

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

**FACULTAD DE QUÍMICA**

**HIDROCARBUROS DISUELTOS EN LA SONDA DE  
CAMPECHE**

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA:  
ALEJANDRO BUSTAMANTE GARCÍA

México, D.F.

2007



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.

Jurado asignado:

Presidente                      Prof. Leticia María de los Ángeles González Arredondo

Vocal                              Prof. Rodolfo Torres Barrera.

Secretario                      Prof. Felipe Vázquez Gutiérrez.

1er. Suplente                    Prof. Hilda Elizabeth Calderón Villagomez

2º. Suplente                      Prof. Alfonso Durán Preciado.

Instituto de Ciencias del Mar y Limnología; Departamento de Físicoquímica Marina.

Dr. Felipe Vázquez Gutiérrez. \_\_\_\_\_

Alejandro Bustamante García \_\_\_\_\_

## DEDICATORIAS

A mis padres por la educación, atenciones, amor y dedicación.

A mis hermanos, Víctor, Ruth, Marco Antonio y Rubí, por todo.

A Ezequiel, Enoc, Daniel, Eduardo, Sergio, César, por su amistad.

A la banda cchera, Bardo, Aldo, Nacho, Regina, Catalina, en especial a Marisela por su amistad incondicional, a Citlalli, al incomparable y único PSV.

Al grupo 11 de licenciatura generación 93, a Ricardo Órnelas, Raúl Ávila, Víctor García, Gustavo Monroy, Claudia, Blanca, Marco, Marcela, Gerardo,...

A la banda X, a: Oscar, Javier, Martín, a Guadalupe por el rancho relaxo, Chuy, Krusti, Apa, Pierre, Arturo, Cone, Chema, al señor Picoro, Jorge.

A Carolina por todo el amor y la lección de vida.

A Jaquelina por las enseñanzas y consejos.

A Angélica.

A Mími.

A Leticia, Vero, Dafne, y a Sonia por la comprensión, el tiempo y el espacio.

Al Dr Francisco Barnés de Castro por que gracias a su ingenuidad y necesidad no hubiese conocido gente tan diversificadamente homogénea.

A la banda Kosovar.

A toda la Zona del terror.

A la Banda de Economía.

A toda la gente del laboratorio de fisicoquímica marina; en especial a Angélica Peña Luna, Adrián Díaz, Edgar Pineda, Antonia, Antonio Frausto, Emmanuel, Nelly y Lili's.

A la tripulación del B/O Justo Sierra.

Al Instituto de Ciencias del Mar y Limnología.

Al Dr. Felipe Vázquez Gutiérrez por todo.

A la UNAM.

A PEMEX

A todos aquellos con los que he compartido momentos de vida, no solo momentos agradables, por qué todas las experiencias enriquecen nuestra vida.

Gracias

# ÍNDICE

1.	RESUMEN.....	1
2.	OBJETIVOS.....	2
3.	INTRODUCCIÓN.....	3
4.	GENERALIDADES.....	4
4.1.	PETRÓLEO.....	4
4.1.1	Composición del petróleo.....	4
4.2.	LOS HIDROCARBUROS.....	5
4.2.1	Clasificación de los hidrocarburos.....	5
4.2.2	Propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos.....	6
4.2.3	Toxicología de los hidrocarburos.....	10
4.3.	ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS EN EL MEDIO AMBIENTE.....	10
4.4	COMPORTAMIENTO EN EL AMBIENTE.....	12
4.5	CONSECUENCIAS SOBRE EL AMBIENTE.....	14
4.6	INCIDENTES DE LA INDUSTRIA PETROLERA.....	15
4.7	LEGISLACIÓN.....	16
4.6.1	Normatividad.....	18
5.	AREA DE ESTUDIO.....	20
6.	METODOLOGÍA.....	26
6.1	PROCEDIMIENTOS.....	26
6.1.1.	Toma de muestras agua de mar superficial.....	26
6.1.2.	Toma de muestras agua de mar fondo.....	27
6.1.3	Extracción de hidrocarburos.....	27
6.2	CROMATOGRAFÍA DE GASES.....	28
7.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	31
7.1	HIDROCARBUROS TOTALES DEL PETRÓLEO.....	31
7.2.	HIDROCARBUROS ALIFÁTICOS.....	34
7.2.1.	Hidrocarburos alifáticos totales.....	35
7.2.2.	N-docosano.....	36
7.2.3.	N-tricosano.....	36
7.2.4.	N-tetracosano.....	37
7.2.5.	N-pentacosano.....	37
7.2.6.	N-hexacosano.....	37
7.2.7.	N-heptacosano.....	37
7.2.8.	N-octacosano.....	37
7.2.9.	N-nonacosano.....	37
7.2.10.	N-triacontano.....	38
7.2.11.	N-pentadecano.....	38
7.2.12.	N-hexadecano.....	38
7.2.13.	N-heptadecano.....	38
7.2.14.	N-octadecano.....	38
7.2.15.	N-nonadecano.....	38
7.3.	HIDROCARBUROS POLIAROMÁTICOS.....	39
7.3.1.-	Hidrocarburos poliaromáticos totales.....	40
7.3.2.-	Fluoreno.....	40
7.3.3.-	1 metilnaftaleno.....	40
7.3.4.-	2 metinaftaleno.....	41

	7.3.5.- Fenantreno.....	41
	7.3.6.- Acenafteno.....	41
	7.3.7. Dimetilnaftaleno.....	41
	7.3.8. Antraceno.....	41
	7.3.9. 2 metilfenantreno.....	41
	7.3.10. Fluoranteno.....	42
	7.3.11. Pireno.....	42
	7.3.12. Indeno (1, 2, 3 cd) pireno.....	42
	7.3.13. 2,6 dimetilnaftaleno.....	42
	7.3.14. Criseno.....	42
	7.4. Discusión.....	43
8.	CONCLUSIONES.....	44
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	45

# ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	CONTENIDO	PÁGINA
I	Densidad de hidrocarburos (densidad API). Escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute) utilizada en la industria petrolera mundial para expresar la densidad de los hidrocarburos líquidos. Balance nacional energía 2005	4
II	Propiedades fisicoquímicos de los hidrocarburos alifáticos. <i>Handbook of Chemistry and physics.</i>	8
III	Propiedades fisicoquímicos de los hidrocarburos poliaromáticos <i>Handbook of Chemistry and physics.</i>	9
IV	Aportes de hidrocarburos del petróleo al medio marino estimado en millones de toneladas por año (Farrington, 1985).	12
V	Incidentes marinos importantes.	16
VI	Límites permisibles para hidrocarburos poliaromáticos establecido por Canadá y los Países Bajos y criterios de limpieza desarrollados por la PROFEPA.	18
VII	Límites máximos permisibles NOM-CCA-003-ECOL-1993.	19
VIII	Criterios ecológicos del agua CE-CCA-001/89	19
IX	Producción de petróleo crudo por región (Miles de barriles diarios). PEMEX, anuario estadístico 2005.	24
X	Producción de gas natural (Millones de pies cúbicos diarios). PEMEX, anuario estadístico 2005.	25
XI	Tiempos de retención de hidrocarburos alifáticos.	29
XII	Tiempos de retención de hidrocarburos poliaromáticos.	29

# ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	CONTENIDO	PÁGINA
1	Movilidad del petróleo	11
2	Subprovincias económicas de México.	20
3	Estaciones de muestreo SGM-8	26
4	Cromatograma de estándares de hidrocarburos poliaromáticos	30
5	Cromatograma de estándares de hidrocarburos alifáticos	30
6	Hidrocarburos disueltos SGM-8	31
7	Hidrocarburos totales del petróleo	31
8	Distribución de concentraciones de HTP	32
9	Estaciones con hidrocarburos totales del petróleo SGM-8	32
10	Distribución de concentraciones de hidrocarburos alifáticos	34
11	Estaciones con hidrocarburos alifáticos	34
12	Distribución de concentraciones de hidrocarburos poliaromáticos	39
13	Estaciones con hidrocarburos poliaromáticos	39



# 1. RESUMEN

Para satisfacer las necesidades energéticas de nuestro país se ha incrementado la explotación de recursos naturales. En nuestro país el uso de hidrocarburos es primordial para satisfacer la demanda energética, esto sin mencionar que la explotación de hidrocarburos en nuestro país genera ingresos importantes para el funcionamiento de la nación. La actividad petrolera se da tanto en tierra como en mar y genera problemas serios al ambiente. El cuantificar los hidrocarburos disueltos en el mar puede darnos una idea del estado en el que se encuentran nuestros ecosistemas y los efectos de nuestras actividades. Los efectos tóxicos de los hidrocarburos sobre los organismos dependen del tipo de hidrocarburo, concentración y tiempo de exposición.

El presente trabajo se realizó en la Sonda de Campeche, haciendo uso del Buque Oceanográfico Justo Sierra y en el Laboratorio de Fisicoquímica del Instituto de Ciencias del Mar y Limnología ambos de la UNAM. El muestreo de la campaña SGM-8 constó de 121 estaciones de las cuales sólo en 51 estaciones (42%) se detectaron hidrocarburos totales del petróleo (HTP), de éstas, 33 (27% del total de las estaciones muestreadas, 64% de las estaciones con contaminantes) contienen hidrocarburos alifáticos, 11 (9% del total de las estaciones muestreadas, 22% de las estaciones con contaminantes) contienen hidrocarburos poliaromáticos y 7 (6% del total de las estaciones muestreadas, 14% de las estaciones con contaminantes) contienen tanto hidrocarburos alifáticos como poliaromáticos. Los hidrocarburos totales del petróleo encontrados en el muestreo fueron 134.548 ppb (distribuidas en 51 estaciones), de los cuales 15.249 ppb (11.33% de los HTP) fueron hidrocarburos alifáticos y 119.299 ppb (88.67% de los HTP) fueron hidrocarburos poliaromáticos. Se encontraron 27 compuestos de 53 hidrocarburos que se estaban buscando. El compuesto que se encuentra más distribuido (36 estaciones) es el n-tetracosano representando el 0.43% de los HTP, por el contrario solo un contaminante (2,6 dimetilnaftaleno, 16.757 ppb, estación 3.2) representa el 15.10% de los HTP. El compuesto que se encuentra en concentración más alta es el 1 metinaftaleno (36.679 ppb) representando el 27.26% de los HTP. El compuesto que se encuentra en concentración más baja es el n-pentadecano. (0.027 ppb) representando el 0.002% de los HTP. El valor mínimo de concentración de un compuesto en una estación es 0.013 ppb del n-heptadecano en la estación 13.8 y el valor máximo es 18.660 ppb del 2-metilnaftaleno en la estación 16.10. La estación con la concentración de contaminantes más baja es la estación 10.11 con 0.023 ppb. La estación con la concentración de contaminantes más alta es la estación 16.10 con 23.647 ppb. Las estaciones que contienen más contaminantes son dos con 9 compuestos (estación 16.9, 2.03% de los HTP), (estación 2.4, 1.67% de los HTP). Las estaciones que contienen menos contaminantes son 12 estaciones con 1 compuesto, (estación 12.8, 0.036% de los HTP), (estación 10.11, 0.02 % de los HTP), (estación 8.4, 0.057% de los HTP), (estación 8.7, 0.058% de los HTP), (estación 7.5, 0.032% de los HTP), (estación 7.4, 0.093% de los HTP), (estación 16.12, 0.036% de los HTP), (estación 14.9, 3.16% de los HTP), (estación 11.8, 1.3% de los HTP), (estación 10.9, 2.42% de los HTP), (estación 7.9, 1.44% de los HTP), (estación 3.3, 1.44% de los HTP). De las 51 estaciones donde se encontraron contaminantes 29 (56.8%) se encuentran en la denominada Sonda Campeche. Lo anterior nos dice que la distribución de los contaminantes es variada; esta se ve influida por la plataforma continental, las actividades tanto humanas como naturales y los eventos meteorológicos en la zona.

## 2. OBJETIVOS

-Identificar los hidrocarburos disueltos presentes en el área denominada Sonda de Campeche, durante la campaña oceanográfica SGM-8, 2003.

-Cuantificar el contenido de los hidrocarburos disueltos en sonda de Campeche, durante la campaña oceanográfica SGM-8, 2003.

### 3. INTRODUCCIÓN

A través del tiempo el hombre en busca de mejorar sus condiciones de vida ha actuado de manera tal que ha alterado los ecosistemas que sustentan un delicado equilibrio dinámico natural dado por ciclos, causando: cambios climáticos importantes, enfermedades, desaparición de especies, etc. Estas alteraciones se dan por la sobreexplotación de los recursos naturales, descargas incontroladas de materiales peligrosos al ambiente, planeación ineficiente e ineficaz. Muchos de estos problemas tienen solución pero existen grupos que al ver sus intereses afectados son capaces de alterar sistemas económicos, sociales y políticos, sin considerar los problemas que se generan.

Ante el crecimiento de población y el aumento de empresas la demanda de energéticos ha aumentado, para satisfacer estas necesidades se ha incrementado en nuestro país la explotación de recursos naturales que generan energía; explotación de: carbón mineral, hidrocarburos y madera, por mencionar algunos.

La actividad petrolera se da tanto en tierra como en mar. La exploración, explotación y transportación generan problemas de contaminación. De acuerdo con la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), Artículo 3º, Secciones VI y VII, la contaminación se define como “la presencia en el ambiente de uno o más contaminantes o de cualquier combinación de ellos que cause desequilibrio ecológico”. Un contaminante se define como “toda materia o energía, en cualesquiera de sus estados físicos y formas, que al incorporarse o actuar en la atmósfera, agua suelo, flora, fauna o cualquier elemento natural, altere o modifique su composición y condición natural. (SEMARNAP-PROFEPA, 1997).

En México la producción de energía primaria consistió principalmente en hidrocarburos, los cuales aportaron el 89.4% de este rubro (Balance nacional de energía 2005).

Los hidrocarburos descargados en el mar constituyen un grave peligro en el ambiente marino a corto, mediano y largo plazo. Una importante proporción del petróleo mexicano proviene de la llamada Sonda de Campeche, en el Golfo de México. Lo anterior hace suponer que el Golfo de México recibe descargas importantes de contaminantes y se deben cuantificar los mismos, para conocer el estado en el que se encuentra dicha zona. Debido a la importancia que representa la zona se debe tener mayor conocimiento de la misma. El presente trabajo es un estudio básico de las concentraciones de hidrocarburos disueltos en agua en la Sonda de Campeche en la campaña SGM-8 (Sur del Golfo de México) realizada en los meses de septiembre y octubre del 2003.

## 4. GENERALIDADES

### 4.1. PETRÓLEO

El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos. Los restos de animales que viven en el mar se mezclan con las arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas, estos depósitos, ricos en materia orgánica, se convierten en rocas generadoras de crudo. El proceso comenzó hace millones de años, cuando surgieron los organismos vivos y continúa hasta el presente. La mezcla de sedimentos y materia orgánica se va haciendo más espesa y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se van acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los depósitos situados más abajo se multiplica y la temperatura aumenta. El cieno y la arena se endurecen y se convierten en esquistos y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convierten en caliza, los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y gas natural. Una vez formado el petróleo, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre debido a que su densidad es menor que la de las salmueras que saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que constituyen dicha corteza. El petróleo y el gas natural ascienden a través de los poros microscópicos de los sedimentos situados por encima. Con frecuencia acaban encontrando un esquistos impermeable o una capa de roca densa; el petróleo queda atrapado formando un depósito. Sin embargo, una parte significativa del petróleo no se topa con rocas impermeables sino que brota en la superficie terrestre o en el fondo del océano. Entre los depósitos superficiales también figuran los lagos bituminosos y las filtraciones de gas natural.

#### 4.1.1. COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes. El petróleo crudo es la materia prima en procesos de refinерías y para su fraccionamiento en derivados.

Los métodos de clasificación del petróleo constituyen elementos indicativos de las características generales de un tipo de crudo. Uno de los sistemas más utilizados es el de gravedad específica o grado API. Por ejemplo, dentro de los crudos de un área específica, un crudo de 40° API (gravedad específica igual a 0.825) tiene, por lo general, un valor mayor que un crudo de 20° API (gravedad específica igual a 0.934) debido a que contiene más fracciones ligeras por ejemplo, gasolinas y menor cantidad de constituyentes pesados tales como los residuos asfálticos. Así, se pueden encontrar cuatro tipos de crudos:

Tabla 1. Densidad de hidrocarburos líquidos.

Tipo de crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad (grados API*)
Extrapesado	> 1.0	10.0
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39.0
Superligero	< 0.83	> 39.0

Existen categorías de petróleos crudos los de tipo parafínico, los de tipo asfáltico y los de base mixta. La composición porcentual de los componentes principales varía de acuerdo al origen de los hidrocarburos. Para el mercado de exportación en México se preparan cuatro variedades de petróleo, con las siguientes calidades típicas (Balance nacional de energía 2005):

Altamira. Petróleo crudo pesado con densidad de 16.8° API y con 5.5% de azufre.

Maya. Petróleo crudo pesado con densidad de 22° API y con un contenido de 3.3% de azufre.

Istmo. Petróleo crudo ligero con densidad de 33.6° API y 1.3% de azufre.

Olmeca. Petróleo crudo muy ligero con densidad de 39.3° API y 0.8% de azufre.

## 4.2. LOS HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos son los compuestos orgánicos más simples formados por átomos de carbono e hidrógeno, de gran abundancia en la naturaleza, presentes principalmente en el petróleo (Chapín y Summerlin, 1988; PEMEX, 1988). Pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Los hidrocarburos se clasifican en dos grupos principales, de cadena abierta (alifáticos) y los cíclicos (aromáticos). Los compuestos de cadena abierta contienen más de un átomo de carbono, los cuáles se unen entre sí formando una cadena lineal que puede tener una o más ramificaciones. En los compuestos cíclicos, los átomos de carbono forman uno o más anillos cerrados.

Se considera a los hidrocarburos de petróleo como una mezcla líquida compleja de gases, líquidos y sólidos, existiendo pequeñas cantidades de mezclas de nitrógeno, oxígeno y azufre, además de contener compuestos de hierro, níquel, vanadio y otros metales (PEMEX, 1988). De manera general, el petróleo tiene una proporción de 76% a 86 % de carbono y de 10% a 14% de hidrogeno

### 4.2.1. CLASIFICACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, los cuáles se pueden clasificar según su origen, aquellos presentes en el ambiente marino puede ser divididos en dos distintas categorías: biogénicos y antropogénicos. De la misma manera los hidrocarburos pueden pertenecer a grupos completamente caracterizados dependiendo de su naturaleza química.

#### Alcanos

Los hidrocarburos saturados de cadena abierta forman un grupo homólogo denominado alcanos o parafinas. Los primeros cuatro miembros del grupo son gases a presión y temperatura ambiente; los miembros intermedios son líquidos y los miembros más pesados son semisólidos o sólidos. El petróleo contiene una gran variedad de hidrocarburos saturados y los productos del petróleo como la gasolina, el aceite combustible, los aceites lubricantes y la parafina consisten principalmente en mezclas de estos hidrocarburos que varían de los líquidos más ligeros a los sólidos.

#### Alquenos

El grupo de los alquenos u olefinas está formado por hidrocarburos de cadena abierta en los que existe un doble enlace entre dos átomos de carbono. Al igual que los alcanos, los

miembros más bajos son gases, los compuestos intermedios son líquidos y los más altos son sólidos. Los compuestos del grupo de los alquenos son más reactivos químicamente que los compuestos saturados.

### Alquinos

Los miembros del grupo de los alquinos contienen un triple enlace entre dos átomos de carbono de la molécula. Son muy activos químicamente y no se presentan libres en la naturaleza.

## 4.2.2. PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS HIDROCARBUROS

Es importante conocer las características fisicoquímicas de los contaminantes para determinar su comportamiento en el ambiente. En general los hidrocarburos son compuestos hidrofóbicos (tablas II, III) especialmente para aquellos de 4 y 5 anillos. Son no volátiles, especialmente cuando el número de anillos aromáticos aumentan. La mayoría de hidrocarburos son sólidos a 25°C (lo cual no se aplica cuando son emitidos por fuentes de combustión). Como sustancias químicas puras, los hidrocarburos existen generalmente como sólidos incoloros, blancos o verdes amarillosos pálidos y tienen un olor leve y agradable.

### Hidrocarburos totales del petróleo (HTP)

El término de hidrocarburos totales del petróleo se usa para describir a un grupo extenso de varios cientos de sustancias químicas derivadas originalmente del petróleo crudo. Los crudos del petróleo pueden tener diferentes cantidades de sustancias químicas; asimismo, los productos del petróleo del que se produjeron. La mayoría de los productos que contienen HTP se incendian. Algunos HTP son líquidos incoloros o de color claro que se evaporan fácilmente, son líquidos espesos de color oscuro o semisólidos que no se evaporan. Muchos de estos productos tienen un olor característico a gasolina, kerosén o aceite.

### Hidrocarburos alifáticos

Los hidrocarburos alifáticos son compuestos con cadenas de carbono, saturadas o insaturadas. Las moléculas alifáticas consisten, generalmente, de un esqueleto de átomos de carbono y otros átomos unidos a ésta generalmente hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, azufre y otros haluros. Los hidrocarburos alifáticos son aquellos hidrocarburos en los que los átomos de carbono se unen en cadenas abiertas pudiendo ser lineales o ramificadas. Pueden ser: *alcanos*, *alquenos* o *alquinos*. También hay hidrocarburos alifáticos de cadena cerrada que son los hidrocarburos alifáticos cíclicos, en éste caso los cíclicos no presentan aromaticidad (cadena cerrada y no son dobles enlaces conjugados). Los hidrocarburos alifáticos son compuestos frecuentemente utilizados como disolventes de aceites, grasas, caucho, resinas, etc., en las industrias de obtención y recuperación de aceites, fabricación de pinturas, tintas, colas, adhesivos, así como, materia prima de síntesis orgánica. Por esta razón, resulta de interés disponer de un método ensayado y validado para la determinación de vapores de hidrocarburos alifáticos en aire, con el fin de poder evaluar la exposición laboral a este tipo de compuestos.

## Hidrocarburos poliaromáticos

Los hidrocarburos poliaromáticos son un grupo de más de 100 sustancias químicas diferentes que se forman durante la combustión incompleta del carbón, petróleo, el gas, la gasolina y otras sustancias orgánicas, como el tabaco y la carne asada al carbón. Se ha reportado que los hidrocarburos poliaromáticos son producidos a altas temperaturas de 400 a 500 °C, mientras los homólogos *alquil* sustituidos se producen a bajas temperaturas de 100 a 150 °C (Lesser, 1995). Los hidrocarburos poliaromáticos se encuentran generalmente como mezclas complejas (por ejemplo, como parte de productos de combustión como el hollín), no como compuestos simples. Estas sustancias se encuentran de forma natural en todo el ambiente, pero también pueden ser producidas como compuestos individuales para efectos de investigación, sin embargo, las mezclas encontradas en los productos de combustión no pueden ser producidas en forma sintética. Por su anillo aromático los hidrocarburos poliaromáticos son *alquenos* ya que hay dobles enlaces presentes (son dobles enlaces conjugados lo que le origina la aromaticidad). Los hidrocarburos poliaromáticos están formados por dos o más anillos de benceno fusionados, los cuales difieren en el número y posición del anillo aromático. Hay dos clases de hidrocarburos aromáticos: los de bajo peso molecular que tienen de 2 a 3 anillos aromáticos como el naftaleno, fluoreno, fenantreno y antraceno y derivados, y los de alto peso molecular que tienen de 4 a 7 anillos aromáticos como el criseno. Sus características físicas y químicas varían de acuerdo a su peso molecular y, en consecuencia, en su distribución y conducta en el ambiente, lo mismo sus efectos en los sistemas biológicos.

Tabla II. Propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos alifáticos.

Hidrocarburos Alifáticos	PM g/mol	PF °C	PE °C	PV	SOLUBILIDAD	
					En agua, mg/L	En disolventes orgánicos
n-decano	142.29	-29.7	174.2	100 Pa a 16.7 °C	1.9761x10 <sup>-8</sup> 25°C	Etanol, éter
n-do decano	170.34	-9.6	214.5	10 Pa a 18.2 °C	1.8201x10 <sup>-9</sup> 25°C	Etanol, éter, acetona, CCl <sub>4</sub> , cloroformo.
n-tetradecano	198.38	5.5	252.5	1 Pa a 19.1 °C	6.94x10 <sup>-9</sup> 25°C	Etanol, éter
n-pentadecano	212.41	10	270.5	1 Pa a 30.5 °C	insoluble	Etanol, éter.
n-hexadecano	226.43	18.5	287.5	1 Pa a 41.1 °C	6.291x10 <sup>-9</sup> 25 °C	Etanol, éter, CCl <sub>4</sub> .
n-heptadecano	240.41	22	302	1 Pa a 51.5 °C	Insoluble	Alcohol, éter, éter de petróleo
Pristano	268.53		296	-	Insoluble	Éter, benceno, CCl <sub>4</sub> , cloroformo.
n-octadecano	254.48	28	317	1 Pa a 61.5 °C	Insoluble	Etanol, éter, acetona.
Gitano	-	-	-	-	-	-
n-nonadecano	268.51	32	330	1 Pa a 71.1 °C	Insoluble	Etanol, éter, acetona, CCl <sub>4</sub> .
n-eicosano	282.00	36.4	345.1	1 Pa a 80.4 °C	5.35x10 <sup>-13</sup> 25°C	Benceno, éter de petróleo.
n-heneicosano	296.57	40.01	356.5	1 Pa a 82.3 °C	Insoluble	Etanol, éter de petróleo.
n-docosano	310.59	44.5	224.5	1 Pa a 83.5 °C	Insoluble	Etanol, cloroformo.
n-tricosano	324.61	47.7	234	1 Pa a 102.9 °C	Insoluble	Etanol, éter, CCl <sub>4</sub> .
n-tetracosano	338.64	51.1	391.3	1 Pa a 115.0 °C	4.2821x10 <sup>-3</sup> 25 °C	Éter
n-pentacosano	352	53.3	259	1 Pa a 119.7 °C	Insoluble	Benceno, cloroformo.
n-hexacosano	366.69	56.6	262	1 Pa a 125.1 °C	Insoluble	Benceno, ligeramente soluble en cloroformo.
n-heptacosano	380.72	59.5	270	1 Pa a 136.7 °C	Insoluble	Etanol, ligeramente soluble en éter.
n-octacosano	394	61.6	279-281	1 Pa a 136.5 °C	Insoluble	Benceno, cloroformo.
n-nonacosano	408	64	286	1 Pa a 148.2 °C	Insoluble	Etanol, acetona, éter.
n-triacontano	422	66	304	-	Insoluble	Etanol, éter.
n-dotriacontano	450.86	69.4	467	-	-	-
n-tetracontano	478.92	72.5	285.4	-	-	-
n-hexatriacontano	506.97	75.8	298.4	-	-	-
n-octatriacontano	534	-	-	-	-	-
n-tetracontano	562	81.4	522	-	-	-



Tabla III. Propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos poliaromáticos.

HAP	PM g/mol	PF °C	PE °C	PV mmHg	SOLUBILIDAD	
					En agua,mg/L	En disolventes orgánicos
Naftaleno	128.171	80.2	218	1 a 52.6°C	0.003 25°C	Eter, lse metol, etol,ben,tol,CS <sub>2</sub> ,CH <sub>3</sub> Cl
1metilnaftaleno	142.2	-22	245	5.4x10 <sup>-2</sup>	0.03 25°C	Benceno
2metilnaftaleno	142.2	34.6	241	6.75x10 <sup>-2</sup>	0.03 25°C	Benceno
Acenaftileno	152.192	92-93	265-280	0.029 20°C	3.93	Etol,eter,ben.
Bifenilo	154.2	70	256	0.997 71°C	insoluble	Etol,eter,ben.
Acenafteno	154.208	90-96	278-279	4.47x10 <sup>-3</sup>	1.93	Etol,metol,prop, CH <sub>3</sub> Cl,ben,tol,AAG
Fluoreno	166.219	116-118	293-295	3.2x10 <sup>-3</sup> 20°C	1.68-1.98	AA,ace,ben,CS <sub>2</sub> ,CCl <sub>4</sub> ,eter,etol,tol,pir.
Fenantreno	178.229	96-101	339-340	6.8x10 <sup>-4</sup> 25°C	1.2 25°C	AAG,ben, CS <sub>2</sub> ,CCl <sub>4</sub> ,eter,etol,tol.
Antraceno	178.229	216-219	340	1.7x10 <sup>-5</sup> 2 5°C	7.6x10 <sup>-2</sup>	Ace, ben, CS <sub>2</sub> , CH <sub>3</sub> Cl, CCl <sub>4</sub> , eter, etol, tol, metol.
Fluoranteno	202.251	107-111	375-393	5x10 <sup>-6</sup> 25°C	0.2-0.26	Etol,eter, ben, AA.
Pireno	202.251	150-156	360-404	2.5x10 <sup>-6</sup> 25°C	0.077 25°C	Etol,eter,ben,CS <sub>2</sub> ,EP
Benzo(a)antraceno	228.288	157-167	435	2.2x10 <sup>-8</sup>	1x10 <sup>-2</sup>	Ace,eter,ben,lse AA.
Criseno	228.288	252-256	441-448	6.3x10 <sup>-7</sup> 25°C	2.8x10 <sup>-3</sup>	Ben,lse ace, CS <sub>2</sub> ,eter,etol,AAG,tol y xil cal.
benzo(b)fluoranteno	252.309	167-168	481	5x10 <sup>-7</sup> 20-25°C	1.2x10 <sup>-3</sup>	Lse en benceno y acetona.
benzo(k)fluoranteno	252.309	198-217	471-480	9.59x10 <sup>-11</sup>	7.6x10 <sup>-4</sup> 25°C	Benceno, ácido acético, etanol.
2,6dimetilnaftaleno	156.227	96-97	262		2x10 <sup>-6</sup> 25°C	Metanol,etanol.
benzo(e)pireno	252.309	178-179	493	5.7x10 <sup>-9</sup> 25°C	6.3x10 <sup>-3</sup> 25°C	Acetona
benzo(a)pireno	252.309	177-179	493-496	5.6x10 <sup>-9</sup>	2.3x10 <sup>-3</sup>	Ben, tol, xil, eter, poco en etol y metol.
Perileno	252.309	273-278	500-503	3.97x10 <sup>-11</sup> a 5.25x10 <sup>-9</sup> 25°C	insoluble	CS <sub>2</sub> ,CH <sub>3</sub> Cl,lse ben, eter, etol,ace.
indeno(1,2,3-cd)pireno	276.331	162-163	-	1x10 <sup>-11</sup> a 7x10 <sup>7</sup> 25°C	6.2x10 <sup>-3</sup>	Todos los disolventes orgánicos
1metilfenantreno	192.260	123	358	-	2.69x10 <sup>-7</sup>	Etanol, éter, benceno.
2metilfenantreno	192.260	209	-	-	Insoluble	Etanol, éter.
Dibenzo(a,h)antraceno	278.347	266-270	524	1x10 <sup>-10</sup> 25°C	5x10 <sup>-4</sup>	Ace, AA, ben, tol,xil,lse etol.
Benzo(ghi)perileno	276.331	275-278	525	1.03x10 <sup>-10</sup> 25°C	2.6x10 <sup>-4</sup> 25°C	Ben, CM,ace.
1,3,5trimetilnaftaleno	170.26	-	-	-	-	-

PM- peso molecular, PF-punto de fusión, PE- punto de ebullición, PV-Presión de vapor, Ko/a-coeficiente de partición octanol/agua.

Ace-acetona, AA-ácido acético, AAG-ácido acético glacial, ben- benceno, CCl<sub>4</sub>-tetracloruro de carbono, CM-cloruro de metileno,CS<sub>2</sub>-bisulfuro de carbono,CH<sub>3</sub>Cl-cloroformo, EP-éter de petróleo, etol-etanol, Metol-metanol, lse- ligeramente soluble en, prop-propanol, xil-xileno.

### 4.2.3. TOXICOLOGÍA DE LOS HIDROCARBUROS

Los hidrocarburos alifáticos son moderadamente tóxicos en estado líquido y son ligeramente tóxicos en estado sólido y de gas. Dependiendo de tiempo de exposición y composición algunos hidrocarburos alifáticos se comportan como depresores del sistema neurológico central y en algunas ocasiones como anestésico. El contacto con la piel puede causar irritación y/o dermatitis química. La inhalación puede causar hemorragias, neumonía y en tiempos prolongados de exposición edema pulmonar.

Los hidrocarburos poliaromáticos irritan la piel, la resecan y pueden causar dermatitis. Al contacto con los ojos causan lagrimeo, irritación y dependiendo del tiempo de exposición pueden causar conjuntivitis y quemaduras. La inhalación puede causar hemorragias, neumonía y en tiempos prolongados de exposición edema pulmonar.

Estudios en animales han demostrado efectos a los pulmones, el sistema nervioso central, el hígado, y los riñones a causa de exposición de compuestos de hidrocarburos, también se ha demostrado que ciertos compuestos pueden afectar la reproducción y al feto en animales. Se ha determinado que ciertos compuestos (benceno) son carcinogénicos, otros probablemente carcinogénicos (benzo[a]pireno) y que la gasolina es posiblemente carcinogénica en seres humanos. La Agencia Internacional para la Investigación del Cáncer (IARC) considera que la mayoría de los compuestos de los hidrocarburos no son clasificables en cuanto a carcinogenicidad. El problema principal de los hidrocarburos radica en que estos pueden ser bioacumulados por organismos cuyo consumidor final puede ser el hombre (Clayton y Clayton, 1981)

### 4.3. ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS EN EL MEDIO ACUÁTICO

Los hidrocarburos entran en el ambiente principalmente a través de las emisiones al aire de los volcanes, los incendios forestales, la quema de madera en los hogares, los gases de combustión de los vehículos donde el combustible es fósil. Los contaminantes pueden entrar a las aguas de superficie a través de las descargas de las plantas industriales y plantas de tratamiento de aguas residuales, derrames de transportes marítimos y pueden ser liberados de los sitios de desechos peligrosos si se escapan de los contenedores de almacenamiento. Algunos hidrocarburos se evaporan a la atmósfera desde las aguas de superficie, la mayoría se adhiere a partículas sólidas y pueden viajar largas distancias antes de regresar a la superficie del planeta en forma de lluvias o por asentamiento de las partículas depositándose en el fondo de ríos, lagos o mares y/o suelos.

El hidrocarburo vertido sobre la superficie de la mar se extiende inmediatamente, a causa de sus propiedades físicas y químicas (densidad, solubilidad, polaridad, entre otras.), así como las condiciones externas. Los factores climatológicos como la temperatura y la precipitación pluvial también tienen una gran influencia (características del medio). Todas las variables en su conjunto definen el tamaño y la distribución de contaminación en una zona específica. El hidrocarburo se extenderá de manera impredecible resultando un vertido no homogéneo consistente en manchas espesas y grumos entremezclados con finas capas oleosas. El petróleo se va extendiendo en una superficie cada vez mayor hasta llegar a formar una capa muy extensa, con espesores de sólo décimas de micrómetro. De esta manera se ha comprobado que 1 m<sup>3</sup> de petróleo puede llegar a formar, en hora y media, una mancha de 100 m de diámetro y 0.1 mm de espesor.

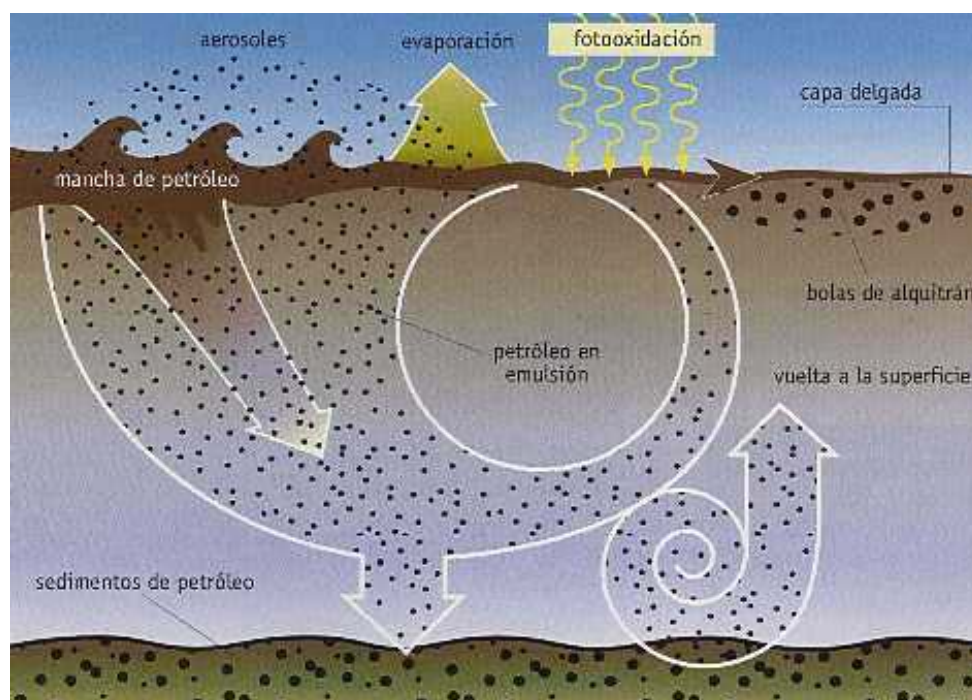


Figura 1. Movilidad del petróleo.

La industria del petróleo es de riesgo, lo cual hace que exista un potencial de contaminación del ambiente por la emisión de humos, polvos, gases y descargas de aguas residuales generadas durante la perforación de pozos petroleros, por la extracción de líquidos, por su refinación y producción de petroquímicos. Además, que la transportación de petróleo crudo y productos refinados por buques tanque y tuberías tiene implícita la posibilidad de derrames que pueden contaminar suelo, agua y atmósfera. Estos derrames pueden provenir de dos fuentes: terrestres y marinas.

Los residuos o desechos de la actividad petrolera están clasificados como residuos peligrosos. Se calcula que en 1991 se generaron 5,292 miles de T/año de residuos peligrosos y se ha estimado que el 24% son derivados del petróleo, es decir, 130,183 T/año. Un informe de la SEDESOL menciona que los residuos anuales de los procesos de refinación y petroquímicos de Petróleos Mexicanos, alcanzan la cifra de 1.7 millones de T de residuos, de estos el 90.15 % corresponde a desperdicios semisólidos; 9.6% a líquidos y 0.25 % a sólidos; 18% del total se consideran peligrosos. Los residuos reciclados representan 0.1% y se estima que sólo 13 % del total es susceptible de ser reutilizado, (Saval, 1995).

Actualmente no es posible calcular la cantidad y origen de los hidrocarburos del petróleo que se encuentran en el medio marino. Un estimado hecho por la National Research Council (Farrington, 1985), (tabla IV), nos reporta que aproximadamente 3.2 millones de toneladas métricas son arrojadas al medio marino. Esta cifra varía de acuerdo a la explotación petrolero anual.

Tabla IV. Aportes de hidrocarburos del petróleo al medio marino estimado en millones de toneladas por año (Farrington, 1985).

Fuente	Rango Probable	Estimación más Segura
<b>FUENTES NATURALES</b>		
Filtraciones marinas	0.02 – 2.0	0.2
Erosión de sedimentos	0.005 -0.5	0.05
<b>Fuentes naturales totales</b>	<b>0.025 – 2.5</b>	<b>0.25</b>
<b>PRODUCCIÓN COSTERA</b>	<b>0.04 – 0.06</b>	<b>0.05</b>
<b>TRANSPORTACIÓN</b>		
Operaciones en buques	0.4 – 1.5	0.7
Operaciones en diques secos	0.2 – 0.05	0.03
Terminales marinas	0.01 – 0.03	0.02
Descarga de sentina y carga de petróleo	0.2 – 0.06	0.03
Accidentes de buques tanque	0.3 – 0.04	0.4
Accidentes de otros buques	0.02 – 0.04	0.02
<b>Transportación total</b>	<b>0.95 – 2.62</b>	<b>1.47</b>
<b>ATMÓSFERA</b>	<b>0.05 – 0.5</b>	<b>0.3</b>
<b>RESIDUOS INDUSTRIALES Y MUNICIPALES</b>		
Residuos municipales	0.4 – 1.5	0.7
Refinerías	0.06 – 0.6	0.1
Otros residuos industriales	0.1 – 0.3	0.2
Aguas residuales urbanas	0.01 – 0.2	0.12
Caudal fluvial	0.01 – 0.5	0.04
Residuos oceánicos	0.005 – 0.02	0.02
Residuos totales	0.585 – 3.14	1.18
<b>TOTAL</b>	<b>1.7 – 8.8</b>	<b>3.2</b>

#### 4.4. COMPORTAMIENTO EN EL AMBIENTE (INTEMPERIZACIÓN)

Un derrame de petróleo lleva consigo una serie de cambios progresivos de sus propiedades físico-químicas los cuales se atribuyen al proceso de intemperización, el cual incluye: evaporación, disolución, dispersión, oxidación, emulsificación, sedimentación y biodegradación.

##### Evaporación

Este proceso afecta la composición del producto derramado: aumenta su densidad y viscosidad y decrece su solubilidad en el agua, reduciendo así el nivel de toxicidad del producto. En la medida que los compuestos más volátiles se evaporan, el petróleo se hace más pesado y puede llegar a hundirse. Estos porcentajes van variando de acuerdo al grado de viscosidad del hidrocarburo, por lo que el proceso de evaporación juega un papel muy importante en los derrames, en especial cuando se trata de gasolinas o crudos livianos. La evaporación de los hidrocarburos es uno de los factores principales para determinar el destino final del derrame. Durante las primeras 24 horas la evaporación es responsable por la pérdida de los hidrocarburos de tamaño C6 a C13 (alcanos), aproximadamente 25-50% de los hidrocarburos derramados pueden llegar a evaporarse.

##### Disolución

Es el proceso por el cual las fracciones ligeras de los hidrocarburos y componentes polares se disuelven en el volumen de la columna de agua y en los alrededores del derrame. La cantidad de disolución depende de la composición, tasa de esparcimiento, temperatura del

agua, turbulencia y grado de dispersión. Aunque el proceso comienza inmediatamente, es de largo plazo y continúa durante todo el proceso de degradación del hidrocarburo. Es de notar que los compuestos más ligeros son los más solubles en el agua y por lo tanto se convierten en los más tóxicos. La disolución tiene efectos mínimos, y se acelera utilizando catalizadores (fertilizantes como nutrientes para las bacterias: nitratos y fosfatos). La posibilidad de toxicidad a la fauna acuática principalmente es causada por este proceso. Muchos de los hidrocarburos poliaromáticos son sustancias de reconocida toxicidad y forman parte de la fracción disuelta.

### Oxidación

Es la combinación química de hidrocarburos con el oxígeno atmosférico y contribuye a la descomposición o degradación final del petróleo. Cuanto más área expuesta exista, mayor será la oxidación y mayor la velocidad de degradación. Este proceso es lento puesto que sólo una pequeña cantidad de oxígeno puede penetrar en una mancha de petróleo. La radiación ultravioleta solar produce la oxidación fotoquímica que puede implicar una degradación diaria del 1% del derrame, esto dependiendo de la intensidad de la radiación solar.

### Emulsificación

Este es el proceso por el cual un líquido se dispersa en otro líquido en forma de pequeñas gotitas, es decir como suspensión. En el caso del petróleo existen 2 tipos:

- Petróleo en agua: Pueden ser fácilmente dispersas por las corrientes y la agitación superficial. La formación natural de estas emulsiones resulta muy positiva debido a que acelera los procesos de disolución, foto-oxidación y biodegradación. Precisamente esto es lo que se pretende al aplicar dispersantes a un derrame.
- Agua en petróleo: se forma cuando se mezcla agua con petróleo viscoso o asfáltico por acción de las olas. Es muy estable y puede durar meses o años.

Las emulsiones que contienen de 30% a 50% de agua, tienden a fluir como el petróleo, mientras que las que contienen del 50% al 80% son las más comunes, tienen color café y la consistencia de la grasa, se les denomina “Mousse de chocolate” y solo se forman en condiciones de fuerte oleaje y con petróleo de alta viscosidad y alta gravedad específica. La degradación de este tipo de emulsión es muy lenta y solo puede ser acelerada por la presencia de cierto tipo de bacterias dentro de la emulsión.

### Sedimentación

Los hidrocarburos pesados pueden permanecer dispersos en la columna de agua, pero se sedimentan en el fondo incorporándose con los sedimentos marinos. Esta parte del derrame representa una fuente de contaminación potencial de larga duración. Los hidrocarburos que alcanzan las playas se mezclan con la arena, o pueden retornar nuevamente al mar por la acción dinámica de las olas y depositarse en el fondo. Estas fracciones de hidrocarburos por lo general tienen baja toxicidad pero pueden ocasionar efectos físicos, tales como cubrir y ensuciar las aves y otras formas de vida marina.

Los hidrocarburos que permanecen en las playas también afectan el uso de las mismas como áreas de recreación.

### Biodegradación

Este es el proceso por el cual la mancha desaparece del ambiente. Ciertas especies de bacterias marinas, hongos y otros organismos utilizan los hidrocarburos como fuente de alimento. Es un proceso natural y muy lento debido al agotamiento continuo de oxígeno, a la formación de emulsiones de agua en petróleo (mousse), etc. La tasa de biodegradación depende del contenido de nutrientes (nitrógeno y fósforo), oxígeno disuelto, salinidad, área superficial del derrame y de la composición y tamaño de la población microbiana. Los procesos de biodegradación últimamente oxidarán los hidrocarburos remanentes. Este proceso en general es lento y por lo tanto no del todo eficaz en eliminar los hidrocarburos pesados. Consecuentemente, la parte del derrame que no se disipa, elimina o trata artificialmente puede permanecer en el ambiente por muchos años.

## 4.5. CONSECUENCIAS SOBRE EL AMBIENTE

Un derrame o descarga de hidrocarburo afecta básicamente a tres elementos del ambiente, los cuales son:

- Elementos abióticos (suelo, formaciones del relieve, geomorfología, etc.).
- Elementos bióticos (flora y fauna).
- Elementos socioeconómicos (actividades humanas, pesca, agricultura, lugares de esparcimiento y recreación.).

### Elementos abióticos

#### Sobre el suelo y formaciones del relieve

El petróleo contamina el suelo por su presencia y su permanencia en él. Esto depende del tipo de suelo lo cual es un producto de su composición y textura ya que según las características del suelo el petróleo se adherirá o penetrará con mayor o menor fuerza y por lo tanto permanecerá mayor o menos tiempo en ese ambiente.

### Elementos bióticos

#### Sobre la flora

El petróleo se adhiere a las hojas y tallos de las plantas impidiendo el vital intercambio gaseoso (respiración y fotosíntesis) y la captación de energía solar. En el suelo, el petróleo satura los espacios aéreos desplazando al oxígeno necesario para la vida de las raíces. En los cuerpos de agua el crudo impide la fotosíntesis de las algas del fitoplancton al formar una barrera opaca que impide el ingreso de los rayos solares en el agua, hecho que produce la muerte de estos organismos.

#### Sobre la fauna

Los efectos tóxicos de los hidrocarburos a la vida marina se presenta por dos vías:

- 1) ingestión o inhalación directa lo cual ocasiona efectos tóxicos agudos o crónicos,
- 2) recubrimiento físico directo de los organismos.

La toxicidad de la mezcla de hidrocarburos típicamente aumenta en función del contenido de compuestos aromáticos y los naftenos.

Los peces y otros organismos subacuáticos son las más susceptibles a los componentes tóxicos de los hidrocarburos. Debido a su naturaleza lipofílica muchos de los componentes de los hidrocarburos pueden ser bioacumulados por los organismos marinos (es decir que se almacenan en los tejidos del organismo). Cuando la exposición ocurre a bajas concentraciones los hidrocarburos acumulados pueden ser metabolizados y/o depurados a través de los mecanismos fisiológicos de los organismos. El proceso bioacumulativo puede resultar en peces y moluscos de valor comercial con alto nivel de contaminación no apto para el consumo humano aunque el ambiente mismo no presente alto grado de contaminación. En el caso de concentraciones altas de hidrocarburos los efectos sobre los organismos son de tipo agudo o subagudo.

Efectos de recubrimiento o ensuciamiento con hidrocarburos

Los organismos litorales resultan más vulnerables a los efectos físicos del derrame (recubrimiento) que a la toxicidad aguda. Las aves, los mamíferos marinos y las tortugas típicamente resultan afectadas de esta manera.

La sensibilidad es especialmente alta cuando un derrame ocurre en zonas de reproducción o criaderos de aves o mamíferos marinos; playas y costas usadas para la alimentación; y zonas de congregación.

Los elementos bióticos de los ecosistemas marinos, en términos generales, pueden dividirse en: fitoplancton, zooplancton, fitobenton, zoobenton, peces, animales de sangre caliente y microorganismos. Estos organismos se clasifican de acuerdo a la función que desempeñan en la cadena alimenticia es decir, de acuerdo a sus respectivos nichos ecológicos, así por ejemplo, los peces pueden ser bentónicos (si viven cerca del fondo) o pelágicos (si cumplen sus funciones en la columna de agua cercanas a la superficie).

Elementos socioeconómicos

Los efectos producidos por desastres ecológicos, trascienden. Se ven afectadas cadenas alimenticias que se traducen en: desaparición de especies, menos pesca, daños a la salud de comunidades, desplazamiento y desaparición de comunidades, movimientos de capital; por solo mencionar algunos problemas.

#### 4.6. INCIDENTES DE LA INDUSTRIA PETROLERA (Mareas negras)

Toda industria existente conlleva desastres; causados por negligencia, descuido, eventos naturales y/o mala planeación entre otros. La industria del petróleo no es ajena a estos incidentes (tabla V).

En años recientes se han desarrollado métodos para la identificación de los responsables de tales eventos, a través de las características que cada petróleo tiene (biomarcadores). Los biomarcadores son hidrocarburos fósiles con estructuras químicas estables, complejas y altamente variables.

Los valores registrados de algunos de estos incidentes (*Lee and Page; 1977*) muestran la disminución considerable de contaminantes en el medio marino, debido a los factores mencionados, a los eventos meteorológicos y en los casos donde el hombre se involucre para la disminución del desastre.

Tabla V. Incidentes marinos importantes.

Incidente	Año	Volumen involucrado	Datos importantes
Buque: Torrey Canyon. Arrecife Stevens Stones Inglaterra	1967	120,000.00 toneladas de crudo derramado	Mancha de hidrocarburo.- 70km largo, 40 ancho. Más De 20,000.00 aves muertas.
Buque: Metula. Estrecho de Magallanes. Chile	1974	193,472.00 toneladas 53,000.00 toneladas derramadas	-
Buque: Urquiola Coruña España	1976	100,000.00 toneladas de crudo derramado	-
Buque: Amoco Cádiz Costa francesa de Bretaña	1978	200,000.00 toneladas de crudo derramado	Primer caso en que se fincan responsabilidades legales
Pozo petrolero: Ixtoc I Sonda Campeche México	1979	530,000.00 toneladas de crudo derramado	-
Buque: Exxon Valdez Alaska USA	1989	41,600 toneladas de crudo derramado	-
Buque: Mar Egeo Coruña España	1992	80,000.00 toneladas de crudo derramado	-
Buque: Prestige España	2002	77,000.00 toneladas de crudo derramado	-

#### 4.7. LEGISLACIÓN

La vida del hombre en sociedad y en constante interacción con su medio resultaría absurda e imposible sin una serie de mandatos, guías o reglas de conducta que regulen todos nuestros actos.

Las normas jurídicas son aquellas disposiciones que el poder público por medio de sus órganos legislativos señala como obligatorias a la obediencia general y en caso de inobservancia las hace cumplir de acuerdo con los órganos judiciales.

En nuestro país existen leyes para el adecuado y racional uso de nuestros recursos y para que nuestras actividades no afecten nuestro entorno. En este sentido las normas jurídicas son diferentes desde muchos puntos de vista, pero a pesar de ello, guardan entre ellas una estrecha vinculación que integra el orden normativo.

Las normas jurídicas se clasifican por su jerarquía de la siguiente manera:

- 1.- La Constitución
- 2.- El Tratado Internacional y la Ley Federal
- 3.- La Ley Ordinaria
- 4.- El Decreto
- 5.- El Reglamento
- 6.- Las Normas Jurídicas Individualizadas



De modo tal la legislación de nuestro país en materia ambiental está sustentada en el artículo 27 constitucional, título primero, capítulo I que se refiere a garantías individuales y dice:

*“La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada...”*

*“...La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana. En consecuencia, se dictaran las medidas necesarias para ordenar los asentamientos humanos y establecer adecuadas provisiones, usos, reservas y destinos de tierras, aguas y bosques, a efecto de ejecutar obras públicas y de planear y regular la fundación, conservación, mejoramiento y crecimiento de los centros de población; para preservar y restaurar el equilibrio ecológico; ... y para evitar la destrucción de los elementos naturales ...”*

En dicho artículo se sustentan la *LEY DE AGUAS NACIONALES*, *LEY GENERAL DE EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y PROTECCIÓN AL AMBIENTE (LGEEPA)* y la *LEY FEDERAL DEL MAR*. Dichas leyes son instrumentos vigentes y legales que marcan lineamientos y regulan las actividades del hombre en nuestro país y su interacción del mismo con el agua y el ambiente para la protección, preservación y restauración del mismo y de los ecosistemas existentes. En general se mencionan de donde emanan las leyes, terminología aplicable a las mismas, de las obligaciones de las personas físicas, morales, del gobierno federal, estatal y municipal, así como las atribuciones de los organismos y las situaciones, acciones, sanciones que tendrán que resolver las autoridades encargadas de la salvaguarda del entorno y de la sustentación de las Normas Oficiales Mexicanas y de su carácter de obligatoriedad. Las tres leyes se complementan con los siguientes reglamentos: *REGLAMENTO PARA PREVENIR Y CONTROLAR LA CONTAMINACIÓN DEL MAR POR VERTIMIENTO DE DESECHOS Y OTRAS MATERIAS; REGLAMENTO PARA EL USO Y APROVECHAMIENTO DEL MAR TERRITORIAL, VÍAS NAVEGABLES, PLAYAS, ZONA FEDERAL MARÍTIMO TERRESTRE Y TERRENOS GANADOS AL MAR* y con el *REGLAMENTO DE LA LEY DE AGUAS NACIONALES*.

En nuestro país no existen normas con respecto a límites permisibles de hidrocarburos en el ambiente (suelo, agua y aire), por lo que se ha recurrido a referencias de organismos internacionales (Canadá, Países Bajos y EUA).

Tabla VI. Límites permisibles para hidrocarburos poliaromáticos establecido por Canadá y los Países Bajos y criterios de limpieza desarrollados por la PROFEPA.

Fuente	Parámetro	Suelo 1 (mgkg <sup>-1</sup> )	Suelo 2 (mgkg <sup>-1</sup> )	Suelo 3 (mgkg <sup>-1</sup> )	Agua (m gL <sup>-1</sup> )
PROFEPA	HTP	1000	1000	2000	
	Benzo(a)pireno	0.08	0.08	0.75	
	Benzo(a)antraceno	0.8	0.8	7.5	
	Benzo(b)fluoranteno	0.8	0.8	7.5	
	Benzo(k)fluoranteno	8	8	75	
	Criseno	80	80	750	
Canadá	Benzo(a)antraceno	0.1	1	10	0.01
	Benzo(a)pireno	0.1	1	10	0.01
	Benzo(a)fluoranteno	0.1	1	10	0.01
	Benzo(b)fluoranteno	0.1	1	10	
	Dibenzo(a,h)antraceno	0.1	1	10	0.01
	Indeno(1,2,3 c,d)pireno	0.1	1	10	0.01
	Naftaleno	0.1	5	50	0.1
	Fenantreno	0.1	5	50	0.2
	Pireno	0.1	10	100	0.2
Países Bajos	Naftaleno		5		7
	Fenantreno		10		2
	Antraceno		10		2
	Fluoranteno		10		1
	Criseno		5		0.5
	Benzo(a)antraceno		5		0.5
	Benzo(a)pireno		1		0.2
	Benzo(k)fluoranteno		5		0.5
	Indeno(1,2,3-c,d)pireno		5		0.5
	Benzo(g,h,i)perileno		10		1
	HPA total		20		10

Suelo 1: Se refiere a uso agrícola. Suelo 2: De uso residencial/recreativo. Suelo 3: De uso industrial.

#### 4.6.1. NORMATIVIDAD

Actualmente algunas de las normas que se encargan de regular lo concerniente a hidrocarburos o contaminantes generados por la industria petrolera son:

NOM-143-SEMARNAT-2003, Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociadas a hidrocarburos.

NOM-052-ECOL-93, Que establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.

NOM-CCA-003-ECOL-1993, Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a cuerpos receptores provenientes de la industria de la refinación de petróleo y petroquímica.

CE-CCA-001/89 Acuerdo por el que se establecen los criterios ecológicos de calidad del agua. En la cual se considera la protección de la vida marina.

Tabla VII. Límites máximos permisibles NOM-CCA-003-ECOL-1993.

	Límites máximos permisibles	
	Promedio diario	Instantáneo
pH (unidades de pH)	6-9	6-9
Grasas y aceites (mg/L)	30	45
Demanda química de oxígeno (mg/L)	100	120
Demanda bioquímica de oxígeno (mg/L)	60	72
Sulfuros (mg/L)	0.2	0.4
Cromo hexavalente (mg/L)	0.05	0.075
Cromo total (mg/L)	1.0	1.2
Fenoles (mg/L)	0.5	0.75
Sólidos suspendidos totales (mg/L)	70	85

Tabla VIII. Criterios ecológicos de calidad del agua.

Sustancia o parámetro	Agua potable	Contacto primario	Uso agrícola	Uso pecuario	Protección a la vida acuática	
					Agua dulce	Áreas costeras
Acenafteno	0.02	-	-	-	0.02 (I)	0.01(I)
Benceno	0.01(III)	-	-	-	0.05(I)	0.005
Fluoranteno	0.04	-	-	-	0.04(I)	0.0004(I)
Grasas y aceites	Ausente	-	-	-	-	-
Hidrocarburos poliaromáticos (II)	0.00003 (III)	-	-	-	-	0.1
Naftaleno	-	-	-	-	0.02 (I)	0.02(I)

I El nivel de esta sustancia se obtuvo de multiplicar la toxicidad aguda reportada por 0.01.

II La sustancia presenta persistencia, bioacumulación.

III El nivel ha sido extrapolado mediante el empleo de un modelo matemático, por lo que en revisiones posteriores podrá ser modificado.

En nuestro país, las auditorías ambientales surgen de la necesidad de verificar las emisiones y la contaminación del ambiente por la industria ya instalada, destacando que México cuenta con una escasa y reciente experiencia en la aplicación de este instrumento de la política ambiental. El único informe disponible al público se elaboró en 1995, donde la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) reporta que durante 1992 a 1994, realizaron 179 auditorías ambientales y estuvieron en proceso otras 221.

## 5. ÁREA DE ESTUDIO

México al igual que otros países cuenta con una Zona Económica Exclusiva (ZEE), denominada a la porción de 200 millas náuticas (370.4 km.) hacia el océano, a partir de la línea costera, que define el nivel medio del mar de la zona litoral (LEY DE FEDERAL DEL MAR; TITULO SEGUNDO; De las Zonas Marinas Mexicanas). Cuando esta extensión se traslapa con la de otros países, la delimitación de las respectivas zonas se hace de común acuerdo entre los afectados. México cuenta con 2 946 825 km<sup>2</sup> de superficie marina, en la que ejerce libre soberanía para explorar, explotar y administrar los recursos vivos y no vivos de los fondos marinos, incluidos los del subsuelo y del agua suprayacente (artículo 27, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos). También se reserva el derecho exclusivo y de jurisdicción para islas arrecifales, establecer estructuras artificiales (plataformas petroleras) e implementar el desarrollo de actividades científicas, además de preservar el medio marino y eliminar los agentes contaminantes de esta zona (Ley Federal del Mar, 1986). Con base en estas reglas jurídicas, México tiene la posibilidad de explorar, inventariar y explotar en forma racional los recursos vivos y no vivos del mar, a lo largo de y ancho de más de 10 000 km. de extensión y 500 000 km<sup>2</sup> de superficie en la plataforma continental, lo que representa un poco mas del 20 % de su ZEE, área de potencial económico que se extiende de la línea de costa hasta la profundidad de 200 metros.

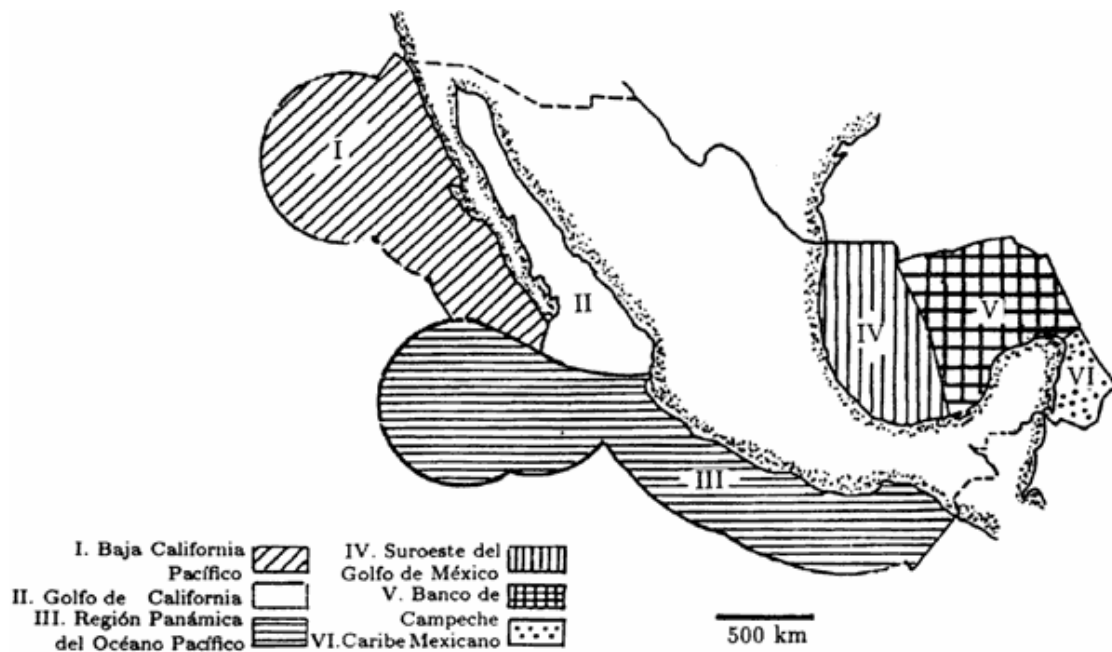


Figura 2. Subprovincias económicas de México.

La ZEE se divide en seis subprovincias, tomando como base la situación geográfica de cada una de ellas, así como las características geológicas, climatológicas, biológicas e hidrológicas de las mismas.

- I. Baja California-Pacífico
- II. Golfo de California
- III. Región panámica del Océano Pacífico
- IV. Suroeste del Golfo de México
- V. Banco de Campeche
- VI. Caribe Mexicano

Las zonas IV y V comprenden el Golfo de México. El Golfo de México es una cuenca oceánica semicerrada que tiene un área de aproximadamente 2 millones de km<sup>2</sup>, un volumen de 20 millones de km<sup>3</sup> y su dimensión Este-Oeste es de alrededor de 1,600 km. En su parte occidental tiene una extensión Norte –Sur de 1,300 km. y entre Yucatán y Florida mide aproximadamente 900 km.

La Sonda de Campeche se encuentra localizada en el Sur del Golfo de México, está situada de los 18° a 21° Norte y de los 90.5° a 94.5° Oeste, ocupa un área aproximada de 90, 000 km<sup>2</sup>; es una zona de intensa actividad pesquera y petrolera, lo cual la coloca en una situación de primer orden en la evaluación de sus recursos. El área de estudio presenta en la parte Este, frente a las costas de Campeche y Yucatán una amplia y somera plataforma, mientras que la parte Oeste presenta una plataforma estrecha, la cual puede alcanzar profundidades mayores a 1000 m cerca de la costa. En su parte costera, está presente el área natural protegida de Laguna de Términos, Campeche; el Parque Ecológico de Laguna de Mecoaacán, Tabasco; el área natural protegida de Río de Celestum, Yucatán.

El Banco de Campeche fue descrito por Ordóñez (1936) como una amplia plataforma carbonatada, con topografía casi llana. Es muy baja la actividad volcánica registrada en la zona, ya que el Golfo de México se encuentra en estabilidad geomorfológica.

El carácter hidrográfico de la zona está afectada por las corrientes litorales, la fisiografía costera, y el aporte de las aguas epicontinentales y estuarinas presentes en la zona. El sistema hidrográfico más importante en la región es el de los Ríos Grijalva y Usumacinta, seguido por los Ríos Tonalá, Chumpán, Candelaria y Champotón. La Sonda de Campeche se ve influenciada en su borde costero por aportes de agua dulce provenientes de la descarga de varios ríos y por la presencia de la Laguna de Términos que recibe a su vez el aporte de 5 ríos. Todos estos sistemas son susceptibles a la contaminación.

Las masas de agua del Golfo de México han sido objeto de estudio desde 1932, año en el cual Parr realizó el primer estudio extensivo del Golfo. En 1935 se emplearon diagramas de Temperatura-Salinidad, los cuales hasta la fecha han facilitado el análisis e identificación de sistemas complejos de corrientes y masas de agua. Se observó la presencia de dos masas de agua, una que caracterizaba al Caribe y otra propia del Golfo. La circulación del Golfo de México está relacionada con la influencia de las aguas cálidas y salinas que entran a través del Estrecho de Yucatán y salen por el Estrecho de Florida. Parte del agua se devuelve por contracorrientes (Armstrong y Grady, 1967). En la plataforma de Campeche, la dinámica de las masas está determinada por la circulación ciclónica, así como por su intensidad, la cual varía temporalmente según el transporte en el Canal de Yucatán.

Presenta clima cálido húmedo con lluvias abundantes en verano y una precipitación anual extrema hasta de 4500 mm. en las tierras bajas. Las temperaturas medias anuales oscilan entre 21.1 y 29.7 °C de acuerdo con datos obtenidos en el Servicio Meteorológico Nacional y la precipitación anual varía entre los 1100 y 2000 mm (Almanza y López, 1975). La variación media es de 6.0 °C. El valor más alto de temperatura se registra en junio y el más bajo para el mes de enero. Los valores extremos registrados en la zona son: 41.5 °C como máxima y 11.8 °C como mínima. La zona de estudio presenta tres estaciones climáticas bien definidas: (1) lluvias de junio a septiembre, (2) nortes de octubre a febrero y (3) secas de febrero a mayo. Durante todo el año soplan vientos del Norte, con variación en los meses de mayo-agosto, los cuales provienen de Noreste y Sur. En invierno, la dirección de los vientos se presenta hacia el Este, con ligera tendencia hacia el Sur y mayor hacia el Norte. El promedio de velocidad del viento varía de 11 km./h a 14.8 km./h. En el Golfo de México se observan variaciones térmicas verticales espacial y temporalmente, resultado de la formación de giros ciclónicos (fríos) y anticiclónicos (calientes); estos últimos debido al estrangulamiento de la Corriente del Lazo.

Las determinaciones de las densidades de las masas de agua presentes en el Golfo de México, son importantes para establecer su ubicación en la columna de agua y conjuntamente con la temperatura y la salinidad, determinar los patrones de circulación seguidos por ellas. En la Bahía de Campeche durante el mes de julio, se observa la presencia de un núcleo de alta densidad ubicado frente a los ríos Frontera y San Pedro, que se muestra en su perfil vertical mediante una deflexión ascendente de las isopícnas, de manera semejante a lo que ocurre con las isotermas. Esta deflexión muestra la presencia de una circulación ciclónica que es característica de esta zona. Hacia la parte oriental del Banco de Campeche la disposición de las isopícnas ha sido detectada durante el mes de julio (*De la Lanza et al., 1976 y Ruiz, 1979*), cuyas aguas pueden llegar hasta esta zona desplazándose sobre la plataforma Norte de la península. Como consecuencia de este fenómeno, las aguas más cercanas a la costa suelen ser más densas y frías que las más alejadas (*De la Lanza et al., 1976*).

Al igual que la temperatura, la distribución de la salinidad está fuertemente relacionada con la corriente del Lazo, la cual tiene una salinidad mayor a 36.8 ups por arriba de los 200 m, como resultado del predominio de la evaporación sobre la precipitación en la región del Caribe (*Biggs, 1992*). Las salinidades en invierno son menores en el Golfo de México con 32.16 ups, debido a la época y a la influencia de los ríos (*Nowlin y McLellan, 1967*); en la plataforma de Campeche alcanzan de 36.4 a 36.6 ups, siendo las mayores del Golfo de México y de la corriente del Caribe, originadas por la fricción de las capas de la corriente de Yucatán que tocan la plataforma de la península y afloran a la superficie dispersándose sobre ella (*Nowlin, 1972*).

Ecológicamente la Sonda de Campeche es una región amplia donde los procesos costeros y ecológicos están estrechamente interconectados. Los procesos climático-meteorológicos, la descarga de los ríos y los procesos sedimentarios son las principales variables físicas que controlan a los procesos biológicos. Los principales habitats (ambientes ecológicos) de la zona costera son: manglares, arrecifes de ostión, pastos marinos y plataforma adyacente con algunos arrecifes coralinos. La productividad biológica en los mares está determinada por varios factores como son la composición y las relaciones entre los organismos, la cantidad de nutrientes en el medio, la radiación solar y los mecanismos de reproducción. En la mayoría de las regiones subtropicales, la alta temperatura del agua ocasiona un

crecimiento rápido de los organismos y al mismo tiempo hace que estos maduren a una edad temprana y por lo tanto las tallas son pequeñas.

El fitoplancton, constituye el primer eslabón de la cadena alimenticia y es responsable, en forma directa, de la productividad primaria. Su nivel de presencia en el mar puede servir como indicador de variaciones anormales en el medio. En el Golfo de México, existen dos grandes zonas muy importantes para la producción primaria. La primera abarca la parte sur, principalmente la Sonda de Campeche, la segunda comprende el NO del Golfo de México entre los ríos Bravo y Misisipí. Las variaciones estacionales determinadas sobre la densidad de organismos revelaron que durante el invierno y la primavera se registra la mayor abundancia de fitoplancton, especialmente en áreas costeras.

La productividad de la zona lagunar-estuarina adyacente a la Sonda de Campeche varía en un intervalo de concentración de clorofila a de 0.3 a 8.2 mg/m<sup>3</sup> (Day et al., 1982). En la zona marina se encuentran concentraciones más bajas que van de 0.53 a 0.86 mg clorofila a/m<sup>3</sup> (Licea Durán et al. 1982). Estas características de producción primaria de la zona costera contrastan con los valores del océano abierto. Por ejemplo, para el Golfo de México los valores de productividad primaria son en general bajos con un valor medio de 0.1 gC/m<sup>2</sup>/día y son valores típicos para regiones tropicales (Margalef y Estrada, 1980). En relación a los datos de clorofila a, El Sayed et al. (1972) indica un valor promedio para el Golfo de México de 0.2 mg clorofila a/m<sup>3</sup>, y este autor enfatiza que el valor más alto para la costa de México se localiza en el área de Veracruz-Tabasco con un valor de 2.35 mg clorofila a/m<sup>3</sup>. Licea Durán et al. (1982) consideran que los valores de biomasa fitoplanctónica más altos se encuentran en la zona costera, en especial en áreas de influencia fluvial; el intervalo que reporta este autor considera valores promedio de 0.86 mg clorofila a/m<sup>3</sup> en época de Nortes y 0.53 mg clorofila a/m<sup>3</sup> en épocas de secas; agrega que la zona oceánica adyacente presenta valores promedio de 0.05 mg clorofila a/m<sup>3</sup> sin fuertes cambios a través del año. Las amplias diferencias en concentración de clorofila pueden ser debidas no solamente a la estacionalidad fitoplanctónica, sino también a aspectos metodológicos.

El oxígeno disuelto superficial de las aguas del Caribe mexicano es homogéneo en el transcurso del año, manteniendo niveles de 4 a 5 ml/l, con un máximo a los 50 m de profundidad de 6.1 ml/l y a los 200 m 3.2 ml/l (*De la Lanza Espino, 1991*). Debido a que esta agua conforma la Corriente del Lazo, que representa más del 50 % del agua que entra al Golfo de México, el contenido de oxígeno en el Golfo es uniforme en la capa superficial de mezcla de 0 a 150-250 m de profundidad, con 4.5 ml/l; como se observa en la plataforma de Campeche, Veracruz y el Caribe. Otra característica importante del Golfo es la presencia de la capa mínima de oxígeno a una profundidad entre los 200 y 600 m aproximadamente, con una concentración de 2.0 ml/L al noroeste y a una profundidad de 600 m en la Corriente del Lazo con <3.0 ml/l (*Morrison y Nowlin, 1977*); esta capa mínima de oxígeno se observa también aquellas aguas propias del Golfo (*Nowlin, 1971; El-Sayed et al., 1972*). Dicha capa está en función de los factores climáticos y su grosor depende de las características locales de circulación, ya que asciende en los giros ciclónicos y desciende en los giros anticiclónicos y se origina en el mar Caribe por la masa de agua central del Atlántico tropical, dada su similitud en el contenido de oxígeno (*Vidal et al., 1990*).

Es difícil precisar concentraciones específicas dado que los nutrientes son “no conservativos” y su contenido depende de la asimilación fitoplanctónica y su temporalidad.

En general se observa que la distribución espacial de los nutrientes disueltos en el Golfo de México está determinada por el campo de circulación barométrica. La verticidad de los giros y su interacción acoplada generan un sistema natural de bombeo dentro del Golfo, pues transfieren movimientos verticales ascendentes y descendentes de las masas de agua que se ubican dentro de sus zonas de influencia (*Vidal et al., 1990*). Además se debe aclarar que su variación espacial y temporal también depende en buena medida de la asimilación fitoplanctónica y sus florecimientos.

La actividad pesquera en el país es intensa representando (2003):

Peso desembarcado = 1 377 902 toneladas de los cuales 283 153 (20.55 %) toneladas provienen del Golfo de México y Caribe, 280 909 (20.39 %) toneladas son para el consumo humano directo y 2 181 (0.15 %) toneladas son para el consumo humano.

Peso vivo = 1 564 966 toneladas de los cuales 295 625 (18.9 %) toneladas provienen del Golfo de México y Caribe y 292 988 (18.72 %) toneladas son para el consumo humano directo y 1 745 toneladas son para el consumo humano (Anuario estadístico de pesca 2003).

En últimos años se ha intensificado la explotación petrolera en nuestro país. En el año 2003, PEMEX entregó al Gobierno Federal 382.4 mil millones de pesos (mmp) por concepto de impuestos directos e indirectos así como derechos de extracción (PEMEX, 2003), de un total de ingresos de 625.4 mmp; esto representó el 61.14 % de los ingresos totales de la paraestatal. Para México en 2003 PEMEX aportó el 38 % del total recaudado por la SHCP.

México se ha convertido en el cuarto productor de petróleo en el mundo, con producción diaria de 3.1 millones de barriles, exportando 1.7 millones de barriles diarios. Este producto se exporta a Canadá, Estados Unidos, Centroamérica, España, Francia, Yugoslavia, Japón e Israel (Ayllón y Chávez, 1994). Las reservas probadas, probables y posibles ascendieron –al primero de enero del 2000- a 58 mil 204 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por lo que la relación reserva –producción es superior a los 40 años (PEMEX, 2000).

Tabla IX. Producción de petróleo crudo por región (Miles de barriles diarios).

<b>AÑO</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
<b>TOTAL</b>	3 012.0	3 127.0	3 177.1	3 370.9
<b>Región marina noreste</b>	1 763.2	1 985.8	2 151.6	2416.3
<b>Región marina suroeste</b>	621.7	554.0	452.2	397.6
<b>Región sur</b>	549.6	508.7	498.4	483.3
<b>Región norte</b>	77.5	78.5	74.9	73.6



Tabla X. Producción de gas natural (Millones de pies cúbicos diarios).

<b>AÑO</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
<b>TOTAL</b>	4 679	4 511	4 423	4 498
<b>Región marina noreste</b>	737	794	831	940
<b>Región marina suroeste</b>	820	736	621	581
<b>Región sur</b>	1 857	1 743	1 704	1 630
<b>Región norte</b>	1 266	1 238	1 268	1 347

De lo anterior podemos decir que del Golfo de México se obtuvo en el 2003 el 84 % de la producción nacional de crudo y el 32.8 % de la producción de gas natural.

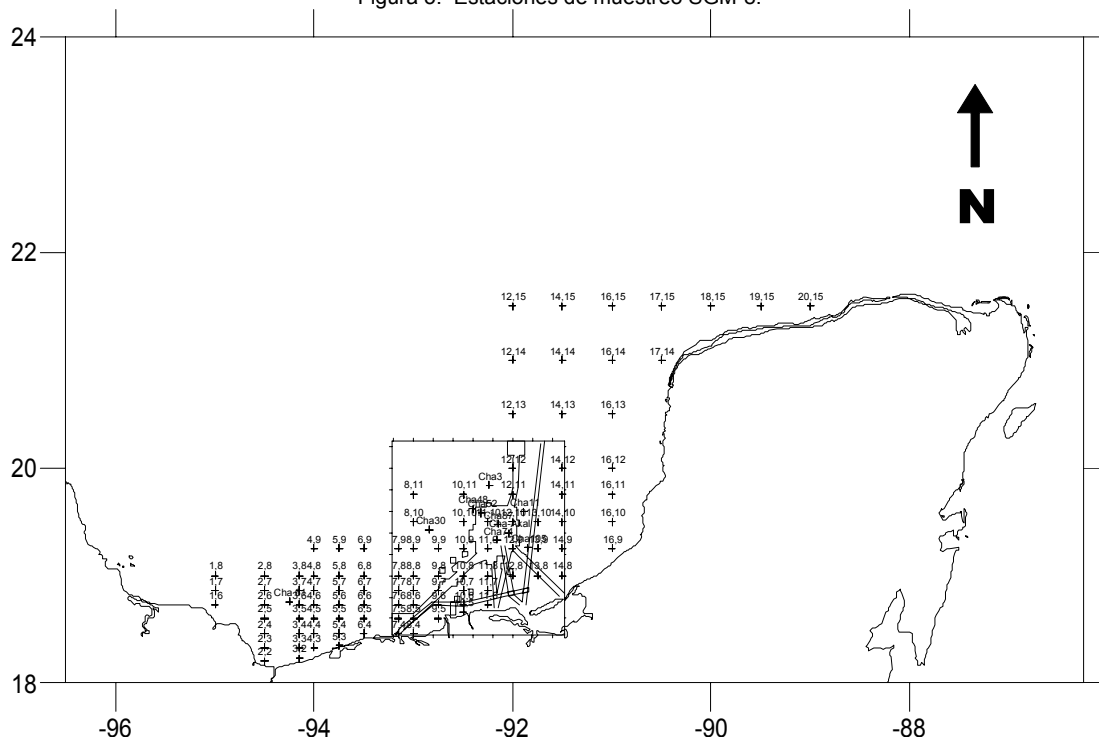
De la zona denominada Sonda de Campeche se obtuvo, 2003, el 71.68 % de la producción nacional de crudo y el 20.89 % de la producción de gas natural del país.

## 6. METODOLOGÍA

Se realizó un muestreo en el Sur del Golfo de México (SGM) en los meses de septiembre y Octubre del año 2003 haciendo uso del Buque Oceanográfico (B/O) Justo Sierra propiedad de la UNAM.

Para este estudio se eligieron 120 estaciones de muestreo distribuidas en el SGM, en cada una de las estaciones se recolecto agua en botellones de vidrio color ámbar con capacidad de 4 litros, los cuales fueron previamente lavados con solución al 10 % extrán (libre de fosfatos) y después con mezcla crómica para después enjuagarlos con agua destilada, acetona y cloruro de metileno.

Figura 3. Estaciones de muestreo SGM-8.



### 6.1 PROCEDIMIENTOS

#### 6.1.1. PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE AGUA DE MAR SUPERFICIAL ABORDO DEL B/O JUSTO SIERRA PARA LA DETERMINACIÓN DE HIDROCARBUROS.

- 1- Preparar la botella ámbar (previamente etiquetada con los datos de la muestra) que servirá para recolectar, almacenar y transportar la muestra de agua de mar superficial al laboratorio de fisicoquímica marina.
- 2- Colocar la botella ámbar en el muestreador asegurándola para que no se pierda durante la toma de muestra.
- 3- Sacar el muestreador y quitar la botella ámbar, colocarle una contra tapa de aluminio y tapar con su respectiva tapa.
- 4- Depositar las botellas ámbar con muestras de agua de mar en cajas de cuatro y almacenar a 4 °C hasta su análisis en el laboratorio de fisicoquímica marina.

### 6.1.2. PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE MUESTRAS DE AGUA DE MAR DE FONDO ABORDO DEL B/O JUSTO SIERRA PARA LA DETERMINACIÓN DE HIDROCARBUROS

- 1- Preparar la botella ámbar (previamente etiquetada con los datos de la muestra) que servirá para recolectar, almacenar y transportar la muestra de agua de mar superficial al laboratorio de fisicoquímica marina.
- 2-Recolectar el agua de mar de fondo con la ayuda de botellas *Niskin* colocadas en una estructura de acero con equipo electrónico denominado *CTD* el cual dispara las botellas a la profundidad deseada.
- 3- Trasvasar el agua de mar de fondo de las botellas *Niskin* a la botella ámbar.
- 4- Colocar una contra tapa de aluminio a la botella ámbar y tapar con su respectiva tapa.
- 5- Depositar las botellas ámbar con muestras de agua de mar en cajas de cuatro y almacenar a 4 °C hasta su análisis en el laboratorio de fisicoquímica marina.

### 6.1.3. EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

La técnica de extracción de los hidrocarburos se realizó siguiendo el Método 6410B de extracción líquido-líquido con cromatografía de gases/ espectrometría de masas aprobado por el Standard Methods Comité, 1987. Aceptado por la U.S. Environmental Protection Agency como equivalente al método EPA 625 con algunas variantes.

Principio: Se extrae en serie un volumen medido de muestra con cloruro de metileno con un pH superior a 11 y nuevamente, con un pH inferior a 2. El extracto debe secarse, concentrarse y analizarse en un sistema de cromatografía de gases. La identificación cualitativa de los hidrocarburos se basa en el tiempo de retención.

#### Procedimiento

La extracción es realizada en un embudo de separación. Las fracciones se recuperan en frascos ámbar de 250 ml.

- 1.- Se mide un litro de muestra.
- 2.- Se vierte el volumen de la muestra en el embudo de separación verificando el pH con un papel indicador de pH de gama amplia y se ajusta el pH > 11 con una solución de NaOH.
- 3.- Agitar vigorosamente para homogeneizar la solución.
- 4.- Añadir 80 ml de cloruro de metileno.
- 5.- Agitar durante 2 minutos con una ventilación periódica para liberar el exceso de presión.
- 6.- Se dejan separar las fases orgánica y acuosa durante 10 minutos.
- 7.- Pasados los 10 minutos de reposo, separar la fase orgánica del agua y recolectar el extracto en un frasco ámbar de 250 ml, marcando como fracción básica.
- 8.- Se añade un segundo volumen, de 60 ml de cloruro de metileno y repítanse los pasos 5,6 y 7.
- 9.- Se realiza una tercera extracción repitiendo 8.
- 10.- Después de la tercera extracción, ajústese el pH de la fase acuosa a un valor < 2 mediante el empleo de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.
- 11.- Se realizan extracciones en serie con 80, 60 y 60 ml de cloruro de metileno de la fase acidificada de la misma manera que la fase acuosa básica.
- 12.- El frasco ámbar es etiquetado como la fracción ácida de la muestra.

- 13.- Para cada fracción se utiliza un concentrador Kuderna-Danish (K-D) de 500 ml.
- 14.- Viértase el extracto de cada fracción a su respectivo concentrador K-D.
- 15.- Colóquese el instrumental K-D en un baño de agua caliente (entre 60 y 65 °C) en una campana de extracción de manera que el tubo concentrador se sumerja parcialmente en el agua caliente.
- 16.- Cuando el volumen aparente del líquido alcance un ml, retírese el instrumental K-D y déjese secar y enfriar durante 10 minutos como mínimo.
- 17.- Retírese la columna Snyder y lavar el matraz con 2 ml de cloruro de metileno, preferiblemente con una pipeta Pasteur.
- 18.- Pasar el contenido del tubo concentrador con una pipeta Pasteur a un vial ámbar con tapón de rosca y septum.
- 19.- Dejar secar el contenido del vial en la campana de extracción, o mediante un flujo directo de nitrógeno.
- 20.- Adicionar con pipeta volumétrica 1 ml de cloruro de metileno al vial que contiene la muestra con el solvente evaporado a sequedad.
- 21.- Tomar 1 µl del volumen reconstituido con una microjeringa de 10 µl e inyectar al cromatógrafo de gases.

## 6.2. CROMATOGRAFÍA DE GASES

La cromatografía de gases es una de las técnicas actuales mas utilizadas para evaluar los niveles de contaminación por hidrocarburos del petróleo.

La cromatografía se ha definido como un método físico de separación en el cual los componentes a separar se distribuyen entre dos fases, una de las cuales constituye la fase estacionaria, de gran área superficial, y la otra es un fluido (fase móvil) que pasa a través o a lo largo de la fase estacionaria.

Para este estudio se utilizó la cromatografía de gases para determinar y cuantificar la presencia de hidrocarburos disueltos y dispersos en la Sonda de Campeche; para ello se utilizó un cromatógrafo de gases Hewlett-Packard modelo 5890 series II equipado con un detector de ionización de flama y una columna capilar 5% Fenil Metil Silicón de 25 m de largo x 0.32 mm de diámetro interno y 5µm de espesor. La temperatura fue programada 100 a 300 °C con incrementos de 10 °C/min hasta una temperatura de 170 °C, después incrementos de 5 °C/min hasta una temperatura de 280 °C y por último, incrementos de 10 °C/min. La temperatura del detector fue programada a 315 °C.

La identificación y cuantificación de cada hidrocarburo presente en la columna de agua se obtuvo a través del programa que opera el cromatógrafo de gases, el cual proporciona los resultados a partir de las curvas de calibración individuales de los 53 hidrocarburos totales del petróleo.

La concentración de cada hidrocarburo depende de la atenuación del cromatograma, el volumen de reconstitución el volumen de inyección y del volumen de la muestra cuando todas esas variables son constantes e igual a uno la concentración de cada hidrocarburo es la reportada por el equipo de lo contrario se tienen que tomar en cuenta cada una de las variables (UNESCO, 1982) de ahí:

$$\text{Concentración final} = \frac{(C_e) (V_r)}{V_m}$$

Donde:  $C_e$  = Concentración reportada por el equipo  
 $V_m$  = Volumen de la muestra  
 $V_r$  = Volumen de reconstitución

En las siguientes dos tablas se presentan los tiempos de retención características para cada uno de los hidrocarburos que se analizaron.

Tabla XI. Tiempos de retención de hidrocarburos alifáticos.

	Hidrocarburo	Tiempo de retención		Hidrocarburo n	Tiempo de retención
1	N-decano	5.36	14	N-tricosano	30.22
2	N-dodecano	9.13	15	N-tetracosano	31.64
3	N-tetradecano	12.92	16	N-pentacosano	32.94
4	N-pentadecano	14.70	17	N-hexacosano	34.16
5	N-hexadecano	16.40	18	N-heptacosano	35.29
6	N-heptadecano	18.14	19	N-octacosano	36.36
7	Pristano	18.27	20	N-nonacosano	37.37
8	N-octadecano	20.12	21	N-triacontano	38.35
9	Fitano	20.31	22	N-dotriacontano	40.32
10	N-nonadecano	22.25	23	N-tetracontano	42.85
11	N-eicosano	24.59	24	N-hexatriacontano	46.39
12	N-heneicosano	26.78	25	N-octatriacontano	51.45
13	N-docosano	28.63	26	N-tetracontano	58.88

Tabla XII. Tiempos de retención de hidrocarburos poliaromáticos.

	Hidrocarburo	Tiempo de retención		Hidrocarburo	Tiempo de retención
1	Naftaleno	13.32	15	2-Metilfenantreno	22.59
2	2-Metilnaftaleno	15.03	16	Fluoranteno	23.93
3	1-Metilnaftaleno	15.28	17	Pireno	24.44
4	Bifenilo	16.19	18	Benzo(a)antraceno	27.34
5	2,6-Dimetilnaftaleno	16.53	19	Criseno	27.44
6	Acenaftileno	17.16	20	Benzo(b)fluoranteno	29.78
7	Acenafteno	17.61	21	Benzo(k)fluoranteno	29.83
8	2,3,5-Trimetilnaftaleno	18.56	22	Benzo(e)pireno	30.35
9	Fluoreno	18.81	23	Benzo(a)pireno	30.45
10	1-Metilfluoreno	20.23	24	Perileno	30.63
11	Dibenzotiofeno	20.78	25	Indeno(1,2,3-cd)pireno	33.29
12	Fenantreno	21.07	26	Dibenzo(a,h)antraceno	33.39
13	Antraceno	21.18	27	Benzo(ghi)perileno	34.06
14	1-Metilfenantreno	22.34			

Se inyectaron estándares los cuales se procesaron de la misma forma que las muestras problema para obtener los porcentajes de recuperación.

El límite de detección instrumental se calculó como 3 veces el ruido electrónico. Y el límite de detección metodológico se calculó como 3 veces el límite de detección instrumental.

Se inyectó una mezcla de estándares de referencia NIST a diferentes concentraciones para obtener curvas de calibración y que este análisis fuera certero, además de repetir

inyecciones de muestras aleatoriamente para corroborar los resultados obtenidos y tener un control de calidad sobre el muestreo.

Figura 4. Cromatograma de estándares de hidrocarburos poliaromáticos.

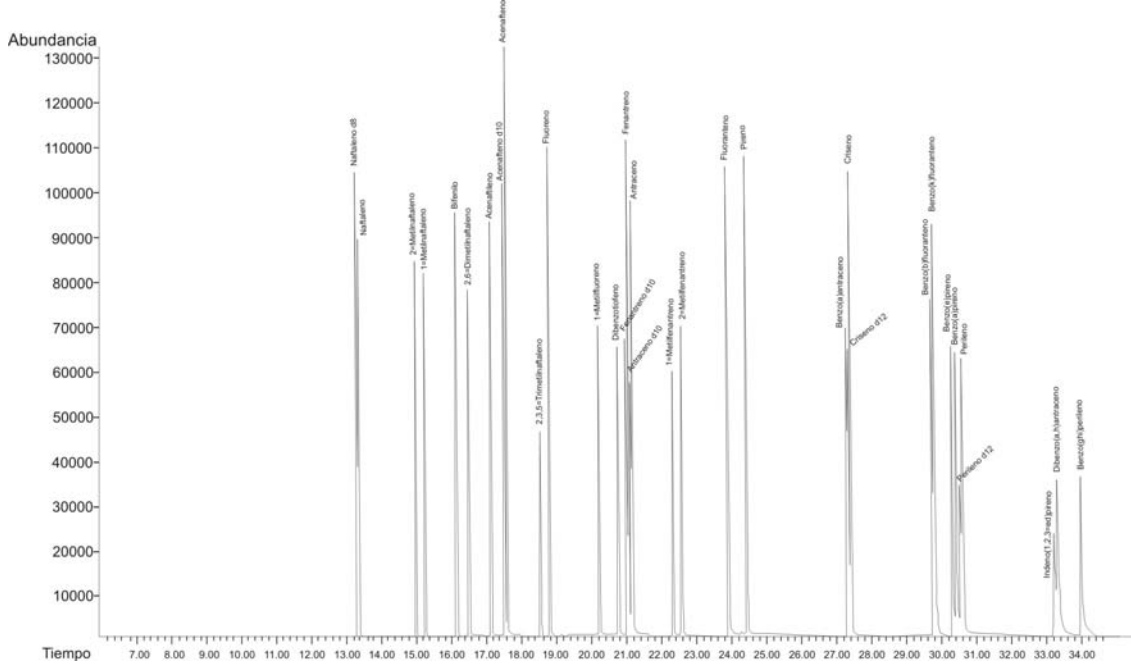
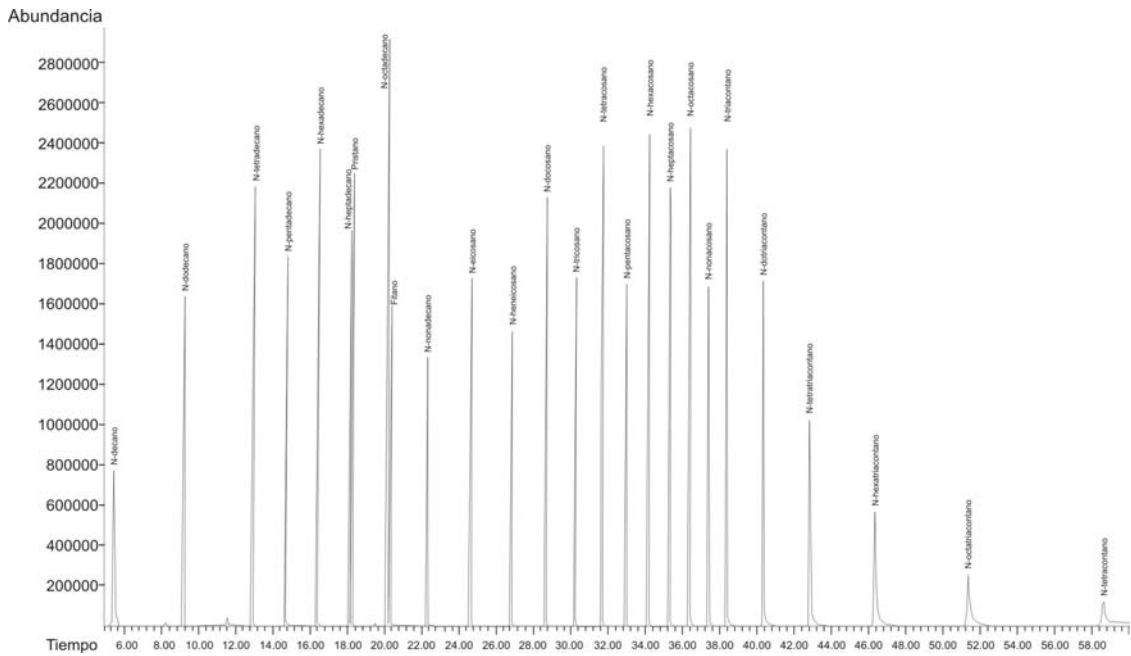


Figura 5. Cromatograma de estándares de hidrocarburos alifáticos.

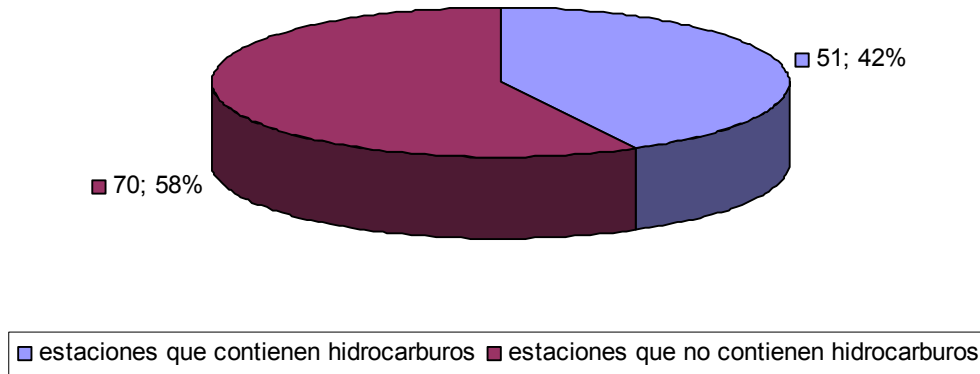


## 7. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De las 121 estaciones monitoreadas se tiene:

Figura 6.

### HIDROCARBUROS DISUELTOS SGM-8



### 7.1.- HIDROCARBUROS TOTALES DEL PETROLEO

$\Sigma$  HTP = 134.648  $\mu\text{g/l}$  (partes por billón, ppb) de contaminantes disueltos encontrados en el muestreo.

De las 51 estaciones donde se encontraron hidrocarburos totales del petróleo se tiene:

Figura 7.

### HIDROCARBUROS TOTALES DE PETROLEO

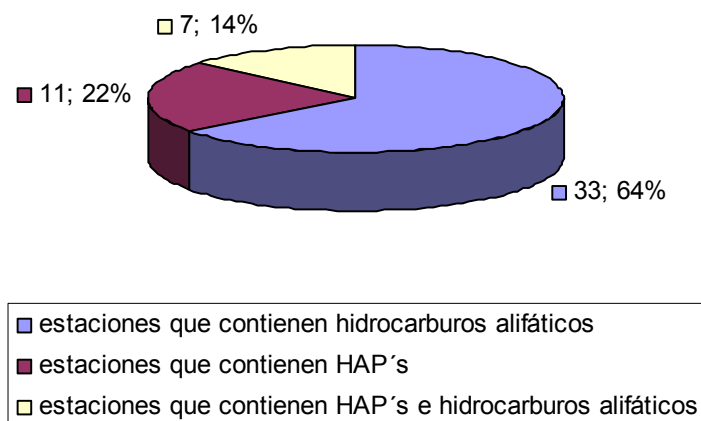


Figura 8. Distribución de concentraciones de hidrocarburos totales del petróleo.

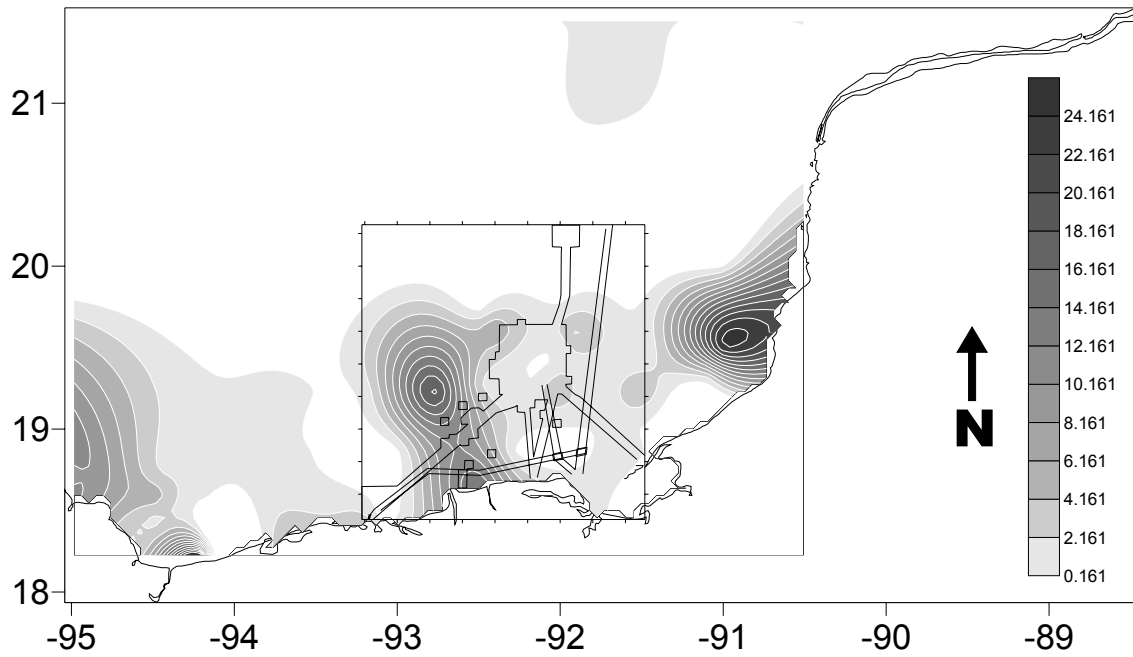
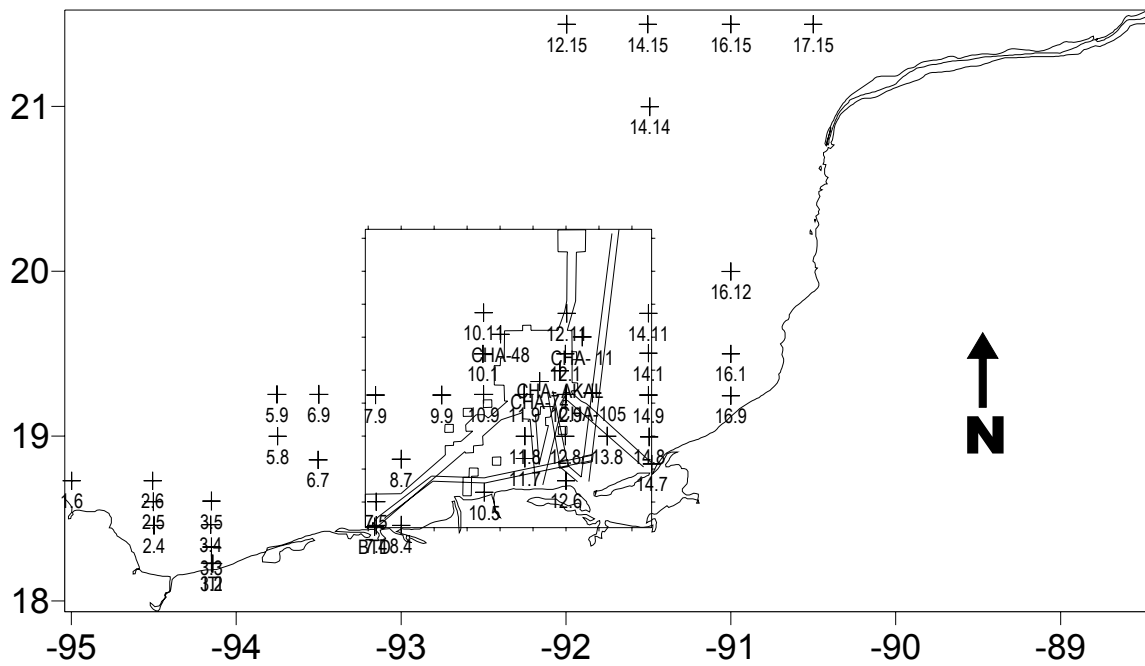


Figura 9. Estaciones con hidrocarburos totales del petróleo SGM-8.





---

Hidrocarburos totales de petróleo (Hidrocarburos aromáticos policíclicos + Hidrocarburos alifáticos) (Concentraciones en ppb)

Estación 17.15: 0.373.	Estación 16.15: 0.138.	Estación 16.12: 0.040.
Estación 16.10: 23.647.	Estación 16.9: 2.251.	Estación 14.15: 0.404.
Estación 14.14: 0.341.	Estación 14.11: 0.235.	Estación 14.9: 3.506.
Estación 14.8: 0.101.	Estación 14.7: 0.407.	Estación 14.1: 0.344.
Estación 13.8: 0.293.	Estación 12.15: 0.161.	Estación 12.11: 0.163.
Estación 12.9: 4.082.	Estación 12.8: 0.040.	Estación 12.6: 0.390.
Estación 12.1: 0.891.	Estación 11.9: 1.019.	Estación 11.8: 1.439.
Estación 11.7: 0.121.	Estación 10.11: 0.123.	Estación 10.10: 4.730.
Estación 10.9: 2.682.	Estación 10.5: 13.351.	Estación 9.9: 18.450.
Estación 8.7: 0.065.	Estación 8.4: 0.063.	Estación 7.9: 1.601.
Estación 7.5: 0.035.	Estación 7.4: 0.103.	Estación 6.9: 0.103.
Estación 6.7: 0.063.	Estación 5.9: 0.519.	Estación 5.8: 0.321.
Estación 3.5: 0.329.	Estación 3.4: 0.444.	Estación 3.3: 1.592.
Estación 3.2: 16.840.	Estación 2.6: 2.603.	Estación 2.5: 5.256.
Estación 2.4: 1.861.	Estación 1.6: 8.496.	Estación BTD: 2.248.
Estación ITI: 1.245.		
Estación chapopotera-akal: 0.749.		
Estación chapopotera-105: 0.624.		
Estación chapopotera-74: 0.113.		
Estación chapopotera-48: 5.404.		
Estación chapopotera-11: 4.249.		
$\Sigma$ HTP = 134.648 ppb.		

## 7.2.- HIDROCARBUROS ALIFÁTICOS

$\Sigma$  HTP = 134.648 ppb.

$\Sigma$  Hidrocarburos alifáticos totales = 15.349 ppb.

Figura 10. Distribución de concentraciones de hidrocarburos alifáticos.

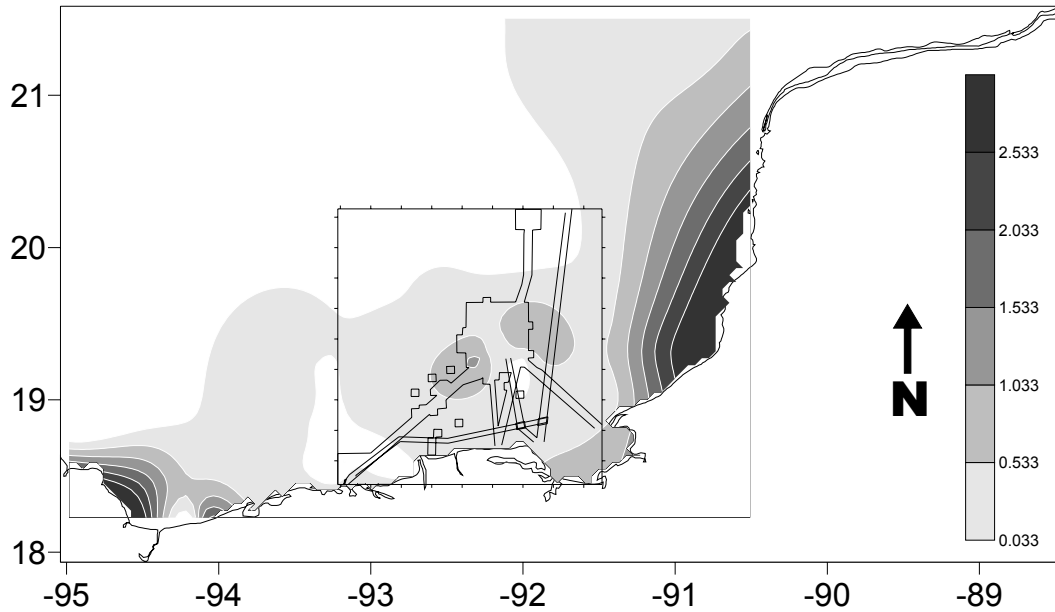
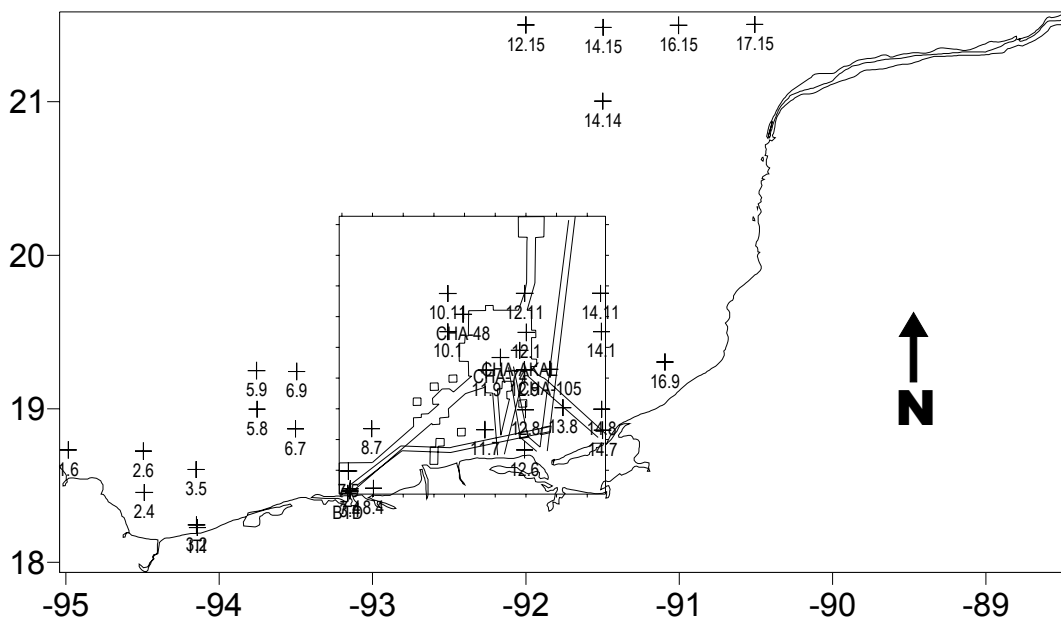


Figura 11. Estaciones con hidrocarburos alifáticos.



### 7.2.1.- Hidrocarburos alifáticos totales

Los hidrocarburos alifáticos representaron el 11.33 % de los hidrocarburos totales del petróleo encontrados en el muestreo SGM-8. Fueron encontrados 14 compuestos de los 26 estudiados. De los hidrocarburos alifáticos totales (contaminantes por estaciones) se encontraron concentraciones de 0.023 a 2.251 ppb (correspondiendo el valor más alto a la estación 16.9) y de los compuestos se encontraron concentraciones que van desde 0.013 ppb correspondientes al n-heptadecano en la estación 13.8 hasta 0.700 ppb del tricosano en la estación ITI.

Hidrocarburos alifáticos (Concentraciones en ppb)

Estación 17.15: n-tricosano 0.115, n-tetracosano 0.095, n-pentacosano 0.163.

TOTAL= 0.373 ppb

Estación 16.9 : n-docosano 0.088, n-tricosano 0.228, n-tetracosano 0.180, n-pentacosano 0.318, n-hexacosano 0.198, n-heptacosano 0.345, n-octacosano 0.333, n-nonacosano 0.393, n-triacontano 0.168. TOTAL= 2.251 ppb

Estación 16.15: n-tetracosano 0.060, n-pentacosano 0.078. TOTAL= 0.138 ppb

Estación 14.8: n-docosano 0.028, n-tricosano 0.073. TOTAL= 0.101 ppb

Estación 14.7: n-tetracosano 0.067, n-pentacosano 0.145, n-hexacosano 0.085, n-heptacosano 0.110. TOTAL= 0.407 ppb

Estación 14.15: n-docosano 0.028, n-tricosano 0.103, n-tetracosano 0.070, n-pentacosano 0.123, n-octacosano 0.080. TOTAL= 0.404 ppb

Estación 14.14: n-tetracosano 0.043, n-pentacosano 0.120, n-heptacosano 0.095, n-octacosano 0.083. TOTAL= 0.341 ppb

Estación 14.11: n-tetracosano 0.045, n-pentacosano 0.120, n-hexacosano 0.070. TOTAL= 0.235 ppb

Estación 14.1: n-tetracosano 0.038, n-pentacosano 0.118, n-hexacosano 0.080, n-heptacosano 0.108. TOTAL= 0.344 ppb

Estación 13.8: n-heptadecano 0.013, n-octadecano 0.280. TOTAL= 0.293 ppb

Estación 12.9: n-tetracosano 0.038. TOTAL= 0.038 ppb

Estación 12.8: n-tetracosano 0.040. TOTAL= 0.040 ppb

Estación 12.6: n-tetracosano 0.065, n-pentacosano 0.135, n-hexacosano 0.075, n-heptacosano 0.115. TOTAL= 0.39 ppb

Estación 12.15: n-tetracosano 0.053, n-pentacosano 0.108. TOTAL= 0.161 ppb

Estación 12.11: n-docosano 0.043, n-tetracosano 0.065, n-pentacosano 0.055. TOTAL= 0.163 ppb

Estación 12.1: n-tricosano 0.138, n-tetracosano 0.110, n-pentacosano 0.170, n-hexacosano 0.105, n-heptacosano 0.130, n-octacosano 0.110, n-nonacosano 0.128. TOTAL= 0.891 ppb

Estación 11.9: n-docosano 0.073, n-tricosano 0.190, n-tetracosano 0.130, n-pentacosano 0.183, n-hexacosano 0.115, n-heptacosano 0.130, n-octacosano 0.093, n-nonacosano 0.105. TOTAL= 1.019 ppb

Estación 11.7: n-tricosano 0.078, n-tetracosano 0.043. TOTAL= 0.121 ppb

Estación 10.11: n-tetracosano 0.023. TOTAL= 0.123 ppb

Estación 10.10: n-tetracosano 0.038, n-pentacosano 0.068. TOTAL= 0.106 ppb

Estación 8.4: n-tetracosano 0.063. TOTAL= 0.063 ppb

Estación 8.7: n-tetracosano 0.065. TOTAL= 0.065 ppb

Estación 7.5: n-tetracosano 0.035. TOTAL= 0.035 ppb

Estación 7.4: n-tetracosano 0.103. TOTAL= 0.103 ppb  
 Estación 6.9: n-tricosano 0.068, n-tetracosano 0.035. TOTAL= 0.103 ppb  
 Estación 6.7: n-docosano 0.023, n-tetracosano 0.040. TOTAL= 0.063 ppb  
 Estación 5.9: n-tricosano 0.073, n-tetracosano 0.043, n-pentacosano 0.080, n-hexacosano 0.060, n-heptacosano 0.075, n-octacosano 0.093, n-nonacosano 0.095. TOTAL= 0.519 ppb  
 Estación 5.8: n-tricosano 0.103, n-tetracosano 0.050, n-heptacosano 0.080, n-nonacosano 0.088. TOTAL= 0.321 ppb  
 Estación 3.5: n-tetracosano 0.038, n-pentacosano 0.088, n-hexacosano 0.063, n-octacosano 0.065, n-nonacosano 0.075. TOTAL= 0.329 ppb  
 Estación 3.4: n-tetracosano 0.053, n-pentacosano 0.078, n-hexacosano 0.075, n-heptacosano 0.075, n-octacosano 0.083, n-nonacosano 0.080. TOTAL= 0.444 ppb  
 Estación 3.2: n-tetracosano 0.025, n-pentacosano 0.058. TOTAL= 0.083 ppb  
 Estación 2.6: n-tricosano 0.075, n-tetracosano 0.053, n-pentacosano 0.113, n-hexacosano 0.068, n-heptacosano 0.088. TOTAL= 0.397 ppb  
 Estación 2.4: n-docosano 0.090, n-tricosano 0.220, n-tetracosano 0.160, n-pentacosano 0.240, n-hexacosano 0.168, n-heptacosano 0.268, n-octacosano 0.240, n-nonacosano 0.313, n-triacontano 0.162. TOTAL= 1.861 ppb  
 Estación 1.6: n-tetracosano 0.033. TOTAL= 0.033 ppb  
 Estación BTD: n-pentadecano 0.027, n-hexadecano 0.077. TOTAL= 0.104 ppb  
 Estación ITI: n-tricosano 0.700, n-tetracosano 0.130, n-pentacosano 0.175, n-hexacosano 0.110, n-heptacosano 0.130. TOTAL= 1.245 ppb  
 Estación chapopotera-akal: n-docosano 0.023, n-tricosano 0.085, n-tetracosano 0.058, n-pentacosano 0.120, n-hexacosano 0.085, n-heptacosano 0.130, n-octacosano 0.095, n-nonacosano 0.153. TOTAL= 0.749 ppb  
 Estación chapopotera-105: n-heptadecano 0.123, n-octadecano 0.293, n-nonadecano 0.208. TOTAL= 0.624 ppb  
 Estación chapopotera-74: n-docosano 0.080, n-tetracosano 0.033. TOTAL= 0.113 ppb  
 Estación chapopotera-48: n-tricosano 0.048, n-tetracosano 0.030, n-pentacosano 0.078. TOTAL= 0.156 ppb

### 7.2.2.- N-docosano

$\Sigma$  N-docosano = 0.476 ppb.

Se detectó este compuesto en 9 estaciones, presentó concentraciones desde 0.023 hasta 0.090 ppb. La estación 2.4 es la que contiene el valor más alto. El n-docosano representó el 0.35 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 3.12 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

### 7.2.3.- N-tricosano

$\Sigma$  N-tricosano = 2.297 ppb.

Se detectó este compuesto en 15 estaciones, presentó concentraciones desde 0.048 hasta 0.700 ppb. La estación ITI es la que contiene el valor más alto. El n-tricosano representó el 1.71 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 15.06 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

#### 7.2.4.- N-tetracosano

$\Sigma$  N-tetracosano= 2.25 ppb.

Se detectó este compuesto en 36 estaciones, presentó concentraciones de 0.023 a 0.180 ppb. La estación 16.9 es la que contiene el valor más alto. El n-tetracosano representó el 1.67 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 14.75 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

#### 7.2.5.- N-pentacosano

$\Sigma$  N-pentacosano= 2.934 ppb.

Se detectó este compuesto en 23 estaciones, presentó concentraciones de 0.055 a 0.318 ppb. La estación 16.9 es la que contiene el valor más alto. El n-pentacosano representó el 2.18 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 19.24 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

#### 7.2.6.- N-hexacosano

$\Sigma$  N-hexacosano= 1.357 ppb.

Se detectó este compuesto en 14 estaciones, presentó concentraciones de 0.060 a 0.198 ppb. La estación 16.9 es la que contiene el valor más alto. El n-hexacosano representó el 1.00 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 8.89 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

#### 7.2.7.- N-heptacosano

$\Sigma$  N-heptacosano= 1.879 ppb.

Se detectó este compuesto en 14 estaciones, presentó concentraciones de 0.075 a 0.345 ppb. La estación 16.9 es la que contiene el valor más alto. El n-heptacosano representó el 1.4 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 12.32 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

#### 7.2.8.- N-octacosano

$\Sigma$  N-octacosano= 1.275 ppb.

Se detectó este compuesto en 10 estaciones, presentó concentraciones de 0.065 a 0.333 ppb. La estación 16.9 es la que contiene el valor más alto. El n-octacosano representó el 0.95 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 8.36 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

#### 7.2.9.- N-nonacosano

$\Sigma$  N-nonacosano= 1.430 ppb.

Se detectó este compuesto en 9 estaciones, presentó concentraciones de 0.075 a 0.393 ppb. La estación 16.9 es la que contiene el valor más alto. El n-nonacosano representó el 1.06 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 9.37 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

**7.2.10.- N-triacontano**

$\Sigma$  N-triacontano= 0.330 ppb.

Se detectó este compuesto en 2 estaciones, presentó concentraciones de 0.162 a 0.168 ppb. La estación 16.9 es la que contiene el valor más alto. El n-triacontano representó el 0.24 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 2.16 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

**7.2.11.- N-pentadecano**

N-pentadecano= 0.027 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, su valor de concentración es de 0.027 ppb. La estación BTM es la que contiene este valor. El n-pentadecano representó el 0.002 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 0.18 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

**7.2.12.- N-hexadecano**

N-hexadecano= 0.077 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, su valor de concentración es de 0.077 ppb. La estación BTM es la que contiene este valor. El N-hexadecano representó el 0.006 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 0.5 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

**7.2.13.- N-heptadecano**

$\Sigma$  N-heptadecano= 0.136 ppb.

Se detectó este compuesto en 2 estaciones, presentó valores de 0.013 a 0.123 ppb. La estación chapopotera 105 es la que contiene el valor más alto. El n-heptadecano representó el 0.101 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 0.89 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

**7.2.14.- N-octadecano**

$\Sigma$  N-octadecano= 0.573 ppb.

Se detectó este compuesto en 2 estaciones, presentó valores de 0.280 a 0.293 ppb. La estación chapopotera 105 es la que contiene el valor más alto. El n-octadecano representó el 0.43 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 3.76 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

**7.2.15.- N-nonadecano**

N-nonadecano= 0.208 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, su valor de concentración es de 0.208 ppb. La estación chapopotera 105 es la que contiene este valor. El n-nonadecano representó el 0.15 % de los hidrocarburos totales de petróleo y el 1.36 % de los hidrocarburos alifáticos totales detectados.

### 7.3.- HIDROCARBUROS POLIAROMÁTICOS

$\Sigma$  HTP = 134.548 ppb.

$\Sigma$  Hidrocarburos poliaromáticos totales = 119.299 ppb.

Figura 12. Distribución de concentraciones de hidrocarburos poliaromáticos.

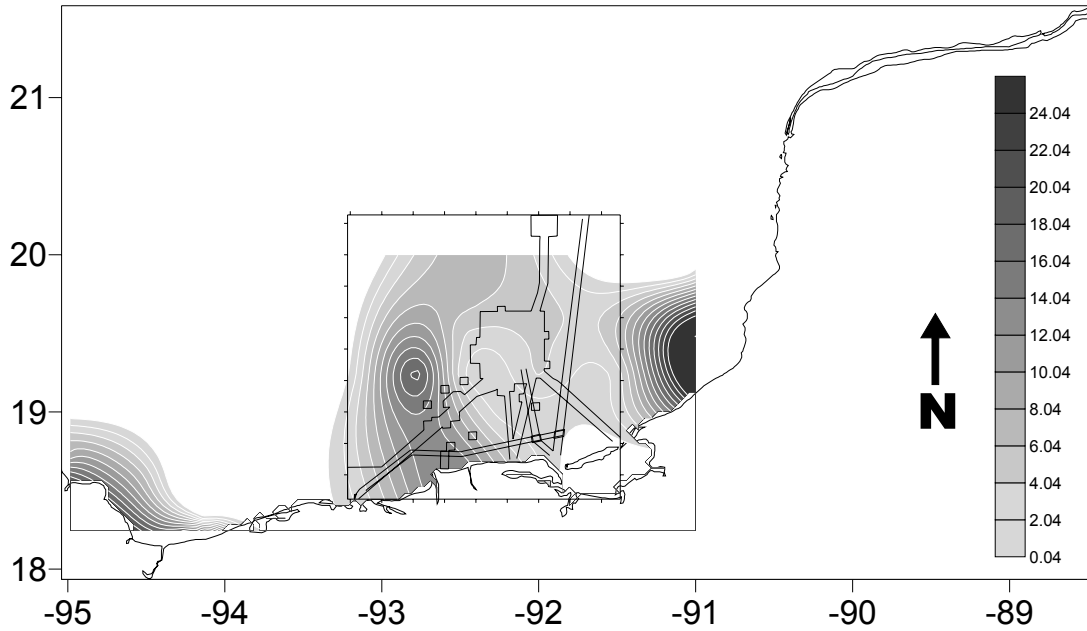
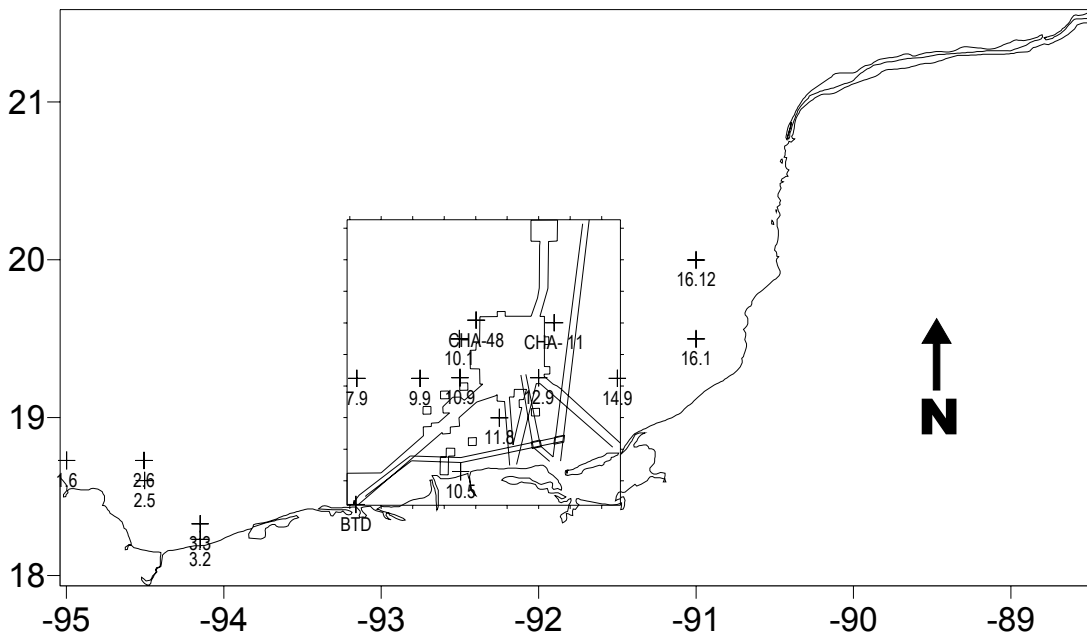


Figura 13. Estaciones con hidrocarburos poliaromáticos.



### 7.3.1.- HIDROCARBUROS POLIAROMÁTICOS TOTALES

Los hidrocarburos poliaromáticos representaron el 88.67 % de los hidrocarburos totales del petróleo encontrados en el muestreo SGM-8. Fueron encontrados 13 compuestos de los 27 estudiados. De los hidrocarburos poliaromáticos totales ( $\Sigma$  contaminantes por estaciones) se encontraron concentraciones de 0.024 a 23.647 ppb (correspondiendo el valor más alto a la estación 16.10) y en lo referente a los compuestos se encontraron concentraciones que van desde 0.040 ppb correspondientes al fluoreno en la estación 16.12 hasta 16.757 ppb del 2, 6 dimetilnaftaleno en la estación 3.2.

Hidrocarburos poliaromáticos (Concentraciones en ppb)

Estación 16.12: fluoreno 0.040 TOTAL= 0.040 ppb  
 Estación 16.10: 1-metilnaftaleno 3.887, 2-metilnaftaleno 18.660, fenantreno 1.1. TOTAL= 23.647 ppb  
 Estación 14.9: 1-metilnaftaleno 3.506. TOTAL= 3.506 ppb  
 Estación 12.9: 1-metilnaftaleno 4.044. TOTAL= 4.044 ppb  
 Estación 11.8: acenafteno 1.439. TOTAL= 1.439 ppb  
 Estación 10.9: 1-metilnaftaleno 2.682. TOTAL= 2.682 ppb  
 Estación 10.5: 2-metilnaftaleno 9.029, dimetilnaftaleno 4.322. TOTAL= 13.351 ppb  
 Estación 10.10: 1-metilnaftaleno 4.624. TOTAL= 4.624 ppb  
 Estación 9.9: antraceno 7.007, 2-metilfenantreno 3.627, flouranteno 3.908, pireno 3.908. TOTAL= 18.450 ppb  
 Estación 7.9: inden (1, 2, 3 cd) pireno 1.601. TOTAL= 1.601 ppb  
 Estación 3.3: inden (1, 2, 3 cd) pireno 1.592. TOTAL= 1.592 ppb  
 Estación 3.2: 2,6 dimetilnaftaleno 16.757. TOTAL= 16.757 ppb  
 Estación 2.6: 1-metilnaftaleno 2.206. TOTAL= 2.206 ppb  
 Estación 2.5: 1-metilnaftaleno 2.019, criseno 1.543, inden (1, 2, 3 cd) pireno 1.694. TOTAL= 5.256 ppb  
 Estación 1.6: 1-metilnaftaleno 8.463. TOTAL= 8.463 ppb  
 Estación BTD: fluoranteno 2.144. TOTAL= 2.144 ppb  
 Estación chapopotera-48: 1-metilnaftaleno 5.248. TOTAL= 5.248 ppb  
 Estación chapopotera-11: 2-metilfenantreno 1.831, fluoranteno 2.418. TOTAL= 4.249 ppb

### 7.3.2.- Fluoreno

Fluoreno= 0.040 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó el valor de 0.040 ppb. La estación 16.12 es la que contiene este valor. El fluoreno representó el 0.03 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 0.034 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

### 7.3.3.- 1 metilnaftaleno

$\Sigma$  1 metilnaftaleno = 36.679 ppb.

Se detectó este compuesto en 9 estaciones, presentó valores de 0.004 a 8.463 ppb. La estación 1.6 es la que contiene el valor más alto. El 1 metilnaftaleno representó el 27.26 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 30.75 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.



#### 7.3.4.- 2 metilnaftaleno

$\Sigma$  2 metinaftaleno= 27.689 ppb.

Se detectó este compuesto en 2 estaciones, presentó valores de 9.029 a 18.660 ppb. La estación 10.5 es la que contiene el valor más alto. El 2 metinaftaleno representó el 20.58 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 23.21 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

#### 7.3.5.- Fenantreno

Fenantreno= 1.100 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó el valor de concentración de 1.100 ppb. La estación 16.10 es la que contiene este valor. El fenantreno representó el 0.82 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 0.92 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

#### 7.3.6.- Acenafteno

Acenafteno= 1.439 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó el valor de 1.439 ppb. La estación 11.8 es la que contiene este valor. El acenafteno representó el 1.06 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 1.21 % de los hidrocarburos poliaromáticos detectados.

#### 7.3.7.- Dimetilnaftaleno

Dimetilnaftaleno= 4.322 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó el valor de 4.322 ppb. La estación 10.5 es la que contiene este valor. El dimetilnaftaleno representó el 3.21 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 3.62 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

#### 7.3.8.- Antraceno

Antraceno= 7.007 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó el valor de concentración= 7.007 ppb. La estación 9.9 es la que contiene este valor. El antraceno representó el 5.21 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 5.87 % de los hidrocarburos poliaromáticos detectados.

#### 7.3.9.- 2 metilfenantreno

$\Sigma$  2 metilfenantreno= 5.458 ppb.

Se detectó este compuesto en 2 estaciones, presentó valores de 1.831 a 3.627 ppb. La estación 9.9 es la que contiene el valor más alto. El 2 metilfenantreno representó el 4.06 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 4.58 % de los hidrocarburos poliaromáticos detectados.

### 7.3.10.- Fluoranteno

$\Sigma$  Fluoranteno= 8.470 ppb.

Se detectó este compuesto en 3 estaciones, presentó valores de 2.144 a 3.908 ppb. La estación 9.9 es la que contiene el valor más alto. El fluoranteno representó el 6.3 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 7.10 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

### 7.3.11.- Pireno

Pireno= 3.908 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó el valor de 3.908 ppb. La estación 9.9 es la que contiene este valor. El pireno representó el 2.9 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 3.28 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

### 7.3.12.- Indeno (1, 2, 3 cd) pireno

$\Sigma$  Inden (1, 2, 3 cd) pireno= 4.887 ppb.

Se detectó este compuesto en 3 estaciones, presentó valores de 1.592 a 1.694 ppb. La estación 2.5 es la que contiene el valor más alto. El inden (1, 2, 3 cd) pireno representó el 3.63 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 4.1 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

### 7.3.13.- 2,6 dimetilnaftaleno

2,6 dimetilnaftaleno= 16.757 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó valor de 16.757 ppb. La estación 3.2 es la que contiene este valor. El 2,6 dimetilnaftaleno representó el 12.45 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 14.05 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

### 7.3.14.- Criseno

Criseno= 1.543 ppb.

Se detectó este compuesto en 1 estación, presentó el valor de 1.543 ppb. La estación 2.5 es la que contiene este valor. El criseno representó el 1.15 % de los hidrocarburos totales del petróleo y el 1.29 % de los hidrocarburos poliaromáticos totales detectados.

## 7.4.- Discusión

El muestreo de la campaña SGM-8 consto de 121 estaciones de las cuales solo en 51 estaciones (42 %) se detectaron hidrocarburos totales del petróleo, de estas; 33 (27 % del total de las estaciones muestreadas, 64 % de las estaciones con contaminantes) contienen hidrocarburos alifáticos, 11 (9 % del total de las estaciones muestreadas, 22 % de las estaciones con contaminantes) contienen hidrocarburos poliaromáticos y 7 (6 % del total de las estaciones muestreadas, 14 % de las estaciones con contaminantes) contienen tanto hidrocarburos alifáticos como poliaromáticos. Los hidrocarburos totales del petróleo encontrados en el muestreo fueron 134.648 ppb (distribuidas en 51 estaciones), de los cuales 15.349 ppb (11.33% de los HTP) fueron hidrocarburos alifáticos y 119.299 ppb (88.67 % de los HTP) fueron hidrocarburos poliaromáticos. Fueron encontrados 27 compuestos de 53 hidrocarburos que se estaban buscando.

El compuesto que se encuentra en más lugares geográficos (36 estaciones) es el n-tetracosano representando el 0.43 % de los HTP, por el contrario solo un contaminante (2,6 dimetilnaftaleno, 16.757 ppb, estación 3.2) representa el 15.10 % de los HTP. El compuesto que se encuentra en concentración más alta es el 1 metinaftaleno (36.679 ppb) representando el 27.26 % de los HTP. El compuesto que se encuentra en concentración más baja es el n-pentadecano. (0.027 ppb) representando el 0.002 % de los HTP. El valor mínimo de concentración de un compuesto en una estación es 0.013 ppb del n-heptadecano en la estación 13.8 y el valor máximo es 18.660 ppb del 2-metilnaftaleno en la estación 16.10. La estación con la concentración de contaminantes mas baja es la estación 10.11 con 0.023 ppb y la estación con la concentración de contaminantes más alta es la 16.10 con 23.647 ppb.

Las estaciones que contienen más contaminantes son 2 con 9 compuestos (16.9, 2.03 % de los HTP), (2.4, 1.67 % de los HTP). Las estaciones que contienen menos contaminantes son 12 estaciones con 1 compuesto, (12.8, 0.036 % de los HTP), (10.11, 0.02 % de los HTP), (8.4, 0.057 % de los HTP), (8.7, 0.058 % de los HTP), (7.5, 0.032 % de los HTP), (7.4, 0.093 % de los HTP), (16.12, 0.036 % de los HTP), (14.9, 3.16 % de los HTP), (11.8, 1.3 % de los HTP), (10.9, 2.42 % de los HTP), (7.9, 1.44 % de los HTP), (3.3, 1.44 % de los HTP). En la estación 16.9 (2.251ppb) presenta 9 compuestos de los cuales 7 (n-tetracosano, n-pentacosano, n-hexacosano, n-heptacosano, n-octacosano, n-nonacosano, n-triacontano) tienen los índices mas altos de dichos contaminantes, solo representan el 1.67 % de los HTP.

Lo anterior nos dice que la distribución de los contaminantes es variada y baja; esta se ve influida por las plataformas marinas, las actividades humanas realizadas y los eventos meteorológicos en la zona.

## 8. CONCLUSIONES

La distribución espacial de los contaminantes tiene que ver, no solo con las actividades humanas sino también con las condiciones naturales existentes, siendo la Sonda de Campeche el lugar donde se encontraron más contaminantes.

A pesar de que existen cantidades significativas de contaminantes no ponen en peligro la salud humana; sin embargo no se puede descartar la posibilidad de que estas concentraciones lleguen a poner en peligro la vida acuática.

Los niveles de contaminación de hidrocarburos en agua son bajos; esto se debe a las condiciones del sistema, así como las características fisicoquímicas de los compuestos en cuestión.

Este tipo de proyectos (UNAM-PEMEX) es necesario, útil y de gran importancia para la sociedad, al dar a conocer información de nuestro entorno, de la influencia de las actividades del impacto que tienen las actividades humanas, así como para la formación de nuevos investigadores.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

1. Aguirre-Gómez, R. 2002. Los mares mexicanos a través de la percepción remota. Temas selectos de Geografía de México. Instituto de Geografía. Plaza y Valdez Editores, México.
2. Ayala-Castañares, A., M, Gutiérrez-Estrada. 1990. Morfología y sedimentos superficiales de la Plataforma continental frente a Tabasco y Campeche, México. An. Inst. Cienc. del Mar y Limnol. Univ. Nal. Autón. México, 17(2): 163-190.
3. *Bedair, H.M. y H.T. Al-Saad. 1992. Dissolved and particulate absorbed hydrocarbons in water of shatt Al-Arab River, Iraq.*
4. *Bidleman, T.F. ; A. A. Castleberry; W.T. Foreman; M.T. Zaransk and D.W. Wall. 1990. Petroleum hydrocarbons in the surface water of two studies in the southeastern United States. Est. Coast Shelf Science.*
5. *Biggs, D.C. 1992. Nutrients, plankton and productivity in a warm-core ring in the wester Gulf of Mexico. Journal of geophysical research, 97(C2): 2,143-2,154. American Geophysical Union, Washington DC EE.UU.*
6. *Bogdanov, D.V. 1969. Some oceanographic features of the Gulf of Mexico and the Caribbean Sea. A.S. Bogdanov (Ed.) Soviet Cuban Fishery Research U.S. Dept. of Commerce Sprint Geld.*
7. *Carder, K.A., R. Fanning; P. Betzer y V. Maynard. 1977. Dissolved silica and circulation in the Yucatan Straid and deep eastern Gulf of Mexico. Deep Sea Research, 24:1149-1160. M. Bacon. United Kingdom (G.B.).*
8. *Clayton, R. y M. E. Clayton, 1981. Patty's Industrial Hygiene and Toxicology. 3<sup>er</sup> ed. Vol. IIB. Cap. 4,5. Toxicology. Wiley Interscience. USA.*
9. Chappin, R. G. y L.R. Summerlin. 1988. Química. Publicaciones Cultural. México.
10. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
11. De la Lanza-Espino, G 1991. Oceanografía de los mares mexicanos. AGT editor, S.A., México.
12. *Lid-David, R. 2005-2006. Handbook of Chemistry and physics, 86<sup>th</sup> Edition. Taylor and Francis Group, Florida USA.*
13. *El-Sayed S. Z., Sackett W. M., Jeffrey L. M., Fredericks A.D., Saunders R. P., Fryxell G. A., Steidinges K. A. y Earle S. A. 1972. Serial Atlas of the Marine Enviroment. Folio 22. Chemistry, Primary Productivity and Bhentic Algae of the Gulf of Mexico. America Geographical Society.*
14. *Froelich N.P., Atwood K.D. y Giese G.S. 1978. Influence of Amazon River discharge on surface salinity and dissolved silicate concentration in the Caribeian. Deep Sea Research. 25:735-744. M.Bacon. United Kingdom (G.B.).*

15. Lee F. R. y S. D. Page. 1997. *Petroleum Hydrocarbons and Their Effects in Subtidal Regions after Major Oil Spills*. Institute of Oceanography, Georgia USA.
16. Lesser, I. J. M. 1995. Prospección de contaminación de acuíferos por hidrocarburos. Geólogos.
17. Ley de Aguas Nacionales. Diario Oficial de la Federación diciembre 1 1992.
18. Ley Federal del Mar. Diario Oficial de la Federación enero 8 1986.
19. Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Medio. Diario Oficial de la Federación. Enero 28 1988.
20. Licea S. y H. Santoyo. 1991. Algunas características ecológicas del fitoplancton de la región central de la Bahía de Campeche. *Anales del Instituto de Ciencias del Mar y Limnología*. 18(2):157-167. UNAM, México.
21. Maruri C. R. 2005. Determinación de hidrocarburos en sedimento marino de la sonda de Campeche. Tesis de licenciatura. Facultad de Química. UNAM.
22. Menzie, C. A.; B. B. Potocki and J. Santodonato. 1992. *Exposure to carcinogenic polycyclic hydrocarbons in the environment*. *Environmental Science and Technology*.
23. Merino-Ibarra M. 1983. Estudio ambientales del Arrecife de Puertos Morelos, Quintana Roo. Informe del proyecto de investigación PAMOR. UACP y P-CCH. Maestría en Ciencias del Mar. 52 pp.
24. Morrison J.M. y W.D. Jr. Nowwlin. 1977. *Repeated nutrient, oxigen, and density sections through the Loop Current*. *Journal of Marine research* 35(1): 105-128. George Veronis. Kline Geology Laboratory, Yale University.
25. Müller-Karger F.E. y J.J. Walsh. 1991. *On the seasonal phytoplankton concentration and sea surface as determined by satellites*. *Journal of Geophysical Research*. 96(C7): 12,645-12,665. American Geophysical union, Washington DC, EE.UU.
26. Nowlin W.D. 1971. *Water masses and general circulation of the Gulf of Mexico*. *Oceanology*. Contribution No. 452:173-178. Academician of the Russian Academy of Sciences (RAS), Shirshov Institute of Oceanology, RAS, Moscu.
27. Nowlin 1972. *Winter circulation and property distributions*. En: *Contributions on the physical oceanography of the Gulf of Mexico*, L.R. Capurro y J.Reis (Eds.) Gulf Publ. Co., Houston, Texas.
28. Nowlin W.D. y H.J. McLellan. 1967. *A characterization of the Gulf of Mexico water in winter*. *Journal of Marine Research*, 25:29-59. George Veronis. Kline geology Laboratory of Yale University.
29. *Oil in the sea III: Inputs, fates, and effects (2003)*. Ocean studies Board. Marine board. Transportation research board.

30. Padilla, R. M. Y. 1989. Determinación de los niveles de hidrocarburos en sedimentos recientes del Río Calzadas en la región del Bajo Río Coatzacoalcos, Veracruz. México. Tesis de licenciatura. Facultad de Ciencias. UNAM.
31. PEMEX. 1988. El petróleo. Gerencia de información y relaciones publicas. México.
32. PEMEX Anuario Estadístico, 2005, México.
33. Pineda A. E. A. 2003. Cambio estacional de los hidrocarburos aromáticos policíclicos, en Laguna de Mecoacán, Tabasco, México. Tesis de licenciatura. Facultad de Química. UNAM.
34. Robert H. Perry. Manual del Ingeniero Químico. Cuarta edición en español. Volumen 1. Mc Graw Hill. España.
35. Rodríguez M. N. 2006. Distribución de biomarcadores en sedimento en el Sur de Golfo de México. Tesis de licenciatura. Facultad de Química. UNAM.
36. SAGARPA. Anuario estadístico de pesca.
37. Secretaria de Energía. Balance nacional de Energía.
38. Secretaria de Marina 1980. Contribución al conocimiento de las características fisicoquímicas de las aguas del Caribe Mexicano. Química del Océano.
39. Segura G.J.; S. E Batllori; V. V. Olvera y R. S. Domínguez 1982. Productividad primaria en la región sureste del Golfo de México (mayo, 1982). Dirección General de Oceanografía. Inv. Ocean. B.I. Secretaria de Marina (5): 237-276.
40. Signoret M. ; C. Bulit y R. Pérez 1998. Patrones de distribución de clorofila "a" y producción primaria en aguas del Golfo de México y del mar del Caribe. Hidrobiológica 8(2):81-88. UAM-Iztapalapa, México.
41. SEMARNAP-PROFEPA 1997; DOF el 28 de enero de 1998.
42. Varela V. E. 2006. Presencia de hidrocarburos y plaguicidas en Boca del Carmen, Laguna de Términos, Campeche. Tesis de licenciatura. Facultad de Química. UNAM.
43. Vázquez, G. F. M.; Gutiérrez E., J. E. Aguayo C., H. Fernández P., A. Díaz R., H. Alexander V., C. Alfaro, R., A. Frausto C., J. Fuentes J., P. Gómez L., A. Mercado P. y G. Salvador L. 1994. El sistema lagunar el Carmen-Pajomal-La Machona del estado de Tabasco: su hidrodinámica, la estabilidad de sus bocas y de su línea de costa. Universidad Nacional Autónoma de México. 132p.
44. Vázquez, G. F., H. Dorantes V. y H. Alexander V. 1989a. Las bocas de la laguna de Términos. Parte I. Estudio Químico de sus aguas costeras. An. Inst. Cienc. Mar y Limnol. Univ. Nal. Autón. México. 15(2): 183-194.

45. Vidal V. M. V., Vidal F. V. y Hernández A. F. 1990. Atlas Oceanográfico del Golfo de México, Volumen III; Instituto de Investigaciones Eléctricas. Grupo de Estudios Oceanográficos, Cuernavaca, Morelos.
46. Vidal V. M. V., Vidal F. V. y Hernández A. F., Meza E. Y Zambrano L. 1994 Winter water mass distributions in the western Gulf of Mexico affected by a colliding anticyclonic ring. *Journal of Oceanography* 50:55. Imawaki. *Oceanographic of Japan, Tokio.*

#### Sitios de Internet consultados

[www.atsdr.cdc.gov/es](http://www.atsdr.cdc.gov/es)  
<http://www.cdc.gov/search.do?action=search&page=2&queryText=hidrocarburos+alifaticos&restrict=false&subset=atsdr&x=8&y=7>  
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=2&catID=2624&subcatID=2633>  
<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=486>  
<http://www.sener.gob.mx/work/sites/SenerNva/resources/LocalContent/6763/1/balance2005.pdf>  
<http://www.shcp.gob.mx>  
<http://www.sagarpa.gob.mx/conapesca/planeacion/anuario/anuario2003.pdf>  
<http://www.sagarpa.gob.mx/conapesca/planeacion/planeacionindx.htm>  
<http://www.miliarium.com/monografias/MareasNegras/Historia/TorreyCanyon.asp>  
[http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/141/htm/sec\\_10.htm](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/141/htm/sec_10.htm)  
[http://www.atsdr.cdc.gov/es/es\\_index.html](http://www.atsdr.cdc.gov/es/es_index.html)