



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
POSGRADO EN CIENCIAS DEL MAR Y LIMNOLOGÍA
INSTITUTO DE CIENCIAS DEL MAR Y LIMNOLOGÍA

SIMULACIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA DISPERSIÓN DE PETRÓLEO EN EL GOLFO DE MÉXICO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTOR EN CIENCIAS
(OCEANOGRAFÍA FÍSICA)

PRESENTA:
M. en C. VÍCTOR KEVIN CONTRERAS TEREZA

DIRECTOR DE TESIS:
Dr. DAVID ALBERTO SALAS DE LEÓN,
INSTITUTO DE CIENCIAS DEL MAR Y LIMNOLOGÍA, UNAM

COMITÉ TUTOR:
Dr. JAVIER ALDECO RAMÍREZ
Departamento el Hombre y su Ambiente, Universidad Autónoma Metropolitana
Dr. JOSÉ NOEL CARBAJAL PÉREZ
Departamento de Geociencias, Instituto Potosino de Ciencia y Tecnología, CONACYT
Dr. ALFONSO VÁZQUEZ BOTELLO
Departamento Procesos Oceánicos, Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, UNAM
Dr. ARMSTRONG ALTRIN SAM JOHN SELVAMONY
Departamento Procesos Oceánicos, Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, UNAM

Ciudad Universitaria, CD. MX., abril de 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



SIMULACIÓN TRIDIMENSIONAL DE LA DISPERSIÓN DE PETRÓLEO EN EL GOLFO DE MÉXICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE:
**DOCTOR EN CIENCIAS
(OCEANOGRAFÍA FÍSICA)**

PRESENTA:
M. en C. VÍCTOR KEVIN CONTRERAS TEREZA

DIRECTOR DE TESIS:
Dr. DAVID ALBERTO SALAS DE LEÓN,
INSTITUTO DE CIENCIAS DEL MAR Y LIMNOLOGÍA, UNAM

COMITÉ TUTOR:
Dr. JAVIER ALDECO RAMÍREZ
Departamento el Hombre y su Ambiente, Universidad Autónoma Metropolitana
Dr. JOSÉ NOEL CARBAJAL PÉREZ
Departamento de Geociencias, Instituto Potosino de Ciencia y Tecnología,
CONACYT
Dr. ALFONSO VÁZQUEZ BOTELLO
Departamento Procesos Oceánicos, Instituto de Ciencias del Mar y Limnología,
UNAM
Dr. ARMSTRONG ALTRIN SAM JOHN SELVAMONY
Departamento Procesos Oceánicos, Instituto de Ciencias del Mar y Limnología,
UNAM

Ciudad Universitaria, CD. MX., abril de 2021

AGRADECIMIENTOS INSTITUCIONALES

Al Posgrado en Ciencias del Mar y Limnología de la UNAM , por la oportunidad y el apoyo para continuar mi formación académica.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por abrir sus puertas del conocimiento para mi.

Al Instituto de Ciencias del Mar y Limnología por las facilidades otorgadas para desarrollar mi trabajo de tesis.

Al Consejo Nacional de Ciencias y Tecnología (CONACYT-México) por la beca otorgada para realizar estudios de doctorado CVU: 632935.

A mi director de tesis, Dr. David Alberto Salas de León por su constante asesoría y paciencia que me permitió llevar a buen fin esta investigación.

A los integrantes del comité asesor y jurado: Dr. Javier Aldeco Ramírez, Dr. José Noel Carbajal Pérez, Dr. Alfonso Vázquez Botello y Dr. Armstrong Altrin Sam John Selvamony; por sus valiosos comentarios que enriquecieron esta investigación.

A los proyectos Institucionales (N° 144 y 145) del ICML; “Modelación numérica de la interacción océano-atmósfera en el Golfo de México” e “Hidrodinámica del Golfo de México”.

A Supercómputo UNAM (LANCAD-UNAM-DGTIC-346, “Modelación numérica tridimensional baroclínica del golfo de México, golfo de california y mar caribe; y modelos de transporte”), por los recursos otorgados en la supercomputadora Miztli.

A todo el personal del Posgrado en Ciencias del Mar y Limnología por su gran apoyo.

DEDICATORIA

Para ti Valentina; que has sido lo que le ha dado sentido a mi vida.

Para ti Rosalinda, porque mi mundo sigue amueblado por tus ojos.

Para mi familia, Telma, Víctor Rogelio, Gissell y Sofía; por acompañarme en esta Odisea llamada UNAM que comenzó en la calle Ares, siguió en la Tierra de Prometeo, se prolongó en la Isla de Eolia y terminó con un viaje a través del Mar de Poseidón.

Para mis abuelos Justina, Cleto, Alberto y Aida; que con sus manos llenas de tierra sembraron y cosecharon las bases de mi futuro.

Para la Dra. María Adela y el Dr. David Alberto, por enseñarme a ser un oceanógrafo físico y un mejor ser humano.

Índice General

Contenido de Figuras.....	7
Contenido de Tablas	9
RESUMEN.....	10
ABSTRACT	11
INTRODUCCIÓN.....	12
1.1. Génesis y clasificación del petróleo.....	15
1.2. Los derrames de petróleo a lo largo de la historia	17
1.2.1. El derrame del Ixtoc I.....	18
1.2.2. El derrame del Deepwater Horizon	20
1.3 Procesos de dispersión y degradación presentes en un derrame de petróleo.....	23
HIPÓTESIS	27
OBJETIVOS.....	28
Objetivo general.....	28
Objetivos particulares	28
ÁREA DE ESTUDIO.....	29
2.1 Condiciones hidrodinámicas del Golfo de México.....	30
2.2 Condiciones atmosféricas del Golfo de México	33
2.3 Descargas de ríos y precipitación- evaporación en el Golfo de México.....	35
2.4 Condiciones biológicas en el Golfo de México	36
2.5 Condiciones geológicas en la zona del pozo Macondo	37
2.6 Zonas de exploración y extracción de petróleo en el Golfo de México.....	38
ANTECEDENTES	40
3.1 Evolución de los modelos de derrames de petróleo.....	40
3.2 Modelos de derrames de petróleo del Deepwater Horizon.....	43
MÉTODOS Y MATERIALES.....	47
4.1 Marco Teórico.....	47
4.1.1 Descripción del Modelo.....	47

4.1.2	Descripción del módulo de petróleo.....	51
4.1.2.1	Proceso de Transporte Superficial y Subsuperficial	53
4.1.2.2	Proceso de Esparcimiento	54
4.1.2.3	Proceso de Evaporación	55
4.1.2.4	Proceso de Disolución.....	56
4.1.2.5	Proceso de Dispersión.....	57
4.1.2.6	Proceso de Emulsificación	58
4.1.2.7	Proceso de Sedimentación.....	59
4.1.2.8	Cambio en la densidad del petróleo	60
4.1.2.9	Cambio en la viscosidad del petróleo.....	61
4.2	DESARROLLO	62
4.2.1	Modelo Hidrodinámico	62
4.2.1.1	Modelo Digital de Terreno.....	62
4.2.1.2	Dominios del modelo	62
4.2.1.3	Forzamiento por mareas.....	65
4.2.1.4	Forzamientos atmosféricos.....	66
4.2.1.5	Asimilación de datos en la estructura hidrográfica	68
4.2.2	Modelo de Propagación de Oleaje.....	70
4.2.3	Modelo de Trayectoria y Degradación del Petróleo.....	72
4.2.3.1	Condición inicial del derrame de petróleo	74
	RESULTADOS	75
5.1	Trayectoria del derrame de petróleo	75
	DISCUSIÓN.....	87
	CONCLUSIONES.....	96
	REFERENCIAS	99

Contenido de Figuras

- Figura 1-1 Producción de crudo por día en los últimos años (Modificado de PEMEX, 2019).
- Figura 1.1-1 Producción de Petróleo en México por tipo y región en el año 2014 (Modificado de SENER, 2015).
- Figura 1.2-1 Producción petrolera (millones de barriles de petróleo) de 2009 y los 10 peores derrames de petróleo (Modificado de Gamache, 2010).
- Figura 1.2.1-1 Zonas afectadas durante el derrame del Ixtoc I (Modificado de IMP, 1980).
- Figura 1.2.2-1 Derrame de petróleo en la cabeza del pozo MC252 (The Washington Post, 2015).
- Figura 1.2.2-2 Mapas de trayectorias acumulativos de petróleo durante el derrame del DWH (OR&R, 2020).
- Figura 1.3-1 Procesos presentes en la degradación del petróleo (Modificado de SEEK, 2020).
- Figura 2-1 Batimetría (SRTM30PLUS, 2015) e hidrodinámica del Golfo de México.
- Figura 2.1-1 Promedio mensual del campo de corrientes marinas en la zona norte del Golfo de México (Johnson, 2008).
- Figura 2.2-1 Promedio mensual del campo de viento en la zona norte del Golfo de México (Johnson, 2008).
- Figura 2.3-1 Cuencas Hidrográficas en el Golfo de México (Mendelssohn et al., 2017).
- Figura 2.5-1 Litología del pozo Macondo (Pinkston y Flemings, 2019).
- Figura 2.6-1 Ubicación de los pozos de perforación en el Golfo de México y las zonas de exploración de aguas someras y profundas en México (CNH, 2019, 2020; DATA.GOV, 2020).
- Figura 2.6-2 Número de pozos perforados en México por año (Modificado de PEMEX, 2019).
- Figura 4.1.1-1 Esquema de los módulos Hidrodinámicos y Lagrangiano de Mohid (MOHID, 2013).
- Figura 4.2.1.2-1 Batimetría de la región. Ubicación geográfica de: los dominios utilizados, una estación mareográfica, una boya oceanográfica y una plataforma marina con datos de mediciones oceanográficas en las fechas del derrame DWH. Posiciones de los mareógrafos virtuales utilizados en el forzamiento de la marea.

- Figura 4.2.1.3-1 Comparación entre la serie de altura de marea medida en el mareógrafo #8761724 y la simulada por el modelo hidrodinámico.
- Figura 4.2.1.4-1 Comparación entre la magnitud y dirección del viento medido por la estación NDBC #42040 y la impuesta al modelo con datos del GFS.
- Figura 4.2.1.5-1 Comparación entre la magnitud y dirección de las corrientes marinas medidas en la estación NDBC #42364 y las calculadas por el modelo hidrodinámico.
- Figura 4.2.2-1 Comparación entre la altura significativa, dirección promedio y periodo promedio de ola medidas en la estación NDBC #42040 y las calculadas por el modelo de SWAN-MOHID.
- Figura 4.2.3-1 Esquema de la operación del modelo de derrame de petróleo (MOHID, 2020).
- Figura 5.1-1 Serie de tiempo de la temperatura del aire y presión atmosférica en la zona del Pozo Macondo.
- Figura 5.1-2 Campo de velocidades de viento impuesto en el dominio nivel 2.
- Figura 5.1-3 Temperatura superficial del mar y campo de velocidades de las corrientes superficiales en el dominio nivel 2.
- Figura 5.1-4 Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café).
- Figura 6-1 Trayectorias del petróleo simuladas por los modelos WFS, Global HYCOM, MOHID e imágenes de satélite (Modificado de Liu et al., 2011b).

Contenido de Tablas

Tabla 1.2.1-1 Características del petróleo virgen del Ixtoc I (IMP, 1980).

Tabla 1.2.2-1 Características del petróleo del pozo Macondo (Daling et al., 2014; Reddy et al., 2012; Valentine et al., 2010)

Tabla 3.1-1 Procesos tomados en cuenta por los modelos de petróleo (Modificado de Fernandes et al., 2013). En el eje vertical están los procesos considerados en el derrame y en el eje horizontal están los modelos que se usan para simular la dispersión y degradación de la mancha de petróleo.

Tabla 4.2.1.2-1 Información de los dominios utilizados.

Tabla 4.2.3.1-1 Condiciones iniciales del petróleo derramado en el modelo.

RESUMEN

Se modeló la primera parte del derrame de petróleo conocido como Deepwater Horizon del 20 de abril al 8 de mayo de 2010 en el norte del Golfo de México. El modelo reprodujo la hidrodinámica, el oleaje, las condiciones climáticas y el derrame de petróleo. Para el modelo hidrodinámico, el dominio de la solución numérica se implementó como dos niveles de mallas anidadas; el primer nivel barotrópico, y el segundo tridimensional baroclínico; los forzamientos del modelo fueron la marea, el viento, las condiciones atmosféricas adicionales a los vientos, el oleaje, las corrientes y las condiciones hidrográficas del océano. El oleaje se modeló forzado por el viento y se calculó para las fechas del derrame. Para el modelo de petróleo, los procesos de transporte y degradación se calcularon utilizando las condiciones oceánicas y atmosféricas calculadas a partir de los resultados de los modelos hidrodinámicos y de oleaje. La evolución del derrame de petróleo predicho por la simulación fue validada comparando los resultados del modelo con los del archivo de imágenes de ubicación de pronóstico hecho por la NOAA cada 24 h durante la duración del derrame. El modelo estimó resultados similares a los escenarios reales, lo que muestra un alto nivel de confiabilidad e idoneidad para pronosticar futuros derrames de petróleo en otras áreas marinas, en especial en el Golfo de México.

ABSTRACT

The model reproduced the first part of the oil spill known as Deepwater Horizon from April 20 to May 8th, 2010, in Mexico's northern Gulf. The model reproduced hydrodynamics, waves, weather conditions, and the oil spill. The hydrodynamic model is developed in two levels of numerical nested grids. In the first level, the solution is barotropic, and in the second, the solution is baroclinic three-dimensional. The model forcing was tide, wind, atmospheric conditions, and winds waves, currents, and hydrographic conditions of the ocean. The surface waves were modeled by the wind and calculated for the dates of the spill. For the oil model, the transport, destination, and weathering processes were computed using the oceanic and atmospheric conditions calculated from the hydrodynamic and wave models' results. The evolution of the oil spill predicted by the simulation was validated by comparing the model results with those of the forecast location image file made by NOAA every 24 h for the duration of the spill. The model estimated results like the real scenarios, showing a high level of reliability and suitability to forecast future oil spills in other marine areas, especially in the Gulf of Mexico

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas el petróleo ha constituido gran parte de la economía mundial, contribuyendo al desarrollo socioeconómico y tecnológico de la mayoría de las culturas y países. México a partir de 1975, desarrolló su tecnología de explotación petrolera en la plataforma marina del Golfo de México (Botello, 2005). En la actualidad la producción de petróleo ronda los 1.8 millones de barriles al día (Fig. 1-1) y cerca del 88% de la energía primaria que se consume en México proviene del petróleo (INEGI, 2019).

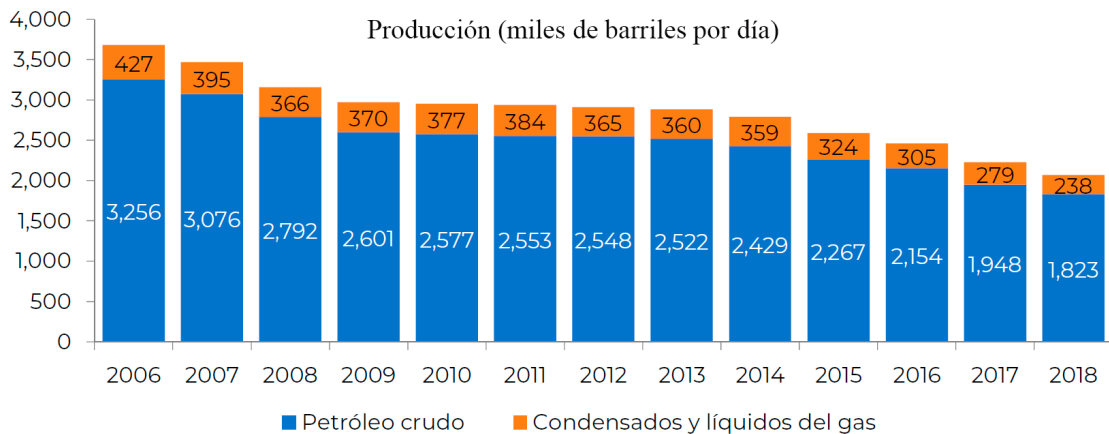


Figura 1-1 Producción de crudo por día en los últimos años (Modificado de PEMEX, 2019).

El petróleo se encuentra sectorizado en el planeta, es decir que no está en todas partes, sino que se distribuye en grandes concentraciones en pequeñas zonas, esto obliga a buscar distintos tipos de transporte desde el lugar de extracción hasta las plantas donde se refina para extraer sus derivados. Este transporte y su extracción son el principal motivo de contaminación y derrames, pues es donde se producen más accidentes (Echarri, 1998).

Un derrame de petróleo se define como la liberación accidental o intencional de petróleo al medio ambiente. Se estima que más de un millón de toneladas métricas de petróleo ingresan al medio marino anualmente debido al transporte marítimo, las fuentes industriales, las filtraciones naturales y los derrames de petróleo (Jaggi et al., 2020).

En años recientes la mayoría del petróleo de origen marino en el Golfo de México se extrae a profundidades mayores a los 1,500 m, aumentando el riesgo de posibles accidentes debido a que a estas profundidades se tienen altas presiones hidrostáticas (1 MPa por cada 100 m), bajas temperaturas en el agua de mar (~ 4 °C), una oscuridad total y una gran distancia entre la superficie y el punto de perforación (Murawski et al., 2020).

Un derrame de petróleo tiene los siguientes efectos (Celis, 2009):

- El petróleo forma con el agua una capa impermeable que obstaculiza el paso de la luz solar que utiliza el fitoplancton para realizar el proceso de la fotosíntesis e interfiere en el intercambio gaseoso.
- Los componentes del petróleo con alta viscosidad cubren la piel y las branquias de los animales acuáticos provocándoles una muerte por asfixia.
- Los componentes más ligeros (volátiles) del petróleo matan inmediatamente a varios tipos de organismos acuáticos, especialmente a los que se encuentran en una etapa larvaria.
- Los componentes pesados del petróleo se hunden hasta el fondo del mar y pueden matar organismos que habitan en la zona bentónica, como son los cangrejos, ostras, mejillones y almejas; que son asfixiados por esta capa de crudo que cae desde la superficie. Además, los que quedan vivos no son adecuados para el consumo humano.
- La fracción del petróleo que permanece en el agua superficial, forma burbujas de alquitrán o musgo flotante, que cubren las plumas de las aves, especialmente de las que se zambullen, y la piel de mamíferos marinos como las focas y nutrias de mar. Esta capa de petróleo destruye el aislamiento térmico natural de los animales y también afecta su capacidad para flotar, por lo cual mueren de frío o se hunden y ahogan.

- Las plantas que crecen en la arena o marismas se ven afectadas por los derrames, ya que el follaje se quema al contacto con el crudo e incluso mueren.
- La arena de las playas se ve afectada físicamente, ya que el petróleo al depositarse en las arenas mata a una gran cantidad de especies de invertebrados y vertebrados que viven en ella.
- Algunos componentes químicos del petróleo interfieren con las feromonas que los animales marinos secretan para llevar a cabo procesos vitales y de comunicación.
- La contaminación de las playas por petróleo causa serios problemas económicos a los habitantes de las costas porque pierden ingresos por la actividad pesquera y la turística.

Las consecuencias de un derrame de petróleo dependen de varios factores como son la cantidad y el tipo de petróleo derramado; así como, la forma en que este interactúe con el medio ambiente. Las condiciones climáticas y la época del año en que este ocurra influyen en la evolución de las características físicas del petróleo y su comportamiento. Otros factores clave son las características biológicas y ecológicas del área; la importancia ecológica de las especies clave y su sensibilidad a la contaminación por hidrocarburos (ITOPF, 2020a). Las playas contaminadas por petróleo requieren de al menos un año para su recuperación, cuando tienen corrientes intensas y oleaje de mucha energía, pero las playas que no tienen estas características tardan varios años en recuperarse.

1.1. Génesis y clasificación del petróleo

El petróleo se origina a partir de la sedimentación de materia orgánica sepultada durante millones de años sometida a una elevada presión y alta temperatura dentro de la superficie terrestre.

Las propiedades físicas y químicas del petróleo en un yacimiento dependen de las condiciones del depósito o reservorio (temperatura y presión), la fuente de las facies (origen del material orgánico sedimentado), la edad (evolución de los organismos), el ambiente de sedimentación (óxico o anóxico), la madurez de la roca fuente (kerógeno) al momento de expulsión. Estos aspectos geoquímicos definen las principales características físicas de un petróleo en el depósito, incluida su densidad y viscosidad (Oldenburg et al., 2020). El petróleo tiene una composición elemental típica entre 83-87% de carbono, 10-14% de hidrógeno, 0.1-2% de nitrógeno, 0.05-6% de azufre, 0.05-1.5% de oxígeno y menos del 1% de otros elementos traza (Botello, 2005; Speight, 2011).

La industria petrolera tradicionalmente clasificaba el petróleo en una de las cuatro categorías etiquetadas como SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos). Sin embargo, en años recientes la industria clasifica el petróleo de acuerdo a propiedades como la densidad y viscosidad del petróleo, que no dependen de los hidrocarburos individuales que lo componen (Lehr y Socolofsky, 2020).

El Instituto Americano del Petróleo creó el término gravedad API (°API) para clasificar las principales cualidades del petróleo y sus productos.

$$API = \left[\frac{141.5}{sg} \right] - 131.5 \quad \dots(1.1-1)$$

Donde sg es la gravedad específica en las condiciones del reservorio (1 bar, 16 °C)

Con base en este índice, el petróleo puede clasificarse como súper ligero (>39°API), ligero (entre 39° y 31.1°API), mediano (entre 31.1° y 22.3°API), pesado (entre 22.3° y 10°API) y muy pesado (<10°API). El petróleo con una alta cantidad de gases disueltos es menos denso; por lo tanto, poseen un alto valor de gravedad API., mientras que los más densos poseen una baja cantidad de gases disueltos y son caracterizados por un bajo nivel de gravedad API (Chinenyeze, 2015).

En México existen tres tipos de petróleo (Fig. 1.1-1) (SENER, 2015).

- El petróleo Maya (petróleo pesado) que tiene una gravedad API de 22° y representa aproximadamente el 60% de la producción total.
- El petróleo del Istmo (petróleo ligero) que tiene una gravedad API de 33.6° y representa aproximadamente el 30% de la producción.
- El petróleo Olmeca (petróleo súper ligero) que tiene una gravedad API de 39.3° y representa aproximadamente el 10% de la producción total.

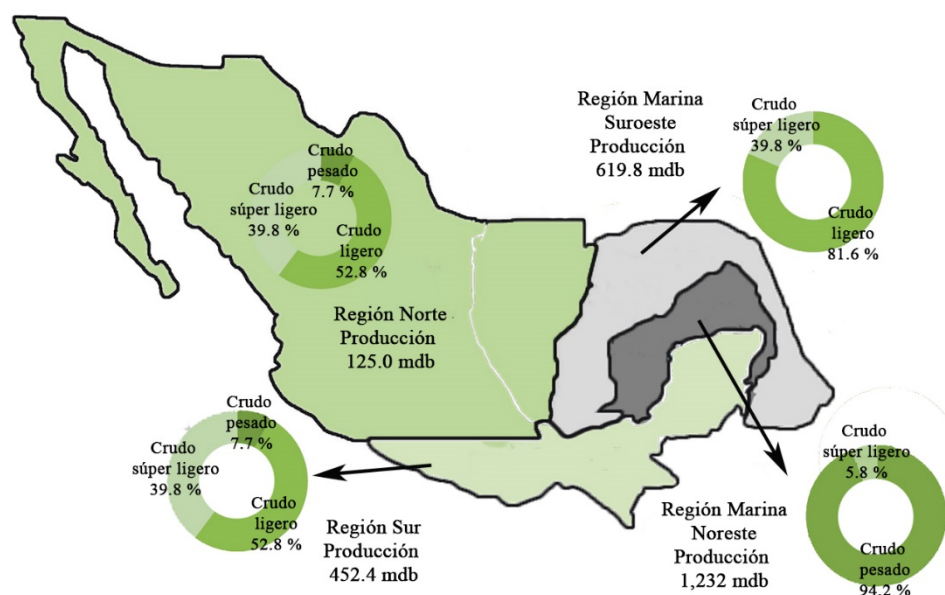


Figura 1.1-1 Producción de Petróleo en México por tipo y región en el año 2014 (Modificado de SENER, 2015).

1.2. Los derrames de petróleo a lo largo de la historia

Durante la perforación, extracción y transporte del petróleo, pueden ocurrir accidentes debido a fallas en los equipos, errores humanos o condiciones meteorológicas extremas, produciendo derrames de petróleo hacia el medio ambiente marino. A lo largo de la historia, los derrames de petróleo han liberado millones de litros de petróleo y han ocasionado contaminación en las costas, afectaciones en las pesquerías, fauna marina lesionada o muerta y pérdidas de ingresos por turismo en casi todas las regiones oceánicas del mundo. De los 10 derrames más voluminosos a nivel mundial de plataforma petrolera marinas, (Fig. 1.2-1), los dos más voluminosos han ocurrido en el Golfo de México: el Ixtoc I en 1979 y el Deepwater Horizon (DWH) en 2010.

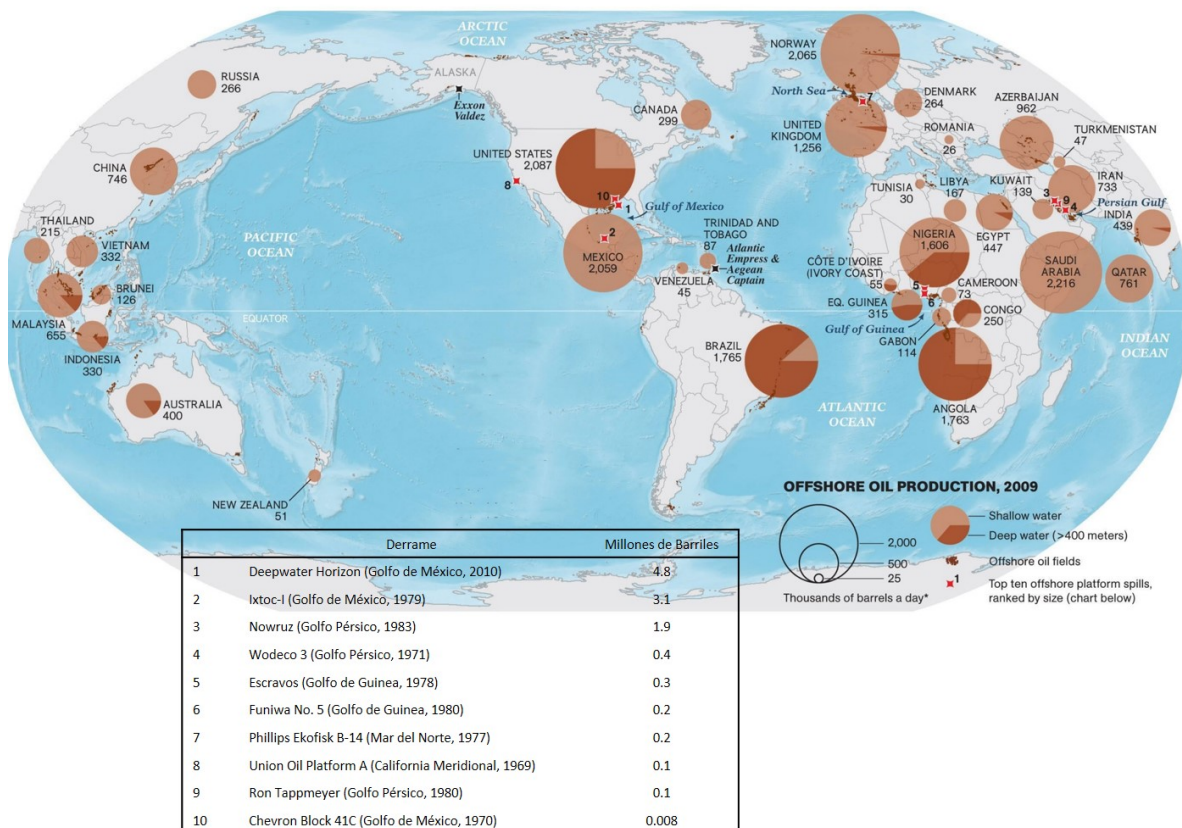


Figura 1.2-1 Producción petrolera (millones de barriles de petróleo) de 2009 y los 10 peores derrames de petróleo (Modificado de Gamache, 2010).

1.2.1. El derrame del Ixtoc I

El Pozo Ixtoc I (19.3580° N, 92.3266° W), se ubicaba aproximadamente a 50 m de profundidad en el suroeste del Golfo de México en la Sonda de Campeche. Su perforación inició el 1 de diciembre de 1978 y el 3 de junio de 1979 comenzó a derramar petróleo y gas, este derrame se prolongó por casi 10 meses (281 días). El 9 de marzo de 1980, se logró extinguir la flama que era la última evidencia del descontrol del Pozo Ixtoc I (IMP, 1980).

Petróleos Mexicanos estimó que, durante el período antes señalado, del Pozo Ixtoc I fluyeron 3.1 millones de barriles de petróleo. Descontados los hidrocarburos quemados y evaporados 1,802,000 barriles de petróleo (58%), los recuperados en la superficie del mar 105,000 barriles de petróleo (3%) y los recuperados por el dispositivo Sombrero 170,000 barriles de petróleo (6%); se estima que quedó a la deriva un volumen total de 1,023,000 barriles de petróleo (33%). El período de máximo derrame ocurrió durante los meses de junio y julio de 1979 con aproximadamente 30 mil barriles de petróleo por día; de agosto a finales de noviembre el flujo disminuyó a 10 mil barriles de petróleo por día y de noviembre al 23 de marzo de 1980 el derrame fue mínimo con un promedio diario de 1,610 barriles de petróleo (IMP, 1980). El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), realizó la caracterización del petróleo virgen que emanaba del Pozo Ixtoc I para conocer las características físicas y químicas del petróleo y su cromatograma típico, también conocido como huella espectral (Tabla 1.2.1-1).

Tabla 1.2.1-1 Características del petróleo virgen del Ixtoc I (IMP, 1980).

Propiedades Físicas		Propiedades Químicas	
Peso específico a 20°/4°C	0.8791	Carbono, % peso	86.2
Gravedad API	28.9 °	Hidrógeno, % peso	10.9
Viscosidad Segundos Saybolt Universal a 15.6°C	129	Azufre, % peso	1.7
Punto de fluidez	-12 °C	Nitrógeno, ppm (peso)	1,222
Poder Calorífico Bruto BTU/lb	16,179	Oxígeno, % peso	0.1
Cenizas, % peso	0.1	Níquel, ppm (peso)	8
Temperatura Inicial de Ebullición	46.0 °C	Vanadio, ppm (peso)	44

El petróleo del Pozo Ixtoc I que quedó a la deriva correspondía a una mezcla libre de las fracciones ligeras de hidrocarburos, debido a que pasó primero por un contacto turbulento con agua de mar y después sufrió un calentamiento y exposición al fuego. Parte del petróleo que quedó expuesto en la superficie del mar, se dispersó en forma artificial mediante el uso de sustancias químicas biodegradables finamente atomizadas desde aviones y barcos. Otra proporción mayor del petróleo se dispersó por las acciones de la propia naturaleza tales como el efecto de los vientos y del oleaje (IMP, 1980). Se estimaron los porcentajes de los diversos mecanismos de transformación sufridos por el petróleo, identificando a la evaporación hacia la atmósfera adyacente y al hundimiento hacia el fondo oceánico como los principales con 48% y 24% respectivamente. Aunque en menor magnitud existieron depósitos en playas mexicanas (6%) y de los Estados Unidos de América (2%); así como, una cantidad que fue biodegradada (12%), quemada *in situ* (3%) y removida mecánicamente (5%) (Ponce Vélez y Botello, 2005).

El petróleo que no se dispersó, se desplazó sobre la superficie del mar siguiendo la dirección del viento y de las corrientes marinas superficiales las cuales tuvieron como direcciones dominantes al oeste y al oeste-suroeste, a partir del Pozo Ixtoc, formando bandas y listones de longitudes y anchos variables (Fig. 1.2.1-1).

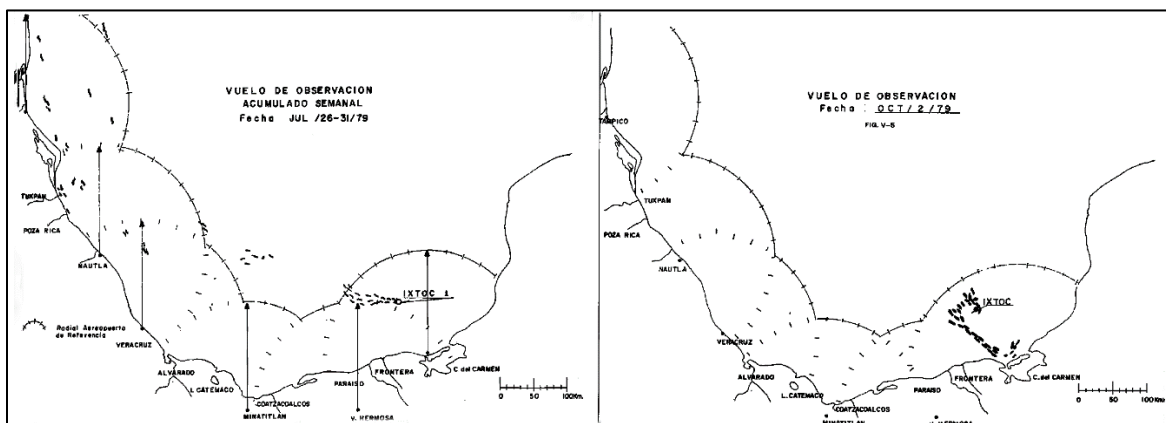


Figura 1.2.1-1 Zonas afectadas durante el derrame del Ixtoc I (Modificado de IMP, 1980).

1.2.2. El derrame del Deepwater Horizon

El 20 de abril de 2010, ocurrió una explosión durante la perforación del pozo Macondo a 1,500 m de profundidad, el accidente también es conocido como DWH o BP, localizado a los 28.738140° N, 88.365945° W, en el Bloque del Cañón del Mississippi 252 “MC252”, a 103 km del Puerto Southwest Pass en la costa de Luisiana (ERMA, 2020). Durante un período de 87 días, hasta que el pozo se cerró el 15 de julio de 2010, se liberaron grandes volúmenes de gas natural y petróleo en las aguas del Golfo de México. La descarga total se estimó en 780,000 m³ (Dietrich et al., 2014) que equivale a 4.9 millones de barriles de petróleo (Atlas y Hazen, 2011). El accidente del DWH costó aproximadamente \$ 60 mil millones de dólares entre acciones de limpieza, multas, sanciones, y pagos de compensación (Bomey, 2016).

Para disminuir el impacto ecológico a nivel superficial y evitar la contaminación de las costas, se inyectaron 7.9 millones de litros de dispersante químico Corexit 9527 y 9500A (Brooks et al., 2015; Kujawinski et al., 2011), en el flujo de salida del petróleo a 1,500 m de profundidad y además se aplicó por vía aérea a las manchas en la superficie del mar (Murray et al., 2020), su uso y consecuencias son tema de discusión aún hoy en día. Los dispersantes químicos reducen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, estabilizan las gotas pequeñas que se forman y estimulan la disolución de los compuestos del petróleo más hidrófilos y tóxicos (Brooks et al., 2015). Después de la aplicación de dispersantes químicos, se observó la formación de material floculante y el hundimiento de la nieve marina (desechos biológicos), como una respuesta de estrés biológico a los dispersantes y al petróleo (Passow et al., 2012; Van Eenennaam et al., 2016; Vonk et al., 2015).

La dispersión química generada en la cabeza del pozo Macondo, combinada con la dispersión física provocada por el choque térmico del gas y el petróleo que salían con una alta temperatura y se encontraban con el agua de mar a una temperatura cercana a los 4 °C, sumado al cambio de presión de 24.1 MPa dentro del reservorio a 15.4 MPa de presión hidrostática ambiental (Lehr et al., 2010), dio como resultado la formación de gotas de petróleo de diferentes tamaños. Las gotas más grandes de petróleo subieron a la superficie, mientras que las gotas más finas permanecieron suspendidas dentro de la columna de agua (Camilli et al., 2010). En la columna de agua, los componentes solubles del petróleo se

disolvieron y fueron degradados por las poblaciones microbianas (Atlas y Hazen, 2011; Hazen et al., 2010). Mientras que en la superficie del océano, el petróleo fue sometido a los procesos de evaporación y biodegradación de componentes susceptibles (Murray et al., 2020).

De los 4.9 millones de barriles de petróleo derramados, se estima que el 25% del petróleo se evaporó, el 17% se recuperó mediante sifón en los barcos, y aproximadamente el 10% del petróleo también fue removido por equipos de limpieza utilizando métodos que incluyen mangueras de succión, barcos desnatadores y quemas controladas. El 16% y el 8% del petróleo se dispersó natural y químicamente en la columna de agua, respectivamente (Lubchenco et al., 2010). También se estima que ese 26%, posteriormente se transformó en material floculante o nieve marina, ocupando un área que oscila entre 1,030 y 35,425 km² del fondo marino al norte del Golfo de México (Schwing et al., 2020).

Reddy et al. (2012) tomaron muestras del petróleo que salía a 1,500 m de profundidad directamente del pozo Macondo durante el derrame (Fig.1.2.2-1) obteniendo las principales características físicas del petróleo (Tabla 1.2.2-1).

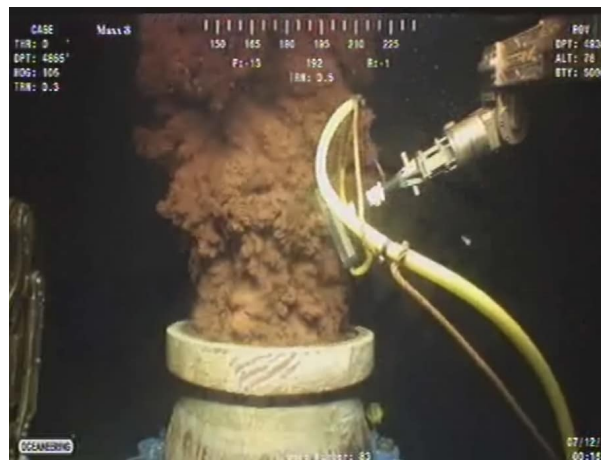


Figura 1.2.2-1 Derrame de petróleo en la cabeza del pozo MC252 (The Washington Post, 2015).

Tabla 1.2.2-1 Características del petróleo del pozo Macondo (Daling et al., 2014; Reddy et al., 2012; Valentine et al., 2010)

Propiedad	Valor	Referencia
Fracción gaseosa	Metano (87.5%), etano (8%), propano (5%) Metano (82.5%), etano (8%), propano (5%)	(Valentine et al., 2010) (Reddy et al., 2012)
Gravedad API	40 ° (petróleo ligero)	(Reddy et al., 2012)
Densidad	820 g L ⁻¹ 833 kg m ⁻³	(Reddy et al., 2012) (Daling et al., 2014)
Punto de fluidez	-27 °C	(Daling et al., 2014)
Tensión interfacial	20 mN m ⁻¹	(Daling et al., 2014)
Viscosidad Inicial 32 °C	3.9 cP	(Daling et al., 2014)

Durante el derrame de petróleo del DWH, la Oficina de Respuesta y Restauración (OR&R, 2020) de la NOAA fue la encargada de coordinar los trabajos de contención del derrame; así como, de crear los Mapas Acumulativos de las Trayectorias del Petróleo con ayuda de imágenes de satélites y sobrevuelos aéreos (Liu et al., 2011). Estos mapas mostraban la ubicación diaria de la superficie del petróleo derramado; así como, un pronóstico para los siguientes días (Fig. 1.2.2-2).

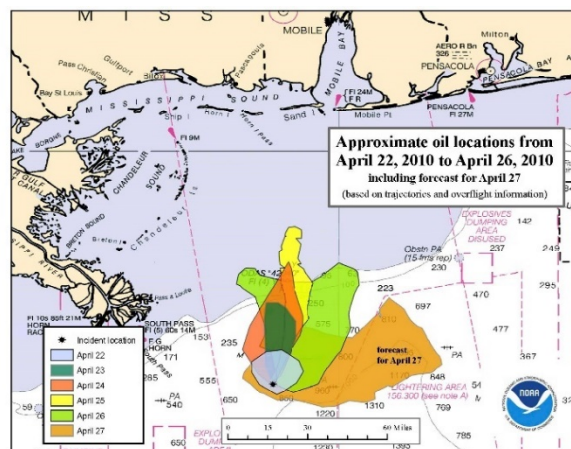


Figura 1.2.2-2 Mapas de trayectorias acumulativas de petróleo durante el derrame del DWH (OR&R, 2020).

1.3 Procesos de dispersión y degradación presentes en un derrame de petróleo

La predicción de la posible trayectoria de un derrame de petróleo en el océano considera aspectos tanto físicos como químicos, ya que el petróleo no sólo sufre un efecto de advección y dispersión, sino que además sufre una degradación de sus componentes conforme se dispersa e interacciona con las condiciones oceánicas y atmosféricas (Neves et al., 2008). Los principales procesos de dispersión y degradación del petróleo son esparcimiento, evaporación, disolución, dispersión, emulsificación, oxidación-reducción, sedimentación y biodegradación; los cuales toman relevancia a diferentes escalas de tiempo durante el derrame (Fig. 1.3-1).

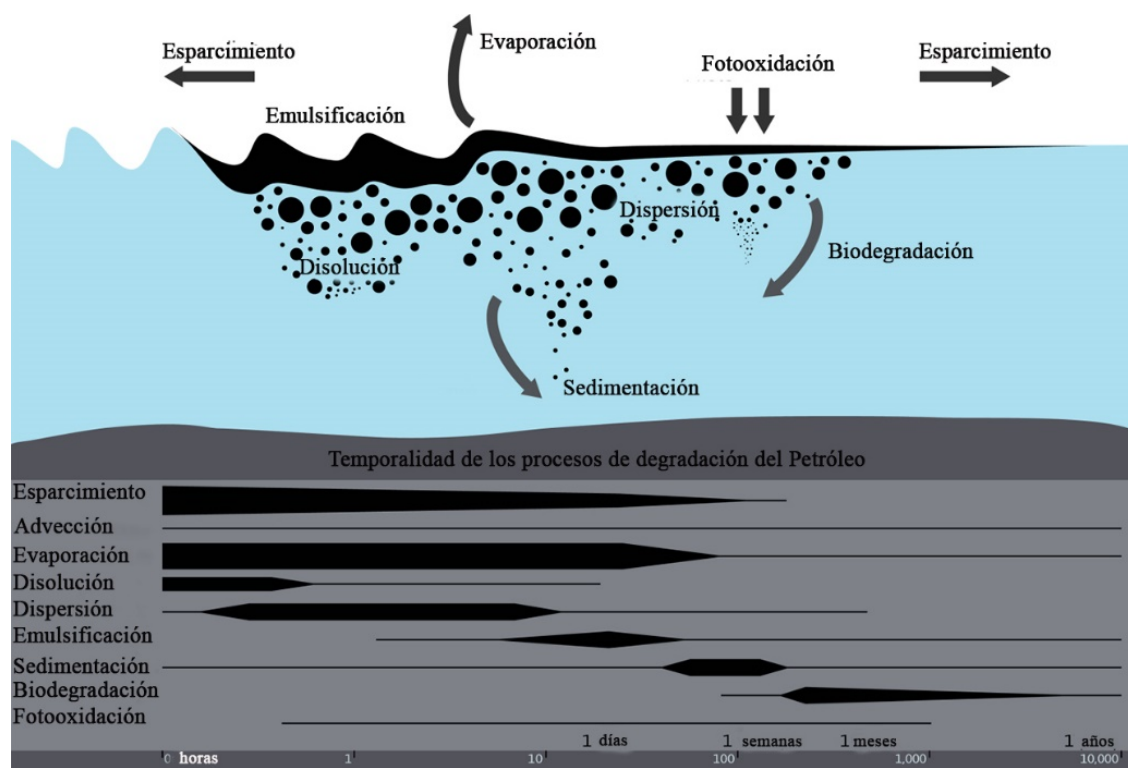


Figura 1.3-1 Procesos presentes en la degradación del petróleo (Modificado de SEEK, 2020).

Esparcimiento

En las primeras horas de un derrame de petróleo, el esparcimiento es uno de los procesos dominantes. Este proceso se describe como una expansión de la mancha de petróleo en la horizontal, donde el petróleo tiende a fluir sobre sí mismo. La interacción de la fuerza gravitacional y la tensión superficial está influenciada por las condiciones atmosféricas y las condiciones del mar; así como, por otros procesos como la evaporación y la disolución, dependiendo del tipo de petróleo derramado (Rodrigues y Maiorino, 2016).

De acuerdo con Fay (1969), inmediatamente después del derrame de petróleo, ocurre un esparcimiento horizontal debido a la fuerza gravitacional, llamada fase gravitacional-inercial.

Poco tiempo después, esta fuerza es balanceada por la viscosidad entre la superficie del petróleo y el agua, este proceso determina una nueva fase del derrame de petróleo llamada fase gravitacional-viscosa.

Cuando el espesor de la mancha se vuelve muy pequeño, la interacción de la fuerza gravitacional se vuelve despreciable, y comienza una nueva fase guiada por la fuerza de la tensión superficial en las interfaces agua-aire, petróleo-agua y petróleo-aire, llamada fase tensión superficial-viscosa, la cual determina el fin del proceso de esparcimiento.

Evaporación

La evaporación es el principal mecanismo de remoción de masa de la mancha de petróleo en la superficie del mar. Las condiciones atmosféricas, el oleaje, los fuertes vientos y el mar agitado facilitan la evaporación del petróleo, que puede representar hasta el 25% de la remoción del volumen de petróleo inicial el primer día y hasta un 75% al cabo de una semana, dependiendo de la composición del petróleo (gravedad API).

Primero se remueve la fracción más volátil del petróleo y quedan en la superficie del mar los componentes más pesados, aumentando la densidad y la viscosidad de la mancha del petróleo (Rodrigues y Maiorino, 2016).

Disolución

La disolución es el proceso por el cual los componentes del petróleo solubles ingresan a la columna de agua desde una mancha superficial o desde gotas de petróleo subsuperficial.

Los componentes del petróleo solubles de menor peso molecular tienden a ser más volátiles y más solubles que los de mayor peso molecular (McAuliffe, 1989).

Este proceso depende de la composición del petróleo, la extensión de la mancha, la temperatura del agua, la turbulencia y el grado de dispersión (Rodrigues y Maiorino, 2016).

Aunque sólo representa el 1% de la masa perdida en la mancha de petróleo, los productos disueltos suelen ser altamente tóxicos. Los tiempos de disolución son entre 10 a 100 veces menores que los de la evaporación (Dietrich et al., 2014).

Dispersión

La dispersión está regulada por el oleaje y la turbulencia; estos causan la ruptura de la mancha de petróleo en pequeñas gotas, aumentando el área superficial de la mancha favoreciendo la mezcla, biodegradación y dispersión de estas en la columna de agua (Dietrich et al., 2014).

Emulsificación

La emulsificación es el proceso en el que el petróleo tiende a absorber agua para formar emulsiones de agua en el petróleo. Algunos tipos de petróleos forman emulsiones estables llamadas “mousse de chocolate” (Dietrich et al., 2014).

Oxidación-Reducción

Algunos componentes del petróleo reaccionan químicamente con el oxígeno descomponiéndose en productos solubles o formando compuestos más persistentes llamados alquitranes. Este proceso es promovido por la luz solar, pero es muy lento e incluso con radiación solar intensa, las manchas de petróleo se descomponen a no más de 0.1% por día (ITOPF, 2020b). Es decir, este proceso no tiene importancia en los primeros días de un derrame, pero se vuelve significativo después de varias semanas o a largo plazo (Dietrich et al., 2014).

Sedimentación

La sedimentación de petróleo ocurre cuando la evaporación y emulsificación modifican la gravedad específica del petróleo y esta se vuelve mayor que la densidad del agua de mar; o cuando el petróleo del derrame entra en contacto con el material suspendido en la columna de agua, formando partículas más densas que el agua de mar que se precipitan hacia el fondo marino.

Biodegradación

La biodegradación es un proceso extremadamente lento, que sólo se vuelve importante a largo plazo en la eliminación de petróleo del medio marino. Las tasas de degradación son difíciles de predecir debido a la alta dilución de hidrocarburos, variaciones inherentes a la degradabilidad de los hidrocarburos (tipos y números de microbios) y el estado de nutrientes y oxígeno de las aguas de dilución (Dietrich et al., 2014).

HIPÓTESIS

La mayor parte de la extracción de petróleo en el hemisferio occidental, y en especial en México, se dan en áreas dominadas por ambientes de tipo oceánico, la magnitud de las operaciones de exploración extracción y transporte de petróleo hace posible pensar que las operaciones antes mencionadas son susceptibles a accidentes debido a las condiciones oceánicas prevalecientes en las zonas de extracción. Las condiciones hidrodinámicas y las características del petróleo son diferentes para cada sitio de operación de la industria petrolera; sin embargo, se puede formular un modelo matemático que incluya todas las fases de la evolución de un derrame de petróleo en el océano y dar su solución numérica general aplicable a diferentes escenarios.

OBJETIVOS

Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es simular la dispersión de un derrame de petróleo en el océano considerando las interacciones físicas y químicas que se den. Aplicándolo al accidente Deepwater Horizon, por ser el que tiene la mayor cantidad de información.

Objetivos particulares

- Establecer el modelo matemático más adecuado para describir el comportamiento de un derrame de petróleo en el mar.
- Construir la geometría de la zona de estudio, el Golfo de México, a partir de bases de datos existentes y de información de campañas oceanográficas.
- Obtener o generar los patrones de oleaje de la zona de estudio
- Obtener o generar los patrones de viento de la zona de estudio
- Obtener o generar los patrones de mareas de la zona de estudio
- Obtener o generar los patrones de corrientes de la zona de estudio
- Simular y validar las condiciones hidrodinámicas para el norte del Golfo de México, durante el periodo del derrame del Deepwater Horizon
- Simular la trayectoria y degradación de petróleo del derrame del Deepwater Horizon en 2010

CAPÍTULO 2

ÁREA DE ESTUDIO

El Golfo de México es una cuenca semicerrada, conectada al mar Atlántico por el Estrecho de Florida y al Mar Caribe por el Canal de Yucatán. Limita al norte y al este con los Estados Unidos de América, al oeste y al sur con México, y al sureste con Cuba (Fig. 2-1). El Golfo de México tiene una línea de costa de 5,696 km, un área de 1, 507,639 km², una profundidad promedio de 1,615 m y un volumen de 2,434,000 km³ (Turner, 1999). Alcanza los 3,700 m en su parte más profunda y los 200 m en sus grandes extensiones de plataforma continental. Las plataformas más extensas son las que se encuentran al norte de la Península de Yucatán, al oeste de la Península de Florida y al sur de los Estados de Texas y Luisiana (CONABIO, 2019).

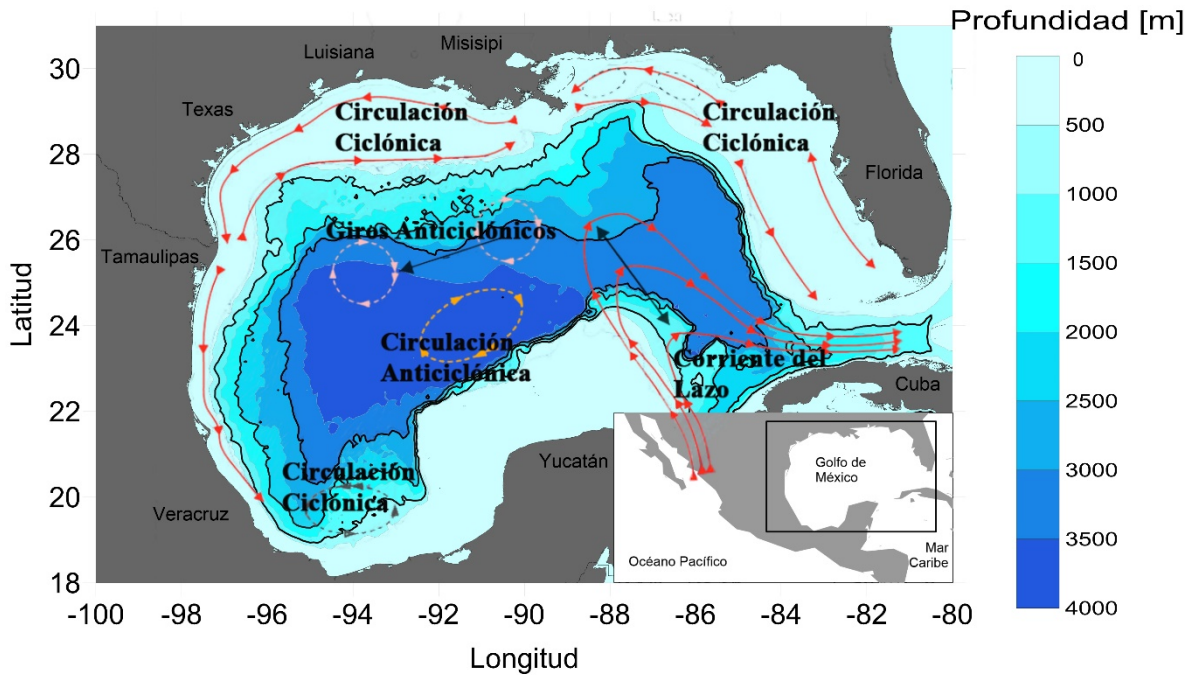


Figura 2-1 Batimetría (SRTM30PLUS, 2015) e hidrodinámica del Golfo de México.

2.1 Condiciones hidrodinámicas del Golfo de México

Los patrones de circulación en el Golfo de México (Fig. 2-1) son el resultado de interacciones complejas entre el flujo a través del Canal de Yucatán, la Corriente del Lazo, el esfuerzo del viento y las mareas (Behringer et al., 1977; Hurlburt y Thompson, 1982; Sturges y Bozec, 2013; Sturges y Evans, 1983; Vukovich et al., 1979)

La corriente del Lazo es un flujo de $30.5 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ s}^{-1}$ (Turner, 1999) de aguas cálidas y tropicales, que entra entre la Península de Yucatán y Cuba a través del Canal de Yucatán, penetra hacia el norte del golfo, gira anticiclónicamente y sale por el Estrecho de Florida (Vukovich et al., 1979). En promedio, la Corriente del Lazo abarca 10% del Golfo de México y tiene una velocidad en superficie de 1.8 m s^{-1} (Lugo Fernández y Green, 2011). En primavera y verano la Corriente de Lazo tiene su máxima penetración hacia el norte (27° N), mientras que en otoño e invierno se repliega hacia Cuba (Behringer et al., 1977), dando origen al gran giro anticiclónico, siendo éste de aproximadamente 300 km de diámetro (Monreal Gómez, 1986), que posterior a su formación se desplaza hacia el oeste (Behringer et al., 1977; Leipper, 1970; Maul, 1977). El periodo entre separación de giros varía de 0.5 a 18.5 meses (Vukovich, 2007).

Además de la Corriente del Lazo y los giros de mesoescala, se han reportado otras dos características importantes de circulación en el Golfo de México. La primera es una circulación anticiclónica permanente orientada aproximadamente al este-noreste y alineada con 24° N en la mitad occidental del Golfo. La segunda es un giro ciclónico centrado en la Bahía de Campeche (Monreal Gomez et al., 2004).

En las zonas de las plataformas costeras de Texas-Luisiana, Florida y la Bahía de Campeche se observan giros ciclónicos más pequeños que el gran giro anticiclónico, que alcanzan diámetros máximos de aproximadamente 150 km (Monreal Gómez y Salas de León, 1990).

El norte del Golfo de México se caracteriza por complejos procesos costeros y de plataforma continental (Fig. 2.1-1) que incluyen múltiples descargas de ríos con escalas espaciales variables, una corriente profunda de gran energía debido a pendientes pronunciadas, afloramientos de agua en respuesta al viento costero y remolinos de mesoescala derivados de la Corriente del Lazo en la corriente del golfo (Du et al., 2019).

Sobre la plataforma continental de Texas-Luisiana los giros son una respuesta al esfuerzo del viento predominante con velocidades del orden de 0.5 m s^{-1} . En la plataforma interior, las corrientes fluyen hacia el oeste-suroeste y, una contracorriente correspondiente a lo largo del borde de la plataforma completa el sistema de giro (Nowlin et al., 1998; Zavala Hidalgo et al., 2003).

En la plataforma de Mississippi-Alabama-Florida la circulación es variable debido a las interacciones de la Corriente del Lazo, las mareas, el viento y la afluencia de agua dulce. Kelly (1991) documentó un flujo dominante impulsado por el viento hacia el oeste en la plataforma interior y un flujo de retorno hacia el este sobre la plataforma media y externa, creando un patrón de remolinos ciclónicos y anticiclónicos con una fuerte variabilidad interanual (Brooks y Giammona, 1991; Jochens et al., 2002).

En la plataforma continental del oeste de Florida, la circulación se divide en la plataforma exterior, la plataforma media y los regímenes cerca de la costa. La Corriente de Lazo y los giros asociados afectan directamente la circulación en la plataforma exterior, mientras que en profundidades de menos de 30 m, el flujo impulsado por el viento y las mareas es el principal mecanismo de forzamiento a lo largo de la costa (Mendelssohn et al., 2017).

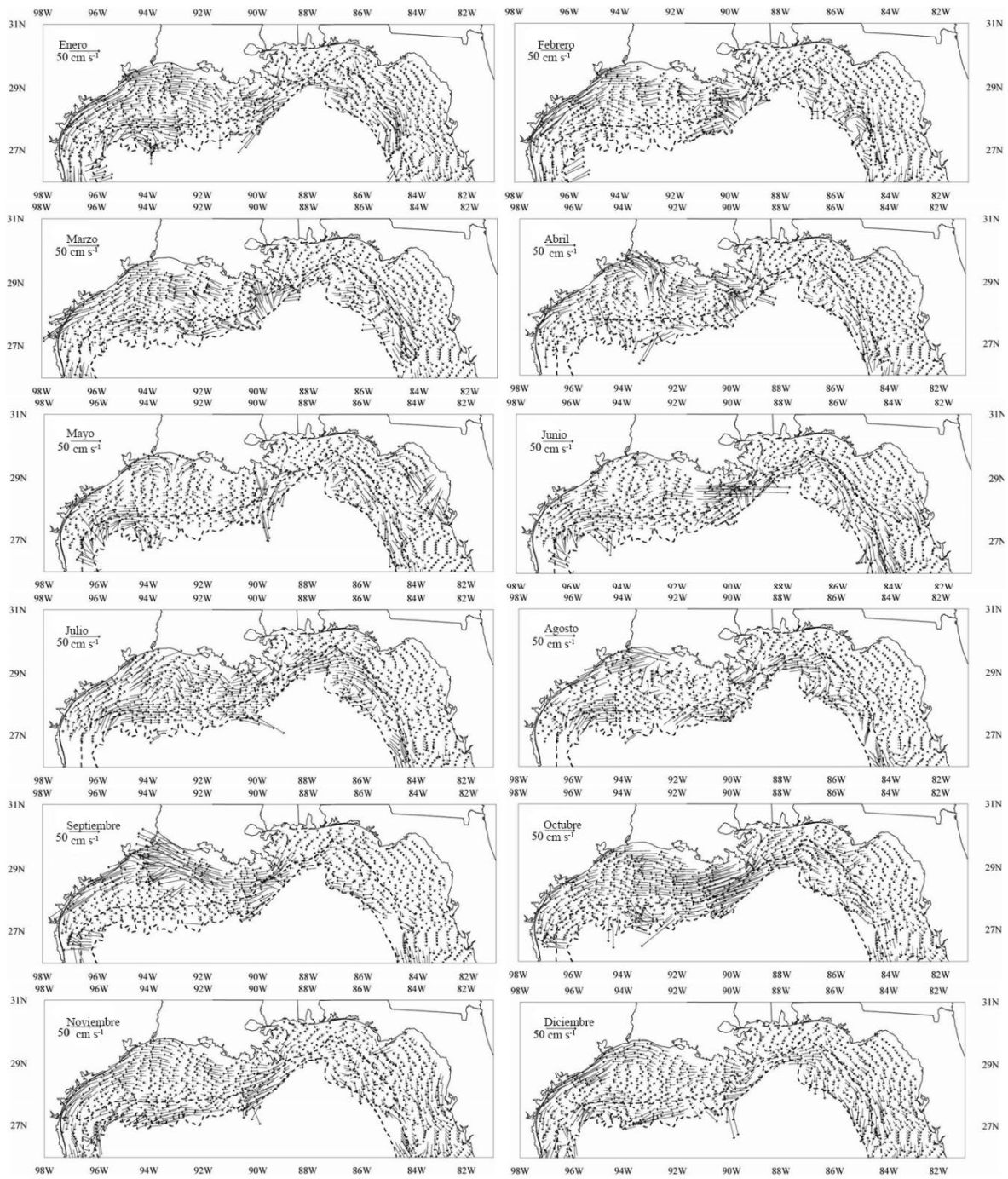


Figura 2.1-1 Promedio mensual del campo de corrientes marinas en la zona norte del Golfo de México (Johnson, 2008).

2.2 Condiciones atmosféricas del Golfo de México

Los vientos sobre el Golfo de México son parte de los vientos alisios y tienen una gran variabilidad en diferentes escalas de tiempo y espacio, con una estacionalidad importante (Zavala-Hidalgo et al., 2014):

Durante el verano, la dirección media mensual del viento es hacia el norte en el noroeste del golfo, debido a la influencia del sistema de alta presión atmosférica semipermanente del Atlántico Norte sobre la región noreste. Entre mayo y agosto, los vientos son más intensos en el oeste del golfo y más débiles en el noreste, este patrón es más evidente en julio. Además, el golfo se ve afectado por vientos intensos causados por ciclones tropicales que lo cruzan entre mayo y noviembre, teniendo el mayor pico entre agosto y septiembre.

Durante el otoño, la dirección media mensual del viento en el norte del golfo es principalmente hacia el oeste, con una pequeña componente hacia el sur. De septiembre a marzo, llegan al golfo frentes fríos asociados con los sistemas atmosféricos de alta presión que provienen del noroeste de los Estados Unidos de América y el sistema semipermanente de alta presión sobre el Océano Atlántico se desplaza hacia el noreste.

En la zona norte del Golfo de México, el esfuerzo del viento (Fig. 2.2-1) juega un papel importante en los patrones de circulación estacional (Johnson, 2008). Durante el verano los vientos de superficie dominantes provienen del sur y suroeste; mientras que en el resto del año provienen del este, con una magnitud del esfuerzo de viento de 0.5 dyn cm^{-1} (Ohlmann y Niiler, 2005).

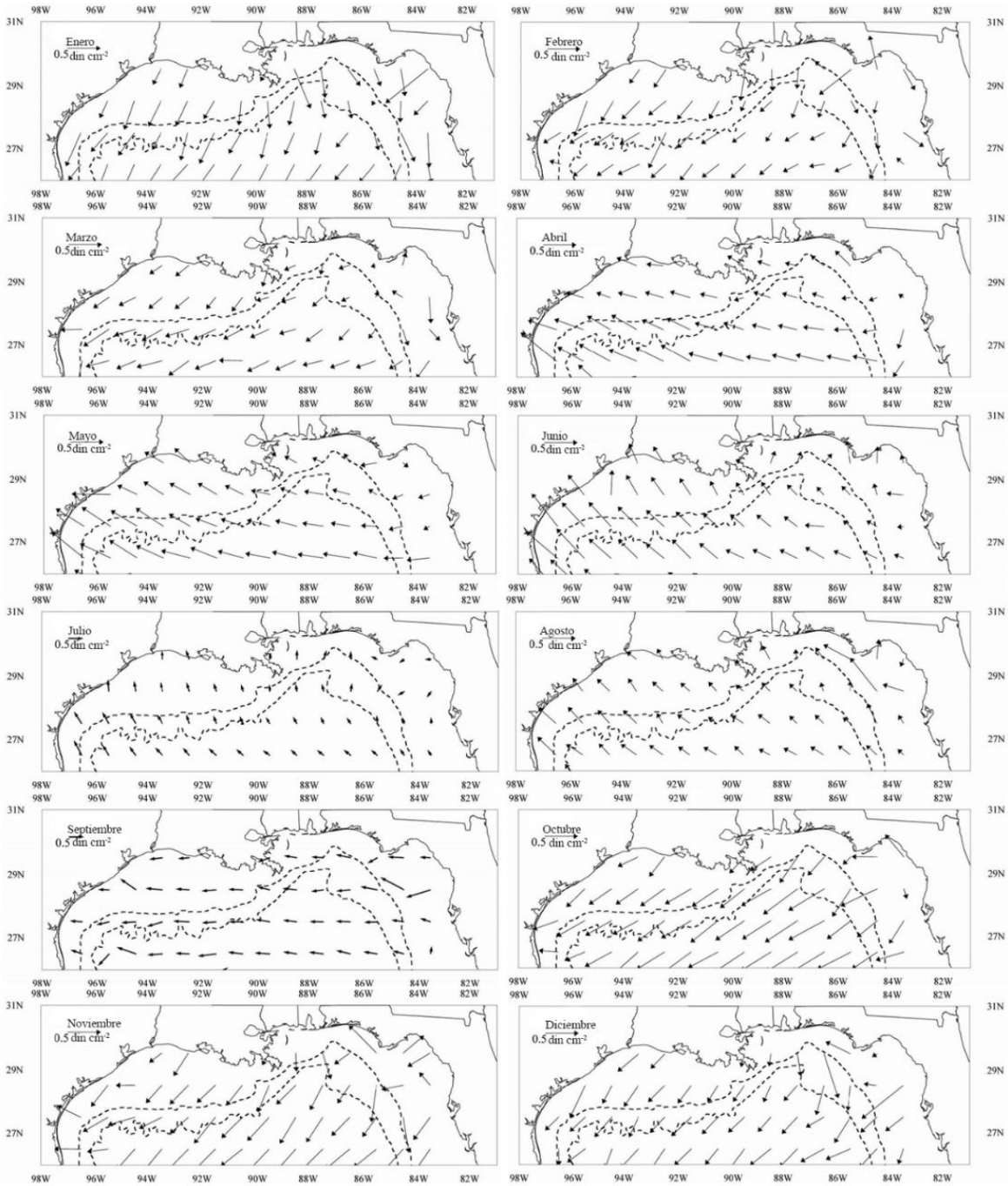


Figura 2.2-1 Promedio mensual del campo de viento en la zona norte del Golfo de México (Johnson, 2008).

2.3 Descargas de ríos y precipitación-evaporación en el Golfo de México

El Golfo de México recibe una extensa descarga de agua de ríos debido a las cuencas hidrográficas de cinco países (Canadá, Cuba, Guatemala, México y EUA). La descarga de agua dulce es aproximadamente de 10^{12} m³ al año. Un 63% proveniente del río Misisipi, 14% de otros ríos de EUA y un 23% de México y Cuba (Moretzsohn et al., 2012). El río Misisipi domina las descargas de la parte norte del golfo y el sistema Grijalva-Usumacinta domina las descargas del sur del golfo (Fig. 2.3-1) En el golfo descargan en total 150 ríos, aunque sólo 20 tienen una descarga importante. Por otro lado, existen 207 bahías, estuarios y lagunas costeras a lo largo de las costas del Golfo de México (Kumpf et al., 1999; Turner y Rabalais, 2018).

En el norte del golfo la precipitación exhibe una disminución general del este (Florida) al oeste (Texas), mientras que las tasas de evaporación de la superficie generalmente aumentan de este a oeste. La suma de estos dos patrones da como resultado un déficit general de precipitación en la parte occidental del golfo (y sur de Florida) y un excedente de precipitación en la porción central del golfo (Turner y Rabalais, 2018).

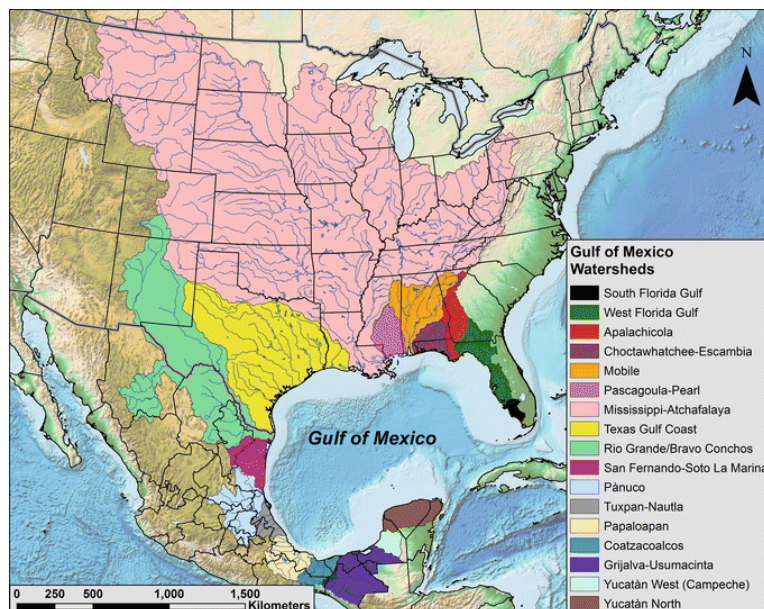


Figura 2.3-1 Cuencas Hidrográficas en el Golfo de México (Mendelssohn et al., 2017).

2.4 Condiciones biológicas en el Golfo de México

El Golfo de México es uno de los ecosistemas marinos más diversos del mundo, alberga 5 especies de tortugas marinas y al menos 21 especies de mamíferos marinos, incluida una especie de ballena barbada, 19 especies de ballenas dentada y una especie de manatí (Frasier et al., 2020).

También es uno de los ecosistemas marinos más productivos contribuyendo significativamente a la producción pesquera general de los tres países límites. La importancia de las especies varía entre las diferentes regiones; sin embargo, la producción pesquera está dominada por algunas especies que representan la mayor parte del volumen y valor de desembarque, incluyendo especies costeras y pelágicas, especies demersales y especies bentónicas de crustáceos (Gracia et al., 2020). Las principales especies comerciales por su valor son: camarones (\$ 366 millones), lacha (\$ 64 millones), ostras (\$ 60 millones) y cangrejo azul (\$ 39 millones) (Upton, 2011).

Los dos hábitats principales en el Golfo de México profundo son los bentos de fondo blando y de fondo duro. El fondo blando es el hábitat dominante constituyendo aproximadamente el 95% del fondo del lecho marino compuesto principalmente por fondo fangoso donde el principal componente faunístico es la infauna que vive en el lodo. En cambio, los fondos duros son esenciales en el mar profundo, ya que proporcionan sustrato a especies como los corales de aguas profundas, creando puntos de alta de biodiversidad (Montagna y Girard, 2020).

2.5 Condiciones geológicas en la zona del pozo Macondo

La cuenca del Golfo de México tiene una geología compleja debido a su evolución tectónica. Geológicamente el Campo Macondo se encuentra en el Bloque 252 del cañón de Mississippi a 1,500 m de profundidad, localizado a los 28.738140° N, 88.365945° W, en la Cuenca del Golfo de México. Esta cuenca siempre ha sido tectónicamente activa, con eventos térmicos y de compresión causados por la convergencia y subducción de las placas del Pacífico debajo de América del Norte, que han afectado directamente el margen occidental del golfo. La apertura del golfo empieza con una depositación de lechos rojos continentales seguido por depósitos de sal. En estos se sedimentaron depósitos de rocas carbonatadas que luego cambiaron a sedimentos clásticos (Galloway, 2009).

El tipo de roca sedimentaria en la zona del pozo Macondo tiene la siguiente configuración (Fig. 2.5-1). La arenisca es la litología dominante en la parte inferior del registro constituyendo el 100% de la litología desde la base del registro, 5,500 m, hasta los 5,250 m. Desde esta profundidad hacia la superficie disminuye la abundancia al 20% en tres profundidades 4,750 m, 4,500 m y 3,250 m. Durante el resto del registro la presencia de la arenisca es prácticamente nula excepto en la superficie donde se incrementa hasta alcanzar el 75% de la litología. La limolita se presenta con una abundancia menor al 25% en cuatro profundidades 4,750 m, 4,500 m, 3,250 m y 2,800 m. La margita tiene una presencia cercana al 40% en los 3, 500 m, y del 10% en los 4,250 m y 3,800 m. La lodolita tiene una presencia cercana al 40% en los 3, 500 m, y del 10% en los 4,250 m y 3,800 m.

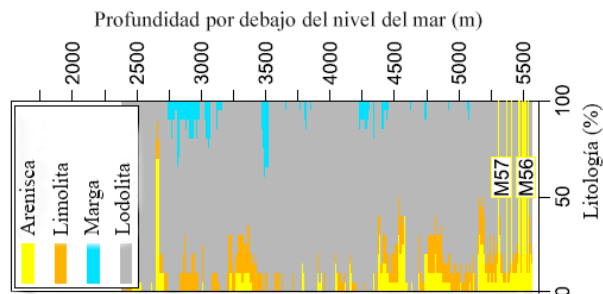


Figura 2.5-1 Litología del pozo Macondo (Pinkston y Flemings, 2019).

2.6 Zonas de exploración y extracción de petróleo en el Golfo de México

El área del Golfo de México es una de las provincias petroleras más activas del mundo (Fig. 2.6-1), existen alrededor de 4,000 plataformas activas de petróleo y gas, la mayoría de ellas se encuentran en el noroeste del golfo. Las principales áreas de producción incluyen: Luisiana y las costas de Texas en E.U.A, y la Bahía de Campeche en México (Botello, 2005).

A partir de la entrada en vigor de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de los Órganos Reguladores en México el 11 de agosto de 2014, se autorizó en México la perforación petrolera en pozos exploratorios, pozos en aguas profundas y ultra profundas, aumentando la posibilidad de tener un nuevo derrame de petróleo en aguas mexicanas debido a que a estas profundidades se tienen altas presiones hidrostáticas (1 MPa por cada 100 m), bajas temperaturas en el agua de mar ($\sim 4\text{ }^{\circ}\text{C}$), una oscuridad total y una gran distancia entre la superficie y el punto de perforación (Murawski et al., 2020). Las áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas se localizan frente a las costas de Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche, en las regiones de Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina del Istmo (SENER, 2019).

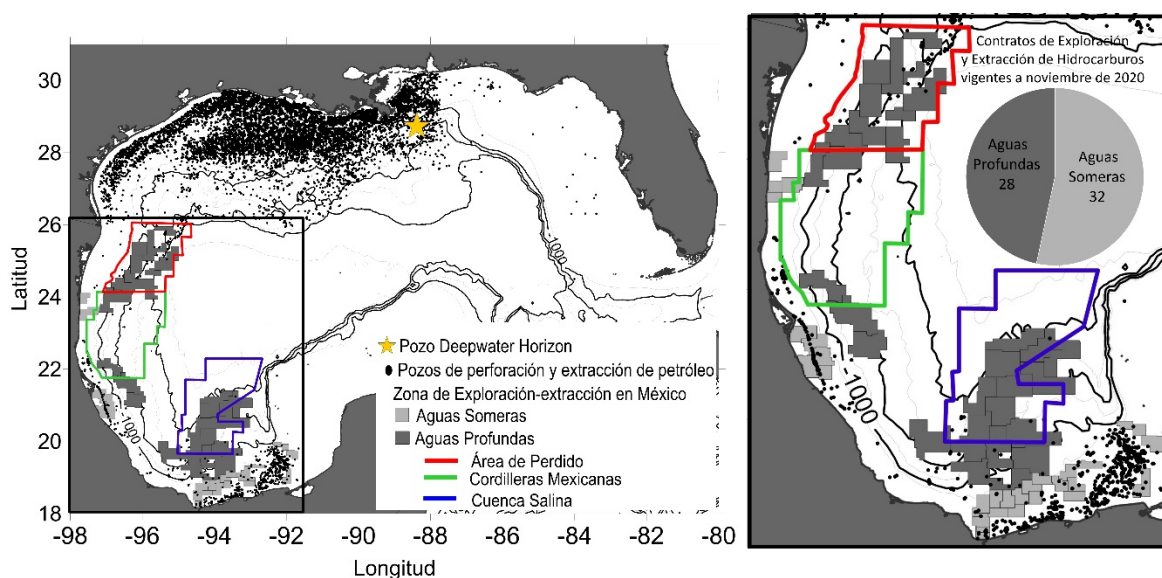


Figura 2.6-1 Ubicación de los pozos de perforación en el Golfo de México y las zonas de exploración de aguas someras y profundas en México (CNH, 2019, 2020; DATA.GOV, 2020).

Para enero de 2020 existían 527 pozos activos de producción de crudo y gas asociado en los bloques de aguas someras y ninguno en aguas profundas (SIE, 2020), hasta noviembre de 2020, existían 60 contratos vigentes de exploración y extracción de hidrocarburos, 32 en aguas someras y 28 en aguas profundas (Rondas-Petroleras, 2020).

Sin embargo, en años recientes la baja inversión en exploración y producción derivó en una significativa reducción en el número de pozos de desarrollo perforados, al grado de que, después de haberse perforado alrededor de 1,200 pozos en 2012, solamente se perforaron 55 en 2017, 143 en 2018 y 319 en 2019 (Fig. 2.6-2). Asimismo, en el periodo 2001-2018, Pemex inició el desarrollo de un promedio de menos de tres campos por año, llegando al extremo que en los últimos tres años no se inició ningún nuevo desarrollo. (PEMEX, 2019).

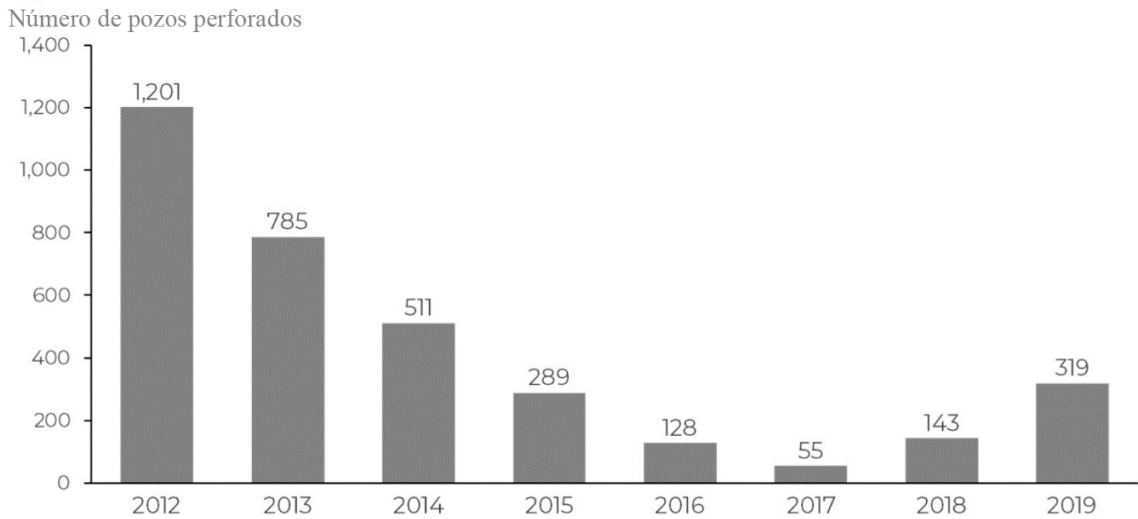


Figura 2.6-2 Número de pozos perforados en México por año (Modificado de PEMEX, 2019).

CAPÍTULO 3

ANTECEDENTES

3.1 Evolución de los modelos de derrames de petróleo

Los primeros modelos de trayectoria de un derrame de petróleo eran bidimensionales, se aplicaban a la parte superficial del océano y sólo realizaban el seguimiento de las partículas, usaban parámetros en su mayoría constantes para vincular las velocidades del viento y la corriente marina con la velocidad de la mancha de petróleo superficial (Reed et al., 1999). Posteriormente, se consideraron los diferentes tipos de petróleo y las condiciones ambientales para tener simulaciones de las trayectorias de petróleo más realistas (Spaulding et al., 1994). Actualmente, los modelos se han vuelto tridimensionales y no sólo calculan la trayectoria del petróleo y su interacción con el medio ambiente, sino además consideran la evolución misma del petróleo, incluyendo los procesos de degradación física, química y biológica (Spaulding, 2017).

Las ecuaciones de esparcimiento clásicas desarrolladas por Fay (1969) constituyen la base de la mayoría de los algoritmos de trayectorias usados aún hoy en día, estas proporcionan una predicción adecuada de la evolución del espesor de la mancha durante las primeras etapas de un derrame; sin embargo, se reconoce ampliamente que la evolución de un derrame de petróleo no puede ser totalmente explicada por estas ecuaciones.

El área y espesor de una mancha de petróleo derramado, modeladas empíricamente por el algoritmo de Mackay (Cohen et al., 1980; Mackay et al., 1980), fueron de las variables claves que se agregaron en un principio a los modelos de degradación y transporte del petróleo. De estas variables, el área de la mancha de petróleo se utiliza en el cálculo de la evaporación, la cual determina los cambios en la composición del petróleo y de sus propiedades en el tiempo; mientras que el espesor de la mancha es usado en muchos modelos para el cálculo de la tasa de dispersión natural, la cual determina el tiempo de duración o persistencia del petróleo en la superficie del mar (Reed et al., 1999).

En una revisión de los principales modelos actuales de derrames de petróleo: GNOME/ADIOS (Lehr et al., 1992, 2000, 2002; Zelenke et al., 2012), Spill Impact Model Application Package/Oil Modeling Application Package “SIMAP/OILMAP” (McCay et al., 2016; Spaulding et al., 1994), Oil Spill Contingency y Response Model “OSCAR” (Reed et al., 2009), 20 MOTHY (Daniel et al., 2003), POSEIDON OSM (Nittis et al., 2006; Pollani et al., 2001), MEDSLIK (Lardner et al., 1998; MEDSLIKK, 2020), SEATRACKWEB (Ambjörn, 2006), OILTRANS (Berry et al., 2012), OD3D (Hackett et al., 2006), GULFSPILL (Al-Rabeh et al., 2000), Modelo Hidrodinámico “MOHID” (Janeiro et al., 2008; Rodrigues y Maiorino, 2016); se observó que estos utilizan métodos Lagrangianos para modelar los procesos de transporte (advección y difusión), mientras que para procesos de degradación utilizan algoritmos individuales para cada proceso específico.

Los procesos de degradación se modelan transfiriendo masa/volumen del petróleo a la superficie del mar, atmósfera, columna de agua, fondo marino o a la costa, y cambiando la composición o las características físicas (por ejemplo, densidad, viscosidad y tensión interfacial) del petróleo. En la mayoría de los casos, los algoritmos de los procesos de degradación se basa en aproximaciones empíricas como son observaciones de laboratorio o de campo; por lo tanto, tienen ciertas limitaciones al tratar de modelar las diferentes situaciones reales de los derrame de petróleo (Spaulding, 2017).

Al combinar los procesos de transporte y degradación del petróleo se puede hacer un mejor estudio de cómo las propiedades químicas y físicas del petróleo varían temporal y espacialmente. Sin embargo, la principal diferencia entre los distintos modelos de derrame de petróleo radica en la cantidad de procesos que pueden ser tomados en cuenta en cada modelo (Tabla 3.1-1); así como, los diferentes métodos o aproximaciones que consideran para modelar los distintos procesos de degradación.

Tabla 3.1-1 Procesos tomados en cuenta por los modelos de petróleo (Modificado de Fernandes et al., 2013). En el eje vertical están los procesos considerados en el derrame y en el eje horizontal están los modelos que se usan para simular la dispersión y degradación de la mancha de petróleo.

	ADIOS	GNOME	OILMAP/SARMAP/ OILMAPWEB	OSCAR	MOTHY	POSEIDON OSM	MEDSLIK I	MEDSLIK II	SEATRACK WEB	OILTRANS	OD3D + LEEWAY	GulfSpill	MOHID
Advección		×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Difusión		×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Deriva de viento		×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Deriva de Stokes				×	×	×		×	×	×	×		×
Objetos flotantes			×	×	×		×	×	×		×		×
Rastreo hacia atrás en tiempo			×		×		×		×				×
Varado		×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Esparcimiento	×		×	×	×	×			×	×		×	×
Evaporación	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Emulsificación	×		×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Dispersión Natural	×		×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
Movimiento Vertical			×	×	×	×			×		×		×
Disolución			×	×									×
Sedimentación				×	×	×	×	×	×				×

3.2 Modelos de derrames de petróleo del Deepwater Horizon

El trabajo de modelar el derrame del Deepwater Horizon, en comparación con el de otros derrames representa un reto, ya que este era el primero que se originaba a 1,500 m de profundidad en el fondo marino, además de que se encontraba en una zona de transición entre la plataforma continental y el océano profundo. Para hacer una correcta simulación del derrame se debe tomar en cuenta la hidrodinámica del océano profundo, la de la pendiente de la plataforma continental, la de la plataforma continental y la de las zonas costeras.

Entre los trabajos más importantes sobre la simulación de las trayectorias del derrame del DWH están los de Liu et al. (2011a, 2011b) y MacFadyen et al. (2011), ya que estos simularon la trayectoria del petróleo, durante el periodo del derrame mismo, y los resultados sirvieron en la toma de decisiones y acciones para mitigar los daños y minimizar las afectaciones debido al derrame. En estos trabajos, se implementó un sistema de trayectorias lagrangianas considerando la información hidrodinámica de seis modelos numéricos de circulación oceánica que tenían información de pronóstico/predicción (Liu et al., 2011a, 2011b; MacFadyen et al., 2011). Los seis modelos utilizados fueron:

- El modelo West Florida Shelf (WFS) de la Universidad del Sur de Florida (USF), que consiste en el Regional Ocean Modeling System (ROMS) anidado al Global Hybrid Coordinate Ocean Model (Global HYCOM). El modelo USF-WFS utiliza los datos del National Centers for Environmental Prediction (NCEP) de la NOAA, datos de reanálisis del North American Mesoscale Model y datos de pronóstico combinados con datos observados de vientos, flujos de calor y temperatura superficial del agua.
- El modelo Real Time Ocean Forecast System (RTOFS) para el océano en el Atlántico Norte, operado por la NOAA/NCEP, el cual es un sistema con asimilación de datos a escala de la cuenca del Atlántico para pronósticos, basado en HYCOM.
- El modelo South Atlantic Bight-Gulf of Mexico (SABGOM) que consiste en el ROMS anidado al Global HYCOM. El modelo SABGOM, es operado por la Universidad Estatal de Carolina del Norte y tiene como mecanismo de

forzamiento los vientos y flujos de calor, usa los datos del National Operational Model Archive and Distribution System de la NOAA.

- El Global Hybrid Coordinate Ocean Model (Global HYCOM). Este modelo usa los datos de los flujos de superficie del Operational Global Atmospheric Prediction System de la Marina de EUA y utiliza el Coupled Ocean Data Assimilation system de la Marina de EUA.
- El Gulf of Mexico Global Hybrid Coordinate Ocean Model (GOM HYCOM). Este modelo usa los datos de los flujos de superficie del Operational Global Atmospheric Prediction System de la Marina de EUA y utiliza el Coupled Ocean Data Assimilation system de la Marina de EUA.
- El modelo Navy Coastal Ocean Model (NCOM), del sistema pronóstico/predicción de los mares Intra-americanos (IASNFS), operado por el Laboratorio de Investigación Naval de EUA.

Desde el primer día del derrame utilizaron los datos de los modelos WFS y de HYCOM. El 1 de mayo se comenzó a utilizar la información del RTOFS. El 4 de mayo, la del SABGOM. Los análisis de trayectoria basados en GOM HYCOM comenzaron el 11 de mayo después de que Global HYCOM dejó de actualizar su pronóstico durante aproximadamente una semana. El sexto y último análisis de trayectoria basado en el NCOM IASNFS se agregó el 23 de junio de 2010 (Liu et al., 2011b).

En los trabajos de Liu et al. (2011a) y MacFadyen et al. (2011), la ubicación inicial del petróleo se infirió de la teledetección de petróleo mediante imágenes satelitales MODIS y MERIS. En estas áreas iniciales se colocaron partículas virtuales que junto con nuevas partículas que se liberaban en el sitio del derrame cada 3 horas, se utilizaban para calcular las trayectorias lagrangianas a partir de los campos de velocidad superficiales según lo previsto por los seis modelos numéricos de circulación oceánica.

En Liu et al. (2011a, 2011b), no se calculaban los procesos de la degradación, descomposición biológica del petróleo o deriva debido al viento; sin embargo, se asume que estos procesos se consideraban de manera implícita al reinicializar las zonas donde se ubicaba el petróleo con ayuda de la teledetección en las imágenes de satélites cada cierto tiempo, en

este caso la reinicialización se dio los días 27 de abril, el 29 de abril, el 1 de mayo de 2010, y así sucesivamente.

En MacFadyen et al. (2011), se utilizó el modelo GNOME de la NOAA, un modelo de trayectoria euleriano/lagrangiano en el que la física regional se simula como campos eulerianos (continuos) dentro de los cuales se mueven los elementos lagrangianos de la mancha (Beegle-Krause, 2001). El petróleo superficial se dividió en una gran cantidad de partículas pequeñas de igual masa, que se mueven bajo la influencia de las corrientes oceánicas superficiales, la deriva del viento y la mezcla horizontal; sin embargo, las partículas que se simulaban conservaban sus propiedades, la justificación de este enfoque es que las distribuciones de petróleo en la superficie se reiniciaban diariamente y las proyecciones se limitaban a un período de 72 horas.

Jolliff et al. (2014) aplicaron el sistema Bio-Optical Forecasting (BioCast) al derrame del DWH para producir simulaciones de transporte de petróleo. Este sistema combina datos de teledetección de manchas de petróleo a partir de imágenes de satélite, con modelos de circulación oceánica, este procedimiento fue desarrollado por el Naval Research Laboratory (NRL) de los EUA. A diferencia de los trabajos anteriores, el sistema BioCast resuelve un cálculo de transporte euleriano completamente tridimensional. En el trabajo se manejan dos casos: En el primero, se considera al petróleo como un marcador pasivo transportado en la superficie del océano, se enfatiza la distribución espacial inicial estimada a partir de datos satelitales y la evolución de esta distribución se pronostica para las siguientes 96 horas. En el segundo caso, se consideran cálculos más complejos de posibles fuentes y sumideros de petróleo (una tasa de decaimiento de primer orden supuso los procesos de evaporación y degradación del petróleo), estos cálculos se realizaron para una simulación a largo plazo (18 días), para poder abordar la escala de tiempo de los procesos de descomposición.

Mariano et al. (2011) desarrollaron dos sistemas de pronóstico de trayectorias de partículas de petróleo para el derrame del DWH. El primer modelo considera sólo un tipo de petróleo y que este es advechado de manera pasiva y dispersado por los campos de velocidad horizontal bidimensionales del modelo hidrodinámico, introduciendo un esquema de Monte Carlo para parametrizar los efectos de la degradación y la eliminación del petróleo. En el segundo modelo, se simulan trayectorias de petróleo tridimensionalmente, con partículas que

pueden ser de tres tipos de petróleo: ligero, mediano y pesado; este incorpora más procesos y también utiliza un esquema de Monte Carlo para la degradación.

Por otro lado, McCay et al. (2018) con ayuda del Spill Impact Model Application Package (SIMAP), evaluaron las concentraciones de petróleo y el destino de sus componentes en la columna de agua resultantes del derrame. El modelo analiza la descarga de la tubería del pozo, la pluma generada por el derrame, los efectos del dispersante químico y el tamaño de las burbujas generadas; con esto evaluaron las condiciones de salida del petróleo y la altura sobre el pozo donde la pluma de petróleo y gas habían arrastrado suficiente agua y perdido suficiente gas para provocar una disolución que tuviera una flotabilidad neutra con respecto al agua de mar circundante. Este tipo de estudios se quedan en el análisis del petróleo en capas subsuperficiales.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS Y MATERIALES

4.1 Marco Teórico

4.1.1 Descripción del Modelo

Para la simulación hidrodinámica y del derrame de petróleo se empleó el modelo MOHID (**MO**dulo **HI**drodinámico). MOHID es un modelo hidrodinámico tridimensional baroclínico de superficie libre que se organiza en forma modular (Fig. 4.1.1-1). Tiene un módulo para el cálculo de la hidrodinámica, otro para las interacciones océano-atmósfera, interacciones océano-fondo, movimientos lagrangianos y otro puede simular diversos procesos como transporte de sedimentos, contaminantes o la trayectoria y degradación del petróleo.

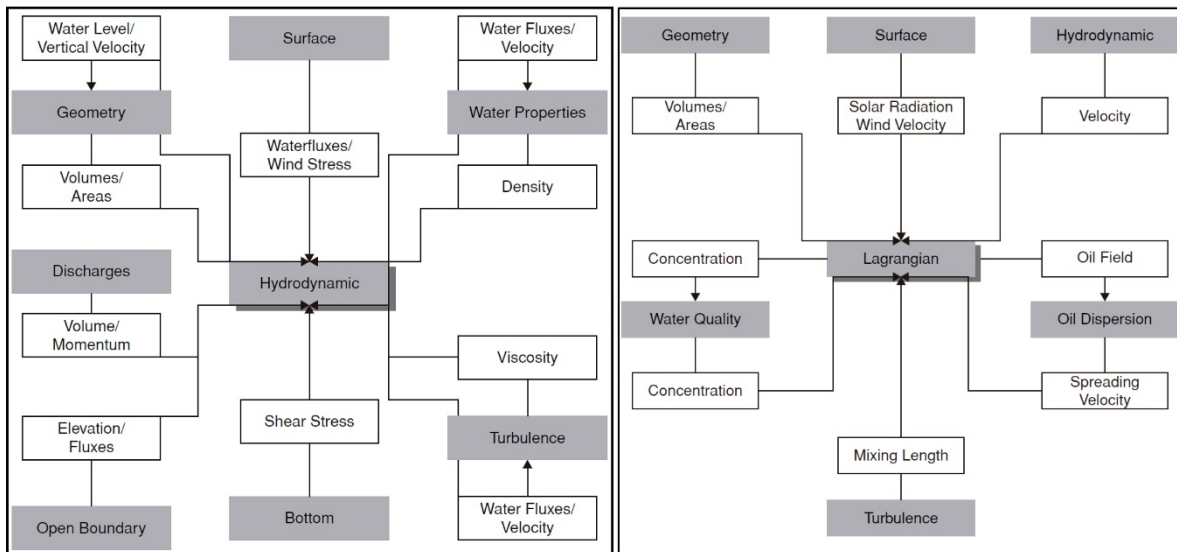


Figura 4.1.1-1 Esquema de los módulos Hidrodinámicos y Lagrangiano de Mohid (MOHID, 2013).

El modelo resuelve las ecuaciones de Navier-Stokes primitivas, supone el equilibrio hidrostático y la aproximación de Boussinesq. Las ecuaciones de masa y momento son (Martins et al., 2008):

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \quad \dots(4.1.1-1)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial(uu)}{\partial x} + \frac{\partial(vu)}{\partial y} + \frac{\partial(wu)}{\partial z} = \\ fv - g \frac{\rho_n}{\rho_o} \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{1}{\rho_o} \frac{\partial p_s}{\partial x} - \frac{g}{\rho_o} \int_z^\eta \frac{\partial \rho'}{\partial x} dz + \frac{\partial}{\partial x} \left(A_h \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(A_h \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(A_v \frac{\partial u}{\partial z} \right) \end{aligned} \quad \dots(4.1.1-2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial(uv)}{\partial x} + \frac{\partial(vv)}{\partial y} + \frac{\partial(wv)}{\partial z} = \\ -fu - g \frac{\rho_n}{\rho_o} \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{1}{\rho_o} \frac{\partial p_s}{\partial y} - \frac{g}{\rho_o} \int_z^\eta \frac{\partial \rho'}{\partial y} dz + \frac{\partial}{\partial x} \left(A_h \frac{\partial v}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(A_h \frac{\partial v}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(A_v \frac{\partial v}{\partial z} \right) \end{aligned} \quad \dots(4.1.1-3)$$

$$\frac{\partial p}{\partial z} = -\rho g \quad \dots(4.1.1-4)$$

Donde u , v , w son las componentes del vector velocidad en las direcciones x , y , z , respectivamente, η es la superficie libre del mar, f es el parámetro de Coriolis, A_h y A_v son la viscosidad turbulenta en la dirección horizontal y vertical, p_s es la presión atmosférica, ρ es la masa volumétrica y ρ' su anomalía ($\rho = \rho_o + \rho'$).

El cálculo del transporte de salinidad, temperatura o cualquier trazador se hace mediante la ecuación de advección-difusión (Martins et al., 2008):

$$\begin{aligned} \frac{\partial \alpha}{\partial t} + \frac{\partial(u\alpha)}{\partial x} + \frac{\partial(v\alpha)}{\partial y} + \frac{\partial(w\alpha)}{\partial z} = \\ \frac{\partial}{\partial x} \left(k_h \frac{\partial \alpha}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_h \frac{\partial \alpha}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_v \frac{\partial \alpha}{\partial z} \right) + S_{ST} \end{aligned} \quad \dots(4.1.1-5)$$

Donde α es la temperatura o salinidad o cualquier trazador, S_{ST} son los términos de fuentes o sumideros de la propiedad en cuestión, k_h y k_v son la difusión horizontal y vertical respectivamente.

La densidad se calcula en función de la temperatura y salinidad mediante la ecuación de estado propuesta por la UNESCO (Coelho et al., 2002).

$$\rho = \frac{5890 + 38T - 0.75T^2 + 3S}{(1779.5 + 11.25T - 0.0745T^2) - (3.8 + 0.01T)S + 0.698(5890 + 38T - 0.375T^2 + 32)} \quad \dots(4.1.1-6)$$

Para resolver los términos turbulentos verticales, el modelo está acoplado con el Modelo de Turbulencia General del Océano (GOTM). Usa la aproximación de volúmenes finitos para discretizar las ecuaciones horizontales en una malla tipo Arakawa-C y permite pasos variables en la resolución vertical. Para la discretización temporal, utiliza el algoritmo semi-implícito ADI (Dirección Alternada Implícita) de dos niveles en el tiempo para cada iteración (Coelho et al., 2002).

Por otro lado, el módulo Lagrangiano de MOHID utiliza el concepto de trazador. Usualmente un trazador es cualquier cosa que se pueda identificar con un volumen en el agua, pero también tienen propiedades asociadas a este volumen de agua. La propiedad más importante de un trazador es la ubicación del centro del volumen (x, y, z) y la ubicación de su punto de origen.

El módulo de petróleo permite el cálculo de la variación en la densidad, la viscosidad; así como, de los procesos de esparcimiento, evaporación, dispersión, sedimentación, disolución, emulsificación, y arribo a la costa.

El modelo ha sido utilizado y probado en diferentes regiones del mundo para simular derrames de petróleo:

- Durante el derrame del Prestige (13 de noviembre de 2002) ocurrido en Galicia, España, simuló y predijo las trayectorias del derrame, describiéndolas de forma adecuada (Balseiro et al., 2003; Carracedo et al., 2006; Montero et al., 2003).
- En la Laguna de Patos, Brasil se utilizó para simular un derrame hipotético (Janeiro et al., 2008).
- En la costa de Algarve, Portugal se utilizó para desarrollar un modelo operacional ante un posible derrame de petróleo (Janeiro et al., 2012).
- En la Costa del Caribe, Colombia se simuló un derrame de petróleo 3D (tridimensional) (Leitão et al., 2013).
- En el área del Atlántico Norte se utilizó para implementar un sistema operacional de pronóstico ante un posible derrame de petróleo (Fernandes et al., 2013).
- En San Sebastián-San Pablo, Brasil se simuló un derrame de petróleo 3D (Rodrigues y Maiorino, 2016)
- En el Suroeste de la Costa Ibérica se utilizó para implementar un sistema de respuesta ante un posible derrame de petróleo (Janeiro et al., 2017).
- En Campos, Brasil se simuló un derrame de petróleo (Paiva et al., 2017).
- En Nueva Escocia, Canadá se utilizó para implementar un sistema de respuesta ante un posible derrame de petróleo (Li et al., 2017).

4.1.2 Descripción del módulo de petróleo

El módulo hidrodinámico simula el campo de velocidad necesario para que el módulo lagrangiano calcule las trayectorias del petróleo. Las trayectorias del petróleo se calculan asumiendo que el petróleo puede ser aproximado como un gran número de partículas que se mueven de forma independiente en el agua y que la temperatura del petróleo es igual a la temperatura superficial del mar.

Posteriormente, la información de las condiciones oceánicas y atmosféricas; así como, la del módulo lagrangiano, es utilizada por el módulo del petróleo para determinar las propiedades del petróleo y los procesos de la dispersión y degradación.

El algoritmo dentro del módulo de petróleo funciona de la siguiente manera:

1. Para un cierto tiempo t_o , se toman la información del módulo hidrodinámico (velocidad de corriente, temperatura, salinidad, altura de la superficie libre del mar), del módulo de oleaje (altura, dirección y periodo de ola), del módulo atmosférico (viento, presión atmosférica, humedad relativa, cobertura de nube, radiación solar) y se calcula la densidad y viscosidad del petróleo para dichas condiciones.
2. Se calcula la masa y el volumen perdido del derrame de petróleo debido al proceso de evaporación.

$$\text{MassOil} = \text{MassOil} - \text{MEvaporatedDT} * \text{DToilInternalProcesses} \quad \dots(4.1.2-1)$$

3. Se calcula la masa y el volumen perdido del derrame de petróleo debido al proceso de dispersión (intrusión de gotas de petróleo en la columna de agua).

$$\text{MassOil} = \text{MassOil} - \text{MDispersedDT} * \text{DToilInternalProcesses} \quad \dots(4.1.2-2)$$

4. Se calcula la masa y el volumen perdido del derrame de petróleo debido al proceso de sedimentación.

$$\text{MassOil} = \text{MassOil} - \text{MSedimentedDT} * \text{DToilInternalProcesses} \quad \dots(4.1.2-3)$$

5. Se calcula la masa y el volumen perdido del derrame de petróleo debido al proceso de disolución.

$$\text{MassOil} = \text{MassOil} - \text{MDissolvedDT} * \text{DToilInternalProcesses} \quad \dots(4.1.2-4)$$

6. Se calcula la masa y el volumen del petróleo que ingreso a la columna de agua debido al proceso de emulsificación.

MWaterContent =

$$\text{MWaterContent} + \text{MWaterContentDT} * \text{DToilInternalProcesses} \quad \dots(4.1.2-5)$$

7. Para los valores restantes de masa y volumen en el derrame de petróleo, se calcula el esparcimiento y las trayectorias de este.
8. Se espera a que el módulo hidrodinámico y atmosférico hagan sus cálculos para volver al Paso 1.

4.1.2.1 Proceso de Transporte Superficial y Subsuperficial

El transporte superficial y subsuperficial (módulo lagrangiano) se modela utilizando una formulación lagrangiana, donde las corrientes totales están representadas por la suma vectorial de corrientes marinas debidas a flujos a gran escala (u_{water}), corrientes inducidas por el viento (u_{wind}), las olas (u_{waves}), y la dispersión turbulenta (u_{τ}).

$$\frac{dx_i}{dt} = u_i(x_i, t), \quad u_i = u_{water} + u_{wind} + u_{wave} + u_{\tau} \quad \dots(4.1.2.1-1)$$

La información del viento, olas y las corrientes marinas necesarias para los cálculos es proporcionada por el módulo hidrodinámico y por otros modelos ambientales (atmosféricos y de oleaje).

Si el petróleo está en la superficie, se le trata como una serie de elementos lagrangianos, cada uno de los cuales se rastrea en el espacio y el tiempo; en cambio, cuando el petróleo se encuentra en forma subsuperficial, los elementos de petróleo rastreado son gotas y se identifican por sus tamaños (Spaulding, 2017).

4.1.2.2 Proceso de Esparcimiento

Debido a que la fase inicial de esparcimiento (gravitacional-inercial) es muy corta, el área inicial del derrame de petróleo (A_o) se calcula cuando la primera fase acaba y comienza la fase gravitacional-viscosa (Fay, 1969). EL modelo predice el área individual para cada elemento lagrangiano en función del tiempo, el esparcimiento cesa cuando se pierden todas las fracciones volátiles del petróleo o cuando el derrame alcanza el espesor mínimo definido en la base de datos del petróleo.

$$A_o = \pi \frac{k_2^4}{k_1^2} \left(\frac{\Delta g V_o^2}{v_w} \right)^{1/6} \quad \dots(4.1.2.2-1)$$

Donde $\Delta = (\rho_w - \rho_o) / \rho_w$, ρ_w es la densidad del agua, ρ_o es la densidad del petróleo, g es la fuerza gravitacional, V_o es el volumen del petróleo derramado, v_w es la viscosidad cinemática del agua, $k_1 = 0.57$ y $k_2 = 0.725$ son constantes empíricas.

4.1.2.3 Proceso de Evaporación

Se cuentan con dos métodos para calcular la evaporación. El método más utilizado es el modelo analítico propuesto por Stiver y Mackay (1984); sin embargo, también existe el método de las pseudo-componentes propuesta por Fingas (1999).

En el método de las pseudo-componente, la fracción evaporada de petróleo sólo se calcula como función del tiempo y la temperatura, no depende de la velocidad del viento, de los niveles de turbulencia en la capa límite atmosférica por encima del derrame, del espesor de la mancha o el área del derrame (la mayoría de los modelos incluyen todas estas dependencias a través del coeficiente de transferencia de masa que controla la velocidad de evaporación de la mancha superficial) (Reed et al., 1999).

$$\%E_v = (\alpha + \beta \cdot T) \ln(t), \quad o, \quad \%E_v = (\alpha + \beta \cdot T)\sqrt{t} \quad \dots(4.1.2.3-1)$$

Donde α y β son constantes empíricas, T es la temperatura del petróleo, t es el tiempo.

En cambio, el método analítico es más simple, se utilizan varias simplificaciones, incluyendo la suposición de una relación lineal entre el punto de ebullición de la fase líquida y la fracción perdida por evaporación (Stiver y Mackay, 1984).

$$\frac{dF_e}{dt} = \frac{K_e A_s}{V_o} \cdot \exp\left(A - \frac{B}{T}(T_o + T_G F_e)\right) \quad \dots(4.1.2.3-2)$$

Donde F_e es la fracción de volumen de petróleo evaporado, $K_e = 2.5 \times 10^{-3} W^{0.78}$ es el coeficiente de transferencia de masa, W es la magnitud del viento, A_s es el área de la mancha de petróleo, V_o es el volumen del petróleo derramado, $A = 6.3$ y $B = 10.3$ son constantes empíricas, T es la temperatura del petróleo, T_o es el punto inicial de ebullición, T_G es el gradiente de la curva de destilación.

4.1.2.4 Proceso de Disolución

La disolución es importante cuando la evaporación es baja. La disolución puede ser significativa para las gotas subsuperficiales debido a la falta de exposición atmosférica.

Para modelar este proceso se puede utilizar tanto el modelo desarrollado por Mackay y Leinonen (1977), como el método de Cohen - Mackay (Cohen et al., 1980). En este último, la pérdida de masa debido a la disolución se expresa como

$$\frac{dDiss}{dt} = K \cdot f_s \cdot A_s \cdot S \quad \dots(4.1.2.4-1)$$

Donde f_s es la fracción de superficie cubierta por petróleo (considerando el petróleo contenido en la emulsión agua-petróleo), A_s es el área de la mancha de petróleo, K es el coeficiente de transferencia de disolución de masa 0.01 m h^{-1} , $S = S_o \cdot e^{-0.1t}$ es la solubilidad del petróleo en el agua, $S_o = 30 \text{ g m}^3$ es la solubilidad del petróleo fresco y t es el tiempo.

4.1.2.5 Proceso de Dispersión

La dispersión es el proceso de intrusión de las gotas de petróleo en la columna de agua.

Este proceso se aproxima por el método de Delvigne y Sweeney (1988), que depende de la razón de disipación de las olas que rompen, la fracción de la superficie del mar cubierta por petróleo, el oleaje y un coeficiente empírico que depende del tipo de petróleo y el estado de degradación (emulsificación).

$$\frac{dm_d}{dt} = c_{oil} \cdot D_{ba}^{0.57} \cdot f_s \cdot F_{wc} \cdot d_o^{0.7} \cdot \Delta d \quad \dots(4.1.2.5-1)$$

En donde f_s es la fracción de la superficie cubierta por petróleo (considerando el contenido de petróleo de la emulsión agua más petróleo, d_o es el diámetro de gota, Δd es el intervalo de diámetro de gota de petróleo (entre 5 y 70 micrones). $c_{oil} = -312.25 \cdot \ln(V_{cin}) + 2509.8$ es un parámetro experimental que depende del tipo de petróleo, V_{cin} es la viscosidad cinemática del petróleo. $D_{ba} = 0.0034\rho_w g \left(\frac{1}{\sqrt{2}}H_o\right)^2$ es la energía disipada de ola por unidad de área, H_o es la altura de ola. $F_{wc} = C_b \left(\frac{W-W_i}{T_w}\right)$ es la fracción de superficie de mar cubierta por espuma de olas por unidad de tiempo, $C_b = 0.032 sm^{-1}$, $W_i = 4 m s^{-1}$ es la velocidad del viento para que aparezcan olas de cresta blanca y T_w período de la ola.

También se puede aproximar por el método de Mackay et al. (1980a), que está dado por:

$$\frac{dm_d}{dt} = 0.11m_{oil} \frac{(1+W)^2}{1+50\mu^{1/2}h\sigma} \quad \dots(4.1.2.5-2)$$

Donde m_{oil} es la masa de petróleo que permanece en la superficie, μ es la viscosidad dinámica del petróleo, h es el espesor de la mancha, W es la velocidad del viento, σ es la tensión interfacial petróleo-agua.

4.1.2.6 Proceso de Emulsificación

Este proceso consiste en la incorporación de agua en el petróleo y usualmente comienza después de que se haya evaporado una cierta cantidad de petróleo. Se usa una constante de emulsificación, la cual equivale al porcentaje de petróleo evaporado antes de que la emulsión empieza.

Este proceso puede parametrizarse mediante dos métodos, el primero es una ecuación ampliamente utilizada, propuesta por Mackay et al. (1980a) dada por:

$$\frac{dF_{wv}}{dt} = K_w(1 + W)^2 \left(1 - \frac{F_{wv}}{F_{wv}^{final}} \right) \quad \dots(4.1.2.6-1)$$

En este caso F_{wv} es la fracción del volumen de agua incorporado a la emulsión. $F_{wv}^{final} = 0.7$ es la fracción final del volumen de agua incorporada a la emulsión, $K_w = 1.6 \times 10^{-6}$ es una constante empírica, W es la velocidad del viento.

La otra aproximación usada es la descrita por la ecuación de Rasmussen (1985), dada por:

$$\frac{dF_{wv}}{dt} = R_1 - R_2 \quad \dots(4.1.2.6-2)$$

Donde R_1 es la razón de entrada de agua y R_2 es la razón de salida de agua.

4.1.2.7 Proceso de Sedimentación

Las componentes del petróleo disueltas en la columna de agua se transportan al fondo marino principalmente por su advección a partículas suspendidas y posterior sedimentación.

En MOHID se utiliza el método desarrollado por Science Applications International Corporation (Payne et al., 1987) para su cálculo, que se expresa como:

$$\frac{dm_{sed}}{dt} = 1.3 \sqrt{\frac{E}{V_w}} K_a \cdot C_{oil} \cdot C_{sed} \cdot z_i \cdot A_s \quad \dots(4.1.2.7-1)$$

Donde la razón de energía disipada por el agua de mar está dada por $E = \frac{D_{ba}}{z_i \cdot T_w}$, v_w es la viscosidad dinámica del agua. $K_a = 1 \times 10^{-4} m^3 kg^{-1}$ es el parámetro de adherencia. C_{oil} es el petróleo concentrado en la columna de agua $\frac{dC_{oil}}{dt} = \frac{dm_d}{z_i}$. C_{sed} es la concentración de sedimento en la columna de agua. $z_i = 1.5 \cdot H_o$ es la profundidad de intrusión de las gotas de petróleo en la columna de agua debido al rompimiento de las olas. H_o es la altura de ola.

4.1.2.8 Cambio en la densidad del petróleo

La densidad inicial del petróleo derramado se obtiene de la gravedad API. A partir de ese momento, la evolución de la densidad se estima de la siguiente manera

$$\rho_e = F_{wv} \cdot \rho_w + \rho_{oil}(1 - F_{wv})(1 + c_{DE}F_E)[1 - c_{DT}(T - T_o)] \quad \dots(4.1.2.8-1)$$

Donde ρ_e es la densidad de emulsificación a la temperatura T , ρ_{oil} es la densidad de petróleo crudo a la temperatura de referencia T_o , ρ_w es la densidad del agua, $c_{DE} = 0.18$ y $c_{DT} = 8 \times 10^{-4}$ son constantes empíricas.

4.1.2.9 Cambio en la viscosidad del petróleo

La viscosidad del petróleo cambia debido a tres factores: la temperatura, la evaporación y la emulsificación.

$$\mu = \mu_o \cdot e^{\left[(c_E F_{em}) + \frac{c_V F_{wv}}{(1 - c_M F_{wv})} + c_T \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_o} \right) \right]} \quad \dots(4.1.2.8-1)$$

El factor de cambio debido a la temperatura tiene la siguiente expresión

$$\mu = \mu_o e^{c_T \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_o} \right)} \quad \dots(4.1.2.8-2)$$

El factor de cambio debido a la evaporación tiene la siguiente expresión

$$\mu = \mu_o e^{(c_E F_{em})} \quad \dots(4.1.2.8-3)$$

El factor de cambio debido a la emulsión tiene la siguiente expresión

$$\mu = \mu_o e^{\left[\frac{c_V F_{wv}}{(1 - c_M F_{wv})} \right]} \quad \dots(4.1.2.8-4)$$

Donde μ es la viscosidad del petróleo a la temperatura T ,

μ_o es la viscosidad inicial del petróleo a la temperatura de referencia T_o ; c_T , c_E y c_V son constantes empíricas que dependen del tipo de petróleo. F_{em} es la fracción de masa evaporada del petróleo; F_{wv} es la fracción del volumen de agua en emulsión; y c_M es la constante de Mooney.

4.2 DESARROLLO

4.2.1 Modelo Hidrodinámico

Para la implementación del modelo hidrodinámico en el área de estudio se introdujeron una serie de datos iniciales y condiciones de frontera particulares del área que se simuló. El primer paso fue generar una malla de cálculo horizontal y la geometría vertical además de conocer la batimetría de la región delimitada por la malla horizontal. En este apartado se presentan todas las características de la implementación del modelo MOHID.

4.2.1.1 Modelo Digital de Terreno

Para representar la batimetría y línea de costa del área de estudio se utilizaron los datos en formato XYZ (ASCII) del satélite SRTM30PLUS (2015), con una resolución espacial de 1 minuto (~1.85 km), desarrollados por el Instituto de Oceanografía Scripps de la Universidad de California en San Diego (GCOOS, 2020), esta información se interpoló a los dominios de las mallas utilizados.

4.2.1.2 Dominios del modelo

Para los cálculos de la simulación hidrodinámica, del 2 de abril al 8 de mayo de 2010 con un periodo de 18 días para estabilizar el modelo antes de la fecha de inicio del derrame, se utilizaron dos niveles de malla equiespaciadas anidadas en coordenadas cartesianas (Fig. 4.2.1.2-1), ambas con una resolución de $(1/20)^\circ$ y un paso de tiempo de 60 segundos (Tabla 4.2.1-1).

El primer dominio del modelo se ejecuta de manera independiente al dominio anidado. Sin embargo, el segundo dominio, de mayor resolución, extrae información del primer dominio para sus condiciones de frontera.

La malla del dominio en el nivel 1, fue utilizada para hacer una simulación regional de un modelo bidimensional barotrópico forzado en sus fronteras abiertas por los mecanismos de la marea astronómica y se utiliza únicamente para que la información se propague hacia la región de interés.

La malla del dominio en el nivel 2, se utiliza para simular la región de interés donde ocurrió el derrame y para modelar las trayectorias que siguió el petróleo del Deepwater Horizon en 2010. En esta malla se simuló con un modelo hidrodinámico tridimensional con 7 capas en la vertical (15 m, 44 m, 84 m, 414 m, 977 m, 2077 m y 34043 m), que fue forzado en la superficie del mar por el esfuerzo del viento y que asimilaba datos de temperatura y salinidad del agua en sus diferentes profundidades. Esta misma malla, se utilizó para calcular el oleaje producido por el esfuerzo de viento.

Tabla 4.2.1.2-1 Información de los dominios utilizados.

Dominio	Límites del Dominio		Número de celdas	
			X	Y
Nivel 1	92.30° W a 82.30° W	25.25° N a 30.75° N	200	110
Nivel 2	90.85° W a 85.05° W	26.70° N a 30.75° N	116	81

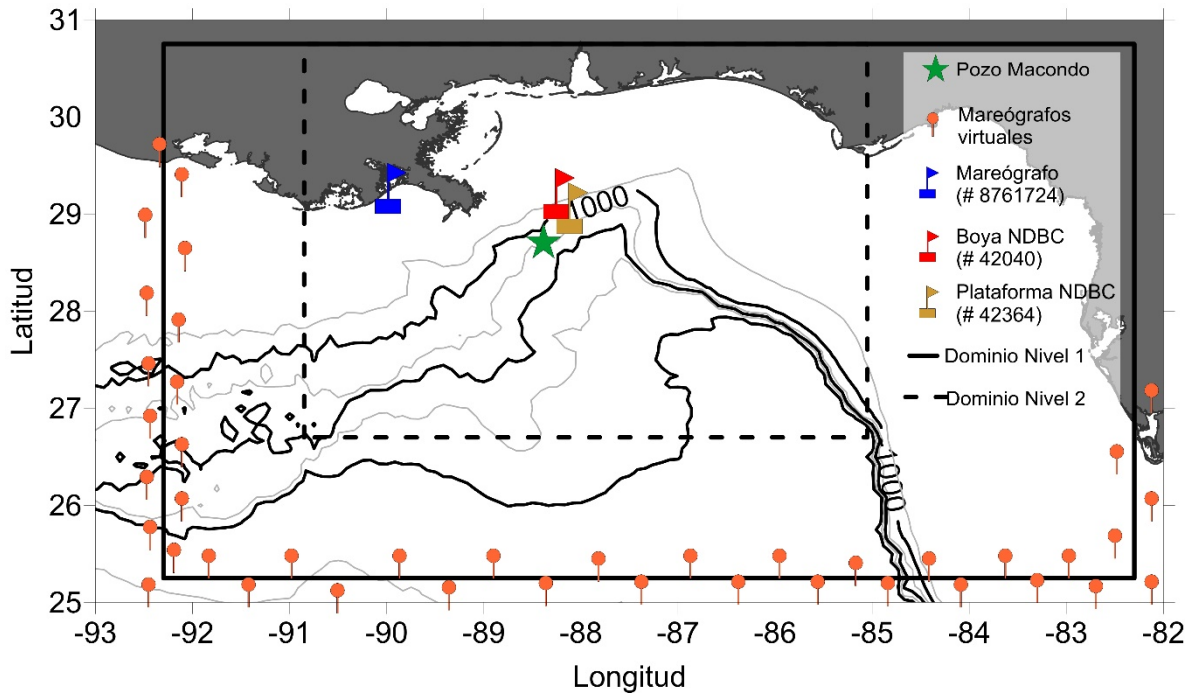


Figura 4.2.1.2-1 Batimetría de la región. Ubicación geográfica de: los dominios utilizados, una estación mareográfica, una boya oceanográfica y una plataforma marina con datos de mediciones oceanográficas en las fechas del derrame DWH. Posiciones de los mareógrafos virtuales utilizados en el forzamiento de la marea.

Ya que los datos utilizados para los mecanismos de forzamiento; tanto atmosféricos como oceánicos, son resultados de diferentes modelos, Finite Element Solution 2004 (AVISO, 2020), Global Forecast System (GFS, 2020) y Global Ocean 1/12° Physics Analysis And Forecast Updated Daily (Copernicus, 2020), se comparó la información de estos con mediciones disponibles hechas en la región de estudio en una estación mareográfica, una boyas oceanográfica y una plataforma marina (Fig. 4.2.1.2-1), para validar que los datos introducidos al modelo sean datos ciertos y apegados a la realidad.

4.2.1.3 Forzamiento por mareas

En la frontera abierta (oceánica) del dominio nivel 1 se especificó la elevación de la superficie libre de mar como una serie de tiempo variable. Para esto se impusieron los efectos de la marea astronómica con ayuda de mareógrafos virtuales (Fig. 4.2.1.2-1), que contienen la información de la amplitud y fase de las siguientes 13 componentes armónicas de la marea: M_2 , S_2 , K_1 , K_2 , N_2 , $2N_2$, O_1 , P_1 , M_4 , M_f , M_m , M_{tm} , MS_{qm} ; obtenidas mediante el modelo global de marea Finite Element Solution 2004 (AVISO, 2020).

La información de la altura de marea simulada por el modelo se compara y valida con datos de la estación mareográfica # 8761724 ubicada en Grand Isle, Luisiana (29.2633° N, 89.9566° W), administrado por Tides y Currents (2020) de la NOAA (Fig. 4.2.1.3-1). En esta comparación se observa que el modelo reproduce adecuadamente las características de las elevaciones del nivel del mar tanto en amplitud como en fase, haciendo una correcta propagación de la onda de marea desde las fronteras abiertas hacia la costa.

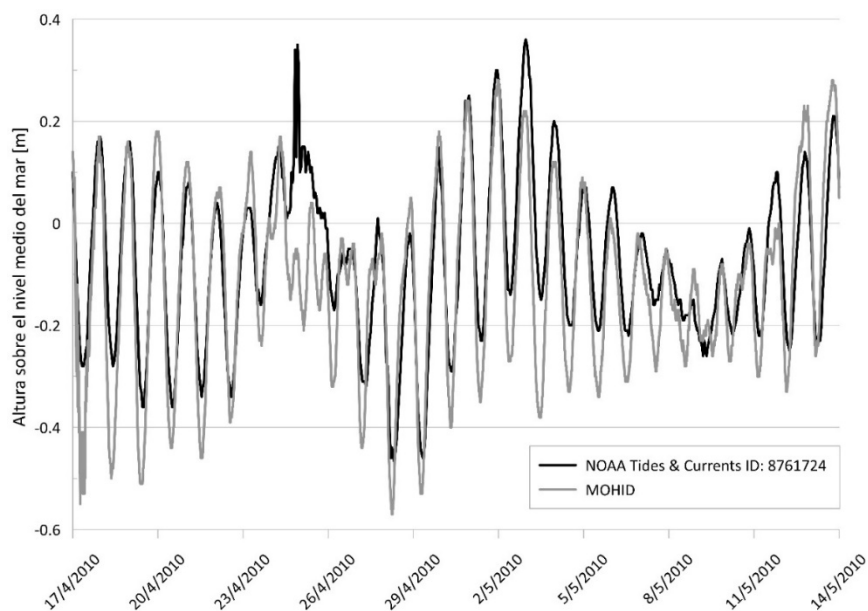


Figura 4.2.1.3-1 Comparación entre la serie de altura de marea medida en el mareógrafo #8761724 y la simulada por el modelo hidrodinámico.

4.2.1.4 Forzamientos atmosféricos

Los forzamientos atmosféricos considerados en el modelo hidrodinámico son: el viento, la presión atmosférica en la superficie del mar, la temperatura del aire, la humedad relativa, la radiación de onda corta y el porcentaje de cobertura de nubes.

Los mecanismos de forzamiento atmosférico se aplicaron al dominio nivel 2, a partir de los datos de dos fuentes:

1. Datos del Global Forecast System (GFS, 2020), un modelo para pronóstico del clima, producido por el National Centers for Environmental Prediction (NCEP). Cuya resolución espacial es de 0.5° y con una resolución temporal de 3 horas, que produce un pronóstico de datos de 16 días.
2. Datos del NCEP-DOE reanálisis. Cuya resolución espacial es de 2.5° , con una resolución temporal de 6 horas (NCEP-DOE, 2020).

Del campo de viento impuesto como mecanismo de forzamiento atmosférico en el dominio nivel 2, se obtuvo una serie de tiempo para compararla y validarla con las mediciones de la Estación # 42040 (29.20833° N, 88.22583° W) del National Data Buoy Center (NDBC, 2020a) de la NOAA, ubicada en una boya oceanográfica (Fig. 4.2.1.4-1).

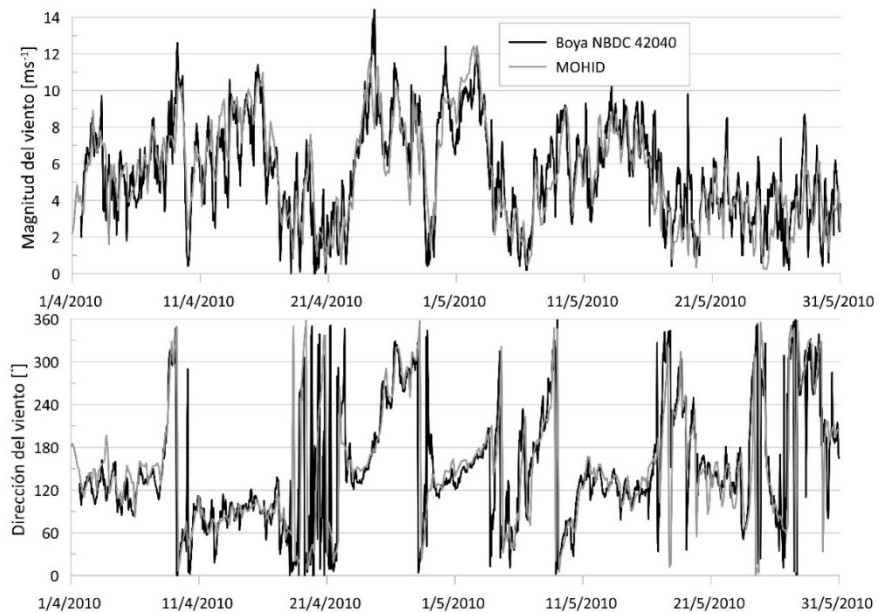


Figura 4.2.1.4-1 Comparación entre la magnitud y dirección del viento medido por la estación NDBC #42040 y la impuesta al modelo con datos del GFS.

En esta comparación se observa una alta similitud en la magnitud y dirección de los datos medidos y los del modelo GFS, lo que indica una alta confiabilidad en que los datos del modelo GFS se pueden utilizar como mecanismo de forzamiento atmosférico en la región.

4.2.1.5 Asimilación de datos en la estructura hidrográfica

La información diaria de temperatura, salinidad y velocidad de las corrientes se interpoló a las 7 capas verticales del dominio nivel 2. Los datos obtenidos del Global Ocean 1/12° Physics Analysis and Forecast Updated Daily (Copernicus, 2020), se asimilaron cada 24 horas en la estructura hidrográfica. Cabe destacar que los modelos de las grandes profundidades oceánicas requieren la asimilación de datos para representar las fuertes corrientes como la Corriente del Lazo y sus remolinos que impactan en la plataforma continental a través de interacciones con la pendiente de la plataforma.

Las corrientes calculadas por el modelo en una capa de 58 m de profundidad, se compararon con los datos de ADCP BIN 1 referente a 51 m de profundidad (Fig. 4.2.1.5-1), ubicado en la plataforma petrolera Ram Powell TLP, Estación # 42364 (29.060° N, 88.090° W) del National Data Buoy Center (NDBC, 2020b) de la NOAA (Fig. 4.2.1.2-1).

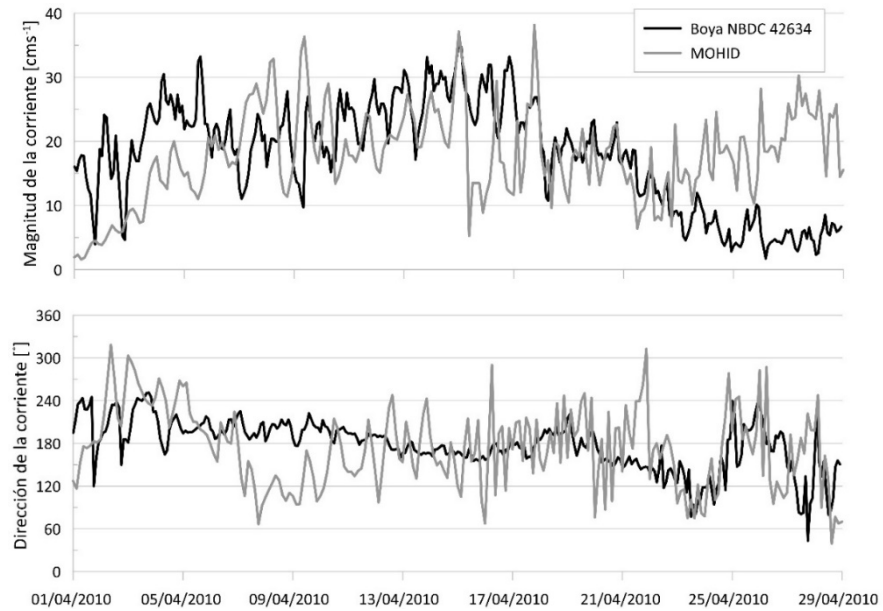


Figura 4.2.1.5-1 Comparación entre la magnitud y dirección de las corrientes marinas medidas en la estación NDBC #42364 y las calculadas por el modelo hidrodinámico.

En esta comparación se observa que la magnitud y dirección de las corrientes marinas medidas y calculadas siguen la misma tendencia. Por ejemplo, las magnitudes medidas y simuladas se encuentra en el mismo rango de menos de 0.5 m s^{-1} , mientras que la dirección medida y simulada se encuentran en fase. Las diferencias entre una y otra se debe principalmente a ruido en las mediciones y a que las posiciones no son exactamente las mismas.

4.2.2 Modelo de Propagación de Oleaje

Para calcular el forzamiento debido al oleaje inducido por el viento en la zona del derrame del Deepwater Horizon, se utilizó el modelo Simulating Waves Nearshore (SWAN) que está acoplado con el modelo MOHID, para simular la propagación del oleaje generado por el viento desde aguas profundas hasta las zonas cercanas a la costa, en el dominio nivel 2.

El modelo SWAN es un modelo que describe el desarrollo del espectro de energía del oleaje, teniendo en cuenta las condiciones de viento, corrientes y batimetría, atendiendo a los procesos de generación, disipación e interacciones no lineales (SWAN, 2020).

En la Fig. 4.2.2-1, los parámetros del oleaje calculado por el modelo SWAN utilizando como mecanismo de forzamiento los datos de viento del GFS, se comparan con las mediciones de la Estación # 42040 (29.20833° N, 88.22583° W) del National Data Buoy Center (NCEI, 2020) (Fig. 4.2.1.2-1).

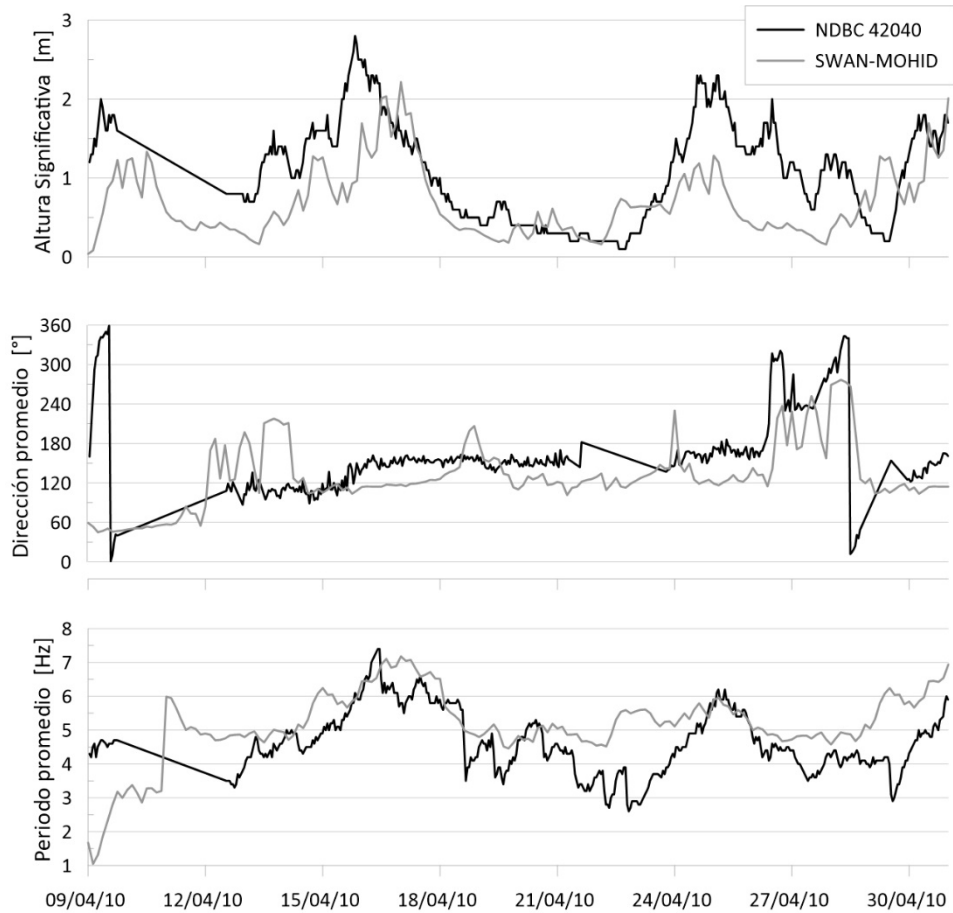


Figura 4.2.2-1 Comparación entre la altura significativa, dirección promedio y periodo promedio de ola medidas en la estación NDBC #42040 y las calculadas por el modelo de SWAN-MOHID.

En esta comparación se observa que tanto la altura significativa de ola, como la dirección y periodo promedio de ola, medidas y simuladas se encuentran en fase y dentro del orden de magnitud. Esto valida los datos de oleaje para ser utilizados en la simulación de la trayectoria y degradación de petróleo.

4.2.3 Modelo de Trayectoria y Degradación del Petróleo

Una vez calculada la hidrodinámica y el oleaje, el módulo lagrangiano utilizó dicha información combinada con la información de los campos de viento para realizar los cálculos de las trayectorias del petróleo derramado de forma tridimensional, considerando propiedades del petróleo como densidad y viscosidad.

Posteriormente, el módulo de petróleo utiliza las variables de la hidrodinámica y del módulo de transporte lagrangiano, además de la información de los campos de oleaje y de viento, porcentaje de cobertura de nubes en la zona, presión atmosférica, humedad relativa, la radiación solar, los flujos de calor latente y sensible sobre la superficie del océano, entre otros; para calcular la evolución de la densidad y viscosidad del petróleo; así como, los procesos de degradación de este (Fig. 4.2.3-1).

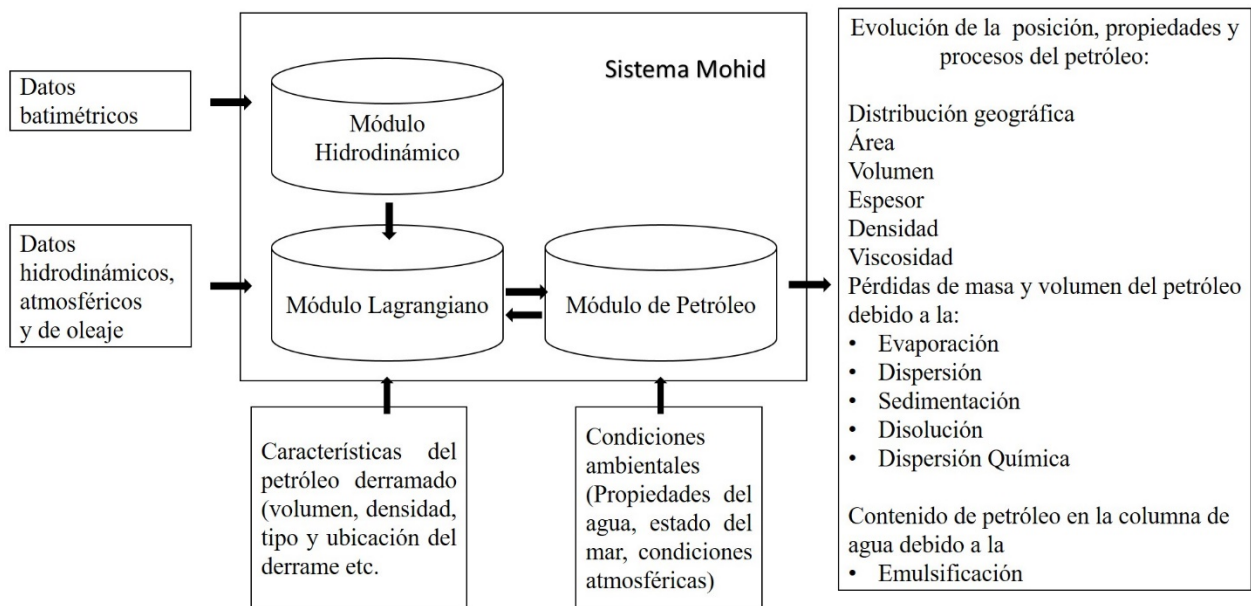


Figura 4.2.3-1 Esquema de la operación del modelo de derrame de petróleo (MOHID, 2020).

En este estudio, se consideran los siguientes procesos de degradación de petróleo:

- Esparcimiento, con la aproximación de Fay (1969)
- Evaporación, con la aproximación del modelo analítico de Stiver y Mackay (1984)
- Disolución, con la aproximación de Mackay y Leinonen (1977)
- Dispersión, con la aproximación de Delvigne y Sweeney (1988)
- Emulsificación, con la aproximación de Mackay et al. (1980a)

No se consideraron los procesos de la sedimentación y la degradación (biodegradación y fotooxidación), debido a que la sedimentación es uno de los factores menos importantes en los primeros días del derrame, que son los que se están modelando, mientras que los procesos de degradación sólo se consideran significativos después de las primeras semanas de simulación (Fernández et al., 2011), a las cuales tampoco se llegó.

4.2.3.1 Condición inicial del derrame de petróleo

La evolución de la trayectoria y degradación del petróleo se simuló del día 20 de abril a las 22:00:00 horas (hora local) al 8 de mayo de 2020 a las 00:00:00 horas, con un paso de tiempo para el cálculo de la advección y degradación de partículas de 60 segundos. Para simular el flujo continuo del derrame, se liberó una partícula cada dos minutos, con un volumen de un metro cúbico asociado a cada partícula.

El módulo lagrangiano y de petróleo obtenían, de la modelación realizada previamente, la información hidrodinámica cada 10 minutos, la de oleaje cada 3 horas, la atmosférica cada 3 horas para los campos de viento, temperatura del aire a 10 m sobre el nivel del mar, presión atmosférica y humedad relativa, y cada 6 horas para la cobertura de nubes y radiación solar. Posteriormente, se guardaba la información de la evolución de las partículas del petróleo cada hora.

Las condiciones iniciales del derrame que se utilizaron fueron las siguientes:

Tabla 4.2.3.1-1 Condiciones iniciales del petróleo derramado en el modelo.

Origen geográfico	1,500 m de profundidad, Cañón MC 252, 28.724° N, 88.385° W (ERMA, 2020)
Gravedad API	40° (Reddy et al., 2012)
Densidad	820 g L ⁻¹ (Reddy et al., 2012)
Viscosidad dinámica (cP)	7145, temperatura de referencia de 15 °C (McCay et al., 2016)
Punto de Fluidez (Pour Point)	-28 °C (McCay et al., 2016)
Flujo del derrame	720 m ³ por día (McNutt et al., 2012)

CAPÍTULO 5

RESULTADOS

5.1 Trayectoria del derrame de petróleo

En las fechas modeladas del derrame, se observa un cambio significativo en los datos de la serie de tiempo de la presión atmosférica (Fig. 5.1-1) alrededor de día 28 de abril, el cual a su vez se ve reflejado en los campos de viento impuestos al modelo (Fig. 5.1-2); y la variable temperatura del aire a 10 m de altura presenta una tendencia ascendente, pasando de menos de 20 °C a más de 24 °C (Fig. 5.1-1), lo que afecta la densidad, viscosidad y favorece el proceso de la evaporación en la degradación del petróleo.

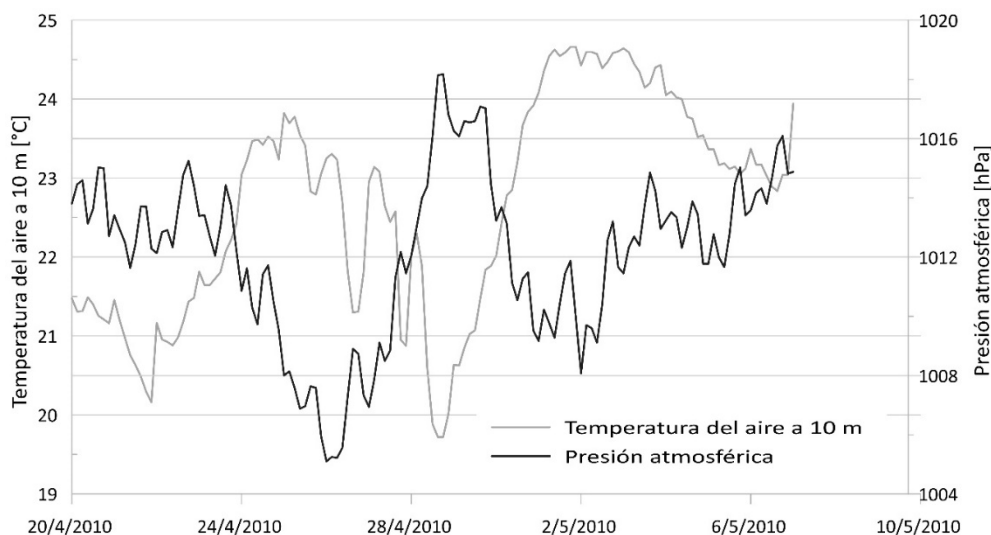


Figura 5.1-1 Serie de tiempo de la temperatura del aire y presión atmosférica en la zona del Pozo Macondo.

Los campos de viento (Fig. 5.1-2) presentan magnitud cercana a los 10 m s^{-1} en casi todo el periodo simulado, esto favorece la generación de oleaje y los procesos de la dispersión y emulsificación en la degradación del petróleo, a su vez, la degradación del petróleo produce cambios en la viscosidad del petróleo. Además, en la dirección del viento se presenta una rotación anticiclónica del 24 de abril al 3 de mayo.

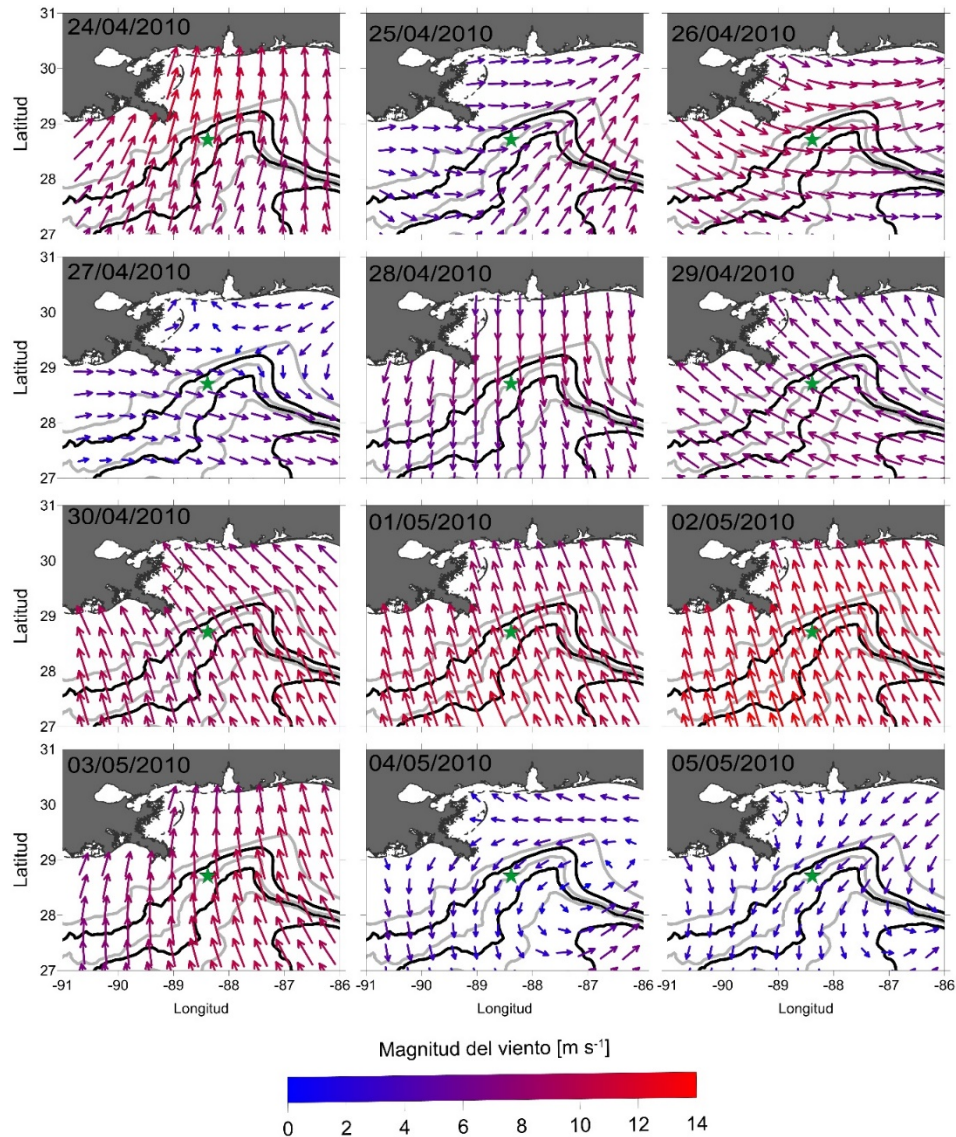


Figura 5.1-2 Campo de velocidades de viento impuesto en el dominio nivel 2.

Al observar la temperatura superficial del mar, se encuentra una condición similar a la temperatura del aire, en los primeros días de la simulación, la zona del derrame del DWH, se encontraba inmersa en una parcela de agua con una temperatura entre los 21 y 22 °C, con el paso de los días esta se empieza a desplazar hacia el noreste, y para principios de mayo, en la región ya se encuentra agua superficial con una temperatura entre los 22 y 24 °C (Fig. 4.2.1.5-1), recordemos que la temperatura del petróleo se considera igual a la temperatura superficial del mar.

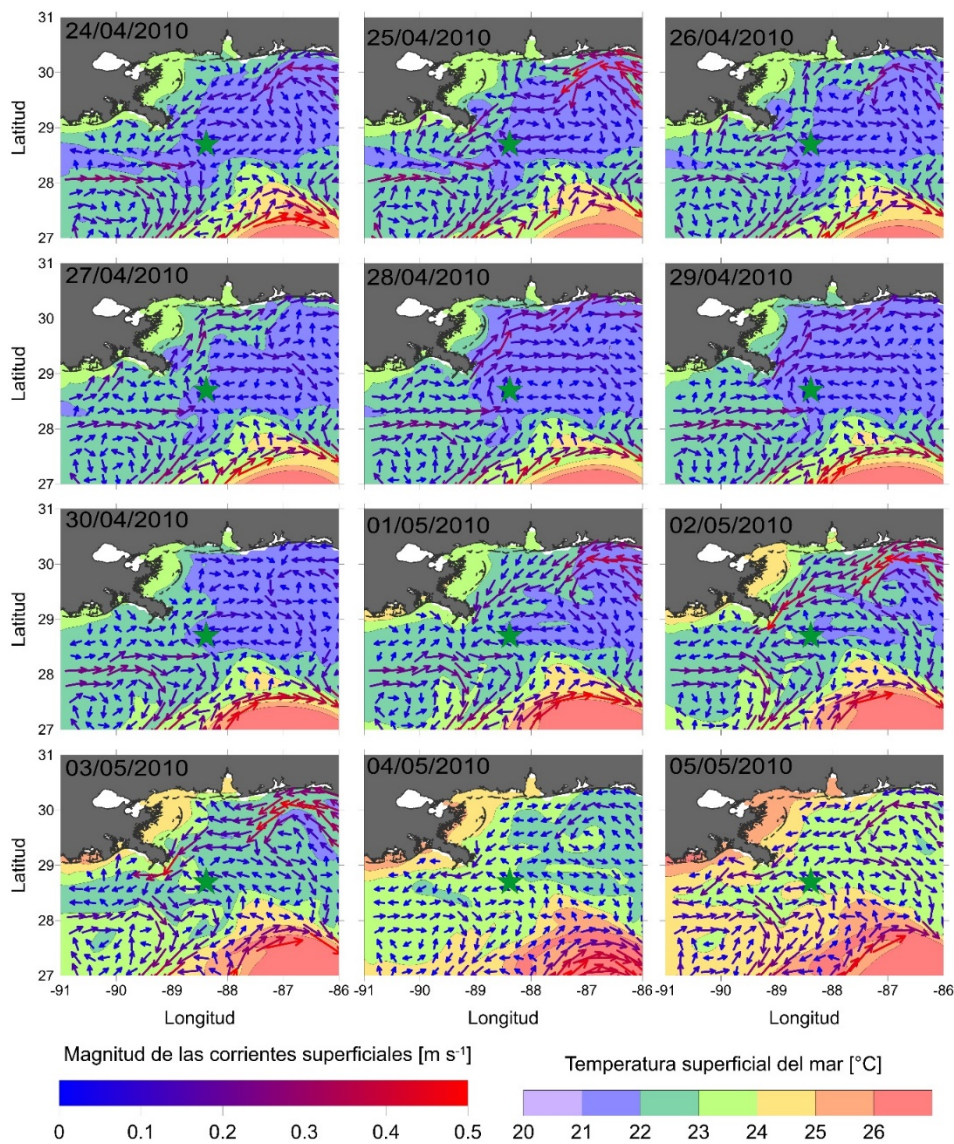


Figura 5.1-3 Temperatura superficial del mar y campo de velocidades de las corrientes superficiales en el dominio nivel 2.

En cuanto a las corrientes marinas superficiales en la región estas son de magnitudes menores a los 0.5 m s^{-1} en la región entre la plataforma continental y la costa, por eso sólo se presentan los campos superficiales. En el dominio sólo se observa un patrón de corrientes dominante en la zona cercana a la costa la cual tiene una gran variabilidad, el 24 de abril tiene una dirección de este a oeste, el 27 de abril cambia la dirección de oeste a este y para el 1 de mayo esta vuelve a tener un sentido este a oeste.

En la secuencia de Figuras 5.1-3 se presenta el campo de viento, las corrientes marinas y una comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo y las observaciones satelitales de los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo de la Oficina de Respuesta y Restauración (OR&R, 2020) de la NOAA, del día 24 de abril al 7 de mayo de 2010.

En esta secuencia se observa que el esfuerzo del viento es el principal mecanismo que conduce la dirección en que se mueven las trayectorias de las partículas de petróleo simuladas, esto debido a la magnitud del viento durante la época simulada es del orden de 12 m s^{-1} , mientras que las velocidades de las corrientes superficiales en la zona cercana del derrame son de menos de 0.2 m s^{-1} . Además, las condiciones de la temperatura en el océano y la atmósfera, sumado a los esfuerzos del viento y el oleaje que se genera por éste favorecen los procesos de evaporación, dispersión y emulsificación del petróleo, que a su vez producen cambios en la densidad y viscosidad de este, afectando su movilidad.

Las distribuciones de las partículas simuladas por el modelo coinciden con las áreas delimitadas por los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo en los diferentes días, por ejemplo, según los mapas acumulativos el petróleo comienza a llegar al delta del Misisipi el día 29 de abril, al igual que lo hace las primeras partículas simuladas por el modelo a 5 días de haber iniciado la simulación, sin reinicializar la distribución de estas.

A continuación, se presenta una descripción de la evolución de las trayectorias del petróleo derramado.

El día 24 y 25 de abril, el viento tiene una dirección norte-noreste con una magnitud aproximada de 8 m s^{-1} , que arrastra el petróleo en esa dirección hacia la plataforma continental, a pesar de que las corrientes superficiales tienen una dirección este-oeste.

Los días 26, 27 y 28 de abril, los vientos sufren una rotación gradual este, sureste, sur con una magnitud aproximada de 6 m s^{-1} , que provoca una rotación anticiclónica de toda la mancha de petróleo, llevándola hacia la pendiente de la plataforma continental. Las velocidades superficiales siguen sin tener una repercusión importante en las trayectorias del petróleo.

Los días 29 y 30 de abril, 1, 2 y 3 de mayo, los vientos se intensifican hasta 14 m s^{-1} , en dirección noroeste, arrastrando gran parte de la mancha de petróleo hacia la plataforma continental en la zona costera y del delta del Misisipi, incluso llegando a quedarse varado en la línea de costa. Además, la temperatura superficial del agua y la temperatura del aire a 10 m de altura comienzan a calentarse hasta alcanzar los 22 y 24 °C.

En los últimos días simulados del 4 al 7 de mayo, la magnitud del viento en la región disminuye hasta valores menores a 4 m s^{-1} , lo que provoca que la mancha de petróleo se estanque en la zona al norte del Pozo Macondo y esta comience a expandirse de forma radial, afectando la zona costera.

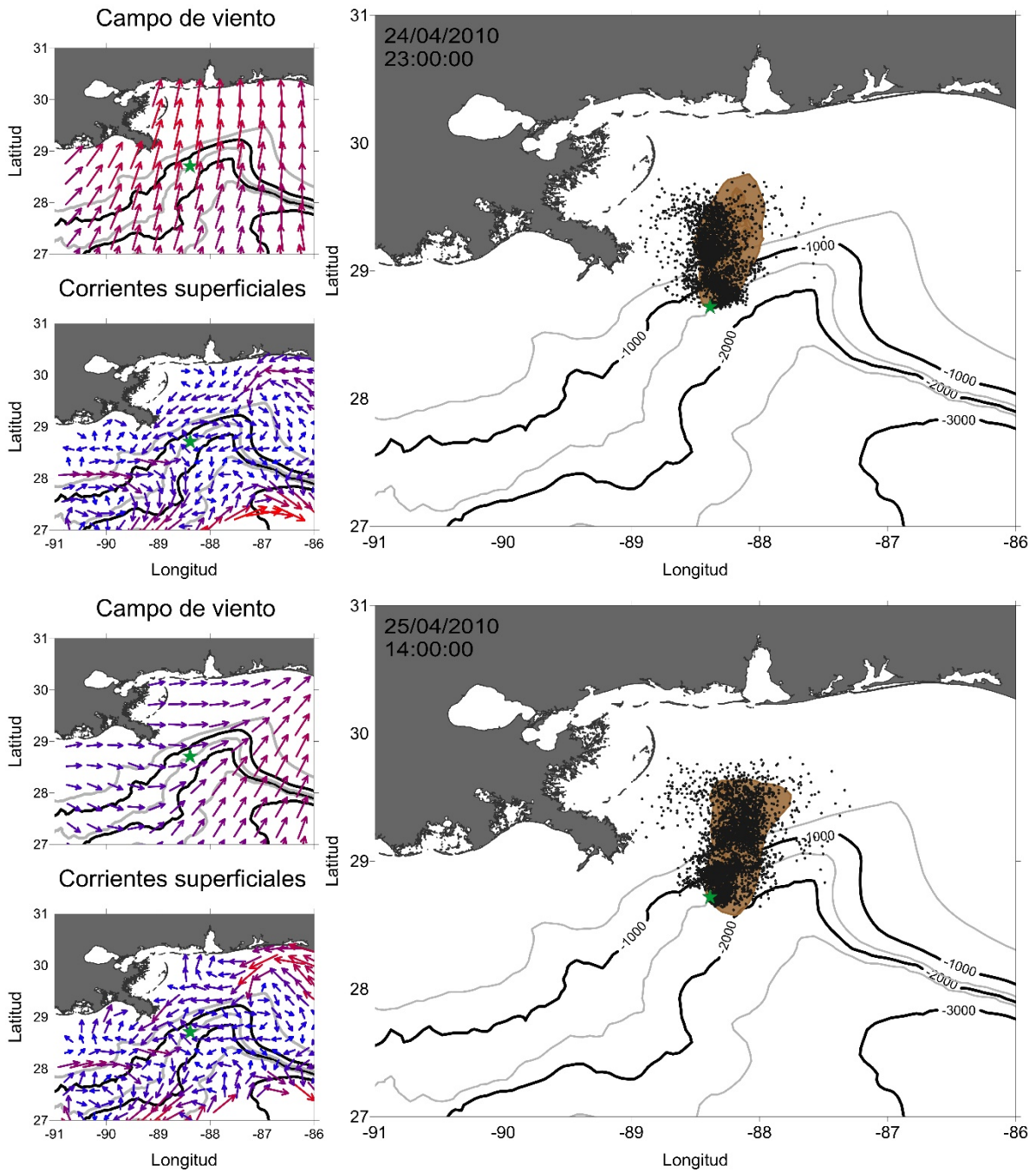


Figura 5.1-4 Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café).

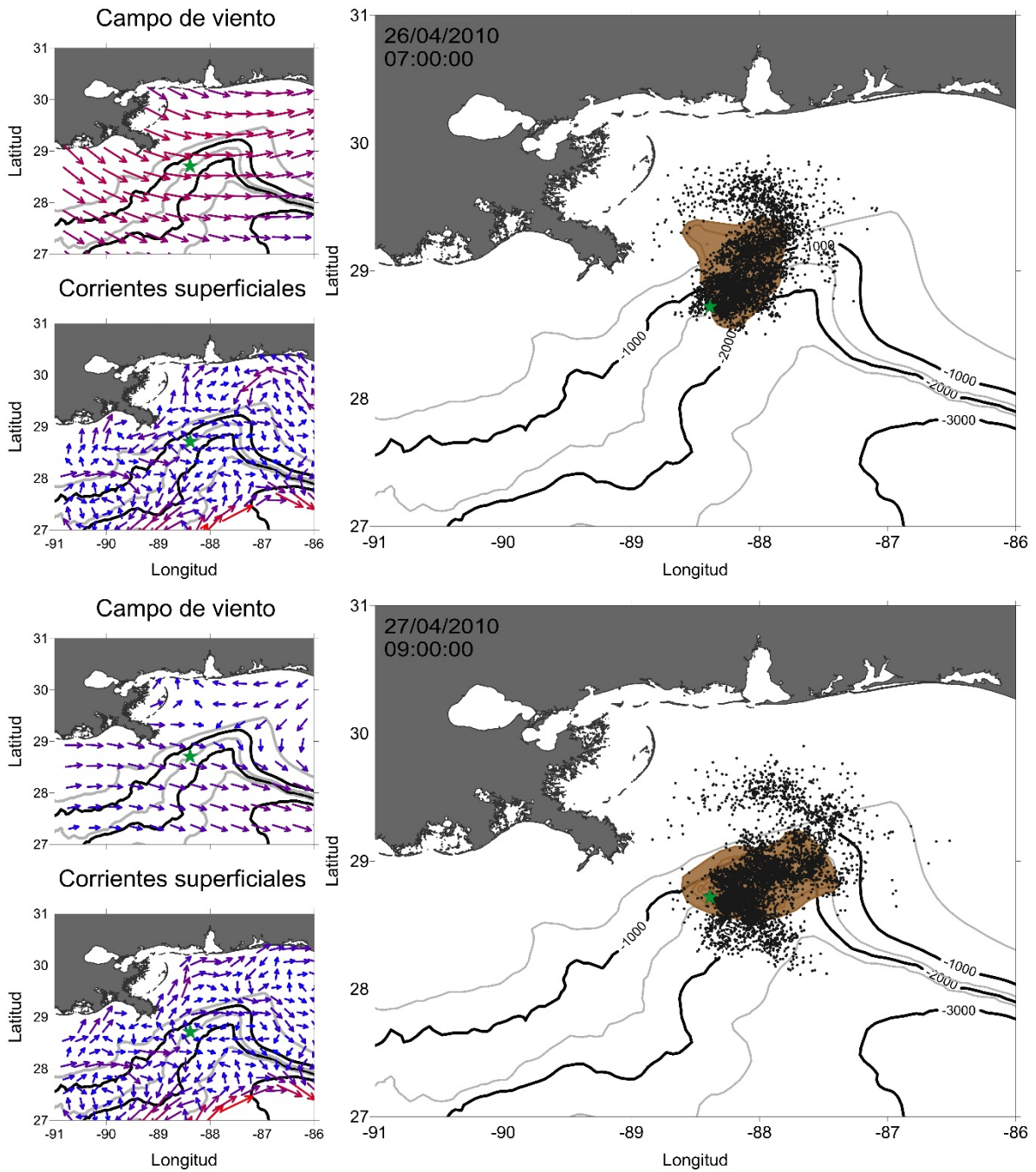


Figura 5.1-4 (Continuación) Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café).

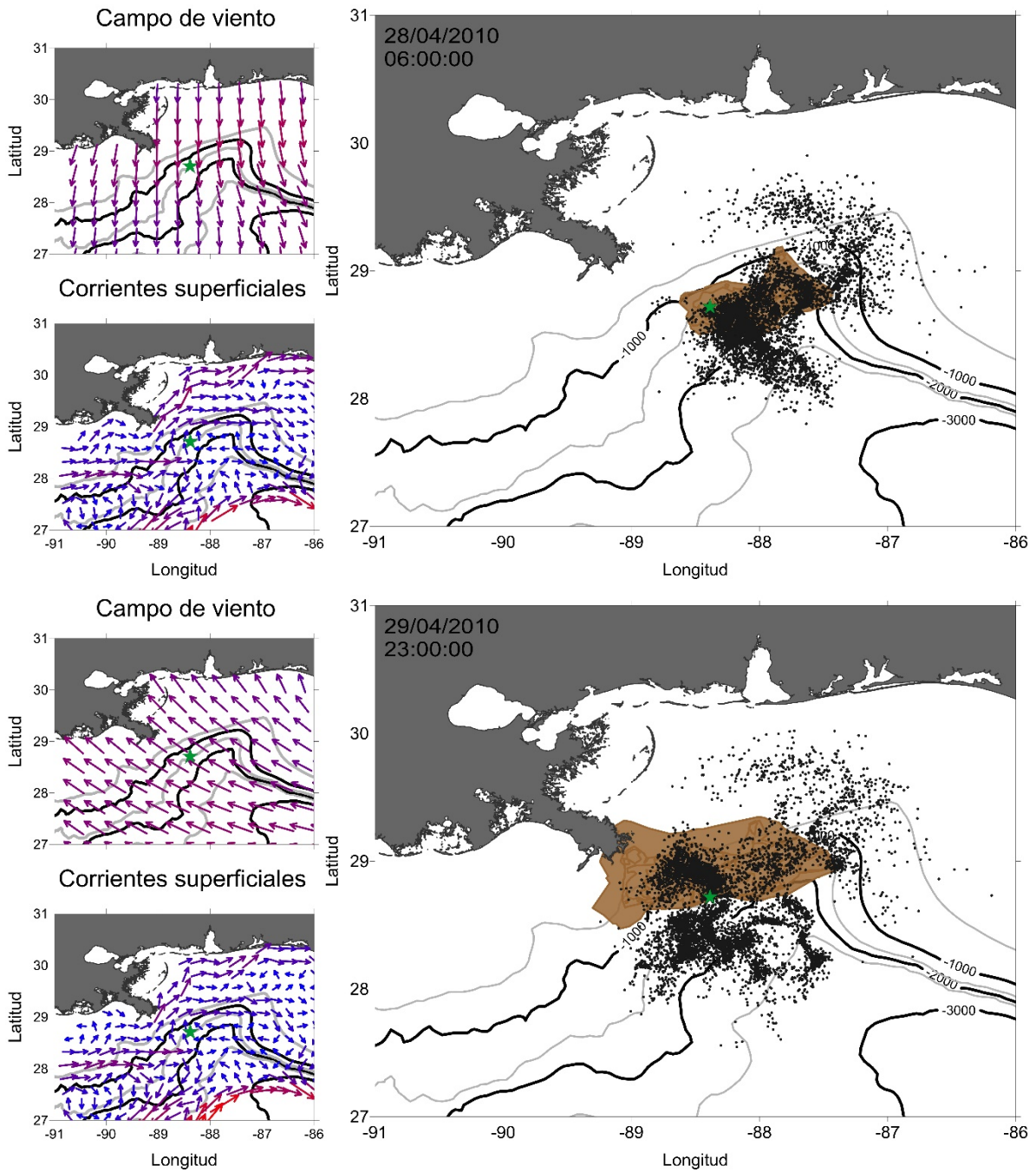


Figura 5.1-4 (Continuación) Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café).

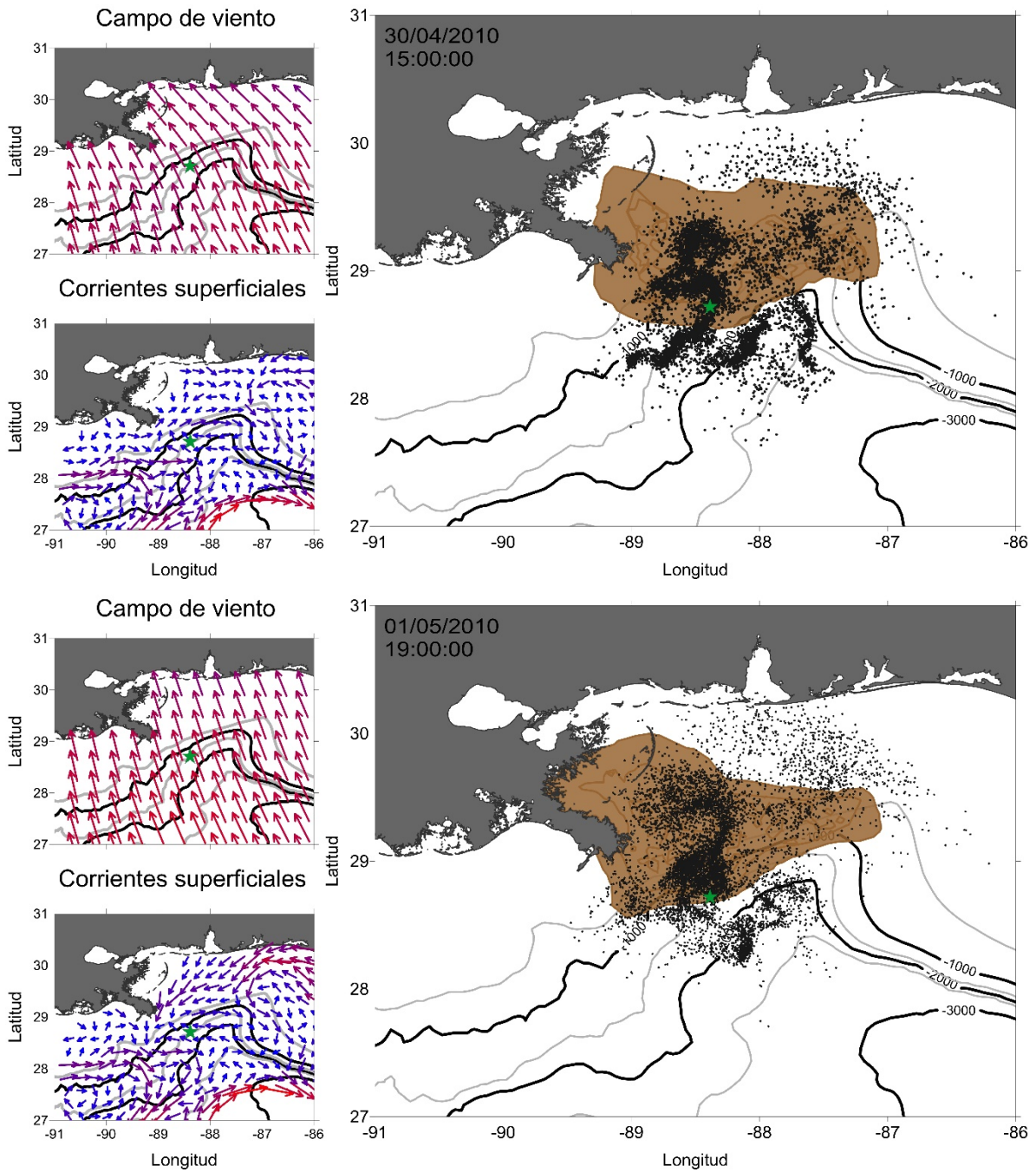


Figura 5.1-4 (Continuación) Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café).

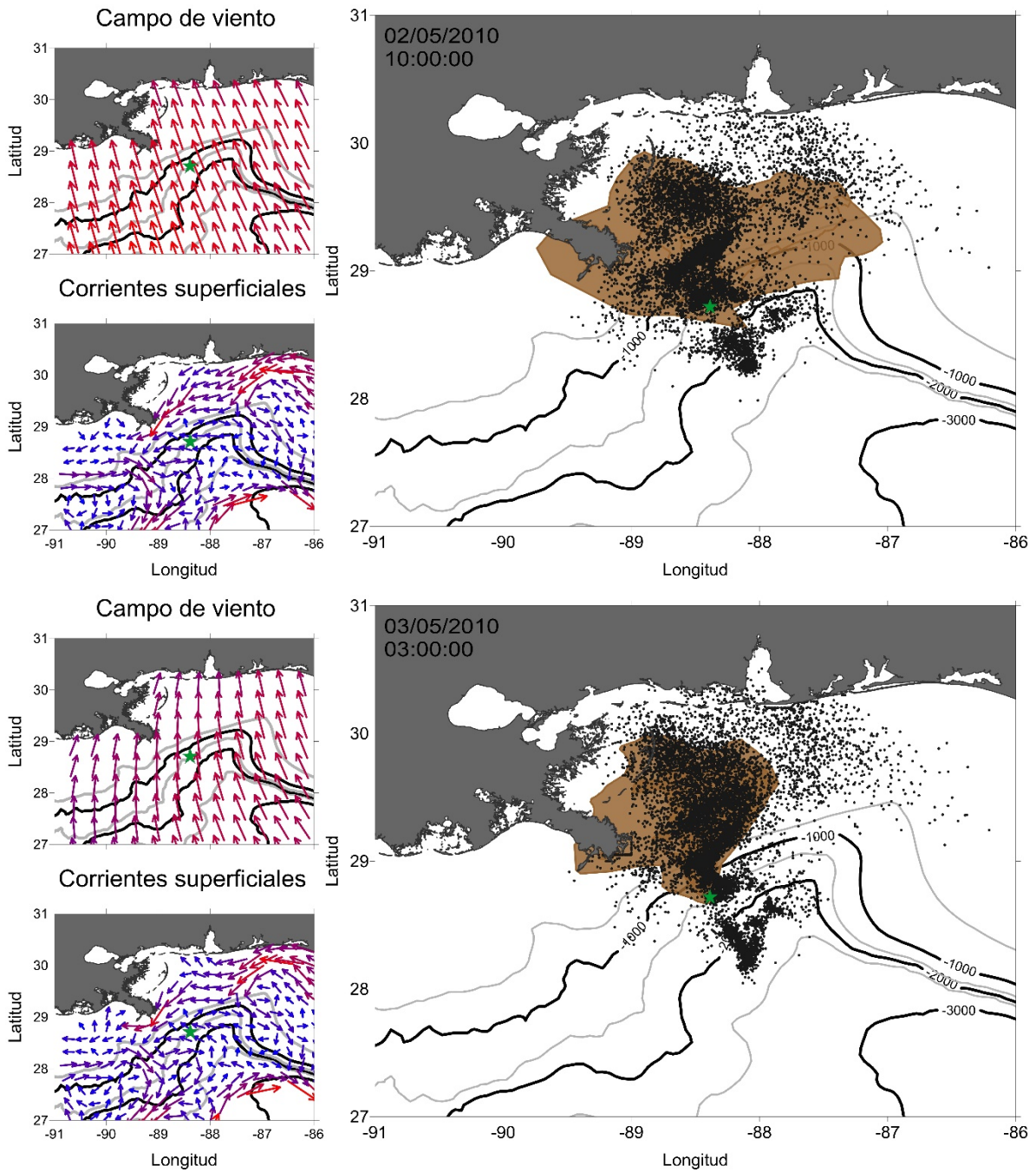


Figura 5.1-4 (Continuación) Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café).

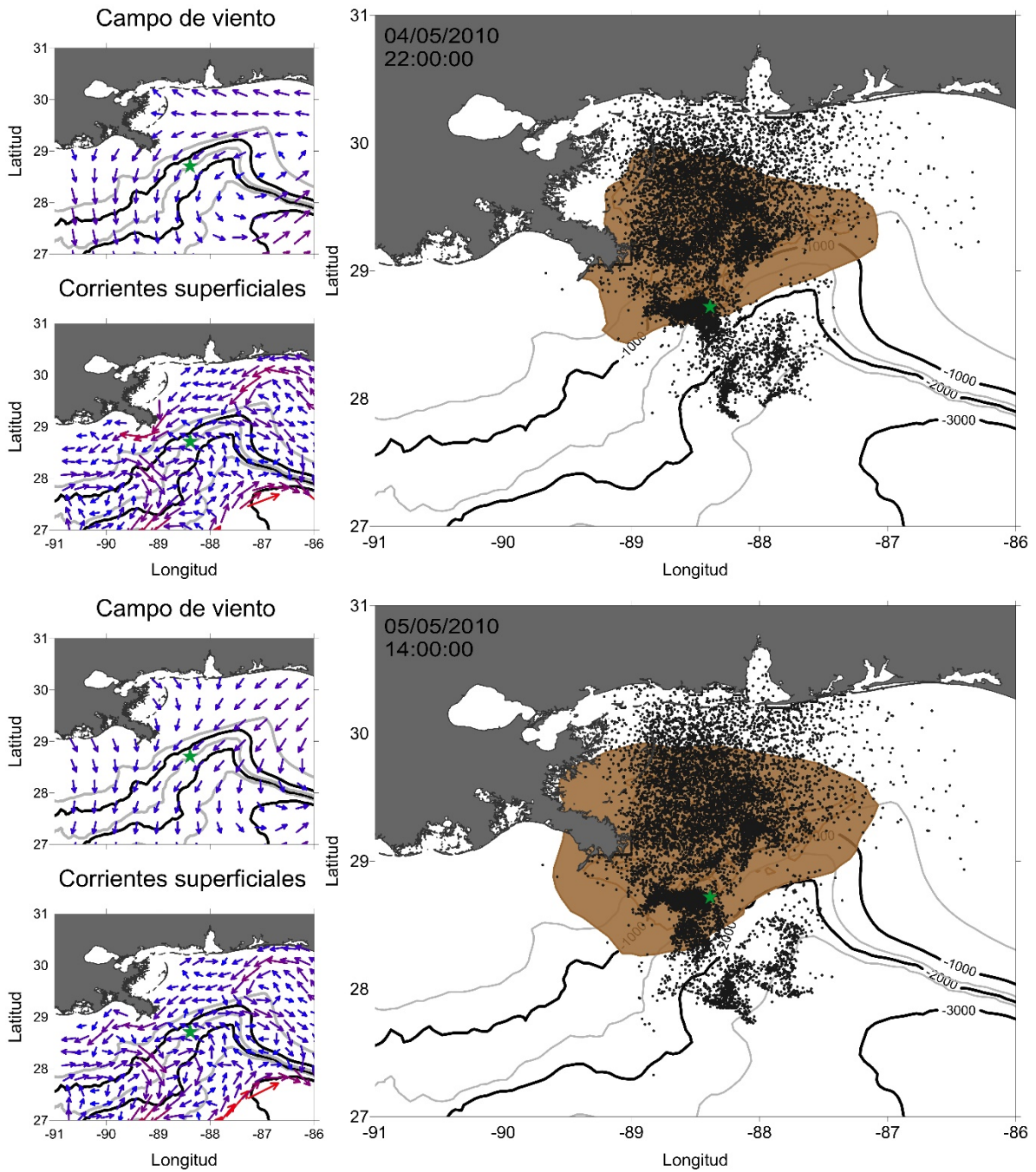


Figura 5.1-4 (Continuación) Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café).

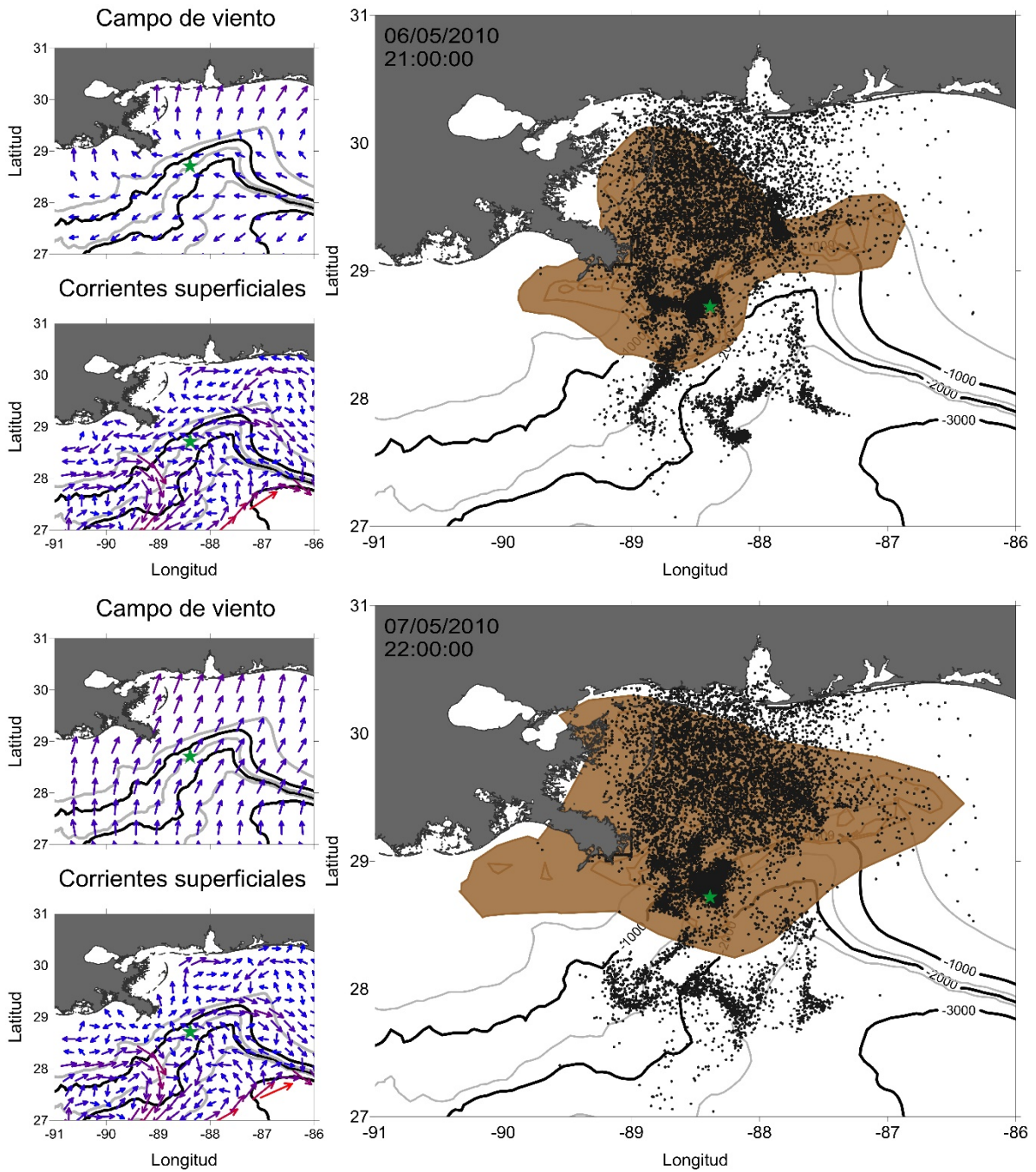


Figura 5.1-4 (Continuación) Campo de viento, corrientes superficiales y comparación de la distribución del petróleo simulado por el modelo (puntos negros) y los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo (región café)

CAPÍTULO 6

DISCUSIÓN

De los modelos consultados, el modelo MOHID es uno de los que puede considerar la mayor cantidad de procesos en la degradación de petróleo y calcular la evolución de la densidad y viscosidad del petróleo en cada paso de tiempo, estos procesos son modelados a partir de aproximaciones empíricas hechas de experimentos en laboratorio o de campo que consideran diversos parámetros océano-atmosféricos y no sólo como procesos de decaimiento, haciéndolo un modelo muy completo, además de que ha sido probado de manera exitosa en derrames de petróleo en diferentes regiones del mundo.

Debido a la localización del pozo Macondo, para hacer una simulación de las trayectorias del derrame ya sea en la superficie o en la columna del agua, se debe tomar en cuenta la hidrodinámica del océano profundo, la de la pendiente de la plataforma continental, la de la plataforma continental y la de las zonas costeras. Es decir, se requiere un modelo numérico con un cierto nivel de complejidad para poder considera las corrientes oceánicas profundas como son la corriente de Lazo y sus remolinos. El modelo utilizado en este trabajo es capaz de simular todos estos procesos hidrodinámicos; además, en comparación con otros modelos como: WFS, RTOFS, SABGOM, Global Hycom (LiuWeisberg et al., 2011a, 2011b; MacFadyen et al., 2011) o los demás mencionados en este trabajo, este está hecho para contemplar la dinámica en regiones costeras, en la zona de los estuarios y en zonas profundas; así como considerar los efecto debido al oleaje.

Al comparar la información hidrodinámica, del oleaje y atmosférica, medida en la región con la que es suministrada y calculada por el modelo se encuentra una alta similitud entre ellos; por lo tanto, se tiene la confianza que la información hidrometeorológica que utiliza el módulo lagrangiano y posteriormente al módulo de petróleo, es aceptable y concuerdan con las condiciones que imperaban en la región en abril y mayo de 2010

Aunque se contaba con la información de los forzamientos oceánicos y atmosféricos durante todo el periodo del derrame, se decidió únicamente modelar los primeros 17 días del derrame de petróleo (del 20 de abril al 8 de mayo de 2010) debido a que los pronósticos del

tiempo atmosférico hecho por el Global Forecast System tienen un nivel de confianza aceptable en un rango de 16 días, y uno de los propósitos de ese trabajo es utilizar el modelo desarrollado como pronóstico de las trayectorias del petróleo ante un posible derrame en aguas mexicanas, utilizando las bases de datos antes mencionadas como condiciones iniciales y de forzamiento para proponer una línea base de acciones para mitigar o contener el derrame, calculando la evolución que seguirían las trayectorias del petróleo derramado y en qué zonas se deberían poner barreras de contención o realizar acciones en concreto para reducir el impacto de éste.

Al comparar los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo de la Oficina de Respuesta y Restauración (OR&R, 2020) de la NOAA con las trayectorias modeladas, se observa que las distribuciones de las partículas simuladas por el modelo coinciden con las áreas delimitadas por los mapas acumulativos, mostrando una alta similitud en la distribución del petróleo en superficie durante los 17 días de la simulación (Fig. 5.2-4). Sin embargo, existen algunas partículas en la periferia de la gran mancha de petróleo que no coinciden con los mapas acumulativos, esto se debe a que estas partículas tienen asociado un volumen y espesor menor y una densidad y viscosidad mayor que las partículas que se encuentran más cercanas al centro del derrame, ya que estas han sufrido durante más tiempo procesos de degradación y exposición a las condiciones presentes en la interfaz océano-atmósfera, haciendo que sean menos propensas a ser arrastradas por los esfuerzos del viento, oleaje y corrientes marinas; y por lo general, estas partículas ya no son detectadas por su tamaño al momento de hacer los análisis de las imágenes satelitales. Otra cuestión es que este trabajo no considera las actividades de mitigación y contención del derrame, las cuales afectan el flujo natural del petróleo, como son la utilización del dispersante químico Corexit 9527 y 9500A que favorece el rompimiento de la nata de petróleo en gotas pequeñas, las barreras flotantes de contención o las quemaduras controladas de petróleo superficial, de las cuales la primera de ellas se dio el 28 de abril de 2010 (Mabile y Allen, 2010). Por otro lado, los mapas acumulativos de las trayectorias del petróleo de la Oficina de Respuesta y Restauración (OR&R, 2020) de la NOAA, como su nombre lo indica, son mapas acumulativos, mientras que los resultados del modelo son valores instantáneos y no acumulativos.

Se debe considerar que en los modelos de Liu et al. (2011a, 2011b), MacFadyen et al. (2011) y Jolliff et al. (2014), las trayectorias de las partículas se reinician con las ubicaciones del petróleo en superficie, inferidas mediante imágenes de satélite MODIS y MERIS, de estas imágenes se eliminan las partículas que estaban fuera de la región observada por los satélites o aquellas que son las más “antiguas” y alejadas del pozo ya que tienen un volumen y espesor menor y una densidad y viscosidad mayor. En los trabajos de Liu et al. (2011a; 2011b) no se calculan los procesos de la degradación del petróleo o la deriva debido al viento y se reinician las ubicaciones de las partículas de petróleo, la primera vez el 27 de abril de 2010, luego se pronosticaron durante 4 días y se vuelven a reiniciar el 29 de abril, el 1 de mayo y así sucesivamente. MacFadyen et al. (2011) reiniciaban diariamente las distribuciones de petróleo en la superficie y hacían proyecciones para a un período de 72 horas, considerando que las partículas se movían bajo la influencia de las corrientes oceánicas superficiales, la deriva del viento y la mezcla horizontal, pero conservando sus propiedades. En Jolliff et al. (2014) se manejaban dos casos, el primero estima la distribución espacial inicial a partir de datos satelitales y pronosticaba la evolución de esta distribución para las siguientes 96 horas considerando al petróleo como un marcador pasivo transportado en la superficie del océano; el segundo caso, consideraba posibles fuentes y sumideros de petróleo (una tasa de decaimiento de primer orden para los procesos de evaporación y degradación del petróleo), estos cálculos se realizaron para una simulación a largo plazo. Mariano et al. (2011) manejaban dos casos, el primer considera sólo un tipo de petróleo que era advechado de manera pasiva y dispersado por los campos de velocidad horizontal bidimensionales del modelo hidrodinámico, introduciendo un esquema de Monte Carlo para parametrizar los efectos de la degradación y la eliminación del petróleo; el segundo caso simulaba trayectorias de petróleo tridimensionalmente, con partículas que podían ser de tres tipos de petróleo: ligero, mediano y pesado. En cambio, en la simulación de las trayectorias del petróleo realizada en este trabajo, esta se inició el 20 de abril y en ningún momento se reinicializó la ubicación de las partículas de petróleo, además se considera como un derrame continuo desde el fondo oceánico a 1,500 m de profundidad, el modelo asocia un estado inicial del petróleo a partir de datos de gravedad API, densidad, viscosidad y punto de fluidez del petróleo derramado y, posteriormente calcula la evolución temporal de la densidad y viscosidad del petróleo debido a cinco procesos de degradación y dispersión del petróleo (esparcimiento,

evaporación, disolución, dispersión y emulsificación) que toman en cuenta las condiciones ambientales del océano y la atmósfera, además de que se consideran los efectos de los esfuerzo de viento, del oleaje, corrientes marinas y una dispersión turbulenta. Cabe recordar, que como ya se mencionó antes, el viento jugó un papel importante en la distribución del petróleo de este derrame, y también es importante no descartar de la simulación el petróleo que queda rezagado de la gran mancha, porque este podría terminar acumulándose en una región provocando consecuencias de cuidado.

Las imágenes del modelos WFS, Global Hycom e imágenes de satélite mostradas en (Liu et al., 2011b), son las que se comparan directamente con los resultados de este trabajo ya que son las únicos disponibles en las mismas fechas de la simulación (Fig. 6-1).

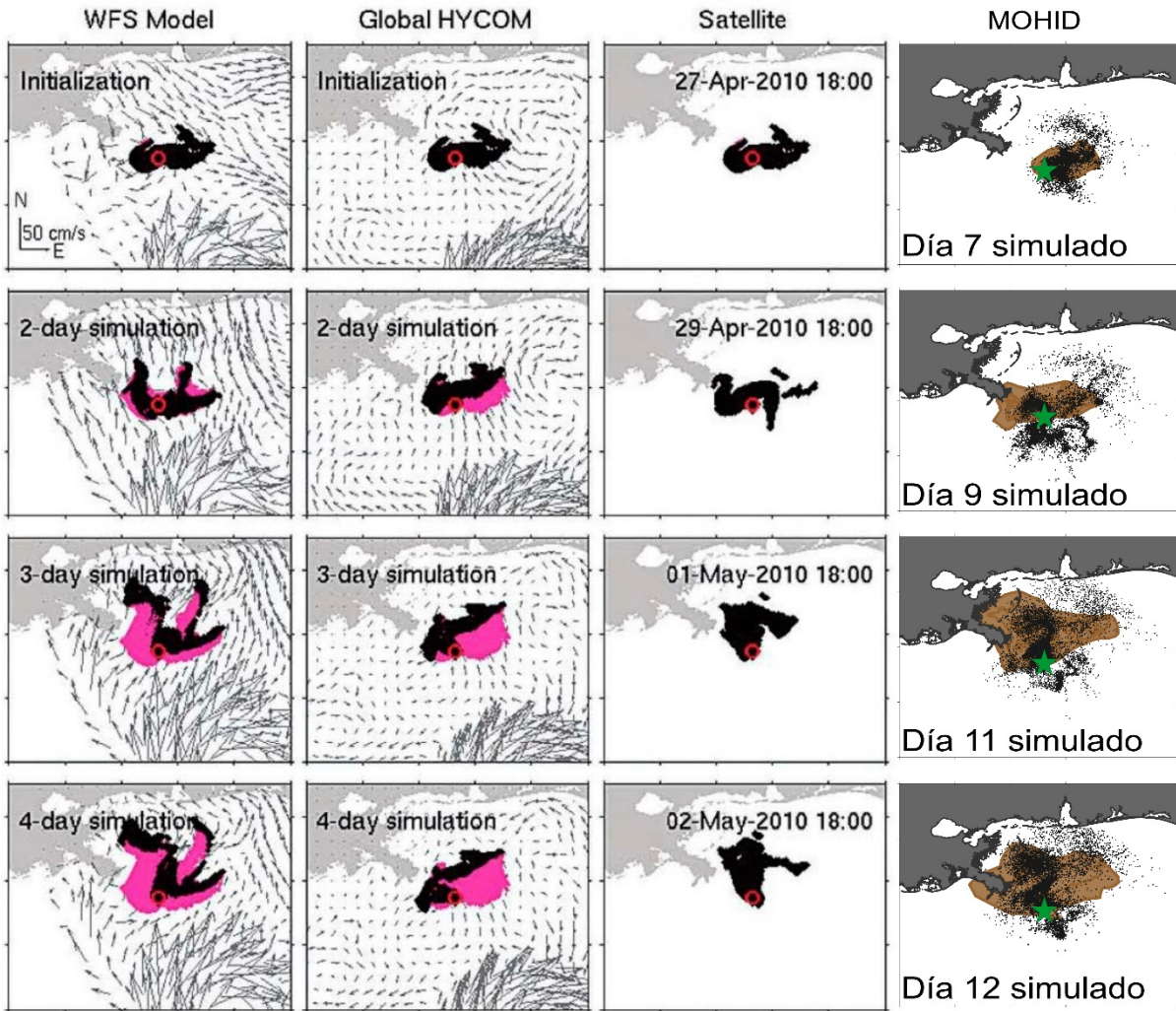


Figura 6-1 Trayectorias del petróleo simuladas por los modelos WFS, Global HYCOM, MOHID e imágenes de satélite (Modificado de Liu et al., 2011b).

Al comparar las imágenes del 27 de abril, los modelos WFS y Global HYCOM se inicializan a partir de la distribución de la imagen satelital; sin embargo, la zona que presenta Liu et al. (2011b) no coincide con la de la Oficina de Respuesta y Restauración (OR&R, 2020) de la NOAA, esto se debe a los algoritmos utilizados para identificar al petróleo en el mar. De todos modos, los resultados del modelo de este trabajo, muestran una coincidencia en la rama de la mancha de petróleo a la derecha del pozo Macondo donde se ubica la mayor cantidad del petróleo, una parte del brazo de la mancha simulada queda fuera del contorno, recordemos que para estas fechas la dirección del viento ha hecho una rotación anticiclónica de las 12 horas de un reloj a las 3 horas, pero como ya se mencionó esta parte de la mancha es la asociada a sentir a los efectos de la degradación del petróleo la mayor parte del tiempo y por su espesor siente en menor cantidad los efectos del viento, el oleaje y las corrientes marinas, y además estas no son fácilmente detectables en las imágenes de satélite,

El día 29 de abril, la mancha de petróleo se acerca a la zona del delta del Misisipi, en el modelo WFS y Global HYCOM al parecer es debido a la acción de una intensificación en la corriente del Lazo; sin embargo, estos modelos sobreestiman la latitud norte a la que llega el petróleo en comparación con la imagen de satélite, en cambio los resultados del modelo utilizado coinciden más con la imagen de satélite, recordando que en dicha fecha el viento se comienza a intensificar en dirección noroeste según nuestros datos y las corrientes marinas eran del orden de 0.2 m s^{-1} y los efectos de la Corriente del Lazo se observaban a una latitud menor a los 28° N . Además, el modelo muestra una rama de la mancha de petróleo al sur del pozo Macondo, cosa que ni el modelo WFS ni el Global HYCOM modelan.

Para el día uno de mayo, el modelo WFS presenta un efecto de la corriente del Lazo que llega hasta la zona del pozo Macondo y petróleo al noroeste del delta del Misisipi, lo que no se observa en la imagen de satélite, el modelo Global HYCOM es más mesurado y tiene un cierto parecido a la imagen de satélite; sin embargo, la distribución de petróleo modelada en este trabajo es la que tiene una mayor similitud con la forma y tamaño calculado en la imagen de satélite, descontando las partículas más “antiguas”.

Finalmente, el día dos de mayo, fecha en que los modelos WFS y HYCOM llevan 4 días de simulación y el Modelo MOHID 12, los efectos de la Corriente del Lazo arrastran

una rama del derrame de petróleo al este del pozo Macondo, tanto en el modelo WFS como en el HYCOM, cosa que no se observa en la imagen de satélite, en cambio, la distribución del petróleo modelado en este trabajo tiene una similitud mayor con la imagen de satélite porque recordando el campo de viento y de corrientes marinas, los vientos eran intensos y en dirección noroeste y las corrientes marinas débiles en la región, entonces el viento fue arrastrando la mancha de petróleo hacia el noroeste y el brazo que apunta hacia el este en la mancha se fue desplazando de forma horizontal con el paso de los días como se observa tanto en la imagen de satélite y como en la distribución modelada en este trabajo.

Aunque todos los modelos asimilan datos, los diferentes esquemas de asimilación de datos, las fuentes de donde se obtienen la información de las condiciones iniciales y de frontera; así como, las resoluciones espaciales y temporales de cada modelo o la cantidad de procesos a considerar que afectan la trayectoria de petróleo pueden contribuir a las diferencias entre las predicciones de estos. Incluso pequeñas diferencias en la posición de la Corriente de Lazo y los remolinos asociados conducen a patrones de corrientes radicalmente diferentes; lo que para un modelo de dispersión se traduce en resultados muy distintos.

Esto se observa en los resultados obtenidos por Liu et al. (2011b) (Fig. 6-1), en donde se observan que las corrientes obtenidas por los modelos WFS y HYCOM son totalmente distintas, desde el inicio y hasta el fin de las simulaciones, en el WFS se encuentra localizado más al noroeste y presenta corrientes de mayor intensidad, mientras que en el HYCOM se observa como el giro casi no cambia de posición, permanece más al sur y no presenta corrientes tan intensas en comparación con las modeladas en el WFS. Esta diferencia en las corrientes explica en gran parte las diferencias en las áreas obtenidas para la dispersión de partículas de petróleo en ambos modelos.

Al reinicializar con frecuencia los modelos de trayectoria con las ubicaciones satelitales inferidas se minimizan los errores de pronóstico y se pueden considerar las acciones de mitigación. Sin embargo, el hecho de que la mayoría de los modelos de este tipo traten las partículas de petróleo como trazadores pasivos o en el mejor de los casos, consideren una tasa de decaimiento para los procesos de evaporación y degradación del petróleo, excluyendo a veces cualquier deriva adicional al viento produce errores en el

cálculo de las trayectorias, lo que hace que se pierda mucho de lo ganado al reiniciar las ubicaciones de las partículas.

Los resultados de este trabajo muestran como el modelo usado en este estudio que toman en cuenta la dispersión y los efectos de la degradación del petróleo, es lo suficientemente robusto como para simular el derrame de petróleo tomando en cuenta sólo una condición inicial, no dista mucho de los que requieren de ayuda de imágenes de satélite para ajustar la posición de las partículas en medio de la simulación. Por el contrario, si el modelo está bien calibrado se pueden obtener mejores resultados, más cercanos a la realidad y en un menor tiempo. Lo que facilita la toma rápida de decisiones en los primeros días del derrame, que comúnmente son los más importantes para determinar las acciones a seguir. En este caso específico esto se puede ver en las diferencias que se observan en los resultados obtenidos entre los modelos que utilizan ubicaciones satelitales de la mancha para comenzar la simulación y que distan mucho entre sí con lo que se observó en la realidad. Mientras que los resultados obtenidos mediante el modelo usado en este estudio, además de no necesitar un punto de inicio con base a un satélite y, de llevar 7 días más de simulación previa, se asemejan más a lo observado por el satélite en los cuatro días de comparación.

Una combinación de modelos que reinicialicen las trayectorias con aquellos que calculen los procesos de degradación, podría ser el siguiente nivel de los modelos de simulación de derrames de petróleo. Sin embargo, el reinicializar con frecuencia los modelos requiere de un grupo de trabajo especializado en la teledetección del petróleo que pruebe distintos filtros con algoritmos que combinen las diferentes bandas espectrales disponibles en los satélites, además de una amplia organización entre el grupo de trabajo que realice la teledetección y transfiera la información en cuestión de horas, al grupo que realiza la modelación. En México, no se cuenta con los recursos humanos para realizar dicho trabajo, además de que el número de imágenes satelitales disponible para las aguas mexicanas del Golfo de México es limitado. Por lo anterior, es de suma importancia el seguir trabajando para adaptar y validar los modelos numéricos de trayectoria y degradación de petróleo a las condiciones del Golfo de México y, buscar aquellos que consideren el mayor número de procesos posibles o que mejor se adapten a las condiciones hidrometeorológicas del Golfo de México, para tener una línea base de respuesta ante un posible derrame de petróleo en las

aguas mexicanas. Tomando en cuenta los resultados obtenidos, y las comparaciones de estos con las imágenes de satélite y los resultados presentados para otros modelos de dispersión de petróleo previamente utilizados para la toma de decisiones en sucesos importantes (Liu et al., 2011b) el modelo desarrollado en este trabajo cuenta con los requerimientos para ser contemplado como un modelo capaz de modelar las condiciones hidrodinámicas y de oleaje del Golfo de México considerando la información atmosféricas de la región, además de que ya se encuentra calibrado y probado para poderse utilizar en futuros eventos de derrames de petróleo que se presenten en esta zona, teniendo un alto grado de confiabilidad.

El mejor modo de saber si un modelo está simulando adecuadamente la dispersión en un derrame de petróleo es comparar sus resultados con imágenes de satélite, ya que es la única forma en la que se puede saber si se el modelo reprodujo correctamente el área afectada al paso del tiempo. Sin embargo, este modelo al ser tridimensional puede utilizarse también para ver qué sucede con el petróleo en aguas subsuperficiales, de las cuales normalmente no se habla pero que tienen un impacto ecológico muy importante (Passow et al., 2012; Van Eenennaam et al., 2016; Vonk et al., 2015). La profundidad a la cual se pueden formar plumas de petróleo depende de la composición de este, del oleaje y las características hidrográficas de la zona. Este modelo al tomar en cuenta todo lo anterior lo hace un buen candidato para estudiar la dispersión de petróleo no sólo en la superficie sino a lo largo de la columna de agua y de ahí poder inferir el impacto que tendría en comunidades que se encuentran en esas profundidades.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

El pronóstico de las trayectorias durante un derrame de petróleo en la superficie es crítico para ayudar en las acciones de respuesta, planificación y asignación de recursos para minimizar las consecuencias. Todo lo anterior requiere que la información calculada por los modelos sea lo más rápida y clara posible. A partir de modelos que se encuentren correctamente calibrados y validados a nivel de superficie, como el que se obtuvo en este estudio, se puede comenzar a trabajar en tratar de predecir lo que sucede con el petróleo a mayores profundidades, para saber cómo se comporta la mancha de petróleo en la columna de agua y de ser necesario implementar acciones en zonas más profundas en donde a pesar de no ser perceptibles las partículas de petróleo, los daños que pueden causar a los organismos que ahí habitan son importantes.

El objetivo de este estudio era desarrollar y/o adaptar un modelo como pronóstico de las trayectorias del petróleo ante un posible derrame de petróleo en el Golfo de México, poniendo especial énfasis en aguas mexicanas; por lo tanto, se simuló sólo la primera parte del derrame, que es la que sería más importante al momento de tomar decisiones ante un posible evento futuro. El modelo probó su capacidad para predecir estas trayectorias, debido a que reprodujo satisfactoriamente las áreas observadas mediante el uso de satélites, para los 17 días posteriores al derrame de petróleo, sin necesidad de reiniciar las posiciones de las partículas en ningún momento.

De la alta similitud entre los datos hidrometeorológicos medidos con los suministrados o calculados por el modelo utilizado, se puede inferir que tanto los modelos hidrodinámicos y atmosféricos utilizados en este experimento numérico, como los resultados de la hidrodinámica del modelo MOHID son confiables para la zona del Golfo de México y se pueden utilizar para eventos posteriores con la confianza de que darán resultados acertados. Así, se tiene un modelo calibrado para el golfo que puede utilizarse en cualquier otro derrame que se presente.

El modelo mostró ser robusto y capaz de utilizar mallas anidadas y distintos pasos de tiempo en cada una de ellas, de tal modo que es ideal para utilizarlo en el Golfo de México, donde se tienen pozos de exploración y perforación de petróleo cercanos a la costa, en la plataforma continental y también en zonas profundas.

Los resultados del modelo, debido a que reproducen lo observado en las imágenes de satélite, muestran que la dispersión horizontal de los derrames de petróleo en superficie es gobernada por el viento, las olas y en menor medida por las corrientes superficiales, que fueron los principales mecanismos de forzamiento que se impusieron en este experimento numérico. También se mostró que no es tan importante el reinicializar las posiciones de las partículas de petróleo, sino tomar en cuenta los procesos de degradación y la acción del viento y el oleaje para poder predecir áreas de afectación cercanas a la realidad.

El pronóstico de trayectoria debe responder a las preguntas de cuándo, dónde y cuánto petróleo hay, debe ser lo suficientemente preciso como para respaldar la planificación de las acciones en las siguientes horas, pero igualmente robusto para poder dar una idea de las acciones a seguir en los próximos días y adelantarse al problema. Por lo tanto, es de suma importancia que estos modelos estén previamente validados en cada región donde se pretenden utilizar. Este trabajo muestra que el modelo que se validó para el Golfo de México, utilizando MOHID puede utilizarse en la modelación de futuros derrames de petróleo en la zona, teniendo la certeza de que dará buenos resultados.

Este trabajo muestra que el modelo es capaz de:

- ✓ Simular de forma correcta la hidrodinámica y el oleaje del Golfo de México con los mecanismos de forzamiento oceánico, atmosférico y asimilación de la estructura hidrográfica obteniendo los datos de los modelos: Finite Element Solution 2004, Global Forecast System y Global Ocean 1/12° Physics Analysis And Forecast Updated Daily.
- ✓ Acoplar la información hidrodinámica, atmosférica y de oleaje para simular, con las condiciones iniciales adecuadas, la evolución de la trayectoria del petróleo del derrame del Deepwater Horizon en 2010.
- ✓ Ser adaptado a cualquier región del Golfo de México, para que con las condiciones hidrometeorológicas y mecanismos de forzamientos intrínsecos

de cada región, pronostique de forma adecuada las trayectorias y evolución del petróleo ante un posible derrame en aguas mexicanas del Golfo de México.

Es de suma importancia continuar con este trabajo debido a que los derrames de petróleo pueden ocurrir en cualquier momento y México, al ser una potencia en la extracción de petróleo debe estar preparado con distintos modelos que den un panorama de lo que puede ocurrir ante un posible derrame de petróleo en todas las zonas de extracción y transporte.

REFERENCIAS

- Al-Rabeh, A., Lardner, R. , y Gunay, N. (2000). Gulf spill Version 2.0: a software package for oil spills in the Arabian Gulf. *Environmental Modelling & Software*, 15(4), 425–442. [https://doi.org/10.1016/S1364-8152\(00\)00013-X](https://doi.org/10.1016/S1364-8152(00)00013-X)
- Ambjörn, C. (2006). Seatrack Web, forecasts of oil spills, a new version. *2006 IEEE US/EU Baltic International Symposium, BALTIC 2006*. <https://doi.org/10.1109/BALTIC.2006.7266187>
- Atlas, R., y Hazen, T. (2011). Oil biodegradation and bioremediation: A tale of the two worst spills in U.S. history. *Environmental Science and Technology*, 45(16), 6709–6715. <https://doi.org/10.1021/es2013227>
- AVISO. (2020). *Global tide - FES 2004: AVISO Satellite Altimetry Data*. <https://www.aviso.altimetry.fr/en/data/products/auxiliary-products/global-tide-fes.html>
- Balseiro, C., Carracedo, P., Gómez, B., Leitão, P., Montero, P., Naranjo, L., Penabad, E., y Pérez-Muñuzuri, V. (2003). Tracking the Prestige oil spill: An operational experience in simulation at MeteoGalicia. *Weather*, 58(12), 452–458. <https://doi.org/10.1002/wea.6080581204>
- Beegle-Krause, J. (2001). General NOAA oil modeling environment (GNOME): a new spill trajectory model. *International Oil Spill Conference Proceedings, 2001(2)*, 865–871. <https://doi.org/10.7901/2169-3358-2001-2-865>
- Behringer, D., Molinari, R., y Festa, J. (1977). The variability of anticyclonic current patterns in the Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research*, 82(34), 5469–5476. <https://doi.org/10.1029/jc082i034p05469>
- Berry, A., Dabrowski, T., y Lyons, K. (2012). The oil spill model OILTRANS and its application to the Celtic Sea. *Marine Pollution Bulletin*, 64(11), 2489–2501. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2012.07.036>
- Bomey, N. (2016). *BP's Deepwater Horizon costs total \$62B*. USA TODAY. <https://www.usatoday.com/story/money/2016/07/14/bp-deepwater-horizon-costs/87087056/>

- Botello, A. V. (2005). Características, composición y propiedades físicoquímicas del petróleo. En Botello, A. V., Von-Osten, J. R., Gold-Bouchot, G., y Agraz-Hernández C. (eds.), *Golfo de Méxio Contaminación e Impacto Ambiental: Diagnóstico y Tendencias* (pp. 261–268). México: Univ. Autón. de Campeche, Univ. Nal. Autón. de México, Instituto Nacional de Ecología. <https://epomex.uacam.mx/view/download?file=14/Golfo de México Contaminación e Impacto Ambiental Diagnóstico y Tendencias .pdf&tipo=paginas>
- Brooks, G., Larson, R., Schwing, P., Romero, I., Moore, C., Reichart, G., Jilbert, T., Chanton, J., Hastings, D., Overholt, W., Marks, K., Kostka, J., Holmes, C., y Hollander, D. (2015). Sedimentation Pulse in the NE Gulf of Mexico following the 2010 DWH Blowout. *PLOS ONE*, *10*(7). <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0132341>
- Brooks, J., y Giammona, C. (1991). *Mississippi-Alabama continental shelf ecosystem study data summary and synthesis*. U.S. Department of the Interior. <https://catalogue.nla.gov.au/Record/4044375>
- Camilli, R., Reddy, C., Yoerger, D., Van Mooy, B., Jakuba, M., Kinsey, J., McIntyre, C., Sylva, S., y Maloney, J. (2010). Tracking hydrocarbon plume transport and biodegradation at deepwater horizon. *Science*, *330*(6001), 201–204. <https://doi.org/10.1126/science.1195223>
- Carracedo, P., Torres-López, S., Barreiro, M., Montero, P., Balseiro, C. F., Penabad, E., Leitao, P. C., y Pérez-Muñuzuri, V. (2006). Improvement of pollutant drift forecast system applied to the Prestige oil spills in Galicia Coast (NW of Spain): Development of an operational system. *Marine Pollution Bulletin*, *53*(5–7), 350–360. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2005.11.014>
- Celis, J. (2009). Efectos de los derrames de petroleo sobre los habitats marinos. *Ciencia Ahora*, *12*(24). http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/patt/4._Contaminacion_Quimica/10_derrames_petroleo.pdf

- Chinenyeze, M. (2015). Physical and Chemical Properties of Crude Oils and Their Geologic Significances. *International Journal of Science and Research*, 6(6).
<https://doi.org/10.21275/ART20174603>
- CNH. (2019). *Comisión Nacional de Hidrocarburos: Informe de labores 2019*.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/578060/informe_2019.pdf
- CNH. (2020). *Comisión Nacional de Hidrocarburos: Mapa de la Industria de Hidrocarburos*. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
- Coelho, H., Neves, R. , White, M., Leitão, P., y Santos, A. (2002). A model for ocean circulation on the Iberian coast. *Journal of Marine Systems*, 32(1–3), 153–179.
[https://doi.org/10.1016/S0924-7963\(02\)00032-5](https://doi.org/10.1016/S0924-7963(02)00032-5)
- Cohen, Y., Mackay, D., y Shiu, W. (1980). Mass transfer rates between oil slicks and water. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 58(5), 569–575.
<https://doi.org/10.1002/cjce.5450580504>
- CONABIO. (2019). *Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad: Caracterización y regionalización de los procesos oceanográficos de los mares mexicanos*. http://www.conabio.gob.mx/gap/index.php/Procesos_oceanográficos
- Copernicus. (2020). *GLOBAL OCEAN 1/12° PHYSICS ANALYSIS AND FORECAST UPDATED DAILY*. E.U. Copernicus Marine Service Information.
https://resources.marine.copernicus.eu/?option=com_csw&task=results?option=com_csw&view=details&product_id=GLOBAL_ANALYSIS_FORECAST_PHY_001_024
- Daling, P., Leirvik, F., Almas, I., Brandvik, P., Hansen, B., Lewis, A., y Reed, M. (2014). Surface weathering and dispersibility of MC252 crude oil. *Marine Pollution Bulletin*, 87(1), 300–310. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2014.07.005>
- Daniel, P., Marty, F., y Josse, P. (2003). Improvement of Drift Calculation in Mothy Operational Oil Spill Prediction System. *International Oil Spill Conference Proceedings*, Vol. 6, 2003.
<http://www.meteorologie.eu.org/mothy/references/wmtc2006.pdf>

- DATA.GOV. (2020). *DATA.GOV Department of the Interior: Outer Continental Shelf Oil and Natural Gas Wells - Gulf of Mexican Region NAD 27*. <https://catalog.data.gov/dataset/outer-continental-shelf-oil-and-natural-gas-wells-gulf-of-mexico-region-nad-27>
- Delvigne, G., y Sweeney, C. (1988). Natural dispersion of oil. *Oil and Chemical Pollution*, 4(4), 281–310. [https://doi.org/10.1016/S0269-8579\(88\)80003-0](https://doi.org/10.1016/S0269-8579(88)80003-0)
- Dietrich, D., Bowman, M., Korotenko, K., y Bowman, M. (2014). *Oil spill Risk Management; Modeling Gulf of Mexico Circulation and Dispersion*. Wiley.
- Du, J., Park, K., Shen, J., Zhang, Y., Yu, X., Ye, F., Wang, Z., y Rabalais, N. (2019). A hydrodynamic model for Galveston Bay and the shelf in the northern Gulf of Mexico. *Ocean Science*, 15(4), 951–966. <https://doi.org/10.5194/os-15-951-2019>
- Echarri, L. (1998). *Ciencias de la tierra y del medio ambiente* : Teide.
- ERMA. (2020). *Environmental Response Management Application: Gulf of Mexico, Mississippi Canyon 252 Wellhead Location*. <https://erma.noaa.gov/gulfofmexico/erma.html#/layers=3+5328+9835+28929+32679+32680&x=-88.37427&y=28.74032&z=14.700000000000001&panel=layer>
- Fay, J. (1969). The Spread of Oil Slicks on a Calm Sea. En Hoult, P. (ed.), *Oil on the Sea* (pp. 53–63). Springer US. https://doi.org/10.1007/978-1-4684-9019-0_5
- Fernandes, R., Neves, R., Viegas, C., y Leitão, P. (2013). Integration of an oil and inert spill model in a framework for risk management of spills at sea - A case study for the Atlantic area. *Proceedings of the 36th AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response*, 326–353.
- Fernández, M., Fossati M, y Piedra-Cueva, I. (2011). 3D Lagrangian Modeling of Montevideo's Submarine Outfall Plume. *International Symposium on Outfall Systems, May 15-18, 2011, Mar Del Plata, Argentina*. https://www.researchgate.net/publication/268376146_3D_Lagrangian_Modeling_of_Montevideo's_Submarine_Outfall_Plume

- Fingas, M. (1999). The evaporation of oil spills: Development and implementation of new prediction methodology. *International Oil Spill Conference Proceedings: March 1999, Vol. 1999, No. 1, Pp. 281-287.*, 281–287. <https://doi.org/10.7901/2169-3358-1999-1-281>
- Frasier, K., Solsona-Berga, A., Stokes, L., y Hildebrand, J. (2020). Impacts of the Deepwater Horizon Oil Spill on Marine Mammals and Sea Turtles BT - Deep Oil Spills: Facts, Fate, and Effects. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills*, (pp. 431–462). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_26
- Galloway, W. (2009). Gulf of Mexico. *GEOExPro*, 6(3). <https://www.geoexpro.com/articles/2009/03/gulf-of-mexico>
- Gamache, M. (2010). *National Geographic Society: Drilling for Offshore Oil* . https://www.nationalgeographic.org/photo/drilling-offshore-oil/?utm_source=BiblioRCM_Row
- GCOOS. (2020). *Bathymetry and Coastlines for the Gulf of Mexico: SRTM30PLUS*. <https://geo.gcoos.org/data/topography/Introduction.html>
- GFS. (2020). *Global Forecast System (GFS) - National Centers for Environmental Information (NCEI)*. <https://www.ncdc.noaa.gov/data-access/model-data/model-datasets/global-forecast-system-gfs>
- Gracia, A., Murawski, S., y Vázquez-Bader, A. (2020). Impacts of Deep Oil Spills on Fish and Fisheries. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 414–430). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_25
- Hackett, B., Breivik, O., y Wettre, C. (2006). Forecasting the drift of objects and substances in the ocean. En Chassignet, E., y Verron, J. (eds), *Ocean Weather Forecasting: An Integrated View of Oceanography* (pp. 507–523). Springer Netherlands. https://doi.org/10.1007/1-4020-4028-8_23

- Hazen, T., Dubinsky, E., DeSantis, T., Andersen, G., Piceno, Y., Singh, N., Jansson, J., Probst, A., Borglin, S., Fortney, J., Stringfellow, W., Bill, M., Conrad, M., Tom, L., Chavarria, K., Alusi, T., Lamendella, R., Joyner, D., Spier, C., [...], Mason, O. (2010). Deep-sea oil plume enriches indigenous oil-degrading bacteria. *Science*, 330(6001), 204–208. <https://doi.org/10.1126/science.1195979>
- Hurlburt, H., y Thompson, J. (1982). The dynamics of the loop current and shed eddies in a numerical model of the Gulf of Mexico. *Elsevier Oceanography Series*, 34(C), 243–297. [https://doi.org/10.1016/S0422-9894\(08\)71247-9](https://doi.org/10.1016/S0422-9894(08)71247-9)
- IMP. (1980). *Instituto Mexicano del Petróleo: Informe de los trabajos realizados para el control del Pozo Ixtoc 1, el combate del derrame de petróleo y determinación de sus efectos sobre el ambiente marino*. México: Programa coordinado de estudios ecológicos en la Sonda de Campeche.
- INEGI. (2019). *Instituto Nacional de Estadística y Geografía: Hidrocarburos*. <http://cuentame.inegi.org.mx/glosario/hipertexto/energeticos.htm>
- ITOPF. (2020a). *Environmental Effects - ITOPF*. <https://www.itopf.org/knowledge-resources/documents-guides/environmental-effects/>
- ITOPF. (2020b). *Weathering* . <https://www.itopf.org/knowledge-resources/documents-guides/fate-of-oil-spills/weathering/>
- Jaggi, A., Snowdon, R., Radović, J., Stopford, A., Oldenburg, T., y Larter, S. R. (2020). Partitioning of Organics Between Oil and Water Phases with and Without the Application of Dispersants. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 125–138). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_8
- Janeiro, J., Fernandes, E., Martins, F., y Fernandes, R. (2008). Wind and freshwater influence over hydrocarbon dispersal on Patos Lagoon, Brazil. *Marine Pollution Bulletin*, 56(4), 650–665. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2008.01.011>

- Janeiro, J., Martins, F., y Relvas, P. (2012). Towards the development of an operational tool for oil spills management in the Algarve coast. *Journal of Coastal Conservation*, 16(4), 449–460. <https://doi.org/10.1007/s11852-012-0201-8>
- Janeiro, J., Neves, A., Martins, F., y Relvas, P. (2017). Integrating technologies for oil spill response in the SW Iberian coast. *Journal of Marine Systems*, 173, 31–42. <https://doi.org/10.1016/j.jmarsys.2017.04.005>
- Jochens, A., DiMarco, S., Nowlin W, Reid, R., Roberto, O., y Kennicutt, M. (2002). *Northeastern Gulf of Mexico chemical oceanography and hydrography study: Synthesis report*. <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc955363/>
- Johnson, D. (2008). *Ocean Surface Current Climatology in the Northern Gulf of Mexico*. https://gcr1.usm.edu/user_files/Donald.Johnson.NGOM.currents.pdf
- Jolliff, J., Smith, T., Ladner, S., y Arnone, R. (2014). Simulating surface oil transport during the Deepwater Horizon oil spill: Experiments with the BioCast system. *Ocean Modelling*, 75, 84–99. <https://doi.org/10.1016/j.ocemod.2014.01.004>
- Kelly, F. (1991). Physical oceanography. En Brooks, J. y Giammona, C. (eds.), *Mississippi-Alabama continental shelf ecosystem study data summary and synthesis*. U.S. Department of the Interior.
- Kujawinski, E., Kido Soule, M., Valentine, D., Boysen, A., Longnecker, K., y Redmond, M. (2011). Fate of dispersants associated with the Deepwater Horizon oil spill. *Environmental Science and Technology*, 45(4), 1298–1306. <https://doi.org/10.1021/es103838p>
- Kumpf, H., Steidinger, K., y Sherman, K. (1999). *The Gulf of Mexico large marine ecosystem: assessment, sustainability, and management*. Blackwell Science.
- Lardner, R., Zodiatis, G., Loizides, L., y Demetropoulos, A. (1998). An Operational Oil Spill model for the Levantine Basin (Eastern Mediterranean Sea). *International Symposium on Marine Pollution, 1998*.

- Lehr, B., Aliseda, A., Bommer, P., Espina, P., Flores, O., Lasheras, J., Leifer, I., Possolo, A., Riley, J., Savas, O., Shaffer, F., Wereley, S., y Yapa, P. (2010). *Deepwater Horizon Release: Estimate of Rate by PIV*. https://www.doi.gov/sites/doi.gov/files/migrated/deepwaterhorizon/upload/Deepwater_Horizon_Plume_Team_Final_Report_7-21-2010_comp-corrected2.pdf
- Lehr, W., Jones, R., Evans, M., Simecek-Beatty, D., y Overstreet, R. (2002). Revisions of the ADIOS oil spill model. *Environmental Modelling and Software*, 17(2), 189–197. [https://doi.org/10.1016/s1364-8152\(01\)00064-0](https://doi.org/10.1016/s1364-8152(01)00064-0)
- Lehr, W., Overstreet, R., Jones, R., y Watabayashi, G. (1992). ADIOS-automated data inquiry for oil spills. *Proceedings of the 15th Arctic Marine Oilspill Program, Technical Seminar. Environment Canada, Ottawa, Ontario, Pp. 31–45*.
- Lehr, W., y Socolofsky, S. (2020). The Importance of Understanding Fundamental Physics and Chemistry of Deep Oil Blowouts. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 14–24). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_2
- Lehr, W., Wesley, D., Simecek-Beatty, D., Jones, R., Kachook, G., y Lankford, J. (2000). Algorithm and interface modifications of the NOAA oil spill behavior model. *Proceedings of the 23rd Arctic and Marine Oil Spill Program. Technical Seminar, Vancouver, BC. Environmental Protection Service, Environment Canada, Pp. 525–539*.
- Leipper, D. (1970). A sequence of current patterns in the Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research*, 75(3), 637–657. <https://doi.org/10.1029/JC075i003p00637>
- Leitão, P., Malhadas, M., Ribeiro, J., Leitão, J., Pierini, J., y Otero, L. (2013). An overview for simulating the blow out of oil spills with a three-dimensional model approach (Caribbean coast, Colombia). En IST Press (Ed.), *Ocean modelling for coastal management – Case studies with MOHID*. IST Press.

- Li, P., Niu, H., Li, S., Fernandes, R., y Neves, R. (2017). A Comprehensive System for Simulating Oil Spill Trajectory and Behaviour in Subsurface and Surface Water Environments. *International Oil Spill Conference Proceedings, 2017(1)*, 1251–1266. <https://doi.org/10.7901/2169-3358-2017.1.1251>
- Liu, Y., MacFadyen, A., Ji, Z., y Weisberg, R. (2011). Introduction to Monitoring and Modeling the Deepwater Horizon Oil Spill. En Liu, Y., MacFadyen, A., Ji, Z., y Weisberg, R. (eds.), *Monitoring and Modeling the Deepwater Horizon Oil Spill: A Record Breaking Enterprise* (pp. 1–7). wiley. <https://doi.org/10.1029/2011GM001147>
- Liu, Y., Weisberg, R., Hu, C., y Zheng, L. (2011a). Tracking the Deepwater Horizon Oil Spill: A Modeling Perspective. *Eos, Transactions American Geophysical Union, 92(6)*, 45–46. <https://doi.org/10.1029/2011EO060001>
- Liu, Y., Weisberg, R., Hu, C., y Zheng, L. (2011b). Trajectory Forecast as a Rapid Response to the Deepwater Horizon Oil Spill. En Liu, Y., MacFadyen, A., Ji, Z., y Weisberg, R. (eds.), *Monitoring and Modeling the Deepwater Horizon Oil Spill: A Record Breaking Enterprise* (pp. 153–165). wiley. <https://doi.org/10.1029/2011GM001121>
- Lubchenco, J., McNutt, M., Lehr, B., Sogg, M., Miller, M., Hammond, S., y Conner, W. (2010). *BP Deepwater Horizon Oil Budget: What Happened To the Oil?* <http://ecowatch.ncddc.noaa.gov/JAG/reports.html>
- Lugo-Fernández, A., y Green, R. (2011). Mapping the Intricacies of the Gulf of Mexico's Circulation. *Eos, Transactions American Geophysical Union, 92(3)*, 21–22. <https://doi.org/10.1029/2011eo030002>
- Mabile, N., y Allen, A. (2010). *Controlled Burns After Action Report: Burns on May 28th August 3, 2010.* <http://www.mdl2179trialdocs.com/releases/release201501260800005/TREX-241730.pdf>

- MacFadyen, A., Watabayashi, G. Y., Barker, C. H., y Beegle-Krause, C. J. (2011). Tactical Modeling of Surface Oil Transport During the Deepwater Horizon Spill Response. En Liu, Y., MacFadyen, A., Ji, Z., y Weisberg, R. (eds.), *Monitoring and Modeling the Deepwater Horizon Oil Spill: A Record Breaking Enterprise* (Vol. 195, pp. 167–178). wiley. <https://doi.org/10.1029/2011GM001128>
- Mackay, D., Buist, I., Mascarenhas, R., y Paterson, S. (1980). *Oil spill processes and models*. Department of Chemical Engineering, University of Toronto. http://publications.gc.ca/collections/collection_2020/eccc/en40/En40-980-1980-eng.pdf
- Mackay, D., & Leinonen, P. J. (1977). *Mathematical model of the behavior of oil spills on water with natural and chemical dispersion*. Environmental Protection Service, Ottawa-Ontario, Canada.
- Mackay, D., Paterson, S., y Trudel, K. (1980a). *A mathematical model of oil spill behaviour*. Environmental Emergency Branch. Research and Development Division, Canada.
- Mariano, A., Kourafalou, V., Srinivasan, A., Kang, H., Halliwell, G., Ryan, E., y Roffer, M. (2011). On the modeling of the 2010 Gulf of Mexico Oil Spill. *Dynamics of Atmospheres and Oceans*, 52(1–2), 322–340. <https://doi.org/10.1016/j.dynatmoce.2011.06.001>
- Martins, F., Neves, R., y Leitão, P. (2008). *A three-dimensional hydrodynamic model with generic vertical coordinate*. https://www.researchgate.net/publication/252291190_A_three-dimensional_hydrodynamic_model_with_generic_vertical_coordinate
- Maul, G. (1977). The annual cycle of the Gulf Loop Current, Part I: Observations during a one-year time series. *Journal of Marine Research*, 35(1).
- McAuliffe, C. (1989). The weathering of volatile hydrocarbons from crude oil slicks on water. *International Oil Spill Conference Proceedings*, 1989(1), 357–363. <https://doi.org/10.7901/2169-3358-1989-1-357>

- McCay, D., Horn, M., Li, Z., Jayko, K., Spaulding, M. L., Crowley, D., y Mendelsohn, D. (2018). Modeling Distribution, Fate, and Concentrations of Deepwater Horizon Oil in Subsurface Waters of the Gulf of Mexico. En Stout, S., y Wang, Z. (eds.), *Oil Spill Environmental Forensics Case Studies* (pp. 683–735). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804434-6.00031-8>
- McCay, D., Li, Z., Horn, M., Crowley, D., Spaulding M, y Turner C. (2016). Modeling Oil Fate and Subsurface Exposure Concentrations from the Deepwater Horizon Oil Spill. *Proceedings of the Thirty-Ninth Arctic Marine Oilspill Program, Technical Seminar. Environment and Climate Change Canada, Ottawa, Pp. 115-150.* <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2066.7123>
- McNutt, M., Camilli, R., Crone, T., Guthrie, G., Hsieh, P., Ryerson, T., Savas, O., y Shaffer, F. (2012). Review of flow rate estimates of the Deepwater Horizon oil spill. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* (Vol. 109, Issue 50, pp. 20260–20267). National Academy of Sciences. <https://doi.org/10.1073/pnas.1112139108>
- MEDSLIKK. (2020). *Medslík-II - CMCC*. <https://www.cmcc.it/models/medslík-ii>
- Mendelsohn, I., Byrnes, M., Kneib, R., y Vittor, B. (2017). Coastal habitats of the Gulf of Mexico. En Ward, C. (ed.), *Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill* (Vol. 1, pp. 359–640). Springer New York. https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3447-8_6
- MOHID. (2013). *Mohid Technical Description*.
- MOHID. (2020). *MOHID Water Modelling System*. <http://www.mohid.com/>
- Monreal-Gómez, M. A. (1986). *Modélisation du mode barotrope et du premier mode barocline dans le Golfe du Mexique*. Université de Liège, Liège.
- Monreal-Gómez, M. A., y Salas-de-León, D. A. (1990). Simulación de la circulación en la Bahía de Campeche. *Geofísica Internacional*, 29(2). <https://doi.org/10.22201/igeof.00167169p.1990.29.2.791>

- Monreal-Gomez, M. A., Salas-de-León, D. A., y Velasco-Mendoza, H. (2004). The Hydrodynamics of the Gulf of Mexico. En Withers, K, y Nipper, M. (eds.), *Environmental Analysis of the Gulf of Mexico* (pp. 2–16). Harte Research Institute for Gulf of Mexico Studies. <https://www.hartheresearchinstitute.org/environmental-analysis-gulf-mexico>
- Montagna, P., y Girard, F. (2020). Deep-Sea Benthic Faunal Impacts and Community Evolution Before, During, and After the Deepwater Horizon Event. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 355–373). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_22
- Montero, P., Blanco, J., Cabanas, J. M., Maneiro, J., Pazos, Y., Moroño, A., Balseiro, C. F., Carracedo, P., Gomez, B., Penabad, E., Pérez-Muñuzuri, V., Braunschweig, F., Fernandes, R., Leitao, P., y Neves, R. (2003). Oil Spill Monitoring and Forecasting on the Prestige-Nassau Accident. *Proceedings of the Twenty-Sixth AMOP Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, ON, Pp. 1013-1029, 2003*. . <http://www.cmmm-prestige.cesga.es>
- Moretzsohn, F., Sánchez-Chávez, H., y Tunnell, J. (2012). *Gulf Base: Resource database for Gulf of Mexico Research. Texas A&M University*. <https://www.gulfbase.org/search>
- Murawski, S., Ainsworth, C., Gilbert, S., Hollander, D., Paris, C., Schlüter, M., y Wetzel, D. (2020). Introduction to the Volume. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 4–10). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_1
- Murray, K., Boehm, P., y Prince, R. (2020). The Importance of Understanding Transport and Degradation of Oil and Gasses from Deep-Sea Blowouts. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 86–106). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_6

- NCEI. (2020). *Information Dataset 04/42040_201004.nc*. National Centers for Environmental Information. https://data.nodc.noaa.gov/thredds/catalog/ndbc/cmanwx/2010/04/catalog.html?dataset=ndbc/cmanwx/2010/04/42040_201004.nc
- NCEP-DOE. (2020). *NCEP-DOE AMIP-II Reanalysis (AKA Reanalysis 2): NOAA Physical Sciences Laboratory*. <https://psl.noaa.gov/data/gridded/data.ncep.reanalysis2.gaussian.html>
- NDBC. (2020a). *Station 42040 (LLNR 245) - LUKE OFFSHORE TEST PLATFORM - 63 NM South of Dauphin Island, AL*. National Data Buoy Center. https://www.ndbc.noaa.gov/station_history.php?station=42040
- NDBC. (2020b). *Station 42364 - Ram Powell TLP - Viosca Knoll 956*. National Data Buoy Center. https://www.ndbc.noaa.gov/station_page.php?station=42364
- Neves, R., Baretta, J., y Mateus, M. (2008). *Perspectives on Integrated Coastal Zone Management in South America*. IST Press.
- Nittis, K., Perivoliotis, L., Korres, G., Tziavos, C., y Thanos, I. (2006). Operational monitoring and forecasting for marine environmental applications in the Aegean Sea. *Environmental Modelling and Software*, 21(2), 243–257. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2004.04.023>
- Nowlin, W., Jochens, A., Reid, R., y DiMarco, S. (1998). *Texas-Louisiana Shelf Circulation and Transport Processes Study :Synthesis Report: Technical Report OCS Study MMS 98-0035*.
- Ohlmann, J., y Niiler, P. (2005). Circulation over the continental shelf in the northern Gulf of Mexico. *Progress in Oceanography*, 64(1), 45–81. <https://doi.org/10.1016/j.pocean.2005.02.001>

- Oldenburg, T., Jaeger, P., Gros, J., Socolofsky, S., Pesch, S., Radović, J., y Jaggi, A. (2020). Physical and Chemical Properties of Oil and Gas Under Reservoir and Deep-Sea Conditions. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris, C. B. , Schlüter, M., y Wetzel, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 25–42). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_3
- OR&R. (2020). *Office of Response and Restoration: Deepwater Horizon Trajectory Maps*. <https://response.restoration.noaa.gov/oil-and-chemical-spills/oil-spills/response-tools/deepwater-horizon-trajectory-maps-dates.html>
- Paiva, P., Lugon Junior, J., Barreto, A., Silva, J., y Silva Neto, A. (2017). Comparing 3D and 2D computational modeling of an oil well blowout using MOHID platform - A case study in the Campos Basin. *Science of the Total Environment*, 595, 633–641. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2017.04.007>
- Passow, U., Ziervogel, K., Asper, V., y Diercks, A. (2012). Marine snow formation in the aftermath of the Deepwater Horizon oil spill in the Gulf of Mexico. *Environmental Research Letters*, 7(3). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/7/3/035301>
- Payne, J. R., Kirstein, B. E., Clayton, J. R., Clary, C., y Redding, R. (1987). Integration of suspended-particulate matter and oil-transportation study. Final report, September 1984-September 1987. In *Science Applications International Corp., San Diego, CA (USA)*.
- PEMEX. (2019). *PLAN DE NEGOCIOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y SU EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS 2019-2023*. https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/pn_2019-2023_total.pdf
- Pinkston, F., y Flemings, P. (2019). Overpressure at the Macondo Well and its impact on the Deepwater Horizon blowout. *Scientific Reports*, 9(1), 7047. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-42496-0>
- Pollani, A., Triantafyllou, G., Petihakis, G., Konstantinos, N., Costas, D., y Koutitas, C. (2001). The Poseidon operational tool for the prediction of floating pollutant transport. *Marine Pollution Bulletin*, 43(7–12), 270–278. [https://doi.org/10.1016/S0025-326X\(01\)00080-7](https://doi.org/10.1016/S0025-326X(01)00080-7)

- Ponce Vélez, G., y Botello, A. V. (2005). Niveles de hidrocarburos en el Golfo de México. In Botello, A. V., Von-Osten, J. R., Gold-Bouchot, G., y Agraz-Hernández, C. (eds.), *Golfo de México Contaminación e Impacto Ambiental: Diagnóstico y Tendencias*. México: Univ. Autón. de Campeche, Univ. Nal. Autón. de México, Instituto Nacional de Ecología.
- Rasmussen, D. (1985). Oil spill modeling-a tool for cleanup operations. *Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, 243-249*.
- Reddy, C., Arey, J., Seewald, J., Sylva, S., Lemkau, K., Nelson, R., Carmichael, C., McIntyre, C., Fenwick, J., Ventura, G., Van Mooy, B., y Camilli, R. (2012). Composition and fate of gas and oil released to the water column during the Deepwater Horizon oil spill. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 109(50), 20229–20234*. <https://doi.org/10.1073/pnas.1101242108>
- Reed, M., Johansen, Ø., Brandvik, P., Daling, P., Lewis, A., Fiocco, R., MacKay, D., y Prentki, R. (1999). Oil spill modeling towards the close of the 20th century: Overview of the state of the art. *Spill Science and Technology Bulletin, 5(1), 3–16*. [https://doi.org/10.1016/S1353-2561\(98\)00029-2](https://doi.org/10.1016/S1353-2561(98)00029-2)
- Reed, M., Johansen, Ø., Leirvik, F., y Brørs. (2009). Numerical Algorithm to Compute the Effects of Breaking Waves on Surface Oil Spilled at Sea. En https://crrc.unh.edu/sites/crrc.unh.edu/files/final_report_sintef_natural_dispersion_october-2009.pdf
- Rodrigues, P., y Maiorino, J. (2016). Case study: oil spill using mohid software in São Sebastião – São Paulo. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 10(4), 247–261*. <https://doi.org/10.5419/bjpg2016-0020>
- Rondas-Petroleras. (2020, November). *Cifras Relevantes Rondas Petroleras*. Gobierno de México. <https://rondasmexico.gob.mx/esp/cifras-relevantes/>
- Schwing, P., Hollander, D., Brooks, G., Larson, R., Hastings, D., Chanton, J., Lincoln, S., Radović, J., y Langenhoff, A. (2020). The Sedimentary Record of MOSSFA Events in the Gulf of Mexico: A Comparison of the Deepwater Horizon (2010) and Ixtoc 1 (1979) Oil Spills. En Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S. , Hollander, D. J. , Paris,

- C. B. , Schlüter, M., y Wetzell, D. L. (eds.), *Deep Oil Spills* (pp. 221–234). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-11605-7_13
- SEEK. (2020). *Fate Of Oil At Sea And Modelled Processes - Oil Dissolution Oil Spills | Full Size PNG Download | SeekPNG*. <https://www.seekpng.com/ima/u2e6r5a9r5a9y3q8/>
- SENER. (2015). *Secretaría de Energía: Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029*.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf
- SENER. (2019). *Secretaría de Energía: PLAN QUINQUENAL DE LICITACIONES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS 2015-2019*.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/509176/PQ_Evaluacion_2019.pdf
- SIE. (2020, January). *Sistema de Información Energética: Pozos productores promedio en operación y pozos operando al final de período de crudo, gas asociado y gas no asociado*.
Petróleos Mexicanos.
<http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyFormat>
- Spaulding, M. (2017). State of the art review and future directions in oil spill modeling. *Marine Pollution Bulletin* 115(1-2), 7–19.
<https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2017.01.001>
- Spaulding, M., Kolluru, V., Anderson, E., y Howlett, E. (1994). Application of three-dimensional oil spill model (WOSM/OILMAP) to Hindcast the Braer spill. *Spill Science and Technology Bulletin*, 1(1), 23–35. [https://doi.org/10.1016/1353-2561\(94\)90005-1](https://doi.org/10.1016/1353-2561(94)90005-1)
- Speight, J. (2011). *The Chemistry and Technology of Petroleum, Fifth Edition - CRC Press Book*. CRC Press.
- SRTM30PLUS. (2015). *30 arc second SRTM Land topography with measure and estimated seafloor topography in the Gulf of Mexico: Bathymetry and Coastlines for the Gulf of Mexico*. <https://geo.gcoos.org/data/topography/Introduction.html>

- Stiver, W., y Mackay, D. (1984). Evaporation Rate of Spills of Hydrocarbons and Petroleum Mixtures. *Environmental Science and Technology*, 18(11), 834–840. <https://doi.org/10.1021/es00129a006>
- Sturges, W., y Bozec, A. (2013). A puzzling disagreement between observations and numerical models in the central gulf of Mexico. *Journal of Physical Oceanography*, 43(12), 2673–2681. <https://doi.org/10.1175/JPO-D-13-081.1>
- Sturges, W., y Evans, J. (1983). On the variability of the Loop Current in the Gulf of Mexico. *Journal of Marine Research*, 41(4), 639–653. <https://doi.org/10.1357/002224083788520487>
- SWAN. (2020). *Simulating Waves Nearshore*. <http://swanmodel.sourceforge.net/>
- TheWashingtonPost. (2015). *BP oil spill plus 5: Why it'll happen again - The Washington Post*. <https://www.washingtonpost.com/news/achenblog/wp/2015/04/20/lessons-from-the-bp-oil-spill-on-the-5th-anniversary/>
- Tides y Currents. (2020). *Station Home Page - NOAA Tides & Currents*. <https://tidesandcurrents.noaa.gov/stationhome.html?id=8761724>
- Turner, R. (1999). Inputs and outputs of the Gulf of Mexico. En Kumpf, H., Steidinger, K., y Sherman, K. (eds.), *The Gulf of Mexico large marine ecosystem* (pp. 64–73). Oxford: Blackwell Science.
- Turner, R., y Rabalais, N. (2018). The gulf of Mexico. En Sheppard, C. (ed.), *World Seas: An Environmental Evaluation Volume I: Europe, the Americas and West Africa* (pp. 445–464). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805068-2.00022-X>
- Upton, H. (2011). *CRS Report for Congress The Deepwater Horizon Oil Spill and the Gulf of Mexico Fishing Industry*. <https://fas.org/sgp/crs/misc/R41640.pdf>
- Valentine, D., Kessler, J., Redmond, M., Mendes, S., Heintz, M., Farwell, C., Hu, L., Kinnaman, F., Yvon-Lewis, S., Du, M., Chan, E., Tigreros, F., y Villanueva, C. (2010). Propane respiration jump-starts microbial response to a deep oil spill. *Science*, 330(6001), 208–211. <https://doi.org/10.1126/science.1196830>

- Van Eenennaam, J., Wei, Y., Grolle, K., Foekema, E., y Murk, A. (2016). Oil spill dispersants induce formation of marine snow by phytoplankton-associated bacteria. *Marine Pollution Bulletin*, 104(1–2), 294–302. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2016.01.005>
- Vonk, S., Hollander, D., y Murk, A. (2015). Was the extreme and wide-spread marine oil-snow sedimentation and flocculent accumulation (MOSSFA) event during the Deepwater Horizon blow-out unique?. *Marine Pollution Bulletin* 100(1) 5-12. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2015.08.023>
- Vukovich, F. (2007). Climatology of Ocean Features in the Gulf of Mexico Using Satellite Remote Sensing Data. *Journal of Physical Oceanography*, 37, 689–707. <https://doi.org/10.1175/JPO2989.1>
- Vukovich, F., Crissman, B., Bushnell, M., y King, W. (1979). Some aspects of the oceanography of the Gulf of Mexico using satellite and in situ data. *Journal of Geophysical Research*, 84(C12), 7749. <https://doi.org/10.1029/JC084iC12p07749>
- Zavala-Hidalgo, J., Morey, S., y O'Brien, 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. <https://doi.org/10.1029/2003jc001879>
- Zavala-Hidalgo, J., Romero-Centeno, R., Mateos-Jasso, A., Morey, S., y Martínez-López, B. (2014). The response of the Gulf of Mexico to wind and heat flux forcing: What has been learned in recent years? *Atmosfera*, 27(3), 317–334. [https://doi.org/10.1016/S0187-6236\(14\)71119-1](https://doi.org/10.1016/S0187-6236(14)71119-1)
- Zelenke, B. , O'Connor, C., Barker, C., Beegle-Krause, C., y Eclipse, L. (2012). General NOAA Operational Modeling Environment (GNOME) Technical Documentation. En *NOAA Technical Memorandum NOS OR&R* (Vol. 40). http://response.restoration.noaa.gov/gnome_manual