



# **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

## **MODELADO DE LA EVOLUCIÓN DE DERRAMES DE PETRÓLEO EN ZONAS LITORALES**

TESIS  
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
**DOCTOR EN INGENIERÍA  
ÁREA ENERGÍA**

PRESENTA:  
**FABIÁN OMAR BETANCOURT QUIROGA**

DIRECTOR DE TESIS:  
**DR. ARTURO PALACIO PÉREZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.  
NOVIEMBRE DE 2005





Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

Gracias a Dios.

Dedicado a:

Mi María y mis angelitos, Cristóbal y Joshua.  
Ellos son la fuerza, la dedicación, la paciencia y,  
la esperanza que siempre acompañan mi camino.  
Te amo siempre María.  
Los quiero mucho angelitos.

A mis padres y hermanos.

A mis suegros y cuñadas.

A la memoria de los que están en el cielo:  
Mis abuelos: Jesús, Juana Elisa, Lisímaco y Marina,  
mi amigo Salvador y mi tía Panchita.

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Coordinación de Ingeniería de Procesos Industriales y Ambientales del Instituto de Ingeniería de la UNAM por brindarme su apoyo para realizar los estudios Doctorales en Ingeniería área Energía

A la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería – DEFI de la UNAM por apoyarme en la realización del doctorado.

Al Instituto Mexicano del Petróleo - IMP por brindarme el apoyo para realizar los estudios Doctorales en Ingeniería área Energía en la UNAM.

Al Dr. Arturo Palacio Pérez por su entusiasmo, paciencia, confianza y orientación.

Al Dr. Alejandro Rodríguez Valdés por su orientación y apoyo constante.

A los Doctores Rodolfo Silva Casarin, Paulo Salles de Almeida y William Vicente y Rodríguez por su disposición continúa a orientar y complementar mi trabajo doctoral.

Al Dr. Francisco Solorio Ordaz por su confianza en mis actividades doctorales.

Al M. en I. Héctor Alexis Espinosa Gayosso por sus invaluable consejos, colaboraciones y explicaciones que ayudaron a darle forma a mi trabajo doctoral.

A los compañeros del Instituto de Ingeniería por sus comentarios y consejos, en particular un agradecimiento especial para el Dr. Martín Salinas, M. en C. Oscar Martínez, el Ing. Daniel Fuentes, el Ing. Juan Ángel Serrano, la Ing. Mónica Arcos y el Ing. Victor Leyva.

A mi María y mis dos angelitos, Cristóbal y Joshua, por sus plegarias, su amor, tiempo y paciencia de todos los días. El amor, cariño y confianza que me han dado llenan de alegría y entusiasmo mi vida. Te amo María. Es mejor que quede escrito, vale la pena recordarlo, quiero seguir a tu lado el resto de mis días, deseo ver crecer nuestros bebés junto a ti, buscando y conociendo a Dios, haciendo el bien, viviendo en un hogar sin fronteras..... Te amo, eternamente te amo.....

A mis padres, hermanos, suegros, cuñados, conuños y, tíos gracias por sus oraciones, confianza, apoyo y estímulo. Gracias a mi Papá por enseñarme a ser curioso, a querer saber más y dejarme buscar libremente a Jesús. Gracias a mi Mamá por velar por mi bienestar e impulsarme para conseguir las metas que me proponga. Gracias a mi hermano Omar y su esposa Gilma por confiar sin límites y esperar lo mejor. Gracias a mi hermana Carolina, por su cariño y estímulo para seguir en el camino. Gracias a mi hermana Nubia y su esposo Camilo por estimularme a confiar en Jesús sin medida. Gracias a mi hermano Brian por su entusiasmo y apoyo constante. Gracias a mi suegra, Doña José, por acogerme como un hijo más. Gracias a mi suegro, Don Domingo, por brindarme su confianza desde siempre. Gracias a mis cuñadas, Teresita y Paty, por quererme y apoyarme como a un hermano más.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>9</b>
1.1	Problema	9
1.2	Justificaciones	11
1.3	Aportaciones	12
1.4	Objetivo de la Investigación	13
1.5	Metodología y Estructura del Trabajo Doctoral	13
<b>2</b>	<b>ESTADO DEL ARTE DE LA MODELACIÓN Y EXPERIMENTACIÓN DE LOS DERRAMES DE PETRÓLEO EN ZONAS LITORALES</b>	<b>15</b>
2.1	Introducción	15
2.2	Modelación de los Derrames de Petróleo en Zonas Litorales	17
2.2.1	Dispersión Vertical	20
2.2.2	Emulsificación	24
2.2.3	Evaporación	26
2.2.4	Disolución	28
2.2.5	Cantidad de Petróleo Depositado en la Playa	28
2.2.6	Sedimentación	29
2.2.7	Escurrimiento	29
2.2.8	Advección	31
2.3	Experimentos de Derrames de Petróleo en Zonas Litorales	33
2.3.1	Experimentos de Dispersión Vertical	34
2.3.2	Experimento del Escurrimiento de un Derrame de Petróleo bajo Condiciones Hidrodinámicas Cercanas a la Costa (Borthwick y Joynes, 1992)	68
2.3.3	Experimentos con Derrames de Petróleo en Fondo	72
<b>3</b>	<b>HIDRODINÁMICA DE LAS ZONAS LITORALES</b>	<b>75</b>
3.1	Introducción	75
3.1	Tipos de Teorías del Oleaje	77
3.1.1	Parámetros Característicos	77
3.1.2	Clasificación de las Teorías del Oleaje	78
3.1.3	Métodos de Solución	81
3.2	Selección del Modelo Hidrodinámico de Aguas Someras	85
<b>4</b>	<b>MODELO PROPUESTO</b>	<b>87</b>
4.1	Modelo de Aguas Someras basado en la Analogía de Flujo Compresible	87
4.1.1	Deducción de las ecuaciones de aguas someras	88
4.1.2	Modelos de Turbulencia	90
4.1.3	Condiciones de frontera	93
4.1.4	Ecuaciones de Conservación para un Derrame de Petróleo	95
4.2	Procesos Físicos Involucrados en un Derrame de Petróleo en Zonas Litorales	96
4.2.1	Modelos de dispersión vertical	97
4.2.2	Modelos de Evaporación y Emulsificación	110
4.2.3	Cambio de propiedades	111
4.2.4	Escurrimiento	112
4.3	Método de solución	116
4.3.1	Método de volúmenes finitos	116
4.3.2	Algoritmo de solución	116
4.3.3	Convergencia de la solución	116
4.4	Evaluación del Modelo Propuesto	117

<b>5</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	<b>121</b>
5.1	Modelado de la Hidrodinámica	126
5.1.1	Comportamiento de la superficie libre	127
5.1.2	Comportamiento de la Velocidad	128
5.1.3	Efectos de rozamiento	129
5.1.4	Hidrodinámica turbulenta	131
5.2	Modelos de Dispersión Vertical Detallados	136
5.2.1	Distribución del Tamaño de las Gotas de Petróleo	136
5.2.2	Velocidades Terminales de las Gotas de Petróleo	143
5.2.3	Profundidad de Intrusión de las Gotas de Agua	144
5.2.4	Cantidad de Petróleo que Ingresa a la Columna de Agua	144
5.2.5	Cantidad de Petróleo que Regresa a Superficie	151

<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>163</b>
6.1	Conclusiones	163
6.2	Recomendaciones	166
6.3	Trabajos Futuros	166

<b>7</b>	<b>REFERENCIAS</b>	<b>168</b>
----------	--------------------	------------

ANEXO 1. EXPERIMENTOS ACERCA DE LA EVAPORACIÓN, LA EMULSIFICACIÓN, EL ESCURRIMIENTO Y EL CAMBIO DE PROPIEDADES EN DERRAMES DE PETRÓLEO	182
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

ANEXO 2. EL OLEAJE Y SUS CARACTERÍSTICAS	190
------------------------------------------	-----

ANEXO 3. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE CALCULO DEL MODELO PROPUESTO	195
------------------------------------------------------------------------	-----

ANEXO 4. MÉTODO DE VOLUMEN FINITO	207
-----------------------------------	-----

ANEXO 5. RESUMEN DE RESULTADOS DEL MODELADO DE LOS PROCESOS DE PERDIDA DE MASA Y EL COMPORTAMIENTO DEL ÁREA Y ESPESOR DE UN DERRAME DE PETRÓLEO	213
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

ANEXO 6. ARCHIVOS DE DEFINICIÓN Q1 Y GROUND.F.	242
------------------------------------------------	-----

ANEXO 7. VALIDACIÓN DEL MODELO DE AGUAS SOMERAS CON BASE EN LA ANALOGÍA DE FLUJO COMPRESIBLE	270
----------------------------------------------------------------------------------------------	-----

ANEXO 8. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS DEL MODELADO DE LA DISPERSIÓN VERTICAL POR MEDIO DE MODELOS MATEMÁTICOS SENCILLOS	281
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

# MODELADO DE LA EVOLUCIÓN DE DERRAMES DE PETRÓLEO EN ZONAS LITORALES

Por Fabián Omar Betancourt Quiroga

Universidad Nacional Autónoma de México  
División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería  
Doctor en Ingeniería área Energía  
Septiembre, 2005

La presente investigación doctoral acerca del modelado numérico de derrames de petróleo incluyó una revisión bibliográfica del estado del arte del tema en cuestión, encontrando que una de las principales limitaciones del conocimiento de los derrames de petróleo está en entender el comportamiento y la cantidad de petróleo introducido en la columna de agua por acción del rompimiento de las olas.

La investigación comprende una recopilación, revisión, análisis y descripción de los trabajos experimentales con derrames de petróleo en cuerpos de agua con la finalidad de entender el comportamiento de las gotas de petróleo dispersas en la columna vertical. Igualmente, se realizó un análisis comparativo de la importancia relativa de los demás procesos fisicoquímicos que tienen lugar durante la primera parte de la evolución de los derrames de petróleo en cuerpos de agua, tales como la evaporación, la disolución, la emulsificación y el cambio de propiedades (densidad y viscosidad).

Se realizó una revisión de las diferentes metodologías para modelar la hidrodinámica de los cuerpos de agua en zonas litorales, luego del cual se decidió emplear el modelo hidrodinámico de aguas someras mismo que permite seguir el comportamiento de los principales parámetros que afectan la mancha de petróleo, tales como la altura de olas, la frecuencia del oleaje, el efecto del viento y las corrientes inducidas por el oleaje y el viento. Dicho modelo fue implementado en el código numérico PHOENICS y posteriormente validado con base en modelos analíticos de flujo en canales con profundidad y con ancho variable.

El aporte fundamental de esta investigación doctoral consistió en emplear los resultados de los estudios experimentales y teóricos acerca de la dispersión vertical de los derrames de petróleo en zonas litorales para la implementación de un modelo numérico que represente su comportamiento, e integrarlo a un modelo hidrodinámico de aguas someras basado en la analogía de flujo compresible. Un aporte adicional de la investigación doctoral estuvo asociada a la inclusión de los modelos matemáticos que representan el comportamiento de los procesos fisicoquímicos que causan los mayores cambios en la primera parte de la evolución de los derrames de petróleo en el agua (evaporación, emulsificación y cambio de propiedades: densidad y viscosidad).

Cabe mencionar que de la investigación doctoral, se han derivado las siguientes publicaciones:

- Effects of the Mass Transfer Process in Oil Spill, Betancourt F., Palacio A., Rodriguez A., American Journal of Applied Sciences, Mayo de 2005, Vol. 2: 5, 939-946.

- Effects of the Mass Transfer Process in the Numerical Model for Oil Spill During Short Time Test, Compilation of abstracts, Second MIT Conference on Computational Fluid and Solid Mechanics, June 17-20, 2003, Cambridge, MA., Betancourt F., Palacio A., Rodríguez A.
- Statistical Evaluation of an Oil Spill Dispersion Model, Betancourt F., Wellens A., Palacio A., Proceeding of OMAE'3, 22ST International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, June 8-13, 2003, Cancun, México, OMAE – 37495.
- Mass Loss Evaluation in Oil Spills, Betancourt F., Palacio A., Rodríguez A., Proceeding of OMAE'2, 21ST International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, June 23-28, 2002, Oslo, Norway, OMAE – 28168.
- A Numerical Method for the Calculation of an Oil Spill Spreading, Betancourt F., Palacio A., Rodríguez A., Proceeding of OMAE'2, 21ST International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, June 23-28, 2002, Oslo, Norway, OMAE – 28167.
- Prediction of Oil Spreading for Elaboration of Contingency Strategies, Compilation of abstracts, First MIT Conference on Computational Fluid and Solid Mechanics, June 12-14, 2001, Cambridge, MA., Rodríguez A., Palacio A., Silva R., Betancourt F., Quintanar A., Gonzalez A.

Director de tesis: Dr. Arturo Palacio Pérez  
 Investigador del Instituto de Ingeniería  
 Universidad Nacional Autónoma de México

# 1 INTRODUCCIÓN

## ○ Problema

La problemática de los derrames de petróleo en el mar esta asociada a la cercanía de la costa del lugar donde ocurre un derrame de petróleo, a la magnitud de los procesos (evaporación, dispersión, disolución, entre otros) que tienen lugar en función de las condiciones hidrodinámicas, meteorológicas y las características del petróleo y, al avance científico en el entendimiento de dichos procesos. Por ejemplo en Estados Unidos de América se reportan aproximadamente 8,100 derrames por año, de los cuales el 5% corresponde al 95% del volumen derramado. Igualmente, el 52% del petróleo derramado esta asociado a problemas operacionales de buques y el 85% de estos derrames ocurre en aguas internas o zonas litorales (ICOPR, 1997).

En lo relativo a la magnitud de los procesos involucrados en los derrames de petróleo, Tkalich, Hunda y Hoong (2003) encontraron estimaciones del balance de masa del petróleo derramado para algunos de los derrames de petróleo más conocidos a nivel mundial (ver tabla 1-1). En la tabla 1-1 se destaca la relevancia de los procesos de evaporación y dispersión vertical en los diferentes derrames de petróleo bajo las condiciones propias de cada uno de los incidentes analizados. En dicha tabla la columna llamada otros agrupan los porcentajes del petróleo sedimentado y el petróleo depositado en la playa.

**Tabla 1-1. Balance de Masa en Derrames de Petróleo en Medios Marinos (Tkalich et al. 2003)**

Derrames de petróleo	Balance de la masa de petróleo en un derrame (%)				
	Días	Evaporación	Superficie del agua	Dispersión Vertical	Otros
<b>Amoco Cadiz (ASCE, 1996)</b>	10	30.0	25.0	10.0	35.0
<b>Argo Merchant (Spaulding et al., 1992)</b>	8	14.9	72.8	5.1	7.2
<b>Al-Ahmadi (Al-Rabeh et al., 1992)</b>	25	32.0	8.0	15.0	45.0
<b>Exxon Valdez (Wolfe et al., 1994)</b>	10	16.0	52.0	18.0	14.0
<b>Untreated Oil (Cornillion et al., 1979)</b>	2 - 4	41.0	49.0	10.0	0

En cuanto al avance en el entendimiento de los procesos involucrados en los derrames de petróleo, la mayoría de los investigadores que han abordado la problemática coinciden en la necesidad de seguir trabajando en el entendimiento de

las facciones de petróleo que son dispersadas en la columna vertical, tal como se describe en los siguientes puntos:

- Hacia el futuro, se requiere contar con modelos que permitan predecir con mayor exactitud los fenómenos convectivos y su interacción con la dispersión turbulenta, en particular la formación de una pluma de gotas de petróleo en la dirección vertical (Reed, Johansen, Bradvik, Daling, Lewis, Fiocco, Mackay y Prentk, 1999; ASCE, 1996 y Spaulding, 1988).
- ASCE (1996), Reed et. al. (1999) y Spaulding (1988) coinciden en que para tener una mejor comprensión de la dispersión natural es necesario avanzar en el estudio de la dispersión turbulenta, en donde los estudios de Delvine y Sweeney (1988) son la línea de investigación a seguir.
- En lo que respecta al estudio de las interacciones con las líneas de costa se requiere de la formulación de modelos que permitan predecir con mayor precisión la convección y la dinámica de escurrimiento de la mancha de petróleo en las cercanías de la playa, Spaulding (1988), Reed et al (1988).
- Se carece de suficiente desarrollo en (1) la adecuada representación de los gradientes de velocidad en las cercanías de la superficie del agua, (2) en los datos de campo para definir condiciones de frontera, validar modelos y fuerzas de campo (como el viento) y, (3) en las plataformas computacionales (ASCE, 1996).
- Spaulding (1988) recalca la necesidad de avanzar en el modelado de las corrientes, la turbulencia y la concentración del petróleo, por lo cual es necesario entender la generación de la pluma turbulenta durante el rompimiento de las olas y, la formación y distribución de las gotas de petróleo de acuerdo a la frecuencia y amplitud del rompimiento de las olas.
- Fingas et al. (1997, 1999) sugiere que es posible avanzar más en la elaboración de modelos que permitan predecir con exactitud el comportamiento de las emulsiones, ya que las primeras correlaciones únicamente utilizan ecuaciones de primer orden mismas que fueron propuestas cuando aun no se contaba con suficientes datos experimentales y de campo.
- ASCE (1996), resalta 4 temas específicos en los cuales debe avanzar para entender el escurrimiento, estos son: (1) alargamiento de la mancha, con un espesor que cambia a lo largo de la mancha, (2) reducción de la tasa de escurrimiento por cambio de la viscosidad, (3) rompimiento de la mancha en pequeños parches y, (4) dependencia de la razón de escurrimiento con las condiciones de descarga.
- Acerca de la evaporación y la disolución, los futuros trabajos deben orientarse a verificar la validez de los modelos matemáticos propuestos, determinando la conveniencia de emplear métodos analíticos o de pseudocomponentes, por medio de la verificación con datos experimentales y de campo (Betancourt et al., 2005)
- Los hidrocarburos disueltos en el agua pueden provenir de las gotas de petróleo dispersas debido a la difusión turbulenta del agua, este fenómeno que podría inducir la disolución de una porcentaje masa similar al disuelto en forma directa, no se ha estudiado (Cohen, Mackay y Shiu, 1980).

- En el futuro los modelos de derrames de petróleo podrían ser utilizados como fuentes de datos estadísticos del comportamiento de los derrames, a fin de construir escenarios de probabilidad. Actualmente, se trabaja en la implementación de sistemas remotos que permitan predecir, tanto la circulación de los cuerpos de agua en tiempo real, como su energía cinética turbulenta (ASCE, 1996).

El panorama de la problemática de los derrames de petróleo en el mar nos permitió enfocar el interés de la presente investigación a entender la dinámica de la dispersión natural de los derrames de petróleo en zonas litorales bajo el entendido que el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de petróleo en el mar es uno de los pilares del desarrollo económico mexicano.

## 1.1 Justificaciones

La investigación se justifica debido al marcado interés del gobierno mexicano por avanzar en el entendimiento del comportamiento de los derrames de petróleo en cuerpos de agua. Particularmente la Dirección de Protección del Medio Ambiente Marino de la Secretaría de Marina elaboró el Plan Nacional de Contingencia para Combatir y Controlar Derrames de Hidrocarburos y otras Sustancias Nocivas. Actualmente, esta Dirección pertenece a la Dirección General Adjunta dependiente de la Dirección General de Investigación y Desarrollo, teniendo entre sus funciones emitir directivas para llevar a cabo los programas anuales de simulacros de derrames de hidrocarburos y otras sustancias nocivas en el mar. Esta dependencia realiza actividades de prevención, por medio de reuniones con organismos de coordinación internacional, nacional, regional y local; así como, actividades de vigilancia para controlar vertimientos accidentales o deliberados de hidrocarburos.

La Dirección de Protección del Ambiente, también realiza actividades en el ámbito técnico con entidades nacionales (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Nacionales - SEMARNAT, Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, Secretaría de Economía, Secretaría de Comunicaciones y Transportes, Secretaría de la Defensa Nacional, Secretaría de Educación Pública, Secretaría de Salud y la Paraestatal Petróleos Mexicanos - PEMEX); al igual que, se estableció un convenio de cooperación con los Estados Unidos de América para realizar simulacros teóricos y prácticos con entidades involucradas de ambos países con el fin de establecer planes de acción regionales. Por su parte la SEMARNAT participó en 2003 en un simulacro de contingencia junto con el gobierno norteamericano en la región marina norte, en la frontera entre los estados de Texas y Tamaulipas. Cabe mencionar, que con anterioridad ya se habían realizado dos simulacros, uno en Corpus Christi, Texas y, otro en Ensenada, Baja California.

La investigación también se justifica, ya que el reporte presentado por la Interagency Coordinating Committee on Oil Pollution Research – ICCOPR en 1997 destacó que:

- Los costos por la remoción del petróleo depositado en la playa son de 10 a 100 veces mayores que los costos relacionados con el recobro y atención de derrames antes de llegar a la playa. En Estados Unidos se estima que en promedio la atención de un derrame antes de que llegue a la playa es de 4,3 US\$ /galón y una vez que llega a la playa el costo de atención es de 263 US\$ /galón, por lo que se justifica investigar el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales para identificar formas adecuadas de atender dichas emergencias.

- Aunque la tendencia indica que la frecuencia de los derrames de petróleo descende, la posibilidad de que los daños ocasionados por estos aumentan debido al empleo de barcos y líneas de conducción cada vez mayores, los cuales operan principalmente en zonas litorales.

Finalmente, la investigación se justifica debido a que predecir la trayectoria, el área, el espesor, la dispersión (evaporación, disolución, dispersión vertical y emulsificación) y el cambio de las propiedades físicas de los derrames de petróleo, es crítico para la atención de emergencias (pe. recobro mecánico, uso de dispersantes, colocación de barreras o quema in situ), estimación de riesgos, elaboración de planes de contingencia y evaluación de los daños ambientales potenciales (Herbich, 1992).

## **1.2 Aportaciones**

Las principal aportación de la presente investigación doctoral es modelar la trayectoria, el área y espesor de una mancha de petróleo y, los procesos físicos asociados a su evolución haciendo particular énfasis en el modelado de la dispersión natural; la cual tiene mayor importancia en las zonas litorales.

Igualmente, las aportaciones de la presente investigación están relacionadas en los siguientes puntos:

- Estudiar el comportamiento y la trayectoria de los derrames de petróleo bajo las condiciones locales.
- Contar con un sistema de entrenamiento y toma de decisiones para el personal involucrado con las operaciones de manejo de petróleo en el mar; ya que aproximadamente, entre el 60 y 80% de los derrames involucran errores humanos, y los errores humanos están relacionados con la falta de entrenamiento, pobre mantenimiento de equipos y problemas de interfase hombre maquina.
- Diseñar un protocolo experimental para la obtención de información que permita aumentar la confiabilidad del modelo.
- Contar con un modelo como modulo central de un sistema de información que relacione bases de datos, información geográfica, mapas y los recursos disponibles para atender contingencias.
- Ligar el modelado de los derrames de petróleo en México a bases de datos regionales y establecer los debidos protocolos de información para que los modelos puedan ser empleados en condiciones reales y puedan mejorarse conforme a la adquisición de información.

## **1.3 Objetivo de la Investigación**

La investigación doctoral tiene por objetivo modelar la evolución de un derrame de petróleo en zonas litorales, considerando el comportamiento de la fracción de petróleo introducida en la columna de agua debido al rompimiento de las olas.

Igualmente, tiene como objetivos específicos:

Describir los resultados experimentales del comportamiento de los derrames de petróleo observados en laboratorio (parámetros controlados) y en condiciones naturales (parámetros aleatorios).

Determinar la magnitud y el comportamiento de la fracción de petróleo dispersa en la columna de agua.

Comparar los datos experimentales de la dispersión vertical de un derrame de petróleo con los resultados del modelo numérico propuesto.

Modelar el comportamiento hidrodinámico de una zona litoral.

#### **1.4 Metodología y Estructura del Trabajo Doctoral**

La metodología seguida en la investigación doctoral se puede dividir en tres partes: primero la etapa de búsqueda de información e identificación del problema de investigación, la segunda etapa en la cual se realizó una revisión y análisis acerca de los trabajos experimentales y teóricos relacionados con la dispersión vertical de los derrames de petróleo con el fin de determinar el alcance y las aportaciones particulares del trabajo y, la tercera parte en la cual se propuso e implemento un modelo numérico para representar la dispersión natural del petróleo en el agua y, se reportaron y discutieron los resultados obtenidos con base en el modelo numérico propuesto.

El presente trabajo esta dividido en seis capítulos. El primero capítulo está dedicado a la introducción, el segundo capítulo describe el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales, el tercer capítulo describe el comportamiento de la hidrodinámica de las zonas litorales, en cuarto capítulo se describe el modelo numérico propuesto para el modelado de derrames de petróleo en zonas litorales, en el quinto capítulo se realiza la discusión de los resultados obtenidos y el sexto capítulo contiene las conclusiones, recomendaciones y líneas de investigación futuras.

Igualmente, el trabajo contiene ocho anexos dedicados a los siguientes temas: (1) un resumen de los trabajos experimentales relacionados los procesos de evaporación, emulsificación, escurrimiento y cambio de propiedades en derrames de petróleo, (2) el oleaje y sus características, (3) el método de volumen finito, (4) un diagrama de flujo acerca del proceso de cálculo del modelo propuesto, (5) un resumen de los resultados del modelado numérico de los procesos de evaporación, disolución, emulsificación, escurrimiento y cambio de propiedades, (6) los archivos de definición q1 y ground.f del código numérico empleado, (7) los resultados de la validación del modelo de aguas someras basado en la analogía de flujo compresible empleado en este trabajo para modelar la hidrodinámica de las zonas litorales y, (8) un análisis de los resultados del modelado de la dispersión vertical de petróleo por medio de modelos matemáticos sencillos.

En los siguientes párrafos se describe el contenido de los capítulos dos al cinco con el fin de familiarizar a los lectores con la organización del trabajo y facilitar la lectura de la tesis. El capítulo dos comienza por dar un panorama general de los diferentes procesos que intervienen en los derrames de petróleo y una descripción del estado del arte del modelado de cada uno de ellos para posteriormente presentar una descripción y análisis de trabajos experimentales relacionados con el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales, haciendo énfasis en el proceso de dispersión vertical.

El tercer capítulo contiene una breve descripción y análisis del comportamiento hidrodinámico de los cuerpos de agua en zonas litorales, a la vez que presenta una reseña de las diferentes teorías de oleaje empleadas para su modelado para finalizar con una exposición de los criterios tomados en cuenta para la selección de un modelo de aguas someras para representar el comportamiento hidrodinámico en las zonas litorales.

El cuarto capítulo describe las características del modelo numérico propuesto para simular el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales y las condiciones hidrodinámicas que generan su dispersión natural. Este capítulo incluye una breve descripción de los fundamentos de la dinámica computacional de fluidos.

Finalmente, el capítulo cinco está dedicado a la descripción y discusión de los resultados obtenidos por medio de la implementación del modelo numérico propuesto en el capítulo cuatro. El capítulo cinco a su vez está dividido en dos partes fundamentales, la primera donde se discuten los resultados del modelado de las condiciones hidrodinámicas del experimento simulado y la segunda parte donde se analiza los resultados del comportamiento de los diferentes experimentos de derrames de petróleo simulados bajo las condiciones hidrodinámicas discutidas en la primera parte del capítulo, dicha discusión incluye detallado análisis de la dispersión vertical, la evaporación, la emulsificación, el escurrimiento y el cambio de propiedades.

## **2 ESTADO DEL ARTE DE LA MODELACIÓN Y EXPERIMENTACIÓN DE LOS DERRAMES DE PETRÓLEO EN ZONAS LITORALES**

### **2.1 Introducción**

Los derrames de petróleo provocados por las actividades de la industria petrolera generan múltiples impactos físicos, químicos y biológicos sobre el ecosistema marino, razón por la cual, es de suma importancia entender la forma en que evolucionan las manchas de petróleo, en especial en las zonas litorales donde se concentran la mayoría de las actividades humanas. En México es bastante relevante la magnitud de las operaciones costa afuera relacionadas con la exploración y explotación de gas y petróleo. En los últimos años, ha aumentado el número de pozos exploratorios, pasando de un promedio de 15 pozos entre 1998 y 2002 a 30 pozos exploratorios entre 2003 y 2006 (según programas operativos de PEMEX – Región Marina), estos datos indican que el número de pozos de desarrollo y la construcción de facilidades de producción ha crecido y seguirá creciendo en los siguientes años.

Crawford et al. (2002) en un reporte de investigación presentado a la secretaria canadiense de asesoramiento científico, acerca del estado del arte del modelado de derrames de petróleo en el mar, plantearon la necesidad de estudiar el comportamiento de los derrames y en especial la dispersión natural en zonas litorales, debido a que:

- En los últimos años, se ha incrementado la contaminación por derrames de petróleo en zonas costeras debido a las descargas industriales, el incremento de actividades de exploración y producción y, a la operación de las facilidades de almacenamiento.
- La mayoría de los derrames contamina las costas e interfiere con las actividades productivas.
- Es necesario contar con escenarios de las posibles consecuencias de un derrame de petróleo para elaborar planes de contingencia.
- Los procesos químicos y biológicos, se presentan en escalas de tiempo mayor, que los procesos físicos.
- La acción del rompimiento de las olas y la turbulencia superficial de las zonas litorales genera el rompimiento de la mancha de petróleo en pequeñas gotas; algunas de las cuales vuelven a unirse a la mancha principal, otras flotan en la columna de agua dependiendo del tamaño y, otras se unen a los sedimentos suspendidos, precipitándose.

Los derrames de petróleo en las zonas litorales pueden tener dos diferentes fuentes, fuentes día a día y fuentes debidas a grandes accidentes. Las fuentes día a día se consideran como contaminaciones crónicas que a pesar del menor tamaño por el hecho de ser periódicas genera grandes afectaciones; dentro de este tipo de derrames se destacan: los pequeños derrames (menos de 3 m<sup>3</sup>) y las fugas o vertimientos

deliberados de lodos de perforación, aguas asociadas, aguas domésticas y subproductos de la combustión. Las fuentes debidas a grandes accidente son producto de explosiones, derrames de tanques de almacenamiento, derrames de barcos y ruptura de líneas de conducción.

El impacto y la mitigación de estos dos tipos de derrames son diferentes, por lo que es importante entender la forma en que se comporta un derrame. La correcta estimación de su comportamiento puede ayudar a evitar sorpresas y prepararnos para atender emergencias. Inicialmente una mancha de petróleo se extiende horizontalmente causando daño a las aves y mamíferos marinos, principalmente. Posteriormente, las fracciones no volátiles e insolubles se dispersan en forma vertical afectando a los organismos que viven en los primeros metros de profundidad dependen de las fluctuaciones de temperatura y disponibilidad de luz sola, hasta llegar a causar daño en el lecho marino y finalmente, contaminar las playas. Las fracciones evaporadas y disueltas generalmente son a la vez, las que más fácilmente serían metabolizadas por microorganismos.

Los derrames de petróleo del tipo día a día pueden ser controlados y mitigados de buena forma, tendiendo cuidado con el tratamiento de desechos, mejorando los sistemas de almacenamiento y realizando mantenimiento preventivo a las instalaciones, en particular a los pozos productores viejos (más de 10 o 15 años). Generalmente los pozos productores viejos emiten cotidianamente grandes cantidades de petróleo, mientras que los pozos exploratorios y los pozos de producción recientes emiten pequeñas cantidades.

En los años recientes se han desarrollado numerosas técnicas para combatir los daños causados por los derrames de petróleo; las cuales se pueden agrupar en tres grupos: (1) métodos mecánicos, (2) sedimentación del petróleo y (3) dispersión del petróleo en la columna de agua por medio de dispersantes químicos. Los tres métodos buscan remover el hidrocarburo de la superficie del agua pero únicamente las técnicas mecánicas no requieren el uso de productos químicos adicionales; los cuales pueden causar daños ambientales. Las dos últimas metodologías dispersan el petróleo derramado bien sea en la columna de agua o en los sedimentos.

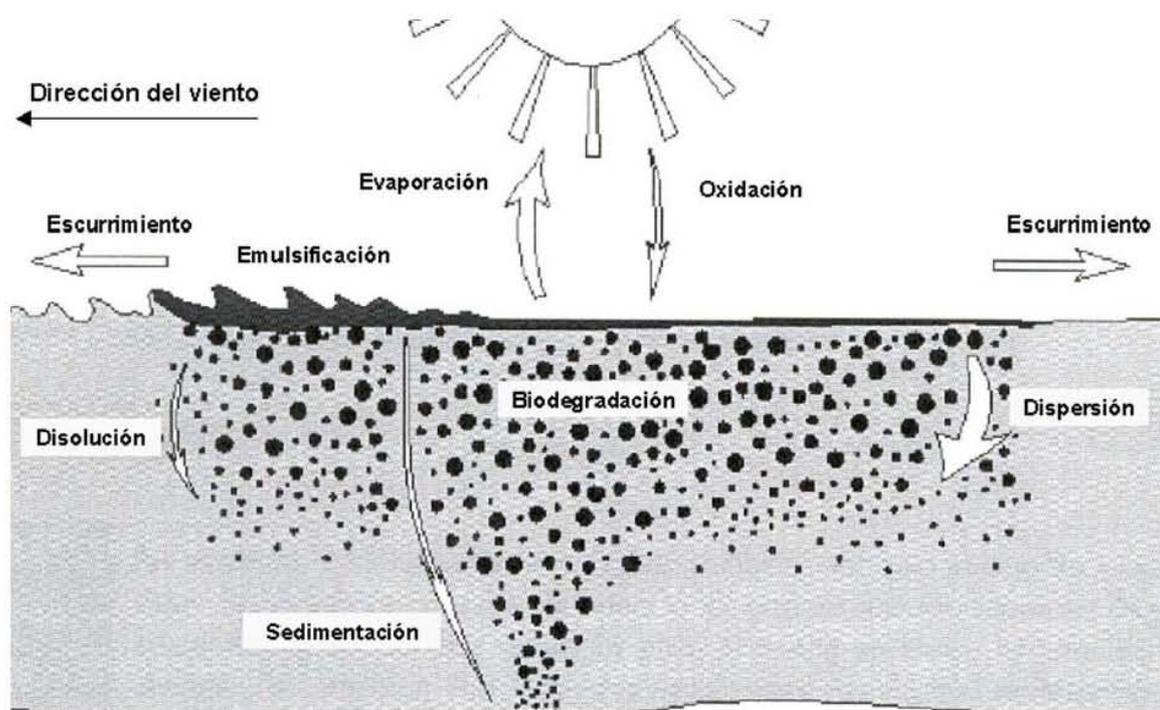
Los grandes derrames de petróleo provocados por actividades de exploración, producción o transporte pueden llegar a tener efectos catastróficos dependiendo de las características de los ecosistemas (recursos biológicos, estuarios, rutas migratorias), las condiciones ambientales (oleaje, viento, corrientes y marea), las características de la costa, la batimetría y la distribución de las fuentes naturales de petróleo en las zonas de influencia de la actividad petrolera. Desafortunadamente dicha información no siempre esta disponible.

A continuación se hace una descripción del estado de arte de los procesos involucrados en los derrames de petróleo en zonas litorales, el cual se divide en una sección dedicada a la descripción y modelado de los procesos involucrados en los derrames de petróleo y, otra sección dedicada a los trabajos experimentales, a su vez, la primera sección contiene una parte dedicada a cada uno de los procesos involucrados en los derrames de petróleo, deteniéndose de manera especial en la relativo a la dispersión vertical. Por su parte, la segunda sección esta dividida en tres partes, la primera dedicada a la dispersión vertical, principal objetivo de la presente investigación, la segunda al escurrimiento de los derrames de petróleo bajo condiciones hidrodinámicas cercanas a la costa y la tercera a los derrames en fondo. En el capítulo cuatro se presentara el modelo matemático y numérico empleado para modelar la evolución de los derrames de petróleo en las zonas litorales.

## 2.2 Modelación de los Derrames de Petróleo en Zonas Litorales

El transporte y comportamiento de los derrames de petróleo en el agua esta regulado por la evolución de los procesos físicos, químicos y biológicos que tienen lugar, los cuales a su vez dependen de las condiciones hidrodinámicas, meteorolog as y ambientales de la zona afectada. Los procesos involucran, la advección, el escurrimiento superficial, la dispersión vertical, la evaporación, la disolución, la emulsificación, la sedimentación, la oxidación y la biodegradación. El movimiento de la mancha esta gobernado por la advección, y la difusión turbulenta debidas a las corrientes y el viento. El escurrimiento se realiza debido al balance entre las fuerzas gravitacionales, inerciales, viscosas e interfaciales, mientras que los cambios en la masa y las propiedades fisicoquímicas se deben a los procesos de meteorización y biodegradación (ver figura 2-1).

Figura 2-1. Proceso Involucrados en un Derrame de Petróleo

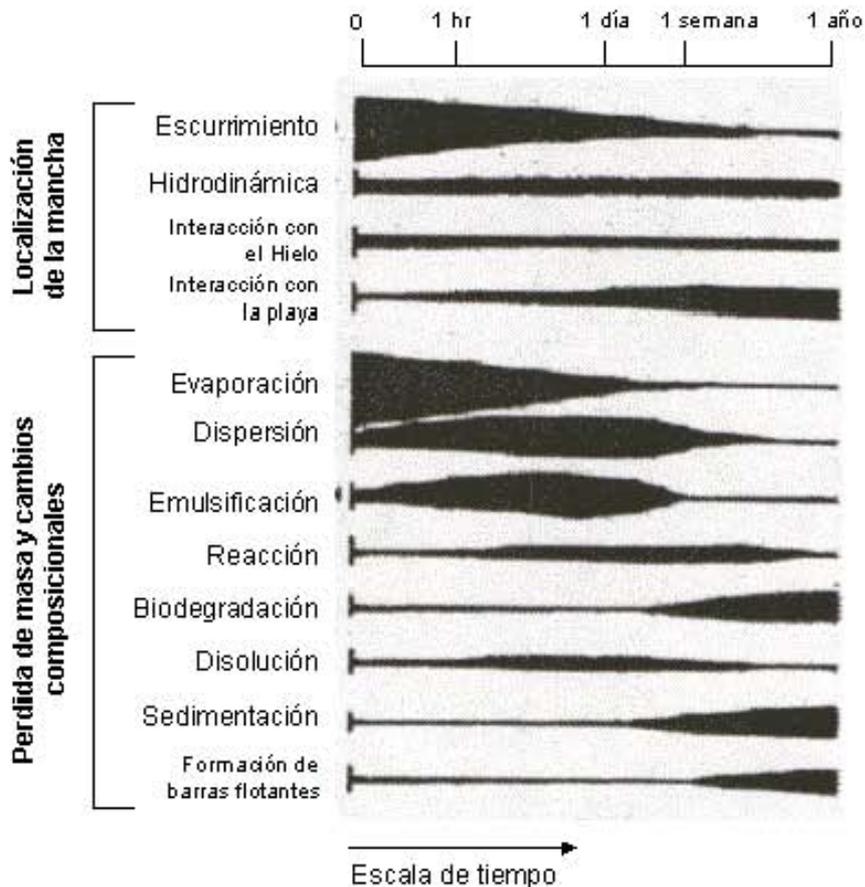


El petróleo crudo contiene cientos de diferentes productos pero los más abundantes son los hidrocarburos, los cuales están presentes en un 98%. El petróleo contiene fracciones de asfáltenos (0 a 2%) que son de alto peso molecular y contribuyen significativamente a la formación de emulsiones. La composición del petróleo cambia con el tiempo, ya que está compuesto por porciones que se evaporan, se disuelven en la columna de agua y, se emulsifican o dispersan en pequeñas gotas, que al llegar a la playa constituyen graves problemas ambientales. Parte del petróleo disperso en gotas, se adhiere a sedimentos para luego precipitarse y degradarse lentamente. Las fracciones más pesadas pueden continuar flotando hasta oxidarse y formar las conocidas Tar Barr.

El transporte de una mancha está gobernado por la convección debida a las corrientes y el viento; el escurrimiento horizontal por la difusión turbulenta, las fuerzas de gravedad, viscosidad y tensión superficial; la transferencia de masa y el cambio de las

propiedades fisicoquímicas por la evaporación, dispersión, disolución e interacción con la playa. Cada uno de los procesos a su vez actúa en diferentes escalas temporales, tal como lo ilustra la figura 2-2.

**Figura 2-2. Escala temporal de los naturales involucrados en un derrame.**

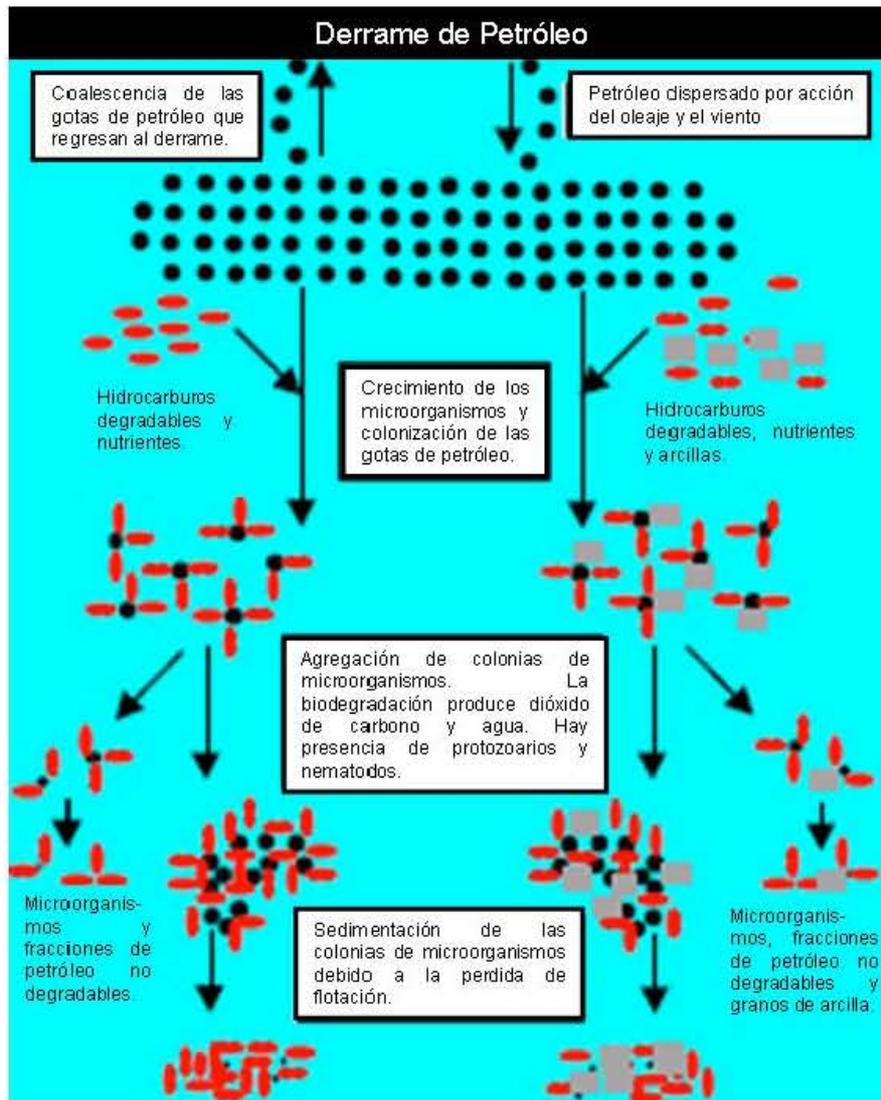


Fuente: ASCE (1996)

El escurrimiento, la hidrodinámica del cuerpo de agua y la interacción con la playa determinan la geometría y trayectoria de la mancha, mientras que procesos como la evaporación, la disolución, la dispersión y la emulsificación, determinan la composición y propiedades finales del petróleo derramado. Este análisis es simplificado, ya que en condiciones reales todos los procesos interactúan entre sí, por ejemplo la emulsificación y la evaporación provocan cambios en la viscosidad y la densidad que se ven reflejados en el desplazamiento y escurrimiento de la mancha de petróleo.

Una forma interesante de ver el comportamiento de un derrame de petróleo, se observa en la siguiente figura donde se ilustra el destino final que toman las gotas de petróleo dispersas en la columna de agua (Davies et al, 2001). En el trabajo citado se analiza la influencia del grado de dispersión de petróleo sobre el proceso de biodegradación, propiciando que el crecimiento de los microorganismos aumente entre 10 y 100 veces.

**Figura 2-3. Proceso Involucrados en el Petróleo Dispersado en la Columna de Agua**



Fuente: Davies et al. (2001)

La historia del modelado de derrames de petróleo se podría resumir de la siguiente manera. Inicialmente Fay (1969) modeló el escurrimiento de los derrames en función de equilibrio de fuerzas en condiciones ideales. Fannelop et al (1971) a su vez derivó teóricamente las ecuaciones propuestas por Fay. Kuiper (1981) incluyó el efecto del cambio de la viscosidad del petróleo e integración de fuerzas en las ecuaciones de Fay. Rasmussen (1985), incluyó los procesos de transporte de masa, transporte de calor, procesos físicos y químicos. En general, el modelado de derrames de petróleo fue evolucionando hacia una analogía entre la turbulencia, el cortante inducido por los corrientes y la variabilidad de la difusión de Fickian, quien define este término como la interpenetración del agua y el aceite como si el petróleo fuera deslizándose en el agua y este escurrimiento superficial provocara el crecimiento de la mancha debido a su adelgazamiento.

Murray (1972) dice que es razonable emplear la analogía de Fickian con difusión turbulenta y la dispersión convectiva inducida por el cortante de las corrientes. Los procesos de escurrimiento y advección del petróleo, por flujo inducido, pueden ser resueltos conjuntamente usando la ecuación de especies de conservación incorporando la difusión de Fickian, como lo demuestra Murray (1972) y Kolpack et al

(1977). La ecuación de especies de Fichan, es capaz de predecir la forma no homogénea del derrame en campos de corrientes, considerando su espesor local.

Varios autores incluidos Johansen (1982) y Elliott et al. (1986) han incluido la técnica Lagrangiana para explicar el movimiento de las gotas de petróleo. Elliot comentó que aunque esto es físicamente irreal, es útil para seguir la trayectoria de las partículas. Un esquema Euleriano fue útil para la etapa inicial del derrame mediante el uso de una malla fina.

Reed et al (1988) y Gundlach et al. (1989) elaboraron un modelo de derrames para la zona costera en el que el derrame es dividido en pequeños segmentos que se mueven de acuerdo a un campo de velocidades obtenido por una suma vectorial, mientras que el escurrimiento es calculado a partir de una modificación de la ecuación de Fay. La reentrada de gotas de petróleo es modelado por un método de partículas discretizadas para costa afuera y por una representación Euleriana continua en la zona de rompiente, sin embargo ellos no pudieron modelar con precisión las variaciones locales a lo largo de la costa y los trenes de corrientes debido a la falta de resolución de la morfología. Shen et al. (1988) y Yapa et al (1994<sup>a,b</sup>) describen un modelo Lagrangiano para el transporte de derrames de petróleo en ríos y lagos. En los años 90 el desarrollo del modelado de derrames de petróleo se ha visto influenciado por el avance de la capacidad de cómputo de los equipos empleados y el interés por entender el comportamiento de los derrames de petróleo en condiciones reales.

A continuación, se describe el estado de arte de cada uno de los procesos involucrados en los derrames de petróleo, haciendo énfasis en la dispersión vertical.

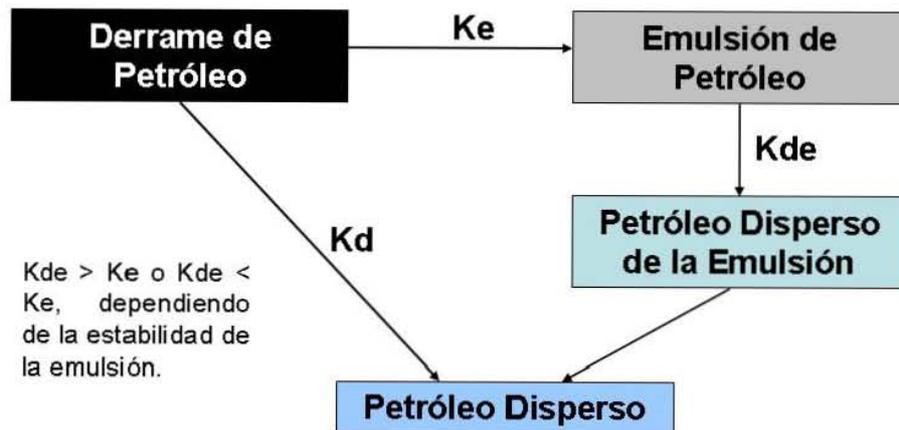
### 2.2.1 Dispersión Vertical

La dispersión natural del petróleo en un derrame se entiende como el proceso de fragmentación del petróleo en gotas producto de las condiciones hidrodinámicas del cuerpo de agua. La dispersión natural representa un proceso de importancia para determinar la persistencia del petróleo en el agua. La dispersión propicia la emulsificación aumentando el espesor de la película y retardando el escurrimiento (Reed et al., 1999).

El estudio de la dispersión puede ser abordado desde el punto de vista microscópico o desde el punto de vista promedio basado en el estudio de los grandes parámetros que regulan el proceso y en los resultados promediados de la cantidad y distribución del petróleo disperso, en cuyo caso, tendríamos que citar a casi todos los autores que han abordado la problemática de los derrames de petróleo.

Comenzaremos por describir la visión microscópica del fenómeno (Shaw, 2003). De acuerdo a esta investigación los procesos de dispersión vertical y emulsificación están ligados y deben estudiarse en forma conjunta. Lynch (1987), no citado por Shaw (2003) con anterioridad había enfrentado esta problemática en el trabajo experimental que realizó encontrando que el porcentaje final de petróleo disperso era independiente de la emulsificación y que la diferencia radicaba únicamente en la razón de dispersión inicial, ya que la dispersión de una emulsión es más lenta. Esta observación se ilustra en la siguiente figura.

### **Figura 2-4. Proceso de Dispersión Vertical**

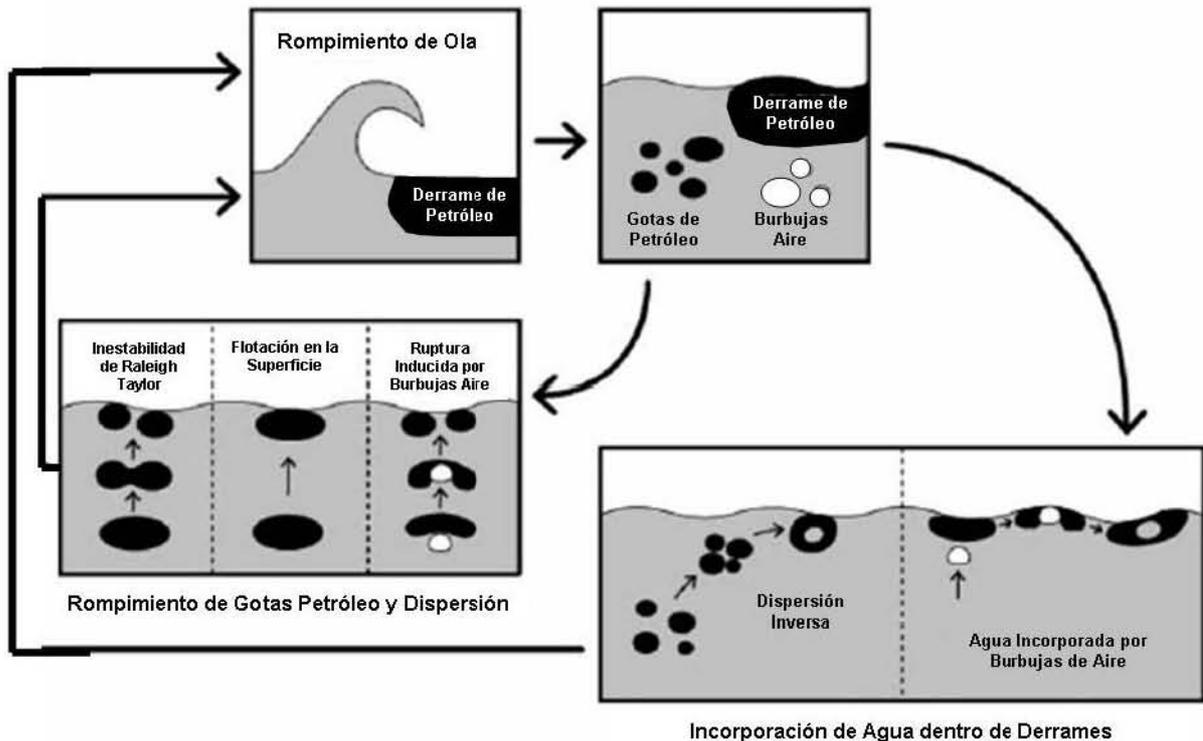


Fuente: Lynch (1987)

La descripción de la dispersión vertical realizada por Shaw (2003) se ilustra en la figura 2-5. En su trabajo explicó que el rompimiento de las olas colapsa la mancha de petróleo, dispersando una fracción de este petróleo en gotas que son introducidas dentro de la columna de agua a profundidades que están relacionadas con la altura de la ola, dichas gotas de petróleo van acompañadas de burbujas de aire, las cuales juegan un papel importante en el posterior fraccionamiento de las gotas en gotas más pequeñas. Los tres mecanismos dominantes en el fraccionamiento de las gotas de petróleo en otras más finas son: la conocida inestabilidad de Raleigh-Taylor, el esfuerzo cortante de las burbujas de aire y los posteriores rompimientos de ola.

Otro camino que puede ser tomado por las gotas de petróleo más grandes (diámetros mayores de 70  $\mu\text{m}$ ) según Lunel (1993), es unirse nuevamente a la mancha de petróleo por efectos de coalescencia. El regreso de las gotas de petróleo grandes a la mancha junto con el de las burbujas de aire a la superficie genera la entrada de gotas de agua al derrame principal colaborando de esta manera a la emulsificación de la mancha regulada en gran medida por el rompimiento de las olas. El agua que entra al derrame es dispersada en finas gotas cambiando el volumen (usualmente, 4 o 5 veces el volumen inicial) y la viscosidad (varios ordenes de magnitud) de la mancha.

**Figura 2-5. Proceso de Dispersión Vertical**



Fuente: Shaw (2003)

Cada uno de los procesos descritos ocurre con diferente grado de importancia en cada uno de los rompimientos de ola y su relevancia depende de la combinación de las propiedades de la mancha de petróleo y de la hidrodinámica (frecuencia del rompimiento de las olas e intensidad de la mezcla turbulenta asociada al rompimiento).

Aún no se ha avanzado lo suficiente en el entendimiento por separado de cada uno de los procesos que generan la dispersión vertical, ya que no se cuenta con una evidencia experimental completa y los modelos teóricos no son totalmente consistentes. Con seguridad esta deberá ser una línea de investigación a seguir a corto plazo.

La segunda forma de abordar el fenómeno de la dispersión vertical es la denominada promedio, en cuyo caso la descripción clásica del fenómeno corresponde a la propuesta por Delvigne et al (1987) y Li et al (1998) derivada de la descripción de la disipación de energía turbulenta por medio de vortices, "Los grandes vortices son responsables de la ruptura de la mancha y los pequeños vortices de la fragmentación de las gotas. El tamaño de las gotas depende la energía cortante que actúa sobre ellas. Las gotas primero se deforman y, posteriormente se rompe". Una descripción detallada del trabajo experimental de Delvigne se encuentra en la siguiente sección dedicada al análisis de experimentos.

A continuación se resumen las diferentes aportaciones realizadas en la materia a través de los años. Dentro de los principales autores que han estudiado la dispersión vertical desde el punto de vista promedio se destacan: Forrester (1971), Johansen (1982), Delvigne y Sweeney (1987, 1988, 1994), Lunel (1993), Kolluru et al (1994), Brandvik et al (1996), Lynch (1987), Li y Garrett (1998) y, Tkalich y Chan (2002). Los trabajos de Huang (1983), Spaulding (1988), ASCE (1996) y Reed et al., (1999) han proporcionado un resumen de los datos experimentales y modelos de dispersión vertical disponibles. ASCE (1996), Reed et. al. (1999) y Spaulding (1988) coinciden en que para tener una mejor comprensión de la dispersión natural es necesario avanzar en

el estudio de la dispersión turbulenta, donde los estudios de Delvine y Sweeney (1988), son la línea de investigación a seguir. Reed et al. (1999), consideran que la dispersión del crudo debe ser estimada por una relación empírica a partir del tamaño de las gotas de petróleo y la cantidad de masa que regresa al derrame. La masa que regresa al derrame debe calcularse como una función de la concentración de petróleo por unidad de área y esta a su vez en función del espesor de la mancha, las condiciones ambientales y el tipo de petróleo.

Blikely et al (1977), fueron unos de los primeros investigadores que abordaron la organización de los datos experimentales disponibles en su momento. Audunson (1979), propuso una función dependiente del cuadrado de la velocidad del viento como una escala de la energía de rompimiento de las olas, sin embargo esta expresión no proporcionaba buenos resultados, por no considerar la diferenciación entre los tipos de petróleo. Posteriormente, Spaulding (1982) propuso el uso de una función que incluía un término para tomar en cuenta la meteorización y la formación de emulsiones en el derrame, sin embargo Spaulding (1988) explica que esta técnica no fue suficientemente desarrollada como para ser empleada en los modelos de derrames de petróleo.

Johansen (1982) obtuvo una expresión para el cálculo de la dispersión en función de la cobertura del oleaje, parámetro que es función de velocidad del viento elevada al exponente  $\Phi$ , el cual varía entre 0 y 3.3 dependiendo del rango de la velocidad. La expresión de Johansen adolece de las mismas limitaciones que la expresión propuesta por Audunson, al no relacionar el grado de dispersión con el tipo de petróleo. Mackay et al.(1980) consideró que el derrame se componía de dos zonas una denominada oscura y de mayor concentración y, otra denominada delgada o iris dicente, asunto tratado con anterioridad por Fay (1969, 1971). En dichas zonas el proceso de dispersión se realiza a diferente velocidad, sin embargo su investigación no le permitió avanzar en la forma de diferenciación de las razones de dispersión, en ambos casos la razón de dispersión es proporcional al cuadrado de la velocidad del viento e inversamente proporcional a la tensión superficial y la viscosidad del petróleo. El algoritmo propuesto por Mackay permite determinar la masa de petróleo que entra al agua por dispersión y la fracción de esta que permanentemente queda en el agua

El primer intento por modelar la dispersión vertical en tres dimensiones fue realizado por Elliott (1986a, 1986b) quien empleando una técnica de movimiento aleatorio para las gotas dispersas, considero los efectos de la variación vertical de la velocidad provocados por la acción del cortante del viento, las mareas y el oleaje. El modelo de Elliott fue retomado por Reed et al. (1994) quien con base en los modelos matemáticos y datos experimentales obtenidos por Delvigne y Sweeney (1988) elaboró un nuevo modelo.

Las cuestiones claves en el estudio de la dispersión vertical son la formación, dinámica y distribución de tamaño de las gotas de petróleo. Los mecanismos exactos de formación de las gotas de petróleo aún no han sido entendidos con totalidad (Tkalich y Chan, 2002; Tkalich et al., 2003). Algunas aproximaciones teóricas han sido propuestas por Hinze (1955), Raj (1977), Li y Garrett (1988) y Shaw (2003), usando diferentes asunciones acerca del las fuerzas dominantes en el proceso de rompimiento de las gotas de petróleo en condiciones de turbulencia estáticas. Los autores presentan relaciones para determinar el máximo radio posible de las gotas en función de las propiedades del petróleo y la energía de mezcla. El espectro de los diámetros y la distribución vertical de las gotas de petróleo han sido estudiado experimentalmente por Forrester (1971), Delvigne y Sweeney (1988), Delvigne (1993) y Delvigne y Hulslen (1994) y teóricamente por Aravamudan et al. (1980) y Bouwmeester y Wallace (1986).

Lunel (1993) encontró que la distribución de las gotas de petróleo es igual para diferentes condiciones hidrodinámicas, lo único que cambia es la cantidad de petróleo introducido a la columna de agua, para Lunel la distribución de las gotas introducidas esta asociado a la razón de disipación de energía. Li et al (1998), propusieron 3 niveles para la razón de disipación de energía  $\varepsilon$ , mientras que Kolluru et al (1994) y Duncan (1981), proponen un  $\varepsilon$  promedio. Thorpe (1984) y Agrawal et al (1992), muestran como  $\varepsilon$  varia en uno o dos ordenes de magnitud para profundidades cercanas a la superficie.

Cuando el petróleo derramado en el mar no puede ser dispersado en la columna de agua, se debe a que existe una gran fuerza de cohesión interfacial, para reducir dicha tensión interfacial en algunos casos se ha empleado dispersantes. Esta técnica no ha sido utilizada ampliamente debido a las reservas que se tienen acerca de los efectos nocivos de los componentes de los dispersantes. Mackay et al (1982) recomiendan que el dispersante debe aplicarse en una proporción de un volumen por cada 500 volúmenes de crudo derramado, mientras que los fabricantes recomiendan que la relación adecuada es de 1/20, debido a que sólo una fracción del dispersante aplicado actúa efectivamente, de esta forma la tensión superficial puede ser reducida de 20 a 1 dynes/cm. El tema de los dispersantes es bastante extenso y en este trabajo sólo es tratado de forma muy resumida, ya que no hace parte de los alcances de la investigación. En la figura 2-6 se ilustra la forma en que actúan los dispersantes químicos.

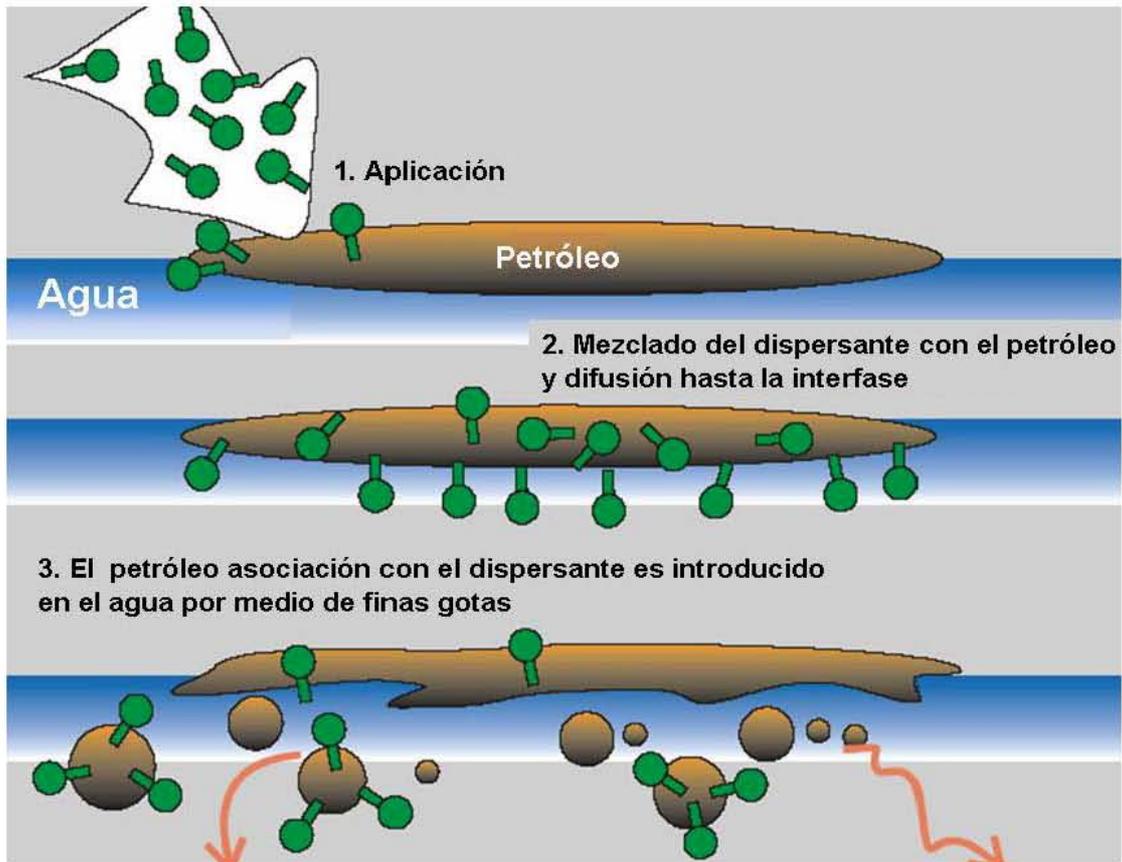
Este trabajo busca tener una visión integral de los procesos que actúan sobre un derrame de petróleo en una zona litoral en las primeras horas de su evolución, partiendo de la revisión previa realizada por Betancourt et al. (2000, 2001, 2005) acerca de la validez de los modelos matemáticos de los principales procesos que involucran transferencia de masa (evaporación, disolución y dispersión vertical), haciendo énfasis en el proceso de dispersión vertical.

### 2.2.2 Emulsificación

El estudio de la emulsificación tiene importancia debido a que al aumentar el contenido de agua y la viscosidad del petróleo. El aumento de la viscosidad retarda el escurrimiento de la mancha, igualmente cuando la emulsión es estable retarda el proceso de dispersión natural (Reed et al., 1999). Una emulsión estable contiene entre 50 y 80% de agua generando una expansión de la mancha de 2 a 5 veces su tamaño inicial, igualmente, la densidad puede alcanzar valores hasta de 1.03 gr/cc, comparada con la inicial de 0.8 gr/cc (ASCE, 1996). La figura 2-7 ilustra el proceso de emulsificación.

Mackay et al. (1980) propuso un algoritmo explícito para calcular la emulsificación, el cual es utilizado hoy en día por la mayoría de los modelos de derrames de hidrocarburos, por ejemplo ADIOS de la NOAA y OSCAR de SINTEF. Este algoritmo puede ser expresado en forma diferencial y depende de la cantidad de agua que puede contener un crudo y las condiciones hidrodinámicas del cuerpo de agua.

**Figura 2-6 Proceso de Aplicación de Dispersante**



Fuente: SL Ross (2000)

**Figura 2-7. Proceso de Emulsificación**



Fuente: SL Ross (2000)

El máximo contenido de agua presente en un crudo es variable y dependiente de las propiedades iniciales, el estado de meteorización y las condiciones ambientales (Daling y Brandvik, 1988). Estos investigadores construyeron de una correlación entre el máximo contenido de agua y la viscosidad del crudo. El contenido final de agua en un crudo y la estabilidad de la emulsión varía en relación directa con el contenido de

resinas, asfáltenos y ceras (Daling et al., 1990; Bobras, 1991), por lo que diversos investigadores recomiendan que cada hidrocarburo debe ser sometido a pruebas de laboratorio para determinar su comportamiento real. Sin la presencia de las sustancias estabilizadoras, las gotas de agua tienden a coalescer y son fácilmente liberadas del petróleo. Una medida que se podría implementar para minimizar los daños de un posible derrame, sería retirar dichas sustancias del petróleo transportado.

Fingas et al. (1999), considera que la característica más importante de una emulsión es su estabilidad, razón por la que es necesario determinar si una emulsión es estable o inestable, antes de determinar sus propiedades. Las propiedades del petróleo cambian muy significativamente para cada tipo de emulsión. Fingas concluyó que luego de una amplia revisión de los antecedentes existe consenso acerca de los siguientes puntos:

- existen estables y menos estables emulsiones,
- la estabilidad de una emulsión depende de las películas o pequeñas laminas formadas por los asfáltenos presentes,
- los asfáltenos producen laminas más rígidas que las resinas,
- las emulsiones estables pueden ser clasificadas de acuerdo a sus propiedades dieléctricas y viscoelásticas,
- el contenido de agua de una emulsión, se puede aproximar a un indicador de su estabilidad; ya que, contenidos de agua muy bajos o muy altos (<30% o >90%), no generan emulsiones estables,
- algunos investigadores coinciden en la necesidad de separar el estudio de las emulsiones estables e inestables, mientras muchos investigadores consideran que esta no es la mejor forma de clasificar a los tipos de emulsiones.

Fingas sugirió que es posible avanzar en la elaboración de modelos que permitan predecir con exactitud el comportamiento de las emulsiones, ya que las primeras correlaciones únicamente utilizan ecuaciones de primer orden y fueron propuestas cuando aun no se contaba con suficientes datos experimentales y de campo. Algunas observaciones de campo realizadas en Noruega y el Reino Unido (Lunel, 1993; Brandvik et al., 1996), indican que los modernos dispersantes son relativamente eficientes al ser aplicados sobre derrames emulsificados, propiciando, tanto la dispersión, como la liberación del agua presente en el petróleo. Ross (2000), sugiere emplear la metodología experimental de Mackay y Zargorski (1982) para determinar la tendencia de un crudo a formar una emulsión y la estabilidad de la misma, vale pena destacar que dicha metodología no contempla la estimación del porcentaje de emulsificación, por lo que, se podría complementar con técnicas propuestas por Lynch (1987), Fingas et al., (1999) y Shaw (2003).

### 2.2.3 Evaporación

La evaporación junto con la dispersión vertical son los procesos de remoción de masa más importantes en un derrame de petróleo. La evaporación del petróleo es controlada por el coeficiente de transferencia de masa, la velocidad del viento, la difusividad del petróleo - número de Schmidt - y la presión de vapor. Los modelos numéricos para representar la evaporación (masa / tiempo - área), se han desarrollado en función del coeficiente de transferencia de masa y la presión de vapor. Sin embargo una de las complicaciones que se presenta es el cambio de la presión de vapor a medida que cambia la composición de la mancha de petróleo, mientras que la difusividad, se puede considerar constante (Stiver y Mackay, 1984).

ASCE (1996) dice que la evaporación es el proceso de pérdida de masa más importante en un derrame de petróleo, por ejemplo un hidrocarburo liviano puede evaporar hasta en un 75%, uno medio hasta un 40% y uno pesado el 10%, en las primeras 24 horas. Los derivados livianos del petróleo como el queroseno y la gasolina pueden evaporarse completamente en pocos días y los derivados pesados, tales como, diesel o bases lubricantes, solo pierden un 5 o 10% de su masa total (NOAA,1993). ASCE reportaron algunos trabajos experimentales que miden el proceso de evaporación de los hidrocarburos inicialmente disueltos en el agua, lo cual es un fenómeno importante para los alcanos, cicloalcanos y aromáticos ligeros. La siguiente tabla ilustra los porcentajes de evaporación en función de las condiciones del mar, el tiempo de exposición y la temperatura.

**Tabla 2-2. Porcentaje de Evaporación de Petróleo en Función del Estado del Mar**

Estado del Mar Velocidad Viento (m/s)	Porcentaje de Pérdida por Evaporación					
	Tiempo de Exposición = 6 h			Tiempo de Exposición = 24 h		
	5 °C	15 °C	25 °C	5 °C	15 °C	25 °C
<b>Bajo (0 a 1)</b>	16	21	28	23	32	38
<b>Medio (2 a 3)</b>	23	32	39	28	37	44
<b>Alto (4 a 6)</b>	26	35	42	29	38	45

Nota: El espesor de la mancha fue de 1 mm y la densidad del petróleo de 836 kg/m<sup>3</sup>

Fuente: SL Ross (2000)

Los modelos de Stiver y Mackay (1984), usado por ADIOS (NOOA), y recientemente, el de Fingas (1997, 1999), son los más usados para predecir el comportamiento de la evaporación. Drivas (1982), Jones et al (1997) y Betancourt et al (2002, 2005), compararon los desempeños de los diferentes modelos de evaporación propuestos hasta entonces. Betancourt concluyó que el modelo de Fingas ofrece la mayor disponibilidad de datos experimentales y presenta el mejor ajuste.

Es posible distinguir dos tipos de modelos: los pseudocomponentes y los analíticos. Los modelos de pseudocomponentes dividen a la mezcla de hidrocarburos en varias fracciones, a partir de datos de punto de ebullición, una de las limitaciones es la necesidad de conocer la presión parcial de cada uno de los componentes. El principal exponente de la metodología de pseudocomponentes es Mackay y sus colaboradores, quienes, sostienen que la razón de evaporación depende del coeficiente de transferencia de masa y la velocidad del viento. ASCE (1996) dice que existen muchos modelos de pseudocomponentes para medir la evaporación, pero todas, en general, son modificaciones de los modelos elaborados por Mackay y Matsugu (1975) y Stiver y Mackay (1975). Igualmente sostiene que todas las propuestas asumen que: (1) el petróleo esta formado por una mezcla de hidrocarburos, (2) luego de estimada la evaporación, la masa perdida es restada por constituyente y que, (3) la evaporación es una función del área del derrame, la velocidad del viento, la presión de vapor, el espesor de la mancha y la temperatura.

#### 2.2.4 Disolución

Las últimas investigaciones muestran que la importancia de la disolución desde el punto de vista del modelado de derrames es mínima, debido a que la mayoría de los productos solubles, son al mismo tiempo volátiles (ASCE, 1996; Spaulding, 1988). La disolución usualmente solo representa el 1% de la pérdida de masa, pero los productos disueltos pueden llegar a ser de gran importancia por sus efectos tóxicos, por lo que en ocasiones se requiere de una descripción detallada del hidrocarburo

ASCE (1996). Spaulding (1988), anota que la disolución, generalmente, es uno o dos ordenes de magnitud más pequeña que la evaporación.

Los productos solubles también pueden provenir de las gotas de petróleo dispersas en el agua, aunque este fenómeno podría representar un porcentaje similar al disuelto en forma directa aun no se cuenta con algoritmos que representen este fenómeno (Cohen et al., 1980).

En la elaboración de las formulaciones más representativas para estimar la disolución han participado Mackay, Shiu y Payne en compañía de otros colaboradores. ASCE (1996) citan algunos de estos trabajos que se orientan al igual que en el caso de la evaporación a tratar al petróleo como una mezcla de pseudocomponentes definidos con base en las temperaturas de punto de burbuja.

### 2.2.5 Cantidad de Petróleo Depositado en la Playa

La cantidad de petróleo depositada en la playa ha sido investigada principalmente por Finkelstein y Gundlach (1981) y Gundlach et al (1987) quienes han abordado el tema por medio de la estimación de la cantidad de petróleo depositado en la playa en función del tipo de playa, el tipo de petróleo, las condiciones hidrodinámicas y el tiempo remoción. Los dos primeros emplearon datos obtenidos del análisis del gran derrame de petróleo conocido como Amoco Cadiz y el último tomo información generada por los derrames causados por la guerra del golfo en Kuwait.

Cheng et al (2000) describió el comportamiento de los derrames de petróleo en cercanías de la costa con la finalidad de estimar la cantidad probable de petróleo que es depositado en la playa. Chen et al., modelaron el efecto de las corrientes cercanas a la costa empleando las ecuaciones de conservación. La solución implementada esta en relación directa con las características de las playas y con las velocidades de las corrientes; las cuales son evaluadas por separado junto con la capacidad de la playa para detener el aceite. El trabajo muestra la variación de la cantidad de petróleo depositado debida a la reentrada y un análisis de sensibilidad con base en los tipos de playa.

La simplicidad del análisis de Cheng, proporciona algunas luces acerca de los mecanismos de transporte del aceite en la zona de oleaje y los resultados analíticos pueden ser incluidos en un programa, sin embargo muchos otros factores no considerados, tales como las corrientes de costa pueden ser importantes en el transporte de petróleo en la zona de oleaje, ya que se consideran los efectos promedio de las corrientes cercanas a la playa, modificando los resultados obtenidos. A pesar de las limitaciones, el trabajo presenta un análisis riguroso de la cantidad de aceite depositado en la playa.

De acuerdo a Reed et al., (1988) algunos aspectos de la depositación en la playa que deben ser abordados son:

- el efecto del cortante del viento,
- el efecto de las mareas en el periodo de reflujos, y
- el efecto de interacción del petróleo disperso en la vertical con los sedimentos cercanos al fondo.

### 2.2.6 Sedimentación

Algunos derivados pesados del petróleo tienen densidades mayores de  $1,000 \text{ kg/m}^3$  de tal manera que se precipitan en agua fresca. Sin embargo el agua salada tiene una densidad aproximada de  $1,025 \text{ kg/m}^3$  y en muy pocos casos un crudo tiene una densidad tan alta como para precipitarse, por lo que la precipitación ocurre en estos casos por la adición de partículas suspendidas o material orgánico. Generalmente, las aguas permanecen con muchos sólidos en suspensión que esperan las condiciones propicias para sedimentar. El petróleo depositado en las orillas del cuerpo de agua se mezcla con la arena y, al ser lavado por acción del oleaje tiende a sedimentarse.

### 2.2.7 Ecurrimiento

La estimación del espesor y el área del derrame es la clave para el modelado de procesos físicos, químicos y biológicos, así como para determinar la trayectoria de la mancha de petróleo y evaluar los impactos ambientales (Reed et al., 1999). Las clásicas ecuaciones para representar el comportamiento de los derrames (Fay, 1971 y 1969; Hoult, 1972) no reflejan varias de las observaciones de la realidad como: (1) el alargamiento de la mancha con un espesor que cambia a lo largo de la mancha, (2) la reducción de la tasa de escurrimiento por cambio de la viscosidad, (3) el rompimiento de la mancha en pequeños parches, (4) la dependencia de la razón de escurrimiento con las condiciones de descarga y, (5) los efectos de la hidrodinámica en el tamaño final de la mancha.

Investigadores contemporáneos de Fay y Hoult, realizaron trabajos de la misma naturaleza basados en coeficientes de escurrimiento hallados analíticamente dentro de los que destacan Blokker (1964), Buckmaster (1973), Di Pietro, Huh y Cox (1977), Di Pietro y Cox (1980) y Foda y Cox (1980). Mackay et al. (1980) propuso una expresión para describir el escurrimiento de la mancha de petróleo basado en las correlaciones de los regímenes gravitacional y viscoso desarrolladas por Fay (1971) y Hoult (1972), considerando un término constante que representa la diferencia de densidades y viscosidades entre el petróleo y el agua, cuyo resultado es una ecuación independiente de los cambios de densidad y viscosidad.

Stolzenbach et al (1977) y Huang (1983) mostraron que las ecuaciones de Fay generalmente se utilizan por su facilidad para la elaboración de planes de contingencia, operaciones de recobro y aplicación de dispersantes. Jeffery (1973) y Cormack et al (1978) reportaron experimentos en extenso. Jeffery (1973) reportó la formación de un derrame alargado que crece linealmente en 4 días en las primeras horas más rápido y constante. Cormack et al (1978), reportó la formación de una mancha que sigue las ecuaciones de Fay en las primeras horas, pero posteriormente crece 10 veces más rápido. La formación de manchas alargadas es frecuente pero generalmente los derrames se dividen en varios parches en la dirección del viento. En la práctica ninguno de los experimentos coincide con la forma propuesta por Fay. Lerh et al (1984) y Mackay (1980) reportaron formas elípticas para las manchas, igualmente Murray (1972) resaltó que los procesos turbulentos regulan el alargamiento de la mancha y, Audunson et al (1984) desarrolló un modelo de escurrimiento basado en un gradiente de velocidad vertical.

Existen varias propuestas para modelar estas observaciones, por ejemplo: Mackay (1980) propuso una variación de la ecuación de régimen gravedad-viscosidad desarrollada por Fay y Hoult en la cual la zona de oscura se adelgaza en función de un término que representa la diferencia de densidades dentro de la constante de

escurrimiento. El resultado es una ecuación independiente de los cambios de la densidad inicial y los subsecuentes cambios de densidad. El reconocer que existe una relación entre la zona gruesa y la zona delgada fue un avance pero este modelo pierde de vista la relación física existente entre ambas zonas.

Por su parte Lehr et al (1984b) modeló el escurrimiento de la mancha de petróleo de acuerdo a las ecuaciones de Fay (1971) en la dirección perpendicular al viento y los efectos de arrastre en la dirección del viento considerando un espesor homogéneo. De la misma forma Stolzenbah et al (1977) citado por Rasmussen (1985), Findicakis (1992) y Reed et al (1988) propusieron un modelo para considerar los efectos hidrodinámicos y de escurrimiento asumiendo un espesor constante y una forma circular para el derrame.

NOOA (1995) incluyó dentro del modelo ADIOS una mezcla entre la propuesta de Lehr y Fay, ya que calcula el área inicial como el área de la mancha en el tiempo de transición entre el régimen gravitacional y el viscoso según las ecuaciones de Fay, mientras que el régimen de tensión no es considerado, únicamente se considera que el derrame deja de escurrir cuando el espesor es igual a 0,1 mm y, se considera un espesor de la película homogéneo.

Lehr (1984) tuvo problemas con la forma de calcular el área inicial de la mancha, pues en ocasiones la fuente del derrame sigue fluyendo por horas a tasas variables. En casos como el anterior las fuerzas de escurrimiento axial se pueden despreciar, igual que en un canal y la mancha no puede ser considerada como una entidad homogénea.

En condiciones naturales el petróleo solamente deja de escurrir cuando alcanza su grosor terminal y luego tiende a dividirse en pequeños fragmentos, debido a la turbulencia oceánica. Esta es la razón por la cual varios autores como Lehr (1984) le han quitado validez a los resultados de Fay, ya que no explican los efectos de las olas, el escurrimiento inducido por las corrientes laminares y la turbulencia oceánica; efectos importantes para describir el comportamiento del derrame a largo plazo.

En resumen, existen en la literatura varios modelos que explican el escurrimiento de una mancha de petróleo la mayoría de los cuales parten del trabajo de Fay (1969 y 1971), bien sea para modificarlo o validar uno nuevo, sin lograr avances sustanciales, por lo que las correlaciones de Fay siguen teniendo validez para explicar el escurrimiento de una mancha de petróleo, fundamentalmente por su soporte teórico y experimental.

Una descripción detallada de la validez, alcance y confiabilidades de los modelos de estimación del área de una mancha de petróleo (Blokker, 1964; Fay, 1969, 1971; Mackay, 1980; Lehr, 1984; Betancourt, 2000), se puede encontrar en los trabajos presentados por Betancourt (2000) y Betancourt et al. (2001).

## 2.2.8 Advección

La advección de una mancha de petróleo en el mar, se debe al efecto del viento, las corrientes y el oleaje. El movimiento de la mancha, no es solo en dirección horizontal, sino también en dirección vertical debido al rompimiento de las olas. Las corrientes pueden ser modeladas con base en datos estadísticos o por medio de modelos hidrodinámicos, cuyas versiones avanzadas son capaces de considerar la advección en tiempo real y emplean escalas de transporte de 10 a 100 m, en el caso del modelado de derrames de petróleo (Reed et al. 1999). En el tercer capítulo, se

encuentra una descripción de los modelos hidrodinámicos y se hace énfasis en el modelo empleado en este trabajo. A continuación presenta un resumen de los antecedentes del modelado de la advección de derrames de petróleo.

Una clara evidencia de la relación entre el transporte horizontal y el vertical, fue encontrada en Escocia, donde una fracción de un derrame ocurrido cerca de sus costas fue transportada debajo de la superficie del agua, causando la contaminación de las playas producto de las gotas de petróleo esparcidas en forma vertical. La longitud de la columna de gotas de petróleo oscila entre 2.5 y 5 veces la altura de las olas (Reed et al. 1999).

ASCE (1996), también reconoce la importancia del estudio de la advección como un fenómeno tridimensional que debe ser analizado integralmente, ya que está acompañado por la dispersión vertical (transporte por difusión turbulenta). En este tema aun se carece de suficiente desarrollo en: (1) la representación de los gradientes de velocidad en las cercanías de la superficie del agua, (2) la definición de las condiciones de frontera, (3) la validación de modelos en campo y (4) el desarrollo en plataformas computacionales.

El modelo convencional para representar el transporte advectivo se expresa como la suma de los efectos de las velocidades de las mareas, las corrientes, el viento y el oleaje (Yapa et al, 1994; Reed et al. 1988), por lo que el transporte advectivo sería:

$$V = V_T + V_c + V_{LS} + C_{10}U_{10} \quad (2-1)$$

Donde:  $U_{10}$  es el vector de velocidad del viento a 10 metros sobre el nivel del mar, multiplicado por un factor de atenuación característico,  $C_{10}$ .

Tanto  $V_T$ , como  $V_c$  son obtenidas a partir de datos de campo y  $V_{LS}$  solo en cuenta cuando la mancha está en la zona de oleaje:

$$V_{LS} = 20.7m(gH_b)^{1/2} \text{sen}2\alpha_b \quad (2-2)$$

Donde:  $V_{LS}$  la componente de velocidad debida al oleaje en la dirección de la playa,  $H_b$  es la altura de la ola en m,  $\alpha_b$  es el ángulo entre la cresta de la ola y la línea de playa y  $m$  es la pendiente de la playa.

Para determinar el efecto de arrastre del viento, se emplean expresiones empírica para el coeficiente de arrastre (Wu, 1980), dichos coeficientes hacen distinción para diferentes velocidades de viento. Wu, muestra una amplia comparación de los modelos que propone con los elaborados por otros autores, confirmando que sus resultados se ajustan mejor a los datos experimentales. Un amplio análisis de la validez de las expresiones propuestas por Wu, se encuentra en los trabajos publicados por Betancourt (2000) y Betancourt et al (2001).

Beer et al (1983), consideran la división del área inicial de la mancha de petróleo en celdas de acuerdo a los criterios de malla considerados al inicio de la predicción, para posteriormente determinar la forma y la trayectoria final de la mancha de acuerdo al comportamiento hidrodinámico de la superficie del agua; calculando la velocidad advectiva de cada una de las celdas la siguiente forma:

$$\vec{U}_d = K_t \vec{U}_t + K_w \vec{U}_w \quad (2-3)$$

Donde:  $\vec{U}_t$  es la velocidad superficial de la corriente, lo cual puede ser obtenido por el modelo de turbulencia de 3D para mareas,  $\vec{U}_w$  es la velocidad de viento a 10 metros sobre la superficie del agua;  $K_t$  es el factor de la corriente y como la velocidad de corriente es la velocidad superficial,  $K_t$  es igual a 1;  $K_w$  es el factor de la velocidad del viento, usualmente adoptado como 0.03.

Por su parte Yapa et al (1994) propuso que la distancia que recorre cada elemento de celda esta dado por:

$$\Delta S = [R]_0 \sqrt{12 D_h \Delta t} \quad (2-4)$$

Donde  $[R]_0$  es un número aleatorio que varia entre 1 y 0;  $D_h$  es el coeficiente de difusión considerado como 7 m<sup>2</sup>/s. Finalmente, el desplazamiento advectivo de cada una de las celdas, es calculado de la siguiente manera:

$$L_x(\Delta t) = U_{dx} \Delta t + \Delta S \cos \phi \quad (2-5)$$

$$L_y(\Delta t) = U_{dy} \Delta t + \Delta S \sin \phi \quad (2-6)$$

Donde:  $L_x(\Delta t)$  y  $L_y(\Delta t)$ , son los desplazamientos en las direcciones x y y, respectivamente y  $\phi$ , es calculado dado por:  $\phi = 2\pi[R]_0$

La dirección original de advección, es modificada por la fuerza aparente de Coriolis, la cual está relacionada con el movimiento de la tierra, modificando el sentido inicial del vector que define al fenómeno. La fuerza de Coriolis es proporcional a la latitud del lugar y a la velocidad de movimiento de la unidad de masa considerada.

El modelo de Ekman comúnmente empleado dice que la fuerza aparente generada por el movimiento relativo entre un cuerpo de agua y la tierra está representada por la siguiente expresión:

$$\text{Fuerza de Coriolis} = m \times 2\Omega \sin \phi \times u \quad (2-7)$$

donde:  $m$  es la masa del cuerpo de agua,  $\Omega$  es la velocidad de rotación de la tierra (7.3x10<sup>-5</sup> rad/s),  $\phi$  es la latitud y  $u$  es la velocidad del cuerpo de masa. A la segunda facción de la ecuación, se le conoce como parámetro de Coriolis y, frecuentemente, se abrevia con la letra  $f$ .

## 2.3 Experimentos de Derrames de Petróleo en Zonas Litorales

Las observaciones experimentales relacionadas con los derrames de petróleo se pueden clasificar en cinco tipos:

1. Experimentos para estimar el comportamiento de la evaporación, emulsificación y cambio de propiedades (densidad y viscosidad).
2. Experimentos para estimar el área y el espesor de la mancha de petróleo.
3. Experimentos acerca del comportamiento de la dispersión vertical.
4. Experimentos para determinar el comportamiento del escurrimiento de las manchas de petróleo bajo condiciones hidrodinámicas cercanas a la costa.
5. Experimentos con derrames de petróleo en fondo.

Los dos primeros tipos de experimentos fueron estudiados previamente con el fin de delimitar los alcances y aportes concretos que se podrían lograr por medio de la presente investigación doctoral y delimitar los alcances del trabajo. Un resumen de los resultados de la recopilación, análisis y simulación de dichos trabajos experimentales se puede encontrar en los anexos 1 y 2 dedicados a la presentación de los experimentos y de los resultados de la simulación numérica, respectivamente. Igualmente, una compilación de dichos anexos se encuentra en los trabajos publicados por Betancourt et al. (2001, 2005).

El estudio de los tres últimos tipos de experimentos es una de las partes centrales de la presente investigación, por lo que en las siguientes secciones se describe, analiza y discuten dichos trabajos experimentales.

### 2.3.1 Experimentos de Dispersión Vertical

En general los trabajos experimentales sobre la dispersión vertical se han enfocado en el estudio de los siguientes parámetros:

- Tipo de petróleo
- Estado de meteorización del petróleo
- Espesor de la película de petróleo
- Temperatura del agua
- Salinidad del agua
- Turbulencia debida al oleaje
- Profundidad de intrusión del petróleo dispersado
- Distribución de los diámetros de las gotas
- Velocidades terminales de las gotas
- Porcentaje de masa dispersa, y
- Difusión vertical de las gotas.

Varios son los trabajos que han abordado esta temática en los últimos años obteniendo resultados que han dependido de los objetivos experimentales propiamente y de la disponibilidad de instrumentación de los laboratorios empleados, tal como se resume en la siguiente tabla.

**Tabla 2-3. Resumen de los Principales Trabajos Experimentales acerca de la Dispersión Vertical de Derrames de Petróleo**

<b>Autor</b>	<b>Tema</b>	<b>Resultados</b>
<b>T. Lunel (1993) Warren Spring Laboratory</b>	Tamaño y distribución de las gotas de petróleo en	Encontró que la distribución de las gotas permanece constante a pesar del cambio de las condiciones. Cambian las

	el mar.	cantidades de petróleo disperso. Encontró que diámetros > 70 $\mu\text{m}$ están dispersas.
<b>Brandvik et al. (1996)</b> <b>SINTEF Group</b>	Pruebas en campo de la aplicación de dispersantes.	Comportamiento de la dispersión vertical en el mar con y sin la aplicación de dispersantes.
<b>Delvigne y Sweeney (1988)</b> <b>Delf Hydraulics</b>	Dispersión natural del petróleo.	Experimentos en laboratorio a escala. Presenta datos del efecto de la turbulencia sobre el tamaño de las gotas, se observa que para ciertos niveles de turbulencia no existe correlación, dispersión del derrame debido al oleaje, profundidad de intrusión de las gotas y cantidad de petróleo introducida.
<b>B. W. J. Lynch (1987)</b> <b>Warren Spring Laboratory</b>	Dispersión natural y formación de emulsiones.	Experimentos en laboratorio y en el mar. Se probaron varios crudos. Estabilidad de las emulsiones bajo diferentes condiciones. Velocidades de dispersión y volúmenes dispersados en tiempos conocidos.
<b>O. Johansen (1982)</b> <b>Continental Shelf Institute of Norway</b>	Comportamiento de la dispersión vertical.	Presenta datos de velocidades terminales en función de la densidad, difusión vertical en función de la velocidad del viento y la profundidad, volumen de petróleo disperso en función del tiempo y distribución de los tamaños de gotas. Con base en estudios previos.

**Continúa**

**Tabla 2-3. Resumen de los Principales Trabajos Experimentales acerca de la Dispersión Vertical de Derrames de Petróleo (continuación)**

<b>Autor</b>	<b>Tema</b>	<b>Resultados</b>
<b>W. D. Forrester (1971)</b> <b>Bedford Institute</b>	Descripción de la dispersión vertical en un derrame en Nueva Escocia	Distribución y tamaño de las gotas de petróleo para diferentes condiciones de oleaje. Se determinaron los diámetros de las gotas por medio de observación. Se tomaron datos en 65 estaciones a 3 profundidades.

A continuación se presenta una descripción y análisis de la información experimental resumida en la tabla anterior haciendo énfasis en los experimentos relacionados con la dispersión vertical de petróleo. Vale la pena mencionar que si bien en la tabla se hace una presentación cronológica de los trabajos experimentales en las siguientes secciones el criterio de presentación responde a la relevancia del trabajo experimental.

### **2.3.1.1 Trabajo Experimental de Delvigne y Sweeney, Delf Hydraulics.**

Este trabajo experimental se orientó a determinar el comportamiento y magnitud de la dispersión vertical del petróleo. Delvigne (1987, 1988, 1994 y 2002) encontró que parte del petróleo derramado se dispersa en gotas por acción del oleaje y posteriormente estas gotas dispersadas se dividen en unas más pequeñas por acción de la turbulencia. Los experimentos permitieron determinar relaciones entre: la velocidad de entrada o dispersión natural como una función del tipo de petróleo, el espesor de la mancha, la energía del oleaje y la temperatura; la distribución del tamaño de las gotas

como una función de los parámetros citados arriba; y la profundidad alcanzada por las gotas de petróleo en la columna de agua como una función de la altura de ola.

Con base en la investigación se pudo determinar una relación de la distribución de las gotas (tamaño y concentración) por medio de un modelo matemático dadas las condiciones hidrodinámicas y la estadística de la ruptura de las olas.

Los autores aseguran que el estudio de la dispersión vertical del petróleo se justifica debido a que (1) la distribución del tamaño de las gotas regula la estabilidad de la dispersión y (2) la velocidad de dispersión del petróleo la distribución del tamaño de las gotas y la concentración de las mismas; a su vez, el aumento de la concentración de las gotas de petróleo reduce la difusión horizontal y determina los efectos del derrame sobre la vida marina y, la adsorción y sedimentación de las gotas dispersas. A pesar de la importancia de la dispersión natural se han hecho muy pocas investigaciones al respecto.

El comportamiento turbulento del agua fue estudiado con base en la teoría de la disipación de energía en cascada (los vórtices más grandes le transfieren energía a los más pequeños y estos últimos la disipan en forma de calor de acuerdo a la viscosidad). Esta teoría permite identificar que en las estructuras formadas por los vórtices más pequeños y su velocidad de disipación es igual para cualquier sistema. Los grandes gradientes de velocidad de los pequeños vórtices son de gran importancia para explicar la formación de las gotas y determinar la probabilidad de colisión; mientras que los vórtices grandes son responsables del transporte difusivo de las gotas; probablemente todos los tipos de vórtices tienen importantes roles en la ruptura de la película de petróleo y en la intrusión de las gotas en la columna de petróleo.

### **Facilidades de Laboratorio Empleadas**

Los investigadores emplearon una columna de agua (4 m de alto y 0.3 m de ancho) provista de un sistema vibratorio que permite la generación de condiciones de turbulencia homogénea con diferentes niveles de energía, encontrando condiciones similares a las de campo con idénticos niveles de energía. La velocidad de disipación de energía por unidad de volumen fue derivada con base en cálculos de resistencia hidráulica del sistema vibratorio. La intensidad de la turbulencia fue determinada con base en las fluctuaciones de velocidad vertical y horizontal medidas con la ayuda de un velocímetro láser-doppler.

La columna de agua estaba provista de válvulas de entrada y/o de salida a diferentes niveles de profundidad a fin de facilitar la entrada de petróleo y la toma de muestras, las cuales fueron generalmente tomadas en la mitad de la columna.

Se empleó un canal de prueba con paredes de vidrio (15 m de largo, 0.5 m de ancho y 0.43 m de profundidad) que permitió visualizar el comportamiento de la dispersión de la película de petróleo. Las alturas de ola generadas fueron del orden de 0.2 m, por lo que tanto el nivel del oleaje como el de la turbulencia fueron considerablemente más pequeños que los de campo.

Igualmente se empleó un canal de pruebas grande (200 m de largo, 5 m de ancho y 4.3 m de profundidad) con paredes de concreto y dimensiones 10 veces más grandes que las del canal de prueba de vidrio; en cuyo canal se reprodujeron las condiciones de campo (alturas de ola del orden de 2 m).

Los experimentos se realizaron con relativa facilidad en la columna de agua y en el canal de pruebas de vidrio y, con algunas restricciones en el canal grande, ya que el propósito de la experimentación era derivar algunos factores de escala que permitieran trasladar los resultados experimentales a las condiciones de campo.

El proceso de dispersión fue estudiado por medio de la variación del (1) tipo de crudo y las características de meteorización, (2) el espesor de la película de crudo, (3) los niveles de turbulencia, por medio de la energía de rompimiento del oleaje y, (4) la temperatura y salinidad del agua.

### **Efecto de la Turbulencia sobre el Tamaño de las Gotas de Petróleo en la Columna de Agua**

Inicialmente se investigó acerca del comportamiento del tamaño de las gotas de petróleo en la columna de agua en función de diferentes niveles de turbulencia, pudiéndose comprobar que el efecto de los vórtices pequeños es el rompimiento de las gotas de petróleo y su comportamiento es el mismo en campo y en laboratorio, si se cumple que la velocidad de la energía de disipación por volumen,  $e$  ( $J/m^3 s$ ), son iguales. Los valores típicos en condiciones de campo se observan en la tabla 2-4.

**Tabla 3-4. Valores Típicos de la Energía de Disipación**

<b>Condición</b>	<b><math>e</math> (<math>J/m^3 s</math>)</b>
<b>En el fondo del mar</b>	10 <sup>-4</sup> a 10 <sup>-2</sup>
<b>En un estuario</b>	10 <sup>-1</sup> a 1
<b>En la superficie del agua</b>	1 a 10
<b>En la rompiente de una ola</b>	10 <sup>3</sup> a 10 <sup>4</sup>

Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

Los valores de  $e$  dentro de la columna de agua variaron entre 0 y 3,500 ( $J/m^3 s$ ), lo cual permitió que los experimentos sobre la distribución del tamaño de las gotas en condiciones turbulentas coincidieran con los valores de los parámetros esenciales de campo y de esta manera no se tuvo problemas con el escalamiento de los resultados.

Las mediciones de laboratorio, se realizaron empleando los siguientes parámetros (ver tabla 2-5):

- Se emplearon los crudos Prudhoe Bay Oil (PB) y Ekofisk (Eko), con relativas alta y baja viscosidad, respectivamente.
- El PB no meteorizado se denomina PBo, el meteorizado por evaporación PB<sub>3</sub> y PB<sub>10</sub> y, el emulsificado PBem. El principal efecto de la evaporación y la emulsificación fue el aumento de la viscosidad. El subíndice 3 y 10 se refiere a los días de evaporación de una película de 2.5 cm de espesor.
- La velocidad de disipación de energía turbulenta por unidad de volumen,  $e$ , vario entre 0 y 3,500  $J/m^3 s$ . Los altos niveles corresponden a las condiciones de rompimiento de olas.
- Los tiempos de las pruebas variaron entre 5 y 600 s, dado que los tiempos cortos representan la acción del oleaje y los tiempos largos permiten obtener condiciones de distribución de tamaños de gotas estables.
- La temperatura vario entre 4, 12 y 20 °C.

- La salinidad del agua vario entre 0 (agua fresca), 10 (agua salobre) y 30% (agua de mar).
- Se realizaron experimentos con películas de petróleo y con porciones de crudo introducidos a diferentes niveles de la columna de agua.
- Se realizaron pruebas con concentraciones de 20, 50 y 150 g/m<sup>3</sup> de petróleo en la columna.

**Tabla 2-5. Propiedades Físicas del Petróleo Empleado en los Experimentos**

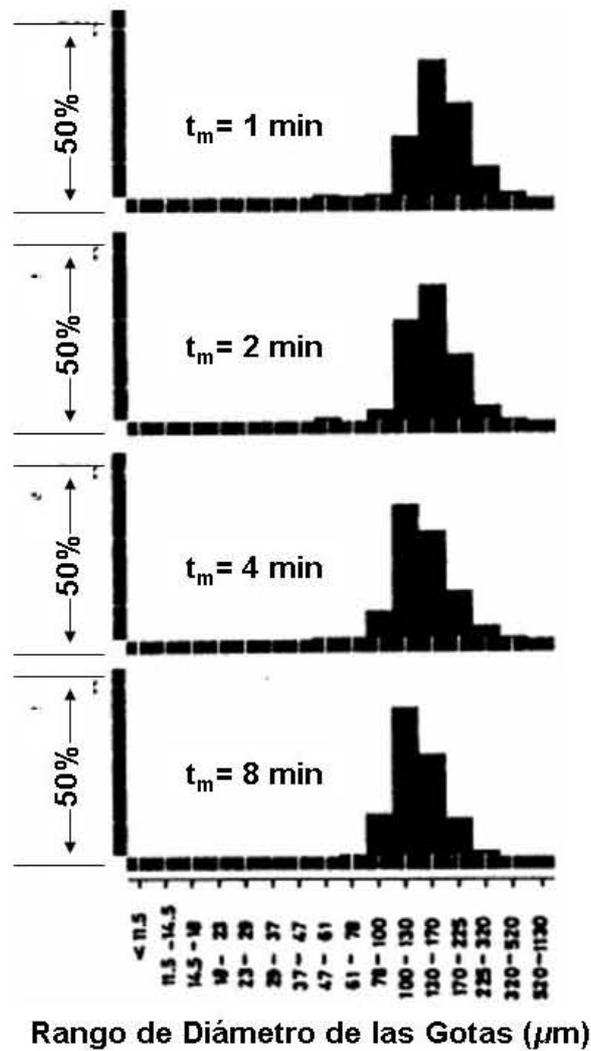
Tipo de Petróleo	Viscosidad $\nu_o$ (10 <sup>-6</sup> m <sup>2</sup> /s, cSt)			Tensión Interfacial $\sigma_{ow}$ (N/m, a 20 °C)	Densidad $\rho_o$ (kg/m <sup>3</sup> a 20 °C)
	20 °C	12 °C	4 °C		
<b>Ekofisk</b>	8	10.4	12.3	0.0187	808
<b>PB0</b>	92	124	233	0.0300	900
<b>PB3</b>	122			0.0285	902
<b>PB10</b>	220			0.0261	914
<b>PBem</b>	56,000 <sup>a</sup>				992

<sup>a</sup> se empleó una razón de esfuerzo de 0,03 s<sup>-1</sup> (no Newtoniano)

Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

El petróleo fue introducido en el fondo de la columna de agua en la mayoría de las pruebas en forma de gotas de 10 mm de diámetro, excepto en las pruebas realizadas con altos niveles de turbulencia donde el petróleo fue introducido en la superficie del agua. Las gotas de petróleo de diámetro entre 11 y 1130  $\mu\text{m}$  fueron medidas por medio de un dispositivo láser (ver por ejemplo de los resultados de las mediciones en la figura 2-7). Se encontró que el diámetro de gota predominante es 50  $\mu\text{m}$ , tal como ha sido reportado en recientes investigaciones. Gotas de tamaños menores estuvieron presentes, pero no fueron detectadas. Los resultados fueron empleados para determinar la influencia de varios parámetros sobre el diámetro representativo y el máximo diámetro en la distribución del tamaño de las gotas N(do). Las gotas con diámetros superiores a 1130  $\mu\text{m}$  fueron detectadas visualmente por medio de videos.

**Figura 2-7. Distribución de Tamaño Gotas para Diferentes Tiempos después del Efecto de la Turbulencia. El porcentaje esta dado en Función del Volumen.**

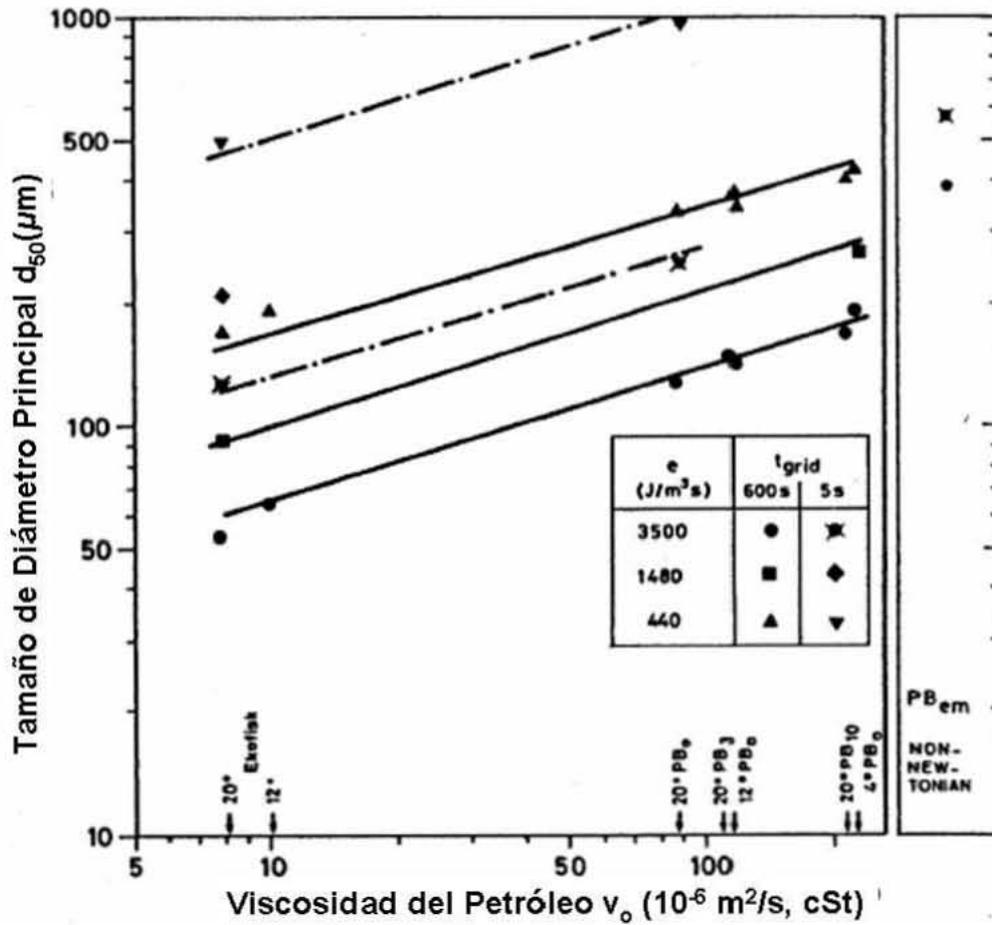


Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

Algunos de los resultados permitieron obtener datos del comportamiento del diámetro representativo  $d_{50}$  como una función de la viscosidad para diferentes condiciones de energía y tiempos de turbulencia (ver figuras 2-8 y 2-9). También se obtuvieron datos del máximo diámetro de las gotas de petróleo en la columna ( $d_{max}$ ), como una función del nivel de energía turbulenta  $e$ , tipo de petróleo y duración de la turbulencia. A partir de estos datos, se obtuvieron los siguientes resultados:

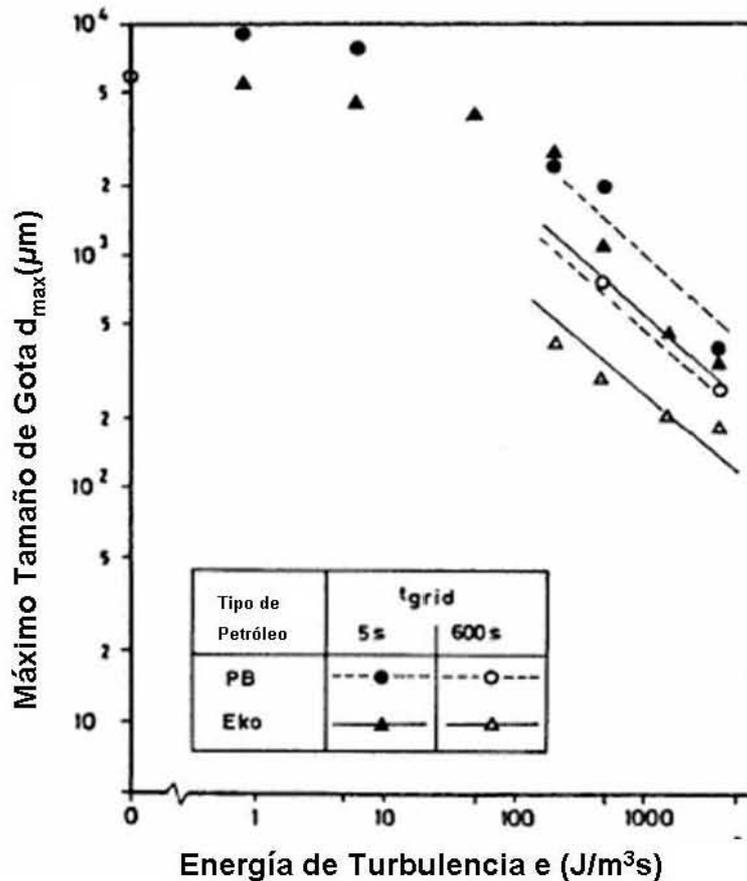
$$d_{50}, d_{max} \sim \nu_o^{0.34 (\pm 0.05)} \quad (2-8)$$

**Figura 2-8. Tamaño de Diámetro Principal en Función de la Viscosidad del Petróleo para Diferentes Energías de Turbulencia y Diferentes Tiempos (Experimentos en Columna)**



Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

Figura 3-9. Máximo Tamaño de Gota en Función de la Energía Turbulenta en Experimentos con Ruptura de Ola en Columna



Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

El diámetro representativo y el diámetro máximo dependen del tipo de petróleo, del estado de meteorización y la temperatura, en la medida en que el cambio de estos parámetros afecta la viscosidad. Esta relación es soportada para las pruebas realizadas con crudos con viscosidad que varía entre 8 y 220 cSt. Probablemente esta ecuación podría ser extrapolada para crudos tipo Newtoniano de alta viscosidad, sin embargo esta relación no es válida para crudos tipo no newtoniano, tal como sucede para algunas emulsiones.

$$d_{50}, d_{max} \sim e^{-0.54} (\pm 0.1) \quad (2-8)$$

Esta relación es válida para crudos en ambiente de alto nivel de turbulencia ( $e \geq 100 \text{ J/m}^3 \text{ s}$ ), donde la energía adicional debido al cortante sobre la superficie de la ola es despreciable.

Los resultados también muestran que:

- La distribución de las gotas depende de la duración de la turbulencia, encontrándose que para una sola ola no se obtiene una distribución estable.
- La distribución de la columna de gotas fue independiente de la salinidad.
- La distribución de la columna de gotas fue independiente de la forma en que se adicionó el petróleo en la columna de pruebas.

El estado estacionario que se menciona arriba no se refiere a la desintegración y coalescencia de las gotas, ya que fue encontrado experimentalmente que la distribución de las gotas en estado estacionario es independiente de la concentración del petróleo en la columna. Los cambios de la distribución en el tiempo probablemente se deben a los cambios fisicoquímicos experimentados por las gotas, especialmente en la tensión superficial, debido a la disolución y adsorción de componentes específicos en la fase acuosa o a la migración de componentes específicos en la interfase.

Las pruebas fueron realizadas con petróleos que tenían tensiones superficiales similares, por lo que no es posible determinar directamente su relación con la distribución de las gotas en la columna de agua, lo cual puede observarse claramente por medio de pruebas realizadas con dispersantes.

### **Experimentos de la Dispersión debida al Rompimiento de las Olas**

La turbulencia del océano es uno de los factores que determinan la dispersión del petróleo. El rompimiento inicial y sumergimiento de la mancha de petróleo, así como su posterior ruptura en pequeñas gotas depende del comportamiento de la turbulencia en cercanías de la superficie. Adicionalmente la turbulencia juega un papel importante en la difusión vertical de las gotas de petróleo en la columna de agua.

La turbulencia en la superficie del mar es generada principalmente por mareas, corrientes y, por acción del viento que induce el oleaje. La dispersión del petróleo requiere de la presencia de oleaje; sin embargo no se puede establecer con precisión si la dispersión vertical esta asociada al rompimiento de las olas. Probablemente, la compresión y estiramiento de la película de petróleo por acción del oleaje en campo pueda generar alguna dispersión, pero durante las pruebas de laboratorio no se encontró evidencia de que la dispersión vertical este asociada al rompimiento de las olas.

### **Experimentos de pequeña escala**

Los experimentos de pequeña escala fueron realizados en un dispositivo de laboratorio de 15 m de largo, 0.5 m de ancho y 0.43 m de profundidad. Se empleó agua salada al 30%. Para observar el efecto del rompimiento de las olas sobre la mancha de petróleo se midieron los siguientes parámetros:

- masa de las gotas de petróleo que entran en la columna,
- distribución del tamaño de las gotas presentes en la columna, y
- profundidad alcanzada por las gotas en la columna de agua.

El dispositivo de laboratorio fue equipado con un generador de oleaje y se seleccionaron siete trenes de ondas, cada uno caracterizado por una altura específica de ola y una disipación de energía específica por cada ola del orden de 0.2m. La generación del oleaje fue arreglada de tal forma que el rompimiento de la ola ocurriera en la sección de prueba. Las olas rompientes y los niveles de energía turbulenta generados fueron pequeños en comparación con las condiciones de campo, sin embargo los resultados de los experimentos pueden ser escalados a las condiciones de campo.

El petróleo fue colocado sobre la superficie del agua en la sección de prueba cuidando que el espesor de la película de petróleo fuera de 0.5 mm en la mayoría de los casos. La profundidad alcanzada por las gotas de petróleo fue determinada por medio de la toma de fotografías luego del rompimiento de la ola.

Para determinar el tamaño de las gotas se empleó unos colectores de muestras ubicados a diferentes profundidades. Las gotas de mayor tamaño ( $d_o > 100 \mu\text{m}$ ) fueron contadas por medio de la observación del tope del colector, mientras que las de menor tamaño ( $d_o \leq 100 \mu\text{m}$ ) fueron contadas directamente por medio de un microscopio y la emisión de luz ultravioleta, la cual permite diferenciar a las gotas de petróleo y a las burbujas de aire.

Durante cada experimento se tomaron nueve mediciones con ayuda del microscopio para tres profundidades y tres tiempos. Igualmente, se empleó un muestreador móvil para observar la variación de las gotas dispersas a lo largo del dispositivo experimental. En las principales series de experimentos, se modificaron las siguientes variables:

- diferentes tipos y estados de petróleo (PB<sub>0</sub>, PB<sub>10</sub> y Ekofisk),
- cuatro diferentes rupturas de oleaje con diferentes energías de disipación,
- temperaturas de 2, 8 y 15 °C, y
- espesores de la mancha de petróleo de 0.2, 0.6 1.2 mm.

Algunos parámetros importantes del rompimiento de las olas fueron medidos, tales como:

- $l_b$ : longitud total de la rompiente,
- $D_{ba}$ : disipación de energía por unidad superficial de área,
- $e$ : la velocidad de disipación de energía por unidad de volumen en la zona de rompiente, y
- $H_b$ : altura de ola.

La longitud  $l_b$  indica que fracción de la superficie de la mancha es involucrada en la dispersión,  $D_{ba}$  es de importancia para estimar la cantidad de petróleo que entra a la columna de agua,  $e$  indica la energía de los vortices turbulentos pequeños y,  $H_b$  indica la profundidad de entrada de las gotas.

La disipación de energía en el tren de olas fue derivada del balance de energía de la zona de rompiente. La altura de ola se midió de dos formas, una sobre la zona de rompiente y otra por debajo. La longitud de la rompiente y la altura de ola fueron obtenidos de fotografías tomadas en intervalos de 0.1 s. En la tabla 2-6 se observa un resumen de las mediciones características del oleaje.

**Tabla 2-6. Medidas Características del Rompimiento del Oleaje**

Dispositivo de Prueba	Oleaje	H <sub>b</sub> (m)	Tw (s)	L <sub>b</sub> (m)	D <sub>ba</sub> (J/m <sup>2</sup> )
Pequeño	2	0.23	1.25	1.83	9
	3	0.24	1.20	1.87	5
	5	0.15	1.00	1.34	2
	7	0.10	0.80	0.72	1

<b>Grande</b>	2	1.9	4.2	21.3	900 <sup>a</sup>
	3	1.8	4.1	15.4	500 <sup>a</sup>
	5	1.4	3.5	10.0	200 <sup>a</sup>

<sup>a</sup> Dba los valores para el dispositivo experimental grande fueron obtenidos multiplicando los valores medidos en el dispositivo experimental pequeño por un factor de escala teórico de 100.

Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

### Experimentos a gran escala

Algunos de los experimentos realizados a pequeña escala fueron luego repetidos a gran escala de tal forma que estos últimos se pueden considerar a escala real luego de un proceso de escalamiento. El dispositivo de prueba de gran escala fue provisto de un sistema de generación de olas que permitió reproducir a gran escala el mismo tren de olas que se tuvo en los experimentos de pequeña escala (ver tabla 2-7).

Los experimentos de rompimiento de petróleo en la columna de agua y el efecto del oleaje en pequeña y gran escala permitieron deducir las relaciones para determinar la cantidad de petróleo que entra al agua, la distribución del tamaño de las gotas de petróleo  $N_{(do)}$  y, la profundidad a la cual son introducidas las gotas de petróleo  $Z_i$ .

Los parámetros variados fueron el tipo de crudo (PB0 y Ekofisk) y la energía de la ola rompiente, como se indica en la tabla resumen. El espesor promedio de la mancha de petróleo fue de 1 mm, ya que un espesor inicial de 5 mm no fue posible, sin embargo los resultados obtenidos permiten demostrar que la cantidad de petróleo introducido a la columna de agua y la distribución de las gotas es independiente del espesor de la mancha.

**Tabla 2-7. Resumen de los Experimentos de la Dispersión de Petróleo debido al Oleaje**

Dispositivo de Prueba	Experimento	Tipo de Petróleo	de Oleaje <sup>a</sup>	Espesor (mm)	T (°C)
	S2	PB0	2	0.6	15
	S21	PB0	2	0.6	15
	S3	PB10	2	0.6	15
	S4	Ek0	2	0.6	15

Pequeño	S7	PB10	3	0.6	15
	S11	Ek0	3	0.6	15
	S14	PB0	5	0.6	15
	S15	PB10	5	0.6	15
	S16	Ek0	5	0.6	15
	S13	PB0	7	0.6	15
	S12	Ek0	7	0.6	15
	S17	PB0	2	0.6	2
	S18	Ek0	2	0.6	2
	S19	PB0	2	0.6	8
	S20	Ek0	2	0.6	8
	S9	PB0	3	0.2	15
	S8	PB0	3	0.6	15
	S10	PB0	3	1.2	15
	Grande	F2	PB0	2	$\frac{1}{h_0}$
F3		Ek0	2	$\frac{1}{h_0}$	12
F4		PB0	3	$\frac{1}{h_0}$	12
F1		PB0	5	$\frac{1}{h_0}$	12
F5		Ek0	5	$\frac{1}{h_0}$	12

<sup>a</sup> Las olas son identificadas por números. Las correspondientes características de las olas esta dado en la tabla anterior.

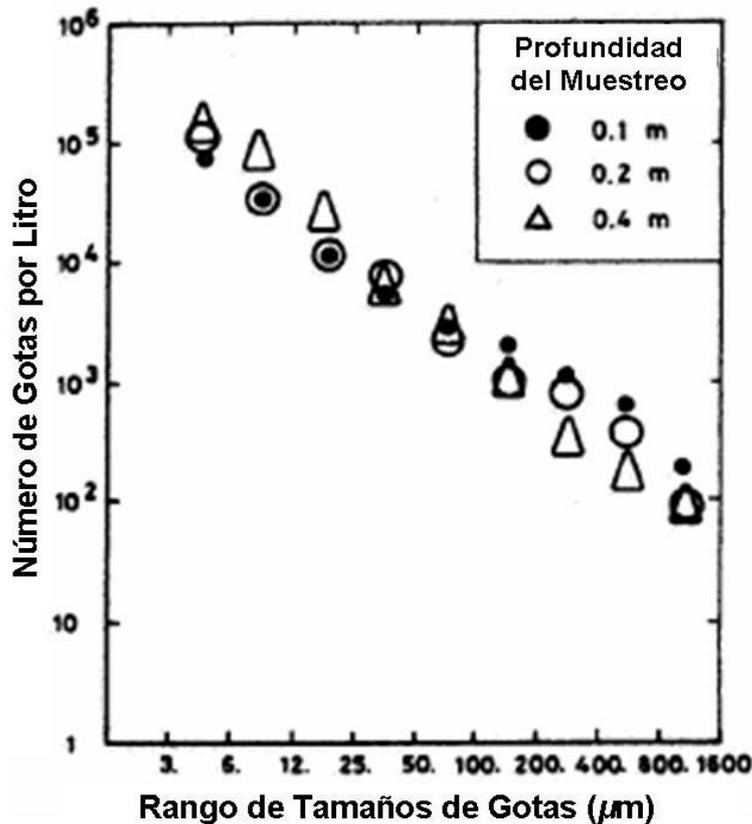
Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

### Resultados de los Experimentos de Dispersión del Petróleo

- *Distribución del tamaño de las gotas*

En la figura 2-10 se muestran los resultados experimentales de la distribución del tamaño de las gotas para tres diferentes profundidades (0.1, 0.2 y 0.4 m).  $N_{(d_0)}$  en la gráfica representa el logaritmo del número de gotas que tienen un tamaño dentro del rango  $0.5 d_0$  y  $1.0 d_0$ .

**Figura 2-10. Distribución de Tamaño de Gotas de Petróleo en Experimento de Rompimiento de Olas**



Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

Los resultados permiten establecer una relación lineal entre el log ( $N_{d_0}$ ) y el log ( $d_0$ ). La inclinación de la línea es idéntica para todos los experimentos, independiente del tipo de petróleo, su estado de meteorización, el espesor de la película de petróleo y la temperatura. La distribución del tamaño de las gotas sigue la siguiente relación:

$$N(d_0) \approx d_0^{-2.3(\pm 0.06)} \quad (2-9)$$

Donde:  $N(d_0)$ , es el número de gotas en el intervalo de tamaño  $\Delta d$ , alrededor de  $d_0$ ,  $d_0 - \frac{1}{2}\Delta d_0 \leq d_0 \leq d_0 + \frac{1}{2}\Delta d_0$ , para el intervalo logarítmico entre  $0.5d_0 \leq d_0 \leq 1.0d_0$ , se tiene la siguiente expresión:

$$N(d_0) \approx d_0^{-1.3} \quad (2-10)$$

La distribución de las gotas es válida en todas las condiciones para tamaños de gotas pequeñas teniendo como límite inferior un diámetro de gota  $d_0 = 3 \mu\text{m}$ , según las mediciones. En las pruebas en la columna de agua todo el petróleo introducido fue tenido en cuenta para determinar la distribución de los tamaños de gotas de petróleo dentro de la columna. La ecuación (2-8), describe el diámetro máximo de las gotas de petróleo que están dentro de la columna para diferentes condiciones de turbulencia, el cual es pequeño en condiciones de alta energía de disipación y dependen de la duración de la turbulencia. Los resultados indican que en condiciones de alta energía

de disipación ( $\epsilon > 100 \text{ J/m}^3 \text{ s}$ ), las condiciones estacionarias se alcanzan para tiempos mayores o iguales a 5 min.

En los experimentos realizados en los canales de oleaje, la dispersión de petróleo fue generalmente una pequeña fracción de la masa total de la mancha. En la zona de rompiente donde toda la superficie de la mancha es sumergida por la ruptura de la ola la mayoría del petróleo y las grandes gotas, vuelven a la superficie después de la ruptura. Se puede concluir que el máximo tamaño de gota es independiente de la turbulencia asociada al proceso de ruptura de ola, pero es fuertemente dependiente de los parámetros que propician el regreso de las gotas de petróleo a la superficie del agua, tales como: la profundidad alcanzada por la gota  $z_i$ , la velocidad de ascenso de las gotas de petróleo  $w_{d0}$ , y el coeficiente de difusión turbulenta vertical  $\epsilon_z$ .

La ecuación (3-8) implica que la siguiente ecuación permite calcular el volumen relativo del petróleo disperso como una función de las clases de tamaños, así:

$$V_i(d_0) = 1.45V(d_0) \quad (2-11)$$

Donde:  $V(d_0)$ , es el volumen de las gotas de petróleo en el intervalo de tamaño  $0.5d_0 \leq d_0 \leq 1.0d_0$  y  $V_i(d_0)$ , es el volumen de gotas de petróleo más pequeñas que  $d_0$ .

Bouwmeester y Wallace (1986) realizaron un experimento en un pequeño canal generador de olas, encontrando una distribución del tamaño de las gotas acorde con  $N(d_0) \approx d_0^{-1}$ , valido en las cercanías de la superficie del agua y un rango de tamaño de gotas igual a  $12 \mu\text{m} \leq d_0 \leq 2,000 \mu\text{m}$ , resultados que coinciden con los obtenidos por Delvigne y sus colaboradores.

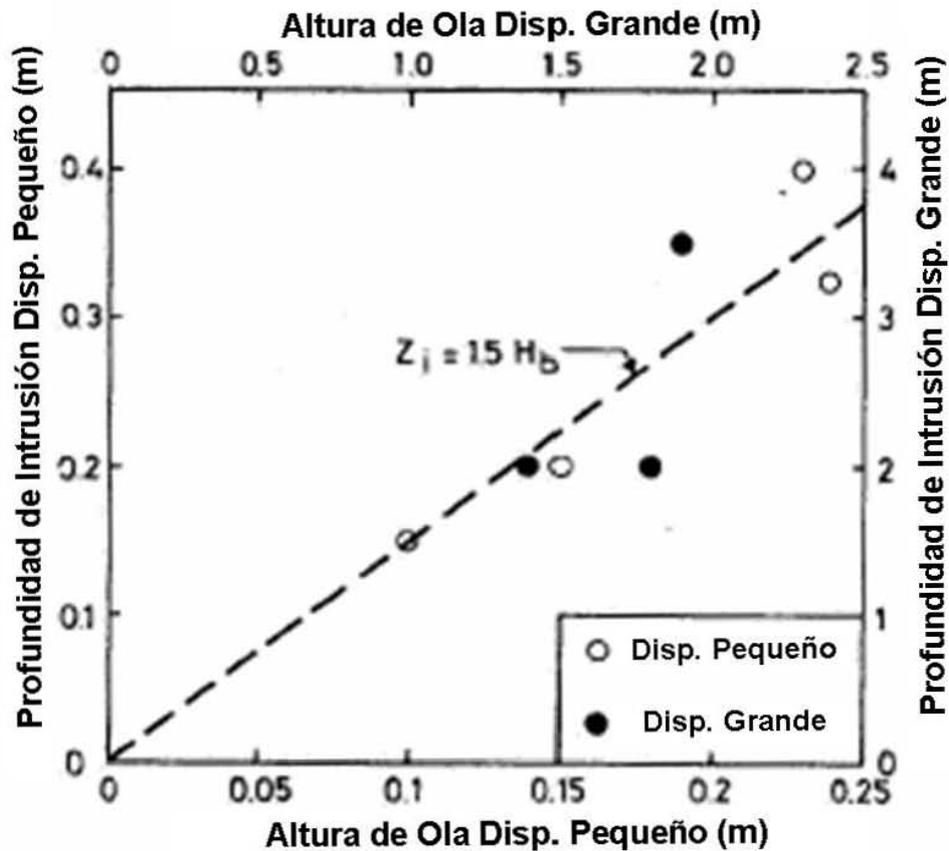
- *Profundidad de intrusión de las gotas de petróleo*

Las mediciones de la profundidad alcanzada por las gotas de petróleo debido al rompimiento de las olas, tanto en pequeña como en gran escala permitieron obtener la siguiente relación (ver figura 2-11):

$$z_i = (1.5 \pm 0.35)H_b \quad (2-12)$$

Donde,  $H_b$ : es la altura de ola.

**Figura 2-11. Profundidad de Intrusión de las Gotas de Petróleo en Función de la Altura de la Ola Rompiente**



Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

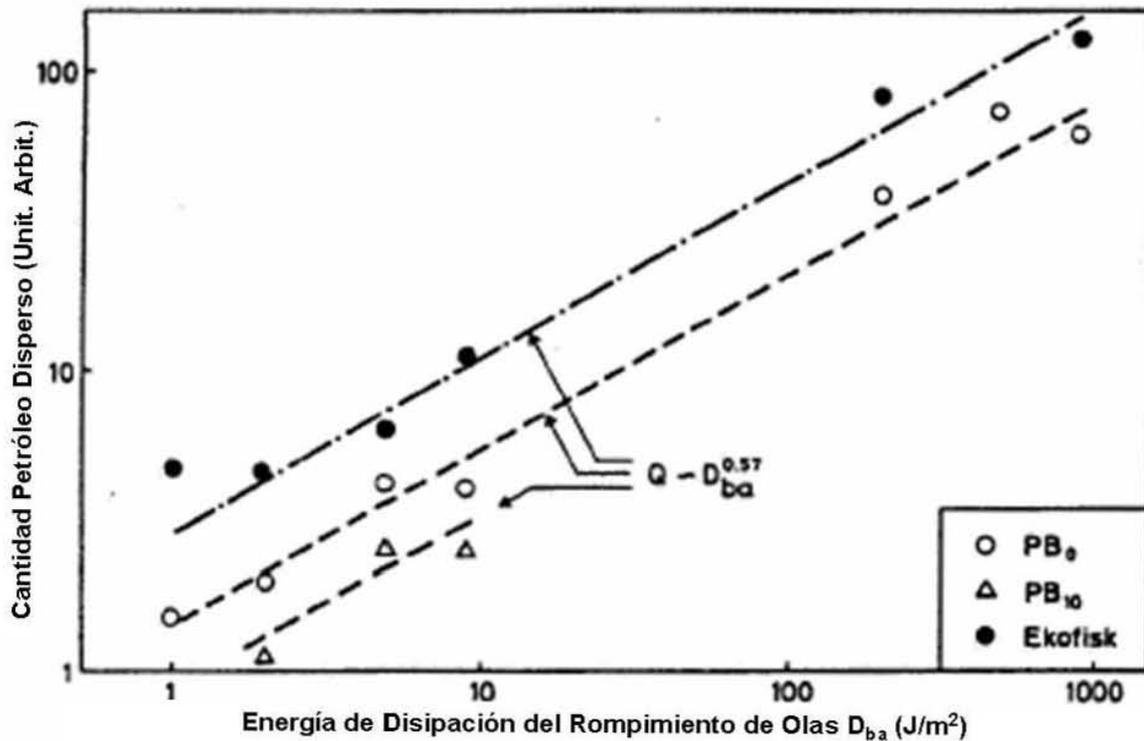
La concentración y distribución de las pequeñas gotas se mantiene casi constante dentro del rango de profundidad de intrusión, sin embargo esto no sucede con las gotas de mayor tamaño las cuales tienden a unirse nuevamente a la mancha principal. La homogeneidad de la distribución de las gotas pequeñas y la no homogeneidad de la distribución de las gotas de mayor tamaño se ve reflejada en la figura 2-10.

- *Cantidad de petróleo entrante*

La cantidad de petróleo entrante en la columna de agua se midió en kilogramos de petróleo por metro cuadrado de película de petróleo expuesta ( $\text{Kg/m}^2$ ) durante cada ruptura de ola. La velocidad de regreso de las grandes gotas a la mancha se vio influenciada por la frecuencia del oleaje.

Los investigadores obtuvieron resultados de la cantidad de petróleo introducido en la columna de agua para diferentes energías de ruptura de ola, tipos de petróleo y estados de meteorización. Los datos fueron derivados de los experimentos de cantidad de gotas por litro con respecto al diámetro representativo (ecuación 2-8). Estas relaciones fueron elaboradas con base en el comportamiento de las gotas de tamaño menor a  $200 \mu\text{m}$ ; las cuales son afectadas en menor forma por la tendencia a regresar a la película (ver figura 2-12).

**Figura 2-12. Cantidad de Petróleo Disperso en Función de la Energía de Disipación del Rompimiento de la Ola en Experimentos de Pequeña Escala ( $D_b < 10 \text{ J/m}^2$ ) y Gran Escala ( $D_b < 10 \text{ J/m}^2$ )**



Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

De los anteriores resultados se derivan las siguientes conclusiones:

- *Cantidad de petróleo entrante en función del tipo de rompiente de ola*

Los datos experimentales que se muestran en la figura anterior permitieron derivar la siguiente expresión:

$$Q \propto D_{ba}^{0.57(\pm 0.06)} \quad (2-13)$$

La ecuación 2-13, es valida para escalas de laboratorio y de campo.

- *Cantidad de petróleo entrante en función del tipo de petróleo y el estado de meteorización*

Se encontró que bajo las mismas condiciones el petróleo Ekofisk introduce mayor cantidad de gotas en la columna que el petróleo PB<sub>0</sub> y a su vez este introduce mayor cantidad de petróleo que el petróleo PB<sub>10</sub>, en otras palabras, se podría inferir que a menor viscosidad y densidad es mayor la cantidad de petróleo introducido en la columna de agua, bajo condiciones iguales.

- *Cantidad de petróleo entrante en función del espesor de la película*

Los resultados muestran que la cantidad de petróleo introducido en la columna de agua es independiente del espesor de la película. La cantidad de petróleo introducida en el agua resultó ser independiente para espesores entre 0.2 y 1.2 mm, igualmente el máximo tamaño de gota observado (1000  $\mu\text{m}$ ), puede ser considerablemente más grande que el espesor inicial de la película (ver figura 2-13).

Bouwmeester y Wallace (1986) y Migram et al (1978), también realizaron pruebas para observar el comportamiento de la dispersión de la petróleo por la acción del oleaje y llegaron a la misma conclusión acerca de la independencia de la dispersión y el espesor de la mancha de petróleo.

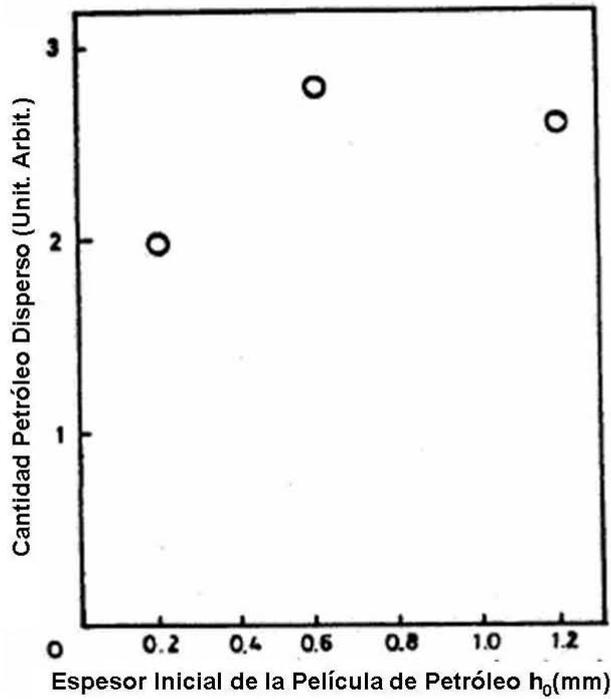
- *Cantidad de petróleo entrante en función de la temperatura*

Los resultados experimentales de la relación entre la temperatura y la cantidad de petróleo entrante se observan en la figura 2-14. Estos mismos datos fueron transformados para obtener la relación existente entre el petróleo entrante y la viscosidad, tal como se observa en la figura 2-15, pero no se observa una relación como la establecida en la ecuación 2-8, en la cual se puede comprobar una estrecha relación entre el diámetro de las gotas del petróleo disperso, el tipo de petróleo (viscosidad) y la temperatura. La conclusión es que no es posible tener una relación ajustada, probablemente porque la dispersión del petróleo introducido en gotas debido al rompimiento de las olas puede depender de la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo, la tensión superficial del petróleo y la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Dichos parámetros son particulares para cada tipo de petróleo y casi no cambian con la temperatura (ver tabla 2-8).

A pesar de la dificultad para deducir una expresión de los datos experimentales, la siguiente relación es bastante razonable para la variación de la viscosidad en función de la temperatura y a su vez para la variación del petróleo entrante en función de la viscosidad.

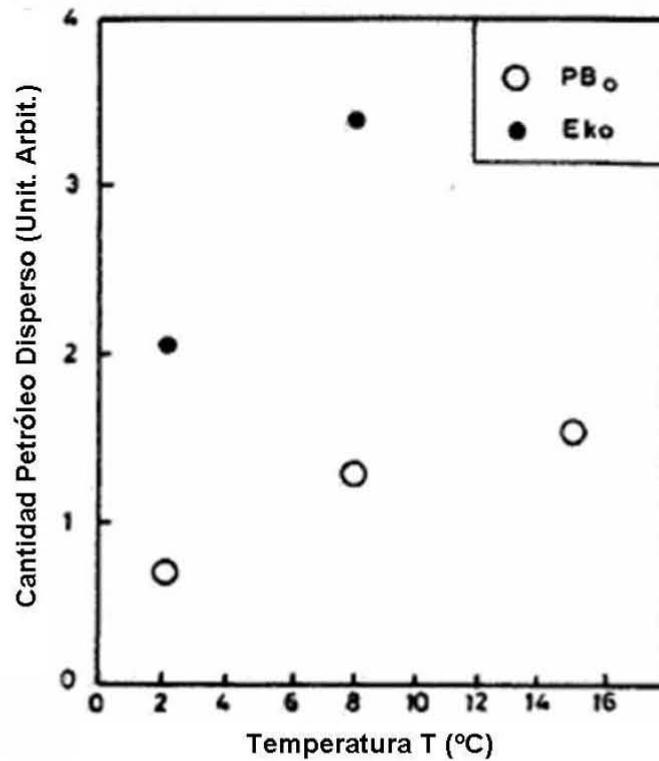
$$Q \propto [\nu_o(T)]^{-1} \quad (2-14)$$

**Figura 2-13. Cantidad de Petróleo Disperso en Función del Espesor Inicial de la Película de Petróleo**



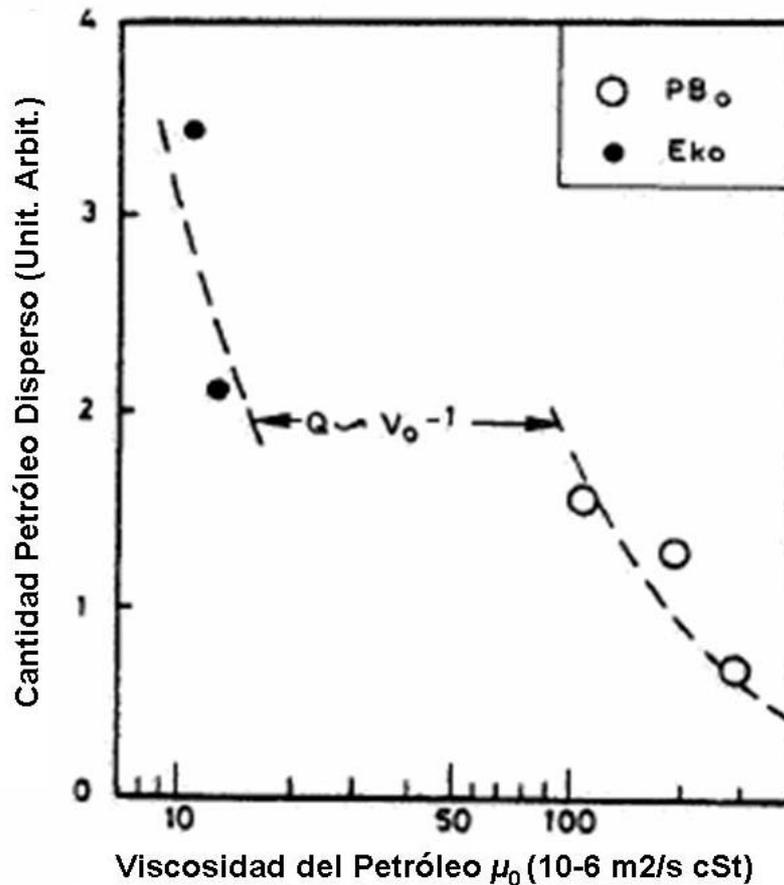
Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

Figura 2-14. Cantidad de Petróleo Disperso en Función de la Temperatura



Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

Figura 2-15. Cantidad de Petróleo Disperso en Función de la Viscosidad



Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

Tabla 2-8. Valores del Coeficiente de Dispersión para Varios Tipos de Petróleo

Tipo de Crudo	$C(o)$
PB0	840 ( $\pm 200$ )
PB10	510 ( $\pm 130$ )
Ekofish	1800 ( $\pm 450$ )

Fuente: Delvigne y Sweeney (1988)

- Ecuación de cantidad de petróleo entrante

La estabilidad de las gotas de petróleo dispersas depende de los siguientes parámetros:

- La profundidad de intrusión de las gotas de petróleo en la columna de agua  $z_i$ .
- El coeficiente de dispersión vertical de las gotas en el petróleo  $\epsilon_j$ .
- La flotabilidad de las gotas de petróleo, expresada como la velocidad de ascenso  $W(d_0)$ .

Los resultados mostraron que el petróleo disperso consiste en gotas de petróleo dentro de un rango de tamaño incluyendo las fracciones de petróleo que regresan a la mancha inmediatamente después de haber pasado la ruptura de la ola, por lo que es

razonable pensar en una expresión para determinar la razón de petróleo introducida en el agua por cada rango de tamaño de las gotas, y que la masa de una gota de petróleo introducida es proporcional a  $d_0$ , en cuyo caso la razón de petróleo introducida por rango de tamaño estaría dada por la siguiente expresión:

$$Q(d_0) = C(o) D_{ba}^{0.57} d_0^{0.7} \Delta d \quad (2-15)$$

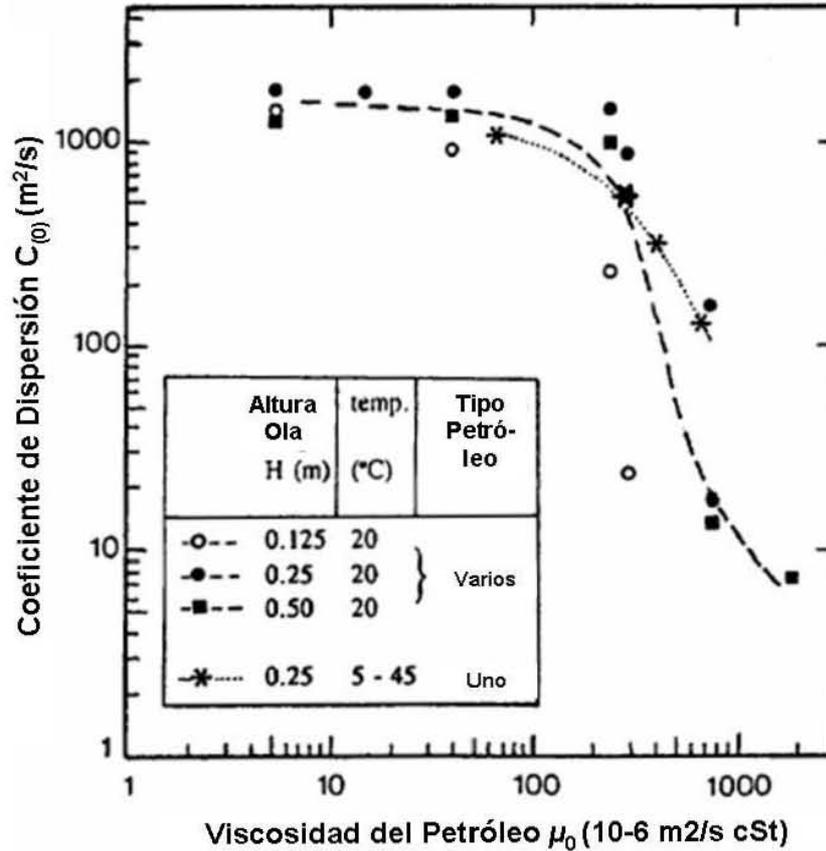
Donde:  $Q(d_0)$  es la cantidad de masa de gotas de petróleo introducida en el agua dentro del rango  $0.5d_0 \leq d_0 \leq 1.0d_0$ , por unidad de área superficial y por ola que rompe, expresada en Kg/m<sup>2</sup> s,  $D_{ba}$  es la energía de la ola rompiente disipada por unidad de área superficial en J/m<sup>2</sup>, y  $C(o)$  es una constante de proporcionalidad cuyos valores se presentan en la siguiente tabla.

Los valores de  $C(o)$  fueron derivados para una temperatura de 13 °C, sin embargo es posible emplear la expresión que relaciona la cantidad de petróleo introducido y la temperatura para determinar la variación de  $C(o)$  dentro del rango de 2 y 45 °C. Delvigne et al (1994), presenta un amplio trabajo acerca de la obtención de los coeficientes de dispersión de petróleo, en donde se destacan los resultados presentados en la figura 2-16.

A pesar de que la cantidad de petróleo introducida en la columna de agua es independiente del espesor de la mancha, es probable que para películas delgadas la cantidad de petróleo disponible comience a ser una limitante, sin embargo en ausencia de una evidencia experimental muy seguramente la expresión derivada también sea válida para casos en los que la película de petróleo es fina.

Delvigne et al (1994), explica que la dispersión vertical de petróleo y su concentración final debe ser abordada en dos etapas, la formación de las gotas de petróleo y la inicial intrusión de petróleo en la columna de agua debido al efecto directo del rompimiento de las olas y, la difusión y reentrada de las gotas de petróleo debido a la turbulencia en el agua y a la velocidad terminal de las gotas.

**Figura 2-16. Coeficiente de Dispersión**



Fuente: Delvigne et al. (1994)

- *Formación de gotas*

La formación de las gotas de petróleo por acción del rompimiento de las olas estaría dada por la siguiente expresión:

$$Q_r(d_0) = C(o) D_{ba}^{0.57} S_{cov} F_{wc} d_0^{0.7} \Delta d \quad (2-16)$$

donde:  $Q_r(d_0)$ , es la razón de gotas de petróleo introducidas en la columna de agua por unidad de área y por unidad de tiempo ( $\text{Kg/m}^2 \text{ s}$ ) para las gotas en el rango de tamaño de  $d_0 - 0.5d_0 \leq d \leq d_0 + 0.5d_0$ ,  $d_0$  es el diámetro de la gota de petróleo (m),  $\Delta d$ , es el rango de tamaño de las gotas de agua (m),  $C(o)$  es la constante de dispersión vertical (empírica),  $D_{ba}$ , es la energía por rompimiento de ola por unidad de área y por ola ( $\text{J/m}^2$ ),  $S_{cov}$ , es la fracción de la superficie del agua cubierta por el petróleo en el área relevante; la cual varía entre 0 y 1, y  $F_{wc}$ , es la fracción de la mancha de petróleo sumergida en el agua por unidad de tiempo ( $\text{s}^{-1}$ ).

- *Difusión vertical y Reentrada de las Gotas de Petróleo*

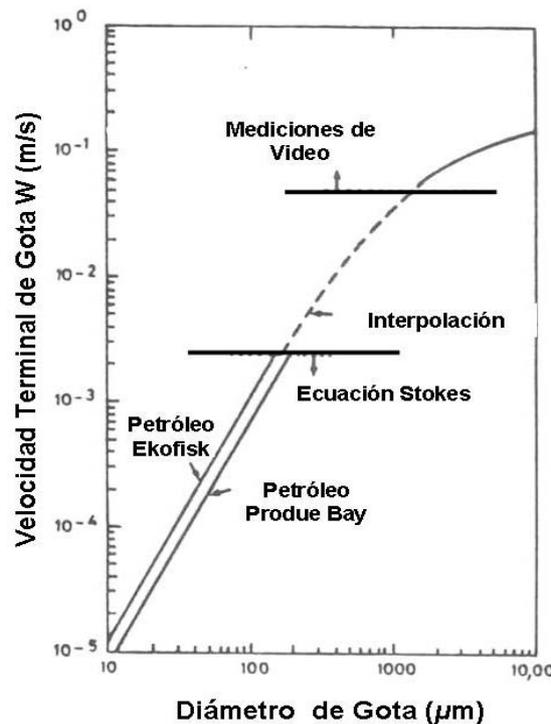
La estabilidad y la difusión vertical de las gotas de petróleo dispersas en la columna de agua producida por las condiciones de turbulencia residual del flujo seguido a la ruptura de una ola, pueden calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$T(z) = \frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( \varepsilon_z \frac{\partial c}{\partial z} \right) + W(d_0) \frac{\partial c}{\partial z} \quad (2-19)$$

Donde:  $T(z)$ , es el transporte vertical de masa de petróleo ( $\text{kg}/\text{m}^2\text{s}$ ),  $c$ , es igual a  $c(d_0)$ , igual a la concentración de petróleo por clase de tamaño de gota ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ),  $\varepsilon_z$ , es el coeficiente de difusión vertical ( $\text{m}^2/\text{s}$ ),  $z$ , es la coordenada vertical (m), y  $W(d_0)$  es la velocidad terminal de la gota de petróleo con tamaño  $d_0$  (m/s).

Los valores típicos del coeficiente de difusión vertical para condiciones moderadas es de 0.001 a 0.0005  $\text{m}^2/\text{s}$  y para condiciones severas es 0.0015  $\text{m}^2/\text{s}$ , por su parte la velocidad terminal de las gotas depende del tamaño de las mismas y de la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua de mar. La velocidad terminal de las gotas puede ser derivada por medio de la ecuación de Stokes para gotas con diámetro menor a 100  $\mu\text{m}$  y, aproximadamente con base a datos experimentales para gotas de mayor diámetro (ver figura 2-17).

**Figura 2-17. Velocidades Terminales de Gotas**



Fuente: Delvigne et al. (1987)

**Los resultados más relevantes del trabajo del experimental de Delvigne y sus colaboradores son los siguientes:**

- La distribución de las gotas de menor tamaño se mantiene a una profundidad estable.
- Las gotas de menor tamaño son aquellas que no son afectadas por la reflotación.
- La relación entre el intervalo de tamaño de gota representativo y la abundancia de las mismas esta dada por la ecuación (2-8); la cual tiene validez para todos los intervalos de tamaño de gota, sin embargo las gotas de mayor tamaño

( $d_0 \geq 1000 \mu m$ ) tienden a unirse inmediatamente a la mancha debido a su alta velocidad terminal y, su estimación, no es importante.

- Las gotas más pequeñas ( $d_0 \leq 5 \mu m$ ) son formadas por una masa muy pequeña y contribuyen en una fracción despreciable a la concentración de la masa dispersa en la columna.
- Para realizar el cálculo de la cantidad de gotas de petróleo introducidas en el agua (ec. 2-16), se requiere por lo menos del conocimiento del diámetro de gota representativo.
- La cantidad de petróleo introducida al agua depende de la temperatura (ec. 2-14) y es independiente del espesor de la película y de la salinidad del agua.
- La abundancia de los tamaños de gotas tiene validez para los tamaños de gota entre cero y el tamaño donde Q es igual a la masa por unidad de área del petróleo superficial original, por lo que de acuerdo a la evidencia experimental las ecuaciones derivadas no son validas hasta para manchas iridiscentes.
- Experimentalmente se encontró que las gotas de petróleo fueron introducidas en la columna de agua a una profundidad  $z_i = 1.5H_w$ , luego del rompimiento de la ola.

La distribución de las gotas de petróleo, es homogénea a la profundidad  $z_i$  inmediatamente después del rompimiento.

- La fracción de oleaje rompiente y la energía de disipación por cada ruptura de ola en un campo específico de viento, puede ser derivado de las estadísticas de oleaje (Delvigne et al., 1988). Observaciones de campo de Holthuysen y Herbers (1986) permitieron obtener una simple relación para calcular Fwc:

$$F_{wc} = c_b (U_w - U_{wi}) / T_w \quad (2-17)$$

Donde: Fwc, es la fracción de la superficie del mar afectada por el rompimiento de ola por unidad de tiempo,  $T_w$ , periodo de ola,  $U_{wi}$ , velocidad del viento a la cual se inicia el rompimiento de la ola (5 m/s) y  $C_b$ , una constante igual a 0.032 s/m.

- Igualmente dedujeron una relación semiempírica para la disipación de energía por unidad de área superficial involucrada en cada rompimiento de ola:

$$D_{ba} = 0.0034 \rho_w g H_{rms}^2 \quad (2-18)$$

Donde:  $H_{rms}^2$ , es la altura de ola significativa,  $\rho_w$ , es la densidad del agua y  $g$ , es la aceleración de la gravedad.

- Debido a la carencia de datos experimentales Delvigne (1987, 1994) sugirieron investigar acerca del comportamiento de las manchas de petróleo iridiscentes y, la dispersión de petróleos de alta viscosidad y que se emulsionan rápidamente, ya que esta condición puede reducir considerablemente la cantidad de petróleo disperso.

### 2.3.1.2 Trabajo Experimental: Estudio de la Dispersión Vertical de Petróleo en Presencia de Dispersantes (Lunel, 1993)

Durante 1992 se realizaron las primeras mediciones del tamaño y distribución de las gotas de petróleo formadas durante la dispersión natural de petróleo en presencia de dispersantes en el mar del Norte, gracias al desarrollo de un dispositivo que permite diferenciar entre las señales radio emitidas por las gotas de petróleo, las burbujas de aire, los sedimentos suspendidos y el plancton. Lunel encontró que diámetro medio del

tamaño de las gotas de petróleo en presencia de dispersantes es 20 micrones y que la relación de las mezclas dispersante-petróleo varía considerablemente de una a otra combinación. Este estudio permitió avanzar en el entendimiento y modelado de los procesos de dispersión vertical de petróleo en el mar y en la determinación de los parámetros críticos para las pruebas de dispersión vertical en laboratorio.

Los datos registrados por el dispositivo diseñado (Phase Doppler Particle Analyzer - PDPA) fueron validados por medio de datos de laboratorio. Dichos datos de campo permitieron confirmar que la distribución del tamaño de las gotas de petróleo está principalmente determinada por la dinámica superficial del océano más que por las propiedades del hidrocarburo. Lunel observó que para un mismo crudo derramado en el mar bajo diferentes velocidades de viento la distribución del porcentaje de gotas de petróleo era similar, aunque la cantidad de petróleo disperso fuese mayor para el caso de mayor velocidad del viento.

Lunel explica que la turbulencia en la superficie del océano puede ser descrita en términos de vórtices de diferentes tamaños. La energía de los grandes vórtices es transferida a los pequeños vórtices, similar a un proceso en cascada; en los más pequeños vórtices la energía es disipada en forma de calor debido a la influencia de la viscosidad (Delvigne y Sweeney, 1988). Continuamente las fuentes de energía, tal como el viento introducen energía en grandes escalas. Los pequeños vórtices son los de mayor importancia en la formación de gotas de petróleo, debido a los grandes gradientes de velocidad generados, mientras que los grandes vórtices son más importantes en el transporte difusivo de las gotas.

Lunel encontró que para las gotas de petróleo en presencia de dispersantes:

- el 90% tienen un diámetro inferior a 45  $\mu\text{m}$  y representan el 50% del volumen de petróleo disperso,
- el 99% de las gotas en presencia de dispersantes tienen un diámetro inferior a 70  $\mu\text{m}$  y representan el 90% del volumen de petróleo disperso,
- la distribución del tamaño de las gotas de petróleo depende principalmente de la turbulencia en micro escala y es independiente del tiempo y,
- el porcentaje de gotas de petróleo dispersas a dos metros de profundidad corresponde al 40% de la masa inicial del derrame.

Igualmente, Lunel determinó que las gotas de diámetro inferior a 70 micras tardan más de una hora en llegar a la superficie y las gotas de diámetro superior a 70 micras tardan menos de 1 hora, por lo que concluyó que las gotas de diámetro superior a 70 micras se encuentran en suspensión y generalmente vuelven a unirse a la mancha y, las gotas de diámetro inferior a 70 micras se encuentran dispersas. En la tabla 2-9 se observan los resultados de las observaciones realizadas por Lunel acerca de la velocidad terminal.

**Tabla 2-9. Velocidades Terminales de Gotas de Petróleo**

<b>Diámetro (<math>\mu\text{m}</math>)</b>	<b>Velocidad Terminal (m/s)</b>	<b>Velocidad Terminal (cm/min)</b>	<b>Tiempo para recorrer 1m (min)</b>
<b>10</b>	5,0E-06	0,03	3330
<b>20</b>	2,2E-05	0,132	760
<b>30</b>	4,9E-05	0,294	340
<b>40</b>	8,7E-05	0,522	190
<b>50</b>	1,4E-04	0,84	120
<b>70</b>	2,7E-04	1,62	62

<b>80</b>	3,5E-04	2,1	48
<b>100</b>	5,5E-04	3,3	30
<b>150</b>	1,2E-03	7,2	14
<b>200</b>	2,2E-03	13,2	8
<b>300</b>	4,9E-03	29,4	3
<b>400</b>	8,7E-03	52,2	2
<b>500</b>	1,4E-02	81,6	1

Fuente: Lunel (1993)

El trabajo de laboratorio presentado por Lune recrea las condiciones de dispersión en el mar y sirve para identificar los principales parámetros del fenómeno, tales como, el tamaño de las gotas, la sensibilidad del tamaño de las gotas a las combinaciones de dispersantes y, el volumen de petróleo que se encuentra en la fase dispersa.

### 2.3.1.3 Trabajo Experimental y de Modelado de Esguerrimiento y la Dispersión Vertical con Base en Datos de Campo (Elliott et al, 1986)

Elliott et al (1986) comentan que la observación de derrames de petróleo en el Mar del Norte ha mostrado que los derrames de petróleo se alargan rápidamente en la dirección del viento y del oleaje, por tanto los modelos empíricos (Fay, 1969) son inapropiados para modelar este tipo de situaciones, ya que no representa la interacción entre la flotación de las gotas de petróleo y el efecto cortante de las corrientes superficiales. El modelo propuesto por Elliott et al. (1986) presentó un buen ajuste con las observaciones de campo en presencia los procesos de difusión cortante.

Determinar el proceso de esguerrimiento es importante para predecir el comportamiento de la meteorización de la mancha debida a la evaporación, emulsificación y, dispersión natural. Elliot et al (1986) destacaron que las restricciones asumidas por Fay (aguas en calma, no considerar los efectos de la turbulencia, no considerar las diferencias y cambios de viscosidad) son de gran importancia y están soportadas en pocos datos de laboratorios tomados en experimentos de pequeña escala.

Elliott et al. (1986) describieron experimentos que consistieron en la descarga de pequeñas cantidades (aproximadamente 5 m<sup>3</sup>) de aceite combustible y diesel acompañados de rodamina en el mar del Norte. Los derrames experimentales fueron monitoreados horizontal y verticalmente empleando un sistema de sensores remotos. El seguimiento de los derrames incluyó la medición de las corrientes y las características del oleaje (altura de ola y frecuencia). En la siguiente tabla se resumen los principales resultados de los experimentos.

**Tabla 2-10. Resumen de Datos Experimentales**

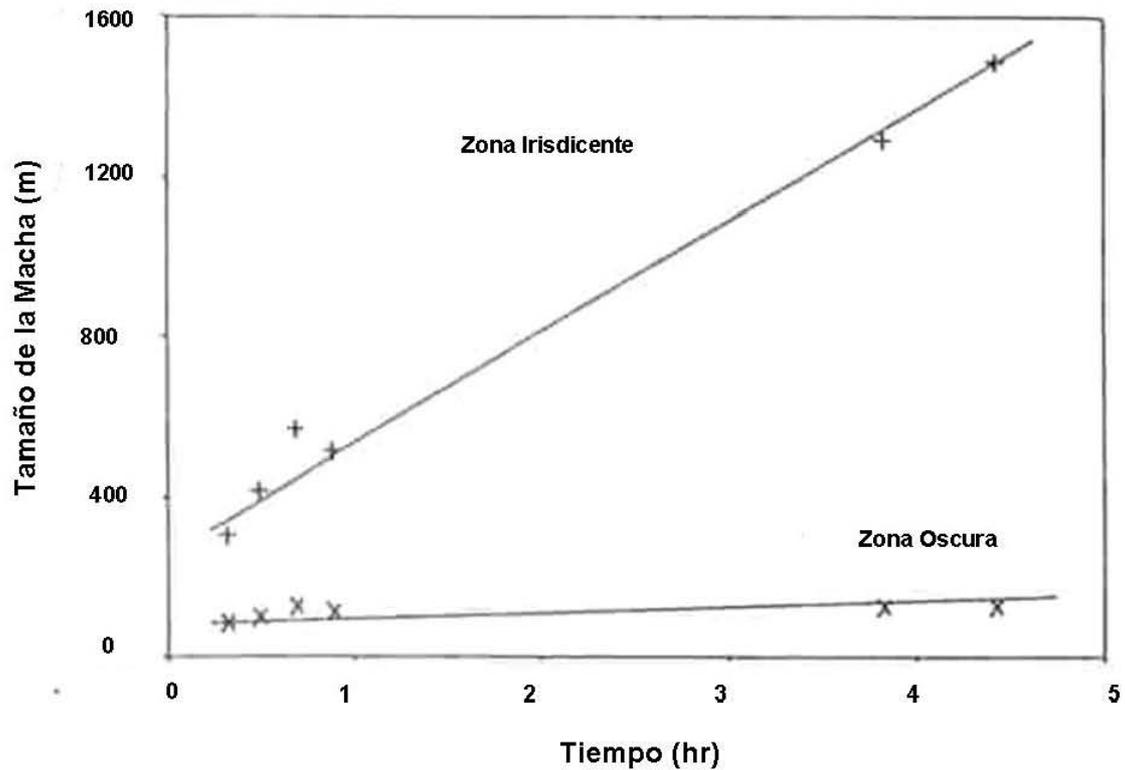
<b>Parámetro</b>	<b>Observación</b>
<b>Esfuerzos laterales</b>	Mínimos
<b>Esfuerzos verticales</b>	En promedio 1.5 x 10 <sup>-2</sup> s <sup>-1</sup>
<b>Difusión horizontal</b>	2000 cm <sup>2</sup> / s
<b>Difusión vertical cerca del superficie</b>	10 cm <sup>2</sup> / s
<b>Velocidad del viento</b>	2.5 – 10 m /s
<b>Altura de ola</b>	0.5 – 1.0 m
<b>Periodo de ola</b>	3 – 5 s

Fuente; Elliott et al (1986)

Las observaciones de la forma de los derrames muestran que la forma inicial de la mancha se alinea en la dirección del viento y las olas y, al cabo de 4 horas la forma de la mancha es elíptica. Igualmente, desde el comienzo del crecimiento de la mancha se diferencian dos zonas de escurrimiento, una zona oscura y otra iridicente. La zona oscura creció rápidamente durante los primeros 20 min para luego crecer lentamente, mientras que la zona iridicente creció linealmente con el tiempo. Durante los experimentos se tuvo una velocidad de viento entre 7.5 a 10 m/s. Después de 30 min la longitud de la zona oscura y la zona iridicente fue de 300 m y 4 km, respectivamente. Elliott (1986), comentó que el monitoreo de derrames de petróleo de baja viscosidad es bastante complicado debido a su elevada tendencia a dispersarse en la columna de agua por acción del oleaje, por ejemplo en derrame experimental de 5 m<sup>3</sup> de diesel el 95% del volumen inicial se dispersó naturalmente luego de 4 horas bajo condiciones de velocidad promedio de viento de 7.5 m/s. El resumen de los resultados experimentales, se observa en la figura 2-18.

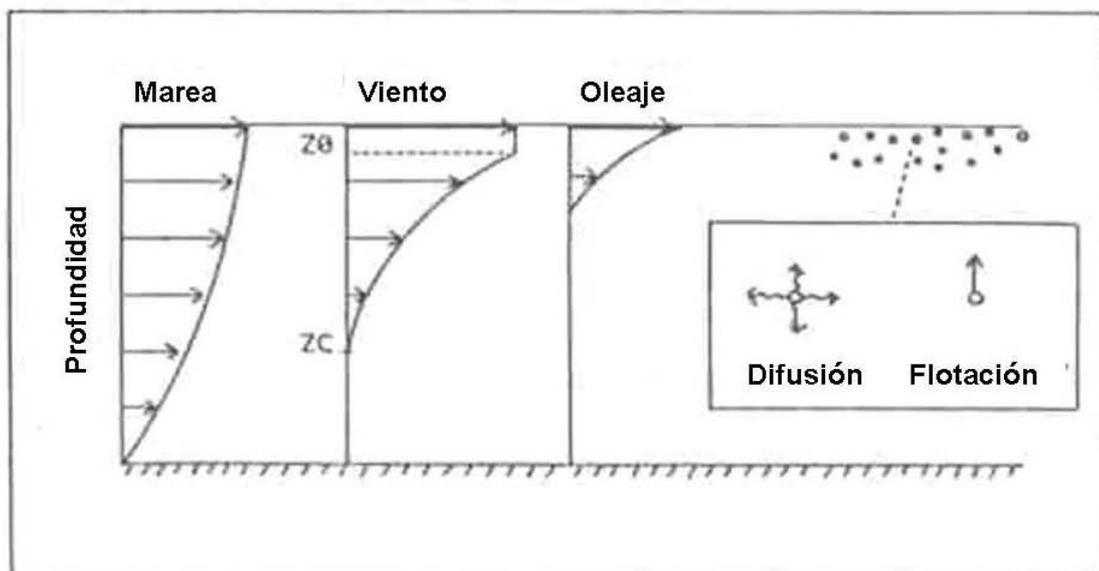
La observación fundamental de Elliott et al (1986) consistió en determinar que el comportamiento de un derrame de petróleo está fuertemente regido por la difusión turbulenta generada por las mareas, el viento y el oleaje y, que el comportamiento de las gotas de petróleo dispersas en la vertical está sujeto a los gradientes de velocidad generada por los mismos. Elliot et al. (1986) propusieron un modelo que involucra la estructura vertical de las mareas, un perfil logarítmico para la velocidad debida al viento y el modelo de Stokes para el comportamiento del oleaje. La principal limitación de la propuesta del grupo de investigadores está en considerar que el derrame de petróleo está compuesto desde el inicio por una distribución de gotas de petróleo de acuerdo a datos reportados por Forrester (1971). En la figura 2-19, se resume los criterios propuestos para la implementación del modelo.

### **Figura 2-18. Datos Experimentales del Tamaño de un Derrame**



Fuente: Elliott (1986)

**Figura 2-19. Esquema Representativo de los Fenómenos Incluidos en el Modelo de Elliott et al, 1986**



Fuente: Elliott et al (1986)

#### 2.3.1.4 Trabajo Experimental y de Campo acerca de la Dispersión Natural y la Formación de Emulsiones (Lynch, 1987)

Lynch (1987) realizó pruebas en laboratorio y en campo ayudado de un dispositivo flotante acerca de la dispersión natural y la formación de emulsiones, estudiando el

efecto de parámetros, tales como el espesor inicial de la mancha, la temperatura del agua y el contenido de asfáltenos, encontrando que tanto el aumento de la viscosidad del derrame debido a la formación de emulsiones, como la dispersión natural de petróleo estaban relacionadas con el contenido de asfáltenos.

Durante la investigación se encontró que para emulsiones de petróleo y agua la razón final de dispersión de petróleo fue menor y no pudo ser correlacionada con ningún parámetro físico de la emulsión formada. La variación del volumen inicial de petróleo (2, 10, 20 litros) y el respectivo espesor inicial de la mancha (0.1, 0.5 y 1.0 mm), no afectó, ni a la razón inicial de dispersión, ni a la razón de incremento de la viscosidad. Sin embargo la razón final de dispersión de la emulsión se vio afectada por la variación del volumen inicial del derrame; ya que el mayor volumen de emulsión derramada produjo mayores razones de dispersión del petróleo. Igualmente, los derrames experimentales con espesores de 1 mm se dispersaron más rápidamente que los derrames con espesor inicial de 0.5 mm. Lynch (1987) comenta que Milgram et al (1978) reportaron que el incremento del espesor de la película de petróleo derramado disminuye el porcentaje de petróleo disperso e incrementa el valor de la viscosidad final, lo cual coincidió con las observaciones de realizadas.

Se realizaron pruebas con temperaturas de agua de 5, 10 y 20 °C. La disminución de la temperatura propicio un aumento más rápido de la viscosidad vía la formación de emulsiones, a su vez la razón inicial de dispersión del petróleo se vio disminuida por el incremento inicial de la viscosidad. Sin embargo la razón final de dispersión no se vio afectada por el volumen inicial de petróleo ni por la temperatura del agua.

Lynch había realizado con anterioridad pruebas relacionadas con el seguimiento de derrames de petróleo por encargo del Departamento Británico de Transporte percatándose de la dificultad para seguir la evolución de los derrames luego de varias horas como consecuencia de que gran parte del petróleo que no se había evaporado o disuelto pasaba a la columna de agua debido a la dispersión vertical y, el restante petróleo remanente en la superficie formaba emulsiones.

Los resultados de las pruebas permitieron comprobar que la razón inicial de dispersión (primeros 20 min) estaba relacionada con el contenido de asfáltenos, sin embargo no fue posible establecer una relación en función de las características físicas del crudo (ver tabla 2-11 y figura 2-20). Igualmente, se observó que la razón de dispersión final de petróleo se ve reducida por la influencia del estado inicial de emulsificación del petróleo derramado, tal como se observa en la tabla 2-12 y figura 2-21. De igual forma el porcentaje de agua introducida en la emulsión de petróleo se ve afectada por el porcentaje inicial de petróleo disperso. Las gráficas presentadas van acompañadas de una línea de tendencia y, su respectivo coeficiente de correlación.

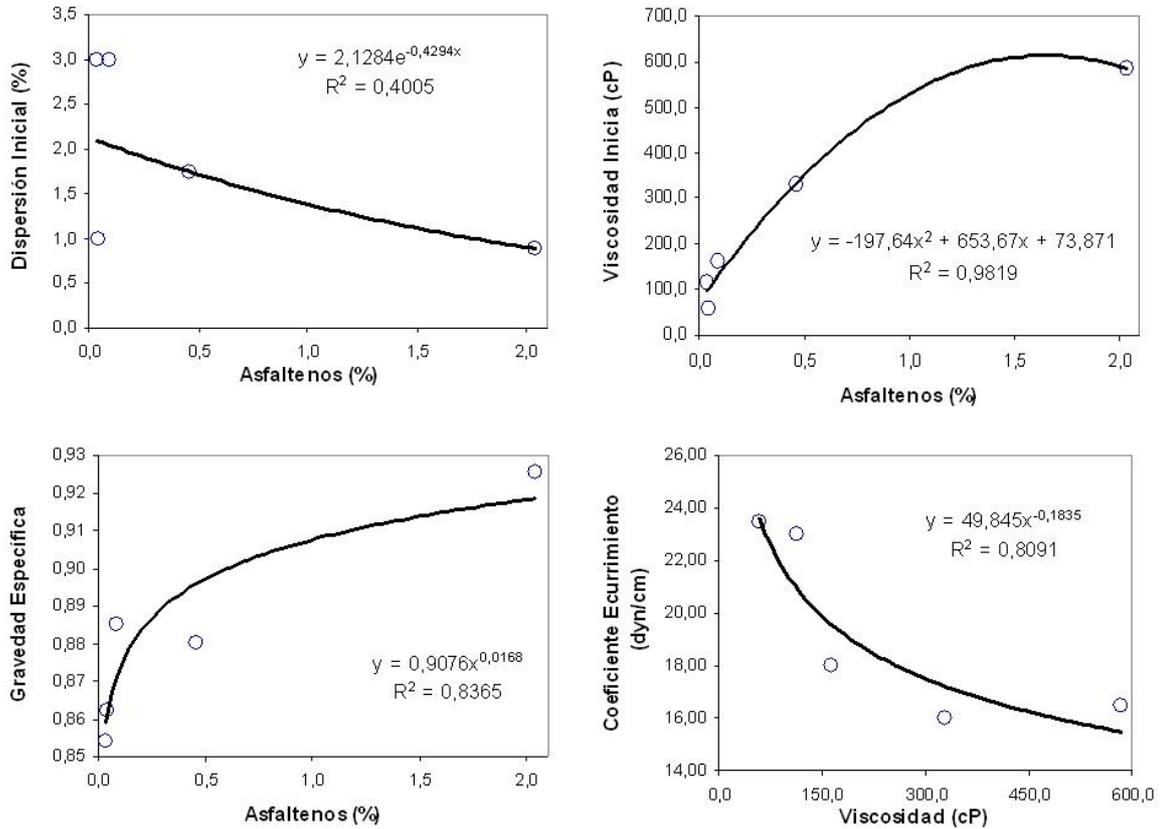
**Tabla 2-11. Características Físicas y Razones Iniciales de Dispersión**

<b>Crudo</b>	<b>Viscosidad cP, 15°C</b>	<b>Asfálteno (%)</b>	<b>Gravedad Especifica</b>	<b>Coefficiente de Esgurrimiento Promedio (dynas / cm)</b>	<b>Razón Inicial de Disersión (% / min)</b>
<b>Ekofisk</b>	114	0,037	0,8541	23,0	3,00
<b>Brent</b>	59	0,046	0,8621	23,5	1,00

<b>Forties</b>	163	0,090	0,8852	18,0	3,00
<b>Ninian</b>	329	0,460	0,8802	16,0	1,75
<b>Kuwait</b>	585	2,040	0,9256	16,5	0,88

Fuente: Lynch (1987)

**Figura 2-20. Relación entre el Contenido de Asfáltenos y la Dispersión Vertical**



Fuente: Lynch (1987)

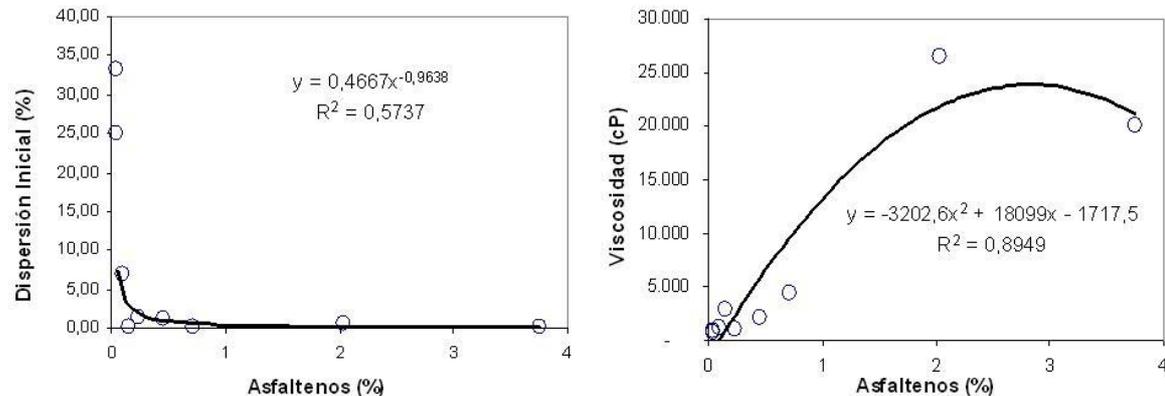
**Tabla 2-11. Características Físicas y Razones de Dispersión de Petróleos Emulsionados (60% de Contenido de Agua)**

Crudo	Asfáltenos (%)	Viscosidad (cP)	Razón de Dispersión (% / hr)
<b>Ekofisk</b>	0,037	740	25,00
<b>Brent</b>	0,046	910	33,30
<b>Forties</b>	0,090	1.200	7,00
<b>Thistle</b>	0,240	1.000	1,50
<b>Ninian</b>	0,460	2.130	1,25
<b>Heather</b>	0,720	4.500	0,16
<b>Iranian Ligh</b>	0,154	2.979	0,16

<b>Kuwait</b>	2,040	26.500	0,70
<b>Safaniya</b>	3,750	20.000	0,25

Fuente: Lynch (1987)

**Figura 2-21. Relación entre el Contenido de Asfáltenos y la Dispersión Vertical de Petróleo Emulsionado (60% Contenido de Agua)**



Fuente: Lynch (1987)

Lynch concluyó que la dispersión natural del petróleo ocurre por medio de dos vías: directamente de la derrame inicial de petróleo, el cual es un proceso rápido, denominado dispersión inicial y, proveniente de la emulsión formada entre el petróleo y el agua, el cual es un proceso menos rápido. Al final del proceso de dispersión generalmente el porcentaje de petróleo disperso es similar, sin embargo existe un cierto límite de emulsificación ligado al aumento de la viscosidad, en el cual el petróleo remanente ya no se dispersa, formándose las conocidas barras flotantes (ver figura 2-4).

La principal limitación del estudio presentado por Lynch es no haber considerado el efecto que las condiciones del mar tiene sobre el proceso de dispersión natural y el poder relacionar con claridad los diferentes parámetros monitoreados, tales como la temperatura, el porcentaje de asfáltenos y el porcentaje de emulsificación, entre otros.

Dentro de las conclusiones presentadas en el estudio, las más destacadas son:

- La formación de las emulsiones se ve significativamente reducida por la cantidad de petróleo disperso.
- La viscosidad del derrame aumenta rápidamente en las primeras 4 horas, luego tiende a estabilizarse aproximadamente entre las 6 y 8 horas. Dicho comportamiento esta directamente relacionado con el contenido de asfáltenos.
- Existen dos vías de dispersión natural: la primera que proviene del derrame inicial y la segunda que proviene de la emulsión formada.
- La dispersión natural depende del espesor inicial del derrame, estableciéndose que a mayor espesor inicial, más grande es el porcentaje final de petróleo disperso.
- El aumento de la temperatura del agua favorece el proceso de emulsificación, propicia el aumento de la viscosidad final y reduce la razón inicial de dispersión.

### 2.3.1.5 Otros Trabajos Experimentales acerca del Comportamiento de la Dispersión Vertical

Thorpe (1984 a, b) investigó acerca del transporte turbulento en la superficie del mar, incluyendo la turbulencia generada por el rompimiento de las olas, la circulación de Langmuir, el viento y las mareas, logrando un registro de la variación del coeficiente de difusión vertical para las burbujas de aire formadas por el rompimiento de las olas (ver tabla 2-12). En la figura 2-22 se muestra el comportamiento del coeficiente de difusión vertical en función de la velocidad del viento para una profundidad de 1.5 m. Los círculos abiertos muestran el comportamiento del coeficiente de difusión vertical para una zona litoral y los círculos sólidos para un lago.

**Tabla 2-12. Coeficiente de Difusión Vertical**

Velocidad (m/s)	Viento	Kv Litoral (10-4 m2/s)	Velocidad (m/s)	Viento	Kv Lago (10-4 m2/s)
3,1		45	3,7		51
4,8		43	4,3		66
6,1		41	5,8		62
7,8		50	6,9		67
8,5		68	7,3		95
9,5		135	8,5		99
10,5		150	9,5		108
11,8		183	10,5		103
			11,3		107

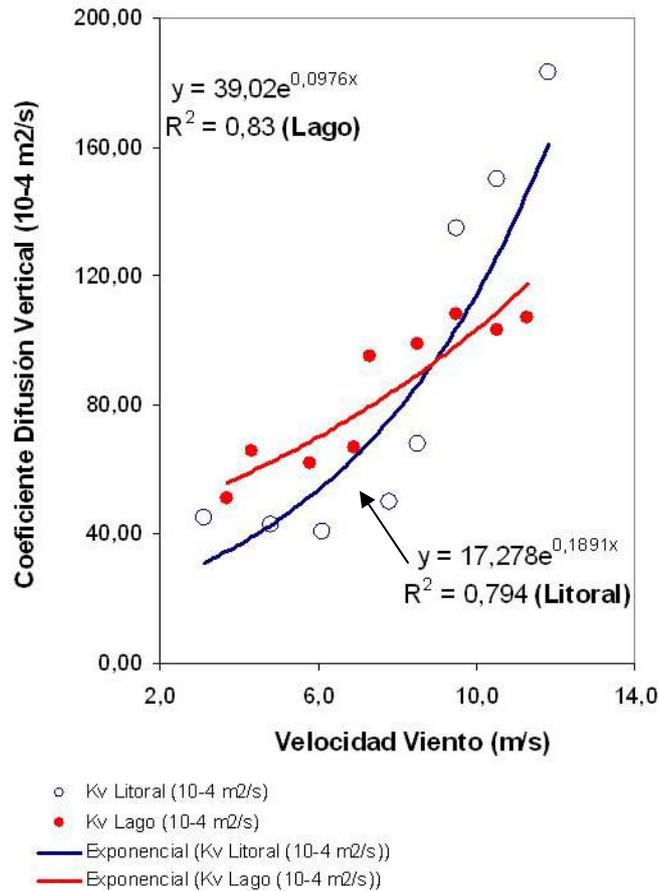
Fuente: Thorpe (1984b)

Bouwmeester y Wallace (1986), realizaron experimentos de laboratorio en un canal de 17 m de largo dotado de un generador de olas por acción del viento. En dicho canal, se realizó un vertimiento de petróleo con películas de espesor entre 0.3 y 0.8 mm. Las concentraciones y distribución del tamaño de las gotas de petróleo fue registrada entre 12 y 2,000  $\mu\text{m}$ , mientras que el número de gotas decreció exponencialmente con el incremento del tamaño de las gotas (ver figura 2-23). La distribución del tamaño de las gotas responde a la siguiente expresión:

$$N_u(d_o) * d_o = Const. \quad (2-19)$$

Donde:  $N_u(d_o)$  es el número de gotas en un intervalo determinado y  $d_o$  es el diámetro medio de intervalo de gotas. La concentración de gotas fue independiente del espesor de la película, pero las gotas más grandes fueron encontradas en películas con espesor mayor.

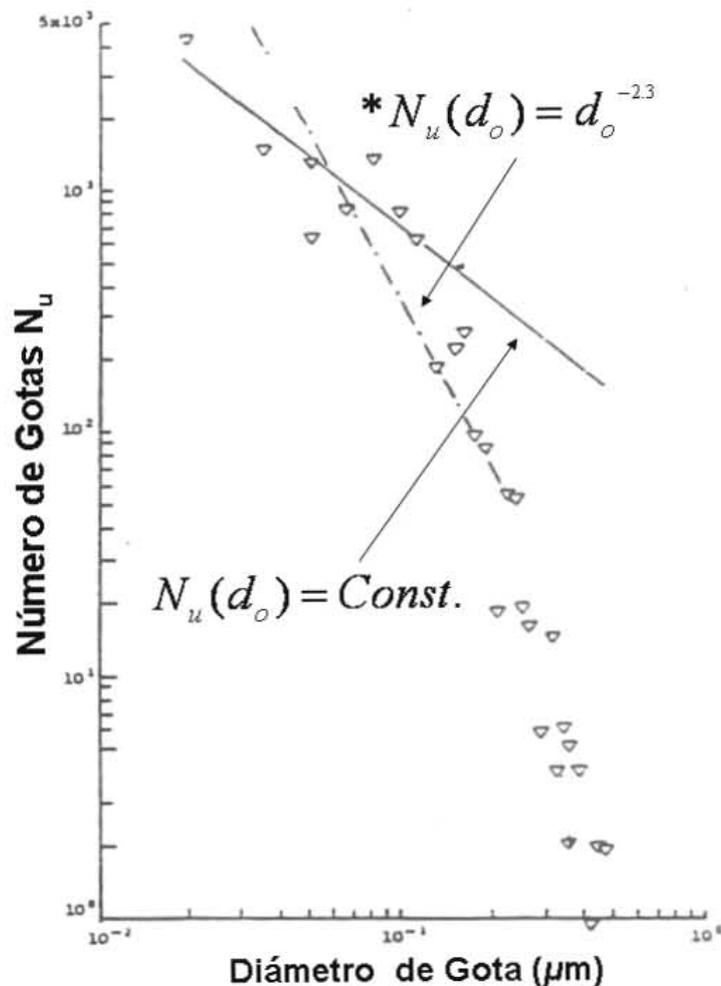
**Figura 2-22. Coeficiente de Difusión Vertical**



Fuente: Thorpe (1984<sup>b</sup>)

Brandvik et al (1996) resumen en su trabajo los resultados de las pruebas de derrames de petróleo realizadas en el mar del Norte en Noruega acerca de la meteorización, el escurrimiento, la dispersión y el comportamiento de derrames en fondo. Durante los experimentos de campo se monitoreo la concentración de petróleo en la columna de agua a diferentes profundidades (1, 3 y 8 m). La observación y posterior análisis de las imágenes de sensores remotos de las primeras 8 horas permitió concluir que la zona oscura del derrame representa cerca del 3 a 5% del área total y que allí se concentra entre el 85 y 90% del volumen total del derrame. Los resultados del comportamiento del contenido de agua, la evaporación, la viscosidad y la densidad se encuentran en el anexo 1 de acuerdo al trabajo presentado por Daling et al (1999).

**Figura 2-23. Relación del Diámetro de Gotas y su Abundancia**

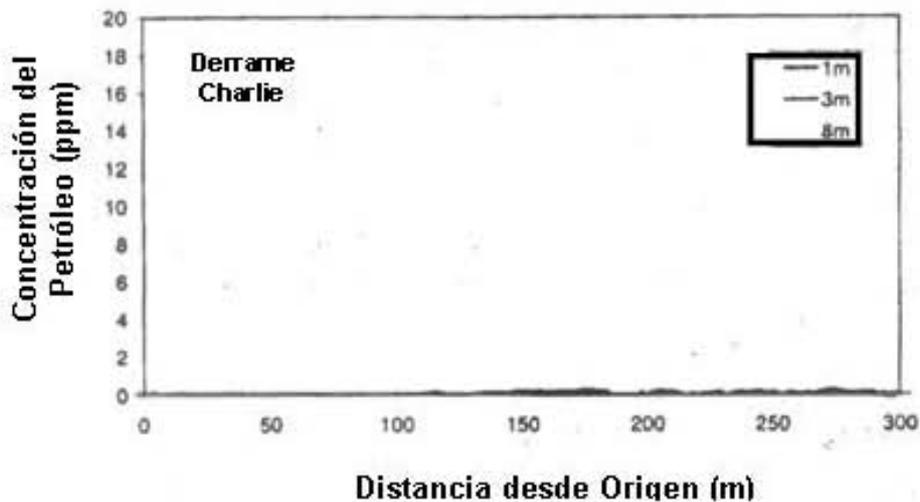
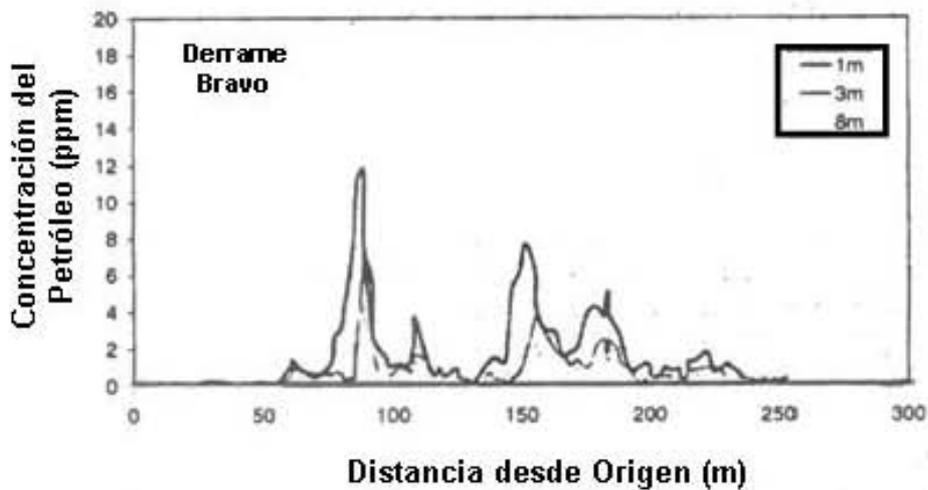
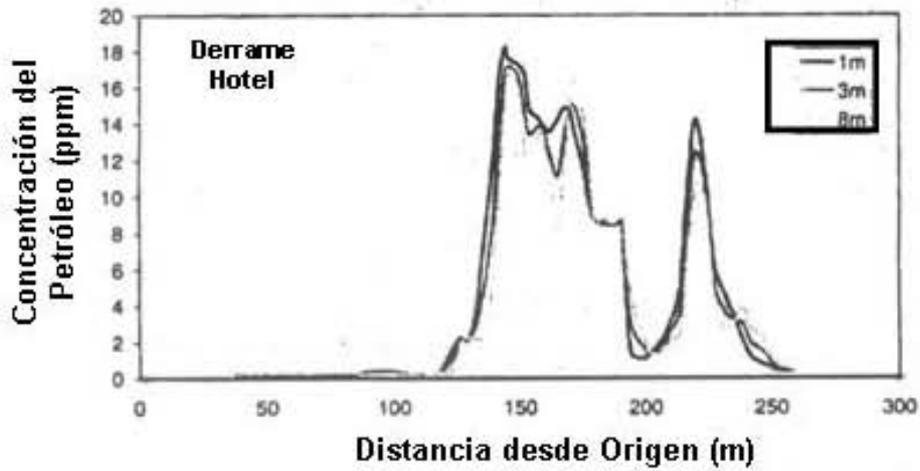


Fuente: Bouwmeester et al (1986)

La concentración del petróleo en la columna de agua fue registrada durante, aproximadamente 2.5 horas para los tres derrames provocados, llamados: Charlie (derrame de Control), Hotel y Bravo y, luego de 30 minutos de aplicación de dispersante para los derrames Hotel y Bravo (Daling et al, 1999).

La dispersión natural del derrame de control (Chalie) fue registrada en el rango de 0.05 a 0.3 ppm. La mayor concentración fue registrada medida a 1 m de profundidad y fue nula para profundidades mayores a 8 m. Para los otros dos derrames (Hotel y Bravo), tratados con dispersantes la concentración estuvo en el rango de 10 a 20 ppm, manteniéndose más o menos constante hasta los 8 m de profundidad, tal como se muestra en la figura 2-24.

**Figura 2-24. Concentraciones del Petróleo Disperso luego de 2.3 horas de Inicio de la Prueba (20 a 30 minutos después de aplicado el dispersante para los derrames Hotel y Bravo)**



Fuente: Brandvik et al (1996)

Murray (1972) fue el primero en tratar de explicar el tema de la dispersión vertical de los derrames de petróleo luego de comparar los resultados del escurrimiento de las manchas de petróleo arrojados por la ecuaciones de difusión de Taylor y la teoría de Fay (1969, 1971), sugiriendo que la manera adecuada de modelar el comportamiento de los derrames implicaba estimar la difusión horizontal y vertical de la mancha de petróleo. Murray empleó para este fin la teoría de la difusión de Fickian; la cual es similar a la empleada para el estudio de la dispersión de contaminantes en la atmósfera, conocida como expresiones de Gauss.

Murray consideró los efectos de la velocidad de la corriente y un coeficiente de dispersión isotropito ( $K_v = K_h = K$ ), validando su modelo con información de campo obtenida de una falla en el pozo Chevron MP 41C, ubicado en el Golfo de México cerca de la desembocadura del río Mississippi, obteniendo mejor ajuste que la teoría de Taylor y de Fay.

Forrester (1971), fue el primero en analizar datos de campo del comportamiento de la dispersión natural de petróleo en el mar, a raíz dos derrames de petróleo ocurridos a comienzos de de 1970 cerca de la Bahía de Chedabucto en Nueva Escocia, Canadá. El estudio consistió en la toma de múltiples muestras de agua a diferentes profundidades en zonas cercanas a la costa ubicadas a distancias mayores a 250 km de la zona de mar abierto donde ocurrió el derrame en profundidades que variaron entre pocos metros y 100 m. Los principales hallazgos del estudio consistieron en:

- Determinar la presencia de gotas de petróleo a distancias superiores a 250 km del derrame y estimar que la velocidad promedio de movimiento de fue 8 km/día,
- Determinar que el rango de tamaño de las gotas encontradas oscilaba entre 5 y 85  $\mu\text{m}$ ,
- Determinar que el volumen de gotas de petróleo dispersas en el agua puede ser estimado por medio de la siguiente expresión:

$$V = K_L(L_2 - L_1) \quad (2-20)$$

donde:  $K_L$ , es una constante igual a  $3.4 \times 10^4$  ( $\mu\text{m}^{-1}$ ),  $L_2$  y  $L_1$ , son los rangos de tamaño de las gotas ( $\mu\text{m}$ ).

- Determinar que el número de gotas,  $Q$ , por unidad de volumen de agua, es:

$$Q = K_L 0.5(L_2^2 - L_1^2) \quad (2-21)$$

- Determinar una expresión para relacionar el proceso de formación e intrusión de las gotas de petróleo con la energía turbulenta.

Forrester (1971) estimó que la razón de producción de gotas de petróleo de diámetro menor a 1 mm es del orden de 6  $\text{m}^3/\text{día}$  durante los primeros 15 días y de 1  $\text{m}^3/\text{día}$  durante los siguientes 20 días. Finalmente, el investigador reconoce las limitaciones del estudio y plantea las necesidades de realizar nuevas investigaciones.

### 2.3.2 Experimento del Ecurrimiento de un Derrame de Petróleo bajo Condiciones Hidrodinámicas Cercanas a la Costa (Borthwick y Joynes, 1992)

Borthwick y Joynes (1992), realizaron una comparación entre los resultados experimentales de la advección y escurrimiento de una mancha de petróleo en un dispositivo de laboratorio de 3.5 por 6.0 m provisto de una zona de playa y un modelo numérico considerando que las zonas litorales son las más sensibles a sufrir daños por un derrame de petróleo.

El propósito de la investigación fue combinar la interacción de las corrientes y el oleaje, empleando el modelo de conservación de especies de Fickian (Murray, 1972) para el movimiento inducido por el oleaje de un derrame en pequeña escala con un perfil de playa variable. En condiciones de mar en calma el crecimiento de una

mancha de petróleo esta regulado por la difusión, mientras que en condiciones costa afuera prima el efecto del viento y cerca a la costa el efecto del viento combinado con las corrientes y el oleaje, sin embargo ha sido más estudiada la advección por efecto del viento que por corrientes inducidas por el oleaje. En las regiones costeras las corrientes generadas por el oleaje generan complejas superficies de flujo.

Borthwick y Joynes, emplearon las ecuaciones de conservación y momento resueltas por la técnica de diferencias finitas, junto con la teoría lineal de ondas y la ecuación de energía para determinar la altura y ángulo de la ola. El modelo propuesto considera la fricción en fondo, la teoría de la capa límite para determinar el perfil de velocidad y un coeficiente de mezcla lateral debido a la altura de la ola.

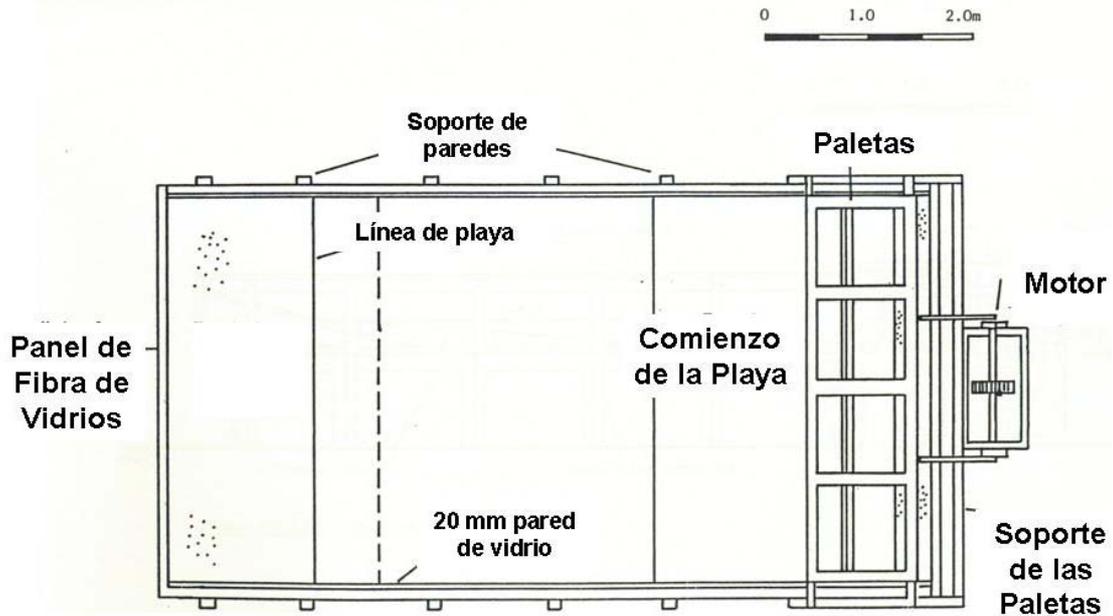
El trabajo experimental realizado por Joynes (1989) como parte de su investigación doctoral hizo énfasis en mejorar la información disponible acerca del comportamiento de derrames de petróleo en zonas litorales, ya que en los anteriores trabajos no consideraron la influencia de las corrientes superficiales sobre la mancha de petróleo o se realizaron en condiciones de agua en calma. Joynes (1989) tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- La superficie de agua disponible para el escurrimiento del petróleo fue máxima,
- La generación del oleaje costa afuera fue periódica y regular
- La configuración de la playa permitió la generación de corrientes longitudinales frente a la playa.

Se construyó un dispositivo de 3.5 x 7.4 m, con un pistón para generar oleaje regular con periodo de 1.29 s y altura de ola de 0.098 m. La batimetría experimental consistió en pendiente de la playa de 0.375 y una zona plana 3.5 x 5.0 m. La profundidad máxima del agua fue de 0.255 m. La malla numérica, fue dibujada en el dispositivo experimental. Los datos experimentales registraron por medio de una imagen y sensores físicos durante periodos de 20 minutos, con el fin de alcanzar un estado estacionario para el oleaje. La superficie de corriente fue determinada por medio de un análisis de vídeo, gracias a la colocación de discos flotantes (Joynes, 1989). Se empleó un marcador para determinar la posición de la mancha, el cual permitió estimar un coeficiente de difusión asumiendo que el escurrimiento puede ser modelado como un proceso de difusión de Fickian, ya que el en agua no había sido agitada. El derrame se considero instantáneo, ya que tardo menos de 1 s. La localización inicial del derrame fue  $x= 3.7$  m,  $y=1.4$  m. No se observó dispersión antes de 5 min. Para mejorar la calidad de las fotografías y el video, se colocó luz artificial. Las fotografías fueron analizadas a fin de determinar el espesor de la mancha, por medio de la calibración con información de pruebas. En todas las pruebas se empleó agua limpia para evitar efectos de tensión superficial por aceite remanente. El diseño experimental de Joynes (1989) permite una superficie máxima para el escurrimiento del petróleo de 3.5 x 5.0m. Las figuras 2-25 y 2-26 muestran una vista de planta y un corte transversal del dispositivo experimental, respectivamente.

El tanque tiene un área superficial total de 3.5 x 7.24m y esta sostenido por soportes de 0.7 m; lo cual, facilita el acceso para lo toma de datos. La máxima profundidad de trabajo es de 0.4m. Las paredes del tanque están elaboradas en perspex un material que es resistente, permite el paso de la luz, el uso de anemómetros láser y no es rugoso. Las láminas de perspex están soportadas por ángulos de acero que no permiten la deformación del material. La playa plana de 20 grados aproximadamente fue cubierta con un material color mate que reduce la reflexión y disipa la energía del oleaje.

**Figura 2-25. Vista de Planta del Dispositivo de la Universidad de Salford**



Fuente: Joynes (1989)

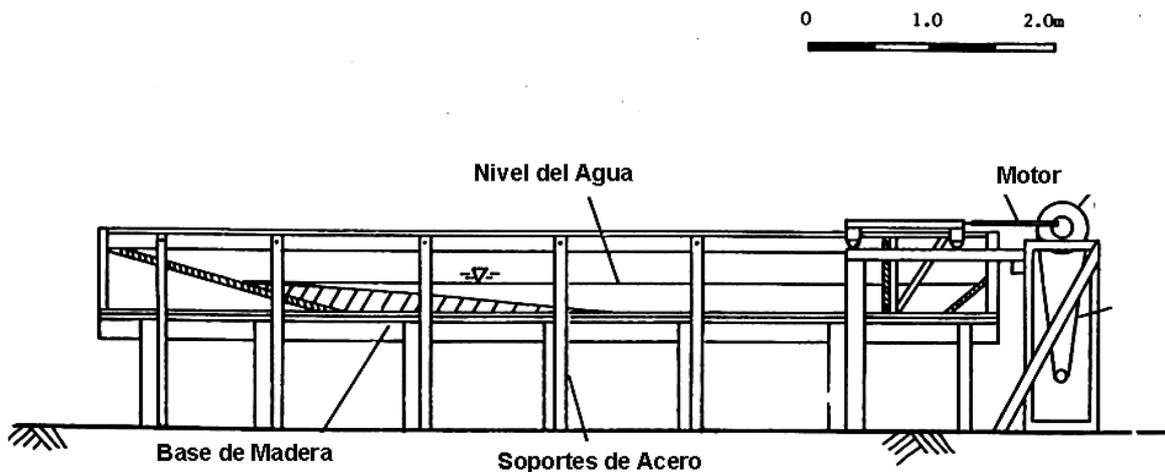
La generación del oleaje se realiza por medio de un pistón unido a una paleta vertical de acero en forma rectangular, la cual no tiene desplazamiento angular. El generador de oleaje esta adaptado de tal forma que reduce la vibración. Se empleo un motor de 4 H.P de 500 r.p.m. con velocidad variable.

La pendiente de la playa fue seleccionada con base en la siguiente ecuación de diseño:

$$h(x, y) = s \left( x - amp * \sin \left( \frac{2xy}{\lambda} \right) \right) \quad (2-22)$$

donde: s es el gradiente de la playa, amp es la amplitud del periodo de la playa, y  $\lambda$  la longitud de onda del oleaje. En este caso se empleó un  $s = 0.0714$ ,  $amp = 0.875 \sin(\pi x / 3.5)$  y  $\lambda = 7.0$  m. En las pruebas descritas se empleó una profundidad de 0.255 m.

**Figura 3-29. Corte Vertical del Dispositivo de la Universidad de Salford**



Fuente: Joynes (1989)

El dispositivo armado por Joynes (1989) tenía un pistón con un recorrido de 0.2 m, generando olas con periodos entre 0.8 y 2 s. Durante las pruebas se generaron olas con alturas entre 0.05 y 0.0977 m y, periodos de onda que variaron entre 1.29 y 1.38 s. Para facilitar la toma de datos se trazó una malla en el fondo del tanque con un intervalo de 0.2 m en la dirección X y de 0.35 m en la dirección Y.

## Resultados

Profundidad: La profundidad del tanque fue medida con una precisión de 1.0 mm, por lo que fue identificada una diferencia de 3 mm entre la profundidad de la playa diseñada y la profundidad planeada por efectos del peso del agua.

Periodo de la ola: Los periodos seleccionados para la experimentación fueron 1.29 y 1.38 s, los cuales fueron medidos con la ayuda de un cronometro y luego fueron confirmados con la ayuda de un osciloscopio.

Altura de ola: Se observó que luego de 20 min el comportamiento del oleaje era estacionario, referencia que fue aprovechada para realizar las pruebas de dispersión de petróleo una vez alcanzado este estado. Esta condición permitió que el campo de velocidades de corriente generado fuera similar en todos los experimentos.

La altura de ola fue medida por medio de un capacitor, cuya señal fue ampliada por un osciloscopio, a partir del cual se imprimió el perfil de oleaje. Debido a la variación de la profundidad de la playa y a los problemas de diseño anteriormente descritos, fue necesario corregir la altura de ola por medio de una curva de calibración.

Corrientes superficiales: Las corrientes superficiales generadas por el oleaje fueron medidas por medio del seguimiento de marcadores flotantes, los cuales consisten en círculos flotantes con densidad de  $930 \text{ kg/m}^3$ ; por lo que fue necesario realizar un prueba de calibración con un marcador líquido que fue arrojado dentro del tanque de pruebas. Una vez alcanzado el estado estacionario, los resultados mostraron que no es necesaria ninguna corrección.

La circulación de las corrientes pudo ser filmada por medio de una cámara estática. El tiempo de filmación fue de 1 hora, en periodos de 10 min, aproximadamente, tiempo que duraba cada experimento. Dentro del análisis de los datos se considero que el recorrido realizado por cada uno de los marcadores entre cada intervalo de observación era descrito por una línea recta.

Ángulo de ruptura y posición: La posición de la ruptura de la ola fue obtenida por medio del análisis de las películas tomadas; observándose que la posición de la zona de rompiente varió muy poco con respecto a la posición media, alrededor de 4 cm, menos de un intervalo de la malla. Se piensa que dicha variación pudo haber sido una función del oleaje generado que no se pudo establecer con claridad.

Los resultados proporcionaron un razonable patrón de la circulación cerca a la costa y del movimiento del derrame. Como esquema numérico, se empleó una malla más fina en la zona de interés y una malla desfasada para las velocidades. El intervalo de tiempo computacional fue de 0.255 s. Para prevenir problemas numéricos la altura de la ola sobre la profundidad del agua fue construida con base en la frecuencia del primer armónico de resonancia (3.823 s). El coeficiente de mezcla lateral, tuvo un valor de  $0.0376 \text{ m}^2/\text{s}$ . El cortante del fondo fue obtenido usando una estimación del factor de fricción de 0.037.

Se construyó el patrón de circulación cerca de la playa en estado estacionario. Los datos experimentales reflejan unas corrientes superficiales, mientras los datos numéricos son valores promedios, por lo que, los datos experimentales son 15% más grandes. El patrón numérico de circulación coincide en la zona de costa afuera entre  $y=2.3$  m y  $y=3.0$  m a lo largo de la costa. El centro de circulación de los datos experimentales esta ubicado entre 2.4 y 3.4 m en  $y=2$  m, mientras que para los datos numéricos es  $x=2.8$  m y  $y=2.4$  m. Los datos experimentales indican una región cercana a la playa de circulación en sentido contrario del reloj en  $x=1.65$  m y  $y=2.5$  m, mientras que el modelo numérico sobre estima la magnitud de esta circulación. La magnitud del tren de corrientes en las celdas principales del modelo numérico, es mayor al experimental. Estos efectos son debidos a la reflexión de las ondas; lo cual no fue considerado en el modelo numérico. En la zona cerca de la costa la altura de la ola, es sobre estimada en la zona de mayor circulación a lo largo de la costa. Otros factores experimentales que influyeron fueron las vibraciones del sistema y las orillas de las olas, derivadas del tipo de dispositivos empleados.

Comportamiento del derrame de petróleo: El área inicial del derrame fue de  $0.1475$  m<sup>2</sup> (59 celdas de la malla refinada). Los valores de espesores fueron obtenidos a partir de la interpolación de las imágenes obtenidas. En el interior de la mancha fue asumida una distribución exponencial del espesor dependiente del coeficiente de difusión del petróleo en el agua. Para compensar las diferencias entre lo experimental y lo numérico, la posición inicial del derrame fue  $x=3$  m y  $y=1.7$  m. Los valores experimentales fueron calculados, multiplicando la distancia experimental por el radio de la distancia teórica experimental de las celdas del centro de circulación (3.4 m para este caso). Se observó el comportamiento del derrame para 38.7 s (30 periodos de onda).

Asumiendo que el comportamiento del derrame es isotópico, se encontró un coeficiente de difusión igual a  $0.0004$  m<sup>2</sup>/s, diferente al encontrado por Murray (1972), en casos reales, igual a 15 y 5 m<sup>2</sup>/s. Las diferencias, se deben a las escalas, (densidad, tensión superficial y turbulencia). A los 11.61s (9 periodos de onda), la forma de la mancha experimental y la predicha fueron iguales; en este caso, únicamente una corriente hacia la costa actuaba sobre el derrame. Para el tiempo entre 15.48 y 23.22s (12 y 18 periodos de onda) las corrientes paralelas a la playa comenzaron a ser determinantes. A los 12 periodos de onda el derrame comenzó a ser más o menos circular. Entre los 12 y 18 periodos de onda el derrame, se hizo elíptico. La diferencia entre los resultados experimentales y numéricos, se pueden deber a la interacción del oleaje omitida y por asumir que con la difusión de Fickian era posible explicar el escurrimiento por el cortante de las corrientes y la turbulencia, olvidando el escurrimiento asociado a diferencia entre las propiedades del agua y el aceite, principalmente, los regimenes de tensión superficial y de viscosidad, importantes en un pequeño derrame. El modelo numérico no pudo representar la ruptura del derrame en la zona de rompiente. El derrame permaneció detrás de la zona de rompiente, movido por las corrientes paralelas a la costa, debido al patrón de circulación.

El modelo numérico puede estimar el crecimiento en la dirección perpendicular a la playa, pero subestima el crecimiento en la normal. Al comparar el área, se observa que los datos experimentales crecen más rápidamente. La principal razón, es la insensibilidad del modelo de Fickian a las propiedades relativas entre el agua y el aceite.

Los efectos de escala, se observan al modelar el oleaje experimental; ya que, este depende de de la gravedad y la ley de Froude. En cuanto a la mancha de petróleo no

fueron considerados los mecanismos de escurrimiento (gravedad, viscosidad y tensión superficial). Fay (1969), reportó que para derrames grandes el régimen dominante es el de gravedad, en la primera semana y para derrames pequeños (<10.000 ton) el régimen de viscosidad o tensión predominan.

Las limitaciones del trabajo de Borthwick y Joynes, radican en no considerar el modelado de la reflexión y la difracción, el uso de un esquema Alternante Direccional Implícito – ADI, el cual, no representa los patrones de circulación correctamente, debido a la eliminación de los términos no lineales en la ecuación de momento. Un esquema explícito podría modelar mejor, pero, podría ser inestable. Los efectos del cortante inducido por el viento y el efecto de coriolis no fueron considerados. El modelo de derrame no considera dispersión vertical, arrastre entre el petróleo y el agua, transporte vertical, viscosidad, temperatura, tensión superficial, emulsificación, sedimentación y evaporación.

### 2.3.3 Experimentos con Derrames de Petróleo en Fondo

Aún que el modelado de derrames en fondo no hace parte central del presente trabajo de investigación vale la pena mencionar los principales trabajos experimentales que al respecto se han realizado; ya que la problemática de este tipo de incidentes tiende a aumentar en regiones como el Golfo de México, el Mar del Norte, el Este de África y en la región marina de Brasil Yapa y Chen (2004). Lane y Labelle (2000), estima que para el 2007 el 69% de la producción de petróleo mundial provendrá de pozos que se encuentran a profundidades mayores a 800 m, por lo que será necesario incluir este tipo de posibilidad, en los modelos de derrames de petróleo.

La mayoría de los experimentos de derrames en fondo, se han llevado a cabo en el Mar del Norte bajo la coordinación de la Fundación para la Ciencia e Investigación Industrial del Instituto de Tecnología Noruega (SINTEF), el instituto de investigación que tiene mayor experiencia la respecto. En junio de 2000, se llevaron a cabo 3 pruebas de derrames de petróleo a una profundidad de 844 m con descargas controladas de 60 m<sup>3</sup> y 18 m<sup>3</sup> (ver tabla 2-13).

**Tabla 2-13. Resumen de Datos Experimentales de Junio de 2000**

<b>Parámetro</b>	<b>Junio 27</b>	<b>Junio 29</b>	<b>Junio 29</b>
<b>Nombre</b>	A	B	C
<b>Productos derramados</b>	Dissel y Gas	Crudo y gas	Agua y gas
<b>Hora de inicio</b>	6:30 am	5:20 am	9:00 am
<b>Tiempo del derrame (min)</b>	60	60	120
<b>Velocidad de descarga crudo o agua (m<sup>3</sup>/min)</b>	1.0	1.0	1.0
<b>Velocidad de descarga del gas (m<sup>3</sup>/min)</b>	0.6	0.7	0.7
<b>Diámetro del orificio de descarga (m)</b>	0.12	0.12	0.12
<b>Densidad del petróleo descargado (kg/m<sup>3</sup>)</b>	854.8	842.5	-
<b>Razón de crudo gas</b>	36/202	42/236	42/236
<b>Temperatura (°C)</b>	-0.77	2.08	2.08
<b>Velocidad inicial (m/s)</b>	1.99	2.08	2.08
<b>Diámetro inicial de las burbujas (mm)</b>	2 - 5	2 - 5	2 - 5
<b>Coefficiente de difusión horizontal (m<sup>2</sup>/s)</b>	0.01	0.01	0.01
<b>Coefficiente de difusión vertical (m<sup>2</sup>/s)</b>	0.001	0.001	0.001

Fuente: (Yapa y Chen, 2000)

Entre el 16 de Agosto de 1995 y Junio 12 de 1996, se realizaron dos experimentos de campo en Noruega, en donde se derramaron 25 y 40 m<sup>3</sup> de petróleo, respectivamente, a profundidades de 107 y 102 m, con el fin de modelar el comportamiento de la pluma y la columna formada por un derrame de petróleo de este tipo. Las pruebas fueron seguidas por medio de cámaras y sonares (Johansen, 1996) (ver tabla 2-14).

Los resultados del experimento de 1996 muestran que la pluma generada en superficie es aproximadamente 40 a 50 m y la columna de 300 m, lo cual no coincide con las estimaciones echas, ya que, los cálculos sobre estiman la realidad (alrededor de 200 m la mancha y 900 m la columna). El espesor de la mancha, se esperaba del orden de las 100 y 160 μm, sin embargo, en la realidad se encontraron espesores de 10 a 30 μm; lo que de acuerdo a las dimensiones de la mancha y la columna indica que la pérdida de masa es de 80 a 85%. La perdida de masa parece explicarse por la mayor velocidad de liberación del hidrocarburo que propicio la formación de pequeñas gotas que se dispersaron rápidamente.

**Tabla 2-14. Resumen de Datos Experimentales**

<b>Experimento de Agosto de 1995</b>	
<b>Clima</b>	Frío, baja nubosidad, ausencia de lluvias.
<b>Velocidad del viento</b>	6 - 8 m/s a 3 metros de altura.
<b>Dirección del viento</b>	240 - 300° origen del Oeste.
<b>Oleaje</b>	Altura significativa de ola de 1.2 a 1.5 m.
<b>Velocidad de corrientes</b>	de Decreciendo de 10 a 6 cm/s en dirección 152°-169°.
<b>Tipo de crudo</b>	Crudo Troll de 893 kg/m <sup>3</sup> .
<b>Velocidad de descarga</b>	Por una tubería de 0.1016 m de diámetro, con bombas de caudal de 1 m <sup>3</sup> /min, la velocidad de descarga fue de 2.1 m/s.
<b>Características del agua</b>	Densidad variable de la columna de agua debido a los cambios de temperatura y salinidad de 1027.5 a 100 m a 1025 m/kg <sup>3</sup> en superficie.
<b>Experimento de Junio de 1996</b>	
<b>Clima</b>	Alta nubosidad, ausencia de lluvias.
<b>Velocidad del viento</b>	9.4 m/s a 3 metros de altura.
<b>Dirección del viento</b>	285 - 330° origen del Oeste Norte Oeste.
<b>Oleaje</b>	Altura significativa de ola de 1.9 m.
<b>Velocidad de corrientes</b>	de 16 cm/s en dirección 174°-177°.
<b>Tipo de crudo</b>	Crudo Troll de 893 kg/m <sup>3</sup> .
<b>Velocidad de descarga</b>	Por una tubería de 0.1016 m de diámetro, la velocidad del motor se aumento a 17 m/s.
<b>Características del agua</b>	Densidad variable de la columna de agua debido a los cambios de temperatura y salinidad de 1027.5 a 100 m a 1025

m/kg<sup>3</sup> en superficie.

Fuente: Johansen (2000)

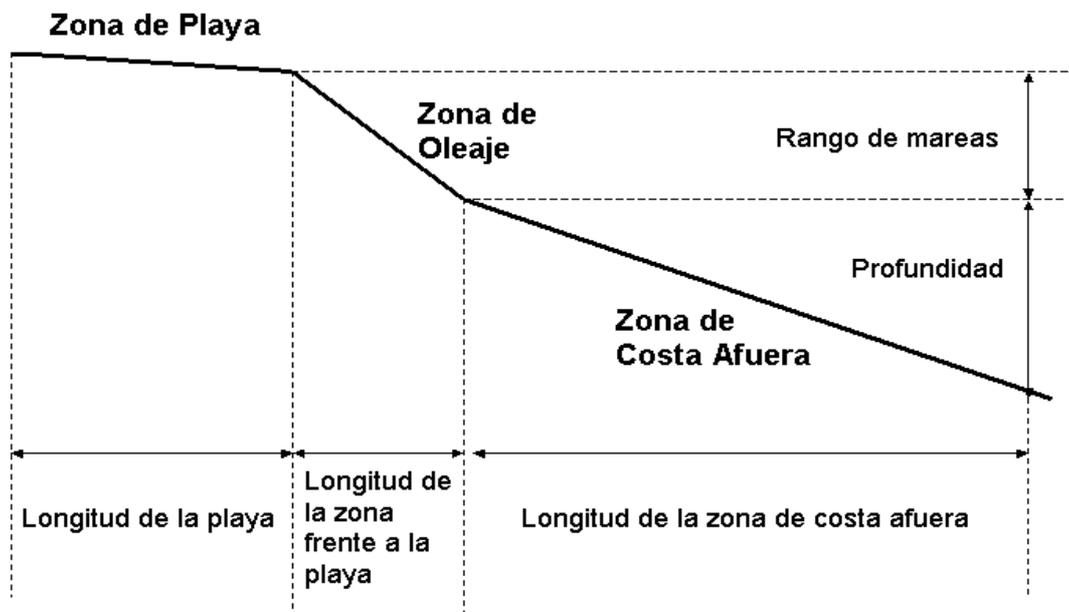
### 3 HIDRODINÁMICA DE LAS ZONAS LITORALES

#### 3.1 Introducción

Para estudiar el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales es necesario entender la naturaleza del comportamiento de los cuerpos de agua en dichas zonas. La hidrodinámica de los cuerpos de agua en zonas litorales esta regulado por los cambios de profundidad, la interacción con corrientes debidas a las mareas, la circulación de agua, los efectos del viento y la morfología de la costa.

Red, Kana y Gundlach (1988) definieron tres zonas donde pueden ocurrir los derrames de petróleo en cuerpos de agua, estas son: la zona lejana a la playa (mar abierto), la zona de oleaje, y la zona de playa, las cuales se ilustran en la figura 3-1. En estas tres zonas tienen lugar los fenómenos naturales que explican el comportamiento de los derrames de petróleo en cuerpos de agua. En cada una de ellas los modelos presentan algunas variantes para ajustarse a sus condiciones.

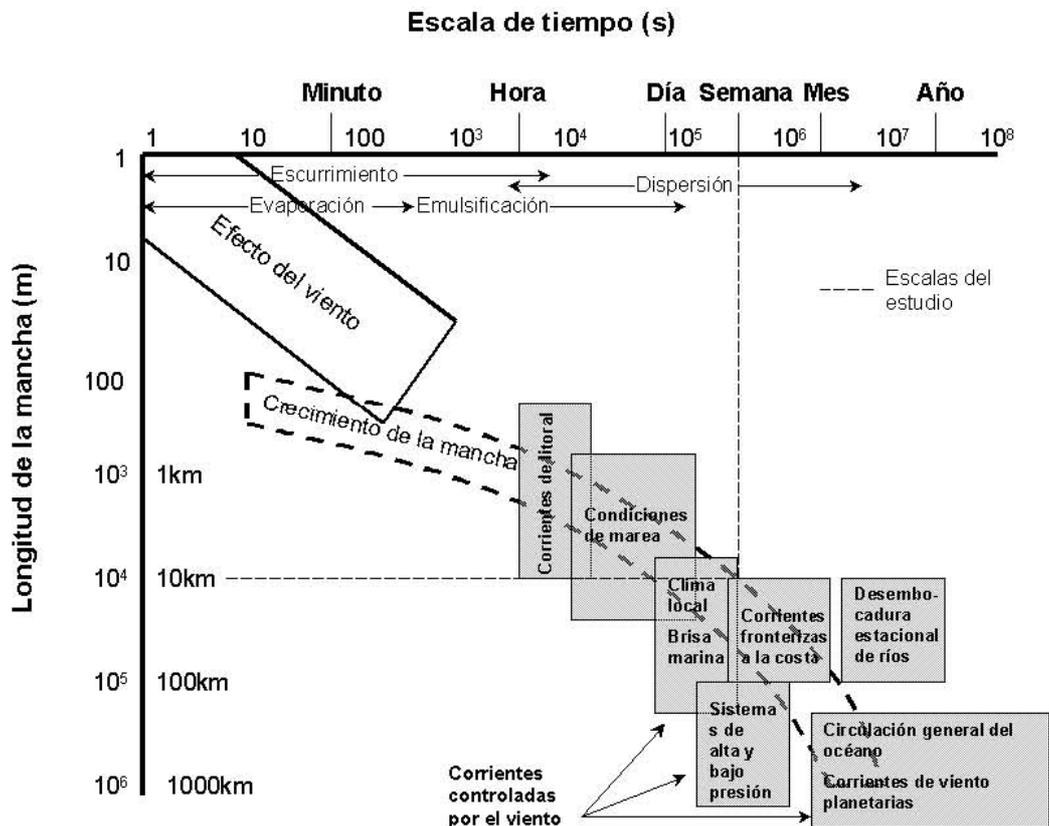
Figura 3-1. Definición de zonas de ocurrencia de derrames



Fuente: Reed et al. (1988)

Kullenberg (1982), plantea cómo las escalas de tiempo y longitud juegan un papel determinante en el comportamiento de los derrames de petróleo y deben ser considerados para su predicción. Por ejemplo, durante las primeras horas el escurrimiento, la evaporación y la advección por corrientes marinas son los procesos determinantes; por otro lado si el derrame ocurre en cercanías de la playa, las corrientes de litoral juegan un rol que debe tenerse en cuenta. Al incrementar la escala de longitud o tiempo deben ser consideradas variables ambientales adicionales, como los sistemas de alta y baja presión, mientras que para modelar derrames en una escala de longitud menor a 10 km y tiempo menor a una semana, es necesario considerar los efectos del viento, las mareas, las corrientes y los litorales, ya que fenómenos de gran escala como la circulación de los océanos, sistemas de alta y baja presión, desembocaduras estacionales de ríos y la circulación planetaria del viento, entre otros, tienen menor incidencia (ver figura 3-2).

**Figura 3-2. Dependencias de las escalas de longitud y tiempo de los derrames.**



Fuente: modificado de Kullenberg (1982).

Las diferentes teorías empleadas para explicar el comportamiento de los cuerpos de agua en la zona litoral tienen sus ventajas y desventajas, es decir tienen sus alcances para representar la hidrodinámica propia de una zona. La teoría seleccionada entonces dependerá del interés de la investigación y de la disponibilidad de recursos. Valdría la

pena destacar que con base en algunas modificaciones pertinentes para cada uno de los casos una teoría puede extender su aplicabilidad.

A continuación se hará una breve descripción de las características de los diferentes modelos hidrodinámicos empleados para representar el comportamiento del oleaje con el fin de plantear las consideraciones empleadas para la selección del modelo de hidrodinámico para las zonas litorales empleado en el trabajo. En el anexo 2 se encuentra un resumen acerca de la definición y características del oleaje.

### **3.1 Tipos de Teorías del Oleaje**

Desde el punto de vista matemático no existe una solución general para describir el comportamiento real del oleaje, aún en los casos más sencillos deben realizarse aproximaciones matemáticas para el estudio del movimiento del oleaje tan variadas como los aspectos físicos. En realidad los tratamientos matemáticos para analizar el oleaje utilizan recursos para solucionar problemas lineales y no lineales, siendo la principal dificultad la definición de las fronteras y el modelado de la superficie libre.

Los movimientos del oleaje son tan diversos y complicados que cualquier intento de una clasificación única puede conducir a errores. Cualquier definición corresponde a idealizar situaciones que nunca ocurren rigurosamente, ya que son tan solo aproximaciones. Por ejemplo, un movimiento bidimensional puro nunca existe, es un concepto matemáticamente conveniente, el cual físicamente tiene una mejor aproximación en un tanque con paredes paralelas. Igualmente, los efectos de condición de frontera y componentes transversales, aunque existen son difíciles de detectar.

Esta sección incluye una identificación de los parámetros característicos en el estudio de la hidrodinámica de cuerpos de agua y, una descripción de la clasificación de las diferentes teorías del oleaje y los métodos de solución.

#### **3.1.1 Parámetros Característicos**

En un sistema de coordenadas Euleriano el problema de describir la superficie de la ola generalmente involucra tres incógnitas: la elevación de la superficie libre (o profundidad total), la presión (conocida en la superficie libre) y la velocidad de la partícula. Debido a que es imposible tener un método de solución general han sido desarrolladas hipótesis simplificadoras aplicadas a casos particulares.

En general, el método de solución que es utilizado depende de los efectos no lineales considerados, es decir de la importancia relativa de los términos de inercia convectiva con respecto a la inercia local. Sin embargo, en lugar de analizar el comportamiento con estos términos inerciales directamente es conveniente relacionarlos con otros parámetros característicos accesibles del oleaje, como son:

- El valor típico de la elevación de la superficie libre llamado altura de la ola  $H$ .
- Una longitud horizontal conocida como longitud de la ola  $L$ , y
- La profundidad del agua,  $d$ .

Las relaciones entre los términos inerciales y estos tres parámetros no son simples es de considerable ayuda en la clasificación de las teorías del oleaje desde el punto de vista matemático. Por ejemplo, es fácilmente comprensible que cuando la elevación de la superficie libre disminuye, la velocidad de las partículas disminuye. En consecuencia cuando la altura de ola  $H$  tiende a cero el término de inercia convectiva (el cual se relaciona con el cuadrado de la velocidad de la partícula) es infinitesimal de orden más alto que el término local de inercia el cual está relacionado linealmente a la velocidad. En tal caso el término de inercia convectiva puede ser despreciado y las ecuaciones pueden ser linealizadas.

Tres relaciones pueden ser obtenidas de  $H$ ,  $L$ ,  $d$ ; estas son  $H/L$ ,  $H/d$ ,  $L/d$ . La importancia relativa del término de inercia convectiva aumenta conforme el valor de estas tres relaciones aumenta. En aguas profundas ( $H/d$  y  $L/d$  son pequeños) el parámetro más significativo es  $H/L$ , el cual es llamado altura unitaria de la ola; mientras que en aguas someras  $H/d$  llamado altura relativa y en aguas intermedias el parámetro significativo es la relación  $(H/L)(L/d)^3$  llamado parámetro de Ursell y que cubre también los casos de aguas someras y aguas profundas.

### 3.1.2 Clasificación de las Teorías del Oleaje

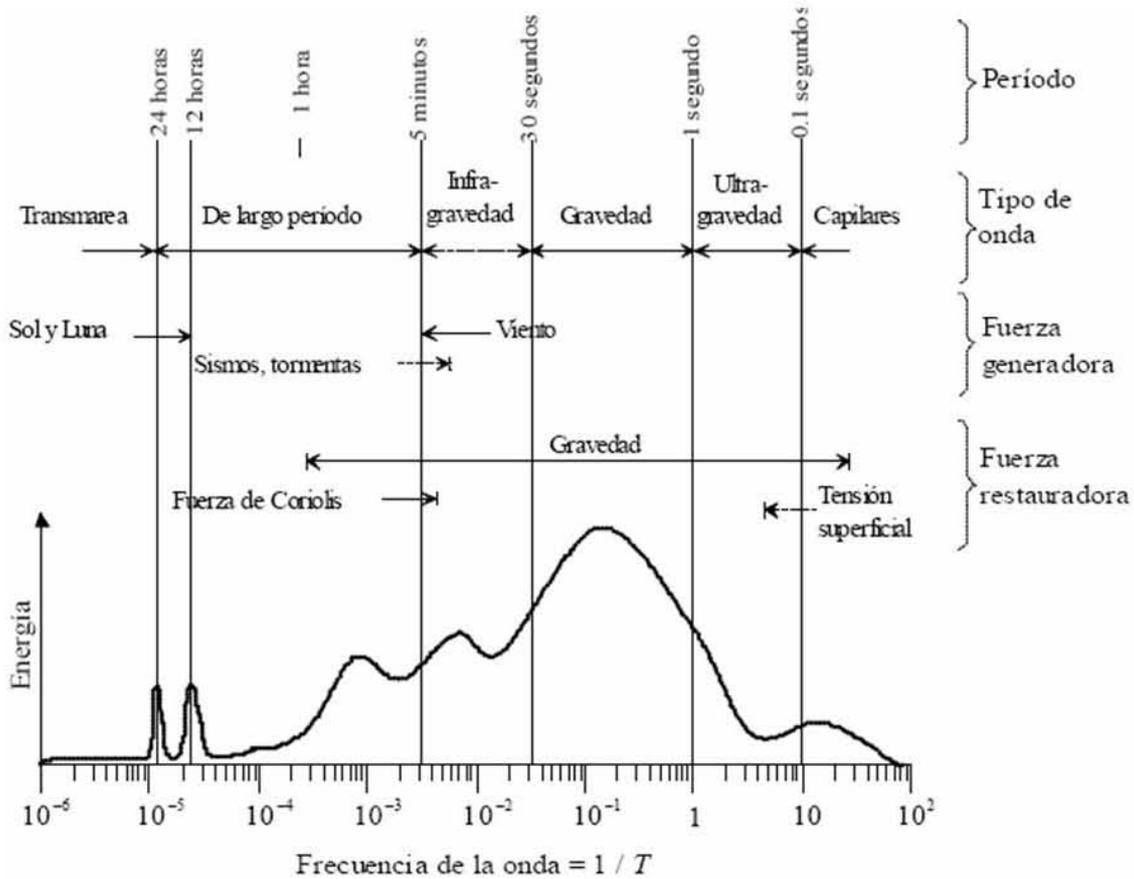
En general las teorías del oleaje, se pueden agrupar en dos grandes grupos; la teoría de ondas cortas y la teoría de ondas largas: las cuales se describen a continuación. Sin embargo, vale la pena mencionar una clasificación propuesta por Avila, Pedrozo, Silva y Simmonds (2004), basada en los factores que intervienen en la generación y en la restauración del oleaje y sus implicaciones en la frecuencia y en la cantidad de energía de transporte. Dicha clasificación se puede observar en la figura 3-3.

#### 3.1.2.1 La teoría de ondas cortas

La teoría de ondas cortas es esencialmente lineal, ya que los términos inerciales convectivos son considerados despreciables. Es llamada teoría de ondas cortas porque las ecuaciones son teóricamente exactas cuando el movimiento tiende a cero si los términos convectivos son tomados en cuenta. Realmente, los términos no lineales son infinitesimales de un alto orden mayor que el de los términos lineales.

La consideración anterior es extremadamente conveniente porque la elevación de la superficie libre puede ser determinada a priori como despreciable. Esta consideración es valida si el movimiento de la onda es diferente de cero, en este caso el movimiento es considerado irrotacional, lo cual es compatible con considerar despreciable el término convectivo cuadrático, luego la solución consiste en determinar el potencial de las velocidades que satisface las condiciones de frontera de la superficie libre y los límites que contienen al volumen estudiado. Esta aproximación ha sido probada con bastante éxito para movimiento de ondas de significativa magnitud y para aguas someras. Igualmente, la consideración de la linealidad permite determinar movimientos complejos por medio de la superposición de elementales movimientos de ondas.

Figura 3-3. Factores de Generación y Restauración del Oleaje



Fuente: Avila et al. (2004)

Dentro de la teoría de ondas cortas se encuentran las ondas lineales de dos dimensiones de periodo progresivo, empleadas para explicar problemas complejos. La solución de este tipo de ondas se encuentra asumiendo que el movimiento es de la forma de  $Asen(2/L)(x-Ct)$  donde  $C$  es una constante. En general la solución es obtenida como una función de la profundidad del agua. En aguas profundas es posible obtener una solución como caso limite; la cual es valida cuando la profundidad relativa  $d/L$  es mayor que  $1/2$ , donde  $d$ , es la profundidad del agua y  $L$  la longitud de onda.

La teoría de las ondas cortas es particularmente útil para estudiar el movimiento creado por un perturbación repentina en la superficie libre o en el fondo, caso que se presenta durante un terremoto.

La teoría de las ondas de amplitud limitada es otro caso específico de las ondas cortas en cuyo caso la solución para la onda progresiva es una función senoidal de  $(x-Ct)$ , así que la superficie libre esta perfectamente definida por una curva de seno. En estos casos la teoría de ondas cortas no es valida y es necesario tener en cuenta los términos inerciales asumiendo que la solución esta dada por una serie de potencia a fin de comparar la magnitud de los términos.

### 3.1.2.2 Limitaciones de la Teoría de Ondas Cortas

La teoría de ondas cortas asume que la altura de las olas es tan pequeña que las condiciones de frontera dinámica y cinemática de la superficie libre pueden ser aplicadas al nivel de referencia cero ( $z=0$ ), en vez de seleccionar un nivel de superficie ( $z=\eta$ ). En la realidad la relación de  $H/L$  rara vez excede 0.05 ó 0.08 y asumir la teoría de ondas cortas es a menudo válido. Sin embargo, existen varias aplicaciones donde las consideraciones de la teoría lineal pueden ser bastante significativas, en tales casos es conveniente emplear la teoría de ondas de mediana amplitud basada en la solución de series de potencia. La teoría de ondas de mediana amplitud considera la influencia de las propiedades mismas de las ondas, mientras que la teoría de ondas cortas o teoría lineal, considera que la velocidad de fase, la altura de ola, el perfil de la superficie libre y otras propiedades son función de la altura inicial de la ola.

Dentro de las ondas de mediana amplitud existen dos teorías la de Stokes aplicada a aguas profundas y la Cnoidal aplicada en aguas de profundidad moderada. La teoría de ondas de mediana amplitud predice el oleaje considerando esencialmente un solo periodo, lo cual raras veces ocurre. En la realidad cambia la altura, el periodo y la dirección de propagación.

La teoría lineal predice que la altura de la cresta y ola son iguales, mientras que la teoría de mediana amplitud predice las diferencias entre estas; lo cual puede tener importancia para determinar el comportamiento del oleaje cerca de estructuras en el mar. La teoría lineal no considera transporte neto de masa, mientras que la teoría de mediana amplitud considera transporte de masa en la dirección del oleaje.

### 3.1.2.3 La teoría de las ondas largas

La teoría de ondas largas es aplicada cuando la profundidad relativa es pequeña. Vale la pena recordar que para aguas someras el parámetro más importante es  $H/d$  y para aguas profundas el parámetro más importante es  $H/L$ , donde:  $H$ , es la altura de la ola o superficie libre,  $d$  profundidad y,  $L$  es la longitud de onda. En el caso de las ondas largas la aceleración puede ser despreciable y la curvatura de la onda es pequeña. En consecuencia la componente vertical del movimiento no tiene influencia sobre la distribución de la presión, la cual es asumida como hidrostática.

En la teoría de las ondas cortas la superficie libre es desconocida durante la primera iteración de cálculo y la distribución de la velocidad es asumida como uniforme, es decir la velocidad en la vertical es promediada. De la misma manera que las ecuaciones de Bernoulli, las ecuaciones de ondas largas requieren un coeficiente de corrección para los términos cuadráticos. Debido a que las ecuaciones no son lineales el número de soluciones analíticas está limitado a pocos casos (Bautista et al., 2004).

Mientras la solución de las ecuaciones de ondas cortas consiste en calcular la función del potencial por medios analíticos, la solución de las ondas largas generalmente requiere de métodos numéricos. Un error típico encontrado en la no linealidad de la teoría de ondas largas es el cálculo de la velocidad, la cual se incrementa en función de la profundidad debido al término  $(gh)^{1/2}$ . En particular, cuando es necesario considerar varias derivadas

espaciales la teoría de ondas largas deja de ser válida. Igualmente, la longitud de las ondas que rompen en la playa es predicha con anticipación al cambio de la batimetría.

En la realidad la teoría de ondas largas no es compatible con los perfiles del estado estacionario. Esta deficiencia inherente de la teoría de ondas largas es la paradoja de las ondas largas y es encontrada también en dinámica de gases y en estudios de acústica. Los dos factores que explican dicha incompatibilidad son la aceleración vertical y la fricción de fondo. Si la aceleración vertical es tomada en cuenta la distribución de la presión es menor que la distribución de la presión hidrostática por que las presiones en el fondo decrecen significativamente debido a las fuerzas centrífugas de las partículas de agua sobre las crestas de las ondas.

Vreugdenhil (1994) cito un variado número de situaciones típicas en las cuales los modelos de aguas someras han sido empleados, a saber:

- Flujos atmosféricos.
- Flujos de mareas.
- Mezclado por flujos de mareas.
- Corrientes residuales.
- Pronóstico de tormentas.
- Superficie libre en saltos hidráulicos.
- Hidrodinámica de zonas litorales.
- Flujo alrededor de estructuras.
- Tsunamis.
- Flujo en lagos.
- Flujos estratificados.
- Flujos planetarios.

La versatilidad de los modelos de aguas someras para representar un variado número de situaciones propias de las zonas litorales permitió considerar su uso para modelar la hidrodinámica de los cuerpos de agua considerados en esta investigación doctoral. Adicionalmente, la sección 3.2 contiene un análisis de las ventajas y limitaciones que ofrecen las diferentes teorías basado en los estudios de Battjes (1994).

Finalmente en la figura 3-4 modificada de Le Méhauté (1976) se presenta un resumen de las diferentes teorías de modelado de la propagación del oleaje de acuerdo a los parámetros característicos mas relevantes: altura relativa  $H/d$ , parámetro de Ursell  $H/L(L/d)^3$ , profundidad relativa  $d/L$ , distribución de la presión, rotacionalidad, fuerzas de fricción, tipo de ola, transporte de masa y solución matemática.

### 3.1.3 Métodos de Solución

Dependiendo del problema considerado y el rango de valores de los parámetros  $H/L$ ,  $H/d$  y  $L/d$  pueden utilizarse tres aproximaciones matemáticas para la solución.

#### **Linealización**

El caso más simple de las teorías del oleaje es por supuesto la teoría lineal, en la cual los términos de inercia convectiva son completamente despreciables. Estas teorías son válidas cuando  $H/L$ ,  $H/d$  y  $L/d$  son pequeños, es decir para ondas de pequeña amplitud y longitud pequeña en aguas profundas, por lo que es llamada teoría de ondas de pequeña amplitud.

Las ecuaciones linealizadas están sujetas a soluciones matemáticas de las teorías lineales del oleaje empleadas para una gran variedad de problemas. Por ejemplo algunos

fenómenos que son estudiados por este método son difracción del oleaje, las olas generadas por el movimiento de un barco y el oleaje producto de explosiones, aún cuando pueden tener amplitudes grandes.

### **Series de Potencia o Taylor**

Se pueden encontrar soluciones como una serie de potencias en función de un pequeño parámetro comparado con otros. Esta cantidad pequeña es  $H/L$  en aguas profundas o  $H/d$  en aguas someras. En el primer caso (desarrollo en términos de  $H/L$  u oleaje de Stokes), el primer término de las series es una solución de las ecuaciones linealizadas. En el segundo caso, el primer término de las series es ya una solución de las ecuaciones no lineales.

El cálculo de los términos sucesivos de las series es bastante laborioso, por lo que estos métodos son usados en un número de casos muy pequeño. El caso más típico, es el oleaje periódico progresivo en dos dimensiones, aunque también se puede aplicar en olas periódicas estacionarias y en oleaje irregular.

### **Métodos Numéricos**

Puede suceder que no exista como solución un perfil de condición continuo y regular, en cuyo caso una solución numérica donde las diferencias son sustituidas por diferencias finitas es frecuentemente utilizada. Esto ocurre para valores grandes de  $H/d$  y  $L/d$ , cuando los términos no lineales tales como  $\rho u(\partial u/\partial x)$  son relativamente grandes en comparación con la inercia local  $\rho(\partial u/\partial x)$ , como es el caso de ondas largas propagándose en ondas someras.

Por eso, en este caso puede ser utilizado un método numérico para resolver un sistema de ecuaciones linealizado; por ejemplo el método de relajación es usado para estudiar la agitación de las olas pequeñas en un estanque. También una solución analítica de un sistema no lineal de ecuaciones puede encontrarse en algunos casos particulares. Sin embargo, debe tenerse en mente que estos tres métodos de solución y el rango de aplicación dado en cada caso indica más una tendencia que una regla general.

Aparte de los tres métodos descritos que enfocan la atención en una solución determinística completa del problema del oleaje, la descripción del mar generalmente involucra el uso de funciones aleatorias. Las operaciones matemáticas que son usadas en este caso (como el análisis armónico), generalmente, implican que el oleaje obedece a leyes lineales, requisitos necesarios para aceptar que el principio de superposición es válido. Por consiguiente tales aproximaciones pierden validez para describir el estado del mar en aguas someras (grandes valores de  $H/d$  y  $L/d$ ) y en zona de rompiente del oleaje.

Figura 3-4 (a). Teorías de Modelado Hidrodinámico (Modificado de Le Méhauté, 1976)

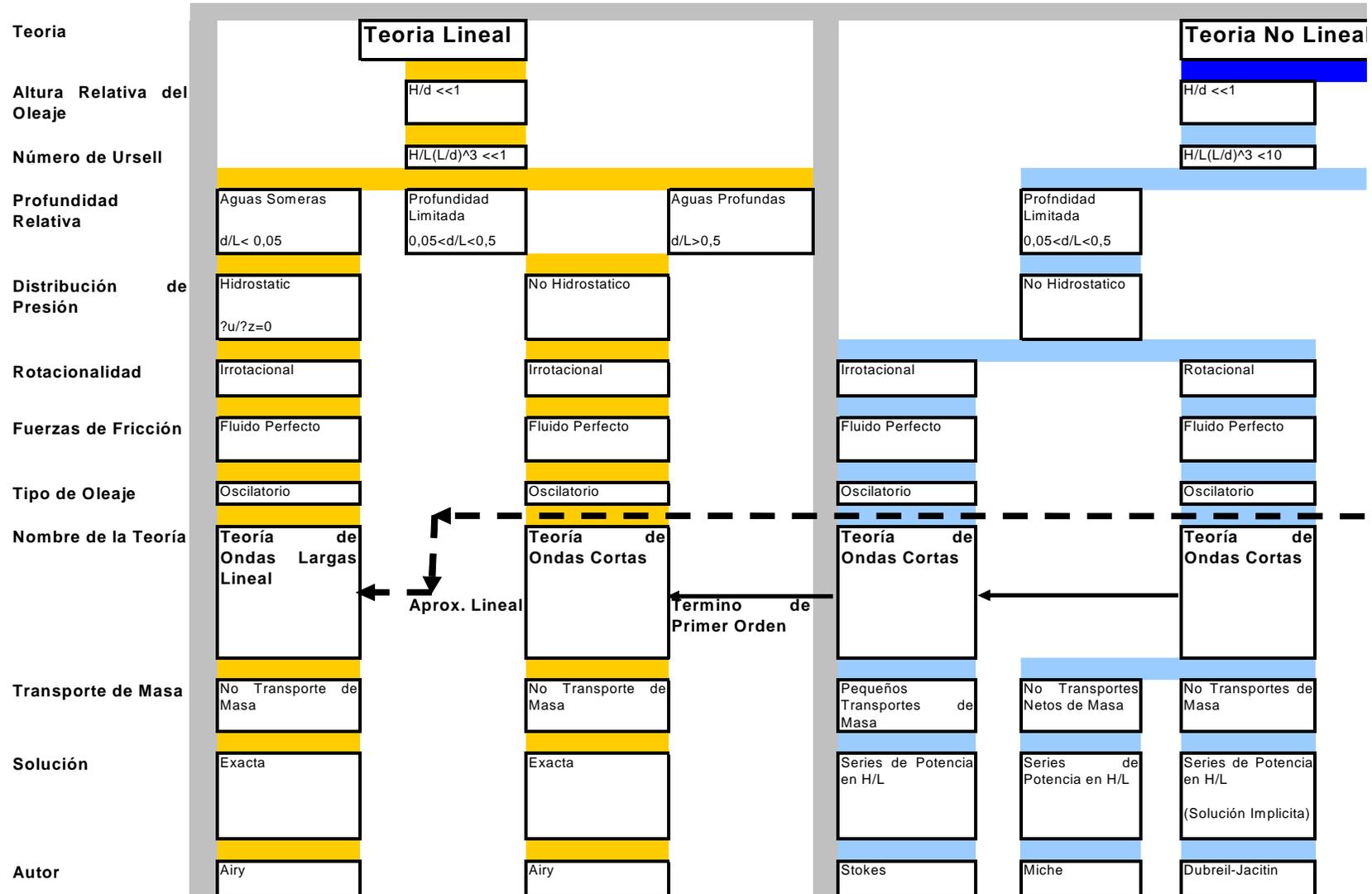
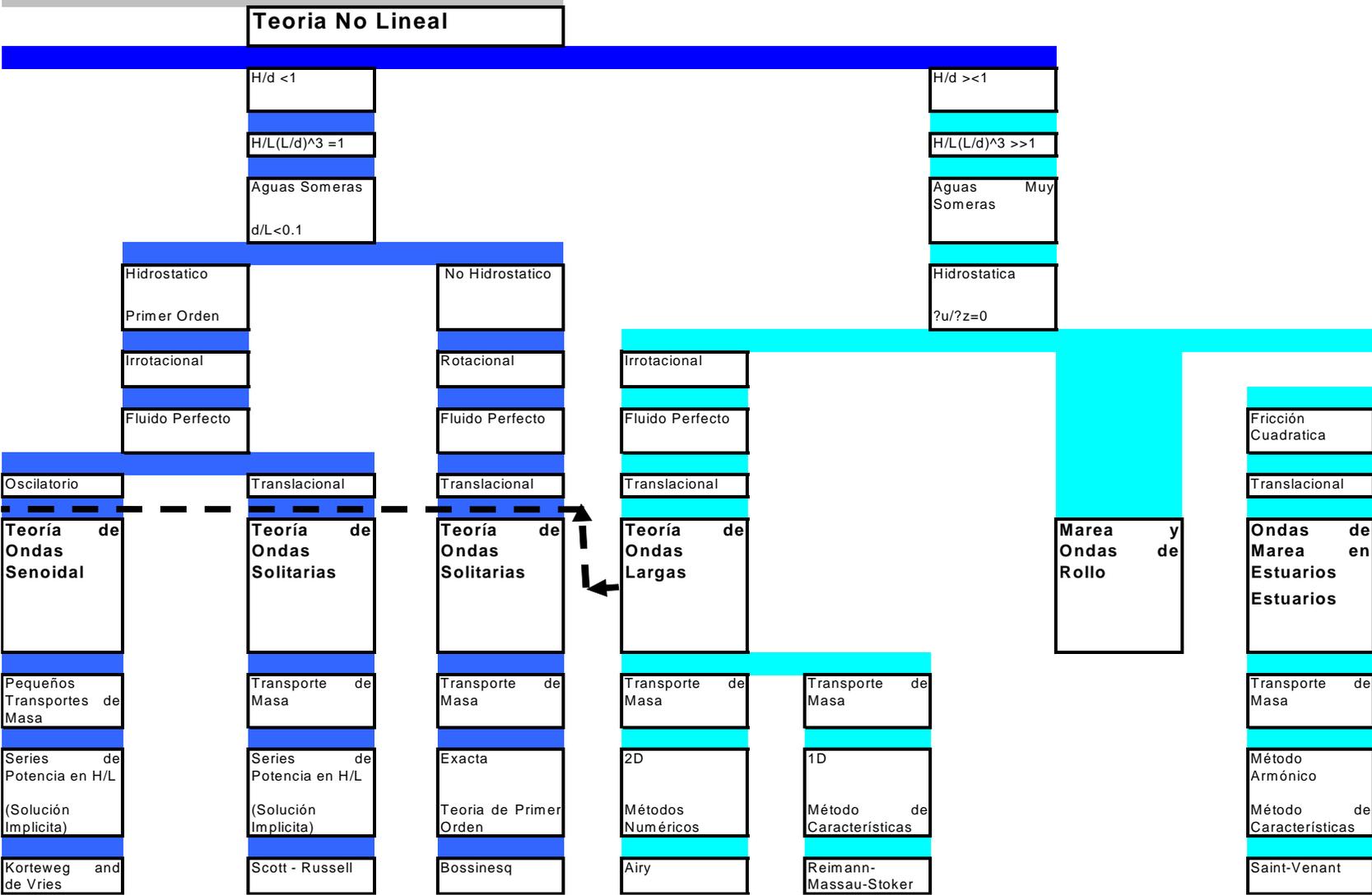


Figura 3-4 (b). Teorías de Modelado Hidrodinámico – Continuación (Modificado de Le Méhauté, 1976)



### 3.2 Selección del Modelo Hidrodinámico de Aguas Someras

Es claro que predecir el comportamiento del oleaje implica diferentes criterios relacionados con las teorías de modelado del oleaje, el análisis estadístico del oleaje y el rango de aplicabilidad de la teoría en relación con los procesos físicos que pueden ocurrir. En la práctica la predicción del oleaje involucra una mezcla entre la generación de oleaje local y regional, variaciones temporales y espaciales del viento y la irregularidad de la batimetría y la costa.

Un modelo que involucre todos los procesos físicos de la generación del oleaje y aplicable para todas las situaciones sería demasiado extenso. Un gran número de los modelos han sido desarrollados para situaciones específicas, por lo que es necesario entender cuales son los procesos que tiene mayor relevancia en cada una de las zonas de interés. Battjes (1994) realizó un análisis de los diferentes los procesos físicos que intervienen en cuatro escenarios característicos de propagación del oleaje (ver tabla 3-1), a saber:

- Aguas Profundas: donde la influencia del fondo puede ser despreciada.
- Zonas de Transición: área entre las aguas profundas y las aguas someras.
- Aguas someras: área donde la profundidad es importante.
- Puertos: área donde existe interacción entre el oleaje y algunas estructuras, tales como rompeolas, plataformas petroleras, islas, entre otras).

**Tabla 3-1. Importancia Relativa de los Procesos Físicos Dominantes:**

Proceso Físico	Aguas Profundas	Zona de Transición	Aguas Someras	Puertos
Difracción	1	1	2	4
Profundidad de Referencia	1	3	4	3
Corriente de Refracción	1	2	3	1
Interacciones 4 olas	4	4	2	1
Interacciones 3 olas	1	2	3	2
Condiciones Atmosféricas	4	4	2	1
Influencia del Viento	4	4	2	1
Profundidad de Ruptura	1	2	4	1
Fricción en el Fondo	1	4	3	1

1: Despreciable, 2: Menor Importancia, 3: Significativo, 4: Dominante

Fuente: Battjes (1994)

Igualmente, Battjes (1994) consideró que los modelos de propagación de oleaje pueden ser divididos en dos grandes clases: modelos que resuelven la fase, los cuales resuelven tanto la amplitud como la fase de las olas y, modelos de promedio de fase que predicen en promedio las propiedades del oleaje, tales como la altura de ola y fase del oleaje, entre otras. Cuando dichos promedios varían rápidamente es necesario emplear los modelos que resuelven en fase.

Battjes (1994) concluye que: “Los modelos que resuelven en fase son computacionalmente demandantes, por lo que deben ser usados sólo donde son estrictamente necesarios”. De los procesos mencionados en la tabla siguiente sólo la difracción y los procesos de interacción entre olas requieren ser resueltos por medio de modelos de fase, por lo que el uso de los modelos de fase quedaría restringido para la solución de hidrodinámicas relacionadas con la interacción con estructuras y en zonas cercanas a la costa.

En esta investigación se tomó la decisión de emplear el modelo de aguas someras dado su capacidad de representar los principales fenómenos hidrodinámicos involucrados en las zonas litorales y a la posibilidad implementar el modelo de aguas someras con base en la analogía de flujo compresible, tal como se explica en el siguiente numeral. La teoría de aguas someras basada en la analogía de flujo compresible permite representar adecuadamente los principales fenómenos asociados a las zonas litorales, tales como las interacciones entre oleajes, cambios de profundidad y ancho de flujo, influencia del viento, fricción de fondo y modelado de las condiciones.

## 4 MODELO PROPUESTO

Este capítulo presenta el modelo matemático y numérico propuesto para representar la evolución de los derrames de petróleo en zonas litorales y el método de solución de las ecuaciones que los comprenden. Como se observó en el capítulo anterior, la integración de las ecuaciones que describen el fenómeno es compleja y hasta la fecha no existe una solución analítica; motivo por el cual, es necesario recurrir a los métodos numéricos para encontrar soluciones óptimas. En el anexo 3, se encuentra el diagrama de flujo de la secuencia de cálculo del modelo propuesto.

Este capítulo comprende la descripción del modelo de aguas someras basado en la analogía del flujo compresible, la presentación de la técnica de solución del sistema de ecuaciones, las expresiones matemáticas empleadas para representar el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales y la descripción de la metodología empleada la evaluación de los resultados.

En esta tesis se usa el código PHOENICS – Parabolic, Hyperbolic Or Eliptic Numerical Integration Code Series (Ludwing et. al. 1989) para resolver las ecuaciones que describen la dinámica del flujo: continuidad, cantidad de movimiento y turbulencia. Este código basado en los fundamentos de la dinámica de fluidos computacional, se manipuló para definir una geometría típica del derrame, generar una malla, es decir, subdividir el dominio en pequeños subdominios (volúmenes de control), definir las condiciones de frontera del fenómeno y primordialmente simular las condiciones de flujo (advectivo y difusivo), pérdida o ganancia de masa y cambio de las propiedades del petróleo.

### 4.1 Modelo de Aguas Someras basado en la Analogía de Flujo Compresible

La teoría de aguas someras, se ha utilizado ampliamente para analizar diversos problemas hidrodinámicos, principalmente, los relacionados con el flujo en cuerpos de agua, debido a su versatilidad para resolver problemas de 3D en forma simplificada en 2D. Inicialmente, se aprovechó la analogía entre las ecuaciones de aguas someras y las ecuaciones para flujo compresible para reducir los costos experimentales, pero, en las últimas décadas se ha incrementado su uso para la simulación de la hidrodinámica de zonas litorales (Vreugdenhil, 1994; Weiyan, 1992). Esta sección presenta la deducción del modelo matemático de las ecuaciones de aguas someras, dicho modelo fue validado con base en datos analíticos de flujo en canales con ancho y profundidad variable tal como se puede observar en el anexo 7.

El modelo de aguas someras resuelve las ecuaciones de Navier-Stokes promediadas en la profundidad considerando que existen grandes diferencias entre la escala horizontal y vertical. El tratamiento en 2D del flujo con velocidades verticales promediadas es parte de la solución.

Las ecuaciones de aguas someras son de bastante utilidad para representar el flujo en: canales abiertos (ancho y profundidad variable, vertederos, saltos hidráulicos, rompimiento de olas, etc.) e hidrodinámica en grandes escalas (ríos, zonas costeras, estuarios y flujos de marea). Las consideraciones básicas del modelo son:

- Distribución de la presión hidrostática.
- Los fluidos son homogéneos e incompresibles.
- Existe mezcla uniforme de fluidos en la vertical.
- La escala vertical es relativamente pequeña comparada con la horizontal.

#### 4.1.1 Deducción de las ecuaciones de aguas someras

Partiendo de las conocidas ecuaciones de Navier-Stokes, las cuales describen la conservación de masa y momento y, considerando que se trabaja con fluidos incompresibles donde las variaciones de densidad son debidas a cambios de temperatura y salinidad o composición, se tienen las siguientes expresiones:

- La conservación del momento se expresa como sigue:

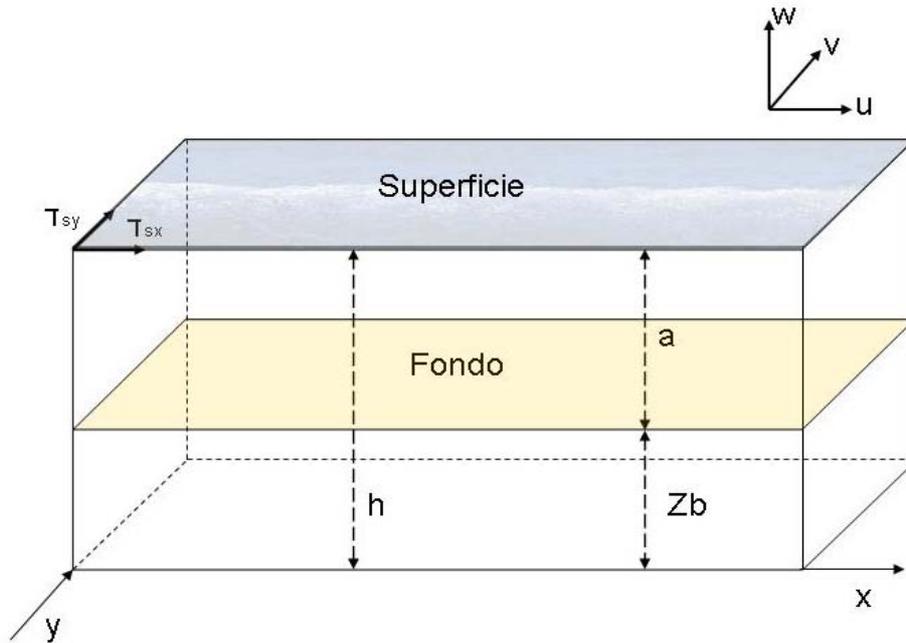
$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho u) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho u^2) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho uv) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho uw) - \rho f_v + \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} - \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial y} - \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial z} = 0 \quad (4-1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho uv) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v^2) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho vw) - \rho f_x + \frac{\partial P}{\partial y} - \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} - \frac{\partial \tau_{yy}}{\partial y} - \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial z} = 0 \quad (4-2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho w) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho uw) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho vw) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho w^2) + \rho g + \frac{\partial P}{\partial z} - \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} - \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} - \frac{\partial \tau_{zz}}{\partial z} = 0 \quad (4-3)$$

De acuerdo al sistema de coordenadas de la siguiente figura, con Z positivo hacia arriba y componentes de velocidad (u,v,w); en donde t es el tiempo, p es la presión,  $\rho$  es la densidad, g es la aceleración de la gravedad y,  $f = 2\Omega \text{sen}\phi$  el parámetro de la Coriolis misma indica el efecto de la rotación de la tierra ( $\Omega$  es la velocidad angular y  $\phi$  la latitud geográfica).

**Figura 4-1. Definición del Sistema de Coordenadas y Fronteras**



- El término viscoso expresado en función de la deformación del fluido, como sigue:

$$\frac{\tau_{ij}}{\rho} = \nu \left( \frac{\partial U_i}{\partial X_j} + \frac{\partial V_j}{\partial X_i} \right) \quad (4-4)$$

Donde:  $\nu$ , es la viscosidad cinemática ( $m^2/s$ );  $X_j = x, y, z$ ;  $U_j = U, V, W$ ;  $j=1, 2, 3$ .

- La ecuación de conservación de masa sería:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho u) + \frac{\partial}{\partial y}(\rho v) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho w) = 0 \quad (4-5)$$

Las ecuaciones de aguas someras se obtienen por medio de la integración en la vertical de las ecuaciones de Navier-Stokes y realizando las manipulaciones algebraicas necesarias, luego de dicho procedimiento son obtenidas las denominadas ecuaciones de aguas someras, tal como se observa muestra a continuación.

- Continuidad

$$\frac{dh}{dt} + \frac{d(hu)}{dx} + \frac{d(hV)}{dy} = 0 \quad (4-6)$$

- Momento en X

$$\frac{d(hU)}{dt} + \frac{d(hU^2)}{dx} + \frac{d(hUV)}{dy} = -\frac{d(gh^2/2)}{dx} + \nu h \left( \frac{d^2V}{dx^2} + \frac{d^2V}{dy^2} \right) - gh \frac{d(Z_b)}{dx} - \frac{g(U^2 + V^2)^{1/2} U}{C^2} \quad (4-7)$$

- Momento en Y

$$\frac{d(hu)}{dt} + \frac{d(hV^2)}{dy} + \frac{d(hUV)}{dx} = -\frac{d(gh^2/2)}{dy} + \nu h \left( \frac{d^2V}{dx^2} + \frac{d^2V}{dy^2} \right) - gh \frac{d(Z_b)}{dx} - \frac{g(U^2 + V^2)^{1/2} V}{C^2} \quad (4-8)$$

Donde: h es la profundidad total en m, U y V son las profundidades promedio en m/s, Z<sub>b</sub> es la elevación del fondo del mar con respecto a un nivel de referencia en m, g es la aceleración de la gravedad m/s<sup>2</sup>, ν es la viscosidad cinemática efectiva en m<sup>2</sup>/s y, C es el coeficiente de fricción de Chezy en m<sup>1/2</sup>/s. En la figura 4-2 se observan las coordenadas empleadas para las ecuaciones planteadas.

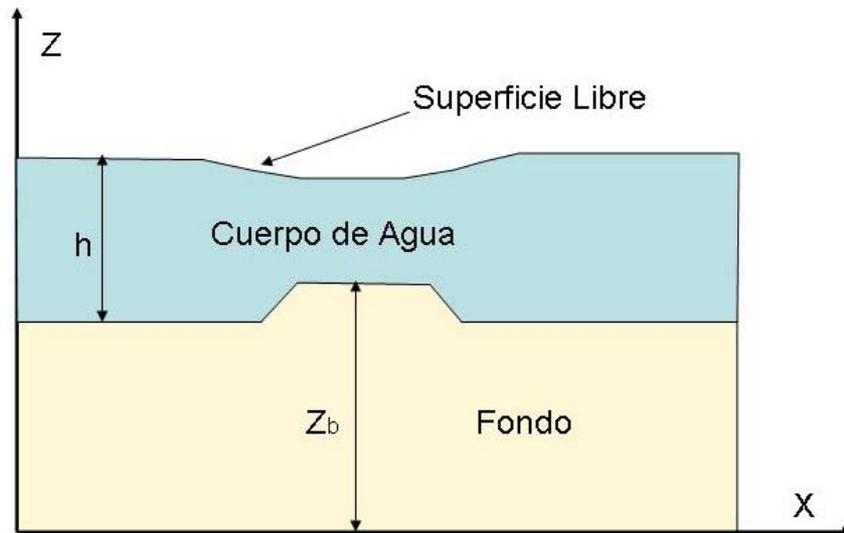
#### 4.1.2 Modelos de Turbulencia

En general el comportamiento de los fluidos estudiados es turbulento, por lo que en esta investigación doctoral se consideró el modelo de turbulencia de Koutitas (1980) y el modelo de *k* - ε con el fin de comparar los resultados obtenidos con cada uno de ellos. Finalmente y como se explica en el siguiente capítulo, se seleccionó el modelo de *k* - ε para la realización de la simulación de la dispersión vertical debido a la capacidad que tiene el modelo para representar el comportamiento de turbulencia local de acuerdo a una batimetría y una geometría específica. A continuación se describen los modelos citados:

##### **Modelo de turbulencia de Koutitas (1980)**

Koutitas (1980) realizó pruebas numéricas para determinar qué tipo de modelo de la viscosidad turbulenta es más práctico, con un modelo de la hidrodinámica tridimensional que combina las técnicas de diferencias finitas en el plano horizontal y elemento finito para funciones que describen la variación de las velocidades horizontales sobre el tirante. Consideró: (1) una distribución específica con base en trabajos reportados, (2) un enfoque de longitud de mezclado, (3) un modelo de turbulencia de una ecuación con una especificación de la escala de longitud de la dispersión, y (4) el modelo de turbulencia "clásico" de dos ecuaciones *k* - ε. La ventaja en precisión de este último sobre el tercer método, y las pruebas numéricas que realizó con base en comparaciones con soluciones analíticas y con datos de laboratorio, mostraron que el primer enfoque arroja resultados con suficiente precisión.

**Figura 4-2. Sistema de Coordenadas Empleadas en la Implementación del Modelo de Aguas someras**



Koutitas (1980) propuso una ecuación que define una distribución parabólica donde el máximo ocurre en la superficie libre,

$$v_t = v_{\max} \eta(1 - \eta) \quad (4-9)$$

donde  $\eta$  es la elevación adimensional (cero en el fondo y unidad en la superficie libre) y,

$$v_{\max} = \lambda u_* (0.105H) C_d^{-1/4} \quad (4-10)$$

donde  $H$  es el tirante,  $C_d$  es una constante del modelo del orden de 0.3, y  $\lambda$  es una constante de calibración que es del orden de 1, y para la cual las mediciones de laboratorio que reporta arrojan un valor de 0.88. Para mejor correlacionar con los datos se modificó la ecuación precedente para  $\eta > 0.5$ .

$$v_t = v_{\max} (1 - \eta)(5\eta - 1) \quad (4-11)$$

Justifica este enfoque ya que las constantes de los modelos de turbulencia como el  $k - \varepsilon$  no están comprobadas para flujos de escalas grandes, así como la necesidad de considerar la interacción entre oleaje y corriente.

Jin y Kranenburg (1993) también emplean un método combinado para el modelo cuasitridimensional que desarrollan. Proponen una distribución parabólica de la viscosidad turbulenta semejante a la descrita por Koutitas (1980), pero con

$$v_{\max, \eta = \frac{1}{2}} = 0.4 h / u_* / \left( \frac{1}{4} \right) \quad (4-12)$$

donde la velocidad de cortante es la máxima entre la superficial y la del fondo, y  $h$  es el tirante local. Esta función la derivaron al comparar resultados numéricos con mediciones realizadas por Yu (1987) sobre un canal rectangular. Los resultados con la función parabólica y con el modelo  $k - \varepsilon$  son prácticamente iguales en cuanto al perfil de velocidad respecta, mientras que en la distribución de la viscosidad turbulenta, se sobreestima en 30% el valor que arroja el modelo  $k - \varepsilon$  en la zona de la mitad del tirante,

pero cerca de los extremos (i.e. la superficie libre y el fondo) los valores son prácticamente iguales. En estas zonas los gradientes de velocidad son grandes mientras que son prácticamente cero a la mitad, y por lo tanto las discrepancias son poco significativas y no afectan los resultados. Realizaron varias pruebas numéricas comparando con resultados analíticos y encontraron buena correlación.

### Modelo de turbulencia de $k-\varepsilon$

En el modelo de turbulencia de  $k-\varepsilon$  (Harlow y Nakayama, 1968); la energía cinética turbulenta  $k$ , y su rapidez de disipación  $\varepsilon$ , caracterizan la escala de velocidad y de longitud del movimiento turbulento respectivamente. Los términos fuente para la ecuación de conservación de  $k$  y  $\varepsilon$  son:

$$S_k = ( P_k - \rho \varepsilon ) \quad (4-13)$$

$$S_\varepsilon = ( C_{1\varepsilon} P_k - C_{2\varepsilon} \rho \varepsilon ) \frac{\varepsilon}{k} \quad (4-14)$$

donde  $P_k$  es la rapidez de producción de  $k$ . La viscosidad turbulenta se calcula con los valores locales obtenidos de  $k$  y  $\varepsilon$  empleando la relación:

$$\mu_t = C_\mu \rho k^2 / \varepsilon \quad (4-15)$$

Las constantes turbulentas se muestran en la tabla 4-1 de acuerdo a Launder y Spaulding (1972) son:

**Tabla 4-1. Constantes del modelo  $k-\varepsilon$**

$C_\mu$	$\sigma_k$	$\sigma_\varepsilon$	$C_{1\varepsilon}$	$C_{2\varepsilon}$
0.09	1.0	1.314	1.44	1.92

#### 4.1.3 Condiciones de frontera

Para el caso en cuestión, el flujo presenta condiciones de frontera en el fondo (superficie sólida), en las paredes del canal, para los casos experimentales, efecto del viento, si fuese necesario y la entrada y salida del agua.

- **Superficies sólidas**

Groen y Groves (1962), citados por Vreugdenhil (1994), que en ausencia de efectos de Coriolis, es adecuado calcular el efecto cortante del fondo por medio de las siguientes expresiones empleadas habitualmente en los modelos de aguas someras.

$$\frac{\tau_{bx}}{\rho} = C_f u \sqrt{u^2 + v^2} \quad (4-16)$$

$$\frac{\tau_{by}}{\rho} = C_f \nu \sqrt{u^2 + v^2} \quad (4-17)$$

Donde:  $\tau_b$ , es el esfuerzo cortante en el fondo en la dirección X y en la dirección Y, u y v, son las componentes de la velocidad en la dirección X y Y, respectivamente, y  $c_f$ , es el coeficiente de fricción de fondo estándar, generalmente, entre 0.0025 y 0.003, para aguas someras.

- **Paredes**

Como condición de frontera para las paredes, el efecto de fricción se incluye en las ecuaciones de cantidad de movimiento y se calcula a partir del esfuerzo cortante de pared local. Dicho esfuerzo cortante, se obtiene siguiendo el procedimiento descrito por Rodi (1993), el cual emplea las funciones de pared típicas para flujos con rozamiento, y consiste básicamente en especificar las condiciones de frontera en un punto externo a la subcapa viscosa, donde la Ley Logarítmica es válida y la turbulencia, se puede considerar en equilibrio local.

Para tal punto, a una distancia  $\delta$  de la superficie sólida, la velocidad resultante paralela a dicha superficie se determina como:

$$U_{res} = \frac{U_*}{\kappa} \ln ( E y^+ ) \quad (4-18)$$

Donde  $\kappa$  es la constante de Von Karman igual a 0.435, E es un factor de rugosidad, igual a 9.0 para superficies lisas, y la velocidad de fricción  $U_\tau$  está dada por:

$$U_\tau = ( \tau / \rho )^{1/2} \quad (4-19)$$

siendo  $\tau$  el cortante de pared, y la distancia adimensional  $y^+$ , se define como:

$$y^+ = \frac{U_\tau \delta}{\nu} \quad (4-20)$$

Donde  $\nu$  es la viscosidad cinemática. Las condiciones de frontera para la energía cinética turbulenta y su rapidez de disipación, también, se aplican para el mismo punto y están dadas por:

$$k = U_\tau^2 C_\mu^{-1/2} \quad (4-21)$$

$$\varepsilon = U_\tau^3 / ( k \delta ) \quad (4-22)$$

- **Efecto del Viento**

Por lo que a la superficie libre corresponde, el efecto del viento es introducido a través de un esfuerzo cortante aplicado sobre la superficie de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\tau = C_d \rho_a U_{10}^2 \quad (4-23)$$

Donde  $C_d$  es el coeficiente de fricción para el cual se asignó el valor propuesto por Wu (1980),  $\rho_a$  es la densidad del aire y  $U_{10}$  es la velocidad del aire a 10 metros sobre el nivel del mar.

Wu (1980), encontró que el coeficiente de arrastre se puede calcular a partir de las siguientes correlaciones dependiendo de la velocidad del viento:

Cuando  $U_{10}$  esta entre 0 y 1 m/s:

$$C_{10} = 0.5U_{10}^{1/2} * 10^{-3} \quad (4 -24)$$

Cuando  $U_{10}$  esta entre 1 y 15 m/s:

$$C_{10} = (0.8 + 0.065U_{10}) * 10^{-3} \quad (4 - 25)$$

Cuando  $U_{10}$  es mayor de 15 m/s:

$$C_{10} = 2.26 * 10^{-3} \quad (4 - 26)$$

Vale la pena aclarar que los resultados de las simulaciones en las cuales se empleó la condición de frontera dada por el esfuerzo cortante del viento se discuten en el anexo 5.

#### 4.1.4 Ecuaciones de Conservación para un Derrame de Petróleo

Las ecuaciones de conservación que describen al flujo se pueden representar a través de la siguiente ecuación general de conservación (Spaulding, 1972; Patankar, 1980), en dicha ecuación se destacan cada uno de los términos que la componen:

$$\underbrace{\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi)}_{\text{transitorio}} + \underbrace{\nabla \cdot (\rho\bar{v}\phi)}_{\text{advectivo}} = \underbrace{\nabla \cdot (\Gamma_\phi \nabla \phi)}_{\text{difusivo}} + \underbrace{S_{\phi i}}_{\text{fuentes}} \quad (4-27)$$

Donde:  $t$ , denota tiempo,  $\phi$ , es cualquier variable dependiente,  $\vec{v}$ , es el vector de velocidad,  $\rho$ , es la densidad,  $\Gamma_\phi$ , es el coeficiente de transporte de la variable dependiente y,  $S$ , representa términos fuente por unidad de volumen.

Las variables dependientes consideradas, así como sus coeficientes de transporte asociados, dan lugar a las ecuaciones de continuidad y cantidad de movimiento que se presentan en la tabla 4-2. En dicha tabla, los símbolos  $u$ ,  $v$  y  $w$  corresponden a los componentes de velocidad en las direcciones coordenadas  $x$ ,  $y$ ,  $z$ , respectivamente, y  $\mu_e$  es la viscosidad dinámica efectiva.

**Tabla 4-2. Coeficientes de transporte para cada variable**

Ecuación	$\phi$	$\Gamma_\phi$
<b>Continuidad</b>	1	0
<b>Cantidad de movimiento</b>	$u, v, w$	$\mu_e$
<b>Conservación de petróleo</b>	$C_p$	$\rho\alpha_p$
<b>Energía c. turbulenta</b>	$K$	$(\mu_l + \mu_t / \sigma_k)$
<b>Rapidez de disipación</b>	$\varepsilon$	$(\mu_l + \mu_t / \sigma_\varepsilon)$

Las variables dependientes consideradas, así como sus coeficientes de transporte asociados, dan lugar a las ecuaciones de continuidad, cantidad de movimiento, conservación y turbulencia, y se presentan en la tabla 4-2. En dicha tabla, los símbolos  $u$  y  $v$  corresponden a los componentes de velocidad en las direcciones coordenadas  $x$  y  $y$  respectivamente;  $C_p$  es la concentración del petróleo, en kilogramos por unidad de volumen;  $k$  es la energía cinética turbulenta, y  $\varepsilon$  la rapidez de disipación de la energía cinética;  $\mu_l$  es la viscosidad dinámica laminar,  $\mu_t$  la viscosidad dinámica turbulenta, y la suma de las dos viscosidades se define como la viscosidad dinámica efectiva,  $\mu_e$ ;  $\rho\alpha_p$ , es el producto de la densidad del medio continuo, por la difusividad del petróleo en el cuerpo de agua en  $m^2/s$ ;  $\sigma_k$  y  $\sigma_\varepsilon$  son coeficientes de difusión empíricos empleados en el modelo de turbulencia.

Reescribiendo la ecuación general de conservación de forma aplicada a la conservación del petróleo introducido en el mar en un derrame, tendríamos la siguiente ecuación particular:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho C_p) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} C_p) = \nabla \cdot (\rho \alpha_p \nabla C_p) + S_{c_p} \quad (4-28)$$

Donde los términos fuentes estarían dados por:

$$S_{c_p} = S_{DisVer} + S_{Evp} + S_{Emul} \quad (4-29)$$

En esta investigación doctoral se tomo en cuenta los términos fuente que representan los procesos de dispersión vertical ( $S_{DisVer}$ ), la evaporación ( $S_{Evp}$ ) y la emulsificación ( $S_{Emul}$ ) de acuerdo a las consideraciones discutidas en el capítulo dos. En la siguiente sección se presentan los modelos matemáticos empleados para la modelación de los procesos señalados. En cuanto a la evaluación de las propiedades (densidad y viscosidad) del petróleo derramado fueron consideradas correcciones por evaporación y emulsificación, las cuales también son descritas en la siguiente sección.

## **4.2 Procesos Físicos Involucrados en un Derrame de Petróleo en Zonas Litorales**

En el capítulo dos se explicó con detalle la naturaleza de los principales procesos involucrados en un derrame de petróleo en zonas litorales (dispersión vertical, evaporación, disolución, emulsificación y escurrimiento), haciendo énfasis en el proceso de dispersión vertical, porque como también se explicó este proceso aún no ha sido explicado suficientemente y por ende implementado en los modelos de derrames de petróleo. De acuerdo a lo anterior en la siguiente sección se describe, analiza y discute los modelos matemáticos de los procesos físicos asociados a los derrames de petróleo en las zonas litorales implementados en el modelo numérico empleado en esta investigación doctoral. Dichos modelos matemáticos incluyen los procesos de dispersión vertical, evaporación, emulsificación y escurrimiento, y los cambios de propiedades debidos a la evaporación y la emulsificación.

### **4.2.1 Modelos de dispersión vertical**

El proceso de dispersión vertical, es el aspecto central de la presente investigación, debido a que como se ha venido explicando este proceso físico es el menos estudiado en relación con los derrames de petróleo y donde puede ser más relevante el aporte de la presente investigación. Los modelos matemáticos empleados para representar la dispersión vertical, se pueden dividir en dos tipos: aquellos que determinan la cantidad de petróleo disperso en función del tiempo, parámetros del petróleo y las condiciones del medio donde ocurre el derrame, a los cuales se les denomina sencillos y, los modelos que estudian la dispersión vertical como un balance entre el petróleo introducido en la columna de agua, el petróleo que regresa a la mancha, el petróleo que queda suspendido y la distribución de los tamaños de las gotas generadas. El segundo tipo de modelos, denominado aquí como detallados, proporciona información específica del fenómeno, como concentraciones verticales, tamaños de gota, efectos del cambio de viscosidad, densidad y tensión superficial, información necesaria para la elaboración de planes de contingencia.

Dentro del primer grupo de modelos simples, se destacan los modelos de Audunson (1979), Mackay et al (1980) y Huang (1984), y dentro de los modelos de detalle se destacan las propuestas de Delvigne et al. (1987, 1993, 1994) y de Tkalich et al (2002), estos últimos citados y modificados por varios autores. En este último caso, vale la pena, aclarar que el aporte de la investigación doctoral consiste en analizar dichas propuestas y modificarlas bajo la perspectiva de trabajos de investigación adicionales no considerados previamente, y su posterior implementación en un modelo hidrodinámico de aguas someras basado en la analogía de flujo compresible. A

continuación, se presenta la descripción, análisis y discusión de los modelos matemáticos más relevantes junto con las aportaciones del presente trabajo. Es necesario señalar que la discusión de los resultados obtenidos por medio de los modelos de dispersión vertical sencillos se puede observar en los anexos 5 y 8.

#### 4.2.1.1 Modelos de Dispersión Vertical Sencillos

##### Modelo de Mackay et al (1980)

Mackay et al (1980, propone que la masa de petróleo transferida al agua por dispersión vertical se puede calcular así:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{0.11m(1+U)^2}{1+50\mu^{0.5}\delta\sigma} \quad (4-30)$$

donde:  $\mu$  es la viscosidad dinámica del petróleo en centipoises,  $\delta$  es el espesor de la película en m,  $\sigma$  es la tensión de la interfase petróleo - agua en dynas/cm y U es la velocidad del viento en m/s.

##### Modelo de Huang (1984)

Huang (1984) propone un modelo simplificado para el cálculo de la dispersión de acuerdo a una constante de dispersión, así:

$$\frac{dV}{dt} = NV_0U^2 \quad (4-31)$$

donde: N es la constante de dispersión igual a  $2 \cdot 10^{-8}$ ,  $V_0$  es el volumen inicial en m<sup>3</sup>, U es la velocidad del viento en m/s y t es el tiempo en s.

##### Modelo de Audunson (1979)

Audunson (1979), considera que la disolución y la dispersión pueden ser analizadas en conjunto; para él, estos dos fenómenos representan las pérdidas de masa diferentes a la evaporación. Audunson (1979) propuso la siguiente expresión para estimar la cantidad de petróleo disuelto y disperso:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{0.4mU^2 \exp^{-0.5t}}{U_0^2} \quad (4-32)$$

donde: m es la masa de la mancha en toneladas métricas, U es la velocidad del viento en m/s medida a 10 m sobre el nivel del mar, t es el tiempo en días y  $U_0$  es una velocidad de referencia, 8.5 m/s.

#### 4.2.1.2 Modelos de Dispersión Vertical Detallados

Los modelos de dispersión vertical detallados consideran la dispersión vertical como el equilibrio entre la masa de petróleo que entra en la columna de agua por acción del rompimiento de las olas y la masa que regresa a la mancha de petróleo e incluyen la descripción de la distribución del tamaño y abundancia de las gotas de petróleo dispersas en la columna de agua. De acuerdo a lo anterior los elementos constitutivos de los modelos de dispersión vertical detallados y por ende del modelo propuesto en esta investigación doctoral son los siguientes:

- Distribución del tamaño y abundancia de las gotas de petróleo introducidas, en función de las propiedades del petróleo (densidad, viscosidad y tensión superficial) y la difusión vertical turbulenta.
- Profundidad de intrusión de las gotas de petróleo en función de la altura del oleaje.
- Cantidad de petróleo ingresado a la columna vertical de agua en función de las condiciones (energía) del oleaje y las características del petróleo derramado.
- Cantidad de petróleo que regresa a la superficie en función de la velocidad terminal de las gotas de petróleo.

Recientemente, investigadores de la Universidad de Texas A&M han trabajado en el estudio de la influencia de cinética de agregación de las gotas de petróleo dispersas sobre la cantidad de petróleo que regresa a la superficie (Sterling et al, 2003), obteniendo resultados preliminares que muestran que la masa de petróleo que permanece en la vertical está influenciada por la razón de agregación de las gotas de petróleo, dicha masa puede variar entre 25 y 50%, dependiendo de las condiciones de la columna de agua y las características del petróleo, sin embargo, aun no se cuenta con los suficientes datos para modelar el fenómeno. Igualmente, investigadores de la Universidad de Clarkson han investigado sobre la distribución de las gotas de petróleo presentes en la columna de agua producto de derrames en fondo (Yapa y Chen, 2004; Chen y Yapa, 2005; Zheng y Yapa, 2000), basado en funciones de densidad de probabilidad construidas a partir de diámetros característicos hallados por medio de las ecuaciones de diámetro de gota (Hinze, 1955; Delvigne y Sweeney, 1988; Li y Garrett, 1998).

A continuación se describen los elementos constitutivos del modelo matemático propuesto en esta investigación para estimar el comportamiento de la dispersión vertical.

#### **4.2.1.2.1 Distribución del Tamaño de las Gotas de Petróleo**

La distribución de las gotas de petróleo que son introducidas en la columna de agua, es diferente al tamaño de las gotas que pueden permanecer en la columna de agua bajo ciertas condiciones de turbulencia. La distribución de las gotas que son introducidas en la columna de agua después del rompimiento de una ola, es la base para estimar las velocidades de regreso de las gotas suspendidas, y por ende estimar qué fracción de petróleo regresa a la mancha. Por otra parte, conocer la distribución de las gotas que pueden permanecer dispersas en la columna de agua bajo ciertas condiciones de turbulencia, permite estimar el efecto de la aplicación de dispersantes sobre el tamaño fina de las gotas, y de esta forma modificar la fracción de petróleo disperso en la columna de agua.

Bouwmeester y Wallace (1986) realizaron un experimento en un pequeño canal generador de olas, encontrando que el rango de tamaño de gotas de petróleo en cercanías de la superficie, luego del rompimiento de las olas, varía entre 12 – 2000  $\mu\text{m}$ . Dicha observación preliminar coincide con lo observado posteriormente por

Delvigne y Sweeney (1988), quienes encontraron que el rango de las gotas de petróleo presentes en la columna de agua varía entre 5 y 1000  $\mu\text{m}$  ya que las gotas de mayor tamaño tienden a unirse inmediatamente a la mancha, debido a su alta velocidad terminal y las gotas más pequeñas, son formadas por una masa muy pequeña y contribuyen en una fracción despreciable a la concentración de la masa dispersa en la columna.

Delvigne y Sweeney (1988), realizaron experimentos en una columna de agua mezclada por medio de agitadores y en canales de agua de diferentes dimensiones, encontrando que la distribución de las gotas de petróleo presentes en la columna de agua es independiente del tipo de petróleo, de su estado de meteorización, del espesor de la película y de la temperatura (ver figura 2-10). El comportamiento del diámetro máximo de gota presente en la columna de agua fue muy diferente en los experimentos realizados en la columna de agua agitada artificialmente y en los experimentos en canales, ya que en la columna de agua se alcanzaban condiciones estacionarias de turbulencia, mientras que en los canales de agua la turbulencia generada por el rompimiento de las olas es variable en el tiempo y en la profundidad.

En los experimentos en la columna de agua agitada se tomó en cuenta toda la gama de gotas presentes en la columna de agua, ya que en estos casos todo el petróleo presente fue introducido en la columna de agua. Bajo esta situación las ecuaciones presentadas en la tabla 4-3 describen el comportamiento del diámetro de las gotas bajo diferentes condiciones de turbulencia. Dichas ecuaciones muestran que para altas razones de disipación de energía el diámetro máximo de gota es pequeño, y que la duración de la turbulencia determina el diámetro máximo de las gotas. Este tipo de experimentos fueron de gran importancia para determinar el tamaño de las gotas que permanecen dispersas en la columna de agua (gotas con diámetros menores a 70  $\mu\text{m}$ ) y las gotas que permanecen suspendidas (Lunel, 1993).

**Tabla 4-3. Modelos Matemáticos para el Cálculo del Diámetro de Gotas**

Autores	Modelo
Hinze (1955)	$d_{\max} = 0.726 \left( \frac{\sigma}{\rho} \right)^{3/5} \varepsilon^{-2/5} \quad (4-33)$
Raj (1977)	$d_{\max} = \left( \frac{12\sigma}{g(\rho_w - \rho_o)} \right)^{1/2} \quad (4-34)$
	$d_{\min} = \left( \frac{0.12\sigma^{3/5} F^{2/5}}{\rho_w^{3/5} g^{4/5}} \right)^{1/2} \quad (4-35)$
Delvigne y Sweeney (1988)	$d_{\max} = (C_d (\varepsilon \times \rho_w)^{-0.5 \pm 0.1} (\nu * 1.0 \times 10^6)^{0.34 \pm 0.05}) * 1.0 \times 10^{-2} \quad (4-36)$
Li y Garret (1998)	

	$d_{\max} = 5.2 \times 10^{-5} \left( \frac{\sigma}{\nu \rho_w} \right)^3 \varepsilon^{-1} (\rho' \nu')^{3/8} \quad (4-37)$ <p>para <math>d_{\max} \geq \eta</math></p>
	$d_{\max} = 3.8 \times 10^{-2} \left( \frac{\sigma}{\nu \rho_w} \right) \nu^{1/2} \varepsilon^{-1/2} (\rho' \nu')^{1/8} \quad (4-38)$ <p>para <math>d_{\max} &lt; \eta</math></p>

En la tabla anterior  $\nu' = \nu_o / \nu_w$ , siendo  $\nu_o$  y  $\nu_w$  las viscosidades cinemáticas del petróleo y el agua respectivamente,  $\rho' = \rho_o / \rho_w$ , siendo  $\rho_o$  y  $\rho_w$  las densidades del petróleo y el agua;  $\sigma$  la tensión interfacial en N/m,  $F$  la frecuencia del oleaje;  $\varepsilon$  la razón de disipación de energía turbulenta en  $m^2/s^3$ ; la cual varía entre 0.1 y 10 (Li y Garret, 1998), para condiciones moderadas y de tormenta, respectivamente, y  $\eta = (\nu_o^3 / \varepsilon)^{1/4}$  la microescala de Kolmogorov;  $C_d$  es un coeficiente experimental que varía entre 500 y 3400; Reed et al (1994), sugiere emplear 500 para el cálculo del diámetro mínimo, 1400 para el cálculo del diámetro medio y 3400 para el cálculo del diámetro máximo.

En la tabla 4-3, se presentan las expresiones matemáticas propuestas para estimar los diámetros de las gotas de petróleo presentes en la columna de agua bajo ciertas condiciones de turbulencia, que van desde las formulaciones teóricas de Hinze (1955) y Raj (1977), citado por Chao et al (2003), las formulaciones experimentales de Delvigne y Sweeney (1988), las cuales tienen en cuenta condiciones estacionarias en la columna de agua, y las formulaciones semiempíricas de Li y Garret (1998), basadas en los resultados experimentales de Delvigne y Sweeney (1988) y desarrollos teóricos que les permiten incluir a la tensión superficial como parámetro relevante.

En los experimentos en canales de oleaje el petróleo disperso es tan sólo una fracción de la masa total de la mancha de petróleo depositada en la superficie del agua. El diámetro máximo de las gotas introducidas en la columna de agua decrece tiempo después del rompimiento de la ola debido a que las gotas de mayor tamaño regresan de forma inmediata a la superficie. Delvigne y Sweeney (1988), concluyeron que el máximo diámetro de las gotas presentes en la columna de agua es independiente de la turbulencia, pero dependiente de los parámetros relacionados con el regreso de las gotas a superficie, tales como la profundidad de intrusión, la velocidad terminal de las gotas y el coeficiente de difusión turbulenta vertical. La energía de disipación turbulenta asociada al rompimiento de la ola determina la cantidad de petróleo introducido en la columna de agua.

La disipación de energía turbulenta está asociada a la distribución de los diámetros de gotas presentes en la columna de agua; sin embargo, aún no se cuenta con la suficiente evidencia experimental para establecer las relaciones entre la energía turbulenta y los tamaños de gota suspendidos en la columna de agua. El intervalo de diámetro de gotas introducido luego del rompimiento de una ola varía entre 5 y 1000 micras de acuerdo a los experimentos de Delvigne y Sweeney (1987). Sin embargo para el cálculo de la masa de petróleo suspendida, es decir, que regresa a la superficie, y la masa de petróleo dispersa, es decir, que permanece en la columna de agua, se empleó el criterio establecido por Lunel (1993), quien con base en sus

resultados experimentales encontró que las gotas con diámetro menor a 70 micras permanecen dispersas.

Dichos resultados experimentales, sumados a la propuesta de cálculo del petróleo disperso en la columna de agua realizada por Delvigne y Hulsén (1994), permitió establecer cuatro rangos significativos de gotas cuya concentración en la columna de agua es estudiada en el tiempo, a saber:

1. **Rango uno:** gotas entre 0 y 70 micras.
2. **Rango dos:** gotas entre 70 y 200 micras.
3. **Rango tres:** gotas entre 200 y 400 micras.
4. **Rango cuatro:** gotas entre 400 y 800 micras.

Grant et al. (1962), señalaron que la intensidad de fluctuación  $kE(k)$ , la disipación de energía turbulenta  $k^2E(k)$  ( $k$  es el número de onda) y la densidad espectral de las fluctuaciones de la velocidad  $E(k)$ , son las propiedades más interesantes de la turbulencia en el océano.

La razón de disipación turbulenta  $\varepsilon$  puede derivarse por medio de la integración de la función  $k^2E(k)$  en todo el rango de números de onda, por lo que  $\varepsilon$  puede ser hallado por medio de la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \frac{\nu}{2} \sum_{i,j,k=1}^3 \overline{\left( \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right)^2} \quad (4-39)$$

Donde  $u_i$  son las componentes de la velocidad y  $\nu$  la viscosidad cinemática. Para una turbulencia isotópica, se desprende de la ecuación anterior que:

$$\bar{\varepsilon} = 15\nu \overline{\left( \frac{\partial u}{\partial x} \right)^2} \quad (4-40)$$

Donde:  $u$  es la componente longitudinal de la velocidad a lo largo del eje  $x$ .

Existen muchas estimaciones disponibles de  $\varepsilon$ : Taylor (1918) determinó que la razón de disipación de energía de un flujo de marea para el mar Irlandés es de  $8 \times 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$ . Shtockman (1947), encontró que  $\varepsilon$  puede oscilar entre 0.6 y  $1.8 \times 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$  para condiciones de viento estacionario y flujo de marea en el golfo de Finlandia, y aproximadamente,  $1.7 \times 10^{-7} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$  para las costas del mar Caspio. Moroshkin (1951), estimó que  $\varepsilon$  oscila entre 1.3 y  $4.3 \times 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$  para las condiciones medias del mar Báltico y alcanza valores de 8 y  $43 \times 10^{-2} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$  para condiciones de tormenta. Considerando que las fuentes de energía cinética en el mar provienen del viento, las corrientes y la convección y asumiendo que la energía se disipa hasta una profundidad de 100 m, Noss (1957), estimó que  $\varepsilon$  varía entre 0.3 y  $1 \times 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$ . Suda (1936), encontró valores mucho más pequeños en zonas costa afuera del mar de Japón, los cuales, variaron entre  $10^{-8}$  y  $10^{-10} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$ . Nan'niti (1964), analizó un grupo de datos para condiciones de aguas someras encontrando que  $\varepsilon$  varió entre 0.1 y  $1 \times 10^{-4} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$ , en la superficie, y en el fondo y entre  $10^{-5}$  y  $10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$  para flujo medio; para aguas intermedias encontró que varía entre  $10^{-7}$  y  $10^{-8} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$ , y en el fondo decrece hasta  $10^{-11}$  o  $10^{-12} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$ . Ozomidov (1968), encontró que los valores mas representativos de  $\varepsilon$  varían entre  $10^{-6}$  y  $10^{-8} \text{ m}^2 \text{ s}^{-3}$ .

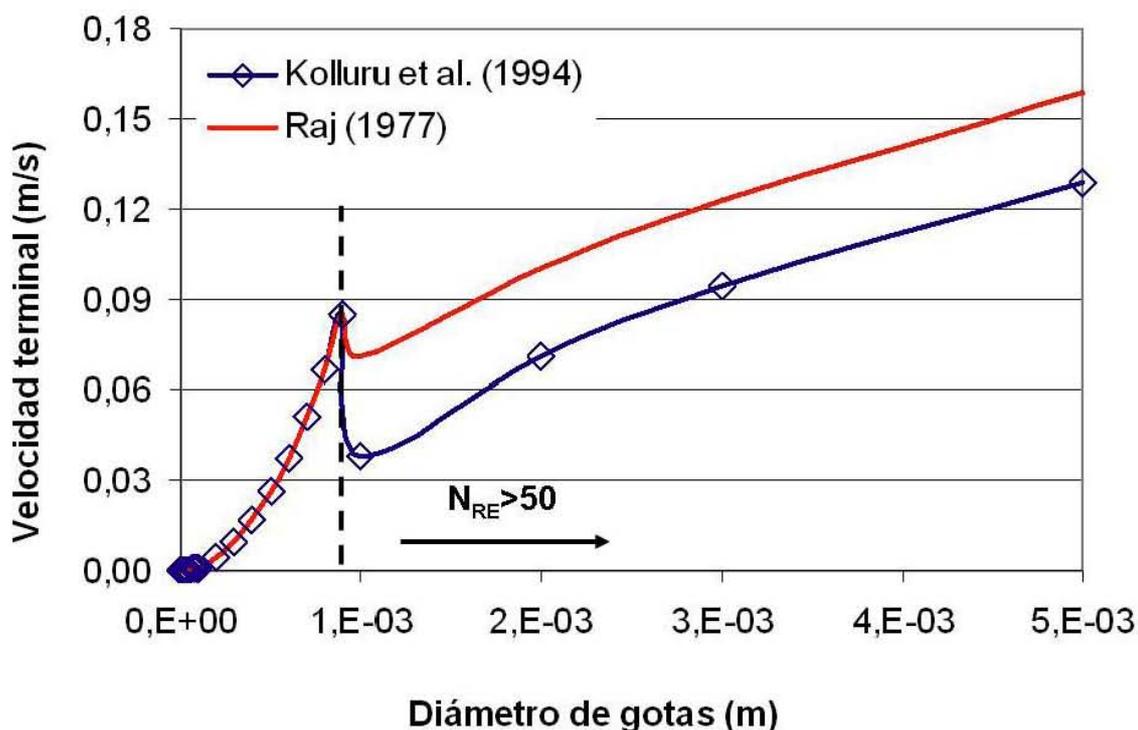
En este trabajo, se modela la turbulencia empleando el modelo de  $k - \varepsilon$  principalmente y de manera complementaria el modelo de Koutitas (1980), descritos en la sección 4.1. El modelo de  $k - \varepsilon$  está integrado al modelo de aguas someras basado en la analogía de flujo compresible descrito detalladamente en la sección 4.1.

#### 4.2.1.2.2 Velocidades Terminales de las Gotas de Petróleo

La velocidad terminal de las gotas de petróleo está regulada por la fuerza de flotación que actúa sobre las gotas dispersas en función de su tamaño y la diferencia de densidades del agua y el crudo. Además, las expresiones para el cálculo de velocidad terminal de las gotas de petróleo dependen del número de Reynolds, ya que la conocida teoría de Stokes, solo tiene validez para números de Reynolds menores de 50, ósea gotas con velocidades terminales de medias a bajas, que en su mayoría, se considera permanecen mayor tiempo dispersas.

Kolluru et al. (1994), citado por Chao et al. (2001, 2003), propusieron un coeficiente de corrección  $C_D$ , para el calculo de la velocidad terminal de las gotas con números de Reynolds mayores a 50, pero el empleo de expresión genera un comportamiento anormal de la velocidad terminal que no corresponde con la realidad. De otra parte Raj (1979), propone un modelo matemático que diferencia la velocidad terminal alcanzada por las gotas en función del número de Reynolds, el cual arroja resultados más adecuados, tal como se observa en la figura siguiente.

Figura 4-3. Velocidad Terminal en Función del Diámetro de la Gota de Petróleo



De acuerdo a lo anterior en este trabajo se emplea el modelo de Raj (1979), el cual propone que la velocidad terminal puede ser calculada con base en las siguientes expresiones:

$$W(r) = K_w r^P \quad (4-41)$$

$$P = 2$$

$$K_w = \frac{2g(1-\rho')}{9\nu_w} \quad \text{para } N_{RE} < 50 \quad (4-42)$$

$$P = 0.5$$

$$K_w = \frac{16g(1-\rho')}{3} \quad \text{para } N_{RE} > 50 \quad (4-43)$$

#### 4.2.1.2.3 Profundidad de Intrusión de las Gotas de Agua

La masa de petróleo introducida en la columna vertical de agua en forma de gotas luego del rompimiento de las olas alcanza una profundidad dentro de la columna de agua, proporcional a la altura de la ola (Donelan, 1978). De acuerdo con Li y Garret (1998) la región de mayor disipación se extiende hasta una profundidad  $\alpha H$ , relativa a la altura del oleaje.  $\alpha$  varía entre 1.2 y 1.6 de acuerdo con el estado del mar. En este trabajo, se emplea el criterio propuesto por Delvigne y Sweeney (1988) obtenido a partir de su trabajo experimental donde  $\alpha$  es igual a  $1.5 \pm 0.35$ .

Generalizando el resultado empírico citado arriba, tendríamos:

$$Z_m = \alpha H \quad (4-44)$$

#### 4.2.1.2.4 Cantidad de Petróleo que Ingres a la Columna de Agua

En este trabajo se consideraron dos propuestas para el cálculo de la masa de petróleo que ingresa a la columna de agua (Delvigne y Sweeney, 1988; Tkalich et al., 2002), sin embargo, únicamente el modelo de Delvigne y Sweeney (1988), fue implementado dentro del código numérico debido a la consistencia y el detalle de los resultados obtenidos (ver siguiente capítulo). De otra parte, las pruebas preliminares realizadas con el modelo teórico de Tkalich et al (2002), no permitieron obtener el detalle del comportamiento de las gotas de petróleo dispersas en la columna de agua, ya que dicho modelo considera al conjunto de los diferentes diámetros de gotas como una unidad.

Delvigne y Sweeney (1988), trabajaron en un modelo experimental presentado con detalle en la capítulo 2, encontrando que la cantidad de petróleo que entra a la columna de agua es función de diámetro de las gotas, las características del oleaje, un coeficiente de dispersión empírico y la fracción de mar cubierta por el petróleo, tal como se muestra a continuación.

$$Q_r(d_0) = C_o D_{ba}^{0.57} S_{cov} F_{wc} d_0^{0.7} \Delta d \quad (4-45)$$

Donde:  $Q_r(d_0)$  es la razón de gotas de petróleo con tamaño dentro de un rango  $\Delta d$  que entran a la columna de agua, por unidad de área superficial y por ola que rompe, expresada en Kg / m<sup>2</sup> s,  $C_o$  es un coeficiente de dispersión empírico,  $D_{ba}$  es la energía de la ola rompiente disipada por unidad de área superficial en J/m<sup>2</sup>,  $S_{cov}$  es la fracción de la superficie del agua cubierta por el petróleo; la cual varía entre 0 y 1, y  $F_{wc}$  es la fracción de la mancha de petróleo sumergida en el agua por unidad de tiempo en s<sup>-1</sup>.

Este modelo matemático es usado en la mayoría de los modelos de derrames de petróleo comerciales (Delvigne y Hulsen, 1994; Kolluru et al., 1994; Reed et al., 1994; Chao et al., 2001, 2003) por ser el que proviene de un análisis experimental, a pesar de que tiene varias limitaciones en cuanto a la obtención del coeficiente de dispersión empírico y a la dificultad para estimar la fracción de superficie de agua cubierta por la mancha de petróleo.

Los valores de  $C_o$ ,  $D_{ba}$  y  $F_w$  pueden ser estimados por medio de las siguientes expresiones reportadas en la literatura. Reed et al. (1994) analizaron los datos experimentales reportados por Delvigne y Sweeney (1988) y encontraron que el coeficiente de dispersión puede ser calculado para crudos de viscosidad entre 5 y 500 cSt = 10<sup>-6</sup> m<sup>2</sup>/s, por medio de la siguiente expresión:

$$C_o = 4,450\nu^{-0.4} \quad (4-46)$$

Donde:  $\nu$  es la viscosidad cinemática en cSt = 10<sup>-6</sup> m<sup>2</sup>/s.

La energía de disipación por unidad de superficie para cada rompimiento de ola puede ser estimada con base en una expresión semiempírica propuesta por Battjes y Janssen (1978) y, Stive y Dingemans (1984) de la siguiente forma:

$$D_{ba} = 0.0034\rho_w g H_b^2 \quad (4-47)$$

Donde:  $\rho_w$  es la densidad del agua en kg/m<sup>3</sup>,  $g$ , es la aceleración de la gravedad y,  $H_b^2$ , es la altura media del oleaje.

Finalmente, la fracción de superficie de mar afectada por el rompimiento de las olas por unidad de tiempo se puede estimar por medio de la siguiente expresión empírica propuesta por Monahan y O'Muircheartaigh (1980):

$$F_{wc} = \frac{3 \times 10^{-6} U_w^{3.5}}{T_w} \quad \text{para } U_w \leq U_{th}. \quad (4-48)$$

$$F_{wc} = 0.032 \frac{U_w - U_{th}}{T_w} \quad \text{para } U_w > U_{th}. \quad (4-49)$$

Donde:  $U_w$  es la velocidad del viento a 10 m sobre el nivel de l mar en m/s,  $U_{th}$  es la velocidad de referencia del viento, igual a 5 m/s y  $T_w$  es el periodo del oleaje en s.

Por su parte, Tkalich et al (2002) consideraron que la cantidad de petróleo que ingresa a la columna de agua depende directamente de la variación de la energía del oleaje en el tiempo, para lo cual Hasselmann (1974) encontró que podía ser estimado por medio de la siguiente expresión:

$$\frac{\partial E}{\partial t} = -\gamma w E \quad (4-50)$$

Donde:  $\gamma$  es un coeficiente adimensional, E es la energía de la ola, w es la frecuencia del oleaje y, t el tiempo. El signo negativo se debe a que a medida que el tiempo avanza la energía decrece. En casos de equilibrio de transferencia de energía del viento a las olas la energía de las olas es semejante a la energía media del oleaje  $E_w$ . Komen et al. (1994), encontró que  $E_w$  puede ser calculada por medio de la siguiente expresión:

$$E_w = g\rho H^2 / 16 \quad (4-51)$$

Donde: H es la altura significativa de la ola,  $\rho$  es la densidad del agua, y g la aceleración de la gravedad. H puede ser calculado en función de la velocidad del viento de acuerdo a la expresión obtenida por Neuman y Pierson (1966), así:

$$H \approx 0.2U^2 / g \quad (4-52)$$

Finalmente, el valor del coeficiente adimensional  $\gamma$  puede estimarse para condiciones de generación de oleaje según Hasselmann (1974) y para condiciones de oleaje desarrollado según SWANP (1985) de la siguiente forma:

$$\gamma = 10^{-5} w E_w^{0.25} \quad \text{para condiciones de generación de oleaje.} \quad (4-53)$$

$$\gamma = 1.8 \times 10^{-7} w^3 \quad \text{para condiciones de oleaje desarrollado.} \quad (4-54)$$

La influencia de la mancha de petróleo sobre el comportamiento del oleaje puede considerarse despreciable y solamente podría tener impacto sobre el oleaje capilar (Tkalich y Chan, 2002), por lo que para el presente modelo no se toma en cuenta. La expresión final de la energía del oleaje sería:

$$\frac{\partial E}{\partial t} \approx -\frac{\gamma g \rho w H^2}{16} \quad (4-55)$$

Lamarre y Meluille (1991), encontraron que durante el rompimiento de las olas el 50% de la energía disipada es empleada para la introducción de burbujas de aire en el agua, por lo que es razonable considerar que parte de la energía de las olas es empleada para la introducción de las gotas de petróleo. Los mismos autores arriba citados estiman que el 30% de la energía del oleaje actúa durante la dispersión vertical. De acuerdo a lo anterior, la expresión para determinar la razón de petróleo introducida sería:

$$\lambda_{ow} = -\frac{k_b}{\rho g Z_m L_{ow}} \frac{\partial E}{\partial t} = \frac{\gamma w H^2}{Z_m L_{ow} 16} \quad (4-56)$$

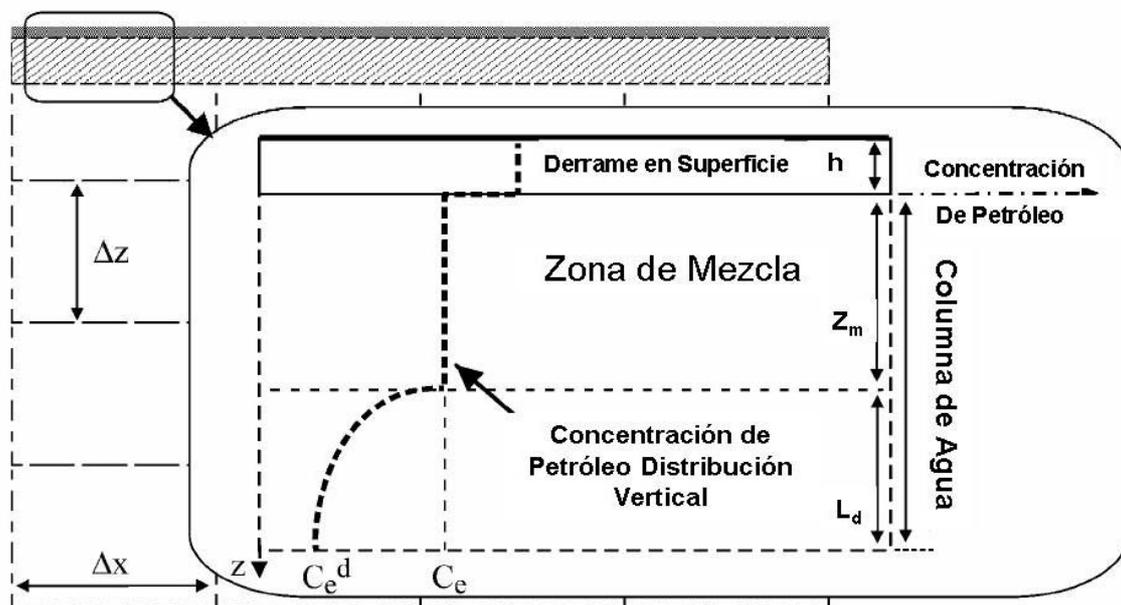
Donde:  $\lambda_{ow}$  es la razón de entrada de petróleo en  $s^{-1}$ ,  $L_{ow}$  es un parámetro de escala vertical igual a 1 m. El término central de la expresión anterior  $k_b/\rho\partial E/\partial t$  puede ser interpretado como la razón de flujo de energía proveniente del oleaje y la fuerza de gravedad  $g/Z_m$ . Si, escribimos la ecuación en términos de la velocidad se obtiene una expresión sencilla para cálculo de la dispersión vertical similar a la propuesta por Audunson (1979).

Ahora, si reemplazamos la expresión (4-52) en la ecuación (4-56), empleada para determinar la razón de petróleo introducido en el agua luego del rompimiento de la ola tendríamos:

$$\lambda_{ow} = \frac{\gamma_w H}{\alpha L_{ow} 16} \quad (4-57)$$

Tkalich et al. (2002) consideraron que la columna de agua donde son dispersadas las gotas de petróleo conforman una zona de mezcla junto con el derrame superficial, donde persiste un intercambio de masa entre el petróleo presente en la columna de agua y el presente en la superficie (ver figura 4-4).

**Figura 4-4. Esquema de la Estructura Vertical del Petróleo Disperso (Tkalich et al, 2002)**



Con base en lo anterior, es posible considerar que la razón de masa introducida en la columna de agua esta dada por:

$$\frac{\partial M_e}{\partial t} = \lambda_{ow} M_s \quad (4-58)$$

Donde:  $M_s$  y  $M_e$  son las masas de petróleo en la superficie por unidad de área superficial y en la zona de mezcla respectivamente. La masa total de petróleo  $M_a$  es la suma de las masas de petróleo en superficie y en la columna ( $M_s + M_e$ ).

#### 4.2.1.2.5 Cantidad de Petróleo que Regresa a Superficie

El cálculo de la masa de petróleo que regresa a la superficie luego de ser introducida por el rompimiento de las olas es uno de los aspectos fundamentales del presente trabajo, ya que generalmente se ha abordado dicho problema bajo dos ópticas separadas, una de ellas que propone estudiar el comportamiento de las gotas de petróleo dispersas y suspendidas con base en el modelado de la superficie libre y considerando una velocidad terminal promedio para las gotas que regresan a la superficie, tal como lo proponen Tkalich et al. (2002) con base en los diámetros de las gotas que se espera regresen a la superficie y las gotas que se espera queden dispersas.

La segunda forma de abordar el fenómeno propuesta por Delvigne y Sweeney (1988), quienes consideran que la dinámica de regreso de las gotas a la superficie es función no solo de la velocidad terminal, si no también del comportamiento turbulento de la columna de agua cercana a la superficie, lo cual requiere del modelado combinado en tres dimensiones del comportamiento de la superficie libre y el comportamiento turbulento de la columna de agua. Dicho planteamiento es abordado en este trabajo por medio del acoplamiento de un modelo de aguas someras para el modelado de la superficie libre y un modelo de capa rígida para la columna vertical.

Delvigne y Hulsén (1994), propusieron que el regreso de las gotas de petróleo a la superficie es función de flotación de las gotas y la difusión turbulenta vertical producidas por las condiciones de turbulencia residual del flujo seguido a la ruptura de una ola, dicho proceso puede modelarse con base en la siguiente ecuación:

$$T(z) = \frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( \varepsilon_z \frac{\partial c}{\partial z} \right) + W(d_0) \frac{\partial c}{\partial z} \quad (4-59)$$

Donde:  $T(z)$  es el transporte vertical de masa de petróleo en  $\text{kg/m}^2\text{s}$ ,  $c$  es la concentración de petróleo por clase de tamaño de gota en  $\text{kg/m}^3$ ,  $\varepsilon_z$  es el coeficiente de difusión turbulenta vertical en  $\text{m}^2/\text{s}$ ,  $z$  es la coordenada vertical en  $\text{m}$ , y  $W(d_0)$  es la velocidad terminal de la gota de petróleo con tamaño  $d_0$  en  $\text{m/s}$ .

En este trabajo la cantidad de masa que regresa a la superficie es evaluado únicamente con base en la fuerza de flotación que actúa de forma diferencial sobre las gotas de petróleo introducidas en la columna de agua de acuerdo a su diámetro, tal como lo propone Tkalich et al. (2002) y Reed et al. (1994).

Tkalich et al (2002), consideraron que la masa de petróleo que regresa a la superficie pueden ser calculadas de la siguiente forma:

- Numero de gotas por unidad de volumen de agua  $N_u(d_o)$ .

$$N_u(d_o) = d_o^{-s} \quad (4-60)$$

Donde:  $N_u(d_o)$ , es número de gotas por unidad de volumen de agua que son introducidas al agua en el rango de  $\pm \Delta d_o = 1/2 d_o$  y,  $s$ , es un exponente igual a  $-2.3 \pm 0.06$ .

- Volumen total de gotas por unidad de volumen de agua  $V_T$ .

$$V_T = \frac{4\pi 2^s}{3-s} (r_{\max}^{3-s} - r_{\min}^{3-s}) \quad (4-61)$$

- Volumen de gotas dispersas por unidad de volumen de agua  $V_d$ .

$$V_d = \frac{4\pi 2^s}{3-s} (r_c^{3-s} - r_{\min}^{3-s}) \quad (4-62)$$

Donde:  $r_c$ , es el radio de las gotas de mayor tamaño que permanece dispersa, en este trabajo  $35 \mu\text{m}$ .

- Volumen de gotas suspendidas por unidad de volumen de agua  $V_s$ .

$$V_s = \frac{4\pi 2^s}{3-s} (r_{\max}^{3-s} - r_c^{3-s}) \quad (4-63)$$

- Fracción de petróleo que permanece dispersa  $F_d$ .

$$F_d = \frac{V_d}{V_T} = \frac{r_c^{3-s} - r_{\min}^{3-s}}{r_{\max}^{3-s} - r_{\min}^{3-s}} \quad (4-64)$$

- Fracción de petróleo que regresa a superficie  $F_s$ .

$$F_s = \frac{V_s}{V_T} = \frac{r_{\max}^{3-s} - r_c^{3-s}}{r_{\max}^{3-s} - r_{\min}^{3-s}} \quad (4-65)$$

Tkalich et al. (2002), consideran que el regreso de las gotas a la superficie es función únicamente de la velocidad media de las gotas, la cual puede ser calculado por medio de la siguiente expresión:

$$W(r_1) = 0.5K_w (r_{\max}^P - r_c^P) \quad (4-66)$$

Donde:  $W(r_1)$  es la velocidad media de las gotas de diámetro que regresan a la superficie.

#### 4.2.2 Modelos de Evaporación y Emulsificación

En general, los modelos de evaporación y emulsificación se clasifican en modelos de pseudocomponentes y modelos analíticos. En este trabajo se emplearan los modelos seleccionados con anticipación en investigaciones previamente realizadas (ver anexo 5), tal como se describe a continuación.

#### 4.2.2.1 Modelo de Evaporación de Fingas

Fingas (1996), propuso que la evaporación se puede calcular como una función del tiempo la temperatura y el porcentaje de masa evaporada a 180°C, por lo que su cálculo requiere de una prueba de laboratorio previa. Así mismo, encontró que existe un grupo de crudos que siguen un comportamiento logarítmico y otro uno cuadrático, por ello formuló las siguientes expresiones para el cálculo de la masa evaporada.

Forma logarítmica:

$$\% E = [0.165 \times \% D + 0.045(T - 15)] \ln t \quad (4-67)$$

Forma cuadrática:

$$\% E = [0.0254 \times \% D + 0.01(T - 15)] \sqrt{t} \quad (4-68)$$

Donde: %E es el porcentaje de masa evaporada, %D es el porcentaje de masa evaporada a 180 °C, T es la temperatura en °C y t es el tiempo en min.

Este modelo está bien documentado, ya que es posible encontrar la caracterización de la mayoría de los crudos en el Centro de Tecnología Ambiental de Canadá ([www.etcentre.org](http://www.etcentre.org)), a partir de la correlación simplificada que se presenta a continuación:

$$\% E = (A + BT) \ln t \quad (4-69)$$

Donde: A y B son valores experimentales. Por ejemplo para el crudo Prodhoe Bay A es 1.4 y B es 0.045, y para el crudo Ekofisk A es 5.8 y B es 0.045.

#### 4.2.2.2 Modelo de Emulsificación de Mackay

Para Mackay et al (1980), empleado en esta investigación la cantidad de agua incorporada en la mancha esta dada por:

$$\frac{dF_{wc}}{dt} = K_{wc} (U_{10} + 1)^2 \left[ \frac{1 - F_{wc}}{OC_1} \right] \quad (4-70)$$

donde: Fwc es la fracción de agua en aceite, Kwc es el coeficiente de emulsificación, 2e-6 para petróleo liviano (Mackay et al, 1982, citado por Reed et al, 1988) o 4.5e-6 para petróleos pesados (Cormack, 1985, citado por Rasmussen, 1985), U es la velocidad del viento en m/s, OC1 es 0.7 para petróleo liviano y combustibles pesados (Mackay et al, 1982) y 1.15 para crudos pesados (Cormack, 1985, citado por Rasmussen, 1985). La gasolina, el queroseno y otros combustibles, como diesel, no presentan emulsión (Reed et al 1988).

### 4.2.3 Cambio de propiedades

La viscosidad y la densidad, se consideran como las propiedades más importantes del petróleo en un derrame de petróleo, ellas deben ser evaluadas para predecir el escurrimiento de la mancha y la dispersión vertical; por ello, cuando el petróleo pierde componentes livianos o aumenta su contenido de agua o cambia su temperatura deben ser evaluadas. A continuación, se presentan los modelos matemáticos que fueron incluidos para la estimación de los cambios de viscosidad y densidad, de acuerdo, también a investigaciones previas realizadas por Betancourt et al, (2001, 2005), tal como se describe a continuación.

#### 4.2.3.1 Cambio de la viscosidad

##### Cambio por contenido de agua

La viscosidad resultante  $\mu$  es calculada por medio de la ecuación propuesta por Mooney (1951) citada por Reed et al (1988).

$$\mu = \mu_0 \exp\left[\frac{2.5F_{WC}}{1-0.65F_{WC}}\right] \quad (4-71)$$

donde:  $\mu_0$  es la viscosidad inicial del petróleo y  $F_{WC}$  es el contenido de agua.

##### Cambio por evaporación

El efecto de la evaporación sobre la viscosidad es calculado la siguiente expresión propuesta por Mackay et al (1980):

$$\mu = \mu_0 \exp(C_2 * F_{evap}) \quad (4-72)$$

donde:  $F_{evap}$  es la fracción evaporada de la mancha,  $C_2$  varía entre 1 y 10, según Reed et al (1988).

Para el modelo propuesto por Reed et al (1988),  $C_2$  se considera uno para combustible de aviación y combustibles livianos, y 10 para los demás productos.

##### Cambio por temperatura

La variación de la viscosidad con la temperatura se calcula por medio de la ecuación propuesta por Guzman-Andrade (Perry, 1973), así:

$$\mu = \mu_0 \exp(8770T_K^{-1} - 29.4) \quad (4-70)$$

donde:  $T_K$ , temperatura ambiental en °K.

#### 4.2.3.2 Cambio de la densidad

La corrección de la densidad por emulsificación y evaporación puede ser estimada a partir de la siguiente correlación propuesta por Mackay et al (1980), así:

$$\rho = F_{wc} \rho_w + (1 - F_{wc}) (\rho_o + C_{dn} F_{evp}) \quad (4-71)$$

donde:  $F_w$  es el contenido de agua,  $F_{evp}$  es la fracción de masa evaporada,  $\rho_o$  y  $\rho_w$  son las densidades del petróleo y el agua respectivamente en  $\text{kg/m}^3$  y  $C_{dn}$  un valor experimental obtenido en laboratorio para cada crudo. Como no fue posible contar con información experimental para determinar el valor de la constante experimental  $C_{dn}$  únicamente se consideró la corrección de la densidad por emulsificación, así:

$$\rho = F_{wc} \rho_w + (1 - F_{wc}) \rho_o \quad (4-72)$$

#### 4.2.4 Escurrimiento

En este trabajo se emplean el modelo propuesto por Fay (1971) y en forma complementaria la método de sumatoria de áreas (Betancourt et. al., 2001).

##### 4.2.4.1 Modelo de Fay (1971)

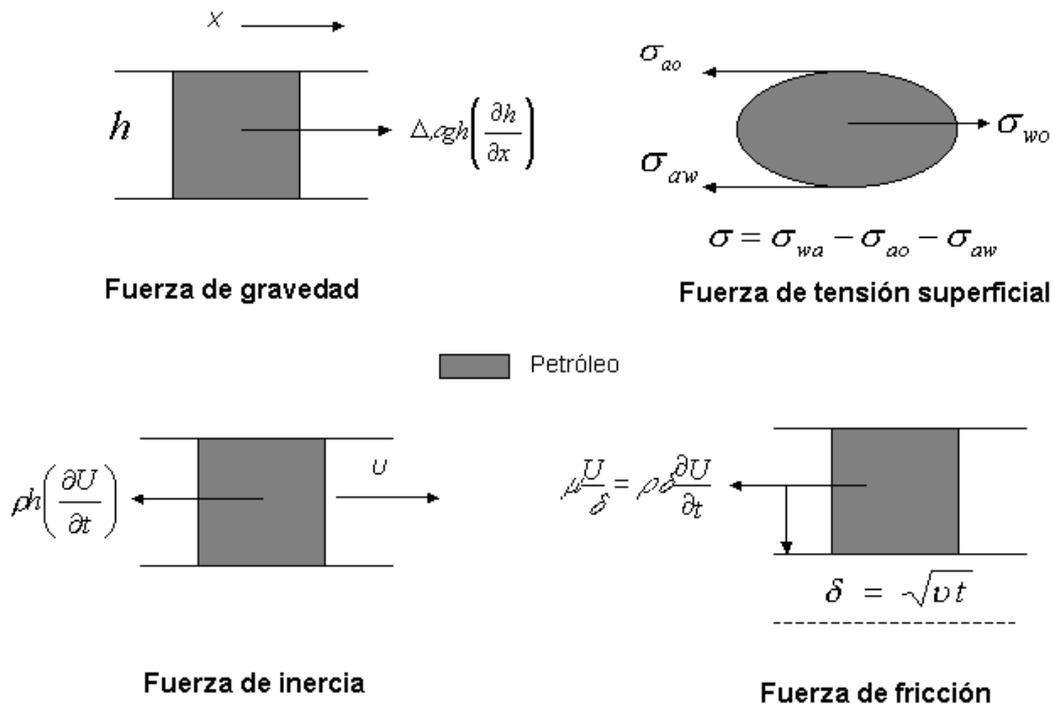
Fay (1971), propuso un modelo que explica el escurrimiento del petróleo sobre un cuerpo de agua con base observaciones experimentales y datos de campo. En este modelo el autor no consideró el crecimiento de la mancha asociado al viento, las corrientes y el oleaje, lo cual constituye su principal limitaciones. El trabajo teórico sumado a observaciones experimentales le sirvió a Fay (1971) para encontrar correlaciones empíricas y sus coeficientes.

La mancha de petróleo pasa por tres etapas, en las que cada fuerza de escurrimiento es balanceada con una fuerza retardante. Estas etapas o regímenes de flujo son:

- Régimen de gravedad - inercia: llamado inercial.
- Régimen de gravedad - viscosidad: llamado viscoso.
- Régimen de tensión superficial - viscosidad: llamado de tensión superficial.

Fay (1969) considera que inicialmente la fuerza de gravedad regula el deslizamiento de la mancha de petróleo, hasta que encuentra un balance de fuerzas con la viscosidad. En esta fase la fuerza que actúa sobre un elemento de la película es proporcional al espesor, al gradiente de presión y a la diferencia de densidades entre los fluidos, disminuyendo a medida que la película se adelgaza. En las orillas de la película existe un balance de fuerzas entre la tensión superficial de las interfases agua - aire, petróleo - agua y petróleo - aire. Está relación denominada coeficiente de escurrimiento no cambia con el espesor de la película, ya que sólo depende de las características fisicoquímicas del petróleo remanente. En la figura 4-5, se observa una descripción de las fuerzas que actúan sobre la mancha de petróleo.

**Figura 4-5. Fuerzas que actúan sobre una película de petróleo en agua**



**Símbolos:**  $h$  espesor de la película,  $\rho$  densidad,  $g$  aceleración de la gravedad,  $x$  dirección del movimiento,  $\sigma$  tensión superficial,  $U$  velocidad,  $\delta$  espesor de la capa límite viscosa y  $\nu$  viscosidad cinemática.

Fuente: Fay (1971)

Las fuerzas de gravedad y tensión superficial son contrarrestadas por las fuerzas inerciales en el interior de la mancha y por las de fricción en las orillas. La fuerza inercial disminuye con el tiempo, a medida la película se adelgaza, mientras que la fuerza de fricción aumenta debido a la emulsificación. De esta forma la energía superficial y la potencial decrecen con la velocidad de deslizamiento, por medio de la disipación de calor en el agua, así que cada fuerza de escurrimiento esta asociada con un proceso de producción de energía y cada fuerza retardante con un proceso de disipación de energía. Una mancha de petróleo, generalmente pasa por estos tres regímenes; sin embargo, cuando el volumen derramado es pequeño, el régimen viscoso o de tensión superficial es el dominante.

Fay (1971) propuso el uso de coeficientes de escurrimiento para determinar el crecimiento de la mancha en cada una de las etapas, tanto para el caso unidimensional, como bidimensional, de acuerdo a las tablas 4-4 y 4-5.

**Tabla 4-4. Leyes de escurrimiento para derrames de petróleo.**

Régimen	Unidimensional	Bidimensional
<b>Inercial</b>	$L = K_i (\Delta g A t^2)^{1/3}$	$R = K_{2i} (\Delta g V t^2)^{1/4}$
<b>Viscoso</b>	$L = K_v (\Delta g A^2 t^{3/2} / \mu^{1/2})^{1/4}$	$R = K_{2v} (\Delta g V^2 t^{3/2} / \mu^{1/2})^{1/6}$
<b>Tensión Superficial</b>	$L = K_t (\sigma^2 t^3 / \rho^2 \mu)^{1/4}$	$R = K_{2t} (\sigma^2 t^3 / \rho^2 \mu)^{1/4}$

Fuente: Fay (1971).

**Tabla 4-5. Coeficientes de escurrimiento.**

Régimen	Unidimensional	Bidimensional
<b>Inercial</b>	1.5	1.14
<b>Viscoso</b>	1.5	1.45
<b>Tensión Superficial</b>	1.3	2.30

Fuente: Fay (1971).

En las tablas anteriores  $g$  es la aceleración de la gravedad en  $m/s^2$ ,  $A$  es el volumen de petróleo por unidad de longitud normal para  $X$ ,  $\mu$  es la viscosidad cinemática del agua en  $m^2/s$ ,  $\sigma$  es el coeficiente de escurrimiento o tensión superficial en  $dyn/cm$ ,  $\rho$  es la densidad del agua en  $kg/m^3$ , y  $V$  es el volumen inicial del petróleo en  $m^3$ .

#### 4.2.4.2 Metodología de sumatoria de áreas

Este modelo busca que la estimación del área de la mancha de petróleo tenga relación con las propiedades del petróleo derramado; la expansión mecánica de la mancha (introducida mediante el coeficiente de difusividad); la hidrodinámica y los procesos de transferencia de masa (evaporación, disolución, dispersión vertical y emulsificación); por ello se propuso una metodología de sumatoria de áreas, tal como se describe a continuación.

- Coeficiente de difusividad

Para el cálculo del coeficiente difusivo, se empleó la expresión propuesta por Sobey et al (1997), obtenida con base en la teoría del escurrimiento propuesta por Fay (1969, 1971) y Hoult (1972), tal como se muestra a continuación:

para la primera hora de flujo,

$$\alpha = \frac{1}{2} \sqrt{g \frac{\Delta\rho}{\rho_w} V} \quad (4-73)$$

entre la primera hora y la primera semana,

$$\alpha = \frac{1}{2} \left[ \frac{\left( g \frac{\Delta\rho}{\rho_w} V^2 \right)^{1/3}}{\sqrt{vt}} \right] \quad (4-74)$$

donde:  $\alpha$  es el coeficiente de difusividad en  $m^2/s$ ,  $g$  es la aceleración de la gravedad en  $m/s^2$ ,  $\Delta\rho = \rho_a - \rho_p$  las diferencias de densidades del agua y el petróleo respectivamente en  $kg/m^3$ ,  $V$  es el volumen inicial de petróleo derramado  $m^3$ ,  $\nu$  la viscosidad cinemática del petróleo en  $m^2/s$ , y  $t$  es el tiempo transcurrido en s.

Los coeficientes difusivos propuestos por Sobey y Blaker (1996), han sido plenamente validados, inicialmente por Fay (1971) quien se encargó de comparar los resultados con numerosos datos experimentales, mientras Hoult (1972) logró llegar a los mismos resultados a partir de las ecuaciones de Navier-Stokes.

Yapa et al (1994a) citan dos autores que proponen el uso de coeficientes de difusividad constantes. Murray (1972), quien empleó la teoría de Fick y los mediciones realizadas durante el derrame de Chevron de 1970, obteniendo un valor de 19 m<sup>2</sup>/s, mientras que Hunter (1980) se basó en observaciones de campo realizadas por Okubo's (1966) y recomienda un coeficiente de difusividad igual a 5 m<sup>2</sup>/s.

Por medio de la metodología propuesta en cada intervalo de tiempo se determina el área considerando una cierta concentración mínima de petróleo en cada celda, mediante la calibración del modelo con datos experimentales. Esta técnica es aproximada, porque depende de la forma de discretización del dominio y de la mínima concentración de petróleo considerada. Sin embargo con una buena calibración del modelo se obtienen buenos resultados (Betancourt et al. 2001). Es posible hacer estimaciones razonables del área ocupada por la mancha, simplemente considerando una concentración mínima entre 10<sup>-1</sup> y 10<sup>-2</sup> kg/m<sup>3</sup>, en cuyo caso el área del derrame sería:

$$A = \sum_1^n A_{n,c} \therefore C > 0 \quad (4-75)$$

Donde: A es la sumatoria total de áreas en m<sup>2</sup>, A<sub>n,c</sub> es el área de la celda n que cumple con la condición de concentración dada en kg/m<sup>3</sup>.

En el modelo se hace una estimación promedio del espesor en relación directa con el volumen remanente y el área del derrame, así:

$$h = \frac{V_R}{A} \quad (4-76)$$

Donde: h es el espesor promedio en m, V<sub>R</sub> es el volumen remanente en m<sup>3</sup> y A es el área del derrame en m<sup>2</sup>.

### 4.3 Método de solución

Los métodos de solución de ecuaciones son variados, por lo que para discretizar las ecuaciones de conservación pueden emplearse, diferencias finitas (basadas en desarrollos de series de Taylor), volúmenes finitos (basados en integración de volúmenes de control), elementos finitos (basados en principios variacionales) y métodos espectrales (basados en series de Fourier).

A favor del método de volúmenes finitos están: la forma conservativa de sus ecuaciones, la facilidad de implementación de los modelos físicos, la sencillez conceptual y la eficacia computacional. Éste es el método empleado en este trabajo.

#### 4.3.1 Método de volúmenes finitos

En la técnica de solución de volumen finito el dominio es subdividido en pequeños volúmenes de control, asociando a cada uno de ellos un punto nodal. Las variables escalares y la presión son almacenadas en dichos nodos, mientras que las velocidades son almacenadas en las caras de los volúmenes localizadas entre los puntos nodales. De esta manera, los volúmenes de control para las velocidades quedan desfasados con respecto a los empleados para las variables escalares. Una descripción más amplia del método de volúmenes finitos, se encuentra en el anexo 4.

### 4.3.2 Algoritmo de solución

El algoritmo de solución se basa en el procedimiento iterativo de Patankar (1980) y Spalding (1972), SIMPLE, modificado de acuerdo al algoritmo de Spalding (1982), SIMPLEST. En términos generales, las variables escalares se resuelven utilizando el método implícito de Stone (1968). En seguida, las velocidades se obtienen al resolver las ecuaciones de cantidad de movimiento utilizando los valores de presión de la iteración previa, posteriormente la ecuación de continuidad es ajustada, resolviendo una ecuación de corrección de presión que determina los ajustes requeridos para las velocidades y las presiones. Este procedimiento es repetido varias veces hasta que la solución cumple con un criterio de convergencia especificado.

### 4.3.3 Convergencia de la solución

Como todo procedimiento iterativo, la convergencia del método se logra a través de una cuidadosa linealización de los términos fuente, junto con una apropiada relajación de las variables de flujo. Se emplearon 2 tipos de relajación: la inercial y la lineal. La relajación inercial empleada para las velocidades, resulta de agregar al término fuente de la variable  $\phi$  la expresión:

$$S_{\phi, r} = \lambda ( \phi_{P, pre} - \phi_P ) \quad (4-77)$$

Donde:  $\lambda$ , es el llamado término de inercia definido por:

$$\lambda = \frac{\rho V_p}{t_f} \quad (4-77)$$

Donde  $V_p$ , es el volumen de la celda,  $t_f$ , es el intervalo de tiempo falso y el subíndice p se refiere al valor de la iteración previa. Para la presión se empleó la relajación lineal dada por:

$$\phi = \alpha \phi_{calc} + ( 1 - \alpha ) \phi_{pre} \quad (4-78)$$

Donde:  $\alpha$ , es el factor de relajación y el subíndice calc se refiere al valor calculado. El criterio de convergencia es tal que para cada variable, la suma de los valores absolutos de los residuales en todo el dominio sea menor del 1% del valor de referencia asignado a cada variable. Un requerimiento adicional es que los valores de las variables dependientes monitoreados en una localidad del dominio, no cambien en más del 0.1% entre ciclos sucesivos de iteración.

## 4.4 Evaluación del Modelo Propuesto

En los últimos 30 años, más de 50 modelos de derrames de petróleo han sido implementados, por lo que se ha hecho necesario homogeneizar criterios para evaluar

los modelos de acuerdo a su finalidad (García-Martínez, 1998). Un primer paso es responder las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son las ecuaciones fundamentales o algoritmos que representan los procesos del derrame de petróleo?
- ¿Qué precisión tienen los métodos numéricos empleados?
- ¿Qué tan robusto y libre de error es el modelo computacional?
- ¿Qué tan sensibles son los resultados del modelo al cambio de los parámetros del modelo?
- ¿Qué grado de ajuste tiene el modelo para predecir con el evento real?
- ¿Ha sido calibrado el modelo?
- ¿Ha sido verificado el modelo luego de ser calibrado, con datos de campo diferentes a los empleados para su calibración?

Considerando lo anterior, es conveniente cumplir con los siguientes requerimientos:

- Los algoritmos que describen la trayectoria y los procesos deben ser lo suficientemente precisos.
- Todos los algoritmos y métodos numéricos deben ser probados independientemente y estimado el porcentaje de error, a través de comparaciones con datos experimentales.
- El modelo debe ser lo suficientemente robusto y libre de errores de programación.
- El modelo debe ser probado con datos de campo, una vez que se han satisfecho los requerimientos anteriores.

No se ha escrito mucho sobre la evaluación estadística de modelos de derrames de petróleo. Sin embargo, en el campo de la modelación matemática de la dispersión atmosférica si ha sido estudiado y descrito ampliamente, por lo que se aplicarán las metodologías recomendados para este tipo de modelos.

Antes de los ochenta, la metodología que se empleaba para determinar el grado de ajuste que los datos proporcionados por un modelo numérico tenían con los datos experimentales, se limitaba a un análisis de correlación entre los datos observados y los datos predichos por el modelo. Sin embargo, a medida que se fue ampliando la complejidad y el número de modelos, fue necesario desarrollar métodos que permitieran cuantificar con mayor detalle las diferencias entre los dos grupos de datos y a partir de allí solucionar problemas de modelación bajo criterios específicos (Zannetti, 1990).

Desde comienzos de los años ochenta, se han desarrollado índices de evaluación estadística que pretenden determinar qué tan bien se ajusta el modelo a los datos experimentales, basados en la comparación del valor promedio de los datos observados y los predichos, su desviación estándar, coeficientes de correlación, errores normalizados y distribuciones del error, entre otros (Canepa y Builtjes, 1999; Willmott, 1981).

Una visión estadística del proceso de evaluación de un modelo para predecir el comportamiento de un fenómeno es presentada por Venkatram (1982, 1983 y 1999), el cual explica la diferencia entre los valores observados y los valores predichos por el modelo de la siguiente manera:

$$O_o - O_p = e_m = e_p + e_\alpha + e_{(\alpha,\beta)} \quad (4-79)$$

Donde:  $O_o$ , es el valor observado,  $OP$ , el valor predicho por el modelo,  $e_m$ , el error total,  $e_p$ , el error asociado a la formulación del modelo propuesto,  $e_\alpha$ , el error asociado al modelo de los datos de entrada y  $e^{(\alpha,\beta)}$ , error relativo al azar, una parte explicado por la medición de los parámetros de entrada y otra parte a la medición de los datos observados.

Una técnica de comparación que permite obtener suficiente información acerca de los grupos de datos es la de Willmott (1981), cuyo uso se ha generalizado (Battaglia, 1999; Cooper, 1999 y Hill et al., 1999), ya que permite distinguir entre las diferencias sistemáticas y no sistemáticas entre los datos observados y simulados. Su aplicación es sencilla, siguiendo los siguientes pasos:

Se calcula del coeficiente de ajuste,  $d$

$$d = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (P_i - O_i)^2}{\sum_{i=1}^N [ |P_i'| + |O_i'| ]^2} \quad (4-80)$$

donde:  $P_i$ , es el dato modelado,  $O_i$ , es el datos observado,  $N$ , es el número de datos,  $P_i' = P_i - \bar{O}$  y  $O_i' = O_i - \bar{O}$ .

Posteriormente, se halla la pendiente ( $b$ ) y la intersección con las ordenadas ( $a$ ) de línea recta esperada entre los datos observados (variable independiente) y los datos simulados.

Luego se calcula  $\hat{P}_i$ , en función de la pendiente e intersección calculados, así:

$$\hat{P}_i = a + bO_i \quad (4-81)$$

Con base en  $a$ ,  $b$ ,  $\hat{P}_i$ ,  $P_i$ ,  $O_i$ , se calculan los errores cuadráticos total, sistemático, aditivo, proporcional, interdependiente y aleatorio, tal como sigue:

$$MSE = MSE_A + MSE_S \quad (4-82)$$

$$MSE_S = MSE_a + MSE_p + MSE_l \quad (4-83)$$

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_i - O_i)^2 \quad (4-84)$$

$$MSE_A = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_i - \hat{P}_i)^2 \quad (4-85)$$

$$MSE_s = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\bar{P}_i - O_i)^2 \quad (4-86)$$

$$MSE_a = a^2 \quad (4-87)$$

$$MSE_p = (b-1)^2 \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N O_i^2 \quad (4-88)$$

$$MSE_i = 2a(b-1)\bar{O} \quad (4-88)$$

Donde: MSE, es el error cuadrático total, MSES, es el error cuadrático sistemático, MSEa, es el error cuadrático aditivo, MSEp, es el error cuadrático proporcional y MSEI, es el error cuadrático interdependiente.

La interpretación de cada uno de los errores cuadráticos permite explicar las diferencias entre los datos experimentales y los datos simulados. Si la proporción de MSEs es más grande que la de MSEa, la diferencia entre los datos se debe principalmente a las características del modelo; en caso contrario la diferencia de los datos se debe al azar de los datos experimentales.

MSES se puede explicar con detalle con base en MSEa, MSEp y MSPI, sin embargo la interdependencia entre estos tres valores no permite determinar con facilidad la relación que existe entre su magnitud y el error cuadrático sistemático y por el contrario pueden confundir, por lo que Willmott (1981) sugiere que su cálculo se realice a discreción del experimentador y con fines específicos.

En este trabajo se empleo la técnica de Willmott (1981), presentada anteriormente, con el fin de determinar proporción de las diferencias entre los datos experimentales y los simulados se debe al modelo (error sistemático) y al azar (error aleatorio), acompañada de la estimación del coeficiente de ajuste que permite integrar el análisis por medio de un indicador que varía de 0 a 1, siendo 1, cuando no existe diferencias entre el modelo y la realidad.

## 5 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de la implementación de los modelos que describen el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales, haciendo énfasis en el proceso de dispersión vertical. En el anexo 4 se encuentra la discusión de los resultados relacionados con el comportamiento de los procesos de transferencia de masa (evaporación, emulsificación y disolución), evaluación de propiedades (densidad y viscosidad) y evolución del área y espesor de la mancha de petróleo, tratados ampliamente por Betancourt et al (2001, 2002<sup>a b</sup>, 2003, 2005). Igualmente, en el anexo 8 se encuentra la discusión de los modelos de dispersión vertical sencillos descritos en la sección 4.2.1.1.

El orden de la presentación de los resultados sigue el mismo orden que la presentación del modelo numérico descrito en el capítulo 4. Inicialmente, se discuten los resultados del modelo hidrodinámico de aguas someras basado en la analogía del flujo compresible, seguido del análisis del modelo de dispersión vertical detallado propuesto en el mismo capítulo, el cual consta del estudio de la cantidad de petróleo que entra a la columna de agua, la profundidades de intrusión de las gotas del petróleo en la columna de agua, la distribución de las gotas de petróleo, el tamaño de las gotas de petróleo y la cantidad de petróleo que regresa a la superficie. En el anexo 4 y 8 se encuentra la discusión de los resultados obtenidos por medio de los modelos sencillos de dispersión vertical, mientras que el anexo 7 se encuentran los resultados de la validación del modelo hidrodinámico basado en la analogía de flujo compresible y en el anexo 6 contiene el archivo de definición de los casos simulados, denominado q1, y el archivo de programación, denominado ground.f.

Finalmente, es conveniente señalar que las simulaciones de la hidrodinámica y el comportamiento de los derrames de petróleo en zonas litorales se realizaron con base en el trabajo experimental en canales de oleaje de gran escala y en columnas agitadas realizado por Delvigne et al. (1987, 1988) descrito con detalle en la sección 2.3.1.1. A continuación y previo a la presentación de los resultados, se incluye un breve resumen de los resultados experimentales empleados con el fin de facilitar la lectura del documento.

El trabajo experimental de Delvigne et al (1987, 1988, 1994 y 2002) se orientó a determinar el comportamiento de la dispersión vertical del petróleo. Delvigne y sus colaboradores encontraron que parte del petróleo derramado se dispersa en gotas por acción del oleaje y, posteriormente estas gotas dispersadas se dividen en unas más pequeñas por acción de la turbulencia. Los experimentos permitieron determinar relaciones entre: la velocidad de entrada o dispersión natural como una función del tipo de petróleo, el espesor de la mancha, la energía del oleaje y la temperatura; la distribución del tamaño de las gotas como una función de los parámetros citados arriba; y la profundidad alcanzada por las gotas como una función de la altura de ola.

- Facilidades de Laboratorio

Delvigne y Sweeney (1987), emplearon una columna de agua agitada mecánicamente provista de válvulas de entrada y/o de salida a diferentes niveles de profundidad a fin de facilitar la entrada de petróleo y la toma de muestras; las cuales, fueron generalmente tomadas en la mitad de la columna, y un canal de oleaje de 200 m de largo, 5 m de ancho y 4.3 m de altura media, en el cual generaron un oleaje con una altura de ola promedio de 2 m, de manera tal que los resultados pudieran ser similares a las condiciones de campo. A la derecha, se observa una fotografía de las facilidades de laboratorio empleadas para el trabajo experimental, dichas facilidades fueron puestas a disposición de los investigadores gracias al contrato suscrito entre U.S. Department of the Interior – Mineral Management Service of Alaska, Engineering Hydraulics y Delft Hydraulics Laboratory.



Los experimentos se realizaron con relativa facilidad en la columna de agua, pero con algunas restricciones en el canal grande, ya que el propósito de la experimentación era derivar algunos factores de escala que permitieran trasladar los resultados experimentales a las condiciones de campo.

El proceso de dispersión fue estudiado por medio de la variación del (1) tipo de crudo y las características de meteorización, (2) el espesor de la película, (3) los niveles de turbulencia, por medio de la energía de rompimiento del oleaje y, (4) la temperatura y salinidad del agua.

- Efecto de la Turbulencia sobre el Tamaño de las Gotas de Petróleo

Inicialmente, se investigó acerca del comportamiento del tamaño de las gotas de petróleo en la columna de agua en función de diferentes niveles de turbulencia. Se pudo comprobar que el efecto de los vórtices pequeños es el rompimiento de las gotas de petróleo, y que su comportamiento es el mismo en campo y en laboratorio, si se cumple que la razón de disipación de energía por volumen,  $\epsilon$  ( $J/m^3 s$ ) son iguales. Los valores típicos de  $\epsilon$  en condiciones de campo se pueden observar en la tabla 5-1.

Los valores de  $\epsilon$  dentro de la columna de agua pueden variar entre 0 y 3,500 ( $J/m^3 s$ ). Esto permitió que los experimentos sobre la distribución del tamaño de las gotas en condiciones turbulentas coincidieran con los valores de los parámetros esenciales de campo y de esta manera no se tuvo problemas con el escalamiento de los resultados. Las propiedades de los crudos empleados en las pruebas se pueden observar en la tabla 5-2.

**Tabla 5-1. Valores Típicos de la Energía de Disipación**

Condición	$\varepsilon$ (J/m <sup>3</sup> s)
<b>En el fondo del mar</b>	10 <sup>-4</sup> a 10 <sup>-2</sup>
<b>En un estuario</b>	10 <sup>-1</sup> a 1
<b>En la superficie del agua</b>	1 a 10
<b>En la rompiente de una ola</b>	10 <sup>3</sup> a 10 <sup>4</sup>

Fuente: Delvigne et al (1987,1988)

**Tabla 5-2. Propiedades Físicas del Petróleo Empleado en los Experimentos**

Tipo de Petróleo	Viscosidad $\nu_o$ (10 <sup>-6</sup> m <sup>2</sup> /s, cSt)			Tensión Interfacial $\sigma_{ow}$ (N/m, a 20 °C)	Densidad $\rho_o$ (kg/m <sup>3</sup> a 20 °C)
	20 °C	12 °C	4 °C		
<b>Ekofisk</b>	8	10.4	12.3	0.0187	808
<b>PB0</b>	92	124	233	0.0300	900
<b>PB3</b>	122			0.0285	902
<b>PB10</b>	220			0.0261	914
<b>PBem</b>	56,000 <sup>a</sup>				992

<sup>a</sup> se empleo una razón de esfuerzo de 0,03 s<sup>-1</sup> (no Newtoniano)

Fuente: Delvigne et al (1987,1988)

Los resultados de las pruebas en la columna de agua permitieron obtener datos del comportamiento del diámetro representativo  $d_{50}$  como una función de la viscosidad para diferentes condiciones (ver figuras 5-1 y 5-2). Las mediciones fueron echas para diferentes tipos de crudos y diferentes temperaturas. La distribución de las gotas dependió de la duración de la turbulencia. Se obtuvo una distribución en estado estable luego de 600 min.

- Experimentos a gran escala

Los experimentos de dispersión de petróleo en la columna de agua debido al efecto del oleaje en pequeña y gran escala permitieron deducir las relaciones para determinar la cantidad de petróleo que entra a la columna de agua, la distribución del tamaño de las gotas de petróleo y la profundidad a la cual se encuentran (ver figuras 5-3 y 5-4). Los parámetros variados fueron el tipo de crudo y la energía de la ola rompiente, como se indica en las tablas 5-3 y 5-4. En la tabla 5-3  $H_b$  es la altura promedio de ola,  $T_w$  es el periodo de ola, y  $D_{ba}$  es la disipación de energía por unidad de volumen en la zona de rompiente. El espesor promedio del derrame fue de 1 mm y el volumen inicial derramado fue de 50 litros.

**Tabla 5-3. Medidas Características del Oleaje en los Experimentos a Gran Escala**

Tipo de Oleaje	Hb (m)	Tw (s)	Db <sub>a</sub> (J/m <sup>2</sup> )
<b>2</b>	1.9	4.2	900 <sup>a</sup>
<b>3</b>	1.8	4.1	500 <sup>a</sup>
<b>5</b>	1.4	3.5	200 <sup>a</sup>

<sup>a</sup> los valores para a gran escala fueron obtenidos multiplicando los valores medidos del dispositivo experimental pequeño por un factor de escala teórico de 100.

Fuente: Delvigne et al (1987,1988)

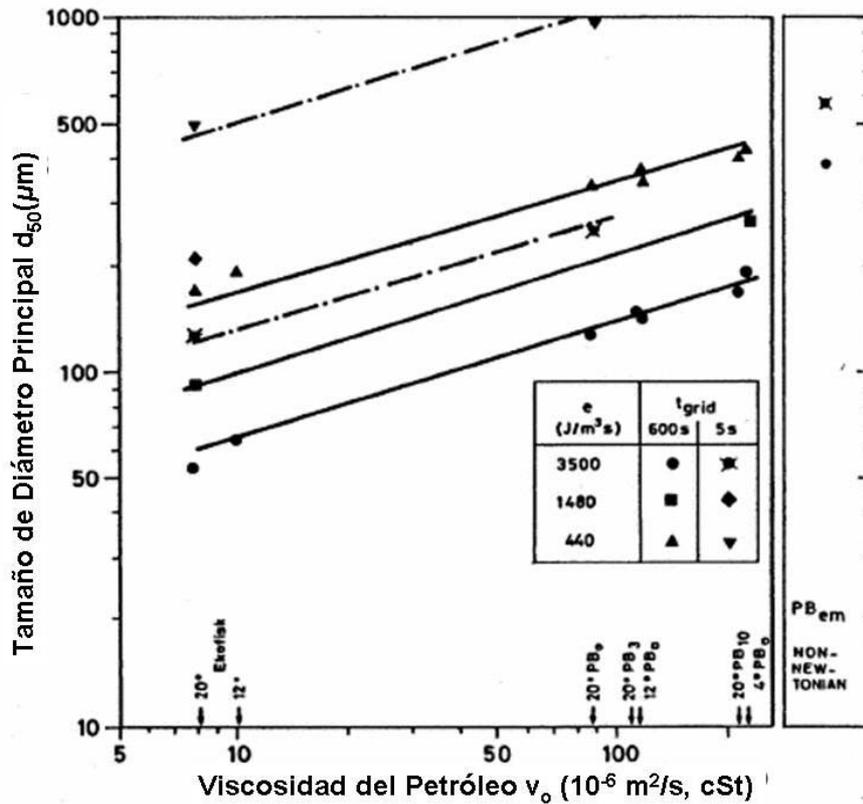
Tabla 5-4. Resumen de los Experimentos a Gran Escala

Experimento	Tipo de Petróleo	Tipo de Oleaje <sup>a</sup>	Espesor (mm)	T (°C)	Masa Dispersa a 8 min (kg)	% de masa Dispersa
F1	PB0	5	1	12	0.247	0.50
F2	PB0	2	1	12	0.387	0.77
F3	Ek0	2	1	12	1.08	2.20
F4	PB0	3	1	12	0.468	0.94
F5	Ek0	5	1	12	0.710	1.40

<sup>a</sup> Las olas son identificadas por números (ver tabla 5-3).

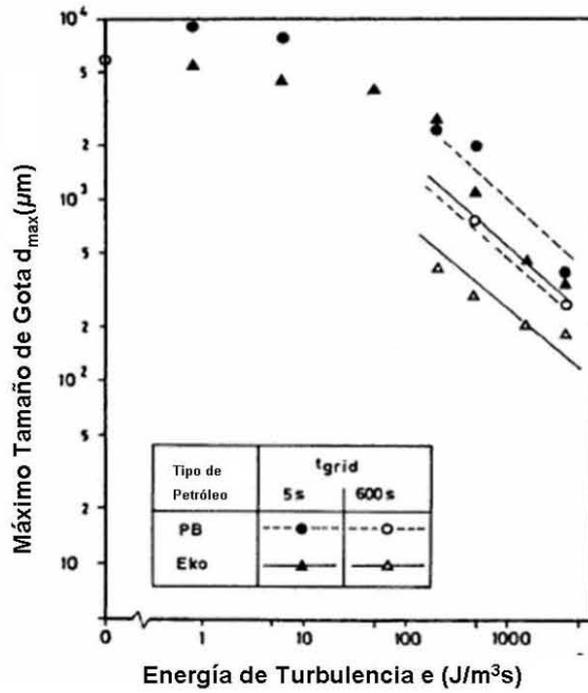
Fuente: Modificado de Delvigne et al (1987,1988)

Figura 5-1. Diámetro de Gota en Función de la Viscosidad del Petróleo



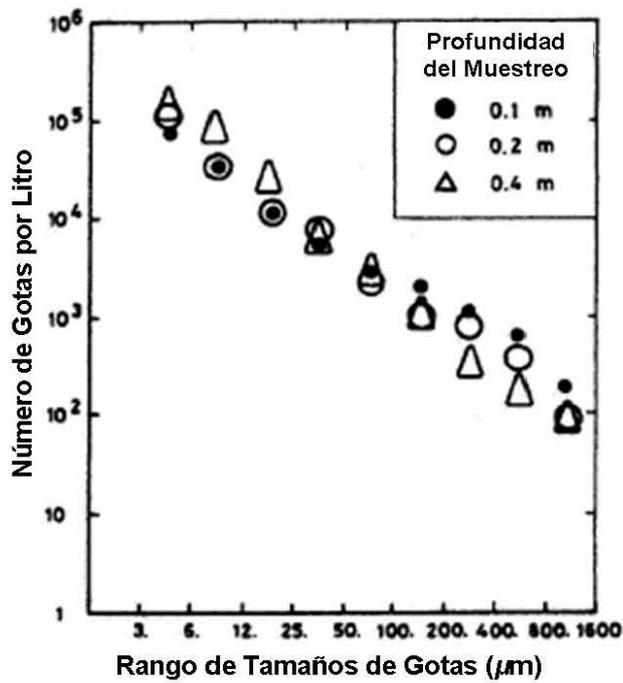
Fuente: Delvigne et al (1987,1988)

Figura 5-2. Máximo Tamaño de Gota en Función de la Energía Turbulenta



Fuente: Delvigne et al (1987,1988)

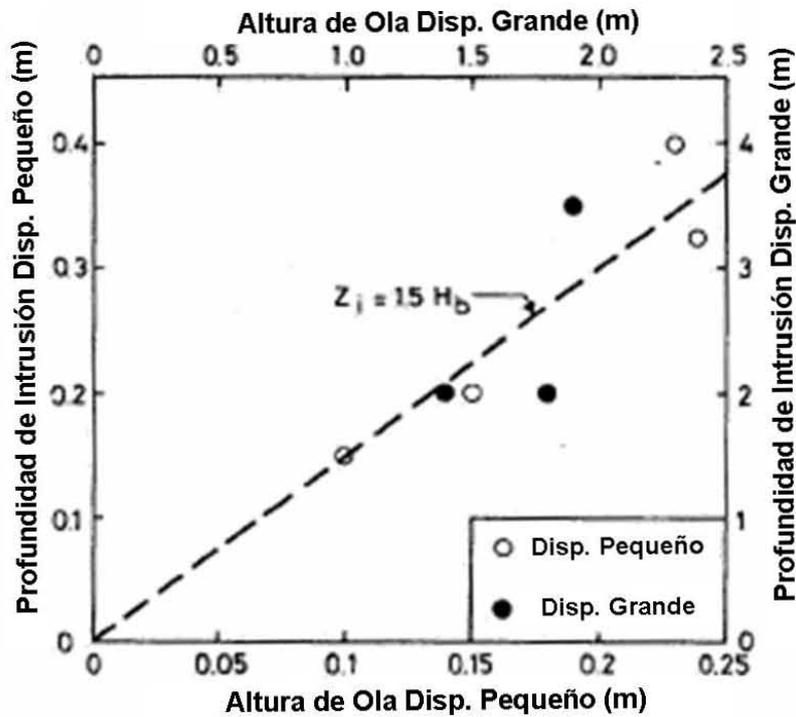
Figura 5-3. Distribución de Tamaño de Gotas de Petróleo en Experimento de Rompimiento de Olas



Fuente: Delvigne et al (1987,1988)

Figura 5-4. Profundidad de Intrusión de las Gotas de Petróleo en

### Función de la Altura de la Ola Rompiente



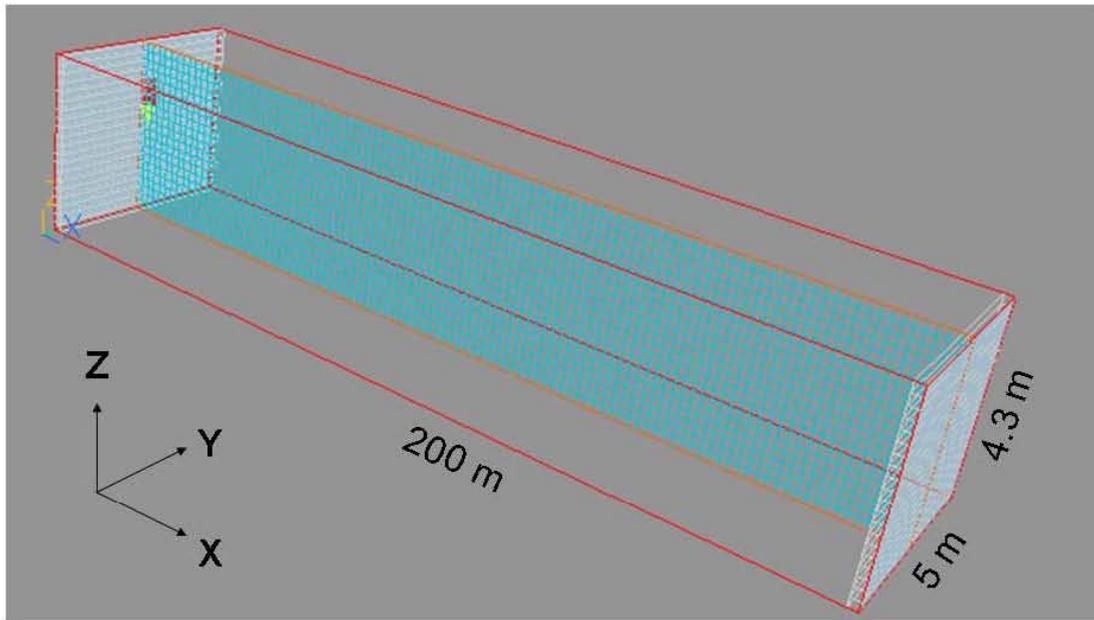
Fuente: Delvigne et al (1987,1988)

### 5.1 Modelado de la Hidrodinámica

La implementación de los casos experimentales empleados consistió, inicialmente, en la determinación de un caso base basada en las condiciones del experimento uno para posteriormente simular las otras dos condiciones experimentales realizando los cambios necesarios. De acuerdo a lo anterior a continuación se describen los resultados obtenidos para el experimento denominado F2 (ver tabla 5-4) y dado que la metodología empleada para las otras condiciones experimentales, es similar dichas descripciones no se incluyen.

En la figura 5-5 se presenta la malla empleada para la simulación de las condiciones hidrodinámicas, con 100 celdas a lo largo del eje X con longitud igual a 200m, 10 a lo largo del eje Z, con profundidad igual a 4.3 y 5 en el eje Y, es decir, 10,000 celdas.

**Figura 5-5. Malla Computacional Vista desde el Eje Z**

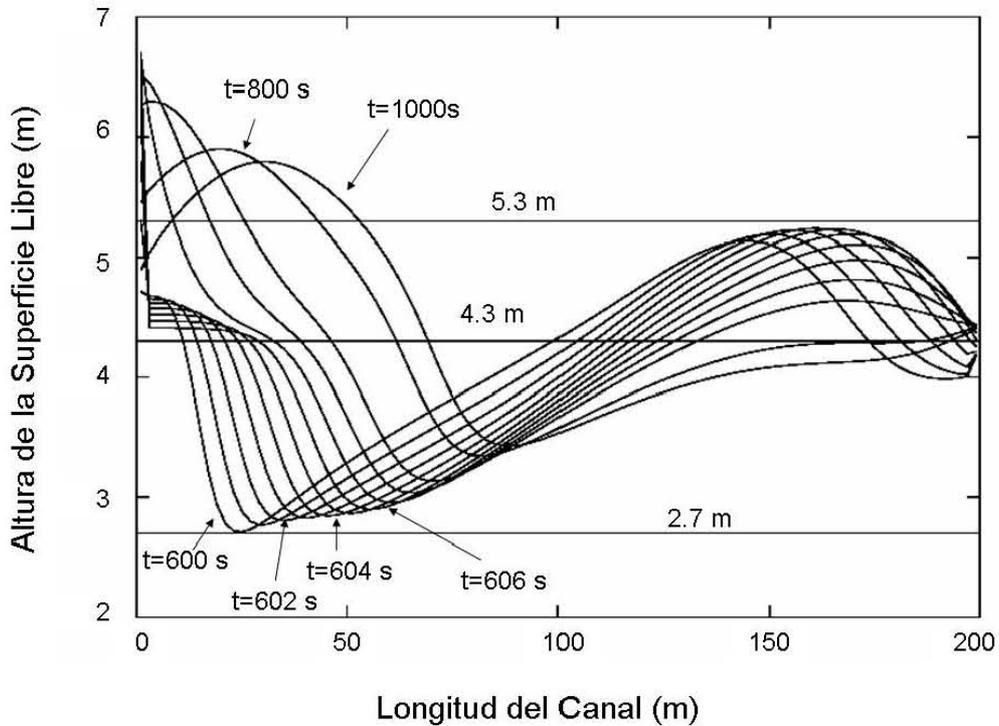


#### 5.1.1 Comportamiento de la superficie libre

La simulación de la superficie libre del primer caso experimental muestra un grado de ajuste bastante aceptable, ya que, tal como se puede observar en la figura 5-6, la diferencia entre la parte más baja de la superficie libre, valle, y la parte más alta, cresta, es en promedio 2 m, lo cual concuerda aceptablemente con las condiciones experimentales.

El comportamiento de la superficie libre, igualmente, refleja el desplazamiento de la cresta de la ola en el tiempo, tomando como punto de referencia la superficie libre a los 600 s. De otra parte la superficie libre, también, permite verificar el perfil senoidal del oleaje heredado de la función seno empleada para simular el comportamiento del pitón que genera el movimiento, cuya amplitud está dada por la máxima presión hidrostática generada por la elevación de la superficie libre a 6.3 m y el argumento de la función por la razón entre el tiempo y el periodo de oleaje.

Figura 5-6. Comportamiento de la Superficie Libre



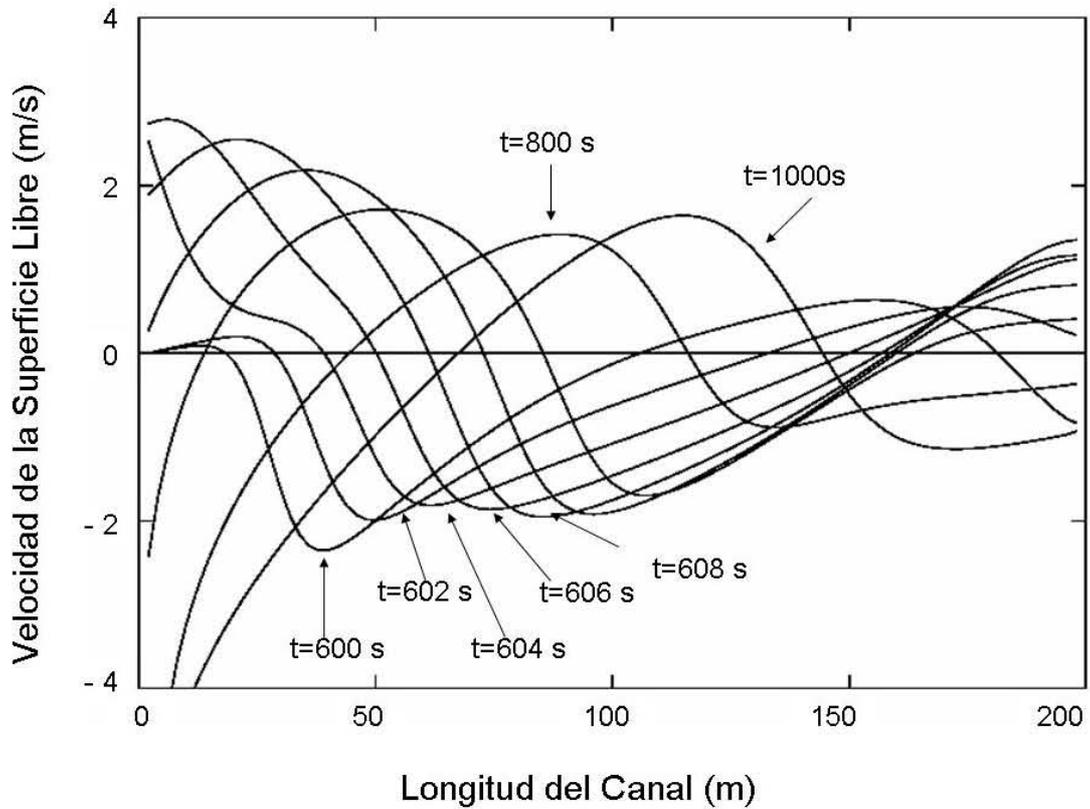
### 5.1.2 Comportamiento de la Velocidad

En el caso de la velocidad, está varia dentro de un rango razonable de acuerdo a la elevación de la superficie, empleando como referencia la expresión típica para el calculo de la velocidad del oleaje dada por la raíz de la gravedad por la altura, en cuyo caso la velocidad varía, aproximadamente, entre 4.0 y -4.0 m/s.

La figura 5-7 muestra, igualmente, el comportamiento de la velocidad en función del tiempo, siendo para la todos los casos una constante el hecho de que la velocidad disminuye a medida que el flujo se acerca al extremo cerrado del canal, simulado por medio de una frontera de amortiguación.

Finalmente, la velocidad, también, se comporta de acuerdo a la función sinusoidal generadora del movimiento del agua en el canal.

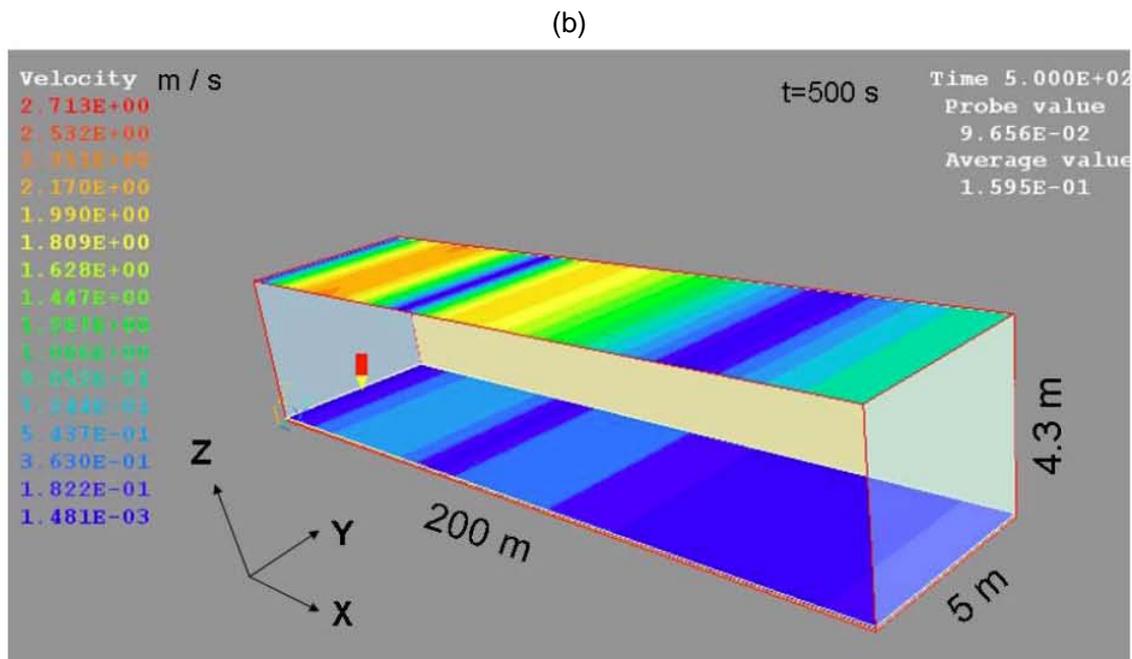
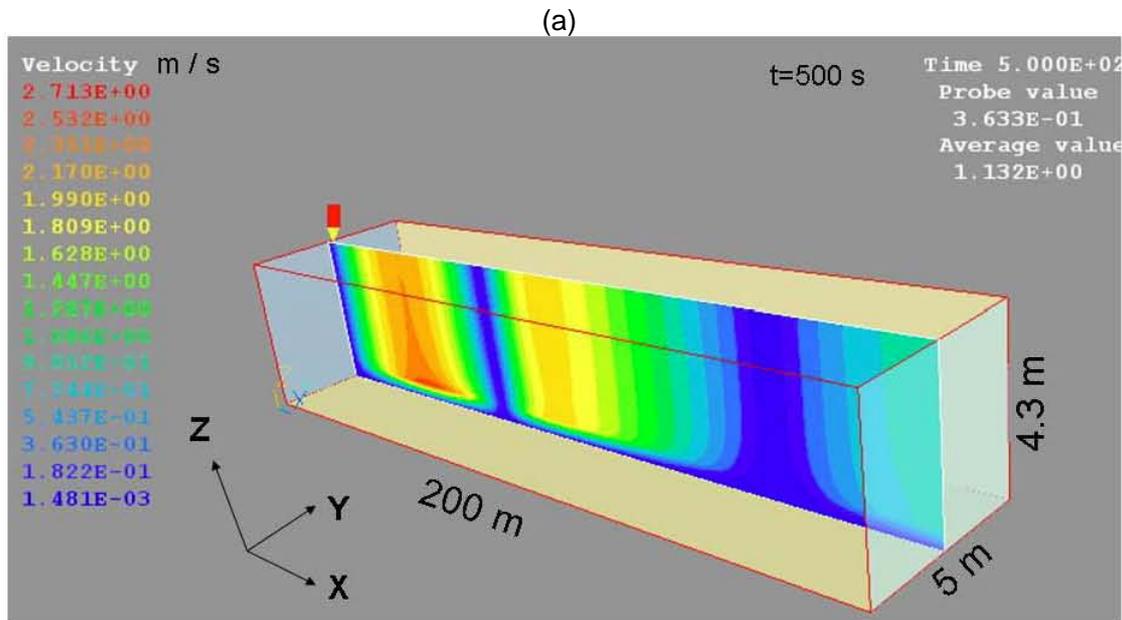
Figura 5-7. Comportamiento de la Velocidad



### 5.1.3 Efectos de rozamiento

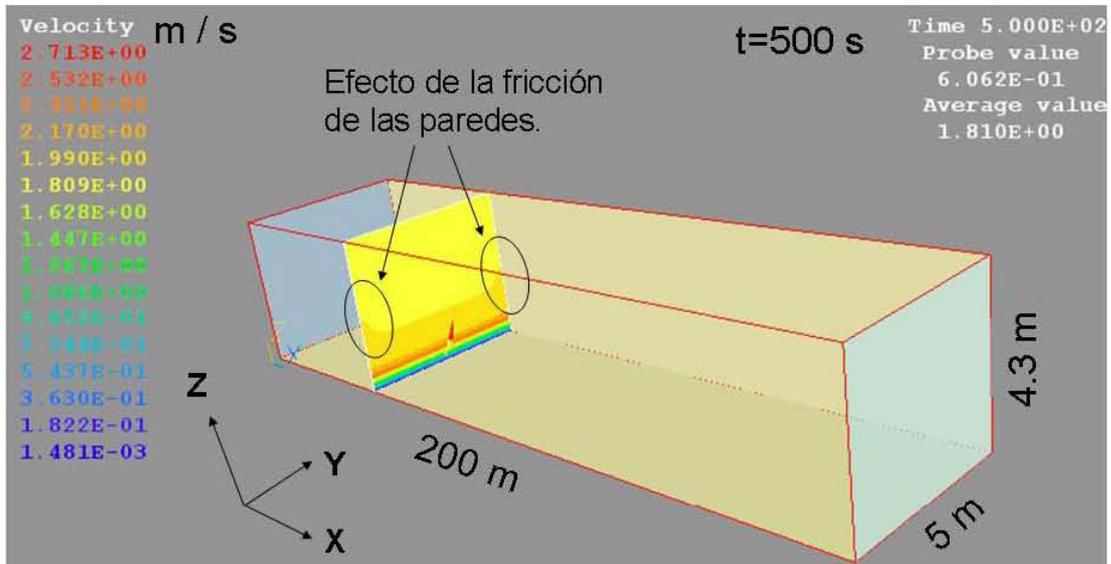
Los efectos de rozamiento para el fondo del canal y para las paredes fueron introducidos por medio de los modelos descritos en el capítulo anterior. El efecto de fondo sólido en el fondo del canal, se ve reflejado en una reducción de la velocidad de flujo, principalmente en las zonas más cercanas a dicha frontera, ya que en zonas alejadas del fondo no se percibe notoriamente el efecto de fricción. En las figuras 5-8 (a, b), se presentan los perfiles de velocidad resultantes de la activación del sumidero de movimiento en el fondo.

Figura 5-8. Perfil de velocidad en el tiempo  $t=500$  s



El efecto de la fricción en las paredes, a igual que en el caso de la fricción en el fondo no tiene efectos significativos para el flujo en el canal de pruebas, lo cual es bastante lógico para un canal de las dimensiones mencionadas (200 X 5 x 4.3 m). En la figura 5-9, se puede observar el perfil de velocidad a 500 s de simulación, en cual se confirma el comentario anterior, con base en el efecto de disminución de velocidad de las capas más cercanas a las paredes laterales.

Figura 5-9. Perfil de velocidad con efecto de las paredes laterales para t=500 s



Finalmente en las figuras 5-10 (a, b), se pueden observar los comportamientos de la superficie libre y la velocidad para los tiempos de 500, 700 y 900 s, figuras que permiten comparar dichas variables para condiciones de fricción en el fondo y en las paredes, siendo su comportamiento semejante al descrito en la sección anterior.

#### 5.1.4 Hidrodinámica turbulenta

La hidrodinámica turbulenta fue implementada inicialmente con base en el modelo de Koutitas (1980) descrito en el capítulo anterior, pero debido a la necesidad de contar con una descripción más detallada de las condiciones turbulentas generadas por el rompimiento de las olas se empleó el modelo K- $\epsilon$  descrito en la misma sección. La viscosidad turbulenta para el modelo de Koutitas (1980), genera una distribución de la turbulencia mayor en la zona media y mínima en la superficie libre y en el fondo, lo cual es consistente con el comportamiento típico de los sistemas de aguas someras, tal como, se explicó en el capítulo anterior.

Para el modelo de Koutitas la viscosidad turbulenta alcanza un valor cercano a  $1.85 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$  en la zona media, superior en un orden de magnitud a la viscosidad laminar. En la figura 5-11, se muestra el comportamiento típico de la viscosidad turbulenta para un tiempo de 600 s.

**Figura 5-10. Superficie libre y velocidad considerando efectos de fricción  
Para  $t = 500, 700$  y  $900$  s**

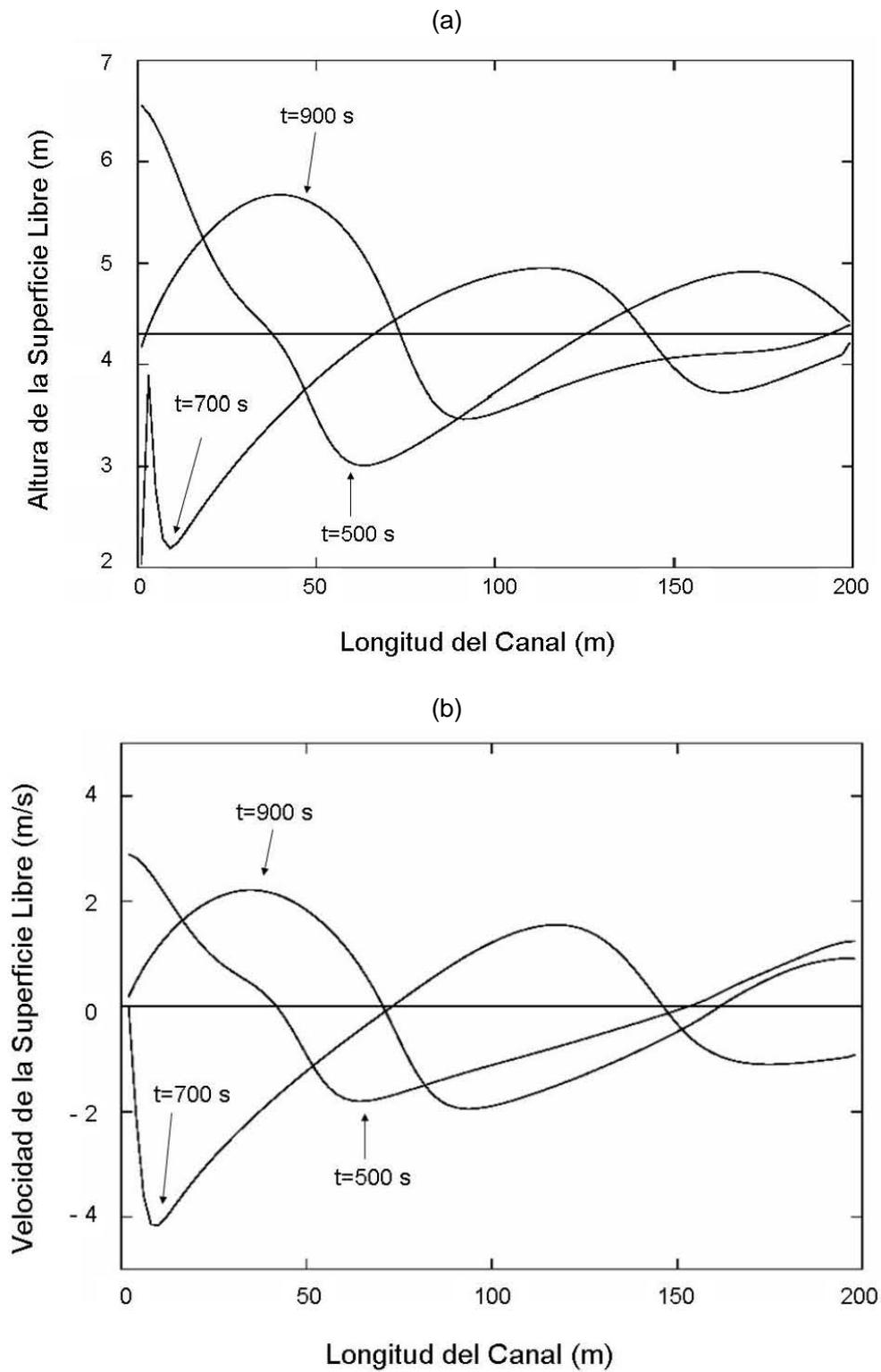
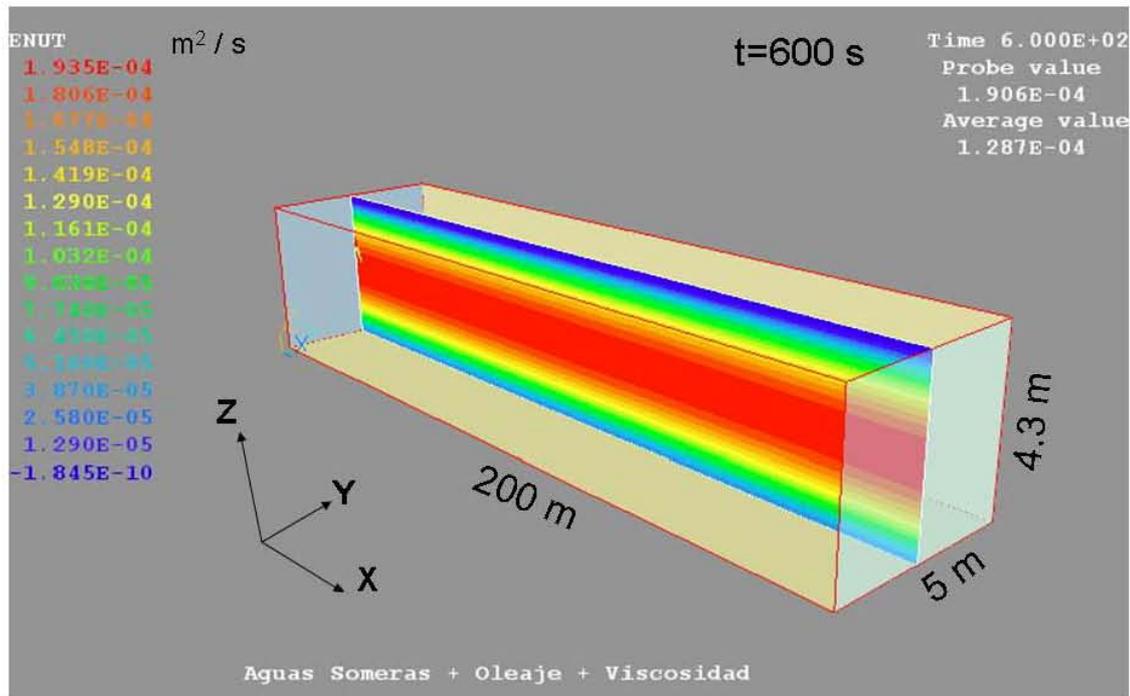


Figura 5-11. Comportamiento típico de la viscosidad turbulenta para  $t = 20$  s



El modelo de  $K-\epsilon$  por su parte permitió observar el comportamiento de local, tanto de la viscosidad turbulenta, como de la razón de disipación de energía turbulenta, parámetros importantes en el estudio de la dispersión vertical, el primero por su efecto sobre la hidrodinámica y el segundo por su efecto sobre el tamaño de las gotas presentes en la columna de agua. En las figuras siguientes se observa una figura compuesta por el comportamiento de la superficie libre, la velocidad, la viscosidad turbulenta y razón de disipación de energía turbulenta con el fin de identificar su interdependencia.

La integración de los resultados de la superficie libre, la velocidad, la viscosidad turbulenta y la energía de disipación turbulenta permite establecer que existe de proporcionalidad directa entre la velocidad y la viscosidad turbulenta y, entre la altura de oleaje y la razón de disipación de energía, es decir entre mayor es la altura de ola se disipa mayor energía y, entre mayor es la velocidad es mayor la viscosidad turbulenta. La viscosidad turbulenta es 6 ordenes de magnitud por encima de la viscosidad laminar, mientras que la razón de disipación de energía turbulenta varían entre  $10^{-1}$  y  $10^{-5}$   $m^2/s^3$ , siendo mayor en las zonas cercanas la rompimiento de la ola, dichos valores coinciden con las observaciones reportadas por Thorpe (1984), Delvigne y Sweeney (1987, 1988) y, Li y Garret (1998), entre otros (ver sección 4.4.1.2.1).

Figura 5-12. Comportamiento de la superficie libre, la velocidad, la viscosidad turbulenta y la razón de disipación de energía turbulenta para  $t = 250$  s

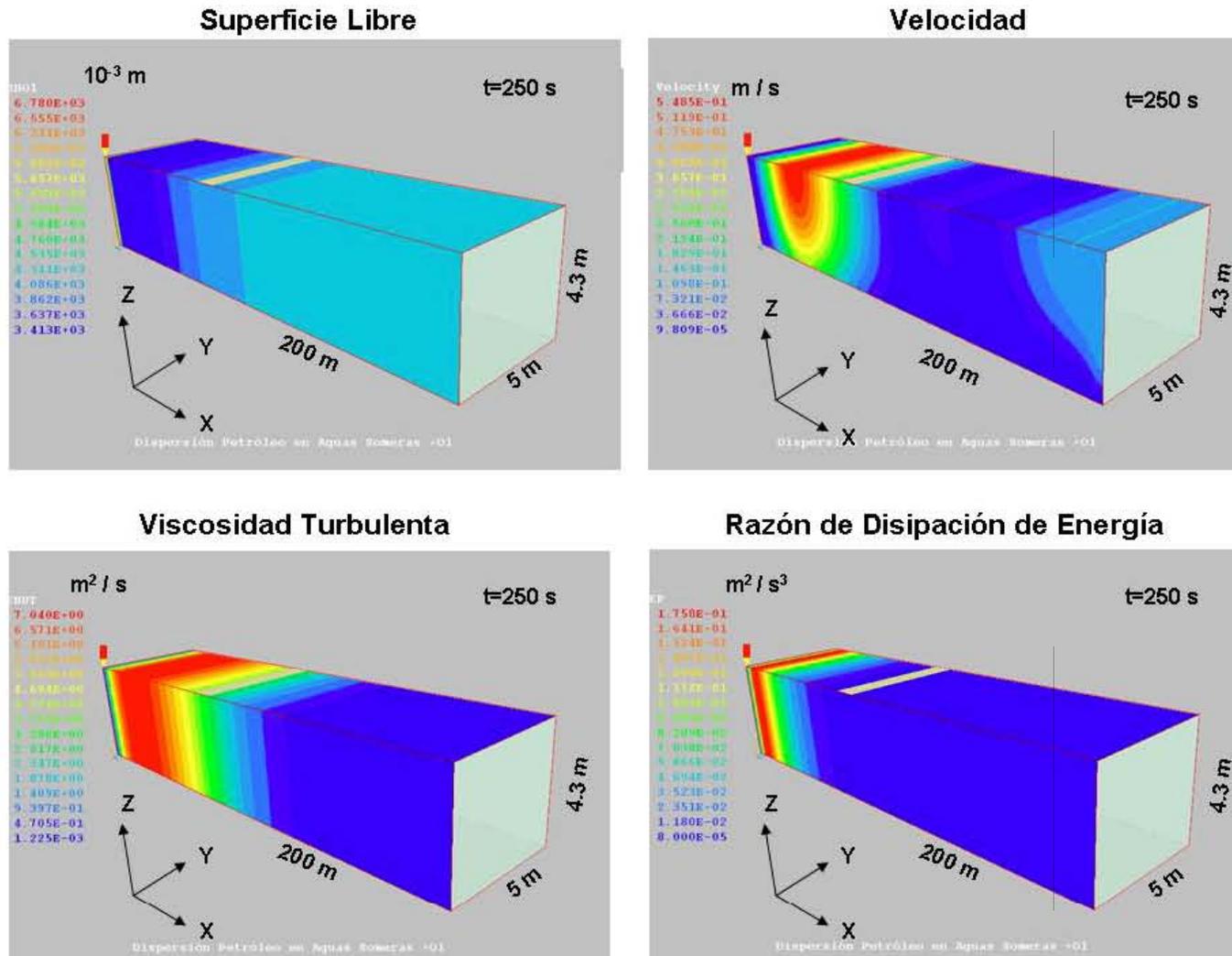
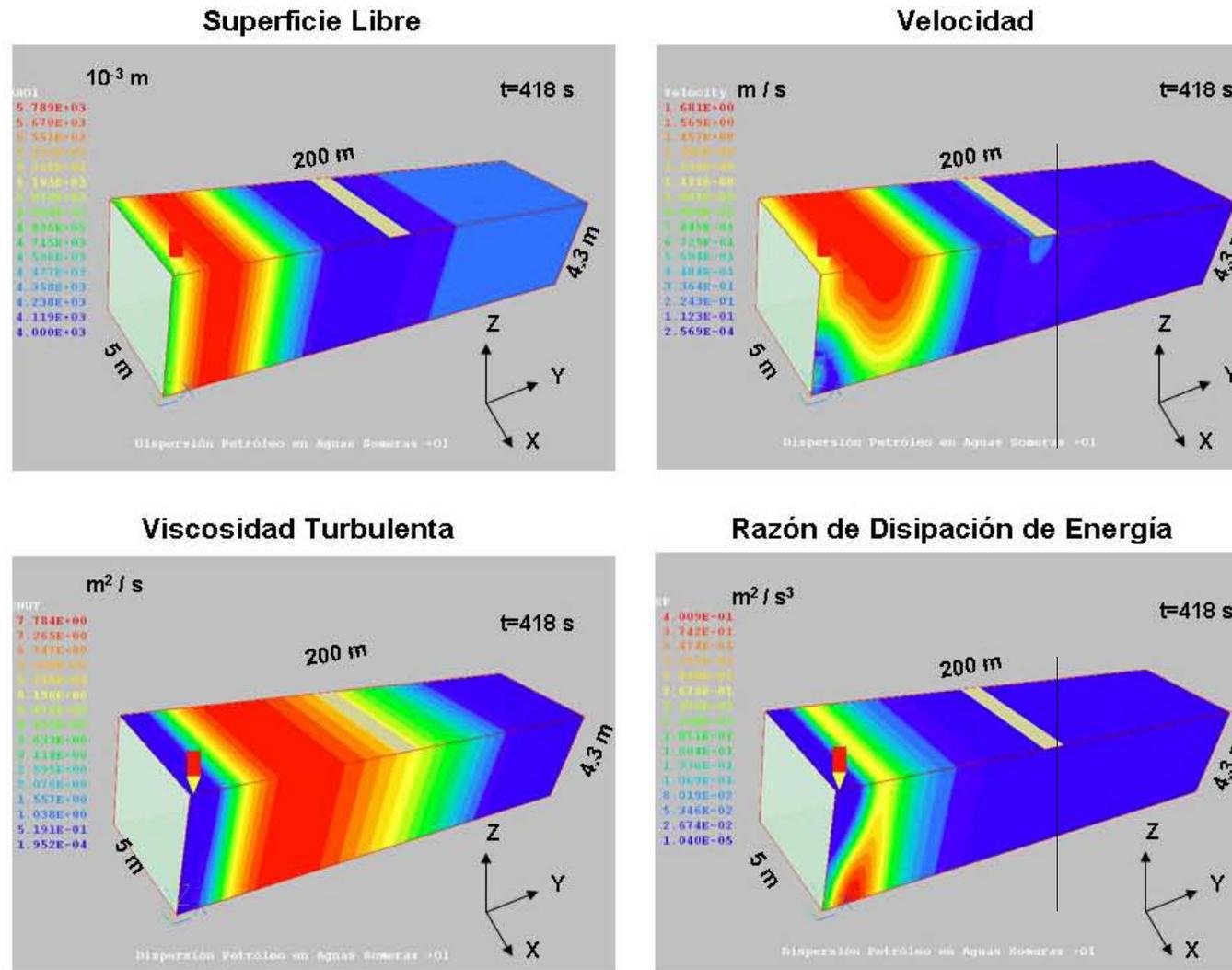


Figura 5-13. Comportamiento de la superficie libre, la velocidad, la viscosidad turbulenta y la razón de disipación de energía turbulenta para  $t = 418$  s



## 5.2 Modelos de Dispersión Vertical Detallados

Los modelos de dispersión detallados tienen como finalidad predecir de forma conjunta el comportamiento de la cantidad de petróleo que ingresa a la columna de agua, la profundidad de introducción de las gotas de petróleo, la distribución de las gotas de petróleo, las velocidades terminales de las gotas y la razón de regreso de las gotas a la superficie. A continuación y siguiendo con la estructura general empleada en la descripción del modelo numérico propuesto, se presentan los resultados de la modelación del fenómeno, los cuales fueron validados con base en los trabajos experimentales de Delvigne (1987, 1988, 1994 y 2002) descritos con detalle en el capítulo 2.

### 5.2.1 Distribución del Tamaño de las Gotas de Petróleo

La determinación del rango del tamaño de gotas de petróleo que pueden estar presentes en la columna de agua es sin lugar a dudas una de las partes esenciales del estudio de la dispersión vertical, ya que con base en esta estimación es posible determinar la cantidad de petróleo que regresa a la superficie (petróleo suspendido), la cantidad de petróleo que permanece en la columna (petróleo disperso) y por ende la magnitud del daño causado por el petróleo disperso, y las posibilidades de emplear alguna técnica para el control o mitigación de los efectos ambientales, tales como la aplicación de algún tipo de dispersante para aumentar el volumen de petróleo disperso vía la reducción de la tensión superficial del petróleo.

Delvigne y Hulsen (1994), plantean que si el interés de la investigación es determinar la cantidad de petróleo remanente en la superficie o la concentración inicial de petróleo en la columna de agua, basta con considerar que las gotas de diámetro mayor a 800 micras regresan en forma instantánea a la superficie debido a su gran velocidad terminal y que las gotas con diámetro menor a 5 micras pueden ser despreciadas, ya que están constituidas por cantidades muy pequeñas de masa. Por su parte Lunel (1993), establece que todas las gotas con diámetro menor a 70 micras permanecen dispersas y que las gotas con diámetro mayor a 70 micras regresan en algún momento a la superficie.

En el capítulo dos, se describieron los modelos matemáticos para la estimación del diámetro de las gotas, postulando la hipótesis de que seguramente el modelo propuesto por Li y Garret (1998) era el que mejor representaba la distribución de las gotas, debido a que su origen incluye un cuidadoso análisis de los efectos que interactúan a la hora de predecir el diámetro de las gotas, además de incluir los principales parámetros involucrados en el fenómeno, sin embargo, dicho juicio a priori fue desvirtuado por los resultados obtenidos. Igualmente, el modelo Raj (1979) fue desechado, ya que para todos los casos analizados los resultados obtenidos estuvieron dos órdenes de magnitud por encima de lo esperado.

Los resultados de los modelos estudiados (Hinze, 1955; Delvigne y Sweeney, 1988; Li y Garret, 1998), se compararon con los resultados experimentales descritos en el capítulo 2. En general, los resultados muestran que el modelo de Delvigne y Sweeney (1988), representa adecuadamente a los datos experimentales a pesar de depender de un coeficiente empírico propuesto por Reed et al (1994).

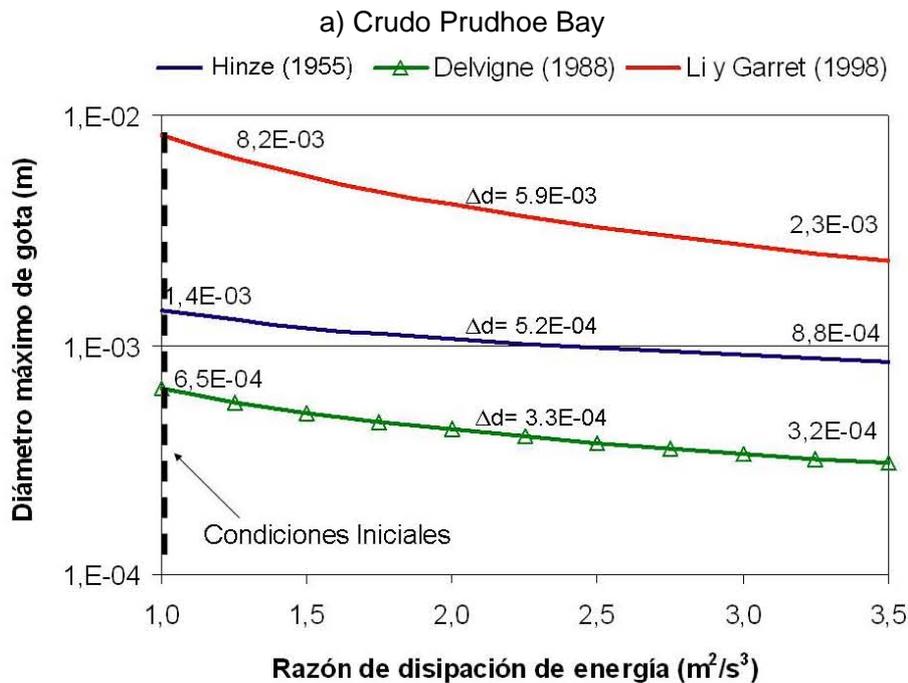
Los modelos de Hinze (1955) y Li y Garret (1998), tienen en cuenta a la tensión interfacial como un parámetro sensible para las estimaciones del diámetro de las gotas, junto con la viscosidad, la densidad y la razón de disipación de energía, estas últimas incluidas por el modelo de Delvigne, sin embargo los resultados de los dos modelos mencionados inicialmente arrojan resultados cualitativamente buenos, pero en promedio un orden de magnitud por encima de lo esperado. A pesar de lo anterior el modelo de Li y Garret (1998) debe ser tenido en cuenta para el análisis del tamaño de las gotas, ya que es sensible al cambio de la tensión superficial y puede ser usado para realizar una estimación proporcional del cambio del tamaño de las gotas.

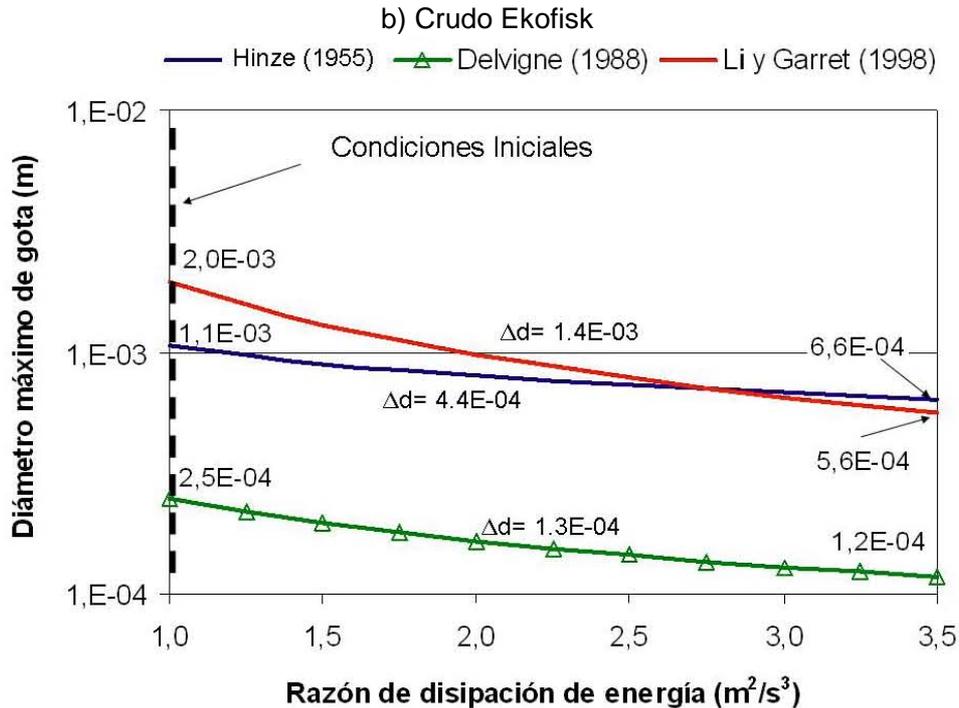
Los dos casos experimentales estudiados muestran que el diámetro de las gotas es fuertemente sensible a la variación de la razón de disipación de energía y al cambio de la viscosidad, medianamente sensible al cambio de la tensión interfacial, y poco o nada sensible a la variación de la densidad. A continuación, se presentan los resultados para cada una de los parámetros.

### 5.2.1.1 Cambio de la Razón de Disipación de Energía

La razón de disipación de energía en la columna de agua varía entre 1 y 3.5  $m^2/s^3$  (Delvigne y Sweeney, 1988; Reed et al., 1994), por lo que el rango de simulación empleado para la validación de los modelos considerados fue justamente este. En las figuras 5-14, se observa el comportamiento del diámetro máximo de las gotas en función de la razón de disipación de energía en la columna de agua para los dos crudos estudiados experimentalmente por Delvigne, únicamente el modelo de Delvigne et al (1988), se ajusta perfectamente a los datos experimentales.

**Figura 5-14. Sensibilidad del Tamaño de las Gotas al Cambio de la Razón de Cambio de la Razón de Disipación de Energía**





El aumento de la razón de disipación de energía en la columna de agua tiene como resultado una disminución en el diámetro máximo de las gotas dentro del mismo orden de magnitud en ambos casos, igual a  $3.3 \times 10^{-4}$  y  $1.3 \times 10^{-4}$  m, para el crudo Prudhoe Bay y Ekofisk, respectivamente. El aumento de la razón de disipación de energía se ve reflejado en la disminución del tamaño de las gotas dispersas mayor para el crudo Prudhoe Bay, caracterizado por ser un crudo pesado.

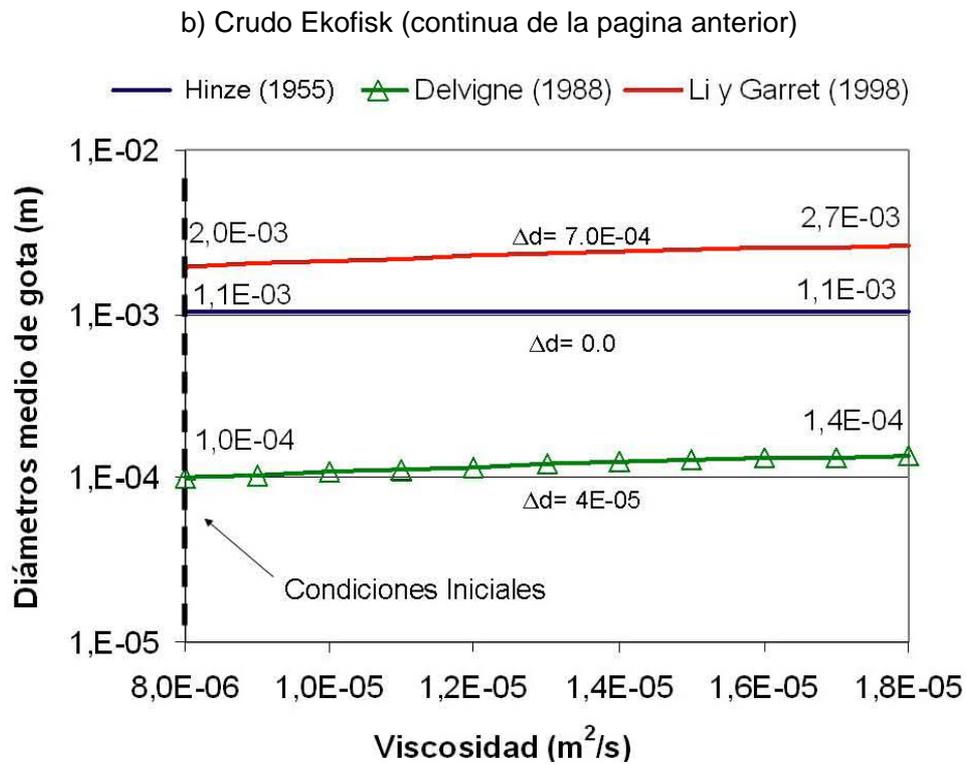
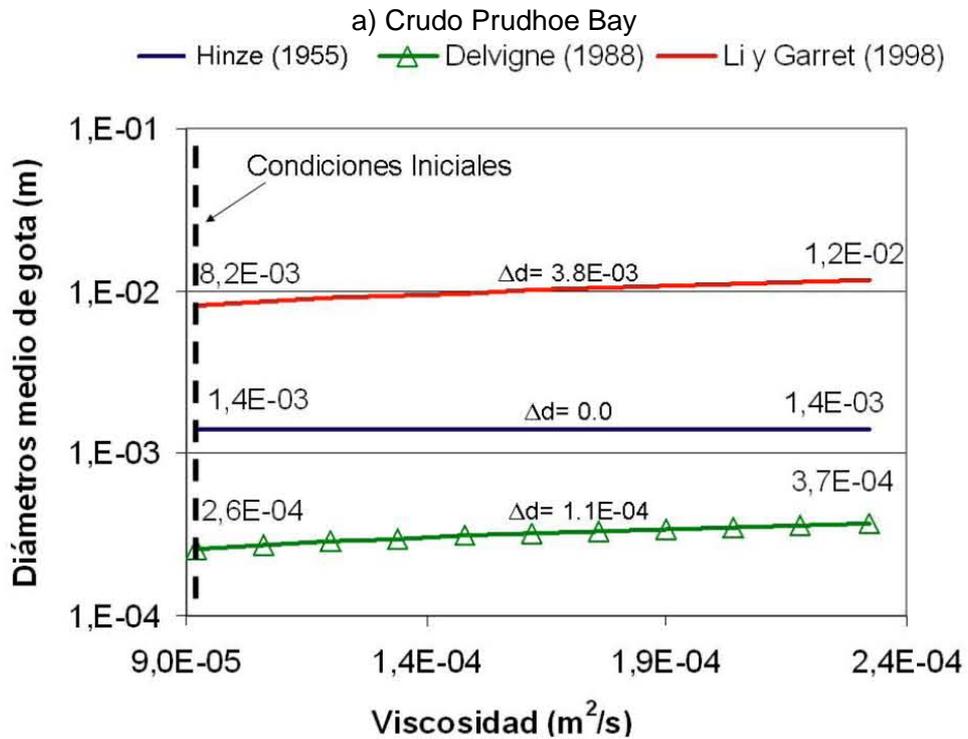
### 5.2.1.2 Cambio de la Viscosidad

El análisis del efecto del cambio de la viscosidad sobre el diámetro medio de las gotas, nuevamente muestra que el modelo de Delvigne y Sweeney (1988) se ajusta mejor a los datos experimentales, mientras que el modelo de Li y Garret (1998), es capaz de modelar el comportamiento cualitativo del fenómeno. El modelo de Hinze (1955), no tiene en cuenta los cambios de viscosidad, que tal como se menciona en el anexo 4 la viscosidad del petróleo derramado puede incrementarse hasta 2 ó 4 órdenes de magnitud debido a la pérdida de fracciones ligeras por evaporación y disolución.

El aumento del diámetro medio de las gotas de petróleo, es igual a  $1.1 \times 10^{-4}$  y  $4.0 \times 10^{-5}$  m para los crudos Prudhoe Bay y Ekofisk, respectivamente. El efecto del aumento de la viscosidad del petróleo se ve reflejado en un aumento del diámetro de las gotas (ver figura 5-15).

Vale la pena aclarar que para la comparación del cambio del diámetro medio de las gotas de petróleo, se emplearon los modelos de diámetro máximo de gota de Hinze (1955) y Li y Garret (1998), lo cual explica parcialmente la sobreestimación del diámetro de gota hecha por parte de estos dos modelos.

Figura 5-15. Sensibilidad del Tamaño de las Gotas al Cambio de la Viscosidad



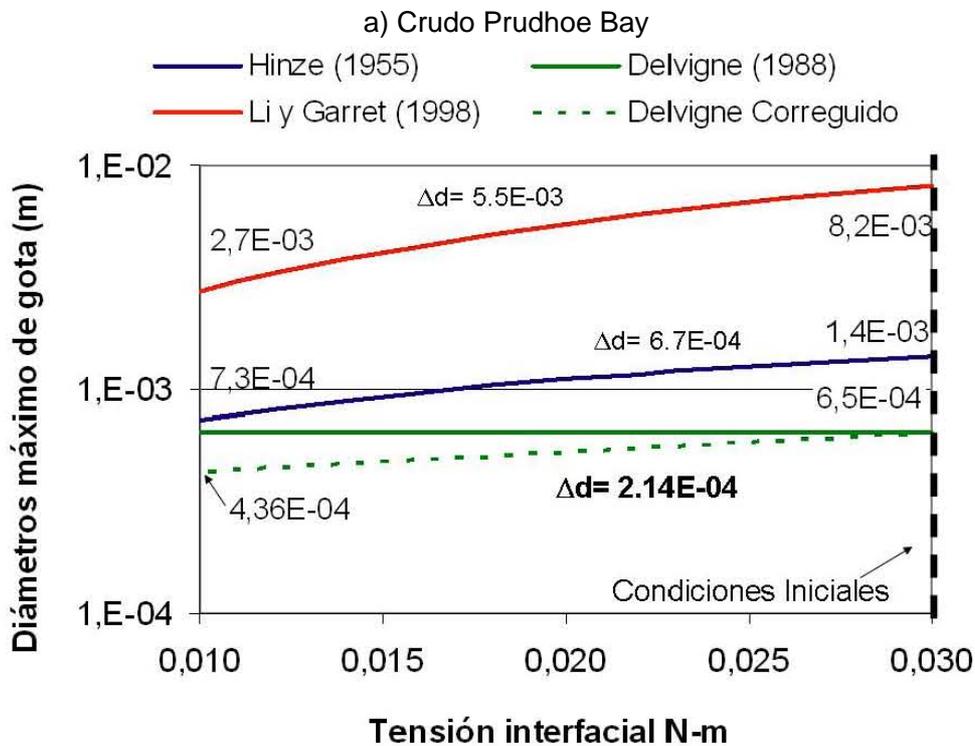
### 5.2.1.3 Cambio de la Tensión Interfacial

El cambio de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo se ve reflejado en la disminución del diámetro promedio de las gotas de petróleo que son introducidas en la columna de agua. Ross et al (2001), reportó que de acuerdo a las pruebas de laboratorio realizadas con diferentes crudos y diferentes mezclas de dispersantes, es posible reducir entre un 40 y 50% la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, lográndose así según Lunel (1993) una reducción promedio en el diámetro de las gotas de petróleo igual al 85%.

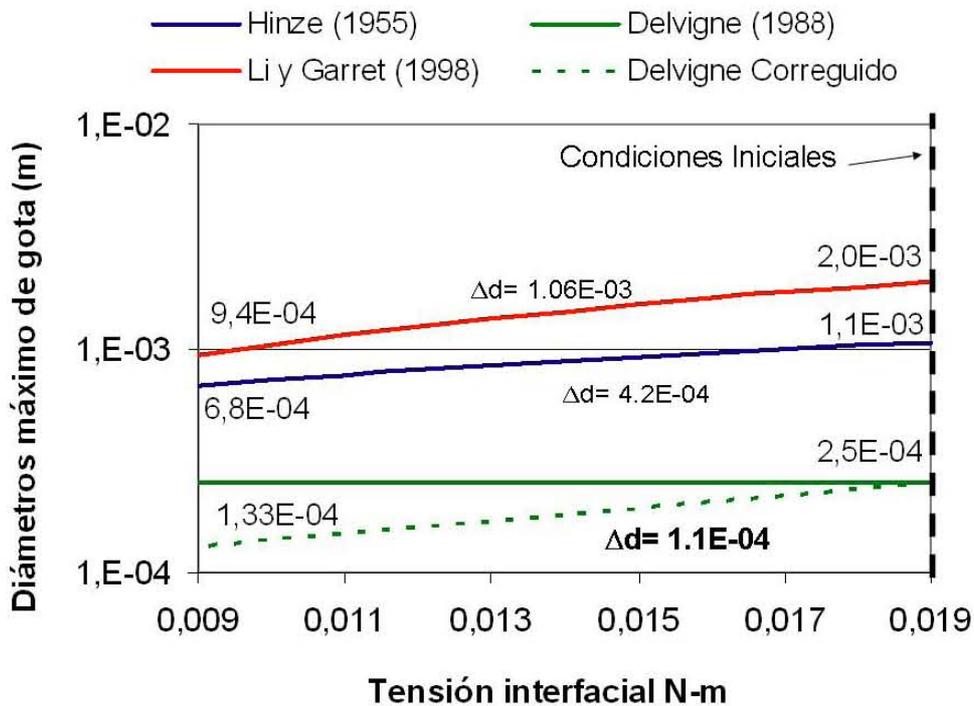
Los trabajos experimentales del comportamiento de la distribución de las gotas de petróleo bajo efectos de los dispersantes, aunque amplios, únicamente se limitan a realizar estimaciones de la eficiencia de los diferentes dispersantes, pero, sólo unos cuantos de los estudios analizan las implicaciones del uso de dispersantes en función de la variación de las propiedades en la interfase agua y aceite, ya que este tipo de estudios requiere de equipos altamente sofisticados o sensores que aún no se han diseñado.

Bajo las condiciones planteadas en el párrafo inicial, es posible establecer que para una variación del 50 % de la tensión interfacial de los dos hidrocarburos empleados en los experimentos de Delvigne y Sweeney (1988), la reducción promedio en el diámetro de las gotas varía entre 67 y 53%, para los crudos Prudhoe Bay y Ekofisk, respectivamente. Dichos resultados se alejan de las estimaciones experimentales reportadas por Lunel (1993), pero, son de bastante utilidad para realizar un análisis preliminar de las implicaciones del uso de dispersantes (ver figura 5-16).

**Figura 5-16. Sensibilidad del Tamaño de las Gotas al Tensión Interfacial**



b) Crudo Ekofisk

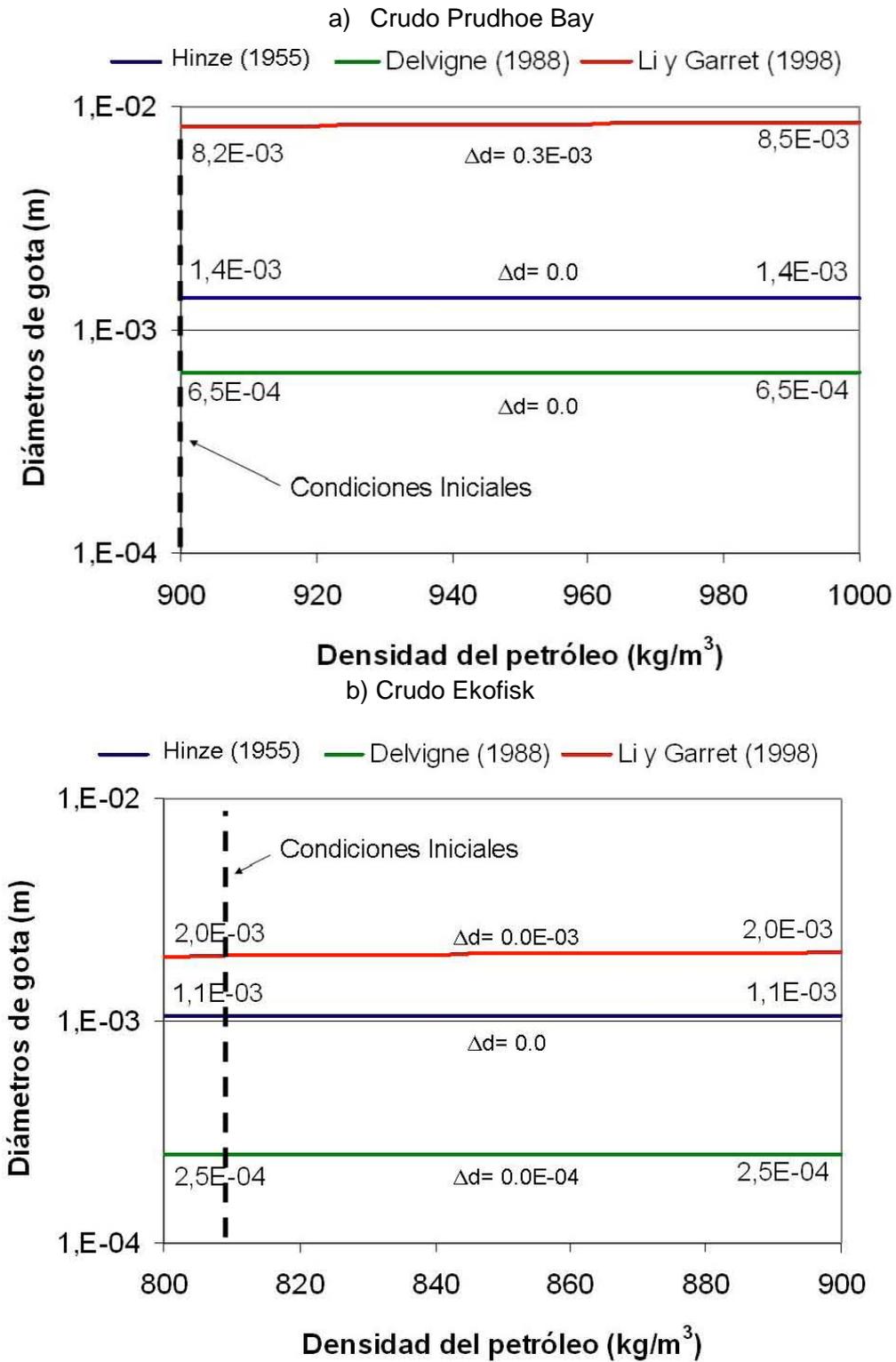


La interpretación de los resultados permite confirmar que la mayor limitante del modelo matemático propuesto por Delvigne y Sweeney (1988) para la estimación de los diámetros de gotas radica en su incapacidad para estimar el efecto del cambio de la tensión interfacial. En forma de referencia en ambas graficas de resultados se incluyó una serie de datos llamada Delvigne corregida, en la que se aprecia cual debería ser el comportamiento promedio de la función de calculo de diámetro de gotas para un cambio de tensión interfacial causado por la aplicación de un dispersante, en cuyo caso, se sugiere emplear el modelo matemático de Li y Garret (1998) para estimar el cambio promedio del diámetro de gota.

**5.2.1.4 Cambio de la Densidad**

El cambio de la densidad de los dos hidrocarburos empleados en los experimentos de Delvigne y Sweeney (1988) en el rango previsto por la pérdida de las facciones más ligeras vía evaporación, permite confirmar que el diámetro de la gotas de petróleo introducidas en la columna de agua es poco o nada sensible al cambio de la densidad y que para efectos del estudio de la dispersión vertical no es necesario analizar esta situación. La figura 5-17, muestra los resultados del cambio de la densidad de los crudos citados con anterioridad.

Figura 5-17. Sensibilidad del Tamaño de las Gotas al Cambio de la Densidad



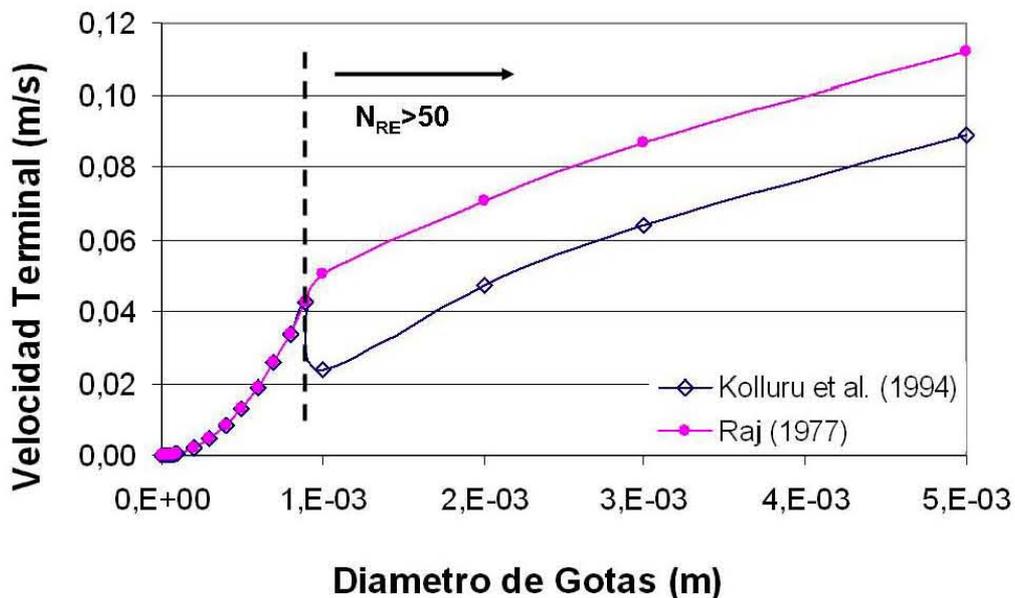
## 5.2.2 Velocidades Terminales de las Gotas de Petróleo

El análisis de las velocidades terminales de las gotas de petróleo introducidas en la columna de agua es de suma importancia para determinar la variación de la concentración de petróleo en la columna. Las gotas más grandes, es decir diámetros mayores de  $8 \times 10^{-4}$  m regresan de forma instantánea a la mancha principal, mientras que las gotas con diámetros menores a  $7 \times 10^{-5}$  permanecen indefinidamente dispersas (Delvigne y Hulsén, 1994). Dicha aseveración puede ser comprobada por medio del comportamiento de la velocidad terminal.

Kolluru et al. (1994), sugirieron el uso de una expresión para calcular la velocidad terminal de las gotas de petróleo, la cual incluye un coeficiente de corrección  $C_D$ , para el cálculo de la velocidad terminal de las gotas con números de Reynolds mayores a 50 pero, el empleo de la expresión genera un comportamiento anormal de la velocidad terminal que no corresponde con la realidad, tal como, se observa en la figura 5-18 presentada en el capítulo anterior. Por su parte Raj (1977), propone un modelo matemático que diferencia la velocidad terminal alcanzada por las gotas, en función del número de Reynolds, el cual arroja resultados más adecuados, tal como también se observa en la figura 5-18.

Este espectro de velocidades permite calcular el tiempo tomado por cada clase de gotas para viajar a través de la columna de agua, definir rangos de gotas con velocidades similares y recalcular en función del tiempo la variación de la concentración de petróleo presente en la columna.

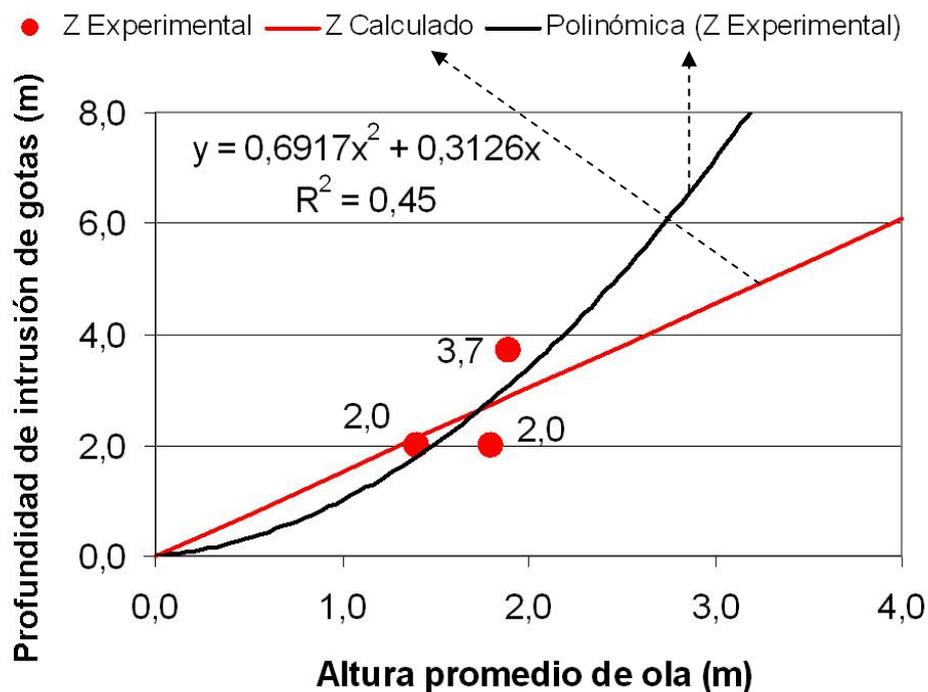
**Figura 5-18. Velocidad Terminal en Función del Diámetro de la Gota de Petróleo**



### 5.2.3 Profundidad de Intrusión de las Gotas de Agua

La profundidad de intrusión de las gotas de petróleo a la columna de agua guarda una estrecha relación con la altura de la ola que genera el rompimiento de la mancha de petróleo. El análisis de los resultados encontrados por Delvigne y Sweeney (1988), confirma que la relación entre la altura promedio de la ola y la profundidad de intrusión es del orden de 1.5, sin embargo, si a estos mismos datos se le ajusta modelo polinomial se mejora 0.05 unidades el coeficiente de correlación, sin embargo, esta aproximación no es totalmente confiable debido a los pocos datos experimentales con los que se cuenta, por lo que en este trabajo, se optó por emplear el factor de correlación de 1.5 mencionado inicialmente (ver figura 5-19).

**Figura 5-19. Profundidad de Intrusión de las Gotas de Petróleo**



### 5.2.4 Cantidad de Petróleo que Ingresa a la Columna de Agua

La cantidad de petróleo que ingresa a la columna de agua está compuesta por gotas de diferentes diámetros. Se considera que las gotas con diámetros mayores a  $1.0 \times 10^{-3}$  m regresan inmediatamente a la mancha debido, principalmente, a las fuerzas de coalescencia (Delvigne y Hulsen, 1994; Reed et al., 1994), las gotas con diámetros inferiores a  $7.0 \times 10^{-5}$  permanecen indefinidamente dispersas (Lunel, 1993) y las gotas con diámetros intermedios permanecen suspendidas en la columna de agua por un tiempo que está en relación con la velocidad terminal de las gotas.

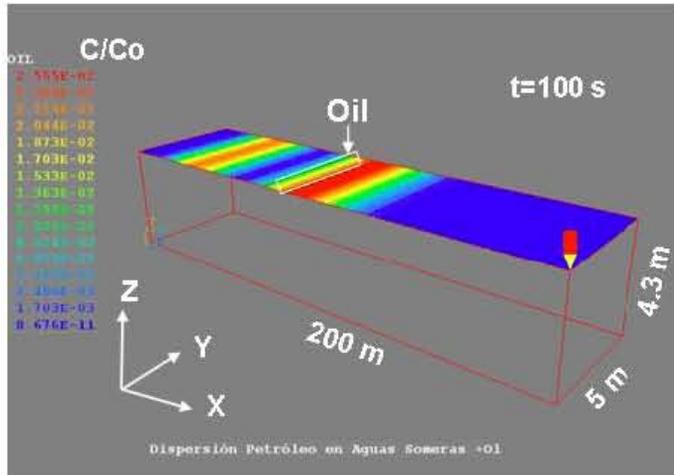
Desafortunadamente la información experimental al respecto es muy escasa y se limita a establecer un cierto rango de porcentaje de petróleo que se encuentra disperso en un tiempo determinado bajo ciertas condiciones experimentales (Chao et al, 2003), similar a los resultados presentados por Lynch (1987) en donde la razón de dispersión depende del volumen inicial de petróleo derramado ó como en el caso de los experimentos de Delvigne y Sweeney (1988) y Lunel (1993), en donde se determina el número de gotas que se encuentran dispersas por litro de agua, ya que las limitaciones de los dispositivos experimentales y de campo aún no permiten obtener mejores resultados.

Cada uno de los 5 experimentos citados en la tabla 5-4 fue simulado empleando el modelo hidrodinámico de aguas someras presentado en el capítulo 3 y cuyos resultados se describen en la sección 5.1. En cada uno de los experimentos se derramó un volumen de 50 litros de forma uniforme en un área de 50 m<sup>2</sup> de tal forma que en cada una de las pruebas el espesor promedio inicial fuera de 1 mm. Igualmente cada una de las pruebas tuvo una duración aproximada de 10 minutos, pero únicamente se reportó la cantidad de petróleo disperso a los 8 min, tal como lo muestran las dos últimas columnas de la tabla 5-4.

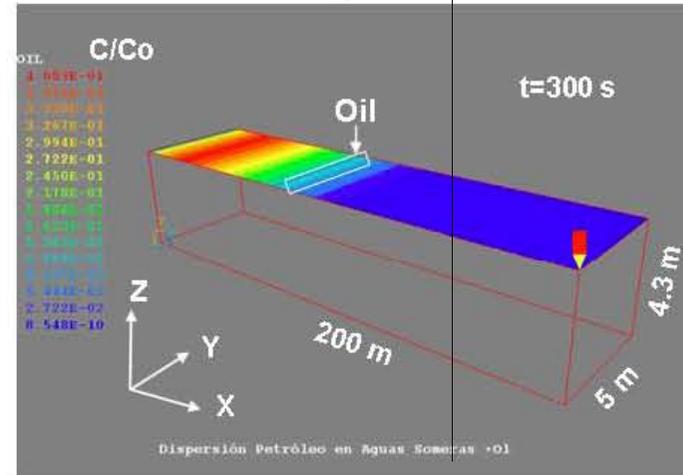
En la figura 5-20, se muestra el comportamiento advectivo y difusivo de la mancha de petróleo en la horizontal, destacando el valor de concentración normalizada de petróleo del orden de  $10^{-5}$ , hallado en los resultados complementarios de esta investigación doctoral e incluidos en el anexo 5, corresponde a la zona oscura de la mancha que de acuerdo a los resultados experimentales es la zona de donde proviene el petróleo que es dispersado (Delvigne y Sweeney, 1988). Igualmente, con base en los resultados complementarios presentados en el anexo 5, se logró establecer que el comportamiento del área y el espesor promedio de la zona oscura del derrame puede ser estimado por medio del modelo propuesto por Fay (1971), en cuyo caso los resultados de la simulación se incluyen en las figuras 5-21 y 5-22. En estas figuras y en las que se presentan a continuación el número colocado luego del tipo de crudo indica el tipo de oleaje empleado en el experimento.

Figura 5-20. Comportamiento del Área de la zona Oscura para el Experimento F2 con Crudo Prudhoe Bay

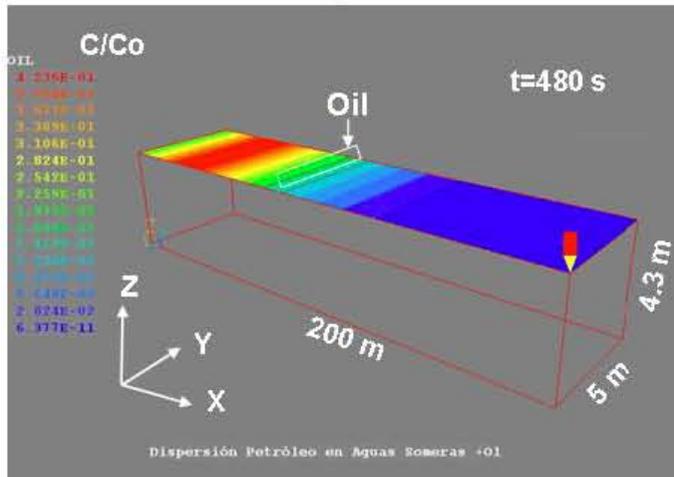
Derrame en Superficie t = 100 s



Derrame en Superficie t = 300 s



Derrame en Superficie t = 480 s



Derrame en Superficie t = 600 s

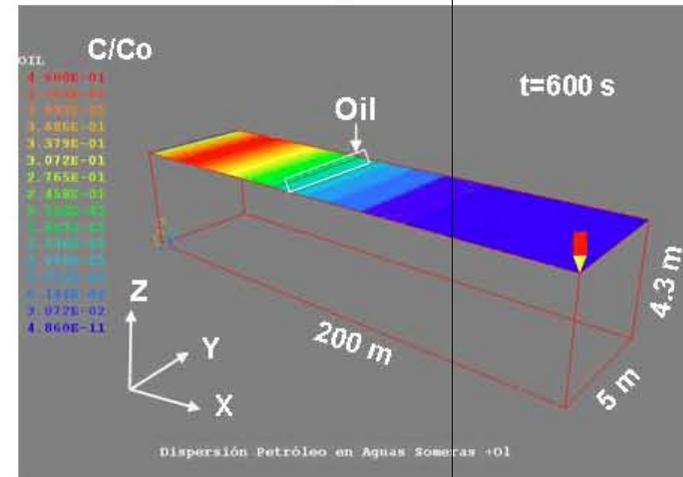


Figura 5-21. Comportamiento del Área de la zona Oscura para el Experimento F2 y F3 con Crudo Prudhoe Bay y Ekofisk

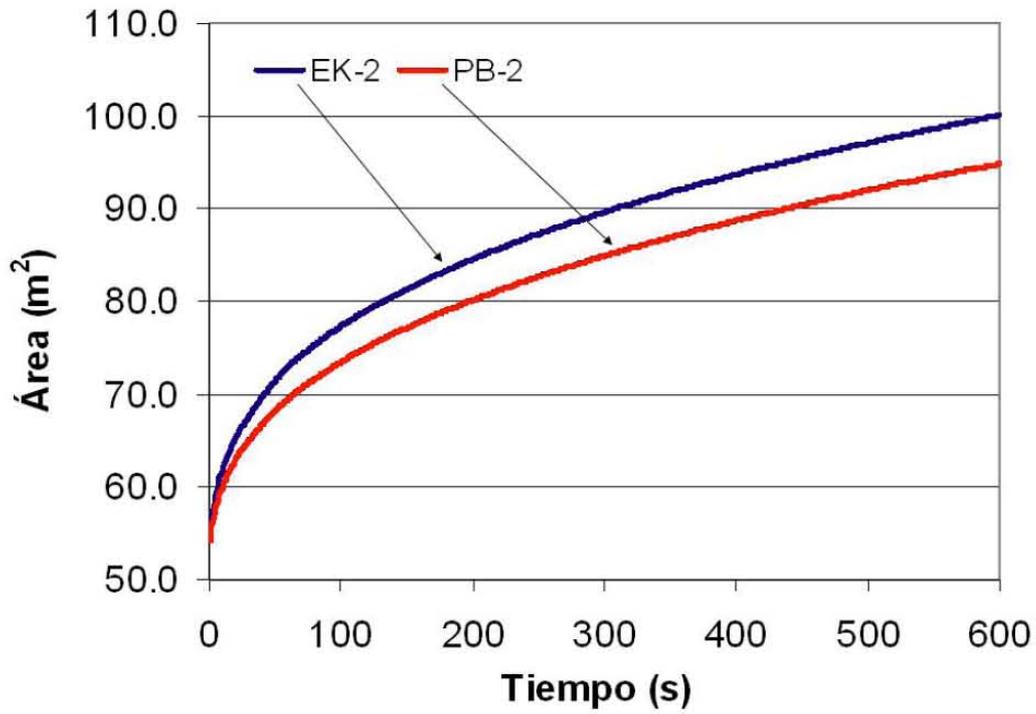
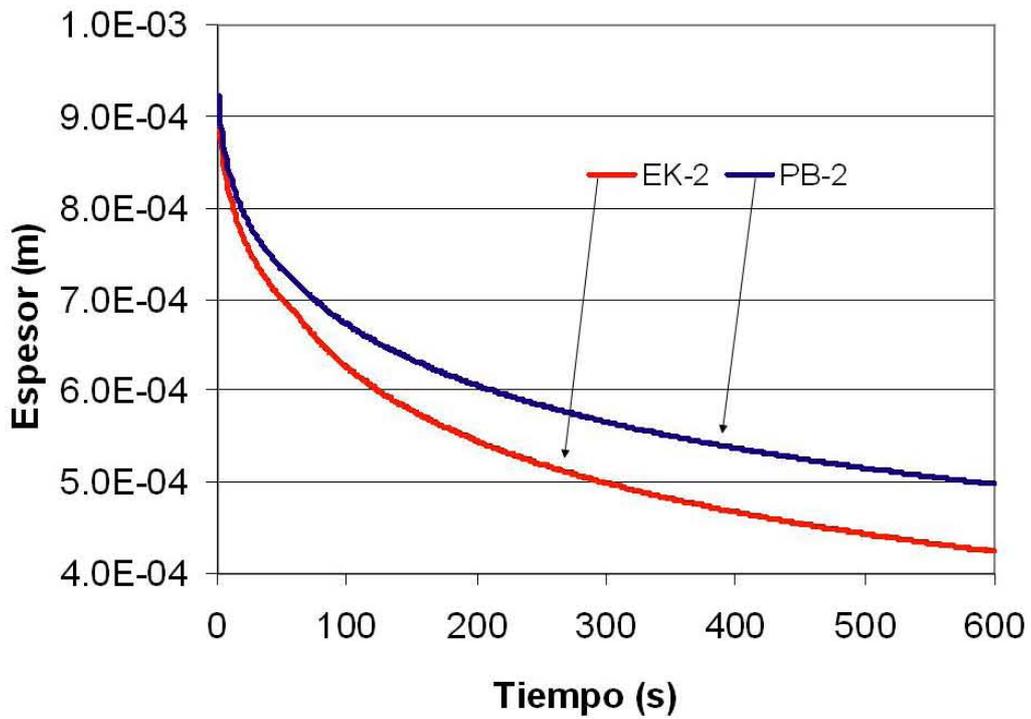


Figura 5-22. Comportamiento del Espesor Promedio de la zona Oscura para el Experimento F2 y F3 con Crudo Prudhoe Bay y Ekofisk

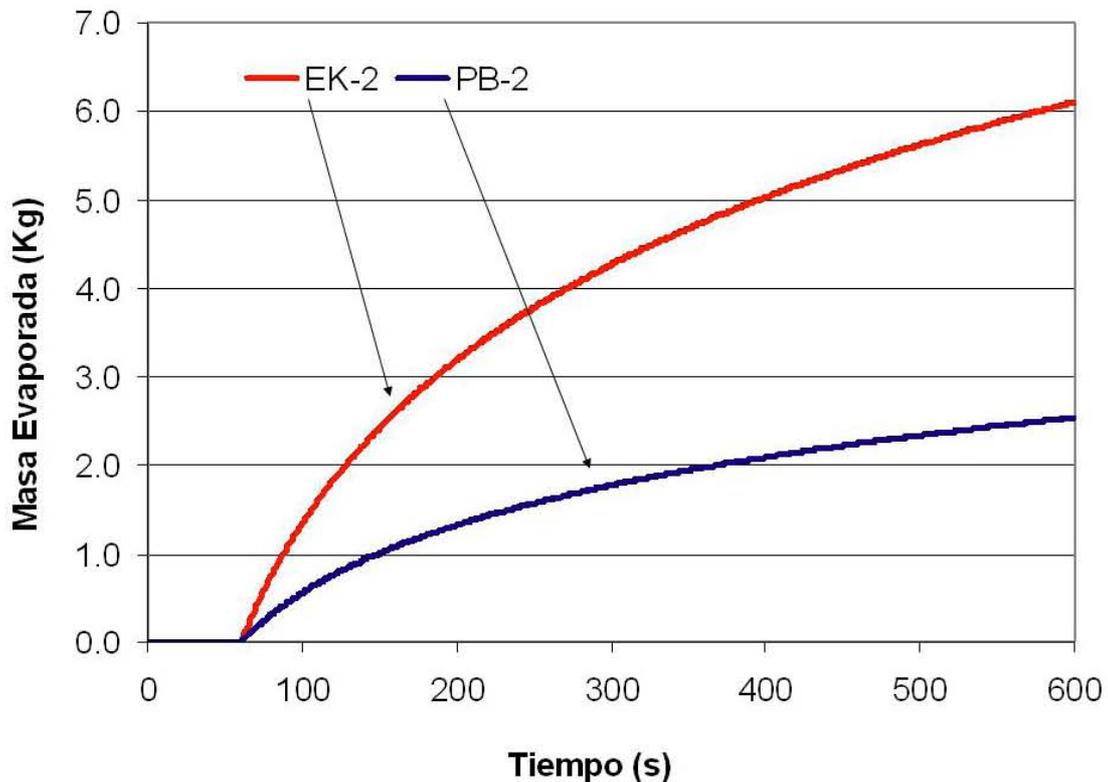


El área oscura cubierta por los derrames de los experimentos F2 y F3 realizados con crudo Prudhoe Bay (PB) y Ekofisk (EK) es cercana a los 100 m<sup>2</sup>, aproximadamente el doble del área inicial, siendo un poco mayor para el caso del crudo EK debido a su menor viscosidad principalmente. Este comportamiento del área se ve reflejado en un menor espesor promedio para el derrame con crudo EK luego de 10 min. En ambos casos el espesor promedio final es un orden de magnitud por debajo del espesor inicial, igual a 1 mm.

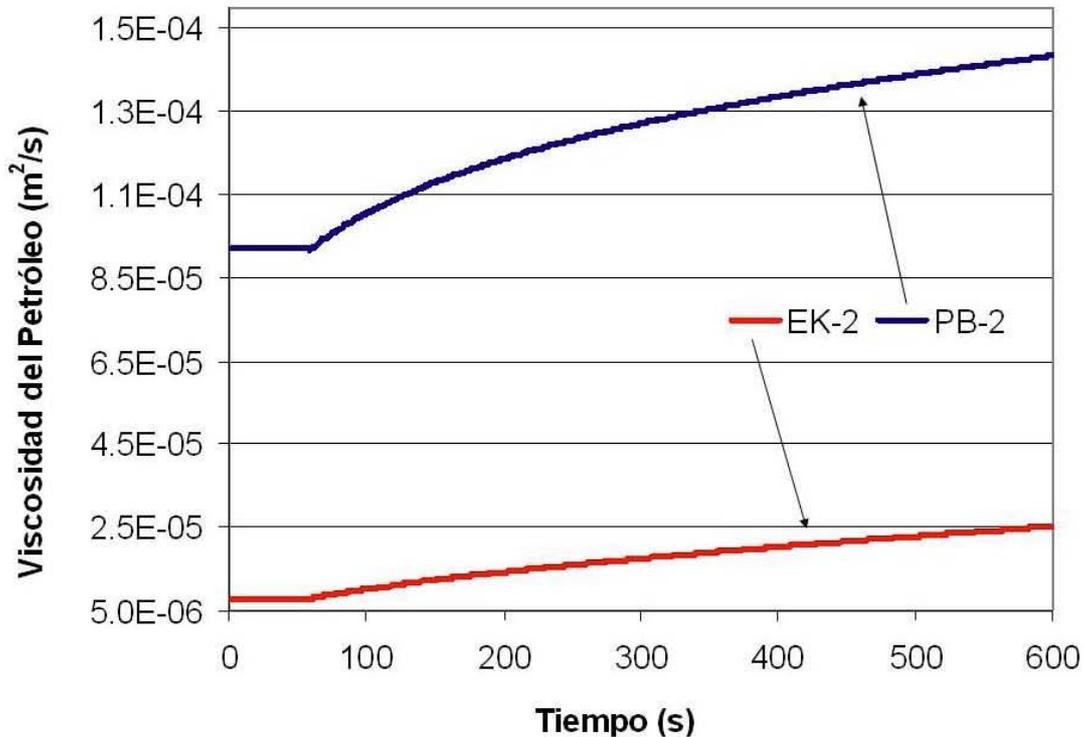
Por otra parte vale la pena presentar dos resultados adicionales acerca del comportamiento de la masa evaporada y la variación de la viscosidad. Dichos procesos son analizados con detalle en el anexo 4. Las figuras 5-23 y 5-24 muestran el comportamiento de la masa evaporada y del cambio de la viscosidad de los experimentos F2 y F3, respectivamente. Los comportamientos de la emulsificación y del cambio de densidad no fueron incluidos, debido a que para el tiempo de 10 min de los experimentos su variación fue poco significativa.

Durante los 10 min de la prueba se evaporó una cantidad de 6 kg del crudo EK y 2.5 kg del crudo PB. La diferencia en las cantidades evaporadas se debe principalmente a la composición compuestos ligeros que en el caso del crudo EK es mayor. En cuanto al cambio de viscosidad la figura 5-24 muestra que la pérdida de hidrocarburos ligeros producto de la evaporación provoca el aumento aproximado de la viscosidad en un orden de magnitud para ambos casos.

**Figura 5-23. Comportamiento de la Evaporación para el Experimento F2 y F3 con Crudo PB y EK**



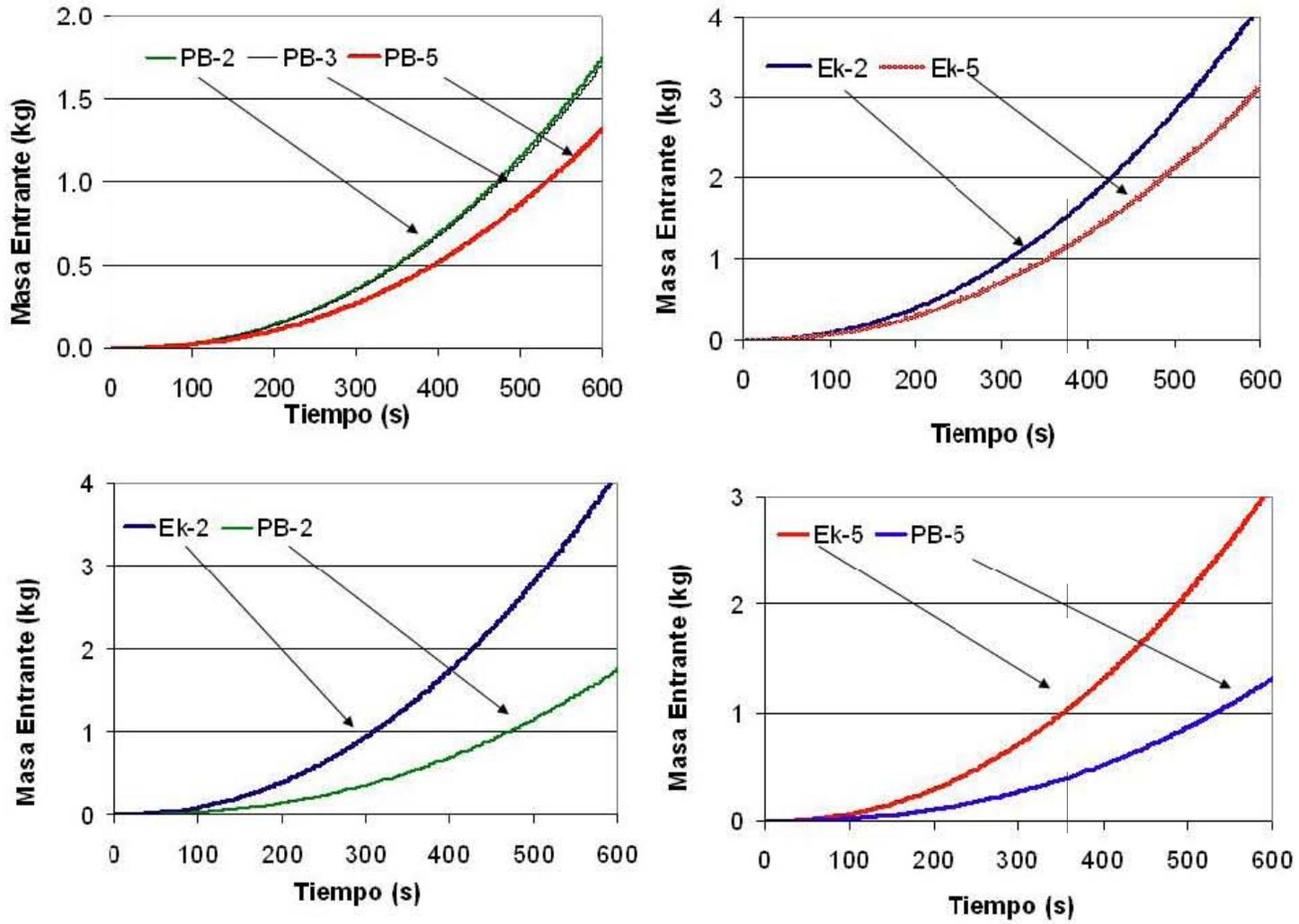
**Figura 5-24. Comportamiento de la Viscosidad para el Experimento F2 y F3 con Crudo PB y EK**



Con base en el comportamiento de la mancha de petróleo descrito en los párrafos anteriores, fue estimada la masa de petróleo que ingresa al agua como producto de la combinación de los resultados del modelo hidrodinámico de aguas someras y el modelo de dispersión vertical de petróleo implementados en el código PHOENICS. En la figura 5-25 se observan los resultados para los cinco experimentos de dispersión vertical a gran escala realizados por Delvigne y Sweeney (1988). Los resultados están agrupados tanto para cada uno de los crudos, como de forma comparativa entre los dos diferentes crudos empleados bajo condiciones de oleaje similares.

La cantidad de petróleo dispersada en la columna de agua es función de la cantidad y la frecuencia de energía que es disipada después del rompimiento de una ola. El rompimiento de ola actúa sobre la mancha de petróleo esparcida, en la superficie introduciendo cierta cantidad de petróleo a una profundidad que esta en función de la altura de ola, tal como se explicó en la sección anterior. En los experimentos simulados se empleó tres tipos de oleaje característico en los cuales varió la altura de la ola y el periodo del oleaje. La simulación de las tres condiciones mostró que para combinaciones diferentes de oleaje es posible encontrar que la cantidad de petróleo introducido al agua es similar, tal como se observa en la figura 5-25 donde los experimentos F2 y F4 muestran que la cantidad de petróleo introducido es similar.

Figura 5-25. Masa de Petróleo que Ingresa al agua en los Experimento F1 a F5



Se encontró que a mayor altura de ola la cantidad de petróleo introducido es mayor, que entre más pequeño es el periodo del oleaje es mayor la dispersión y que entre menor es la viscosidad del petróleo es mayor el petróleo dispersado. Por ejemplo para los experimentos F2 y F3 realizados bajo el mismo tipo de oleaje, pero con diferente crudo, se encontró que luego de 8 minutos se habían introducido al agua 2.5 kg de crudo EK y 1 Kg de crudo PB, igualmente, para los experimentos F1 y F5 realizados bajo las mismas condiciones de oleaje se encontró que luego de 8 min la cantidad de crudo EK dispersada es de 1.5 kg y la cantidad de petróleo dispersada de crudo PB es de 0.7 kg. En ambas situaciones experimentales bajo las mismas condiciones de oleaje la cantidad de petróleo dispersado de crudo EK fue de un poco más del doble del crudo PB dispersado luego de 8 minutos.

Finalmente, es necesario hacer notar que tal como se explica en la siguiente sección, el cálculo de la masa de petróleo introducida en la columna de agua se realizó para las gotas cuyo diámetro oscila entre 0 y 800 micras (Lunel, 1993; Delvigne y Hulsen, 1994).

#### 5.2.5 Cantidad de Petróleo que Regresa a Superficie

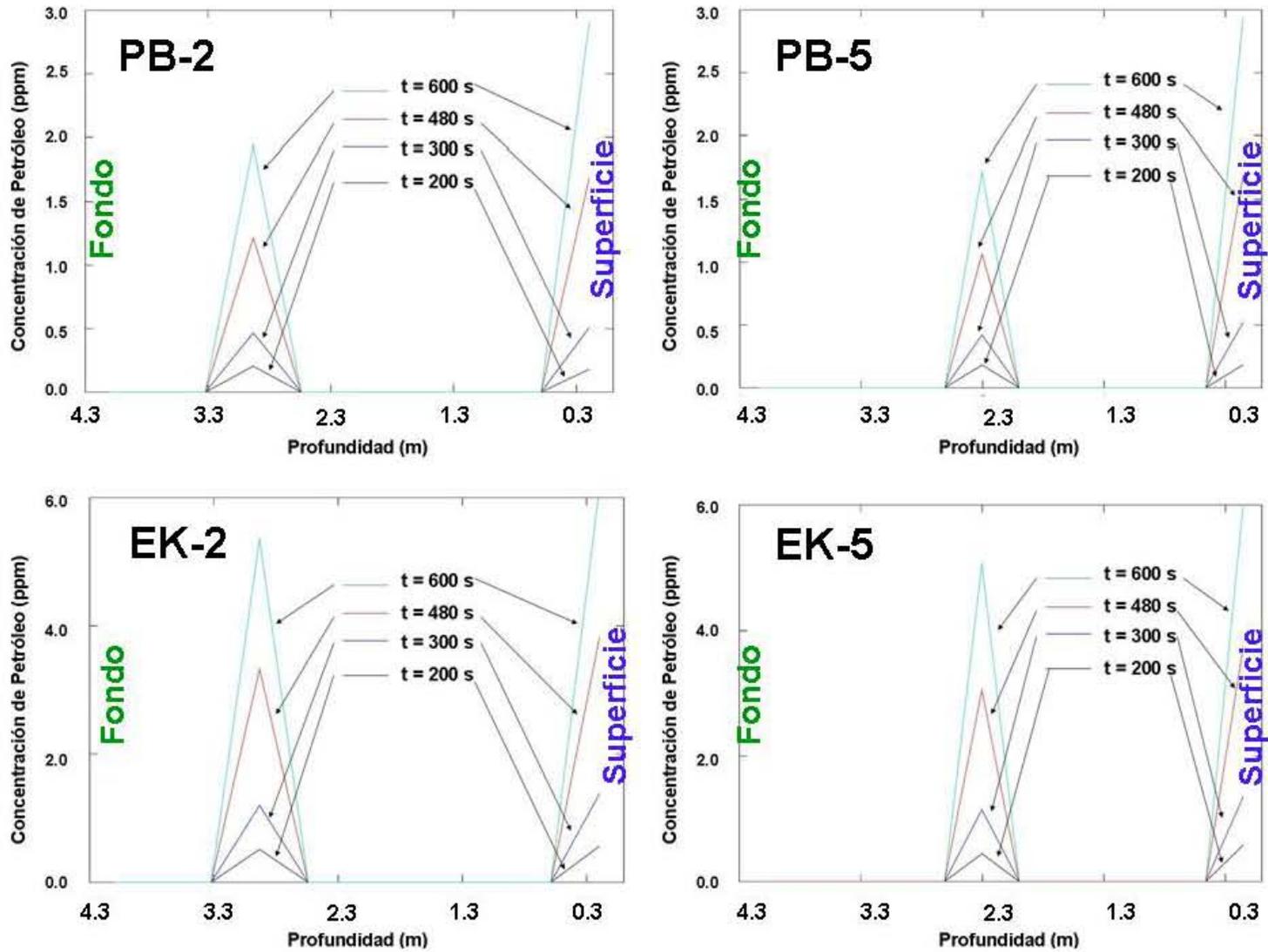
La disipación de energía turbulenta está asociada a la distribución de los diámetros de gotas presentes en la columna de agua, sin embargo, aún no se cuenta con la suficiente evidencia experimental para establecer las relaciones entre la energía turbulenta y los tamaños de gota suspendidos en la columna de agua. El intervalo de diámetro de gotas introducido luego del rompimiento de una ola varía entre 5 y 1000 micras de acuerdo a los experimentos de Delvigne y Sweeney (1987). Sin embargo para el cálculo de la masa petróleo suspendida, es decir, que regresa a la superficie, y la masa de petróleo dispersa, es decir, que permanece en la columna de agua, se empleó el criterio establecido por Lunel (1993), quien con base en sus resultados experimentales encontró que las gotas con diámetro menor a 70 micras permanecen dispersas y las gotas con diámetro mayor a 800 micras regresan a la superficie casi de manera instantánea gracias a su gran velocidad terminal mayor a 3.4 m/s.

Dichos resultados experimentales, sumados a la propuesta de cálculo del petróleo disperso en la columna de agua realizada por Delvigne y Hulsen (1994), permitieron establecer cuatro rangos significativos de gotas cuya concentración es estudiada en el tiempo, a saber:

- **Rango uno:** gotas entre 0 y 70 micras.
- **Rango dos:** gotas entre 70 y 200 micras.
- **Rango tres:** gotas entre 200 y 400 micras.
- **Rango cuatro:** gotas entre 400 y 800 micras.

La figura 5-26 muestra el comportamiento de la concentración total en ppm ( $1 \text{ kg/m}^3$  es igual a 1,000 ppm) de las gotas de petróleo presentes en la columna de agua para los experimentos F1, F2, F3 y F5, con el fin de poder realizar un análisis comparativo. Para determinar la concentración de petróleo, se consideró el volumen total de agua presente en la columna de agua.

Figura 5-26. Concentración Total de Petróleo en la Columna de Agua para los Experimento F1, F2, F3 y F5



En la figura 5-26 la escala horizontal indica el nivel de profundidad, siendo cero para la superficie del canal de oleaje y 4.3 m para el fondo, por ello cada una de las figuras está acompañada de un texto que indica lo antes explicado. Por ejemplo, una profundidad de 1 m indica que las gotas de petróleo se encuentran a 1 m de la superficie, una profundidad de 2 m indica que las gotas de petróleo se encuentran a 2 m de la superficie del canal, y finalmente, una profundidad de 4.3 m indicaría que las gotas se encuentran en el fondo del canal.

Cuatro elementos fundamentales se destacan en la figura 5-26: (1) a medida que transcurre el tiempo el petróleo presente en la columna de agua va creciendo con una razón proporcional a la altura del oleaje y a la frecuencia del mismo, (2) igualmente la cantidad de petróleo que regresa a la superficie aumenta con el tiempo, (3) la profundidad a la cual son introducidas las gotas de petróleo es proporcional a la altura del oleaje y, (4) la cantidad de crudo EK introducido en la columna de agua es mayor que la cantidad de crudo PB introducido bajo las mismas condiciones hidrodinámicas. Vale la pena recordar que las letras EK y PB, son las abreviaturas de Ekofisk y Prudhoe Bay respectivamente y que, el número que acompaña a las letras indica el tipo de oleaje.

La figura 5-27 muestra el comportamiento de la concentración total de petróleo en ppm para el experimento F2 con crudo PB para los tiempos 200, 300, 480 y 600 s. Esta figura tiene como agregado la facilidad de visualizar la ubicación de la concentración de petróleo en 3D, gracias al modelo tridimensional implementado. En la figura se resalta que para el tiempo de 600 s la concentración del petróleo que ha regresado a la superficie es mayor que la cantidad de petróleo que se mantiene en la columna de agua, lo cual coincide con las observaciones experimentales de Delvigne y Sweeney (1988), y es una tendencia que se mantiene en el tiempo.

En las figuras 5-27 a 5-30 se observa el comportamiento de la dispersión vertical para los cuatro rangos de diámetros de gotas considerados para el experimento F2 con crudo PB para los tiempos de 200, 480 y 600 s. Estas figuras muestran cómo al cabo de 600 s la única cantidad significativa de petróleo que ha regresado a la superficie corresponde a las gotas de rango de tamaño entre 400 y 800 micras, ya que los restantes rangos de gotas permanecen dispersos (permanentemente en la columna de agua) o suspendidos (en cierto tiempo en función de su velocidad de ascenso regresaran a la superficie). La cantidad de petróleo que regresa a la mancha fue estimada con base en la concentración total de las gotas presentes en las últimas celdas del dominio computacional en Z, tal como se observa en la figura 5-30.

Figura 5-27. Concentración Total de Petróleo en la Columna de Agua para el Experimento F2 con Crudo PB

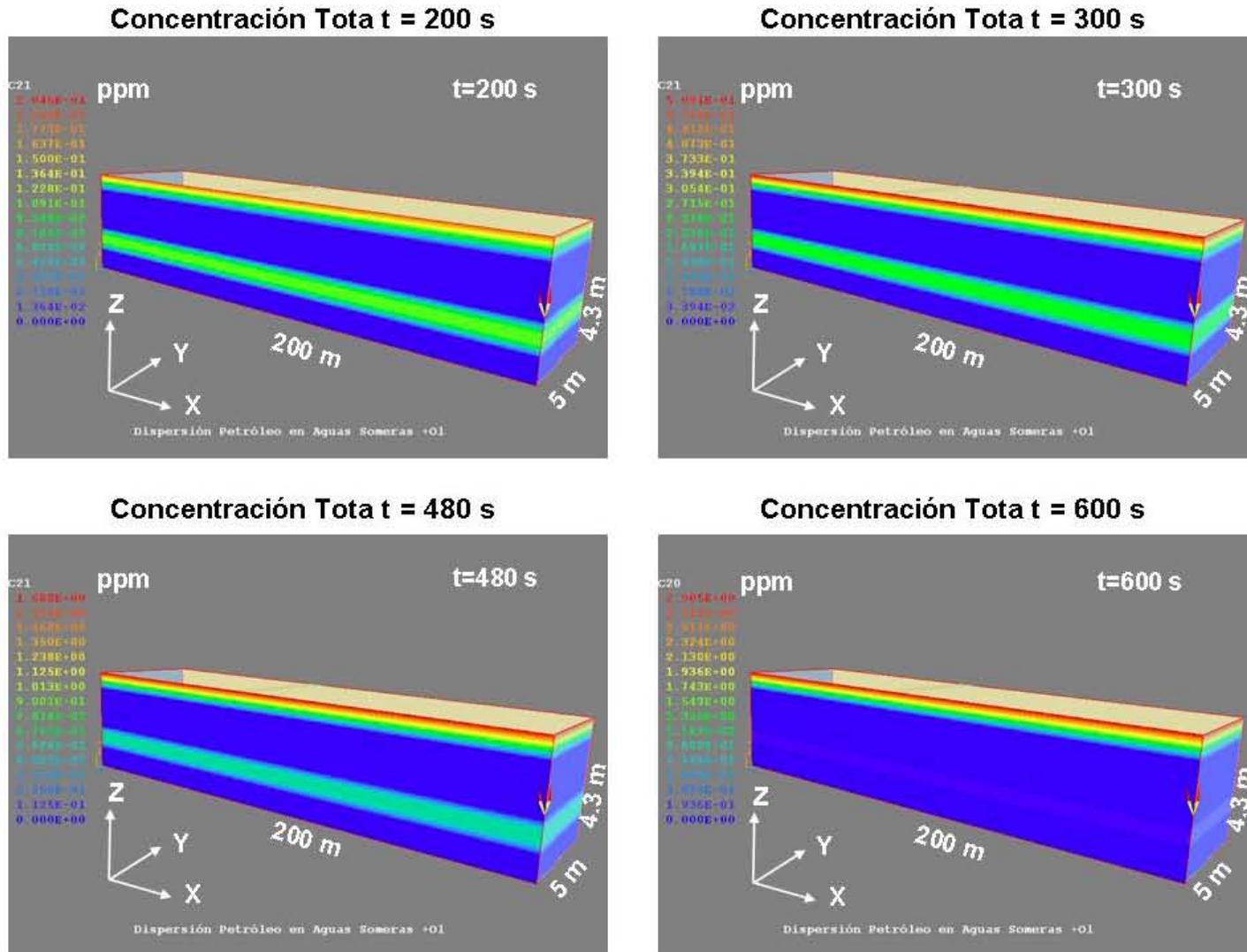
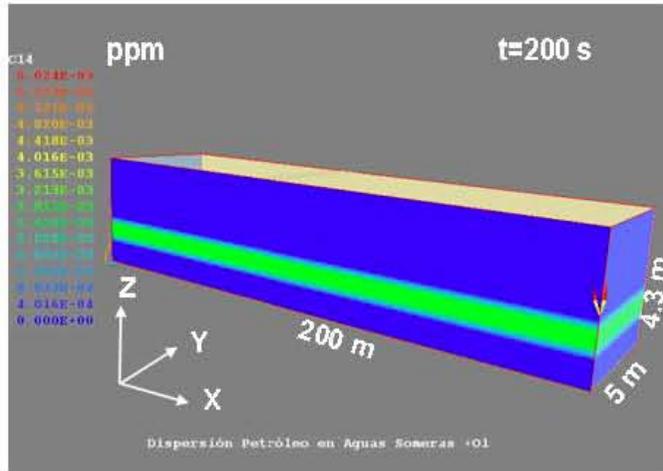
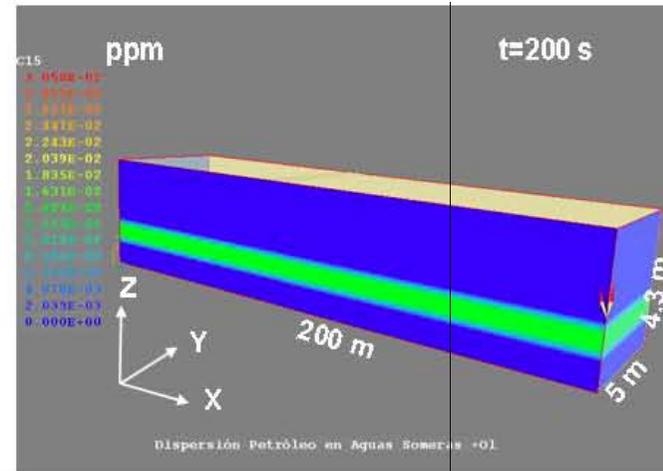


Figura 5-28. Concentración de Petróleo en el Agua para los Diferentes Tamaños de Gota en el Experimento F2 con Crudo PB en t=200 s

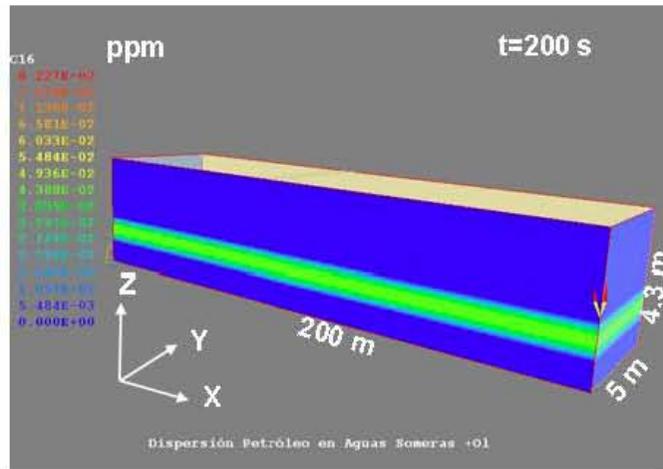
Gotas Dispersas (<70  $\mu\text{m}$ )



Gotas Suspendidas (70 - 200  $\mu\text{m}$ )



Gotas Suspendidas (200 - 400  $\mu\text{m}$ )



Gotas Suspendidas (400 - 800  $\mu\text{m}$ )

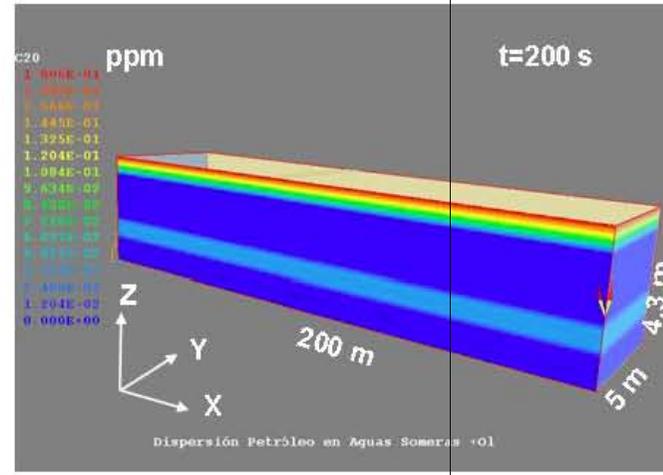
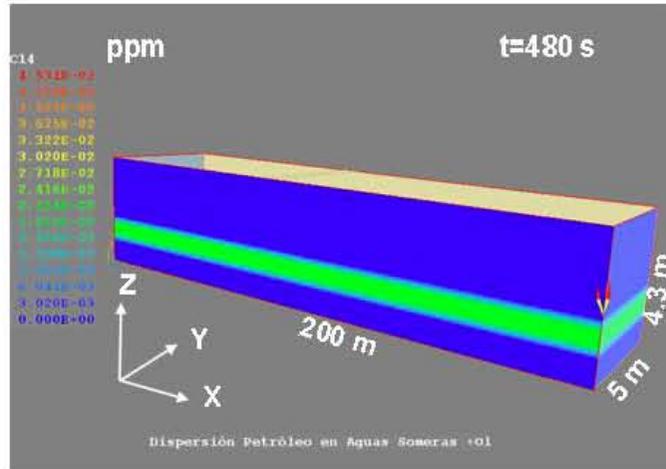
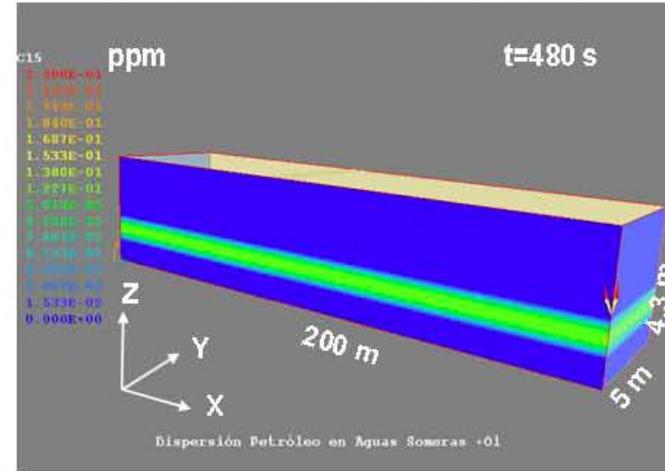


Figura 5-29. Concentración de Petróleo en el Agua para los Diferentes Tamaños de Gota en el Experimento F2 con Crudo PB en t=480 s

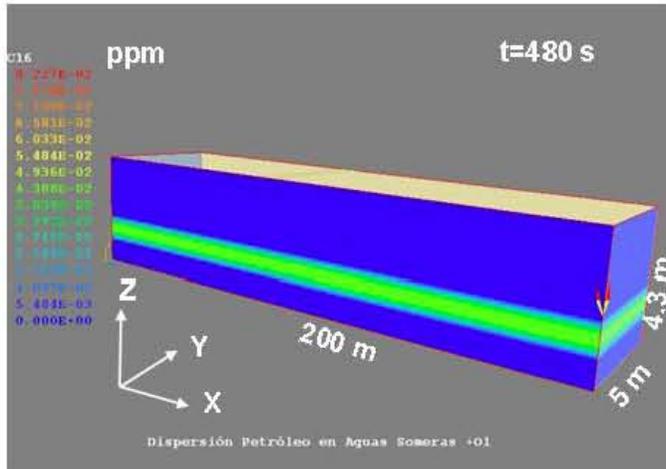
Gotas Dispersas (<70  $\mu\text{m}$ )



Gotas Suspendidas (70 - 200  $\mu\text{m}$ )



Gotas Suspendidas (200 - 400  $\mu\text{m}$ )



Gotas Suspendidas (400 - 800  $\mu\text{m}$ )

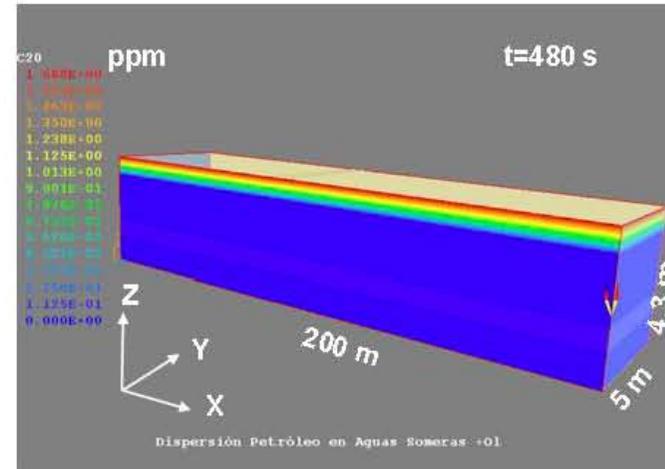


Figura 5-30. Concentración de Petróleo en el Agua para los Diferentes Tamaños de Gota en el Experimento F2 con Crudo PB en t=600 s

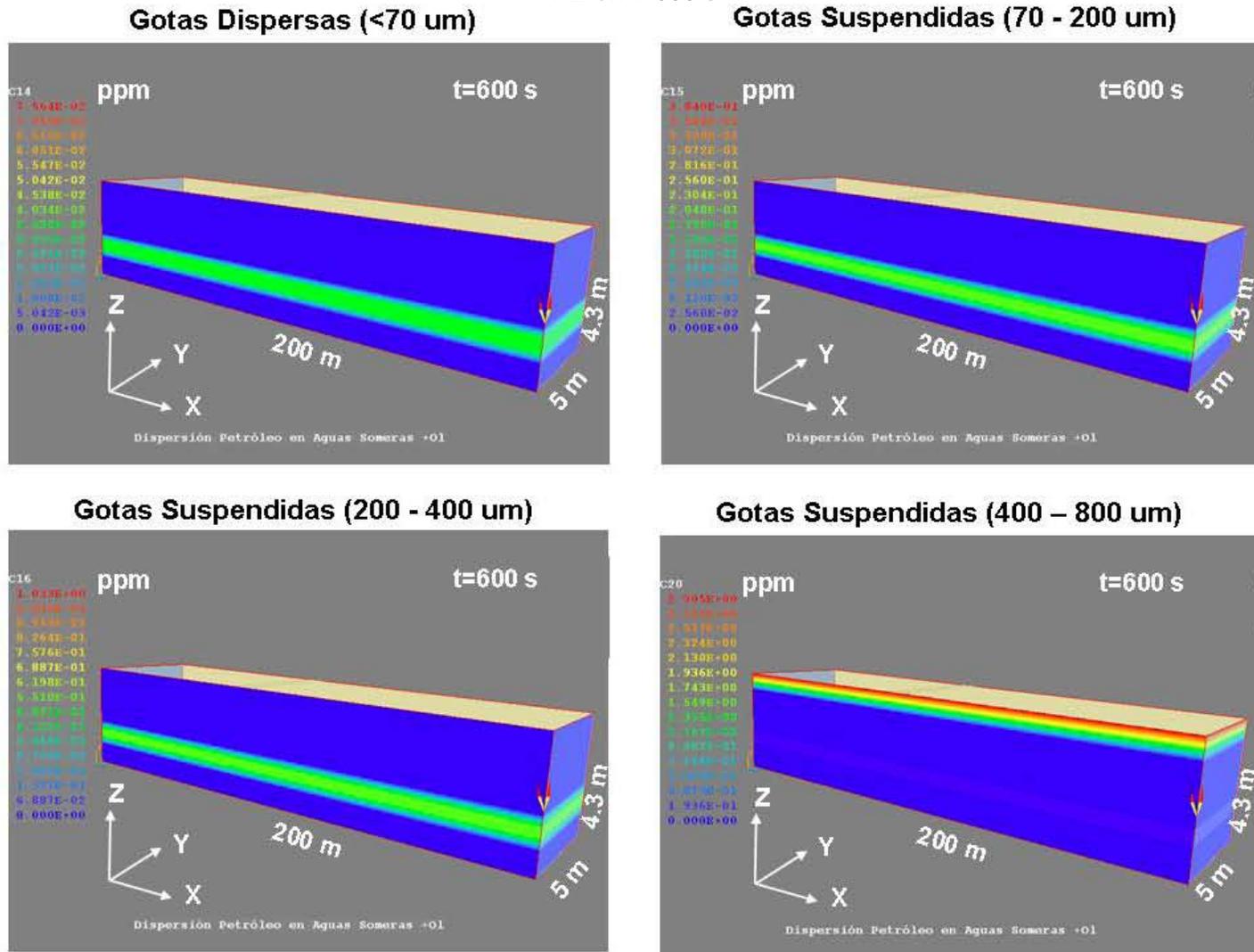
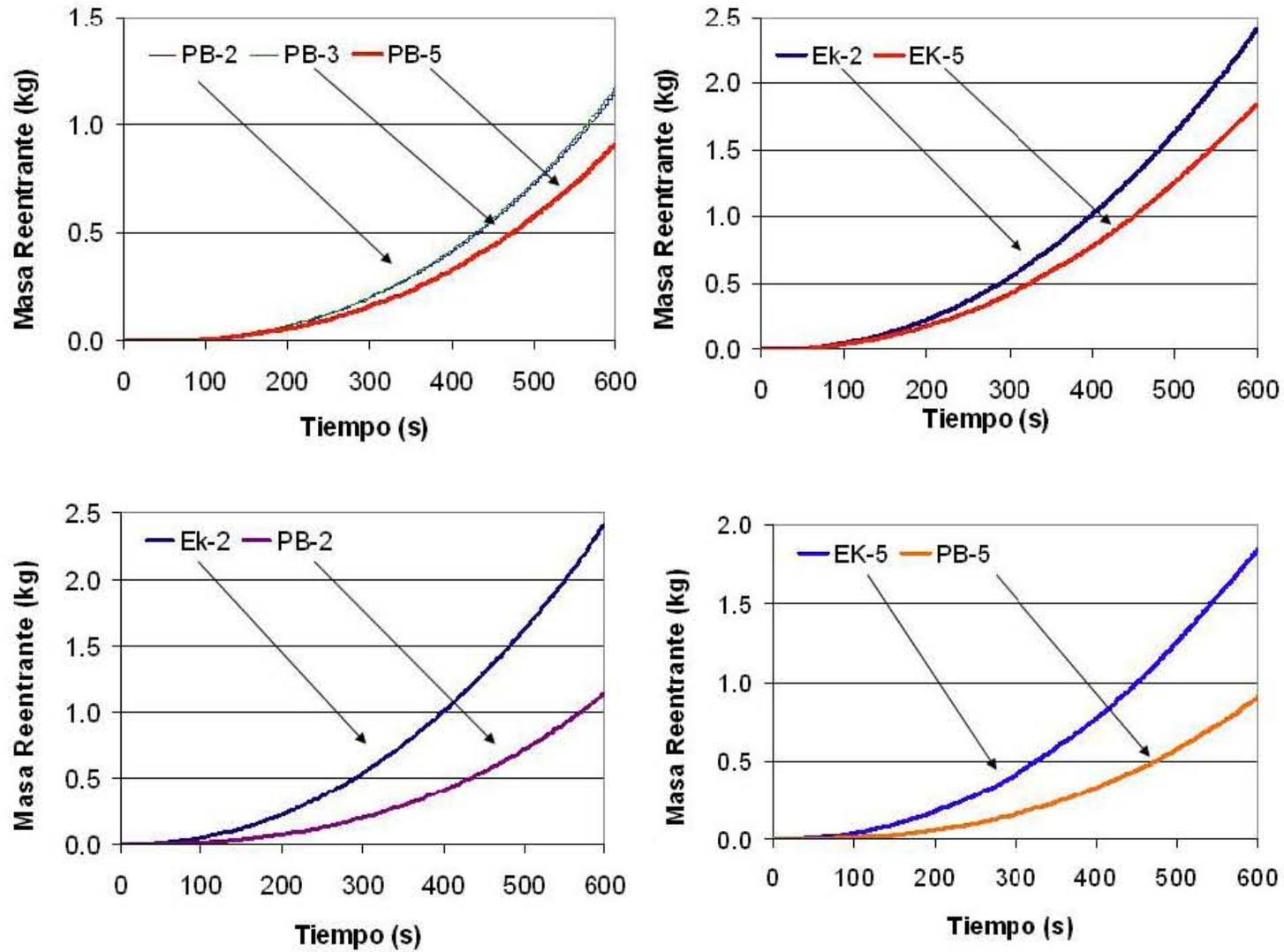
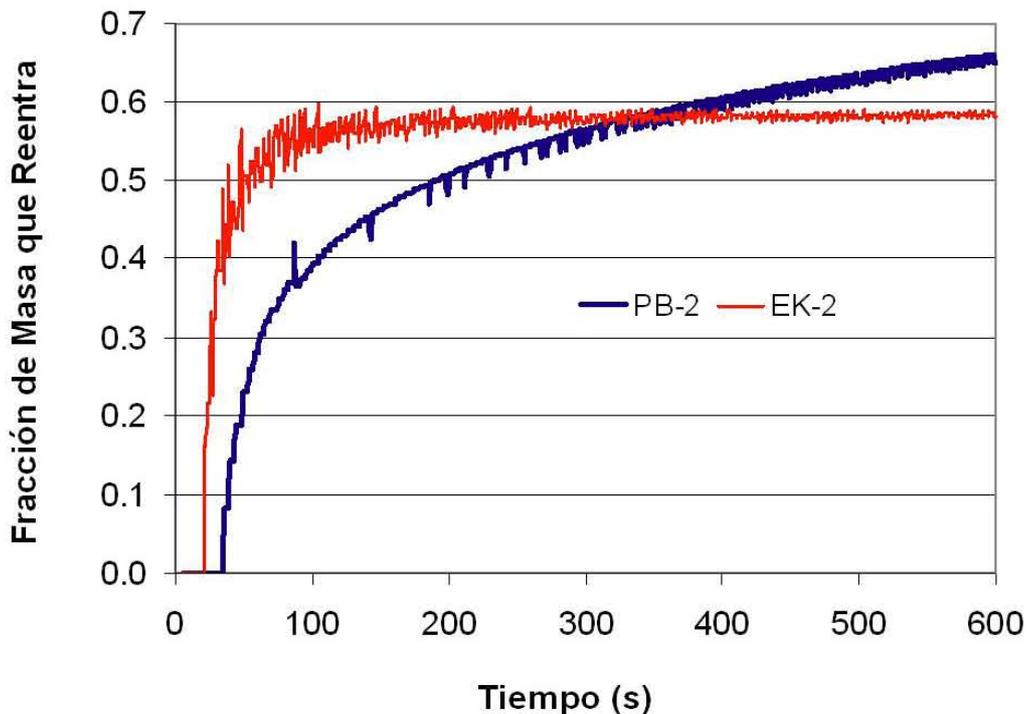


Figura 5-31. Cantidad de Petróleo que regresa a la Superficie para los Experimentos F1, F2, F3, F4 y F5



La figura 5-30 muestra que al igual que la cantidad de petróleo que es introducida en la columna de agua es mayor para el crudo EK (menor densidad, menor viscosidad y menor tensión interfacial), la cantidad de petróleo que regresa a la superficie es mayor. El análisis de los resultados numéricos obtenidos presentados en la figura 5-31, muestra que para el caso del crudo EK la fracción de masa de petróleo que regresa (masa que ingresa / masa que regresa) a la superficie es mayor que la fracción de crudo PB que regresa a la superficie durante los primeros 300 s, al superar los 300 s la fracción de masa del crudo PB que regresa a la superficie sigue creciendo, mientras que la fracción de masa de crudo EK que regresa a la mancha se hace constante. En cierto tiempo se espera que el comportamiento de la fracción de regreso del crudo PB se haga constante. La anterior no necesariamente indica que la masa de crudo total que regresa a la superficie sea mayor para el caso del crudo PB tal como se puede observar en la figura 5-30.

**Figura 5-31. Comparación de la Fracción de Masa de Petróleo que Regresa a la Superficie para los Experimentos los Experimentos F2 y F3**



Finalmente, los resultados de la dispersión vertical de petróleo fueron bastante satisfactorios (ver figura 5-32) encontrando un ajuste promedio de 0.96 con respecto a los datos experimentales obtenidos por Delvigne y Sweeney (1988). Retomando algunos de los datos presentados en la tabla 5-4 en la tabla 5-5 se presenta un análisis comparativo de los resultados experimentales y numéricos. Es importante señalar que durante la simulación de los cinco casos experimentales se empleó un valor de  $S_{cov}$  (variable denominada como fracción de área del cuerpo de agua cubierta por la mancha de petróleo) igual a 0.0022, variable descrita previamente en la sección 4.3.

**Tabla 5-6. Comparación de los Datos Experimentales y Numéricos**

Experimento	Tipo de Petróleo	Masa Inicial (kg)	Oleaje			Datos Experimentales		Datos Calculados		Ajuste
			Tipo	Hb (m)	T (s)	Masa Dispersa a 8 min (kg)	% de masa Dispersa	Masa Dispersa a 8 min (kg)	% de masa Dispersa	
F1	PB0	45	5	1.4	3.5	0.247	0.54	0.261	0.58	0.986
F2	PB0	45	2	1.9	4.2	0.387	0.86	0.386	0.85	0.999
F3	Ek0	40.4	2	1.9	4.2	1.080	2.67	1.070	2.64	0.990
F4	PB0	45	3	1.8	4.1	0.468	1.04	0.397	0.88	0.929
F5	Ek0	40.4	5	1.4	3.5	0.710	1.75	0.773	1.91	0.937

El menor ajuste entre los datos experimentales y los datos calculados para los experimentos F2 y F3 se debe principalmente a la relación que debe existir entre el periodo de ingreso de masa a la columna de agua y el periodo de tiempo en que un grupo de gotas de cierto tamaño alcanza el nivel de celdas superior, lo cual está en relación directa con la velocidad terminal media de los rangos de tamaños de gotas definidas, que por ejemplo para las gotas de diámetro entre 70 y 200 micras la velocidad terminal media es  $1.9 \times 10^{-3}$  m/s por lo que requiere 8.8 horas para ascender un metro, para las gotas de diámetro entre 200 y 400 micras la velocidad terminal media es  $9.38 \times 10^{-3}$  m/s por lo que requiere 1.8 horas para ascender un metro, y para las gotas de diámetro entre 200 y 400 micras la velocidad terminal media es  $1.74 \times 10^{-1}$  m/s por lo que requiere 5.7 segundos para ascender un metro.

En las figuras 5-33 y 5-34 se observa una figura de pastel en la cual se compara la influencia relativa del proceso de dispersión vertical y el proceso de evaporación para el tiempo de 480 s. Estos dos procesos son los más importantes en la evolución de los derrames de petróleo en zonas litorales. En dichas figuras se observa que si bien la evaporación es más de 5 veces mayor que la dispersión vertical, la dispersión vertical continuara creciendo en la medida que las condiciones hidrodinámicas presentes y las propiedades de los hidrocarburos lo permitan, mientras que la evaporación encuentra su valor máximo en cierto tiempo característico, no mayor a un día de acuerdo a los resultados complementarios incluidos en el anexo 5.

De acuerdo a lo anterior se puede inferir que el proceso de dispersión natural se convierte en el proceso que ocasiona la mayor pérdida de masa para un hidrocarburo de medio a pesado (densidades mayores a  $900 \text{ kg/m}^3$ ), tal como el crudo PB empleado en los experimentos simulados, y que la evaporación es el proceso de mayor importancia para los derrames de petróleo de crudos ligeros (densidades del orden de  $800 \text{ kg/m}^3$ ), tal como el crudo EK empleado en los experimentos simulados. En general la evaporación es el proceso que ocasiona las mayores pérdidas de masa en un derrame de petróleo durante las primeras horas de evolución.

Figura 5-32. Cantidad de Petróleo que Permanece Dispersa y Suspendida para los Experimentos F1, F2, F3, F4 y F5

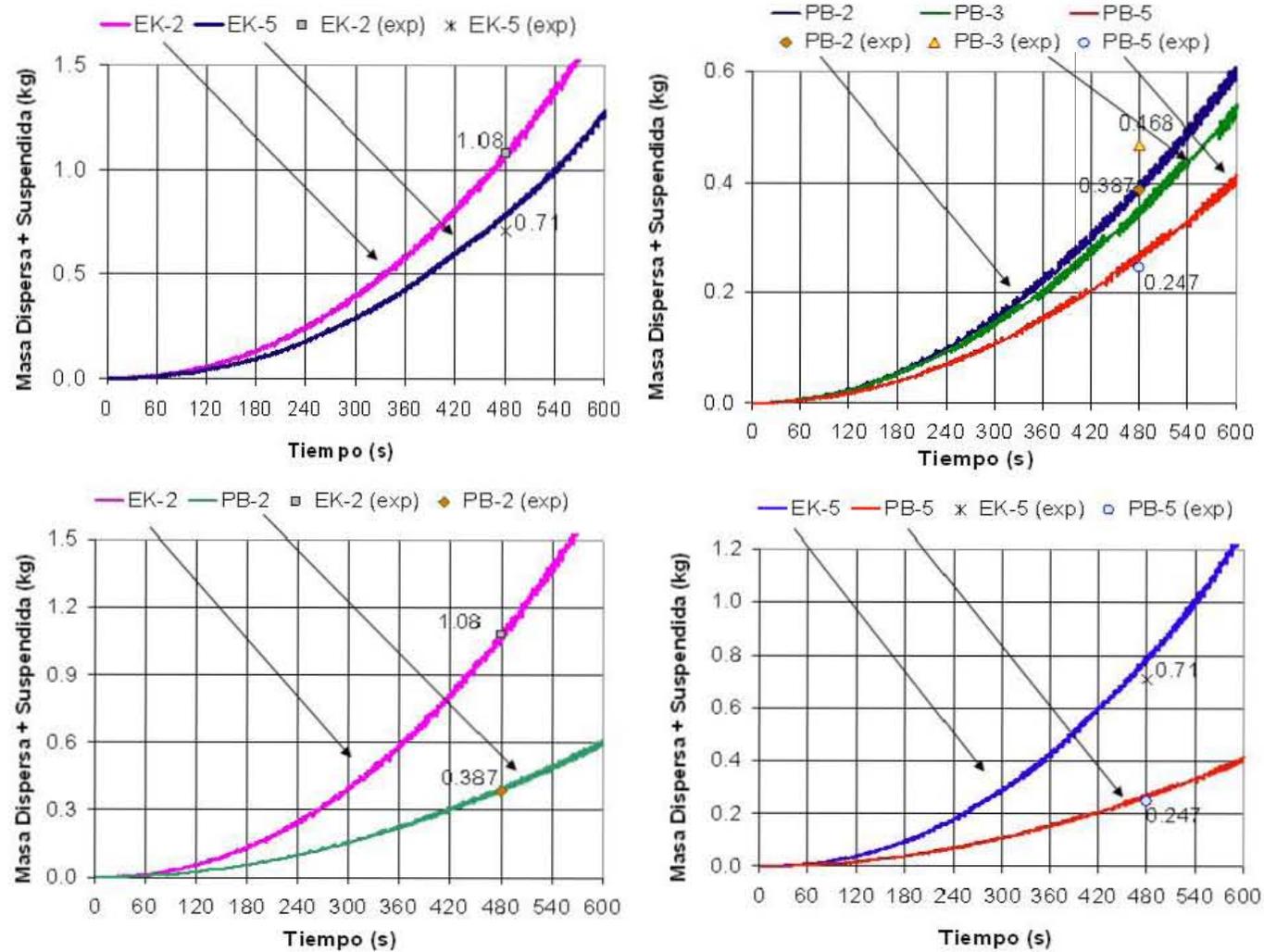


Figura 5-33. Comportamiento Relativo de los Procesos de Evaporación y Dispersión Vertical para el Crudo PB Durante el Experimento F2 para t=480 s

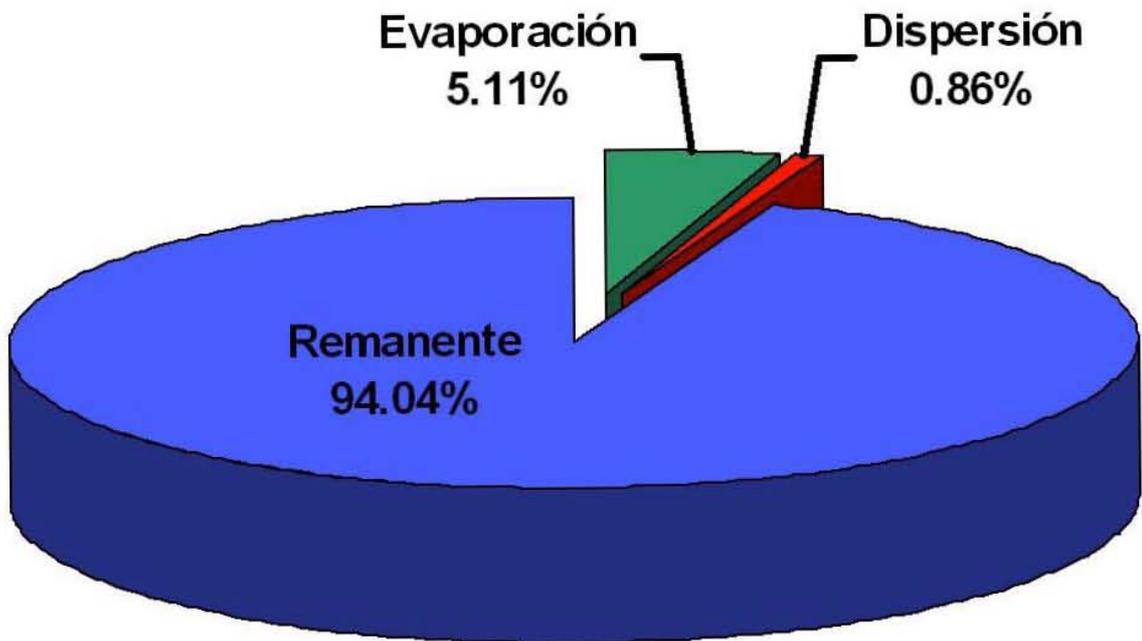
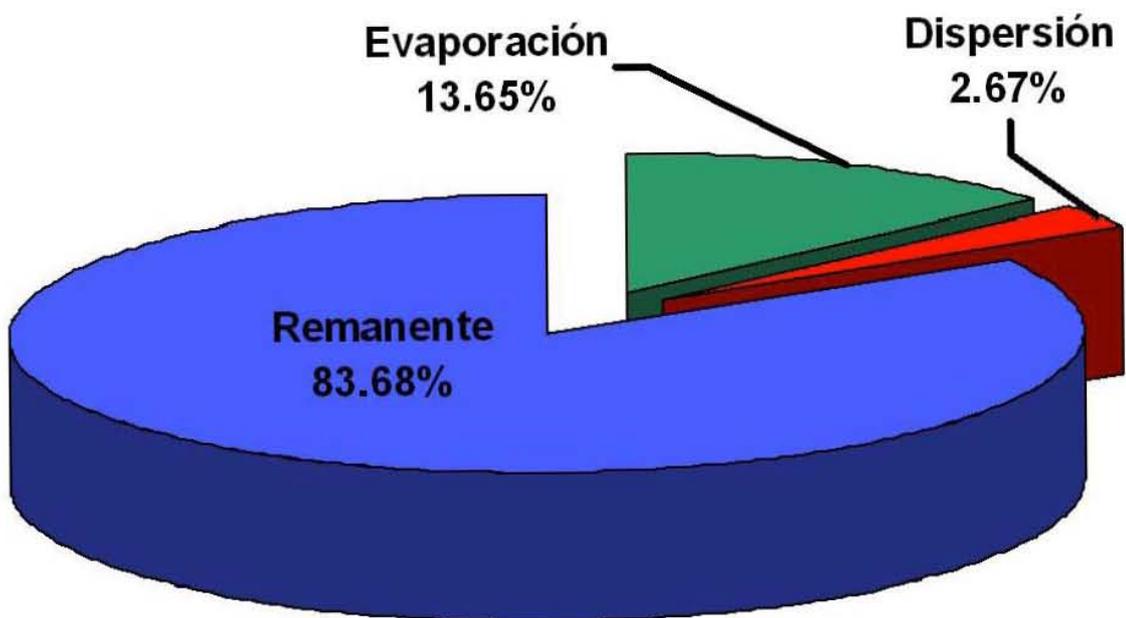


Figura 5-34. Comportamiento Relativo de los Procesos de Evaporación y Dispersión Vertical para el Crudo EK Durante el Experimento F3 para t=480 s



## 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 Conclusiones

Se implementó un modelo matemático para estimar el comportamiento de la dispersión vertical de un derrame de petróleo en zonas litorales, como parte de un modelo hidrodinámico de aguas someras basado en la analogía de flujo compresible. El modelo matemático del comportamiento de la dispersión vertical se basó en los estudios experimentales (Forrester, 1971; Lynch, 1987; Delvigne y Sweeney, 1987; Lunel, 1993; Brandvik et al., 1996) y teóricos (Johansen, 1982; Kolluru et al., 1994, Elliott, 1986<sup>a,b</sup> Li y Garret, 1998, Tkalich y Chan, 2003; Shaw, 2003) realizados hasta el momento, y se validó con base en el trabajo experimental de Delvigne et al (1987, 1988).

El estudio de la dispersión natural del petróleo en agua se puede dividir en tres partes fundamentales, la primera de ellas relacionada con las condiciones hidrodinámicas del cuerpo de agua en el cual ocurre el derrame de petróleo, la segunda parte relacionada con la cantidad y profundidad de intrusión del petróleo introducido en la columna de agua, y la tercera asociada a la distribución y comportamiento de las gotas de petróleo dispersadas en el agua.

Los modelos matemáticos empleados para el estudio de la dispersión vertical se pueden clasificar en modelos sencillos, cuyos resultados consisten simplemente en la estimación de la fracción de petróleo disperso por unidad de tiempo con base en constantes de cálculo, y los modelos detallados que buscan adicionalmente determinar el perfil de la concentración de las gotas de petróleo introducidas en el agua.

Se analizaron y compararon los modelos matemáticos para la estimación de la dispersión vertical de derrames de petróleo (Audunson, 1979; Mackay et al., 1980; Huang, 1984; 1987; Tkalich y Chan, 2003), con observaciones experimentales, encontrando que ninguno de ellos es capaz de representar el comportamiento detallado del petróleo presente en la columna de agua (distribución y magnitud), ya que se basan en estimaciones globales del petróleo que ha sido dispersado. El modelo de Mackay (1980), parece ser el más consistente, ya que se basa en el criterio que las gotas de petróleo de diámetro menor a 70 micras permanecen indefinidamente dispersas, criterio confirmado posteriormente por las observaciones experimentales de Lunel (1993).

La interpretación y análisis de los estudios experimentales del comportamiento y distribución de las gotas de petróleo introducidas en la columna de agua luego del rompimiento de una ola, no dependen de las condiciones turbulentas presentes en la columna, sino de la razón de disipación de energía turbulenta generada por la ola, mientras que el tamaño de las gotas presentes en la columna de agua luego del rompimiento de una tiene una cierta dependencia de las condiciones turbulentas presentes en la columna de agua que aún no se ha podido establecer con claridad. El

tamaño de las gotas presentes en la columna de agua luego del rompimiento de una ola oscila entre 0 y 800 micras (Lunel, 1993; Delvigne y Hulsén, 1994), puesto que las gotas de mayor tamaño regresan a la superficie de forma casi instantánea.

Se han realizado estudios experimentales (Delvigne y Sweeney, 1987; 1988) y teóricos (Li y Garret, 1998) acerca del comportamiento de las gotas de petróleo presentes en una columna de agua en condiciones turbulentas estacionarias. El análisis de los datos experimentales y los resultados del modelo matemático implementado en este trabajo (Delvigne et al., 1988) permitió establecer que el tamaño y distribución de las gotas presentes en la columna de agua depende luego del rompimiento de una ola depende de la disipación de energía debida al rompimiento de las olas propio de un estado transitorio.

El modelo de Delvigne y Sweeney (1988) para la estimación de las gotas de petróleo que pueden permanecer dispersas en una columna de agua bajo condiciones estacionarias de turbulencia representa adecuadamente los datos experimentales, a pesar de depender de un coeficiente empírico propuesto por Reed et al (1994). Los modelos de Hinze (1955) y Li y Garret (1998) tienen en cuenta a la tensión interfacial como un parámetro sensible para las estimaciones del diámetro de las gotas junto con la viscosidad, la densidad y la razón de disipación de energía; estas últimas incluidas por el modelo de Delvigne. Sin embargo, los resultados de los dos modelos Hinze (1955) y Li y Garret (1998) arrojan resultados cualitativamente buenos, pero en promedio un orden de magnitud por encima de lo esperado.

Los casos experimentales de dispersión de petróleo en una columna de agua bajo condiciones estacionarias de turbulencia muestran que el diámetro de las gotas es fuertemente sensible a la variación de la razón de disipación de energía, y al cambio de la viscosidad, medianamente sensible al cambio de la tensión interfacial, y poco o nada sensible a la variación de la densidad.

Se encontró que las gotas presentes en la columna de agua se pueden clasificar en dos tipos, las gotas dispersas cuyos diámetros oscilan entre 0 y 70 micras y las gotas suspendidas cuyos diámetros son mayores a 70 micras (Lunel, 1993). Las gotas dispersas permanecen en la columna de agua luego de ser introducidas, mientras que las gotas suspendidas regresan a la superficie a velocidades que dependen de su diámetro.

La cantidad de petróleo dispersada en la columna de agua es función de la cantidad y la frecuencia de energía que es disipada después del rompimiento de una ola. En los experimentos simulados se emplearon tres tipos de oleaje característicos en los cuales varió la altura de la ola y el periodo del oleaje. La simulación de las tres condiciones de oleaje mostró que para combinaciones diferentes de oleaje es posible encontrar que la cantidad de petróleo introducido al agua es similar, tal como se observa para los experimentos F2 y F4.

Se encontró que a mayor altura de ola la cantidad de petróleo introducido es mayor, que entre más pequeño es el periodo del oleaje es mayor la dispersión y, que entre menor es la viscosidad del petróleo es mayor el petróleo dispersado. Por ejemplo para los experimentos F2 y F3 realizados bajo las mismas condiciones de oleaje, pero con diferente crudo, se encontró que luego de 8 minutos se habían introducido al agua 2.5 kg de crudo Ekofisk y 1 Kg de crudo Prudhoe Bay; igualmente para los experimentos F1 y F5 realizados bajo las mismas condiciones de oleaje, se encontró que luego de 8 min la cantidad de crudo Ekofisk dispersada es de 1.5 kg, y la cantidad de petróleo dispersada de crudo Prudhoe Bay es de 0.7 kg. En ambas situaciones experimentales bajo las mismas condiciones de oleaje la cantidad de crudo Ekofisk - EK dispersado

fue un poco más del doble de la cantidad de crudo Prudhoe Bay - PB dispersado luego de 8 minutos (ver tabla 5-4 y 5-5 para la descripción de los experimentos).

La disipación de energía turbulenta está asociada a la distribución de los diámetros de gotas presentes en la columna de agua, sin embargo aún no se cuenta con la suficiente evidencia experimental para establecer las relaciones entre la energía turbulenta y los tamaños de gota suspendidos en la columna de agua. El intervalo de diámetro de gotas introducido luego del rompimiento de una ola, varía entre 5 y 1000 micras de acuerdo a los experimentos de Delvigne y Sweeney (1988). Sin embargo para el cálculo de la masa de petróleo suspendida, es decir, que regresa a la superficie, y la masa de petróleo dispersa, es decir, que permanece en la columna de agua, se encontró que el criterio establecido por Lunel (1993), quien reportó que las gotas con diámetro menor a 70 micras permanecen dispersas, es apropiado para el modelado de la dispersión vertical de petróleo.

Con base en las anteriores conclusiones y la propuesta de cálculo del petróleo disperso en la columna de agua realizada por Delvigne y Hulsén (1994), se establecieron cuatro rangos significativos de gotas cuya concentración fue estudiada en el tiempo, a saber:

- **Rango uno:** gotas entre 0 y 70 micras.
- **Rango dos:** gotas entre 70 y 200 micras.
- **Rango tres:** gotas entre 200 y 400 micras.
- **Rango cuatro:** gotas entre 400 y 800 micras.

Se identificaron cuatro elementos fundamentales que caracterizan la dispersión vertical: (1) a medida que transcurre el tiempo el petróleo presente en la columna de agua va creciendo con una razón proporcional a la altura del oleaje y a la frecuencia del mismo, (2) igualmente la cantidad acumulada de petróleo que regresa a la superficie aumenta con el tiempo, (3) la profundidad a la cual son introducidas las gotas de petróleo es proporcional a la altura del oleaje y, (4) la cantidad de crudo EK (densidad igual a  $808 \text{ kg/m}^3$  y viscosidad igual a  $8 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ ) introducido en la columna de agua es mayor que la cantidad de crudo PB (densidad igual a  $900 \text{ kg/m}^3$  y viscosidad igual a  $92 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ ) introducido bajo las mismas condiciones hidrodinámicas debido a sus propiedades iniciales.

Los resultados numéricos de la dispersión vertical de petróleo tuvieron un ajuste promedio de 0.96 con respecto a los datos experimentales obtenidos por Delvigne y Sweeney (1988). Durante la simulación de los cinco casos experimentales se empleó un valor de  $S_{cov}$  (variable denominada como fracción de área del cuerpo de agua cubierta por la mancha de petróleo) igual a 0.0022.

Existen diversas teorías para el estudio de la hidrodinámica de los cuerpos de agua, al igual que diferentes formas de clasificarlas, siendo la más completa la propuesta por Avila et al. (2004), las cuales se basan en los factores que intervienen tanto en la generación, como en la restauración del oleaje.

La teoría hidrodinámica de aguas someras basada en la analogía de flujo compresible permite representar adecuadamente los principales fenómenos asociados a las zonas litorales tales como, las interacciones entre oleajes, cambios de profundidad y ancho de flujo, influencia del viento, fricción de fondo y modelado de las condiciones turbulentas, entre otros.

Se encontró que la viscosidad turbulenta es 6 órdenes de magnitud mayor que la viscosidad laminar, mientras que la razón de disipación de energía turbulenta varían

entre  $10^{-1}$  y  $10^{-5}$   $m^2/s^3$ , siendo mayor en las zonas cercanas del rompimiento de la ola, dichos valores coinciden con las observaciones reportadas por Thorpe (1984b), Delvigne y Sweeney (1988) y, Li y Garret (1998), entre otros (ver sección 4.4.1.2.1).

## 6.2 Recomendaciones

Sería importante contar con un dispositivo experimental apropiado para realizar pruebas del comportamiento de petróleo bajo la influencia de oleaje y corrientes, el cual debería contar con la instrumentación para medir concentraciones de gotas en la columna de agua, concentraciones superficiales, video y tratamiento de efluentes contaminados entre otros. Dicho dispositivo experimental serviría adicionalmente para realizar programas de entrenamiento de las personas responsables de atender este tipo de emergencias.

Sería adecuado realizar estudios acerca del comportamiento de la dispersión natural de petróleo bajo diferentes escenarios posibles en zonas de interés para la industria petrolera mexicana, con el fin de identificar la forma óptima en que se deberían preparar las diferentes instancias gubernamentales y privadas para atender una contingencia de este tipo.

Es recomendable conformar e involucrar a un grupo de investigación orientado a proponer soluciones de ingeniería aplicada para la industria petrolera, en cuyo espacio de trabajo debería participar universidades, institutos de investigación, empresas estatales y empresas privadas.

## 6.3 Trabajos Futuros

Existe una gran incertidumbre sobre el comportamiento de las gotas denominadas dispersas cuyo diámetro es menor a 70 micras, ya que estas gotas tienden a adicionarse a materia suspendida aumentando su densidad y en algunos casos pueden llegar a sedimentar.

Existe poca evidencia experimental acerca de la influencia del espesor de la mancha de petróleo sobre la dispersión vertical, algunos autores consideran que la dispersión vertical no depende del espesor de la mancha (Delvigne y Sweeney, 1988), pero sus experiencias carecen de validez para manchas de petróleo que se encuentran dominadas por el régimen de tensión superficial. Por otra parte, algunos de los experimentos orientados a determinar la influencia de la aplicación de dispersantes sobre la dispersión vertical dejan abierta la pregunta acerca del efecto de estos dispersantes sobre la zona iridiscente (Ross, 2000)

El estudio de la evolución de los derrames de petróleo en cuerpos de agua, es una compleja relación entre las condiciones meteorológicas de la zona donde ocurre, y la magnitud y las propiedades del petróleo derramado. Se puede aceptar de manera genérica que dentro de una mancha de petróleo coexisten tres regímenes de escurrimiento (inercial, viscoso y de tensión superficial), cada uno de ellos dominado por el equilibrio entre las fuerzas mecánicas que actúan sobre él (inercia, gravedad, rozamiento y tensión superficial). Cada una de las zonas es caracterizada por una coloración particular de la mancha (la zona en régimen inercial y viscoso es oscura, y la zona en régimen de tensión es iridiscente), un espesor y una rapidez de escurrimiento (Fay, 1971), por lo que es recomendable contar con un modelo que

pueda integrar estas condiciones, a la vez que sea sensible a los diferentes parámetros empleados para definirlos.

Shaw (2003), explica que el rompimiento de las olas colapsa la mancha de petróleo, dispersando una fracción de este petróleo en gotas que son introducidas dentro de la columna de agua a profundidades que están relacionadas con la altura de la ola, dichas gotas de petróleo van acompañadas de burbujas de aire, las cuales juegan un papel importante en el posterior fraccionamiento de las gotas en gotas más pequeñas. Los tres mecanismos dominantes en el fraccionamiento de las gotas de petróleo en otras más finas son: la conocida inestabilidad de Raleigh-Taylor, el esfuerzo cortante de las burbujas de aire y los posteriores rompimientos de ola; por su parte Sterling et al. (2003), plantean la importancia de la cinética de los procesos de agregación de gotas. Sin embargo, aún no se ha avanzado lo suficiente en el entendimiento separado de cada uno de los procesos, ya que aún no se cuenta con una evidencia experimental completa y, los modelos teóricos no son totalmente consistentes, por lo que estas temáticas deberían ser una línea de investigación a seguir en el corto plazo.

Los resultados experimentales de Lynch (1987) permitieron comprobar que la razón inicial de dispersión (primeros 20 min) estaba relacionada con el contenido de asfaltenos, sin embargo no fue posible establecer una relación en función de las características físicas del crudo. Por otra parte, se observó que la razón de dispersión final de petróleo se ve reducida por la influencia del estado inicial de emulsificación del petróleo derramado. De igual forma el porcentaje de agua introducida en la emulsión de petróleo se ve influenciados por el porcentaje inicial de petróleo disperso. Sería conveniente desarrollar detalladamente estas observaciones experimentales.

## 7 REFERENCIAS

- Agrawal Y., Terray E., Donelan M., Hwang P., Williams III, Drennan W., Kahma K., Kitaigorodskii S., (1992), "Enhanced Dissipation of Kinetic Energy Beneath Surface Waves", *Nature*, 359, 219-220.
- Aravamudan K., Raj P., Newman E., Tucker W, (1980), Breakup of Oil on Rough Seas – Simplified Models and Step by Step Calculation, Report CG-D-69-79 for US Department of Transportation, US Coast Guard Office of Research and Development, Washington DC.
- ASCE. (1996). "State-Of-The-Art Review of Modeling Transport and Fate of Oil Spills". American Society of Civil Engineers. *Journal of Hydraulic Engineering*. 122- 11: 594–609.
- Avila A., Pedrozo A., Silva R., Simmonds D., (2004), "Principales Teorías para el Modelado Matemático de la Propagación del Oleaje", IV Congreso Internacional de Puertos y Costas, Asociación Mexicana de Ingeniería Portuaria, Marítima y Costera.
- Audunson T (1979), "Fate of Oils Spill on the Norwegian Continental Shelf", Oil Spill Conference, Los Angeles, California.
- Bassin J. y Ichiye T. (1977). "Flocculation Behavior of Suspended Sediment and Oil Emulsions". *Journal of Sedimentary Petrology*. 47-2:671-677.
- Battaglia C. (1999). "Calpuff and Safe Air: Comparison and Against Fields Experiments above Hilly Terrain". Sixth International Conference on Harmonization within Atmospheric Dispersion Modeling for Regulatory Purposes. October 11-14. INSA of Rouen. France.
- Battjes J., Janssen J., (1978), "Energy Loss and Setup due to Breaking of Random Waves", *Proc. 16<sup>th</sup> Int. Conf. on Coastal Engn.*, American Society of Civil Engineers, NY, 569-587.
- Battjes J., (1990), *The Sea*, In Le Mehaute, Vol.: 9, Capt.: 13, Ocean and Engineering Science, New Cork, Wiley, 467-493.
- Battjes J., (1994), "Shallow Water Wave Modelling", *Proc. Int. Symp.: Waves Physical and Numerical Modelling*, Vancouver, 1-23.
- Bautista E., Pérez D., Casarín R., (2004), "Solución de las Ecuaciones para Aguas poco Profundas utilizando un Método en Volumen Finito", XVIII Congreso Nacional de Hidráulica, San Luis Potosí, 2004.
- Beer T., Humphries R., Bouwhuis, (1983), "Modelling Near shore Oil Slick Trajectories", *Marine Pollution Bulletin*, 14, 4:141,144.

- Bertin J., Sobey R., Stive M., (1984). Mecánica de Fluidos para Ingenieros, Prentice Hall. México.
- Betancourt F., Palacio A., Rodriguez A., (2005), "Effects of the Mass Transfer Process in Oil Spill", American Journal of Applied Sciences, In Press, 2005.
- Betancourt F., Wellens A., Palacio A., (2003), "Statistical Evaluation of an Oil Spill Dispersion Model", Proceeding of OMAE'3, 22ST International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, June 8-13, Cancun, México, OMAE – 37495.
- Betancourt F., Palacio A., Rodriguez A., (2002), "Mass Loss Evaluation in Oil Spills", Proceeding of OMAE'2, 21ST International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, June 23-28, Oslo, Norway, OMAE – 28168.
- Betancourt F., Palacio A., Rodriguez A., (2002), "A Numerical Method for the Calculation of an Oil Spill Spreading", Proceeding of OMAE'2, 21ST International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, June 23-28, Oslo, Norway, OMAE – 28167.
- Betancourt F., (2001), Modelado Numérico de Derrames de Hidrocarburos en Cuerpos de Agua, Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Bird B., Stewart W. y Lightfoot E. (1976). Transport Phenomena. Wiley International Edition. Singapur.
- Blikely D., Dietzel A., Glass P., Van Kleef, (1977), "Slicktrack – A Computer Simulation of Offshore Oil Spill, Cleanup, Effect y Associated Cost", Proceeding Oil Spill Conference, Americam Petroleum Institute, Washington, DC.
- Blokker P. C. (1964). "Spreading and evaporation of petroleum product on water". Proc. Ninth Int. Harbor Conf. Antwerp.
- Blue F. L. y Rajagopal, (1969), Open Channel Transitions In Supercritical Flow, The Pennsylvania State University.
- Borthwick A., Joynes S., (1992), "Laboratory Study of Oil Slick Subjected to Near Shore Circulation", Journal of Environmental Engineering, 118, 6:905-922.
- Bouwmeester R., Wallace R., (1986), "Oil Entrainment by Breaking Waves", Proceeding of the Ninth Arctic Marine Oil Spill Program Technical Seminar, Environment Canada, 39-49.
- Brebbia C.A., (2001), Oil SIPI Modelling and Precesses, WITpress.
- Brandvik P., Strom-Kristiansen T., Lewis A., Daling P., Reed M., Rye H., Jensen H., (1996), "The Norwegian Sea Trial 1995 Offshore Testing of Two Dispersant Application Systems and Simulation of an Underwater Pipeline Leakage a Summary Paper", Proceeding of 19<sup>th</sup> AMOP Technical Seminar, Environment Canada, Attawa, Ontario, 1395-1415.
- Buckmaster J. (1973). "Viscous-Gravity Spreading of Oil Slick". Journal Fluid Mechanics. 59-3:481–491.

- Burger J., (1997), Oil Spills, Rutgers University Press.
- Cardoso L. G., (1999), Modelos Teóricos de Oleaje, Tesis de Maestría, Doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería.
- Cenepa E. y Builjes P. (1999). "Methodology of Model Testing and Application to Dispersion Simulation above Complex Terrain". Sixth International Conference on Harmonization within Atmospheric Dispersion Modeling for Regulatory Purposes. October, 11-14. INSA of Rouen. Francia.
- Chao X., Shankar J., Cheong H., (2001), "Two and Three Dimensional Oil Spill Model For Coastal Waters", *Ocean Engineering*, 28, 1557-1573.
- Chao X., Shankar J., Wang S., (2003), "Development and Application of Oil Model for Singapore Coastal Waters", *Journal of Hydraulic Engineering*, 129, 7, 495-503.
- Cheng N., Law A., Findikakis N., (2000), "Oil Transport in the Surf Zone", *Journal of Hydraulic Engineering*, 126,11, 803-809.
- Chen F., Yapa P., (2005) "Estimation the Oil Droplet Size Distributions in Deepwater and Shallow Water Oil Spill", In press, *Journal of Hydraulic Engineering*.
- Crawford W., Cretney W., Cherniawsky J., Hannah, (2002), Modelling Oceanic Fates of Oil, Drilling Muds and Produces Water from the Offshore Oil and Gas Industry, with Application to the Queen Charlotte Basin, Canadian Science Advisory Secretariat, Report.
- Cohen Y., Mackay D. y Shiu W. (1980). "Mass Transfer Rates between Oil Slicks and Water". *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. 58:569–575.
- Cooper N. (1999). "A Review of the Model Validation Kit (Boot) and the Draft ASTM Validation Procedures". Sixth International Conference on Harmonization within Atmospheric Dispersion Modeling for Regulatory Purposes. October, 11-14. INSA of Rouen. France.
- Coptly N., Otay E., Work P., (2000) "Residual Contamination at Seabed due to Vertical Transport of Oil", *Proc. 2<sup>th</sup> International Conference on Oil Spill in the Mediterranean and Black Sea Regions*, Istanbul, 245-257.
- Daling P., Mackay D., Mackay N, Brandvik P., (1990), "Droplet Size Distributions in Chemical Dispersion of Oil Spill: Towards a Mathematical Model", *Oil and Chemical Pollution*, 7:173-198.
- Daling P., Brandvik P., Mackay D. y Johansen O. (1991). "Characterization of Crude Oils for Environmental Purposes". *Oil and Chemical Pollution*. 7:199-224. Inglaterra.
- Dalling P. S. y Strom T. (1999). "Weathering of Oil at Sea: Model/Field Data Comparisons". *Spill Science and Technology Bulletin*. 5-1:63-74.
- Davies L., Daniel F., Swannell R., Braddock J., (2001), Biodegradability of Chemical-Dispersed Oil, Minerals Management Service, Alaska Department of Environmental Conservation, United States Coast Guard, Report: AEAT/ENV/R0421.

- Dean R. y Dalrymple R., (1984), Water Wave Mechanics for Engineers and Scientists, Prentice-Hall.
- Dean R. y Dalrymple R., (2002), Coastal Processes with Engineering Applications, Cambridge University Press.
- Delvigne G., (1987), Measurements of Vertical Turbulent Dispersion and Diffusion of Oil Droplets and Oiled Particles, Minerals Management Service. WL/Delft Hydraulics, Report Z75, Report MMS87-0111.
- Devigne G. y Sweeney C.E. (1988). "Natural Dispersion of Oil". Oil and Chemical Pollution. 4:281-310.
- Delvigne G., (1993), "Natural Dispersion of Oil by Different Sources of Turbulence", Oil Spill Conference, 1: 415-419.
- Delvigne G., Hulsen L., (1994), "Simplified Laboratory Measurement of Oil Dispersion Coefficient Application in Computations", In proceedings of the 17<sup>th</sup> Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP), 1: 173-187.
- Delvigne G., (2002), "Physical Appearance of Oil in Oil Contaminated Sediment", Spill Science and Technology Bulletin, 8, 1:55-63.
- Department of the Army, (1990), Shore Protection Manual, 4 ed., 2 printing, Washington.
- Di Pietro N. y Cox R. (1980). "The Containment of Oil Slick by a Boom Placed Across a Uniform Stream". Journal Fluid Mechanics. 96-3:613-640.
- Di Pietro N., Huh C. y Cox R. (1978). "The Hydrodynamics of the Spreading of One Liquid on the Surface of Another". Journal Fluid Mechanics. 84-3:529-549.
- Donelan M., (1978), "Whitecaps and Momentum Transfer", In: Proceedings of the NATO Conference on Turbulent Fluxes through the Sea Surface, Wave Dynamics, and Prediction", Plenum, NY, 273-287.
- Drivas P. (1982), "Calculation of Evaporative Emissions from Multicomponent Liquid Spills", Environmental Science Technology, 6:726-728.
- Duncan J., (1981), "An Investigation of Breaking Waves Produced by a Towed Hydrofoil", Proc. Royal Soc., 377, 331-348.
- Elliot A., (1986), "Shear Difusión and the Spread of Oil in the Surface Layers of the North Sea", Dt. Hydrology Z., 39:113-137.
- Elliott A., Hurford N., Penn J., (1986), "Shear Diffusion and the Spreading of Oil Slick", Marine Pollution Bulletin, 17, 7: 308-313.
- Espinosa H. (2000), Simulación Numérica del Flujo en Tanques Agitados Mecánicamente. Facultad de Ingeniería. División de Estudios de Posgrado. Tesis de Maestría. México.
- Espinosa H. y Pech R. (1997). Método de Volumen Finito. Instituto de Ingeniería, Compilación, México.

- Fay J., (1969), The Spread of Oil Slick on a Calm Sea, ed by D. Hoult, Plenum Publication. New York. 53-63.
- Fay J., (1971), "Physical Processes in the Spread of Oil on the Water Surface". American Petroleum Institute. proc. joint conf. on Preventing and Control of Oil Spills. 463-467.
- Findikakis A. y Law A. Papadimitrakis Y. (1998). "Assessment of the Risk of Shore Contamination by Offshore Oil Spills". Model Formulation Oil and Hydrocarbon. Spills, Modeling, Analysis and Control, Computational Mechanics Public as Hurts, 209–220.
- Fingas M. (1996). "The Evaporation of Oil Spills: Prediction of Equations Using Distillation Data". Spill Science and Technology Bulletin. 3-4:191–192.
- Fingas M. (1997). "The Evaporation of Oil Spills: Prediction of Equations using Distillation Data", Proceedings of the 20th Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, Environment Canada, 1–20.
- Fingas M., Fieldhouse B. y Mullin J. (1999). "Water-in-oil Emulsions Result of Formation Studies and Applicability to Oil Spill Modelling". Spill Sciences and Technology Bulletin. 5-1:81-91.
- Finkelstein K., Gundlach E., (1981), "Method for Estimating Spilled Oil Quantity on Shoreline", Environmental Science and Technology, 15, 5, 545-549.
- Fletcher C. (1988). Computational Techniques for Fluid Dynamics, Springer-Verlag, Australia.
- French R., (1988), Hidráulica de Canales Abiertos, McGraw-Hill.
- Forrester, W., (1971), "Distribution of Suspended Oil Particles Following the Grounding of Tanker Arrow", Journal Marine Research, 29:141-170.
- Foda M. y Cox R. (1980). "The Spreading of Thin Liquid Films on a Water-Air Interface". Journal Fluid Mechanics. 101-1, 33–51.
- Freedman B. (1989). Oil Pollution Environmental Ecology. The Impacts of Pollution and Other Stresses on Ecosystem Structure and Function. Academic Press inc. Harcourt Brace Jovanovich Publishers. Nova Scotia. Canadá.
- Fuentes M. O., (1996), Propagación del Oleaje en la Proximidad de la Costa, Tesis Doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería.
- Fueyo N. (1996). Mecánica de Fluidos Computacional para Ingeniería. Universidad de Zaragoza, España.
- Galt J. (1988). "Uncertainty Analysis Related to Oil Spill Modeling". Spill Science and Technology Bulletin. 4-4:231–238. Seattle. Estados Unidos.
- Garcia-Martinez R. (1998). "Some Recommendations for Testing Oil Spill Computer Models". Oil and Hydrocarbon Spills, Modeling, Analysis and Control. 97–105.

- Grant H., Moilliet A., (1962), "The Spectrum of the Cross-Stream Component of Turbulence in Tindal Stream", J. Fluid. Mech., 13, 237-240.
- Gundlach E., Reed M. Spaulding M., (1987), "Development of a Coastal Oil Spill Model", Coastal Zone 1987, Oil Spill Model, 3892 – 3901.
- Hanif M C., (1993), Open Channel Flow, Prentice Hall.
- Hasselmann K., (1974), "On Spectral Dissipation of Ocean Waves due to Whitecapping", Boundary-Layer Meteorology, 6, 107-127.
- Harlow F.H. y Nakayama P.I. (1968). Transport of Turbulence Energy Decay Rate. LA-3854, Los Alamos Science Lab., U. California, USA.
- Henderson F. M., (1966). Open Channel Flow, The Macmillan Company, New York.
- Herbich J., (1992), Handbook of Coastal and Ocean Engineering Vol. 3: Harbours, Navigational Channels, Estuaries, Environmental Effects, Houston Texas, USA.
- Hill R., Lowles I., Teasdale I., Chambers N., Puxley C. y Parker T. (1999). Comparison between Field Measurements of 85-KR around the BNFL Sellafield Reprocessing Plant and the Predictions of the NRPB R-91 and UK-ADMS Atmospheric Dispersion Models". Sixth International Conference on Harmonization within Atmospheric Dispersion Modeling for Regulatory Purposes. October, 11-14. INSA of Rouen. Francia.
- Hinze J., (1955), "Fundamentals of the Hydrodynamic Mechanism of Splitting in Dispersion Processes", A.I.Ch.E. Journal, 1, 289-295.
- Holthuysen L., Herbers T., (1986), "Statistic of Breaking Waves Observed as Whitecaps in the Open Sea", J. Phys. Ocean., 16, 290-297.
- Hoult D. (1972). "Oil Spreading on the Sea". Annual Review Fluid Mechanics. 4:341–367.
- Hossain K., Mackay D. (1980). "Demoussifier – A New Chemical for Oil Spill Countermeasures". Spill Technology Newsletter, Noviembre.
- Huang (1984), "A Review of the State of the Art of Oil Spill Fate/Behavior Models", Proc, 1983 International Oil Spill Conference. American Petroleum Institute, Washington, DC, 313-322.
- Hunter J., (1980), "An Interactive Computer Model of Oil Spill Motion", Proc. Of Oceanology Int. '80, Brighton, U.K., 42-50.
- ICCOPR (1997), Interagency Coordinating Committee on Oil Pollution Research, Oil Pollution Research and Technology Plan, Report, USA.
- ITOPF. (1998). "Effects of Marine Oil Spills Fate and Effects". International Tanker Owners Pollution Federation. <http://www.itopf.com/effects.html>.
- ITOPF. (1999). "Fate of Marine Oil Spills". International Tanker Owners Pollution Federation. <http://www.itopf.com/fate.html>

- ITOPF. (2000). "Historical Data". International Tanker Owners Pollution Federation. <http://www.itopf.com/pstspn.html>.
- Jeffery P., (1981), "Large Scale Experiments on the Spreading of the oil at Sea and its Disappearance by Natural Factors", Proceedings of the 1981 Oil Spill Conference, API, 469-474.
- Jin, X., C. Kranenburg (1993). Quasi-3D Numerical modeling of shallow-water circulation. *ASCE J. Hydr. Eng.* 119 (4) 458-472.
- Jokuty P., Whiticar S., Wang Z., Fingas M., Lambert P., Fieldhouse B. y Mullin J. (2000). A Catalogue of Crude Oil and Oil Product Properties. Environmental Technology Center, [http://www.etcentre.org/spills/oil\\_intr.html](http://www.etcentre.org/spills/oil_intr.html).
- Johansen O., (1982), "Dispersion of Oil from Drifting Slick", Spill Technology Newsletter, November-December.
- Johansen O., (2000), "DeepBlow – A Lagrangian Plume Model for Deep Water Blowouts", Spill Sci. Technol. Bull., 6, 103-111.
- Johns W., Jacobs G., Kindle J., Murray S. y Carron M. (1999), Arabian Marginal Seas and Gulfs, University of Miami, RSMAS Technical Report 2000-01.
- Jones W.P. y Launder B.E. (1972). "The Prediction of Laminarisation with a Two-Equation Model of Turbulence". *International Journal of Heat and Heat and Mass Transfer.* 15:301-314.
- Joynes S., (1989), Doctor Thesis, Horizontal Diffusion of a Buoyant Pollutant in Coastal Water, University of Salford, UK.
- Kiebala L. (1985). "Applied Risk Control for Oil Spills". *Oil and Petrochemical Pollution.* 2:293–299.
- Kolluru V., Spaulding M., Anderson E., (1994), "A Three Dimensional Subsurface Oil Dispersion Model Using a Particle Based Approach", Proceedings of the 17<sup>th</sup> Arctic and Marine Oil Spill Technical Seminar, Vancouver, Canada, 1: 867-894.
- Kolpack R., Plutchak N., Stearns R., (1977), Fate of Oil in a Water Environment – Phase II, a Dynamical Model of the Mass Balance for Released Oil, University of Southern California, Prepared for American Petroleum Institute, API Publication 4313, Washington, DC.
- Komar P., (1988), Beach Processes and Sedimentation, Prentice Hall, 2 ed., USA.
- Komen G., Cavaleri L., Donelan M., Hasselmann K., Hasselmann S., Janssen P., (1994), Dynamics and Modelling of Ocean Waves, Cambridge University Press, NY, 532.
- Koutitas, C., B. O'Connor (1980). "Modeling three-dimensional wind-induced flows" *ASCE J. of Hydr. Div.* 106 (11) 1843-1865.
- Kullenberg G. (1982). Pollutant Transfer and Transport in the Sea. CRC Press. Inc. 1-2, Estados Unidos.

- Lane J., LaBelle R., (2000), "Meeting the Challenger of Potential Deep Water Spills: Cooperative Research Effort between Industry and Government" Proc. Society of Petroleum Engineers Conf., Stavanger, Norway, June, 26-28.
- Lauder B.E. y Spaulding D.B. (1972). Mathematical Models of Turbulence. Academic Press.
- Lehr W., Cekirge H., Fraga R. y Belen M. (1984b). "Empirical Studies of the Spreading of Oil Spills". Oil and Petrochemical Pollution. 2:1.
- Lehr W., Fraga J., Bellen M. y Cekirge H. (1984a). "A New Technique to Estimate Initial Spill Size Using a Modified Fay-type Spreading Formula", Marine Pollution Bulletin, 15-9:326-329.
- Le Méhauté B., (1976), An Introduction to Hydrodynamics and Water Waves, Springer – Verlag.
- Li M., Garret C., (1996), "Breakup of Oil Droplets in Turbulent Flows", Proc. AMOP Seminar, Calgary, Canada.
- Li M., Garret C., (1998), "The Relationship between Oil Droplet Size and Upper Ocean Turbulence", Marine Pollution Bulletin, 36, 12: 961-970.
- Lo J. (1991). "Oil Spill Risk Simulation Model". Journal of Waterway. Coastal and Ocean Engineering, 117-3:285-300.
- Ludwing J. C., Qin H. Q. y Spalding D. B. (1989). The PHOENICS Reference Manual. Technical Report CHAM TR/200. CHAM Ltd. Inglaterra.
- Lunel T., (1993), Dispersion: Oil Droplet Size Measurements at Sea", Proceeding of the 16<sup>th</sup> Arctic and Marine Oil Spill Program (AMOP) Technical Seminar, Environment Canada, 1023-1055.
- Lyman W. J., Reehl W. y Rosenblatt D. H. (1982). Handbook of Chemical property Estimation Methods. Mac Graw-Hill Book Co. New York.
- Lynch B., (1987), Fate of Crude Oil at Sea and the Natural Dispersion of Crude Oils and Water-In-Oil Emulsion: Results of Experiements Using a Laboratory Test Tank a Free Flotating Rings at Sea, Warren Spring Laboratory, Report LR 598 (OP) M.
- Nan'niti T., (1964), "Oceanic Turbulence", Oceanogr. Mag., 16, 35-46.
- Mackay D. y Matsugu R., (1975), "Evaporation Rates of Liquid Hydrocarbon Spills on Land and Water", The Canadian Journal of Chemical Engineering, 51:434-439.
- Mackay, D., Buist I., Mascarenhas, y Paterson S. (1980). Oil Spill Processes and Models. Environment Canada Report EE-8.
- Mackay D., Shiu K., Hossain W., Stiver D., McCurdy, Peterson, (1982), Development and calibration of an oil spill behavior model, Report No. CG-D-27-83. U.S. Coast Guard Research and Development Center, Groton, CT.
- Mackay D., Zargorski, (1982), Studies of Water in Oil Emulsions, Environmental Canada EPS, Report EE-34, Environmental Canada Ottawa.

- Maxwell T., (1977), Numerical Modelling of Free Surface Flow, Thesis, Imperial College of Science and Technology, London.
- Monahan E., O'Muircheartaigh I., (1980), "Optimal Powerlaw Description of Oceanic Whitecap Coverage Dependence on Wind Speed", J. Phys. Ocean., 10, 2094-2099.
- Monin A., Ozmidov V., (1985), Turbulence in the Ocean, Reidel Publishing Company, Netherlands.
- Moroshkin K., (1951), "On the Variability of Energy Dissipation in Stationary Wind Flows in the Baltic Sea", Trudy Inst. Okean. Nauk, 6. 49-58.
- Murray S., (1972), "Turbulence Diffusion of Oil in the Ocean", Limnology and Oceanography, 27, 5:651-660.
- Heumann G., Pierson W., (1966), Principles of Physical Oceanography, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 545.
- Nihoul J. (1984). "A Non-Linear Mathematical Model for the Transport and Spreading of Oil Slicks". Ecological Modeling. 22:325-339.
- NOAA. (1992). "Oil Spill – Case Histories". National Oceanic and Atmospheric Administration. Report HMRAD 92-11. Seattle. Washington.
- NOAA. (1995). Overstreet R. y Galt J. "Physical Processes Affecting the Movement and Spreading of Oils in Inland Waters". National Oceanic and Atmospheric Administration. 1-45. Seattle. Washington.
- NOAA. (2000). Hates M., Hoff R., Michel J., Sholz D. y Shigenaka G., "An Introduction to Coastal Habitats and Biological Resources for oil Spill Response". National Oceanic and Atmospheric Administration. 1-9. Seattle. Washington.
- Okubo A., (1967), "The Effect of Shear in an Oscillatory Current on Horizontal Diffusion from an Instantaneous Source", International Journal Oceanology and Limnology, 1, 3:194-204.
- OSIR. (2000). "Oil Spill Intelligence Report". Oil Spill Intelligence Report. <http://www.cutter.com/osir/orgirst.html> .
- Ozmidov R., (1968), "Horizontal Turbulence and Turbulent Exchange in the Ocean", Moscow, Nauka.
- Patankar S. (1980). Numerical Heat Transfer and Fluid Flow. Hemisphere Publishing Corporation.
- PEMEX. (1998). Manual de Operación para Control de Derrames de Hidrocarburos. Sonda Campeche. Norma GPTA – III – 5. primera versión.
- PEMEX REFINACION. (1988). Plan de Contingencia. Reporte, Instituto de Ingeniería. México.
- Perry C. (1973). Manual del Ingeniero Químico.

- PHOENICS. (1994). Introductory Course on PHOENICS. Inglaterra.
- Psarafits H., Nyhart J. y Betts D. (1983). First Experiences with the Massachusetts Institute of Technology Oil Spill Model. Proceedings Oil Spill Conference 1983. American Petroleum Institute. 301–305.
- Raj P., (1977), Theoretical Study to Determine the Sea State Limit for the Survival of Oil Slick on the Ocean, Report CG-D-90-77, US Coast Guard, Washington DC.
- Rasmussen D. (1985). “Oil Spill Modeling – A Tool for Cleanup Operations”. Proceedings of the 1985 Oil Spill Conference. American petroleum Institute. Washington. 243–249.
- Reed M., Kana T. y Gundlach E. (1988), “Testing and Verification of an Spill Surf Zone Mass Transport Model, Alaska”, OCS Region, Minerals Management Service, 949 east 36th avenue, room 110 anchorage, ak 99508-4302.
- Reed M., Turner C., Odulo A., Isaji T., (1991), Field Test of Satellite Tracked Buoys to Simulate Oil Drift”, Proceeding 1991 International Oil Spill Conference, San Diego, California, USA, 619-628.
- Reed M., Turner C., Odulo A., (1994), “The Role of Wind and Emulsification in Modelling Oil Spill and Surface Drifter Trajectories”, Spill Sciences and Technology Bulletin, 1, 2: 143-157.
- Reed M. y Ekrol N. (1998). “Quantifying Environmental Implications of Alternative Oil Spill Contingency and Response Plans”. Oil and Hydrocarbon Spills, Modeling, Analysis and Control. 3-22.
- Reed M., Johansen O., Brandvik P., Daling P., Lewis A., Fiocco R., Mackay D. y Prentki R. (1999). “Oil Spill Modelling towards the Close of 20th Century: Overview of the State of the Art”. Spill Science and Technology. 5-1:3–16.
- Reed M., Buffagni R., Puletti M. y Daling P. (2000). “Application of the Oil Spill Contingency and Response (OSCAR 2000) Model to on Offshore Field in the Adriatic Sea”. International Marine Environmental Conference 2000 on numerical and physical modeling of environmental processes. Atenas. Grecia.
- Rodi W. (1993). Turbulence Models and their Application in Hydraulics. A state-of-the-art review. 3rd Ed. IAHR Monograph, Balkema, Rotterdam NL.
- Ross S.L., (2000), Technology Assessment of the Use of Dispersants on Spills from Drilling and Production Facilities in the Gulf of Mexico Outer Continental Shelf, Mineral Management Service, USA.
- Rye H., Brandvi, (1997), “Verification of Subsurface Oil Spill Models “, Proceeding of the 1997 International Oil Spill Conference, IOSC, Washington, DC, 551-557.
- Sann A. y Wayment E. (1985). “Protection of the Marine Environmental from Hydrocarbon Pollution - an Integrated Planning Approach for Oil Terminals”. Oil and Petrochemical Pollution, 2:193-205.
- Shen H., Yapa P. y Ha A. (1994). Modeling Oil Spills in a River-Lake System. Journal of Marine System. 4-6:453–471.

- Shen H. y Yapa P. (1988). "Oil Slick Transport in Rivers". Journal of Hydraulic Engineering. 114-5:529-543.
- Shiu W., Bobra M., Bobra A., Maijamen A., Suntio I. y Mackay D. (1990). "The Water Solubility of Crude Oils and Petroleum". Oil and Chemical Pollution. 7:57-84.
- Silva R., (2004), Análisis y Descripción del Oleaje, Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Silva R., (2004), Documento de Referencia y Manual de Usuario del Programa WAPO2D, Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- SINTEF. (2000). Oil Weathering Manuals. The Foundation for Scientific and Industrial Research at the Norwegian Institute of Technology. [http://www.sintef.no/units/chem/environment/main\\_OVM.htm](http://www.sintef.no/units/chem/environment/main_OVM.htm) .
- Skiba Y., y Parra G. (1999). "Mathematics of Oil Spills: Existence, Uniqueness, and Stability of Solutions" Geofísica Internacional, 38-2:117-124.
- Sobey R. y Barker C. (1997). "Wave-Driven Transport of Surface Oil". Journal of Coastal Research. 3-2:490–496.
- Sobey R. (1983). "Fractional Step Algorithm for Estuarine Mass Transport". International Journal for Numerical Methods in Fluid. 3:567–581.
- Soto J. (1996). "Plan Nacional de Contingencia". Boletín del Programa Yum-Kaax. Universidad Autónoma de Campeche. 2-5: .
- Spaulding D.B. (1972). A Novel Finite-Difference Formulation for Differential Expressions Involving Both First and Second Derivatives. Int. Journal Numerical Methods Engineering, 4:551.
- Spaulding D.B. (1982). Four lectures on the PHOENICS computer code. CFD/82/5. CFD Unit. Imperial College. University of London.
- Spaulding D.B., (1985), "The Computational of Flow around Ships with Allowance for Free Surface and Density Gradient Effects", Proceedings of the 1st International Maritime Simulation Symposium, Munich, 101-113.
- Spaulding D.B. (1994). The PHOENICS reference manual V2.0.
- Spaulding M. (1988). "A State-of-the-art Review of Oil Spill Trajectory and Fate Modeling". Oil and Chemical Pollution. 4:39 – 55.
- Stive M., Dingemans M., (1984), Calibration and Verification of a One-Dimensional Wave Energy Decay Model, Delft Hydraulics, Report M1882, Delft, The Netherlands.
- Stiver W. y Mackay D. (1984). "Evaporation Rate of Spills of Hydrocarbons and Petroleum Mixtures", Environmental Science Technology, 18:834–840.
- Sterling M., Auterieth R., Bonner J., Page C., Ernest A., (2003), "Application of Particle Population Kinetics in Modeling the Vertical Transport of Chemically Dispersed Crude Oil", Proc. 26<sup>th</sup> AMOP Technical Seminar, Environment Canada, Ottawa, 2, 787-798.

- Shtokman V., (1947), "On the Energy Dissipation of Stationary Flows Exited by Unsteady Winds in Closed Homogeneous Basin", *Metorol. I Gidrometeorol*, 6, 53-64.
- Stolsenbach, K., Madsen, O. S., Adams, E. E., Pollack, A. M. y Cooper, C. (1977). "A Review and Evaluation of Basic Techniques for Predicting the Behavior of Surface Oil Slicks". Report 222. Dep. Civil Engineering. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge, Mass.
- Stone, H.L. (1968). Iterative Solution of Implicit Approximation of Multidimensional Partial Differential Equations. SIAM J. Num. Analysis 5.
- Streeter V. y Wylie B. (1985). Mecánica de los Fluidos, Mc Graw Hill, 6ta ed., México.
- Shaw J., (2003), "A Microscopio View of Oil Slick Break up and Emulsion Formation in Breaking Waves", *SIPI Science and Technology Bulletin*, 8, 5-6: 491-501.
- Suda K., (1936), "On Dissipation of Energy in Density Currents", *Geophys. Mag*, 10, 131-243.
- Swamp Group, (1985), *Ocean Waves Modeling*, Plenum Press, NY, 256.
- Taylor G., (1918), "Tindal Friction in the Irish Sea", *Phil. Trans. Roy. Soc.*, A220, 1-92.
- Thorpe S., (1984a), "A Model of the Turbulent Diffusion of Bubbles below the Sea Surface", *Journal of Physical Oceanography*, 14: 841-854.
- Thorpe S., (1984b), "On the Determination of  $K_v$  in the Near Surface Ocean from Acoustic Measurements of Bubbles", *Journal of Physical Oceanography*, 14: 855-863.
- Tkalich P., Xiaobo C., (2001), "Accurate Simulation of Oil Slicks", *Proc.*, 17<sup>th</sup> Int. Oil Spill Conf., API, Tampa, Florida, 1133-1137.
- Tkalich P., Hunda M., Hoong K. (2003), "A multiphase Oils Spill", *Journal of Hydraulic Research*, 41, 2: 115-125.
- Tkalich P., Chan E. (2002), "Vertical Mixing of Oil Droplets by Breaking Waves", *Marine Pollution Bulletin*, 44: 1219 – 1229.
- The Open University Walton Hall. (1989). Ocean Circulation. Milton Keynes. MK7 6AA. England.
- Venkatram A. (1982). "A Framework for Evaluating Air Quality Models". *Boundary-Layer Meteorology*. 24:371-385.
- Venkatram A. (1983). "Uncertainty in Predictions from Air Quality Models". *Boundary-Layer Meteorology*. 27:185-196.
- Venkatram A. (1999). "Applying a Framework for Evaluating the Performance of Air Quality Models". Sixth International Conference on Harmonization within Atmospheric Dispersion Modeling for Regulatory Purposes. October, 11-14. INSA of Rouen. Francia.

- Versteeg H. y Malalasekera W. (1995). An Introduction to Computational Fluid Dynamics – The Finite Volume Method. Longman Scientific and Technical. Malacia.
- Vicente y Rodríguez W. (2000). Simulación Numérica de la Combustión y Formación de Contaminantes en Llamas Turbulentas Premezcladas Pobres. Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza. España.
- Villarreal A. y Anguiano F. (1996). Diseños Experimentales: Conceptos y Aplicaciones. DEPMI. UNAM.
- Villegas H. G., (1995), Hidráulica de Canales, Fundación ICA.
- Vreugdenhil C., (1994), Numerical Methods for Shallow Water Flow, Kluwer Academic Publishers, Netherlands.
- Vongvisessomjai S., Fuh Y. y Yin A. (1993). "A Mathematical Model of an Oil Spill in the Uppergulf of Thailand". *Oil and Petrochemical Pollution*. 1:2.
- Weiyang T, (1992), Shallow Water Hydrodynamic, Water and Power Press, Beijing, China.
- Willmott C. (1981). "On the Validation of Models". *Physical Geography*, 2:2,184-194.
- Wu J. (1975). "Wind-Induced Drift Currents". *Journal Fluid Mechanics*. 68-1:49– 70.
- Wu J. (1980). "Wind-Stress Coefficients over Sea Surface near Neutral Conditions – A Revisit". *Journal of Physical Oceanography*. 10:727–740.
- Yapa P. y Shen H. (1994a). "Modelling River Oil Spills: a Review, *Journal of Hydraulic Research*. 32-5:765–782.
- Yapa P., Shen H., Angamma K., (1994b), "Modeling Oil Spill in a River – Lake System", *Journal of Marine Systems*, 4, 453-471.
- Yapa P., Chen F., (2004), "Behavior of Oil and Gas from Deepwater Blowouts", *Journal of Hydraulic Engineering*, 130, 6: 540-553.
- Young I., (1999), *Wind Generated Ocean Waves*, Elsevier Ocean Engineering Book Series, Netherlands.
- Yu, X. (1987). Turbulent channel flow under the action of surface wind-stress. *Report no. 2-87*, Lab. of Fluid Mech. Dept. of Civil. Engrg. Delft Univ. of Tech., Delft, NL.
- Zannetti P. (1990). Air Pollution Modeling: Theories, Computational Methods and Available Software. IBM Scientific Centre, Noruega.
- Zheng L., Yapa P., (2000), "Bouyant Velocity of Spherical and Nonspherical Bubbles/Droplest" *J. Hydraul. Eng.*, 126(11), 852-854.
- Zhi-wei L., Shu-Shen, Z. y Mead C. (2000). "Modeling of the Behavior of Marine Oil Spills: Applications Based on Random Walk Techniques". *Journal of Environmental Sciences*. 12-1:1–6.

Zhubrin S. (1997). "ROSA: Mathematical Background and Applications", VII International PHOENICS User Conference. Sevilla. España.

# ANEXO 1. EXPERIMENTOS ACERCA DE LA EVAPORACIÓN, LA EMULSIFICACIÓN, EL ESCURRIMIENTO Y EL CAMBIO DE PROPIEDADES EN DERRAMES DE PETRÓLEO

Para la comparación de los fenómenos de evaporación, emulsificación, escurrimiento y cambio de propiedades se emplearon los experimentos reportados por Daling et al (1999) y Zhi-Wei et al (2000), las condiciones experimentales y resultados se describen a continuación.

## 1. Pruebas de campo de Daling et al (1999)

En la zona noruega del Mar del Norte, se realizaron dos pruebas de campo con el fin de determinar cómo se comportaba un derrame de petróleo bajo diferentes condiciones ambientales. Estos estudios de campo fueron realizados con la colaboración de la Asociación de Empresas Petroleras de Noruega (NOFO) y la Autoridad Ambiental Noruega (NPCA).

Las pruebas de campo se llevaron a cabo en junio de 1994 y agosto de 1995, con las siguientes características:

La prueba de junio de 1994 comprendió dos derrames de 20 m<sup>3</sup> de crudo parafinado tipo Sture Blend. Las condiciones de viento variaron entre 7 y 10 m/s y la temperatura promedio fue de 283 °K durante los 2.5 días que duró el ensayo (ver tabla 1).

Los resultados de la evaporación fueron tratados en forma separada para cada uno de los derrames, mientras que la viscosidad se reportó de manera conjunta, tal como se observa en la tabla 2.

**Tabla 1. Características de los experimentos de junio de 1994**

Características	
Tipo de crudo	Sture Blend
Volumen	20 m <sup>3</sup>
Número de derrames	2
Velocidad del viento	7 – 10 m/s
Densidad	840 kg/m <sup>3</sup>
Temperatura	283 K

Fuente: Daling et al (1999)

En agosto de 1995, las pruebas se realizaron con crudo nafténico tipo Troll. El primer día se provocaron tres derrames de 15 m<sup>3</sup> cada uno, con unas condiciones de viento que variaron entre 6 y 9 m/s y una temperatura promedio de 288 °K. El segundo día se provocaron dos derrames de 25 m<sup>3</sup>, en condiciones de relativa calma (la velocidad del viento varió entre 2 y 6 m/s) y a la misma temperatura promedio del día anterior (ver tabla 2).

**Tabla 2. Resultados experimentales de junio de 1994**

Tiempo (min)	Evaporación (%)
<b>Derrame Charlie</b>	
15	5
36	15
63	20
180	26
390	30
780	34
<b>Derrame Tango</b>	
60	19
120	25
240	23
300	24
330	27
420	29
480	30

Tiempo (min)	Viscosidad (m <sup>2</sup> /s)
0	4.76E-05
15	9.52E-05
36	1.43E-04
60	4.76E-04
180	9.52E-04
348	4.76E-03
708	7.14E-03
1,560	1.07E-02

Fuente: Daling et al (1999)

Tabla 3. Características de los experimentos de agosto de 1995

a) primer día

Características	
Tres derrames iguales	
Tipo de crudo	Troll Blend
Volumen	15 m <sup>3</sup>
Número de derrames	3
Velocidad del viento	6 a 9 m/s
Densidad	893 kg/m <sup>3</sup>
Temperatura	288 °K

b) segundo día

Características	
Dos derrames iguales	
Tipo de crudo	Troll Blend
Volumen	25 m <sup>3</sup>
Número de derrames	2
Velocidad del viento	2 a 6 m/s
Densidad	893 kg/m <sup>3</sup>
Temperatura	288 °K

Fuente: Daling et al (1999)

Los resultados experimentales de las pruebas efectuadas en agosto de 1995 fueron agrupados según se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 4. Resultados experimentales de agosto de 1995

a) contenido de agua: primer día

Tiempo (min)	Contenido de agua (%)
15	5
30	30
132	56
210	58
420	73
660	78
1500	73
1800	78

b) viscosidad del petróleo: primer día

Tiempo (min)	Viscosidad (m <sup>2</sup> /s)
0	4,48E-05
15	4,82E-05
30	4,82E-05
60	2,24E-04
126	6,72E-04
204	8,96E-04
408	3,92E-03
660	4,48E-03
1500	6,72E-03
1800	8,96E-03

c) contenido de agua: segundo día

Tiempo (min)	Contenido de agua (%)
24	2%
36	5%
48	4%
180	25%
408	37%

d) viscosidad del petróleo del segundo día

Tiempo (min)	Viscosidad (m <sup>2</sup> /s)
24	2,80E-05
36	4,26E-05
48	5,04E-05
180	2,46E-04
408	5,04E-04

Fuente: Daling et al (1999)

La variación de los datos de contenido de agua y evaporación se puede explicar con base en el cambio de las condiciones de las pruebas (velocidades de viento, temperatura, entre otras) y por el tratamiento dado a los datos experimentales, ya que para el primer día se agruparon los resultados de los derrames y para el segundo los de dos.

## 2. Prueba de campo de Zhi-wei et al (2000)

Zhi-wei et al (2000), reportaron una prueba de campo de julio de 1987, también realizada en el Mar del Norte, en la cual se liberaron 24.31 m<sup>3</sup> de crudo Forties, bajo condiciones de viento fuerte (10 m/s) y temperatura promedio de 288 °K. Para un periodo de tres días, se registró la evaporación, el contenido de agua y el cambio de viscosidad del derrame. En las tablas siguientes se presentan los resultados de la prueba; en este caso, las variaciones de los datos experimentales también son explicadas por el cambio de las condiciones de las pruebas.

**Tabla 5. Características de los experimentos de julio de 1987**

Características	
Tipo de crudo	Forties
Masa	20 Ton
Volumen	24,31 m <sup>3</sup>
Velocidad del viento	ND m/s
Densidad	822,7 kg/m <sup>3</sup>
Temperatura	ND K

Fuente: Zhi-wei et al (2000)

**Tabla 6. Resultados experimentales de julio de 1987**

a) evaporación

Tiempo (min)	Evaporación (%)
86	28
171	30
557	34
300	38
1,371	40
1,714	42
2,014	42
2,931	47
3,214	49
3,429	50
4,543	46

b) contenido de agua

Tiempo (min)	Contenido Agua (%)
86	23
129	50
300	55
1,371	58
1,629	72
1,971	67
3,000	67
3,086	62
3,343	60
4,371	58
4,457	57
4,500	60

c) viscosidad del petróleo

Tiempo (min)	Viscosidad m <sup>2</sup> /s
0	1,82E-04
86	2,43E-04
171	6,08E-04
343	4,25E-03
600	1,82E-03
1,457	3,65E-03
1,671	1,22E-02
1,971	1,22E-02
3,000	1,22E-02
3,471	2,43E-02
4,586	1,22E-02

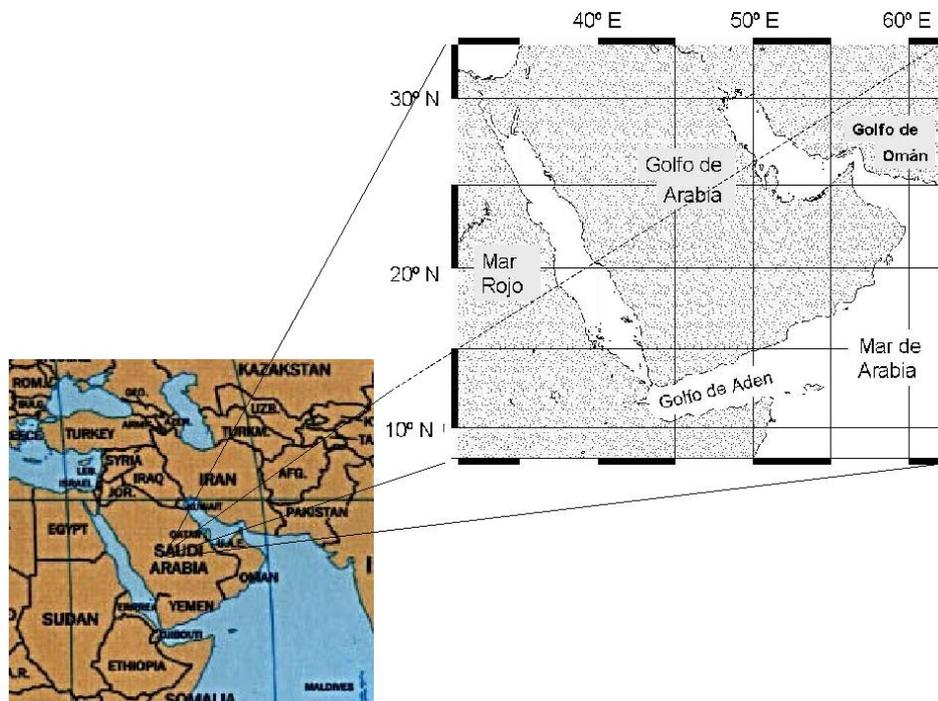
Fuente: Zhi-wei et al (2000)

### 3. Experimentos acerca del Escorrimento

- Experimento de Lerh et al (1984, 1984<sup>a</sup>) para estimar el área de la mancha de Petróleo

Lerh et al (1984, 1984a) realizaron un experimento en el Golfo de Arabia para determinar cuál era la forma de evolución del área de tres derrames de petróleo (ver figura 1). Primero se liberaron 2.06 m<sup>3</sup> de crudo árabe pesado, después 3.02 m<sup>3</sup> de crudo árabe ligero y finalmente 8.11 m<sup>3</sup> del mismo crudo, en las fechas y condiciones indicadas en el tabla 7. A estos derrames provocados se les realizó un seguimiento por medio de fotografías aéreas que posteriormente fueron analizadas y dieron como resultado una serie de correlaciones polinomiales en función del tiempo, las cuales describen el crecimiento de la mancha en las condiciones de la prueba (ver tabla 8).

Figura 1. Ubicación del experimento de derrame de petróleo



Fuente: Modificado de Johns et al (1999)

**Tabla 7. Parámetros experimentales de la estimación del área**

Parámetro	Tamaño del derrame (m <sup>3</sup> )		
	2.06	3.02	8.11
Tipo de hidrocarburo	Arábico pesado	Arábico ligero	Arábico ligero
Fecha de experimento	5/Dic/82	12/Dic/82	21/Dic/82
Hora de realización	8:59 a.m.	9:20 a.m.	8:25 a.m.
Duración (min)	121	148	329
Dirección del viento	ESE	NW	NW
Velocidad del viento (m/s)	7.65	7.14	5.1
Altura de las olas (m)	0.61 – 0.91	0.31 – 0.61	0.31 – 0.61
Temperatura ambiente (°K)	294	293	289

Fuente: Lerh et al (1984).

**Tabla 8. Ecuaciones para determinar el área de los derrames de petróleo**

Volumen (m <sup>3</sup> )	Área	Ecuación*
2.06	Oscura	$A=0.148+0.439t-0.005t^2$
	Iridiscente	$A=-8.32+2.27t$
3.02	Oscura	$A=0.485+0.183t$
	Iridiscente	$A=-0.549+0.638t$
8.11	Oscura	$A=0.308+0.336t-0.00405t^2$
	Iridiscente	$A=-21.0+2.81t$

Fuente: Lerh et al (1984).

\* A, es el área en miles de metros cuadrados y t, es el tiempo en minutos.

Se identificaron tres zonas de la mancha: una oscura, que se disipa rápidamente; otra zona periférica denominada de brillo o iridiscente, que crece lentamente; y una zona intermedia. La zona oscura se localizó fácilmente cuando el experimento se realizó con crudo pesado; esta zona se encarga de alimentar las otras dos zonas del derrame. Lehr et al (1984) sugieren que la dificultad para poder encontrar una correlación que se ajuste a todas las zonas de la mancha se debe a los regímenes de flujo predominante en cada una de ellas, tal como lo describe Fay (1971). Los investigadores encontraron que el crecimiento de las manchas de 3.02 y 8.11 m<sup>3</sup> se explica mejor por medio de una línea, ya que el aumento es más rápido debido a las propiedades del hidrocarburo (viscosidad y densidad menores) y a las condiciones experimentales (como la velocidad del viento), las cuales se presentan en la tabla 7.

Los resultados de los experimentos de Lerh et al (1984) se pueden observar en la tabla 9, en la cual no se incluyen datos para los derrames de 2.06 y 3.02 m<sup>3</sup> debido a que en estos casos los autores sólo presentaron las ecuaciones halladas para el cálculo del área.

**Tabla 9. Resultados de la estimación del área para el derrame de 8.11 m<sup>3</sup>**

Tiempo (min)	Zona oscura (m <sup>2</sup> )	Área Zona iridiscente (m <sup>2</sup> )
25	11,428	50,000
30	10,714	64,285
40	14,000	85,714
60	15,714	128,571
80	25,714	200,000
100	26,429	250,000
280	73,571	742,857
295	55,714	828,571

Fuente: Lerh et al (1984).

La tabla 10 presenta los valores experimentales del espesor medidos para los derrames de 3.02 y 8.11 m<sup>3</sup>, hallados con base en el análisis de fotografías aéreas, los cuales confirman que el espesor de la mancha de petróleo es variable no solo en el tiempo, sino a lo largo de la mancha; por tanto se encontró que la función de espesor promedio es solo una aproximación de la realidad, tal como se muestra en la tabla 3-32 (Lerh et al, 1984a). Los espesores de los derrames de 3.02 y 8.11 m<sup>3</sup> fueron agrupados a criterio del autor, ya que estas pruebas fueron realizadas bajo condiciones similares y con el mismo tipo de crudo (ver tabla 11), debido a ello para un mismo tiempo se encuentren varios valores de espesor.

Lerh et al (1984) no determinaron algunas de las variables hidrodinámicas necesarias para la modelación numérica del experimento; por tanto fue necesario consultar información secundaria para determinar las velocidades de las corrientes de agua y el ángulo relativo con respecto a la dirección del viento. En las figuras 2 a 4, se presenta en forma general el comportamiento de la batimetría, meteorología e hidrodinámica del área del experimento de acuerdo con Johns et al (1999).

**Tabla 10. Espesores experimentales de la zona oscura para los derrames de 3.02 y 8.11 m<sup>3</sup>**

Tiempo (min)	Espesor (m x 10 <sup>-4</sup> )	Tiempo (min)	Espesor (m x 10 <sup>-4</sup> )
15	1.75	50	0.40
25	5.25	55	1.50
30	2.50	60	19.50
30	4.20	60	1.00
30	5.90	65	9.20
30	9.70	75	1.40
30	10.25	100	1.50
30	8.70	145	6.30
30	2.50	295	0.30
35	4.30	320	2.00
40	0.50	320	0.50
50	2.30	325	0.40

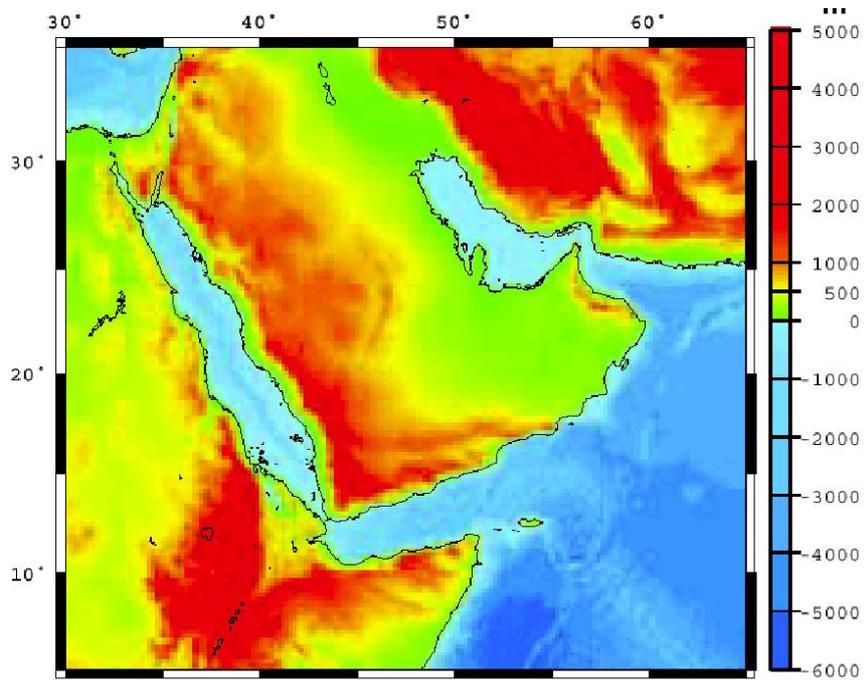
Fuente: Lerh et al (1984a)

**Tabla 11. Espesores promedios calculados para la zona oscura de los derrames de 3.02 y 8.11 m<sup>3</sup>**

Tiempo (min)	Espesor (m x 10 <sup>-4</sup> )
10	3.00
60	2.25
110	2.00
160	1.50
210	1.25
260	1.00
310	0.50
360	0.40

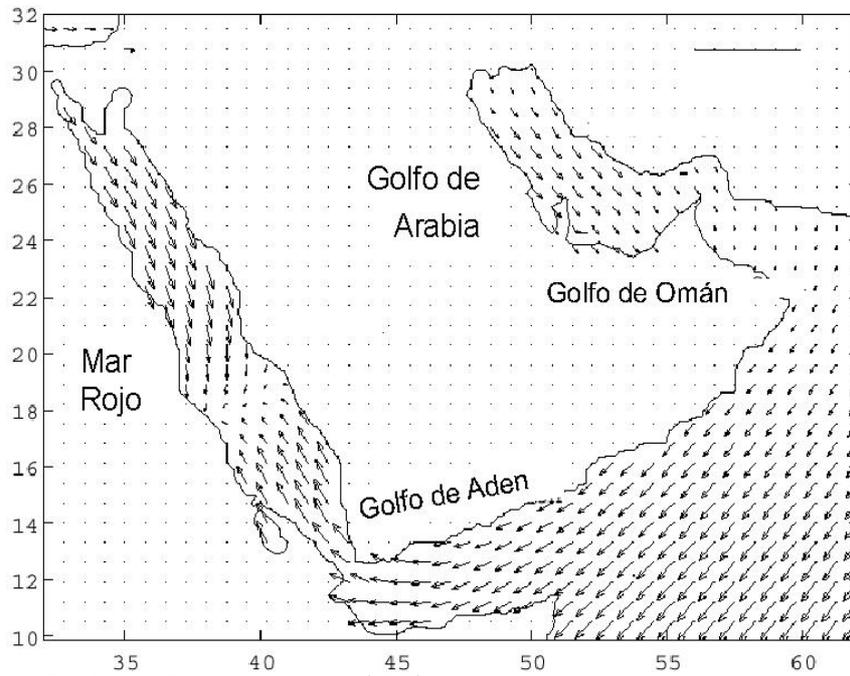
Fuente: Lerh et al (1984a).

Figura 2. Batimetría del experimento de derrame de petróleo



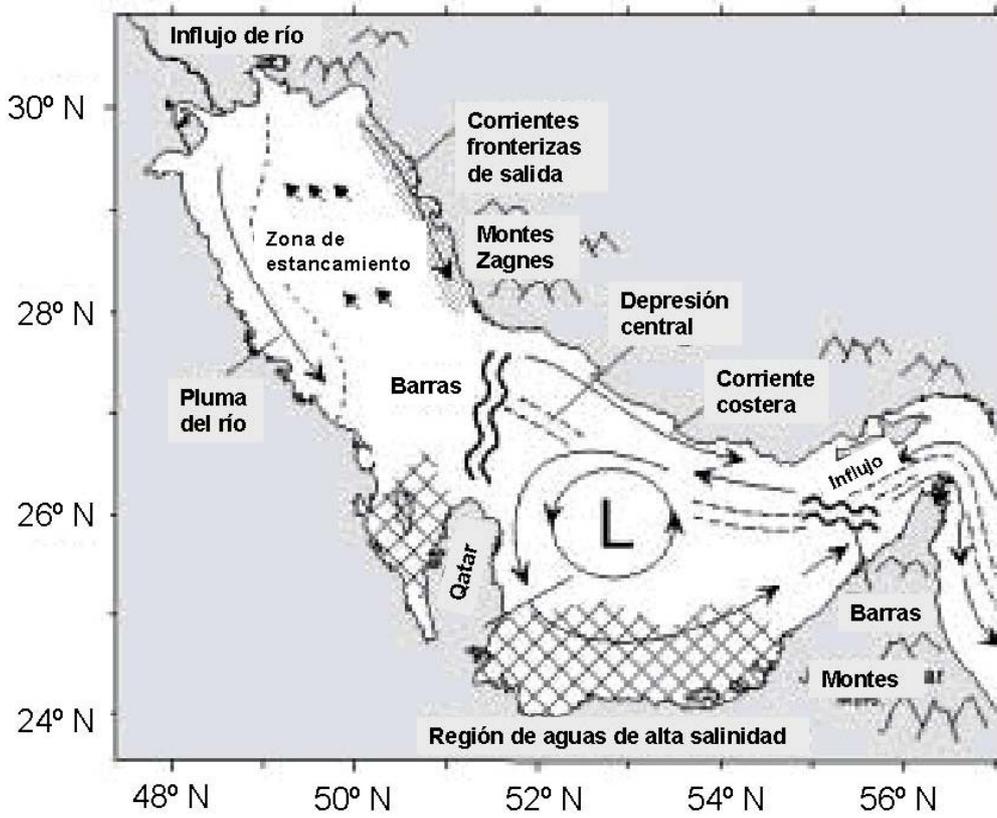
Fuente: Modificado de Johns et al (1999)

Figura 3. Dirección de las corrientes marinas modificadas por los efectos del viento en el mes de enero en el área de los experimentos de derrames de petróleo.



Fuente: Modificado de Johns et al (1999)

Figura 4. Hidrodinámica general del área del experimento de derrame de petróleo



Fuente: Modificado de Johns et al (1999)

## ANEXO 2. EL OLEAJE Y SUS CARACTERÍSTICAS

### Oleaje

Se denomina oleaje al movimiento alternativo de ascenso y descenso de la superficie del mar. Desde el punto de vista físico existe una gran variedad de oleajes, cuyos movimientos comprenden desde las olas generadas por viento en los océanos hasta olas de inundación en ríos; desde oscilaciones de largo período en dársenas de puertos hasta olas de marea o saltos hidráulicos en estuarios; desde olas producidas por un barco en movimiento en un canal hasta tsunamis consecuencia de maremotos u oleaje debido a explosiones nucleares. Los agentes productores de olas oceánicas son (ver figuras):

Fuerzas de atracción gravitacional de los océanos con la luna y el sol, generando las mareas astronómicas.

Movimientos sísmicos en océanos, produciendo las grandes olas llamadas tsunamis.  
El viento, siendo el oleaje de viento el producto de este agente.

En general, el fenómeno del oleaje es difícil de describir matemáticamente debido a sus características tridimensionales, no lineales y una componente aparentemente aleatoria. Sin embargo, existen varias teorías que serán presentadas más adelante.

Figura 1. Oleaje debido a Mareas Astronómicas

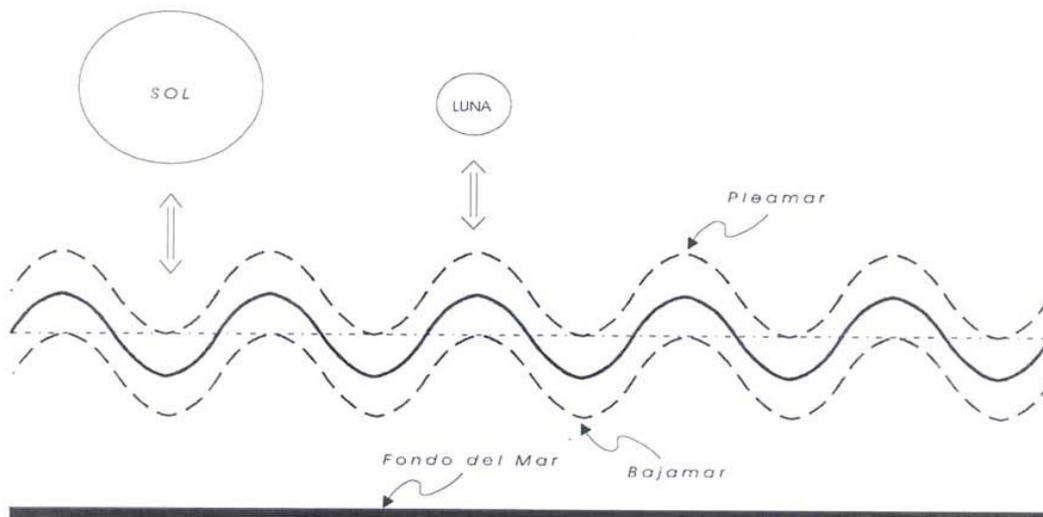


Figura 2. Oleaje debido a Mareas de Tsunamis

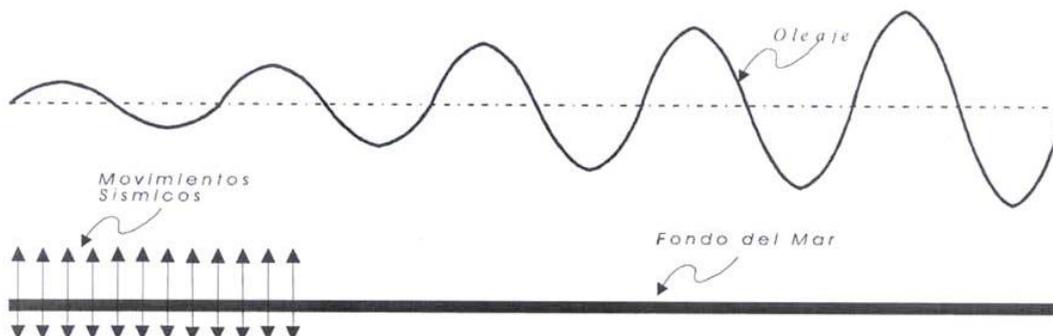
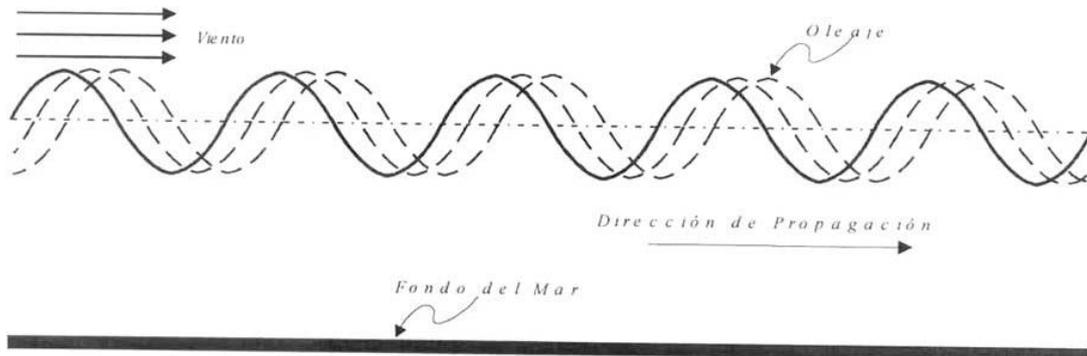


Figura 3. Oleaje debido al Viento

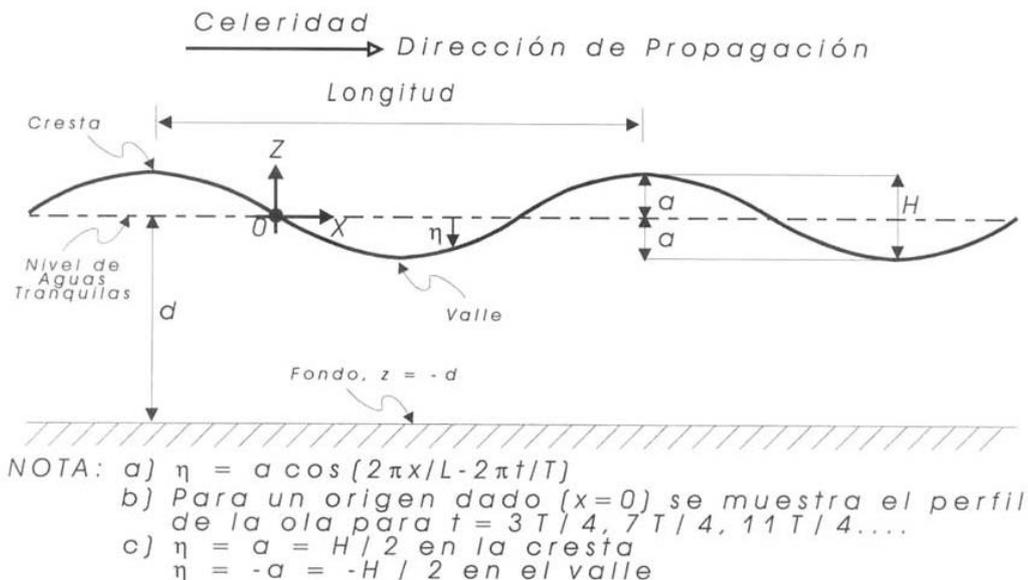


### Características Físicas del Oleaje

En el oleaje se presentan algunos elementos muy importantes que son necesarios conocer y calcular, de acuerdo con la siguiente figura estos elementos son:

- Nivel de aguas tranquilas (NAT), es el nivel que adoptaría el mar en ausencia de oleaje.
- Período de ola (T), es el tiempo que transcurre entre dos crestas o valles consecutivos.
- Frecuencia de ola (f), es el recíproco del periodo o el número de olas por unidad de tiempo.
- Cresta de la ola, es el punto de altura máxima en el perfil del oleaje.
- Valle de la ola, es el punto de mínima elevación en el perfil del oleaje.
- Altura de la ola (H), es la distancia vertical media entre la cresta y valle de la ola consecutivos.
- Amplitud de la ola (a), es la distancia vertical entre la cresta y el nivel de aguas tranquilas o entre el valle y el nivel de aguas tranquilas.
- Altura del perfil ( $\eta$ ), es la distancia vertical media entre cualquier punto de la superficie libre del perfil de la ola y el nivel de aguas tranquilas.

Figura 4. Características Físicas del Oleaje

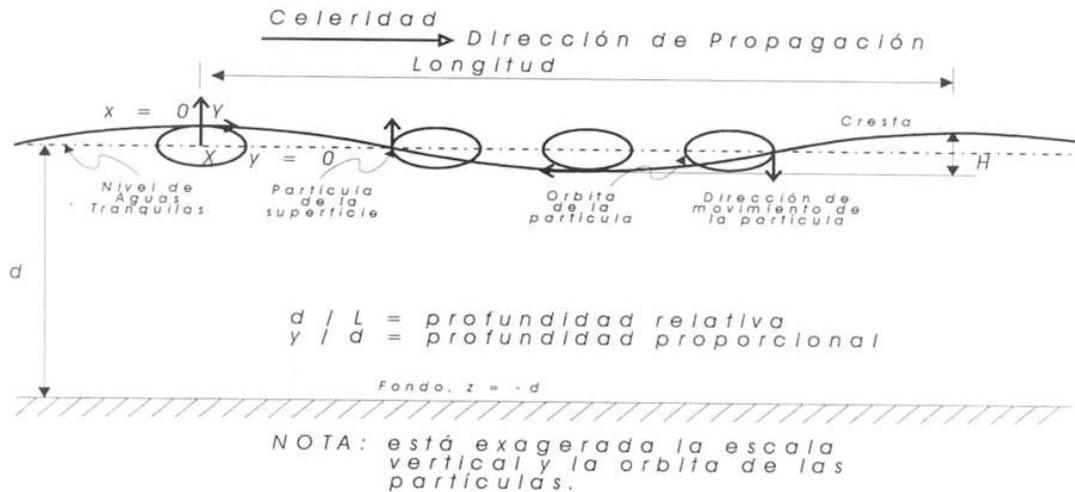


- Longitud de la ola (L), es la distancia horizontal media entre crestas consecutivas o valles consecutivos.
- Celeridad de la ola (C), es la velocidad con la que se mueve la ola a través de la superficie libre del mar.
- Velocidades de las Partículas (u, v, w), son las velocidades tangentes a las trayectorias de cada partícula.
- Celeridad de grupo (Cg), es la velocidad de desplazamiento de un grupo de olas.

- Aceleración de las partículas ( $a_x, a_y, a_z$ ), son las aceleraciones de las partículas de agua.
- Desplazamiento de las partículas ( $\xi, \zeta$ ), son las distancias medias horizontal y vertical, a partir de un origen en una misma referencia, sobre la trayectoria de una partícula de agua.
- Presión (P): es la presión total del oleaje sobre una partícula debajo de la superficie libre del mar.
- Energía de la ola (E), es la energía total producida por el oleaje.
- Potencia de la ola (PO), representa el trabajo desarrollado por la ola en la mitad del tiempo.

En la siguiente figura se observan algunas características adicionales del oleaje.

**Figura 5. Desplazamiento de Partículas debidas al Oleaje**



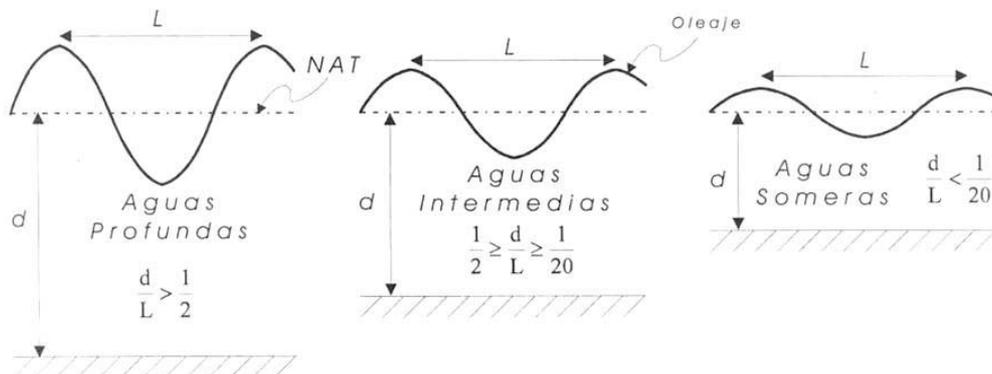
### Características del Oleaje

El oleaje del océano puede presentar muy diversas formas, desde las completamente caóticas hasta las muy definidas, siendo necesario agruparlo bajo distintas consideraciones, siendo las más destacadas las siguientes:

En función de la relación entre la profundidad y la longitud del oleaje ( $d/L$ ), conocida como profundidad relativa, las olas pueden presentarse en tres zonas (ver figura):

- Zona de aguas profundas, en esta zona las olas no son afectadas por la profundidad en su desarrollo normal y valida para valores de  $d/L \geq 0.5$ .
- Zona de aguas intermedias, en esta zona las olas son afectadas en su desarrollo por la proximidad del fondo marino y se presentan cuando  $0.5 > d/L > 0.05$ .
- Zona de aguas someras, en esta zona las olas son modificadas por la cercanía del fondo marino en mayor grado y corresponde a un valor de  $d/L \leq 0.05$ .

**Figura 6. Oleaje en Función de la Profundidad Relativa**



En función del desplazamiento de las partículas:

- Olas de translación pura, donde el desplazamiento de las partículas se produce en la dirección del movimiento de la ola, en cualquier instante.
- Olas de oscilación pura, donde los desplazamientos de las partículas describen trayectorias cerradas o casi cerradas, con la particularidad que la velocidad disminuye de la superficie hacia el fondo, pudiendo ser circulares o elípticas.

En función del desplazamiento de la cresta de ola (ver figuras):

- Olas progresivas, se presentan cuando la cresta de la ola se desplaza horizontalmente.
- Olas estacionarias, son aquellas en las cuales se presenta un desplazamiento vertical aparente y un nulo desplazamiento horizontal.

En función de la altura de la ola (ver figura):

- Ondas de pequeña amplitud, se caracterizan porque la altura de la ola es pequeña en comparación de su longitud. Típicas en aguas profundas. En el estudio de las ondas de pequeña amplitud se desprecian los desplazamientos que sufre la superficie libre, con lo que se logra un modelo matemático más sencillo.
- Ondas de amplitud finita, por el contrario, son aquellas cuya altura no es pequeña comparada con su longitud. Típicas en aguas intermedias y someras.

En función del período de las ondas:

- Olas capilares, su período es menor a 0.1 s.
- Olas de ultragravedad, con períodos que van desde 0.1 s hasta 1.0 s.
- Olas de gravedad, generadas por vientos con velocidades de 6.5 a 7.0 m/s, presentan períodos entre 1.0 y 30.0 s, siendo las más comúnmente observadas en los océanos y por lo tanto las de mayor interés para a hidráulica marítima.
- Olas de infragravedad, son aquellas que presentan períodos entre 30.0 y 300.0 s.

En función de la zona donde se presentan:

- Olas en la zona de generación o locales, se presentan cuando las olas están bajo la influencia del viento en la zona de nacimiento, llamada zona de generación, generalmente, se les llama "SEA".
- Oleaje distante, corresponden a las olas que se localizan fuera de la zona de acción del viento que las genera, denominadas frecuentemente "SWELL".

**Figura 7. Oleaje en Función del Desplazamiento de la Cresta**

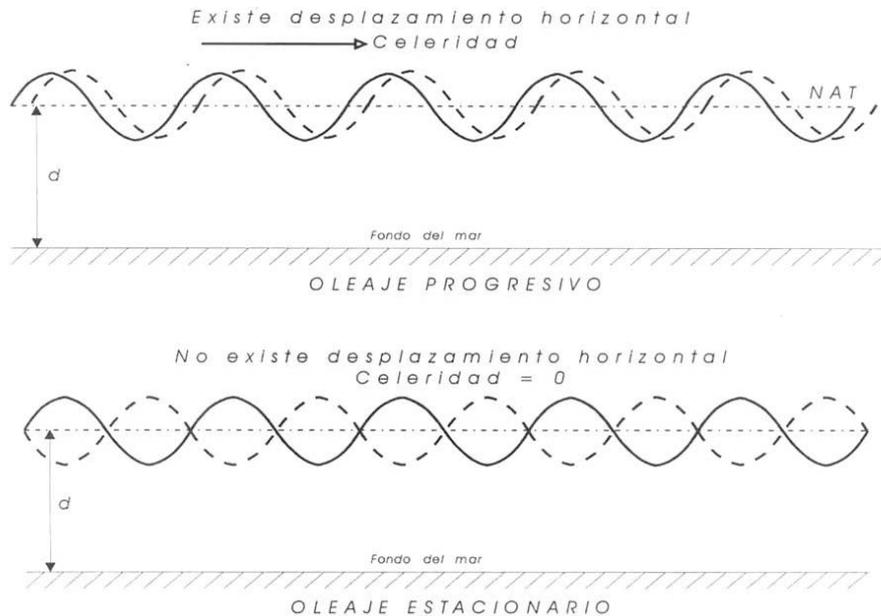
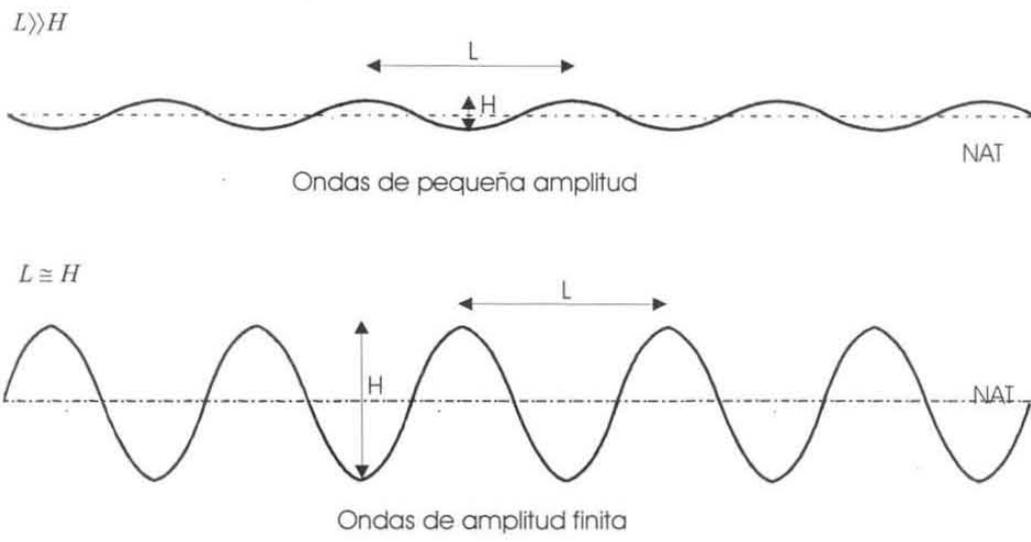


Figura 8. Oleaje en Función de la Amplitud de la Ola



## 1. Hidrodinámica

El modelado de la hidrodinámica del cuerpo de agua se realiza por medio del modelo de aguas someras con base en la analogía de flujo compresible.

### Continuidad

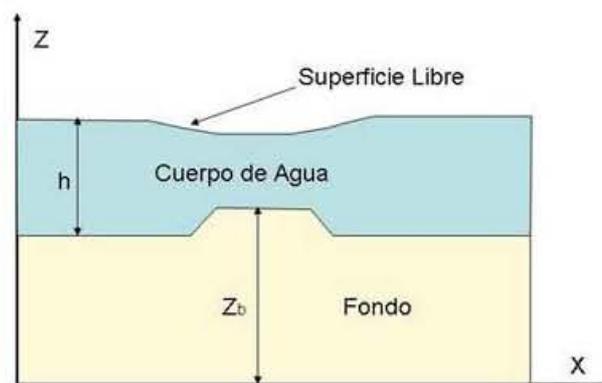
$$\frac{dh}{dt} + \frac{d(hu)}{dx} + \frac{d(hV)}{dy} = 0$$

### Momento en X

$$\frac{d(hU)}{dt} + \frac{d(hU^2)}{dx} + \frac{d(hUV)}{dy} = -\frac{d(gh^2/2)}{dx} + \nu h \left( \frac{d^2V}{dx^2} + \frac{d^2V}{dy^2} \right) - gh \frac{d(Z_b)}{dx} - \frac{g(U^2 + V^2)^{1/2} U}{C^2}$$

### Momento en Y

$$\frac{d(hu)}{dt} + \frac{d(hV^2)}{dy} + \frac{d(hUV)}{dx} = -\frac{d(gh^2/2)}{dy} + \nu h \left( \frac{d^2V}{dx^2} + \frac{d^2V}{dy^2} \right) - gh \frac{d(Z_b)}{dx} - \frac{g(U^2 + V^2)^{1/2} V}{C^2}$$



Para representar el comportamiento turbulento del cuerpo de agua se empleó el modelo de Kep y el modelo de Koutitas.

Los datos hidrodinámicos empleados para el modelado de la dispersión vertical de un derrame de petróleo son:

- Campo de velocidades.
- Distribución de la superficie libre.
- Distribución de los efectos turbulentos (ep).

## **2. Condiciones de Frontera**

Se definieron condiciones de frontera para:

- Efectos de fricción en el fondo
- Efectos de fricción en las paredes laterales del canal experimental.
- Condición de frontera a la entrada del canal.
- Condición de frontera a la salida del canal.

### 3. Ecuación General de Transporte

Ecuación general de transporte para la variable phi y los coeficientes de transporte para cada variable.

Ecuación general de transporte

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) + \nabla \cdot (\rho\vec{v}\phi) = \nabla \cdot (\Gamma_{\phi}\nabla\phi) + S_{\phi}$$

adectivo
fuentes

transitorio
difusivo

Coefficientes de transporte

Ecuación	$\phi$	$\Gamma_{\phi}$
Continuidad	1	0
Cantidad de movimiento	u, v (m/s)	$\mu_e$ (kg/m s)
Conservación de petróleo	$C_p$ (kg/m <sup>3</sup> )	$\rho\alpha_p$ (kg/m s)
Energía c. turbulenta	K (m <sup>2</sup> /s <sup>2</sup> )	$(\mu_t + \mu_l / \sigma_k)$ (kg/m s)
Rapidez de disipación	$\varepsilon$ (m <sup>2</sup> /s <sup>3</sup> )	$(\mu_t + \mu_l / \sigma_{\varepsilon})$ (kg/m s)

#### 4. Área y Espesor de la Mancha de Petróleo

El área y el espesor de la mancha se determinan por medio de las ecuaciones de Fay (1971) para régimen viscoso, previamente analizado (ver anexo 5).

#### Leyes de escurrimiento para derrames de petróleo

Régimen	Unidimensional	Bidimensional
Inercial	$L = K_i (\Delta g A t^2)^{1/3}$	$R = K_{2i} (\Delta g V t^2)^{1/4}$
Viscoso	$L = K_v (\Delta g A^2 t^{3/2} / \mu^{1/2})^{1/4}$	$R = K_{2v} (\Delta g V^2 t^{3/2} / \mu^{1/2})^{1/6}$
Tensión Superficial	$L = K_t (\sigma^2 t^3 / \rho^2 \mu)^{1/4}$	$R = K_{2t} (\sigma^2 t^3 / \rho^2 \mu)^{1/4}$

#### Coefficiente de escurrimiento

Régimen	Unidimensional	Bidimensional
Inercial	1.5	1.14
Viscoso	1.5	1.45
Tensión Superficial	1.3	2.30

#### 4. Evaporación

La evaporación del petróleo derramado se estimó por medio del modelo de Fingas (1996), previamente analizado (ver anexo 5).

$$\%E = (A + BT) \ln t$$

#### 4. Emulsificación

La emulsificación del petróleo derramado se estimó por medio del modelo de Mackay (1980), previamente analizado (ver anexo 5).

$$\frac{dF_{wc}}{dt} = K_{wc} (U_{10} + 1)^2 \left[ \frac{1 - F_{wc}}{OC_1} \right]$$

#### 5. Cambio de la Viscosidad

La viscosidad se debe corregir por emulsificación (Mooney, 1951), evaporación (Mackay et al., 1980) y cambio de temperatura (Perry y Chilton, 1973)., en cuyo caso se emplearon modelos previamente analizados (ver anexo 5).

Corrección por contenido de agua

$$\mu = \mu_0 \exp \left[ \frac{2.5F_{wc}}{1 - 0.65F_{wc}} \right]$$

Corrección por evaporación

$$\mu = \mu_0 \exp(C_2 * F_{evap})$$

Corrección por cambio de temperatura

$$\mu = \mu_0 \exp(8770T_K^{-1} - 29.4)$$

## 6. Cambio de la Densidad

La densidad se debe corregir por emulsificación y evaporación, sin embargo, al no contar con suficiente documentación se realiza correcciones debido a la emulsificación únicamente, por medio de modelos previamente analizado (ver anexo 5).

$$\rho = F_{wc} \rho_w + (1 - F_{wc}) \rho_o$$

## 7. Modelos de Dispersión Sencillos

Modelo de Mackay (1980)

$$\frac{dm}{dt} = \frac{0.11m(1+U)^2}{1+50\mu^{0.5}\delta\sigma}$$

Modelo de Huang (1984)

$$\frac{dV}{dt} = NV_0U^2$$

Modelo de Audunson (1979)

$$\frac{dm}{dt} = \frac{0.4mU^2 \exp^{-0.5t}}{U_0^2}$$

## 8. Modelos de Dispersión Detallados

Los elementos constitutivos del modelo de dispersión vertical detallados son:

- Distribución del tamaño y abundancia de las gotas de petróleo introducidas, en función de las propiedades del petróleo (densidad, viscosidad y tensión superficial) y la difusión vertical turbulenta.
- Profundidad de intrusión de las gotas de petróleo en función de la altura del oleaje.
- Cantidad de petróleo ingresado a la columna vertical de agua en función de las condiciones (energía) del oleaje y las características del petróleo derramado.
- Cantidad de petróleo que regresa a la superficie en función de la velocidad terminal de las gotas de petróleo.

## 8.1. Distribución del Tamaño de las Gotas de Petróleo

### A. En una columna de agua bajo condiciones estacionarias

Autores	Modelo
<b>Hinze (1955)</b>	$d_{\max} = 0.726 \left( \frac{\sigma}{\rho} \right)^{3/5} \varepsilon^{-2/5}$
<b>Raj (1979)</b>	$d_{\max} = \left( \frac{12\sigma}{g(\rho_w - \rho_o)} \right)^{1/2}$
	$d_{\min} = \left( \frac{0.12\sigma^{3/5} F^{2/5}}{\rho_w^{3/5} g^{4/5}} \right)^{1/2}$
<b>Delvigne Sweeney (1988)</b>	$d_{\max} = (C_d (\varepsilon \times \rho_w)^{-0.5 \pm 0.1} (\nu \cdot 1.0 \times 10^6)^{0.34 \pm 0.05}) \cdot 1.0 \times 10^{-2}$
<b>Li y Garret (1998)</b>	$d_{\max} = 5.2 \times 10^{-5} \left( \frac{\sigma}{\nu \rho_w} \right)^3 \varepsilon^{-1} (\rho' \nu')^{3/8}$ para $d_{\max} \geq \eta$
	$d_{\max} = 3.8 \times 10^{-2} \left( \frac{\sigma}{\nu \rho_w} \right) \nu^{1/2} \varepsilon^{-1/2} (\rho' \nu')^{1/8}$ para $d_{\max} < \eta$

## **B. En una columna de agua bajo condiciones de rompimientos de olas**

El intervalo de diámetro de gotas introducido luego del rompimiento de una ola varía entre 5 y 1000 micras de acuerdo a los experimentos de Delvigne y Sweeney (1986). Sin embargo para el cálculo de la masa petróleo suspendida, es decir, que regresa a la superficie, y la masa de petróleo dispersa, es decir, que permanece en la columna de agua, se empleó el criterio establecido por Lune (1993), quien con base en sus resultados experimentales encontró que las gotas con diámetro menor a 70 micras permanecen dispersas.

Dichos resultados experimentales ,sumados a la propuesta de cálculo del petróleo disperso en la columna de agua realizada por Delvigne y Hulsen (1994), nos permitieron establecer cuatro rangos significativos de gotas cuya concentración en la columna de agua es estudiada en el tiempo, a saber:

- 1.Rango uno:** gotas entre 0 y 70 micras.
- 2.Rango dos:** gotas entre 70 y 200 micras.
- 3.Rango tres:** gotas entre 200 y 400 micras.
- 4.Rango cuatro:** gotas entre 400 y 800 micras.

## 8.2. Velocidades Terminales de las Gotas de Petr3leo

Modelo de Raj (1977), citado por Takalich et al. (2002)

$$W(r) = K_w r^P$$

para  $NRE < 50$

para  $NRE > 50$

$$P = 2$$

$$P = 0.5$$

$$K_w = \frac{2g(1-\rho')}{9\nu_w}$$

$$K_w = \frac{16g(1-\rho')}{3}$$

## 8.3. Profundidad de Intrusi3n de las Gotas de Agua

La regi3n de mayor disipaci3n de energ3a se extiende hasta una profundidad proporcional a la altura de ola. En este trabajo, se emplea el criterio propuesto por Delvigne y Sweeney (1988), quienes encontraron que la constante de proporcionalidad es igual a  $1.5 \pm 0.35$ .

$$Z_m = \alpha H$$

#### 8.4. Cantidad de Petróleo que Ingresa a la Columna de Agua

El modelo Delvigne y Sweeney (1988), fue implementado en el código numérico debido a la consistencia y el detalle de los resultados obtenidos, este modelo es función del diámetro de las gotas, las características del oleaje, un coeficiente de dispersión empírico y la fracción de mar cubierta por el petróleo.

$$Q_r(d_0) = C_o D_{ba}^{0.57} S_{cov} F_{wc} d_0^{0.7} \Delta d$$

Coeficiente de dispersión empírico

$$C_o = 4,450\nu^{-0.4}$$

Energía de la ola rompiente disipada por unidad de área

$$D_{ba} = 0.0034 \rho_w g H_b^2$$

Fracción de la mancha de petróleo sumergida en el agua por unidad de tiempo

$$\begin{array}{ll} U_w \leq U_{th} & U_w > U_{th} \\ F_{wc} = \frac{3 \times 10^{-6} U_w^{3.5}}{T_w} & F_{wc} = 0.032 \frac{U_w - U_{th}}{T_w} \end{array}$$

## **8.5. Cantidad de Petróleo que Regresa a Superficie**

En este trabajo la cantidad de masa que regresa a la superficie es evaluado, únicamente, con base en la fuerza de flotación que actúa de forma diferencial sobre las gotas de petróleo introducidas en la columna de agua de acuerdo a su diámetro, tal como, lo propone Tkalich et al. (2002) y Reed et al. (1994).

## ANEXO 4. MÉTODO DE VOLUMEN FINITO

El objetivo de este anexo, es presentar la técnica de volumen finito empleada en esta tesis para la discretización de las ecuaciones de conservación.

El método de volumen finito, consiste de tres pasos: (1) primero, la integración formal de la ecuación que rige el fenómeno sobre todos los volúmenes de control, (2) segundo, la sustitución de una variedad de aproximaciones del tipo de diferencias finitas para los términos en la ecuación integrada que representa procesos de flujo como advección, difusión y fuentes; esto convierte la ecuación integral en un sistema de ecuaciones algebraicas, y (3) tercero, la solución de las ecuaciones algebraicas por un método iterativo.

Las ecuaciones de conservación que describen al flujo se pueden representar a través de la siguiente ecuación general (Spaulding, 1972; Patankar, 1980), en la cual, se destacan cada uno de los términos que la componen:

$$\underbrace{\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi)}_{\text{transitorio}} + \underbrace{\nabla \cdot (\rho\vec{v}\phi)}_{\text{advectivo}} = \underbrace{\nabla \cdot (\Gamma_\phi \nabla \phi)}_{\text{difusivo}} + \underbrace{S_{\phi i}}_{\text{fuentes}} \quad (1)$$

Donde:  $t$  denota tiempo,  $\phi$ , es cualquier variable dependiente,  $\vec{v}$ , es el vector de velocidad,  $\rho$ , es la densidad,  $\Gamma_\phi$ , es el coeficiente de transporte de la variable dependiente, y  $S$  representa términos fuente por unidad de volumen.

La ecuación (4-77) se puede discretizar con el método de volúmenes finitos. Con este método, el dominio, se divide en pequeños volúmenes de control (figura 4-4), asociando a cada uno de ellos un punto nodal. De forma similar, se discretiza el tiempo en intervalos temporales. La ecuación diferencial se integra en cada volumen de control y en cada intervalo

temporal, y el resultado es una ecuación discretizada que relaciona los valores de  $\tilde{\phi}$  para un determinado grupo de puntos

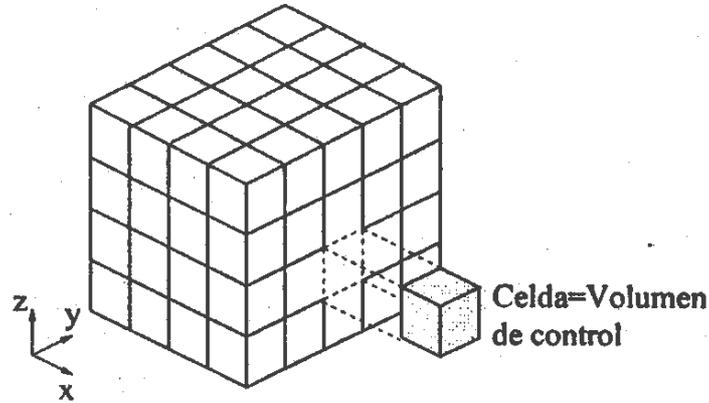
nodales. Esta ecuación algebraica expresa el principio de conservación de  $\tilde{\phi}$  en el volumen finito, de la misma manera que la ecuación diferencial lo expresa para un volumen infinitesimal. La ecuación algebraica para un nodo  $p$  puede expresarse en forma general como:

$$a_p \tilde{\phi}_p = \sum_{i, I=E, W, N, S, H, L} a_i \tilde{\phi}_I + a_T \tilde{\phi}_T + B \quad (2)$$

donde: el subíndice  $I$  representa las celdas vecinas,  $i$  la cara entre las celdas,  $T$  el valor correspondiente en el intervalo temporal anterior y  $B$  el término fuente. La deducción detallada de la ecuación (4-78) puede consultarse en numerosos textos de mecánica de fluidos computacional, por ejemplo en Patankar (1980), Fletcher C. (1988), Versteeg H., Malalasekera W., (1995) y Espinosa y Pech (1997). A continuación, se proporciona un somero resumen, con el objetivo fundamental de servir de base para la formulación del modelo matemático que describe los derrames de petróleo en cuerpos de agua.

En el caso de una malla cartesiana, desplazada y uniforme (celdas de iguales dimensiones espaciales), un volumen de control bidimensional (por sencillez) es como el mostrado en la figura 2 (El espesor de la celda en la dirección  $z$  puede considerarse la unidad). En una malla desplazada, las variables escalares como por ejemplo, la presión, entalpía o las fracciones másicas, se encuentran definidas en el centro de la celda, mientras que las componentes de velocidad correspondientes a la celda se encuentran desplazadas en cada dirección a las caras de la celda.

Figura 1. Representación del sistema discretizado en volúmenes finitos.



Fuente: Vicente (2000)

En el caso de una malla cartesiana, desplazada y uniforme (celdas de iguales dimensiones espaciales), un volumen de control bidimensional (por sencillez) es como el mostrado en la figura 2 (El espesor de la celda en la dirección z puede considerarse la unidad). En una malla desplazada, las variables escalares como por ejemplo, la presión, entalpía o las fracciones másicas, se encuentran definidas en el centro de la celda, mientras que las componentes de velocidad correspondientes a la celda se encuentran desplazadas en cada dirección a las caras de la celda.

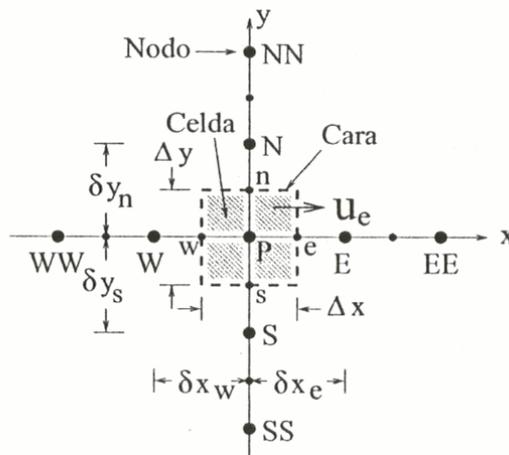
En la figura 2, se muestra la notación de la celda y de sus vecinas. Dada una celda P, sus vecinas se notarán según las iniciales de los puntos cardinales (en inglés) en las direcciones x, y y como Low y High en la dirección z. Las caras de la celda se notan con la misma nomenclatura, pero con letras minúsculas. El tiempo, también, se discretiza. Las celdas en la dirección temporal se llaman intervalos temporales. La celda P en el paso temporal se nota como T.

A continuación, se presentan los términos de la ecuación discretizada (2). Definiendo los símbolos F, D y Pe como:

$$F = \bar{\rho} \tilde{v}_i, \quad D = \frac{\Gamma}{\delta_i}, \quad Pe = \frac{F}{D} \quad (3)$$

donde:  $\tilde{v}_i$  es la velocidad en la cara  $i$ ,  $\delta_i$  es la distancia entre los nodos que incluyen la cara  $i$  y  $Pe$  es el número de Peclet, que es un razón entre la advección y la difusión,  $\bar{v}_i$  es la velocidad en la cara  $i$  y  $x_i$ . (Las expresiones F y D representan el efecto de los términos advectivo y difusivo de la ecuación de transporte (1) respectivamente).

Figura 2. Diagrama esquemático de un volumen de control bidimensional.



Fuente: Vicente (2000)

Los coeficientes  $a_i$  de la ecuación (2) son:

$$a_i = D_i f(|Pe|_i) + \max(-F_i, 0) \quad (4)$$

Los valores de F y D en la cara de la celda de la ecuación (2) son:

$$F_i = (\bar{\rho} \tilde{v})_i \Delta_i, \quad D_i = \frac{\Gamma_i \Delta_i}{\delta_i}, \quad i = n.s.e.w \quad (5)$$

donde:  $\Delta_i$ , es la longitud de la cara  $i$ .

Para determinar  $F_i$ , se necesita conocer,  $\bar{\rho}$  y  $\tilde{u}$  en la cara de la celda. El cálculo del término advectivo de la ecuación de transporte (4-77) requiere también el conocimiento de la variables escalar,  $\tilde{\phi}$  en la cara de la celda. La velocidad  $\tilde{v}_i$  está calculada en la cara si la malla es desfasada; pero  $\tilde{\rho}$  y  $\tilde{\phi}_i$  están calculados en el nodo y necesitan ser interpolados en la cara para calcular los coeficientes  $a_i$  de la ecuación discretizada (2).

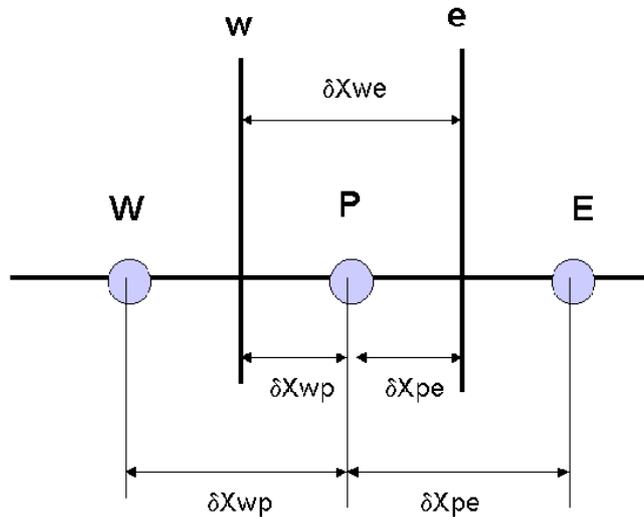
La obtención de estas variables en la cara de la celda es importante en la precisión y convergencia de la solución. El cálculo de  $\tilde{\rho}$  y  $\tilde{\phi}_i$  da lugar a los llamados esquemas de discretización. La función  $f(|Pe|)$  de la ecuación (4) depende del esquema de interpolación. Por ejemplo, en el esquema de diferencias desplazadas,  $f(|Pe|) = 1$ , y para el sistema híbrido, por medio de la siguiente función (Patankar, 1980):

$$f(|Pe|) = \max(0.1 - 0.5|Pe|) \quad (6)$$

A continuación se presentan los esquemas lineales que se usan en la discretización del término convectivo de la ecuación general (1). En la formulación de la ecuación discretizada (2), se requiere conocer la densidad  $\rho$  y la variable escalar  $\phi$  en la cara de la celda. Estas variables se calculan en el nodo de la celda, por lo que es necesario interpolar entre celdas para conocer su valor en la cara. Este cálculo de  $\phi$  y de la  $\rho$  en la cara de la celda da lugar a los llamados esquemas de discretización. La determinación de los valores de estas variables en la cara es importante para la precisión y convergencia de la solución numérica.

Los esquemas se describirán con base al sistema de celdas que se ilustra en la figura 3. Como ejemplo, se obtendrá el valor de  $\phi$  en la cara e de la celda P. La velocidad en la cara e se considerará, sin pérdida de generalidad, positiva ( $u_e > 0$ ).

Figura 4. Diagrama esquemático de celdas.



**Diferencias desplazadas de primer orden – aguas arriba**

Con este esquema se supone que el valor de la variable  $\phi$  en la cara e es igual al del nodo adyacente aguas arriba, es decir, para  $u_e > 0$ , Patankar (1980):

$$\phi_e = \phi_P \tag{7}$$

Esta alternativa es de implementación sencilla, acotada y altamente estable casi bajo cualquier situación pero tiene los inconvenientes de su precisión, que es de primer orden y de presentar problemas de difusión numérica. Esta falsa difusión es mayor si en el flujo hay un desalineamiento en la dirección del flujo y las líneas de la malla, como por ejemplo en flujos con recirculación.

**Diferencias centradas**

Este esquema supone una variación lineal de  $\phi$  entre los nodos P y E; por tanto, el valor en la cara e, es:

$$\phi_e = \frac{\phi_E + \phi_P}{2} \tag{8}$$

Este esquema tiene una precisión de segundo orden pero tiene el inconveniente de no estar acotado, por lo que puede presentar inestabilidades numéricas. El límite de estabilidad de este esquema viene dado en función del número de Peclet (ecuación 4-82), que es un parámetro comparativo entre los procesos advectivo y difusivo.

Para situaciones en que los procesos convectivos dominan sobre los difusivos ( $Pe > 2$ ), por ejemplo flujos con números de Reynolds altos, el esquema presenta oscilaciones numéricas.

**Híbrido**

Este esquema fue introducido por Spalding (1972) y consiste en combinar los esquemas de diferencias desplazadas y centradas para calcular el valor de la propiedad  $\phi$  en la cara del volumen de control. La selección del esquema se hace en función del número de Peclet de la celda:

- Si  $Pe \leq 2$ , se usan diferencias centradas.
- Si  $Pe > 2$ , se usan diferencias desplazadas.

Para flujos con bajo número de Reynolds/Peclet el esquema utilizado es el de diferencias centradas, y por tanto resulta de orden 2; sin embargo, el esquema presenta los problemas asociados al esquema de diferencias desplazadas cuando el flujo esta dominado por los procesos de advección ( $Pe > 2$ ).

El coeficiente para el término transitorio es:

$$a_T = \frac{\bar{\rho}_T \Delta_x \Delta_y}{\Delta t} \quad (9)$$

Para el cálculo del término  $D_i$ , se necesita obtener el coeficiente de difusión,  $\Gamma$  en la cara de la celda. El coeficiente  $\Gamma$ , no es necesariamente una constante, sino probablemente función de valores variables que se conocen en los nodos (por ejemplo, la temperatura), y por lo tanto es necesario interpolarlo a la cara. Esta interpolación puede ser aritmética o armónica. Para la cara e, por ejemplo, estas interpolaciones son:

$$\Gamma_e = \frac{\Delta_x (\Gamma_P + \Gamma_E)}{2\delta_{xe}}, \quad \Gamma_e = \frac{2\delta_{xe}}{\Delta_x \left( \frac{1}{\Gamma_P} + \frac{1}{\Gamma_E} \right)}, \quad (4-86)$$

El término fuente de la ecuación general (4-77),  $\bar{S}_\phi$ , se linealiza como:

$$\bar{S}_\phi = \bar{S}_{\phi,c} + \bar{S}_{\phi,u} \tilde{\phi}_P \quad (10)$$

Donde: el término  $\bar{S}_{\phi,u}$ , se elige de acuerdo con la relación existente entre  $\bar{S}_\phi$  y  $\tilde{\phi}$ , en caso de depender el primero del segundo. El objetivo de la linealización del término fuente es mejorar la convergencia de la solución.

Con esta suposición, los términos  $B$  y  $a_p$  de la ecuación (11) son:

$$B = \bar{S}_{\phi,c} \Delta_x \Delta_y + a_T \tilde{\phi}_T \quad (12)$$

$$a_p = a_e + a_w + a_n + a_s + a_T - \bar{S}_{\phi,v} \Delta_x \Delta_y \quad (13)$$

La ecuación (13), se aplica en cada celda del dominio, para cada  $\tilde{\phi}$  y para cada paso temporal  $\Delta_t$ , por lo que se tiene un sistema de ecuaciones lineales (los coeficientes a pueden depender, directa o indirectamente de  $\tilde{\phi}$ , por lo que el sistema es realmente pseudo-lineal).

Para resolver este sistema de ecuaciones, se puede utilizar cualquier método de resolución de ecuaciones lineales.

En el cálculo de las velocidades, a partir de las ecuaciones de cantidad de movimiento, se tiene el inconveniente de que la presión, cuyo gradiente aparece como término fuente en estas ecuaciones de cantidad de movimiento, no tiene una ecuación propia con la que calcularla. Una solución ampliamente utilizada es transformar la ecuación de continuidad en una ecuación para la presión. Entre los algoritmos iterativos que se basan en este procedimiento están los de la familia SIMPLE (Semi Implicit Method for Pressure-Linked Equations) (Patankar, 1980; Versteeg, 1995; Spalding, 199 y Fueyo (1996). El algoritmo utilizado en esta Tesis para resolver el problema de acoplamiento velocidad-presión pertenece a esta familia.

El proceso de solución de este sistema de ecuaciones es iterativo y durante éste, las ecuaciones del sistema, en general, no se cumplen; el desbalance entre la parte izquierda y derecha de la ecuación se denomina residuo. La convergencia del proceso iterativo se da cuando los residuos disminuyen.

Para procurar o acelerar esta convergencia se utiliza un método de relajación de algunas de las variables dependientes y propiedades. Se emplean dos tipos de relajación: la inercial y la lineal. La relajación inercial se emplea para las velocidades,

y aumenta la dominancia diagonal de la matriz de coeficientes al agregar a la ecuación de cualquier variable  $\tilde{\phi}$  el término fuente:

$$\bar{S}_{\phi_r} = \frac{\bar{\rho}V_P}{\Delta t_f} (\tilde{\phi}_P^{(n-1)} - \tilde{\phi}_P^{(n)}) \quad (14)$$

Donde:  $V_P$ , es el volumen de la celda P,  $\Delta t_f$ , es el intervalo de tiempo falso y el superíndice n se refiere al número de iteración.

Para la presión y la densidad, se emplea la relajación lineal dada por:

$$\tilde{\phi}_P^{(n)} = \alpha \tilde{\phi}_P^{SOL} + (1 - \alpha) \tilde{\phi}_P^{(n-1)} \quad (15)$$

donde:  $\alpha$ , es el factor de relajación, el superíndice sol se refiere al valor de la propiedad proporcionado por la solución de la iteración actual. El factor de relajación,  $\alpha$  normalmente toma valores entre 0 y 1.

El criterio de convergencia utilizado para detener el proceso iterativo para un paso temporal dado y pasar al siguiente es tal que, para cada variable, la suma de los valores absolutos de los residuos en todo el dominio sea menor que un determinado porcentaje de un valor de referencia.

## **ANEXO 5. RESUMEN DE RESULTADOS DEL MODELADO DE LOS PROCESOS DE PERDIDA DE MASA Y EL COMPORTAMIENTO DEL ÁREA Y ESPESOR DE UN DERRAME DE PETRÓLEO**

### **Metodología del Modelado Numérico**

La metodología utilizada para la determinación del área y el espesor consistió en tres pasos fundamentales: 1) se configuró un caso base, en el cual se definieron las condiciones de simulación descritas en el experimento reportado por Lerh et al (1984) para el derrame de 8.11 m<sup>3</sup> (ver tabla 5-1); 2) variando únicamente las condiciones iniciales, se simuló los derrames de 2.06 y 3.02 m<sup>3</sup> con el fin de evaluar la validez del procedimiento; 3) se realizó un análisis de sensibilidad sobre los parámetros que controlan la evolución de una mancha de petróleo, tales como el área, la hidrodinámica, el coeficiente de difusión y los fenómenos de transferencia de masa (ver figura 1).

### **Definición del caso base**

La definición del caso base es tal vez la parte más compleja y laboriosa de la modelación de derrames de petróleo y en general de todos los fenómenos relacionados con la Dinámica de Fluidos Computacional. Es compleja porque requiere de la integración de los conocimientos vinculados con los derrames de hidrocarburos a fin de determinar la interdependencia de las principales variables del problema. Es laboriosa, porque requiere la prueba de múltiples configuraciones de simulación, hasta encontrar aquella que permite representar adecuadamente las situaciones experimentales, cuyas condiciones iniciales y de frontera son generalmente desconocidas.

Primero fue necesario definir la geometría del dominio donde ocurrió el derrame que se desea simular, de tal forma que ésta permitiera monitorear la evolución de la mancha durante todo su tiempo de vida, lo cual requiere una apropiada combinación de las propiedades del hidrocarburo derramado, las condiciones hidrodinámicas de flujo y las características iniciales de la mancha.

Para determinar las propiedades de los hidrocarburos derramados, se empleó información secundaria extraída del Centro de Tecnología Ambiental de Canadá ([www.etcentre.org](http://www.etcentre.org)). Para definir las condiciones hidrodinámicas de flujo hubo que combinar los datos sobre la meteorología suministrados por Lehr et al (1984) y los de la dinámica y circulación de aguas en el Golfo de Arabia reportada por Johns et al (1999). Para las condiciones iniciales de la mancha, se emplearon los criterios del comportamiento de un derrame descritos por Fay (1969 y 1971), principalmente en lo referente al área inicial, la cual se puede determinar con base en un espesor inicial de 2 mm, observado por Fay (1971) para derrames menores de 30 m<sup>3</sup> y reportado dentro del conjunto de datos experimentales presentados por Lerh et al (1984b).

Un criterio genérico para definir la malla de modelación es el citado por Reed et al (1999), en el cual se recomienda que los intervalos espaciales en el plano horizontal no deben rebasar 100 m; por ello decidió emplear divisiones de 50 y 35 m en los ejes Este - Oeste y Norte - Sur, respectivamente, luego de verificar que los resultados eran independientes de la malla. Estas dimensiones permiten lograr un buen detalle del fenómeno estudiado. De otra parte, se seleccionaron intervalos de tiempo de 5 min, también, luego de determinar que los resultados eran independientes del intervalo, con el fin de realizar comparaciones directas con los datos experimentales medidos para tiempos múltiplos de 5 min.

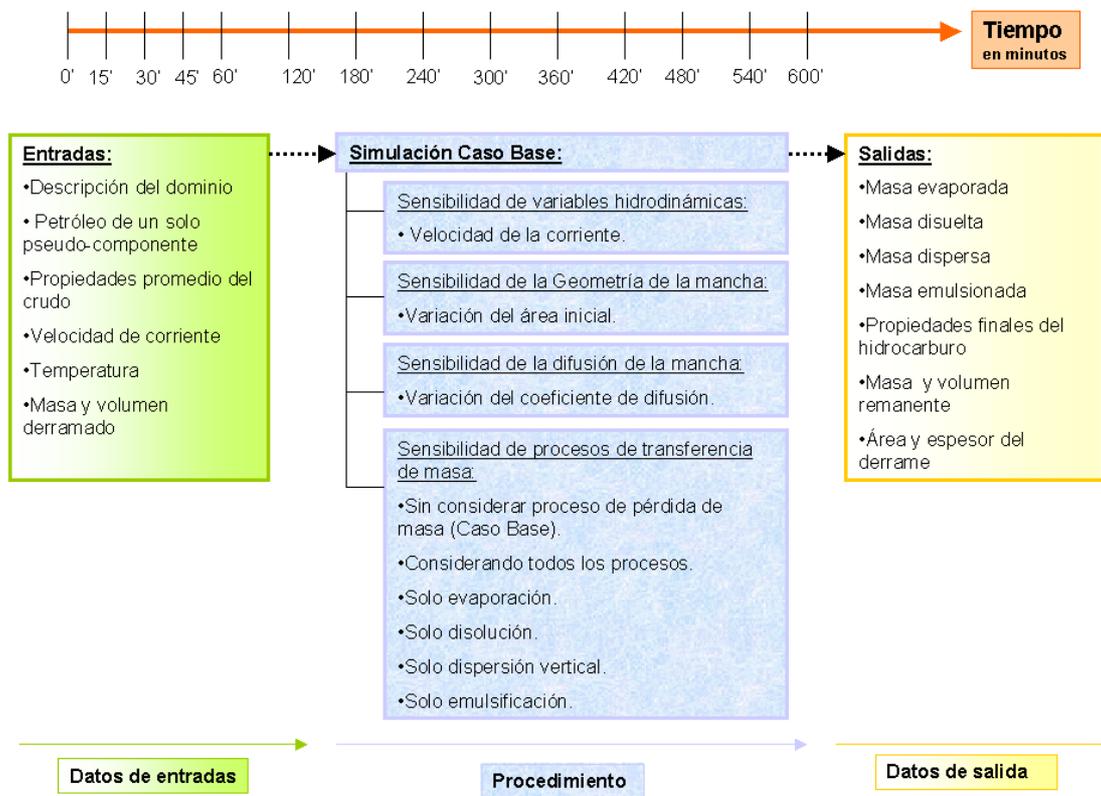
Se encontró que para representar las condiciones experimentales analizadas (meteorología e hidrodinámica) en cuanto a la evolución de la mancha de petróleo, una velocidad equivalente de corriente de agua en un rango de 0.02 a 0.015 m/s era apropiada; este intervalo representó en buena forma el comportamiento de los derrames de 2.06, 3.02 y 8.11 m<sup>3</sup> considerados. De acuerdo a lo anterior, en el Golfo de Arabia una velocidad del viento medida a 10 m genera una corriente de agua de aproximadamente 0.003 su magnitud.

El concepto de una velocidad de corriente equivalente permite seguir el comportamiento natural del área oscura de una mancha hasta que está desaparece, dándole paso a una mancha iridiscente.

### **Validación del caso base**

Para validar el procedimiento utilizado en la definición del caso base, se simuló los experimentos de los derrames de 2.06 y 3.02 m<sup>3</sup>, y se lograron ajustes de 0.47 y 0.95, respectivamente; por tanto, se consideró adecuado el procedimiento seguido, a pesar del ajuste de 0.47 para el derrame de 2.06 m<sup>3</sup>, pues durante esta prueba se presentaron condiciones de canalización del viento que aún no pueden ser simuladas con el modelo propuesto. Igualmente, se verificó que la metodología empleada para definir las condiciones iniciales del derrame resultó apropiada.

Figura 1. Metodología de estimación del área y espesor de un derrame de petróleo



### Descripción del análisis de sensibilidad

Durante el proceso de estructuración del caso base, fue posible identificar que los parámetros de simulación más sensibles se pueden agrupar en 4 categorías: los hidrodinámicos, las geométricas, los de difusión y los de transferencia de masa. Para tener una mejor comprensión del fenómeno, se realizaron diversas corridas considerando la modificación de las variables que representan a cada una de las categorías conformadas; los resultados se describen adelante.

### Condiciones de la simulación numérica

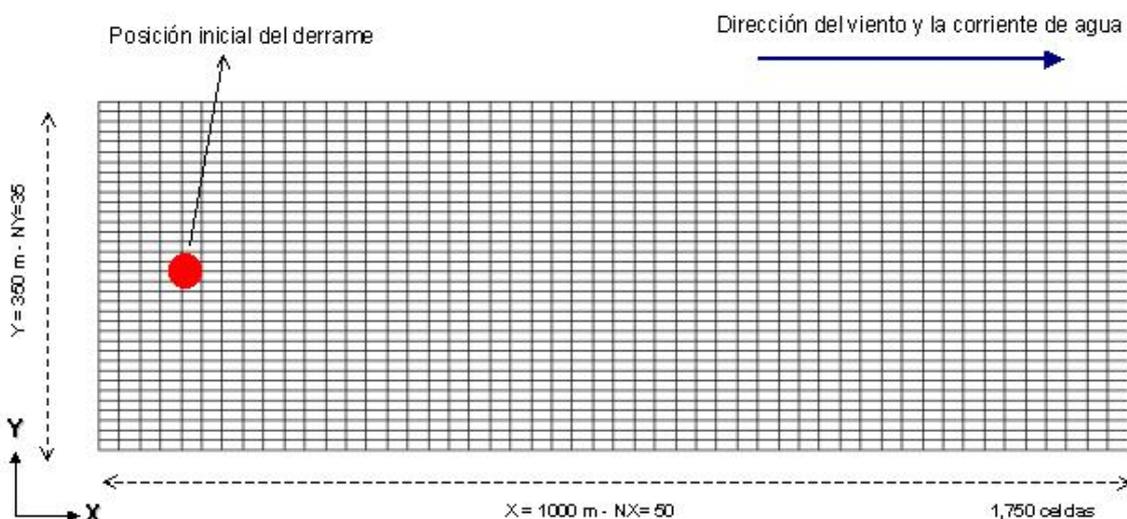
Para la simulación del experimento, se utilizó un dominio bidimensional de 1,000 x 350 m (350,000 m<sup>2</sup>) en las direcciones Este – Oeste y Norte –Sur, respectivamente, con un espesor unitario (figura 2).

Para comprobar la independencia de los resultados de la discretización del dominio, se realizaron varias corridas con diferentes números de celdas (500, 1,750 y 3,750); se optó por emplear una división de 50 celdas en la dirección Este-Oeste (X) y 35 celdas en la dirección Norte-Sur (Y), con el fin de lograr una buena precisión de los resultados, ya que el cálculo del área depende de la discretización del dominio. También se encontró que la relación entre el tamaño de las celdas en las direcciones Este-Oeste y Norte-Sur debe ser de 1 a 2, y que el tamaño de los intervalos del dominio deben oscilar entre 10 y 50 m.

Se observó que los resultados no dependen del intervalo de tiempo seleccionado; sin embargo, con el fin de comparar los resultados experimentales y los de simulación se emplearon intervalos de tiempo de 300 s.

Los derrames simulados ocurren en condiciones de mar abierto, en las cuales no se considera ningún impedimento de flujo debido a la costa; por tanto, no hay condiciones de frontera para impedir su flujo. El inicio del derrame tiene lugar cerca del límite Oeste de la malla (a 100 m de la frontera) y en el punto medio (175 m) en la dirección Norte – Sur.

Figura 2. Malla numérica utilizada



Para la simulación de las manchas de petróleo, se prepararon dos archivos de definición de las condiciones del derrame, los cuales, se pueden apreciar en el anexo 4. En el primero se define lo relacionado con la hidrodinámica del cuerpo de agua y las características de flujo del hidrocarburo, los procesos que se desean modelar (evaporación, disolución, dispersión vertical y emulsificación), así como la evaluación de los cambios de las propiedades del petróleo (viscosidad y densidad); mientras que en el segundo archivo se codifican las deferentes funciones empleadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de los experimentos de campo descritos al principio del capítulo. Inicialmente, se muestran los resultados de los modelos empleados para representar los diferentes procesos involucrados en un derrame (evaporación, disolución, dispersión y emulsificación) y la estimación del cambio de propiedades del petróleo (densidad y viscosidad); posteriormente, se incluye un análisis integrado de la evolución de los procesos, para finalizar con la presentación de los resultados de la estimación del área y espesor de la mancha. Estos últimos implican un análisis de la influencia que tienen las condiciones de la zona donde ocurre el derrame (hidrodinámica y meteorología) y los procesos de transferencia de masa.

Cabe aclarar que, aun cuando la presentación de los resultados se hace en forma separada, existe una estrecha dependencia entre ellos, por lo que únicamente es posible su modelado considerándolos de manera conjunta. Los archivos de datos empleados para la simulación numérica se realizaron en el software PHOENICS.

Procesos de transferencia de masa  
Evaporación

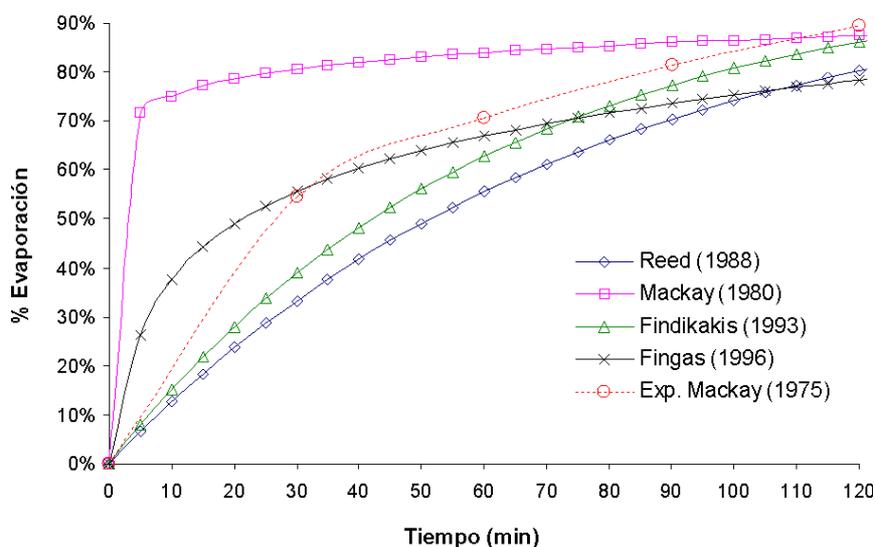
- **Discusión de los resultados de estimación de la evaporación**

Con el fin de evaluar los modelos de Mackay (1980), Reed et al (1988), Findikakis et al (1993) y Fingas (1996), se simuló el experimento de laboratorio realizado por Mackay et al (1975), donde se reportan resultados de la evaporación de la gasolina, cuya composición se conoce. Los parámetros empleados en la simulación, se observan en al inicio de este capítulo.

En la figura 3, se observan los resultados de la comparación de los modelos de evaporación, los cuales muestran diferentes grados de ajuste. Los modelos de pseudocomponentes (Mackay, 1980; Reed et al, 1988; Findikakis et al, 1993) pueden emplearse cuando se conozca la composición del crudo, tal como es el caso, mientras los analíticos (Fingas, 1996), cuando estén disponibles las constantes experimentales de caracterización del crudo. Las constantes son suministradas por el Centro de Tecnología Ambiental de Canadá ([www.etcntre.org](http://www.etcntre.org)).

De los modelos de pseudocomponentes probados, los de Reed et al (1988) y Mackay et al (1980) presentan un ajuste igual a 0.96, y el de Findikakis (1993) tiene un ajuste de 0.986. En cuanto al modelo analítico de Fingas (1996), se obtuvo un ajuste de 0.989 (ver tabla 1).

**Figura 3. Evaporación de gasolina: volumen 0.015 m3, temperatura 288 °K, viento 6.7 m/s**



Fuente: Mackay et al (1975)

**Tabla 1. Evaluación de los modelos de evaporación**

Modelo evaporación	de Ajuste	$\sqrt{MSEs}$	% MSEs	$\sqrt{MSEu}$	%MSEu	$\sqrt{MSE}$
<b>Mackay</b>	0.960	$8.4 \times 10^{-2}$	43	$9.6 \times 10^{-2}$	57	$1.3 \times 10^{-1}$
<b>Reed</b>	0.961	$1.0 \times 10^{-1}$	71	$6.5 \times 10^{-2}$	29	$1.2 \times 10^{-1}$
<b>Findikakis</b>	0.986	$4.6 \times 10^{-2}$	38	$5.9 \times 10^{-2}$	62	$7.4 \times 10^{-2}$
<b>Fingas</b>	0.989	$5.5 \times 10^{-2}$	80	$2.8 \times 10^{-2}$	20	$6.2 \times 10^{-2}$

Fuente: Resultados de simulación

La tabla 1, elaborada con respecto a los criterios de evaluación presentados en la sección 4.4, no permite tener claridad sobre cuál de los modelos es el que mejor representa a los datos experimentales, ya que con ajustes mayores de 0.95 se podría pensar que las expresiones usadas son adecuadas. Una simple observación de los datos graficados no concuerda parcialmente con los resultados de la evaluación de los modelos, ya que el de Findikakis et al (1993) y el de Fingas (1996) son los más apropiados; siendo el de Findikakis el que mejor representa los datos experimentales.

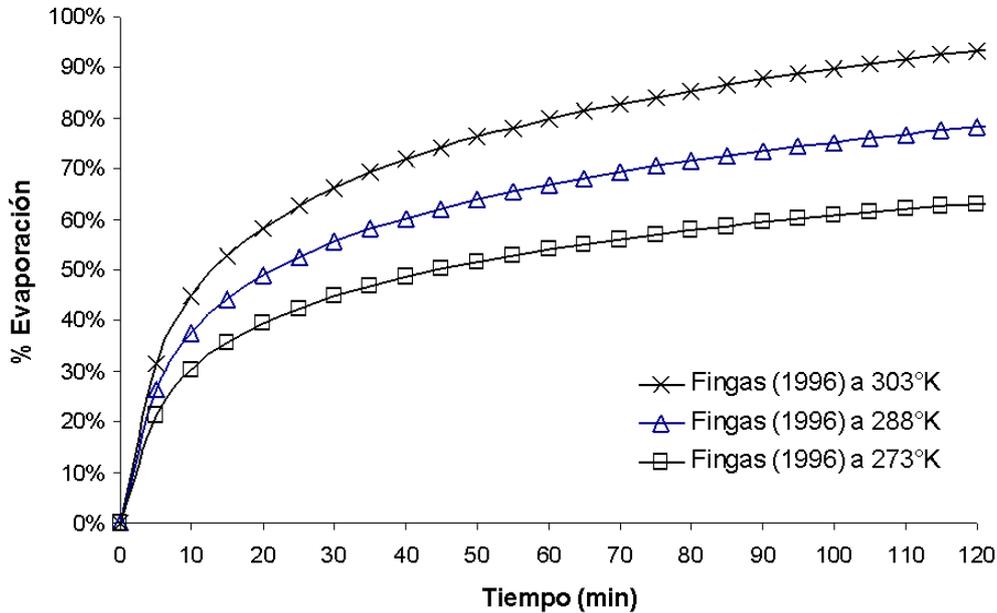
En esta investigación se emplea principalmente la expresión propuesta por Fingas (1996), ya que es la única que cuenta con información disponible acerca de las constantes experimentales necesarias para el modelado de la evaporación.

#### Relación de la evaporación y temperatura

Como es de esperarse, la evaporación depende directamente de la temperatura del medio donde ocurre el derrame. La figura 4 muestra cómo el porcentaje de masa evaporada se incrementa conforme aumenta la temperatura; además, permite verificar la sensibilidad al cambio de temperatura del modelo analítico de Fingas (1996). Esta comparación se realizó con base en las condiciones experimentales de Mackay et al (1975), las cuales emplearon una temperatura de 288 °K.

Después de 10 min, una diferencia de temperatura de 15 °K conduce a un aumento del porcentaje de evaporación igual al 7% de la masa inicial; este porcentaje tiende a estabilizarse en 18% a partir de la primera hora de evaporación.

**Figura 4. Efecto de la temperatura sobre la evaporación de gasolina: volumen 0.015 m<sup>3</sup>, temperatura 273 a 303 °K, viento 6.7 m/s**



Fuente: Mackay et al (1975)

#### **Simulación de los experimentos de campo de Daling et al (1999) y Li Zhi-Wei et al (2000)**

En la sección 3, se encuentran los datos experimentales obtenidos por los autores, que se complementaron con los valores de los coeficientes analíticos de evaporación para el modelo de Fingas (1996) suministrados por el Centro de Tecnología Ambiental de Canadá – CTAC ([www.etcentre.org](http://www.etcentre.org)). De acuerdo con la información reportada por el CTAC los valores de los coeficientes de la ecuación de Fingas adecuados para los crudos Forties y Sture Blend son: 4 y 3.8 para A y 0.1 y 0.08 para B, respectivamente.

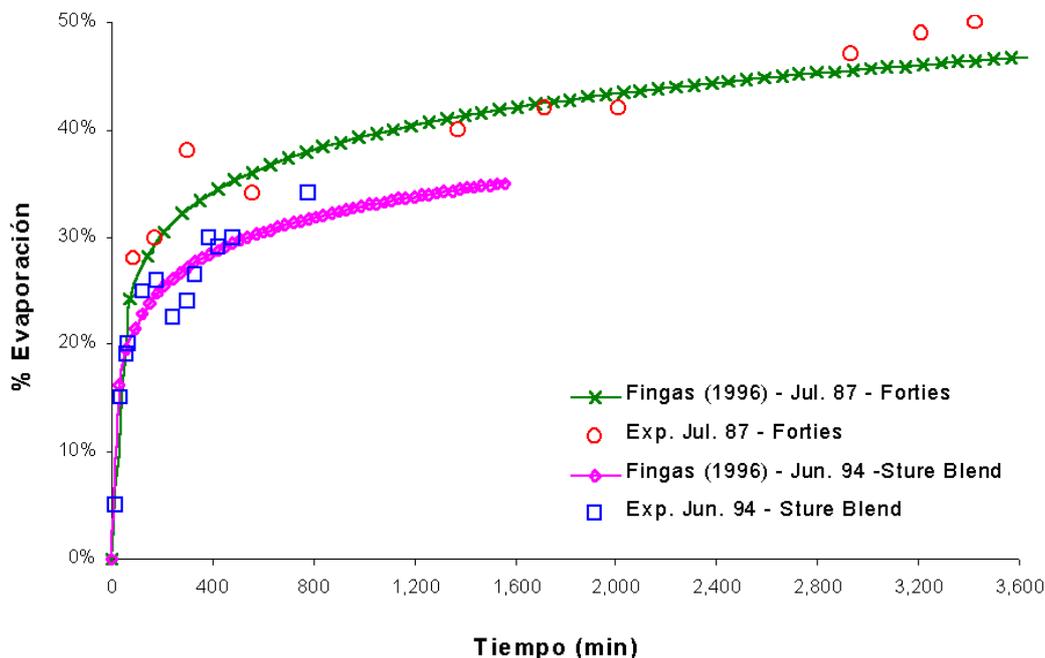
Los datos experimentales de la evaporación únicamente fueron medidos en las pruebas de junio de 1994, con crudo Sture Blend y de Julio de 1987, con crudo Forties (Dalling et al, 1999; Li Zi-wei et al, 2000). En la figura 5, se observa la comparación de los datos experimentales y los resultados de su simulación mediante el modelo de evaporación de Fingas (1996). Tanto el crudo Forties como el crudo Sture Blend son petróleos ligeros, cuyas densidades y viscosidades cinemáticas son 822, 840 kg/m<sup>3</sup> y 1.82e-4, 4.76e-5 m<sup>2</sup>/s respectivamente.

La evaporación, se caracteriza por ser rápida en los primeros minutos y luego lenta hasta hacerse asintótica, debido a la liberación de todos los productos volátiles; por ello, cuanto más ligero es un crudo tanto mayor y más rápida es la evaporación.

En los datos de campo, el porcentaje de evaporación alcanzado en las primeras horas del derrame, es 38.1% a los 800 min para el crudo Forties y de 31.8% en el mismo tiempo para el crudo Sture Blend, lo cual ejemplifica que la evaporación es mayor y más rápida para los crudos ligeros (ver tabla 2).

Pese a que la velocidad del viento influye sobre la evaporación, la naturaleza del crudo parece ser más importante en la evaluación del fenómeno, esta apreciación es válida para los experimentos de campo considerados, los cuales se realizaron con velocidades de viento que variaron entre 7 y 10 m/s, y sin embargo pueden ser simulados con un modelo independiente de la velocidad de viento, tal como el implantado en este trabajo (Fingas, 1996).

Figura 5. Comportamiento de la evaporación<sup>1</sup>



Fuente: Daling et al (1999); Li-Ze-wei et al (2000)

- **Disolución y dispersión vertical**

Para estos fenómenos no se encontraron datos de campo que permitieran comparar los resultados obtenidos; sin embargo, de acuerdo con las estimaciones de los fenómenos (Spaulding, 1988; NOAA, 1992), presentadas en el capítulo 3, es posible inferir que dichos resultados son adecuados, con base en el hecho de que la disolución no representa un porcentaje mayor de 5% y la dispersión vertical es aproximadamente del 40% o mayor, luego de los primeros días del derrame, ambas en condiciones normales, como se ilustra en las figuras 6 y 7.

Tanto para la disolución como para la dispersión se modelaron los cuatro experimentos descritos en la sección 3, los cuales corresponden a pruebas con crudo liviano (Forties y Sture Blend) y crudo pesado (Troll), con densidades de 822, 840 y 890 kg/m<sup>3</sup>, respectivamente, en condiciones de viento que variaron entre 7 y 10 m/s para los dos primeros crudos y entre 6 – 9 y 2- 6 m/s para el crudo Troll; la temperatura osciló entre 283 y 288 K.

En la figura 6, se observa que la disolución es mayor para los crudos livianos, crece rápidamente en los primeros 1,000 min y luego tiende a hacerse constante debido a la pérdida de los productos ligeros; después del primer día, el cálculo de la disolución deja de ser importante.

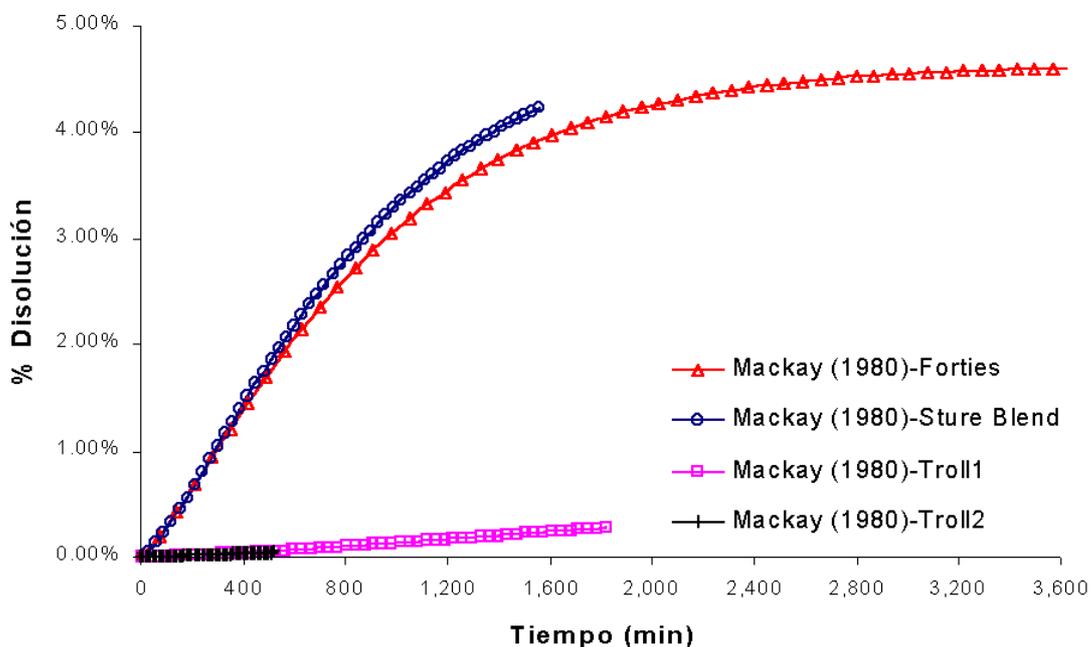
La figura 7 muestra que la dispersión vertical es mayor para los crudos más densos, tal como sucede al compararse los resultados de los crudos Forties y Sture Blend, cuyas densidades corresponden a 822 y 840 kg/m<sup>3</sup>, respectivamente; ambos a la misma velocidad de viento (10 m/s). A 1600 min, la dispersión vertical del crudo Forties es de 8%, mientras que la del crudo Sture Blend es de 14%.

Por otra parte, también es posible identificar una dependencia entre la dispersión vertical y la velocidad del viento; en la simulación de los experimentos con crudo Troll (días uno y dos), realizados con velocidades de viento de 9 y 6 m/s, respectivamente se observa que la dispersión es mayor para el caso del día primero, cuando la velocidad del viento fue mayor. A 450 min, la dispersión vertical del crudo Troll en el primer día fue de 2.34%, mientras que para el segundo día fue de 2.15%.

Los dos procesos están influidos por el área superficial del derrame de petróleo, lo que hace más complejo su análisis; sin embargo, la parametrización de las ecuaciones permite concluir que el área de la mancha, es proporcional a la disolución y a la dispersión vertical.

<sup>1</sup> Datos básicos: Crudo Forties (jul. 87, 24 m<sup>3</sup>, 283 °K, 10 m/s, 822 kg/m<sup>3</sup>, 1.82e-4 m<sup>2</sup>/s); y Sture Blend (jun. 94, 20 m<sup>3</sup>, 283 °K, 7-10 m/s, 840 kg/m<sup>3</sup>, 7.14e-6 m<sup>2</sup>/s).

Figura 6. Comportamiento de la disolución<sup>2</sup>



Fuente: Daling et al (1999)

La dispersión vertical se refleja en el crecimiento vertical de la mancha a través de una nube de gotas de diferentes tamaños que se forman por la turbulencia generada por el oleaje y que se transportan junto con la mancha. La dispersión puede propiciar y favorecer otros fenómenos de pérdida de masa; si se tiene en cuenta que a raíz de esta nube de gotas se incrementa la disolución, se activa la sedimentación por la coalescencia de las gotas con partículas suspendidas y se facilita la biodegradación. Sin embargo, estos fenómenos no representan una fracción considerable de la masa perdida y por otra parte aún no es clara su modelación.

- Contenido de agua

El contenido de agua o emulsificación fue medido en tres de las pruebas de campo reportadas, las de julio de 1987 con crudo Forties y agosto de 1995 con crudo Troll (días uno y dos), todas en el Mar del Norte. La comparación entre los datos experimentales y los resultados de su modelación se puede observar en la figura 5-x.

El grado de ajuste del modelo de contenido de agua empleado es satisfactorio tal como se observa en la tabla 2, donde se destaca la capacidad de las expresiones utilizadas para representar el proceso de emulsificación de los experimentos realizados con crudo Troll, cuyo grado de ajuste es de 0.98 y 0.99 para el primero y segundo día, respectivamente. En el caso del crudo Forties, el grado de ajuste es menor (0.58) y se explica principalmente por las limitaciones del modelo empleado; sin embargo, es posible predecir el comportamiento de la emulsión a largo plazo con bastante precisión, ya que el problema es notorio únicamente en los primeros 800 min.

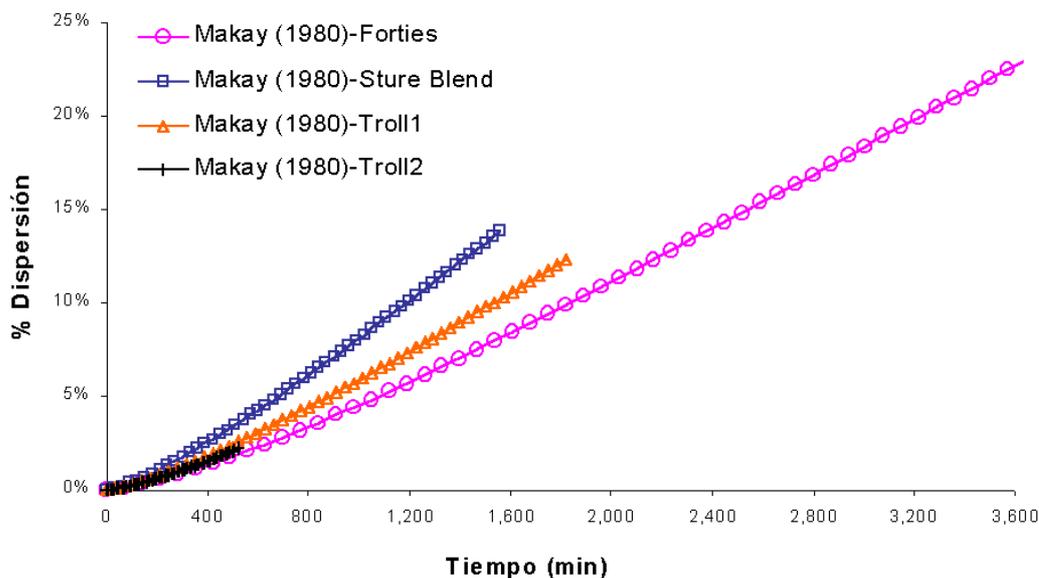
Tabla 2. Evaluación del modelo de contenido de agua

Tipo de Crudo	Ajuste	$\sqrt{MSEs}$	% MSEs	$\sqrt{MSEu}$	%MSEu	$\sqrt{MSE}$
Troll (día 1)	0.98	$3.6 \times 10^{-2}$	31	$5.3 \times 10^{-2}$	69	$6.4 \times 10^{-2}$
Troll (día 2)	0.99	$2.9 \times 10^{-2}$	72	$1.8 \times 10^{-2}$	28	$3.4 \times 10^{-2}$
Forties	0.58	$2.1 \times 10^{-1}$	76	$1.2 \times 10^{-2}$	24	$2.4 \times 10^{-2}$

Fuente: Resultados de simulación

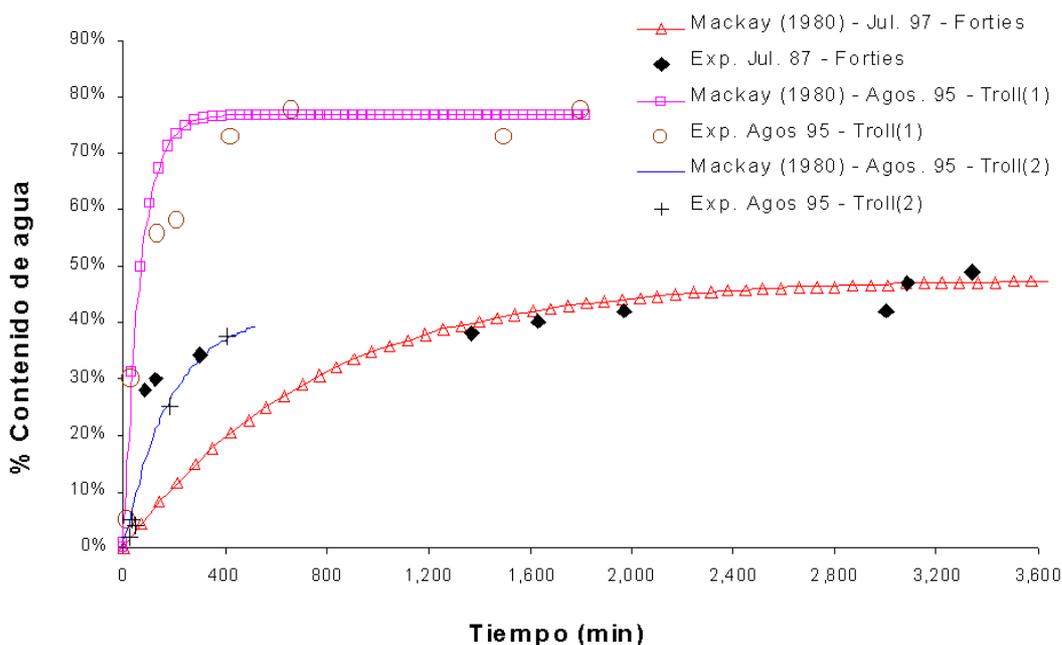
<sup>2</sup> Datos básicos: Crudo Forties (jul. 87, 24 m<sup>3</sup>, 283 °K, 10 m/s, 822 kg/m<sup>3</sup>, 1.82e-4 m<sup>2</sup>/s); crudo Troll Blend (agos. 95, 15 y 25 m<sup>3</sup>, 288 °K, 6-9 y 2-6 m/s, 893 kg/m<sup>3</sup>, 3.36e-5 m<sup>2</sup>/s, para primer y segundo día) y Sture Blend (jun. 94, 20 m<sup>3</sup>, 283 °K, 7-10 m/s, 840 kg/m<sup>3</sup>, 7.14e-6 m<sup>2</sup>/s).

Figura 7. Comportamiento de la dispersión vertical<sup>3</sup>



Fuente: Daling et al (1999)

Figura 8. Comportamiento del contenido de agua<sup>4</sup>



Fuente: Li-Ze-wei et al (2000), Daling et al (1999).

<sup>3</sup> Datos básicos: Crudo Forties (jul. 87, 24 m<sup>3</sup>, 283 °K, 10 m/s, 822 kg/m<sup>3</sup>, 1.82e-4 m<sup>2</sup>/s); crudo Troll Blend (agos. 95, 15 y 25 m<sup>3</sup>, 288 K, 6-9 y 2-6 m/s, 893 kg/m<sup>3</sup>, 3.36e-5 m<sup>2</sup>/s, para primer y segundo día) y Sture Blend (jun. 94, 20 m<sup>3</sup>, 283 °K, 7-10 m/s, 840 kg/m<sup>3</sup>, 7.14e-6 m<sup>2</sup>/s).

<sup>4</sup> Datos básicos: Crudo Forties (jul. 87, 24 m<sup>3</sup>, 283 °K, 10 m/s, 822 kg/m<sup>3</sup>, 1.82e-4 m<sup>2</sup>/s) y crudo Troll Blend (agos. 95, 15 y 25 m<sup>3</sup>, 288 °K, 6-9 y 2-6 m/s y, 893 kg/m<sup>3</sup>, 3.36e-5 m<sup>2</sup>/s, para primer y segundo día respectivamente).

En lo referente a las constantes de emulsificación, para el caso del crudo tipo liviano Forties se empleó  $KA=5e-6$  y  $C1=2.1$ , y para el crudo tipo pesado Troll se utilizó  $KA=5e-5$  y  $C1=1.32$ . Estos valores se encuentran dentro del rango propuesto por Mackay et al (1982), citado por Reed et al (1988) y Cormack (1983), citado por Rasmussen (1985), con base en correlaciones experimentales.

La comparación de los experimentos reportados permite observar que los crudos pesados tienen una mayor tendencia a emulsificarse. Igualmente, para el caso del crudo Troll, se observa un mayor contenido de agua en las pruebas del primer día, lo cual se debe a la mayor velocidad del viento, que para el primer día fue de 6 – 9 m/s y para el segundo día fue de 2 – 6 m/s. De ello se puede inferir que en los experimentos analizados el contenido de agua es proporcional a la densidad del crudo y a la velocidad del viento.

Cambio de propiedades

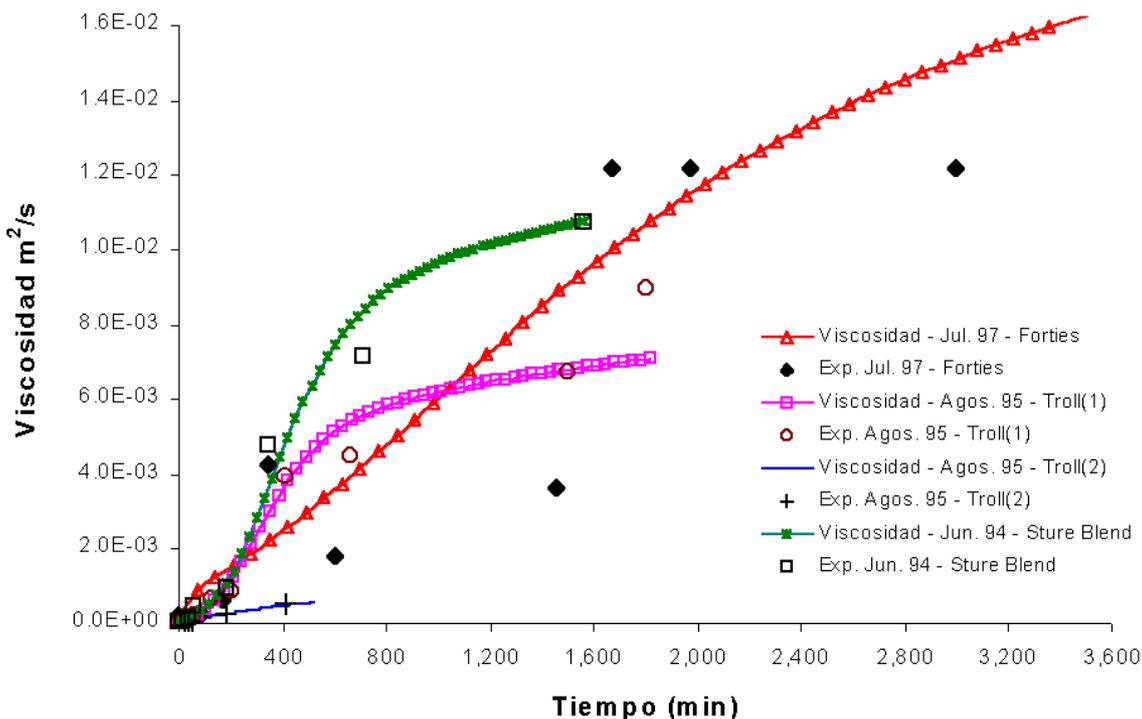
- **Viscosidad**

La corrección de la viscosidad depende de tres factores importantes: el contenido de agua del hidrocarburo, la fracción evaporada y la temperatura. Con temperatura constante de acuerdo con los datos experimentales reportados, solo es necesario realizar correcciones de la viscosidad por contenido de agua y evaporación.

La viscosidad fue medida en cada una de las pruebas de campo reportadas y para cada caso se modeló su comportamiento siguiendo los criterios planteados arriba, lo cual se puede observar en la figura 9.

**Figura 9. Comportamiento de la viscosidad<sup>5</sup>**

Fuente: Li-Ze-wei et al (2000), Daling et al (1999)



Los datos experimentales de la viscosidad muestran una gran variación a lo largo del tiempo. Por ejemplo para el crudo Forties, la viscosidad aumenta casi 90 veces su valor inicial; para el crudo Troll (día uno), 210 veces; para el crudo Troll (día dos), 20 veces; y para el crudo Sture Blend, 226 veces. Cabe destacar que cada uno de los experimentos tuvo diferente duración (3,600 min, caso Forties; 1,600 min, caso Sture; 1,800 min, caso Troll, día uno; y 450 min, caso Troll, día dos).

Si se considera un tiempo común para los cuatro casos (400 min), la variación de la viscosidad sería de 14 veces para el crudo Forties, 93 para el crudo Sture, 113 para el crudo Troll primer día, y 17 para el crudo Troll segundo día. Esto permite

<sup>5</sup> Datos básicos: Crudo Forties (jul. 87, 24 m<sup>3</sup>, 283 °K, 10 m/s, 822 kg/m<sup>3</sup>, 1.82e-4 m<sup>2</sup>/s); crudo Troll Blend (agos. 95, 15 y 25 m<sup>3</sup>, 288 °K, 6-9 y 2-6 m/s, 893 kg/m<sup>3</sup>, 3.36e-5 m<sup>2</sup>/s, para primer y segundo día) y Sture Blend (jun. 94, 20 m<sup>3</sup>, 283 °K, 7-10 m/s, 840 kg/m<sup>3</sup>, 7.14e-6 m<sup>2</sup>/s).

concluir que en los experimentos analizados el cambio de la viscosidad es mayor cuando la velocidad del viento es mayor, como lo muestra los experimentos con crudo Troll, primero y segundo día; igualmente, se puede observar que el cambio de la viscosidad es mayor para los crudos ligeros, como es el caso del crudo Sture Blend (ver tabla 3).

Para simular las pruebas de campo se emplearon diferentes valores del coeficiente de corrección de la viscosidad por evaporación: 6 para el crudo Forties, 4.5 para crudo Sture Blend y 8.5 para el crudo Troll. Según Reed et al (1988), el coeficiente de corrección de la viscosidad por evaporación puede variar desde 1 hasta 10 para crudos de ligeros a pesados.

En la tabla 3, se concentran los resultados de la evaluación del modelo de corrección de la viscosidad; se infiere que las expresiones empleadas son apropiadas, ya que en todos los casos el coeficiente de ajuste está por encima de 0.9; ya que los modelos matemáticos utilizados requieren coeficientes que deben ser hallados de manera experimental, se recomienda realizar previamente pruebas de laboratorio.

**Tabla 3. Evaluación del modelo de corrección de viscosidad**

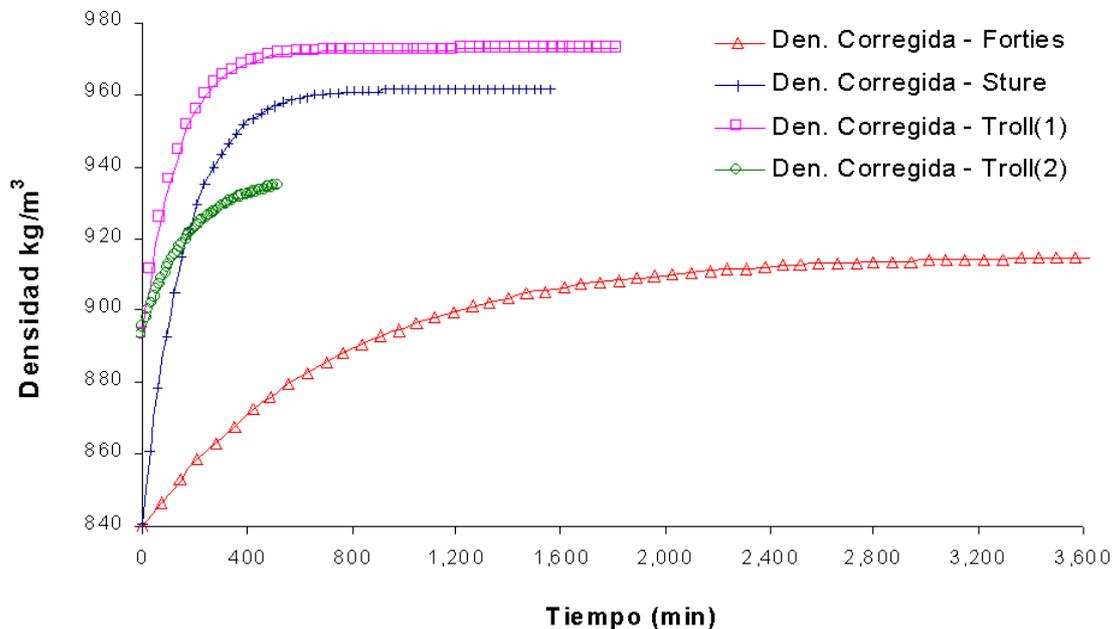
Tipo de crudo	Ajuste	$\sqrt{MSEs}$	% MSEs	$\sqrt{MSEu}$	%MSEu	$\sqrt{MSE}$
Sture Blend	0.99	$1.3 \times 10^{-4}$	5	$5.6 \times 10^{-4}$	95	$5.7 \times 10^{-4}$
Troll (día 1)	0.99	$3.8 \times 10^{-4}$	32	$5.6 \times 10^{-4}$	68	$6.7 \times 10^{-4}$
Troll (día 2)	0.98	$4.5 \times 10^{-5}$	80	$2.3 \times 10^{-5}$	20	$5.1 \times 10^{-5}$
Forties	0.92	$1.8 \times 10^{-3}$	25	$3.2 \times 10^{-3}$	75	$3.6 \times 10^{-3}$

Fuente: Resultados de simulación

• **Densidad**

El cambio de la densidad depende del contenido de agua y de la evaporación de los hidrocarburos más ligeros; sin embargo, en los resultados de la figura 10, únicamente, se considera la variación respecto al contenido de agua, ya que en el caso de la evaporación es necesario hallar una constante experimental que depende de la composición del petróleo. Aunque no se cuenta con datos experimentales para comparar los resultados de la modelación, es posible apreciar una dependencia directa entre el contenido de agua, la evaporación y el cambio de la densidad, lo cual se ilustra en la tabla 3.

**Figura 10. Comportamiento de la densidad<sup>6</sup>**



Fuente: Li-Ze-wei et al (2000), Daling et al (1999)

<sup>6</sup> Datos Básicos: Crudo Forties (jul. 87, 24 m³, 283 °K, 10 m/s, 822 kg/m³, 1.82e-4 m²/s); crudo Troll Blend (agos. 95, 15 y 25 m³, 288 °K, 6-9 y 2-6 m/s, 893 kg/m³, 3.36e-5 m²/s, para primer y segundo día) y Sture Blend (jun. 94, 20 m³, 283 °K, 7-10 m/s, 840 kg/m³, 7.14e-6 m²/s).

**Tabla 4. Relación de la densidad y la viscosidad con el contenido de agua y la evaporación**

*Crudo Sture Blend*

Tiempo (min)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidad (m <sup>2</sup> /s)	Evaporación (%)	Contenido de Agua (%)
0	840	4.76 x 10 <sup>-5</sup>	0	0
60	878	2.37 x 10 <sup>-4</sup>	19.5	24.4
600	958	7.46 x 10 <sup>-3</sup>	30.45	30.4

*Crudo Troll (día uno)*

Tiempo (min)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidad (m <sup>2</sup> /s)	Evaporación (%)	Contenido de Agua (%)
0	893	3.36 x 10 <sup>-5</sup>	0	0
60	925	2.21 x 10 <sup>-4</sup>	12.2	24.4
600	971	5.12 x 10 <sup>-3</sup>	18.4	74.8

*Crudo Troll (día 2)*

Tiempo (min)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidad (m <sup>2</sup> /s)	Evaporación (%)	Contenido de Agua (%)
0	893	3.36 x 10 <sup>-5</sup>	0	0
60	905	1.07 x 10 <sup>-4</sup>	11.8	11.5
450	932	4.65 x 10 <sup>-4</sup>	17.6	38.0

*Crudo Forties*

Tiempo (min)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidad (m <sup>2</sup> /s)	Evaporación (%)	Contenido de Agua (%)
0	840	1.82 x 10 <sup>-4</sup>	0	0
60	845.7	8.12 x 10 <sup>-4</sup>	23.3	3.6
600	881.2	3.56 x 10 <sup>-3</sup>	36.5	26.1

Fuente: Resultados de simulación

• **Integración de procesos**

Uno de los objetivos fundamentales de la predicción de derrames de petróleo es dotar al investigador de información que le permita tomar decisiones acerca de cómo se comportan los procesos asociados a esos derrames. A continuación se comparan los resultados de los experimentos analizados en la sección anterior, con el fin de entender un poco más la dinámica de los derrames de petróleo.

En las figuras 11 a 14, se ilustra el comportamiento integrado de los procesos de evaporación, disolución y dispersión vertical.

Al observar estas figuras se corrobora que:

- El hidrocarburo ligero se evapora en mayor grado que el pesado.
- El hidrocarburo ligero se disuelve en mayor proporción que el pesado.
- En un hidrocarburo pesado la dispersión vertical comienza a evolucionar más pronto que en uno liviano.
- La evaporación es el primer proceso que se presenta en un derrame de petróleo.
- La disolución es menor para los hidrocarburos pesados.
- La dispersión vertical comienza a tener importancia en un tiempo posterior al de la evaporación y disolución.
- La evaporación es mayor a mayor temperatura.
- La evaporación y dispersión vertical son mayores cuando la velocidad del viento aumenta.
- La disolución es mayor cuando el área del derrame es más grande.
- Cada proceso tiende a alcanzar un valor máximo; cuando esto se logra, el efecto deja de ser relevante.

Figura 11. Procesos integrados: crudo Forties<sup>7</sup>

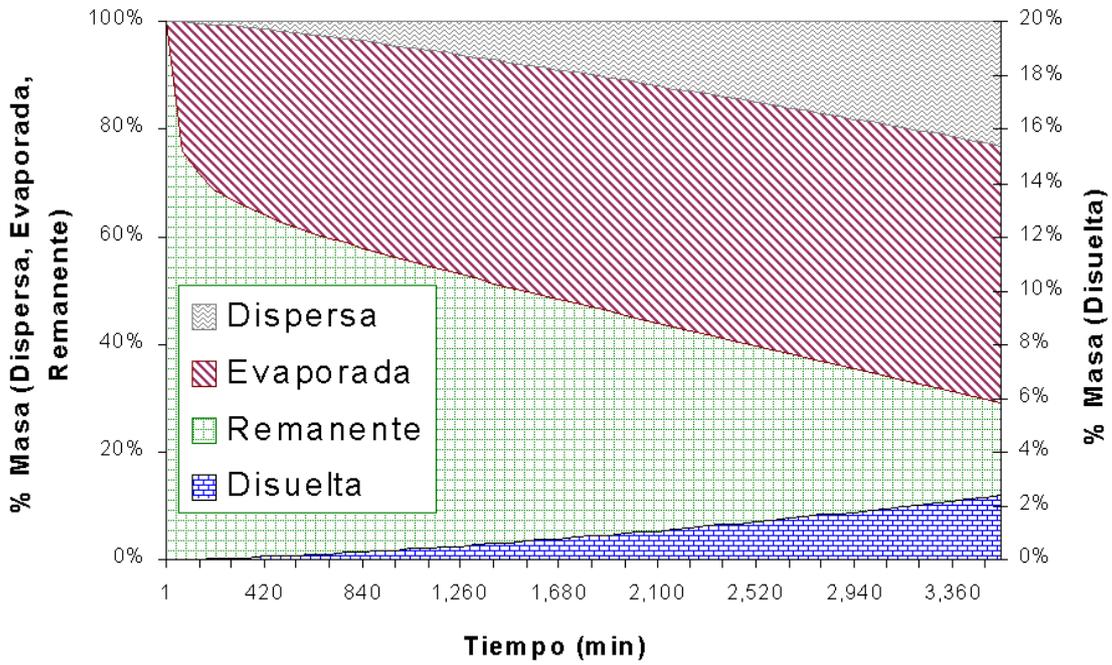


Figura 12. Procesos integrados: crudo Sture Blend<sup>8</sup>

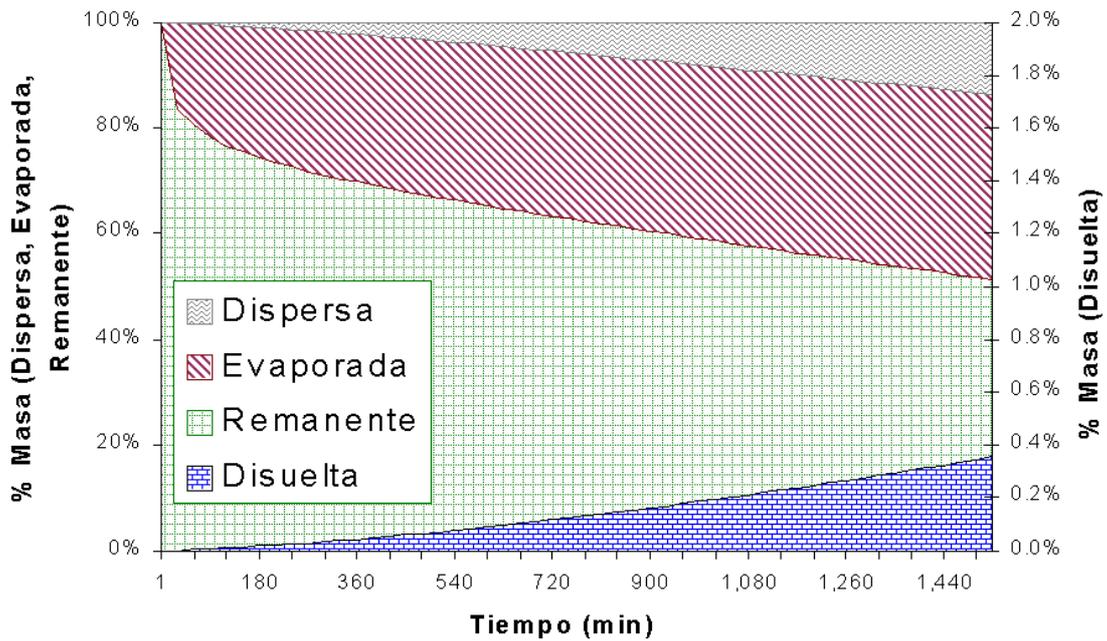


Figura 13. Procesos integrados: crudo Troll primer día<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Crudo Forties (jul. 87, 24 m<sup>3</sup>, 283 °K, 10 m/s, 822 kg/m<sup>3</sup>, 1.82e-4 m<sup>2</sup>/s).

<sup>8</sup> Sture Blend (jun. 94, 20 m<sup>3</sup>, 283 °K, 7-10 m/s, 840 kg/m<sup>3</sup>, 7.14e-6 m<sup>2</sup>/s).

<sup>9</sup> Crudo Troll Blend (agos. 95, 15 m<sup>3</sup>, 288 °K, 6-9 m/s, 893 kg/m<sup>3</sup>, 3.36e-5 m<sup>2</sup>/s).

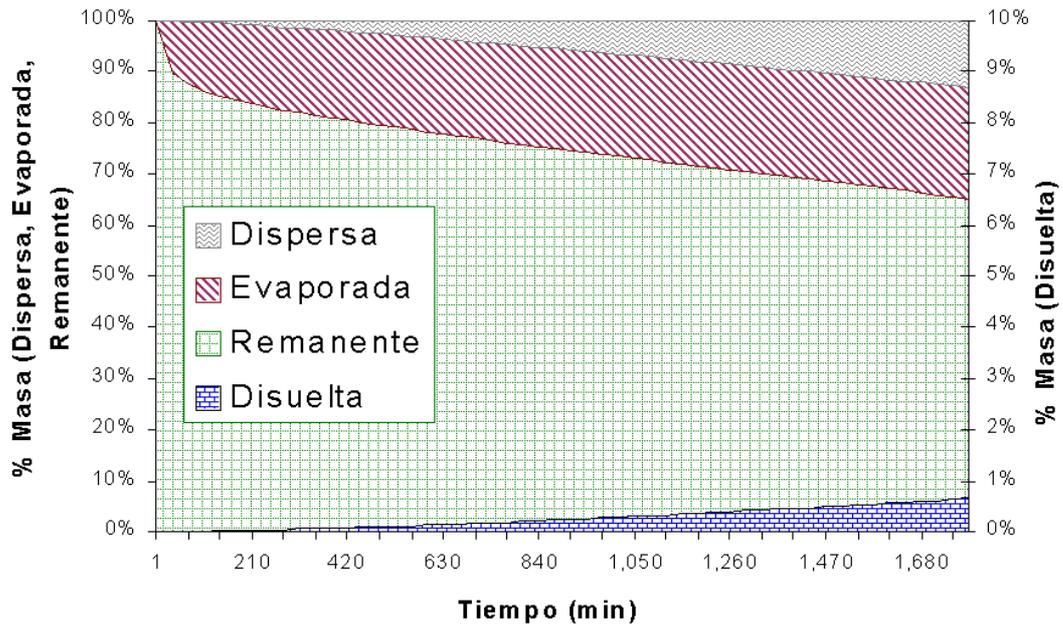
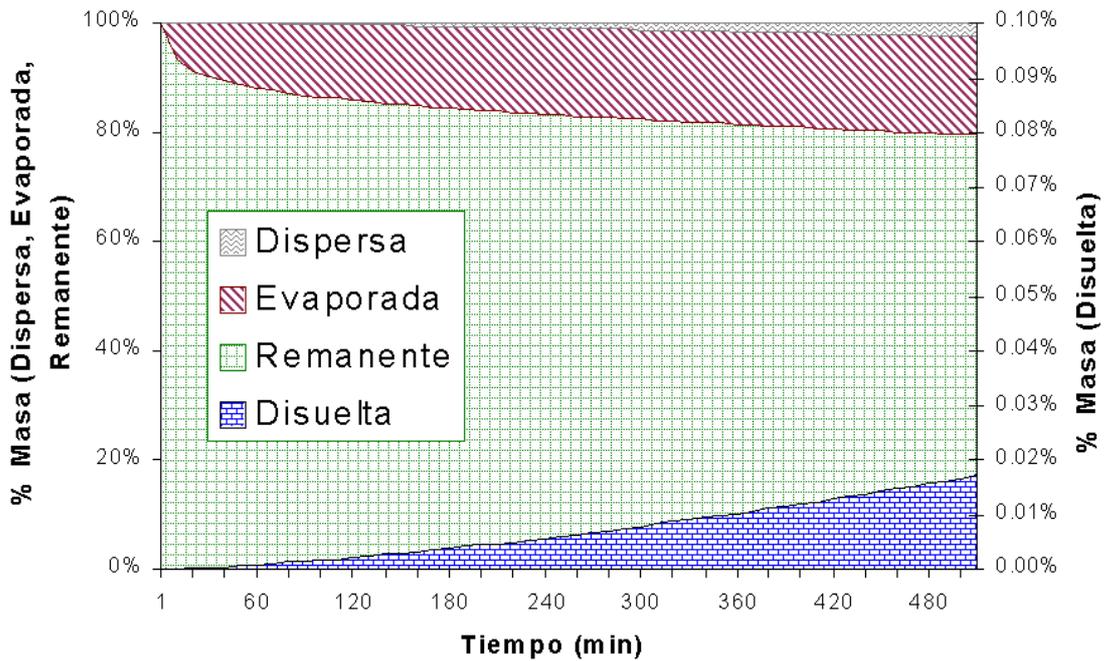


Figura 14. Procesos integrados crudo: Troll Blend segundo día<sup>10</sup>



<sup>10</sup> Crudo Troll Blend (agos. 95, 25 m<sup>3</sup>, 288 °K, 2-6 m/s, 893 kg/m<sup>3</sup>, 3.36e-5 m<sup>2</sup>/s).

- **Estimación del área**

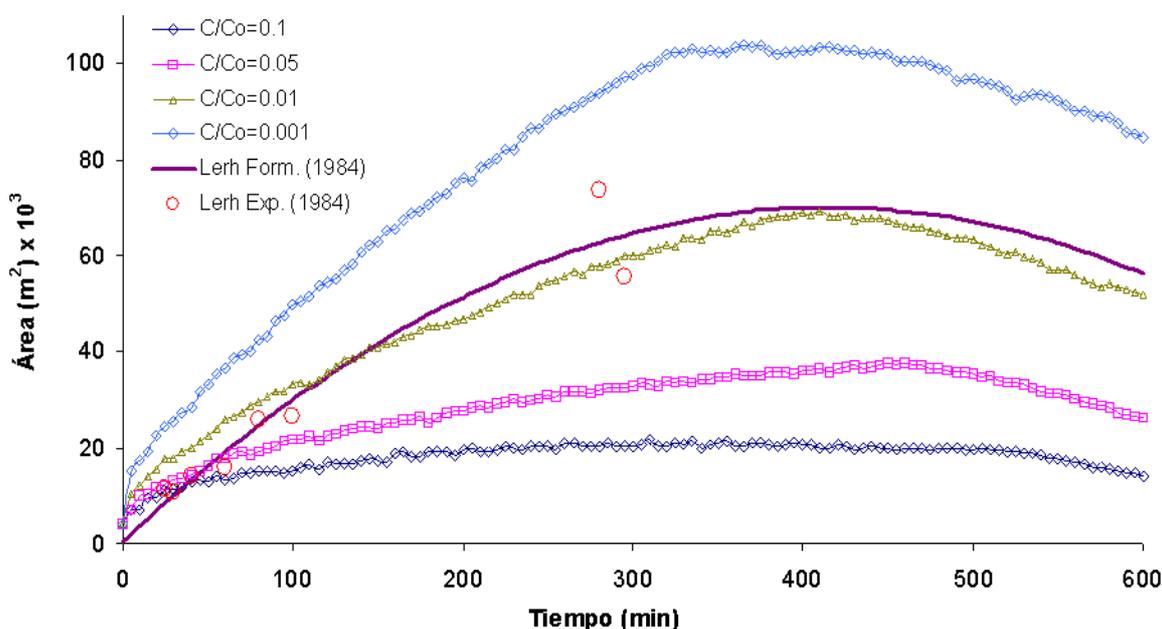
Determinar la forma en que evoluciona el área de un derrame de petróleo es el objetivo fundamental de este trabajo, entre otras razones porque esa información es necesaria para estimar el impacto ambiental correspondiente. En esta sección, primero se describe la metodología empleada para determinar el área de la mancha de petróleo; luego se presentan los resultados de la estimación, así como un análisis de sensibilidad que muestra la dependencia de los resultados con los principales parámetros de simulación; por último se comparan los resultados con otros modelos descritos anteriormente. Cabe señalar que todas las conclusiones y comentarios aquí expuestos se refieren a los experimentos realizados por Lerh et al (1984, 1984a) y la estructuración de un caso base a partir de estos, por lo que no pueden ser extrapolados a menos que se cuente con nuevas evidencias experimentales.

Para calcular el área, se alimentó el programa con los datos presentados en el anexo siguiente, cuyo archivo corresponde a las condiciones de simulación establecidas para el denominado caso base.

En la determinación del área fue necesario tomar en cuenta cierto límite de concentración normalizada, con base en la concentración inicial de petróleo, a partir del cual se consideró que las celdas estaban siendo ocupadas por el derrame y correspondían a la zona oscura de la mancha (Lerh et al 1984); las celdas ocupadas por una concentración menor correspondían a la zona de iridiscencia, para la cual no existe suficiente evidencia experimental que permita distinguir entre una ocupada por la película iridiscente y una no ocupada, así que los resultados no fueron considerados confiables, puesto que concentraciones tan pequeñas (10<sup>-5</sup> o 10<sup>-6</sup>) pueden ser producto de errores acumulativos, propios de cualquier solución numérica. Para determinar la concentración límite, se probaron diferentes valores de concentración normalizada; los resultados se presentan a continuación.

En la figura 15, se comparan los datos experimentales del derrame de 8.11 m<sup>3</sup> descrito por Leer et al (1984), la ecuación propuesta por los mismos autores (ver tabla 5) y los resultados de la simulación numérica, en la cual se consideran diferentes valores de concentración normalizada a partir de los cuales, se determina el área (ver sección 4). Esta comparación permite determinar que para este caso la concentración límite de 0.01 es la que mejor representa el crecimiento del área.

**Figura 15. Estimación del área para el caso base<sup>11</sup>**



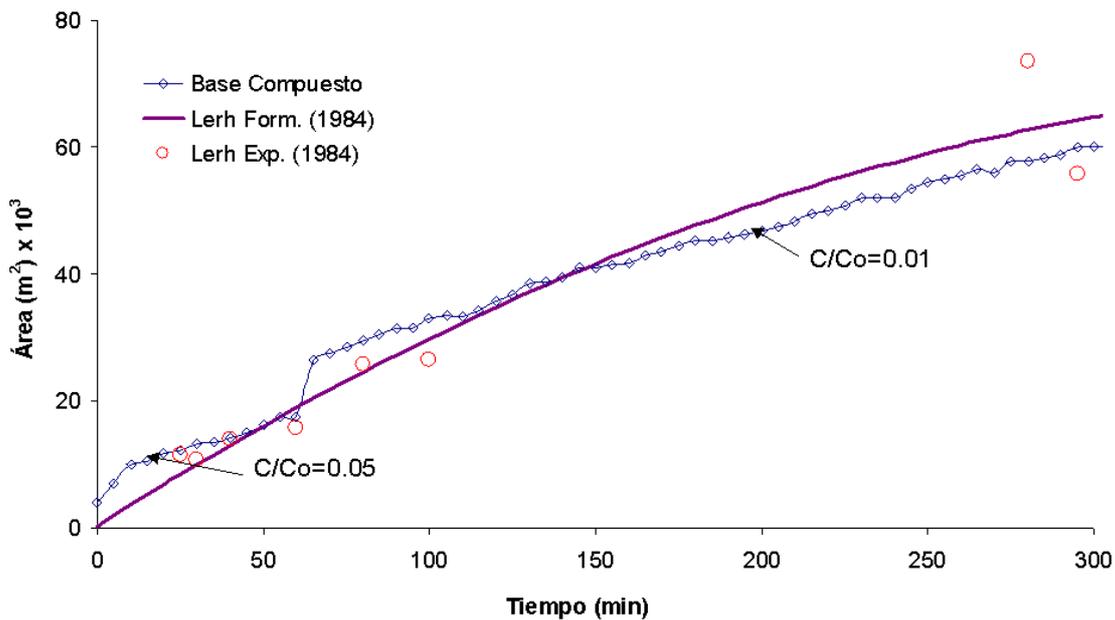
De acuerdo con lo anterior, se decidió realizar la simulación hasta los 600 min con el fin de observar el comportamiento del derrame en tiempos posteriores a los reportados en los datos experimentales. A partir de las curvas allí dibujadas, se infiere que el modelo propuesto es capaz de predecir la evolución del área oscura de la mancha hasta el momento en que ésta desaparece, dando paso a la existencia de una mancha iridiscente en su totalidad.

<sup>11</sup> El caso base corresponde a las condiciones del derrame de 8.11 m<sup>3</sup> descritas en la tabla 5-1, a una velocidad de corriente equivalente de 0.015 m/s, área inicial de 4,000 m<sup>2</sup> y un coeficiente de difusión constante de 19 m<sup>2</sup>/s. No se consideran procesos de pérdida de masa.

La figura 16 permite observar que los resultados obtenidos en la simulación numérica describen el comportamiento experimental y son del mismo orden de magnitud. Empleando la metodología de evaluación propuesta en la sección 4.4, se obtiene un grado de ajuste de 0.95. La diferencia entre los datos observados y los simulados se atribuye en un 75% a las dificultades del modelo para representar la prueba de campo y en un 25% al error aleatorio de los datos experimentales. Estos resultados, se retoman en la sección dedicada a comparar del modelo propuesto con otros modelos de estimación del área.

Con base en los resultados presentados en la figura 15, se consideró la posibilidad de elaborar una función compuesta para el cálculo del área de manera que se aprovecharan los intervalos de tiempo en los cuales cada concentración límite permite representar mejor la evolución de la mancha; como resultado de esto, se realizó la figura 16. Este concepto puede ser empleado para construir una expresión que permita estimar la concentración límite en función del tiempo cuando se cuente con mayor información experimental.

**Figura 16. Estimación del área a partir de una función compuesta de la concentración límite normalizada para el caso base**



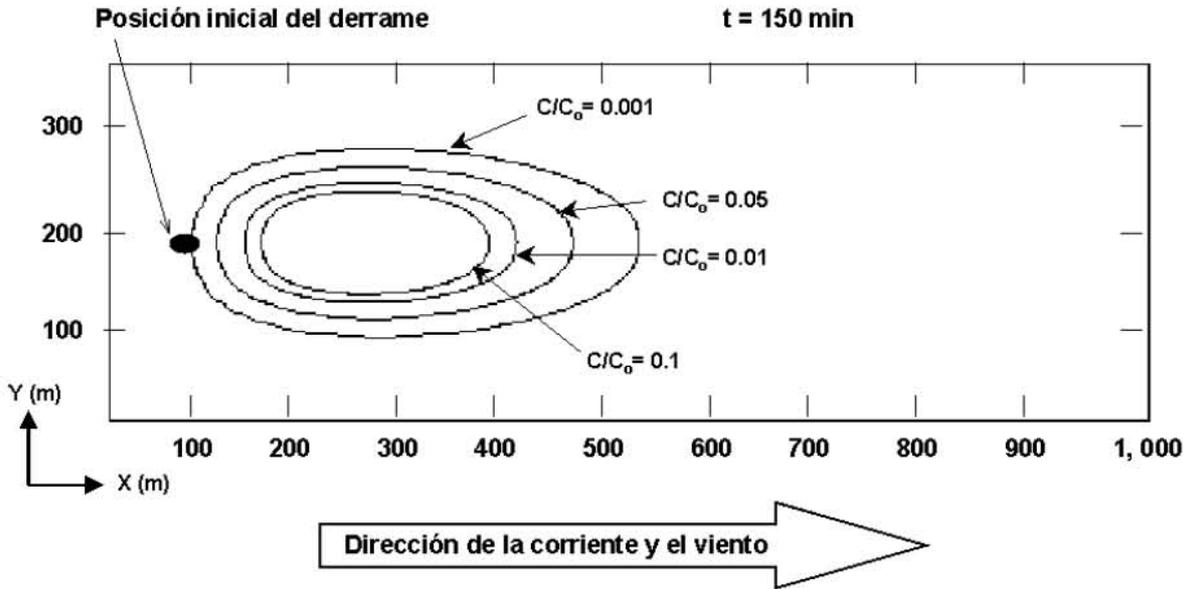
En la figura 17, se muestra la evolución del derrame modelado para el caso base, se observa cómo los contornos de la mancha van creciendo al mismo tiempo que su forma elíptica inicial da paso a una forma achatada producto de los efectos hidrodinámicos. También, se visualiza cómo las dimensiones de los contornos de una misma concentración normalizada crecen hasta aproximadamente los 300 min y después decrecen, de acuerdo con el comportamiento ilustrado por la figura 17, lo cual, es propio de un derrame de petróleo en la zona oscura (Lerh et al 1984).

La forma elíptica del derrame coincide con las observaciones (Lo, 1991) y los resultados de la simulación numérica presentados en la figura 17. El modelo propuesto describe la forma de la mancha sin suponer que ésta es circular, como generalmente se plantea en correlaciones (Blokker, 1964; Fay, 1971; Lerh, 1984 y Makcay, 1980) y en la mayoría de los modelos numéricos reportados (Findicakis et al, 1998; Lo, 1991; Reed et al, 1988; Zhubrin, 1997).

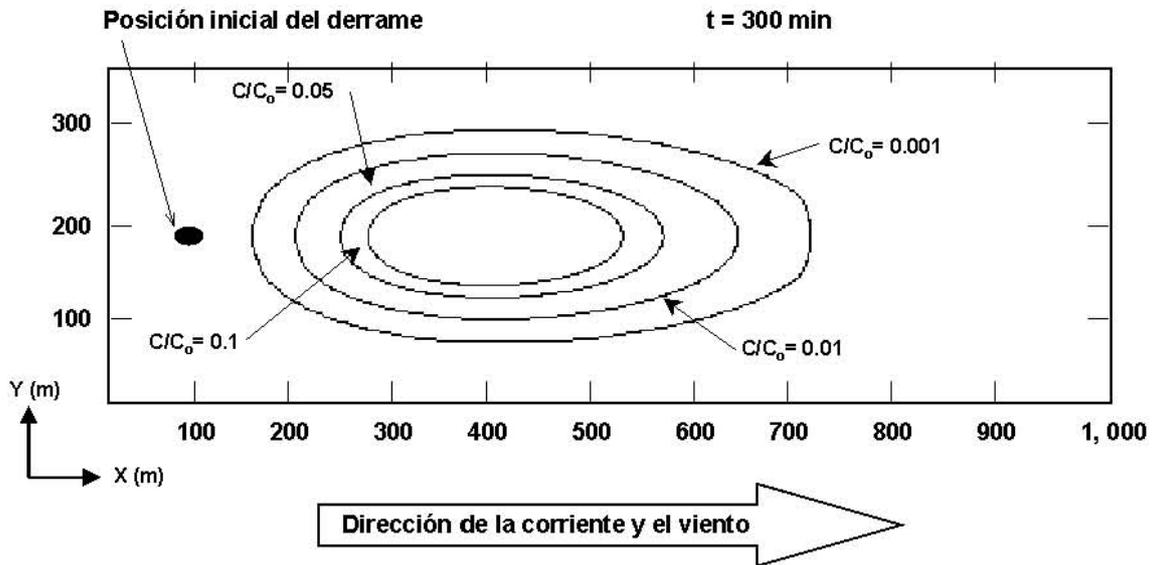
Con respecto a la trayectoria descrita por el derrame, no es posible realizar comparaciones, ya que los datos reportados (Lerh et al, 1984, 1984a) no incluyen este tipo de información; sin embargo, los resultados obtenidos con el presente modelo permiten tener una idea del recorrido y la morfología propia del derrame durante el experimento.

Figura 17. Evolución de los contornos de concentración del case base en el tiempo.

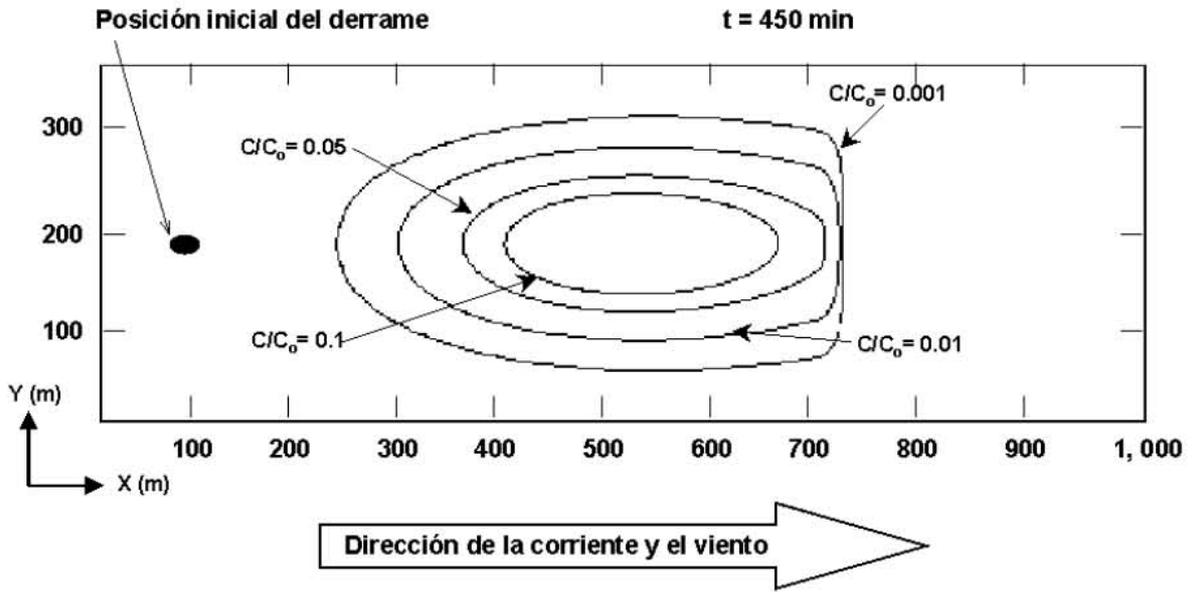
a)



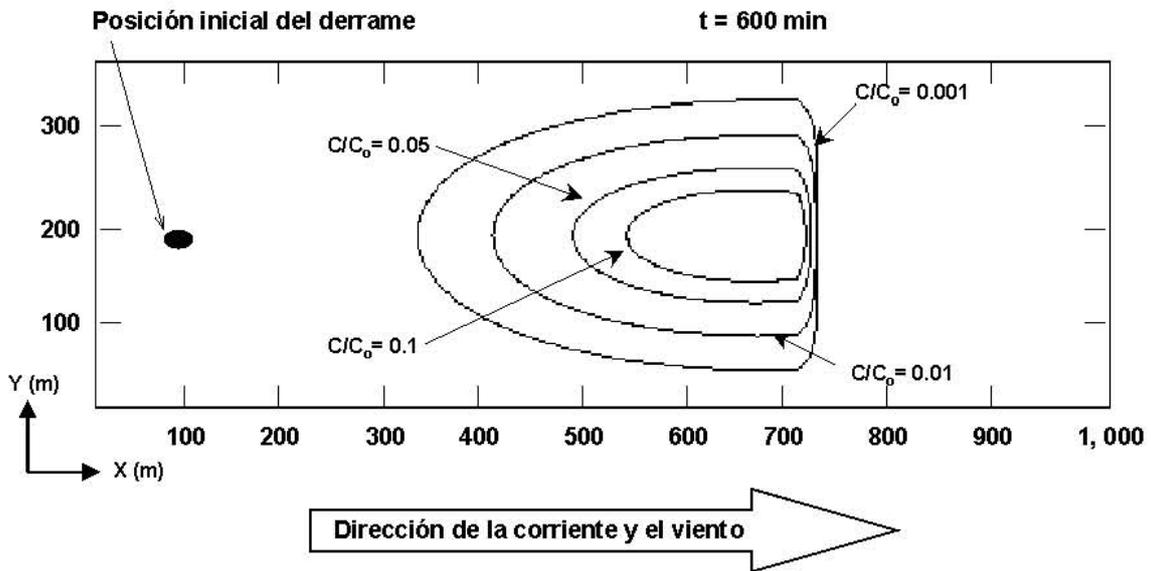
b)



c)



d)



#### Validación del procedimiento

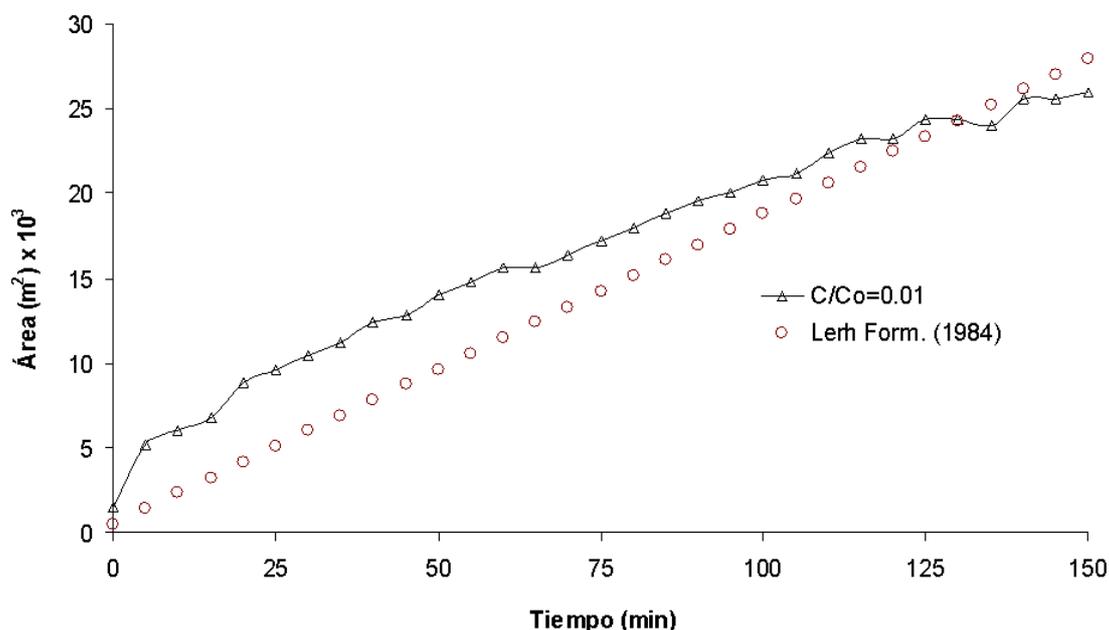
Con el fin de validar el procedimiento empleado para la determinación del área del derrame de  $8.11 \text{ m}^3$ , se modelaron los dos restantes ensayos de campo reportados por Lerh et al (1984) y descritos en el capítulo 3. De acuerdo con lo anterior, se consideró un espesor inicial de 2 mm para cada uno de los derrames y una velocidad de corriente equivalente igual a 0.003

veces la velocidad del viento a 10 m sobre el nivel del mar; esto dio como resultado las curvas de las figuras 18 y 19 para los derrames de 3.02 y 2.06 m<sup>3</sup> respectivamente.

En los dos casos analizados se careció de datos experimentales, por lo que fue necesario emplear las formulas que describen la evolución del derrame. Con base en esta información, se obtuvieron coeficientes de ajuste de 0.95 y 0.47 para los derrames de 3.02 m<sup>3</sup> y 2.06 m<sup>3</sup>, respectivamente. El pobre ajuste de los resultados de la modelación del derrame de 2.06 m<sup>3</sup> se debe principalmente a que durante las pruebas de campo coincidieron fuertes corrientes de agua en la misma dirección del viento, lo cual produjo una mancha alargada de área pequeña (Lerh et al 1984a). Estos efectos, conocidos como Langmuir Circulation – LC, no han sido incluidos en el modelo propuesto y su omisión produce una sobreestimación del área.

De análisis anterior, se puede inferir que el procedimiento utilizado para la modelación de derrames es válido por lo menos para los experimentos estudiados y que puede ser empleado para predecir derrames de petróleo que ocurran en condiciones parecidas, a reserva de compararlo y validarlo con una mayor cantidad de datos experimentales.

**Figura 18. Estimación del área para el derrame de 3.0212 m<sup>3</sup>**



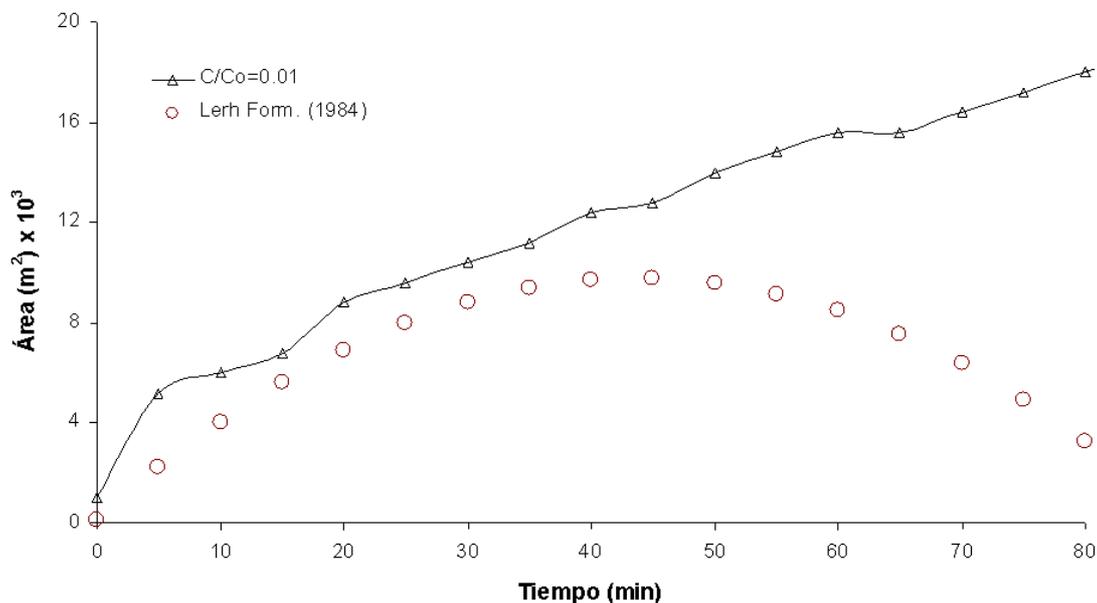
#### Efecto de la velocidad equivalente de corriente de agua

Al comienzo del anexo, se explicó el motivo por el cual fue necesario introducir el concepto de velocidad equivalente; sin embargo, cabe recordar que éste tiene como finalidad armar un caso base que permita analizar el efecto de los múltiples parámetros que intervienen en la estimación del área del derrame, ya que si se introducen directamente las condiciones meteorológicas e hidrodinámicas es imposible representar el comportamiento de la mancha de petróleo y lo que se ha denominado como área oscura por Lerh et al (1984) desaparece en un tiempo menor del real (ver figura 20). Por otro lado, esta idea coincide con lo planteado por Wu (1980) e implementado por Findikakis et al (1998) y Yapa et al (1994) acerca de introducir el efecto del viento sobre el comportamiento de la mancha a partir del valor medido en campo multiplicado por un coeficiente de atenuación. Para el primer grupo de investigadores, es una función de la velocidad y para el segundo grupo, es una constante igual a 0.03.

Aplicando el criterio de la velocidad de corriente equivalente desarrollado en este trabajo, se encontró que para el llamado caso base se debía emplear una velocidad de 0.015 m/s, a través de la cual se representa el comportamiento mostrado por la formulación propuesta por Lerh et al (1984), tal como, se ilustra en la figura 20. El aumento de la velocidad equivalente de corriente de agua a 0.02 m/s tiene dos efectos sobre el crecimiento de la mancha del derrame simulado (caso base): el primero se relaciona con la sobreestimación en los primeros 250 min y el segundo se manifiesta en el decrecimiento anticipado del tamaño a partir aproximadamente de los 250 min. Por otro lado, al disminuir la velocidad equivalente a 0.01 m/s, se experimenta un efecto contrario, ya que la curva que describe la evolución del área de la mancha sigue creciendo tiempo después de lo que la evidencia experimental muestra.

<sup>12</sup> Las condiciones de simulación del derrame de 3.02 m<sup>3</sup> corresponden a las descritas en la tabla 5-1, velocidad de corriente equivalente de 0.02 m/s, área inicial de 1,500 m<sup>2</sup> y un coeficiente de difusión constante de 19 m<sup>2</sup>/s. No se consideran los procesos de pérdida de masa.

Figura 19. Estimación del área para el derrame de 2.0613 m<sup>3</sup>



De acuerdo con el análisis anterior, se pudo inferir que para el caso de estudiado es posible representar los efectos hidrodinámicos y meteorológicos a partir de la velocidad del viento medida a 10 m sobre el nivel del agua multiplicada por un coeficiente de atenuación de 0.003.

De los resultados de la figura 20, se desprende que la velocidad de la corriente otorga al derrame una energía adicional de escurrimiento horizontal, diferente a la dispersión mecánica o expansión horizontal, que es el crecimiento experimentado por un derrame en condiciones de calma y explicado ampliamente por Fay, 1971.

#### Efecto del coeficiente de difusión

En el modelo propuesto, el coeficiente de difusión representa lo que Fay (1971) denominó como escurrimiento o expansión horizontal. Este coeficiente depende de las propiedades físicas y químicas del hidrocarburo y del medio continuo en el que se escurre, en este caso el agua. Con el fin de comparar los resultados de los tres coeficientes de difusión reportados en la literatura, se realizaron simulaciones del derrame de petróleo considerado en el caso base variando únicamente el coeficiente; los resultados se visualizan en la figura 21.

Los tres coeficientes de difusión describen el crecimiento de la mancha de petróleo, pero cuanto menor es el coeficiente tanto menor es el valor del área. Por ejemplo: en 400 min, el área de la mancha es 68,800 m<sup>2</sup> para el coeficiente de difusión de 19 m<sup>2</sup>/s; 51,000 m<sup>2</sup> para el coeficiente de difusión de 5 m<sup>2</sup>/s y 37,800 m<sup>2</sup> para el coeficiente de difusión obtenido en función del tiempo y las propiedades del petróleo.

Una observación particular, es la relacionada con el comportamiento de las curvas de la figura 21, cuanto menor, es el coeficiente de difusión más rápido se alcanza el valor del área máxima de cada uno de los casos; así, para el coeficiente de difusión de 19 m<sup>2</sup>/s el área máxima es 69,200 m<sup>2</sup> a los 410 min, para el coeficiente de 5 m<sup>2</sup>/s el área máxima es 51,600 m<sup>2</sup> a los 370 min y para el coeficiente de difusión en función del tiempo y las propiedades del petróleo el área máxima es 39,200 m<sup>2</sup> a los 360 min, lo cual, se puede explicar debido a la menor rapidez de crecimiento inicial de la mancha.

<sup>13</sup> Las condiciones de simulación del derrame de 2.06 m<sup>3</sup> corresponden a las descritas en la tabla 5-1, velocidad de corriente equivalente de 0.02 m/s, área inicial de 1,000 m<sup>2</sup> y un coeficiente de difusión constante de 19 m<sup>2</sup>/s. No se consideran los procesos de pérdida de masa.

Figura 20. Efecto de la velocidad equivalente de corriente de agua<sup>14</sup>

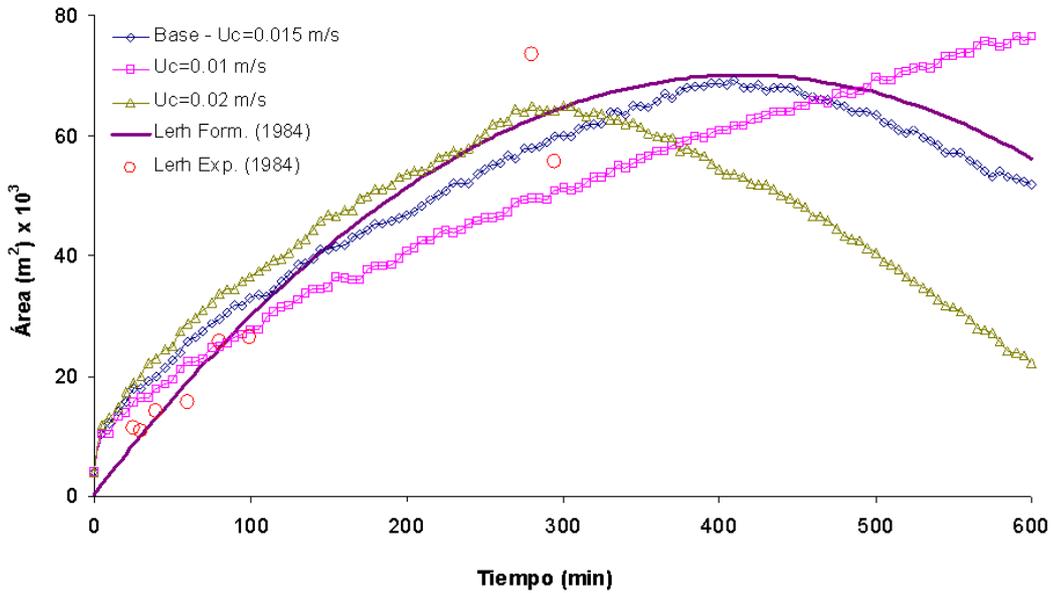
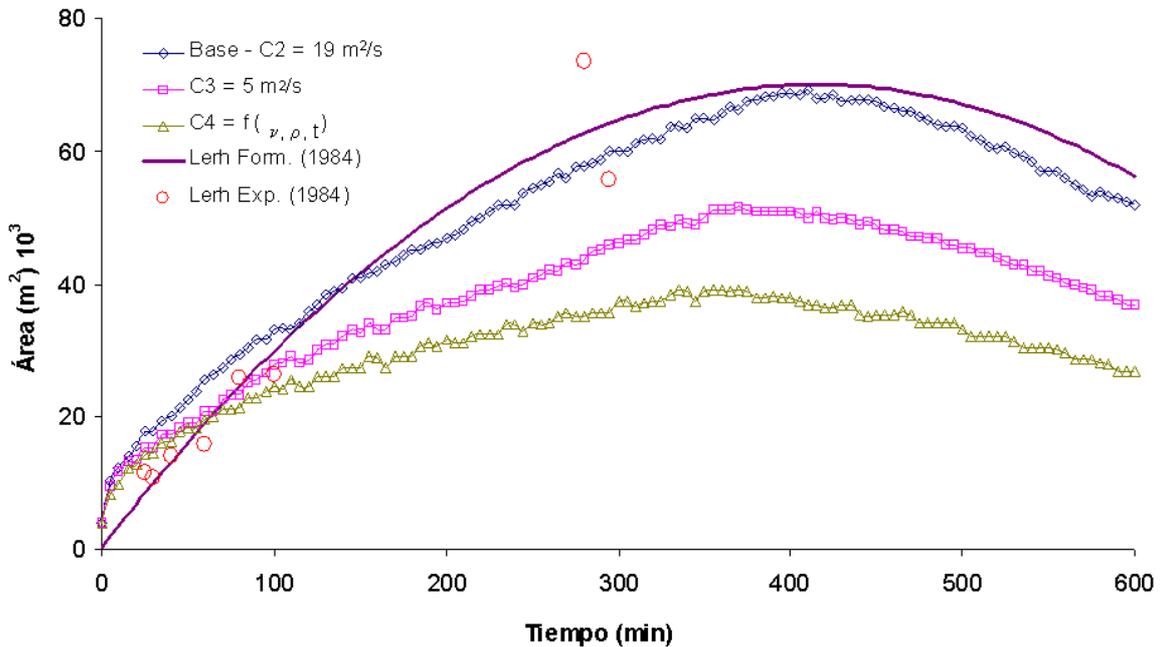


Figura 21. Efecto del coeficiente de difusión<sup>15</sup>



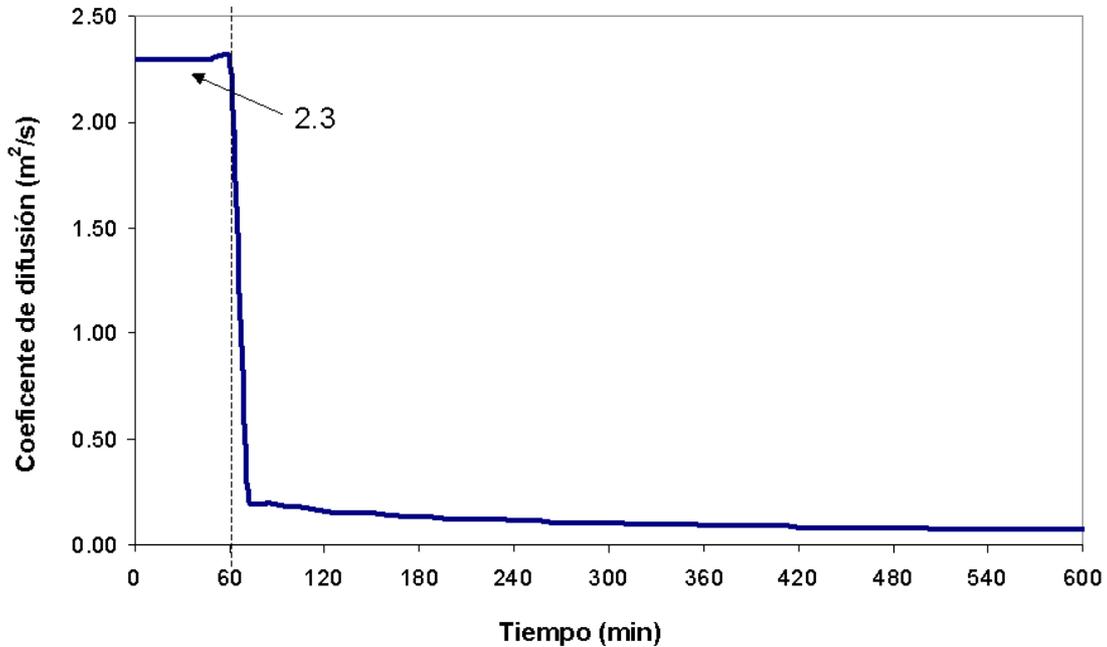
La figura 22 muestra el comportamiento del coeficiente de difusión en función del tiempo y las propiedades del petróleo, considerando estas últimas constantes, tal como se definió para el caso base. En este caso, el valor máximo ( $2.3 \text{ m}^2/\text{s}$ ) se alcanza durante los primeros 60 min, y a partir de ese momento el coeficiente disminuye su valor a  $0.21 \text{ m}^2/\text{s}$ , luego a  $0.07 \text{ m}^2/\text{s}$  a los 600 min, hasta hacerse  $0.0 \text{ m}^2/\text{s}$  aproximadamente en 3 días, debido a que es función del tiempo. El cambio tan

<sup>14</sup> Se consideran las condiciones del caso base.

<sup>15</sup> Se consideran las condiciones del caso base.

pronunciado del coeficiente de difusión a los 60 min, se explica porque según Sobey y Barker (1997) existe una función constante que no depende del tiempo antes de los 60 min y para tiempos posteriores el coeficiente de difusión es calculado a partir de una función que depende del tiempo.

**Figura 22. Comportamiento del coeficiente de difusión en función del tiempo y las propiedades del petróleo para el caso base<sup>16</sup>**



#### **Efecto del área inicial**

El área inicial fue definida con base en los criterios expuestos al principio de la sección, donde se planteó que, de acuerdo con las observaciones de Fay (1971) para los derrames de petróleo menores de  $30 m^3$ , el espesor promedio inicial era de 2 mm; por ello se consideró que el caso base tendría un área inicial de  $4,000 m^2$ . Ahora bien, si esta condición inicial se modifica  $1,000 m^2$  se obtienen curvas como las de la figura 5-x.

Al considerar un mismo tiempo de 150 min, para el caso base (área inicial de  $4,000 m^2$ ) se tiene un área de  $41,000 m^2$ ; para un área inicial de  $5,000 m^2$ , se tiene un área inicial de  $44,000 m^2$ , y para un área inicial de  $3,000 m^2$ , se tiene un área de  $34,000 m^2$ .

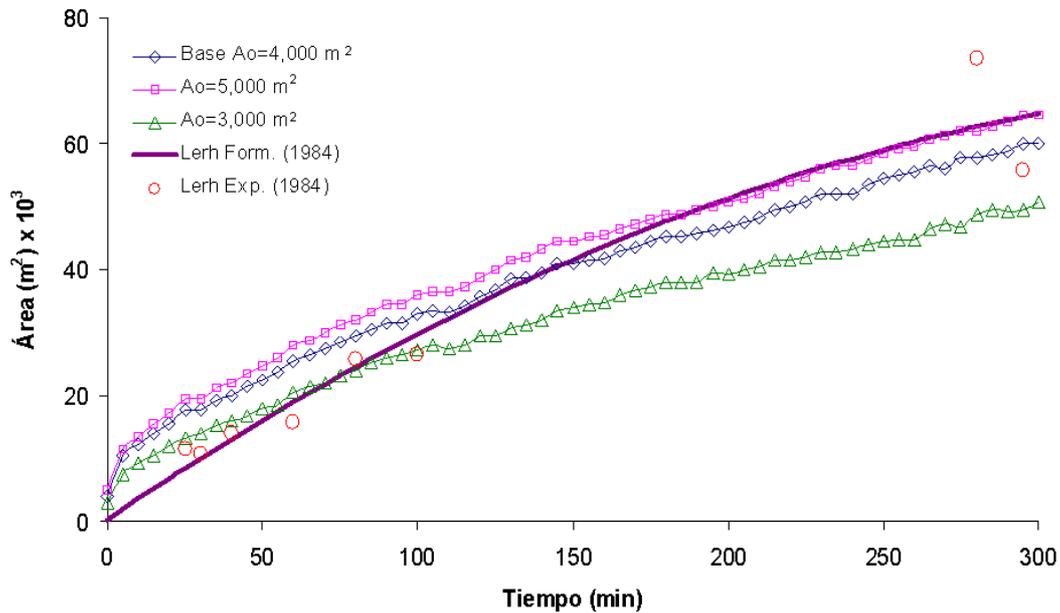
Con base en estos resultados, se puede inferir que la simulación de los derrames de petróleo es más sensible a la disminución del tamaño del área inicial que a su aumento.

#### **Efecto de los procesos de transferencia de masa**

Un aporte del modelo propuesto está en el módulo que se encarga de calcular la masa perdida por evaporación, dispersión y disolución, de forma tal que es posible determinar el valor inicial de la masa y la concentración para cada intervalo de tiempo. Este procedimiento permite un mayor ajuste del modelo con los datos experimentales y una predicción más adecuada de las características finales del derrame, como el espesor y las propiedades de la mancha.

<sup>16</sup> Se consideran las condiciones del caso base.

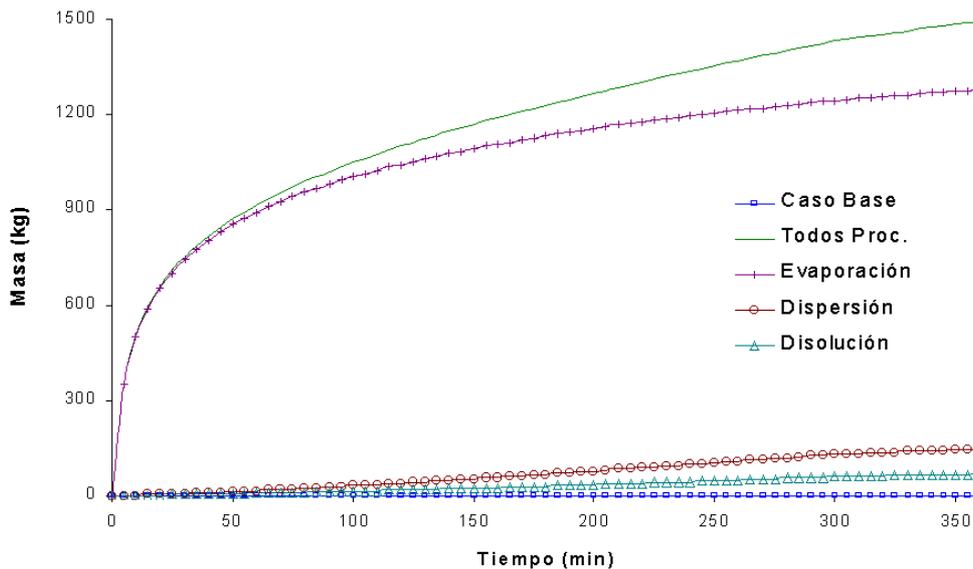
Figura 23. Efecto del área inicial<sup>17</sup>



En la figura 24, se observa el comportamiento de la masa perdida debido a cada uno de los procesos considerados (evaporación, dispersión y disolución). El proceso de transferencia de masa más importante es la evaporación, mientras que la disolución y la dispersión son menos representativas cuantitativamente; por ejemplo, a los 360 min el total de la masa perdida es 1,495 kg (el 21% de la masa inicial), de los cuales el 85.7% corresponde a la evaporación, el 9.8% a la disolución y el 4.6% a la dispersión vertical.

El efecto de la pérdida de masa se ve reflejado en la disminución del espesor de la mancha, ya que el área permanece constante. Esta situación se explica debido a que los procesos de transferencia de masa analizados tienen lugar a lo largo de todo el derrame y afectan por igual toda el área superficial de la mancha. En la figura 25, se muestra el comportamiento del espesor promedio, comparado con los datos experimentales de espesor presentados en el capítulo 3 (Lerh et al 1884a) y los datos de una curva de ajuste propuesta por el mismo equipo de trabajo, para la cual no se proporcionó una función.

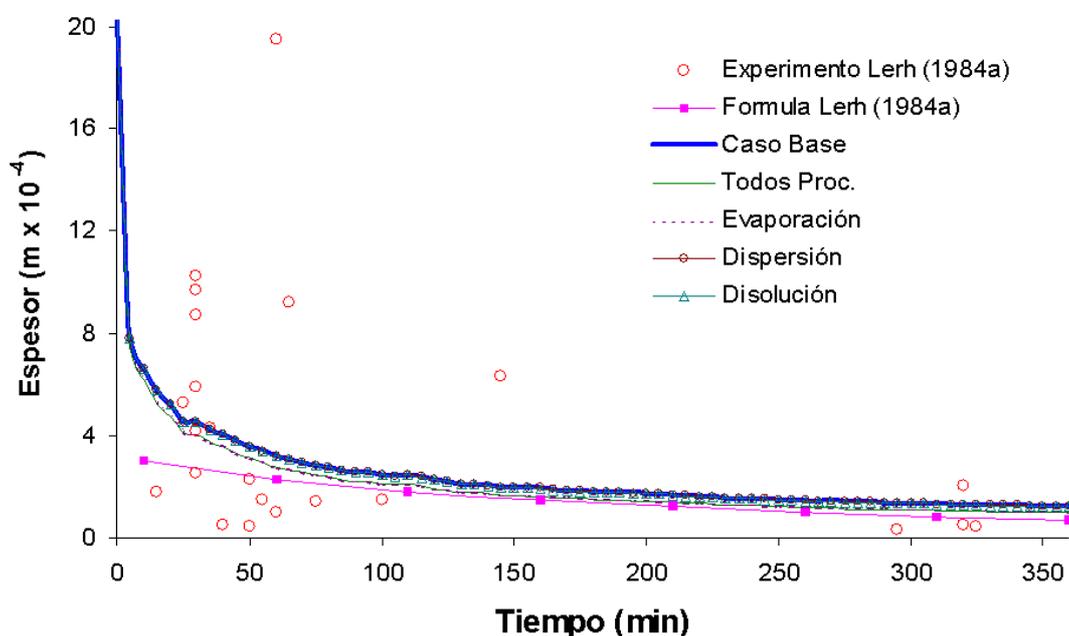
Figura 24. Efecto de los procesos de pérdida de masa para el caso base<sup>18</sup>



<sup>17</sup> Se consideran las condiciones del caso base.

<sup>18</sup> Se consideran las condiciones del caso base y los procesos de pérdida de masa.

Figura 25. Efecto de los procesos de pérdida de masa sobre el espesor promedio para el caso base<sup>20</sup>



Los datos experimentales del espesor son bastante dispersos (desviación estándar  $4.4 \times 10^{-4}$  m); es decir, se encuentran dentro de un intervalo que va desde  $0.3$  a  $20.0 \times 10^{-4}$  m y no tienen una tendencia determinada pues, por ejemplo, el valor máximo del espesor corresponde a los 60 min y este tipo de caso se repite en varias ocasiones.

La dispersión y la poca claridad para determinar un comportamiento característico de los datos experimentales, se puede explicarse debido a que en la realidad el espesor de la mancha no es uniforme, tal como, lo indica Fay (1971); por otro lado, es importante recordar que Lerh et al (1984a) agruparon los datos experimentales de espesor medidos para los derrames de  $8.11$  y  $3.02 \text{ m}^3$  en un solo conjunto. Sin embargo, estas explicaciones no son suficientes y convendría una revisión más a fondo de los datos experimentales (Lerh et al, 1984a). Cabe resaltar que después de los 300 min de la prueba, los datos experimentales muestran un mejor ajuste con los datos de la simulación.

La figura 25 no permite ver con suficiente detalle el efecto diferenciado de cada uno de los fenómenos de transferencia de masa; por tanto, se decidió incluir la figura 26, en la cual, se brinda una mejor evidencia del efecto de la evaporación, la disolución y la dispersión. El ajuste del modelo con los datos experimentales (0.34) es escaso como era de esperarse debido a su dispersión, mientras que el ajuste con la curva propuesta por los mismos autores es mejor (0.77). Tomando como referencia dicha curva, se puede inferir que el modelo es capaz de representar el comportamiento del espesor y que la considerar los fenómenos de pérdida de masa permite representar mejor el comportamiento.

Otros resultados interesantes son los presentados en las figuras 27 a 28, en las cuales se muestra el comportamiento de la evaporación y la emulsificación, que son los dos parámetros necesarios para evaluar la densidad y la viscosidad en cada uno de los intervalos de tiempo. La evaporación alcanza un valor cercano al 20% a los 360 min, mientras que la emulsificación tan solo se acerca al 3%; por ello, el efecto de la evaporación sobre la evaluación de las propiedades del petróleo es más significativo, tal como, lo enseña la figura 27 para el caso de la viscosidad.

En la evaluación de la densidad (figura 28), sólo se considera el efecto de la emulsificación, debido a que no se contó con suficiente información para evaluar el cambio por evaporación, ya que es necesario conocer la composición del petróleo. Este tipo de análisis son bastante útiles para planear las tareas de atención de derrames y determinar el tipo de equipo requerido para la recolección y contención del petróleo derramado, el cual depende entre otras cosas de las propiedades de la mancha (área, espesor, viscosidad y densidad, principalmente). Para el caso estudiado, la viscosidad aumenta alrededor de 3 veces su valor inicial, pasando de  $1.5$  a  $3.5 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$  en 360 min, mientras que la densidad cambia de  $866 \text{ kg/m}^3$  a casi  $870 \text{ kg/m}^3$  en el mismo tiempo.

<sup>20</sup> Se consideran las condiciones del caso base y los procesos de pérdida de masa.

Figura 25. Detalle del efecto de los procesos de pérdida de masa sobre el espesor promedio para el caso base<sup>20</sup>

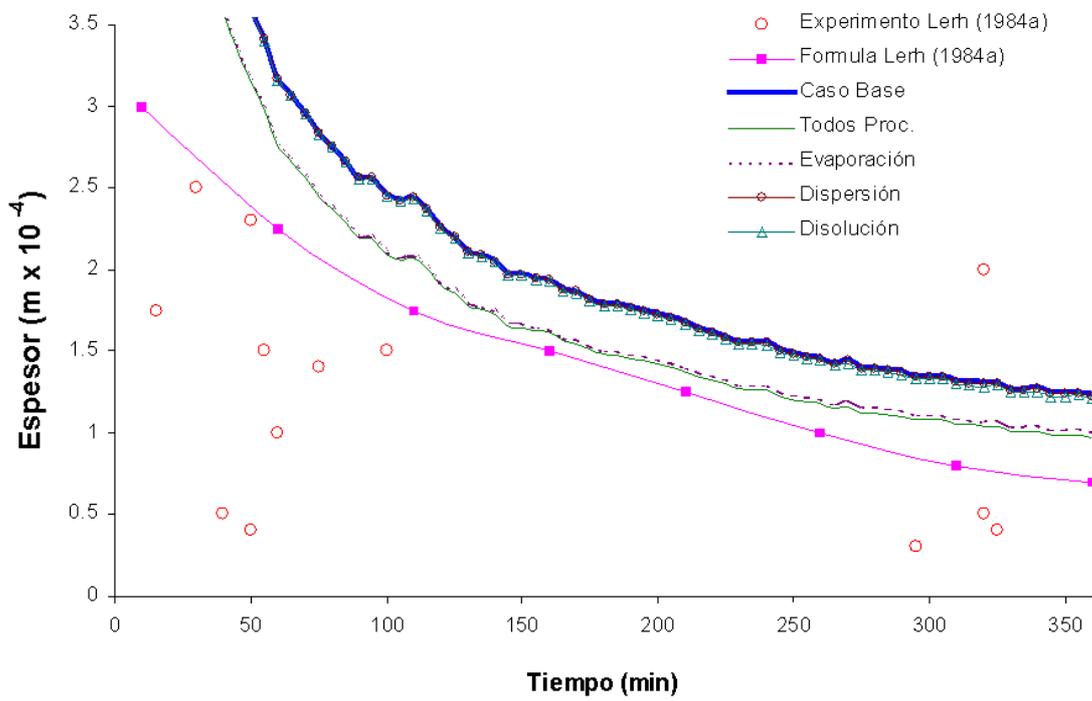
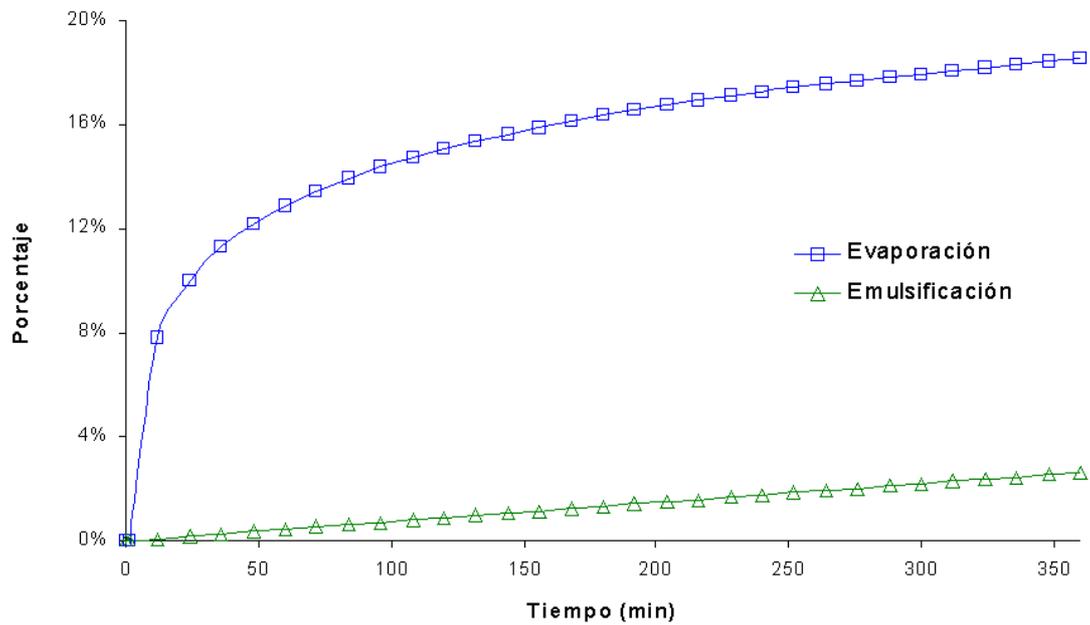


Figura 26. Comportamiento de la evaporación y la emulsificación para el caso base



<sup>20</sup> Se consideran las condiciones del caso base y los procesos de pérdida de masa.

Figura 27. Comportamiento de la viscosidad considerando los procesos de transferencia de masa<sup>21</sup>

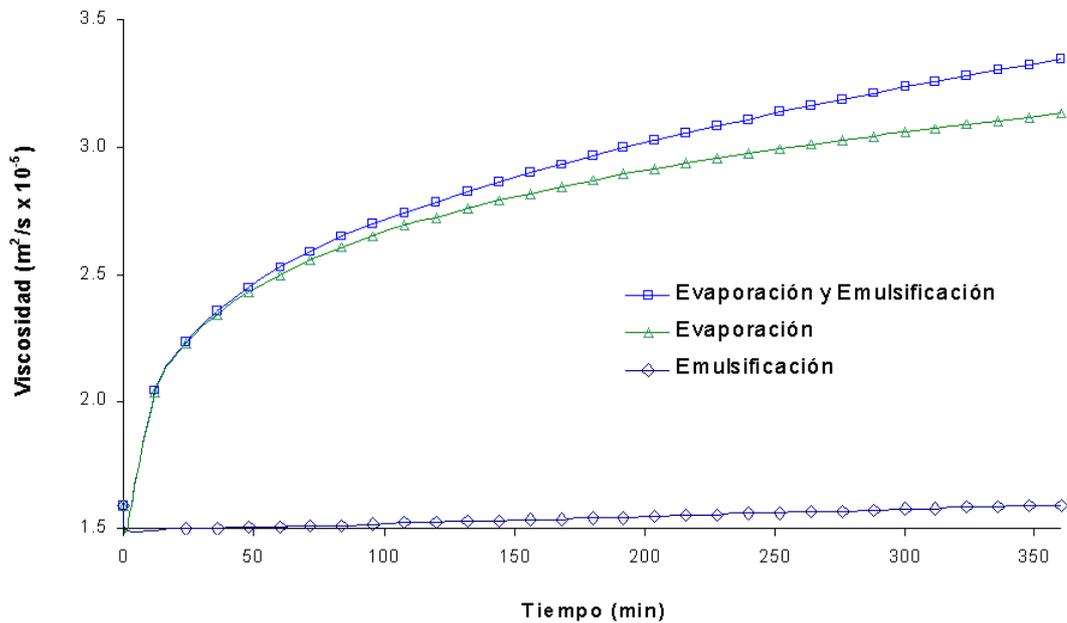
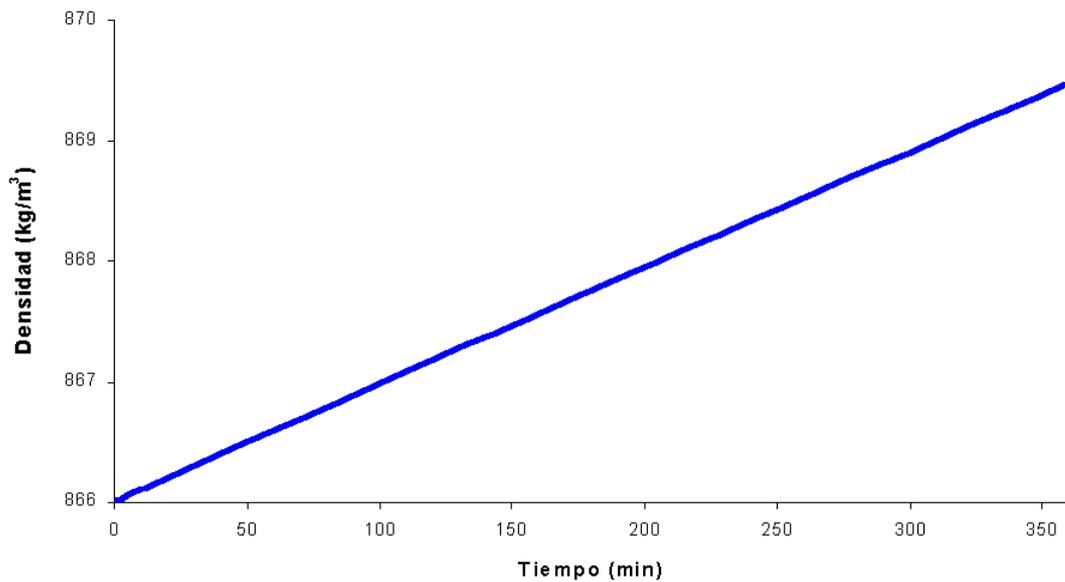


Figura 28. Comportamiento de la densidad considerando pérdidas de masa<sup>22</sup>



- **Comparación entre el modelo propuesto, el modelo ROSA y correlaciones empíricas**

En esta sección, se estudia el comportamiento del modelo propuesto al compararlo con el modelo ROSA (Zhubrin, 1997) y las correlaciones de escurrimiento de Blokker (1964) y Fay (1971). Primero, se modificaron las condiciones de simulación del modelo ROSA para representar las condiciones experimentales de la prueba de Lerh et al (1984); los resultados permiten

<sup>21</sup> Se consideran las condiciones del caso base y los procesos de pérdida de masa.

<sup>22</sup> Se consideran las condiciones del caso base y los procesos de pérdida de masa.

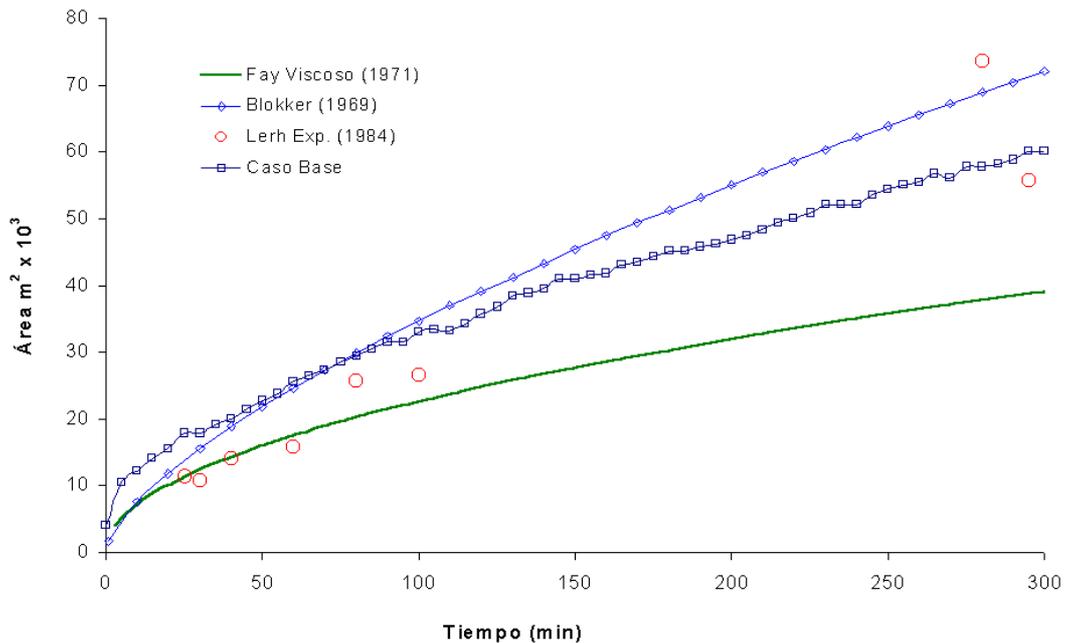
inferir que en este modelo no se ven reflejados los cambios de la velocidad de la corriente y el viento sobre la evolución del área de la mancha, ya que para todas las corridas realizadas el valor del área fue el mismo, y era de esperarse que al variar las condiciones iniciales del derrame se obtuvieran resultados diferentes, parecidos al análisis paramétrico expuesto a lo largo del anexo.

Por otra parte, también, se programaron las correlaciones experimentales de Blokker (1969) y Fay (1971), cuyos resultados, se organizaron junto con los obtenidos por el modelo ROSA, el modelo propuesto y los datos experimentales reportados por Lerh et al (1984), en las figuras 29 y 30, de tal forma que las escalas de las figuras permitieran tener suficiente detalle de los mismos. En la figura 29, se graficaron las correlaciones de Blokker, de Fay (régimen viscoso) y el modelo propuesto, junto con los datos experimentales del área oscura; mientras en la figura 30, se graficaron las correlaciones de Fay (régimen inercial y de tensión superficial) y los resultados de la simulación con el modelo ROSA, junto con los datos experimentales del área de la zona iridiscente.

La figura 29 permite hacer un acercamiento al grado de ajuste que los diferentes modelos tienen con datos experimentales, lo cual, se detalla en la tabla 5; de ahí se puede inferir que, bajo las condiciones empleadas, el modelo propuesto es capaz de predecir el comportamiento del derrame de petróleo, ya que un ajuste de 0.95 se puede considerar apropiado. Por otra parte, el modelo tiene como característica adicional su capacidad de predecir la trayectoria del derrame (igual que el modelo ROSA) y los cambios en los principales parámetros hidrodinámicos y meteorológicos se ven reflejados en el área final del derrame, lo cual no puede ser realizado mediante las correlaciones o el modelo ROSA.

La tabla 6 muestra que la expresión de Blokker (1969) proporciona un ajuste de 0.97; sin embargo, si, se considera el comportamiento del derrame tiempo después de que cesaron las pruebas de campo y a partir de allí se toma en cuenta la expresión propuesta por Lerh et al (1984), presentada en la tabla 6, queda claro que sólo el modelo propuesto es capaz de seguir el comportamiento del derrame, tal como, lo señala la figura 31.

**Figura 29. Comparación de la estimación del área oscura<sup>23</sup>**



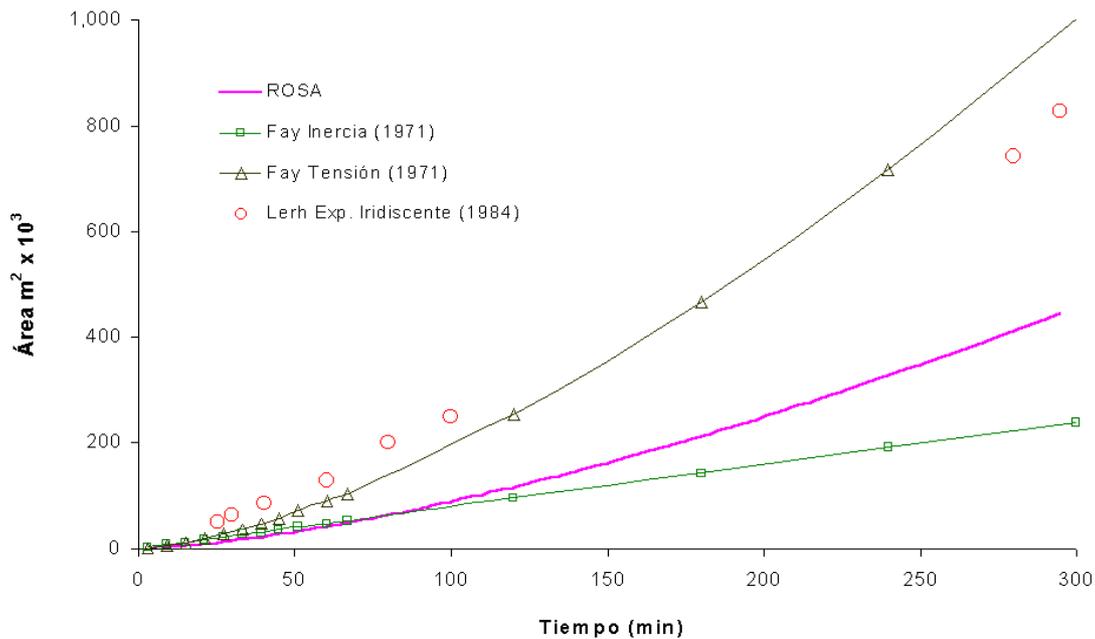
**Tabla 5. Evaluación de los modelos de predicción del área oscura**

Modelo	Ajuste	$\sqrt{MSEs}$	% MSEs	$\sqrt{MSEu}$	%MSEu	$\sqrt{MSE}$
<b>Mod. Propuesto (Caso base)</b>	0.95	7,163	75.1	4,135	24.9	8,280
<b>Fay (Viscoso)</b>	0.81	13,979	96.5	2,658	3.5	14,229
<b>Blokker</b>	0.97	5,272	51.8	5,377	47.2	7,743

<sup>23</sup> Se consideran las condiciones del caso base. Todos los modelos utilizados emplean las mismas condiciones de simulación.

El buen ajuste del modelo propuesto se puede ejemplificar a los 295 min, cuando el área experimental de la zona oscura es igual a 55,714 m<sup>2</sup> y para el modelo propuesto es 60,000 m<sup>2</sup>, mientras que para los modelos de Blokker y Fay (régimen viscoso) es 71,214 y 38,772 m<sup>2</sup>, respectivamente. Ahora, si se considera un tiempo de 600 min, 300 minutos después de que se dejó de medir el comportamiento del área del derrame y a partir de allí se toma en cuenta la correlación propuesta por Lerh et al (1984) para representar el comportamiento del derrame con base en las pruebas de campo, se tendría un área de 56,108 m<sup>2</sup>; para este mismo tiempo, el área estimada por el modelo propuesto sería 51,800 m<sup>2</sup>, mientras que para las correlaciones de Blokker y Fay (régimen viscoso) es de 113,738 y 55,113 m<sup>2</sup>, respectivamente.

**Figura 30. Comparación de la estimación del área iridiscente<sup>24</sup>**



**Tabla 6. Evaluación de los modelos de predicción del área iridiscente**

Modelo	Ajuste	$\sqrt{MSEs}$	% MSEs	$\sqrt{MSEu}$	%MSEu	$\sqrt{MSE}$
<b>Fay (Tensión)</b>	0.98	81,248	87.7	30,497	12.3	86,816
<b>Fay (Inercial)</b>	0.60	292,134	99.99	3,432	0.01	292,154
<b>Modelo ROSA</b>	0.83	198,747	99.5	13,876	0.5	199,231

La figura 31 muestra el comportamiento del modelo de Fay (régimen inercial y de tensión) y el ROSA con relación a los datos experimentales del área iridiscente reportados por Lerh et al (1984), ya que su escala no permite realizar comparaciones con los datos de área oscura citados por los mismos autores. De la observación de estas curvas y con la ayuda de los resultados de la evaluación del modelo presentados en la tabla 6, se puede inferir que el modelo de régimen de tensión superficial propuesto por Fay (1971) es el que mejor representa el comportamiento de esta zona del derrame de petróleo, con un ajuste de 0.98.

En general, se puede afirmar que el modelo propuesto es el más versátil de los modelos comparados, ya que permite determinar el efecto que los principales parámetros de simulación tienen sobre el área final y hacer un seguimiento de la trayectoria del derrame.

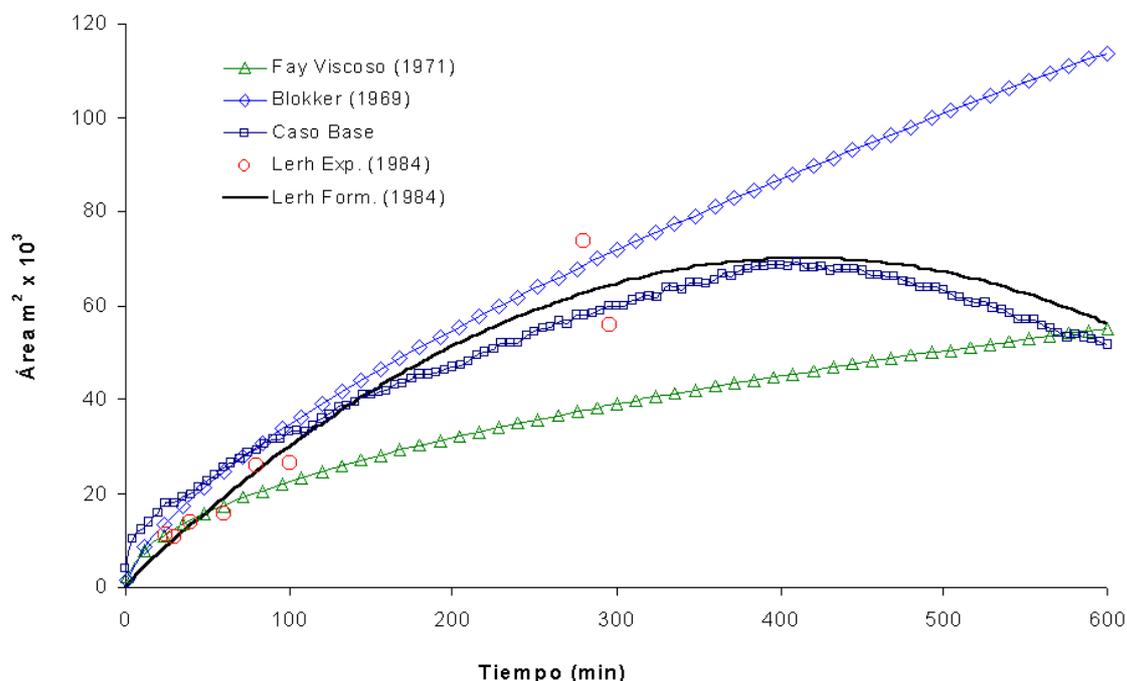
Asimismo, el modelo permite la evaluación de las propiedades del petróleo al final de cada intervalo de tiempo, basada en los procesos de transferencia de masa, los cuales pueden ser estimados con diferentes formulaciones según el nivel de conocimiento que se tenga de la composición del crudo derramado. Además, es posible determinar el espesor promedio de la macha de petróleo, con base en los procesos de transferencia de masa considerados para cada simulación.

Estas características hacen del modelo propuesto una buena herramienta para la elaboración de planes de contingencia y la atención de emergencias. Adicionalmente, el modelo de Fay (1971) para régimen de tensión, incluido en el programa, proporciona una estimación del área ocupada por la zona iridiscente del derrame, lo cual es de gran ayuda en la predicción

<sup>24</sup> Se consideran las condiciones del caso base. Todos los modelos utilizados emplean las mismas condiciones de simulación.

del impacto ambiental causado por un derrame en las cercanías de la costa y en tiempos para los que el área oscura haya desaparecido.

**Figura 31. Comparación de la estimación del área oscura empleando correlación experimental**



#### • Conclusiones y Recomendaciones

Se ha propuesto un modelo de predicción de la evolución de derrames de petróleo basado en la solución numérica de las ecuaciones de transporte y conservación de masa, que sirve para estimar el área, el espesor, la trayectoria, y las propiedades del derrame de petróleo. El modelo propuesto es sensible al cambio en los principales parámetros de modelación (condiciones hidrodinámicas y meteorológicas, propiedades del petróleo, área inicial del derrame y procesos de transferencia de masa), y presenta un ajuste de 0.95 con los datos experimentales (Lerh, 1984, 1984a) de la zona oscura del derrame, tanto en su fase de crecimiento, como en su fase de decaimiento, por lo cual se concluye que el modelo propuesto puede ser utilizado para predecir el comportamiento de un derrame de petróleo bajo las condiciones experimentales consideradas en el estudio.

Se ha propuesto un método para la estimación del área oscura de la mancha relacionado con su evolución, el cual se basa en la sumatoria de áreas que ocupa esta y en una cierta concentración límite normalizada, la cual puede variar entre aproximadamente 0.1 y 0.01, siendo 0.01 la más apropiada para el experimento simulado (Lerh et al 1984, 1984a), por lo cual se concluye que es posible contar con un modelo numérico para predecir el comportamiento experimental del área del caso estudiado con base en las condiciones finales de la simulación y que no es necesario valerse de correlaciones experimentales para determinar este parámetro, para el caso estudiado.

Se han revisado y analizado varios modelos empíricos para calcular la evolución del área de una mancha de petróleo durante un derrame (Blokker, 1964; Fay 1969 y 1971; Hoult, 1972; Lerh, 1984; Mackay, 1980) y se han comparado con datos de campo reportados por Lerh et al (1984, 1984a), dentro de los cuales únicamente los modelos de Blokker y Fay han arrojado resultados de estimación del área que están dentro del mismo orden de magnitud de los resultados experimentales. Con base en lo anterior se concluye que solamente los modelos de Blokker (1969) y Fay - régimen viscoso (1971), pueden ser empleados con muy buen grado de confiabilidad para estimar el área de la zona oscura del derrame en su fase de crecimiento, ya que mostraron un ajuste de 0.91 y 0.87, respectivamente. Sin embargo, aparentemente no pueden representar el comportamiento del área de la zona oscura en el periodo de decrecimiento, ya que luego de alcanzar el valor del área máxima tienden a tener un comportamiento asintótico, lo que infiere que a partir de este momento el régimen dominante es el de tensión superficial.

Igualmente, se concluye que el modelo de Fay - régimen de tensión es capaz de predecir el comportamiento del área de la mancha de petróleo en su zona iridiscente, ya que mostró un ajuste del 0.98.

Se encontró que la velocidad de la corriente y del viento provocan, como era de esperarse, variación en el crecimiento de la mancha de petróleo, y que este efecto puede ser introducido por medio de una velocidad de corriente equivalente calculada en función de la velocidad del viento a 10 metros sobre el agua. Por ejemplo, para los casos estudiados se encontró que un factor de 0.003 que multiplicado por la velocidad del viento es capaz de integrar los diferentes efectos de las condiciones hidrodinámicas y meteorológicas sobre los derrames analizados.

Luego de un análisis paramétrico, se identificó que en el modelo aquí desarrollado y para los experimentos simulados (Lerh et al 1984, 1984a), las variables más sensibles en la predicción de derrames de petróleo en agua son la velocidad equivalente de corriente (termino descrito arriba), la concentración limite normalizada para determinar el área de la mancha, el área inicial de la mancha y los procesos de transferencia de masa. De acuerdo a las observaciones anteriores se concluye lo siguiente:

Al aumentar la velocidad equivalente de corriente el área del derrame crece más rápidamente y su decrecimiento se ve anticipado; y al disminuir la velocidad equivalente, la mancha experimenta un crecimiento más y comienza a decrecer tiempo después del reportado experimentalmente.

Al disminuir en un 25% el área inicial, el área final simulada decrece respecto al caso base en un 17%; y si por el contrario el área inicial se incrementa en el mismo 25%, el área final se ve incrementada en un 7% con respecto al caso base. De lo que se concluye que la predicción del área es más sensible a una subestimación del área inicial.

Al variar el coeficiente de difusión de 19 a 5 m<sup>2</sup>/s, el área máxima del derrame se ve subestimada en un 25%.

Al considerar los procesos de transferencia de masa la evolución del área de la mancha no se ve afectada significativamente, pero el espesor promedio de la misma se ve reducido en un 21%. Lo que permite mejorar el ajuste con la formulación para el espesor propuesta por Lerh et al (1984) de 0.7 a casi 0.8.

El procedimiento empleado para definir las condiciones de simulación de derrames de petróleo es adecuado, ya que luego de ser usado para predecir el comportamiento de tres experimentos se obtuvo un ajuste promedio de 0.95 para dos de los casos y 0.47 para el tercer caso. La diferencia en este caso se puede explicar por la presencia de corrientes paralelas a la dirección del viento durante la realización de la prueba, efecto que aún no ha sido incorporado en el modelo propuesto.

Para estimar la masa perdida por la evaporación se analizó un modelo reciente (Fingas,1996 y 1997), que requiere del conocimiento de datos experimentales para cada hidrocarburo, suministrados por el Centro de Tecnología Ambiental de Canadá ([www.eteccentre.com](http://www.eteccentre.com)). A partir de este modelo se obtiene un ajuste mayor a 0.98 con relación a datos experimentales, por lo cual se concluye que de los modelos aquí probados (Mackay et al 1980; Reed et al 1988 y Findikakis et al 1993), el de Fingas (1996, 1997) es el que mejor representa el proceso de evaporación.

Se compararon los datos experimentales de evaporación de la gasolina (Mackay et al, 1975), con los valores calculados por los métodos de pseudocomponentes (Mackay et al 1980; Reed et al 1988 y Findikakis et al 1993), basados en la teoría del coeficiente de transferencia de masa propuesto por el mismo Mackay et al, 1975, observándose un ajuste de 0.96, 0.961 y 0.986, respectivamente, por lo que se comprobó que cuando es posible tener la caracterización del hidrocarburo estas formulaciones pueden ser usadas.

Se encontró un modelo de disolución (Mackay et al, 1980), basado en fenómenos de transferencia de masa superficial, el cual emplea un coeficiente de disolución característico para diferentes grupos de crudos, en función de su gravedad API, siendo la versión modificada por Yapa y Shen (1994), la que ofrece valores de coeficientes de transferencia de masa que mejor se ajustan a los estimativos de pérdida de masa reportados experimentalmente (Cohen et al., 1980). Por lo cual se sugiere que el modelo de Yapa y Shen (1994), es el más apropiado para el cálculo de la disolución.

El proceso de dispersión ha sido modelado a partir de correlaciones propuestas por tres diferentes autores (Audunso, 1979; Mackay, 1980; Huang, 1984) obteniéndose resultados que se encuentran dentro de los rangos reportados (NOAA, 1992), principalmente en el caso del modelo de Mackay (1980).

Los modelos empleados para calcular el aumento de la viscosidad por evaporación y emulsificación (Reed et al, 1988 y Mackay, 1980) representan adecuadamente el comportamiento experimental, obteniéndose coeficientes de ajuste mayores a 0.92, por lo que se concluye que los modelos empleados para determinar la variación de la viscosidad, el cual puede llegar a ser del orden del 2,000 por ciento.

De acuerdo con los resultados del modelo que representa la emulsificación (Reed et al, 1988), el cual depende de una constante que varía de 1 a 10, las condiciones ambientales y el tipo de hidrocarburo, se encontró que usando valores entre 6 y 10 para el coeficiente de emulsificación se obtienen ajustes mayores a 0.98 para los experimentos realizados por Daling y Strom (1999).

## ANEXO 6. ARCHIVOS DE DEFINICIÓN Q1 Y GROUND.F.

En este anexo se lista el archivo **q1**, el cual corresponde a la definición del problema resuelto y a las condiciones de solución, para lo cual se empleó el lenguaje propio del código PHOENICS. Este archivo corresponde a la simulación del denominado caso base.

Posteriormente se lista el archivo **ground.f**, que es archivo en donde se programan las subrutinas del usuario para ser incluidas en el algoritmo del código. El lenguaje utilizado es Fortran .

### Archivo q1

TALK=T;RUN( 1, 1)

```
*****
  Q1 created by VDI menu, Version 3.5, Date 05/06/03
  CPVNAM=VDI;SPPNAM=Core
  *****
  Echo DISPLAY / USE settings
  DISPLAY
```

Implementación del Caso Experimental de Delvigne (1988)

Fabián Betancourt

-----  
VARIABLES DE ENTRADA

```
-----
RG(1) = DAG    - Densidad del agua, kg/m^3 -
RG(2) = VAG    - Viscosidad cinemática del agua, m^2/sg
RG(3) = DPET   - Densidad del petróleo, kg/m^3
RG(4) = VPET   - Viscosidad cinemática del petróleo, m^2/sg
RG(5) = VOLIN  - Volumen inicial de petróleo derramado, m^3
RG(6) = GV     - Aceleración de la gravedad m/sg^2
RG(13) = TAMB  - Temperatura k
RG(14) = UWIN  - Velocidad del viento en la dirección X a 10 m
              sobre el nivel del mar m/s
RG(18) = DIFDEN - Fracción de diferencia de densidades (adim)
              DIFDEN=((DAG-DPET)/DAG)
RG(19) = PROC  - ¿Que procesos de pérdida de masa considera
              1 = ningún proceso
              2 = solo evaporación
              3 = solo dispersión
              4 = evaporación y dispersión
RG(20) = ¿Que correcciones de viscosidad considerar?
              1 = ninguna
              2 = por evaporación
              3 = por emulsificación (no aplica para gasolina, kerosene)
RG(23) = TSAA  - Tensión superficial agua aceite, dyn/cm
RG(30) = Constante de evaporación de Fingas - KFingas
RG(31) = Coeficiente de evaporación de Fingas
RG(39) = Masa evaporada al inicio, porcentaje, %
RG(41) = Masa evaporada al inicio, fracción
RG(100) = Periodo Ola (s)
RG(101) = Altura Máxima SL (m)
RG(102) = Altura Mínima SL (m)
RG(103) = Vel. de Flujo Promedio (m/s)
RG(104) = Viscosidad Cinemática del Petróleo (cSt)
RG(105) = Fracción de Mar Cubierta por el Derrame
RG(106) = Área Máxima de la Mancha de Petróleo (m^2)
```

-----  
VARIABLES ALMACENADAS

-----  
C34 = Masa Perdida en el Intervalo de Tiempo  
C33 = Masa Total Dispersa  
C32 = Volumen Remanente  
C31 = Factor de Corrección de la Concentración  
C30 = Masa Total Evaporada  
C26 = Masa Remanente en t=t2  
C23 = Masa Remanente en t=t1  
C22 = Area de la Mancha de Petróleo  
C18 = dm/dt de Mackay (1980)  
C17 = Espesor de la Mancha  
C13 = Altura de la Superficie Libre (m)  
C12 = Delta Altura de la Superficie Libre (m)  
C11 = Razón de Disipación de Energía Turbulenta (m<sup>2</sup>/s<sup>3</sup>)

-----  
INFORMACIÓN RELEVANTE  
-----

Calculo del coeficiente de difusión según:

Murray(1972) = 19.0 en C2  
Hunter (1980) = 5.0 en C3  
Sobey et al (1997) = GRND en C4

keINIT y epINIT según Fueyo (1996)

keINIT = 0.05\*UCOR\*\*2  
epINIT = (0.1/0.05)\*keINIT\*\*1.5

ENDDIS

\*\*\*\*\*

IRUNN = 1 ;LIBREF = 0

\*\*\*\*\*

Group 1. Run Title

TEXT(Dispersión Petróleo en Aguas Someras +OI)

\*\*\*\*\*

Group 2. Transience

STEADY=F

\* Set overall time and no. of steps

RSET(U,0.000000E+00,6.000000E+02,600)

\* Modify regions

RSET(T,1,600,1.000000E+00)

\*\*\*\*\*

Groups 3, 4, 5 Grid Information

\* Overall number of cells, RSET(M,NX,NY,NZ,tolerance)

RSET(M,100,10,11)

\*\*\*\*\*

Group 6. Body-Fitted coordinates

\*\*\*\*\*

Group 7. Variables: STOREd,SOLVEd,NAMEd

ONEPHS = T

\* Non-default variable names

NAME( 44) =OIL ; NAME(146) =EPKE

NAME(147) =ENUT ; NAME(148) =ENUL

NAME(149) =RHO1 ; NAME(150) =HPOR

\* Solved variables list

SOLVE(P1 ,U1 ,V1 ,W1 ,OIL )

\* Stored variables list

STORE(HPOR,RHO1,ENUL,ENUT,EPKE,C34 ,C33 ,C32 )

STORE(C31 ,C30 ,C28 ,C26 ,C25 ,C24 ,C23 ,C22 )

STORE(C21 ,C20 ,C19 ,C18 ,C17 ,C16 ,C15 ,C14 )

STORE(C13 ,C12 ,C11 ,C10 )

\* Additional solver options

SOLUTN(P1 ,Y,Y,Y,N,N,N)

TURMOD(KEMODL)

\*\*\*\*\*

Group 8. Terms & Devices

NEWRH1 = T

\*\*\*\*\*

Group 9. Properties

```

PRESS0 = 9.069300E+04
RHO1 = GRND3
RHO1A = 1.427000E+01 ;RHO1B = 5.000000E-01
RHO1C = 0.000000E+00
ENUL = 1.040100E-06
CP1 = 1.000000E+00
DRH1DP = GRND3
PRNDTL(OIL) = 1.000000E-02
PRT (EP) = 1.314000E+00
*****
Group 10. Inter-Phase Transfer Processes
*****
Group 11. Initialise Var/Porosity Fields
FIINIT(HPOR) = 1.000000E+00

PATCH (MANCHA ,INIVAL,6,0,0,0,0,1,1)
INIT(MANCHA ,OIL , 0.000000E+00, 1.000000E+00)

INIADD = F
*****
Group 12. Convection and diffusion adjustments
No PATCHes used for this Group
*****
Group 13. Boundary & Special Sources

PATCH (FONDO ,HWALL ,3,0,0,0,0,1,1200)
COVAL (FONDO ,U1 , GRND , 0.000000E+00)
COVAL (FONDO ,V1 , GRND , 0.000000E+00)

PATCH (PAREDN ,SWALL ,4,0,0,0,0,1,1200)
COVAL (PAREDN ,U1 , 1.000000E+00, 0.000000E+00)
COVAL (PAREDN ,V1 , 1.000000E+00, 0.000000E+00)

PATCH (PAREDS ,NWALL ,5,0,0,0,0,1,1200)
COVAL (PAREDS ,U1 , 1.000000E+00, 0.000000E+00)
COVAL (PAREDS ,V1 , 1.000000E+00, 0.000000E+00)

*****
Group 14. Downstream Pressure For PARAB
*****
Group 15. Terminate Sweeps
LSWEEP = 100
RESREF(P1) = 1.000000E-06
RESFAC = 1.000000E-03
*****
Group 16. Terminate Iterations
LITER (P1) = 50 ;LITER (U1) = 20
LITER (W1) = 20 ;LITER (RHO1) = 50
ENDIT (P1) = 1.000000E-04
*****
Group 17. Relaxation
RELAX(P1 ,LINRLX, 5.000000E-01)
RELAX(U1 ,FALSDT, 1.000000E+02)
RELAX(V1 ,FALSDT, 1.000000E+05)
RELAX(W1 ,FALSDT, 1.000000E+05)
RELAX(KE ,LINRLX, 5.000000E-01)
RELAX(EP ,LINRLX, 5.000000E-01)
RELAX(OIL ,FALSDT, 1.000000E+02)
RELAX(RHO1,LINRLX, 3.000000E-01)
KELIN = 3
*****
Group 18. Limits
VARMAX(P1) = 1.000000E+10 ;VARMIN(P1) = -9.000000E+04
VARMAX(U1) = 1.000000E+01 ;VARMIN(U1) = -1.000000E+01
VARMAX(V1) = 1.000000E+01 ;VARMIN(V1) = -1.000000E+01
VARMAX(W1) = 1.000000E+01 ;VARMIN(W1) = -1.000000E+01
VARMAX(C14) = 1.000000E+10 ;VARMIN(C14) = 0.000000E+00
VARMAX(C15) = 1.000000E+10 ;VARMIN(C15) = 0.000000E+00
VARMAX(C16) = 1.000000E+10 ;VARMIN(C16) = 0.000000E+00

```

VARMAX(C20) = 1.000000E+10 ;VARMIN(C20) = 0.000000E+00  
 VARMAX(C21) = 1.000000E+10 ;VARMIN(C21) = 0.000000E+00  
 VARMAX(OIL) = 1.000000E+01 ;VARMIN(OIL) = 0.000000E+00  
 VARMAX(ENUT) = 1.000000E+10 ;VARMIN(ENUT) = 0.000000E+00  
 VARMAX(RHO1) = 1.000000E+10 ;VARMIN(RHO1) = 2.000000E-01  
 \*\*\*\*\*

Group 19. EARTH Calls To GROUND Station

USEGRD = T ;USEGRX = T  
 GENK = T  
 ASAP = T  
 IDISPB = 1 ;IDISPC = 1200  
 RG( 1) = 1.000000E+03  
 RG( 2) = 1.004000E-06  
 RG( 3) = 9.000000E+02  
 RG( 4) = 9.200000E-05  
 RG( 5) = 5.000000E-02  
 RG( 6) = 9.810000E+00  
 RG(13) = 2.900000E+02  
 RG(14) = 4.500000E+00  
 RG(18) = 1.000000E-01  
 RG(19) = 4.000000E+00  
 RG(20) = 4.000000E+00  
 RG(21) = 7.000000E+00  
 RG(23) = 3.000000E+01  
 RG(30) = 1.690000E+00  
 RG(31) = 4.500000E-02  
 RG(34) = 2.000000E-06  
 RG(35) = 7.000000E-01  
 RG(36) = 2.000000E+00  
 RG(100) = 3.500000E+00  
 RG(101) = 5.000000E+00  
 RG(102) = 4.300000E+00  
 RG(103) = 4.500000E+00  
 RG(104) = 9.200000E+01  
 RG(105) = 2.200000E-03  
 RG(106) = 1.000000E+03  
 \*\*\*\*\*

Group 20. Preliminary Printout

ECHO = T  
 \*\*\*\*\*

Group 21. Print-out of Variables

OUTPUT(RHO1,Y,N,Y,Y,Y,Y)  
 \*\*\*\*\*

Group 22. Monitor Print-Out

IXMON = 1 ;YMON = 3 ;IZMON = 6  
 NPRMON = 150  
 NPRMNT = 1  
 TSTSWP = -1  
 \*\*\*\*\*

Group 23. Field Print-Out & Plot Control

NPRINT = 150  
 NTPRIN = 10000 ;ISTPRF = 1 ;ISTPRL = 10000  
 NPLT = 5  
 ISWPRF = 1 ;ISWPRL = 10000  
 No PATCHes used for this Group  
 \*\*\*\*\*

Group 24. Dumps For Restarts

NOWIPE = T  
 IDISPA = 1 ;IDISPB = 1 ;IDISPC = 1200  
 CSG1 = 'C'

GVVIEW(P,7.045800E-01,-6.773598E-01,2.115438E-01)  
 GVVIEW(UP,-1.096109E-01,1.906454E-01,9.755203E-01)

> DOM, SIZE, 2.000000E+02, 5.000000E+00, 4.300000E+00  
 > DOM, MONIT, 1.000000E+00, 1.250000E+00, 2.150000E+00  
 > DOM, SCALE, 6.000000E-02, 6.000000E-01, 6.000000E-01  
 > DOM, SNAPSIZ, 1.000000E-02  
 > GRID, RSET\_X\_1, 100, 1.000000E+00  
 > GRID, RSET\_Y\_1, 10, 1.000000E+00

```

> GRID, RSET_Z_1, 11, 1.000000E+00

> OBJ, NAME, INLET
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 0.000000E+00, 5.000000E+00, 4.300000E+00
> OBJ, CLIPART, cube12t
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2
> OBJ, TYPE, OUTLET
> OBJ, PRESSURE, GRND2
> OBJ, TEMPERATURE, SAME
> OBJ, COEFFICIENT, FIXVAL
> OBJ, TIME_LIMITS, ALWAYS_ACTIVE
> OBJ, TURBULENCE, 5.000000E-02, 2.200000E-02

> OBJ, NAME, SALIDA
> OBJ, POSITION, 2.000000E+02, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 0.000000E+00, 5.000000E+00, 4.300000E+00
> OBJ, CLIPART, cube12t
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, TYPE, OUTLET
> OBJ, PRESSURE, 0.000000E+00
> OBJ, TEMPERATURE, SAME
> OBJ, COEFFICIENT, 1.000000E+00
> OBJ, TIME_LIMITS, ALWAYS_ACTIVE
> OBJ, TURBULENCE, 5.000000E-02, 2.200000E-02

> OBJ, NAME, FRICFOND
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 2.000000E+02, 5.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, CLIPART, default
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, TYPE, USER_DEFINED

> OBJ, NAME, NORTE
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 5.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 2.000000E+02, 0.000000E+00, 4.300000E+00
> OBJ, CLIPART, default
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, TYPE, USER_DEFINED

> OBJ, NAME, SUR
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 2.000000E+02, 0.000000E+00, 4.300000E+00
> OBJ, CLIPART, default
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, TYPE, USER_DEFINED
> OBJ, COLOR-MODE, 1
> OBJ, COLOR-VAL, -1
> OBJ, OPAQUE, 10

> OBJ, NAME, DERRAME
> OBJ, POSITION, 8.000000E+01, 0.000000E+00, 4.300000E+00
> OBJ, SIZE, 1.000000E+01, 5.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, CLIPART, default
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2
> OBJ, TYPE, USER_DEFINED
STOP

```

## Archivo ground.f

C 2 User dimensions own arrays here, for example:

C DIMENSION GUH(10,10),GUC(10,10),GUX(10,10),GUZ(10)

C ++++++  
C FAB

C CREACIÓN DE ARREGLOS Y VARIABLES TEMPORALES

C -----  
parameter(nxdim=10000.0,nydim=10000.0)  
dimension c1aux(NYDIM,NXDIM), c2aux(NYDIM,NXDIM)  
dimension c3aux(NYDIM,NXDIM), c4aux(NYDIM,NXDIM)  
c dimension c5aux(NYDIM,NXDIM), c6aux(NYDIM,NXDIM)  
DATA A/0.0/  
DATA B/0.0/  
DATA C/0.0/  
DATA D/0.0/  
DATA E/0.0/  
DATA G/0.0/  
DATA ESFcor/0.0/  
DATA COEfri/0.0/  
DATA FMasa/0.0/  
DATA Evp/0.0/  
DATA DD/0.0/  
DATA DISO/0.0/  
DATA VIS/0.0/  
DATA VOL/0.0/  
DATA CD/0.0/  
DATA AREA/0.0/  
DATA RMasa/0.0/  
DATA RVOL/0.0/  
DATA FCC/0.0/  
DATA ESP/0.0/  
DATA Vadv/0.0/  
DATA PEvF/0.0/  
DATA EvFk/0.0/  
DATA FMC/0.0/  
DATA aux1/0.0/  
DATA aux2/0.0/  
DATA aux3/0.0/  
DATA aux4/0.0/  
DATA aux5/0.0/  
DATA aux6/0.0/  
DATA aux7/0.0/  
DATA FEvp/0.0/  
DATA FEvp1/0.0/  
DATA FEvp2/0.0/  
DATA DIFDEN/0.0/  
DATA EvpMI/0.0/  
DATA EvpMR/0.0/

C ++++++

C--- GROUP 1. Run title and other preliminaries

C

1 GO TO (1001,1002,1003),ISC

C

1001 CONTINUE

C ++++++

C FAB

C -----

C CREACION DE VARIABLES TEMPORALES

C -----

call make(grsp1)  
call make(grsp2)  
call make(grsp3)

```

call make(GRSP4)
call make(grsp5)
call make(grsp6)
call make(grsp7)
call make(GRSP8)
call make(grsp9)

C+++++
C--- GROUP 9. Properties of the medium (or media)
C
C The sections in this group are arranged sequentially in their
C order of calling from EARTH. Thus, as can be seen from below,
C the temperature sections (10 and 11) precede the density
C sections (1 and 3); so, density formulae can refer to
C temperature stores already set.
9 GO TO (91,92,93,94,95,96,97,98,99,900,901,902,903,904,905),ISC
C*****
C * ----- SECTION 5 -----
C For ENUT.LE.GRND--- reference turbulent kinematic viscosity
C                               Index VIST
C+++++
C FAB
C -----
C CALCULO DE LA VISCOSIDAD TURBULENTA - KOUTITAS (1980)
C -----

C CALCULO VisMax
  call fn1(grsp2,rg(103))
c   call fn0(grsp2,U1)
  call fn25(grsp2,zwlast)
    call fn25(grsp2,0.4)
  call getyx(grsp2, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
C   write(14,*) 'VisMax=',A

C CALCULO DE n
  call fn1(grsp1,1)
    call fn33(grsp1,(zw/zwlast))
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
C   write(14,*) 'n=',A

C CALCULO DE VIST
  call fn26(grsp2,grsp1)
    call fn1(grsp3,1.0)
    call fn25(grsp1,-1.0)
    call fn60(grsp3,grsp1)
    call fn26(grsp2,grsp3)
  call fn25(grsp2,(1.0/10000.0))
C   call fn1(grsp2,1.0E-5)
c   call fn0(vist,grsp2)
  call getyx(grsp2, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
c   write(14,*) 'VIST=',A
C+++++

C*****
C
C--- GROUP 13. Boundary conditions and special sources
C                               Index for Coefficient - CO
C                               Index for Value   - VAL
C   13 CONTINUE
  GO TO (130,131,132,133,134,135,136,137,138,139,1310,
11311,1312,1313,1314,1315,1316,1317,1318,1319,1320,1321),ISC
130 CONTINUE
C----- SECTION 1 ----- coefficient = GRND

```

```

C+++++
C FAB
C -----
C CALCULO DE LA FRICCIÓN DE FONDO - VREUGDENHIL (1994)
C -----

C Calculo la raíz de la suma de las velocidades al cuadrado
C Para U1
    call fn0(grsp1,u1)
    call fn51(grsp1,2.0)

C Para V1
    call fn0(grsp2,v1)
    call fn51(grsp2,2.0)
    call fn60(grsp1,grsp2)
    call fn30(grsp1)

C Multiplico por coeficiente de fricción
    call fn1(grsp1,0.0025)

C Multiplico por densidad de referencia
    call fn25(grsp1, 1000.0)

C Asigno valor a CO
    call fn0(CO,grsp1)
C ++++++

    RETURN
    131 CONTINUE
C----- SECTION 12 ----- value = GRND
C+++++
C FAB

C -----
C Fricción en el fondo según Chezy
C -----

    IF(INDVAR.EQ.U1) THEN
        CALL FN2(GRSP1,U1,0.0,RG(102))
        CALL FN0(GRSP2,U1)
        CALL FN40(GRSP2)
        CALL FN21(VAL,GRSP1,GRSP2,0.0,-1.0)
    ELSE IF(INDVAR.EQ.V1) THEN
        CALL FN2(GRSP1,V1,0.0,RG(102))
        CALL FN0(GRSP2,V1)
        CALL FN40(GRSP2)
        CALL FN21(VAL,GRSP1,GRSP2,0.0,-1.0)
    ENDIF
C+++++
    RETURN
    1312 CONTINUE
C----- SECTION 13 ----- value = GRND1

C+++++
C    FAB
C -----
C CALCULO DE LA VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD EN FUNCIÓN DEL
C CAMBIO DE LA SUPERFICIE LIBRE
C -----

C SE USA CUANDO LA CONDICION DE FRONTERA DE ENTRADA ES UN INLET O
C DEFINIDA POR EL USUARIO

c Asigno el tiempo
    call fn1(grsp1,tim)
    call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
    A=c1aux(1,1)
    write(14,*) 'Tiempo=',A

```

```

c Saco el seno al tiempo sobre el periodo
  call fn41(grsp2,grsp1,(1.0/rg(100)),0.0)
  call getyx(grsp2, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
  write(14,*) 'seno(tim/T)=' ,A
  call fn0(grsp3,grsp2)
c Saco el valor absoluto del seno
  call fn40(grsp2)
  call getyx(grsp2, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
  write(14,*) 'abs(seno(tim/T))=' ,A
C Indicador de dirección
  call fn27(grsp3,grsp2)
c Multiplico por la altura promedio de ola
  call fn25(grsp2,rg(101))
  call getyx(grsp2, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
  write(14,*) 'h=' ,A
c Multiplico por la gravedad
  call fn25(grsp2,9.8)
c Saco la raíz cuadrada
  call fn30(grsp2)
  call fn26(grsp2,grsp3)
c Imprimo el valor que voy a asignar a VAL
  call getyx(grsp2, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(ij,ii)
  write(14,*) 'Velocidad=' ,A
c Asigno el valor obtenido a VAL
C Este seria el valor de VAL para la velocidad
  CALL FN0(VAL,GRSP2)
C+++++

      RETURN
1313 CONTINUE
C----- SECTION 14 ----- value = GRND2

C+++++
C      FAB

C -----
C CÁLCULO DE LA VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE LA SUPERFICIE LIBRE
C -----

C SE USA CUANDO LA CONDICION DE FRONTERA DE ENTRADA ES OUTLET

c Asigno el tiempo
  call fn1(grsp1,tim)
c Saco el seno al tiempo sobre el periodo
  call fn41(grsp2,grsp1,(1.0/rg(100)),0.0)
  call fn0(grsp3,grsp2)
c Saco el valor absoluto del seno
  call fn40(grsp2)
C Indicador de dirección
  call fn27(grsp3,grsp2)
  call getyx(grsp3, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
c   write(14,*) 'dirección=' ,A

c Elevo la Altura al Cuadrado
  call fn1(grsp1,rg(101))
  call fn50(grsp1,2)
c Multiplico por la altura
  call fn26(grsp2,grsp1)
c Multiplico por la gravedad
  call fn25(grsp2,9.8)
c Saco la raíz cuadrada
c   call fn30(grsp2)
c Multiplico por RHO
  call fn25(grsp2,1000.0)
C Sumo PRESSO dos veces

```

```

c call fn33(grsp2,0.0)
c Divido por 2
  call fn25(grsp2,0.5)
c Multiplico por la dirección
  call fn26(grsp2,grsp3)
c Imprimo el valor que voy a asignar a VAL
  call getyx(grsp2, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
c write(14,*) 'Presión=',A

c Asigno el valor obtenido a VAL
C Este seria el valor de VAL para la presión
  CALL FN0(VAL,GRSP2)

C+++++

      RETURN
1314 CONTINUE
C*****
C
C--- GROUP 19. Special calls to GROUND from EARTH
C
  19 GO TO (191,192,193,194,195,196,197,198,199,1910,1911),ISC
  191 CONTINUE
C * ----- SECTION 6 ---- Finish of iz slab.
C+++++
C FAB
C -----
C VARIACIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DE PETRÓLEO EN LA COLUMNA DE AGUA
C -----

C Inicio de contadores

  IF (ISTEP.EQ.1.0) THEN
    CON=1.0
    COND=1.0
    CONA=1.0
    CONDA=1.0
    CONB=1.0
    CONDB=1.0
    CONC=1.0
    CONDC=1.0
    CCTV=0.0
    DCT=0.0
    CALL FN1(C14,0.0)
    CALL FN1(C15,0.0)
    SASCA=0.0
    CALL FN1(C16,0.0)
    SASCB=0.0
    CALL FN1(C20,0.0)
    SASCC=0.0
    CALL FN1(C21,0.0)
  ENDIF

  IF(ISWEEP.EQ.LSWEEP) THEN

C Almaceno el valor de la concentración de masa empleada para la
C corrección por masa que regresa a la superficie

  IF ((ISTEP.EQ.5.0).AND.(IZ.EQ.1.0)) THEN

    CUNOB=(PDDA/(XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ)))*1000.0
    WRITE(14,*) 'CUNOB=',CUNOB

    CDOSB=(PDDB/(XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ)))*1000.0
    WRITE(14,*) 'CDOSB=',CDOSB

  ENDIF

C -----

```

C COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN DE GOTAS DISPERSAS

C -----

C Comparo el número de rompimiento de la ola con el contador que limita  
C que la intrusión de petróleo una sola vez por rompimiento

IF (ROMP.GE.CON) THEN

C Asigno la concentración en la profundidad apropiada gracias a la  
C parte entera de la profundidad de intrusión

```
IF (IZ.EQ.IZC) THEN
  CDIS=(PDD/(XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ)))*1000.0
  CALL FN33(C14,CDIS)
  PDD=0.0
  CON=CON+1.0
ENDIF
```

ENDIF

C Masa de petróleo presente en la columna

```
CALL FN108(C14,SUM)
CCDIS=CCDIS+(SUM*((XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ))/(NX*NY*1000.0)))
```

```
IF (IZ.EQ.NZ) THEN
  write(14,*) 'CCDIS=',CCDIS
```

```
ENDIF
```

C -----

C COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN DE CLASE DE GOTAS UNO

C -----

C Comparo el número de rompimiento de la ola con el contador que limita  
C que la intrusión de petróleo una sola vez por rompimiento

IF (ROMP.GE.CONA) THEN

C Asigno la concentración en la profundidad apropiada gracias a la  
C parte entera de la profundidad de intrusión

```
IF (IZ.EQ.IZC) THEN
  CUNO=(PDDA/(XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ)))*1000.0
  CALL FN33(C15,CUNO)
  PDDA=0.0
  CONA=CONA+1.0
ENDIF
```

ENDIF

C Modifico la concentración vertical de petróleo en función de la velocidad  
C de ascenso de las gotas de petróleo

C Se emplea cuando el ascenso vertical de las gotas es menor a la profundidad  
C intrusión. Se debe cumplir la condición adicional de que el ascenso sea igual  
C a ZW

IF(SASCA.GE.((ZWLAST/NZ)\*CONDA)) THEN

```
IF (IZ.EQ.1.0) THEN
  CONTA=0.0
ENDIF
```

```
IF ((IZ.EQ.(IZC+CONTA)).AND.(CONTA.EQ.0.0)) THEN
  CALL FN33(C15,(-CUNOB))
  CONTA=CONTA+1.0
ENDIF
```

```
IF ((IZ.EQ.(IZC+CONTA)).AND.(CONTA.GE.1.0)) THEN
  CALL FN33(C15,CUNOB)
  IF (CONTA.EQ.CONDA) THEN
```

```

CONDA=CONDA+1.0
  ELSE
    IF(NZ.EQ.(IZC+CONTA)) THEN
      CONDA=CONDA+1.0
    ELSE
      CALL FN33(C15,(-CUNOB))
      CONTA=CONTA+1.0
    ENDIF
  ENDIF
ENDIF
ENDIF

ENDIF

```

C Masa de petróleo presente en la columna

```

C   IF (IZ.LT.NZ) THEN
CALL FN108(C15,SUM)
CCUNO=CCUNO+(SUM*((XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ))/(NX*NY*1000.0)))
C   ENDIF

```

C Masa de petróleo que regreso a la mancha

```

  IF (IZ.EQ.NZ) THEN
CALL FN108(C15,SUM)
CCUNOR=(SUM*((XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ))/(NX*NY*1000.0)))

    CCUNODS=CCUNO-CCUNOR

    write(14,*) 'CCUNO=',CCUNO
write(14,*) 'CCUNOR=',CCUNOR
write(14,*) 'CCUNODS=',CCUNODS

    CCUNO=0.0
    CCUNOR=0.0
  ENDIF

```

C -----  
C COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN DE CLASE DE GOTAS DOS  
C -----

C Comparo el número de rompimiento de la ola con el contador que limita  
C que la intrusión de petróleo una sola vez por rompimiento  
 IF (ROMP.GE.CONB) THEN

C Asigno la concentración en la profundidad apropiada gracias a la  
C parte entera de la profundidad de intrusión

```

  IF(IZ.EQ.IZC) THEN
CDOS=(PDDB/(XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ)))*1000.0
CALL FN33(C16,CDOS)
PDDB=0.0
CONB=CONB+1.0
  ENDIF

ENDIF

```

C Modifico la concentración vertical de petróleo en función de la velocidad  
C de ascenso de las gotas de petróleo

C Se emplea cuando el ascenso vertical de las gotas es menor a la profundidad  
C intrusión. Se debe cumplir la condición adicional de que el ascenso sea igual  
C a ZW

```

  IF(SASCB.GE.((ZWLAST/NZ)*CONDB)) THEN

  IF(IZ.EQ.1.0) THEN
    CONTB=0.0
  ENDIF

  IF((IZ.EQ.(IZC+CONTB)).AND.(CONTB.EQ.0.0)) THEN

```

```

        CALL FN33(C16,(-CDOSB))
    CONTB=CONTB+1.0
    ENDIF

    IF((IZ.EQ.(IZC+CONTB)).AND.(CONTB.GE.1.0)) THEN
        CALL FN33(C16,CDOSB)
        IF(CONTB.EQ.CONDB) THEN
            CONDB=CONDB+1.0
        ELSE
            IF(NZ.EQ.(IZC+CONTB)) THEN
                CONDB=CONDB+1.0
            ELSE
                CALL FN33(C16,(-CDOSB))
                CONTB=CONTB+1.0
            ENDIF
        ENDIF
    ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF
ENDIF

```

C Masa de petróleo presente en la columna

```

C      IF (IZ.NE.NZ) THEN
        CALL FN108(C16,SUM)
        CCDOS=CCDOS+(SUM*((XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ))/(NX*NY*1000.0)))
C      ENDIF

```

C Masa de petróleo que regreso a la mancha

```

        IF (IZ.EQ.NZ) THEN
            CALL FN108(C16,SUM)
            CCDOSR=(SUM*((XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ))/(NX*NY*1000.0)))
            write(14,*) 'CCDOS=',CCDOS
            write(14,*) 'CCDOSR=',CCDOSR
            CCDOSDS=CCDOS-CCDOSR
            write(14,*) 'CCDOSDS=',CCDOSDS
        ENDIF

```

C -----  
C COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN DE CLASE DE GOTAS TRES  
C -----

C Comparo el número de rompimiento de la ola con el contador que limita  
C que la intrusión de petróleo una sola vez por rompimiento

```

        IF (ROMP.GE.CONC) THEN

```

C Asigno la concentración en la profundidad apropiada gracias a la  
C parte entera de la profundidad de intrusión

```

        IF(IZ.EQ.IZC) THEN
            CTRES=(PDDC/(XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ)))*1000.0
            WRITE(14,*) 'CTRES=',CTRES
            CALL FN33(C20,CTRES)

        IF(ROMP.LT.170) THEN
            FACTOR=(0.18*ALOG(ROMP))+0.07
        ELSE
            FACTOR=1.0
        ENDIF

            CTRESB=(PDDC/(XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ)))*1000.0*FACTOR

            PDDC=0.0
            CONC=CONC+1.0

        ENDIF
    ENDIF

```

C Modifico la concentración vertical de petróleo en función de la velocidad  
C de ascenso de las gotas de petróleo

C Se emplea cuando el ascenso vertical de las gotas es menor a la profundidad  
C intrusión. Se debe cumplir la condición adicional de que el ascenso sea igual  
C a ZW

```
IF(SASCC.GE.((ZWLAST/NZ)*CONDC)) THEN
  IF(IZ.EQ.1.0) THEN
    CONTC=0.0
  ENDIF
  IF((IZ.EQ.(IZC+CONTC)).AND.(CONTC.EQ.0.0)) THEN
    CALL FN33(C20,(-CTRESB))
    CONTC=CONTC+1.0
  ENDIF
  IF((IZ.EQ.(IZC+CONTC)).AND.(CONTC.GE.1.0)) THEN
    CALL FN33(C20,CTRESB)
    IF(CONTC.EQ.CONDC) THEN
      CONDC=CONDC+1.0
    ELSE
      IF(NZ.EQ.(IZC+CONTC)) THEN
        CONDC=CONDC+1.0
      ELSE
        CALL FN33(C20,(-CTRESB))
        CONTC=CONTC+1.0
      ENDIF
    ENDIF
  ENDIF
  ENDIF
  ENDIF
  ENDIF
```

C Masa de petróleo presente en la columna

```
C   IF (IZ.NE.NZ) THEN
CALL FN108(C20,SUM)
CCTRES=CCTRES+(SUM*((XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ))/(NX*NY*1000.0)))
C   ENDIF
```

C Masa de petróleo que regreso a la mancha

```
IF (IZ.EQ.NZ) THEN
CALL FN108(C20,SUM)
CCTRESR=(SUM*((XULAST*YVLAST*(ZWLAST/NZ))/(NX*NY*1000.0)))
write(14,*) 'CCTRES=',CCTRES
write(14,*) 'CCTRESR=',CCTRESR
CCTRESDS=CCTRES-CCTRESR
write(14,*) 'CCTRESDS=',CCTRESDS

CCT=CCUNO+CCDOS+CCTRES+CCDIS
CCTR=CCUNOR+CCDOSR+CCTRESR
CCTDS=CCT-CCTR
DCT=CCTDS-CCTV
CALL FN1(C33,DCT)
CCTV=CCTDS

write(14,*) 'CCT=',CCT
write(14,*) 'CCTR=',CCTR
write(14,*) 'CCTDS=',CCTDS
write(14,*) 'DCT=',DCT

CCDIS=0.0
CCUNO=0.0
CCUNOR=0.0
CCDOS=0.0
CCDOSR=0.0
CCTRES=0.0
```

```

CCTRESR=0.0

ENDIF

C -----
C COMPORTAMIENTO DE LA CONCENTRACIÓN TOTAL DE GOTAS
C -----

CALL FN13(C21,C14,C15,C16,C20,0.0,1.0,1.0,1.0,1.0)

ENDIF

C+++++

RETURN
197 CONTINUE
C * ----- SECTION 7 ---- Finish of sweep.
RETURN
198 CONTINUE
C * ----- SECTION 8 ---- Finish of time step.
C+++++
C FAB

C -----
C ASIGNACIÓN DEL VALOR DE LA VISCOSIDAD, DENSIDAD Y VOLUMEN DE PETROLEO
C -----

if(!STEP.EQ.1.0) then
    DOIL=RG(3)
    VOIL=RG(4)
    VOLP=RG(5)
    SASCC=0.0
else
c    call getyx(grsp7, c4aux, nydim, nxdim)
c    DOIL=c4aux(1,1)
    DOIL=RG(3)
    write(14,*) 'DOIL=',DOIL

    call getyx(grsp8, c4aux, nydim, nxdim)
    VOIL=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'VOIL=',VOIL

    VOLP=RVOL
    write(14,*) 'VOLP=',VOLP
endif
C+++++
C FAB

C -----
C CALCULO DEL AREA - FUNCIONES DESCRITAS POR FAY (1969) - REGIMEN VISCOSO
C -----

call fn1(grsp1,((rg(1)-DOIL)/rg(1)))
call fn25(grsp1,rg(6))
call fn1(grsp3,(VOLP/YVLAST))
call fn50(grsp3,2)
call fn26(grsp1,grsp3)
    call fn1(grsp2,TIM)
    call fn51(grsp2,(3.0/2.0))
    call fn26(grsp1,grsp2)
call fn1(grsp2,rg(2))
call fn51(grsp2,(1.0/2.0))
    call fn27(grsp1,grsp2)
    call fn51(grsp1,(1.0/4.0))
call fn25(grsp1,1.5)
    call fn25(grsp1,YVLAST)
    call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
AREA=c4aux(1,1)
IF(AREA.GE.RG(106)) THEN
    AREA=RG(106)

```

```

        ENDIF
        write(14,*) 'AREA=',AREA
        call fn1(c22,AREA)
C+++++
C FAB

C -----
C PROCESOS DE PÉRDIDA DE MASA - MODELOS SENCILLOS
C -----

C Cálculo de la masa inicial
  call fn1(grsp5,VOLP)
  call fn25(grsp5,DOIL)
  call fn0(c26,grsp5)
  call getyx(grsp5, c4aux, nydim, nxdim)
  FMasa=c4aux(1,1)
  write(14,*) 'FMasa=',FMasa

C -----
C CÁLCULO DE LA EVAPORACION - FINGAS (1996)
C -----

  call fn1(grsp7,rg(13))
  call fn33(grsp7,-273.0)
    call fn2(grsp2,grsp7,rg(30),rg(31))

    if(tim.LT.59.0) then
      call fn1(grsp3,0.0)
    else
      call fn1(grsp7,TIM)
      call fn25(grsp7,1.0/60.0)
      call fn43(grsp3,grsp7,1.0,0.0)
    endif

  call fn26(grsp3,grsp2)
  call fn25(grsp3,1.0e-2)
    call fn25(grsp3,rg(5))
  call fn25(grsp3,DOIL)
  call fn33(grsp3,-Evp)
  call fn0(c30,grsp3)
    call getyx(grsp3, c4aux, nydim, nxdim)
  Evp=Evp+c4aux(1,1)
  write(14,*) 'EvpFingas=',Evp

C -----
C CÁLCULO DE LA DISPERSION DE MASA - MACKAY (1980)
C -----

C cálculo del espesor de la mancha
  call fn1(grsp1,AREA)
  call fn1(grsp2,VOLP)
  call fn27(grsp2,grsp1)
  call fn0(c17,grsp2)
  call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
  ESP=c4aux(1,1)
  write(14,*) 'ESP=',ESP

C cálculo de dm/dt
  call fn1(grsp1,(2*(rg(101)-rg(102))))
    call fn25(grsp1,(9.8/0.2))
    call fn51(grsp1,0.5)
    call fn33(grsp1,1.0)
  call fn50(grsp1,2)
  call fn25(grsp1,0.11)
c  call fn26(grsp1,c26)
  call fn25(grsp1,((VOLP*DOIL)/1000.0))
    call fn1(grsp5,VOIL)
  call fn25(grsp5,DOIL)
  call fn25(grsp5,1000.0)
  call fn51(grsp5,0.5)

```

```

call fn25(grsp5,50.0)
call fn25(grsp5,ESP)
call fn25(grsp5,rg(23))
call fn33(grsp5,1.0)
call fn27(grsp1,grsp5)
call fn25(grsp1,(1000.0/3600.0))
call fn0(c18,grsp1)

C masa dispersa
call fn25(grsp1,(TLAST/LSTEP))
C call fn0(c33,grsp1)
call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
DD=DD+c4aux(1,1)
write(14,*) 'MDMackay=',DD

C+++++
C FAB

C -----
C CÁLCULO DE LA RAZÓN DE DISIPACIÓN DE ENERGÍA
C -----

call getyx(U1,c1aux, nydim, nxdim)
call getyx(V1ST,c2aux, nydim, nxdim)
do ij=1, ny
do ii=1, nx-1
UDOWN=c1aux(ij,ii)
UADEL=c1aux(ij,ii+1)
DUC=(UADEL-UDOWN)**2.0
DISC=4.0
DIV=DUC/DISC
RDIS=15.0*DIV*C2AUX(ij,ii)
C3AUX(ij,ii)=C2AUX(ij,ii)*(((c1aux(ij,ii+1)-c1aux(ij,ii))**2)
& *3.75)
RDISD=C3AUX(ij,ii)
c write(14,*) 'RDISD=',RDISD
enddo
enddo
call setyx(C11,c3aux, nydim, nxdim)

C+++++
C FAB

C -----
C CÁLCULO DEL DIÁMETRO DE GOTAS - DELVIGNE (1988)
C -----

C Diámetro Máximo
call fn0(grsp2,EP)
C call fn1(grsp2,1.0)
call fn25(grsp2,1000.0)
call fn51(grsp2,-0.5)
call fn1(grsp1,VOIL)
call fn25(grsp1,1000000.0)
call fn51(grsp1,0.34)
call fn26(grsp1,grsp2)
call fn25(grsp1,(1/1000000.0))
call fn25(grsp1,3400.0)
call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
DMAX=c4aux(1,1)
write(14,*) 'DMAX=',DMAX

C Diámetro Medio
call fn0(grsp2,EP)
C call fn1(grsp2,1.0)
call fn25(grsp2,1000.0)
call fn51(grsp2,-0.5)
call fn1(grsp1,VOIL)
call fn25(grsp1,1000000.0)
call fn51(grsp1,0.34)

```

```

        call fn26(grsp1,grsp2)
        call fn25(grsp1,(1/1000000.0))
        call fn25(grsp1,1400.0)
    call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
    DMED=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'dMed=',DMED

D Diámetro Mínimo
    call fn0(grsp2,EP)
c   call fn1(grsp2,1.0)
        call fn25(grsp2,1000.0)
        call fn51(grsp2,-0.5)
    call fn1(grsp1,VOIL)
        call fn25(grsp1,1000000.0)
        call fn51(grsp1,0.34)
        call fn26(grsp1,grsp2)
        call fn25(grsp1,(1/1000000.0))
        call fn25(grsp1,500.0)
    call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
    DMIN=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'dmin=',DMIN

C+++++
C FAB

C -----
C PROFUNDIDAD DE INTRUCIÓN DE GOTAS - DELVIGNE (1988)
C -----

C Calculo de la Variación de la Superficie Libre
    call fn1(grsp1,((rg(101)-rg(102))*2))
    call getyx(DEN1,c1aux, nydim, nxdim)
    do ij=1, ny
    do ii=1, nx
        C3AUX(ij,ii)=(((C1AUX(ij,ii)-4300.0)**2.0)**0.5)/1000.0
        ALTSL=C3AUX(ij,ii)
    c   write(14,*) 'AltSL=',ALTSL
    enddo
    enddo
    call setyx(C12,c3aux, nydim, nxdim)

C Profundidad de intrusión
    call fn1(grsp1,((rg(101)-rg(102))*2))
    call fn25(grsp1,1.6)
    call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
    PINT=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'PInt=',PINT

C +++++
C FAB

C -----
C ROMPIMIENTOS DE OLA
C -----

C Determina el número de rompimientos de la ola
    ROMP=IFIX(TIM/RG(100))
    WRITE(14,*) 'ROMP=',ROMP

C Tomo la parte entera de la relación entre la profundidad de
C intrusión y Delta Z
    WRITE(14,*) 'PINT=',PINT
    IZC=NZ-IFIX(PINT/(ZWLAST/NZ))
    WRITE(14,*) 'IZC=',IZC

C+++++
C FAB

C -----
C PROCESOS DE PÉRDIDA DE MASA - MODELOS DETALLADOS

```

```

C -----
C -----
C DISPERSIÓN VERTICAL - DELVIGNE (1988)
C -----

C-----
C PETROLEO DISPERSO
C-----

C Cálculo del dm/dadt
C -----

C Calculo del Coeficiente de Dispersión Empírico
  call fn1(grsp1,(VOIL*1000000.0))
  call fn51(grsp1,-0.4)
  call fn25(grsp1,4450.0)

C Calculo de la Disipación de Energía por Rompimiento
  call fn1(grsp2,rg(1))
  call fn25(grsp2,0.0034)
  call fn25(grsp2,rg(6))

C Calculo de la Altura de SL
  call fn1(grsp3,(2*(rg(101)-rg(102))))
  call fn50(grsp3,2)
  call fn26(grsp2,grsp3)
  call fn51(grsp2,0.57)
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Porción del Mar Cubierta por el petróleo
  call fn25(grsp1,rg(105))

C Calculo del Porción del Mar Afectada por el Rompimiento

C Calculo U en función de H prom.
  call fn1(grsp2,(2*(rg(101)-rg(102))))
  call fn25(grsp2,(rg(6)/0.2))
  call fn51(grsp2,0.5)

  call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
  Uwind=c4aux(1,1)

  if (Uwind.LT.5.0) then
  call fn51(grsp2,3.5)
  call fn25(grsp2,(0.000003/rg(100)))
  else
  call fn33(grsp2,-5.0)
  call fn25(grsp2,(0.032/rg(100)))
  endif
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Diámetro de Gota
  call fn1(grsp2,0.00004)
  call fn51(grsp2,0.7)
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Delta de Diametro de Gota
  call fn25(grsp1,0.00003)

c Imprimo el valor dm/dadt
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
  write(14,*) 'dm/dadt=',A

C Multiplico por el Tiempo y por el Área
  call fn25(grsp1,AREA)
  call fn25(grsp1,(TIM/RG(100)))
C   call fn0(c33,grsp1)

```

```

c Imprimo el valor m Total
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
  PDD=PDD+c1aux(1,1)
  write(14,*) 'PDDel(0-70)=' ,PDD

C-----
C PETROLEO SUSPENDIDO
C-----

C Calculo del dm/dadt (70 - 200 um) = OILS1
C -----

C Calculo del Coeficiente de Dispersión Empírico
  call fn1(grsp1,(VOIL*1000000.0))
  call fn51(grsp1,-0.4)
  call fn25(grsp1,4450.0)

C Calculo de la Disipación de Energía por Rompimiento
  call fn1(grsp2,rg(1))
  call fn25(grsp2,0.0034)
  call fn25(grsp2,rg(6))

C Calculo de la Altura de SL
  call fn1(grsp3,(2*(rg(101)-rg(102))))
  call fn50(grsp3,2)
  call fn26(grsp2,grsp3)
  call fn51(grsp2,0.57)
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Porción del Mar Cubierta por el petróleo
  call fn25(grsp1,rg(105))

C Calculo del Porción del Mar Afectada por el Rompimiento

C Calculo U en función de H prom.
  call fn1(grsp2,(2*(rg(101)-rg(102))))
  call fn25(grsp2,(rg(6)/0.2))
  call fn51(grsp2,0.5)

  call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
  Uwind=c4aux(1,1)

  if (Uwind.LT.5.0) then
  call fn51(grsp2,3.5)
  call fn25(grsp2,(0.000003/rg(100)))
  else
  call fn33(grsp2,-5.0)
  call fn25(grsp2,(0.032/rg(100)))
  endif
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Diámetro de Gota
  call fn1(grsp2,0.000135)
  call fn51(grsp2,0.7)
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Delta de Diámetro de Gota
  call fn25(grsp1,0.000065)

c Imprimo el valor dm/dadt
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
  write(14,*) 'dm/dadt=',A

C Multiplico por el Tiempo y por el Área
  call fn25(grsp1,AREA)
  call fn25(grsp1,(TIM/RG(100)))
C   call fn0(c33,grsp1)

```

```

c Imprimo el valor m Total
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
  PDDA=PDDA+c1aux(1,1)
  write(14,*) 'PDDel(70-200)=' ,PDDA

C Calculo del dm/dadt (200 - 400 um)
C -----

C Calculo del Coeficiente de Dispersión Empírico
  call fn1(grsp1,(VOIL*1000000.0))
  call fn51(grsp1,-0.4)
  call fn25(grsp1,4450.0)

C Calculo de la Disipación de Energía por Rompimiento
  call fn1(grsp2,rg(1))
  call fn25(grsp2,0.0034)
  call fn25(grsp2,rg(6))

C Calculo de la Altura de SL
  call fn1(grsp3,(2*(rg(101)-rg(102))))
  call fn50(grsp3,2)
  call fn26(grsp2,grsp3)
  call fn51(grsp2,0.57)
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Porción del Mar Cubierta por el petróleo
  call fn25(grsp1,rg(105))

C Calculo del Porción del Mar Afectada por el Rompimiento

C Calculo U en función de H prom.
  call fn1(grsp2,(2*(rg(101)-rg(102))))
  call fn25(grsp2,(rg(6)/0.2))
  call fn51(grsp2,0.5)

  call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
  Uwind=c4aux(1,1)

  if (Uwind.LT.5.0) then
    call fn51(grsp2,3.5)
    call fn25(grsp2,(0.000003/rg(100)))
  else
    call fn33(grsp2,-5.0)
    call fn25(grsp2,(0.032/rg(100)))
  endif
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Diámetro de Gota
  call fn1(grsp2,0.000300)
  call fn51(grsp2,0.7)
  call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Delta de Diámetro de Gota
  call fn25(grsp1,0.000100)

c Imprimo el valor dm/dadt
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
  A=c1aux(1,1)
  write(14,*) 'dm/dadt=',A

C Multiplico por el Tiempo y por el Área
  call fn25(grsp1,AREA)
  call fn25(grsp1,(TIM/RG(100)))
C   call fn0(c33,grsp1)

c Imprimo el valor m Total
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
  PDDB=PDDB+c1aux(1,1)
  write(14,*) 'PDDel(200-400)=' ,PDDB

```

```

C Calculo del dm/dadt (400 - 800 um)
C -----

C Calculo del Coeficiente de Dispersión Empírico
call fn1(grsp1,(VOIL*1000000.0))
call fn51(grsp1,-0.4)
call fn25(grsp1,4450.0)

C Calculo de la Disipación de Energía por Rompimiento
call fn1(grsp2,rg(1))
call fn25(grsp2,0.0034)
call fn25(grsp2,rg(6))

C Calculo de la Altura de SL
call fn1(grsp3,(2*(rg(101)-rg(102))))
call fn50(grsp3,2)
call fn26(grsp2,grsp3)
call fn51(grsp2,0.57)
call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Porción del Mar Cubierta por el petróleo
call fn25(grsp1,rg(105))

C Calculo del Porción del Mar Afectada por el Rompimiento

C Calculo U en función de H prom.
call fn1(grsp2,(2*(rg(101)-rg(102))))
call fn25(grsp2,rg(6)/0.2)
call fn51(grsp2,0.5)

call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
Uwind=c4aux(1,1)

if (Uwind.LT.5.0) then
call fn51(grsp2,3.5)
call fn25(grsp2,(0.000003/rg(100)))
else
call fn33(grsp2,-5.0)
call fn25(grsp2,(0.032/rg(100)))
endif
call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Diámetro de Gota
call fn1(grsp2,0.000600)
call fn51(grsp2,0.7)
call fn26(grsp1,grsp2)

C Multiplico por Delta de Diámetro de Gota
call fn25(grsp1,0.000200)

c Imprimo el valor dm/dadt
call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
A=c1aux(1,1)
write(14,*) 'dm/dadt=',A

C Multiplico por el Tiempo y por el Área
call fn25(grsp1,AREA)
call fn25(grsp1,(TIM/RG(100)))
C call fn0(c33,grsp1)

c Imprimo el valor m Total
call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
PDDC=PDDC+c1aux(1,1)
write(14,*) 'PDDel(400-800)=',PDDC

C TOTAL MASA DISPERSA Y SUSPENDIDA
PDDT=PDD+PDDA+PDDB+PDDC
write(14,*) 'PDDelTOTAL=',PDDT

```

```

C+++++
C FAB

C -----
C VELOCIDAD DE ASENSO DE LAS GOTAS
C -----

C Gotas de 70 - 200 um dMed = 135um
C -----

C Calculo del VTerUno - Cuando NRE>50 - P=0.5
call fn1(grsp1,(((16.0/3.0)*rg(6))*(1.0-(DOIL/rg(1))))))
call fn1(grsp2,(0.000135/2.0))
call fn51(grsp2,0.5)
call fn26(grsp1,grsp2)
call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
VTERUA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'VTerU(70-200um)=',VTERUA

C Calculo NRE Uno
call fn25(grsp1,(0.000135/rg(2)))
call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
REUA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'NreU(70-200um)=',REUA

IF(REUA.GE.50) THEN

    VTERA=VTERUA

ELSE

C Calculo del VTerDos - Cuando NRE<50 - P=2.0
call fn1(grsp1,(((2.0/9.0)*(rg(6)/rg(2)))*(1.0-(DOIL/rg(1))))))
call fn1(grsp2,(0.000135/2.0))
call fn51(grsp2,2.0)
call fn26(grsp1,grsp2)
call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
VTERDA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'VTerD(70-200um)=',VTERDA

C Calculo NRE Dos
call fn25(grsp1,(0.000135/rg(2)))
call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
REDA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'NreD(70-200um)=',REDA

VTERA=VTERDA

ENDIF

write(14,*) 'VTER(70-200um)=',VTERA

IF(ROMP.GE.1.0) THEN

C Determino el ascenso del tipo de gota por intervalo de tiempo

    ASCA=VTERA*(TLAST/LSTEP)
    write(14,*) 'ASCA=',ASCA

C Determino el ascenso total de la clase de gotas
SASCA=SASCA+ASCA
write(14,*) 'SASCA=',SASCA

ENDIF

C Gotas de 200 - 400 um dMed = 300um
C -----

C Calculo del VTerUno - Cuando NRE>50 - P=0.5
call fn1(grsp1,(((16.0/3.0)*rg(6))*(1.0-(DOIL/rg(1))))))

```

```

call fn1(grsp2,(0.0003/2.0))
  call fn51(grsp2,0.5)
  call fn26(grsp1,grsp2)
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
VTERUA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'VTerU(200-400um)=',VTERUA

C Calculo NRE Uno
  call fn25(grsp1,(0.0003/rg(2)))
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
REUA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'NreU(200-400um)=',REUA

IF(REUA.GE.50) THEN

  VTERB=VTERUA

  ELSE

C Calculo del VTerDos - Cuando NRE<50 - P=2.0
  call fn1(grsp1,(((2.0/9.0)*(rg(6)/rg(2)))*(1.0-(DOIL/rg(1))))))
  call fn1(grsp2,(0.0003/2.0))
  call fn51(grsp2,2.0)
  call fn26(grsp1,grsp2)
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
VTERDA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'VTerD(200-400um)=',VTERDA

C Calculo NRE Dos
  call fn25(grsp1,(0.0003/rg(2)))
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
REDA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'NreD(200-400um)=',REDA

  VTERB=VTERDA

  ENDIF

  write(14,*) 'VTER(200-400um)=',VTERB

IF(ROMP.GE.1.0) THEN

C Determino el ascenso del tipo de gota por intervalo de tiempo

  ASCB=VTERB*(TLAST/LSTEP)
  write(14,*) 'ASCB=',ASCB

C Determino el ascenso total de la clase de gotas
  SASCB=SASCB+ASCB
  write(14,*) 'SASCB=',SASCB

  ENDIF

C Gotas de 400 - 800 um dMed = 600um
C -----

C Calculo del VTerUno - Cuando NRE>50 - P=0.5
  call fn1(grsp1,(((16.0/3.0)*rg(6))*(1.0-(DOIL/rg(1))))))
  call fn1(grsp2,(0.0006/2.0))
  call fn51(grsp2,0.5)
  call fn26(grsp1,grsp2)
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
VTERUA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'VTerU(400-800um)=',VTERUA

C Calculo NRE Uno
  call fn25(grsp1,(0.0006/rg(2)))
  call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
REUA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'NreU(400-800um)=',REUA

```

```

IF(REUA.GE.50) THEN

    VTERC=VTERUA

    ELSE

C Calculo del VTerDos - Cuando NRE<50 - P=2.0
call fn1(grsp1,(((2.0/9.0)*(rg(6)/rg(2)))*(1.0-(DOIL/rg(1))))))
call fn1(grsp2,(0.0006/2.0))
    call fn51(grsp2,2.0)
    call fn26(grsp1,grsp2)
    call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
VTERDA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'VTERD(400-800um)=',VTERDA

C Calculo NRE Dos
    call fn25(grsp1,(0.0006/rg(2)))
call getyx(grsp1, c1aux, nydim, nxdim)
REDA=c1aux(1,1)
write(14,*) 'NreD(400-800um)=',REDA

VTERC=VTERDA

    ENDIF

    write(14,*) 'VTER(400-800um)=',VTERC

IF(ROMP.GE.1.0) THEN

C Determino el ascenso del tipo de gota por intervalo de tiempo

    ASCC=VTERC*(TLAST/LSTEP)
write(14,*) 'ASCC=',ASCC

C Determino el ascenso total de la clase de gotas
SASCC=SASCC+ASCC
write(14,*) 'SASCC=',SASCC

    ENDIF

C ++++++
C FAB

C -----
C MASA PERDIDA (EVAPORACION Y DISPERSION)
C -----

    if(rg(19).EQ.1.0) then
C sin considerar pérdidas de masa
    call fn1(c34,0.0)
    else
    if(rg(19).EQ.2.0) then
C masa perdidas con solo evaporación
    call fn0(c34,c30)
    else
    if(rg(19).EQ.3.0) then
C masa perdida con solo dispersión
    call fn0(c34,c33)
    else
    if(rg(19).EQ.4.0) then
C masa perdida considerando evaporación y dispersión
    call fn0(grsp9,c30)
    call fn0(grsp2,c33)
    call fn60(grsp9,grsp2)
    call fn0(c34,grsp9)
    end if
    end if
    end if
    end if

```

```

C+++++
CFAB

C -----
C CORRECCION DE LA CONCENTRACION POR PERDIDAS DE MASA
C -----

C Masa Remanente

C Calculo la Sumatoria de Masa Total Perdida
  call fn0(grsp9,c34)
  call getyx(grsp9, c4aux, nydim, nxdim)
  SMP=SMP+c4aux(1,1)
  write(14,*) 'SMP=',SMP
  call fn1(grsp4,SMP)

C Calculo de la Masa Remanente
  call fn25(grsp9,-1.0)
c   call fn0(grsp5,c26)
  call fn1(grsp5,(VOLP*DOIL))
  call fn60(grsp5,grsp9)
  call fn0(c23,grsp5)
  call getyx(grsp5, c4aux, nydim, nxdim)
  RMasa=c4aux(1,1)
  write(14,*) 'RMasa=',RMasa

C Cálculo de Volumen Remanente
  call fn0(grsp7,c23)
  call fn25(grsp7,(1.0/DOIL))
  call fn0(C32,grsp7)
  call getyx(grsp7, c4aux, nydim, nxdim)
  RVOL=c4aux(1,1)
  write(14,*) 'RVOL=',RVOL

C factor de corrección de la concentración
  call fn0(grsp5,c23)
c   call fn0(grsp3,c26)
  call fn1(grsp3,(VOLP*DOIL))
  call fn27(grsp5,grsp3)
  call fn0(c31,grsp5)
  call getyx(grsp5, c4aux, nydim, nxdim)
  FCC=c4aux(1,1)
  write(14,*) 'FCC=',FCC

C corrección de concentración

C Corrección para OIL
  call getyx(c31, c1aux, nydim, nxdim)
  call getyx(LBNAME('OIL'), c4aux, nydim, nxdim)
  do ij=1, nx
  do ii=1, ny
    c3aux(ij,ii)=c4aux(ij,ii)*c1aux(ij,ii)
  end do
  end do
  call setyx(LBNAME('OIL'), c3aux, nydim, nxdim)

C+++++
C FAB

C -----
C CORRECCION DE LA VISCOSIDAD POR EVAPORACIÓN Y EMULSIFICACIÓN
C -----

C corrección por evaporación
C -----

  call fn0(grsp1,c30)
  call fn33(grsp1,rg(39))
  call fn25(grsp1,(1.0/FMasa))

```

```

call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
FEvp=FEvp+c4aux(1,1)
write(14,*) 'FEvp=',FEvp
call fn1(grsp1,FEvp)
call fn33(grsp1,rg(41))
call fn25(grsp1,rg(21))
call getyx(grsp1, c4aux, nydim, nxdim)
C=2.7183**c4aux(1,1)
call fn1(grsp1,C)
write(14,*) 'FCVEvp=',C

```

C corrección por emulsificación  
C -----

```

if(ISTEP.EQ.1.0) then

```

```

C cálculo de dFwc/dt
call fn1(grsp1,rg(7))
call fn25(grsp1,rg(35))
call fn25(grsp1,-1.0)
call fn1(grsp2,1.0)
call fn60(grsp2,grsp1)
call fn1(grsp3,1.0)
call fn33(grsp3,rg(14))
call fn50(grsp3,2)
call fn25(grsp3,rg(34))
call fn26(grsp2,grsp3)
call fn25(grsp2,(TLAST/LSTEP))
call fn25(grsp2,1.0/60.0)
call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
D=D+rg(7)+c4aux(1,1)
write(14,*) 'Fwc=',D
call fn1(grsp2,D)

```

```

C cálculo del factor de corrección
call fn6(grsp6,grsp2,1.0,(-0.65))
call fn26(grsp6,grsp2)
call fn25(grsp6,2.5)
call getyx(grsp6, c4aux, nydim, nxdim)
E=2.7183**c4aux(1,1)
call fn1(grsp3,E)
write(14,*) 'FCVEm=',E

```

```

else

```

```

c write(14,*) 'Fwclnc=',D
C cálculo de dFwc/dt
call fn1(grsp5,D)
call fn25(grsp5,rg(35))
call fn25(grsp5,-1.0)
call fn1(grsp2,1.0)
call fn60(grsp2,grsp5)
call fn1(grsp3,1.0)
call fn33(grsp3,rg(14))
call fn50(grsp3,2)
call fn25(grsp3,rg(34))
call fn26(grsp2,grsp3)
call fn25(grsp2,(TLAST/LSTEP))
call fn25(grsp2,1.0/60.0)
call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
D=D+c4aux(1,1)
write(14,*) 'Fwc=',D
call fn1(grsp2,D)

```

```

C cálculo del factor de corrección
call fn6(grsp6,grsp2,1.0,(-0.65))
call fn26(grsp6,grsp2)
call fn25(grsp6,2.5)
call getyx(grsp6, c4aux, nydim, nxdim)
E=2.7183**c4aux(1,1)
call fn1(grsp3,E)
write(14,*) 'FCVEm=',E

```

```

        end if
C Correcciones de la viscosidad
    if(rg(20).EQ.1.0) then
C no corrección de la viscosidad
    call fn1(c19,RG(4))
    call fn1(GRSP8,RG(4))
    else
    if(rg(20).EQ.2.0) then
C viscosidad corregida considerando solo evaporación
    call fn1(GRSP8,RG(4))
    call fn25(GRSP8,C)
    call fn0(c19,GRSP8)
    else
    if(rg(20).EQ.3.0) then
C viscosidad corregida considerando solo emulsificación
    call fn1(GRSP8,RG(4))
    call fn25(GRSP8,E)
    call fn0(c19,GRSP8)
    else
C viscosidad corregida considerando evaporación, y emulsificación
    call fn1(GRSP8,RG(4))
    call fn25(GRSP8,E)
    call fn25(GRSP8,C)
    call fn0(c19,GRSP8)
    end if
    end if
    end if
C ++++++
C -----
C CORRECCION DE LA DENSIDAD INICIAL POR PERDIDA DE MASA
C EVAPORADA O POR EMULSIFICACION
C -----
C corrección por emulsificación
    call fn1(grsp3,DOIL)
    call fn1(grsp1,1.0)
    call fn33(grsp1,-D)
    call fn26(grsp3,grsp1)
    call fn1(grsp2,rg(1))
    call fn25(grsp2,D)
    call fn60(grsp2,grsp3)
    call getyx(grsp2, c4aux, nydim, nxdim)
    aux3=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'DCEm=',aux3
    if(rg(36).EQ.1.0) then
C no corrección de la densidad
    call fn1(C28,RG(3))
    call fn0(GRSP7,C28)
    else
C densidad corregida considerando solo emulsificación
    call fn1(C28,aux3)
    call fn0(GRSP7,C28)
    end if
C ++++++
C FAB
    write(14,*) 'AL FINAL'
    call fn1(grsp4,RVOL)
    call getyx(grsp4, c4aux, nydim, nxdim)
    VOL=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'VOL=',VOL
    call getyx(GRSP8, c4aux, nydim, nxdim)
    VIS=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'VISF=',VIS
    call getyx(GRSP7, c4aux, nydim, nxdim)
    aux5=c4aux(1,1)
    write(14,*) 'DPETC=',aux5
C ++++++
    RETURN
C *****

```

## ANEXO 7. VALIDACIÓN DEL MODELO DE AGUAS SOMERAS CON BASE EN LA ANALOGÍA DE FLUJO COMPRESIBLE

La validación del modelo de aguas someras con base en la analogía de flujo compresible, se realizó con base en dos casos analíticos reportados por Rouse (1946). Esta validación tiene como objetivo corroborar que los resultados numéricos del modelo propuesto representan adecuadamente las variaciones de la superficie libre y velocidad de flujo experimentadas por un fluido que fluye en un canal que sufre cambios de profundidad o cambios de ancho, y por ende puede ser empleado para representar la hidrodinámica propias de las zonas litorales donde los efectos asociados al cambio de la superficie libre determinan en gran parte todos los procesos ocurridos en esta zona y en particular está ampliamente ligado con la evolución de los derrames de petróleo.

La secuencia seguida en el presente anexo corresponde a la presentación de cada uno de los casos planteados (canal con reducción de ancho y canal con cambio de profundidad), iniciando por la presentación de los datos analíticos, los parámetros empleados para la implementación del caso en el código Phoenix, los resultados obtenidos y el archivo de código del programa en PIL usado para llevar a cabo las simulaciones descritas. Dadas las características de los casos analíticos considerados, se considera un flujo laminar libre de fricción.

### 1. Simulación de un Canal con Ancho Variable

Rouse (1946), reportó un caso analítico en el cual el ancho inicial de canal, se reduce en un pie; lo cual, ocasiona una disminución en la elevación de la superficie libre y un aumento de velocidad (ver tabla 1).

Tabla 1. Datos analíticos del canal ancho variable

Zona del Canal	Ancho	Altura Superficie Libre	Velocidad de Flujo	Energía Total
Sin Reducción	6 ft	5 ft	3 ft/s	5.14 ft
	1.828 m	1.524m	0.914 m/s	1.566 m
Con Reducción	5 ft	4.93 ft	3.65 ft/s	5.14 ft
	1.524 m	1.502 m	1.112 m/s	1.566 m

La implementación del modelo de aguas someras en el código PHOENICS, se hace por medio de la analogía de flujo compresible, siendo en este caso el cambio de densidad el parámetro que indica la variación de la superficie libre. Inicialmente, se definió la geometría del canal, el cual tiene una longitud de 5 m, un ancho de 1.828 m en su parte ancha y 1.524 m en su parte angosta, la cual, se extiende desde 2 m después de la entrada hasta la salida. La malla seleccionada tiene 200 celdas en la dirección de flujo, 200 celdas en el ancho y una celda en la vertical (ver figura 1).

La implementación del caso en el código PHOENICS requiere de la selección del modelo de flujo compresible, la definición de las condiciones de frontera y la caracterización de la variación de la altura vía la densidad y un presión de referencia en función de la menor altura alcanzada por la superficie libre, la cual corresponde a la altura de la entrada en el presente caso.

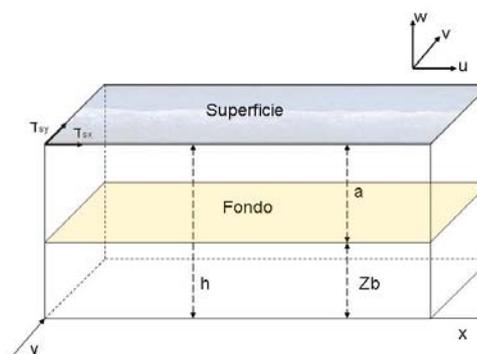
La altura y la presión de referencia, se obtienen por medio de las siguientes expresiones:

$$h = h_A \sqrt{P - P_{REF}}$$

Donde:  $h_A$ , es un multiplicador que permite convertir la raíz de la diferencia relativa entre la presión en la superficie libre y la presión de referencia, dado por la siguiente expresión,  $P$  es a presión en un punto de la superficie libre y  $P_{REF}$ , es la presión de referencia dada por la siguiente expresión (ver figura).

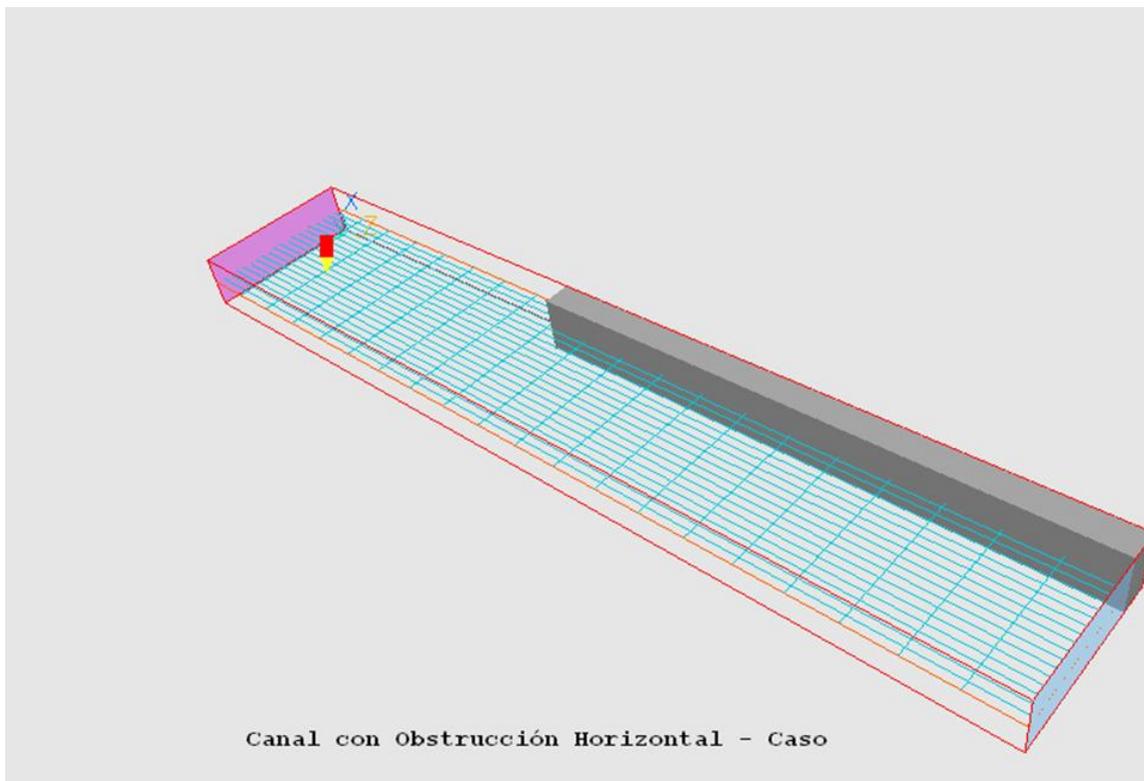
$$h_A = \sqrt{\frac{2}{g}} \quad y$$

$$P_{REF} = \frac{h_{mi}^2 g}{2}$$



Donde:  $g$ , es la aceleración de la gravedad y  $h_{mi}$ , corresponde a la mínima altura alcanzada por la superficie libre.

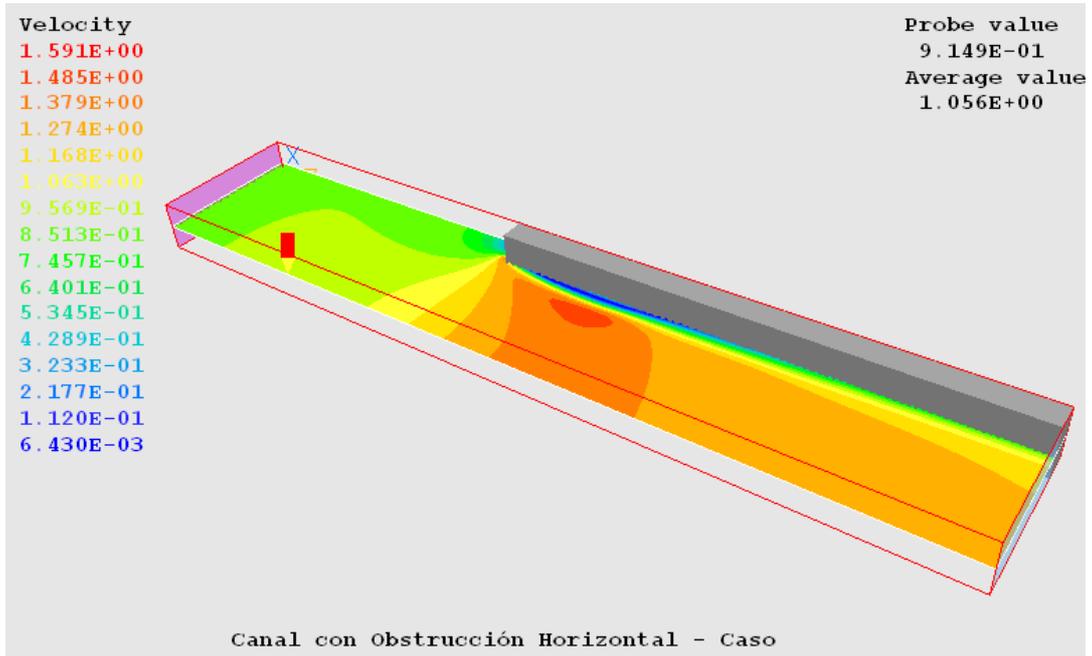
**Figura 1. Geometría del canal con ancho variable**



En cuanto a las condiciones de frontera, se considero un flujo de masa a ala entrada en función de la velocidad de entrada y el área de flujo y a la salida una frontera libre para el flujo de masa igual al de la entrada, pero sobre un área menor debido al cambio de ancho del canal.

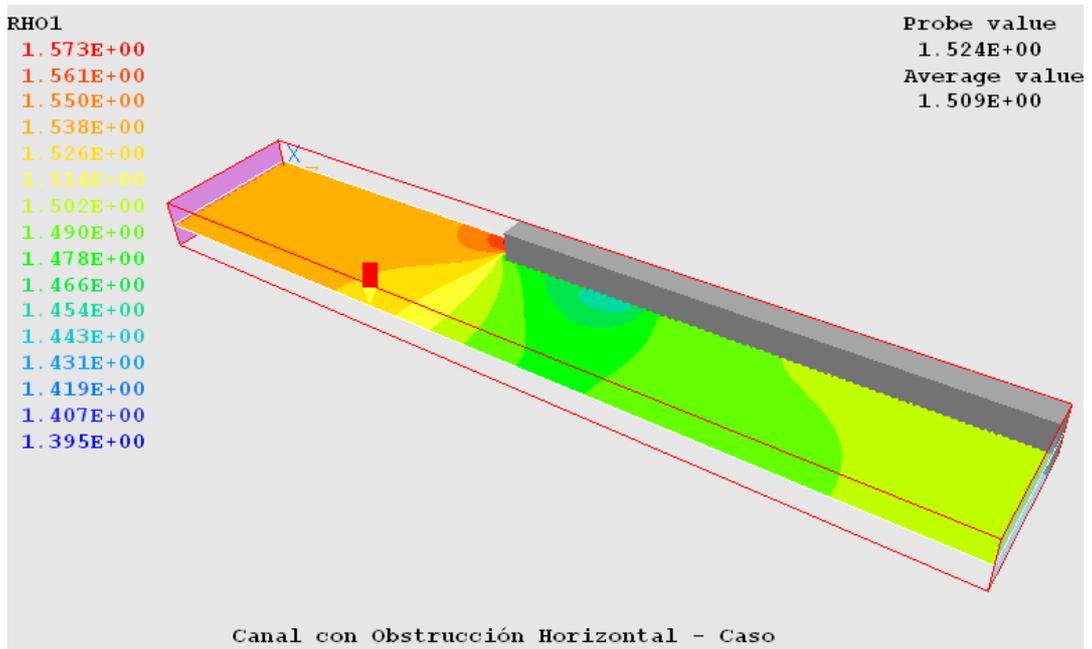
Los resultados obtenidos muestran una muy buena correlación con los datos analíticos presentados con anterioridad, tal como se puede observar en las siguientes figuras. En dichas figuras, tanto la velocidad, como la superficie libre experimentan un cambio gradual y no puntual como el propuesto por el caso analítico simulado, lo cual está directamente relacionado con la conformación de una onda de cambio extendida a los dos lados de la restricción de flujo. Una vez estabilizada esta onda de cambio el flujo se comporta de forma estable, similar a como sucede en la realidad (ver figuras 2 y 3). En las figuras en cuestión la velocidad está dada en m/s y la altura de la superficie libre en metros.

Figura 2. Comportamiento de la velocidad en el canal con ancho variable



Finalmente, y con el fin de complementar la descripción de los casos empleados para la validación del modelo de aguas someras empleado en esta investigación doctoral a continuación, se incluye el código en lenguaje PIL empleado para implementar el presente caso.

Figura 3. Comportamiento de la superficie libre en el canal con ancho variable



**Código del programa en PIL usado para llevar a cabo las simulaciones descritas en el caso del canal con ancho variable.**

**Archivo Q1**

TALK=T;RUN( 1, 1)

```
*****
Q1 created by VDI menu, Version 3.5, Date 05/06/03
CPVNAM=VDI;SPPNAM=Core
*****
Echo DISPLAY / USE settings
DISPLAY
Implementación de un Caso Analítico reportado por Rouse Hunter
en su libro Elementary Mechanics of Fluids de 1946,New York
J. Wiley.
Realizado por: Fabián Betancourt
Nov-2004
ENDDIS
*****
IRUNN = 1 ;LIBREF = 0
*****
Group 1. Run Title
TEXT(Canal con Obstrucción Horizontal - Caso )
*****
Group 2. Transience
STEADY = T
*****
Groups 3, 4, 5 Grid Information
* Overall number of cells, RSET(M,NX,NY,NZ,tolerance)
RSET(M,1,200,200)
*****
Group 6. Body-Fitted coordinates
*****
Group 7. Variables: STOREd,SOLVEd,NAMED
ONEPHS = T
* Non-default variable names
NAME(149)=RHO1 ; NAME(150)=HPOR
* Solved variables list
SOLVE(P1 ,V1 ,W1 )
* Stored variables list
STORE(HPOR,RHO1)
* Additional solver options
SOLUTN(P1 ,Y,Y,Y,N,N,N)
*****
Group 8. Terms & Devices
NEWRH1 = T
*****
Group 9. Properties
PRESS0 = 1.105000E+01
RHO1 = GRND3
RHO1A = 4.500000E-01 ;RHO1B = 5.000000E-01
RHO1C = 0.000000E+00
ENUL = 1.000000E-06
CP1 = 1.000000E+00
ENUT = 0.000000E+00
DRH1DP = GRND3
*****
Group 10. Inter-Phase Transfer Processes
*****
Group 11. Initialise Var/Porosity Fields
FIINIT(V1 ) = 0.000000E+00 ;FIINIT(W1 ) = 0.000000E+00
FIINIT(HPOR) = 1.000000E+00
No PATCHes used for this Group
INIADD = F
*****
Group 12. Convection and diffusion adjustments
No PATCHes used for this Group
*****
Group 13. Boundary & Special Sources
```

```

No PATCHes used for this Group
*****
Group 14. Downstream Pressure For PARAB
*****
Group 15. Terminate Sweeps
LSWEEP = 600
RESREF(P1 ) = 1.000000E-06 ;RESREF(V1 ) = 1.000000E-06
RESREF(W1 ) = 1.000000E-06
RESFAC = 1.000000E-03
*****
Group 16. Terminate Iterations
LITER (P1 ) = 50
ENDIT (P1 ) = 1.000000E-04
*****
Group 17. Relaxation
RELAX(P1 ,LINRLX, 5.000000E-01)
RELAX(V1 ,FALSDT, 2.000000E-01)
RELAX(W1 ,FALSDT, 5.000000E-01)
RELAX(RHO1,LINRLX, 5.000000E-01)
*****
Group 18. Limits
VARMAX(P1 ) = 1.000000E+03 ;VARMIN(P1 ) =-1.104000E+01
VARMAX(V1 ) = 1.000000E+02 ;VARMIN(V1 ) =-1.000000E+02
VARMAX(W1 ) = 1.000000E+02 ;VARMIN(W1 ) =-1.000000E+02
VARMAX(RHO1) = 1.000000E+02 ;VARMIN(RHO1) =-1.000000E+02
*****
Group 19. EARTH Calls To GROUND Station
USEGRD = T ;USEGRX = T
ASAP = T
*****
Group 20. Preliminary Printout
ECHO = T
*****
Group 21. Print-out of Variables
*****
Group 22. Monitor Print-Out
IXMON = 1 ;YMON = 111 ;IZMON = 22
NPRMON = 150
NPRMNT = 1
TSTSWP = -1
*****
Group 23. Field Print-Out & Plot Control
NPRINT = 150
NPLT = 5
ISWPRF = 1 ;ISWPRL = 100000
ITABL = 2
No PATCHes used for this Group
*****
Group 24. Dumps For Restarts
NOWIPE = T
GVIEW(P,9.321362E-01,3.514830E-01,8.707306E-02)
GVIEW(UP,3.465382E-01,-9.356356E-01,6.706145E-02)

> DOM, SIZE, 1.524000E+00, 9.140000E-01, 5.000000E+00
> DOM, MONIT, 7.620000E-01, 5.049850E-01, 5.375000E-01
> DOM, SCALE, 2.000000E-01, 1.000000E+00, 1.000000E+00
> DOM, SNAPSIZ, 1.000000E-02
> DOM, VECSCALE, 5.000000E-03
> GRID, RSET_X_1, 1, 1.000000E+00
> GRID, RSET_Y_1, 200, 1.000000E+00
> GRID, RSET_Z_1, 200, 1.000000E+00

> OBJ, NAME, INLET
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 1.524000E+00, 9.140000E-01, 0.000000E+00
> OBJ, CLIPART, cube3t
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2
> OBJ, TYPE, INLET
> OBJ, PRESSURE, 0.000000E+00

```

```

> OBJ, VELOCITY, 0.000000E+00, 0.000000E+00, 9.140000E-01
> OBJ, TEMPERATURE, 0.000000E+00

> OBJ, NAME, OUTLET
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 1.520000E-01, 5.000000E+00
> OBJ, SIZE, 1.524000E+00, 7.620000E-01, 0.000000E+00
> OBJ, CLIPART, cube12t
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2
> OBJ, TYPE, OUTLET
> OBJ, PRESSURE, 0.000000E+00
> OBJ, TEMPERATURE, SAME
> OBJ, COEFFICIENT, 1.000000E+02

> OBJ, NAME, RESTRIC
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 0.000000E+00, 2.000000E+00
> OBJ, SIZE, 1.524000E+00, 1.520000E-01, 3.000000E+00
> OBJ, CLIPART, cube14
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2
> OBJ, TYPE, BLOCKAGE
> OBJ, MATERIAL, 199
STOP

```

## 2. Simulación de un Canal con Fondo Variable

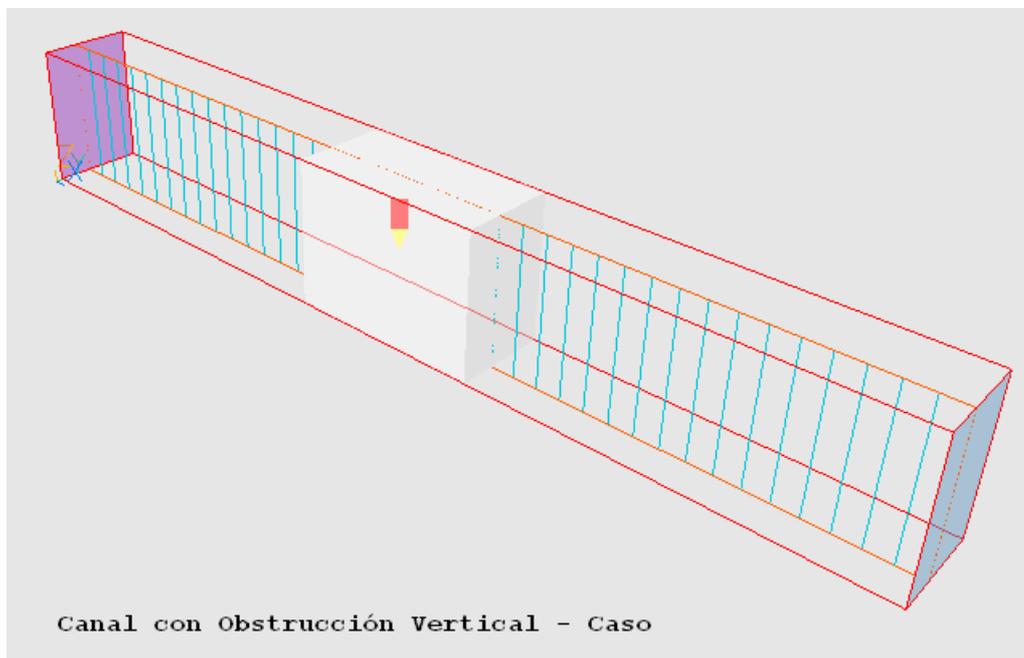
Rouse (1946), reportó un caso analítico en el cual el fondo inicial de canal, se reduce 6 pulgadas; lo cual, ocasiona una disminución en la elevación de la superficie libre y un aumento de velocidad (ver tabla 2).

**Tabla 2. Datos analíticos del canal con fondo variable**

Zona del Canal	Altura Superficie Libre	Velocidad de Flujo	Energía Total
Fondo Inicial	5 ft	3 ft/s	5.14 ft
	1.524m	0.914 m/s	1.566 m
Con Cambio de Fondo	4.465 ft	3.359 ft/s	5.14 ft
	1.361 m	1.024 m/s	1.566 m

La implementación del modelo de aguas someras en el código PHOENICS, se hace por medio de la analogía de flujo compresible, siendo en este caso el cambio de densidad el parámetro que indica la variación de la superficie libre. En el caso del canal con fondo variable, se definió una geometría del canal con una longitud de 10 m, un ancho unitario y una altura de 1.524 m, con el fin de representar la reducción de la profundidad de 6 pulgadas, equivalentes a 0.152 m por medio de una disminución en la porosidad del 10%, dicho cambio de profundidad fue ubicado 5 m después de la entrada y con una longitud de 2 m (ver figura 4).

**Figura 4. Geometría del canal con variación de profundidad**



La implementación del caso de fondo variable siguió la misma metodología descrita en la implementación del caso de ancho variable.

Los resultados obtenidos corresponden perfectamente con los datos analíticos presentados con anterioridad, tal como, se puede observar en las siguientes figuras. En dichas figuras, la velocidad y la superficie libre no experimentan un cambio gradual, tal como el observado en el caso del canal de ancho variable debido al uso del cambio de porosidad para representar el cambio de profundidad, ya que como se explica en el marco teórico de la investigación las ecuaciones de aguas someras son básicamente en 2 dimensiones (ver figuras 5 y 6). En las figuras en cuestión la velocidad esta dada en m/s y la altura de la superficie libre en metros.

Finalmente, y con el fin de complementar la descripción de los casos empleados para la validación del modelo de aguas someras empleado en esta investigación doctoral a continuación, se incluye el código en lenguaje PIL empleado para implementar el presente caso.

Figura 5. Comportamiento de la velocidad en el canal con fondo variable

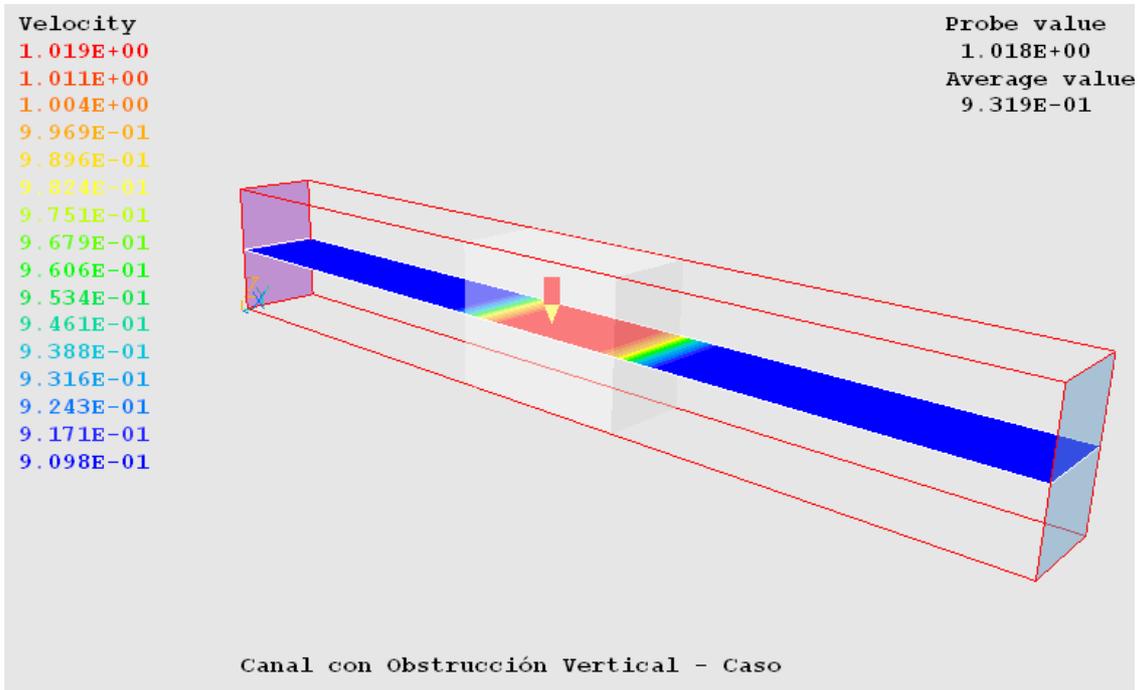
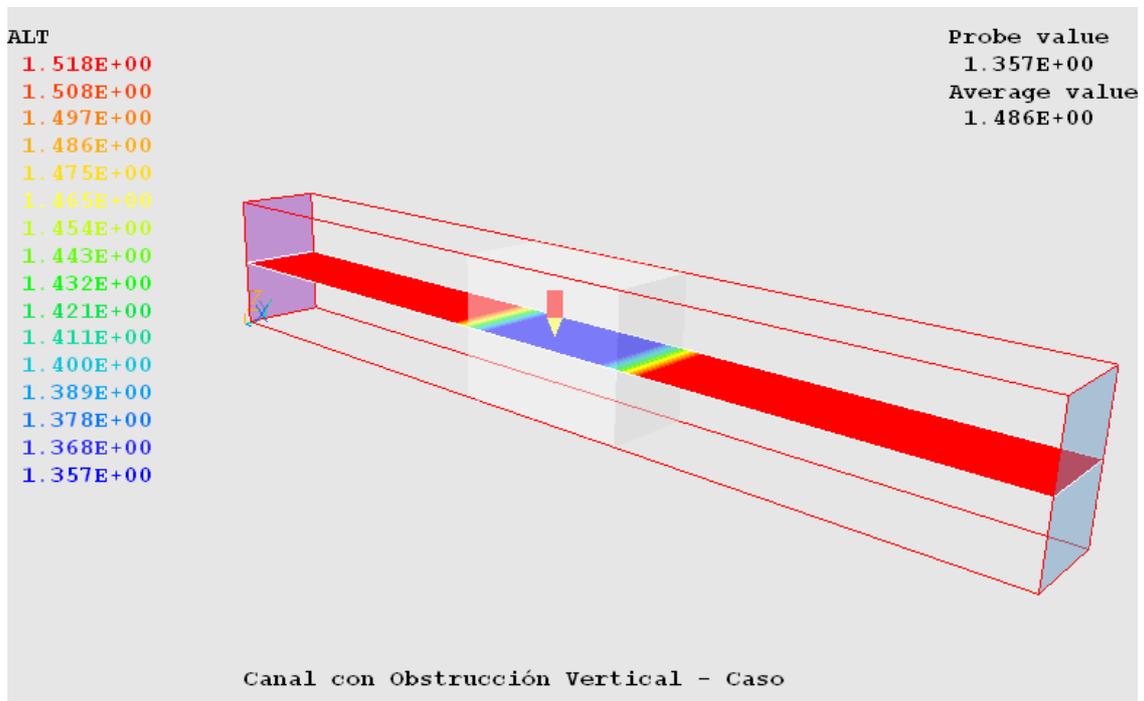


Figura 6. Comportamiento de la superficie libre en el canal con fondo variable



**Código del programa en PIL usado para llevar a cabo las simulaciones descritas en el caso del canal con fondo variable.**

**Archivo Q1**

TALK=T;RUN( 1, 1)

```
*****
Q1 created by VDI menu, Version 3.5, Date 05/06/03
CPVNAM=VDI;SPPNAM=Core
*****
Echo DISPLAY / USE settings
DISPLAY
Implementación de un Caso Analítico reportado por Rouse Hunter
en su libro Elementary Mechanics of Fluids de 1946,New York
J. Wiley.
Realizado por: Fabián Betancourt
Nov-2004
ENDDIS
*****
IRUNN = 1 ;LIBREF = 0
*****
Group 1. Run Title
TEXT(Canal con Obstrucción Vertical - Caso )
*****
Group 2. Transience
STEADY = T
*****
Groups 3, 4, 5 Grid Information
* Overall number of cells, RSET(M,NX,NY,NZ,tolerance)
RSET(M,40,4,1)
*****
Group 6. Body-Fitted coordinates
*****
Group 7. Variables: STOREd,SOLVEd,NAMED
ONEPHS = T
* Non-default variable names
NAME(145) =ALT ; NAME(146) =NPOR
NAME(147) =EPOR ; NAME(148) =VPOR
NAME(149) =RHO1 ; NAME(150) =HPOR
* Solved variables list
SOLVE(P1 ,U1 ,V1 )
* Stored variables list
STORE(HPOR,RHO1,VPOR,EPOR,NPOR,ALT ,C11 )
* Additional solver options
SOLUTN(P1 ,Y,Y,Y,N,N,N)
*****
Group 8. Terms & Devices
NEWRH1 = T
*****
Group 9. Properties
PRESS0 = 1.138000E+01
RHO1 = GRND3
RHO1A = 4.500000E-01 ;RHO1B = 5.000000E-01
RHO1C = 0.000000E+00
ENUL = 1.000000E-06
CP1 = 1.000000E+00
ENUT = 0.000000E+00
DRH1DP = GRND3
*****
Group 10. Inter-Phase Transfer Processes
*****
Group 11. Initialise Var/Porosity Fields
FIINIT(NPOR) = 1.000000E+00 ;FIINIT(EPOR) = 1.000000E+00
FIINIT(VPOR) = 1.000000E+00 ;FIINIT(HPOR) = 1.000000E+00
No PATCHes used for this Group

INIADD = F
*****
```

```

Group 12. Convection and diffusion adjustments
No PATCHes used for this Group
*****

Group 13. Boundary & Special Sources
No PATCHes used for this Group

*****

Group 14. Downstream Pressure For PARAB
*****

Group 15. Terminate Sweeps
LSWEEP = 200
RESREF(P1 ) = 1.000000E-06
RESFAC = 1.000000E-03
*****

Group 16. Terminate Iterations
LITER (P1 ) = 50
ENDIT (P1 ) = 1.000000E-04
*****

Group 17. Relaxation
RELAX(P1 ,LINRLX, 1.000000E+00)
*****

Group 18. Limits
VARMAX(P1 ) = 1.000000E+03 ;VARMIN(P1 ) =-1.137500E+01
VARMAX(U1 ) = 1.000000E+06 ;VARMIN(U1 ) =-1.000000E+06
VARMAX(V1 ) = 1.000000E+00 ;VARMIN(V1 ) =-1.000000E+06
VARMAX(RHO1) = 1.000000E+02 ;VARMIN(RHO1) =-1.000000E+02
*****

Group 19. EARTH Calls To GROUND Station
USEGRD = T ;USEGRX = T
NAMSAT =MOSG
ASAP = T
*****

Group 20. Preliminary Printout
ECHO = T
*****

Group 21. Print-out of Variables
*****

Group 22. Monitor Print-Out
IXMON = 20 ;IYMON = 2 ;IZMON = 1
NPRMON = 150
NPRMNT = 1
*****

Group 23. Field Print-Out & Plot Control
NPRINT = 150
NPLT = 5
ISWPRF = 1 ;ISWPRL = 100000
ITABL = 2
No PATCHes used for this Group
*****

Group 24. Dumps For Restarts
NOWIPE = T

GVIEW(P,5.820899E-01,-6.577863E-01,4.780049E-01)
GVIEW(UP,-3.329970E-01,3.434633E-01,8.781492E-01)

> DOM, SIZE, 1.000000E+01, 1.000000E+00, 1.524000E+00
> DOM, MONIT, 4.875000E+00, 3.750000E-01, 7.620000E-01
> DOM, SCALE, 1.000000E+00, 1.000000E+00, 1.000000E+00
> DOM, SNAPSIZE, 1.000000E-02
> DOM, VECSCALE, 5.000000E-03
> GRID, RSET_X_1, 40, 1.000000E+00
> GRID, RSET_Y_1, 4, 1.000000E+00
> GRID, RSET_Z_1, 1, 1.000000E+00

> OBJ, NAME, INLET
> OBJ, POSITION, 0.000000E+00, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 0.000000E+00, 1.000000E+00, 1.524000E+00
> OBJ, CLIPART, cube3t
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2

```

```
> OBJ, TYPE, INLET
> OBJ, PRESSURE, 0.000000E+00
> OBJ, VELOCITY, 9.100000E-01, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, TEMPERATURE, 0.000000E+00

> OBJ, NAME, OUTLET
> OBJ, POSITION, 1.000000E+01, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 0.000000E+00, 1.000000E+00, 1.524000E+00
> OBJ, CLIPART, cube12t
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2
> OBJ, TYPE, OUTLET
> OBJ, PRESSURE, 0.000000E+00
> OBJ, TEMPERATURE, SAME
> OBJ, COEFFICIENT, 1.000000E+10

> OBJ, NAME, B3
> OBJ, POSITION, 4.000000E+00, 0.000000E+00, 0.000000E+00
> OBJ, SIZE, 2.000000E+00, 1.000000E+00, 1.524000E+00
> OBJ, CLIPART, cubet
> OBJ, ROTATION24, 1
> OBJ, GRID, 2
> OBJ, TYPE, BLOCKAGE
> OBJ, MATERIAL, -1
> OBJ, INI_PRESS, 3.000000E+00
> OBJ, SCAL_FIXF, 0.000000E+00
> OBJ, INI_EPOR, 9.000000E-01
> OBJ, INI_NPOR, 9.000000E-01
> OBJ, INI_VPOR, 9.000000E-01
STOP
```

## ANEXO 8. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS DEL MODELADO DE LA DISPERSIÓN VERTICAL POR MEDIO DE MODELOS MATEMÁTICOS SENCILLOS

Los modelos de dispersión vertical sencillos presentados en la sección 4.4 (Mackay et al, 1980; Huang, 1984; Audunson, 1979), permiten conocer el comportamiento promedio de la dispersión vertical en un derrame de petróleo. Chao et al (2003), reportaron bajo condiciones conocidas (ver tabla 1) el comportamiento promedio de la dispersión vertical durante un derrame ocurrido en Singapur en 1997. Se derramaron, aproximadamente 30.000 m<sup>3</sup> de petróleo de los cuales se estimó que 1.800 m<sup>3</sup>, equivalentes al 5.0% fueron dispersados naturalmente en la columna de agua, luego de 60 horas.

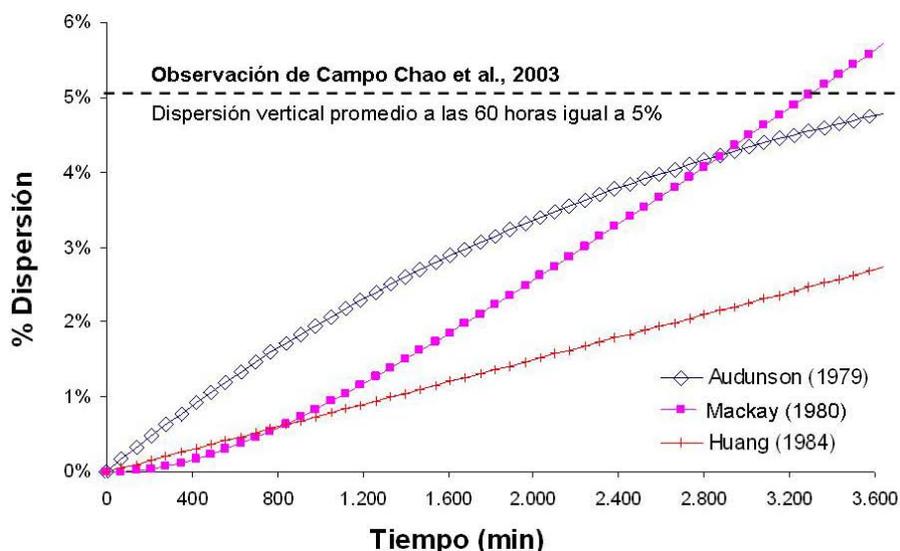
**Tabla 1. Propiedades del Petróleo y Condiciones Ambientales durante un Derrame de Petróleo en Singapur**

Característica	Valor
Tipo de Petróleo	Combustible de petróleo pesado
Cantidad de Petróleo (tn)	28,500
Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	965
Viscosidad (cP)	3,180
Tensión Interfacial (dyn/cm)	38.9
Temperatura (°C)	28
Mínimo Espesor (mm)	0.1
Factor de Corriente	0.03
Factor de Velocidad del Viento	1
Coefficiente de Difusión Horizontal (m <sup>2</sup> /s)	10
Velocidad Promedio del Viento (m/s)	3

Fuente: Chao et al (2003)

En la figura 1, se observa el comportamiento de la dispersión vertical proporcionado por los modelos sencillos. El modelo de Mackay et al. (1980), se acerca más a la predicción del comportamiento promedio de la dispersión vertical reportado, iguala 5.0% a las 60 horas de haber iniciado el derrame. El comportamiento del modelo deja ver que el porcentaje de petróleo disperso continuaría creciendo indefinidamente. Vale la pena mencionar que para realizar los cálculos de la masa de petróleo dispersa empleando el modelo de Mackay fue necesario emplear el valor de espesor promedio estimado por medio del modelo de Fay (1971) para la zona iridiscente o de lo contrario la estimación del petróleo disperso hubiera sido insignificante.

**Figura 1. Comportamiento de los Modelos de Dispersión Vertical Sencillos**



El modelo de Mackay et al (1980), depende no sólo de las condiciones ambientales y dimensiones del derrame, sino que involucra parámetros de interés, tales como la viscosidad y la tensión interfacial, es por ello que los resultados obtenidos por medio de este modelo muestran diferencia con los resultados de los otros dos modelos sencillos tomados en cuenta (Huang, 1984; Audunson, 1979), dicha diferencia se debe entre otras razones a que no se le dio seguimiento a dichos parámetros.

El modelo de Huang (1984), únicamente describe el comportamiento del porcentaje de petróleo disperso de manera constante, ya que el modelo matemático que lo representa, es función de una simple constante, las condiciones iniciales de la mancha y la velocidad del viento, por lo que no es posible realizar estimaciones adecuadas. Este modelo se recomienda sólo para realizar estimaciones rápidas de referencia.

Finalmente, el modelo de Audunson (1979) representa un comportamiento asintótico de la dispersión vertical en el tiempo de 60 h reportado por Chao et al (2003), la masa dispersa crece regularmente rápido en las primeras horas para después comportarse aproximadamente constante a menos que la velocidad del viento aumente considerablemente. Este modelo tiene como limitante que en tiempos grandes estima que el proceso de dispersión se estabiliza en cierto valor característico. Este comportamiento tendría lugar bajo ciertas condiciones donde el petróleo que ingresa a la columna de agua y que regresa a la mancha puedan equilibrarse, pero si las condiciones hidrodinámicas prevalecen la fracción de petróleo disperso debe aumentar indefinidamente, creciendo hasta que dichas condiciones desaparezcan.

De acuerdo a lo anterior el modelo de Mackay (1980) es considerado el más adecuado para representar el comportamiento de la dispersión vertical, ya que bajo condiciones constantes muestra un crecimiento del petróleo disperso en la columna de agua. El modelo de Mackay (1980), parte del criterio según el cual las gotas con diámetro menor a  $7 \times 10^{-5}$  m bajo cualquier tipo de condición permanecen indefinidamente dispersas, criterio validado posteriormente por los experimentos de Lunel (1993).