



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

ANÁLISIS DE UN DERRAME DE HIDROCARBUROS
EN LA SONDA DE CAMPECHE

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA PETROLERA
P R E S E N T A :
ELBA AURORA VILLALOBOS MEZA

DIRECTORA DE TESIS:
DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ



MÉXICO D.F., 2011



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.

Agradecimientos

A mi Padre

David Villalobos López, gracias por siempre creer en mí, por luchar por mi éxito personal y profesional. Espero que donde te encuentres estés orgulloso de este logro, que va dedicado a ti y a tu infinito amor. Tus consejos y tu alegría siempre los llevaré en mi corazón. Papá: LO LOGRÉ

†

A mi Madre

Elba Meza Gerónimo, por nunca rendirte y siempre estar ahí luchando en los momentos más difíciles de mi vida profesional y personal. Gracias por tus consejos y por ser un padre para mí cuando más lo he necesitado. Te amo con todo mi corazón

A mis hermanos

Ady y David: son la fuerza que me ayuda a seguir adelante. Gracias por los enojos y las alegrías que me han hecho ser la persona que soy. Son mis mejores amigos y siempre estaré al pendiente de ustedes. Gracias por su amor y apoyo incondicional.

A mis abuelos

Aurora Gerónimo y Adrián Meza: Gracias por su sabiduría y su experiencia. Los amo

A mi Familia

Basilio Meza
Sánchez Meza
Meza López
Meza Morales
Páez Meza
Pineda Meza

Son la mejor familia y cada uno de ustedes me ha enseñado lecciones valiosas en la vida. Gracias por estar pendiente de mí desde que era pequeña y cuando perdí lo más importante. Los amo y espero siempre mantengamos esa unión que nos caracteriza.

Al M.I Hiram Villalobos López

Por ser una guía para mí como Ingeniero Petrolero. Gracias por estar al pendiente de mí y espero algún día ser una ingeniera de excelencia como tú lo eres. Eres un ejemplo a seguir como tío e ingeniero.

A la Dra. Rocío G. de la Torre Sánchez

Gracias por las facilidades para realizar este trabajo. Por sus consejos y su constante ayuda.

A mis Sinodales:

Por sus comentarios para la terminación de este trabajo.

Al Ing. Pedro Meneses Larios

Por los consejos que me brindó desinteresadamente, el apoyo y el aprendizaje que tuve con él en los proyectos realizados.

A mi mejor amigo

Davis. Gracias por tu amistad y tus constantes consejos para poder terminar la carrera y desarrollare laboralmente. Eres una persona muy especial para mí y espero que la amistad no termine. Sabes que cuentas conmigo para lo que sea.

A las mejores personas que he conocido

Rodrigo, Foncho, Sommer, Raúl, Chiapas, Eder, Diego, Ponchis, Tanieli, Karlita por su ayuda en el transcurso de la carrera y en mi vida. Gracias por darme los momentos más felices en la etapa más importante de mi vida. Los adoro.

A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Por ser mi segunda casa y por darme la posibilidad de estar en la mejor universidad de Latinoamérica.

Orgullosamente UNAM

Contenido

	Pág.
<u>Resumen</u>	i
<u>Introducción</u>	iii
<u>Capítulo 1. Definición de Brotes</u>	1
1.1 Definición de Brote y Descontrol	1
1.2 Principales Causas de Brotes.	2
1.2.1 Densidad insuficiente de lodo	2
1.2.2 Llenado insuficiente durante los viajes	2
1.2.3 Sondeo del pozo al sacar la tubería	3
1.2.4 Contaminación del lodo con gas (“corte”)	4
1.2.5 Pérdidas de circulación	5
1.2.6 Presión anormal de formación	5
1.3 Indicadores que Anticipan un Brote.	6
1.3.1 Aumento en la velocidad de penetración.	6
1.3.2 Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas	6
1.3.3 Lodo contaminado por gas, cloruros, cambios en propiedades reológicas	7
1.4 Equipos y Sistemas de Seguridad y Control	7
1.4.1 Cabezal de tubería de revestimiento	7
1.4.2 Preventores	8
1.4.2.1 Preventor anular	8
1.4.2.2 Preventor de arietes	8
1.4.2.3 Arreglos de los preventores	9
1.4.3 Múltiple de estrangulación	10
1.4.4 Líneas de matar	10

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

1.4.5 Estranguladores variables	10
1.4.6 Válvula de seguridad de TP	10
1.4.7 Sistema de control del conjunto de preventores	11
1.4.8 Válvula de control para operar los preventores	11
<u>Capítulo 2. Propiedades Físicas del Medio Marino y del Golfo de México</u>	12
2.1 Propiedades Físicas de Medio Marino	12
2.2 Corrientes Superficiales	14
2.3 El Golfo de México	17
2.3.1 Circulación en el Golfo de México	20
2.3.2 Corrientes en el Golfo de México	20
2.3.3 Giros ciclónicos y anticiclónicos	22
<u>Capítulo 3. Características de la Sonda de Campeche</u>	25
3.1 La Sonda de Campeche	25
3.2 La Bahía de Campeche	26
3.3 Circulación y Surgencias en la Sonda de Campeche	27
3.3.1 Circulación costera	27
3.3.2 Giro ciclónico en la Bahía de Campeche	28
3.4 Activo: Cuencas del Sureste y la Región Marina Noreste	29
3.5 Características de los Campos en la Región Marina Noreste	32
3.3 Tipo de Pozo: Pozo Exploratorio	32
3.4 Tipo de Aceite Derramado	32
<u>Capítulo 4. Análisis de la Trayectoria de Hidrocarburos</u>	35
4.1 Análisis de la Trayectoria de Manera Cualitativa	34
4.2 Método de Obtención de Área y Trayectoria de Acuerdo a Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores & Adeco Ramírez	36

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

4.2.1 Modelo de mesoescala	37
4.2.2 Resultados en la circulación de mesoescala	38
4.3 Circulación Sobre la Sonda de Campeche	39
4.4 Estimación del Volumen de las Capas de Petróleo	40
<u>Capítulo 5. Avance Cronológico de los Hidrocarburos y Estudio del Impacto Ambiental</u>	43
5.1 Impacto Ambiental de las Zonas Afectadas de acuerdo a las Áreas Naturales Protegidas, Regiones Marinas Prioritarias y Regiones Ecológicas Marinas Usando Sistemas de Información Geográfica	47
5.1.1 Definición de áreas naturales protegidas	47
5.1.2 Definición de regiones marinas prioritarias	48
5.1.3 Impacto ambiental de acuerdo al desplazamiento de Hidrocarburos	48
5.1.4 Zonas afectadas de acuerdo a la Comisión para la Cooperación Ambiental. Regiones ecológicas marinas	54
5.2 Procedimiento para la Evaluación del Impacto Ambiental, Estudio de SEMARNAT	58
5.3 Tipo de Impacto y Procedimiento para la Elaboración del Impacto Ambiental	61
<u>Capítulo 6. El Uso de Dispersantes como Método de Limpieza</u>	67
6.1 Características, Comportamiento del Petróleo y Métodos de Limpieza y Recuperación del Hidrocarburo Derramado.	67
6.2 Dispersantes	70
6.3 Química de los Dispersantes	71
6.4 Funcionamiento de los Dispersantes	72
6.5 Dosificación de los Agentes Dispersantes	74
6.6 Aplicación de los Dispersantes	75

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

6.7 Ventajas y Desventajas del Uso de Dispersantes	78
6.8 Análisis del Beneficio Ambiental Neto (ABAN)	79
6.9 El Uso Inadecuado de los Dispersantes	81
<u>Capítulo 7. Intervenciones en un Descontrol y Definición del Método Dinámico para Matar el Pozo</u>	81
7.1 Fases para la Operación Exitosa del Control de Pozos	81
7.1.1 Analizando el incidente	82
7.1.2 Planeación de la operación	82
7.1.3 Ejecución del plan	82
7.2 Extinguir el Fuego en un Descontrol	83
7.2.1 Agua	83
7.2.2 Productos químicos	85
7.2.3 Explosivos	85
7.3 Pozos de Alivio	86
7.3.1 Factores que influyen para tomar la decisión de perforar un pozo de alivio	86
7.3.2 Fluidos especiales de control	87
7.3.3 Método dinámico para matar el pozo	87
7.3.4 Método de análisis para el diseño del método dinámico para matar el pozo	90
7.3.5 Aplicación del método dinámico para pozos de alivio	91
7.3.6 Determinación del gasto	93
7.3.7 Variables de simulación	93
<u>Conclusiones y Recomendaciones</u>	95
<u>Bibliografía</u>	99

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

Resumen

Durante la perforación de un pozo petrolero se deben ejecutar múltiples operaciones, de todas, el control de la presión del yacimiento requiere de mucho cuidado al fin de evitar un brote.

Un brote es la entrada descontrolada de fluidos provenientes de la formación al pozo, como aceite, gas, agua o una mezcla de éstos.

Un brote se presenta cuando el sistema de control no funciona de manera adecuada, provoca accidentes graves tales como el sucedido el pasado 20 de abril del 2010 con la plataforma DeepWater Horizon.

Ahora, a consecuencia de este accidente nos ponemos a pensar si una situación existiera en territorio mexicano, ¿Cuáles serían las medidas adecuadas a realizar para evitar un daño al medio ambiente y a la sociedad?

En este trabajo se realizará un análisis general de las posibles causas, consecuencias y solución de un derrame de hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

El trabajo se divide en 7 capítulos: 1) Se presentan las posibles causas de un derrame de petróleo en la perforación de pozos; 2) Se mencionan de una manera breve las propiedades físicas del medio marino las cuales afectan el estudio de las corrientes marinas que afectan el desplazamiento de hidrocarburos; 3) Se definen las características de la Sonda de Campeche incluyendo las oceanográficas y petroleras; 4) En esta parte del trabajo se explicará el método de Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores, & Aldeco Ramírez (2009) para el estudio de partículas en suspensión tomado del derrame Ixtoc I para obtener los resultados de la trayectoria de hidrocarburos.

A partir de este punto de la investigación se explican las consecuencias ecológicas para territorio mexicano: 5) Se explican y se muestra mediante sistemas de información geográfica las consecuencias del derrame así como también el procedimiento propuesto por SEMARNAT para el análisis de impacto ambiental para el manejo de residuos peligrosos.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

Para concluir el trabajo se llega a los métodos de solución y limpieza: 6) El uso de dispersantes como método de limpieza del mar y 7) El método dinámico para matar el pozo

Introducción

Los derrames petroleros han existido durante toda la historia del petróleo en el mundo. Cada uno ha causado graves consecuencias a los ecosistemas terrestres o marinos.

Entre los peores derrames petroleros en el mundo se encuentran los siguientes:

1. Accidente en el Golfo de México en el Pozo Ixtoc I en territorio mexicano en el año de 1979. (Garmon, 1980)
2. Derrame Exxon Valdez en el año de 1989. (Exxon Mobil)
3. Derrame en el Golfo Pérsico en el año de 1991.
4. Derrame en el Golfo de México con la Plataforma DeepWater Horizon en el año 2010.

El derrame del Ixtoc I fue en el mes de Junio de 1979, era un pozo exploratorio que se encontraba a 80 kilómetros de Ciudad del Carmen. El Pozo Ixtoc I estaba perforando a una profundidad de 3600 metros. Un día antes que el pozo sufriera el accidente, la barrena había llegado a una zona de estratos suaves por lo que la circulación del fluido de control se perdió. Esto quiere decir que existía una fuga del lodo de perforación en las fracturas de la roca en el fondo. Para intentar solucionar el problema, el personal de PEMEX decidió sacar la barrena y volver a circular mediante tubería para bombear material para sellar las fracturas que habían causado la pérdida de circulación.

Durante la operación de extracción de tubería, el lodo de perforación empezó a circular con un aumento de presión y temperatura en el espacio anular así como también en el interior de la tubería de perforación. Los preventores no estaban diseñados para la operación lo cual provocó flujo de hidrocarburos a la superficie. La llegada de los fluidos a los motores de bombeo provocó una explosión la cual provocó la caída de la torre de perforación y el daño al pozo.

Por otro lado, el derrame en Alaska fue provocado por el buque petrolero Exxon Valdez en el año de 1989 y fue causado por las maniobras para evitar el contacto con los icebergs de la zona. El buque se dirigía hacia California y durante las maniobras para retomar la ruta original, el buque golpeó arrecifes de coral situado en Prince William Sound en Alaska. A pesar de los esfuerzos para estabilizar el buque y prevenir el derrame de hidrocarburos, se derramaron un aproximado de 250,000 barriles de aceite de 27° API.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

El derrame en el Golfo Pérsico fue causado por Saddam Hussein y sus fuerzas militares durante una tormenta de arena. El derrame inició en Enero del año 1991, días después de que las fuerzas de Coalición empezaron el ataque a Iraq invadiendo Kuwait. Las terminales de aceite fueron saboteadas y fue así como se creó el mayor derrame de petróleo en la historia. Por meses las fuerzas Iraquíes vaciaron un estimado de 3000 barriles de aceite por día al Golfo Pérsico; esto es un aproximado de un derrame del Exxon Valdez cada 12 semanas.

El aceite continuó derramándose en el Golfo Pérsico hasta el mes de Mayo de 1991, tirando un aproximado de 910 millones de litros de aceite. El aceite contaminó cerca de 780 km de costa y 1.3 millones de pies cúbicos de sedimento. Pantanos y esteros salados fueron afectados, aproximadamente 1000 cangrejos fueron encontrados muertos a un metro de la costa. La temporada de camarón de 1992 en Arabia Saudita bajó a un 33%. Millones de tortugas en peligro de extinción murieron en la costa. De la misma manera 30,000 aves marinas murieron. Estos son datos aproximados debido a la inexistencia de una base de datos que pueda decirnos con exactitud el número de especies afectadas por el derrame.

El 20 de Abril del año 2010 sucedió otro derrame, la Plataforma DeepWater Horizon tuvo un accidente debido a la incorrecta elección de fluido de perforación, así como también al incorrecto manejo del equipo de control de pozo.

El equipo de perforación era una plataforma semisumergible (**Figura i.1**) capaz de operar en profundidades de 2,500 a 3,100 metros la cual estaba perforando el pozo en aguas ultra profundas a 1,530 metros de tirante de agua en el Missississippi Canyon en el bloque 252. La plataforma explotó el 20 de Abril dejando 11 miembros de equipo desaparecidos. Para Mayo del 2010 se tenía un derrame de 5000 bpd.

Las consecuencias hasta Julio del año 2010 fueron de 3, 898,272 barriles derramados al mar.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.



Figura i.1 Plataforma Deepwater Horizon (Transocean)

En este trabajo de investigación toma como caso hipotético un derrame de hidrocarburos ocasionado por un brote. El accidente propuesto se localiza en la Sonda de Campeche con la finalidad de dar a conocer las características de la Región Marina Noreste, las características oceanográficas de la Bahía de Campeche y del Golfo de México así como también la flora y fauna que tenemos en los estados de Campeche, Tabasco, Veracruz y Tamaulipas.

Capítulo 1. Definición de Brote

Un brote es una de las principales causantes del descontrol y derrame de petróleo existentes. Si es una situación que se presenta durante la perforación de un pozo, entonces, una de las causas de derrame puede controlarse desde el diseño de la perforación.

1.1. Definiciones de Brote y de Descontrol

Un brote se define como la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua. Al ocurrir un brote, se desaloja del pozo una cantidad de lodo de perforación, y si dicho brote no es detectado, ni corregido a tiempo, se podrá producir un reventón o descontrol.

Un descontrol se define como un brote de fluidos, el cual no se puede manejar a voluntad.

Los brotes ocurren como resultado de que la presión de formación es mayor que la ejercida por la presión hidrostática del lodo, lo cual causa que los fluidos fluyan hacia el pozo.

1.2. Principales Causas de Brotes

Normalmente, en las operaciones de perforación se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor que la de formación, de esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote.

En ocasiones, la presión de la formación excederá a la presión hidrostática ejercida por el lodo y ocurrirá un brote, originado por:

- a. Densidad insuficiente del lodo.
- b. Llenado insuficiente durante los viajes.
- c. Sondeo del pozo al sacar tubería demasiado rápido.
- d. Contaminación del lodo con gas.
- e. Pérdidas de circulación.

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

1.2.1 Densidad insuficiente del lodo

La densidad insuficiente del lodo es una de las causas predominantes por las que se originan los brotes. En los últimos años se ha hecho énfasis en perforar con densidades de lodo mínimas con el objeto de optimizar las velocidades de penetración; es decir, que la presión hidrostática sea solamente la suficiente para contener la presión de formación.

Sin embargo, cuando se perfora una zona permeable mientras se usan densidades mínimas de lodo, los fluidos de la formación pueden entrar hacia el pozo y producir un brote.

Los brotes causados por densidad insuficiente de lodo puede tener la solución obvia de perforar con densidades de lodo altas; sin embargo, esto no es lo más viable por varias razones:

1. Se puede exceder el gradiente de fractura de la formación e inducir una pérdida de circulación.
2. Se incrementa el riesgo de tener pegaduras por presión diferencial.
3. Se reduce significativamente la velocidad de penetración. Por lo tanto, la mejor solución será mantener la presión hidrostática ejercida por el lodo ligeramente mayor que la presión de formación.

1.2.2 Llenado insuficiente durante los viajes

El llenado insuficiente del pozo durante los viajes, es otra causa predominante de que ocurran los brotes. A medida que la tubería se saca del pozo, el nivel del lodo dentro del mismo disminuye debido a que el volumen de acero de la tubería desplaza una cierta cantidad del lodo al ser introducida al pozo.

Conforme se extrae la tubería y el pozo no se llena con lodo, el nivel del mismo decrece y por consecuencia también la presión hidrostática.

De lo anterior se deduce la vital importancia de llenar el pozo con lodo periódicamente, evitando así un posible brote. Esto es más crítico cuando se saca la herramienta (de mayor desplazamiento), como es el caso de los lastrabarreas y la tubería pesada de pared gruesa.

De acuerdo con las normas API-16D Y API-RP59 al estar sacando la tubería, debe llenarse el espacio anular con lodo antes de que la presión hidrostática de la

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

columna de lodo acusa una disminución de 71 lb/pg^2 o cada cinco lingadas de tubería de perforación, lo que da un decremento menor en la presión hidrostática.

Esto implica que se le debe de indicar al perforador el número de lingadas de tubería de perforación o lastrabarrenas que pueda sacar del pozo antes de llenar nuevamente el espacio anular, así como el volumen del lodo requerido para llenarlo cada vez que se realice un viaje de tubería.

1.2.3 Sondeo del pozo al sacar la tubería

El efecto de sondeo se refiere a la acción del pistón y el cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo.

Es decir, cuando se mueve la sarta hacia arriba, ésta tiende a levantar el lodo (**Figura I.1**) con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena.

En algunas ocasiones la barrena, los lastrabarrenas, la tubería HW o los estabilizadores se “embolan” con sólidos de la formación, haciendo más crítico dicho efecto.

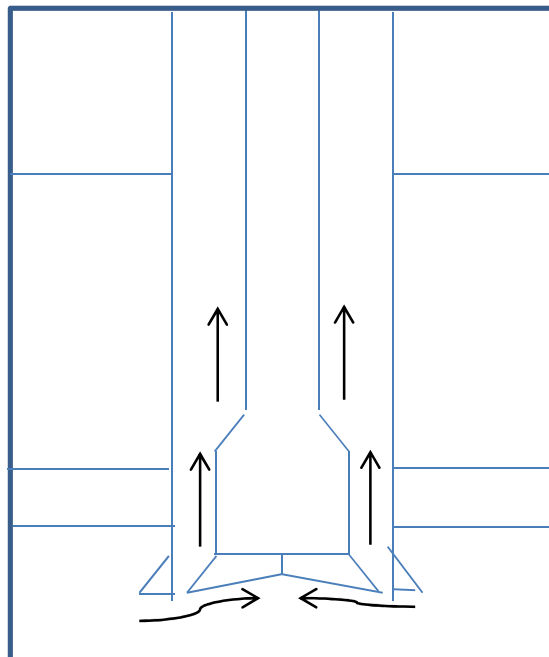


Figura I.1

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

Si la reducción de presión es lo suficientemente grande como para disminuir la presión hidrostática efectiva a un valor por debajo de la formación, dará origen a un desequilibrio que podrá causar un brote.

Entre las variables que influyen en el efecto de sondeo están las siguientes.

- a. Velocidad de extracción de la tubería.
- b. Propiedades reológicas del lodo tales como viscosidad alta, gelatinosidad alta, enjarre grueso.
- c. Geometría del Pozo.
- d. Estabilización de la sarta.

Siendo la velocidad de extracción de la tubería la única variable que pudiera sufrir modificaciones, se comprende la importancia de disminuirla para reducir el efecto de sondeo.

1.2.4 Contaminación del lodo con gas (“corte”)

Los brotes se pueden originar debido a una reducción en la densidad del lodo a causa de presencia del gas contenido en la roca cortada por la barrena.

Al perforar demasiado rápido, se puede desprender el gas contenido en los recortes en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir ésta, lógicamente se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo.

El gas se detecta en la superficie bajo la forma de lodo “cortado”. Una pequeña cantidad de gas en el fondo del pozo representa en la superficie un gran volumen debido a su expansión.

Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones, por lo que para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- a. Reducir el ritmo de penetración.
- b. Aumentar el gasto de circulación.
- c. Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

1.2.5 Pérdidas de circulación

Las pérdidas de circulación es uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en 2 tipos:

1. Pérdidas Naturales.
2. Pérdidas Mecánicas.

Si la pérdida de circulación se presenta durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote, esto se incrementa al estar en zonas de alta presión de yacimiento en un pozo exploratorio o delimitador.

Al perder la columna de lodo, la presión hidrostática ejercida por el mismo, puede disminuir a un punto tal, que permita que el pozo fluya originando un brote.

Con el objeto de reducir las pérdidas de circulación se recomienda efectuar lo siguiente:

- a. Emplear la densidad mínima de lodo que permita el pozo.
- b. Mantener el mínimo de sólidos en el pozo.
- c. Mantener los valores reológicos en condiciones óptimas de operación.
- d. Reducir las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular.
- e. Evitar incrementos bruscos de presión.
- f. Reducir la velocidad de introducción de la sarta.

1.2.6 Presión anormal de formación

La presión de la formación es la que existe dentro de los poros de la roca de esa formación. Esta presión es la resultante de la sobrecarga encima de la formación y ejerce tanto presión sobre la formación como sobre los fluidos contenidos en ellas. Las clasificaciones de la presión de formación se relacionan con la presión de los fluidos en los poros de la formación y la densidad de dichos contenidos en estos poros.

Dichas presiones en la formación pueden ser normales, anormales o subnormales.

Las formaciones con presiones anormales ejercen presiones mayores que la hidrostática del fluido contenido en la formación. Se generan durante la fase de compactación, restringiendo al movimiento de fluidos, forzando de esta manera a que la sobrecarga sea soportada más por el fluido que por los granos de la roca.

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

Esta presurización de los fluidos excede por lo general $0.1068 \frac{kg}{cm^2}$ y en ocasiones para controlar estas presiones de formación se pueden necesitar fluidos de mayor densidad y a veces superiores a los $2.4 \frac{g}{cm^3}$

1.3 Indicadores que Anticipan un Brote

Al momento de ocurrir un brote, el lodo en primera instancia es desplazado fuera del pozo. Si el brote no es detectado ni corregido a tiempo, el problema se puede complicar hasta llegar a producir un reventón. Con una detección oportuna se puede tener hasta un 98% de probabilidad de controlarlo. Los indicadores de que el lodo fluye fuera del pozo durante la perforación se presentan:

- Al perforar.
- Al sacar o meter la tubería de perforación.
- Al sacar o meter herramienta.
- Sin tubería dentro del pozo.

Indicadores al estar perforando

1.3.1 Aumento en la velocidad de penetración

La velocidad de penetración está en función de varios factores como son el peso sobre barrena, velocidad de rotación, densidad de lodo e hidráulica. Pero también se determina por la presión diferencial entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación. Es decir, que si la presión de formación es mayor, se debe de aumentar considerablemente la velocidad de penetración de la barrena. Cuando esto ocurra y no se tenga ningún cambio en los otros parámetros, se debe tener precaución si se están perforando zonas de presión anormal o el yacimiento en un pozo exploratorio.

1.3.2 Disminución de la presión de bombeo y aumento de emboladas

Cuando se está perforando y ocurre un brote, los fluidos debido al brote se ubican únicamente en el espacio anular y éstos tienen una densidad menor a la del lodo, por lo que la presión hidrostática dentro de la tubería será mayor, propiciando que el lodo dentro de la sarta de perforación fluya más rápido hacia el espacio anular, con la consecuente disminución de presión de bombeo y aceleramiento de la bomba de lodo que manifiesta un aumento del número de emboladas por minuto. Sin embargo, es importante tener en cuenta que una disminución en la presión del bombeo también se puede deber a las siguientes causas:

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

- a. Reducción del gasto de circulación.
- b. Rotura o fisura en la TP.
- c. Desprendimiento de una tubería de la barrena.
- d. Cambio en las propiedades del lodo.

1.3.3 Lodo contaminado por gas, cloruros, cambios en propiedades reológicas

La presencia de lodo contaminado con gas puede deberse al fluido contenido en los recortes o al flujo de fluido de la formación al pozo que circula a la superficie. Conforme el gas se expande al acercarse a la superficie se provoca una disminución en la presión hidrostática que puede causar un brote.

La detección de un aumento de cloruros y el porcentaje de agua son indicadores de que los fluidos de formación entran al pozo. Debe tenerse especial cuidado ya que esto también indica la perforación de una sección salina.

Las propiedades reológicas también son indicadores de la presencia de fluidos extraños en el lodo de perforación. Esto se manifiesta en cambios en la viscosidad, relación agua-aceite y la precipitación de sólidos.

1.4 Equipos y Sistemas de Seguridad y Control

Al manifestarse un brote durante la perforación de un pozo, el sistema de control superficial deberá tener la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo y circular el fluido invasor fuera de él.

Los principales componentes de un sistema de control superficial son los siguientes:

1.4.1 Cabezal de tubería de revestimiento

Esta forma parte de la instalación permanente del pozo y puede ser de tipo roscable, bridado o integrado. Su función principal es la de anclar la tubería de revestimiento e instalar el conjunto de preventores. El cabezal tiene salidas laterales en las que pueden instalarse líneas auxiliares de control.

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

1.4.2 Preventores

1.4.2.1 Preventor anular

Este preventor también es conocido como esférico. Se instala en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y capacidad deberá ser igual al de los arietes.

El preventor anular (**Figura I.2**) consta en su parte interior de un elemento de hule sintético que sirve como elemento empacador al momento de cierre, alrededor de la tubería.



Figura I.2. Preventores Anulares

1.4.2.2 Preventor de arietes

Este preventor tiene como característica principal poder utilizar tipos y medidas de arietes de acuerdo a los arreglos de preventores elegidos.

Las características principales de estos preventores son:

- a. El cuerpo del preventor se fabrica como una unidad sencilla o doble.
- b. Puede instalarse en pozos terrestres o marinos.
- c. La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
- d. Tiene un sistema secundario para cerrar manualmente.
- e. Los arietes de corte sirven para cortar tubería y cerrar totalmente el pozo.

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

Los arietes son de acero fundido y tienen un conjunto de sello diseñado para resistir la compresión, estos pueden ser de los siguientes tipos:

- a. Arietes para tubería.
- b. Arietes variables (tubería y flecha).
- c. Arietes de Corte.

Los arietes variables son similares a los de tubería siendo la característica distintiva la de cerrar sobre un rango de diámetro de tubería, así como medidas variables de flecha.

Las presiones de trabajo de los preventores son de 3000, 5000, 10,000 y 15,000 lb/pg^2

1.4.2.3 Arreglos de los preventores

En el criterio para el arreglo del conjunto de preventores, se debe considerar la magnitud de las presiones a las que estarán expuestos y el grado de protección requerido. Cuando los riesgos son pequeños y conocidos tales, como presiones de formación anormales, áreas alejadas de grandes centros de población o desérticas, un arreglo sencillo y de bajo costo puede ser suficiente para la seguridad de la instalación.

El arreglo será más complicado si se tienen presiones de formación anormales, yacimientos de alta productividad y presión, áreas densamente pobladas y grandes concentraciones de personal y equipo como lo es en barcos y plataformas marinas.

Para definir los rangos de presión de trabajo del conjunto de preventores se considera lo siguiente:

- Resistencia a la presión interna de la TR que soporta al conjunto de preventores.
- Gradiente de fractura de las formaciones próximas a la zapata de la última tubería de revestimiento.
- Presión superficial máxima que se espera manejar. Se considera que la condición más crítica se presenta cuando en un brote, el lodo del pozo es expulsado totalmente por el fluido invasor.

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

1.4.3 Múltiple de estrangulación

El múltiple de estrangulación se forma por un conjunto de válvulas, crucetas y “ts”, estranguladores y líneas. Se utilizan para controlar el flujo de lodo y los fluidos invasores durante la perforación y el proceso de control de un pozo.

Un sistema de control superficial de preventores se conecta a través de líneas metálicas (de matar o de inyección) para proporcionar la dirección de flujo.

El múltiple de estrangulación se estandariza de acuerdo a la norma API 16C y las prácticas recomendadas API-53C.

Cuando se diseña el múltiple de estrangulación deben tomarse en cuenta los siguientes factores:

- a. Establecer la presión máxima de trabajo.
- b. Los métodos de control a utilizar para incluir el equipo necesario.
- c. El entorno ecológico.
- d. La composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y volumen a manejar.

1.4.4 Líneas de matar

Estas conectan las bombas del equipo con las salidas laterales del carrete de control, para llevar a cabo las operaciones de control cuando no pueden efectuarse directamente por la tubería de perforación.

1.4.5 Estranguladores variables

Son accesorios diseñados para restringir el paso de los fluidos en las operaciones de control. Con esto generan una contrapresión en la tubería de revestimiento con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento.

Los estranguladores variables pueden ser de dos tipos: manual e hidráulico. Este último presenta mayores ventajas sobre el manual ya que permite abrir o cerrar a una mayor velocidad lo que se convierte en una gran ventaja cuando se obstruye.

1.4.6 Válvula de seguridad de TP

Este accesorio del sistema superficial se debe disponer en diámetro y tipo de rosca igual a la tubería de perforación y su ubicación debe ser de fácil acceso a la

Impacto Ambiental de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

cuadrilla en el piso de perforación, para que pueda colocarse rápidamente cuando se tiene un brote por la tubería de perforación.

1.4.7. Sistema de control del conjunto de preventores

El sistema de control del conjunto de preventores permite la presión necesaria para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas. Los elementos básicos de un sistema de control son:

1. Depósito almacenador de fluido y acumuladores.
2. Fuente de energía.-Unidades de cierre.
3. Consola de control remoto.

1.4.8 Válvula de control para operar los preventores

Todo equipo de perforación, terrestre o marino deberá estar equipado con el número de tableros de control remoto suficientes, y ubicados estratégicamente a donde el perforador pueda llegar con rapidez y operar el conjunto de preventores.

Al término de cada instalación del arreglo de preventores, según la etapa que se perfora, deberán siempre efectuarse las pruebas de apertura y cierre desde la unidad de cierre y posteriormente de cada uno de los tableros de control remoto, para verificar el funcionamiento integral del sistema. Estas pruebas por norma API establecen 21 días para probarse nuevamente, además tendrán que ser estrictamente efectuadas en los pozos exploratorios.

Al conocer las causas de un brote y los mecanismos de solucionarlo podemos controlar el pozo y prevenir un descontrol. Sin embargo, a veces no se realizan los procedimientos correctos para el control de pozo; es por eso que se pueden presentar accidentes de magnitudes tales como el de DeepWater Horizon que afectan significativamente a los ecosistemas.

Capítulo 2. Propiedades Físicas del Medio Marino y del Golfo de México

Conocer las características físicas del medio marino es fundamental para los modelos de desplazamiento que se ocupan para la simulación de partículas de suspensión en el mar.

Además de entender las propiedades del medio marino es importante delimitar el área de estudio, en este caso, estudiaremos el efecto de un derrame de hidrocarburos en el Golfo de México; por lo cual, se explicarán las características más sobresalientes.

2.1 Propiedades Físicas del Medio Marino

Los océanos del mundo constituyen un inmenso almacén de energía que interacciona con la atmósfera de diversas maneras, tales como el intercambio de calor sensible, la evaporación y condensación, la radiación infrarroja, el flujo de cantidad de movimiento que se plasma en la generación de olas y el desarrollo de corrientes inducidas por el viento.

Mientras que el estado del agua pura queda determinado por la presión y por su temperatura, el estado del agua oceánica depende además de su salinidad, su régimen de movimiento y la presencia de corpúsculos en suspensión.

Las unidades de medida en Oceanografía pertenecen al sistema métrico CGS. La temperatura T se mide en $^{\circ}\text{C}$ y la salinidad S en partes por millón (mg/kg). La presión suele expresarse en decibares. La presión ejercida sobre 1 cm^2 por metro de agua de mar es aproximadamente 1 decibar.

En el caso del agua pura se trataría del peso de un volumen de 1 m^2 de sección por 1,020 m de altura. Por tener la densidad del agua marina un valor muy cercano a 1.02, despreciando la presión atmosférica, la profundidad en metros y la presión en decibares tienen aproximadamente el mismo valor numérico.

El intervalo normal de la temperatura superficial marina abarca desde unos 2°C hasta 30°C , aunque en mares cerrados, como el Mar Rojo, la temperatura de

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

superficie puede superar los 30°C. Conviene hacer notar que la variación térmica que experimente el agua de mar al ascender o al hundirse es:

$$\Delta T \approx \pm 0.116 \text{ }^\circ\text{C} / 1000 \text{ m}$$

El intervalo de la presión abarca desde 0 en la superficie hasta 10^4 db, e incluso más, en las mayores profundidades de los océanos, donde la temperatura del agua suele oscilar entre -1°C y 4°C

La salinidad (S) es una propiedad química del agua de mar, pero ejerce una considerable influencia sobre el comportamiento físico del medio. La salinidad varía entre 33000 ppm y 37000 ppm en el océano abierto. Se detectan valores inferiores en latitudes elevadas con (hielo fundente), en zonas muy lluviosas y en regiones próximas a desembocaduras fluviales. Por otra parte, en mares cerrados, como el Mar Rojo, la salinidad puede elevarse hasta un 40000 ppm como consecuencia de la gran evaporación. La salinidad media en todos los océanos es del orden del 35000 ppm.

Además, las sales marinas disueltas en el agua marina producen un efecto de disminución del punto crioscópico, según la expresión

$$T_{\text{congelación}} = -0.054 S$$

Se conoce como descenso crioscópico o depresión del punto de fusión a la disminución de la temperatura del punto de congelación que experimenta una disolución respecto a la del disolvente puro.

Todas las disoluciones en las que, al enfriarse, el disolvente solidifica puro sin el soluto, tienen una temperatura de congelación inferior al disolvente puro. La magnitud del descenso crioscópico, ΔT_c , viene dada por la diferencia de temperaturas de congelación (o de fusión) del disolvente puro y de la disolución, T_f^* y T_f , respectivamente:

$$\Delta T_c = T_f^* - T_f$$

El descenso crioscópico (Babor & Ibarz Aznárez) es una de las propiedades coligativas y por lo tanto, la magnitud del descenso sólo depende de la naturaleza del disolvente y de la cantidad de soluto disuelta, es decir, es independiente de la naturaleza de este último. Cualquier soluto, en la misma cantidad, produce el mismo efecto.

La densidad del agua de mar depende de sus variables de estado

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

$$\rho = f(p, T, S)$$

aumentando con p y S y disminuyendo con la temperatura. Su variación con la temperatura T y con la salinidad S es una propiedad importante del agua del mar. En el caso del agua pura, la temperatura para la que la densidad ρ es máxima es de 3.97°C . En agua salada, esta temperatura decrece a medida que aumenta la salinidad, de forma que si ésta es mayor del 17000 ppm, aquélla está por debajo del punto de fusión del agua pura.

El calor específico del agua marina a presión constante C_p , depende de la temperatura, de la salinidad y de la presión. Su comportamiento con la temperatura es algo extraño, ya que a temperaturas bajas y salinidades reducidas, C_p , decrece con la temperatura, al igual que el agua pura, pero si la salinidad $S > 25000$, se invierte la dependencia y C_p aumenta con T .

2.2 Corrientes Superficiales

La circulación superficial en los océanos es el resultado de varios procesos entre los que se incluyen la tracción del viento que actúa sobre la superficie del agua y las diferencias de densidad debidas, entre otras causas, al calentamiento solar. Si supusiéramos que los sistemas de corrientes observados son simplemente el efecto de la acción del viento, deberíamos esperar que se acomodasen a los cinturones de vientos más importantes sobre la Tierra. De hecho lo hacen en buena medida; sin embargo, aparte del obstáculo obvio que constituyen los continentes, puede observarse una cierta desviación de las corrientes respecto a la dirección del viento en el sentido de las agujas del reloj en el hemisferio norte y en sentido contrario en el hemisferio sur. Esta desviación es una consecuencia de la rotación de la Tierra, manifestada aquí a través de la aceleración de Coriolis.

Recuérdese que la aceleración de Coriolis actúa sobre todo objeto en movimiento, es directamente proporcional a la celeridad del mismo, actúa perpendicularmente a la velocidad y depende de la latitud, siendo máxima en los polos y nula en el ecuador. Este efecto hace que los objetos se desvíen más cuanto mayor sea su velocidad, y no tiene influencia en la energía del movimiento, modificando sólo la dirección, hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el sur.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Características

Podemos describir en forma muy simplificada los sistemas principales de corrientes superficiales como anillos circulatorios limitados por los continentes y por el ecuador meteorológico, con sentido horario en el hemisferio norte y antihorario en el sur. La línea que se conoce como ecuador meteorológico está determinada por la máxima temperatura superficial del aire atmosférico, y hacia ella convergen los vientos alisios.

Estos anillos circulatorios no están centrados en las zonas sobre las que circulan, sino desplazados hacia el oeste, de modo que las corrientes del oeste de los océanos son, como norma general, más intensas, estrechas, rápidas y profundas, mientras que las del este son más dispersas, anchas, someras y lentas. Por ejemplo, la de Kuroshio, en Japón, es seis veces más intensa en flujo que la corriente de California, que por su parte es cuatro veces más ancha. Las velocidades de la primera pueden alcanzar 10 km/h, mientras que en la segunda raramente llegan a los 2 km/h. Este fenómeno se conoce como intensificación occidental, y es debida a la rotación de la Tierra y a la conservación del momento angular. El mismo fenómeno ocurre con la corriente del Golfo y la de Canarias. En la (**Figura 2.1**) se pueden observar las principales corrientes superficiales en el mundo.

Las corrientes en los océanos del Sur son, en lo que se refiere a los aspectos descritos, imágenes especulares de las del norte, presentando también la intensificación occidental. Nótese que la línea divisoria entre las circulaciones del norte y sur, el ecuador meteorológico, está situado a unos pocos grados al norte del ecuador geográfico (5° en promedio) debido a la simetría en la distribución de las masas de tierra y de agua en el planeta; su posición oscila ligeramente a lo largo del año.

La imagen más elemental que uno puede hacerse de una corriente marina, es la de una especie de río de contornos fluidos que avanza en medio de las aguas del océano de un modo relativamente ordenado, es incorrecta, aunque su presencia en nuestra mente se ve reafirmada por el uso que hacemos de ella al representar las corrientes conocidas sobre los mapas.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

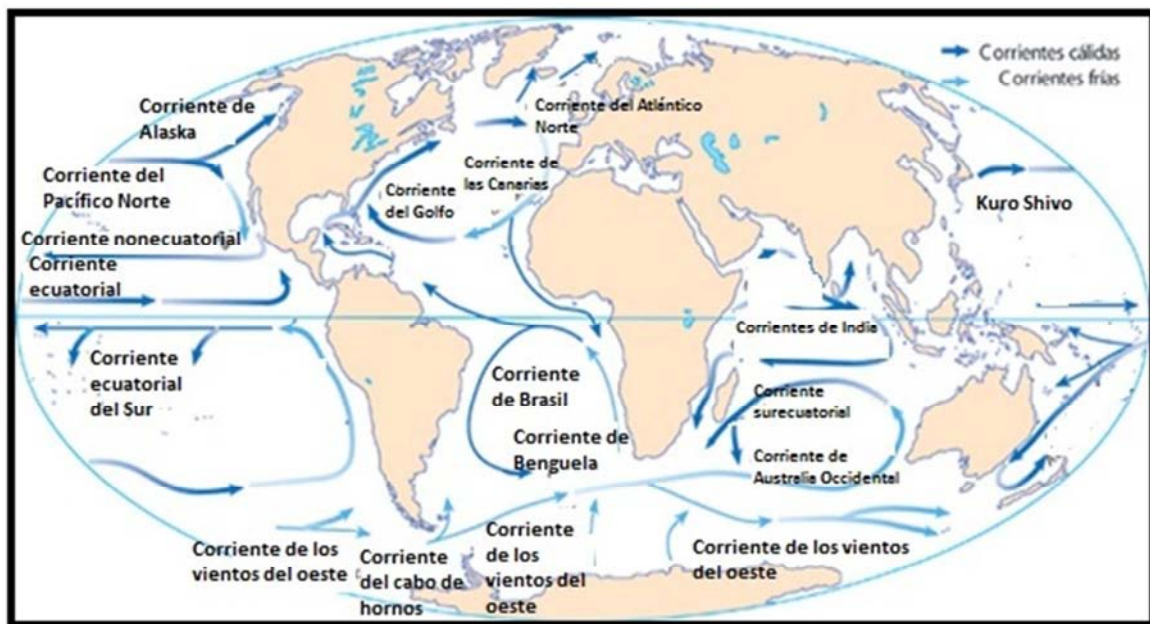


Figura 2.1 Corrientes Oceánicas en el Mundo (Indian National Centre of Ocean Information Services, 2006)

Una corriente es mucho más parecida a un manojo de remolinos de tamaños variables que flanquean a un sinuoso curso central, más semejante al río que nos imaginamos, pero que serpentea sin cesar alrededor de la curva que pintamos en los mapas, formando meandros (llamados “eddies”) que a veces se cierran y separan como anillos menores del curso central, y entrega sus aguas continuamente a los torbellinos en los que disipa parte de su energía y se mezcla con las aguas adyacentes del océano. Sólo ha sido posible reconocer plenamente esta compleja estructura de las corrientes y comenzar su estudio sistemático con el uso de la teledetección. Lo que identificamos como una corriente oceánica es comparable al clima atmosférico de determinada región del planeta, mientras que los efímeros meandros, los anillos menores y los torbellinos de distintas escalas son análogos a los procesos meteorológicos responsables del tiempo local.

Las diferencias de densidad entre aire y agua determinan que mientras que las escalas del tiempo atmosférico son del orden de cientos a miles de kilómetros y de unos cuantos días, las del “clima” oceánico son de decenas de kilómetros y algunos meses.

Si uno dispone de una serie de medidas de velocidades obtenidas “simultáneamente” por un conjunto de correntímetros o por otros medios, podría trazar líneas que fuesen tangentes a los vectores velocidad registrados en cada

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

punto. Estas son las líneas de corriente obtenidas según un mecanismo euleriano, las obtenidas normalmente de la observación. Estas líneas, sin embargo, no representan el curso real del fluido en su movimiento, ya que las velocidades locales varían con el tiempo. Las trayectorias reales del fluido son las líneas de corriente lagrangianas, cada uno de las cuales es matemáticamente la integral temporal de un vector velocidad de cierto volumen de fluido con un movimiento conjunto. Obtener velocidades lagrangianas a partir de medidas de corrientes en posiciones geográficas fijas es complicado. Para su estudio se utilizan bayas derivantes que, viajando con la corriente y provistas de un transmisor de radio cuya señal puede recogerse mediante un satélite o un receptor a bordo del barco, van indicando su posición a lo largo del tiempo.

2.3 El Golfo de México

El Golfo de México, limita al norte con los Estados Unidos, al este con Cuba y al sur y al oeste con México. Tiene un área de 1,810, 000 km^2 aproximadamente y se extiende unos 1770 km de este a oeste y unos 1300 km de norte a sur. Se une con el Atlántico por el angosto estrecho de Florida y con el mar Caribe mediante el canal de Yucatán. Entre los principales ríos que desembocan en él se encuentran el Mississippi, el Brazos y el río Bravo.

La batimetría del Golfo de México se puede observar en la **Figura 2.2**, la cual llega a los 5500 metros de profundidad máxima.

El Golfo de México está situado en la zona subtropical entre las latitudes 18° y 30°N y las longitudes 82° y 98°W.

La parte mexicana del Golfo de México está situada en la llanura costera de México, en la parte septentrional del istmo de Tehuantepec, dentro de la región del Sureste.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

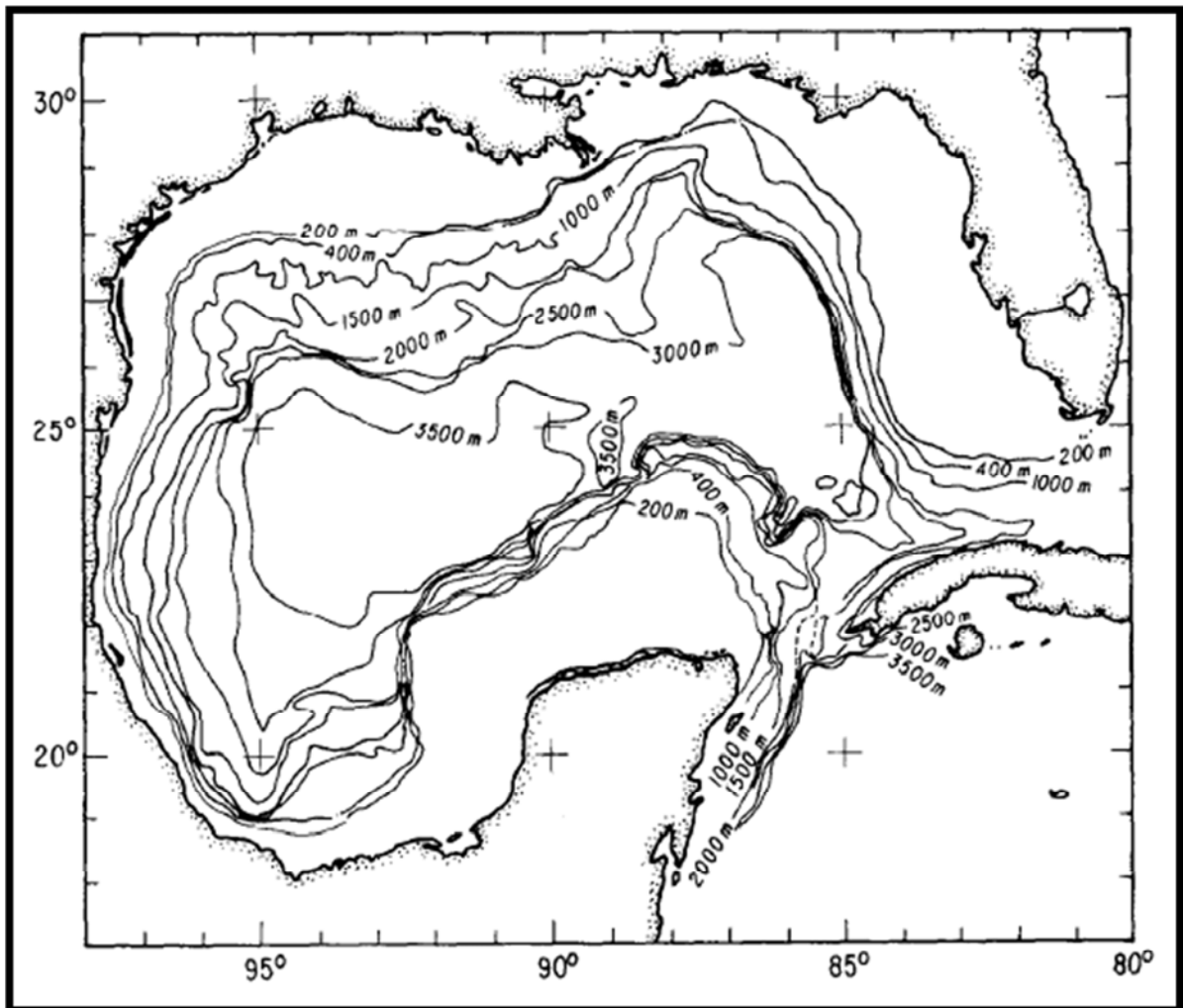


Figura 2.2 Batimetría del Golfo de México (Martínez López & Pares Sierra, 1998)

Dentro de sus características morfológicas más sobresalientes podemos mencionar lo amplio de la plataforma continental en las penínsulas de Florida y de Yucatán, disminuyendo un poco en la vertiente norte (costas de Texas, Luisiana, Mississippi y Veracruz). La plataforma continental en la península de Yucatán es conocida como Banco de Campeche, denominándose su porción suroccidental Sonda de Campeche.

En el extremo occidental del Banco de Campeche se encuentra una zona que exhibe cambios muy grandes de profundidad; esta región es conocida como Escarpe de Campeche.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

En el Golfo de México la batimetría varía considerablemente, y alcanza profundidades cercanas a los 4000 m en su región central. Ciertas regiones en el golfo presentan características muy particulares; la plataforma continental de Florida es muy compleja a causa de las pequeñas islas y cayos; por su parte, el Banco de Campeche se caracteriza por tener el fondo con una pendiente muy débil.

Las condiciones atmosféricas sobre el Golfo de México son tales que el intercambio entre las masas de aire frío y seco que provienen del continente y las masas de aire propias del golfo de origen marítimo y tropical provocan una fuerte frontogénesis ("Nortes"), principalmente entre los meses de octubre a abril. Durante el verano, esta región es afectada por tormentas tropicales, de las cuales 60% tiene intensidades de huracán.

Las principales características de la circulación son: la Corriente de Lazo la cual se explicará más adelante (**Ver Figura 2.3**), el gran giro anticiclónico en el oeste y los giros ciclónicos en la plataforma continental de Texas-Luisiana, en la plataforma oeste de Florida, en la Bahía de Campeche y en la periferia de la Corriente de Lazo. Zonas frontales de mesoescala han sido reportadas principalmente en la frontera entre la Corriente de Lazo y los giros ciclónicos.

Los giros anticiclónicos que se desprenden de la Corriente de Lazo juegan un papel muy importante en el balance de sal y calor en el interior del golfo y son, además, el mecanismo fundamental bajo el cual se transporta energía de la parte oriental hacia la occidental. El proceso de transferencia de momentum y energía hacia escalas menores se lleva a cabo por diferentes caminos; el más claro es el de la formación de giros ciclónicos.

En la literatura se reportan periodos de desprendimiento de los giros anticiclónico que van desde 3 hasta 25 meses y velocidad de traslación hacia el oeste de 2.1 a 4 km/día.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

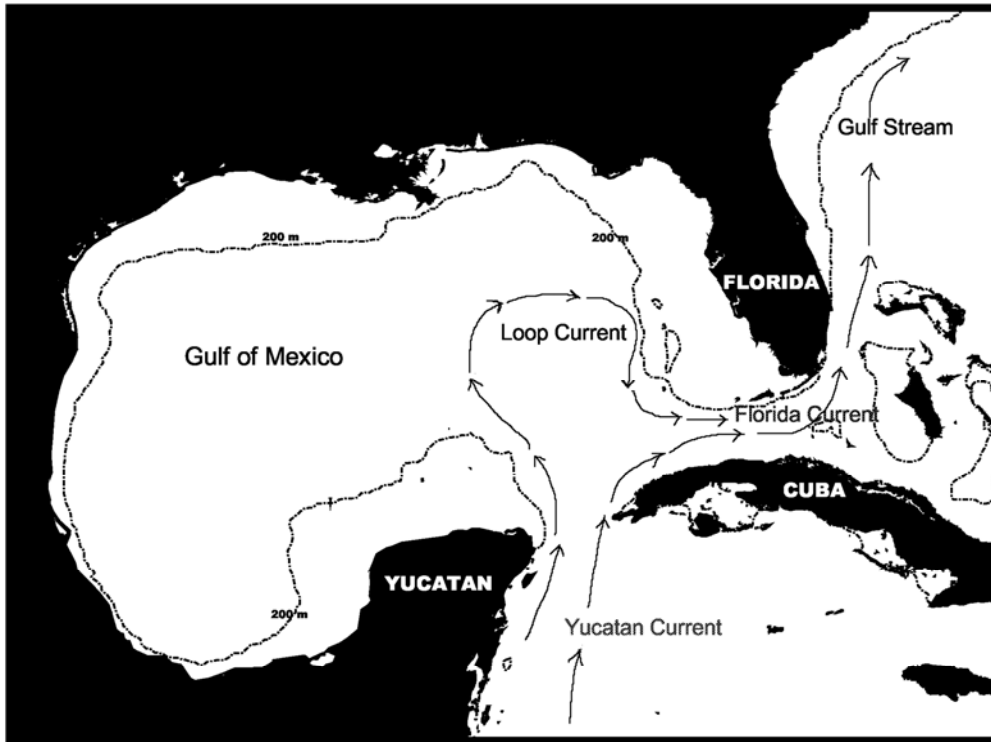


Figura 2.3 Corriente de Lazo. Imagen tomada de NOAA (Administration)

2.3.1 Circulación en el Golfo de México

El mecanismo principal del forzamiento de la circulación en el Golfo de México es el transporte asociado al flujo que entra a través del Canal de Yucatán y que sale por el estrecho de Florida; por lo tanto, la dinámica del golfo está condicionada tanto por el viento, como por el transporte de masa que entra y sale del golfo por las fronteras abiertas.

2.3.2 Corrientes en el Golfo de México

El sistema de corrientes en el Golfo de México se origina en el Mar Caribe. La circulación de mayor escala en el Golfo es denominada por la Corriente de Lazo que une la Corriente de Yucatán con la Corriente de Florida, por un gran giro anticiclónico que se desprende de la corriente de Lazo y viaja hacia el oeste. Además de esas características cuasi permanentes, existen grandes zonas con circulación ciclónica, como la plataforma continental de Texas- Luisiana, la plataforma oeste de Florida y en la Bahía de Campeche.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

La Corriente del Lazo es una porción del sistema de la Corriente del Golfo, ésta tiene sus orígenes en el Canal de Yucatán y una corriente de Yucatán con la de Florida en la parte este del Golfo. En lo que concierne al gran giro anticiclónico del oeste del Golfo se sugiere que es renovado periódicamente por los giros que se desprenden de la Corriente de Lazo y que se trasladan hacia el oeste; en contraste con lo anterior se plantea que este giro se debe al rotacional del esfuerzo del viento.

Además de las características antes mencionadas, en la dinámica del golfo se distingue la circulación de tipo ciclónica; sobre la plataforma continental de Texas-Luisiana en la plataforma oeste de Florida y en la Bahía de Campeche. Estos giros son menos energéticos y de menos duración que el gran giro anticiclónico, pero no por ello son menos importantes.

La Corriente de Lazo penetra hacia el noroeste del golfo, las causas de su intrusión han sido discutidas por diversos autores, y es atribuida a diferentes características de la corriente de Yucatán. La trayectoria de la Corriente de Lazo puede variar en respuesta a la variación anual de las corrientes superficiales del canal de Yucatán y al ángulo de incidencia. Las modificaciones de la trayectoria de la Corriente de Lazo están relacionadas con los cambios estacionales y plantea la hipótesis de la existencia de un ciclo anual, con una penetración máxima de la Corriente de Lazo en agosto.

El flujo que entra a través del Canal de Yucatán varía a lo largo del año, teniendo sus máximos en primavera y verano. La primera respuesta de la circulación a la variación temporal del flujo que pasa a través de Canal de Yucatán se manifiesta como la variación en la intensidad, dirección y extensión de la corriente de Yucatán, en la penetración de la Corriente de Lazo y en la formación de giros anticiclónicos y ciclónicos.

La trayectoria de la Corriente de Lazo es variable, tanto estacional como anual. Se ha encontrado que, en primavera y verano, la Corriente de Lazo penetra hacia el norte, mientras que en otoño se retracta pegándose a Cuba y formando un giro anticiclónico de aproximadamente 300 km de diámetro. Sin embargo, el tiempo que tarda en formarse este giro no siempre es de un año.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

2.3.3 Giros ciclónicos y anticiclónicos

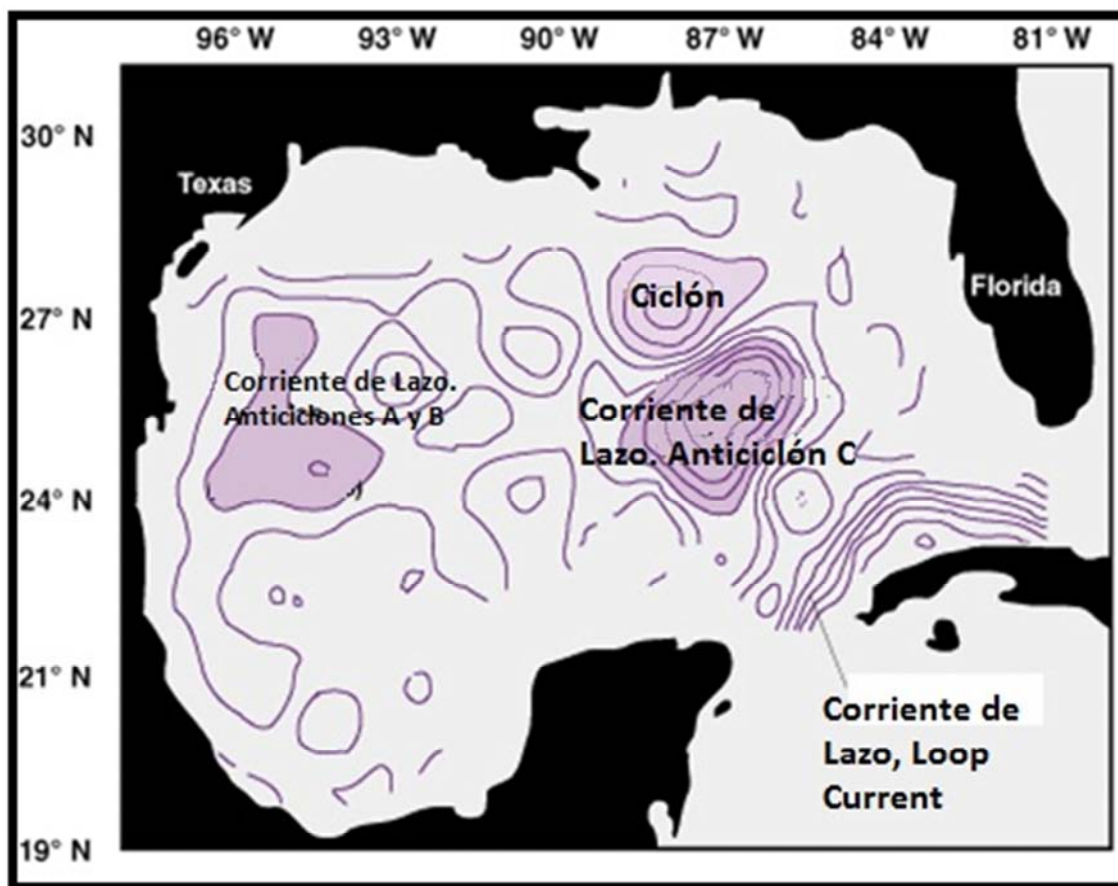


Figura 2.4. Principales giros ciclónicos y anticiclónicos. De: (Biggs, Doug; Wormuth, Jhon)

Ciclónicos

El proceso local de formación de los giros ciclónicos en el sureste consiste de una penetración máxima de la Corriente de Lazo hacia el interior del golfo (generalmente al norte de los 27° N), de la presencia de una oscilación meandro de la corriente ciclónica semipermanente al oeste de la plataforma continental de Florida y de la formación de una segunda oscilación ciclónica al norte de la corriente de Yucatán. Esta última, al moverse hacia el norte hasta unirse con su homóloga, produce un estrangulamiento de la corriente de Lazo y permite que se desprenda un núcleo cálido de alta salinidad. Al unirse ambas oscilaciones ciclónicas, se produce una zona de agua fría menos salina que separa al giro anticiclónico de la Corriente de Lazo.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

El desprendimiento de estos giros se ha asociado a la variación cuasi-anual del transporte de masa a través del Canal de Yucatán, al transporte a través del Estrecho de Florida, a la intrusión de la Corriente de Lazo.

Anticiclónicos

Los giros anticiclónicos muestran un hundimiento y la circulación es en el sentido de las manecillas del reloj. Los giros anticiclónicos que se desprenden de la Corriente de Lazo tienen diámetros de alrededor de 300 km, se extienden a profundidades mayores a 1000 m y se propagan hacia el suroeste o hacia el oeste. La velocidad de traslación de dichos giros es de 2.1 a 4 km/día con un valor promedio de 2.9 km/día, se desplazan hasta que interactúan con la frontera oeste, requiriendo para ello varios meses.

Durante el proceso de migración del giro anticiclónico ocurre un decaimiento de la altura de la superficie del mar, de la intensidad de corriente y del tamaño del giro. Los giros, que en el este tienen un radio promedio de 183 km y una excentricidad de 0.75, decaen en el oeste del golfo hasta obtener un radio de 133 km y una excentricidad de 0.66. Este cambio de giro en tamaño y forma, desde que se desprende de la Corriente de Lazo, hasta que llega a las costas de Tamaulipas, se debe a la disipación y dispersión de energía al realizar dicha trayectoria.

El gran giro anticiclónico es un remanente de los remolinos o giros que se desprenden de la Corriente de Lazo. Las velocidades tangenciales son de aproximadamente 30 m/s, se extiende a profundidades mayores a 1000 m; el viento no afecta más que la capa de los primeros 100 metros.

El transporte de la parte norte del gran giro anticiclónico es una combinación del transporte que proviene de su parte sur con el transporte del oeste de la plataforma continental de Texas. Este último constituye un tercio del flujo total que va hacia el este del gran giro. De manera similar, una pequeña cantidad de agua originaria de la Corriente de Yucatán rodea el Banco de Campeche, después al giro anticiclónico y vuelve a encontrar finalmente a la Corriente de Lazo.

Las plataformas continentales de Texas-Luisiana y del oeste de Florida así como la Bahía de Campeche son zonas donde frecuentemente se presentan giros ciclónicos con diámetros de aproximadamente 150 km. Presentan velocidades más alta que los giros anticiclónicos sin embargo contienen menos energía.

La presencia de los giros ciclónicos en la periferia de la Corriente de Lazo está asociada con el desprendimiento del gran giro anticiclónico, se forman giros

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

ciclónicos en la zona entre el Banco de Campeche y la plataforma oeste de Florida. Sin embargo, no siempre los giros ciclónicos están asociados al desprendimiento del giro anticiclónico, pues otras veces se atribuye su existencia al movimiento del agua en la surgencia de Yucatán.

Uno de los mecanismos de formación de los giros ciclónicos se basa en que el gran giro anticiclónico cede aproximadamente un tercio de la masa que transporta, transfiriendo momento angular hacia el sur; entonces el agua se encuentra en la orilla del giro anticiclónico da origen a un giro ciclónico al sur de la zona de colisión.

Los giros ciclónicos localizados en la cuenca central y sobre el talud continental, frente a Luisiana cerca de $92^{\circ}W$, tienen un periodo de rotación de dos semanas, una vida media de 6 meses, diámetros de 100 a 150 km y velocidades de flujo en la capa superior, que van de 30 a 50 cm/s, con movimientos de traslación más limitados que los giros anticiclónicos.

La velocidad del agua en la Corriente de Lazo y la Corriente del Golfo varía de acuerdo a su posición vertical y horizontal de la corriente. El agua cerca de la superficie y cercana a la mitad de la corriente puede moverse suficientemente rápido alcanzando velocidades de 200 cm/s. El agua que está a mayor profundidad, cerca de los extremos se mueve de una manera más lenta, una estimación adecuada llega a ser los 50 cm/s (la cual es 1 milla por hora, o aproximadamente la mitad de un grado de latitud por día).

La Bahía de Campeche presenta una circulación ciclónica durante el otoño. Esta corriente tiene un transporte de 3 Sv (un Sv equivale a un millón de metros cúbicos de agua por segundo).

Las características son los factores principales para conocer el desplazamiento de hidrocarburos. Sin embargo, se tiene que delimitar el sistema para analizar únicamente la zona en la que el derrame ocurre. En el siguiente capítulo se habla de la Sonda de Campeche y los modelos de desplazamiento de hidrocarburos.

Capítulo 3. Características de la Sonda de Campeche

Para el análisis de un derrame petrolero debemos tener presente las características de la zona a analizar así como también los factores que vamos a tomar en cuenta para en análisis.

3.1 La Sonda de Campeche

La Sonda de Campeche se encuentra ubicada en la porción Sureste del Golfo de México y representa una región que se encuentra expandiéndose económicamente. Esta región es un sistema dinámico y complejo, oceanográficamente caracterizado por su producción bentónica en la plataforma continental. La batimetría de la Sonda de Campeche se muestra en la **Figura 3.1**

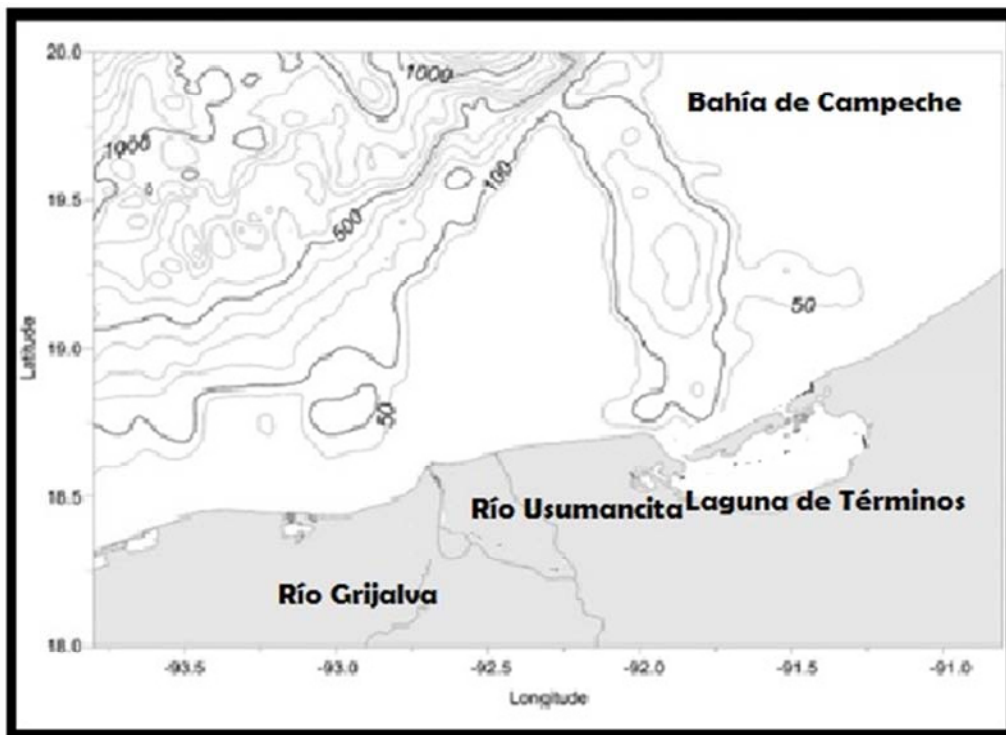


Figura 3.1 Batimetría de la zona de estudio. (Monreal Gómez, 1997)

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Las masas de agua superficial y subtropical de la bahía de Campeche tienen influencia en la temperatura y salinidad de la plataforma continental exterior. En las isobatas someras de la extensa Sonda de Campeche el calentamiento del agua durante la época de secas produce agua con alta salinidad y temperatura. En el sur de la Sonda se desarrolla una zona de baja salinidad como consecuencia del drenaje del sistema Grijalva-Usumancita, principalmente.

Los nutrientes que fertilizan a la Sonda de Campeche son de origen continental y oceánico subsuperficial. Los aportes continentales son principalmente por el río Champotón sobre la plataforma continental occidental de la plataforma de Yucatán, la Laguna de Términos que drena al mar por la boca del Carmen, el sistema Grijalva-Usumancita, que desemboca al mar por el río Frontera (Tabasco), y el río Coatzacoalcos, al sur del estado de Veracruz. Adicionalmente la Sonda de Campeche recibe agua de origen subtropical por dos mecanismos. Uno de ellos es desde el Canal de Yucatán y a lo largo del Norte de la península de Yucatán que aflora en la plataforma continental del NE de la bahía de Campeche. El otro mecanismo ocurre cuando el remolino ciclónico dentro de la Bahía de Campeche interactúa con el talud continental o con remolinos anticiclónicos en el W del Golfo de México. La variabilidad de la circulación de la plataforma externa se debe principalmente a la posición del remolino ciclónico semipermanente, que se encuentra dentro de la bahía de Campeche, y a su interacción con el talud o con remolinos anticiclónicos, lo que favorece el desarrollo de la llamada corriente de intrusión a lo largo del veril occidental del talud continental.

3.2 La Bahía de Campeche

La parte sur del Golfo de México es una región compleja-tropical que recibe una gran cantidad de agua del sistema Grijalva-Usumancita, éste siendo el segundo sistema más grande en el Golfo de México. Aproximadamente 70% del aceite extraído de México se extrae de esta zona.

La zona costera adyacente está fuertemente influenciada por la entrada de agua dulce del río, la cual modifica la salinidad y la temperatura. La velocidad de la corriente en esta región es de 0.5 m/s con vientos del este con velocidades de 3 m/s. Un giro ciclónico domina la circulación mesoescala en el sur del Golfo de México. El giro ciclónico se desarrolla durante la primavera en la parte este de la Bahía como consecuencia de una reducción de velocidades de las corrientes del canal de Yucatán.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

3.3 Circulación y Surgencias en la Sonda de Campeche

3.3.1 Circulación costera

La velocidad de la corriente costera en la Sonda de Campeche es de alrededor 10 cm/s y presenta poca variabilidad a lo largo del año. En contraste, la velocidad de la corriente costera a lo largo de la plataforma continental de Veracruz-Tamaulipas muestra una mayor variabilidad: a los 21°N (al norte del puerto de Veracruz) alcanza 50 cm/s en el mes de mayo (corriente arriba) y en los meses de noviembre-diciembre (corriente abajo), mientras que es despreciable en el mes de marzo, debido al cambio de dirección que ocurre durante ese mes.

El componente del esfuerzo del viento a lo largo de la costa parece ser el mecanismo principal de forzamiento de las corrientes costeras. A lo largo de los estados de Veracruz y Tamaulipas, el componente del esfuerzo del viento se dirige corriente arriba durante los meses de abril a agosto y corriente abajo entre septiembre y marzo (**Figura 3.2 y Figura 3.3**), lo que es consistente con la dirección de las corrientes costeras locales.

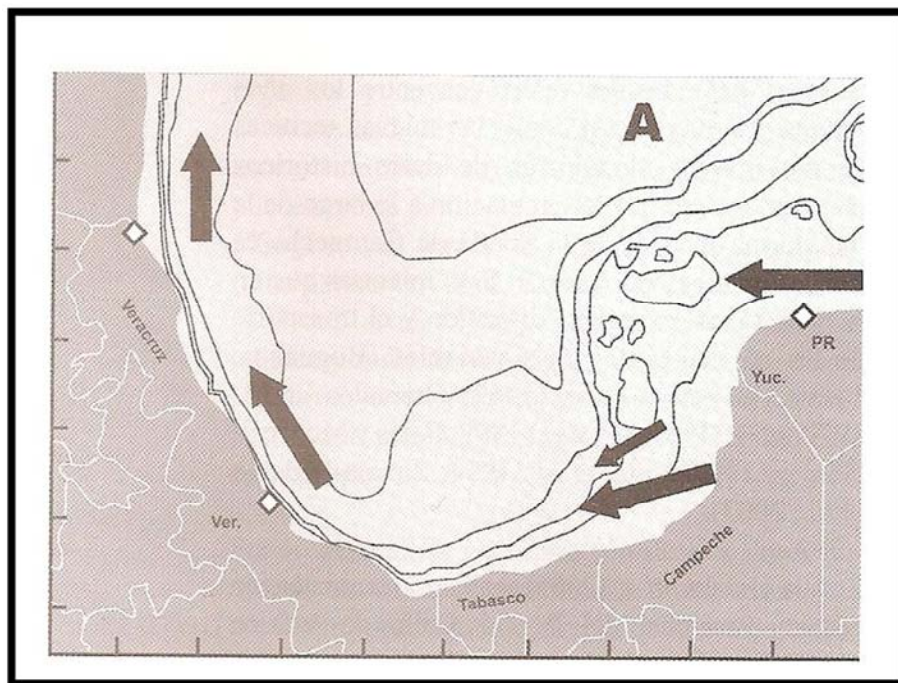


Figura 3.2 Dirección de las corrientes costeras de la bahía de Campeche durante mayo-agosto (López-Veneroni & González Lozano, 2009)

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

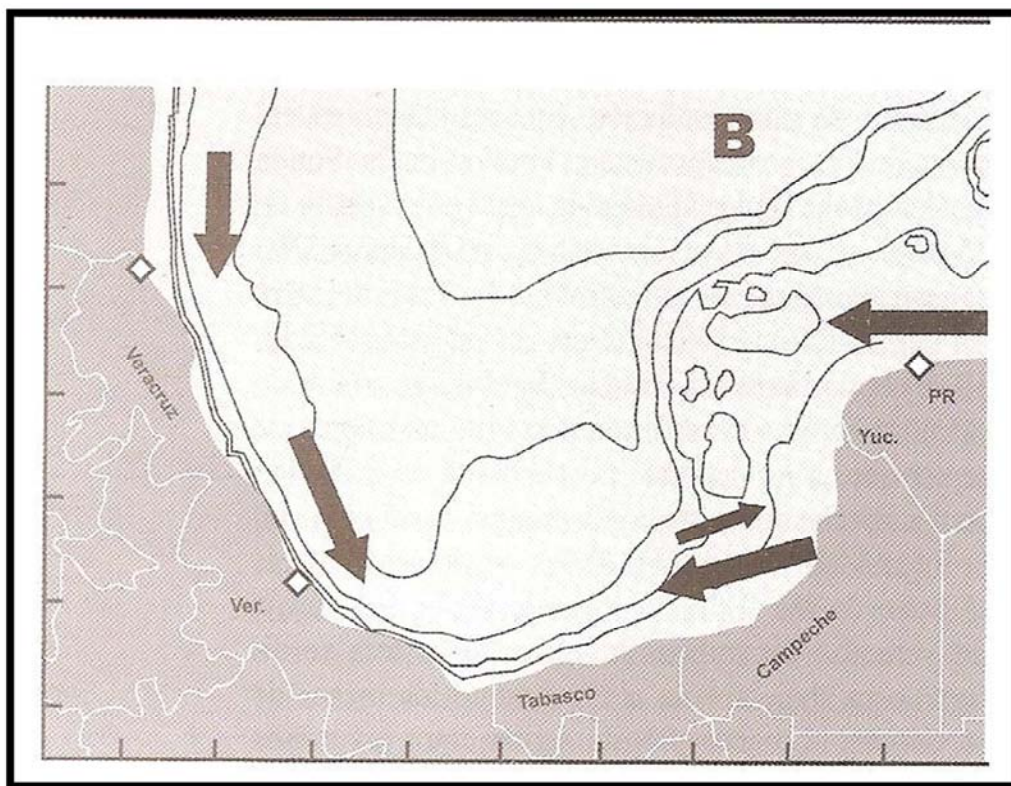


Figura 3.3 Dirección de las corrientes costeras de la bahía de Campeche durante octubre-febrero (López-Veneroni & González Lozano, 2009)

Durante los meses de octubre a febrero se forma una zona de convergencia en el extremo sur de la bahía de Campeche entre el flujo costero dirigido corriente abajo (hacia el S) a lo largo de la costa de Veracruz y el flujo corriente arriba de la Sonda de Campeche. Esta convergencia de corrientes favorece un transporte mar adentro de agua de baja salinidad hacia la bahía de Campeche.

3.3.2 Giro ciclónico de la Bahía de Campeche

Estudios realizados han demostrado la presencia de un remolino ciclónico dentro de la bahía de Campeche y un remolino anticiclónico de carácter permanente en el Oeste del Golfo de México. En núcleo del remolino ciclónico se encuentra a sur de los 21°N y con un diámetro que oscila entre los 100 y 200 km. El transporte de agua por el remolino ciclónico presenta un ciclo anual con un máximo en el otoño y un mínimo en la primavera.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

La circulación ciclónica de la bahía de Campeche puede interactuar con las descargas de los ríos para formar frentes térmicos y halinos en la Sonda de Campeche. Los frentes térmicos oceánicos se manifiestan como áreas de cambios abruptos (máximos gradientes) de la temperatura superficial del mar. Los frentes halinos son cambios abruptos producto de la diferencia entre la salinidad del agua del sistema fluvial y la del agua de mar.

Lo anterior quiere decir que aun cuando el centro del remolino se encuentra en aguas profundas, puede tener alguna influencia cerca de la línea de costa y sobre las isobatas someras de la plataforma continental.

3.4 Activo: Cuencas del Sureste y la Región Marina Noreste

La Región Marina Noreste forma parte de las Cuencas del Sureste las cuales cubren una extensión aproximada de 65, 100 kilómetros cuadrados, incluyendo su porción marina (**Figura 3.4**).

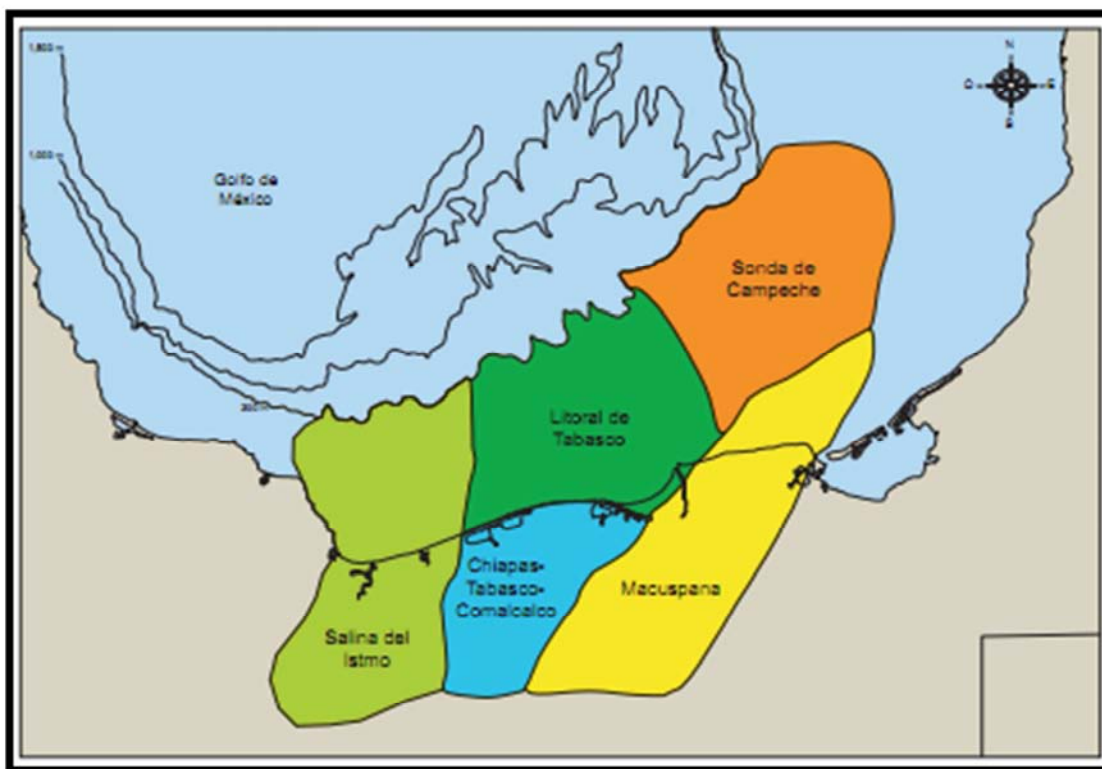


Figura 3.4 Cuencas del Sureste. Imagen tomada de (PEMEX, Las reservas de Hidrocarburos en México, 2010)

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

La Sonda de Campeche, tiene una extensión aproximada de 15,500 kilómetros cuadrados y es por mucho la más prolífica de México

La Región Marina Noreste se localiza en el Sureste de la República Mexicana (**Figura 3.5**), en aguas territoriales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados e incluye parte de la plataforma y talud continentales del Golfo de México.



Figura 3.5. Ubicación de la Región Marina Noreste (PEMEX, PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2010)

Durante 2009, la Región Marina Noreste registró una producción promedio diaria de 1492.8 miles de barriles de aceite y 1782.5 millones de pies cúbicos de gas natural. Al igual que en años anteriores el campo Akal del complejo Cantarell se

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

mantiene, como el más importante del país. En 2009, Akal tuvo una producción diaria de 542.9 mil barriles de aceite y 1401.0 millones de pies cúbicos de gas natural.

Resultados de PEMEX, (Anuario Estadístico 2010) nos presenta que la producción anual de la región durante el año 2010 fue de 43074 millones de barriles de petróleo crudo equivalente los cuales son representados con un aumento en la cantidad de pozos: 4 pozos exploratorio perforados, 26 pozos de desarrollo perforados y 4 pozos exploratorios terminados .

Actualmente, la Región Marina Noreste (PEMEX R. c., 2010) cuenta con dos activos integrales: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, los cuales administran 25 campos. Once de los campos presentan reserva remanente pero no están en producción, Kambesah y Után en el Activo Integral Cantarell y Ayatsil, Baksha, Kayab, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tson y Zazil-Ha, en el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap. Los campos en producción son catorce, de los cuales nueve pertenecen al Activo Integral Cantarell y cinco al Activo Integral Ku-Maloob-Zaap.

A continuación se presenta la evolución de la Región Marina Noreste durante los pasados 3 años (**Figura 3.6**).

Año	Reserva	Aceite mmb	Condensado mmb	Líquidos de planta mmb	Gas seco mmbpce	Total mmbpce
2008	Total	11,936.8	616.4	283.5	521.0	13,357.7
	Probada	6,052.8	407.5	200.7	363.6	7,024.6
	Probable	3,085.0	98.6	37.9	68.6	3,290.2
	Posible	2,799.0	110.3	44.8	88.7	3,042.9
2009	Total	11,656.6	368.9	256.6	503.7	12,785.9
	Probada	5,919.3	256.1	183.0	353.9	6,712.3
	Probable	2,844.5	42.1	30.9	59.7	2,977.1
	Posible	2,892.8	70.7	42.8	90.2	3,096.5
2010	Total	11,123.6	248.1	243.1	482.5	12,097.2
	Probada	6,091.0	155.6	157.4	307.9	6,711.8
	Probable	2,313.6	40.9	42.5	82.6	2,479.5
	Posible	2,719.0	51.7	43.2	91.9	2,905.9

Figura 3.6 Evolución de las Reservas en la Región Marina Noreste de acuerdo al tipo de fluido (PEMEX R. c., 2010)

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

3.5 Características de los Campos en la Región Marina Noreste

En resumen, los yacimientos de la Región Marina Noreste son carbonatados, naturalmente fracturados y vugulares. Son yacimientos de espesor grande, aproximadamente de 500-1000 m; algunos con alto relieve estructural (Akal-Cantarell; 2000 m)

La permeabilidad efectiva de las fracturas es de hasta 10 Darcies y la permeabilidad de la matriz menos de 5 mD.

La porosidad total es baja; del 8% al 10%; y la porosidad secundaria es aproximadamente 35% de la porosidad total.

La saturación de agua irreductible es del 15-21% y tiene mojabilidad intermedia a mojabla por aceite.

3.3 Tipo de Pozo: Pozo exploratorio

Un pozo exploratorio es un pozo que está en busca de un nuevo yacimiento de hidrocarburos. Este pozo puede ser un pozo nuevo o un pozo perforado en un campo existente para encontrar nuevas formaciones productoras.

Cabe mencionar que en la Región Marina Noreste, en el año 2009 se añadieron 4 pozos exploratorios perforados y 4 pozos exploratorios terminados lo que nos indica que la exploración en la Región Marina Noreste continua buscando nuevos yacimientos.

3.4 Tipo de aceite derramado

El riesgo real de los derrames de petróleo es una función de la frecuencia de derrames en una localidad determinada, las condiciones ambientales (físicas y biológicas) en el sitio y la naturaleza del crudo y el agua derramados. Los crudos pesados, tales como el Maya, son relativamente persistentes en el ambiente acuático; pierden poco volumen a la atmósfera; tienen baja dispersabilidad; forman conglomerados de compuestos pesados; y tienen una tendencia baja a penetrar los sedimentos.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Estos crudos tienen una toxicidad relativamente baja (es decir, de un solo derrame), pero tienen una toxicidad crónica alta, debido al contenido relativamente alto de hidrocarburos aromáticos policíclicos.

Los derrames de crudos ligeros, tales como el Itsmo, pierden generalmente hasta un tercio de su masa a través de su evaporación, forman rápidamente una delgada capa aceitosa impermeable y tienden a penetrar los sedimentos en las franjas costeras. Tienden a tener también una toxicidad aguda más alta si se comparan con los crudos pesados, esto se debe a su contenido relativamente más alto de compuestos ligeros y aromáticos. En este trabajo de investigación se considera un derrame de crudo ligero.

Después de conocer el área de estudio y las condiciones del tipo de hidrocarburo que se manejará se tomó el estudio de Salas de León, Monreal Gómez, Velasco, Díaz Flores, & Aldeco Ramirez, (2009) para partículas en suspensión ya que toma como referencia el derrame del Ixtoc I para conocer la trayectoria de los hidrocarburos que podría llevar de acuerdo a las características antes mencionadas.

Cabe mencionar que el objetivo de este trabajo no es mencionar y explicar detalladamente el procedimiento para conocer la trayectoria de hidrocarburos, el objetivo es enfatizar todos los aspectos que se analizan en un derrame de hidrocarburos.

Capítulo 4. Análisis de la Trayectoria de Hidrocarburos

4.1 Análisis de la Trayectoria de Manera Cualitativa.

Las capas de petróleo son arrastradas por el efecto del viento y de las corrientes en la superficie. Los efectos combinados de las corrientes y de aproximaciones y de aproximadamente el 3-4% de la velocidad del viento son vectorialmente aditivos y los modelos de trayectoria pueden ser útiles para pronosticar el destino de la capa. Generalmente, cuando se trata de llevar la mancha de petróleo a la orilla, el componente del viento juega un papel mayor que la corriente. Una de las fuentes clave de información durante la respuesta a un derrame es la experiencia y el conocimiento del personal local.

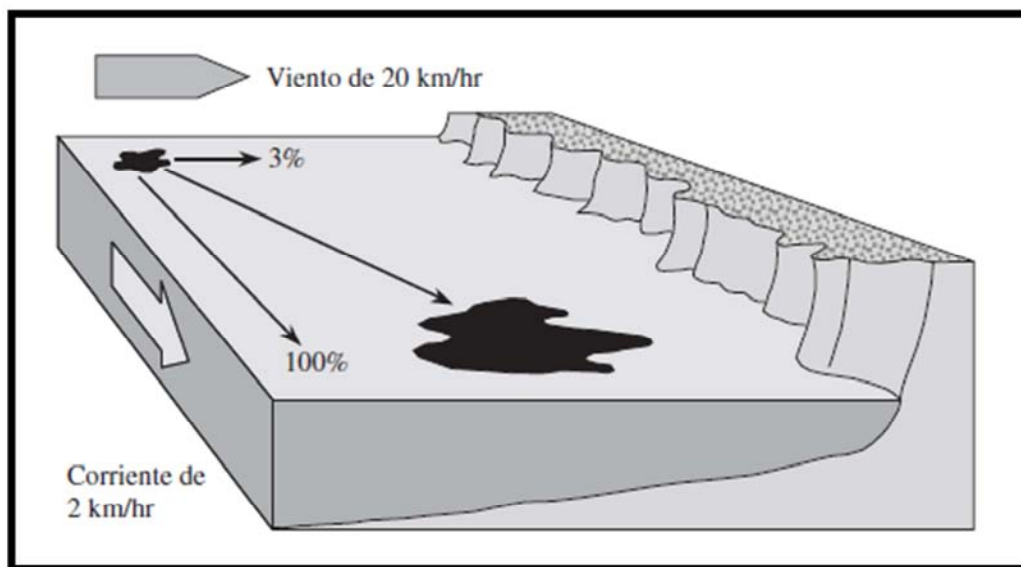


Figura 4.1 Movimiento del petróleo sobre el agua (EXXON MOBIL, 2006)

En la **Figura 41**. Se puede apreciar de una manera cualitativa la trayectoria que podría tener una mancha de petróleo a las características mostradas, sin embargo, se deben de sumar los vectores de la marea y las corrientes impulsadas por el viento para estimar cuándo llegara la mancha a la costa marina. En la

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Figura 4.2 se pueden observar los procesos que actúan sobre el petróleo derramado.

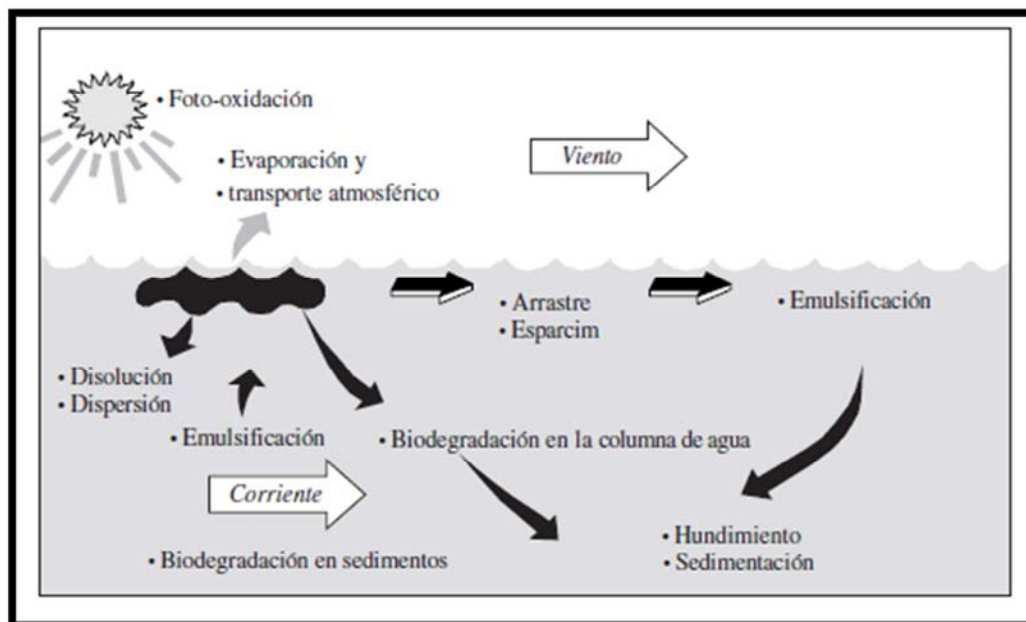


Figura 4.2 Procesos que actúan sobre el petróleo derramado

Se pueden aplicar modelos de computadora para proyectar el movimiento de capas de petróleo en la superficie e identificar las áreas, sitios de recreación y recursos biológicos que tienen mayores probabilidades de sufrir impactos. Debido a que los modelos para seguir la trayectoria de los derrames de petróleo son complejos y la selección de los datos usados es importante, la proyección de la trayectoria y el comportamiento de la capa de petróleo deben ser realizados por un experto.

Es de gran importancia mencionar que el objetivo de esta parte del trabajo no es explicar el procedimiento del resultado de la modelación hidrodinámica para partículas en suspensión. Únicamente se explicaran los factores que utilizaron los autores para obtener la trayectoria; para así poder explicar las zonas consecuencias por un derrame de hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Para obtener la trayectoria de hidrocarburos se tomaron los estudios realizados después del derrame del Ixtoc I de Modelación Hidrodinámica para partículas en suspensión por (Salas de León, Monreal Gómez, Velasco, Díaz Flores, & Aldeco Ramirez, 2009)

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Como ya se mencionó La Bahía de Campeche se localiza en el sur del Golfo de México entre 18° y 22°N. En la parte este de la bahía se encuentra la Sonda de Campeche, con una plataforma continental extensa y relativamente poco profunda. La profundidad en la Sonda de Campeche es menos a los 200 m, ésta se incrementa de manera considerable en el borde continental, hasta alcanzar profundidades superiores a los 1000 m, en ciertas zonas como el cañón de Campeche en donde la profundidad supera los 2500 m.

La hidrodinámica en la bahía de Campeche obedece a dos mecanismos de forzamiento: el intercambio de momento con el resto del Golfo de México y la influencia del viento local.

Para analizar la trayectoria de los hidrocarburos se estudió acerca de la dinámica del Golfo la cual es gobernada por la intrusión y la intensidad de la corriente de Lazo que depende a su vez de la variación anual de la intensidad y ángulo de incidencia de la corriente de Yucatán. En general esta corriente es más intensa en primavera y verano con un debilitamiento en otoño e invierno.

Sin embargo este no es más que un promedio y existe una gran variabilidad en estas corrientes, pues la máxima intrusión también ha sido observada en invierno.

La corriente de Lazo transfiere momento de manera directa mediante giros, hacia la bahía de Campeche. Un giro ciclónico de mesoescala ha sido la estructura más notoria en la parte central de la bahía de Campeche y una corriente de intrusión hacia el sur de la bahía, al oeste del banco de Campeche; estas estructuras establecen un intercambio de momentum con el resto del golfo de México.

A continuación se presenta el resultado de los métodos para la obtención del área y desplazamiento de los hidrocarburos para un derrame en la Sonda de Campeche.

4.2 Método de Obtención de Área y Trayectoria de Acuerdo a (Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores, & Aldeco Ramírez, 2009)

Con el objeto de definir la circulación del ambiente marino y su posible relación con el derrame de hidrocarburos, (Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores, & Aldeco Ramírez, 2009) realizaron dos modelos numéricos para simular la circulación en la zona de interés. El primero es un modelo de gravedad reducida que simula la circulación de mesoescala en toda la bahía de Campeche. El segundo es el modelo de Princeton (POM) y simula las

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

corrientes con mayor resolución para obtener la circulación inducida por el viento y por el flujo a través de las fronteras abiertas.

Para este trabajo únicamente se explicara brevemente el método de mesoescala y los resultados en la trayectoria de hidrocarburos.

4.2.1 Modelo de mesoescala

El modelo de mesoescala por (Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores, & Aldeco Ramírez, 2009) es un modelo bidimensional de gravedad reducida, se basa en las ecuaciones que expresan la conservación de momento y de masas integradas verticalmente. Los resultados se expresan en términos de transporte horizontal y de la anomalía de la piconclina.

La piconclina impide la circulación vertical y diferencia un agua profunda densa y fría y un agua superior cálida y menos densa. Éste hecho es tanto físico debido al cambio de densidad como fisiológico debido a la baja temperatura. Por tanto tiene importancia en las migraciones.

Las variables manejadas en las ecuaciones son las siguientes:

1. Transporte horizontal.
2. Tiempo
3. Parámetro de Coriolis.
4. Anomalía de la piconclina
5. Coeficiente de viscosidad turbulenta horizontal.
6. Esfuerzo friccional del viento
7. Fricción en la interfaz entre las dos capas.

El parámetro de Coriolis es un valor que se define con la letra f en las ecuaciones que rigen los modelos numéricos para pronóstico de tiempo. Depende de la latitud y la velocidad angular de la tierra.

$$f = 2\Omega \sin \phi$$

dónde:

Ω = velocidad angular terrestre

ϕ = latitud de algún punto

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Para resolver las ecuaciones del modelo de gravedad reducida se requiere imponer condiciones de frontera apropiadas para cerrar el sistema de ecuaciones resultante. Las condiciones de libre deslizamiento tangente a la costa y de flujo nulo a través de fronteras cerradas (costas) se pueden dividir en costas meridionales y costa zonal.

Las condiciones en las fronteras abiertas pueden ser impuestas: aplicando flujos geostroficados calculado mediante datos hidrográficos o, mejor aún, mediante velocidades obtenidas directamente con un perfilador acústico.

En el caso de este modelo, se ha utilizado el flujo a través del Canal de Yucatán, el cual para asegurar la conservación de la cantidad de la masa dentro del Golfo se ha impuesto un flujo saliente de igual magnitud en el estrecho de Florida. Además de los flujos a través de estas fronteras abiertas se impuso el esfuerzo del viento, en la superficie libre, el cual fue calculado mediante la división del Golfo de México y la variación espacial del campo de vientos a lo largo del año.

Con lo anterior se logró el patrón de circulación del Golfo de México y finalmente se graficó la circulación baroclínica en la bahía de Campeche, de febrero a diciembre para un año típico.

4.2.2 Resultados en la circulación de mesoescala

Durante el derrame del Ixtoc-I se tuvo la oportunidad de seguir la evolución de una nata de crudo en el ambiente marino tropical. Las natas se encontraron a la deriva en la superficie de la bahía de Campeche y debido a su tamaño fue posible seguir la trayectoria mediante un análisis temporal de imágenes de satélite de la NOAA.

La Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA por sus siglas en inglés) es una agencia científica del Departamento de Comercio de los Estados Unidos cuyas actividades se centran en las condiciones de los océanos y la atmósfera. NOAA avisa del tiempo meteorológico, prepara cartas de mares y cielos, guía sobre el uso y la protección de los recursos oceánicos y costeros, y conduce estudios para mejorar el entendimiento y la administración del medio ambiente.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Las aguas superficiales en la parte central del Golfo de México tienen un movimiento anticiclónico. Como se mencionó anteriormente, la corriente de Yucatán entra al Golfo por el Canal de Yucatán y sale por el estrecho de Florida; el tiempo aproximado que tarda su recorrido es de aproximadamente 100 días. El viento y el aporte de los ríos son otros factores que condicionan la circulación en el Golfo de México.

Al mismo tiempo, los aportes fluviales son importantes ya que forman una barrera significativa para el transporte de las natas hacia las costas de México. Después de 2 meses las natas de petróleo llegaron a las costas de Texas.

Un factor importante es la presencia de un giro ciclónico que cubre casi en su totalidad la bahía de Campeche y que condiciona el patrón de las corrientes costeras de ésta. Este giro inicia su formación en otoño, se intensifica en invierno y se relaja en la primavera para desaparecer en verano, dando paso a la intrusión de la corriente de Yucatán hacia el sur.

4.3. Circulación sobre la Sonda de Campeche

Para el estudio del derrame, el mecanismo de forzamiento de la simulación de la circulación en la Sonda de Campeche fue el transporte geostrófico estimado de información hidrográfica y el viento dominante de dicha época.

De registros de CTD (Neil Brown Mark IV) se obtuvo la información de temperatura, conductividad y presión a lo largo del paralelo 21° N. Mediante esta información se estimó el intercambio de masa entre la Bahía de Campeche y el resto del Golfo de México. Con lo anterior (Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores, & Aldeco Ramírez, 2009) se realizó la simulación de la circulación en la bahía. Estos resultados son utilizados para establecer el intercambio de masa entre la Sonda de Campeche y las aguas adyacentes. Los resultados del estudio se muestran en la **Figura 4.3**.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

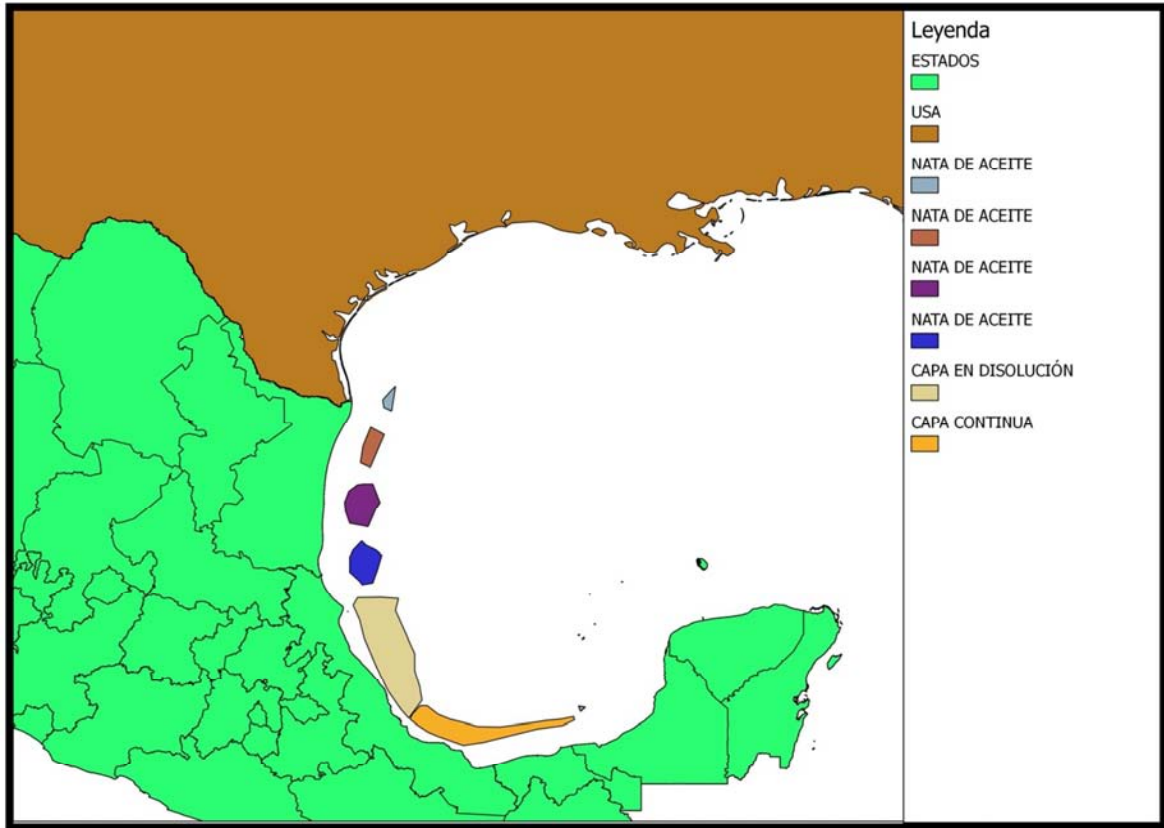


Figura 4.3. Desplazamiento y área del derrame de hidrocarburos. Obtenido de (Soto & González Macías, PEMEX y la salud ambiental de la Sonda de Campeche, 2009)

4.4 Estimación del Volumen de las Capas de Petróleo.

Se debe estimar el volumen de petróleo derramado utilizando todos los métodos posibles. Los métodos para estimar el volumen derramado incluyen:

- La tasa de flujo a través de una tubería y la duración del derrama antes de cortar el flujo.
- El tamaño y número de tanques de carga rotos en una embarcación encallada.
- El color y el tamaño de las capas.

A veces estimar el volumen de petróleo derramado usando el color y el tamaño de las capas de petróleo resulta complicado por la complejidad de las capas, su

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

geometría y otros factores. La experiencia de los observadores también tendrá un efecto marcado sobre la precisión de los estimados. Para estimar los volúmenes de las capas se deben de considerar las siguientes reglas:

- El espesor de la capa de petróleo puede variar considerablemente, aun en una sola capa. Si la capa tiene parches de color negro o café oscuro, significa que la mayor parte del petróleo está localizado en las áreas más oscuras.
- Las bandas coloridas o plateadas indican una capa de petróleo extremadamente delgada; estos colores pueden verse frecuentemente en los bordes o áreas externas de las capas más gruesas.

En la **Tabla 4.1** se muestra de manera cualitativa los espesores, el área y el volumen que tendría el hidrocarburo de acuerdo a las apariencias/espesor aproximado.

Existe una gran variabilidad en los espesores reportados y estos datos se utilizarán solamente para estimar órdenes de magnitud de las cantidades de petróleo. Su empleo para calcular cantidades de petróleo derramado puede ser muy inexacto y engañoso.

Tabla 4.1 Espesores, área y volumen de acuerdo a apariencia.

	Apariencia/Espesor Aproximado					
	Apenas Distinguible	Brillo Plateado	Colores Variados	Bandas de Colores Oscuros	Colores Opacos	Café Claro
Espesor Aproximado	0.05	0.1	0.5	1	3	10
Area [m2]	Litros					
100	<0.01	0.01	0.05	0.1	0.3	1
1000	0.05	0.1	0.5	1	3	10
5000	0.25	0.5	2.5	5	1.5	50
10000	0.5	1	5	10	30	100
100000	5	10	50	100	300	1000
500000	25	50	250	500	1500	5000
1000000	50	100	500	1000	3000	10000

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Con los resultados presentados por (Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores, & Aldeco Ramírez, 2009) se puede analizar el impacto ambiental que hay por las zonas afectadas lo cual se mostrará en el siguiente capítulo.

Capítulo 5. Avance Cronológico de los Hidrocarburos y Estudio de Impacto Ambiental

De acuerdo al avance observado de acuerdo a imágenes de satélite de la NOAA así como también los resultados propuestos por (Salas de León, Monreal Gómez, Velasco Mendoza, Diaz Flores, & Aldeco Ramirez, 2009) la trayectoria de hidrocarburos se muestra en la Figura 5.1. Las fechas son representativas al derrame de hidrocarburos Ixtoc I.

Los mapas fueron realizados por Software de Información Geográfica llamado Quantum GIS el cual sirvió para localizar las áreas naturales protegidas y las regiones marinas prioritarias mediante información de INEGI.

Después de analizar las capas afectadas se mostrara de una manera breve las áreas naturales protegidas y las regiones marinas prioritarias afectadas por el derrame; se explicará los aspectos más importantes en la productividad de las zonas afectadas.

También se explicará el procedimiento el cual lleva a cabo SEMARNAT para el manejo de desperdicios peligrosos así como también las características que se deben de llevar a cabo para realizar un estudio de impacto ambiental.

Los mapas se dividen en tres tipos de afectaciones:

1. Capa de hidrocarburos continúa.
2. Capa de hidrocarburos en disolución.
3. Capa de hidrocarburos en forma de baches.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

- Para la fecha de 4 de Junio a 25 de Junio la capa de hidrocarburos se muestra en capa continua. Ver **Figura 5.1**.

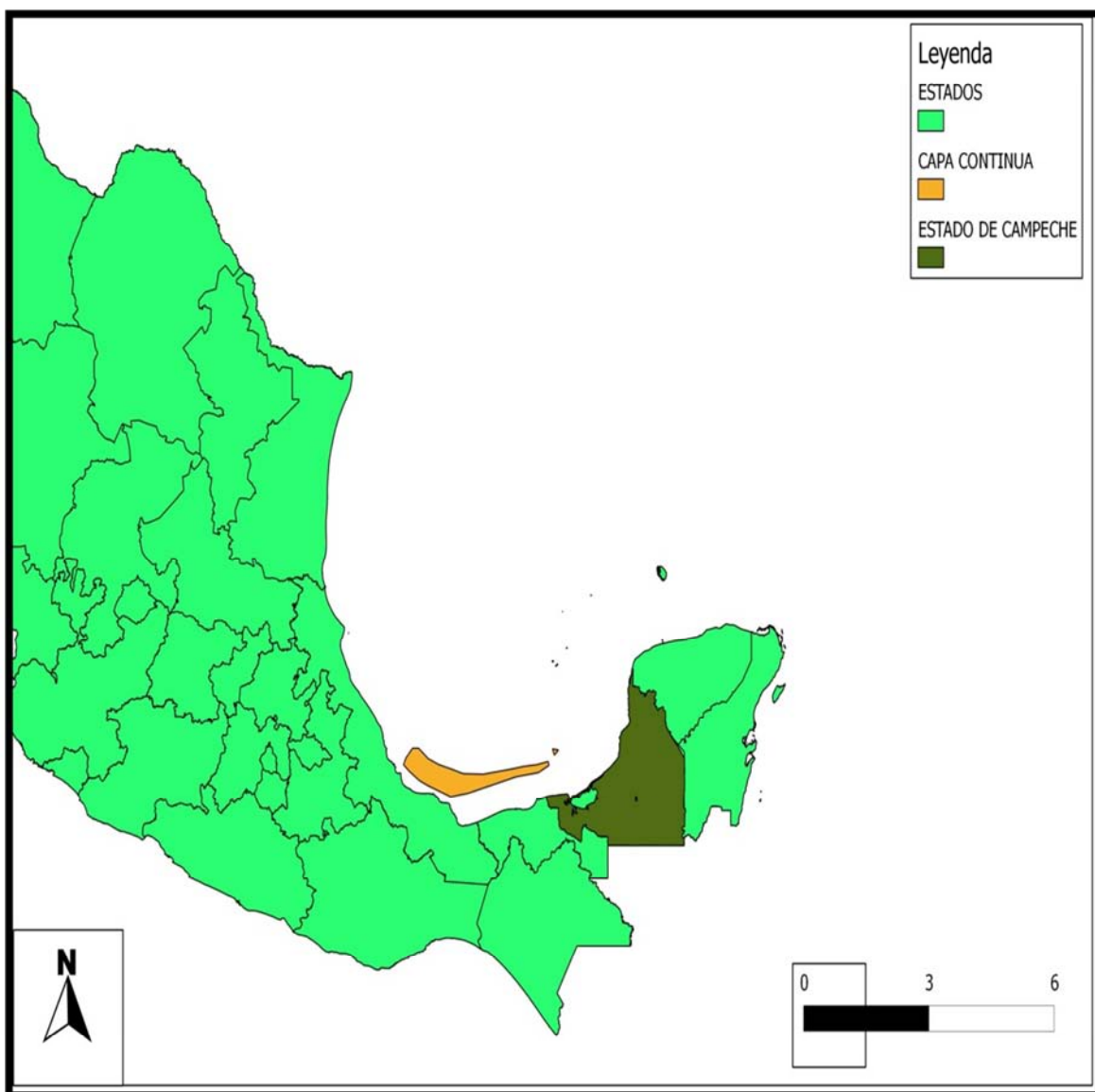


Figura 5.1 Capa continua de hidrocarburos de día 4 al 25 de Junio. Escala en grados.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

- Para la fecha de 25 de Junio al 9 de Julio la capa de hidrocarburos se encuentra en disolución como se muestra en la **Figura 5.2**.

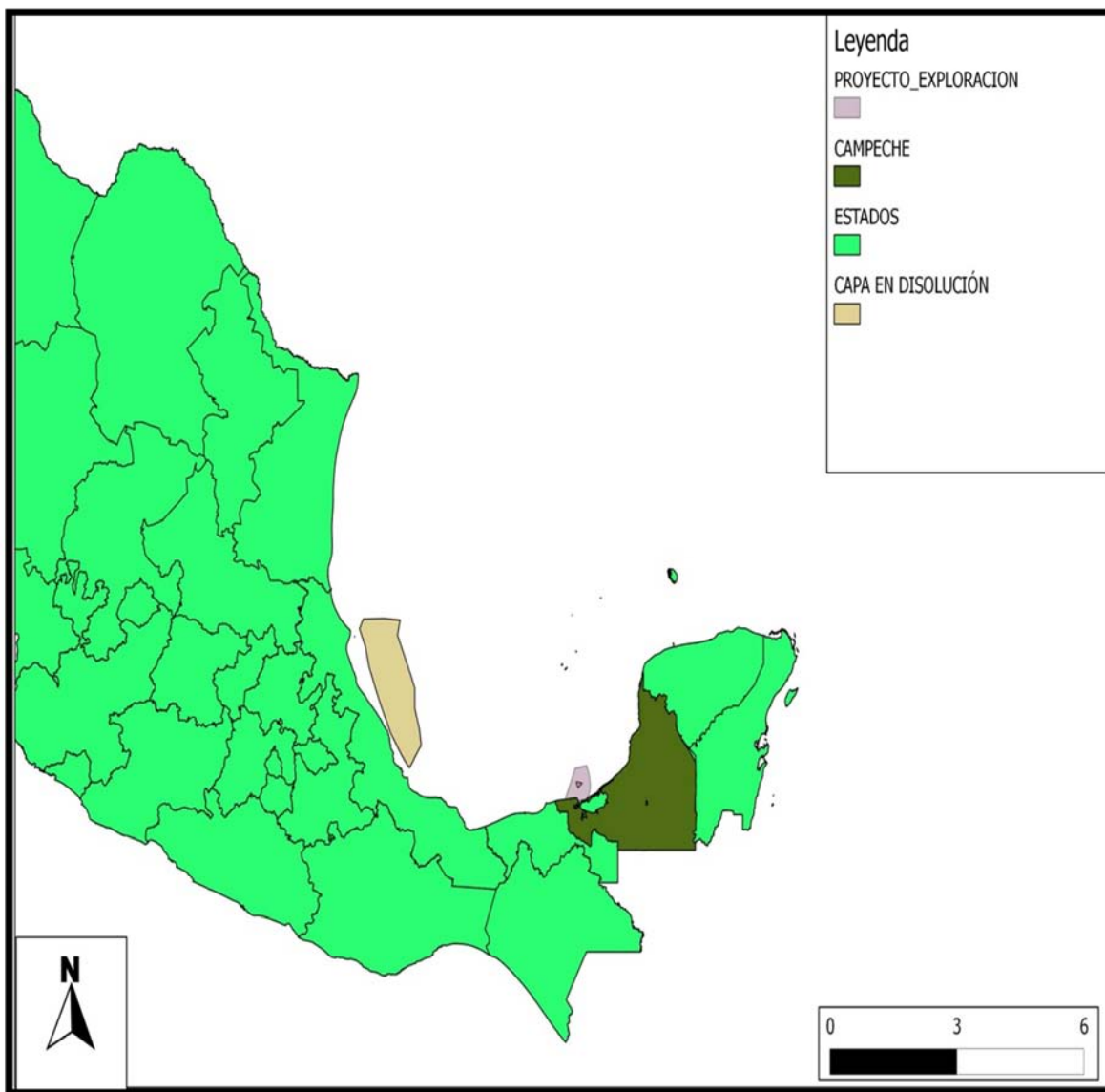


Figura 5.2. Capa en disolución del 25 al 9 de Julio. La escala se encuentra en grados.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

- Para la fecha del 10 de julio a 30 de julio el desplazamiento de hidrocarburos se encuentra en forma de baches. Ver **Figura 5.3**

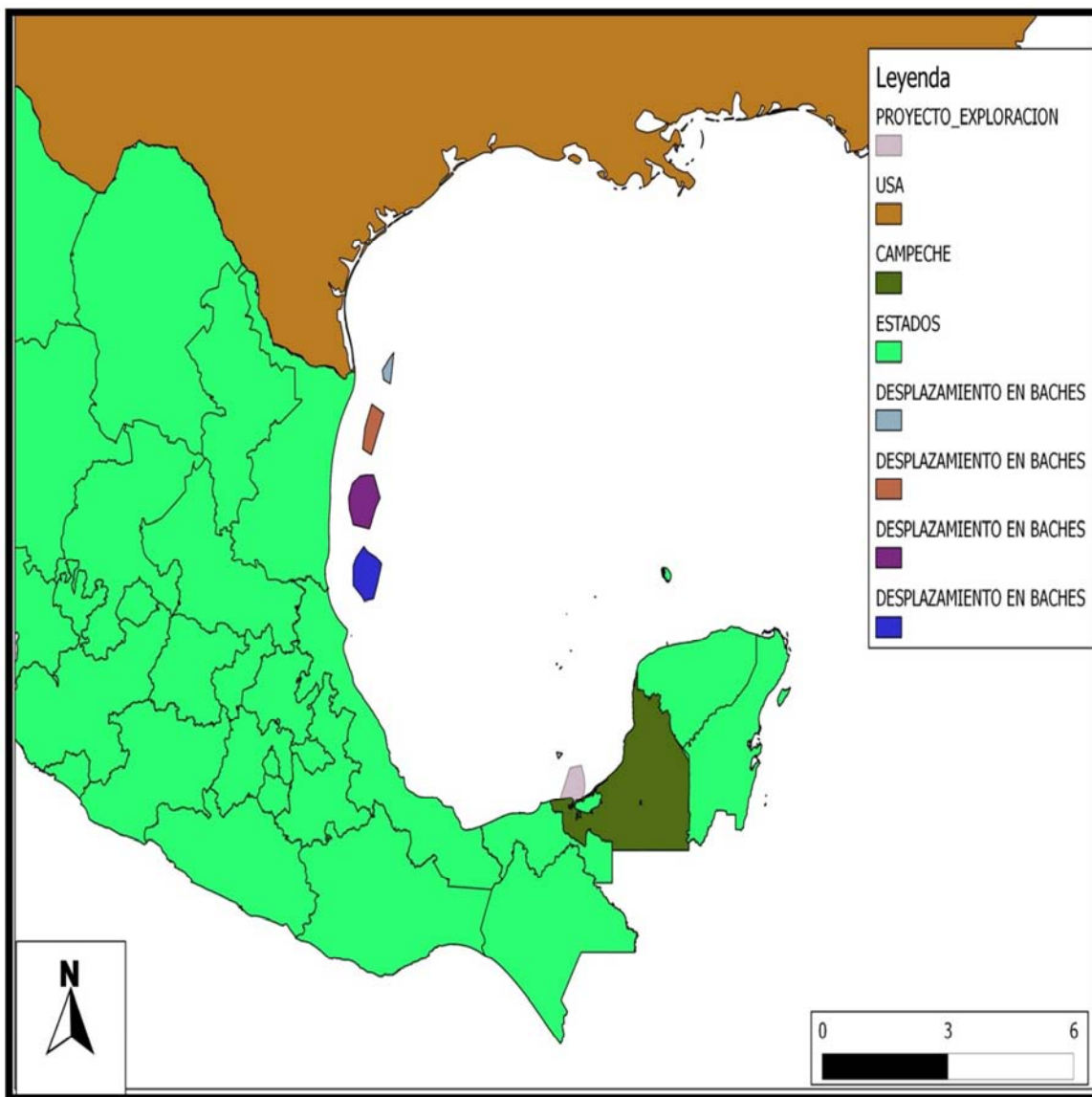


Figura 5.3 . Desplazamiento de hidrocarburos en baches. La escala se encuentra en grados.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

5.1 Impacto Ambiental de las Zonas Afectadas de acuerdo a las Áreas Naturales Protegidas, Regiones Marinas Prioritarias y Regiones Ecológicas Marinas Usando Sistemas de Información Geográfica

Los recursos naturales del gran ecosistema que es el Golfo de México, el cual es compartido por tres naciones, tienen un gran valor para nuestro país ya que desde el punto de vista ecológico es receptor de 60% de la descarga nacional de ríos, incluye el 75% de la superficie de áreas estuarinas y humedales costeras del país, y su territorio costero contiene las reservas de biodiversidad más importante de Mesoamérica.

Estuarios, bahías y lagunas constituyen más del 50% de la extensión costera del Golfo de México, en donde se reconocen 24 grandes ecosistemas estuarinos, de los cuales tres por ciento (24 800 ha) se localizan en Tabasco y 37% (196 000 ha) en Campeche. Estos ecosistemas están subsidiados por los ambientes acuáticos, terrestre y atmosférico adyacentes, los cuales general ciclos biogeoquímicos complejos, una gran diversidad de hábitats e intrincadas tramas tróficas, que le confieren a estos ecosistemas una gran riqueza florística y faunística que se expresa en una gran productividad potencial y una diversidad de usos humanos. Estos ecosistemas estuarinos se interconectan con manglares, pantanos humedales costeros, pastos marinos y arrecifes coralinos que son considerados los ecosistemas tropicales más productivos, en donde encuentra refugio, alimentación y condiciones para la reproducción numerosas especies vegetales y animales.

En los últimos años, la costa del Golfo de México se ha visto sujeta a un incremento en el desarrollo de importantes complejos portuarios e industriales, así como a agricultura intensiva en las llanuras costeras, a las que se suman las actividades relacionadas con la generación del 80% de petróleo y 95% del gas que se produce en el país.

5.1.1 Definición de áreas naturales protegidas

Una región natural protegida son porciones terrestres o acuáticas del territorio nacional representativas de los diversos ecosistemas, en donde el ambiente original no ha sido esencialmente alterado y que se producen beneficios ecológicos cada vez más reconocidos y valorados. Se crean mediante un decreto presidencial y las actividades que pueden llevarse a cabo en ella se establecen con la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, el programa de manejo y los programas de ordenamiento ecológico. Están sujetas a regímenes

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

especiales de protección, conservación, restauración y desarrollo, según categorías establecidas en la Ley.

5.1.2 Definición de regiones marinas prioritarias

Son regiones marinas prioritarias aquellas áreas costeras y oceánicas consideradas prioritarias por su alta diversidad biológica, por el uso de sus recursos y por su falta de conocimiento sobre biodiversidad.

5.1.3 Impacto ambiental de acuerdo al desplazamiento de hidrocarburos.

- **Para la capa continua.**

De acuerdo al avance de hidrocarburos de la etapa continua. Las áreas naturales protegidas afectadas son las siguientes.

Para las áreas naturales protegidas

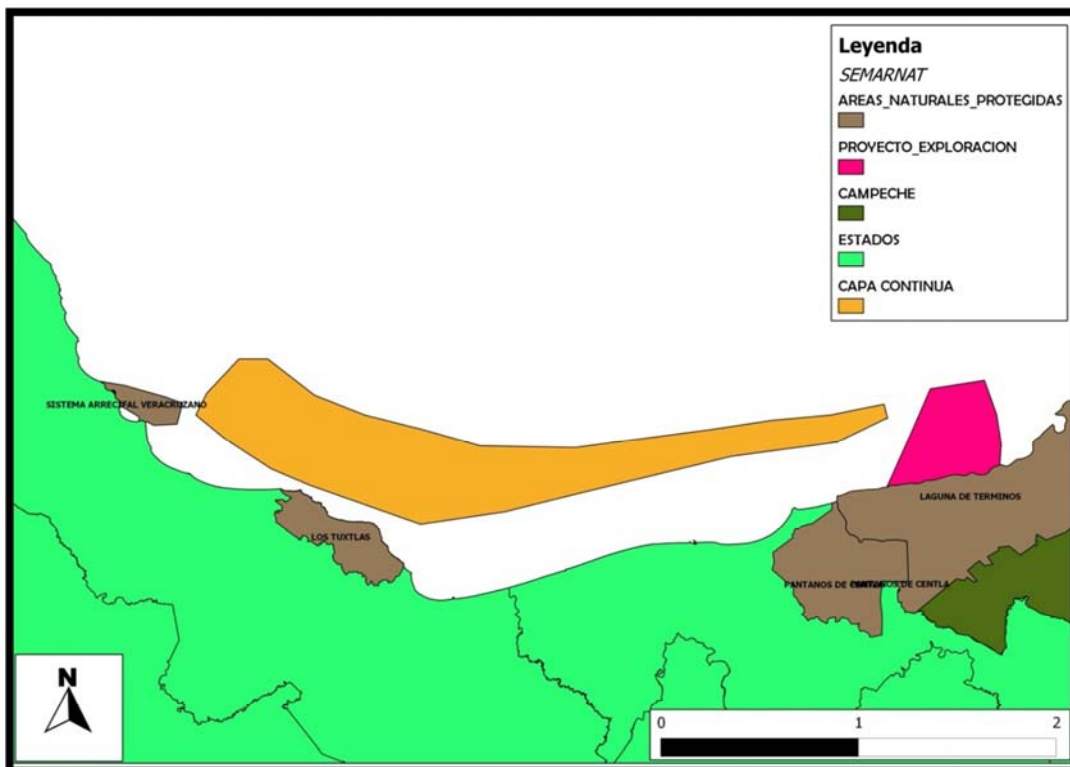


Figura 5.4 Áreas naturales protegidas para el área con capa continúa de hidrocarburos.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

1. Laguna de Términos
 - a. Fecha de decreto: 27-Nov-73
 - b. Área: 706,148 ha.
 - c. Estado: Campeche
 - d. Municipios: Carmen, Palizada y Champotón.
 - e. Ecosistema:
 - i. Pradera de pastos sumergidos
 - ii. Bosques de manglar
 - iii. Tular
 - iv. Vegetación Riparia
2. Pantanos de Centla
 - a. Fecha de decreto: 06-agosto-92
 - b. Área: 302,707 ha
 - c. Estado: Tabasco
 - d. Municipios: Centla, Jonuta, Macuspana
 - e. Ecosistema:
 - i. Pantanos y marismas
 - ii. Selva mediana y baja
 - iii. Subperennifolia
 - iv. Manglar
3. Sistema Arrecifal Veracruzano
 - a. Fecha de decreto: 24.agos-92
 - b. Estado: Veracruz
 - c. Localización: Frente a Veracruz, Boca del Río y Alvarado.
 - d. Ecosistema: Arrecife coralino y Vegetación halófitas.
4. Los Tuxtlas
 - a. Fecha de decreto: 23-Nov-1998
 - b. Estado: Veracruz
 - c. Localización: San Andrés Tuxtla, Sotapan Catemaco.
 - d. Ecosistema: Selva baja caducifolia, selva mediana perennifolia y bosque mesófilo.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Para las regiones Marinas Prioritarias

Las regiones marinas prioritarias afectadas son las siguientes:

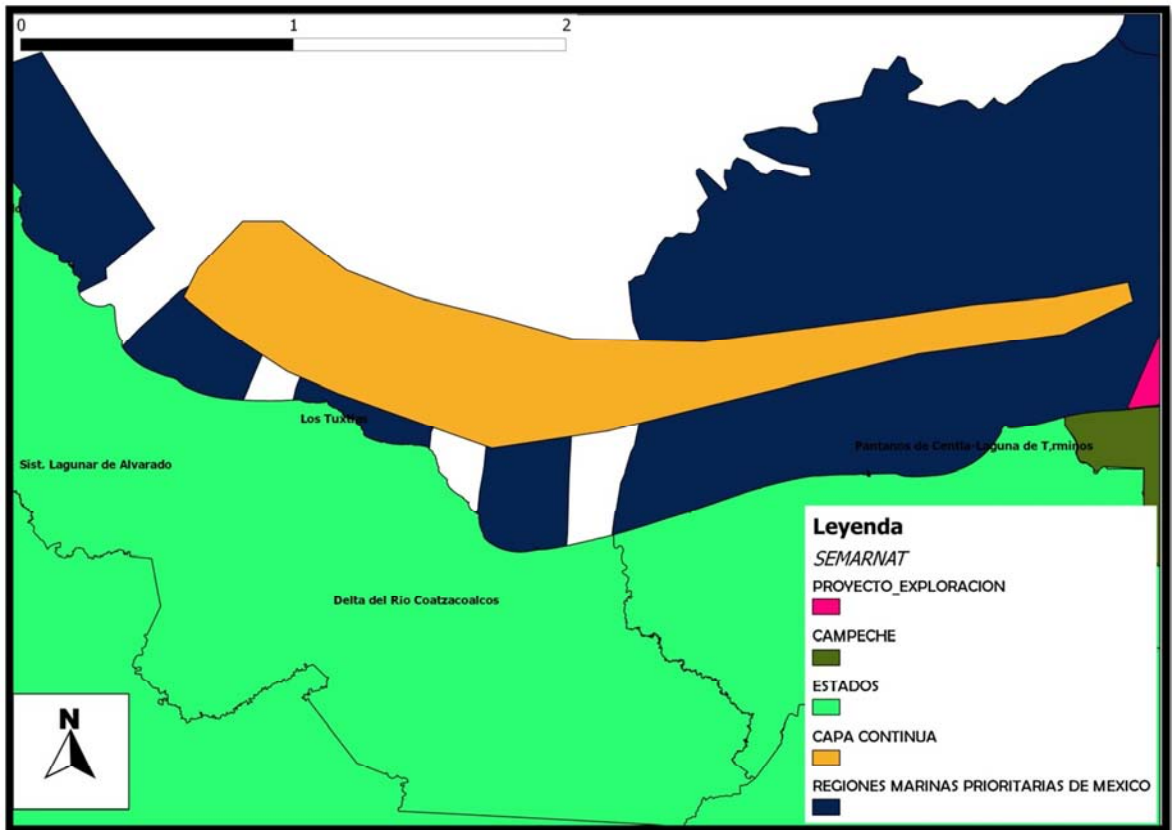


Figura 5.5 Regiones marinas prioritarias para la capa continua de hidrocarburos.

1. Pantanos de Centla-Laguna de Términos
2. Delta del Río Coatzacoalcos
3. Los Tuxtlas
4. Sistema Lagunar de Alvarado
5. Sonda de Campeche.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

- Para la capa en disolución

Para las áreas naturales protegidas

De acuerdo al avance de hidrocarburos de la etapa en disolución. Las áreas naturales protegidas afectadas son las siguientes:

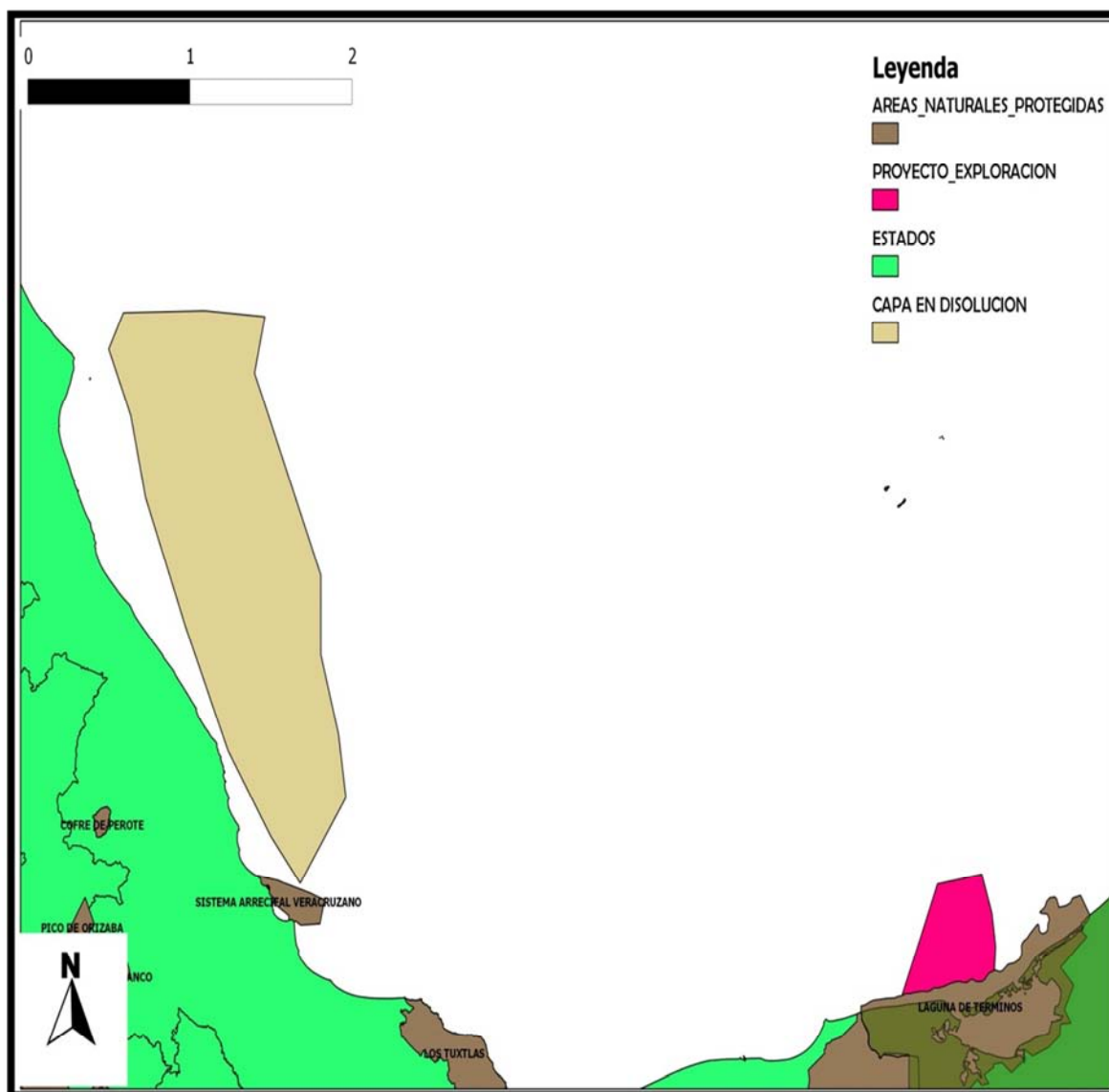


Figura 5.6. Áreas naturales protegidas para la capa en disolución. Escala en grados.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Para la Regiones Marina Prioritarias

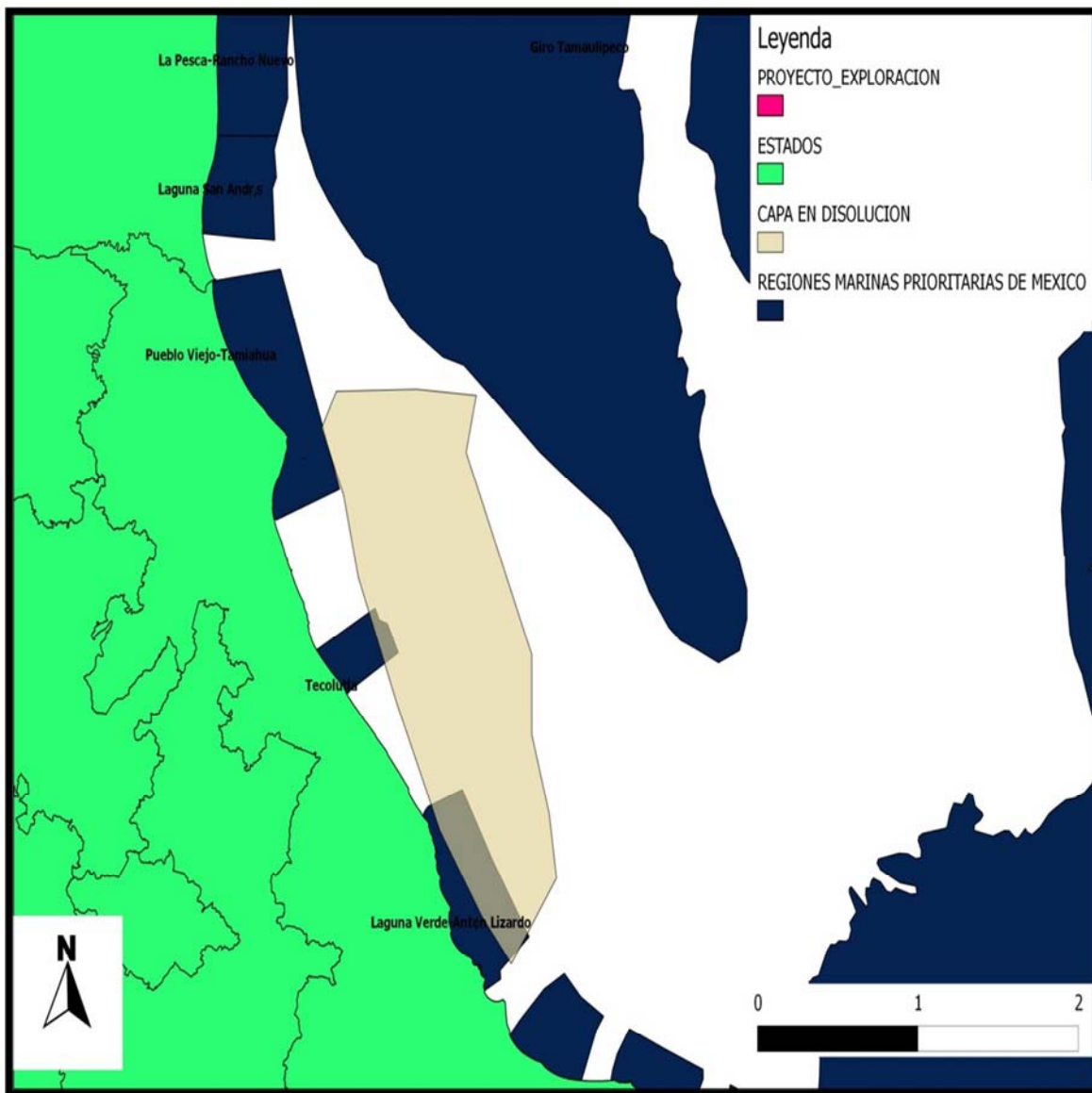


Figura 5.7 Regiones marinas prioritarias afectadas en capa de disolución. Escala en grados.

1. Laguna Verde-Antón Lizardo
2. Tecolutla
3. Pueblo viejo-Tamiahua

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

- Para la capa en baches

Para las Regiones Marinas Prioritarias

De acuerdo al avance de hidrocarburos en la etapa de baches. Las regiones marinas prioritarias afectadas son las siguientes:

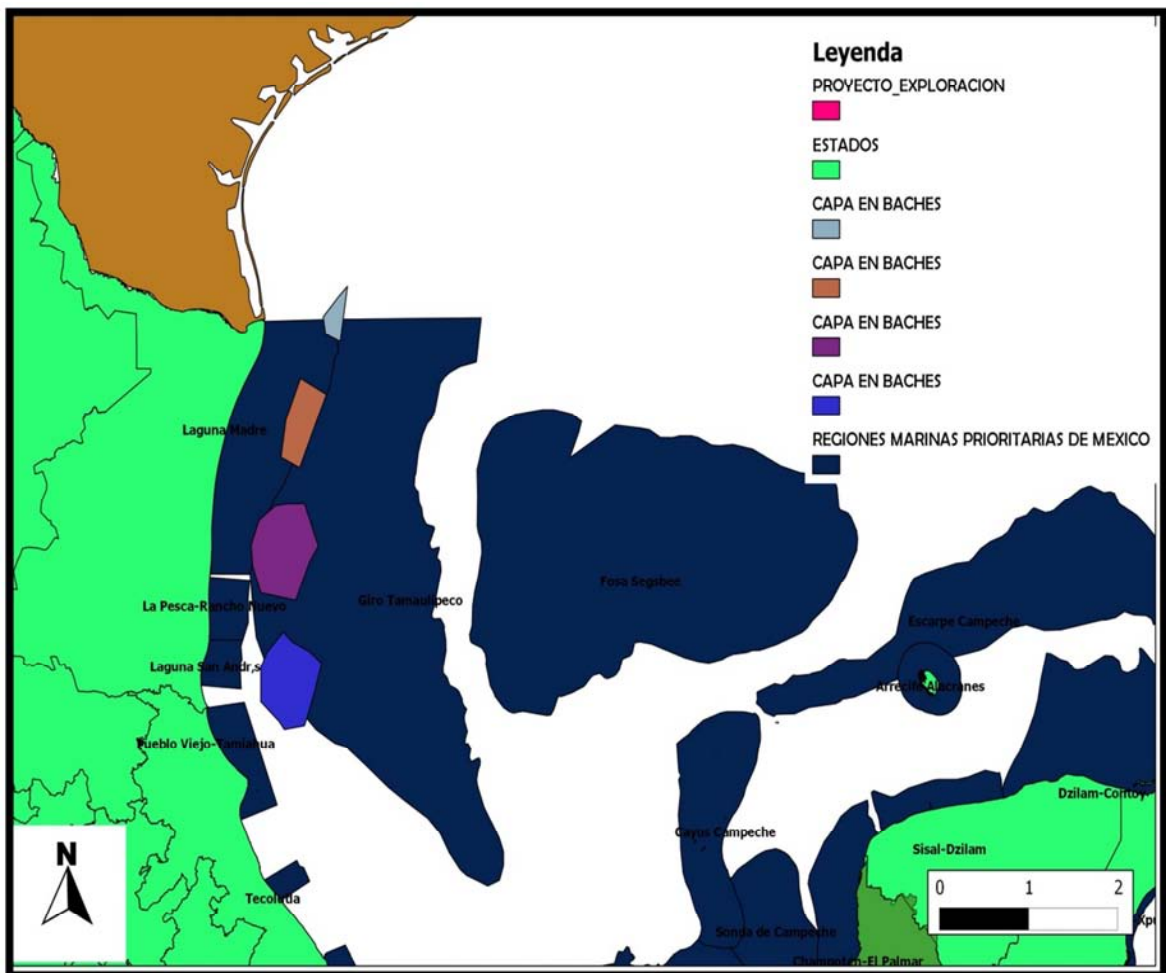


Figura 5.8 Regiones marinas prioritarias en la etapa de desplazamiento en baches. Escala en grados.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

5.1.4 Zonas afectadas de acuerdo a la CCA. Regiones ecológicas marinas

La Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA) es una organización que une a México, Estados Unidos y Canadá con la misión de conservación, protección y mejoramiento del medio ambiente de América del Norte.

La CCA define mediante un acuerdo una nueva clasificación ecológica unificada de las regiones oceánicas y costeras.

La etapa de desplazamiento en baches podemos definirla como el área del Golfo de México Norte.

Golfo de México Norte

Tipos y subtipos de comunidades principales, especies en riesgo y actividades humanas.

Esta región (**Ver Figura 5.9**) contiene manglares, mantos de pastos marinos, arrecifes de ostras, domos salinos aislados con arrecifes coralinos y montículos profundos del coral, sistemas deltaicos, lagunas costeras, estuarios, marismas de sal, brazos de ríos, manglares enanos.

Las especies en riesgo que podemos encontrar son tortugas lora, verde, caguama y de dorso diamantino, esturión del golfo, mero pintarroja; tiburones oscuro y arenoso, toro y nocturno; peces sierra peine y de diente largo; peces pipa texano y culebra, caballito de mar enano; sábalo de Alabama, y sardina del Bravo.

Los hábitats más importantes son: lagunas y estuarios costeros, pantanos de cipreses, manglares, lechos de pasto marino, arrecifes de ostras, pastos y marismas de agua dulce intermareales, marismas salobres, bosques de matorrales intermareales, hábitat de fondo fangoso.

Entre las actividades que podemos encontrar son la expansión del turismo; expansión urbana, puertos; actividades de pesca de camarón

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

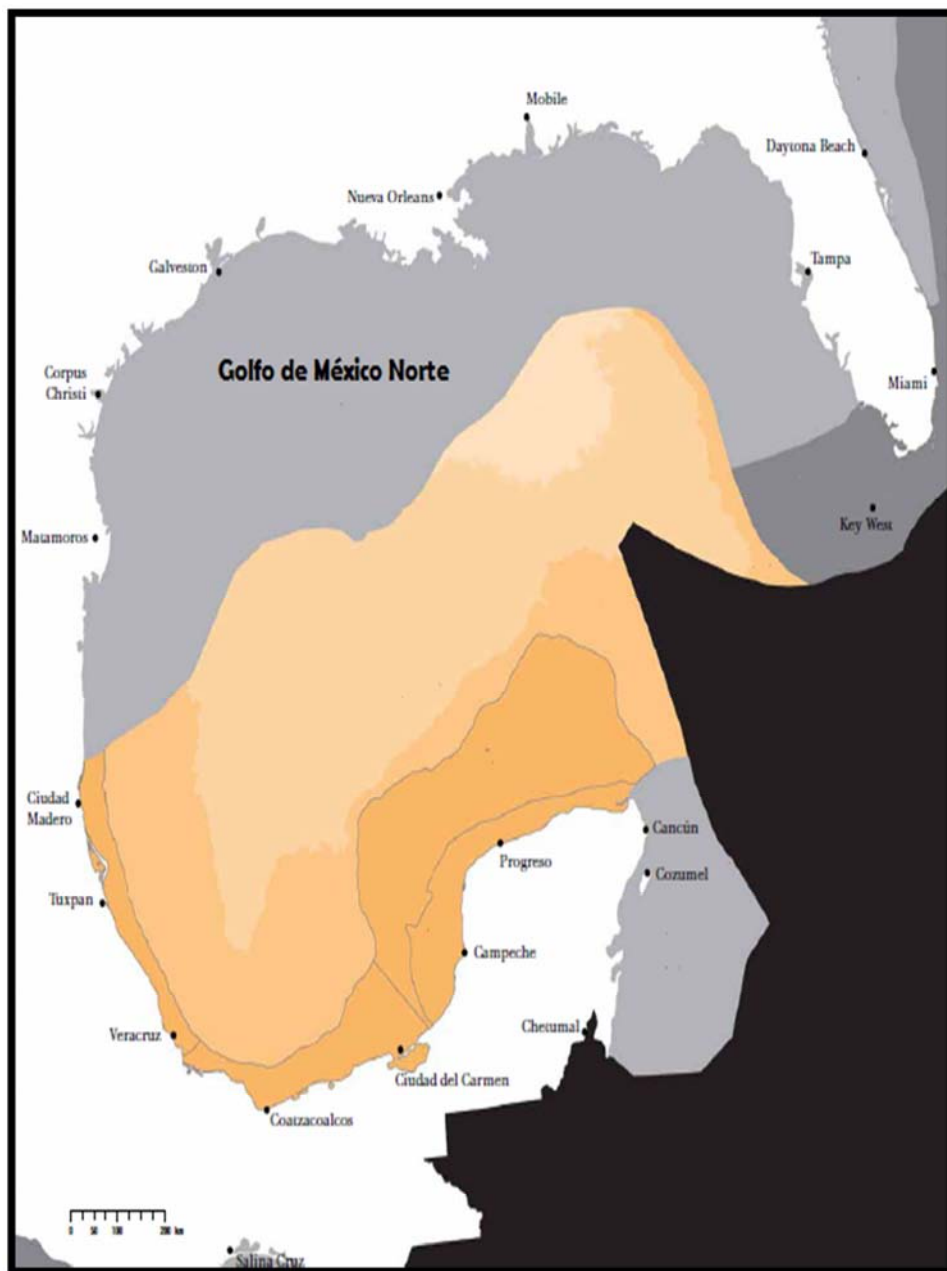


Figura 5.9. Localización de Golfo de México Norte.

Por el contrario, la flora y la fauna afectada por la capa continua y en disolución se puede concentrar en el Golfo de México Sur.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Golfo de México Sur

Tipos y subtipos de comunidades principales, especies en riesgo y actividades humanas.

La productividad en el golfo Sur va de condiciones eutróficas en aguas costeras a oligotróficas en las profundidades del océano. Los hábitats y comunidades de la región también varían, pues hay lagunas costeras, estuarios, dunas, manglares, lechos de pasto marino y algunos arrecifes coralinos.

Si bien existen en el golfo de México unas mil especies ictiológicas, sólo una pequeña parte fracción de ellas tiene un valor económico directo y, por ende, son pocas las especies sujetas a la explotación pesquera. Entre los peces arrecifales de la región se incluyen meros, pargos y huachinangos, medregales, jureles y peces ballesta.

Entre algunas especies en peligro podemos encontrar el manatí; las tortugas lora, caguama verde, carey y laúd, y numerosas especies de tiburones.

Debido a la gran escorrentía de agua dulce y sedimentosa fluviales, las aguas poco profundas del litoral del golfo Sur carecen de casi por completo de formaciones coralinas.

Una porción importante de la población vive en esta región, por lo que el aprovechamiento de los recursos naturales es un aspecto fundamental en la economía de la costa del golfo. En general, gran cantidad de actividades realizadas en el continente y en el mar son el turismo, pesca comercial y recreativa, navegación, actividades recreativas en playas, marinas, transporte marino, desarrollo urbano y sin dejar de mencionar el impacto de la industria petrolera.

La pesca comercial desempeña un papel primordial en la economía del golfo, Las pesquerías tradicionales incluyen el camarón y la lacha. El mero rojo ó Yucateco es el segundo recurso pesquero más importante en aguas mexicanas del golfo de México. Los tiburones han cobrado una gran importancia económica dada la creciente aceptación de su carne en mercados y el alto precio de sus aletas en el mercado oriental.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

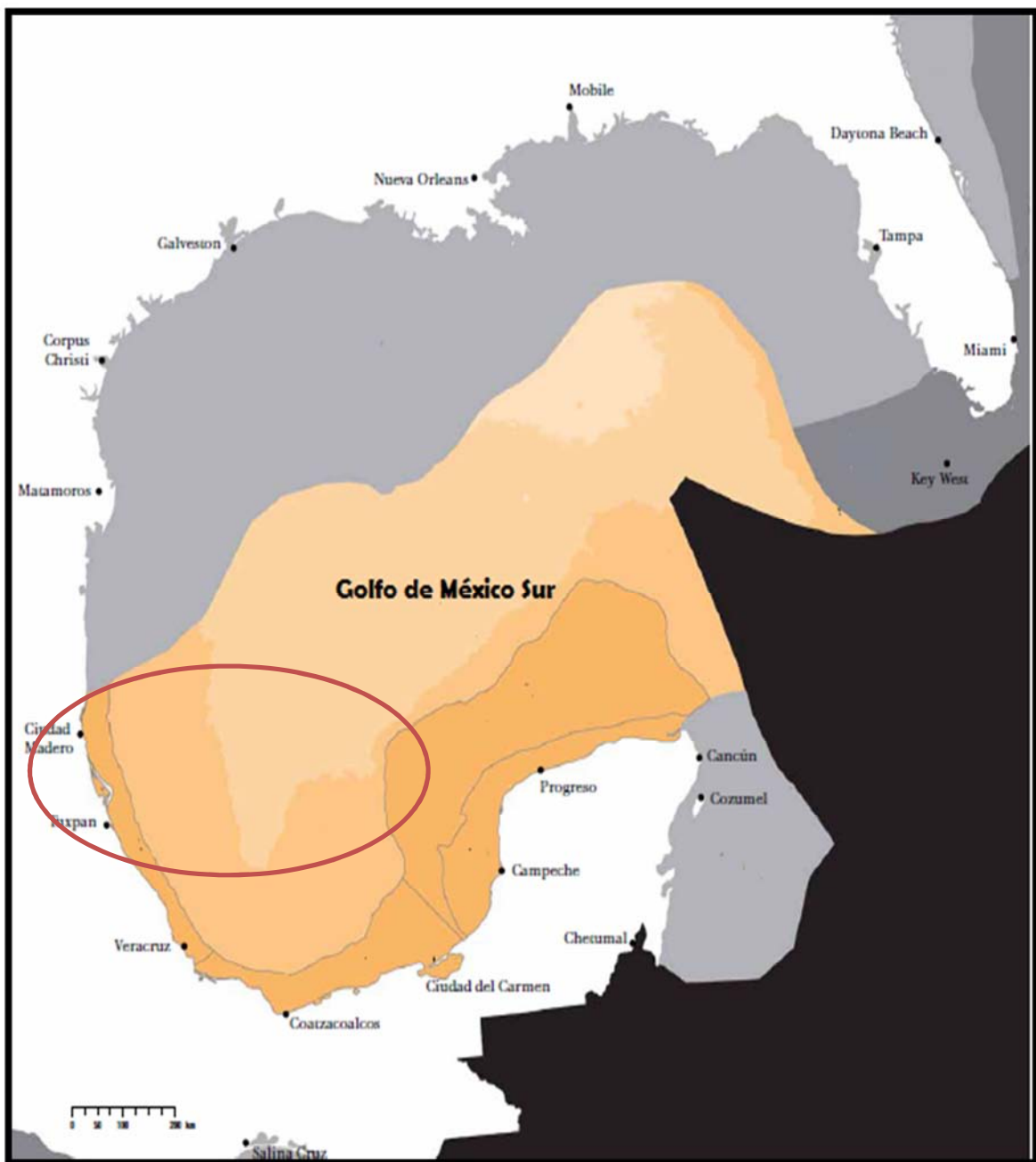


Figura 5.10 Localización del Golfo de México Sur

5.2 Procedimiento para la Evaluación de Impacto Ambiental, Estudio de SEMARNAT

El Medio Ambiente es el entorno vital, o sea el conjunto de factores físico-naturales, estéticos, culturales, sociales y económicos que interaccionan con el individuo y con la comunidad en que vive.

El concepto de Medio Ambiente implica directa e íntimamente al hombre, ya que se concibe , no sólo como aquello que rodea al hombre en el ámbito espacial, sino que además incluye el factor tiempo, es decir, el uso que de ese espacio hace humanidad referido a la herencia cultural e histórica.

El Medio Ambiente es fuente de recursos que abastece al ser humano de las materias primas y energía que necesita para su desarrollo sobre el planeta. Ahora bien, sólo una parte de estos recursos es renovable y se requiere, por tanto, un tratamiento cuidadoso para evitar que un uso anárquico de aquellos nos conduzca a una situación irreversible.

Se dice que hay impacto ambiental cuando una acción o actividad produce una alteración, favorable o desfavorable, en el medio o en alguno de los componentes del medio. Esta acción puede ser un proyecto de ingeniería, un programa, un plan, una ley o una disposición administrativa con implicaciones ambientales.

En México, el inicio formal del procedimiento de evaluación de impacto ambiental (PEIA) se registró en 1988, año en que se publicó la Ley General de Equilibrio y la Protección al Ambiente (LGEEPA) y su reglamento en materia de evaluación de impacto ambiental (REIA). Después de ocho años de desarrollo institucional, en 1996 se reforma la LGEEPA. Esas reformas tuvieron su justificación en las deficiencias que mostró su aplicación: varias de esas deficiencias se enfrentaban durante la aplicación del PEIA, la reforma tuvo como objetivo paralelo fortalecer la aplicación de los instrumentos de la política ambiental, particularmente la EIA, todo ello orientado a lograr que esos instrumentos cumplieran con su función, que se redujeran los márgenes de discrecionalidad de la autoridad y que se ampliara la seguridad jurídica de la ciudadanía en materia ambiental. (SEMARNAT, 2005).

Es importante mencionar que todos los factores o parámetros que constituyen el Medio Ambiente, ya sean biótico y abiótico, pueden verse afectados en mayor o menor medida por las acciones humanas.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Los parámetros medioambientales pueden sintetizarse en cinco grupos (Ver **Figura 5.11**): factores inertes, bióticos, perceptuales, económicos y socio-culturales. Estos grupos engloban la totalidad de los factores medioambientales: clima, agua, suelo, atmósfera, aspectos sociales, culturales, económicos y estéticos.

La complejidad del estudio de dichos factores es lo que da lugar a distintos tipos de evaluaciones y estudios ambientales.

De acuerdo con (Fernandez Vitoria, 2009), los impactos ambientales pueden clasificarse en nueve categorías.

1. Por la variación de la calidad ambiental: Impacto Positivo, Impacto Negativo, Impacto Notables o muy alto, Impacto Mínimo o bajo e Impactos Medio y Alto
2. Por la extensión: Impacto puntual, Impacto Parcial, Impacto Externo, Impacto total, e Impacto de Ubicación Crítica.
3. Por el momento en el que se manifiesta: Impacto Latente (corto, mediano y largo plazo), Impacto Inmediato e Impacto de Momento Crítico.
4. Por su persistencia: Impacto Temporal e Impacto Permanente.
5. Por su capacidad de recuperación: Impacto recuperable, Impacto irreversible, Impacto reversible, Impacto Mitigable, Impacto Recuperables e Impacto fugaz.
6. Por la relación causa-efecto: Impacto Directo e Impacto Indirecto.
7. Por la interrelación de acciones y/o efectos: Impacto simple, Impacto Acumulativo e Impacto Sinérgico.
8. Por su periodicidad: Impacto Continuo, Impacto Discontinuo, Impacto Periódico e Impacto de Aparición Irregular.
9. Por la necesidad de aplicación de medidas correctoras: Impacto Ambiental Crítico, Impacto Ambiental Severo e Impacto Ambiental Moderado.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

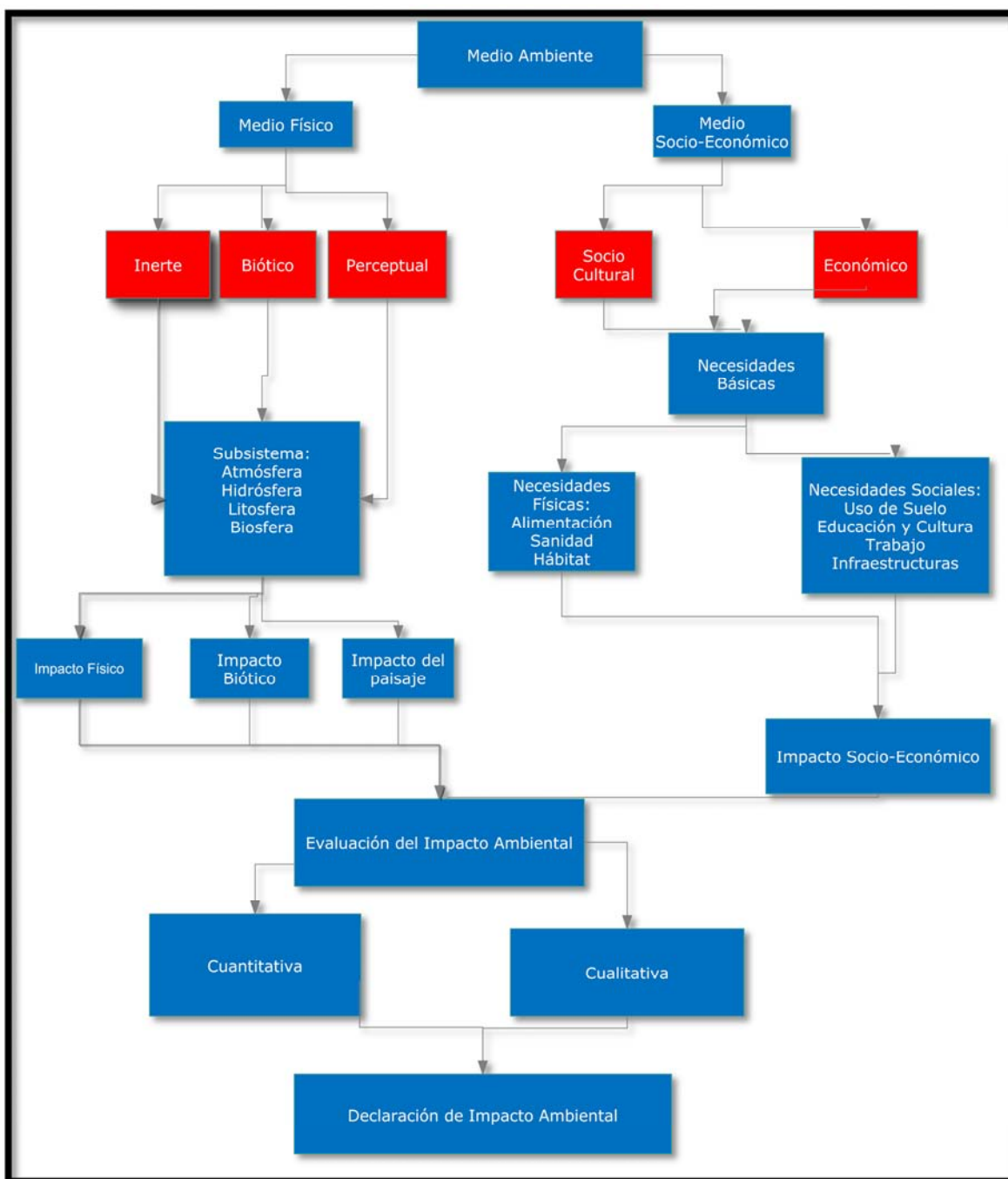


Figura 5.11 Estructura de la Evaluación de Impacto Ambiental

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

5.3 Tipo de Impacto y Procedimiento para la Elaboración del Impacto Ambiental.

De acuerdo a las características que se presentan en este trabajo podemos describir al derrame de hidrocarburos como un Impacto Ambiental de tipo:

1. De alto impacto.
2. Impacto de ubicación crítica.
3. Impacto a largo plazo.
4. Impacto permanente.
5. Impacto mitigable.
6. Impacto directo
7. Impacto de aparición regular.
8. Impacto crítico.

A continuación se presenta las etapas del proceso (**Figura 5.12**) para la elaboración del impacto ambiental, en términos generales se constituye por un conjunto de etapas y tareas a cumplir, que generalmente, se concretan en los siguientes rubros:

1. **Descripción del proyecto o actividad a realizar:** en esta etapa se analiza y se describe al proyecto o a la actividad, destacando, desde el enfoque ambiental, sus principales atributos y sus debilidades más evidentes.
2. **Desglose del proyecto o actividad en sus partes elementales:** esta tarea debe realizarse de manera uniforme y sistemática para cada una de las cuatro fases convencionalmente aceptadas: preparación del sitio, construcción, operación y abandono del proyecto. Deberá hacerse una prospección de las actividades relacionadas al proyecto y de aquellas otras que serán inducidas por él, siempre con el objetivo de identificar los impactos al ambiente.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

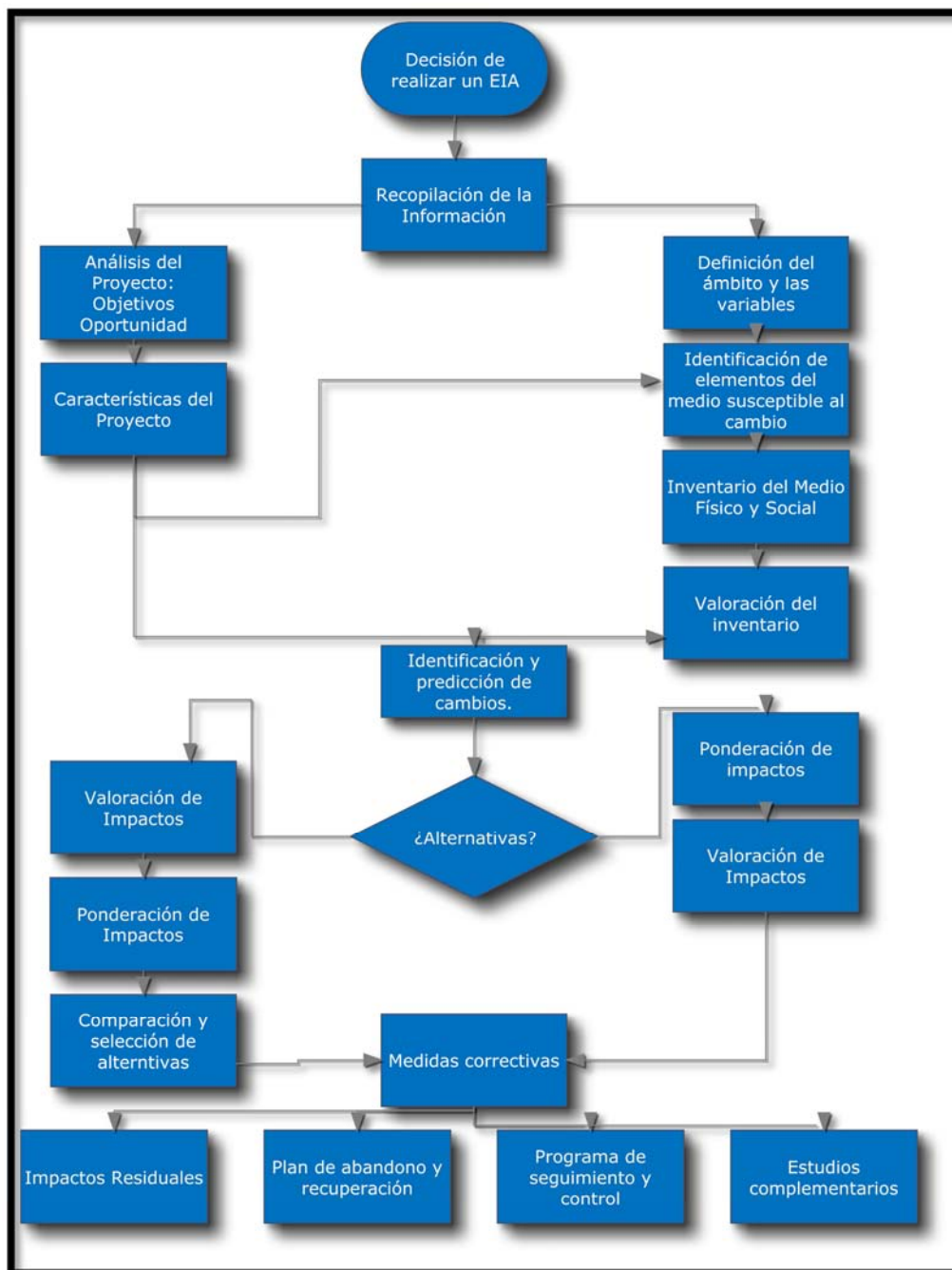


Figura 5.12 Proceso de Evaluación Ambiental por (Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2002)

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

3. Descripción del estado que caracteriza al ambiente, previo al establecimiento del proyecto: Descripción del medio físico en sus elementos bióticos y abióticos, en un ámbito extenso y sustentado tanto en evidencias reportadas en la literatura especializada como en observaciones directas en campo. En esta etapa se incluye el estudio del medio social y económico de la zona donde se establecerá el proyecto o donde se desarrollará la actividad.

4. Elementos más significativos del ambiente: este apartado resume la información que permite determinar el significado que tienen los elementos más relevantes del ambiente, previamente analizados, para su conservación. Habrán de definirse y aplicarse los criterios acordes a la magnitud de la importancia del ambiente, tales como diversidad, rareza, perturbación o singularidad, la valoración que se haga de cada rubro deberá tener un enfoque integral.

5. Ámbito de aplicación del Estudio de Impacto Ambiental: el ámbito de aplicación del Estudio definirá el alcance que tendrá éste, para cada uno de los elementos anteriormente descritos. Su incidencia o no con Áreas Naturales Protegidas o con Planes Parciales de Desarrollo Urbano o del Territorio, así como el cumplimiento de Normas Oficiales Mexicanas vigentes.

6. Identificación de impactos: con esta etapa, el estudio alcanza una de sus fases más importantes, se trata de definir las repercusiones que tendrá el proyecto o la actividad a realizar sobre el ambiente descrito y sobre sus elementos más significativos.

Cada impacto deberá ser valorado sobre una base lógica, medible y fácilmente identificable. Posteriormente, el análisis debe llegar a una sinergia que permita identificar, valorar y medir el efecto acumulativo del total de los impactos identificados.

7. Alternativas: si fuese el caso de que hubiese dos o más alternativas para el proyecto o para la actividad, éstas serán analizadas, valoradas sobre la base de su significado ambiental y seleccionada la que mejor se ajuste tanto a las necesidades del mantenimiento del equilibrio ambiental, como a los objetivos, características y necesidades del proyecto.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

8. Identificación de medidas de mitigación: La importancia de esta etapa debe ser evidenciada en el reporte final con la propuesta de medidas lógicas y viables en su aplicación.

9. Valoración de impactos residuales: Se aplica este concepto a la identificación de aquellas situaciones, negativas para el ambiente, que pueden derivar de una falta de previsión o de intervención del hombre y que pudieran derivar de la puesta en operación del proyecto.

10. Plan de Vigilancia y Control: En esta etapa el estudio deberá definir los impactos que serán considerados en el plan de seguimiento y control; determinar los parámetros a evaluar, los indicadores que habrán de demostrar la eficiencia del plan, la frecuencia de las actividades, los sitios y las características del muestreo.

Una vez analizadas las características y alcances de la metodología seleccionada, se concluye que debido a la peculiaridad de cada proyecto, no existe una universalidad en la metodología para la evaluación del impacto ambiental, es decir, no existe un método general que resulte el más propicio para ser aplicado a la mayoría de los proyectos. Sin embargo, debido a que cualquier proyecto puede evaluarse en tres niveles de detalle, lo más recomendable es que a cada uno de estos niveles le corresponda un método específico, adaptados a las particularidades de cada proyecto. Estos niveles consisten en:

1. La identificación de los impactos ambientales para detectar cuales se producen, si son tolerables, si se requieren medidas de prevención o mitigación, o si se pasan a una evaluación más detallada. La metodología más apropiada para esta primer etapa pudiera ser a base de listas de chequeo, o por medio de diagramas de flujo.
2. La evaluación cualitativa del impacto sobre una matriz en la que se cruzan las acciones del proyecto con los factores relevantes del medio ambiente. Para esta etapa, una matriz de cribado resulta un método eficiente.
3. La evaluación cuantitativa de los impactos, la cual se formaliza a través de varias tareas bien marcadas.

En este trabajo solo se menciona de una manera brevemente la metodología que ocupa SEMARNAT para evaluación de impacto ambiental causado por residuos peligrosos; no se cuenta con la información para realizar un informe tan detallado; sin embargo los resultados que se presentan nos dan de una manera general las

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

principales afectaciones que podría tener un derrame de hidrocarburos en las costas del Golfo de México.

Las áreas naturalmente protegidas así como las regiones marinas prioritarias afectadas que se colocan en este trabajo son resultado de un análisis por medio de sistemas de información geográfica.

Capítulo 6. El Uso de Dispersantes como Método de Limpieza

Durante un derrame petrolero, el jerarquizar las prioridades permite tomar las decisiones más adecuadas para la limpieza y recuperación

En general se consideran los siguientes factores:

1. El petróleo se esparce y es arrastrado por la corriente rápidamente, la contención y recuperación son más efectivas si se hacen antes de que la mancha de petróleo se extienda.
2. Los agentes químicos dispersantes son efectivos cuando el derrame está fresco.
3. El petróleo derramado puede quemarse mejor cuando está fresco.
4. La combustión sostenida requiere un espesor mínimo de la capa de petróleo de 0.1 pulgada.

6.1 Características, Comportamiento del Petróleo y Métodos de Limpieza y Recuperación del Hidrocarburo Derramado.

Una vez derramado, el hidrocarburo se degrada debido al clima, no importa cuáles sean sus propiedades físicas y químicas. La tasa de degradación debido al clima depende de las condiciones predominantes en el momento del derrame y del tipo de hidrocarburo derramado.

La **Tabla 6.1** resume las principales propiedades físicas/químicas, características del comportamiento, y efectos adversos de diversos tipos de petróleo en agua de mar.

Tabla 6.1 Comportamiento del crudo en el mar de acuerdo al tipo

Tipo de Crudo	Propiedades físicas-químicas	Efectos adversos sobre el medio ambiente
Crudos Ligeros (más de 20°API)	<ul style="list-style-type: none">• Se esparcen rápidamente• Tienden a formar emulsiones inestables• Pueden penetrar el	<ul style="list-style-type: none">• La toxicidad está relacionada con el tipo y concentración de las fracciones aromáticas, p.ej., 1) naftaleno, 2)

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

	<p>sustrato</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se pueden limpiar de las superficies con agitación y lavado a baja presión. 	<p>benceno</p> <ul style="list-style-type: none"> • La toxicidad de las fracciones aromáticas depende de la media vida biológica en las diferentes especies • Tóxico a biota cuando está fresco • Los manglares y las plantas de pantano pueden verse afectadas crónicamente debido a la penetración y persistencia de los compuestos aromáticos en los
Crudos moderados a pesados (10 A 20° API)	<ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad moderada a alta. • Tienden a formar emulsiones estables en ambientes de energía marina. • Los residuos degradados debido al clima pueden hundirse y ser absorbidos por sedimentos. • La inmiscibilidad ayuda en la separación del agua. • La degradación debido al clima produce bolas de alquitrán. 	<ul style="list-style-type: none"> • Efectos adversos a los organismos marinos resultan de la toxicidad química y la sofocación • Toxicidad variable dependiendo de las fracciones livianas • Los efectos tóxicos se reducen en climas tropicales, debido a la rápida evaporación y a la degradación debido al clima • Los residuos de baja toxicidad tienden a sofocar plantas o animales • Las fracciones livianas contaminan las aguas intersticiales
Crudo extra pesado (menos de 10°API)	<ul style="list-style-type: none"> • Forman bolas de alquitrán a temperaturas 	<ul style="list-style-type: none"> • Efectos adversos inmediatos y a largo plazo, debido a

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

	<p>ambientales.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Resistentes a la dispersión y pueden hundirse. • Pueden ablandarse y fluir cuando se exponen al calor del sol. • Muy difíciles de recoger del agua. • Fáciles de recoger manualmente de la superficie de las playas. 	<p>pequeñas fracciones aromáticas y a la degradación debido al clima</p> <ul style="list-style-type: none"> • La mayoría de los efectos tóxicos se deben a la incorporación en los sedimentos • La absorción del calor irradiado impone un esfuerzo térmico adicional sobre el medio ambiente • Menos efectos tóxicos en plantas marinas que en animales
--	---	---

Existen diferentes métodos para la limpieza del mar y recuperación del hidrocarburo derramado. Los métodos más comunes se resumen en la **Figura 6.1**:

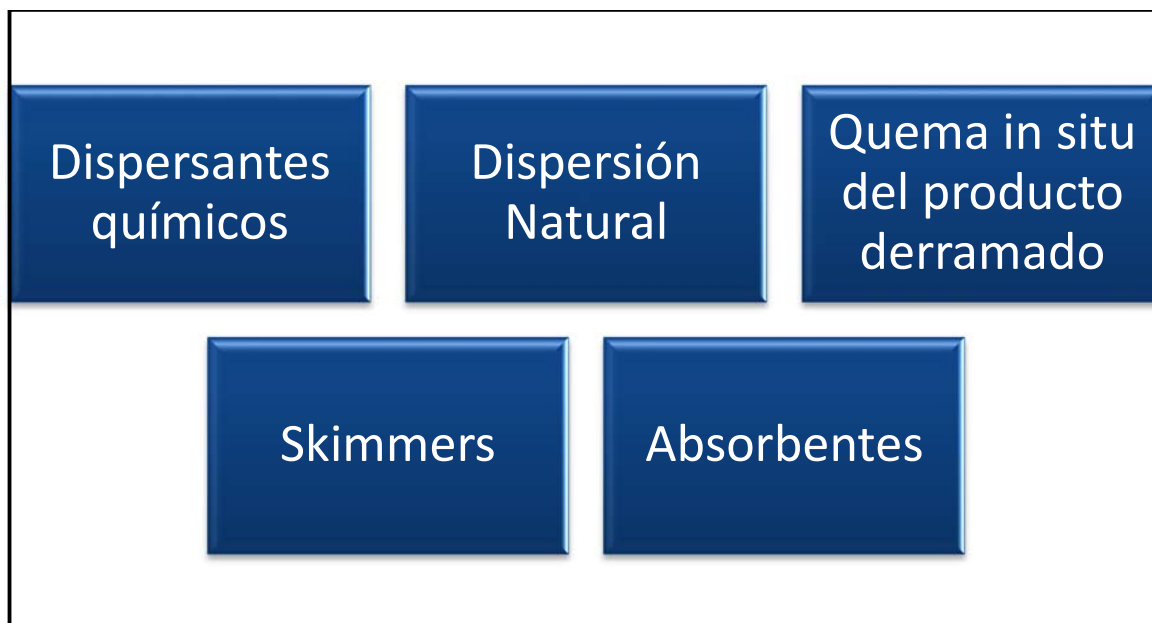


Figura 6.1 Métodos para la limpieza del mar y recuperación del hidrocarburo derramado

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Quema in situ del producto derramado: Por medio de la quema in situ de producto derramado (incineración del petróleo en el lugar del derrame), se pueden eliminar rápidamente grandes cantidades de petróleo derramado. Hay varias situaciones en las que la quema in situ controlada del petróleo derramado se puede hacer de forma segura y eficiente. En los Estados Unidos, la utilización de la quema in situ de producto derramado ha sido previamente aprobada en muchas zonas costeras como una opción de respuesta a los derrames bajo ciertas condiciones.

La quema in situ del petróleo derramado no sustituye a la aplicación de los agentes dispersantes o a la contención y recogida mecánica del producto derramado. Sin embargo, con frecuencia hay situaciones donde la incineración puede constituir el único medio para eliminar grandes cantidades de petróleo de forma segura y rápida.

Skimmers: Los “skimmers” (desnatadores/aspiradores/limpiadores de superficie) son equipos mecánicos que retiran físicamente el petróleo libre o contenido en la superficie del agua. Son numerosas las clases de “skimmers” pero todos se pueden clasificar en cuatro categorías basadas en el principio utilizado para la recuperación del petróleo.

Cada categoría contiene varios tipos de “skimmers” que se distinguen por sus mecanismos de recuperación del petróleo derramado, así como por otros factores.

Absorbentes: Los absorbentes se utilizan para recoger pequeñas cantidades de petróleo por medio de la absorción que es la penetración del petróleo dentro del material absorbente, y/o de la adsorción que es la adherencia del petróleo a la superficie del material absorbente. Para mejorar la recogida, la mayoría de los absorbentes son tanto oleófilos (que atraen el petróleo) como hidrófobos (que repelen el agua).

En este trabajo se estudió el uso de dispersantes como método de limpieza.

6.2 Dispersantes

Los dispersantes se usan principalmente para que prevenir que el aceite llegue a la costa. Son aplicables siempre y cuando se usen a una distancia mínima de 4 kilómetros de la costa.

Eliminando aceite de la superficie de agua, los dispersantes reducen el riesgo de dañar aves marinas y otras especies así como también prevenir que el aceite

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

llegue a costa y afecte ecosistemas costeros. De la misma manera los agentes dispersantes pueden reducir la cantidad de petróleo que llega a los hábitats susceptibles, tales como manglares, ciénagas marinas, arrecifes de coral y lechos de algas marinas.

Entre las principales ventajas del uso de dispersantes están: que se puede usar debajo de la superficie, en cualquier condición atmosférica así como también de día y de noche.

6.3 Química de los Dispersantes

Los componentes clave de los dispersantes químicos son los agentes tensoactivos (surfactantes), que son moléculas de cadena larga cuyos extremos son tanto solubles en agua (hidrófilos) como solubles en aceite (hidrófobos). Estas moléculas, cuando se aplican a un derrame de hidrocarburo, se orientan a la interfaz hidrocarburo/agua de modo tal que los extremos hidrófilos de las moléculas están en el agua y los extremos hidrófobos en el hidrocarburo. El resultado es una reducción de la tensión superficial entre el petróleo y el agua. Esta acción reduce la cohesión de la molécula de hidrocarburo y, mediante agitación, se forman en el agua próxima a la superficie gotitas de hidrocarburo finamente dispersas (cuyo tamaño varía, según la eficacia de la fórmula del surfactante, entre aproximadamente 10 micrones a 0,5 milímetros de diámetro). Estas gotitas se mezclan y mantienen como parte de la columna de agua por las olas y corrientes. Los surfactantes hidrófilos también impiden la re-coalescencia de las gotitas.

6.4 Funcionamiento de los Dispersantes

La dispersión natural de una masa de hidrocarburos ocurre con el movimiento de las olas del océano. Cuando una ola con una velocidad mayor a los 5 m/s pasa por una masa de hidrocarburos provoca que el aceite se rompa en pequeñas gotas de aceite. La mayor parte de las gotas de aceite son relativamente grandes (>01 mm de diámetro), estas se unen cuando el efecto de la ola se elimina y vuelven a unirse en la superficie del mar. El funcionamiento de los dispersantes es el mismo pero con la intención de que se acelere el proceso natural. En la **Figura 6.2 y 6.3** se observa el mecanismo que ocurre cuando los dispersantes son rociados al mar.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

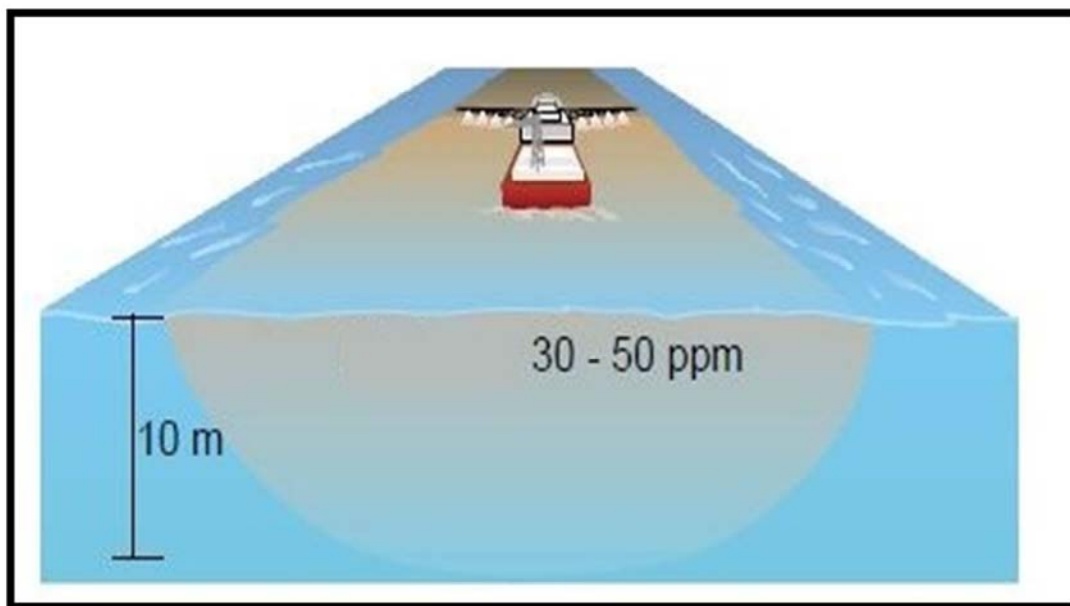


Figura 6.2. Figura esquemática (Fiocco & Lewis, 1999) de la disolución y rocío del aceite dispersado en una masa de agua. Después de ser tratado con dispersantes.

Los dispersantes son efectivos en la mayor parte de los crudos, especialmente si se usan lo más rápido posible desde que el derrame ocurrió. Sin embargo, los dispersantes tienen ciertas limitaciones. Los cambios en la composición de aceite y las propiedades físicas causados por la pérdida de componentes volátiles por la evaporación y formación de la emulsión pueden causar un decremento en la efectividad de los dispersantes con el tiempo. Estos cambios dependen principalmente en la composición del aceite, la temperatura, la velocidad del viento así como las condiciones del mar.

Los dispersantes causan mayor aceite disperso en profundidades mayores (arriba de los 10 metros de tirante de agua).

Sin embargo, los dispersantes no funcionan bien en todas las circunstancias. Las interacciones específicas físicas y químicas que controlan a la efectividad del dispersante son complejas.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

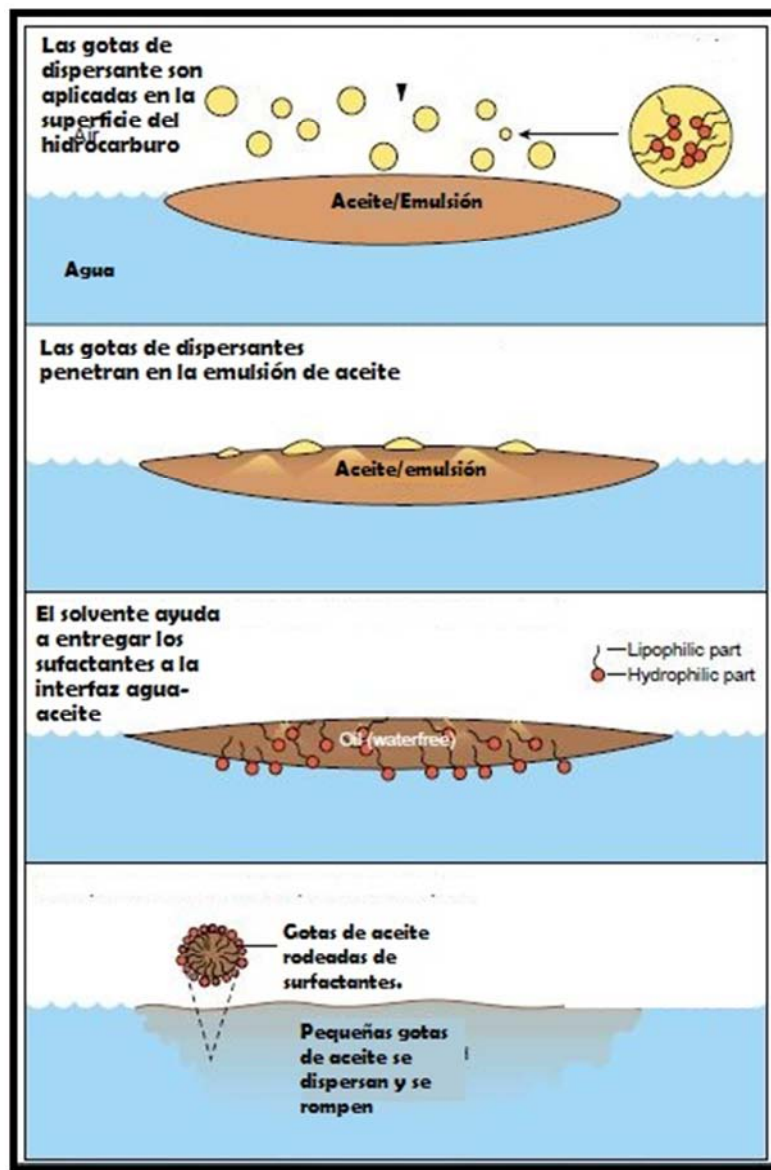


Figura 6.3. Mecanismo de funcionamiento de los dispersantes. (Fiocco & Lewis, 1999)

6.5 Dosificación de los agentes dispersantes

En las capas de aceite ligero, la cantidad normal de agente dispersante concentrado que se usa es entre 19 a 94 litros por hectárea. Con base en el volumen del agente dispersante por el volumen de petróleo derramado, la proporción que se aplica varía desde menos de 1:100 hasta más de 1:10, según el espesor de la capa de petróleo. Por lo tanto se deben de seguir estas dos pautas:

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

- Se usan las tasas altas de aplicación: 94 litros/hectárea para capas gruesas de petróleos viscosos.
- Las tasas más bajas son aplicables para capas más delgadas de petróleos más ligeros.

Las fórmulas indicadas a continuación son útiles para estimar la cantidad de los agentes dispersantes que se debe de aplicar:

$$D = 27.2000 * t * R$$

Donde

$D =$ dosificación del agente dispersante en $\frac{\text{galones}}{\text{acre}}$

$t =$ el espesor promedio del petróleo derramado, en pulgadas

$R =$ la proporción por volumen que se desea entre el agente dispersante y el petróleo derramado

$N =$ velocidad de la embarcación en nudos

$S =$ ancho de la vía de la aspersion, sobre el agua en pies.

$$1 \frac{\text{galon}}{\text{acre}} = 9.353 \frac{\text{litros}}{\text{hectarea}}$$

$$1 \frac{\text{galón}}{\text{min}} = 0.0631 \frac{\text{l}}{\text{s}}$$

Se puede estimar o medir el ancho de vía de la aspersion haciendo ensayos en tierra. Si se aplica el agente dispersante con embarcación, para estimar el ancho de vía de la aspersion se multiplica por dos la distancia del casco al punto más lejano a donde llega el impacto del aspersor en el agua. El ancho de vía de la aspersion de un monitor contra incendio depende del tipo de monitor utilizado y se puede probar en tierra. Si el agente dispersante se aplica con aeronave, el ancho de vía estimado de la aspersion es la distancia entre las boquillas terminales cuando se está operando a una altura de 10 metros o esa misma distancia multiplicada por 1.2 a 1.5 a una altura de 15 metros. La altura y el viento afectan el ancho de vía de la aspersion y se debe de vigilar la operación de aspersion con un avión observador que controle estos parámetros.

6.6. Aplicación de los Dispersantes

No todos los dispersante tienen un funcionamiento igual. La principal división entre dispersantes es la dispersantes convencionales y los dispersantes base aceite. Los dispersantes base hidrocarburo son mucho menos efectivo que dispersantes concentrados, inclusive cuando se usan 10 veces con el gasto de tratamiento. Entre los tipos de dispersantes la principal característica que los diferencia es la capacidad de dispersión. Algunos dispersantes son mejores en algún tipo de aceite que otro. El método para saber que dispersantes es mejor para algún tipo de aceite es las pruebas.

El comportamiento de un dispersante depende principalmente en las condiciones del mar. Los dispersantes trabajan adecuadamente en condiciones de estado en equilibrio del mar con no breaking waves (< 5 m/s de velocidad de viento). Hay condiciones límites del océano ($>15-20$ m/s en viento) en donde el rocío del dispersante no es efectivo debido a que el aceite derramado se va cubierto por el agua constantemente.

El dispersante necesita ser aplicado lo más exacto y lo más rápido del día en que se presentó el derrame. El tratamiento recomendable para dispersantes modernos es 1 parte de dispersante para 10 a 30 partes de aceite derramado. En la **Figura 6.4** se muestra de una manera cualitativa la efectividad de los diferentes métodos para limpieza del mar: la recuperación mecánica, la aplicación de dispersantes y la dispersión natural.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

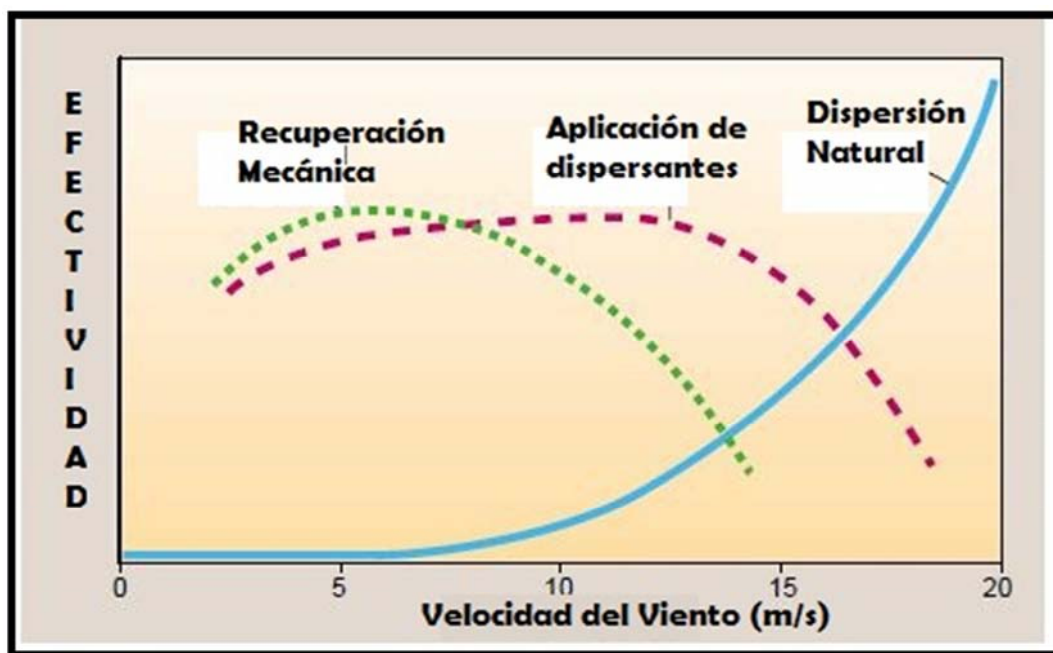


Figura 6.4 Efectividad efectiva de los diferentes métodos para limpiar el océano. (Fiocco & Lewis, 1999)

Existen dos métodos básicos para la aplicación de los agentes dispersantes:

1. Aplicación con embarcaciones
2. Aplicación aérea

Las consideraciones para el tratamiento y aplicación de los agentes dispersantes se ilustran en la **Figura 6.5**. Teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El objetivo al aplicar agentes dispersantes a una capa de petróleo es evitar que la capa intacta alcance las costas marinas o las áreas susceptibles.
2. Si la capa de petróleo está cerca de la costa, se prefiere el sistema de vías de aspersión por pasos en ambos sentidos, paralelos a la costa marina.
3. Normalmente, el tratamiento debe comenzar por los bordes externos de las partes más gruesas de la capa de petróleo, en vez de comenzar por la mitad o por los brillos muy delgados que la rodean.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

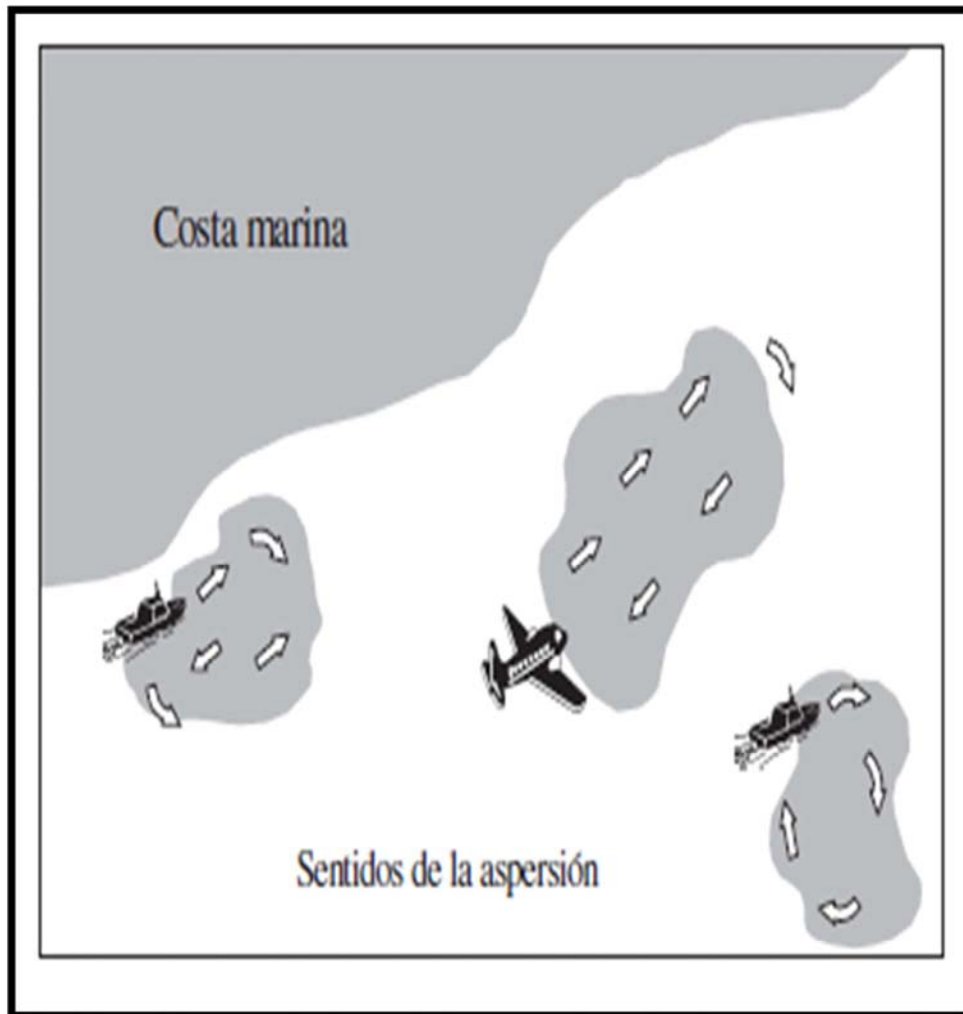


Figura 6.5 Aplicación de agentes dispersantes.

Aunque no están mostradas en las consideraciones es importante mencionar que las condiciones del viento son las que generalmente dictaminan el procedimiento de aspersión. Se deben considerar las siguientes reglas empíricas:

1. Puede ser necesario que las embarcaciones viajen siguiendo la dirección del viento para evitar que el agente caiga encima de la cubierta.
2. Los aviones deben aplicar el agente dispersante cuando vuelan contra el viento, aunque algunas veces puede ser preferible hacerlo en la misma dirección.
3. Los aviones deben evitar la aplicación del agente dispersante con vientos laterales fuertes.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

La dispersión de pequeñas gotas de petróleo en la columna de agua depende de la cantidad de energía de la circulación marina. La aplicación de agentes dispersantes debe proseguir aunque el viento y el mar inicialmente parezcan tranquilos, o si no se ve la dispersión inmediata de petróleo. En los entornos marinos se deben esperar siempre cambios en las condiciones del tiempo y muchos agentes dispersantes tienen una tendencia de permanecer sin cambios en la capa de petróleo por algún tiempo después de la aplicación.

El tiempo que se toma para responder a un derrame afecta la viabilidad de la operación de dispersión. Con el transcurso del tiempo, se degrada y se pone más viscosa la capa de petróleo, especialmente si incorpora pequeñas gotas de agua (emulsificación) y toma el aspecto de un “mousse” (una crema batida). El aumento resultante en la viscosidad y el contenido de agua en la capa de petróleo dificultan la dispersión química. La tasa de degradación debido al clima depende principalmente del tipo de petróleo, del espesor de la capa de petróleo y del estado y temperatura del mar. Si se está operando sobre distancias largas, se puede reducir el tiempo de tratamiento notablemente con el uso de grandes aviones multimotores.

6.7 Ventajas y desventajas del Uso de Dispersantes

El uso de dispersantes puede ser controversial. Para muchas personas, el uso de dispersantes puede ser una gran solución para el derrame de hidrocarburos debido a que es un método rápido para minimizar el daño causado por el derrame petrolero. Sin embargo, otras opiniones dicen que el uso de dispersantes es añadir problemas causados por la contaminación por aceite.

Las objeciones del uso de dispersantes desde un punto muy general nos dicen que no puede ser correcto añadir químicos a un ambiente ya contaminado ya que puede afectar ecosistemas marinos sensibles. Algunos expertos en el área de contaminación y medio ambiente argumentan que los dispersantes no solucionan el problema, sin embargo, solo lo oculta.

A continuación se presenta una tabla (**Tabla 6.2**) con las principales ventajas y desventajas del uso de dispersantes.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Tabla 6.2. Ventajas y Desventajas del Uso de Dispersantes

Ventajas	Desventajas
La remoción del petróleo de la superficie evita que éste alcance las costas marinas	Puede perjudicar algunos organismos marinos que de otro modo no sería alcanzado por el petróleo.
En muchos casos es el método de respuesta más rápida.	Si la dispersión no es completa, esto puede disminuir la efectividad de otros métodos usados.
Puede usarse en corrientes fuertes y estados del mar donde el oleaje es alto.	El método no es efectivo con todos los tipos de petróleo ni en todas las condiciones.
Reduce la posibilidad de contaminación de aves y mamíferos marinos.	Al usarlo en la costa, puede aumentar la penetración del petróleo en los sedimentos.
Inhíbe la formación de emulsiones	Agrega nuevas sustancias extrañas al entorno marino
Aumenta el área de superficie del petróleo disponible para el proceso de degradación natural.	Ventana de tiempo limitada para el uso.

Por consiguiente, para que el mecanismo de los dispersantes funcione, se tienen que hacer las siguientes preguntas para el análisis.

1. ¿Es dispersable el aceite derramado?
2. ¿Es el dispersante disponible correcto para el hidrocarburo derramado?
3. ¿Es el estado del tiempo apropiado para la aplicación de dispersantes?
4. ¿Está disponible el equipo de aplicación correcto?
5. Está el personal de respuesta debidamente entrenado en la aplicación de dispersantes?

En realidad, se han usado dispersantes con cierto éxito en derrames que tienen más de una semana producidos. Naturalmente, esto depende en gran medida del grado de emulsificación, que se ve afectado por muchos factores, tales como:

- a. Tipo de Hidrocarburo (cuan parafínico es).
- b. Condiciones climáticas.
- c. Condiciones del mar.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

6.8 Análisis del Beneficio Ambiental Neto (ABAN)

El Análisis del Beneficio Ambiental Neto (ABAN) (ARPEL, 2007) es una herramienta que los encargados de la toma de decisiones pueden usar para seleccionar la o las opciones que tenga el menor impacto negativo en el medio ambiente. Las dos claves para realizar un ABAN con éxito son:

1. Primero, basar la decisión en cuál es la mejor estrategia de respuesta para un lugar específico, centrándose en las inquietudes locales y regionales. Los datos recopilados para realizar el ABAN deben concentrarse en lo que está en juego a nivel local.
2. En segundo lugar, el ABAN no puede realizarse después de ocurrido un derrame, ya que la recopilación y evaluación de datos puede requerir algún tiempo. El ABAN debe realizarse como parte del proceso previo a la planificación de las respuestas a derrames de hidrocarburos, y los resultados y otra información deben quedar registrados en el plan de contingencia de la instalación y/o regional. Esto debe remarcarse enfáticamente.

Existen diversos pasos a tomar para implementar un ABAN eficaz. Estos incluyen:

- a. Obtener información detallada sobre el ambiente local. El término “ambiente” incluye el entorno natural – como manglares, arrecifes de coral, áreas de anidamiento de aves, varios tipos de playas, etc. – y el entorno hecho por el hombre – como reservorios de agua, muelles, instalaciones turísticas, etc. De hecho, si no se ha hecho aún, esta es una gran oportunidad para realizar un mapa de sensibilidad exhaustivo que indique todos los sitios ambientales sensibles (tanto naturales como hechos por el hombre).
- b. Identificar los productos que podrían posiblemente derramarse amenazando estos sitios. En esta evaluación se incluye la expansión prevista, el espesor y el movimiento del hidrocarburo, así como la deposición, incluso la meteorización y la composición química.
- c. Debe asignarse la prioridad a cada sitio en relación con su sensibilidad, y se le debe calificar según su capacidad de recuperación. Por ejemplo, los

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

manglares pueden tener una alta calificación en cuanto a sensibilidad y un índice de recuperación “lento”, mientras que una playa arenosa turística puede ser relativamente menos sensible y presentar un índice de recuperación alto.

6.9 El uso inadecuado de los dispersantes

Existen ciertas condiciones en que los dispersantes no son adecuados para su aplicación como las siguientes:

- a. En agua con muy poca circulación, como bahías y puertos cerrados
- b. En agua que se usa para suministro de agua potable.
- c. En masas de agua que se usan para sistemas de refrigeración de circuito abierto.
- d. Directamente sobre granjas piscícolas o maricultura
- e. Sobre hidrocarburo solidificado (es decir, viscosidad del hidrocarburo mayor de 5.000 MPa.s).
- f. La temperatura del agua está por debajo del punto de fluidez del hidrocarburo.
- g. El contenido de parafina es superior al 3%
- h. Hidrocarburos livianos (gasolina, diesel).
- i. Condiciones atmosféricas adversas (por ejemplo, vientos de más de 25 nudos, visibilidad de menos de 3 millas náuticas y techo de nubes de menos de 300 m o 1000 pies).
- j. Profundidad inadecuada del agua (por ejemplo, profundidad de menos de 10 m o 30 pies).

Capítulo 7. Intervenciones en un descontrol y definición del método dinámico para matar el pozo

Las complicaciones de operaciones de perforación se deben al aumento de los retos de perforación, esto incluye la perforación de pozos en aguas profundas, problemas en la perforación de pozos de gas. Las operaciones de perforación deben de ser diseñados de tal manera que se debe de tener un plan exacto de las operaciones.

7.1 Fases para la Operación Exitosa de Control de Pozos

Una operación exitosa de control de pozos incluye las siguientes fases importantes:

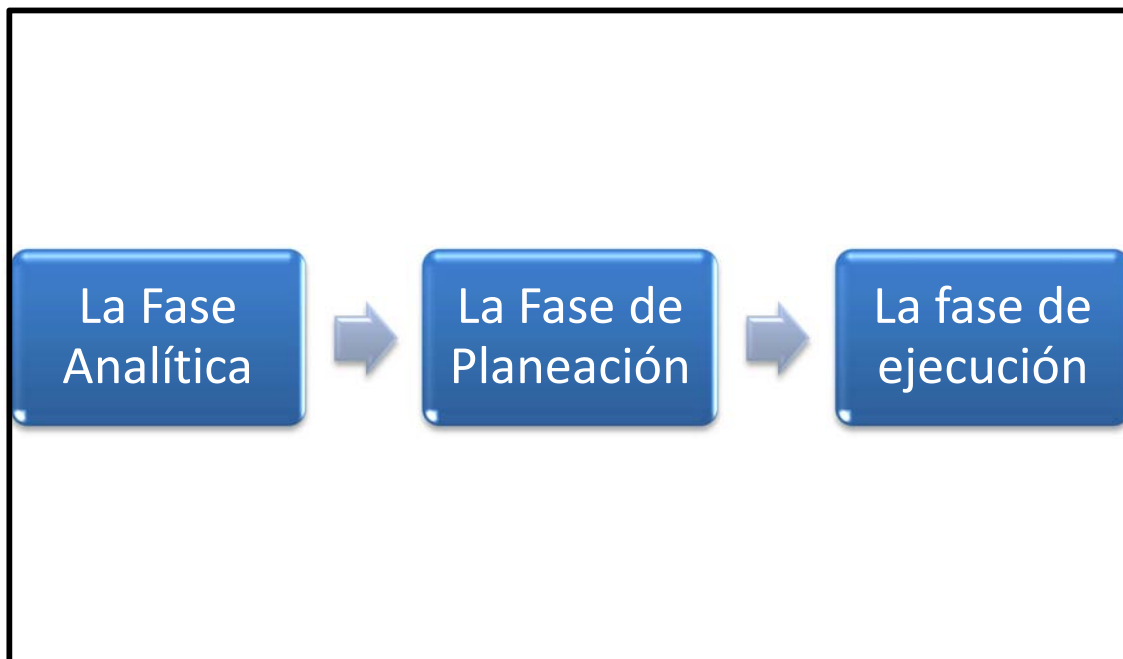


Figura 7.1 Fases para la operación exitosa de control de pozos.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Estas fases, ejecutadas de manera correcta, nos llevan al éxito de una operación de control.

7.1.1 Analizando el incidente

Para poder solucionar un problema de descontrol de pozo lo primero que se debe hacer es analizar las causas de éste.

En la fase analítica, un simulador de control de pozo se debe ocupar para predecir la situación actual de flujo incluyendo la presión, la temperatura, el tipo de fluido y los gastos. El modelado se debe de usar para recrear el incidente y por consiguiente entender el problema al que nos enfrentamos.

7.1.2 Planeación de la operación

Cuando la situación del pozo se entendió completamente, se puede realizar una planeación detallada del control del pozo.

Durante la fase de planeamiento se deben ocupar las herramientas de modelado con la finalidad de simular las diferentes opciones de intervención. Basado en los resultados, los ingenieros con la experiencia necesaria podrán decidir la mejor manera para llevar a cabo el plan de control.

7.1.3 Ejecución del plan

Cuando la operación de mantener el control del pozo inicia se debe de tomar en cuenta la herramientas de modelado en tiempo real para que los ingenieros estén actualizando sus planes continuamente. Si se deben de realizar cambios durante la operación, los efectos de los cambios se podrán probar en los modelos antes de que se tome alguna acción.

Siempre es importante tener un plan de emergencia en una operación de perforación, ya sea en terrestre o costa afuera, uno de los elementos esenciales es la pre evaluación de control si es que se llegara a descontrolar el pozo.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

Un plan de contingencia tiene las siguientes partes:

- a. Definir el peor de los escenarios basados en el plan de perforación.
- b. Calcular el nivel máximo de descontrol en cada uno de los escenarios propuestos.
- c. Evaluar las opciones potenciales para matar el pozo.
- d. Calcular los gastos de fluido que se podrían necesitar.
- e. Identificar equipos de perforación disponibles para un pozo de alivio.
- f. Investigar la eficiencia del método de intervención a pozo.
- g. Investigar las posibilidades de un reventón.

7.2 Extinguir el Fuego en un Descontrol

Un procedimiento fundamental para el manejo de un descontrol es la extinción del fuego.

Existen varios métodos para extinguir el fuego entre ellos están los siguientes:

- a. Agua
- b. Productos Químicos
- c. Explosivos

7.2.1 Agua

Este es el método más importante para limitar el daño producido por el fuego a las estructuras.

Comúnmente se usan rociadores automáticos y de boquillas de inundación en las plataformas modernas de producción para reducir el riesgo de una tragedia. Sin sistemas modernos de agua contraincendios, es muy probable que se pierda toda una plataforma al incendiarse el pozo durante un descontrol.

El agua trabaja para extinguir el fuego de la siguiente manera:

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

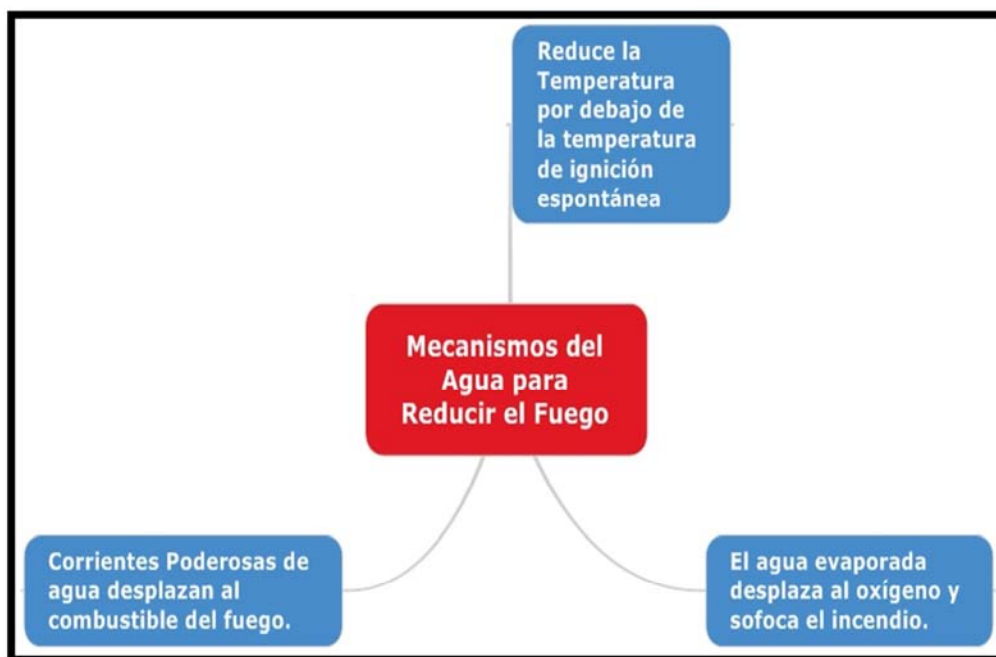


Figura 7.2 Mecanismos del Agua para reducir el fuego (Alcorn, 2005)

El principal uso del agua en la lucha contra incendios no es el extinguir el fuego, su función es el de permitir a los hombres y al equipo a trabajar cerca del fuego. Los primeros esfuerzos de los bomberos en los pozos incendiados es el de remover los escombros y trabajar para lograr que el pozo arda verticalmente. Los pozos que son tapados mientras estos arden requieren de más agua que aquellos que se extinguen con los métodos convencionales.

Los buques comúnmente tienen la capacidad de combatir incendios, por ejemplo, logran manejar un gasto de 10000 gpm, con monitores montados en la parte alta del buque para permitir que el agua alcance las plataformas más altas. Las bombas contra incendio con la que cuentan los bomberos son pequeñas y pueden ser transportados por aire, estas proporcionan un gasto de 4000 gpm con una presión de 250 lb/pg². Los bomberos cuentan también con sistemas de tuberías de aluminio de 4" para este tipo de bombas, monitores de fuego y todo el equipo asociado. En los grandes incendios de plataformas se acostumbra usar una tarima para tubería con dos bombas.

Para apoyar las operaciones de control en las zonas marinas se ha utilizado modernas barcasas grúa, barcasas de tubería, y grandes barcasas hidráulicas

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

tiende tubos, en los pozos terrestres se ha usado bombas móviles en conjunto con los departamentos civiles de bomberos para controlar incendios pequeños. Estas bombas móviles montadas en camionetas pueden proporcionar un gasto de 1550 a 3000 gpm.

El agua producida puede ser incorporada al sistema de agua para incendio y reducir las necesidades externas de suministro de agua. Se pueden usar varios pozos de agua y si no se cuenta con una fuente de suministro cerca, existe la opción de transportar el agua por medio de camiones pipa especiales. Un suministro de agua de 9 bbl/min es adecuado para la mayoría de los descontrolados, con su respectivo almacenamiento y reciclado.

7.2.2 Productos químicos

Ha sido muy limitado el uso de espuma y los productos químicos secos durante el combate contra incendios. La espuma contiene agua, concentrado de espuma y aire, ésta es usada en los incendios de hidrocarburos líquidos para sofocar la superficie del combustible (excluye al oxígeno), sofoca emisiones de vapor (la liberación de vapor es restringido), genera vapor (remueve el calor y desplaza al oxígeno), enfría la superficie (absorción de calor) y refleja al calor radiante.

La espuma ayuda a contener el fuego cerca de la fuente y permite trabajar cerca de ésta. Generalmente el agua es adecuada para esto, pero con un flujo grande y lateral de baja velocidad, la espuma podría ser necesaria. La espuma moderna utiliza boquillas para manejar gastos de hasta 6000 gpm, pero lo más común es que usen las que proporcionan un gasto de 2000 bbl/min en los incendios de pozos de aceite.

Los extinguidores químicos secos trabajan como el agua, pero principalmente como un agente sofocador. Sus componentes comunes son el bicarbonato de sodio, bicarbonato de potasio y un componente llamado Monnex.

7.2.3 Explosivos

Actualmente se siguen usando explosivos que contienen 80% de nitroglicerina para combatir los incendios, se cree que M.M. Kinley inventó este método, una fotografía de baja velocidad indica que la explosión actúa temporalmente en mandar el combustible lejos del punto donde se desarrolla la flama y priva esa área de oxígeno.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

El oxígeno se usan en conjunto con agua para enfriar el disparo y prevenir una reignición, cuando el suministro de agua o cuando la capacidad de bombeo es insuficiente para extinguir el fuego. Es muy importante que en cualquier esfuerzo de lucha contra incendios, todas las fuentes de ignición deban ser removidas del área del pozo antes de efectuar el disparo.

Usualmente se usa un tambor pequeño con aceite lubricante y empaquetado con explosivos. Este tambor es detonado por medio de su cable de detonación que va a través del vagón del tambor. Este cable funciona eléctricamente y la detonación se hace 60 a 70 pies alejados del tambor explosivo. Para proteger los explosivos del fuego se usa un aislante de calor, tela hecha con silicona y chorros de agua.

7.3 Pozos de Alivio

La industria ha considerado por mucho tiempo la perforación de pozos de alivio como último método para el control de pozo. Los problemas son obvios. Aun con las mejores técnicas de estudio, la localización del agujero puede ser desconocido. La habilidad de comunicar el fondo del pozo era muy limitada y usualmente se sigue la técnica de prueba y error. Sin embargo, la tecnología de los pozos de alivio ha avanzado en los últimos 10 años al punto en el cual un pozo de alivio puede ser una alternativa viable para el control de un pozo.

7.3.1 Factores que influyen para tomar la decisión de perforar un pozo de alivio

Entre otros factores están lo siguiente:

1. La opción de instalar la tubería flexible y matar el pozo por medio de circulación.
2. Realizar la perforación de un pozo de alivio y matar el pozo por medio de circulación

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche



Figura 7.3. Factores para la elección de pozos de alivio (Alcorn, 2005)

7.3.2 Fluidos especiales de control

Los fluidos especiales de control deben de tener las características siguientes para que pueda establecerse, taponar y/o separar dos zonas fluyentes:

1. Deben de ser diseñados para yacimientos de gas con alto potencial de flujo, con un esfuerzo bajo de fractura y/o una permeabilidad muy alta.
2. Ideales para zonas receptoras supercargadas en descontrol subterráneos.

Algunos tipos de fluidos especiales incluyen polímeros entrelazados y lineales, con tiempo de gel y esfuerzo controlados por la temperatura y el pH. Otras mezclas reactivas deben bombearse por separado o en partes similares y bombear un tapón para pérdida de circulación. Los tapones suaves (aceite diesel, bentonita y cemento que reacciona con agua) pueden ser usados en ciertas situaciones con mucho éxito. Los productos químicos que forman tapones duros con la mezcla apropiada pueden sellar el agujero o auxiliar en el proceso de matar el pozo cuando estos se combinan con lodo pesado y/o cemento.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

7.3.3 Método dinámico para matar el pozo

El método dinámico para matar el pozo se ha usado en muchos casos con un éxito para controlar pozos.

El método incluye inyectar un fluido, como agua, cuya densidad es menor a la requerida para controlar la presión en el fondo. El gasto del fluido debe ser suficiente para que al unirse con los fluidos del descontrol, la presión hidrostática exceda la presión estática de la formación. Así, el pozo estará muerto hasta que el gasto de inyección sea suficiente hasta que se logre mantener.

Después de que la formación para de fluir, un fluido con la suficiente densidad para controlar la presión de la formación se bombea al pozo. El control dinámico se mantiene hasta que el fluido estático final controla el pozo.

Hay dos opciones disponibles para inyectar el fluido. El fluido puede ser introducido desde la superficie directamente del pozo en descontrol o inyectando el fluido desde un pozo de alivio.

Para toda operación de matar el pozo, la presión en el fondo debe ser mayor a la presión (sandface) para cualquier gasto en el yacimiento. En términos gráficos, la curva del sistema de admisión (la hidráulica del pozo) debe caer debajo o debe de ser tangente a la curva IPR.

Para un fluido de matar para cualquier densidad, la condición de flujo estable debe resultar si el comportamiento de la hidráulica del pozo intersecta la curva del comportamiento del pozo. Esto es, el yacimiento podría continuar produciendo al gasto correspondiente en el punto de la intersección, y el pozo no se podrá matar.

Si la curva del comportamiento de la hidráulica del pozo se queda por encima de la curva de comportamiento del pozo, entonces el pozo de podrá matar debido a que no tendremos aceite estable o una condición de bombeo neumático. A continuación se mostrará (**Figura 7.4**) una gráfica de un fluido con un gasto de inyección entre 20 y 30 barriles por minuto que mata al pozo.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

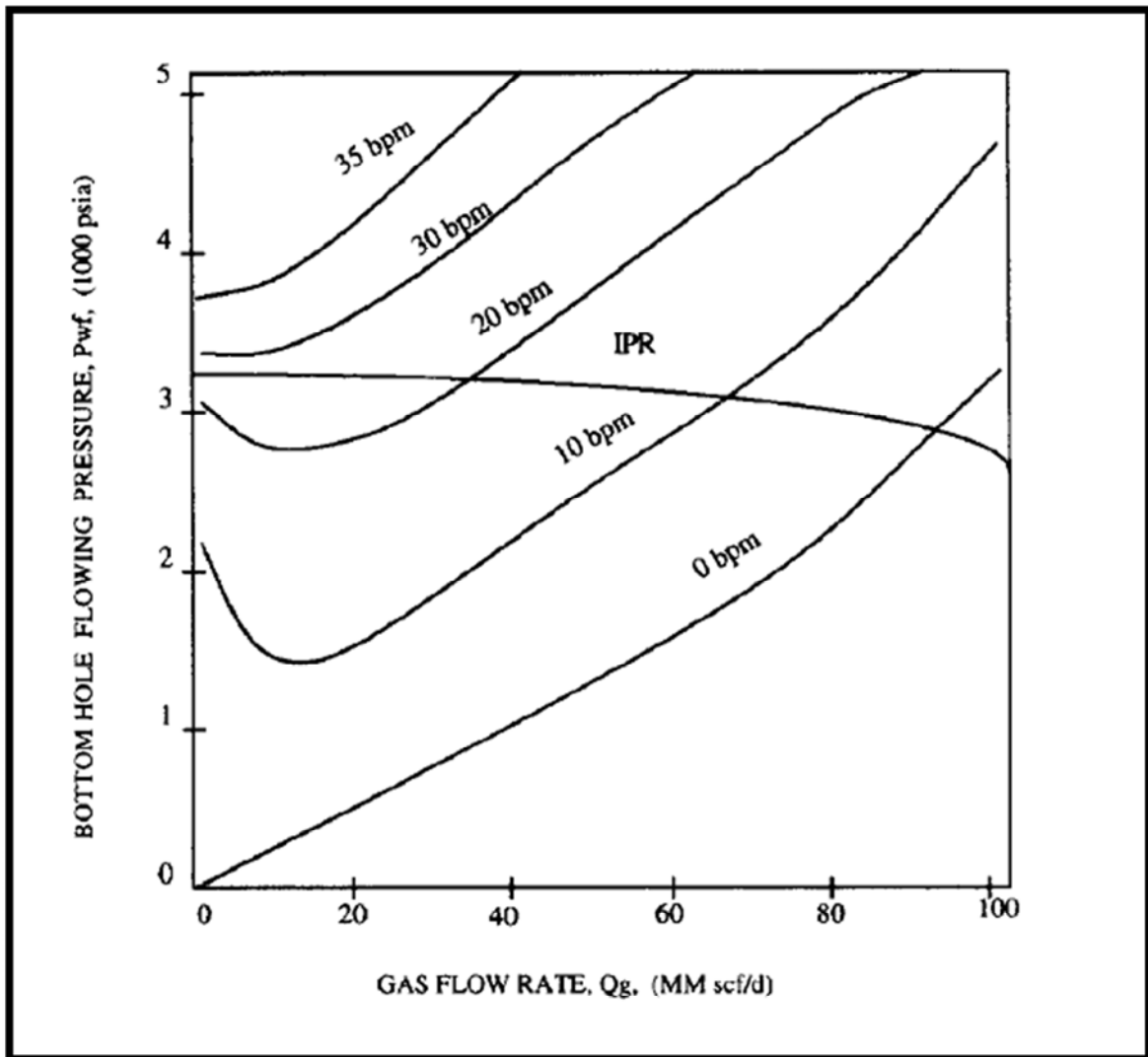


Figura 7.4. Comportamiento de flujo para diferentes gastos de inyección para método dinámico de un descontrol de pozo de gas. (Dhafer, 1997)

El alcance básico para un modelado de éste método está basado en tratar al pozo de alivio y al pozo en descontrol como un solo sistema. El sistema de producción es el pozo descontrolado y el pozo de alivio (si un pozo de alivio es usado).

Un método dinámico para matar el pozo incluye flujo multifásico en el pozo. La distribución de las fases de gas y aceite puede resultar compleja en flujos multifásicos.

Se ocupan dos diferentes alcances para desarrollar herramientas de predicción. El alcance empírico incluye el desarrollo de los modelos simplificados que contienen

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

parámetros que se deben evaluar como métodos experimentales. Las herramientas de correlación son grupos adimensionales determinados por un análisis dimensional para el fenómeno a analizar. Un ejemplo clásico de esto es para el diagrama de Moddy para un fluido monofásico, en donde los factores de fricción son correlacionados en función con el número de Reynolds y para la rugosidad para flujo turbulento. Esta forma empírica no da resultados exactos pero nos da un gran aproximado dependiendo en la selección de las variables y la calidad de los datos usados para la correlación. El segundo alcance incluye el desarrollo físico basado en modelos mecánicos. Esto requiere un entendimiento más profundo y un estudio a largo tiempo.

Para el estudio de este fenómeno se pueden ocupar distintas correlaciones tales como Beggs y Brill.

7.3.4 Método de Análisis para el diseño del método dinámico para matar el pozo.

El procedimiento de cálculo está basado en un sistema estático. Los pasos son los siguientes:

1. Determinar el comportamiento de afluencia del yacimiento.
2. Determinar el flujo de entrada para para diferentes gastos de inyección tomando en cuenta variables tales como elevación, fricción aceleración, y flujo sónico.
3. Determinar el gasto de inyección de matar de la gráfica que debe de estar por arriba de la curva de comportamiento de afluencia.
4. Graficar la presión de flujo por el espacio anular en función de la profundidad para diferentes gastos de líquido de inyección hasta el gasto de inyección conocido.
5. Determinar las caídas de presión causadas por fricción.
6. Determinar la presión superficial de inyección y los requerimientos de potencial sin tomar en cuenta la fricción.

El simulador determina lo siguiente:

1. La densidad de los fluidos de matar iniciales.
2. El gasto dinámico necesitado para el pozo descontrolado.
3. El gasto dinámico en el pozo de alivio.
4. Requerimientos de bombeo.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

5. Tamaños de tuberías necesitados en el pozo de alivio.
6. La presión máxima permisible en el fondo del pozo en descontrol.
7. El comportamiento de inyectar cualquier gasto deseado a través de la formación.
8. Evaluar el modelo y comparar los resultados con datos disponibles.

7.3.5 Aplicación del método dinámico para pozos de alivio.

Recuperar el control sobre un pozo descontrolado puede llegar a necesitar la perforación direccional de uno o más pozos de alivio. Si el equipo superficial sufrió algún daño o si los fluidos producidos tienen gases venenosos y el fuego no se pudo extinguir de una manera segura, entonces la perforación de pozos de alivio es una solución.

El principio básico del método dinámico para matar el pozo está basado en tratar al pozo de alivio así como al pozo descontrolado como un solo sistema.

El procedimiento es el siguiente:

1. Establecer comunicación entre el pozo de alivio por medio de un fracturamiento.
2. Probar la comunicación entre los dos pozos para determinar si es adecuado para hacer el método dinámico para matar el pozo.
3. Inyectar el fluido de matar a un gasto el cual provocará que la presión en el fondo sea menor a la presión de fractura. Si la presión a la cual la tubería será expulsada es menor a la presión de fractura pero mayor a la presión estática de la formación, entonces la presión de ejecución será la presión límite.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

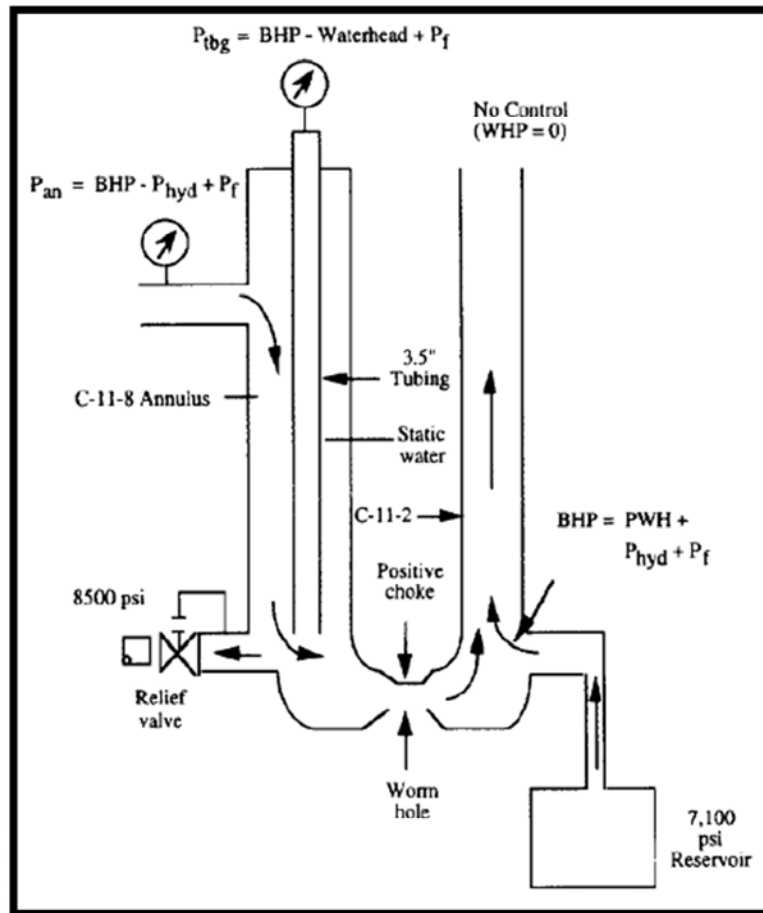


Figura 7.5. Ejemplo de un "dynamic kill" en el descontrol de Arun. El fluido es inyectado por el espacio anular del pozo de alivio por medio de un enlace entre el pozo descontrolado. (Dhafer, 1997)

- Una vez que se logra realizar el "dynamic kill", se debe iniciar la conversión del peso de lodo a peso intermedio. La inyección del lodo de peso intermedio debe de ser al mismo gasto que el lodo de control hasta que el lodo intermedio pase la zapata del pozo de alivio e inicie el pozo en descontrol.
- El gasto de inyección se reduce para mantener la presión de fondo menor a la presión de fractura. El gasto, sin embargo, no se debe de reducir a medida que la presión de fondo del pozo descontrolado caiga debajo de la presión estática de formación.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

6. Cuando el pozo descontrolado se llena de lodo de peso intermedio, se inicia la inyección de lodo pesado. El gasto de inyección del lodo intermedio continúa hasta que el lodo final de control entra al hueco del pozo descontrolado.
7. El gasto de inyección se reduce para mantener la presión de fondo del pozo de alivio por debajo de la presión de fractura y la presión de fondo del pozo descontrolado se mantenga por arriba de la presión estática.
8. Conforme el pozo descontrolado se llene de fluido final, se continúa la inyección a un bajo gasto por pocas horas mientras se observa el comportamiento del pozo.
9. Cuando se dejan de observar indicadores de gas o de aceite, la inyección se detiene mientras se observa el comportamiento del pozo. El fluido de control probablemente fluirá hacia la superficie lentamente durante algún tiempo, esto debido a la expansión térmica.
10. Cuando el pozo muere, se pueden iniciar operaciones de nivelación.

7.3.6 Determinación del gasto.

Como se explicó anteriormente, es posible calcular y graficar las condiciones de afluencia y de comportamiento. Cuando un gasto específico entre estas dos presiones es igual, el sistema se encuentra en equilibrio y el flujo es estable. La intersección de la curva de IPR y la VLP (vertical lift performance) determina el gasto en el cual el pozo se comportará de manera estable. El equilibrio del gasto y de presión constituye un punto de flujo natural. Si estas condiciones no se intersectan, entonces la producción se hace imposible bajo esas condiciones.

7.3.7. Variables de simulación

Entre los parámetros necesarios para realizar un modelo de simulación están los siguientes:

1. Gasto mínimo de inyección al pozo de alivio y al pozo en descontrol
2. Las densidades iniciales y finales del fluido.
3. Diámetros de tubería necesarios para lograr el gasto deseado.
4. Las densidades iniciales y finales del fluido,
5. Requerimientos de potencia.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

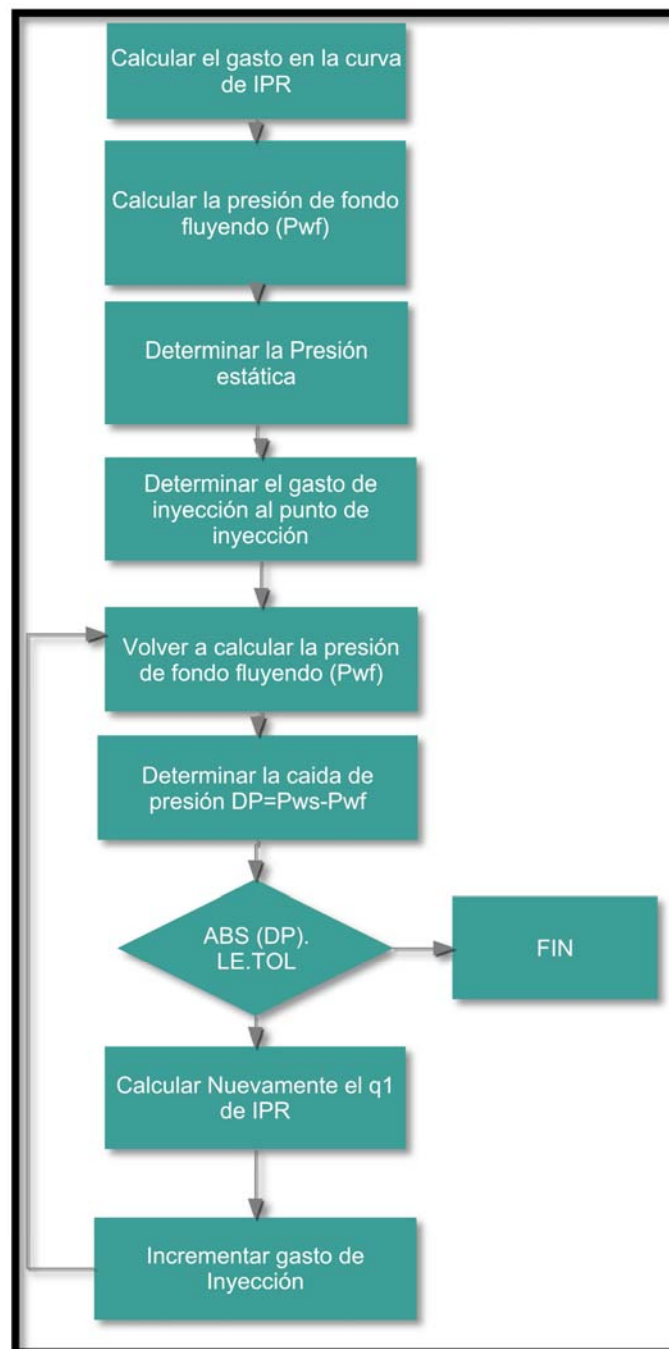


Figura 7.6. Procedimiento para obtener gasto de inyección (Dhafer, 1997)

Conclusiones y Recomendaciones

Esta tesis maneja el estudio de las consecuencias en mal diseño del pozo, que como ingenieros petroleros necesitamos conocer para realizar los procesos de extracción de hidrocarburos de una manera en la cual se logre la sustentabilidad ambiental.

Actualmente es de gran importancia el medio ambiente, y la extracción de hidrocarburos es una fuente de cambio climático, si a esto añadimos que a veces no existe una correcta aplicación de ingeniería tenemos consecuencias tales como derrames que contaminan el mar y la tierra mediante un exceso de hidrocarburos en los ecosistemas.

Es de vital importancia toda la información técnica (profundidades, situación estructural, columna geológica, características de la formación, fluidos esperados, requerimientos de tuberías, programa de muestreo de canal, núcleos, geopresiones, proyecto direccional, fluidos de perforación, programa de barrena e hidráulica) así como la identificación de riesgos potenciales en la para que la perforación del pozo sea el más adecuado y seguro, a fin de evitar un posible descontrol durante la perforación, cuyas consecuencias se han mostrado en este trabajo de tesis.

La perforación de pozos cada vez resulta más riesgosa, profunda, costosa y se ve en situaciones más comprometidas con el ambiente. Por eso es indispensable la utilización de técnicas especiales y seguras que nos permitan alcanzar los objetivos de los programas de perforación en la búsqueda de hidrocarburos, con el mínimo de tiempo, máxima seguridad y el menor costo

El sistema de control de pozo es de vital importancia y el conocimiento de los procedimientos y el equipo es fundamental para evitar un derrame petrolero; es por eso que todas las actividades se deben apegar a los requerimientos establecidos.

Para proteger a los técnicos e ingenieros, antes del inicio de las operaciones el equipo deberá estar en perfectas condiciones, probadas sus conexiones

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

superficiales de control, ensamble de control y preventores los cuales deberán probarse con su presión de trabajo en alta y baja.

Cabe recalcar que es importante los simulacros de control de brotes los cuales deberán efectuarse durante el periodo de actividad operativa, cuando el riesgo de pegadura de la sarta sea mínimo.

Entre las principales consecuencias de un derrame petrolero tenemos:

1. Ecológicas: En la vida marina, la capa de hidrocarburos impide que penetre la luz del sol y que se realice la fotosíntesis. Esto causa que los organismos primarios se vean afectados y con ellos toda la cadena alimenticia.
2. Sociales: El entorno deja de ser adecuado para las actividades económicas y turísticas lo cual constituye falta de ingresos a los habitantes.
3. Equipo: Durante un derrame petrolero existe una gran posibilidad de pérdida del equipo de perforación así como también parte del avance de la perforación lo cual provoca pérdidas económicas para la empresa encargada del servicio de perforación, la cual tendrá la obligación de pagar por las pérdidas en el equipo y personal de todos los afectados.

El conocimiento de las propiedades físicas del medio marino así como también las características oceanográficas de la zona de estudio es una herramienta para poder monitorear las posibles áreas en las que se desplazará el volumen de hidrocarburos derramado. Se pueden utilizar boyas de seguimiento para estudiar los patrones de corrientes. Se han desarrollado una gran variedad de boyas de seguimiento, incluyendo unidades por radio y satélite.

En México, ya existen modelos de trayectorias de partículas en suspensión los cuales nos ayudan a cuantificar de una manera aproximadamente las zonas afectadas por el derrame y mediante esto, poder aplicar métodos de limpieza y recuperación efectivos.

El estudio del ambiente implica el análisis de una multiplicidad de variables naturales, sociales, económicas y políticas cuya interrelación surgen los problemas ambientales. Los Sistemas de Información Geográfica constituyen una herramienta eficaz para su estudio, proporcionan alternativas de análisis para la investigación y facilitan el abordaje de interrelaciones sociedad-naturaleza; a través de la utilización de las herramientas cartográficas, información satelital y aérea así como su tratamiento digital. Esto se pudo observar en el monitoreo del

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche

desplazamiento de hidrocarburos en el derrame de la plataforma DeepWater Horizon.

Los métodos de limpieza y recuperación son fundamentales en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos debido a que nos ayudan a tomar medidas de contingencia de una manera efectiva.

Se debe hacer todo el esfuerzo razonable para evitar que el petróleo derramado alcance la costa con el fin de reducir:

1. Los impactos ambientales.
2. La duración de las operaciones de respuesta.
3. La generación de residuos.

Si los intentos fallan habrá que utilizar métodos para desviar las capas hacia zonas menos susceptibles tales como el uso de dispersantes, quema in situ, skimmers y absorbentes.

Los agentes dispersantes son un buen método para romper las moléculas de petróleo para evitar el arrastre del petróleo hacia la orilla de la costa por el viento y las corrientes, y favorece la biodegradación por los organismos marinos. Cuando se despliegan correctamente, los agentes dispersantes tienen la propiedad de retirar de la superficie del mar el petróleo flotante, mientras minimizan el impacto en el ambiente.

Bibliografía

1. Exxon Mobil. (s.f.). *Exxon Mobil*. Recuperado en Octubre de 2010, de http://www.exxonmobil.com/Corporate/about_issues_valdez.aspx
2. Garmon, L. (1980, October 25). Autopsy of an Oil Spill. *Science News*, 118, 267-270.
3. Transocean. (s.f.). Transocean
4. PEMEX. (2007). Curso de Capacitación WellCap.
5. (2006). Recuperado en Junio de 2010, de Indian National Centre of Ocean Information Services: <http://www.incois.gov.in/Tutor/IntroOc/notes/figures/fig2b2.html>
6. Administration, N. O. (s.f.). *National Ocean Service*. Recuperado el 1 de Diciembre de 2010, de <http://oceanservice.noaa.gov/facts/loopcurrent.html>
7. Biggs, D; Wormuth, J. (s.f.). *Department of Oceanography, University A&M University*. Recuperado en Junio de 2010, de <http://ocean.tamu.edu/Quarterdeck/QD6.1/spin.html>
8. Martínez L., B., & Pares S, A. (1998). Circulación del Golfo de México Inducida por Mareas, Viento y Corriente de Yucatán. *Ciencias Marinas*, 65-93.
9. Monreal G., M. A. (1997). Circulación y Estructura Termohalina del Golfo de México. *Contribuciones a la Oceanografía Física de México*.
10. PEMEX. (2010). *PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN*. Obtenido de <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=145&catID=12683>
11. PEMEX, R. c. (2010). *Las Reservas de Hidrocarburos en México*.

Análisis de un Derrame de Hidrocarburos en la Sonda de Campeche.

12. Salas de León, D. A., Monreal Gómez, M. A., Velasco, M. H., Díaz Flores, M. Á., & Aldeco Ramirez, J. (2009). Modelación Hidrodinámica y trayectoria de partículas en suspensión en el sur del Golfo de México. En *PEMEX y la salud ambiental de la Sonda de Campeche, México* (págs. 157-168). Batelle.
13. Fernandez V., C. (2009). *Guía Metodológica para la Evaluación del Impacto Ambiental*. Madrid: Mundi-Prensa.
14. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2002). *Guía para la Presentación de la Manifestación de Impacto Ambiental. Residuos Peligrosos. Modalidad: Particular*. Ciudad de México.
15. ARPEL. (2007). *Guía para el uso de dispersantes en derrames de hidrocarburos*. Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe.
16. Fiocco, R., & Lewis, A. (1999). Oil Spill Dispersants. *International Union of Pure and Applied Chemistry*.
17. Dhafer A., A.-S., SPE, & Saudi Aramco. (1997). Assessment of Application of Dynamic Kill for the Control of Middle-East Surface Blowouts. *SPE International*, 1-14.
18. Alcorn, M. (2005). Well Control, Planning Helps Reduce Control Incidents. *Drilling Contractor*, 1,2,3.
19. Babor, J., & Ibarz Aznárez, J. (s.f.). *Química General Moderna*. Barcelona: Marín Editores.
20. López-Veneroni, & González Lozano. (2009). Masas de Agua, nutrientes y productividad de la Sonda de Campeche. En L. Soto, & M. González-Macías, *PEMEX Y la salud ambiental de la Sonda de Campeche, México* (págs. 127-149). México: Batelle.
21. Exxon Mobil. (2006). Manual de Campo para Respuesta a Derrames de Petróleo. USA.
22. PEMEX. (2010). *Anuario Estadístico 2010*.