BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA
COLEGIO DE GEOFÍSICA

“COMPARACIÓN DE MÉTRICAS ESTADÍSTICAS DE EXTENSIÓN DE UN DERRAME DE PETRÓLEO EN EL ÁREA DEL CINTURÓN PLEGADO DE PERDIDO”

TESIS

PRESENTADA PARA OBTENER EL GRADO DE

LICENCIATURA EN
INGENIERÍA GEOFÍSICA

PRESENTA
YIYI DANIELA DOMINGUEZ ALAMILLA

DIRECTORA EXTERNA
DRA. PAULA PÉREZ-BRUNIUS

DIRECTORA INTERNA
M.C. YLEANA CLAUDIA MARTÍNEZ MIRÓN

PUEBLA, PUE. DICIEMBRE, 2021

BUAP

Oficio No. SAC/2107/2021

C. Yiyi Daniela Domínguez Alamilla, -201501671-
Pasante de la Licenciatura en Ingeniería
Geofísica
P r e s e n t e.

En atención al Tema de Tesis que puso Usted a consideración de la Coordinación de Área y de esta Secretaría Académica en coordinación con la Dirección de ésta Facultad de Ingeniería, dentro del marco de Titulación por Examen Profesional en línea, como medio de Titulación se dio revisión y se ha autorizado el tema denominado:

"COMPARACIÓN DE MÉTRICAS ESTADÍSTICAS DE EXTENSIÓN DE UN DERRAME DE PETRÓLEO EN EL ÁREA DEL CINTURÓN PLEGADO DE PERDIDO"

Por lo anterior hago de su conocimiento que se asigna como Asesor Interno de tema a la Mtra. Yleana Claudia Martínez Mirón.

Sin más por el momento, le envío la seguridad de mi consideración más distinguida.

A t e n t a m e n t e
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Z. a 13 de diciembre de 2021

M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director

M'ACGZ /barv
C.c.p. Interesado
C.c.p. Archivo

Facultad de Ingeniería
Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel, Ciudad Universitaria, Puebla, Pue. C.P. 72570
222 229 55 00 Ext. 7610

M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
P r e s e n t e.

La que suscribe: Mtra. Yleana Claudia Martínez Mirón, asesora interna del tema de tesis:

"COMPARACIÓN DE MÉTRICAS ESTADÍSTICAS DE EXTENSIÓN DE UN DERRAME DE PETRÓLEO EN EL ÁREA DEL CINTURÓN PLEGADO DE PERDIDO"

Presentada por la C. Yiyi Daniela Domínguez Alamilla, pasante del Colegio de Ingeniería Geofísica con número de matrícula 201501671, y en atención al oficio No. SAC/2107/2021 con fecha de emisión 13 de diciembre de 2021, me permito informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente en autorizar la impresión del mismo.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

A t e n t a m e n t e
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Z. a 03 de enero de 2022

Yleana Martinez

Mtra. Yleana Claudia Martínez Mirón
Asesor de Tema

D'JLMP/BARV
C.c.p. Interesado
C.c.p. Archivo

DEDICATORIA

Para mis abuelitas: Miriam Caraveo Morillo y Gloria Amanda de la Cruz Morales.
Por enseñarme su amor al mar y a llevarlo en las venas.

AGRADECIMIENTOS

Al Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, proyecto 201441, por la financiación de los escenarios de derrame y los derrames individuales.

A la beca acércate al mar del departamento de Oceanografía Física del CICESE.

Al Consorcio de Investigación del Golfo de México (CIGoM) por su contribución a la ciencia mexicana acerca de derrames de hidrocarburos.

A PEMEX por promover ante el Fondo, la demanda específica sobre los derrames de hidrocarburos y el medio ambiente.

Al grupo de modelación de derrames de petróleo de CIGOM en CICESE (Kostas, Julio Sheinbaum, Favio Medrano, Javier Rodríguez, Paula García) y a Julien Jouanno de LEGOS.

A la BUAP, por haberme permitido formarme en ella.

A mi directora externa, la Doctora Paula Pérez-Brunius, por darme la oportunidad de trabajar con ella y con su equipo. Por guiarme y acompañarme, tanto presencialmente como a la distancia, ya que, sin su apoyo, nada de esto habría sido posible. Gracias Doctora Paula por creer en mí.

A mi directora interna, la Maestra Yleana Claudia Martínez Mirón, por su enriquecedora perspectiva y la ayuda que me brindó para ordenar mis ideas.

A mis sinodales por su interés en la tesis y sus preguntas y sugerencias.

A mi mamá y a mi papá, por ser el soporte de donde tomo valentía para saltar. Porque lo que soy y he logrado, ha sido gracias a su apoyo incondicional.

A mi hermana, por ser mi cómplice y compañera de aventuras y desventuras. Por estar. Gracias por ser mi hermanita.

A mis amigos, por ser compañía, genialidad y amor. Por todas esas veces que me escucharon atentamente hablar sobre la tesis, aun cuando todavía eran ideas dispersas y nada ordenadas. Gracias por todos esos recuerdos que atesoro en mi corazón y cámara.

¡Muchas gracias a todos!

INDICE

DEDICATORIA II
AGRADECIMIENTOS III
RESUMEN 1
LISTA DE FIGURAS 2
ANTECEDENTES 3
INTRODUCCIÓN 5
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 10
JUSTIFICACIÓN 12
OBJETIVO GENERAL 13
OBJETIVOS ESPECÍFICOS 13
HIPÓTESIS 14
ALCANCES Y LIMITACIONES 14
MARCO TEÓRICO 15
DIFICULTAD DE MODELAR DERRAMES EN EL MAR 15
MODELOS DE CIRCULACIÓN 16
MODELOS DE CAMPO CERCANO Y LEJANO 16
ESCENARIOS DE DERRAMES 18
CONDICIONES INICIALES DE LOS DERRAMES INDIVIDUALES DE CIGOM 18
MÉTRICAS USADAS POR EL PROYECTO CIGoM 19
METODOLOGÍA 24
MÉTRICA DE CIGoM 26
MÉTRICAS ESTADÍSTICAS Y PROBABILÍSTICAS UTILIZADAS EN ESTE TRABAJO 27
MÉTRICA PROBABILÍSTICA 28
MÉTRICAS ESTADÍSTICAS 29
COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES MÉTRICAS 30
RESULTADOS 31
MÉTRICAS ESTADÍSTICAS 31
VARIABILIDAD DE LA FRACCIÓN DE MASA DE LOS DERRAMES INDIVIDUALES 41
MÉTRICA DE PROBABILIDAD 48
CONCLUSIONES 54
ÁREA POSIBLEMENTE AFECTADA 54

FRACCIÓN DE MASA MÁXIMA ESPERADA 55
RECOMENDACIONES Y PERSPECTIVAS A FUTURO.....56
BIBLIOGRAFÍA.....57

RESUMEN

En los resultados del megaproyecto CIGoM (Pérez Brunius et al., 2020) se definió una métrica basada en el promedio de todos los derrames individuales cuyo objetivo era definir el área con la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de hidrocarburo ligero en el pozo Trion-1 hipotético en el golfo de México, pero debido a que cuando hay mucha variabilidad en los datos (como en el caso de los derrames de petróleo) el promedio podría no ser representativo siquiera del evento más probable.

En esta tesis se definieron nuevas métricas, tanto estadísticas como una probabilística, con la finalidad de que sean más representativas de las regiones posiblemente afectadas que las definidas en el proyecto CIGoM.

Estas métricas se compararon con la métrica definida en Pérez Brunius et al. con el fin de entender mejor las diferencias entre estas, así como sus limitaciones. Además de que se determinó si las regiones que pudieran verse afectadas por un derrame de hidrocarburo según la métrica de CIGoM contiene la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de petróleo que ocurra en ese pozo. La métrica probabilística se obtuvo utilizando todos los derrames individuales, en vez de analizar el promedio de ellos como se hizo en el caso de CIGoM. También se obtuvieron métricas estadísticas basadas en el promedio de los valores extremos, en vez de en el extremo del valor promedio, que fue la utilizada por CIGoM.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Los dos dominios distintos de modelado de los derrames marinos: (a) dominio de campo cercano y (b) el dominio de campo lejano. De Socolofsky et al. 2015 16
Figura 2. Ejemplo con sandias sobre cómo funcionan las métricas estadísticas (Máximo promedio y Promedio de Máximos) 20
Figura 3. Pasos a seguir para encontrar la probabilidad de que las sandias más grandes tuvieran un peso igual o mayor a 3 kilogramos 22
Figura 4. Ubicación del pozo Trion-1 en el área de Perdido 25
Figura 5. Muestra ejemplos de 4 derrames individuales 15 días después de haber iniciado el derrame. El color muestra la fracción de masa en cada pixel presente en ese instante 27
Figura 6. Muestra ejemplos de los mismos 4 derrames individuales antes presentados en la Figura 5, pero en este caso el color muestra la fracción de masa máxima promedio (F_{ENS}^{max}).....28
Figura 7. Mapa de la métrica log10(F_{CIGOM}^{max}) con contornos de 0.1% F_{CIGOM}^{max} (azul), F_{ENS}^{max} (cian) y$\tilde{F}_{ENS}^{max}$ (verde).....32
Figura 8. Mapa de la métrica log10(F_{ENS}^{max}) con los contornos respectivos de 0.1% F_{CIGOM}^{max} (azul), F_{ENS}^{max} (cian) y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ (verde) 33
Figura 9. Mapa de la métrica log10($\tilde{F}_{ENS}^{max}$) con los contornos respectivos de 0.1% F_{CIGOM}^{max} (azul), F_{ENS}^{max}(cian) y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ (verde) 34
Figura 10. Cociente de F_{ENS}^{max}/ F_{CIGOM}^{max} 35
Figura 11. Gráfico de dispersión de F_{ENS}^{max} y F_{CIGOM}^{max}.....36
Figura 12. Cociente de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$/ F_{CIGOM}^{max}.....37
Figura 13. Gráfico de dispersión de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ y F_{CIGOM}^{max}.....38
Figura 14. Cociente de F_{ENS}^{max}/ $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. 39
Figura 15. Gráfico de dispersión de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ y F_{ENS}^{max} 40
Figura 16. Mapa de la métrica log10(F_{ENS}^{max}) con el contorno de 0.1% de F_{CIGOM}^{max} (azul) 41
Figura 17. Histograma de los valores F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 1.....42
Figura 18. Histograma del logaritmo de $\mathrm{F_i^{max}}$ de todos los derrames individuales en el Punto 1 43
Figura 19. Histograma de los valores F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 2.....44
Figura 20. Histograma del logaritmo de F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 2 45
Figura 21. Histograma de los valores F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 3.....46
Figura 22. Histograma del logaritmo de F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 3 47
Figura 23. Probabilidad de que la fracción de masa máxima de cualquier derrame individual sea mayor o igual al umbral del 0.1% con contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max}.....48
Figura 24. Gráfico de dispersión de P y F_{CIGOM}^{max} 49
Figura 25. Probabilidad de que la fracción de masa máxima de cualquier derrame individual sea mayor o igual al umbral 0.1% con contorno del 0.1% de F_{ENS}^{max} 50
Figura 26. Gráfico de dispersión de P y F_{ENS}^{max}. 51
Figura 27. Probabilidad de que la fracción de masa máxima de cualquier derrame individual sea mayor o igual al umbral de 0.1% con contorno del 0.1% de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.....52
Figura 28. Gráfico de dispersión de P y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ 53

ANTECEDENTES

A nivel mundial, el panorama de las energías fósiles está cambiando. A pesar de los efectos del uso de combustibles fósiles en el sistema climático global, su uso se ha mantenido y expandido para los transportes, plantas eléctricas y, en el caso del petróleo, la producción de plásticos, pinturas, pesticidas y una infinidad de objetos de uso cotidiano.

La producción mundial de hidrocarburos fósiles se encuentra en constante crecimiento. En 2015 la producción mundial de petróleo alcanzó 91.670 millones de barriles diario (MMbd) con tendencia al crecimiento de un 11,9% más que en 2005 (Colina y Romero, 2018). Hoy en día se espera que la demanda mundial de petróleo en 2021 aumente en un 7.34%, a un promedio de 96.86 MMbd (Morrow, 2020). Por lo que mantener este tipo de producción e incrementarla ha implicado la expansión de la búsqueda en fronteras normalmente no exploradas, donde se encuentran el gas y el aceite. La mayoría de las principales provincias petroleras mundiales se están inclinando a una producción más profunda. Por primera vez, en 2017, más crudo se generó a partir de aguas ultra profundas (>1500 m de profundidad) del golfo de México que en aguas poco profundas (Murawski et al, 2020). Por ende, los riesgos y los desafíos que implica explorar en aguas más profundas llevan a nuevas decisiones respecto a los esfuerzos de conservación, la seguridad marina y la protección del medio ambiente. Y con el aumento de la actividad exploratoria en aguas profundas de petróleo y gas también hay un aumento evidente del riesgo de contaminación por hidrocarburos.

El derrame de petróleo de Deepwater Horizon (DWH) que ocurrió frente a las costas de Luisiana, Estados Unidos de América, en abril de 2010, fue el primer pozo ultra profundo del mundo en hacer explosión, pero probablemente no será el último. Los campos de pozos profundos en el golfo de México ahora se extienden a profundidades casi el doble que el pozo Macondo, en el que ocurrió la explosión de la plataforma DWH. Debido a las inmensas profundidades y presiones, los pozos ultra profundos son más complejos, propensos al riesgo y costosos de construir y mantener en comparación con instalaciones más superficiales equivalentes. A pesar de estos problemas, y dependiendo del precio del petróleo, los volúmenes de petróleo producidos en pozos ultra profundos pueden ser enormemente rentables, produciendo muchas veces más que las tasas de producción de los costeros (Murawski et al. 2020). La industria y nuestra sociedad, no pueden permitirse otro derrame de la magnitud del de DWH. Tan solo ese accidente tuvo un costo de 60 mil millones de dólares en costos de limpieza, multas, sanciones y pagos de compensación, y eso hablando únicamente del costo monetario. El área del derrame de petróleo atravesó los rangos y los hábitats de más de 8.000 especies, incluyendo aves, peces, moluscos, crustáceos, tortugas marinas y mamíferos marinos (Cousteau y Mandoske, s.f.). El accidente de DWH demostró lo poco preparado que

se estaba para resolver este tipo de problemas con el mínimo daño a las personas y al ecosistema. La investigación científica y el desarrollo industrial se han enfocado a comprender mejor el dominio ultra profundo, para así disminuir la probabilidad de accidentes allí, estar preparados y contar con una respuesta más eficaz que en accidentes pasados en caso de que vuelvan a ocurrir.

INTRODUCCIÓN

Una de las formas usadas en la actualidad para estar preparados ante los derrames de petróleo es su modelación. Haciendo una simulación de lo que ocurriría durante un derrame de petróleo, podemos entender su comportamiento, detectar las variables más importantes que rigen su movimiento y conocer la extensión que podría tener si ocurriera. El motivo de estas simulaciones y la importancia de cerrar las lagunas existentes en la investigación, sabiendo que no hay dos derrames iguales, es que las condiciones siempre serán diferentes, por tanto, las estrategias de respuesta deberán ser ágiles para hacer frente con eficacia a la próxima explosión de pozos de petróleo ultra profundos, ruptura de oleoductos, colisión de la plataforma del petrolero, incidente de sabotaje industrial u otro tipo de escenario.

El transporte del aceite en superficie involucra características oceanográficas que se expanden por miles de kilómetros mientras los procesos de meteorización como la disolución de agua-aceite operan a escala molecular. Las pérdidas por evaporación del aceite que alcanza la superficie del agua se reduce bastante después del primer día, en cambio la degradación del aceite disperso en la columna de agua tal vez tarde meses o incluso años. Los derrames de petróleo involucran al hidrocarburo crudo, opuesto a los productos del petróleo generados por las refinerías y transportados en el ambiente marino por tuberías o, más comúnmente, por buques de superficie. Los derrames de petróleo pueden involucrar un solo reservorio o una red de reservorios conectados por una plataforma en común. De cualquier manera, el hidrocarburo derramado cambiará sus características conforme pase el tiempo, cambiando su composición y distribución espacial (Murawski et al, 2020).

Los vientos y las corrientes desempeñan un papel importante para determinar el destino del petróleo derramado, por lo que conocer las condiciones de las corrientes y el viento actuando sobre la superficie del mar -en caso que el petróleo derramado se encuentre principalmente en la superficie del mar-, es esencial. Tal es el caso de los resultados de la simulación del derrame para el pozo Trion-1, donde los factores principales que determinaron su destino fueron las corrientes superficiales y el arrastre directo del viento y del oleaje. Esto debido a que las condiciones de explosión del pozo (o “blowout” en inglés) seleccionadas, hicieran que el hidrocarburo derramado se fuera a la capa superficial (en la interfase mar-atmósfera).

Los patrones de circulación oceánica y atmosférica tienen mucha variabilidad temporal, pero hay ciertos patrones persistentes o que se repiten, los más importantes para el golfo de México son:

CIRCULACIÓN OCEÁNICA

- La corriente del Lazo, exhibe una variabilidad temporal sustancial (Lilly, s.f). La corriente se expande periódicamente hasta liberar un gran remolino, conocido como el remolino de la corriente del Lazo, que se desprende de la corriente principal y posteriormente se desplaza hacia el oeste (Hurlburt, 1980; Vukovich, 2007; Weisberg & Liu, 2017).
- Lilly (s.f) hace notar una característica interesante en la esquina noroeste del golfo de México vista en los modelos NEMO y ROMS, donde la corriente de quiebre de la plataforma parece envolverse en una circulación cerrada con su centro cercano a 95º O y 26º N con una circulación anticiclónica, al igual que los remolinos de la corriente de Lazo. Este patrón se encuentra cercano a la ubicación de la formación geológica Perdido, y por lo tanto podría ser llamado el giro de Perdido. Visto principalmente como un fenómeno interanual, presenta relativamente poca variabilidad en las escalas temporales estacionales, debido a que esta característica está asociada con los residuos de los remolinos de la corriente del Lazo.
- La plataforma continental está típicamente dominada por variabilidad estacional, es decir, el ciclo anual, y el golfo profundo está dominado por el ciclo interanual (Lilly, s.f).

CIRCULACIÓN ATMOSFÉRICA

- Los vientos en el golfo de México tienen una fuerte variabilidad sobre diferentes escalas de tiempo y espacio, con importante estacionalidad. Los vientos sobre el golfo de México son parte de los vientos alisios y tienen una gran influencia en el continente norteamericano (Zavala-Hidalgo et al, 2014).
- Zavala-Hidalgo et al (2014) observaron que, durante el verano, el viento gira hacia el norte en el noroeste del Golfo y durante otoño, la dirección media mensual a largo plazo del viento en el norte del Golfo es principalmente hacia el oeste, con un pequeño componente sur y este patrón permanece hasta febrero y es más pronunciado en diciembre.

Los patrones discutidos son los patrones recurrentes en promedio, sin embargo, en un mes o día dado, el patrón tanto de vientos como de corrientes puede ser muy distinto al de la media. Es por esto que un derrame de petróleo, aunque ocurra en el mismo pozo, puede tener destinos muy diferentes dependiendo del momento en que el accidente suceda. Haciendo así muy difícil conocer con antelación a donde llegaría o hacia dónde se expandiría el petróleo derramado en un accidente si no se conocieran los campos de velocidad del agua y viento en los días en los que ocurriera el derrame, ya que el destino del hidrocarburo derramado dependerá totalmente de estas condiciones, durante y después del derrame. Y como estas

condiciones están en constante cambio, sería imposible conocer la evolución que tendría el hidrocarburo después de ser derramado si no se usan modelos matemáticos que simulan el movimiento de las corrientes y los vientos de forma realista, que son los mecanismos en juego. Por lo que estimar la inmensa cantidad de comportamientos posibles de un derrame de petróleo sólo podría lograrse mediante estos modelos computacionales capaces de reproducir en forma razonable la variabilidad hidrodinámica observada y su estadística. El objetivo de contar con muchas simulaciones de derrames que ocurran bajo diversas condiciones, es obtener de forma estadística lo que podría ocurrir durante un derrame, independientemente de cuándo y bajo qué condiciones este ocurra. En ese sentido, no se trata de simulaciones para usarse durante un evento particular para apoyar las labores de atención al desastre, lo cual requiere de modelos predictivos conocidos como operacionales para hacer las estimaciones. El propósito es tener una idea a priori de lo que podría ocurrir, para de esta manera ayudar en la planeación para la atención a un eventual derrame.

La realización de cientos o miles de simulaciones de derrames bajo diferentes condiciones posibles y proporcionar resultados estadísticos y probabilísticos de dicho ejercicio es lo que conoceremos como escenario de derrame, el cual permitirá establecer, bajo todas las condiciones que somos capaces de explorar (mientras más mejor, pero hay un límite de cómputo en el número de simulaciones posibles a realizarse) cuáles regiones serían las que podrían verse más afectadas para poder realizar una planeación anticipada que mitigue el daño que pudieran causar estos eventos.

El escenario de derrame se ha definido como un estadístico construido a partir de un conjunto de derrames individuales representativos de todas las condiciones hidrodinámicas posibles, ya que cada derrame individual tendrá las mismas condiciones de explosión del pozo y tiempo de duración del vertido de petróleo al mar, siendo las fechas de ocurrencia la diferencia entre ellos y, por ello, las distintas condiciones oceánicas y atmosféricas presentes.

Ahora bien, el Consorcio de Investigación del golfo de México (CIGoM) fue fundado en 2015 como un grupo de instituciones académicas mexicanas con el fin de investigar de forma multidisciplinaria los posibles impactos ambientales de la industria del gas y petróleo, en los ecosistemas marinos del golfo de México. Su objetivo principal fue la creación de un sistema integral de observaciones y modelos numéricos, capaz de generar escenarios y evaluar consecuencias e impactos de posibles derrames de hidrocarburos en el golfo de México (GM), como parte de un megaproyecto financiado por el fondo sectorial SENER-CONACYT-Hidrocarburos. El consorcio se conformó originalmente por el Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California (CICESE), el Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del IPN (Cinvestav-Mérida), el Centro de Ciencias de la Atmósfera (CCA) de la Universidad Nacional Autónoma de México

(UNAM), el Centro de Ingeniería y Desarrollo Industrial (Cidesi), la Universidad Autónoma de Baja California (UABC), los Institutos de Ciencias del Mar y Limnología (ICMyL), Geofísica, Biotecnología (IBt), de Ecología y Cambio Climático (INECC) y la empresa Bajainnova. Además de contar con la colaboración y participación de académicos de prestigio de otras instituciones nacionales y del extranjero (www.cigom.org).

Dentro del marco del megaproyecto del CIGoM, se generaron escenarios de derrame en aguas profundas del golfo de México, los cuáles a su vez se utilizaron para inferir posibles impactos en regiones, especies y ecosistemas del golfo de México con base en información científica sólida (Pérez Brunius y Aguirre Macedo, 2020). Una de las regiones de principal interés del proyecto CIGoM es la localizada en el Cinturón Plegado de Perdido.

El Cinturón Plegado de Perdido (CPP) se ubica en el noroeste del golfo de México, en la zona del talud continental y llanura abisal de México y Estados Unidos. Está formado por la franja de pliegues orientada de nor-noreste a sur-suroeste que tienen núcleo salino autóctono y están armados en un paquete sedimentario que va desde el Jurásico Superior hasta el Terciario. Su geometría, distribución geográfica y desarrollo estructural proviene de la interpretación de información sísmica, exclusivamente (Patiño, 2003). El tipo de hidrocarburo principal extraído es el aceite superligero y ligero (Porres, 2016).

El campo Trión se ubica en el llamado Cinturón Plegado de Perdido, que es una franja ubicada en el golfo de México que comprende un área de 27,230 kilómetros cuadrados. El campo, descubierto en 2012, se encuentra ubicado aproximadamente a 39 kilómetros de la frontera con Estados Unidos y a 178 kilómetros al este de Matamoros, Tamaulipas (Moya, 2016). Las reservas presentadas hasta ahora por Pemex al 1ro de enero de 2016 contemplan un volumen original de 1034 millones de barriles (MMb), arrojando una reserva de 225 MMb y 203 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), que de acuerdo con Pemex representa una reserva 3P (Probadas, Probables, Posibles) de 267 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) (Moya, 2016). El pozo Trión-1 se encuentra en un tirante de agua de poco más de 2.4 kilómetros y la profundidad programada en el subsuelo es de 7.6 kilómetros (Barbosa, 2012). Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se estima que la primera extracción del campo Trión se alcance en 2022.

El escenario usado en este trabajo es el generado por el grupo de modelación del proyecto CIGoM, y consiste en un conjunto de derrames individuales iniciados el primer día de cada mes de los 20 años (1992-2012) de simulaciones de vientos y corrientes, es decir, 240 derrames individuales, cada uno diferente entre sí. Las simulaciones reproducen la evolución durante 60 días, con un flujo de 40 kg/s de petróleo (intermedio entre el flujo del derrame del DWH y el derrame del pozo de Ixtoc en 1979) y una duración del vertido de 15 días, en los que llegarían a liberarse

en total 780 mil toneladas de crudo (Pérez Brunius et al. 2020). La duración del vertido es optimista, ya que es posible que el pozo tarde varias semanas en cerrarse, pero permite darse una idea preliminar. A pesar de que las corrientes y vientos sobre la plataforma continental tienen una estacionalidad marcada, se decidió realizar en este trabajo únicamente el comparativo con el escenario global del proyecto CIGoM (el estadístico de todos los derrames individuales independientemente de la época del año en que ocurrieron), ya que el escenario global abarca las características esenciales recurrentes en las simulaciones de derrames con las que se podrán determinar las regiones que pudieran verse afectadas en el caso de presentarse un derrame. El objetivo de este estudio es generar métricas estadísticas y una probabilística que permitan definir el área con la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de hidrocarburo ligero en el pozo Trion-1 hipotético en el golfo de México, con base en un ensamble de un gran número de derrames individuales, para así compararlas con la métrica utilizada en el megaproyecto CIGoM.

Ya que la evolución de cada derrame particular será única, dada la alta variabilidad en los procesos oceánicos y atmosféricos responsables de su dispersión y transporte, la idea es buscar métricas que permitan definir una región dentro de la cual se garantice que una proporción alta de derrames individuales queden en su mayor parte contenidos, y por ende delimitar con bastante certeza las regiones que más probablemente pudieran verse afectadas.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En los resultados del megaproyecto CIGoM (Pérez Brunius et al., 2020) se definió una métrica basada en el promedio de todos los derrames individuales, pero dado que cuando hay mucha variabilidad (como en el caso de los derrames de petróleo) el promedio podría no ser representativo siquiera del evento más probable, en esta tesis se van a definir otras métricas, tanto estadísticas como probabilísticas, que esperamos sean más representativas de las regiones posiblemente afectadas. Estas métricas se compararán con la métrica definidas en Pérez Brunius et al. (2020) con el fin de entender mejor las diferencias entre estas, así como sus limitaciones, además de determinar si las regiones que pudieran verse afectadas por un derrame de hidrocarburo según la métrica de CIGoM son las más adecuadas. Las métricas que se usaran en este trabajo aspiran a ser más representativas que las del escenario global de derrame para el proyecto CIGoM, porque para los escenarios CIGoM se usa el promedio de todos los eventos, mientras que en este caso se utiliza un acercamiento estadístico y probabilístico basado en los valores máximos obtenidos en un gran número de derrames individuales.

Los derrames individuales con base en los cuales se construyen las métricas, se simulan liberando un gran número de partículas de petróleo en el punto del pozo Trión-1, cada una con una masa y una posición que evoluciona en el tiempo. Estas se liberan de forma continua durante los 15 días que dura el derrame, reproduciendo el flujo elegido de 40 kg/s, y su posición y masa se registran hasta 60 días después de iniciado el derrame. Esta información se analiza en una malla geográfica de 30 a 18 grados de latitud y -94 a -84 grados de longitud que abarca todo el golfo de México y las Islas Caimán, calculando la fracción de masa en cada paso de tiempo, lo cual es la suma de la masa de petróleo diaria ubicada en cada cuadro de malla, dividida por la masa total liberada para cada uno de estos 240 derrames simulados. El escenario global del proyecto CIGoM con el que haremos las comparaciones en esta tesis se generó con base en la fracción de masa promedio máxima. Este se obtuvo a partir del promedio de la fracción de masa de estos 240 derrames individuales, a lo que llamaremos fracción de masa promedio, y la fracción de masa promedio máxima se define como el máximo de la fracción de masa promedio observada en cada cuadro de malla en los 60 días de evolución.

La región en la que se espera encontrar la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de petróleo particular que ocurra en el pozo en cuestión se definió en el megaproyecto CIGoM como el área donde la fracción de masa promedio máxima alcanza el 0.1%. En el análisis realizado por Pérez Brunius et al. (2020) para los escenarios globales en los seis pozos de los que hizo la simulación de derrame, se dedujo que más del 80% de los eventos individuales tienen más del 70% de la masa dentro del área establecida para el escenario, y que menos del 5% de los eventos contienen menos del 60% de su masa dentro del área definida por el escenario,

salvo 2 pozos que muestran entre el 10% y 15%. Esto define el error en la métrica utilizada, demostrando que, dada la alta variabilidad en la posible evolución de los derrames individuales, el umbral del 0.1% permite garantizar que una proporción alta de derrames individuales quedarán en su mayor parte contenidos dentro del escenario, y por ende delimitar con una certeza del 70% las regiones que más probablemente pudieran verse afectadas. Pero ¿podemos mejorar la métrica para tener mayor certeza? Esta pregunta es la motivación de esta tesis. La métrica probabilística se obtendrá utilizando todos los derrames individuales, en vez de analizar el promedio de ellos como se hizo en el caso de CIGoM. También se obtendrán métricas estadísticas basadas en el promedio de los valores extremos (máxima fracción de masa), en vez de en el extremo del valor promedio, que fue la utilizada por CIGoM. El análisis permitirá ver qué tanto cambian los escenarios bajo las distintas métricas, con recomendaciones de cuáles métricas serían las más adecuadas para representar las regiones más probablemente afectadas.

.

JUSTIFICACIÓN

La importancia de estudiar a esta región está sustentada principalmente por el hecho que PEMEX Exploración y Producción tiene planes de extraer petróleo en las aguas profundas de Perdido en los próximos años, esto tras la confirmación de la existencia de reservas sustanciales (El Financiero, 2019). Es por tanto de vital importancia realizar una estimación potencial de las consecuencias de derrames a gran escala en esta región.

Este trabajo puede ser de utilidad para complementar la elaboración de planes de contingencia realizados con la información generada por el proyecto CIGoM para la mitigación de daños en el ecosistema, en las actividades económicas que dependen de él, y el bienestar de las poblaciones de la región. Esto porque los planes de contingencia ante derrames, deberían de contar con la información más precisa posible que delimite las zonas con impactos más probables, para que los recursos con los que cuentan para atender a una emergencia de esta naturaleza se puedan distribuir de manera adecuada. Un ejemplo de su uso de los escenarios de derrame para crear un plan de atención ante contingencias de derrames de petróleo es el caso particular de tortugas marinas, el cual puede ser consultado en Liceaga-Correa et al. (2019).

Se eligió la ubicación del pozo para simular los escenarios de derrame cercano a Trión-1, debido a su relevancia como primer pozo en aguas profundas en México, en un campo considerado con un gran potencial petrolero, y que a medida que aumenta la profundidad, el riesgo de fugas es mayor.

También uno de los objetivos de la agenda 2030 en los que entra este trabajo es el Objetivo 14, Vida submarina, que trata sobre conservar y utilizar sosteniblemente los océanos, los mares y los recursos marinos. Como el océano impulsa los sistemas mundiales que hacen de la Tierra un lugar habitable para el ser humano, proteger nuestros océanos debe ser una prioridad. Además de que ahora nos estamos adentrando al segundo decenio de las ciencias oceánicas, conocido como Decenio de las Naciones Unidas de las Ciencias Oceánicas para el Desarrollo Sostenible 2021-2030 cuyo objetivo central será generar “la ciencia que necesitamos” para el océano que queremos. Este trabajo aporta un granito de arena a la ciencia que necesitamos para poder enfrentar a las amenazas ambientales de los mares.

OBJETIVO GENERAL

Generar métricas estadísticas y una probabilística que permitan definir el área con la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de hidrocarburo ligero en el pozo Trion-1 hipotético en el golfo de México, con base en un ensamble de un gran número de derrames individuales, para así compararlas con la métrica utilizada en el megaproyecto CIGoM.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

● Reproducir la métrica usada en el megaproyecto CIGoM: fracción de masa promedio máxima, a fin de comprenderla para detectar la mejor manera de modificarla y obtener métricas más representativas.

● Generar nuevas métricas estadísticas basadas en los máximos de fracción de masa de los derrames individuales, en vez del máximo del promedio, con el fin de que estas métricas sean más representativas del peor escenario posible ante cualquier derrame de hidrocarburo.

● Definir una métrica basada en la probabilidad de rebasar un umbral de cierta cantidad de hidrocarburo para usarla como referencia para decidir cuál métrica representa mejor la región que contiene la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de hidrocarburo.

● Analizar las diferencias y similitudes de las métricas generadas para revisar cuál métrica es la más representativa de la región posiblemente afectada por el derrame, esto es, la que contenga la mayor cantidad de hidrocarburo en cada derrame individual.

HIPÓTESIS

Debido a la variabilidad en el destino del hidrocarburo derramado dada por el cambio en las condiciones de vientos y corrientes, el uso de una métrica basada en el ensamble promedio de derrames individuales podría subestimar el tamaño de la región que podría verse afectada por el arribo de petróleo, y por ende también los valores esperados de la fracción de masa máxima en cada punto del espacio que cubre el golfo de México. Por lo que el uso de métricas probabilísticas, así como métricas basadas en el promedio de los extremos, en vez del extremo de los promedios como en CIGoM, podrían ser más representativas.

ALCANCES Y LIMITACIONES

Las métricas realizadas en este trabajo son válidas únicamente para el pozo Trion-1 hipotético en el área del Cinturón Plegado de Perdido. Para la obtención de las métricas se realizó un ensamble estadístico independiente de la época del año, al cual conoceremos como escenario global. Las razones para la elección del escenario global son dos: 1) abarca las características esenciales recurrentes en las simulaciones de derrames y, 2) permite tener un número mayor de realizaciones y con ello estadísticas más robustas para determinar las regiones que pudieran verse afectadas en el caso de presentarse un derrame en el pozo en cuestión.

Dentro de las limitantes de este estudio podemos considerar que no se variaron las condiciones de la explosión del pozo ni el tiempo durante el cual se mantiene abierta la fuga de petróleo. Así que, si la cantidad de petróleo derramado fuera mayor y durara por más tiempo, los escenarios generados podrían subestimar las regiones posiblemente afectadas. Otra limitante es que las métricas no toman en cuenta la posible estacionalidad en los resultados esperados, a pesar de que las corrientes y vientos sobre la plataforma continental tienen una estacionalidad marcada. Las demás limitaciones están dadas por el modelo que simula la evolución del petróleo en el mar (CIC-OIL, Pérez-Brunius et al. 2020) el cual se basa en dos modelos de última generación que representan el estado del arte en la materia (OpenDrift-OpenOil y TAMOC, Dagestad et al. 2018; Röhrs et al. 2018; Socolofsky et al. 2015).

MARCO TEÓRICO

DIFICULTAD DE MODELAR DERRAMES EN EL MAR

Todo derrame de petróleo provocado por una explosión de un pozo en el fondo del mar será único. El destino del petróleo será muy diferente dependiendo del momento en que este ocurra, esto es debido a que los vientos y las corrientes marinas, que son los mecanismos en juego más importantes, tienen mucha variabilidad, aunque el derrame haya ocurrido en el mismo pozo.

Por lo anterior, es muy difícil conocer con antelación a donde llegaría o hacia dónde se expandirá el petróleo derramado en un accidente, si no se conocieran los campos de velocidad del agua y viento en los días en los que ocurriera el derrame. Como estas condiciones están en constante cambio, sería imposible conocer el desenvolvimiento que tendría el hidrocarburo después de ser derramado si no se usarán modelos matemáticos que simulen el movimiento de las corrientes y los vientos. Por lo que, estimar la inmensa cantidad de comportamientos posibles de un derrame petrolero sólo podría lograrse mediante estos modelos computacionales, modelos que son capaces de reproducir en forma razonable la variabilidad hidrodinámica observada y su estadística, en los diversos componentes. La modelación de los derrames de petróleo, por tanto, requiere tener modelos de circulación del océano y la atmósfera, así como también modelos de degradación y dispersión del petróleo.

El modelado de un derrame requiere de la información del estado del mar, es decir, de las corrientes, la temperatura y la salinidad; la cual generalmente proviene de modelos numéricos de circulación oceánica. Estos modelos resuelven las ecuaciones de Navier-Stokes, que son las ecuaciones de movimiento de los fluidos, aplicadas al océano. Para resolverse necesitan condiciones iniciales y de frontera. Las condiciones iniciales son las que se presentan al momento de iniciar el modelo, que provienen de climatologías obtenidas a partir de observaciones. Las condiciones de frontera son las que imponen que no haya flujo a través de las paredes sólidas, como las costas o las islas; pero al ser el dominio la cuenca del golfo de México, que tiene fronteras abiertas en sus canales al Caribe y al Atlántico, se necesitan datos hidrológicos y de velocidad del fluido en ellas para obtener una solución. Estos datos también provienen de climatologías de observaciones o de otros modelos con un dominio geográfico mayor. Asimismo, en la superficie del mar los modelos requieren de la información de los forzamientos atmosféricos: a) flujos de calor y masa, b) flujos de momento debido a los vientos, estos flujos aparecen en las condiciones de frontera de las ecuaciones para la velocidad y dan origen a las corrientes oceánicas. Estos datos se obtienen de los reanálisis meteorológicos, globales o locales.

MODELOS DE CIRCULACIÓN

Así pues, cuando los modelos de circulación oceánica utilizan condiciones iniciales y forzamientos atmosféricos realistas, se espera que sean capaces de reproducir las características principales de la circulación observada y su estadística. El modelo oceánico NEMO usado en este trabajo cumple con estas características (i.e. Pérez Brunius et al. 2020). La configuración del modelo numérico NEMO consiste en un dominio de cuadrícula de 1/36 de grado que abarca el golfo de México y el Mar Caimán (de 98° a 78° O y de 14° a 31° N), con 75 niveles en la vertical (con 40 niveles en los primeros 500 metros de profundidad y con una resolución promedio de un metro en los primeros 20 metros). Utilizando el forzamiento atmosférico de Drakkar forcing set DFS5.2 (Dussin et al, 2016) y el forzamiento de fronteras abiertas y las condiciones iniciales del reanálisis GLORYS2V3 (http://marine.copernicus.eu) . El código numérico es el componente oceánico del programa Nucleus for European Modeling of the Ocean (NEMO 3.6, Madec, 2016) (Jouanno, 2019).

MODELOS DE CAMPO CERCANO Y LEJANO

La simulación de la pluma de petróleo para el proyecto CIGoM se dividió en dos partes: 1) simulación del campo cercano por medio del modelo TAMOC, y 2) la aplicación estos resultados al comportamiento de partículas individuales al modelo OpenDrift-OpenOil para la continuación de la simulación de derrame de petróleo en el campo lejano, que introduce un número específico de elementos lagrangianos, típicamente llamados *spillets* en la superficie o grupo de gotas bajo el agua, que al sumarlos se obtiene toda la masa de petróleo derramado. Este modelo predice el movimiento del petróleo y simula los procesos ambientales que pueden cambiar las propiedades de las gotas de petróleo con el tiempo como: el esparcimiento de las gotas de petróleo, la evaporación, la emulsificación, arrastre de las olas, la advección y difusión. Más adelante se hablará con más detalle de cada uno de los modelos.

Para entender cómo se realizaron las simulaciones de derrame de petróleo en el proyecto CIGoM, primero tenemos que conocer los dominios espacio temporales en que se dividen los modelos: El campo cercano (*Near Field*) y el campo lejano (*Far Field*). Los rápidos cambios que experimenta el petróleo presurizado cuando se escapa al medio marino, y la evolución de la columna de petróleo flotante en las etapas iniciales, pertenecen al dominio del modelo de campo cercano. Este tiene una extensión espacio-temporal del orden de horas y unos cientos de metros, termina cuando la pluma de aceite ha perdido su impulso inicial y se ha convertido en una pluma neutralmente flotante (Figura 1a). El dominio de campo lejano comienza a partir de este punto en adelante, cuando el petróleo es ahora transportado por las corrientes de agua, y si llega a la superficie, es también transportado por el viento y las olas. Las rápidas transformaciones del petróleo en

Figura 1.

el dominio anterior son sustituidas por procesos ambientales más lentos. La extensión espacio-temporal de este dominio es significativamente mayor y puede cubrir cientos de kilómetros y meses de evolución post-derrame de petróleo (Figura 1b).

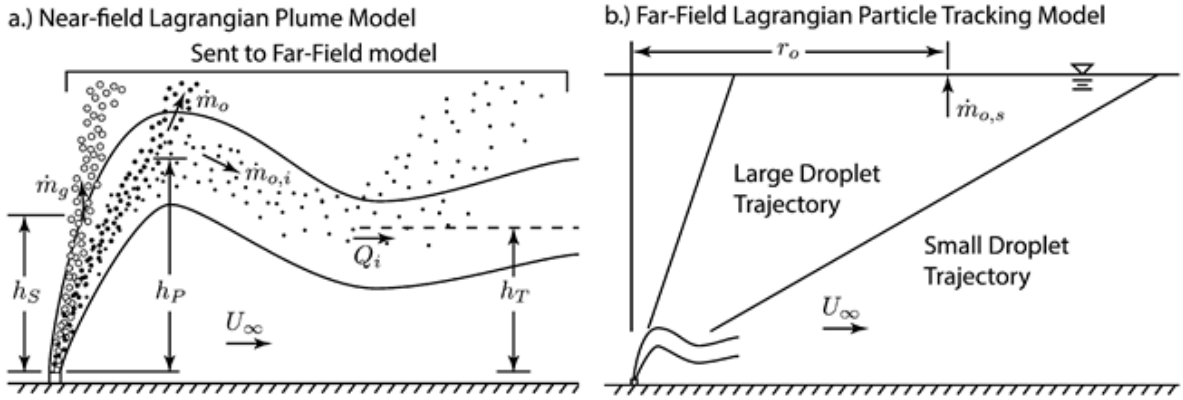

Figura 1. Los dos dominios distintos de modelado de los derrames marinos (a) A la izquierda, el dominio de campo cercano, donde se modelan las dinámicas de la pluma. Una vez que la columna de petróleo se considera neutralmente flotante, la simulación entra en el dominio de campo lejano. (b) A la derecha, el dominio de campo lejano es donde el petróleo es transportado por las corrientes del mar, el viento y las olas (Socolofsky et al. 2015). El modelo de campo cercano TAMOC desarrollado por Socolofsky et al. 2015., fue seleccionado para el proyecto CIGoM, ya que es capaz de simular la dinámica de la pluma de aceite y los procesos antes mencionados del campo cercano. (Fuente: Socolofsky et al. 2015).

Al final de la simulación del campo cercano, el conjunto completo de resultados fue almacenado, las posiciones finales y masas de las partículas se pasaron al modelo OpenDrift-OpenOil, en su versión del proyecto CIGoM (CIC-OIL), la cual permite comunicar automáticamente los datos del modelo TAMOC al modelo de campo lejano OpendDrift-OpenOil, para la continuación de la simulación de derrame de petróleo en el dominio espacio-temporal del campo lejano.

CIC-OIL puede simular procesos 3D como la circulación de las gotas de aceite submarinas en función de su flotabilidad, la difusividad turbulenta y el rompimiento de olas que inducen el arrastre del aceite superficial hacia la columna de agua. Estos procesos 3D afectan tanto a la trayectoria del derrame de petróleo, como a la transferencia de la masa de petróleo a los diferentes compartimentos ambientales (atmósfera, columna de agua, superficie marina). Los procesos ambientales que se incluyen en el modelo CIC-OIL son los siguientes: propagación, evaporación, emulsificación y el arrastre de olas.

Los resultados de la simulación de campo lejano incluyen la estimación de masa del derrame de petróleo que indica la masa asociada a cada proceso y compartimento ambiental (superficie marina, columna de agua y atmósfera), mapas de trayectoria del petróleo y mapas de concentración del petróleo. Los resultados se almacenan en un formato de archivo estandarizado como el formato de archivo NetCDF para que puedan ser leídos y procesados por otras herramientas de software para su posterior análisis.

ESCENARIOS DE DERRAMES

El escenario de petróleo se definió como un estadístico construido con los derrames individuales simulados bajo diferentes condiciones posibles, el cual nos permitirá establecer, bajo todas las condiciones que somos capaces de explorar, cuáles regiones serían las que podrían verse más afectadas, para poder realizar una planeación anticipada que mitigue el daño que pudieran causar estos eventos.

En el caso de los escenarios que se generaron en el proyecto de CIGoM, el mapa estadístico que delimita el área que contenga la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de petróleo particular se estableció a partir de simulaciones de 240 derrames individuales con condiciones hidrodinámicas diferentes. Estas se realizaron a partir de 20 años de simulación de la circulación oceánica y atmosférica del golfo de México: cada derrame individual se inició el primer día de cada mes de los 240 meses simulados. Para realizar las simulaciones, se definió la cantidad de petróleo derramado por unidad de tiempo (el flujo), el tipo de petróleo derramado, y la duración del derrame, es decir, el tiempo que estuvo abierto el pozo.

CONDICIONES INICIALES DE LOS DERRAMES INDIVIDUALES DE CIGOM

- Se realizó una simulación a partir del 1ro de cada mes para el período comprendido entre enero de 1993 y diciembre de 2012. Esto resultó en 240 derrames individuales diferentes.
- La duración de la fuga de aceite para todas las simulaciones fue de 15 días con una tasa de fuga de 40 kg/s. El tiempo de duración del derrame es algo optimista, debido a que se espera que para ahora ya existieran infraestructura y recursos humanos especializados para atender una contingencia en forma rápida. El flujo elegido es un valor intermedio entre el flujo estimado durante el derrame del Ixtoc-I (20 kg/s) y de Deepwater Horizon (100 kg/s). A pesar de que la duración elegida es optimista, en ese tiempo lograrían liberarse 780 mil toneladas de crudo.
- Debido al tipo de petróleo y las condiciones de explosión elegidas, cierta cantidad de hidrocarburos liberados se disuelve en la columna de agua o se evapora como gas en la atmósfera por lo que la tasa de fuga es menor, resultando ser 36.663 Kg/s los que entran a la columna de agua para ser transportadas por las corrientes en el modelo de campo lejano.
- La duración del seguimiento completo del derrame de petróleo para todas las simulaciones fue de 60 días.
- Ángulo de liberación (horizontal, vertical): totalmente vertical.
- Las corrientes marinas y el viento fueron proporcionados por el modelo hidrodinámico NEMO (www.nemo-ocean.eu) y el modelo atmosférico DFS5.2 respectivamente (Dussin et al. 2016).

- Las simulaciones usadas en este trabajo son de un aceite ligero genérico con 40 API, ya que el petróleo ligero es el que se encuentra en el Cinturón Plegado de Perdido.
- Las coordenadas del sitio de inicio (Point-1) elegido para este trabajo son Longitud: -95.016229 y Latitud: 25.970964, localizado en el Pozo Trion-1 en Perdido con una profundidad de 1500 m.

MÉTRICAS USADAS POR EL PROYECTO CIGoM

Con base en estas simulaciones, se calculan métricas estadísticas que permitan establecer la región que pudiera verse afectada por el derrame. Hay varias opciones a elegir, y la utilidad y certeza de las mismas son el motivo de este estudio. Los detalles de su cálculo se presentan en la metodología.

Una métrica es el conjunto de operaciones matemáticas usadas para obtener una medida de un fenómeno de interés que no puede ser medido directamente. Es por esto que las métricas derivan de las medidas y una medida es el tamaño o magnitud de algo. En nuestro caso se busca cuantificar el área geográfica dentro de la cual pudiera encontrarse petróleo tras un derrame en un pozo dado. Lo que nos dará como resultado el área de posible impacto (en unidades de km^2 o números de cuadros de malla). Por otro lado, también buscamos una métrica que proporcione la mayor masa de petróleo esperada en cada cuadro de malla (en este caso es un porcentaje o fracción por lo que no tiene unidades).

Las métricas pretenden representar el área que tiene mayor probabilidad de contener hidrocarburo si ocurriera un derrame en el pozo de Trion-1, y por ende ser la zona de posible afectación en el área del cinturón plegado de Perdido. Para establecer dicha área se establece un umbral de masa de petróleo presente en la celda geográfica en cuestión, y se busca la región en la que la mayor parte de los derrames individuales superaron el umbral de masa en algún momento del periodo analizado desde que inició el derrame. Las métricas usadas para encontrar la región buscada son: la fracción de masa promedio máxima establecida por CIGoM, la fracción de masa máxima promedio, así como su mediana, y una métrica probabilística. El fin es comparar entre diferentes métricas para evaluar la certeza de los resultados.

La fracción de masa promedio máxima sería la fracción de masa promedio más alta observada en la celda *x* durante los 60 días en que se dio seguimiento al derrame. Mientras que la fracción de masa máxima promedio sería el promedio del máximo valor de fracción de masa alcanzado en los 60 días en el punto de malla. Esto podrá sonar confuso, pero para comprenderlas mucho mejor, me permitiré hacer un ejemplo más simple. Imaginemos que tenemos un huerto de sandías, cada época de cosecha, las pesamos y guardamos la información, han pasado ya 3 cosechas que hemos tenido en nuestro huerto y ahora queremos saber cuál sería el peso más

grande que pueden tener nuestras sandías en nuestro huerto normalmente. Ahora teniendo estos datos, podemos continuar de dos maneras:

- La primera sería sacando el promedio del peso de las sandías para cada cosecha, y luego buscar entre estos promedios el promedio más grande (Figura 2a).
- La segunda forma sería buscar el peso más grande encontrado en cada cosecha, y después promediar a estos pesos máximos (Figura 2b).

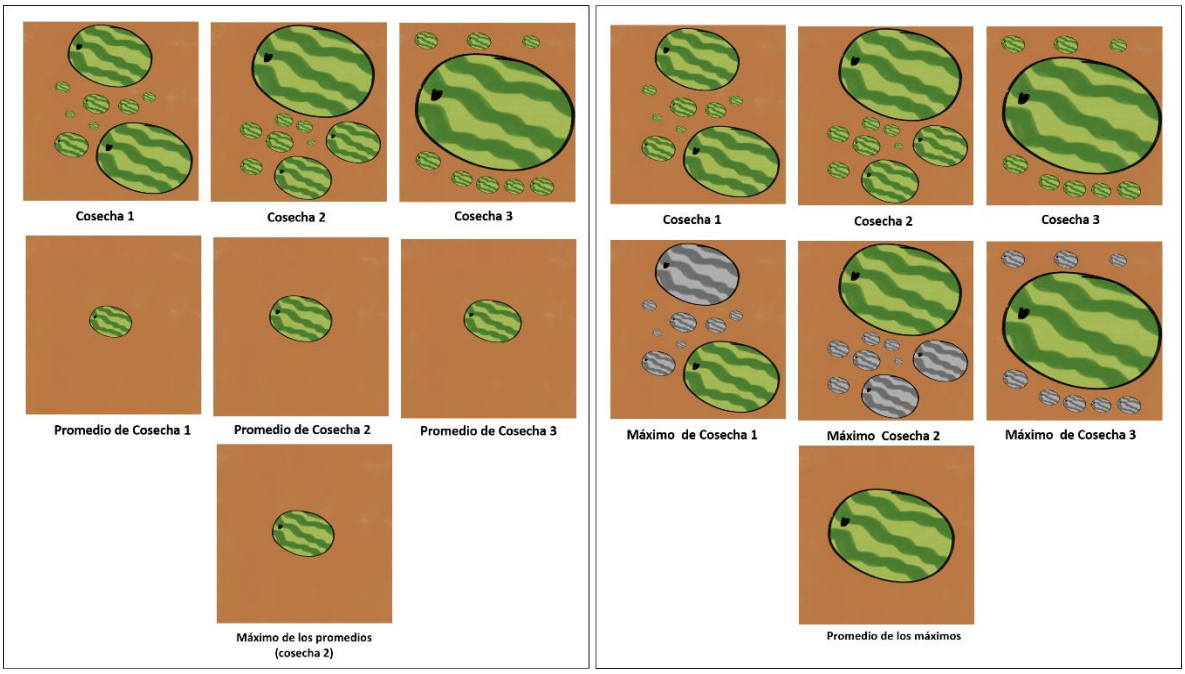

Figura 2. Ejemplo con sandias sobre cómo funcionan las métricas estadísticas (Máximo promedio y Promedio de Máximos) a) Izquierda: Pasos para encontrar el Máximo Promedio de las sandias, que es el promedio más grande entre las 3 cosechas b) Derecha: Pasos para encontrar el Promedio de los Máximos, que es el promedio de los pesos más grandes de las 3 cosechas.

Lo primero que conviene no perder de vista de este ejemplo es que ambas métricas emplean las mismas operaciones, lo que los diferencia es el orden en que lo hacen. Y por esto mismo las hace métricas que terminan siendo muy diferentes, sobre todo dado que se trata de valores extremos (máximos). Lo que diferencia a estas métricas es el número de valores que usa al promediar y los valores que está promediando. Recordando que el objetivo es saber el peso máximo que podría llegar a tener una sandía de nuestro huerto, es decir, el peso promedio que debería ser representativo de las sandías más pesadas. Teniendo esto en cuenta ¿Suena prudente hacer el promedio de todos los pesos, a pesar de los amplios rangos de peso que hay entre las sandías, para conocer el peso más representativo de las sandías pesadas, o en cambio suena mejor utilizar los pesos más grandes

encontrados por cosecha y luego estos promediarlos? Hacer el promedio en valores que tienen un enorme rango de variabilidad (tanto en los valores mismos, como la cosecha en la que ocurrieron) cuando se busca conocer los valores extremos representativos, podría provocar que nuestro promedio suavizara esos extremos que buscamos y nos dieran valores extremos no tan extremos o muchos más pequeños que los que se pueden esperar, hasta incluso mostrarnos un valor que podría no pasar nunca. Por esto mismo la métrica donde la importancia la toman los valores extremos y luego de estos se saca su promedio, sería más representativo de lo que se quiere alcanzar en el objetivo, porque en esta se pondría la atención en los datos extremos únicamente y el promedio sería ahora sí representativo de los datos extremos.

Para ejemplificar la probabilidad de rebasar cierto umbral en nuestro huerto de sandías, lo que buscaríamos sería la probabilidad de que las sandias más grandes tuvieran un peso igual o mayor a 3 kilogramos (Figura 3). La elección de este peso es arbitraria, en este caso se consideraría que una sandía con un peso menor a 3 kilogramos es pequeña. Entonces, lo primero que haríamos sería: buscar el peso más grande encontrado en cada cosecha, después ver si el peso de la sandía más grande es igual o mayor a 3 kilogramos. Una vez encontrados los pesos más grandes de cada cosecha se sumarian el número de cosechas en las que la sandía más grande tuvo un peso igual o mayor a 3 kilogramos y se dividiría entre el total de cosechas, con lo que se obtendría la probabilidad de que las sandias más grandes sean iguales o mayores a 3 kilogramos. Es decir, si 2 de las 3 cosechas tuvieron sandías con los pesos más grandes (iguales o mayores a 3 kilogramos), podemos decir que en el 66% de nuestras cosechas las sandias más pesadas tienen un peso igual o mayor a 3 kilogramos.

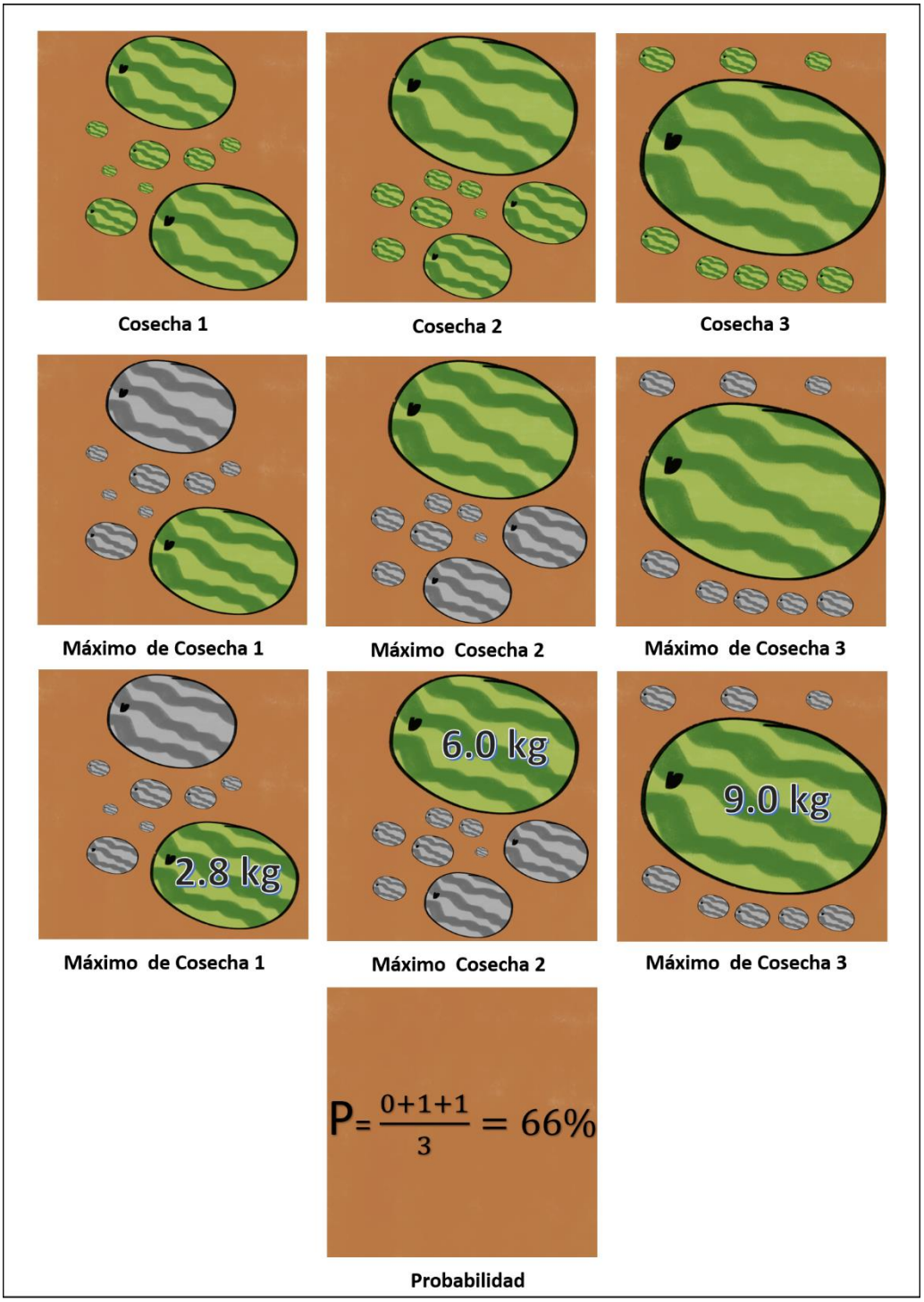

Figura 3. Pasos a seguir para encontrar la probabilidad de que las sandias más grandes tuvieran un peso igual o mayor a 3 kilogramos.

Así que, retomando las métricas enfocadas al trabajo de la tesis, el ejemplo del huerto de sandías sería la manera simplificada en la que trabajan ambas métricas con la información de los derrames de petróleo, es decir, utilizando la fracción de masa de las simulaciones de los derrames de petróleo. En resumen, las métricas que usamos en este trabajo son el promedio de máximos (fracción de masa máxima promedio), la mediana de máximos (mediana de fracción de masa máxima) y la probabilidad de rebasar un umbral (0.001).

En el caso del proyecto CIGoM se usa la fracción de masa promedio y después se busca los valores mayores extremos, es decir, los máximos, mientras que en nuestro trabajo lo que hacemos es sacar primero los valores mayores extremos y después promediarlos.

Teniendo en cuenta los objetivos del proyecto CIGoM, la métrica utilizada para este trabajo, es mejor para lo que se quiere representar que son: valores extremos de los eventos que tienen mucha variabilidad y rangos de valores muy grandes, ya sea el momento en el que ocurren y el valor que tienen. De esta manera el promedio representativo de los máximos de la fracción de masa no se estaría subestimando porque los valores con los que se estarían trabajando serían los valores máximos de cada derrame individual. Inclusive podría ser que la mediana sea más representativa para los datos debido a que su distribución no es gaussiana, es decir, no es simétrica ni su moda ni mediana es similar.

Lo que hizo CIGoM podría no estar tan mal en lo que respecta a la delimitación del área en la que llegaría petróleo, en lo que sí podría estarlo sería en la cantidad de petróleo que para ellos llegaría, ya que al ser promedios de todos los datos y debido a la variabilidad de estos, el promedio de las fracciones de masa de esta métrica llegaría a ser menores a los esperados durante un evento particular. Por definición, el promedio es el valor típico o representativo que identifica a todos los datos provenientes de una muestra o población, pero muchas veces no es necesariamente representativo del valor más probable, sobre todo si la distribución de los valores abarca rangos muy grandes, y si además la distribución de los mismos es muy irregular.

METODOLOGÍA

En esta sección se definen las métricas utilizadas para establecer la región que pudiera verse afectada con base en los 240 derrames individuales realizados para el pozo Trion-1 en el área de Perdido (Figura 4). Recordemos que estos derrames se generaron con las mismas condiciones de explosión de pozo, cada uno caracterizado por condiciones meteorológicas y oceanográficas propias del tiempo en el que ocurren, para poder tener todas las condiciones hidrometeorológicas posibles para generar el escenario estadístico. Primero se hablará de estas métricas de forma general, antes de describirlas en mayor detalle.

La métrica que CIGoM usó para establecer las regiones que pudieran verse afectadas es la siguiente: la fracción de masa promedio máxima (F_{CIGOM}^{max}), que corresponde a la fracción de masa promedio más alta observada en la celda x durante los 60 días en que se dio seguimiento al derrame. Para establecer esta región se delimitó el área donde la fracción de masa esperada máxima sea mayor al umbral de 0.1%, ya que esta área será la región donde se espera encontrar la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de petróleo individual que ocurra en el pozo en cuestión. Por tanto, el contorno F_{CIGOM}^{max}=0.1% es la frontera de dicha región para los escenarios de CIGoM.

El umbral del 0.1% fue elegido de forma un tanto arbitraria, pero representa la región dentro de la cual el promedio de todos los derrames individuales mostró al menos el 0.1% de la masa total del petróleo derramado en algún instante de tiempo. En ese sentido, define la región donde se espera encontrar la mayor cantidad de petróleo de un derrame individual. Este umbral se utilizó como criterio para todas las métricas basadas en la fracción de masa analizadas en este trabajo.

En este estudio se definieron otras métricas con el fin de establecer un criterio estadístico y probabilístico más sólido para obtener la región que pudiera verse afectada. Una de ellas es la estimación de la probabilidad de que una región supere cierto umbral de fracción de masa de petróleo (0.001) independientemente de la temporada del año, a la cual llamamos global. Esta probabilidad se calcula a partir de las 240 simulaciones numéricas de derrames de petróleo del proyecto CIGoM para el pozo en cuestión. Asimismo, usamos métricas análogas a F_{CIGOM}^{max}, pero en este caso sacando el promedio (sobre los 240 derrames individuales) de la máxima fracción de masa observada en cada derrame individual, a lo que denominamos *fracción de masa máxima promedio* (F_{ENS}^{max}). Esto es análogo a la fracción de masa promedio máxima calculada por CIGoM, solo que en su caso primero promedian la fracción de masa de todos los derrames individuales, y luego obtienen la máxima observada en el periodo de medición.

La métrica probabilística es la que realmente mide la probabilidad de encontrar petróleo en un punto de cualquier derrame individual, por lo que es la que con mayor certeza podremos usar para decidir cuál métrica representa mejor la región que

contenga la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de petróleo. Se considerará como cierta al comparar con la métrica CIGoM y con las métricas estadísticas. Las métricas estadísticas (media y mediana) definidas en este trabajo se muestran más adecuadas para obtener los máximos valores esperados que la métrica de CIGoM, esto debido a que promediar primero y luego obtener máximos tiende a subestimar los valores extremos. Aunque hay que recordar que para saber qué tan acertadas son las métricas estadísticas depende mucho de la distribución de los datos que se están utilizando, en este caso, de la fracción de masa máxima de los derrames individuales.

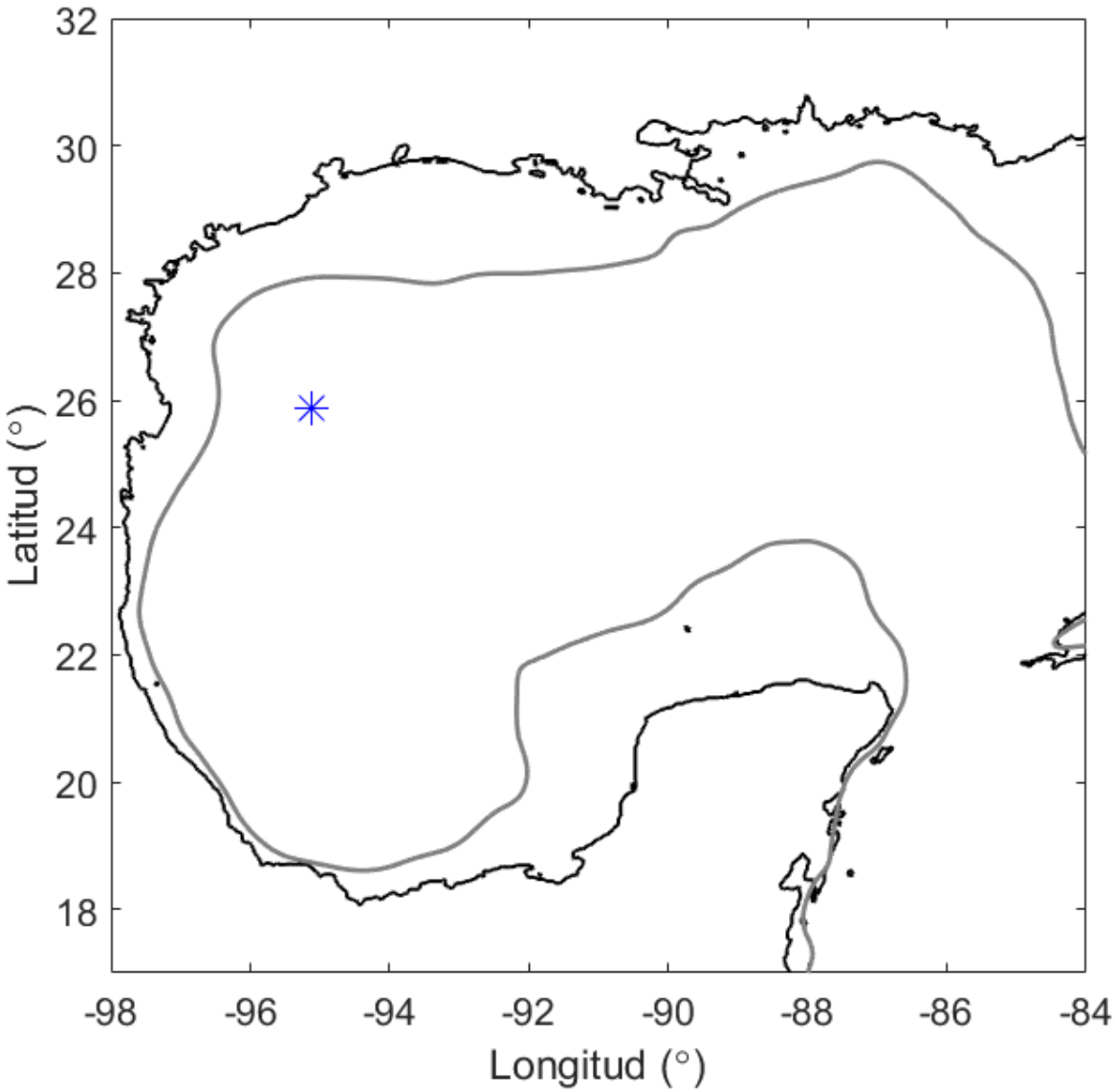

Figura 4. Ubicación del pozo Trion-1 en el área de Perdido.

MÉTRICA DE CIGoM

1. Se crea una malla de conteo de 0.25 de grado, entre los límites de -99 a -84 grados de longitud y 17 a 32 grados de latitud, en esta se suma la masa de las gotas de petróleo que llegan a cada cuadro de malla cada día desde el derrame.
2. Para obtener la fracción de masa de petróleo en cada cuadro de malla se debe calcular la masa total derramada (M). Esta se calcula a partir del flujo del petróleo (mt) expresado en kilogramos por día y la duración del derrame (D) expresado en segundos:

$$M = mt * D \qquad (1)$$

donde D es la duraci ón del derrame. La duración del derrame elegida por CIGoM fue de 15 días y el valor *mt* de 36.663 kg/d, entonces podemos hacer el cálculo de M, esto es D = 15 días x 24 hrs/día x 60 min/hr x 60 seg/min; mt = 36.663; por lo que M= 47515248 kg de petróleo

3. En cada punto de malla se cuentan las gotas de petróleo presentes cada día (t) y se suma su masa. Con esto se obtiene la matriz $m_i(x,t)$ cuyas dimensiones son el punto de malla x y el día del derrame simulado t en el derrame individual i, y cuyo valor son los kilogramos de petróleo presentes en cada celda a cada paso de tiempo.
4. La matriz $m_i(x,t)$ fue dividida entre M para obtener la fracción de masa para cada uno de los cuadros de malla de cada derrame individual, resultando:

$$F_i(x,t) = m_i(x,t)/M \qquad (2)$$

5. El promedio de $F_i(x,t)$ es lo que conoceremos como la Fracción de masa promedio, calculada del modo siguiente:

$$F_{CIGOM}(x,t) = \sum_{i=1}^{N} F_i(x,t)/N \qquad (3)$$

Es decir, es el promedio de la fracción de masa sobre todos los derrames individuales $i = 1,\ldots,N$ con $N = 240$. A partir de esto se obtiene la métrica base con la que haremos las comparaciones en este trabajo, que es la fracción de masa promedio máxima:

$$F_{CIGOM}^{max}(x) = max\{F_{CIGOM}(x,t)\} \qquad (4)$$

es decir, el máximo valor de fracción de masa promedio alcanzado en los 60 días en el punto de malla x.

MÉTRICAS ESTADÍSTICAS Y PROBABILÍSTICAS UTILIZADAS EN ESTE TRABAJO

1. La fracción de masa para cada derrame individual se define de la misma manera que para CIGoM, y se calcula para la misma malla geográfica $F_i(x,t)$. En la figura 5 se muestra la distribución de la fracción de masa (F) para cuatro derrames individuales distintos al tiempo t=15 días.

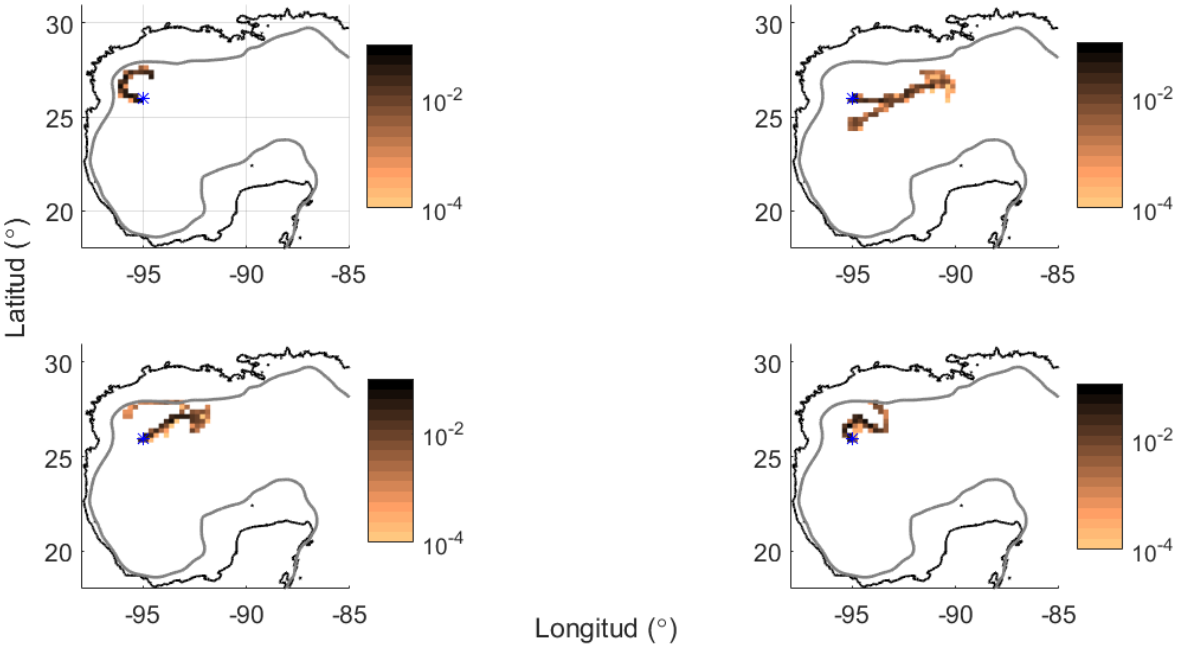

Figura 5. Muestra ejemplos de 4 derrames individuales 15 días después de haber iniciado el derrame. El color muestra la fracción de masa en cada pixel presente en ese instante.

2. Encontramos la fracción de masa máxima observada en cada derrame individual. Esto es:

$$F_i^{max}(x) = max\{F_i(x, t = 0{:}T)\} \qquad (5)$$

Es el máximo de la variable F_i alcanzado en el periodo analizado t = [0, 1, 2...., T] con T = 60 días. La figura 6 muestra la distribución de $F_i^{max}(x)$ para los mismos cuatro derrames individuales mostrados en la figura 5.

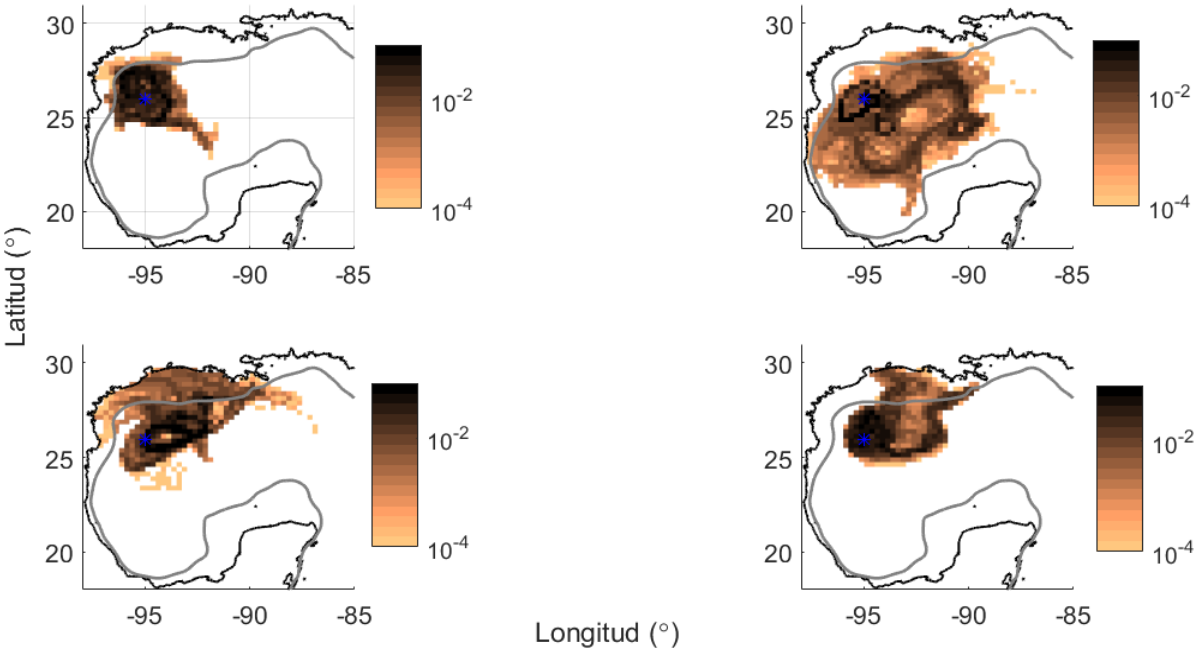

Figura 6. Muestra ejemplos de los mismos 4 derrames individuales antes presentados en la Figura 5, pero en este caso el color muestra la fracción de masa máxima (F_i^{max})

MÉTRICA PROBABILÍSTICA

Se buscan los derrames individuales en los que la fracción de masa máxima en una celda de la malla supera el 0.1%. Para ello se lleva un contador p_i de cada derrame individual que vale:

$$p_i(x) = \{1\ si\ \ F_i^{max} \geq 0.001\ ;\ \ 0\ si\ F_i^{max} < 0.001\} \qquad (6)$$

La probabilidad de encontrar la fracción de masa máxima mayor o igual al umbral se estima a partir de la siguiente ecuación:

$$P(x) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} p_i(x) \qquad (7)$$

donde N=240, ya que es el número de derrames individuales utilizados.

MÉTRICAS ESTADÍSTICAS

Se hicieron los estadísticos de media, mediana y desviación estándar de los datos de F_i^{max}:

- Fracción de masa máxima promedio:

$$F_{ENS}^{max}(x) = \sum_{i=1}^{N} max\{F_i(x,t)\}/N \qquad (8)$$

Es decir, primero sacamos la fracción de masa máxima F_i^{max} de cada derrame y luego promediamos sobre todos los derrames.

- Mediana de la fracción de masa:

$$\tilde{F}_{ENS}^{max}(x) = mediana\ \{max\{F_i(x,t)\}/N\} \qquad (9)$$

COMPARACIÓN DE LAS DIFERENTES MÉTRICAS

1. Para analizar la relación entre las métricas de CIGoM y las obtenidas en este trabajo, se realizaron gráficas de dispersión de F_{CIGOM}^{max} *versus* F_{ENS}^{max}, F_{CIGOM}^{max} *versus* $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ *versus* F_{ENS}^{max}. Esto permite analizar si están o no relacionadas, que tan similares y diferentes son entre sí.
2. Para analizar sus diferencias respecto a la cantidad de masa en cada una de las métricas se realizaron mapas del cociente de F_{ENS}^{max} *versus* F_{CIGOM}^{max}, $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ *versus* F_{CIGOM}^{max} y F_{ENS}^{max} versus $\tilde{F}_{ENS}^{max}$
3. Para analizar las probabilidades de que queden contenidas dentro de los contornos de cada una de las métricas la mayor cantidad de petróleo se realizaron mapas de dispersión Pversus F_{CIGOM}^{max}, Pversus F_{ENS}^{max}y Pversus $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.. Al igual que su mapa de probabilidad con el contorno de 0.001 de cada una de las métricas para tener una representación visual.
4. Para entender mejor las diferencias entre F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$, se eligieron 4 puntos de malla tanto cercanos como lejanos del punto de derrame para analizar la variabilidad de la fracción de masa de los derrames de petróleo individuales. Esto se realizó mediante el uso de histogramas: # de derrames versus F_{ENS}^{max}.
5. Para conocer la diferencias en los tamaños de los contornos del 0.001 de cada métrica (F_{ENS}^{max}, $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ y F_{CIGOM}^{max}), se calcularon las áreas que abarca cada uno:

$$Superficie\ del\ contorno = A_{pixel} * \text{núm.}\ de\ píxeles\ dentro\ del\ contorno \quad (10)$$

donde $A_{pixel} = dx * dy$, siendo $dx = 0.25\ km * 111.32(cos(\ latitud\ media\ = 26\ N))\ \frac{km}{grado}$ y $dy = 0.25\ km * 111.32\ \frac{km}{grado}$

RESULTADOS

MÉTRICAS ESTADÍSTICAS

Las métricas empleadas en este trabajo son F_{CIGOM}^{max}, F_{ENS}^{max}y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. Todas estas buscan obtener la fracción de masa máxima esperada para cualquier derrame individual en celdas geográficas del golfo de México. Con base en estas métricas se obtiene la región posiblemente afectada por cualquier derrame individual, cuyo criterio es que contenga la mayor cantidad de petróleo de cada derrame individual. El análisis mostrado a continuación pretende encontrar la métrica más representativa de lo que se procura obtener.

El umbral del 0.1% define la región donde se espera encontrar la mayor cantidad de petróleo de un derrame individual. Se eligió de forma un tanto arbitraria, pero representa la región dentro de la cual el promedio de todos los derrames individuales mostró al menos el 0.1% de la masa total del petróleo derramado en algún instante de tiempo. En ese sentido, define la posible región de impacto. Por lo tanto, para cada una de las métricas en este trabajo, la región posiblemente afectada se definió a partir de su respectivo umbral de 0.1%.

El contorno F_{CIGOM}^{max} engloba 229720.887 km² y es el que abarca un área entre el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$y el contorno F_{ENS}^{max} (Figura 7). El contorno F_{CIGOM}^{max} es cercano a las costas de Texas en Estados Unidos de América (Port Arthur, Houston y Galveston) y cercano a las costas de Tamaulipas (Matamoros) en la República Mexicana.

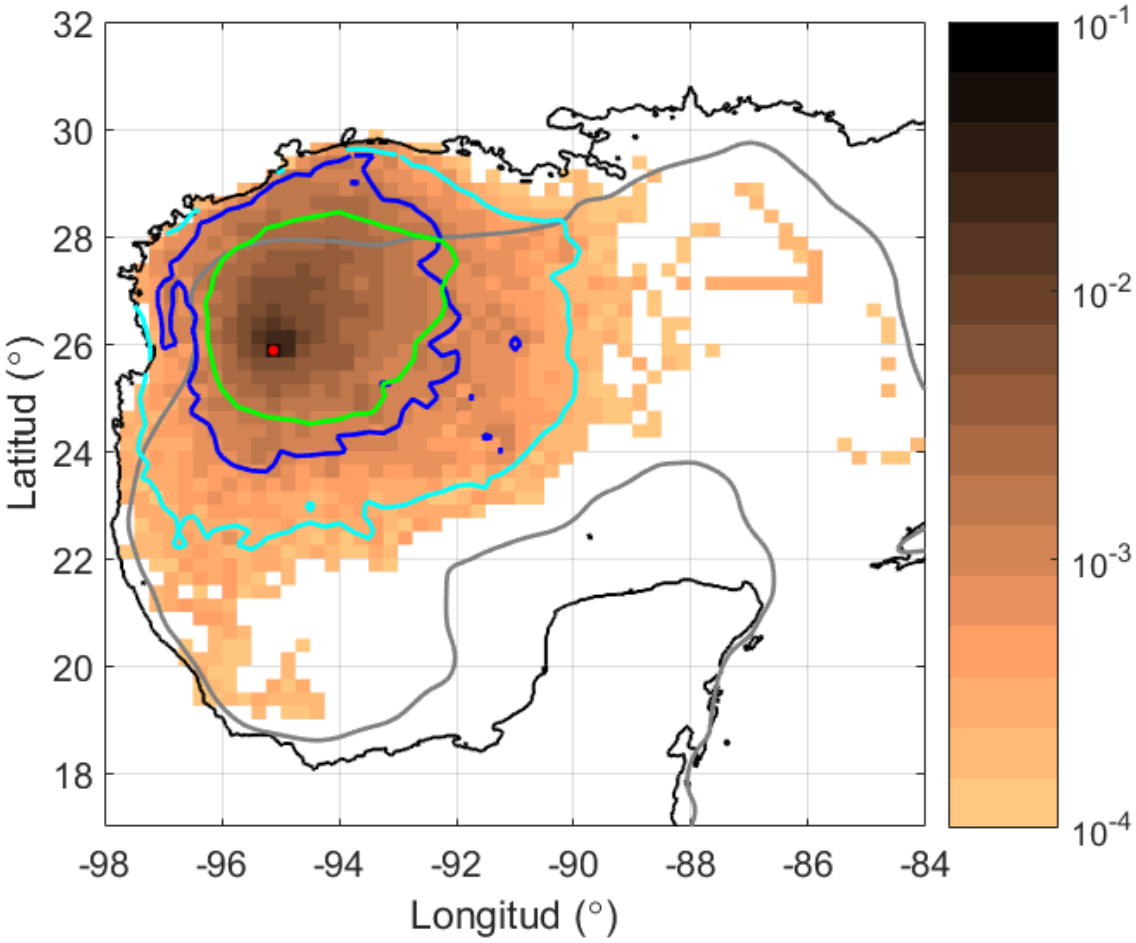

Figura 7. Mapa de la métrica log10(F^{max}_{CIGOM}) con contornos de 0.1% F^{max}_{CIGOM} (azul), F^{max}_{ENS} (cian) y $\tilde{F}^{max}_{ENS}$ (verde). Punto rojo: Punto de derrame. Línea gris: Isobata -200 m.

El contorno F_{ENS}^{max} es el que ocupa la mayor área de los tres, con un área de 479629.3671 km². El contorno F_{ENS}^{max} llega desde las costas de Luisiana y Texas hasta Matamoros, Tamaulipas (Figura 8).

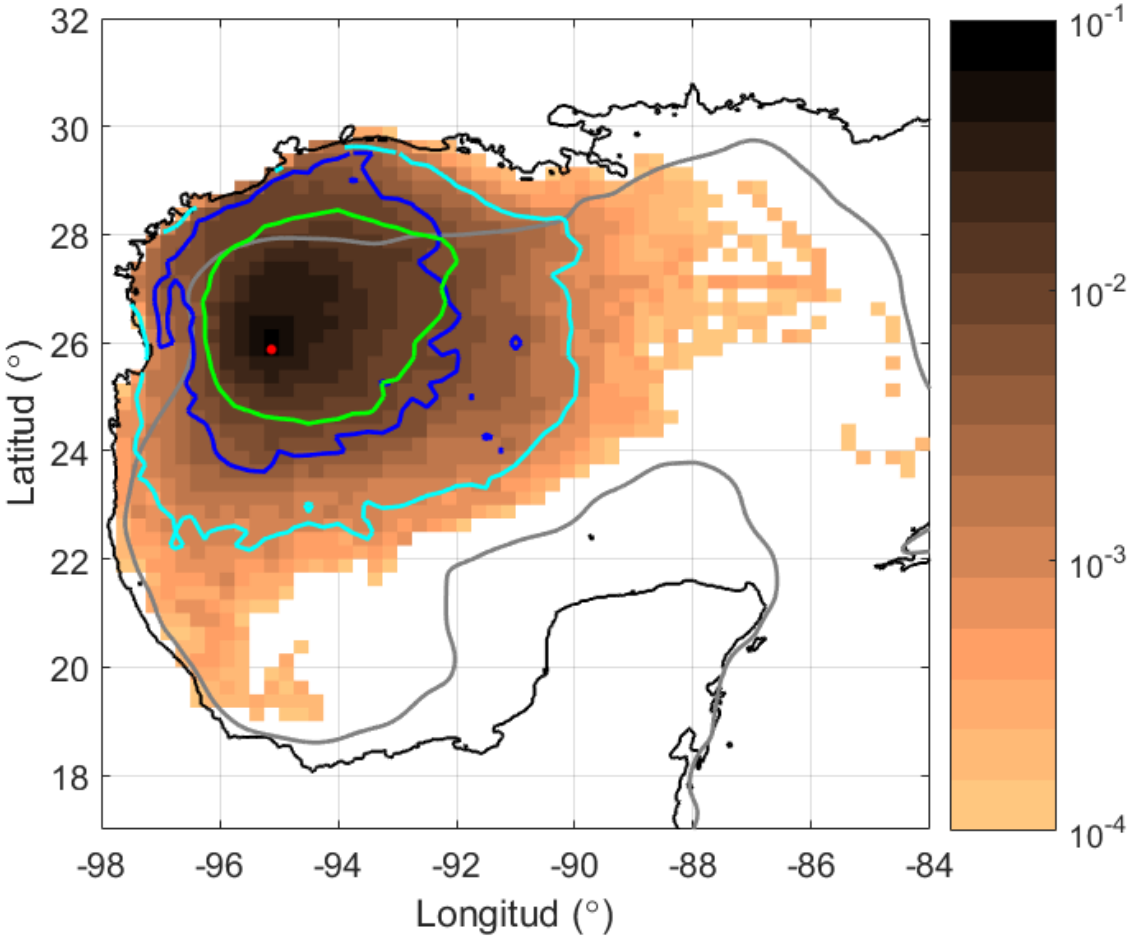

Figura 8. Mapa de la métrica log10(F_{ENS}^{max}) con los contornos respectivos de 0.1% F_{CIGOM}^{max} (azul), F_{ENS}^{max} (cian) y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ (verde). Punto rojo: Punto de derrame. Línea gris: Isobata -200 m

El contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ es el más pequeño de todos, con una extensión de 139,920.9039 km². El área del contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ no alcanza a llegar a las costas y es más cercana al punto de derrame, tiene una mayor extensión hacia el noroeste, es decir, más cercano a Estados Unidos que a México (Figura 9).

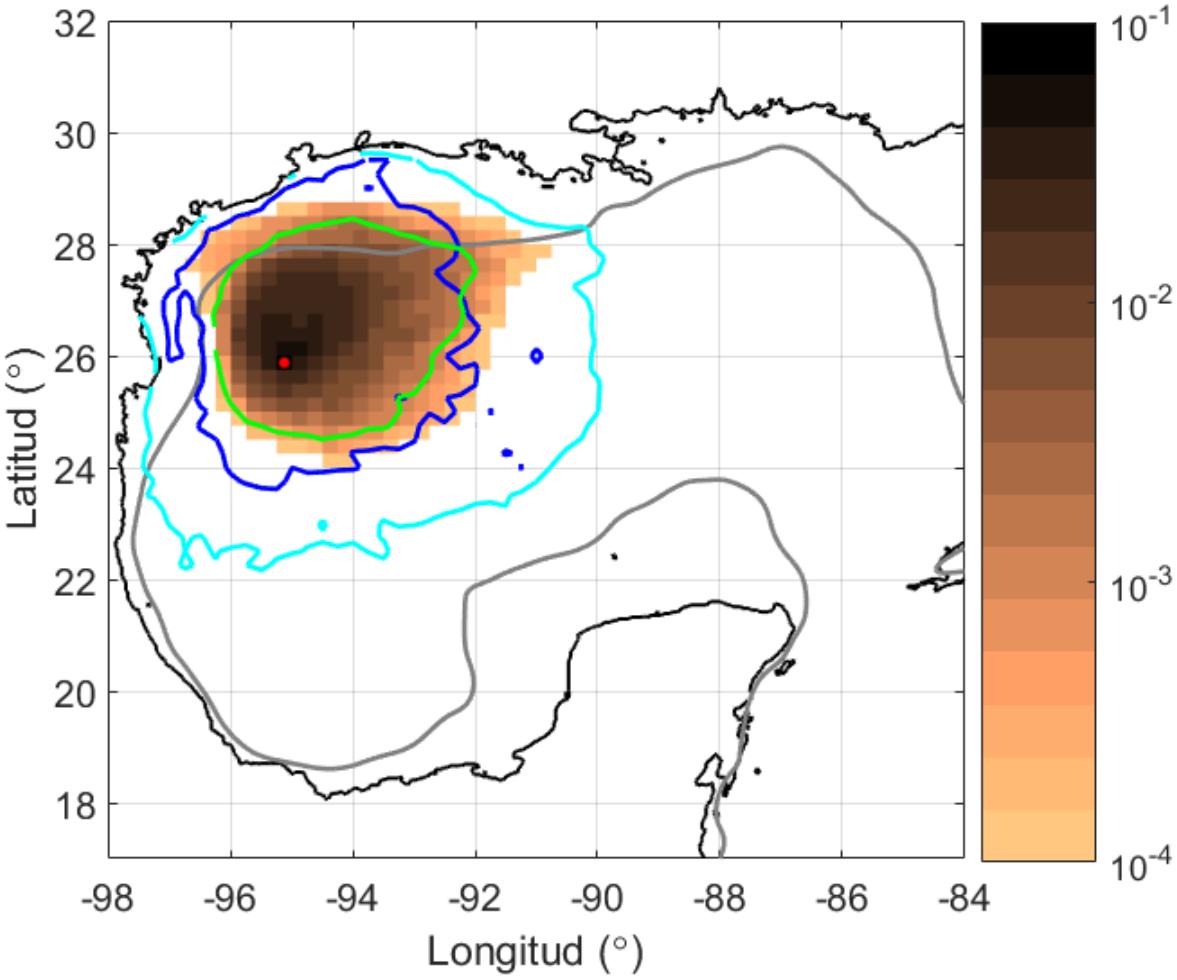

Figura 9. Mapa de la métrica log10($\tilde{F}_{ENS}^{max}$) con los contornos respectivos de 0.1% F_{CIGOM}^{max} (azul), F_{ENS}^{max}(cian) y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ (verde). Punto rojo: Punto de derrame. Línea gris: Isobata -200 m.

Si lo queremos ver en perspectiva, la superficie del golfo de México es de 1 550 000 km² aproximadamente, por lo que podemos decir que el contorno F_{CIGOM}^{max} ocupa el 14% del golfo de México, mientras que el contorno F_{ENS}^{max} ocupa un 31% del golfo de México y el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ un 9% del golfo de México (Figura 9). Dicho de otra forma, el contorno F_{ENS}^{max} es un poco más de 2 veces más grande que el contorno F_{CIGOM}^{max} y el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ es un poco menos de la mitad más pequeño que el contorno F_{CIGOM}^{max}.

En cuestión de los valores o a la cantidad de masa total que podría encontrarse en cada una de las métricas:

- La métrica F_{ENS}^{max} dentro del contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max} es siempre más grande que la métrica F_{CIGOM}^{max}, salvo en el punto del pozo donde son iguales. Dentro del contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max} , F_{ENS}^{max} es generalmente de 5 hasta 8 veces mayor, particularmente al noreste y este del pozo (Figura 10). Fuera del contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max} se encuentran las menores diferencias. En

las zonas cercanas al contorno, F_{ENS}^{max} llega a tener valores hasta 7 veces más grandes. En la región más alejada del pozo y del contorno las métricas alcanzan a ser casi iguales. La razón de esto podría ser que F_{CIGOM}^{max} es el promedio de los máximos y el promedio suaviza los valores extremos, siendo estos los más cercanos al punto de derrame (lugar donde F_{CIGOM}^{max} es mucho menor queF_{ENS}^{max}), dándonos como resultado valores más bajos, los cuales podrían no ser representativos de lo que pudiera ocurrir. El único lugar dentro del contorno F_{CIGOM}^{max} donde el valor es igual a 1 es en el punto de derrame porque siempre ahí está el máximo, ya que de ahí está saliendo el petróleo.

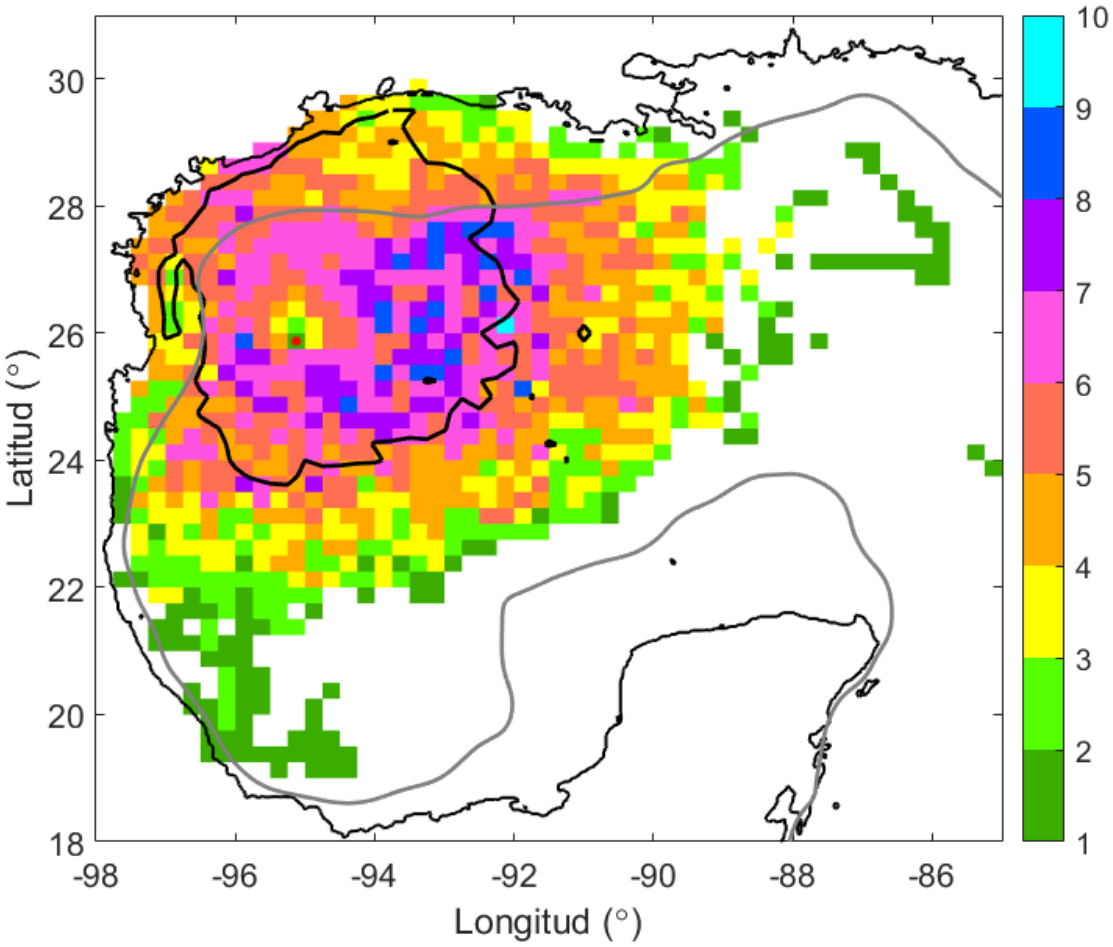

Figura 10. Cociente de F_{ENS}^{max}/ F_{CIGOM}^{max}. Contorno negro: Contorno F_{CIGOM}^{max} 0.1%. Punto rojo: Punto de derrame. Línea gris: Isobata -200 m.

La Figura 11 muestra el diagrama de dispersión que compara ambas métricas, se ajustaron dos rectas visualmente a los datos de la Figura 11a para mostrar el comportamiento de los datos. Recordemos que mientras más parecidas sean las dos métricas, la pendiente será más cercana a 1. La pendiente de la primera recta ajustada (de 0 a ≈ 0.005) es de 5 y la pendiente

de la segunda recta ajustada (de ≈ 0.005 a 0.03) es 0.8. Por lo que podemos comprobar de nuevo que F_{ENS}^{max} es mayor a F_{CIGOM}^{max} en la primera recta ajustada y en la segunda recta las dos métricas son casi idénticas. También se muestra la misma gráfica en escala logarítmica (Figura 11b), lo cual permite ver mejor el comportamiento de la relación entre las dos métricas para valores bajos de la fracción de masa, particularmente para valores alrededor del umbral elegido del 0.1% (es decir, 10^{-3}). La cual muestra que los valores pequeños son mucho más parecidos entre sí, con a lo máximo una orden de magnitud de diferencia, inclusive menos.

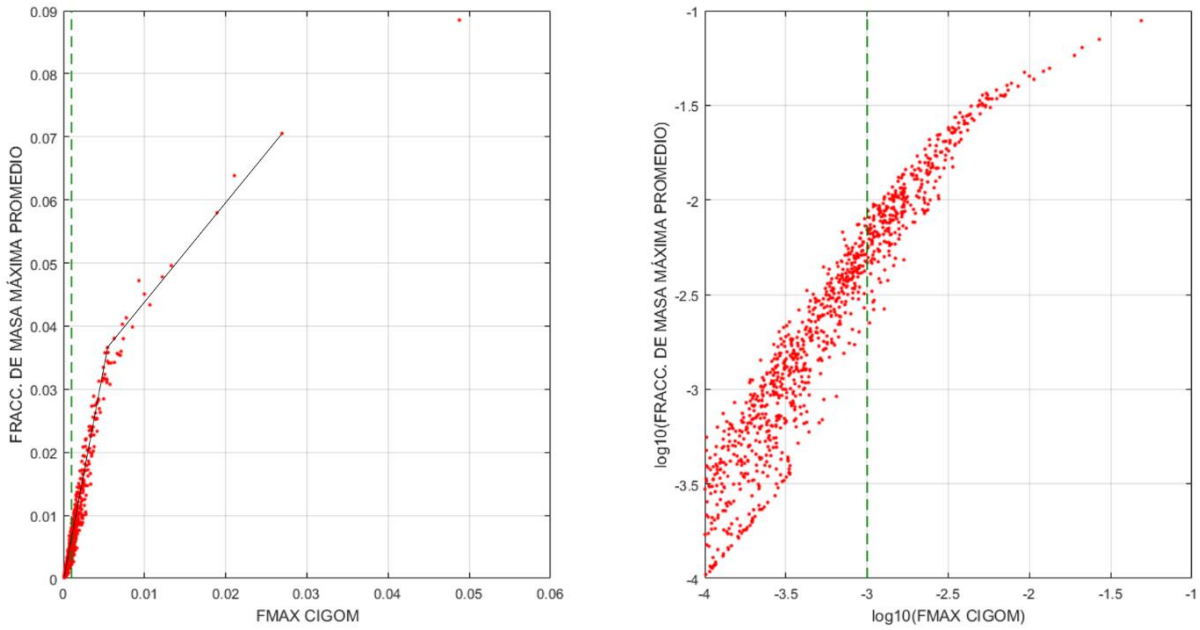

Figura 11. Gráfico de dispersión de F_{ENS}^{max} y F_{CIGOM}^{max}.a) Izquierda: $F_{ENS}^{max}/F_{CIGOM}^{max}$ b) Derecha: log10(F_{ENS}^{max})/log10(F_{CIGOM}^{max}). Línea punteada verde: Contorno F_{CIGOM}^{max} 0.1%. Línea negra: Rectas ajustadas visualmente, una para valores menores a ≈ 0.005 y otra para valores mayores a ≈ 0.005, ya que es el valor donde cambian de pendiente los datos.

- La métrica $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ es de 1 a 6 veces más grande que F_{CIGOM}^{max} dentro del contorno de 0.1% de F_{CIGOM}^{max} (Figura 12), con una región al noroeste donde se encuentran las mayores diferencias. Para entender la información de las métricas fuera del contorno de 0.1% de F_{CIGOM}^{max}, es decir, para los valores más bajos de fracción de masa máxima debemos fijarnos en la Figura 13. En la Figura 13 se observa el diagrama de dispersión que compara ambas métricas, se ajustaron visualmente dos rectas a los datos dado que cambian su comportamiento (Figura 13a). La pendiente de la primera recta ajustada (de 0 a ≈ 0.007) es de 5 y la pendiente de la segunda recta ajustada (de ≈ 0.007 a ≈ 0.034) es 1. Por lo que podemos comprobar que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ es mayor a

F_{CIGOM}^{max}en la primera recta ajustada y en la segunda recta las dos métricas son idénticas. Para valores fuera del contorno de 0.1% F_{CIGOM}^{max}, F_{CIGOM}^{max} llega a superar a $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ hasta en un orden de magnitud (Figura 13b). En esta comparación también F_{CIGOM}^{max} subestima los valores de la fracción de masa máxima esperados cerca del pozo, pero conforme nos alejamos la $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ muestra valores mucho más bajos.

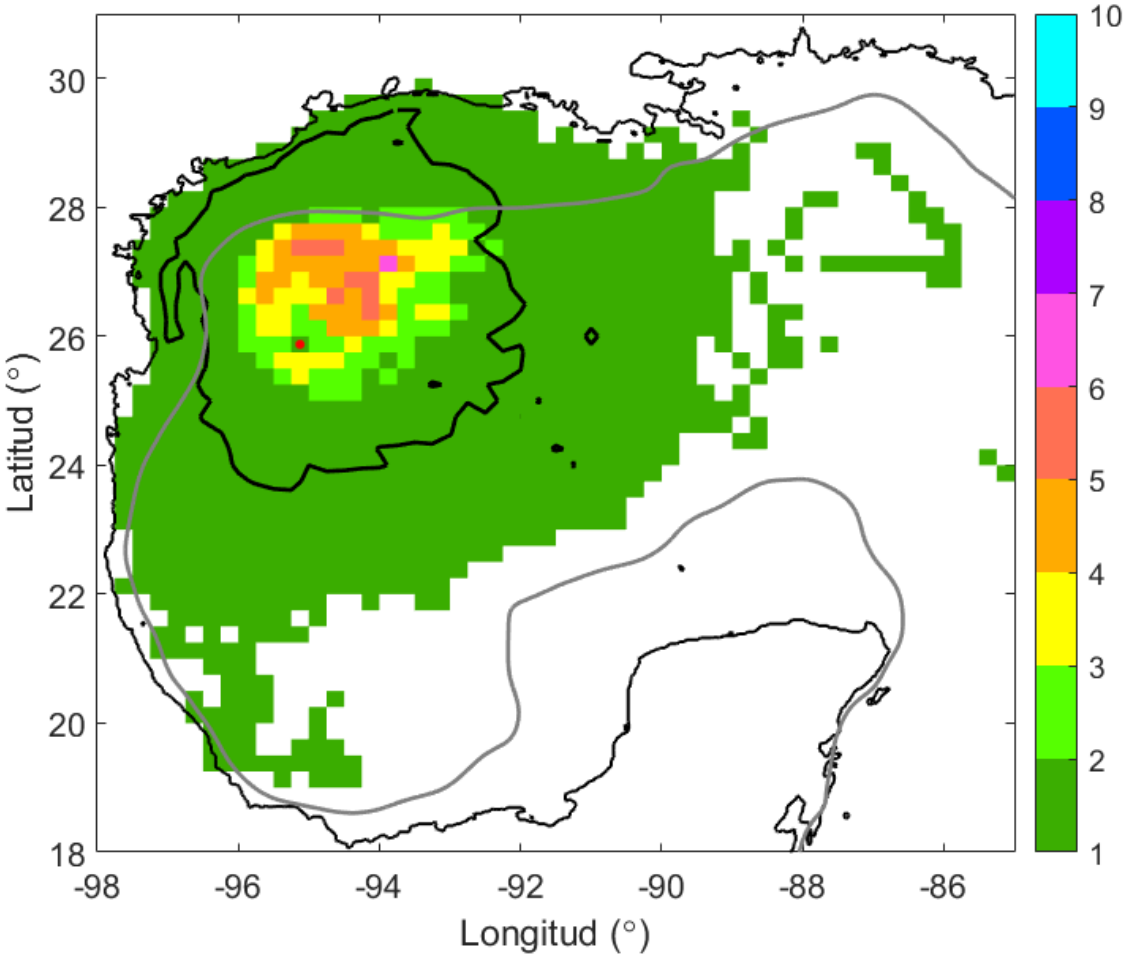

Figura 12. Cociente de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$/ F_{CIGOM}^{max}. Contorno negro: Contorno F_{CIGOM}^{max} 0.1%. Punto rojo: Punto de derrame. Línea gris: Isobata -200 m.

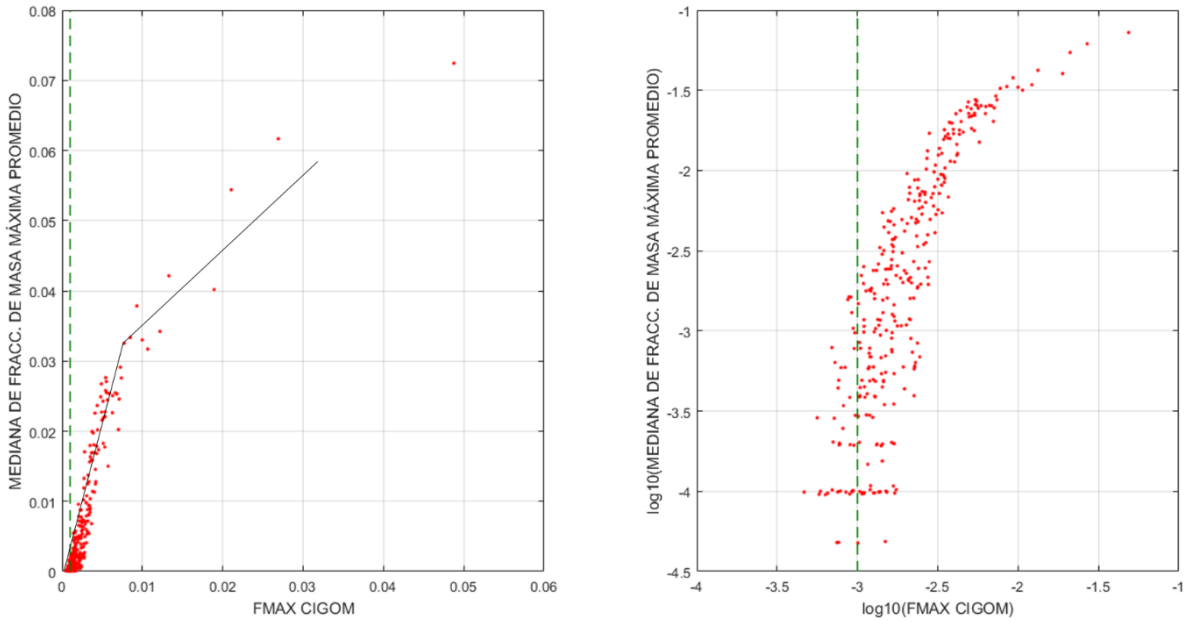

Figura 13. Gráfico de dispersión de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ y F_{CIGOM}^{max}. a) Izquierda: $\tilde{F}_{ENS}^{max}/F_{CIGOM}^{max}$ b) Derecha: log10($\tilde{F}_{ENS}^{max}$)/log10(F_{CIGOM}^{max}). Línea punteada verde: Contorno F_{CIGOM}^{max} 0.1%. Línea negra: Rectas ajustadas visualmente, una para valores menores a ≈ 0.007 y otra para valores mayores a ≈ 0.007, ya que es el valor donde cambian de pendiente los datos.

- La métrica F_{ENS}^{max} es de 1 a 9 veces más grande que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ dentro del contorno de 0.1% de F_{CIGOM}^{max} (Figura 14). En particular hay un área que se extiende desde el centro hasta el noreste en donde ambas métricas son muy parecidas, con F_{ENS}^{max} ligeramente más grande que la $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. La pendiente de la recta ajustada visualmente al diagrama de dispersión de ambas métricas nos da como resultado 0.8, por lo que generalmente F_{ENS}^{max} es 0.8 veces más grande que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$(Figura 15a). Sin embargo, para los valores más bajos de la fracción de masa máxima esperada, la Figura 15b muestra que fuera del contorno del 0.1% de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$, F_{ENS}^{max} alcanza valores entre 10 y 100 veces mayores a los de la métrica $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.

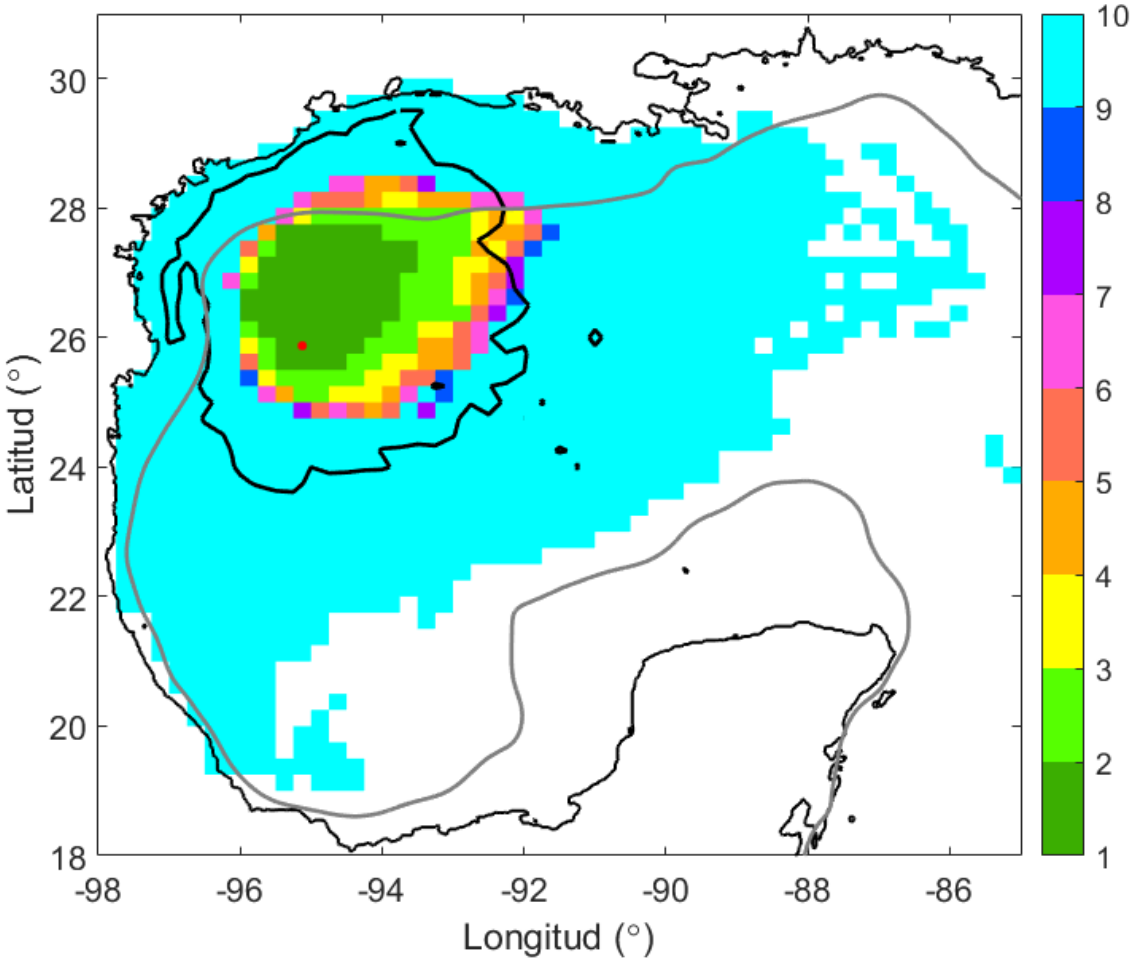

Figura 14. Cociente de F_{ENS}^{max}/ $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. Punto rojo: Punto de derrame. Línea gris: Isobata -200 m.

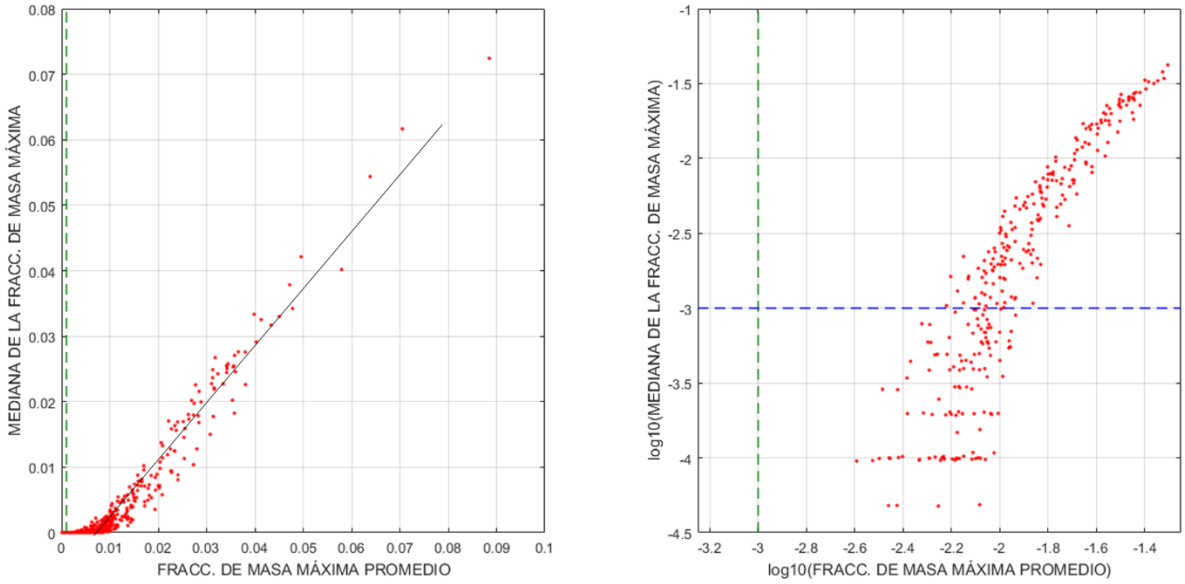

Figura 15. Gráfico de dispersión de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ y F_{ENS}^{max}. a) Izquierda: $\tilde{F}_{ENS}^{max}/F_{ENS}^{max}$ b) Derecha: log10($\tilde{F}_{ENS}^{max}$)/log10(F_{ENS}^{max}). Línea punteada verde: Contorno F_{CIGOM}^{max} 0.1%.). Línea punteada azul: Contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ 0.1%. Línea negra: Recta ajustada visualmete.

En pocas palabras en cuanto a las áreas de los contornos, el contorno F_{ENS}^{max} de 0.1% es el que ocupa la mayor área de los tres, luego le sigue el contorno F_{CIGOM}^{max} 0.1% y el más pequeño de los tres es el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ 0.1%. Si queremos verlo en perspectiva, comparando sus superficies con las del golfo de México, podemos decir que el contorno F_{CIGOM}^{max} ocupa el 14% del golfo de México, el contorno F_{ENS}^{max} un 31% del golfo de México y el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ un 9% del golfo de México (Figura 9). Dicho de otra forma, el contorno F_{ENS}^{max} es un poco más de 2 veces más grande que el contorno F_{CIGOM}^{max} y el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ es un poco menos de la mitad más pequeño que el contorno F_{CIGOM}^{max}.

Ahora si hablamos de los valores de las métricas, F_{CIGOM}^{max} subestima los valores de la fracción de masa máxima esperados cerca del pozo, la métrica F_{ENS}^{max} es siempre más grande que la métrica F_{CIGOM}^{max} pero conforme nos alejamos del pozo $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ muestra valores mucho más bajos. Y cercanas al pozo las métricas estadísticas (F_{ENS}^{max}y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$) se parecen bastante, generalmente F_{ENS}^{max} es 1.5 veces más grande que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. Cabe resaltar que conforme nos vamos alejando del pozo, ambas métricas difieren considerablemente (hasta casi dos órdenes de magnitud). Lo cual nos llevó a hacer el siguiente análisis sobre la variabilidad de la fracción de masa de los derrames individuales.

VARIABILIDAD DE LA FRACCIÓN DE MASA DE LOS DERRAMES INDIVIDUALES

Para entender mejor la razón de la diferencia entre las dos métricas estadísticas (F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$) se debe analizar la variabilidad en los valores de las fracciones de masa máxima de los derrames individuales. Para ello se eligieron 3 puntos (Figura 16), tanto cercanos como lejanos del pozo, para ver su distribución estadística mediante el uso de histogramas de los valores de las fracciones de masa de los derrames individuales.

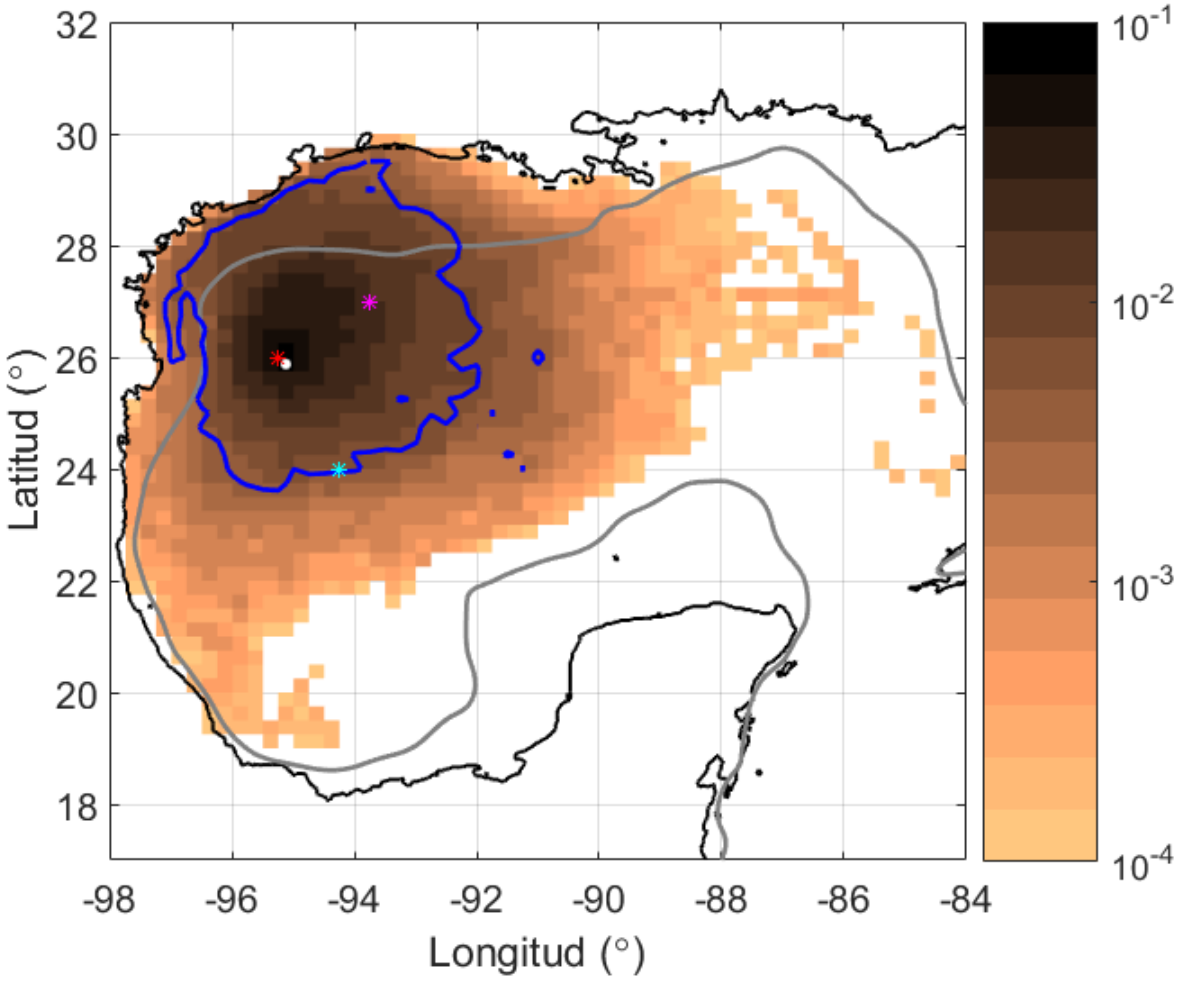

Figura 16. Mapa de la métrica log10(F_{ENS}^{max}) con el contorno de 0.1% de F_{CIGOM}^{max} (azul). Punto Blanco: Punto de derrame. Asterisco Rojo: Punto 1. Asterisco Magenta: Punto 2. Asterisco Cian: Punto 3.

PUNTO 1

El punto 1 está ubicado justo al lado del punto de derrame, F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ son parecidas y no tienen una gran diferencia entre ellas, sus valores se encuentran entre 0.06 a 0.08. Sin embargo, podemos ver que F_i^{max}cuenta con un rango amplio de valores (desde 0 a 0.42 , Figura 17), y la distribución está principalmente cargada hacia valores menores a 0.12. El histograma para el logaritmo de F_i^{max} (Figura 18) indica que F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ tienen el mismo orden de magnitud, es decir, no hay mucha diferencia. También que la mayoría de los valores se encuentran entre .001 y 1.

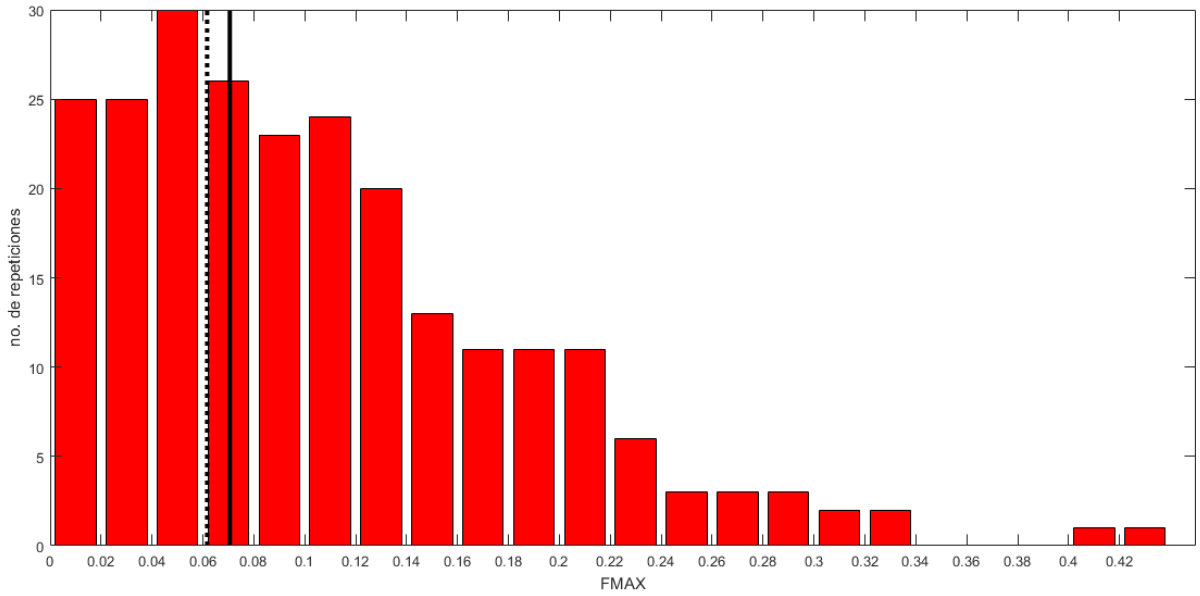

Figura 17. Histograma de los valores F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 1. Las barras se muestran a intervalos de 0.02 de la F_i^{max}. Línea: Media de F_i^{max}oF_{ENS}^{max}. Línea punteada: Mediana de F_i^{max}o $\tilde{F}_{ENS}^{max}$

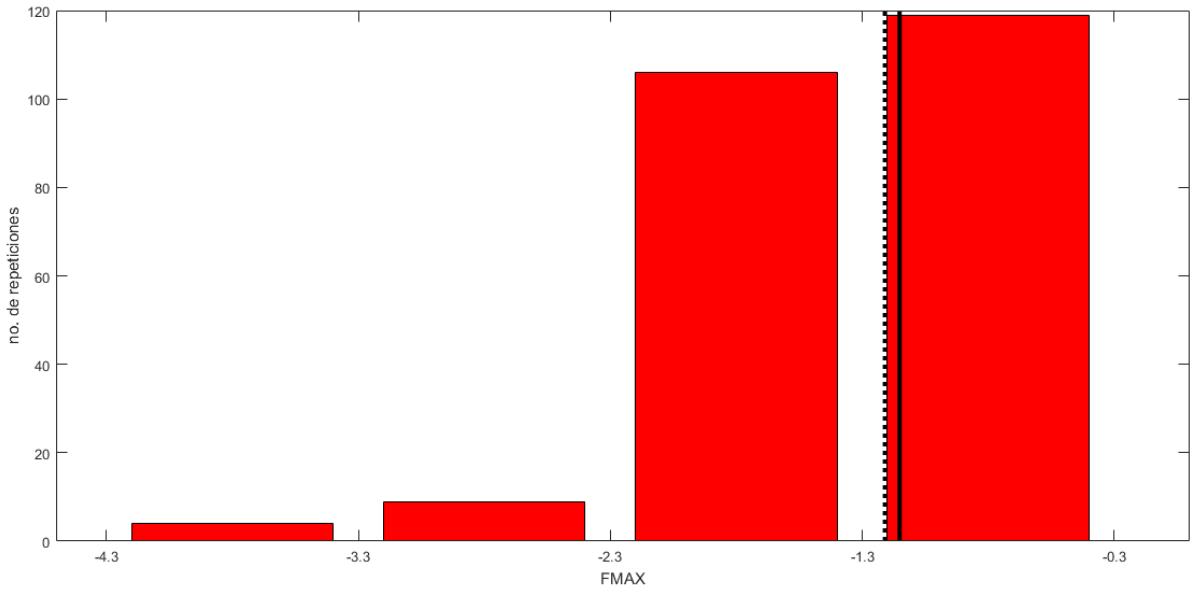

Figura 18. Histograma del logaritmo de F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 1. Las barras se muestran por órdenes de magnitud (10^{-4}, 10^{-3},10^{-2},10^{-1}) de la F_i^{max}. Línea: Media de F_i^{max}oF_{ENS}^{max}. Línea punteada: Mediana de F_i^{max}o $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.

PUNTO 2

El punto 2, color magenta, está ubicado un poco más alejado del punto de derrame y dentro del contorno F_{CIGOM}^{max}, es el segundo punto más cercano del punto de derrame. La mediana y media de F_i^{max} son parecidas y no tienen una gran diferencia entre ellas, aunque su diferencia es más grande que para el punto 1. Sus valores se encuentran entre 0 a 0.02, el rango donde hay más fracciones de masa máxima. Aún cuando en este punto también hay un amplio rango de valores deF_i^{max} (Figura 19) . En la Figura 20 podemos ver que la media y mediana tienen el mismo orden de magnitud, dado que la mayoría de los valores de F_i^{max} de los derrames individuales son de ese orden.

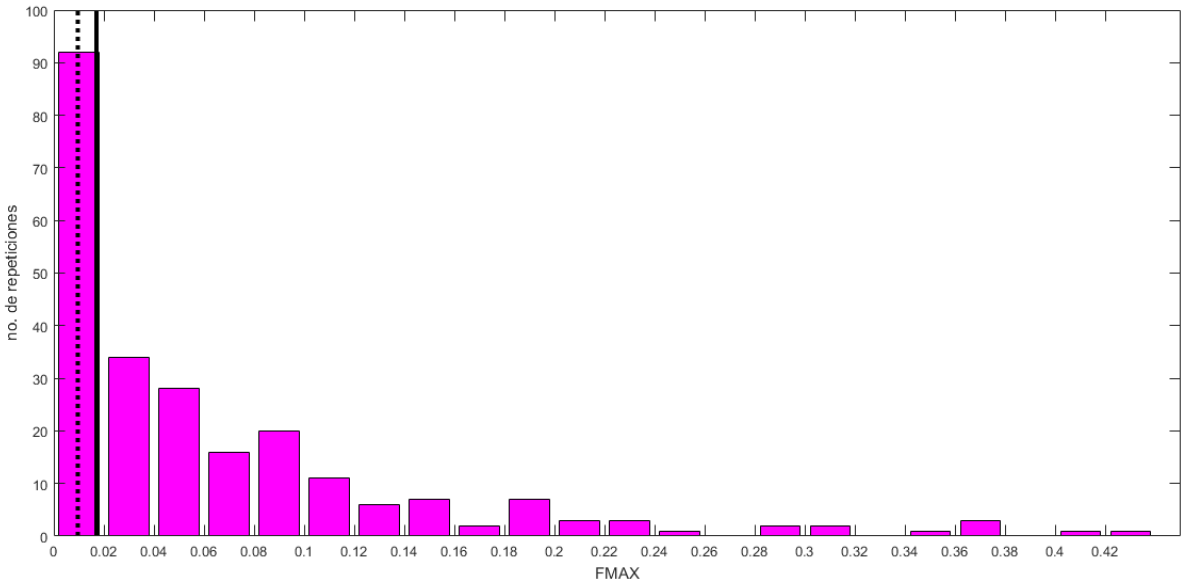

Figura 19. Histograma de los valores F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 2. Las barras se muestran a intervalos de 0.02 de la F_i^{max}. Línea: Media de F_i^{max}oF_{ENS}^{max}. Línea punteada: Mediana de F_i^{max}o $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.

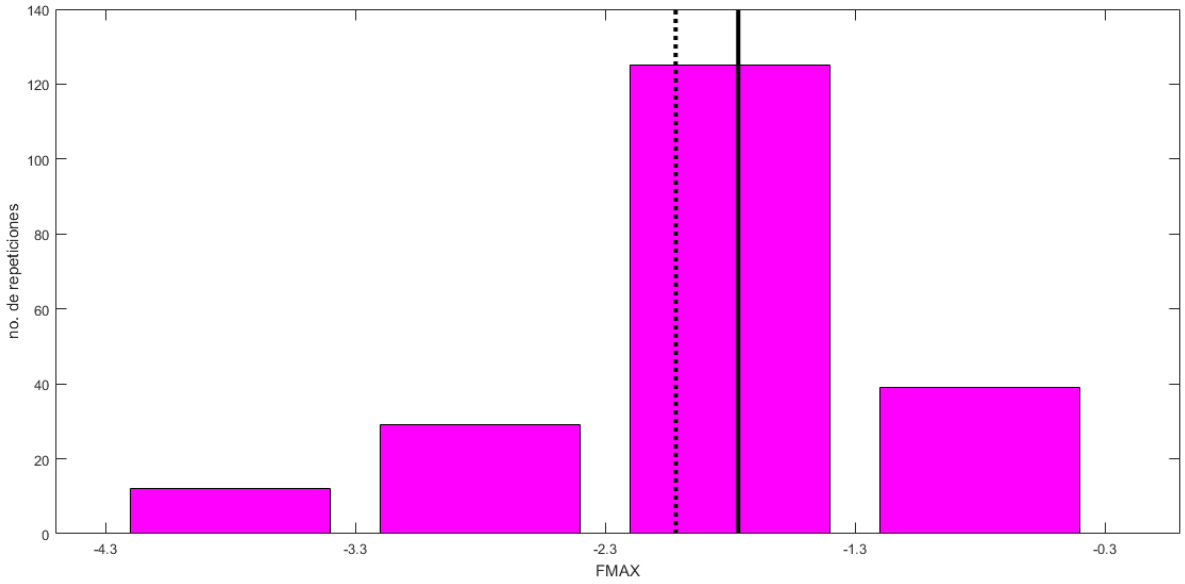

Figura 20. Histograma del logaritmo de F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 2. Las barras se muestran por órdenes de magnitud (10^{-4}, 10^{-3},10^{-2},10^{-1}) de la F_i^{max}. Línea: Media de F_i^{max}oF_{ENS}^{max}. Línea punteada: Mediana de F_i^{max}o $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.

PUNTO 3

El punto 3 está ubicado justo en el contorno F_{CIGOM}^{max} al sur, es el punto más alejado del punto de derrame. Los valores de mediana y media (F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$) se encuentran entre 0 a 0.02, el rango donde hay más fracciones de masa máxima (Figura 21) . La Figura 22 muestra el histograma para el logaritmo de F_i^{max} indica que F_{ENS}^{max} es dos órdenes de magnitud más grande que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$, aunque ambos muestran valores pequeños.

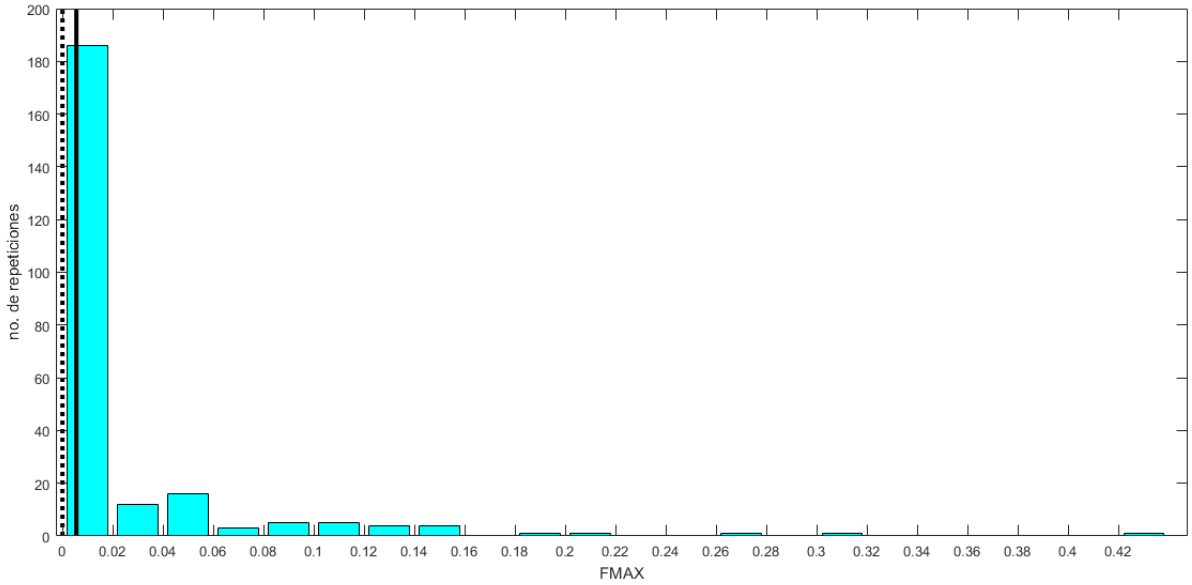

Figura 21. Histograma de los valores F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 3. Las barras se muestran a intervalos de 0.02 de la F_i^{max}. Línea: Media de F_i^{max}oF_{ENS}^{max}. Línea punteada: Mediana de F_i^{max}o $\tilde{F}_{ENS}^{max}$

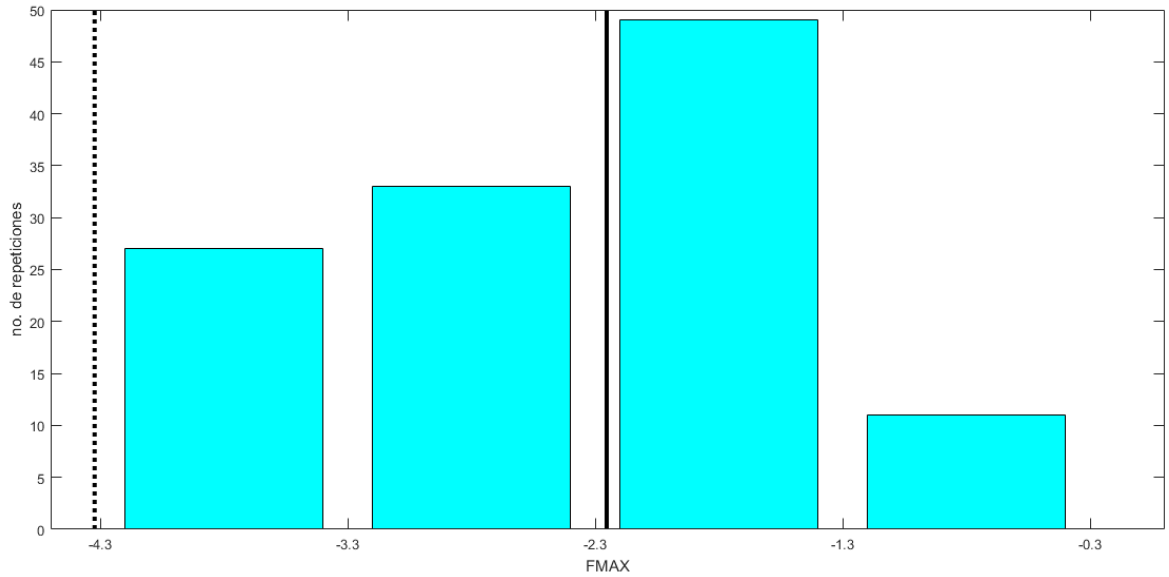

Figura 22. Histograma del logaritmo de F_i^{max} de todos los derrames individuales en el Punto 3. Las barras se muestran por órdenes de magnitud (10^{-4}, 10^{-3},10^{-2},10^{-1}) de la F_i^{max}. Línea: Media de F_i^{max}oF_{ENS}^{max}. Línea punteada: Mediana de F_i^{max}o $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.

Con base en este análisis nos podemos dar cuenta que para cada derrame individual la concentración de masa en cada punto es muy diferente. Al elegir un punto fijo, podemos ver esta variabilidad en el número de derrames en el que ocurrió cierta concentración de masa de petróleo y en las concentraciones máximas que se alcanzan en cada derrame. Si nos fijamos en la forma en la que están distribuidos los histogramas, podemos percatarnos que no es gaussiana, por lo que, al sacar el promedio o la mediana, ninguna de las dos métricas resulta en el valor más probable o esperado. Si la distribución fuera simétrica, la media y la mediana serían iguales y cómo podemos ver en los histogramas, la media está sesgada a la derecha, y entre más lejos del derrame nos encontramos, esto se nota más. Esto se debe a los valores de la fracción de masa, la cual muestra muchos valores muy bajos en todos los casos y al mismo tiempo muestra, aunque pocos, eventos con valores mucho más altos. Aunque lejos del pozo son pocos los derrames individuales con valores altos, son suficientes eventos para mover al promedio hacia esos valores. Mientras que la mediana tiende a sesgarse hacia valores bajos, que son los eventos que dominan.

MÉTRICA DE PROBABILIDAD

La métrica probabilística es la que representa la región que tiene mayor probabilidad en contener a la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de petróleo. Por ende, es la que podemos usar para evaluar cuál métrica es la que mejor representa a la región posiblemente afectada por un derrame en el pozo Trion-1. A continuación se comparará la métrica probabilística con los contornos F_{CIGOM}^{max}, F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ respectivamente.

FRACCIÓN DE MASA PROMEDIO MÁXIMA

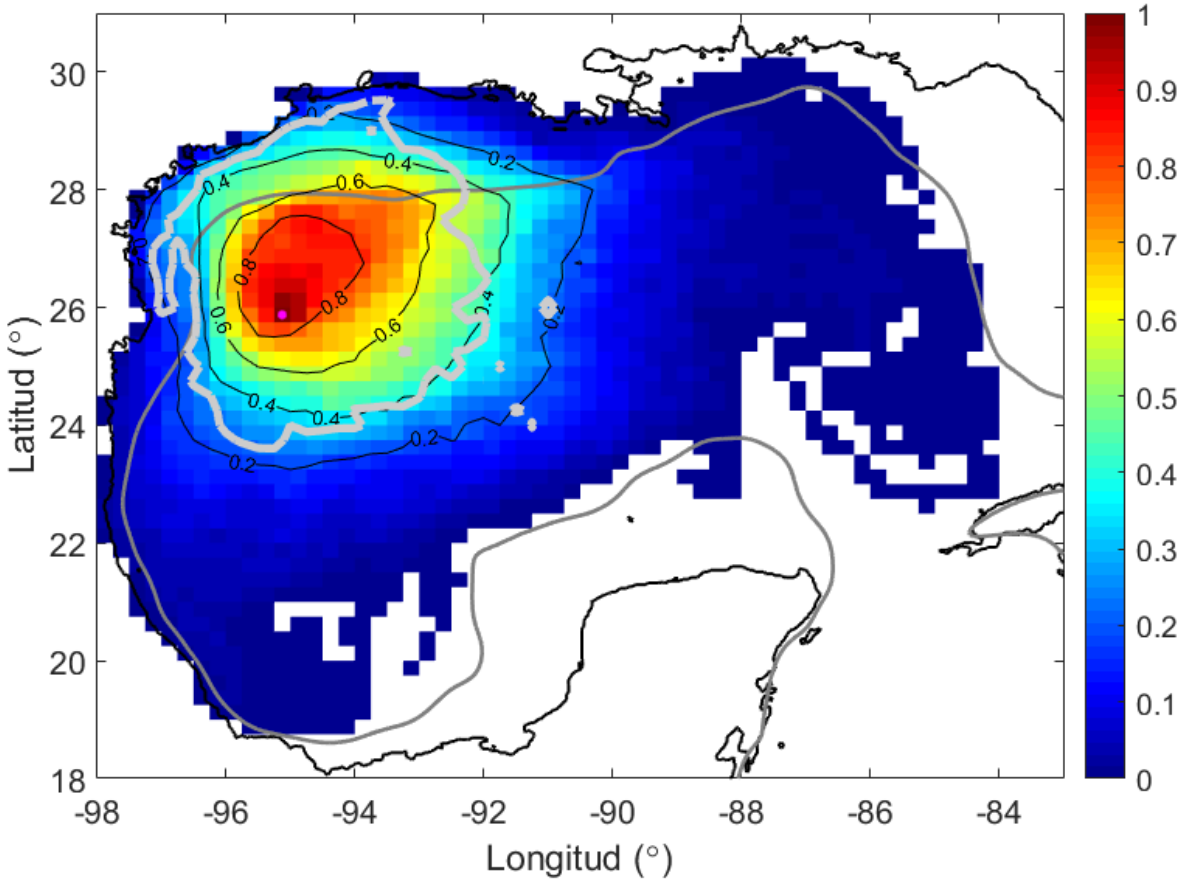

Figura 23. Probabilidad de que la fracción de masa máxima de cualquier derrame individual sea mayor o igual al umbral del 0.1% (contornos negros). Contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max}se muestra en gris.

El contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max} abarca entre el 60 al 70% de eventos cuya fracción de masa máxima sí supera ese umbral (Figura 23). En la Figura 24 podemos ver más claramente las probabilidades que abarca el contorno de la métrica de CIGoM, se muestra que del 20 a 40% de los derrames individuales superan una F_i^{max} de 0.1%. En otras palabras, hay a lo más 40% de derrames que mostraron fracción de masa máxima mayor al 0.1% fuera de esa región.

Hay que recordar que el umbral elegido es subjetivo, en el sentido de que se eligió como el umbral correspondiente a una fracción de masa pequeña. Sin embargo, dependiendo de la cantidad de masa de petróleo liberada durante el derrame, ese umbral podría representar una cantidad importante de petróleo en concentraciones que se consideren tóxicas para los seres vivos que habitan en el área afectada. Por otro lado, elegir un umbral menor resultará en un área posiblemente afectada mayor, dentro de la cual se encuentre contenida una mayor cantidad de derrames individuales y quizá sea menos útil para los tomadores de decisiones.

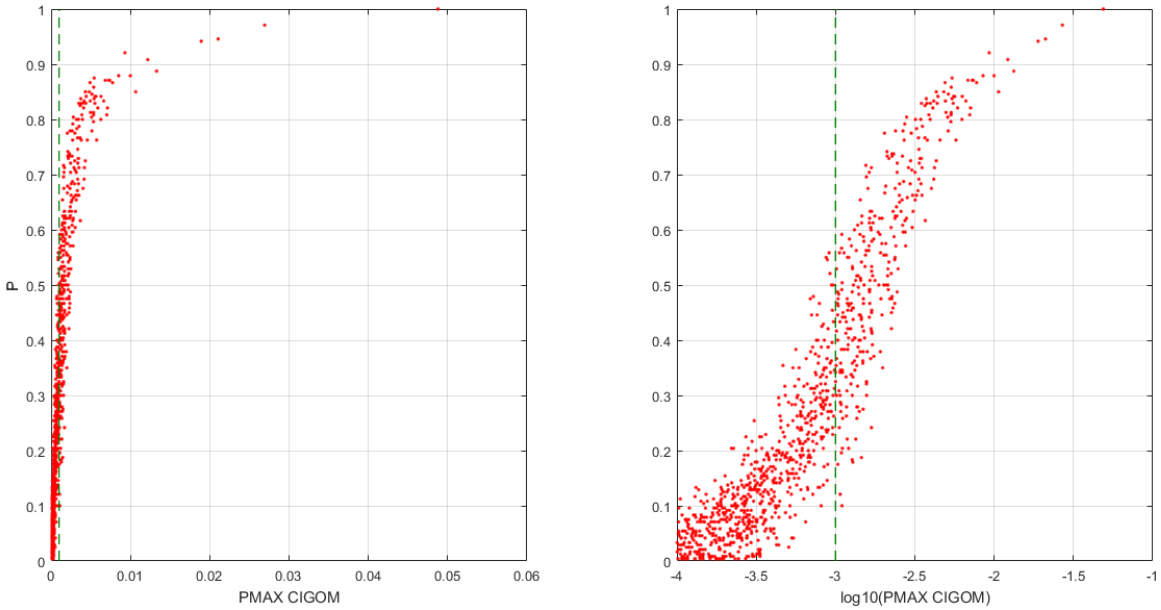

Figura 24.Gráfico de dispersión de P y F_{CIGOM}^{max}. Izquierda: P/F_{CIGOM}^{max} Derecha: P/log10(F_{CIGOM}^{max}). Línea punteada verde: Contorno F_{CIGOM}^{max} 0.1%.

FRACCIÓN DE MASA MÁXIMA PROMEDIO

El contorno F_{ENS}^{max} abarca el 90% de eventos cuya fracción de masa máxima sí supera ese umbral, es decir, solo el 10% de los derrames tienen fracciones de masa máxima mayores a ese umbral en lugares que no quedan contenidos dentro del contorno del 0.1% de esa métrica (Figura 25). Esto la convierte en la métrica que mejor se acerca al objetivo, contener casi la totalidad de la masa de petróleo derramada de la gran mayoría de los eventos. En la Figura 26 podemos ver mejor la probabilidad que va de un 10% a un 13% de los derrames individuales superan una F_i^{max} de 0.1%. En otras palabras, hay a lo más 13% de derrames que mostraron fracción de masa máxima mayor al 0.1% fuera de esa región.

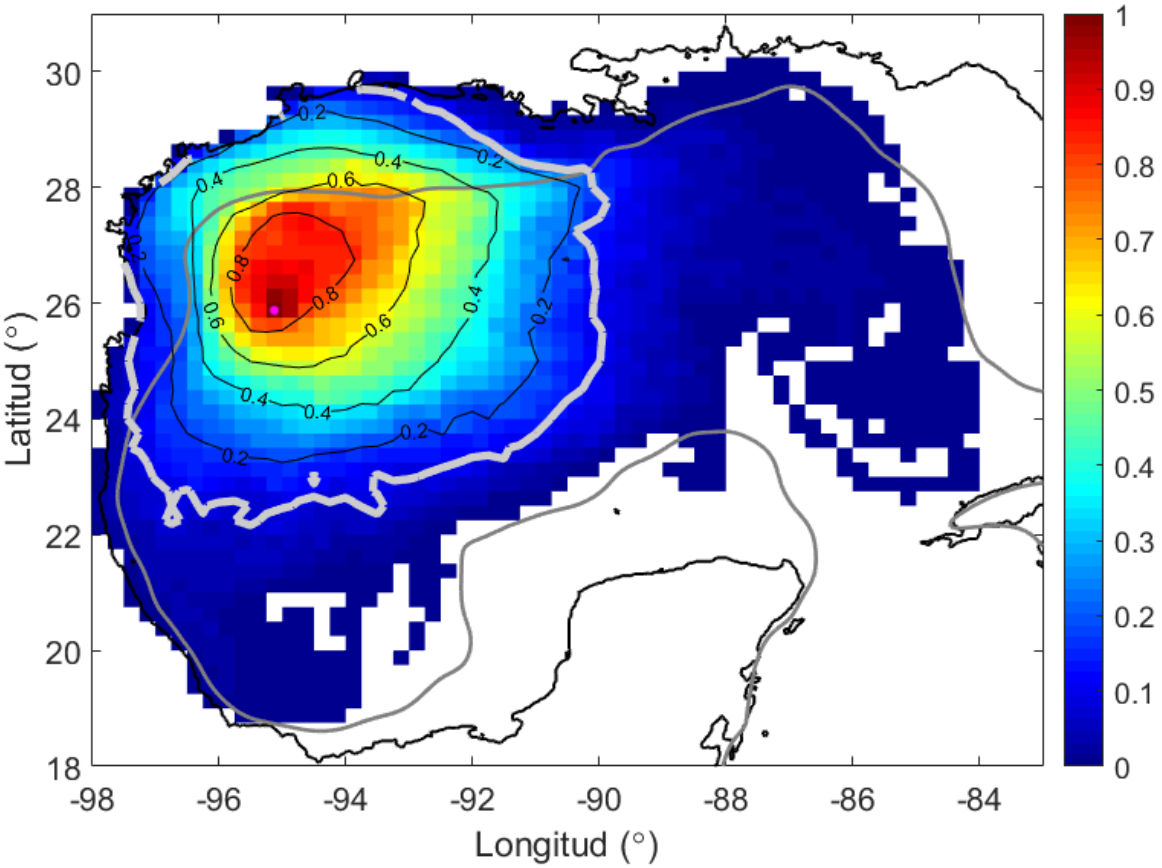

Figura 25. Probabilidad de que la fracción de masa máxima de cualquier derrame individual sea mayor o igual al umbral 0.1% (contornos negros). Contorno del 0.1% de F_{ENS}^{max} se muestra en gris.

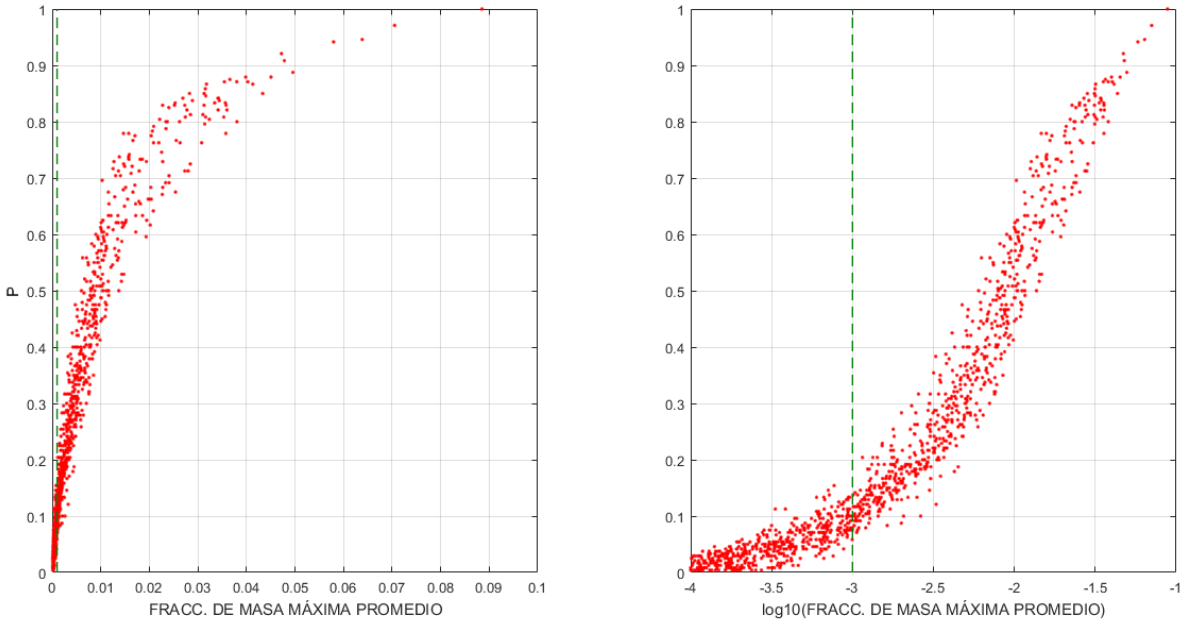

Figura 26.Gráfico de dispersión de P y F_{ENS}^{max} . Izquierda: P/F_{ENS}^{max} Derecha: P/log10(F_{ENS}^{max}). Línea punteada verde: Contorno F_{ENS}^{max} 0.1%.

MEDIANA DE LA FRACCIÓN DE MASA MÁXIMA

El contorno de la mediana de la fracción de masa máxima abarca el 50% de eventos que superan el umbral del 0.1% de fracción de masa máxima, es decir, el otro 50% de los derrames mostraron fracción de masa máxima mayor a ese umbral fuera del contorno (Figura 27 y 26).

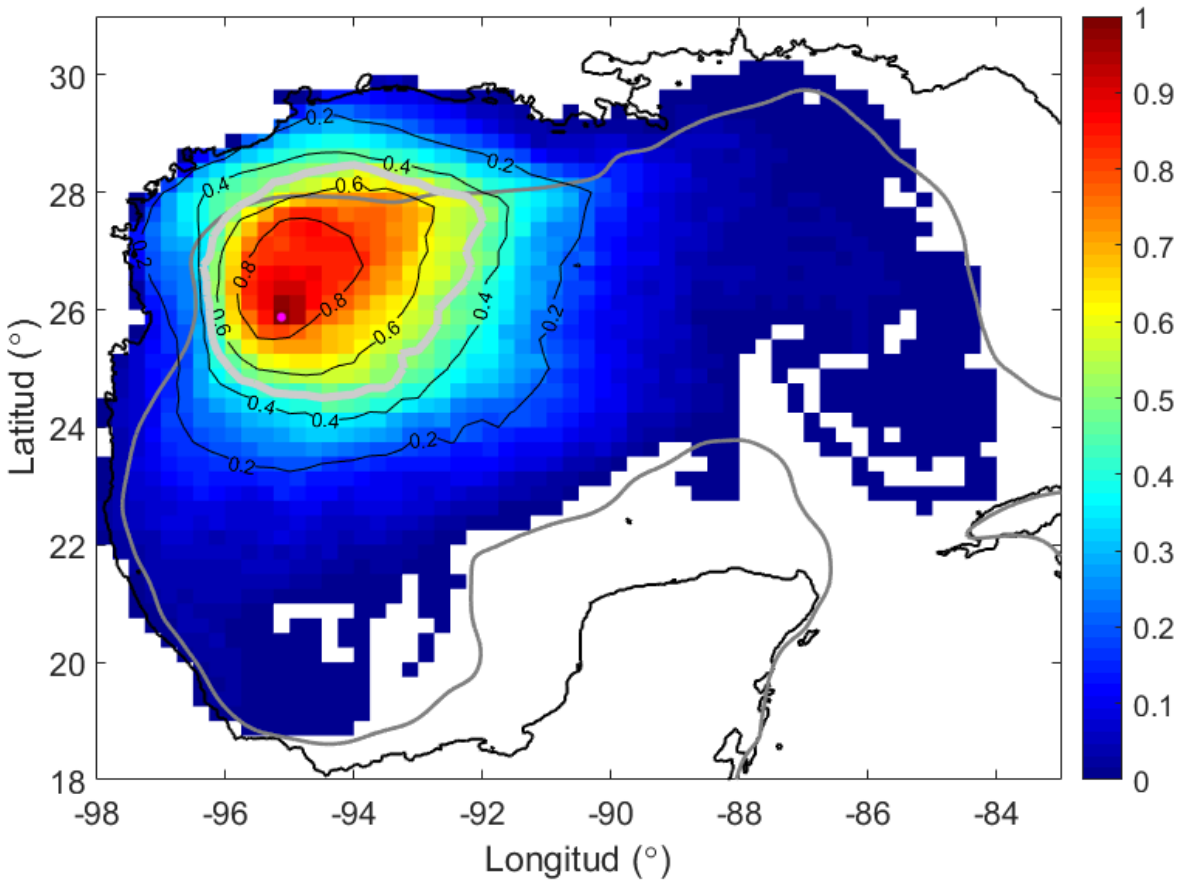

Figura 27. Probabilidad de que la fracción de masa máxima de cualquier derrame individual sea mayor o igual al umbral de 0.1% (contornos negros). Contorno del 0.1% de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ se muestra en gris.

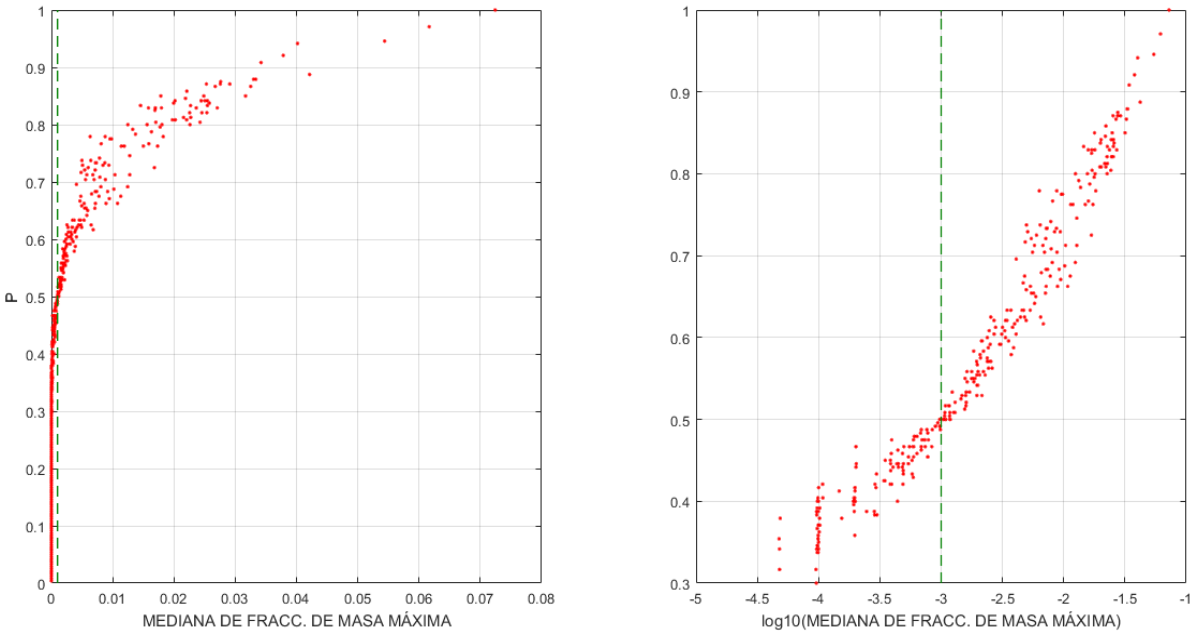

Figura 28. Gráfico de dispersión de P y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. Izquierda: $P/\tilde{F}_{ENS}^{max}$ Derecha:P/log10($\tilde{F}_{ENS}^{max}$). Línea punteada verde: Contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ 0.1%.

En resumen, los resultados muestran que la métrica estadística que mejor define el área posiblemente afectada por cualquier derrame individual es la del promedio de la fracción de masa máxima o F_{ENS}^{max} (área más grande), siguiendo la de la fracción de masa promedio máxima (F_{CIGOM}^{max}) y finalmente la de la mediana de la fracción de masa máxima o $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ (área más pequeña). Por otro lado, observamos que obtener la fracción de masa máxima esperada o más probable en cada píxel resulta complejo, dada la gran variabilidad de valores obtenidos en cada derrame individual. Esto resulta en distribuciones que no son gaussianas, de manera que ni la media ni la mediana de la fracción de masa máxima muestran el valor más probable o esperado. Esto es particularmente lejos del pozo, donde los valores altos de la fracción de masa máxima se observan en muy pocos eventos. Al comparar los valores obtenidos para las diferentes métricas, observamos que el F_{ENS}^{max} es quien muestra los valores más altos en todos los pixeles, luego le sigue $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ cerca del pozo, pero sus valores decaen rápido alejándose del pozo, donde F_{CIGOM}^{max} los supera. En el área cercana al pozo, F_{CIGOM}^{max} es 5 veces más chica que F_{ENS}^{max}, y 3 más chica que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. Lejos del pozo, las diferencias de F_{CIGOM}^{max} con F_{ENS}^{max} son mínimas, ambas métricas llegan a ser casi iguales y las diferencias de $\tilde{F}_{ENS}^{max}$de F_{CIGOM}^{max}muestra valores un poco más altos que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$. Y es notable que el F_{ENS}^{max} es casi dos órdenes de magnitud mayor que $\tilde{F}_{ENS}^{max}$.

CONCLUSIONES

El objetivo principal de esta tesis fue generar métricas estadísticas que permitieran definir las regiones que pudieran verse afectadas por un derrame de hidrocarburo ligero en el pozo Trion-1 hipotético en el golfo de México, estas métricas se generaron con base en un ensamble de un gran número de derrames individuales que ocurrieron bajo las mismas condiciones de explosión de pozo, pero con condiciones hidrodinámicas diferentes. Para ello se definieron dos métricas estadísticas: el promedio y la mediana de la fracción de masa máxima F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$respectivamente y una métrica probabilística que define la probabilidad de que se supere un umbral de 0.1% de la fracción de masa máxima en un derrame individual ($P(x)$). Estas métricas se compararon con la utilizada por el megaproyecto CIGOM, la cual se construye a partir de promediar las fracciones de masa de todos los derrames y luego obtener el máximo valor (F_{CIGOM}^{max}).

Según los resultados obtenidos en cada una de las comparaciones se concluye lo siguiente:

ÁREA POSIBLEMENTE AFECTADA

1. El contorno F_{ENS}^{max} muestra la mayor área posiblemente afectada de los tres, con un área de 479629.3671 km². El contorno F_{CIGOM}^{max} engloba 229720.887 km² y es el que abarca un área entre el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$y contorno F_{ENS}^{max}. El contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ es el más pequeño de todos, con una extensión de 139,920.9039 km².

2. El contorno que mejor representa el área en el que se espera encontrar la mayor cantidad de masa de cualquier derrame de petróleo individual es F_{ENS}^{max}, ya que esa área es la más adecuada porque el 90% de los eventos de derrames individuales tienen la mayor cantidad de masa dentro de esa región. Por lo que si se quiere tener una certeza muy alta, la métrica que se debería de usar sería el área del contorno de 0.1% de F_{ENS}^{max}.

3. El contorno F_{CIGOM}^{max} no lo hace tan mal pues del 60 al 70% de los eventos quedan contenidos dentro del área establecida con esa métrica. Por tanto, podemos usar este contorno si queremos una métrica que abarque una zona más acotada pero aun así tenga un buen porcentaje de certeza.

4. No se recomienda usar el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ para definir la máxima área afectada puesto que solo el 50% de los eventos quedan contenidos dentro del área establecida por esa métrica, eso sería como echar un volado y esperar a que salga cara, uno no podría estar seguro si llegará o no el petróleo.

No podemos verificar los resultados de las zonas delimitadas con la mayor cantidad de petróleo hecha con los escenarios de derrame, hasta que no ocurra un derrame real. Pero la métrica de la probabilidad, por definición, es la más indicada para encontrar el área más probable de encontrar petróleo ante cualquier derrame, bajo

el supuesto que los modelos que simulan al petróleo derramado, y los modelos que simulan el movimiento del mar y atmósfera, son certeros. En el caso de los modelos de circulación, estos ya han sido verificados con observaciones en múltiples estudios, y reproducen bien la estadística de la circulación. En el caso de los modelos de derrames de petróleo, se utiliza uno de última generación que contiene la mayor cantidad de procesos conocidos. Esto es donde mayor incertidumbre hay, pero son los que usa la industria y han sido verificados reproduciendo aproximadamente lo que ocurrió en el derrame del Deep Water Horizon (Pérez Brunius et al., 2020), así como en casos de derrames controlados en los mares nórdicos (Röhrs et al., 2018).

FRACCIÓN DE MASA MÁXIMA ESPERADA

1. Las métricas estadísticas (F_{ENS}^{max} y $\tilde{F}_{ENS}^{max}$) dieron valores similares en una región que se extiende desde el pozo hacia el noreste del pozo. Esto nos dice que ambas probablemente dan una buena idea de la fracción de masa máxima. Sin embargo, difirieron mucho para valores bajos de la fracción de masa máxima, es decir, conforme nos alejamos de la región que el contorno $\tilde{F}_{ENS}^{max}$ considera sería la afectada. Estas diferencias se deben a la variabilidad en los valores de la fracción de masa máxima alcanzados en cada derrame individual en una celda dada, y en que la distribución estadística de esos valores es asimétrica, con pocos eventos mostrando altos valores de fracción de masa máxima. Es difícil establecer cuál de las dos métricas da un valor más certero de la fracción de masa esperada. Sin embargo, dado los buenos resultados de F_{ENS}^{max} en cuanto a definir el área posiblemente afectada, vamos a asumir que es más certera en su estimación de la fracción de masa máxima esperada.

2. La métrica F_{CIGOM}^{max} subestima la fracción de masa máxima en todos lados, siendo 5 veces menor que F_{ENS}^{max} dentro del contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max} y generalmente 4 veces menor la métrica F_{CIGOM}^{max} fuera del contorno del 0.1% de F_{CIGOM}^{max}, salvo en la región más alejada del pozo donde llegan a ser casi iguales.

Cabe resaltar que todo esto se estimó usando un umbral del 0.1% de la fracción de masa máxima, pero esa elección es arbitraria y debería basarse en la aplicación que se le quiera dar, es decir, elegir el umbral que representa concentraciones tóxicas para los seres vivos que habiten dentro del área posiblemente afectada y que pudieran verse afectados o que son de interés particular del estudio. Otro hecho que hay que señalar es que los derrames se modelaron dada una condición fija de blowout, por lo que falta analizar la sensibilidad de los resultados a diferentes condiciones de la explosión de pozo, de cantidad de petróleo derramada, así como a la duración del derrame.

RECOMENDACIONES Y PERSPECTIVAS A FUTURO

Los escenarios de derrames, ayudan a definir las zonas más posibles a ser afectadas. Por lo que con ellos podemos ayudar a que en los planes de contingencia se considere una distribución estratégica de los recursos para atender la emergencia. Por ejemplo, si el interés es proteger a animales en peligro de extinción como las tortugas marinas, se deben considerar los recursos humanos y materiales en zonas donde sus hábitats críticos, como son las playas de anidación, se encuentran traslapados con la zona posiblemente afectada (Liceaga-Correa et al., 2019). De tal manera que los planes se construyan con la mejor información científica posible para que mitiguen el daño que los derrames puedan ocasionar, reduciéndolo al mínimo.

Otra manera en la que se pueden usar los escenarios de derrame es en la evaluación de posible impacto ambiental, combinando la información de la zona más posiblemente afectada con la vulnerabilidad ecológica de la fauna y flora que habita en esa zona, o que la usa en algún momento de su ciclo de vida (en su reproducción, alimentación, anidación, etc.) (Aguirre Macedo et al.,2020). Entendiendo como vulnerabilidad ecológica a la capacidad que un organismo o ecosistema de interés tiene para recuperarse ante los daños ocasionados por una amenaza como lo es un derrame de petróleo. Las recomendaciones que se hacen son las siguientes:

1. Para obtener escenarios realistas dadas diferentes condiciones de la explosión de pozo, se podrían realizar más simulaciones con diferentes condiciones de explosión de pozo para tener una información más robusta que ayude al momento de la toma de decisiones.

2. Elegir el umbral con base en lo que se quiere analizar con cuidado.

3. Se recomienda hacer un estudio análogo para comparar los tiempos de arribo del petróleo con las métricas hechas por el megaproyecto CIGoM, para establecer con certeza el tiempo estimado de arribo dado un derrame.

4. El Cinturón plegado de perdido es un campo de aguas profundas que tiene reservas para ser explotadas, por lo que es de vital importancia que se tenga un plan de acción en caso de un posible derrame de petróleo. La métrica probabilística podría ayudar a los tomadores de decisiones a elegir el área posiblemente afectada dependiendo del nivel de certeza que se quiera tener en la región establecida. Los escenarios de CIGoM pueden utilizarse, tomando en cuenta el nivel de certeza que tienen.

BIBLIOGRAFÍA

Aguirre Macedo, M. L., Pérez Brunius, P., & Saldaña-Ruiz, L. E. (2020). Vulnerabilidad ecológica del golfo de México ante derrames de gran escala. Regiones, especies y ecosistemas vulnerables ante derrames de gran escala en el golfo de México. Ensenada, CICESE. http://doi.org/10.5281/zenodo.4527457

Cousteau, Jean Michael, & Mandoske, Jaclyn. (s.f.). Derrame de petróleo del Deepwater Horizon: 5 años de secuelas | Ocean Futures Society. Recuperado 13 marzo, 2020, de http://www.oceanfutures.org/news/blog/Derrame-de-petroleo-del-Deepwater-Horizon-5-anos-de-secuelas

Cuevas, E., de los Ángeles Liceaga-Correa, M., & Uribe-Martínez, A. (2019). Ecological vulnerability of two sea turtle species in the Gulf of Mexico: an integrated spatial approach. Endangered Species Research, 40, 337-356.

Educ.ar. (s.f.). Combustibles fósiles. Recuperado 16 marzo, 2020, de http://energiasdemipais.educ.ar/combustibles-fosiles-3/

El Financiero. (2019, 3 julio). Pemex persigue con «sigilo» proyecto en aguas profundas. Recuperado 11 de octubre de 2020, de https://www.elfinanciero.com.mx/economia/pemex-persigue-con-sigilo-proyecto-en-aguas-profundas

González, Nayeli. (2016, 7 Diciembre). ¿Qué es el campo Trion y qué significa para Pemex? Recuperado 15 marzo, 2020, de https://www.dineroenimagen.com/2016-12-05/76124

Hurlburt, H. E., & Thompson, J. D. (1980). A numerical study of Loop Current intrusions and eddy shedding. J. Phys. Oceanogr., 10(10), 1611–1651. http://doi.org/10.1175/1520-0485(1980)010<1611:ANSOLC>2.0.CO;2

Hurlburt, H. E., & Thompson, J. D. (1980). A numerical study of Loop Current intrusions and eddy shedding. J. Phys. Oceanogr., 10(10), 1611–1651. http://doi.org/10.1175/1520-0485(1980)010<1611:ANSOLC>2.0.CO;2

Jouanno, J. (2019). High resolution modeling of the gulf of mexico in support of analysis of possible consequences of large scale oil-spills under various scenarios: numerical tracer dispersion scenarios and sensitivity to numerics.

Lilly, J. (s.f). Eulerian statistics and intercomparisons of models. Theiss Research.

Morrow, S. (2020, 14 septiembre). Producción mundial de petróleo aumenta en agosto de 2020. Agencia Anadolu. https://www.aa.com.tr/es/econom%C3%ADa/producci%C3%B3n-mundial-de-petr%C3%B3leo-aumenta-en-agosto-de-2020/1973389

Moya García, C. U. (2016). Opinión Técnica sobre la procedencia de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la migración de las asignaciones AE-0092 Cinturón

Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11, a contrato para la exploración y extracción. Comisión Nacional de Hidrocarburos. 19 p.

Murawski, S. A., Ainsworth, C. H., Gilbert, S., Hollander, D. J., Paris, C. B., Schlüter, M., & Wetzel, D. L. (Eds.). (2019). Chapter 2: The Importance of Understanding Fundamental Physics and Chemistry of Deep Oil Blowouts (pp. 14-24). Deep Oil Spills: Facts, Fate, and Effects. Springer.

Murawski, Steven & Hollander, David & Gilbert, Sherryl & Gracia, Adolfo. (2020). Deepwater Oil and Gas Production in the Gulf of Mexico and Related Global Trends. https://doi.org/10.1007/978-3-030-12963-7_2

P. Pérez Brunius y M. L. Aguirre Macedo (Eds). Regiones, Especies y Ecosistemas vulnerables ante derrames de petróleo de gran escala en el golfo de México. Colección literaria en tres tomos. Ensenada, CICESE. https://zenodo.org/record/4527478

Patiño R. J., , Uribe, M. A. R., Flores, E. R. H., Rodriguez, J. L., & Gonzalez, A. R. G. (2003). El Cinturon Plegado Perdido Mexicano. Estructura Y Potencial Petrolero. IN SPANISH. The Lost Mexican Belt. Structure And Petroleum Potential.

Pérez Brunius, P., Beron-Vera, F. J., Kotzakoulakis, K., Lara-Hernández, J. A., Miron, P., Olascoaga, M. J., Zavala-Romero, O., Rodríguez Outerelo, J., García Carrillo, P., Medrano, F., ZavalaHidalgo, J., Sheinbaum, J. (2020). Regiones posiblemente afectadas bajo diferentes escenarios de un derrame de petróleo en las aguas profundas del golfo de México. En P. Pérez Brunius, C. Turrent Thompson y P. García Carrillo (Eds.), Escenarios oceánicos y atmosféricos de un derrame de petróleo en aguas profundas del golfo de México (pp. 15-23). Ensenada: CICESE. http://doi.org/10.5281/zenodo.4526638

Pérez Brunius, P., Turrent Thompson, C. y García Carrillo, P. (2020). Escenarios oceánicos y atmosféricos de un derrame de petróleo en aguas profundas del golfo de México. En P. Pérez Brunius y M. L. Aguirre Macedo (Eds).Regiones, Especies y Ecosistemas vulnerables ante derrames de petróleo de gran escala en el golfo de México (262 pp). Ensenada, CICESE. http://doi.org/10.5281/zenodo.4526638

Porres Luna, A. A. (2016). Competividad de México en la licitación de aguas profundas. Gaceta Trimestral de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 9, 1-6.

Röhrs, J., Dagestad, K. F., Asbjørnsen, H., Nordam, T., Skancke, J., Jones, C. E., & Brekke, C. (2018). The effect of vertical mixing on the horizontal drift of oil spills. Ocean Science, 14(6), 1581-1601.

Romero, Alberto, & Vera Colina, Mary A. (2018). Economía política del petróleo. Criterio Libre, 16(28), 123-146. https://doi.org/10.18041/1900-0642/criteriolibre.2018v16n28.2128

Romero, Alberto, & Vera Colina, Mary A. (2018). Economía política del petróleo. Criterio Libre, 16(28), 123-146. https://doi.org/10.18041/1900-0642/criteriolibre.2018v16n28.2128

Socolofsky, S.A., Dissanayake, A.L., Jun, I., Gros, J., Arey, J.S. and Reddy, C.M., 2015a. Texas A&M oil-spill Calculator (TAMOC): modelling suite for subsea spills. In Proceedings of the Thirty-Eighth AMOP Technical Seminar (pp. 153-168). Environment Canada Ottawa.

Vukovich, F. M. (2007). Climatology of ocean features in the Gulf of Mexico using satellite remote sensing data. J. Phys. Oceanogr, 37(3), 689–707. http://doi.org/10.1175/JPO2989.1

Weisberg, R. H., & Liu, Y. (2017). On the Loop Current penetration into the Gulf of Mexico. J. Geophys. Res. Oceans, 122(12), 9679–9694. http://doi.org/10.1002/2017JC013330

Zavala-Hidalgo, J., Romero-Centeno, R., Mateos-Jasso, A., Morey, S. L., & Martinez-López, B. (2014). The response of the Gulf of Mexico to wind and heat flux forcing: What has been learned in recent years? Atmósfera, 27(3), 317–334.