up5Fn BY
- Jernelov, A., Lindén, O. 1981. Ixtoc I: a case study of the world's largest oil spill. Ambio, 10, 299–306. doi:10.2307/4312725
- Jouanno, J., Pallàs-Sanz, E., Sheinbaum, J. 2018. Variability and dynamics of the Yucatan upwelling: highresolution simulations. Journal of Geophysical Research: Oceans, 123(2), 1251–1262. doi:10.1002/2017JC013535
- Kotzakoulakis, K., George, S. C. 2018. Predicting the weathering of fuel and oil spills: A diffusion-limited evaporation model. Chemosphere, 190, 442–453. doi:10.1016/j.chemosphere.2017.09.142
- Kuiper, J., Van Den Brink, W. 1987. Fate and effects of oil in marine ecosystems. En fate and effects of oil in marine ecosystems. doi:10.1007/978-94-009-3573-0
- Leben, R. R. 2005. Altimeter-derived loop current metrics. En cires.colorado.edu. Consultado en marzo de 2020 en: http://cires.colorado.edu/sites/default/files/research\_group\_files/ralph/nov-11-CH14\_Leben.pdf
- Lee, K., Boufadel, M., Chen, B., Foght, J., Hodson, P., Swanson, S., Venosa, A. 2015. Expert panel report on the behaviour and environmental impacts of crude oil released into aqueous environments. Royal Society of Canada, Ottawa.
- Lehr, W., Jones, R., Evans, M., Simecek-Beatty, D., Overstreet, R. 2002. Revisions of the ADIOS oil spill model. Environmental Modelling and Software, 17(2), 189–197. doi:10.1016/s1364-8152(01)00064-0
- Mackay, D, Buist, I., Mascarenhas, R., Paterson, S. 1979. Oil spill processes and models, report to research and development division, environment emergency branch, environmental impact control directorate. Environmental Protection, Environment Canada, Ottawa.
- Mackay, D, Paterson, S., Trudel, K. 1980. A mathematical model of oil spill behaviour. Environmental Impact Control Directorate, Environment Canada, 39.
- Mackay, Donald, Matsugu, R. S. 1973. Evaporation rates of liquid hydrocarbon spills on land and water. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 51(4), 434–439. doi:10.1002/cjce.5450510407
- Madec, G., Bourdallé-Badie, R., Bouttier, P., Bricaud, C. 2016. NEMO ocean engine Gurvan Madec, and the NEMO team. Consultado en julio de 2020 en: https://www.earth-prints.org/handle/2122/13309
- Morey, S., Zavala-Hidalgo, J., O'Brien, J. J. 2005. The seasonal variability of continental shelf circulation in the northern and western Gulf of Mexico from a high-resolution numerical model. Washington DC American Geophysical Union Geophysical Monograph Series, 161, 203–218. Consultado en marzo de 2020 en: http://adsabs.harvard.edu/abs/2005GMS...161..203M
- Navarro, M. 2016. Origen de las perturbaciones y caracterización de la variabilidad de mesoescala de la Corriente de Lazo en el Golfo de México. Tesis de Doctorado. Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada.

- Nelson, J. R., Grubesic, T. H. 2018. Oil spill modeling: Risk, spatial vulnerability, and impact assessment. Progress in Physical Geography: Earth and Environment, 42(1), 112–127. doi:10.1177/0309133317744737
- Olascoaga, M. J., Beron-Vera, F. J., Miron, P., Triñanes, J., Putman, N. F., Lumpkin, R., Goni, G. J. 2020. Observation and quantification of inertial effects on the drift of floating objects at the ocean surface. Physics of Fluids, 32(2). doi:10.1063/1.5139045
- Pérez-Brunius, P., Sheinbaum, J., Camacho-Ibar, V. F., Pasqueron De Fommervault, O., Damien, P. 2017. Temporal variability of chlorophyll distribution in the gulf of Mexico: bio-optical data from profiling floats. Biogeosciences, 14, 5647–5662. doi:10.5194/bg-14-5647-2017
- Reed, M., Johansen, O., Johan Brandvik, P., Daling, P., Lewis, A., Fiocco, R., Mackay, D., Prentki, R. 1999. Oil spill modeling towards the close of the 20th century: overview of the state of the art. En Elsevier. Consultado en mayo de 2020 en: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1353256198000292
- Riazi, M. R., Roomi, Y. A. 2008. A model to predict rate of dissolution of toxic compounds into seawater from an oil spill. International Journal of Toxicology, 27(5), 379–386. doi:10.1080/10915810802503578
- Röhrs, J., Dagestad, K. F., Asbjørnsen, H., Nordam, T., Skancke, J., Jones, C. E., Brekke, C. 2018. The effect of vertical mixing on the horizontal drift of oil spills. Ocean Science, 14(6), 1581–1601. doi:10.5194/os-14-1581-2018
- Saha, S., Moorthi, S., Pan, H. L., Wu, X., Wang, J., Nadiga, S., Tripp, P., Kistler, R., Woollen, J., Behringer, D.,
  Liu, H., Stokes, D., Grumbine, R., Gayno, G., Wang, J., Hou, Y. T., Chuang, H. Y., Juang, H. M. H., ...
  Goldberg, M. 2010. The NCEP climate forecast system reanalysis. Bulletin of the American
  Meteorological Society, 91(8), 1015–1057. doi:10.1175/2010BAMS3001.1
- Sansón, L. Z., Graef, F., Pavía, E. G. 1998. Collision of anticyclonic, lens-like eddies with a meridional western boundary. Journal of Geophysical Research: Oceans, 103(C11), 24881–24890. doi:10.1029/98JC02547
- Sansón, L. Z., Heijst, G. J. F. van, Sansón, L. Z., Heijst, G. J. F. van. 2000. Interaction of barotropic vortices with coastal topography: Laboratory experiments and numerical simulations. Consultado en febrero de 2020 en: http://dx.doi.org/10.1175/1520-0485(2000)030<2141:IOBVWC>2.0.CO;2. doi:10.1175/1520-0485(2000)030<2141:IOBVWC>2.0.CO;2
- Sansón, L. Z., Pérez-Brunius, P., Sheinbaum, J. 2017. Point source dispersion of surface drifters in the southern gulf of Mexico. Environmental Research Letters, 12(2), 024006. doi:10.1088/1748-9326/aa537c
- Schwartzberg, H. G. 1971. The movement of oil spills. International Oil Spill Conference Proceedings, 1971(1), 489–494. doi:10.7901/2169-3358-1971-1-489
- Sheinbaum, J., Candela, J., Badan, A., Ochoa, J. 2002. Flow structure and transport in the Yucatan channel. Geophysical Research Letters, 29(3), 10-1-10–14. doi:10.1029/2001GL013990
- Socolofsky, S. A., Dissanayake, A. L., Jun, I., Gros, J., Samuel Arey, J., Reddy, C. M. 2015. Texas A&M oilspill calculator (TAMOC): Modeling suite for subsea spills. En Proceedings of the Thirty-Eighth AMOP

Technical Seminar. Consultado en julio de 2020 en: http://github.com/socolofs/tamoc.

- Stolzenbach, K., Madsen, O., Adams, E., Pollack, A. 1977. A review and evaluation of basic techniques for predicting the behavior of surface oil slicks. Consultado en junio de 2020 en: https://repository.library.noaa.gov/view/noaa/9623/noaa\_9623\_DS1.pdf
- Sturge, W., Blaha, J. P. 1976. A western boundary current in the gulf of Mexico. Science, 192(4237), 367– 369. doi:10.1126/science.192.4237.367
- Sturges, W., Lugo-Fernandez, A., Shargel, M. D. 2005. Introduction to circulation in the gulf of Mexico. Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models, 161, 1–10. doi:10.1029/161GM02
- Sun, S., Hu, C., Tunnell, J. W. 2015. Surface oil footprint and trajectory of the lxtoc-I oil spill determined from Landsat/MSS and CZCS observations. Marine Pollution Bulletin, 101(2), 632–641. doi:10.1016/j.marpolbul.2015.10.036
- Verduzco, A. 2016. El caso del Ixtoc-I en derecho internacional. Consultado en marzo de 2020 en: http://biblioteca.cejamericas.org/handle/2015/1849
- Vukovich, F. M., Waddell, E., Vukovich, F. M., Waddell, E. 1991. Interaction of a warm ring with the western slope in the gulf of Mexico. Consultado en mayo de 2020 en: http://dx.doi.org/10.1175/1520-0485(1991)021<1062:IOAWRW>2.0.CO;2. 0485(1991)021<1062:IOAWRW>2.0.CO;2
- Yetilmezsoy, K., Fingas, M., Fieldhouse, B. 2011. An adaptive neuro-fuzzy approach for modeling of waterin-oil emulsion formation. Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 389(1– 3), 50–62. doi:10.1016/j.colsurfa.2011.08.051
- Zapata Sánchez, C., Calle, E., Parra, L. 2002. Simulación del comportamiento fisicoquímico de derrames de hidrocarburos en ríos. Avances en recursos hidráulicos, 7–18.
- Zavala-Hidalgo, J., Morey, S. L., O'Brien, J. J. 2003. Seasonal circulation on the western shelf of the gulf of Mexico using a high-resolution numerical model. Journal of Geophysical Research C: Oceans, 108(12), 19–1. doi:10.1029/2003jc001879
- Zodiatis, G., Lardner, R., Alves, T. M., Krestenitis, Y., Perivoliotis, L., Sofianos, S., Spanoudaki, K. 2017. Oil spill forecasting (prediction). Journal of Marine Research, 75(6), 923–953. Consultado en marzo de 2020 en:

https://www.ingentaconnect.com/contentone/jmr/jmr/2017/00000075/00000006/art00008

## Anexos

Anexo A



Figura 38. Escenarios individuales para el periodo de junio-agosto obtenidos con el modelo Opendrift para los años de simulación 2007-2011. Cada columna representa un producto utilizado para arrastrar las partículas de petróleo.



Figura 39. Escenarios individuales para el periodo de octubre-diciembre obtenidos con el modelo Opendrift para los años de simulación 2007-2010. Cada columna representa un producto utilizado para arrastrar las partículas de petróleo.



Figura 40. Evolución de la masa evaporada para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes reanálisis en el periodo de junio-agosto, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%.



#### octubre-diciembre

Figura 41. Evolución de la masa evaporada para los 60 días, en las diferentes zonas del golfo modificando el arrastre del viento, para los diferentes re-análisis en el periodo de octubre-diciembre, donde cada línea de color representa un factor de arrastre del viento que van de 1% a 6%.