



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

DETERMINACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SEDIMENTO MARINO DE LA SONDA DE CAMPECHE

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA:
MARURI CARBALLO RAÚL

México, D.F., 2005.



EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUÍMICA

m344617



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 Maria de los Ángeles González Arredondo.

Vocal Prof. Rodolfo Torres Barrera.

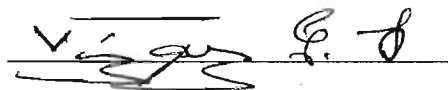
Secretario Prof. Felipe Vázquez Gutiérrez.

1er. Suplente Prof. Víctor Manuel Luna Pabello.

2º. Suplente Prof. Alfonso Durán Moreno.

Instituto de Ciencias del Mar y Limnología; Departamento de Fisicoquímica.

Dr. Felipe Vázquez Gutiérrez.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Vázquez F. G.', written over a horizontal line.

Raúl Maruri Carballo.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'R. Maruri', written over a horizontal line.

Índice

	Página
1.- Introducción	4
2.-Antecedentes	7
3.- Mares y contaminación	13
4.-Generalidades del petróleo	20
5.-Descripción del área de estudio	35
6.-Metodología	38
7.-Resultados y Discusión	45
8.- Conclusiones	58
Bibliografía	59
Anexos	62

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: RAÚL MARURI
CARRALLO
FECHA: 30 MAYO 2005
FIRMA: RM



1.- Introducción

Los hidrocarburos vertidos en la mar constituyen un grave peligro para el medio ambiente. Los recursos amenazados comprenden las áreas ecológicamente importantes, las pesquerías, las áreas de destacada belleza natural, las instalaciones industriales y las áreas utilizadas para el recreo y el turismo.

Un vertido de hidrocarburos en el medio ambiente marino puede representar un peligro inmediato al ser causa de daños y mortalidad de diversas aves y mamíferos marinos y posteriormente ejercer una influencia de toxicidad sobre la vida acuática.

Los hidrocarburos que consiguen disolverse en el agua se dispersan rápidamente hasta alcanzar concentraciones por debajo del nivel de toxicidad aguda, pero pueden ser absorbidos por los organismos y afectar a su fisiología, comportamiento, potencial reproductivo y supervivencia.

Los hidrocarburos pueden también llegar hasta el sedimento, donde pueden persistir durante muchos años y afectar a los organismos que viven en el lecho marino y sus proximidades (organismos del bentos).

En zonas bajas inundables por las mareas, los vertidos de hidrocarburos pueden dar lugar a daños a corto y a largo plazo, que conducen a la muerte de un gran número de organismos bentónicos y al deterioro del hábitat. La disminución de la cantidad de alimento (organismos bentónicos) y los cambios en la composición del mismo pueden tener efectos sobre el tamaño de la población de peces, crustáceos, aves y mamíferos marinos.

Los efectos tóxicos de los hidrocarburos sobre los organismos vivos dependen del tipo de hidrocarburo, la concentración y el tiempo de exposición. Los componentes del petróleo de efectos más nocivos son los hidrocarburos poliaromáticos ya que algunos de ellos actúan como tóxicos agudos y otros, como el 3,4- benzopireno, tienen actividad carcinogénica (Albert, 1990).

Una importante proporción del petróleo mexicano proviene de la llamada Sonda de Campeche, en el Golfo de México, en donde se concentra una capacidad de producción estimada en 15 mil millones de barriles de los 49.8 mil millones de barriles que constituyen la reserva nacional total (la segunda en el hemisferio occidental, después de Venezuela), dada a conocer por el Gobierno Federal en marzo de 1997. Otros centros de explotación se encuentran en Chiapas, Tabasco y Veracruz.

En 1996, la producción petrolera del país se incrementó en un 9 por ciento, el más significativo en los últimos 10 años, y durante 1997 se planteó la meta de producir 3.1 millones de barriles diarios, de los cuales 1.7 millones serían para el mercado internacional.



La Sonda de Campeche se mantuvo en 2003 como la principal región productora de hidrocarburos del País, como resultado de las inversiones que destinó Petróleos Mexicanos (PEMEX) a la ejecución de obras de infraestructura para aumentar la explotación de crudo y gas. PEMEX Exploración y Producción obtuvo la producción más alta registrada en el Campo Cantarell desde el inicio de su explotación, al producir 2 millones 96 mil 200 barriles diarios de crudo y alrededor de 770 millones de pies cúbicos por día de gas natural asociado, cantidades superiores en casi 12 por ciento a las reportadas en 2002.



Objetivos

Los objetivos son los siguientes:

- Identificar las fuentes de hidrocarburos en el medio ambiente marino y la forma en que estos llegan al ser humano, y mediante una revisión bibliográfica.
- Cuantificar el contenido de los hidrocarburos en la Sonda de Campeche, durante la campaña oceanográfica SGM – 6, 2001.
- Establecer la distribución espacial de hidrocarburos en la zona de estudio.



2.-Antecedentes

Por la importancia económica que representa el petróleo para México y, ante la demanda en el mercado exterior (principalmente por EUA y China) debido a la problemática surgida a partir del 11 de septiembre de 2001 y a pesar de las fluctuaciones de su precio, se ha intensificado su explotación lo cual representa el renglón más fuerte en la captación de divisas. Durante el periodo 1995-1999, PEMEX ha entregado al Gobierno Federal 854 mil millones de pesos por concepto de impuestos directos e indirectos así como derechos de extracción (PEMEX, 2000). Ante esta situación, 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).

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, 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.

La institución petrolera asume la obligación de proteger, controlar y restaurar al ambiente en lo relativo a sus actividades industriales, así como de las comunidades y poblaciones en donde opere (PEMEX, 1988).

Por otra parte, se tiene que 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, ver Tabla 1 (Saval, 1995).



Tabla 1. Residuos anuales generados por los procesos de Refinación y Petroquímica de Petróleos Mexicanos (Saval, 1995).

RESIDUOS	10 ³ T/año	%
Desperdicios semisólidos	1,532.55	90.15
Desperdicios líquidos	163.2	9.6
Desperdicios sólidos	4.25	0.25
Residuos peligrosos	221	18
Residuos reciclados	1.7	0.1
Residuos susceptibles de ser utilizados	187	13

En nuestro país, las auditorías ambientales surgen de la necesidad de verificar las emisiones y la contaminación de agua y suelo 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.

2.1.- Legislación ambiental en materia de hidrocarburos.

La Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA, 1996) es el instrumento fundamental que introdujo la modificación en el régimen de las autorizaciones de obras o actividades "que pueden causar desequilibrios ecológicos o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente y preservar y restaurar los ecosistemas, a fin de evitar o de reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el ambiente". Se menciona particularmente, para las actividades petroleras:

I.- Obras hidráulicas, vías generales de comunicación, oleoductos, gasoductos y carbo ductos;

II. Industria del petróleo, petroquímica, química, siderúrgica, papelera, azucarera, del cemento y eléctrica;

XIII. Obras o actividades que correspondan a asuntos de competencia federal, que pueden causar desequilibrios ecológicos graves e irreparables, daños a la salud pública o a los ecosistemas, o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones jurídicas relativas a la preservación del equilibrio ecológico y la protección al ambiente (LGEEPA, 1996).

La protección de los elementos naturales del suelo queda alineados en el ámbito general de la LGEEPA, por lo mismo, son aplicables sus instrumentos de control, la ordenación ecológica del territorio, la manifestación del impacto ambiental para obras y actividades antes mencionadas, la adopción de medidas de protección en áreas naturales, a través del



Instituto Nacional de Ecología (INE) y Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), órganos desconcentrados de la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca, en la inspección, vigilancia y aplicación de medidas para la conservación y preservación del ambiente (Díaz, 1995).

La LGEEPA establece los siguientes aspectos para atender la contaminación del suelo con 11 artículos, destacando:

Art. 134. Menciona los criterios de la prevención y control de la contaminación; párrafo I. Corresponde al estado y la sociedad prevenir la contaminación del suelo. II. Deben controlarse los residuos en tanto que constituyen la principal fuente de contaminación del suelo; IV. Se establece que en los suelos contaminados por la presencia de materiales o residuos peligrosos, deberán llevarse a cabo acciones necesarias para recuperar o restablecer sus condiciones, de tal manera que puedan ser utilizados en cualquier tipo de actividad prevista por el programa o de ordenamiento ecológico que resulte aplicable.

Art. 136. Los residuos que se acumulen o puedan acumularse y se depositen o infiltren en los suelos deberán reunir las condiciones necesarias para prevenir o evitar: I. Contaminación del suelo; II. Las alteraciones nocivas en el proceso biológico de los suelos; III. Las alteraciones en el suelo que perjudiquen su aprovechamiento, uso o explotación y; IV. Riesgos y problemas de salud.

Art. 139. Toda descarga, depósito o infiltración de sustancias o materiales contaminantes en los suelos se sujetará a lo que disponga esta ley, la ley de Aguas Nacionales, sus disposiciones reglamentarias y las Normas Oficiales Mexicanas que para tal efecto expida la Secretaría.

Art. 140. La generación, manejo y disposición final de los residuos de lenta degradación deberá sujetarse a la que establezca en las Normas Oficiales Mexicanas que al respecto expida la Secretaría, en coordinación con la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (Diario Oficial, 13 de Diciembre de 1996).

De acuerdo al Programa Nacional Forestal y de Suelo 1995-2000 es de importancia el fomento de la conservación de los suelos como acción prioritaria, por lo que se busca inducir cambios en los sistemas productivos a nivel nacional que combinen la optimización de ingresos y rendimientos con la conservación, abriendo espacios formales para la participación de los productores en las tareas de diagnóstico, selección de alternativas e instrumentación de acciones para contener el deterioro ambiental, por lo que menciona una serie de programas y objetivos a alcanzar, involucrando a la parte industrial, gubernamental y académica.

En lo relativo al marco normativo de la restauración y conservación de suelos, se observan múltiples deficiencias y contradicciones en los diversos aspectos de cada instrumento jurídico. Por otro lado, se identifica un rezago en la generación de normas que permitan un ejercicio eficaz de la acción pública y la orientación para los productores, buscando una



congruencia de todo el marco normativo, tomando en cuenta las tendencias internacionales en la materia (Poder Ejecutivo Federal, 1995).

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).

En los EUA, cada gobierno estatal ha desarrollado sus propios límites permisibles, los cuales fueron definidos de acuerdo a una evaluación de riesgo (Saval, 1995). Para un mismo parámetro existe una gran discrepancia por ejemplo para HTP el límite varía de 40 a 2000 mgKg⁻¹ como se muestra en las Tablas 2 y 3.

En México, la PROFEPA ha manejado criterios de limpieza desarrollados por el Grupo de Trabajo sobre Restauración de Suelos Contaminados conformado por esta dependencia (Tabla 3) (Profepa, 1999).

Con la necesidad de proveer un marco legal en la protección y contaminación del suelo, se han definido aspectos relevantes por el Grupo de Trabajo sobre Restauración de Suelos Contaminados en la gestión de una guía de evaluación de daños ambientales y propuestas de restauración, destacando lo siguiente:

1. Acciones de contención, evaluación y restauración de los suelos contaminados.
2. Decisión en evaluar propuestas de restauración.
3. Criterios en el muestreo de suelo.
4. Evaluación de técnicas y preparaciones comerciales para destruir o transformar los contaminantes presentes en los suelos.



Tabla 2. Límites permisibles o Niveles de limpieza en algunas entidades de EU.

Estado	Tipo de	Parámetro	Limite Permissible (nivel de limpieza)		Método	Analítico
	Contaminante		Indicador	Suelo (mgkg-1)		
Alabama	Gasolina	HTP	100		EPA 9071	
	Disel				EPA 418.1	
	Aceite Gastado					
Arizona	Gasolina	HTP		1		EPA 418.1
Arkansas	Gasolina	HTP	100-1000		EPA 418.1	
	Disel				EPA 8015M	
	Aceite Gastado					
Delaware	Gasolina	HTP	100		EPA 8015M	
	Disel				EPA 418.1M EPA 9071	
Florida	Disel	Naftalenos		100		EPA 610
Idaho	Disel	HTP	40-200		EPA 9015	
		HTP	100-2000		EPA 8015	
		HTP	100		EPA 418.1	
Georgia	Gasolina	HTP	100-500		California M	
	Disel					
	Aceite Gastado					
	Disel	Benzopireno	0.03-0.2	EPA 8270		
		antraceno	110 000	EPA 8270		
		criseno	0.3	EPA 8270		
Disel	fluorantreno	370	EPA 8270			
	fluoreno	14 000	EPA 8270			
Disel	pireno	11 000	EPA 8270			
Kansas	Gasolina	HTP	100			
	Disel					
	Aceite Gastado					
Missouri	Gasolina	HTP	50-500	5-10	EPA 418.1M	EPA 418.1
Montana	Gasolina	HTP	100			
	Disel					
Nevada	Gasolina	HTP	100		EPA 8015	
	Disel					

HTP: hidrocarburos totales de petróleo; M: método modificado (fuente de Saval, 1995 en PEMEX: Ambiente y Energía).



Tabla 3. Límites permisibles para HAP's establecido por Canadá y los Países Bajos y criterios de limpieza desarrollados por la PROFEPA

Fuente	Parámetro	Suelo 1 (mgkg ⁻¹)	Suelo 2 (mgkg ⁻¹)	Suelo 3 (mgkg ⁻¹)	Agua (m gL ⁻¹)
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 (PROFEPA, 1999).



3.-Mares y contaminación

3.1.- Generalidades

En nuestras sociedades el petróleo y sus derivados son imprescindibles como fuente de energía y para la fabricación de múltiples productos de la industria química, farmacéutica, alimenticia, etc.

Por otro lado, alrededor del 0.1 al 0.2% de la producción mundial de petróleo acaba vertido al mar. El porcentaje puede parecer no muy grande pero son casi 3 millones de toneladas las que acaban contaminando las aguas cada año, provocando daños en el ecosistema marino.

La mayor parte del petróleo se usa en lugares muy alejados de sus puntos de extracción por lo que debe ser transportado por petroleros u oleoductos a lo largo de muchos kilómetros, lo que provoca espectaculares accidentes de vez en cuando. Estas fuentes de contaminación son las más conocidas y tienen importantes repercusiones ambientales, pero la mayor parte del petróleo vertido procede de tierra, de desperdicios domésticos, automóviles y gasolineras, refinerías, industrias, etc.

Se han ensayado distintas técnicas para limitar o limpiar los vertidos del petróleo. Pronto se comenzaron a usar detergentes y otros productos, pero en el accidente del Torrey Canyon se comprobó que los productos de limpieza utilizados habían causado más daño ecológico que el propio petróleo vertido. Actualmente se emplean productos de limpieza menos dañinos y diferentes técnicas y maquinarias, como barreras flotantes, sistemas de recogida, etc., que en algunos casos puede ser bastante eficaz, aunque no son la solución definitiva. Evitar la contaminación es la única solución verdaderamente aceptable.

3.2.- Cantidad y origen del petróleo vertido al mar

El hidrocarburo entra al medio ambiente marino por una serie de rutas diferentes; como resultado tanto de actividades humanas como de procesos naturales. Los accidentes de tanqueros y los reventones costafuera constituyen alrededor de 15% de la cantidad de hidrocarburos que entra en los océanos.

Se denomina Marea Negra a la masa oleosa que se crea cuando se produce un derrame de hidrocarburos en el medio marino. Se trata de una de las formas de contaminación mas graves, pues no sólo invade el hábitat de numerosas especies marinas, sino que en su dispersión alcanza igualmente costas y playas destruyendo la vida a su paso, o la altera gravemente, a la vez que se generan grandes costes e inversiones de limpieza, depuración y regeneración de las zonas afectadas.

Las principales fuentes de hidrocarburos en el medio ambiente marino se producen por:



1.1.- Aportes de hidrocarburos por procesos geoquímicos

Los hidrocarburos que ingresan al ambiente marino por aportes de procesos geoquímicos, corresponden principalmente a infiltraciones en tierras costeras y submarinas.

Se estima que el aporte de hidrocarburos por procesos geoquímicos es de 0.6 millones de toneladas por año.

1.2.- Biosíntesis

El proceso de biosíntesis en la zona eufótica, genera el mayor porcentaje de la materia orgánica presente en el medio marino y que proviene de la fotosíntesis de las algas marinas. Los hidrocarburos liberados al medio, en este proceso, tienen como origen el metabolismo y/o descomposición de los organismos.

El aporte de hidrocarburos por biosíntesis se estima entre 1 a 10 millones de toneladas por año.

Los principales responsables de los procesos de biosíntesis en el medio marino son:

1.2.1.- Fitoplancton: El aporte de hidrocarburos de tipo alcano desde el fitoplancton, se refleja en la predominancia de hidrocarburos que presentan cadenas desde 15 carbonos en algas café y 17 carbonos en algas rojas. Se producen también bajos niveles de hidrocarburos de cadenas de 14 a 40 carbonos, sin predominancia de alcanos individuales. Los hidrocarburos de tipo alquenos predominantes, producidos por el fitoplancton, presentan compuestos que van desde 16 a 26 carbonos (Duursma *et al.*, 1983).

1.2.2.- Bacterias: El aporte de hidrocarburos de tipo alcanos, de bacterias que realizan y no realizan fotosíntesis, se encuentra en compuestos que tienen entre 13 a 31 carbonos. Los alcanos encontrados en mayor cantidad, son los que contienen de 17 a 20 carbonos. Los alquenos, producidos por bacterias, son compuestos de 17 carbonos (Duursma *et al.*, 1983).

1.2.3.- Plantas superiores: Los hidrocarburos de tipo alcano, producidos por estos vegetales presentan desde 23 a 33 carbonos. Estos hidrocarburos pueden estar presentes en el medio marino por en transporte fluvial hacia los océanos (Duursma *et al.*, 1983).

En general los hidrocarburos aromáticos policíclicos no son sintetizados por organismos marinos, a excepción de algunas microalgas y bacterias marinas que generan pequeñas cantidades de éstos (Duursma *et al.*, 1983).

1.3.- Fuentes antropogénicas de los hidrocarburos

Los PAHs son originados por procesos antropogénicos, principalmente por combustión y son un grupo de más de 100 compuestos químicos generados antropogénicamente por la



combustión incompleta de los combustibles fósiles, como son el carbón, petróleo, gas, gasolina y algunos compuestos orgánicos .

Tabla 4: Fracciones de hidrocarburos del petróleo, dependientes del punto de ebullición. Se indican sus usos más comunes (Umland *et al.*, 1999).

Fracción	Límite de tamaño de moléculas	Límite de punto de ebullición (°C)	Usos
Gas	C ₁ a C ₅	- 160 a 50	Combustible gaseoso, producción de H ₂
Gasolina	C ₅ a C ₁₂	30 a 200	Combustible para motores
Kerosén, aceite combustible	C ₁₂ a C ₁₈	180 a 400	Combustibles diesel, para hornos; pirolisis
Lubricantes	C ₁₆ y más	550 y más	Lubricación
Parafinas	C ₂₀ y más	Sólidos de baja fusión	Velas, cerillas
Asfalto	C ₃₆	Residuos gomosos	Superficie de carreteras, combustible

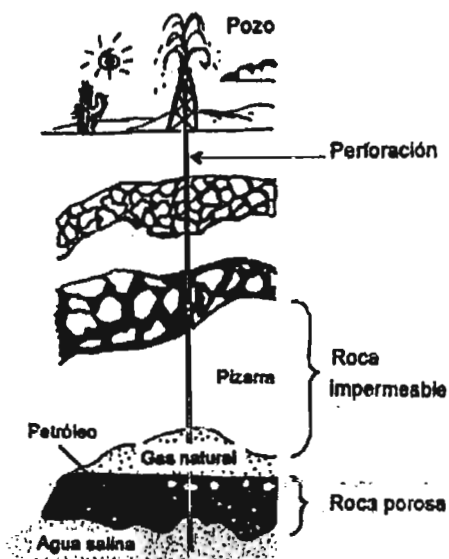


Diagrama 1. Perforación para la extracción del petróleo (extraído de Ganitz y Chamiza, 1994).

No es fácil calcular la cantidad y el origen de petróleo que llega al mar y, de hecho, sólo disponemos de valores poco exactos. Valores estimados según diversos estudios son mostrados en la tabla 5.



Tabla 5. Toneladas de crudo vertidas en el mar en diferentes años.

Año	Toneladas vertidas
1973	6 110 000
1979	4 670 000
1981	3 570 000
1983	3 200 000
1985/1989	2 400 000

Entre los estudios que se han hecho destacan los de la National Academy of Sciences de los EUA. Publicó su primer informe en 1975 (datos correspondientes al año 1973) y posteriormente otro en 1985 (con algunas cifras completadas en 1989). Con datos extraídos de estos informes, y de otras fuentes, se puede resumir que la cifra global de petróleo que llega al mar cada año es de unas 3.000.000 toneladas métricas (rango posible entre 1.7 y 8.8 millones de toneladas), y la procedencia de este petróleo vertido al mar sería:

Tabla 6. Porcentajes de hidrocarburos que llegan al mar.

Por causas naturales	10%
Desde tierra	64% (de ellas un 15 a un 30% por aire)
Por funcionamiento de petroleros	7%
Por accidentes	5%
Por explotaciones petróleo en mar	2%
Por otros buques	12%

3.3.- Accidentes.

El porcentaje vertido por accidentes es de alrededor de un 5% y, aunque en proporción no es la mayor fuente de contaminación, los desastres ambientales que originan son muy importantes, porque producen vertidos de masas de petróleo muy concentradas y forman manchas de gran extensión. En algunos accidentes se han llegado a derramar más de 400 mil toneladas, como en la rotura de una plataforma marina en el Golfo de México, en 1979. En la Guerra del Golfo, aunque no propiamente por accidente, sino por una combinación de acciones de guerra y sabotajes, se vertió aún mayor cantidad. Otros, como el vertido del Exxon Valdez, en 1989, en Alaska, pueden llegar a costas o lugares de gran interés ecológico y causar extraordinarias mortandades en pájaros, focas y todo tipo de fauna y flora.



Tabla 7. Vertidos de petróleo de más de 140 mil toneladas.

Año	Accidente	Lugar	Toneladas vertidas
1991	Guerra del Golfo	Golfo Pérsico	816 000
1979	Plataforma Ixtoc I	México	476 000
1983	Pozo petrolífero	Irán	272 000
1992	Oleoducto	Uzbekistán	272 000
1983	Petrolero Castillo de Bellver	Sudáfrica	267 000
1978	Petrolero Amoco Cádiz	Francia	234 000
1988	Petrolero Odyssey	Canadá	146 000
1979	Petrolero Atlantic Empress	Caribe	145 000
1980	Pozo petrolífero	Libia	143 000
1979	Petrolero Atlantic Empress	Barbados	141 000

Explicación: En el Anuario Internacional de Estadísticas sobre Vertidos Petrolíferos de 1996 venían recogidos 62 casos en los que se han derramado más de 3 400 toneladas (10 millones de galones). En el Tabla 7 se recogen los accidentes con vertidos mayores de 140 mil toneladas.

Tabla 8. Estimaciones del impacto mundial producido por los hidrocarburos en el océano (millones por año).

Fuentes	Total
Transportes	0.555
Instalaciones fijas	0.18
Otras fuentes	1.38



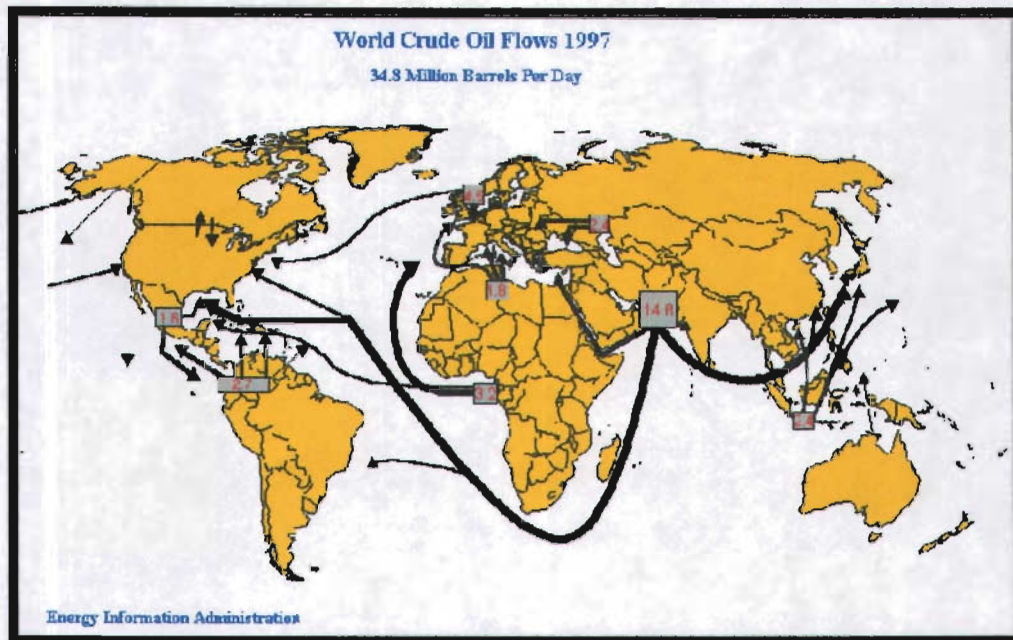


Figura 1. Transporte mundial del petróleo en 1997.



Figura 2. Manchas visibles de petróleo.



3.4.- Evolución de las manchas de petróleo en el mar

El hidrocarburo vertido sobre la superficie de la mar se extenderá inmediatamente. A causa de sus propiedades físicas y químicas, así como las condiciones externas. Se extenderá de manera impredecible resultando un vertido no homogéneo consistente en manchas espesas y grumos entremezclados con finas capas oleosas.

La figura o forma final estará condicionada por el viento, las olas y las corrientes. 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^3 de petróleo puede llegar a formar, en hora y media, una mancha de 100 m de diámetro y 0.1 mm de espesor.

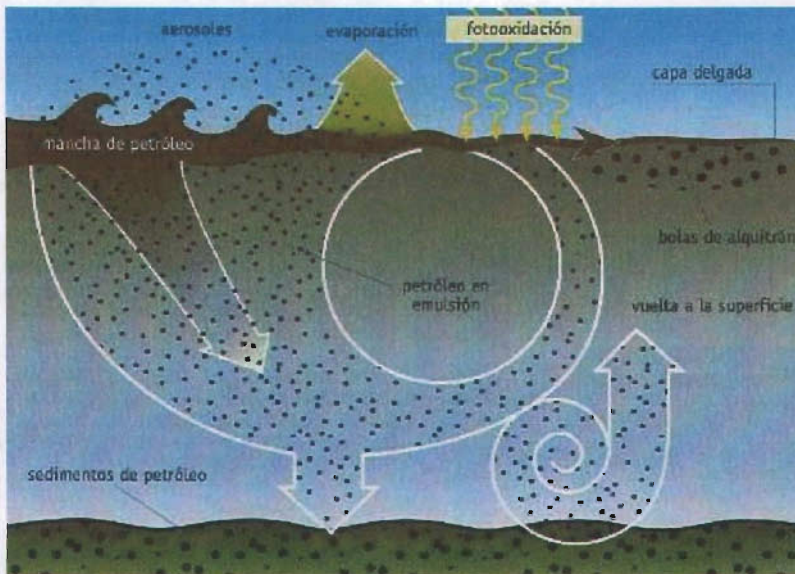


Diagrama 2. Una gran parte del petróleo (entre uno y dos tercios) se evapora. El petróleo evaporado es descompuesto por fotooxidación en la atmósfera.

Del crudo que queda en el agua:

- Parte sufre fotooxidación;
- otra parte se disuelve en el agua, siendo esta la más peligrosa desde el punto de vista de la contaminación, y
- Lo que queda forma el "mousse": emulsión gelatinosa de agua y aceite que se convierte en bolitas de alquitrán densas, semisólidas, con aspecto asfáltico. Se ha calculado que en el centro del Atlántico hay unas 86 000 toneladas de este material, principalmente en el mar de los Sargazos que tiene mucha capacidad de recoger este tipo de material porque las algas, muy abundantes en esa zona, quedan enganchadas al alquitrán.



4.-Generalidades del petróleo

4.1.- Características de los Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos formados por átomos de carbono e hidrógeno, de gran abundancia en la naturaleza, presentes principalmente en el petróleo (Chappin, 1988; PEMEX, 1988).

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; Wood, 1974). De manera general, el petróleo tiene una proporción de 76 a 86% de carbono, e hidrógeno de 10 a 14%. Los hidrocarburos se clasifican de la siguiente forma.

4.2.- Composición del petróleo

Una de las desventajas con que se han encontrado los expertos al clasificar los diferentes tipos de petróleo comparado, por ejemplo, con la clasificación de otros combustibles como el carbón, estriba en que su composición elemental no es reportada con la misma extensión o amplitud. Las proporciones de los diferentes elementos en un petróleo varían ligeramente en un intervalo relativamente estrecho independientemente de la amplia variación en las propiedades físicas que van de los crudos más ligeros y con mayor movilidad a los bitúmenes, en el otro extremo.

Los métodos de clasificación 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:

1. Crudos convencionales o ligeros (más de 20 °API)
2. Crudos pesados (entre 10 y 20 °API)
3. Crudos extra pesados (menos de 10 °API y viscosidad máxima en el orden de las 10 000 mPas)
4. Arenas bituminosas o asfaltos naturales (menos de 10 °API y viscosidad mayores de 10 000 mPas).

La valoración de un crudo también depende de su contenido de azufre. Cuanto mayor sea el contenido de azufre, menor será su precio en el mercado.

Por otra parte, el primer corte en las unidades de destilación del crudo también afecta su valor, ya que los crudos que dan lugar a valores intermedios, con menores requerimientos



de posterior procesamiento y que satisfagan el uso final que los demanda tendrán, en general, un precio más alto.

4.2.1.- Los crudos mexicanos

México produce tres tipos de crudo: el Maya-22 °API pesado, que constituye casi la mitad del total de la producción; el Istmo-34 °API, ligero, bajo en azufre, que representa casi un tercio del total de la producción; y el Olmeda-39 °API, extra ligero, aproximadamente la quinta parte del total de la producción (Tabla 9).

Tabla 9. Comparación de propiedades entre petróleos mexicanos (Olmeca, Istmo y Maya).

Propiedades	Olmeca	Istmo	Maya
Peso específico a 20/4 °C	0.8261	0.8535	0.9199
Grado API	39.16	33.74	21.85
Viscosidad SSU			
15.6 °C	43.3	65.6	2156
21.1	40.3	57.8	1054
25	39	54.5	696
Factor de caracterización K	12	11.85	11.63
Azufre total, % peso	0.81	1.45	3.7
Carbón Ramsbottom, % peso	1.62	3.92	10.57
Cenizas, % peso	0.006	0.007	0.074
Insolubles en nC ₅ , % peso	/1.0	3	15.3
Insolubles en nC ₇ , % peso	/1.0	2.09	11.2
Aceites, % peso	89.2	89.2	72
Parafinas, % peso	13.4	8.1	3.6
Accite desparafinado, % peso	75.8	81.1	68.4
Resinas, % peso	10.8	7.8	12.7

4.3.-Origen de los Hidrocarburos

La palabra petróleo proviene del latín *petroleous*, que a su vez se deriva de las voces latinas *petra* (piedra) y *oleous*, aceite.

El petróleo se forma de la putrefacción de materias orgánicas sepultadas durante millones de años bajo la superficie terrestre. Los gases formados como consecuencia de la descomposición de la materia orgánica son los que al perforar un pozo presionan el petróleo hacia la superficie. Dichos gases constituyen también una importante fuente de energía.

Mediante la destilación del petróleo se obtienen varios derivados: kerosenos, asfaltos, grasas, parafinas, lubricantes, diesel y gasolinas. Del petróleo y del gas se obtienen, también, amoníaco, azufre, heptano etileno, anhídrido carbónico, vinilo y polietileno, entre



otros, que conforman la llamada industria petroquímica y son utilizadas como materia prima para la fabricación de disolventes, plásticos, detergentes, colorantes, pinturas, fibras sintéticas, nylon, fertilizantes, pegamentos, fumigantes y medicamentos.

En nuestro país, la existencia de la *pedra aceitosa*, petróleo de base asfáltica, era ya conocida por los pobladores del México prehispánico; diversas culturas usaban el asfalto como pegamento, como medicina y como sacrificio religioso, ya que lo quemaban delante de sus ídolos. El *chapopote*, palabra que se deriva de los vocablos *popochithi*, que quiere decir perfume, y *zaucatl*, pegamento, era mercancía común en los mercados aztecas.

Aunque ya existían antecedentes de la explotación del petróleo en México, fue hasta 1882 cuando se inician en Tampico trabajos de exploración en forma sistemática. En 1900 se llevaron a cabo las primeras perforaciones en San Luis Potosí y ocho años después inició operaciones la primera refinería, de la casa Pearson, en Minatitlán.

La Revolución Mexicana de 1910 poco afectó al desarrollo de la industria petrolera en nuestro país. En 1916 brotó el que en su tiempo fue considerado el pozo petrolero de mayor producción en el mundo, Cerro Azul 4, situado a 237 kilómetros al sur de Tampico. Se calcula en más de un millón y medio de metros cúbicos de gases los que salieron antes de que apareciera el petróleo. La altura del combustible que salió alcanzó 180 metros.

Para 1938, cuando el presidente Lázaro Cárdenas declaró la nacionalización de la industria petrolera, existían casi 400 compañías explotadoras y se habían perforado poco más de 200 pozos en el país. A partir de entonces, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha sido la empresa encargada de administrar todo lo relativo a los hidrocarburos en México. Esta empresa paraestatal se ha constituido como la sexta petrolera en el mundo por su tamaño.

4.4.- Clasificación de los Hidrocarburos

4.4.1.- Hidrocarburos Biogénicos:

Estos son sintetizados por casi todas las plantas, animales terrestres y marinos, incluyendo la microbiota, bacterias, plancton marino, diatomeas, algas y plantas superiores (Bedair & Al-Saad, 1992). La síntesis de este tipo de hidrocarburos está controlada por rutas metabólicas, lo cual trae como resultado mezclas de compuestos de limitada complejidad estructural relacionada directamente con la función biológica específica.

Las características de los hidrocarburos biogénicos son:

- Los formados recientemente exhiben un alto nivel de n-alcenos de número impar.
- Los aportes por detritus de plantas terrígenas se caracterizan por n-alcenos de número impar en la región de C_{23} - C_{33} .
- Los aportes de origen marino se ven marcados por la presencia de los alcenos C_{15} , C_{17} y C_{19} .
- Las contribuciones biogénicas notan el predominio del isoprenoide pristano.



- Compuestos de tipo aromático no se presentan frecuentemente o al menos en proporciones significativas (Bedair y Al-Saad, 1992).

Estos pueden ser biosintetizados por los organismos o bien pueden ser ingeridos con el alimento y alterados después de su ingestión. El fitano y el pristano son compuestos que se encuentran comúnmente en el petróleo, en los organismos sólo se conoce el pristano que al parecer ingresa con el alimento (Padilla, 1989).

La formación de compuestos aromáticos y alifáticos de bajo peso molecular se da conforme al tiempo de la descomposición de la materia orgánica, estos compuestos pueden ser condensados para dar lugar a sustancias de mayor peso molecular como lo explica Schnitzer, Khan (1978), Blumer y Youngblood (1975) como parte de la teoría de la biosíntesis confirmada por un gran número de compuestos de bajo peso molecular que es un buen indicador de la presencia microbiana en el suelo.

4.4.2.-Hidrocarburos Antropogénicos

Son aquellos que son introducidos como resultado de cualquier tipo de actividad humana. Los procesos de combustión industrial que contribuyen con niveles mucho más altos debido principalmente al humo generado por carbón, combustibles fósiles y petróleo refinado, las descargas de aguas municipales, las actividades de transporte y los derrames son algunas de las principales fuentes de estos contaminantes (Bidleman *et al.*, 1990).

Los Hidrocarburos policíclicos aromáticos (HPA's) constituyen contaminantes orgánicos relacionados con las actividades humanas. Los compuestos que más conciernen de los hidrocarburos del petróleo y de la pirólisis de combustibles son los hidrocarburos aromáticos policíclicos, sus homólogos alquil y los HPA's sustituidos con sulfuro o nitrógeno. Muchos de esos compuestos son estables y altamente tóxicos, algunos son potentes carcinógenos y otros mutagénicos. Se ha reportado que los HPA's 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 aromáticos policíclicos (HPA's) 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 del ambiente, lo mismo sus efectos en los sistemas biológicos.

Su importancia está relacionada a su movilidad, debido a su peso molecular, presentándose en un intervalo de 128.16 a 300.36 u.m.a. para el naftaleno y coroneno, respectivamente. Los HPA's de alto peso molecular son relativamente inmóviles y, por ende, de baja volatilidad y solubilidad. Dieciséis HPA's (naftaleno, acenaftileno, acenafteno, fluoreno, fenantreno, antraceno, fluoranteno, pireno, benzo(a)antraceno, criseno, benzo(b)fluoreno, benzo(k)fluoreno, benzo(a)pireno, indeno(1,2,3-c,d)pireno, dibenzo(ah)antraceno y



benzo(g,h,i)perileno) son considerados como contaminantes prioritarios por EPA, la Organización Mundial de la Salud (OMS) y la Comunidad Económica Europea (CEE) debido a sus efectos carcinogénicos (Menzie *et al.*, 1992).

4.5.- Importancia de la identificación y cuantificación de los hidrocarburos disueltos y/o dispersos en el medio acuático.

El comportamiento de los contaminantes orgánicos está en función de sus características físicas y químicas (densidad, solubilidad, polaridad, entre otras.), Además de las características del medio como son la unidad de suelo, permeabilidad, estructura, tamaño de las partículas, contenido de humedad y de materia orgánica, así como la profundidad del manto freático. Factores climatológicos como la temperatura y la precipitación pluvial también tienen una gran influencia. Todas las variables en su conjunto definen el tamaño y la distribución tridimensional del frente de contaminación en una zona específica (Tabla 10).

Tabla 10. Parámetros del compuesto químico, suelo y ambiente que influyen en el transporte a través del suelo.

Parámetros del Contaminante	Parámetros del Suelo	Parámetros Ambientales
Solubilidad	Contenido y retención de agua	Temperatura
Presión de vapor	Porosidad, densidad y permeabilidad	Precipitación
Número y tipo de grupos funcionales	Contenido de arcilla	Evapotranspiración
Polaridad	Contenido de materia orgánica	
	Profundidad de agua subterránea	

Tomado de Jury, 1989.

4.5.1.- Parámetros del contaminante.

Solubilidad al agua.- Es la característica química más importante usada para asegurar: (a) movilidad química, (b) estabilidad química, (c) acumulación química, (d) bioacumulación química y (e) sorción química, en el ambiente.

Las características de la solubilidad son:

- La alta solubilidad al agua de un compuesto químico promueve su mayor movilidad, y es menos probable a ser acumulativo, bioacumulativo, volátil y persistente; un compuesto químico altamente soluble es propenso a ser biodegradado y metabolizado por los microorganismos.
- Un contaminante químico poco soluble en agua es más probable de ser inmovilizado por vía adsorción y es menos móvil, más acumulativo o bioacumulativo, persistente en los compartimentos ambientales y ligeramente propenso a biodegradarse y puede ser metabolizado por plantas y animales (Ney, 1990).



Los valores numéricos de la solubilidad son los siguientes:

- solubilidad baja < de 10 ppm.
- solubilidad media entre 10 y 1000 ppm.
- solubilidad alta >1000 ppm.

La solubilidad de los hidrocarburos varía de acuerdo a sus características químicas y físicas que influyen de manera determinante en el transporte de tales compuestos hacia zonas profundas, como a continuación se observa en el siguiente Tabla 11:

Tabla 11. Solubilidad de Hidrocarburos y Derivados.

Grupo de Hidrocarburo	Hidrocarburo Representativo	Solubilidad en agua (mgL ⁻¹)
n-Alcanos		
C ₄	n-butano	61.4
C ₅	n-pentano	38.5
C ₆	n-hexano	13.3
C ₇	n-heptano	2.2
C ₈	n-octano	0.43
C ₉	n-nonano	0.12
C ₁₀ -C ₁₄	n-decano	0.05
Alcanos Ramificados		
C ₄	Isobutano	49
C ₅	Isopentano	48
C ₆	2-metilpentano	78
C ₇	2-metilhexano	2.54
C ₈	2,4-dimetilhexano	1.29
C ₉	2,2,4-trimetilhexano	0.53
Cicloalcanos		
C ₆	Ciclohexano	55
C ₇	Metilciclohexano	14
C ₈	1,2,4-Trimetilciclopentano	
C ₉	1,1,3-Trimetilciclohexano	1.77
Oleofinas		
C ₄	1-buteno	222
C ₅	1-penteno	148
C ₆	1-hexeno	69.7
Monoaromáticos		
Benceno	Benceno	1,760
Tolueno	Tolueno	470
Xilenos	m-xilenos	172
Etil benceno	Etilbenceno	140
C ₃ -bencenos	1,3,4-trimetilbenceno	48.2
C ₄ -bencenos	1,4-dietilbenceno	15
Fenoles		



Fenol	Fenol	82,000
C ₁ -fenoles	o-cresol	31,000
C ₂ -fenoles	2,4-dimetilfenol	4,600
C ₃ -fenoles	2,4,6-trimetilfenol	14,000
C ₄ -fenoles	m-etilfenol	

Fuente de Fan y Krishnamurthy, 1995.

Hidrofobicidad. Se refiere a la poca afinidad de los compuestos orgánicos al agua como es el caso de los hidrocarburos del petróleo. El comportamiento resultante es una baja solubilidad de las moléculas no polares y aquellas débilmente polares que tienen una mayor afinidad de reaccionar con la materia orgánica a través de las interacciones de Van der Waals.

Densidad. Se define como la relación entre la masa y una unidad de volumen determinado para una sustancia en particular (Chapín y Summerlin, 1988). Los compuestos orgánicos se clasifican en dos grupos: Compuestos orgánicos ligeros: son aquellos cuya densidad es menor que la del agua. Compuestos orgánicos densos: son aquellos que poseen una densidad mayor a la del agua.

Polaridad. Se refiere a la existencia o no de una distribución equitativa de las nubes electrónicas que forman varios enlaces. Si no es equitativa, una parte de la molécula será más positiva y la otra será más negativa. Por tanto, la molécula se comporta como un dipolo o que es una molécula polar. Por otra parte, si las nubes electrónicas están igualmente distribuidas, decimos que la molécula es no polar. La polaridad depende de la electronegatividad de los átomos y la forma de la molécula, si no hay diferencia de electronegatividad de los átomos la molécula será no polar. Todos los compuestos orgánicos contienen carbono y la mayoría también hidrógeno, debido que existe una leve diferencia en electronegatividad entre el carbono y el hidrógeno; la mayoría de los compuestos son no polares (Chapín y Summerlin, 1988).

De acuerdo a McBride (1994), los hidrocarburos alifáticos son compuestos no polares y son, por lo tanto, pobres competidores con el agua. Los hidrocarburos aromáticos, son compuestos no polares o muy débilmente polares como los alifáticos. Se ha determinado que compuestos no polares o débilmente polares tienen afinidad por las fases orgánicas hidrofóbicas en ácido húmico siendo las fuerzas de Van der Waals o la atracción hidrofóbica como unión de enlace.

4.5.2.- Naturaleza y Propiedades del Sedimento Marino

Tipos de sedimentos:

Sedimentos son los productos del intemperismo depositados por los agentes de erosión:



- fragmentos de roca
- cuarzo insoluble
- feldespato
- minerales arcillosos
- minerales precipitados a partir de materiales en solución acuosa

Tipos de sedimentos clásticos

Su clasificación depende de:

- Composición
- Tamaño
- Clasificación de granos
- Forma
 - Redondez
 - Esfericidad

Tabla 12. Definición de partículas clásticas y sus rocas sedimentarias.

Nombre de la partícula	Tamaño (mm)	Nombre del sedimento	Nombre de la roca
Bloque	> a 256	grava	conglomerado
Guijón	64 a 256	grava	conglomerado
Guijarro	2 a 64	grava	conglomerado
Arena	1/16 a 2	arena	arenisca
Limo	1/256 a 1/16	limo	limolita
Arcilla	< a 1/256	arcilla	lutita

Tipos de sedimentos no clásticos

1. Sedimento Químico

No contiene clastos, pero el material ha sido transportado.

Los componentes fueron:

- *Disueltos*
- *Transportados en solución*
- *Precipitados químicamente*

Se forma de dos maneras:



1. A través de reacciones bioquímicas como resultado de la actividad de plantas y animales en el agua.
2. A través de reacciones inorgánicas en el agua.

2. Sedimento Biogénico

Formado por restos de plantas y animales que al morir se incorporan y preservan al acumularse el sedimento.

Sí puede contener clastos.

Existen dos tipos principales:

1. Sedimento biogénico calcáreo y silíceo.
 - o corales, algas y organismos coloniales
 - o radiolarios y diatomeas
- 2 Sedimento orgánico.
 - o Formación de sustancias debido a la descomposición parcial de materia orgánica:
 - hidrocarburos

Tabla 13. Ambientes sedimentarios marino.

Medio Ambiente	Agente de transporte y depósito	Sedimentos
COSTERO		
Delta	Ríos, corrientes marinas	arena, lodo
Playa	Oleaje, mareas	arena, grava
Planicies de inundación	Corrientes	arena, lodo
MARINO		
Plataforma continental	Oleaje, mareas	arena, lodo
Margen continental	Corrientes marinas	lodo, arena
Fondo marino	Corrientes marinas	lodo

4.5.3.- Parámetros Ambientales que afectan a los Contaminantes

Temperatura. La presión de vapor está en función de la temperatura, al tener un valor bajo (10^{-4} atm) la fracción de un compuesto orgánico pasa rápidamente a la fase vapor. Por esta razón la difusión gaseosa es mucha más importante que la difusión líquida.

Precipitación. Puede tener una influencia dominante debido al volumen de lluvia, afectando la velocidad de flujo en el suelo. Los suelos en regiones con lluvia intensa y frecuente



tienen altos flujos de agua y de dispersión, extendiendo la difusión líquida y disminuyendo la gaseosa.

Evapotranspiración. Representa la cantidad de agua aplicada y que es removida por plantas o es perdida en la superficie. Así, la extensión de la evapotranspiración afecta el flujo de agua debajo de la zona de la raíz y la lixiviación de los compuestos. La cantidad de agua lixiviada en suelos que no reciben entrada de agua por irrigación está determinada por el agua de lluvia menos el agua de evapotranspiración. Este parámetro es positivo, si implica un drenaje con movimiento descendente, y es negativo, si existe un proceso de secado con un bajo contenido de agua e induciendo un flujo ascendente de agua subterránea. Esto puede ser regulado por las condiciones meteorológicas externas como la radiación solar, viento, temperatura y humedad ambiente o por la resistencia del suelo o planta (Jury, 1989).

4.5.4.- Transporte y Transformación de los Contaminantes en el Sedimento

El principal transporte y procesos de transformación para los contaminantes orgánicos disueltos en el suelo son: la advección, dispersión, lixiviación, adsorción y retardo, y la transformación química y biológica. La migración de una fase orgánica líquida inmiscible es gobernada, en gran parte, por su densidad, viscosidad y propiedades de superficie húmeda (Bonazountas y Kallidromitou, 1993). El transporte vertical de contaminantes en la zona no saturada se produce debido a la gravedad y a las fuerzas capilares.

Advección: En horizontes de arena y grava, el factor dominante en la migración del compuesto químico disuelto es la advección, proceso por el cual los solutos son transportados por un volumen móvil o por la circulación de agua.

Dispersión: Se presenta por el agua del medio resultando dos procesos básicos: difusión molecular en solución y la mezcla, existiendo así una dispersión hidrodinámica; debido a pasajes tortuosos o pequeños en el medio poroso, algunos líquidos realizan un movimiento menos directo al manto acuífero. En suma, el compuesto puede difundirse dentro de los poros inactivos para ser liberados lentamente cuando la principal concentración ha pasado. Esta dispersión está en función de la velocidad promedio del agua en el poro (Fränze, 1993). La mezcla mecánica resulta de las variaciones en la velocidad del agua dentro de los poros del horizonte causado por fuerzas de fricción, variaciones en la geometría de los poros, y fluctuaciones en las direcciones locales hacia el flujo principal resultando una dilución y atenuación de los picos de concentración, las máximas concentraciones disminuyen con el incremento de la distancia (Barcelona *et al.*, 1990).

Lixiviación: El movimiento de un químico hacia zonas profundas a través del suelo por medio del agua es llamado lixiviación. Es importante considerar la posibilidad de que un químico se mueva en el suelo y llegue a contaminar el agua subterránea; de suceder, entonces los pozos de agua, organismos acuáticos y la cadena trófica puede contaminarse. Los factores determinantes en la lixiviación incluyen: la solubilidad, biodegradación, disociación, sorción, volatilidad, lluvias y evapotranspiración. Los efectos de la movilidad se describen en los siguientes apartados:



- Un compuesto químico que es soluble al agua puede lixivarse en el suelo y probable a ser biodegradado. Si la biodegradación es rápida, entonces la lixiviación no es un problema.
- Un compuesto químico que es insoluble en agua puede ser adsorbido en el suelo, moviéndose con las partículas, y quizás sea biodegradado lentamente.
- Los compuestos químicos en la superficie del suelo pueden ser fototransformados y no ser disponibles a lixivarse, sin embargo, los productos pueden ser disipados.
- Entre más precipitación mayor será la oportunidad de los contaminantes químicos a lixivarse.
- La hidrólisis y la disociación pueden prevenir la lixiviación (Ney, 1990).

Adsorción e Intercambio iónico: La adsorción es la adhesión de iones o moléculas a superficies o interfases líquido-sólido, sólido-gas, líquido-gas y líquido-líquido produciendo un incremento en la concentración de químicos en la superficie o interfase sobre la concentración en solución (Fränze, 1993). Los contaminantes orgánicos pueden alcanzar la zona de aguas subterráneas por la solución del suelo o como fases de líquidos orgánicos que pueden ser inmiscibles en el agua.

Volatilización: Un compuesto químico presente en el suelo, agua, plantas o animales puede volatilizarse hacia la atmósfera. La presión de vapor es uno de los factores más importantes que gobiernan la volatilización y provee información acerca de la volatilización bajo condiciones ambientales. Algunos factores que afectan dicho fenómeno son: el clima, la sorción, la hidrólisis y la fototransformación. Estableciendo los siguientes enunciados:

- Un compuesto químico con una baja presión de vapor tiene una alta capacidad de adsorción o una alta solubilidad al agua siendo menos probable a volatilizarse.
- Un compuesto químico con una alta presión de vapor tiene una baja capacidad de adsorción o una muy baja solubilidad al agua siendo más probable a volatilizarse.

Fotólisis: Un químico puede ser fototransformado tanto como pueda absorber luz solar; puede ocurrir en el aire, suelo, agua, plantas y animales. Los productos pueden ser químicos de alto y bajo peso molecular. Las influencias ambientales tienen un efecto en la velocidad de fototransformación, tales como: la profundidad del químico en el suelo y en el agua, sorción en el suelo y pH. La velocidad de fotólisis puede determinar la persistencia en el ambiente; entre más rápida sea la degradación es poco probable que continúe en el ambiente (vida media < 30 días), si tiene una vida media de 30 a 90 días, el compuesto químico puede tener un comportamiento hacia algunos compartimentos del ambiente y, si tiene una vida media > 90 días, existen problemas de contaminación (Ney, 1990).

Degradación: El comportamiento químico del suelo es fundamental para la degradación de muchos químicos orgánicos en una o más reacciones químicas (abióticas); en general, cinco reacciones pueden ocurrir en el suelo: Hidrólisis, Sustitución, Eliminación, Oxidación y Reducción. Sólo dos reacciones pueden transformar los contaminantes orgánicos que se pueden considerar para este caso:



Oxidación: Se presenta en el suelo afectando a muchos compuestos químicos aromáticos experimentando una oxidación de radical libre, por ejemplo, benceno, bencidina, etilbenceno, naftaleno y fenol. Otro segundo grupo, incluye, tetraclorodibenzo-p-dioxina (TCDD), hexaclorobenceno, hexaclorociclopentadieno, bifenilos polibromados (PBB's) y policlorados (PCB's) y no aromáticos.

Reducción: Definido en términos de transferencia de electrones, involucra a compuestos orgánicos en sistemas de agua-arcilla. El efecto se acelera al aumento de agua sugiriendo la existencia del mecanismo de transferencia de un electrón donde la arcilla actúa como un aceptor. En general, uno puede esperar que un químico orgánico puede experimentar una reducción química si el potencial del suelo es menor que el compuesto orgánico en cuestión.

Degradación Biológica: Es importante notar la presencia de microorganismos nativos del suelo que tienen un papel fundamental en la ausencia y/o permanencia de compuestos orgánicos, siendo considerado como una vía de pérdida de los compuestos orgánicos volátiles, llamada biodegradación; los compuestos químicos que poseen otras estructuras que los azúcares, aminoácidos y ácidos grasos, no pueden entrar inmediatamente dentro del metabolismo microbiano; esos compuestos requieren de una aclimatación definida en horas o meses, durante el cual poco o nada se degrada.

El periodo de retraso generalmente es causado por: a) la transferencia de la información genética responsable de la degradación para una población, y b) la fase inicial de crecimiento exponencial de organismos capaces de degradar el compuesto, la alta solubilidad al agua que puede favorecer una rápida degradación (EPA, 1983), pero puede existir una acumulación a largo plazo de los productos de descomposición recalcitrante.

La temperatura que provee un crecimiento favorable fue de 27 °C, estableciendo que aumenta la velocidad de degradación para desechos de refinería y petroquímicos cuando las temperaturas van de 10 a 30 °C, pero disminuye ligeramente cuando las temperaturas aumentan de 30 a 40 °C (EPA, 1983). El contenido de oxígeno en suelo es frecuentemente un factor limitante en la biorremediación.

La bioacumulación fue explicada observando la absorción de compuestos orgánicos por parte de plantas comestibles, donde se analizó los cultivos presentes en los terrenos agrícolas aledaños a zonas industriales siendo otro medio de remoción de estos compuestos en el suelo (Fränze, 1993). Finalmente, la combinación de las características del subsuelo, contaminantes y condiciones climatológicas del sitio pueden dar lugar a los diferentes procesos de transporte y distribución de los contaminantes.

Para entender el transporte y destino de los contaminantes en el subsuelo es necesario realizar una buena caracterización del sitio con la cual se conocerán la carga hidráulica y la estratigrafía, así como los coeficientes de adsorción y la permeabilidad del suelo. Con esta información es posible calibrar modelos matemáticos que sean representativos de la distribución tridimensional de los contaminantes en el sitio (Saval, 1995).



Eliás-Munguía y Martínez (1991) en Semarnap (1996), concluyen que las propiedades físicas del suelo más afectadas por derrames de hidrocarburos son:

- La estructura del suelo debido a la ruptura de los agregados
- Aumento de la retención del agua en la capa superficial.
- El potencial hídrico.

Probablemente el componente más importante del suelo en relación con la persistencia de sustancias tóxicas es la arcilla. La persistencia aumenta cuanto más pequeñas son las partículas debido a que aportan una gran área superficial para la absorción de los productos químicos.

Las propiedades químicas del suelo más afectadas por un derrame de hidrocarburos son:

- Aumento del carbono orgánico ya que el 75 % del carbono del petróleo crudo es oxidable.
- Disminución del pH, debido a la acumulación del carbono orgánico y generación de ácidos orgánicos.
- Aumento del manganeso y hierro intercambiable.
- Aumento del fósforo disponible (Semarnap, 1996).

Los efectos tóxicos de los hidrocarburos en el ambiente dependerán de:

- La cantidad y composición del petróleo.
- La frecuencia y tiempo de exposición.
- El estado físico del derrame.
- Las características del sitio donde sucedió el derrame.
- Variabes ambientales como temperatura, humedad y oxígeno.
- El uso de dispersantes químicos (está restringido su uso).
- La sensibilidad de la biota específica del ecosistema impactado (Semarnap, 1996).

4.6.- Efecto de los hidrocarburos en los organismos acuáticos y la salud humana

Los diversos ecosistemas reciben petróleo e hidrocarburos, en cantidades diversas, de forma natural, desde hace millones de años. Por esto es lógico que se encuentren muchos microorganismos capaces de metabolizar el petróleo y que sea frecuente el que muchos seres vivos sean capaces de eliminar el absorbido a través de la cadena alimenticia. No parece que es muy importante la amenaza de bioacumulación del petróleo y los productos relacionados en la cadena alimenticia, aunque en algunas ocasiones, en localidades concretas, puede resultar una amenaza para la salud, incluso humana.

Hay diferencias notables en el comportamiento de diferentes organismos ante la contaminación con petróleo.



Los moluscos bivalvos (almejas, mejillones, etc.). Por ejemplo, muestran muy baja capacidad de eliminación del contaminante y, aunque muchos organismos (algunos peces, por ejemplo) no sufren daños importantes con concentraciones del producto de hasta 1000 ppm, algunas larvas de peces se ven afectadas por niveles tan bajos como 1 ppm.

Las aves y los mamíferos se ven afectados por la impregnación de sus plumas y piel por el crudo, lo que supone su muerte en muchas ocasiones porque altera su capacidad de aislamiento o les impermeabiliza.

Los daños no sólo dependen de la cantidad vertida, sino también del lugar, momento del año, tipo de petróleo, etc. Un simple vertido de limpieza de tanques de un barco -el Styli-mató en Noruega a 30 000 aves marinas en 1981, porque fue arrastrado directamente a la zona donde estas aves tenían sus colonias.

La mayoría de las poblaciones de organismos marinos se recuperan de exposiciones a grandes cantidades de petróleo crudo en unos tres años, aunque si el petróleo es refinado o la contaminación se ha producido en un mar frío, los efectos pueden durar el doble o el triple

En corales contaminados con hidrocarburo pueden ocurrir niveles subletales tales como, la interferencia con los procesos reproductivos, comportamiento anormal y crecimiento reducido y retenido. Los efectos son temporales.

Para el ser humano los hidrocarburos pueden llegar a su organismo por las siguientes vías:

Ingesta:

La ingestión de hidrocarburos puede afectar 3 sistemas orgánicos fundamentales: pulmón, aparato gastrointestinal y sistema nervioso.

Pulmón, los síntomas respiratorios son: tos, ahogo, sibilancias y ronqueras. Síntomas de distress respiratorio como tos persistente, cianosis, retracción intercostal, taquipnea. Generalmente se inician inmediatamente después de la ingestión de hidrocarburos.

Generalmente son irritantes de boca, faringe e intestino. Se han observado vómitos espontáneos. Malestar intestinal, distensión abdominal, eructos y flatulencia.

Sistema Nervioso Central, letargia, aturdimiento, estupor, depresión del sistema nervioso central, y coma.

Aspiración:

El pulmón es el principal órgano diana de la toxicidad por hidrocarburos. La toxicidad pulmonar aparece fundamentalmente por aspiración. La toxicidad pulmonar del



hidrocarburo aspirado es el resultado de la inhibición de la actividad surfactante y de la lesión directa de los capilares y el tejido pulmonar.

Contacto:

Dermatitis de contacto: produce irritación de la piel y picores, la piel en este estado facilita la absorción de los componentes del crudo. Se ha asociado un aumento del riesgo de cáncer de piel con la presencia de hidrocarburos poliaromáticos. Irritación de los ojos por contacto con gotas de crudo.



5.-Descripción del área de estudio

El área de estudio cubre al Oeste desde Punta Zapotitlán, Veracruz y al Este desde Puerto Progreso, Yucatán, teniendo el polígono las siguientes coordenadas:

Tabla 14. Polígono del área de estudio.

Vértice	Lat. Norte	Lat. Oeste
1	22°00'00"	91°00'00"
2	18°30'00"	91°00'00"
3	22°00'00"	95°15'00"
4	18°30'00"	95°15'00"

La figura del mapa se elaboro utilizando los mapas cartográficos de la Secretaría de Marina 800, 840 (Datum Geográfico: NAD-27, Proyección Mercator, Escala 1:1,000,000), los conjuntos vectorizados por el INEGI (1999), (Datum Geográfico: NAD-27, Proyección Mercator, Escala 1:250,000) y de PEP (Marzo, 1998).

El Golfo de México, es una cuenca oceánica semicerrada tiene un área aproximada de 2 millones de km², un volumen de agua de 20 millones de km³ y su dimensión Este-Oeste es 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.

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 alcanzan profundidades mayores a 1000 m cerca de la costa.

En su parte costera, está presente el área natural protegida de la Laguna de Términos, Campeche; el Parque Ecológico de la Laguna de Mecoaacán, Tabasco; el área natural protegida de Río de Celestum, Yucatán; así como, áreas de gran sensibilidad social como la Península de Atasta, Campeche. Y el sistema lagunar de Carmen, Pajonal-Machona, Tab. En mar abierto, además se encuentran áreas coralinas de gran importancia como la de Cayo Arcas y Triángulos.

La zona de estudio en su parte marina presenta, un área de transición sedimentológica entre las provincias deltaica (al Oeste) y carbonatada (al Este) del Golfo de México, donde las principales fuentes de sedimentos son el sistema fluvial Grijalva-Usumacinta y la plataforma carbonatada de Yucatán, además de la importante descarga de la Laguna de Términos sobre la plataforma continental (PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN-UNAM, 2002).

Asociada al área de estudio también esta presente una zona de alta sensibilidad ambiental y social, que corresponde a una pesca elevada y es altamente dependiente de la parte costera y la desembocadura de los ríos que drenan al Sur del Golfo de México, lo que concuerda



con altas concentraciones de nutrientes y valores altos de turbidez reportados en las campañas SGM-2 a SGM-4 (PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN-UNAM, 1999).

El número de estaciones para el muestreo fue de 80 y comprende las principales zonas con actividad petrolera en la zona marina donde se ubica la principal producción de petróleo en el país; la localización de las estaciones se presenta en el figura 3, así como, se señala el derrotero de trabajo.

En el diagrama 3 a continuación se presentan las principales características físicas, químicas, biológicas y geológicas de la Sonda de Campeche y áreas adyacentes.

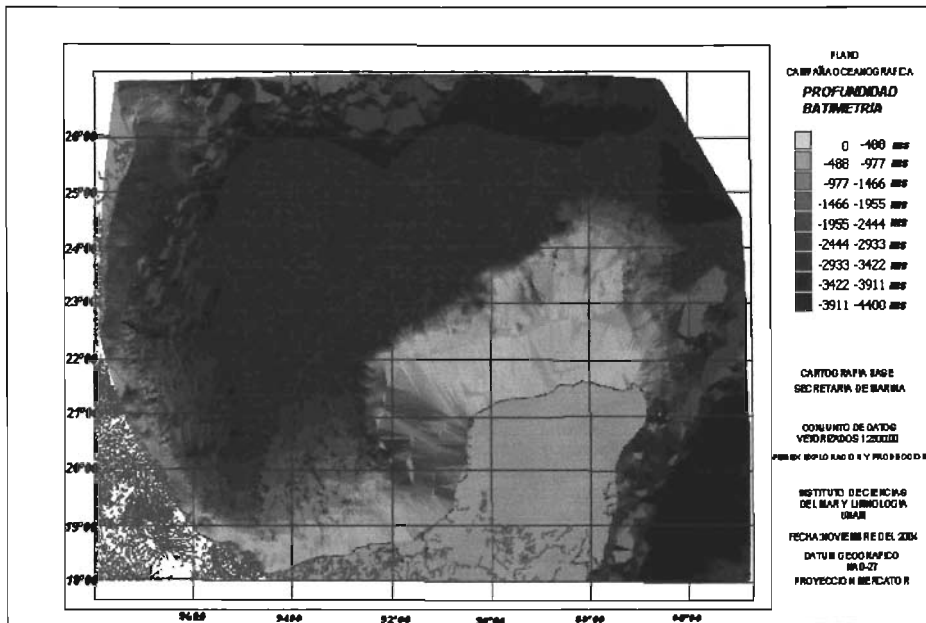


Diagrama 3. Batimetría del Golfo de México.



6.-Metodología

6.1.-Procedimiento

Las muestras fueron colectadas a bordo del B/O "Justo Sierra" propiedad de la UNAM. Las muestras se colectaron con un nucleador de caja, el cual fue lanzado a diferentes profundidades con base a un derrotero previamente diseñado (Figura 3). Una vez colectada la muestra en el fondo marino, el nucleador de caja es subido a bordo mediante el mismo winche usado para lanzarlo (Fig. 4).



Figura 4. Draga y nucleador de caja.

A bordo el nucleador es abierto y las muestras a diferentes profundidades (0-1 cm; 8-20 cm; 18 – 20cm) se colectan con palas de acero inoxidable y se preservan en frascos de vidrio sellados con papel aluminio y tapa de plástico, se refrigeran a 4°C hasta su análisis.(Fig. 5) Se siguió la técnica analítica de: APHA-AWWA-WPCF, (1995) y Geochemical Environmental Research Group (1992).



Figura 5. Colecta de muestra de la draga y nucleador de caja.



En el laboratorio muestra se pesa y seca en una estufa con circulación de aire a 34°C (el porcentaje de humedad calculado con una alícuota de la misma muestra sometida a una temperatura de 90°C por 48 h o peso constante); la muestra es homogeneizada con la ayuda de un mortero, y mediante cuarteamientos se obtiene una muestra representativa del punto de estudio de aproximadamente 50 g (Fig. 6).



Figura 6. Secado, molido de la muestra.

La muestra de sedimento es pesada y colocada en un dedal de extracción de celulosa (33 x 94 mm) previamente pesado, volviéndose a pesar el dedal con la muestra. El dedal se instala en el equipo Soxhlet (consistente en matraz de 250 mL, condensador y refrigerante). En el matraz se vierten 180 mL de cloruro de metileno (CH_2Cl_2) a una temperatura de 35 °C, durante 8 horas (Fig. 7).



Figura 7. Pesado, colocación en dedal y concentración de la muestra.

El extracto obtenido es colocado en un frasco ámbar. En el equipo Kuderna-Danish se ubica el extracto para obtener su concentración; agregando cloruro de metileno una vez que enjuagado el frasco donde se encuentra el extracto. La temperatura se debe mantener a 34°C para evaporar el cloruro de metileno, mediante el control periódico con un termómetro (Fig. 8).





Figura 8. Concentración de la muestra.

Después el extracto es purificado en una columna de alúmina, previamente activada; que es colocada en el fondo un tapón de lana de vidrio, añadiendo 1 cm de silicagel, llenando con cloruro de metileno y 10 g de alúmina neutra. Suavemente se tapa la columna para distribuir la alúmina. La lechada de alúmina en cloruro de metileno se utiliza para empacar la columna. Una vez que la alúmina se estabiliza, es añadido un gramo de sulfato de sodio anhidrido encima de la alúmina y 10 g de cobre activado. Drenándose el cloruro de metileno, se eluye la columna con 50 mL de cloruro de metileno. El drenaje de la columna es hasta la cabeza del líquido, justo debajo de la capa del sulfato de sodio, cerrando la llave para detener el flujo del solvente. Después se transfiere el extracto de la muestra en la columna enjuagando el frasco con 1 mL de cloruro de metileno, añadiéndolo a la columna. Se agregan 100 mL de cloruro de metileno diluyéndolos en el flujo a 2 mL/min y colectándolos en un matraz de fondo plano de 250 mL. En la fracción recolectada se contienen los hidrocarburos aromáticos y alifáticos (Fig. 9).



Figura 9. Purificación de la muestra.



El equipo Kuderna-Danish (el cual consiste de un matraz de evaporación unido al tubo concentrador y una columna Snyder), se coloca en baño de agua caliente ($55 \pm 5^\circ\text{C}$) en una campana de manera que el tubo concentrador quede sumergido parcialmente en el agua caliente y la superficie redondeada inferior tapada por el vapor caliente (Fig. 10).

El equipo se instala verticalmente y ubica el extracto para obtener su concentración; agregando cloruro de metileno una vez que se enjuaga el frasco donde se encuentra el extracto. En el equipo se evapora el cloruro de metileno a 34°C .

El control es periódico mediante un termómetro, ya que el tiempo del proceso se lleva de 20 a 30 min. Con una velocidad adecuada de destilación, las bolas de la columna crepitarán activamente pero las cámaras no deben inundarse con el disolvente condensado. Cuando el volumen de la muestra alcanza 1mL se retira el equipo y enfría durante 10 min aproximadamente.

Si la muestra esta sucia se purifica con alúmina en una columna cromatográfica y vuelve a reconcentrar en Kuderna-Danish (K-D). Si la concentración del extracto esta limpia es colocada en un vial ámbar de 4 mL, y procede a ser analizada por cromatografía de gases.



Figura 10. Concentrado final e inyección de la muestra.

6.2.-Cromatografía de gases

La determinación analítica fue por medio de cromatografía de gases de alto rendimiento, en un cromatógrafo de gases Hewlett-Packard Mod. 5890 Series II. El control del instrumento, así como la cuantificación de los compuestos, se efectuó mediante el programa para PC Hewlett-Packard Chemstation 3365. El análisis cromatografico reunió las siguientes condiciones: inyección en modo splitless a $50^\circ\text{C}/\text{min}$, manteniendo una temperatura durante un minuto, después se llevó hasta 280°C a $8^\circ\text{C}/\text{min}$. El gas portador fue Helio UAP.



La columna usada es HP-5 Ultra Cross Linked de 25m de longitud x .32 mm de diámetro x 52 µm de espesor de película de 5% fenil-metil- 95% silicón.

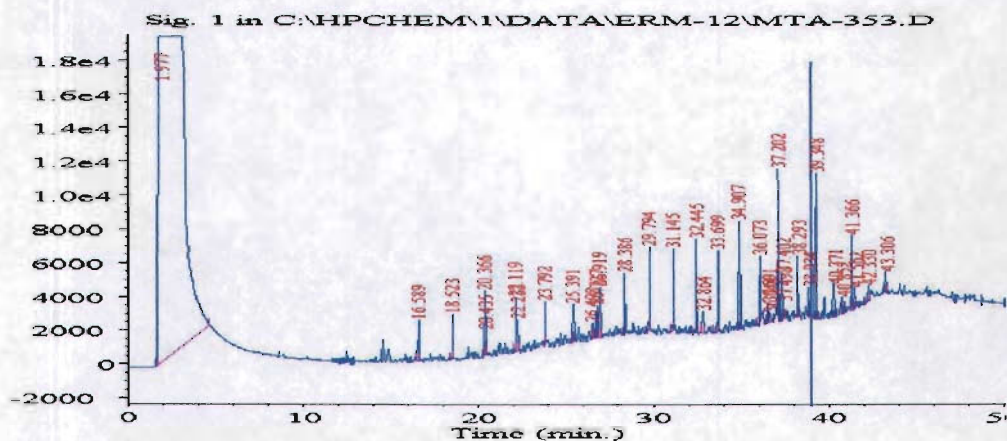
Para que este análisis fuera certero se inyectó una mezcla de estándares a diferentes concentraciones para obtener curvas de calibración y de identificación de hidrocarburos.

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

Tabla 15. Curva de calibración e identificación de hidrocarburos alifáticos.

	Tiempo de retención	Hidrocarburo		Tiempo de retención	Hidrocarburo
1	5.313	N-DECANO	14	29.555	N-TRICONTANO
2	8.942	N-DODECANO	15	30.999	N-TETRACOSANO
3	12.633	N-TETRADECANO	16	32.301	N-PENTACOSANO
4	14.453	N-PENTADECANO	17	33.507	N-HEXACOSANO
5	16.033	N-HEXADECANO	18	34.628	N-HEPTACOSANO
6	17.687	N-HEPTADECANO	19	35.692	N-OCTACOSANO
7	17.753	PRISTANO	20	36.699	N-NONACOSANO
8	19.535	N-OCTADECANO	21	37.665	N-TRIACONTANO
9	19.651	FITANO	22	39.481	N-DOTRIACONTANO
10	21.553	N-NONADECANO	23	41.179	N-TETRATRIACONTANO
11	23.78	N-EICOSANO	24	43.005	N-HEXATRIACONTANO
12	26.037	N-ENEICOSANO	25	45.405	N-OCTATRIACONTANO
13	27.933	N-DOCOSANO	26	48.71	N-TETRACONTANO

A continuación se presentan un ejemplo de los cromatogramas de hidrocarburos alifáticos



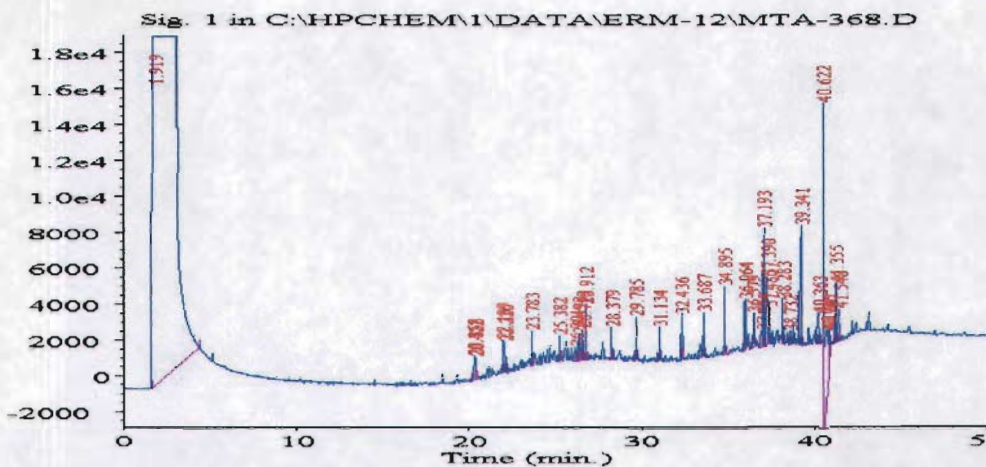


Tabla 16. Curva de calibración e identificación de hidrocarburos poliaromáticos.

	Tiempo de retención	Hidrocarburo		Tiempo de retención	Hidrocarburo
1	4.842	NAFTALENO	15	14.574	2 Me FENANTRENO
2	5.903	2 Me NAFTALENO	16	16.903	FLUORANTENO
3	6.082	1 Me NAFTALENO	17	17.791	PIRENO
4	6.79	BIFENILO	18	23.083	BENZO(a)ANTRACENO
5	7.098	2,6 DIMETILNAFTALENO	19	23.271	CRISENO
6	7.733	ACENAFTILENO	20	27.636	BENZO(b)FLUORANTENO
7	8.139	ACENAFTENO	21	27.813	BENZO(k)FLUORANTENO
8	9.058	2,3,5 TRIMENAFETALENO	22	28.498	BENZO(e)PIRENO
9	9.45	FLUORENO	23	28.886	BENZO(a)PIRENO
10	11.058	1 Me FLUORENO	24	29.021	PERILENO
11	11.821	BENZOTIOFENO	25	32.365	INDEN(123cd)PIRENO
12	12.387	FENANTRENO	26	32.419	DIBENZO(ah)ANTRACENO
13	12.575	ANTRACENO	27	32.935	BENZO(ghi)PERILENO
14	14.18	1 Me FENANTRENO			



A continuación se presentan un ejemplo de los cromatogramas de hidrocarburos poliaromáticos.

Fig. 1 in C:\HPCHEM\1\DATA\ERM-12\MTA-418.D

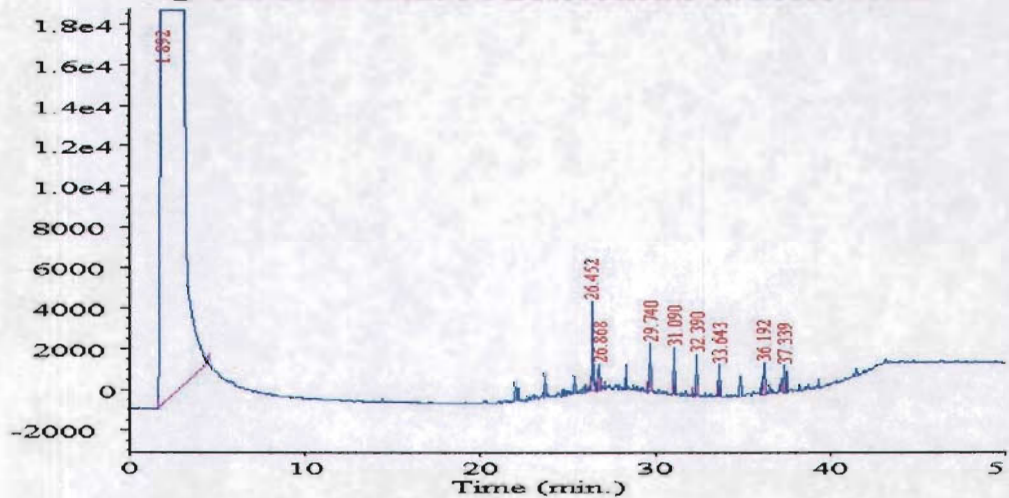
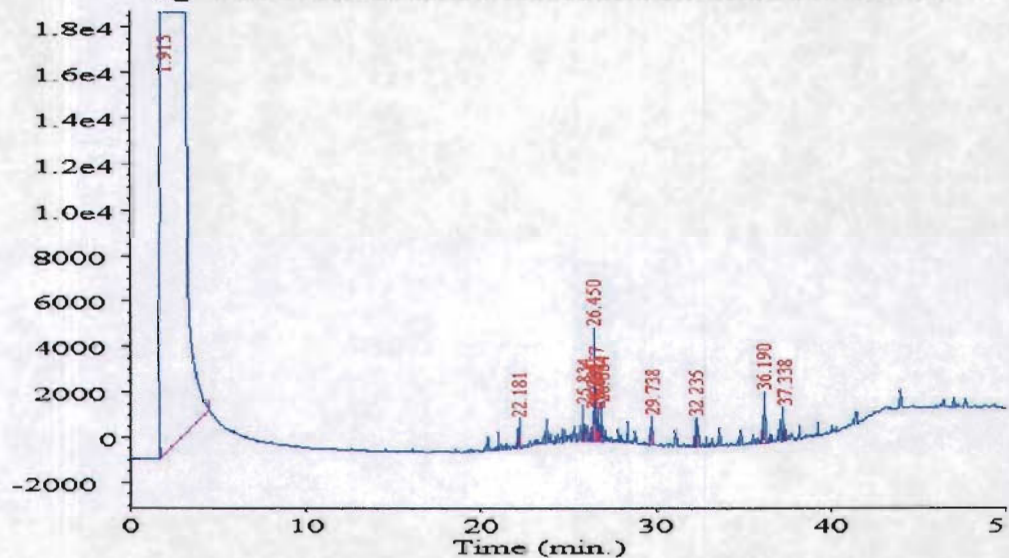


Fig. 1 in C:\HPCHEM\1\DATA\ERM-12\MTA-419.D



7.-Resultados y discusión

Los resultados obtenidos de los cromatogramas de cada uno de los puntos de muestreo se graficaron y se presentan en el anexo de la siguiente manera:

Hidrocarburos alifáticos:

- Detectados a un centímetro de profundidad de la página 64 a la página 71.
- Detectados a diez centímetro de profundidad de la página 72 a la página 78.
- Detectados a veinte centímetro de profundidad de la página 79 a la página 82.

Hidrocarburos poliaromáticos:

- Detectados a un centímetro de profundidad de la página 83 a la página 86.
- Detectados a diez centímetro de profundidad en la página 87.
- Detectados a veinte centímetro de profundidad de la página 88 a la página 89.

7.1. Hidrocarburos Alifáticos

7.1.1. Hidrocarburos Totales.

En el nivel 1 (1 cm) los hidrocarburos totales se determinaron entre concentraciones <0.001 a 730.0 ppm; correspondiendo el valor mayor a la estación costera frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona, disminuyendo rápidamente alrededor de este núcleo; sin embargo, se detectaron valores de hasta 150.0 ppm a 27 MN de la costa, frente al mismo sitio (Fig. 7.1.1a). Un núcleo con una concentración mayor a 50.0 ppm se encontró al oeste de la ciudad de Progreso. En Cayo Arcas se registraron concentraciones de 45 ppm; en tanto que, en el complejo de plataformas se determinaron los hidrocarburos totales entre 10.0 y 20.0 ppm. La desembocadura de los Ríos Grijalva y San Pedro y San Pablo, se encontraron con concentraciones entre 15.0 y 25.0 ppm.

Para el segundo nivel (10 cm) de profundidad en el sedimento, los hidrocarburos totales fluctuaron entre valores <0.001 a 13.0 ppm. Concentraciones menores a 8.0 ppm se determinaron tanto al norte como al occidente de la Península de Yucatán. En Cayo Arcas no se detectaron hidrocarburos. En la parte occidental del complejo de plataformas se registró un amplio núcleo de 52 MN de largo, orientado de sureste a noroeste, con una concentración de 11.0 ppm y a una distancia de la costa de 37 MN, frente a la desembocadura del los Ríos Grijalva y San Pedro y San Pablo; hacia el suroeste de este núcleo y manteniendo esa distancia de la costa, los hidrocarburos totales se determinaron con concentraciones mayores a 8.0 ppm. En la costa frente a la desembocadura de los Ríos Grijalva y San Pedro y San Pablo, así como frente al complejo lagunar de Carmen-Pajonal-Machona los hidrocarburos no fueron detectados. En la estación costera frente a Isla Aguada se registró un valor de 10.0 ppm (Fig. 7.1.1b).

A 20 cm de profundidad en el sedimento los hidrocarburos totales variaron entre concentraciones <0.001 a 16.0 ppm; dos núcleos fueron determinados; uno, frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona a 25 MN de la costa, con una concentración



mayor de 12.0 ppm y el otro, en el complejo de plataformas con un valor mayor de 10.0 ppm a una distancia de 46 MN de la costa. En Cayo Arcas y en la parte sur del complejo de plataformas no se determinaron hidrocarburos a este nivel (Fig. 7.1.1c).

7.1.2. Dodecano

La concentración de Dodecano a 20 cm de profundidad en el sedimento (tercer nivel) presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 0.18 ppm; correspondiendo la concentración mayor a la determinada en el complejo de plataformas y disminuyendo rápidamente a su alrededor. En general el complejo de plataformas registró concentraciones mayores a 0.04 ppm. En la parte suroeste del área de estudio, no fue posible su determinación (Fig. 7.1.2).

7.1.3. Tetradecano

En el primer centímetro del sedimento el Tetradecano presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 1.1 ppm; el núcleo de concentración mayor se encontró a 64 MN al norte del complejo lagunar y a 40 MN al oeste del complejo petrolero de plataformas. Valores entre 0.4 y 0.9 ppm se observaron en las tres estaciones localizadas al norte de Punta Zapotitlán. Frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos, todo el complejo petrolero y la plataforma continental de Campeche y Yucatán, registraron concentraciones cercanas a cero (Fig. 7.1.3a).

A 10 centímetros de profundidad el Tetradecano disminuyó su concentración con respecto al nivel anterior y fluctuando entre valores <0.001 a y 0.5 ppm; determinándose un núcleo con la concentración máxima a 66 MN al norte del complejo lagunar y a 70 MN al oeste del complejo de plataformas. El resto de las estaciones de muestreo registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.3b).

La distribución espacial del Tetradecano a 20 centímetros de profundidad en el sedimento, registró un incremento con respecto a los dos anteriores niveles y fluctuando entre concentraciones <0.001 a 2.6 ppm. La concentración mayor se determinó frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos, sin embargo, se detectó a 48 MN de la costa un valor de 1.3 ppm. Un núcleo con una concentración mayor a 1.0 ppm se observó en el límite oriente del complejo de plataformas, a 48 MN al norte de la Península de Atasta. En la costa desde el complejo lagunar hasta Isla Aguada se registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.3c).

7.1.4. Hexadecano

La distribución del Hexadecano en los sedimentos superficiales (primer nivel), presentaron valores <0.001 a 2.0 ppm; la concentración máxima se encontró a 63 MN al norte de la desembocadura del Río Grijalva y a 38 MN al oeste del complejo de plataformas, la pluma se orientó de noreste a suroeste, disminuyendo su concentración hasta valores de 1.2 ppm a 25 MN de la parte oeste del complejo lagunar. En el complejo petrolero, el hexadecano varió entre 0.4 y 1.4 ppm, con el valor más alto, en Cayo Arcas; concentraciones de 1.2 ppm se proyectaron hacia la costa campechana, al sur de Champotón. La parte norte y



noroeste de la Península de Yucatán, registraron valores cercanos a cero. La zona costera entre el complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona e Isla del Carmen, presentaron concentraciones entre 0.6 a 1.0 ppm (Fig. 7.1.4a).

A 10 centímetros de profundidad (segundo nivel) el Hexadecano presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 1.3 ppm; se determinó un amplio núcleo con concentraciones mayores a 1.0 ppm, que abarca desde 5 MN al oeste del complejo de plataformas, y se extiende a 30 y 83 MN al norte de la parte oriente, del complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona. Alrededor de este núcleo, el hexadecano, disminuyó su concentración. De tal forma que, frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos y Punta Zapotitlán, entre la parte central del complejo lagunar hasta la Península de Atasta y la parte occidental y norte de la Península de Yucatán, se detectaron concentraciones cercanas a cero. Otro núcleo con un valor máximo de 0.9 ppm, se observó a 8 MN al norte de Isla Aguada (Fig. 7.1.4b).

En el tercer nivel del sedimento (20 cm) el Hexadecano, varió entre valores <0.001 a 1.1 ppm; determinándose la concentración mayor a 26 MN de la costa, frente al complejo lagunar y disminuyendo su concentración a su alrededor, este núcleo se orientó de norte a sur. Otro núcleo con la misma orientación, pero con un valor de 0.9 ppm, se encontró a 21 MN al noreste de Punta Zapotitlán. Sobre el complejo de plataformas el hexadecano se encontró con valores entre 0.1 y 0.4 ppm. En la costa, desde la parte oriental del complejo lagunar hasta Isla Aguada, se registraron valores menores a 0.1 ppm (Fig. 7.1.4c).

7.1.5.-Heptadecano

El comportamiento del Heptadecano en el primer nivel del sedimento (1 cm) se encontró con concentraciones <0.001 a 1.5 ppm. La concentración mayor se encontró a 67 MN al norte del complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona; hacia la costa en esa misma dirección, se determinó un núcleo con concentraciones menores a 0.3 ppm a una distancia de 26 MN. Concentraciones menores a 0.3 ppm también fueron detectadas a 26 MN al oeste de la ciudad de Campeche, a 80 y 26 MN al oeste y noroeste, respectivamente de Progreso, Yucatán. El complejo petrolero (incluyendo Cayo Arcas) y la zona costera, desde Punta Zapotitlán hasta Isla Aguada, presentaron concentraciones entre 0.6 y 1.0 ppm (Fig. 7.1.5a).

La distribución encontrada en la concentración del Heptadecano a 10 centímetros de profundidad en el sedimento, fluctuó entre valores <0.001 a 1.2 ppm. Encontrándose el valor máximo, dentro de un núcleo con concentraciones mayores a 0.8 ppm y ubicado en el extremo poniente del complejo de plataformas, desplazándose el límite superior, hacia el noroeste y el límite inferior, hacia el suroeste; al llegar a la longitud de 94°00' O, a 32 MN de la costa, se dirigió hacia el noroeste. Alrededor de este amplio núcleo la concentración del heptadecano disminuyó. Frente a Isla del Carmen (5 MN) se detectó una concentración de 1.1 ppm. El complejo petrolero registró valores entre 0.0 y 0.8 ppm. Cayo Arcas un valor menor a 0.1 ppm. A 35 MN al oeste de Progreso, Yucatán., Se determinó una concentración de 0.7 ppm; las estaciones alrededor de este núcleo, presentaron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.5b).



A 20 centímetros de profundidad el Heptadecano se encontró entre valores <0.001 a 1.4 ppm. El valor mayor se registró a 27 MN frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona y disminuyó la concentración a su alrededor, presentando una orientación de norte a sur. Dos núcleos de 1.1 ppm fueron determinados; uno, en la parte poniente del área de estudio, a 25 MN al noroeste de Punta Zapotitlán y el segundo, en la cara oeste del complejo de plataformas. Cayo Arcas presentó valores menores a 0.1 ppm (Fig. 7.1.5c).

7.1.6.-Pristano

El Pristano superficial en el sedimento (primer nivel) se encontró con valores <0.001 a 0.9 ppm. Determinándose un núcleo con la concentración mayor a 65 MN, frente a la parte oriente del complejo lagunar, disminuyendo rápidamente su concentración a su alrededor y detectándose valores cercanos cero a 33 MN de la costa, para posteriormente volver a incrementarse hasta 0.8 ppm a 4 MN de distancia. Frente a Punta Zapotitlán, se detectó un núcleo costero de 0.5 ppm, presentando una orientación suroeste a noreste, y de una longitud de 32 MN. En el complejo de plataformas se determinaron concentraciones de pristano entre 0.1 y 0.4 ppm. El occidente y norte de la Península de Yucatán no registró la presencia de este compuesto (Fig. 7.1.6a).

A 10 centímetros de profundidad en el sedimento el Pristano varió entre concentraciones <0.001 a 0.7 ppm. A este nivel en el sedimento, un amplio núcleo con concentraciones mayores a 0.5 ppm, se detectó desde Isla Aguada a Isla del Carmen, pasando el límite superior, por el complejo de plataformas, mientras que el límite inferior se desplazó hacia el oeste hasta llegar a una distancia de 28 MN de la costa, en la longitud $93^{\circ}30'O$, para posteriormente, dirigirse hacia el noroeste. Alrededor de este núcleo la concentración del pristano disminuyó. Entre la desembocadura del Río Coatzacoalcos y Punta Zapotitlán, Cayo Arcas y la parte occidental y norte de la Península de Yucatán, se presentaron valores menores a 0.1 ppm (Fig. 7.1.6b).

El Pristano a 20 centímetros en el sedimento se registraron concentraciones <0.001 a 0.04 ppm, disminuyendo su concentración con respecto a los niveles anteriores. El valor mayor se determinó a 63 MN al norte del complejo lagunar. El complejo petrolero, la zona costera del área de estudio y las estaciones entre el complejo lagunar y Punta Zapotitlán presentaron concentraciones cercanas a cero (Fig. 7.1.6c).

7.1.7.-Octadecano

Superficialmente el Octadecano varió entre valores <0.001 a 2.0 ppm. Detectándose tres núcleos con valores mayores de 1.2 ppm; el mayor cubriendo más del 50% del complejo de plataformas y Cayo Arcas, extendiéndose hacia el noreste y después hacia la costa campechana frente a Champotón; los otros dos núcleos, forman parte de un núcleo de una concentración de 1.0 ppm, que se ubicó a 40 MN, frente a la desembocadura del Río Grijalva hasta 5 MN al norte de Punta Zapotitlán. Concentraciones entre 0.8 y 1.0 ppm se determinaron en las estaciones costeras desde el complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona hasta Isla Aguada. Un valor menor a 0.2 ppm se detectó a 4 MN frente al complejo lagunar y en la parte norte de la Península de Yucatán (Fig. 7.1.7a).



Para el nivel de 10 centímetros de profundidad en el sedimento el Octadecano presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 1.2 ppm; detectándose concentraciones mayores a 0.9 ppm en una amplia zona localizada a una distancia promedio de 30 MN de la costa, desde la desembocadura del Río San Pedro y San Pablo hasta Punta Zapotitlán. Hacia el sur de esta zona, la concentración del Octadecano disminuyó hasta valores de 0.15 y 0.30 ppm, desde el sur de Punta Zapotitlán hasta la desembocadura del Río San Pedro y San Pablo. El complejo petrolero de plataformas registró concentraciones de este hidrocarburo entre 0.3 y 0.9 ppm. Un pequeño núcleo de 1.0 ppm se detectó en las estaciones costeras entre Isla del Carmen e Isla Aguada. La costa de Campeche y norte de Yucatán, presentaron valores cercanos a cero. Dos núcleos con valores mayores a 0.6 ppm se determinaron; uno, a 38 MN al oeste de Progreso, Yucatán y el otro, a 33 MN al noreste de Cayo Arcas (Fig. 7.1.7b).

El Octadecano a 20 centímetros de profundidad, presentó una distribución entre valores <0.001 a 2.4 ppm; encontrándose el valor mayor, frente al complejo lagunar de Carmen-Pajonal-Machona a una distancia de 28 MN de la costa y nuevamente se registró una disminución rápida en su entorno. En el complejo de plataformas se detectó el Octadecano entre 0.4 y 1.6 ppm. En la costa desde la desembocadura del Río Grijalva hasta Isla del Carmen, se determinaron valores entre 0.2 a 0.6 ppm (Fig. 7.1.7c).

7.1.8.-Fitano

La distribución espacial del Fitano en el primer nivel de profundidad en el sedimento (1 cm) fluctuó entre valores <0.001 a 0.4 ppm; determinándose la concentración mayor en un pequeño núcleo sobre el complejo de plataformas. EL resto de las estaciones de muestreo presentaron concentraciones cercanas a cero (Fig. 7.1.8a).

Para el segundo nivel de profundidad en el sedimento (10 cm) el Fitano incrementó su concentración, con respecto al nivel anterior, variando entre valores <0.001 a 1.4 ppm. La concentración mayor se registró a 26 MN al sureste de Cayo Arcas y a 29 MN al noreste del complejo de plataformas. Este valor forma parte de una banda de concentración mayor a 0.7 ppm y, que se ubica desde el núcleo de valor máximo, desplazándose el límite superior, hasta la parte norte del complejo de plataformas; mientras que el límite inferior, llega a la costa frente a Isla Aguada e Isla del Carmen, para posteriormente, ambos límites dirigirse hacia el oeste del área de estudio. Concentraciones cercanas a cero se determinaron frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos, el complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona, la costa occidental y norte de la Península de Yucatán. Cayo Arcas presentó concentraciones entre 0.0 y 0.3 ppm de fitano (Fig. 7.1.8b).

7.1.9.-Eicosano

La distribución espacial del Eicosano en el primer nivel del sedimento (un centímetro de profundidad) presentó un intervalo entre valores <0.001 a 1.2 ppm; tres núcleos con las concentraciones mayores se determinaron; uno, en el complejo de plataformas y extendiéndose hasta las costas de Campeche, con concentraciones de 0.5 ppm; el segundo,



a 65 MN de la costa, frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona y a 47 MN al oeste del complejo de plataformas y el último, a 28 MN al noroeste de Punta Zapotitlán; en todos los casos, la concentración disminuyó hacia la costa. Valores mayores de 0.5 ppm se detectaron frente a la desembocadura de los Ríos Grijalva y San Pedro y San Pablo. Concentraciones cercanas a cero se determinaron al norte y noroeste de la Península de Yucatán, en Cayo Arcas, a 45 MN al norte de la desembocadura de los Ríos Grijalva y San Pedro y San Pablo, pasando por la parte sur del complejo de plataformas hasta las costas frente a Isla Aguada y a 30 MN de la costa en la parte poniente del complejo lagunar (Fig. 7.1.9a).

Para el segundo nivel (10 cm) el Eicosano varió entre valores <0.001 a 0.78 ppm; encontrándose tres núcleos con el valor máximo; uno localizado en el complejo de plataformas, disminuyendo rápidamente su concentración a su alrededor y dirigiéndose hacia el noroeste con valores mayores a 0.48 ppm; el segundo, localizado frente al complejo lagunar, a 35 MN de la costa y el último, a 28 MN al norte de Punta Zapotitlán. El resto de las estaciones de muestreo, incluyendo todas las estaciones costeras y Cayo Arcas, presentaron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.9b).

Para el tercer nivel (20 cm) el Eicosano presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 1.6 ppm; determinándose la concentración mayor a 26 MN de la costa, frente al complejo lagunar y disminuyendo rápidamente en su entorno. Un núcleo de 0.6 ppm se detectó en el complejo de plataformas. Persiste como en el nivel anterior, un núcleo con valores cercanos a cero, a la misma distancia de la costa que el valor máximo, pero entre el complejo lagunar y la desembocadura del Río Coatzacoalcos; además otra amplia área, localizada desde el oriente del complejo lagunar hasta Isla Aguada en la costa, se extiende hacia mar abierto rodeando al complejo de plataformas hasta Cayo Arcas, donde tampoco se detectó el Eicosano (Fig. 7.1.9c).

7.1.10.-Docosano

La distribución espacial superficial (1 cm) del Docosano en el área de estudio, varió entre concentraciones <0.001 a 4.0 ppm; determinándose la concentración mayor a 4 MN frente al complejo lagunar. Un pequeño núcleo de 2.0 ppm se detectó en el complejo de plataformas. Concentraciones de 1 ppm se encontraron desde la desembocadura del Río Grijalva hasta Isla del Carmen. El resto de las estaciones de muestreo, en general, presentaron concentraciones de Docosano menores a 1 ppm (Fig. 7.1.10a).

Para el segundo nivel (10 cm) el Docosano disminuyó su concentración con respecto al nivel anterior, encontrándose entre valores <0.001 a 1.2 ppm; el límite inferior del intervalo se determinó, en la parte norte y occidental de la Península de Yucatán y entre Punta Zapotitlán y el complejo lagunar, hasta una distancia de 47 MN de la costa y desde la desembocadura del Río Grijalva hasta la Península de Atasta en la costa. Una amplia zona con valores mayores a 0.8 ppm se encontraron desde 21 MN de la costa frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona hasta el complejo de plataformas, con una orientación suroeste a noreste, pero al llegar al complejo de plataformas se dirigió hacia las estaciones más retiradas de la costa, en dirección noroeste (Fig. 7.1.10b).



El Docosano a 20 centímetros de profundidad (tercer nivel) fluctuó entre valores <0.001 a 1.2 ppm. Determinándose tres núcleos con valores altos; la concentración mayor se detectó a 25 MN de la costa frente al complejo lagunar y disminuyendo rápidamente a su alrededor; el segundo núcleo de 1.0 ppm se encontró a 17 MN al noreste de Punta Zapotitlán y a 43 MN al norte de la desembocadura del Río Coatzacoalcos y el tercero, de 0.8 ppm se determinó en la parte oriental del complejo de plataformas. Valores de Docosano cercanos a cero, se observaron en la costa, entre la desembocadura del Río Grijalva e Isla del Carmen (Fig. 7.1.10c).

7.1.11.-Tetracosano

El comportamiento detectado a 1 centímetro de profundidad en el sedimento, el Tetracosano mostró un intervalo entre valores <0.001 a 16.0 ppm; encontrándose un núcleo con el valor máximo en la estación costera (4 MN) frente al complejo lagunar y disminuyendo rápidamente a su entorno; sin embargo, a 32 MN de la costa se detectaron concentraciones de 2.0 ppm. En Cayo Arcas y en el complejo de plataformas se determinaron valores entre 1.0 y 2.0 ppm. Un pequeño núcleo con un valor mayor a 3.0 ppm se detectó a 32 MN al noroeste de la ciudad de Campeche. Desde la desembocadura del Río Grijalva y costa de Campeche, se registraron valores de Tetracosano cercanos a cero (Fig. 7.1.11a).

Para el nivel 2 (10 centímetros de profundidad) el Tetracosano disminuyó su concentración en un orden de magnitud, fluctuando entre valores <0.001 a 1.8 ppm; determinándose un amplio núcleo con concentraciones mayores a 0.8 ppm y a una distancia promedio de 17 MN de la costa, desde la parte central del complejo lagunar hasta la Península de Atasta, con una orientación de sureste a noroeste, donde valores de 1.0 ppm se detectaron en el complejo de plataformas. Otro núcleo con una concentración mayor a 0.8 ppm se detectó a 21 MN en promedio de la costa, frente a Isla Aguada. En Cayo Arcas, en la costa (desde Punta Zapotitlán hasta Isla del Carmen) y en la parte occidental y norte de la Península de Yucatán, las concentraciones del Tetracosano permanecieron muy cercanas a cero (Fig. 7.1.11b).

A 20 centímetros de profundidad, la distribución del Tetracosano disminuyó con respecto al nivel anterior, detectándose entre valores <0.001 a 1.1 ppm. La concentración mayor formó un núcleo frente al complejo lagunar a una distancia de 16 MN de la costa y disminuyendo rápidamente a su entorno. Dos núcleos con valores máximos de 0.9 ppm, se encontraron, uno en el complejo de plataformas y el otro a 25 MN al noreste de Punta Zapotitlán. Concentraciones cercanas a cero se determinaron en las estaciones costeras, entre la desembocadura del Río Grijalva e Isla del Carmen, hasta una distancia promedio de 20 MN de la costa (Fig. 7.1.11c).

7.1.12.-Hexacosano

La distribución espacial del Hexacosano en el primer nivel (1 cm de profundidad en el sedimento) varió entre valores <0.001 a 44.0 ppm; correspondiendo el valor mayor a un



pequeño núcleo localizado a 4 MN frente al complejo lagunar y disminuyendo rápidamente a su alrededor; sin embargo se registró a 27 MN de la costa una concentración entre 8.0 y 12.0 ppm. Los transectos alejados no registraron la presencia de este hidrocarburo. Un núcleo con una concentración entre 4.0 y 8.0 ppm se determinó entre Celestún y la ciudad de Campeche a 24 MN de la costa. Las demás estaciones de muestreo presentaron concentraciones cercanas al límite inferior de detección (Fig. 7.1.12a).

El Hexacosano a 10 centímetros de profundidad en el sedimento presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 2.4 ppm; determinándose sobre el complejo de plataformas concentraciones entre 1.0 y 1.8 ppm; el núcleo de concentración máxima se observó a 89 MN al norte de la desembocadura del Río Grijalva y la parte oriental del complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona a 61 MN al oeste de Cayo Arcas. Un amplio núcleo con una concentración máxima de 0.8 ppm se detectó al oeste de Celestún. En general, concentraciones cercanas a cero se determinaron en las estaciones costeras de Veracruz, Tabasco y en la parte occidental de la Península de Yucatán (Fig. 7.1.12b).

Para el nivel de 20 centímetros en el sedimento el Hexacosano, fluctuó entre <0.001 a 1.1 ppm; con la concentración mayor, a 24 MN al norte del complejo lagunar, como en los casos anteriores, la concentración disminuyó rápidamente a su alrededor; no obstante a 49 MN de la costa, se registró una concentración de 0.8 ppm. Otro núcleo, pero con un valor máximo de 0.9 ppm, se determinó a 19 MN al noroeste de Punta Zapotitlán. Nuevamente, en el complejo de plataformas se detectaron valores entre 0.1 a 0.4 ppm de este hidrocarburo. En las estaciones costeras, entre la parte oriental del complejo lagunar e Isla del Carmen, no se encontró Hexacosano (Fig. 7.1.12c).

7.1.13.-Octacosano

La distribución espacial del Octacosano, a un centímetro de profundidad en el sedimento (primer nivel) presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 180 ppm; el valor máximo fue puntual, y ubicado a 4 MN frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona, los transectos contiguos, presentaron concentraciones cercanas a cero, pero a 32 MN de la costa se registraron valores de 20 ppm de Octacosano. Un núcleo de 30 ppm se determinó a 39 MN al noroeste de la ciudad de Campeche y a 28 MN al suroeste de Celestún. Cayo Arcas registró una concentración de 20 ppm. EL resto de las estaciones de muestreo presentaron valores menores a 10 ppm (Fig. 7.1.13a).

Para el segundo nivel (10 cm) en la columna del sedimento, el Octacosano se encontró entre valores <0.001 a 6.5 ppm; encontrándose el valor máximo a 53 MN al noroeste de Progreso, Yucatán. Dos núcleos con valores máximos de 2.5 ppm se determinaron; uno, a 23 MN al este de Cayo Arcas y el segundo, a 31 MN al noreste de Punta Zapotitlán. La zona costera desde el complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona hasta Isla del Carmen, presentó concentraciones menores a 0.5 ppm. EL complejo petrolero registró valores menores a 1.5 ppm (Fig. 7.1.13b).

La concentración del Octacosano a 20 centímetros de profundidad, fluctuó entre valores <0.001 a 1.8 ppm; la concentración mayor se detectó a 4 MN frente al complejo lagunar



Carmen-Pajonal-Machona, extendiéndose su distribución hacia sedimentos alejados y determinándose valores de 0.8 ppm a 51 MN de distancia. Concentraciones mayores a 1.0 ppm se registraron en el complejo de plataformas. La zona costera desde la parte oriente del complejo lagunar a Isla del Carmen y frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos se encontraron valores menores a 0.1 ppm (Fig. 7.1.13c).

7.1.14.-Triacontano

La distribución de Triacontano en la superficie del sedimento (1.0 cm) varió entre valores <0.001 a 240 ppm. El valor extremo se detectó a 4 MN frente al complejo lagunar, disminuyendo rápidamente su concentración a su alrededor; sin embargo, a 28 MN de la costa se determinó una concentración de 40 ppm. El resto de las estaciones en el área de estudio presentaron concentraciones cercanas a cero (Fig. 7.1.14a).

A 10 centímetros de profundidad en el sedimento, el Triacontano presentó un intervalo entre valores <0.001 a 3.2 ppm. Un núcleo con la concentración máxima se determinó a 44 MN de la costa, frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos. Valores con concentraciones mayores a 0.8 ppm se registraron en la cara oeste y suroeste del complejo de plataformas y a 24 MN al norte de Isla Aguada. Nuevamente concentraciones cercanas a cero se detectaron en las estaciones costeras desde el complejo lagunar hasta Isla del Carmen y al norte y occidente de la Península de Yucatán. En Cayo Arcas no se detectó el Triacontano (Fig. 7.1.14b).

La distribución del Triacontano a 20 centímetros de profundidad, varió entre concentraciones <0.001 a 1.4 ppm. La concentración mayor nuevamente se registró en la estación costera frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona, disminuyendo rápidamente a su alrededor; sin embargo, se detectó a 51 MN de la costa un valor de 0.6 ppm. Dos núcleos con valores máximos de 0.9 ppm se encontraron; uno, frente a Punta Zapotitlán y el otro, en el complejo de plataformas. Valores cercanos a cero de determinaron desde el oriente del complejo lagunar hasta Isla del Carmen (Fig. 7.1.14c).

7.1.15.-Dotriacontano

La distribución espacial del Dotriacontano a un centímetro en el sedimento, presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 120 ppm; con la concentración mayor determinada a 7 MN frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona y disminuyendo rápidamente en su entorno, detectándose a una distancia de 29 MN de la costa un valor de 20 ppm de este hidrocarburo. EL resto de las estaciones de muestreo registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.15a).

A 10 cm de profundidad el Dotriacontano se encontró entre valores <0.001 a 1.2 ppm, disminuyendo en dos órdenes de magnitud su concentración con respecto al nivel anterior. Determinándose tres núcleos con concentraciones altas; el primero mostró la concentración mayor en las estaciones más alejadas de la costa, a 41 MN al noroeste del complejo de plataformas; el segundo de 1.0 ppm a 25 MN al norte de Punta Zapotitlán; y el último, a 37



Mn al norte del complejo lagunar. En el resto de las estaciones de muestreo, no fue posible detectarlo (Fig. 7.1.15b).

La presencia de Dotriacontano a 20 centímetros de profundidad (tercer nivel) se determinó entre valores <0.001 a 3.2 ppm; observándose la concentración mayor a 40 MN al norte del complejo lagunar y disminuyendo rápidamente hacia la costa y hacia los transectos aledaños hasta concentraciones cercanas a cero. Valores entre 0.4 y 0.6 ppm se encontraron en el complejo de plataformas. En el resto de las estaciones de muestreo se registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.15c).

7.1.16.-Tetratriacontano

El comportamiento del Tetratriacontano en el primer nivel (1 cm) varió entre concentraciones <0.001 a 28.0 ppm; determinándose la concentración máxima a 4 MN frente al complejo lagunar y disminuyendo rápidamente en su entorno. El resto de las estaciones de muestreo presentaron valores menores a 4 ppm (Fig. 7.1.16a).

A 10 centímetros de profundidad el Tetratriacontano disminuyó su concentración con respecto al nivel anterior; fluctuando entre concentraciones <0.001 a 0.6 ppm; un núcleo con el valor máximo se detectó a 84 MN de la costa y a 24 MN al noroeste del complejo de plataformas y a 28 MN al oeste de Cayo Arcas. El resto de las estaciones de muestreo, incluyendo todo el complejo petrolero, registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.16b).

La distribución del Tetratriacontano a 20 centímetros de profundidad en el sedimento (nivel 3) se encontró entre valores <0.001 a 0.14 ppm. El valor mayor se encontró a 42 MN de la costa, en el complejo de plataformas y disminuyendo su concentración rápidamente a su alrededor. Cayo Arcas y el resto de las estaciones de muestreo, mostraron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.16c).

7.1.17.-Hexatriacontano

El Hexatriacontano presentó una distribución superficial (1 cm) en la columna del sedimento, con concentraciones <0.001 a 3.8 ppm; encontrándose el valor mayor a 43 MN al noroeste de la ciudad de Campeche y a 36 MN al suroeste de Celestún. La concentración a partir del punto anterior disminuyó rápidamente a su alrededor, de hecho, todas las estaciones aledañas marcaron valores cercanos a cero. Un núcleo con una concentración máxima de 2.0 ppm se determinó a 4 MN frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona, disminuyendo rápidamente su concentración en su entorno, sin embargo, se detectó a 27 MN de la costa un valor de 0.4 ppm; las estaciones de los transectos contiguos registraron valores cercanos a cero. Valores entre 0.6 y 1.0 ppm se determinaron en las estaciones ubicadas al norte de Punta Zapotitlán. El resto de las estaciones de muestreo, incluyendo el complejo petrolero presentaron concentraciones menores a 0.2 ppm (Fig. 7.1.17a).

A 10 centímetros de profundidad el Hexatriacontano, fluctuó entre valores <0.001 a 1.3 ppm; detectándose la concentración mayor a 41 MN de la costa, entre la desembocadura del



Río Coatzacoalcos y el complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona, disminuyendo hacia la costa. Un núcleo de 0.5 ppm se encontró a 83 MN de la costa, pero a 29 MN al oeste de Cayo Arcas. La plataforma continental norte y occidental de la Península de Yucatán y el complejo petrolero, mostraron valores cercanos a cero (Fig. 7.1.17b).

7.1.18.-Octatriacontano

La distribución superficial del Octatriacontano en sedimentos, mostró un intervalo entre concentraciones <0.001 a 2.8 ppm; detectándose la concentración mayor a 4 MN de la costa frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona y disminuyendo rápidamente su concentración en su entorno, siendo detectable en su concentración mínima hasta una distancia de 31 MN de la costa. Un núcleo con una concentración máxima de 2.2 ppm se encontró a 14 MN al norte de la Península de Atasta y cubriendo el 50% del área de plataformas, y hacia la costa, desde la desembocadura del Río San Pedro y San Pablo hasta Isla del Carmen. Cayo Arcas, la parte occidental y norte de la península de Yucatán y frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos y Grijalva, presentaron concentraciones de Octatriacontano cercano a cero (Fig. 7.1.18).

7.1.19.-Tetracontano

La distribución espacial del Tetracontano a un centímetro en el sedimento, varió entre concentraciones <0.001 a 6.0 ppm; concentraciones mayores a 3.0 ppm se detectaron desde el complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona hasta Isla del Carmen. Tres núcleos de 2.5 ppm se determinaron; uno, en el complejo de plataformas; otro, a 67 MN al norte de Isla Aguada y a 26 MN al oeste de Cayo Arcas y el último, frente a la desembocadura del Río Coatzacoalcos. La concentración máxima se detectó a 100 MN al noroeste de Progreso, Yucatán. La costa occidental y noroeste de la Península de Yucatán, presentó concentraciones cercanas a cero (Fig. 7.1.19a).

A 10 centímetros de profundidad, el Tetracontano disminuyó su concentración variando entre valores <0.001 a 1.3 ppm; correspondiendo a este nivel la concentración mayor en la estación costera frente a Isla Aguada a 11 MN de la costa, disminuyendo rápidamente a su alrededor; sin embargo, a 26 MN de distancia se determinó una concentración de 0.6 ppm. EL resto de las estaciones de muestreo, incluyendo las instalaciones petroleras, presentaron concentraciones cercanas a cero (Fig. 7.1.19b).

7.2. Hidrocarburos Poliaromáticos

7.2.1.-Hidrocarburos Poliaromáticos Totales

La distribución de los hidrocarburos poliaromáticos totales en el primer nivel del sedimento (1 cm), presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 5.5 ppm. Las concentraciones mayores se determinaron en las estaciones costeras frente a la desembocadura del Río Grijalva y la parte oriente del complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona. Dos núcleos



con concentraciones mayores a 3.0 ppm, se determinaron; uno, a 26 MN al oeste de la ciudad de Campeche y a 57 MN al este de Cayo Arcas, y el otro núcleo, a 36 MN al norte del complejo lagunar. Varios núcleos con valores menores a 1.0 ppm se detectaron en el área de estudio; uno, en el límite suroeste del complejo de plataformas a 26 MN al norte de la desembocadura de los Ríos Grijalva y San Pedro y San Pablo; otro, a 33 MN al norte de Isla Aguada y a 24 MN al este del Complejo de plataformas; y un tercero, a 57 MN al oeste de Progreso, Yucatán., Que se orienta en dirección suroeste a noreste hasta el límite exterior del área de estudio, al norte de la Península de Yucatán. El resto de las estaciones de muestreo, se encontraron entre 1.0 y 3.0 ppm. Cayo Arcas y el complejo de plataformas registraron concentraciones entre 1.0 y 2.0 ppm (Fig. 7.2.1a).

Para el segundo nivel (10 cm) en el sedimento, los hidrocarburos poliaromáticos totales, se encontraron con un intervalo entre concentraciones <0.001 a 3.0 ppm. Determinándose la concentración mayor a 33 MN frente a la parte oriente del complejo lagunar; proyectándose una pluma con un valor de 1.6 ppm hasta el límite sur del complejo de plataformas. Un valor puntual de 1.2 ppm se detectó a 71 MN al oeste de Progreso, Yucatán. Y otro de la misma concentración, en las estaciones al norte de Punta Zapotitlán. El resto de las estaciones mostraron concentraciones cercanas a cero (Fig. 7.2.1b).

Los hidrocarburos poliaromáticos totales a 20 centímetros de profundidad en el sedimento, variaron entre valores <0.001 a 3.0 ppm. La concentración mayor se encontró a 29 MN de la costa, frente al complejo lagunar, disminuyendo su concentración rápidamente a su alrededor. Concentraciones mayores a 1.6 ppm se detectaron desde el sureste del complejo de plataformas e incrementándose hacia el noreste, alcanzando un valor máximo de 2.8 ppm a 17 MN al norte y oeste del complejo de plataformas y Cayo Arcas, respectivamente (Fig. 7.2.1c).

7.2.2.-Pireno

La distribución espacial del Pireno a un centímetro en el sedimento, presentó un intervalo entre concentraciones < 0.001 y 0.75 ppm; con la concentración mayor determinada a 5 MN frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona y disminuyendo rápidamente en su entorno, detectándose un valor de 0.8 ppm de este hidrocarburo. EL resto de las estaciones de muestreo registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.2.2 b).

La presencia de Pireno a 20 centímetros de profundidad (tercer nivel) se determinó entre valores < 0.001 a 0.6 ppm; observándose la concentración mayor a 40 MN de la costa, en el complejo de plataformas disminuyendo hasta concentraciones < 0.001. La concentración mayor fue de 0.77 ppm de este hidrocarburo. En. otro núcleo de este hidrocarburo fue a 50 MN de la costa frente a la desembocadura de Río Coatzacoalcos con un valor de 0.35 ppm. En el resto de las estaciones de muestreo los valores fueron cercanos a cero (Fig. 7.2.4.a).

7.2.3.-Benzo(k)fluoranteno

La distribución espacial del Benzo(k)fluoranteno a un centímetro en el sedimento, presentó un intervalo entre concentraciones < 0.001 y 7 ppm; con la concentración mayor



determinada a 12 MN frente al complejo lagunar Carmen-Pajonal-Machona y disminuyendo rápidamente en su entorno, detectándose un valor de 7.88 ppm de este hidrocarburo. EL resto de las estaciones de muestreo registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.2.2 d).

7.2.4.- Benzo(b)fluoranteno

La distribución espacial del Benzo(b)fluoranteno a un centímetro en el sedimento, presentó un intervalo entre concentraciones < 0.001 a 5 ppm; con la concentración mayor determinada a 4 MN de la costa dispersándose en dirección noroeste hasta llegar a concentraciones < 0.001. EL resto de las estaciones de muestreo registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.2.2 b).

A 10 cm de profundidad el Benzo(b)fluoranteno se encontró entre valores < 0.001 a 8 ppm. Determinándose la concentración mas alta a 26 MN de la costa frente al complejo lagunar con un valor de 9.86, en el resto de las estaciones de muestreo, no fue posible detectarlo. (Fig. 7.2.3a).

La presencia de Benzo(b)fluoranteno a 20 centímetros de profundidad (tercer nivel) se determinó entre valores < 0.001 a 3.2 ppm; observándose la concentración mayor a 25 MN al noreste de Punta Zapotitlán disminuyendo en su entorno, detectándose un valor de 3.23 ppm de este hidrocarburo con otro núcleo importante con valores de 2.0 ppm a la parte oeste del complejo de plataformas hasta llegar a concentraciones que no se pudieron detectar (Fig. 7.2.4 b).

7.2.5.-Indeno(1,2,3cd)pireno

La distribución espacial del Indeno(1,2,3cd)pireno a diez centímetro en el sedimento, presentó un intervalo entre concentraciones <0.001 a 2 ppm; con la concentración mayor determinada sobre el complejo de plataformas, disminuyendo en su entorno. EL resto de las estaciones de muestreo registraron valores cercanos a cero (Fig. 7.2.2 b).

7.2.6.-Fenantreno

La distribución espacial del Fenantreno a un centímetro en el sedimento, presentó un intervalo entre concentraciones < 0.001 a 0.4 ppm; con la concentración mayor determinada en la parte del complejo de plataformas con un valor de 0.48 ppm y otro núcleo con concentración de 0.45 ppm a 4 MN frente a la costa de este hidrocarburo. EL resto de las estaciones de muestreo registraron valores cercanos a cero. (Fig. 7.2.2 a).



8.- Conclusiones

- La contaminación es moderada en la zona de estudio ya que los hidrocarburos que se detectaron se da tanto por origen natural, como por la mano del hombre.
- Los niveles de contaminación de hidrocarburos en sedimento son bajos esto se debe a que el medio marino puede absorber y dispersar esta contaminación ya que en el Golfo de México, se presentan tormentas tropicales, ciclones, huracanes, perturbaciones y depresiones tropicales menores, que afectan las mareas y las corrientes marinas, permitiendo la dispersión y la absorción de los hidrocarburos.
- Por último se puede decir que este tipo de proyectos que se llevan en conjunto UNAM y PEMEX son de gran importancia para la formación de nuevos investigadores así como de una mejor manera de explorar y explotar los recursos marinos, y evitar catástrofes ecológicas.



Bibliografía

- 1 30 años al servicio de la industria petrolera nacional, IMP, México, 1995.
- 2 Albert, L. 1990. Curso Básico de Toxicología Ambiental. Editorial Limusa. Méjico. Segunda Edición.
- 3 Ayllon T. T. & J. F. Chávez. 1994. México: sus recursos naturales y su población. Segunda Edición. Limusa. México.
- 4 Barcelona, M.; A. Wehrmann; J. F. Keely & W. A. Pettyjohn. 1990. Contamination of Groundwater Prevention Assessment, Restoration. Noyes Data Corporation. New Jersey.
- 5 Bedair, H. M. & H. T. Al-Saad. 1992. Dissolved and Particulate Adsorbed Hydrocarbons in Water of Shatt Al-Arab River, Iraq. Water, Air, Soil Pollution.
- 6 Bidleman, T. F.; A. A. Castleberry; W. T. Foreman; M. T. Zaransk & D. W. Wall. 1990. Petroleum Hydrocarbons in the Surface Water of Two Studies in the Southeastern United States. Est. Coast Shelf Science.
- 7 Blumer, M. & W. W. Youngblood. 1975. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in Soils and Recent Sediments. Science.
- 8 Bojorquez, T. L. A. & O. García. 1995. Aspectos Metodológicos de la Auditoría Ambiental. PEMEX: Ambiente y Energía Los retos del futuro. Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM-PEMEX.
- 9 Bonazountas, M. & D. Kallidromitou. 1993. Mathematical Hydrocarbon Fate Modelling in Soil Systems. Principles and Practices for Petroleum Contaminated Soils. Lewis Publishers. USA.
- 10 Burger, J. 1997. Effects of oiling on feeding behavior of sanderlings and semipalmated plovers in New Jersey. Condor
- 11 Burger, J. 1997. Oil Spills. Rutgers University Press. New Jersey.
- 12 Calderón, Francisco, El impacto de los recursos petroleros para la empresa mexicana, Grupo Expansión.
- 13 Chappin, R. G. & L. R. Summerlin. 1988. Química. Publicaciones Cultural. México.
- 14 Chiou, C. T. S. E. McGroddy y D. E. Kile 1998. Partition Characteristics of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons on Soils and Sediments. Environmental Science Technology.
- 15 Crouch, S. M. 1990. Check Soil Contamination Easily. Chemical Engineering Progress. September.
- 16 Diario Oficial de la Federación. 1996. Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente. Viernes 13 de Diciembre.
- 17 Díaz, D. M. 1995. El Régimen Jurídico Ambiental del Subsuelo en México. PEMEX: Ambiente y Energía Los retos del futuro Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM-PEMEX. México.
- 18 EPA. 1983. Hazardous Waste Land Treatment. Municipal Environmental Research Laboratory. Office of Research and Development. U.S.A. Cincinnati, Ohio.
- 19 Fan, Chi-Yuan & S. Krishnamurthy. 1995. Enzymes for Enhancing Bioremediation of Petroleum-Contaminated Soils: A Brief Review. Journal of the Air & Waste



- Management Association. June.
- 20 Fränze, O. 1993. *Contaminants in Terrestrial Environments*. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg. Germany.
 - 21 Gutiérrez, E. M. 1990. *Los Residuos Sólidos Peligrosos: ¿ Un Riesgo sin Solución?*. Ciencias. No. 20 UNAM.
 - 22 Hidrocarburos y socioeconomía, Foros de consulta permanente del Programa universitario de energía, UNAM, México.
 - 23 Jenssen, M. B. 1994. Review Article: Effects Of Oil Pollution, Chemically Treated Oil, And Cleaning On The Thermal Balance Of Birds. *Environmental Pollution*.
 - 24 Jury, W. A. 1989. *Chemical Movement through Soil. Vadose Zone Modeling of Organic Pollutants*. Stephen C. Hern, Susan M. Melancon. Lewis Publishers Inc. USA.
 - 25 Khan, R. A., y Nag, K. 1993. Estimation of Hemosiderosis in Seabirds and Fish Exposed To Petroleum. *Bull. Environ. Contam. Toxicol*.
 - 26 Lesser, I. J. M. 1995. *Prospección de Contaminación de Acuiferos por Hidrocarburos*. Geólogos.
 - 27 Luthy, R. G., G. R. Aiken, M. L. Brusseau, S. D. Cunningham, P. M. Gschwend, J. J. Pignatello, M. Reinhard, S. J. Traina, W. J. Weber Jr. & J. C. Westall. 1997. *Sequestration of Hydrophobic Organic Contaminants by Geosorbents*. *Environmental Science & Technology*.
 - 28 Mackay, M. D.; P. V. Roberts & J. A. Cherry. 1985. *Transport of Organic Contaminants in Groundwater*. *Environmental Science & Technology*.
 - 29 Mancke, Richard B., *Mexican oil and natural gas. Political, strategic and economic implications*, Prangel Publishers, New York, USA, 1979.
 - 30 McBride, M. B. 1994. *Environmental Chemistry of Soils*. New York Oxford. USA.
 - 31 Menzie, C. A.; B. B. Potocki & J. Santodonato. 1992. *Exposure to Carcinogenic Polycyclic Hydrocarbons in the Environment*. *Environmental Science & Technology*.
 - 32 Murphy, S. M., Day, R. H., J. A. Wiens, J. A. , y K. R. Parker. 1997. *Effects of The Exxon Valdez oil spill on birds: Comparisons of pre- and post - spill surveys in Prince William Sound, Alaska*.
 - 33 Murray, B. McB. 1994. *Environmental Chemistry of Soils*. Oxford University Press. USA.
 - 34 Ney, R. 1990. *Fate and Transport of Organic Chemicals in the Environment*. Govern. Inst. Maryland.
 - 35 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*.
 - 36 Pazos, Luis, *Mitos y realidades del petróleo mexicano*, Ed. Diana, 1989.
 - 37 PEMEX 1988. *El Petróleo. Gerencia de Información y Relaciones Públicas*. México
 - 38 PEMEX 1999. *Informe 1999: Seguridad, Salud y Medio Ambiente*. Dirección Corporativa de Seguridad Industrial y Protección Ambiental. México
 - 39 PEMEX 2000. *Boletines de Prensa. PEMEX. Boletín No. 75/2000*. México.
 - 40 Peterson, James A., *Petroleum geology and resources of southern Mexico, northern Guatemala and Belize, United States*, Department of the Interior, New Jersey. USA.
 - 41 Poder Ejecutivo Federal. 1996. *programa Forestal y de Suelo 1995 - 2000*. Dirección General de Comunicación Social de la Semarnap. México.



- 42 PROFEPA 1999. Restauración de Suelos Contaminados. Grupo de Trabajo sobre Restauración de Suelos Contaminados. Pagina web. México.
- 43 Quadri, T. G. 1994. Industria y Política Ambiental. El Nacional. Sábado 18 de Junio. México.
- 44 Ramírez Ortiz, José Antonio, Evaluación tecnológica para el tratamiento de crudos pesados y su integración con los procesos de gasificación, UNAM, 1994.
- 45 Rattner, B. A., Capizzi, J. L., King, K. A. , LeCaptain, L. J. y Melancon, M. J. 1994. Exposure and Effects of Oilfield Brine Discharges on Western Sandpipers (*Calidris mauri*) in Nueces Bay, Texas. Environ. Toxicol Chem.
- 46 Schnitzer, M. & S. U. Khan. 1978. Soil Organic Matter Developments in Soil Science 8. Elsevier.
- 47 Testa, M. S. 1994. Geological Aspects of Hazardous Waste Management. Lewis Publishers. USA.
- 48 Tölgyessy, J. 1993. Chemistry and Biology of Water, Air and Soil Environmental Aspects. Elsevier. Czechoslovakia.
- 49 Viejo, Z. M. 1995. El Paquete Ecológico de PEMEX. Internalización de Costos Ambientales. Programa Universitario de Energía. México.
- 50 Wilson, S. C., y Jones, K. C. 1993. Bioremediation Of Soil Contaminated With Polynuclear Aromatic Hydrocarbons (PAHs) A Review. Environmental Pollution.
- 51 Yong, R. N.; A. M. O. Mohamed & B. P. Warkentin. 1992. Principles of Contaminant Transport in Soils. Elsevier Science Publishers. Netherlands



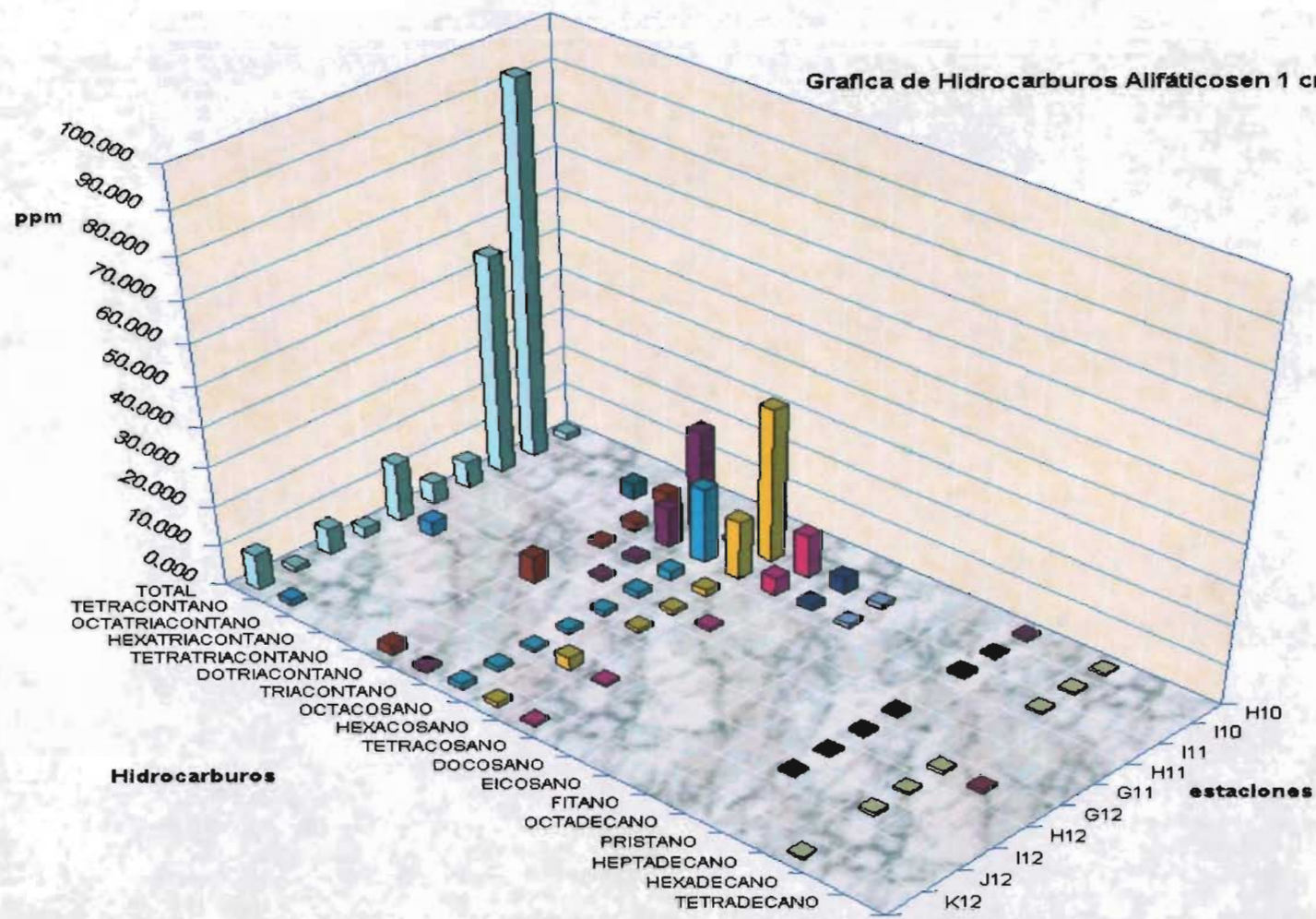
ANEXO



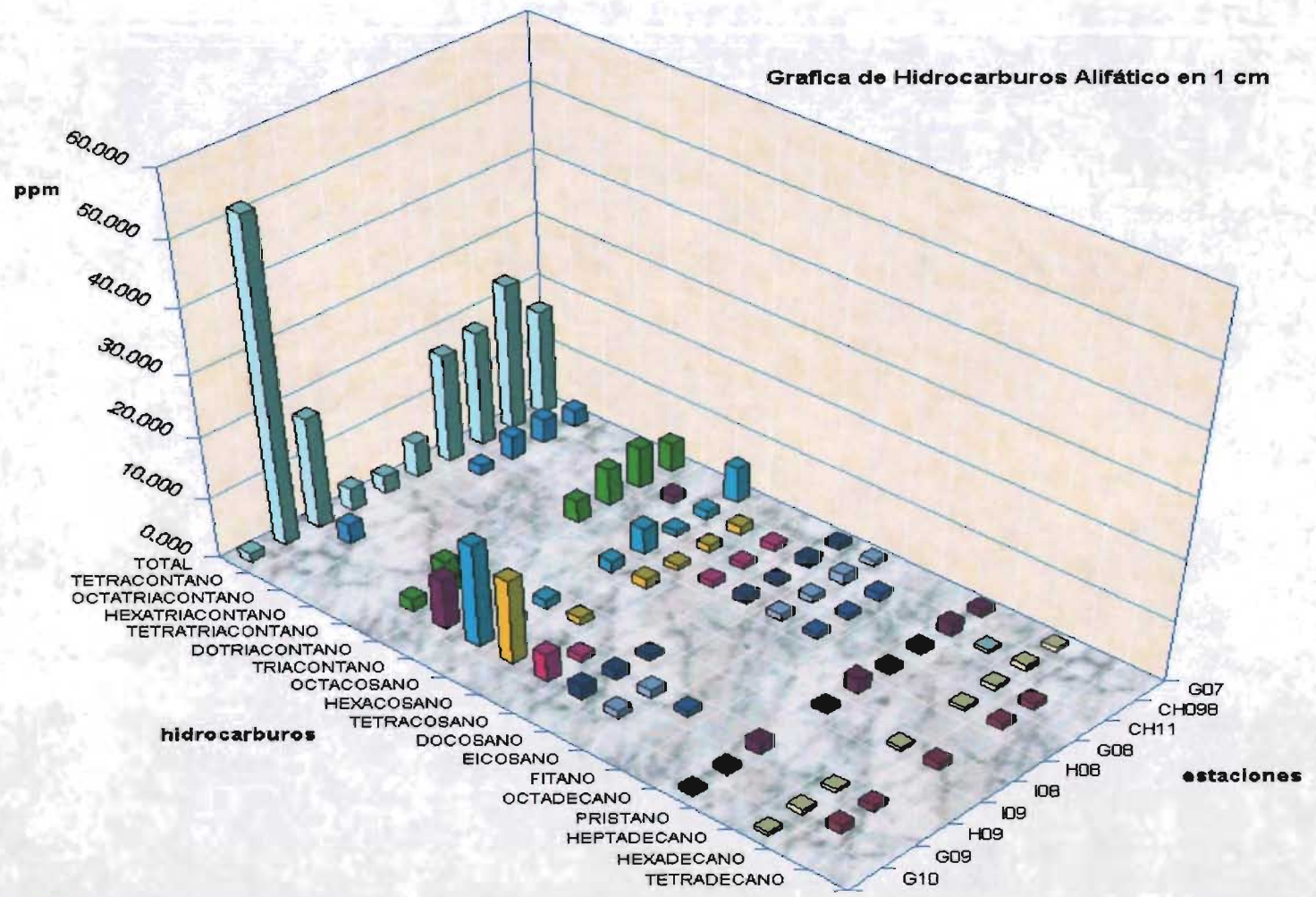
Gráfica	Página	Figura de distribución horizontal sedimento	Página
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones K12-H10.	64	Hidrocarburos Alifáticos totales.	90
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones G10-G07.	65	Dodecano.	91
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones H07-G05.	66	Tetradecano.	92
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones G06-F07.	67	Hexadecano.	93
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones F06-E03.	68	Heptadecano.	94
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones E04-D05.	69	Pristano.	95
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones D04-B01.	70	Octadecano.	96
Hidrocarburos Alifáticos a 1cm en las estaciones B03-A03.	71	Fitano.	97
Hidrocarburos Alifáticos a 10cm en las estaciones K12-G08.	72	Eicosano.	98
Hidrocarburos Alifáticos a 10cm en las estaciones CH11-G03.	73	Docosano.	99
Hidrocarburos Alifáticos a 10cm en las estaciones G04-CH048.	74	Tetracosano.	10
Hidrocarburos Alifáticos a 10cm en las estaciones CH052-E03.	75	Hexacosano.	101
Hidrocarburos Alifáticos a 10cm en las estaciones E04-D05.	76	Octacosano.	102
Hidrocarburos Alifáticos a 10cm en las estaciones D04-B02.	77	Triacotano.	103
Hidrocarburos Alifáticos a 10cm en las estaciones B03-A03.	78	Dotriacotano.	104
Hidrocarburos Alifáticos a 20cm en las estaciones G04-E*02.	79	Tetrtriacotano.	105
Hidrocarburos Alifáticos a 20cm en las estaciones E01-D06.	80	Hexatriacotano.	106
Hidrocarburos Alifáticos a 20cm en las estaciones D05-B02.	81	Octatriacotano.	107
Hidrocarburos Alifáticos a 20cm en las estaciones B03-A03.	82	Tetracotano.	108
Hidrocarburos Poliaromáticos a 1cm en las estaciones K12-CH105.	83	Hidrocarburos Poliaromáticos totales.	109
Hidrocarburos Poliaromáticos a 1cm en las estaciones H05-E01.	84	Hidrocarburos Poliaromáticos a 1cm.	110
Hidrocarburos Poliaromáticos a 1cm en las estaciones E02-C06.	85	Hidrocarburos Poliaromáticos a 10cm.	111
Hidrocarburos Poliaromáticos a 1cm en las estaciones C05-A03.	86	Hidrocarburos Poliaromáticos a 20cm.	112
Hidrocarburos Poliaromáticos a 10cm en las estaciones H11-A03.	87		
Hidrocarburos Poliaromáticos a 20cm en las estaciones G03-E03.	88		
Hidrocarburos Poliaromáticos a 20cm en las estaciones E04-A03.	89		



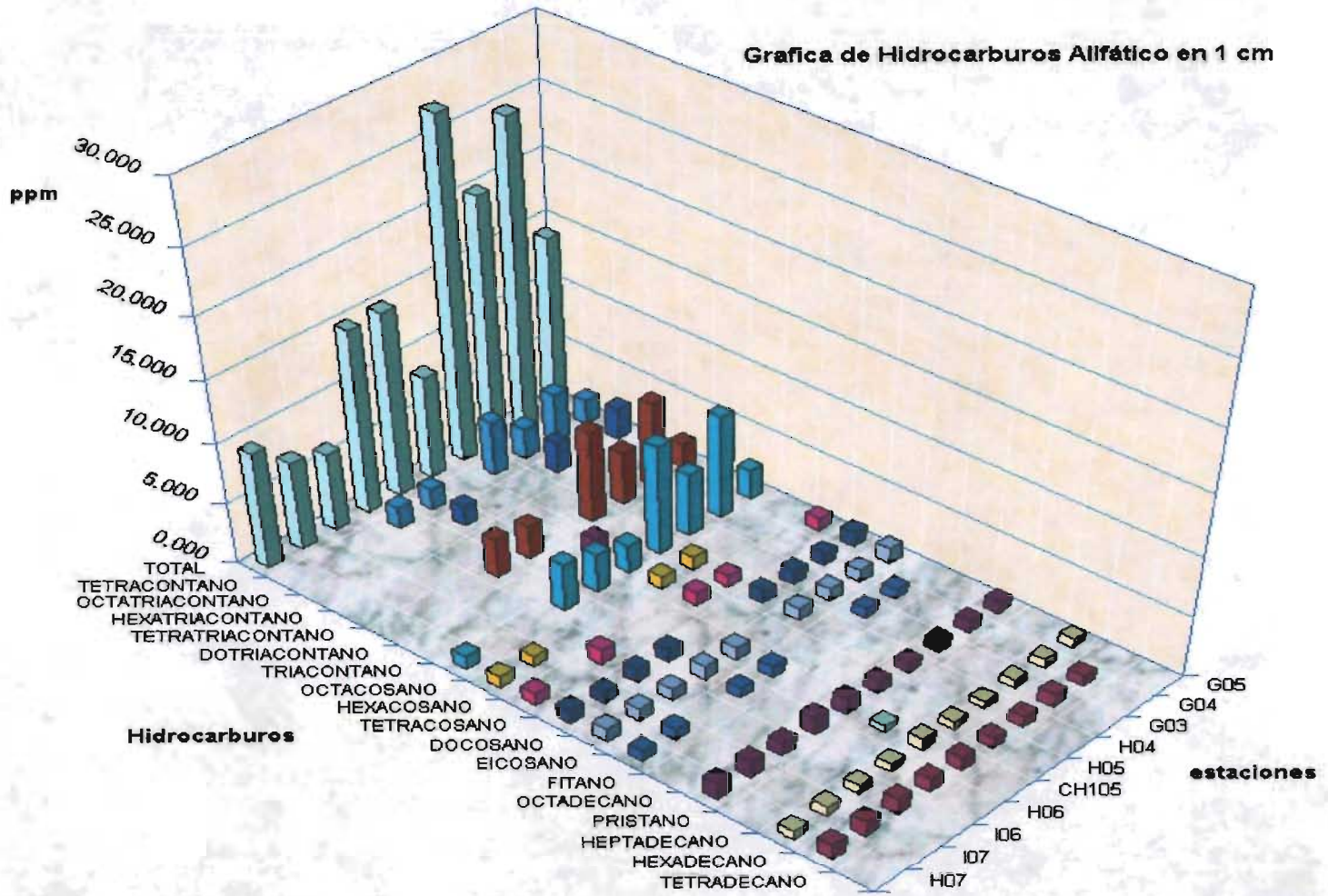
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 1 cm



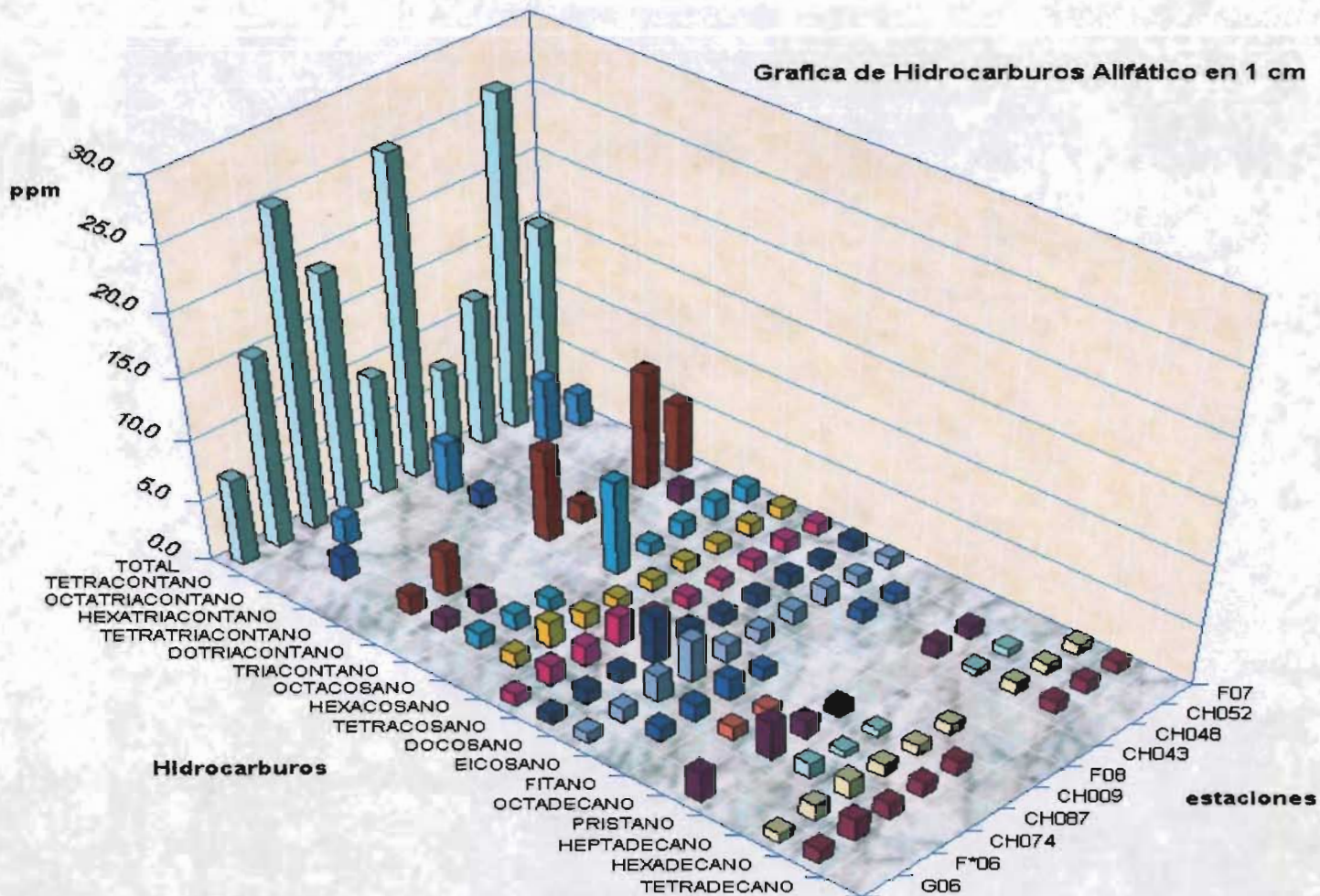
Grafica de Hidrocarburos Alifático en 1 cm



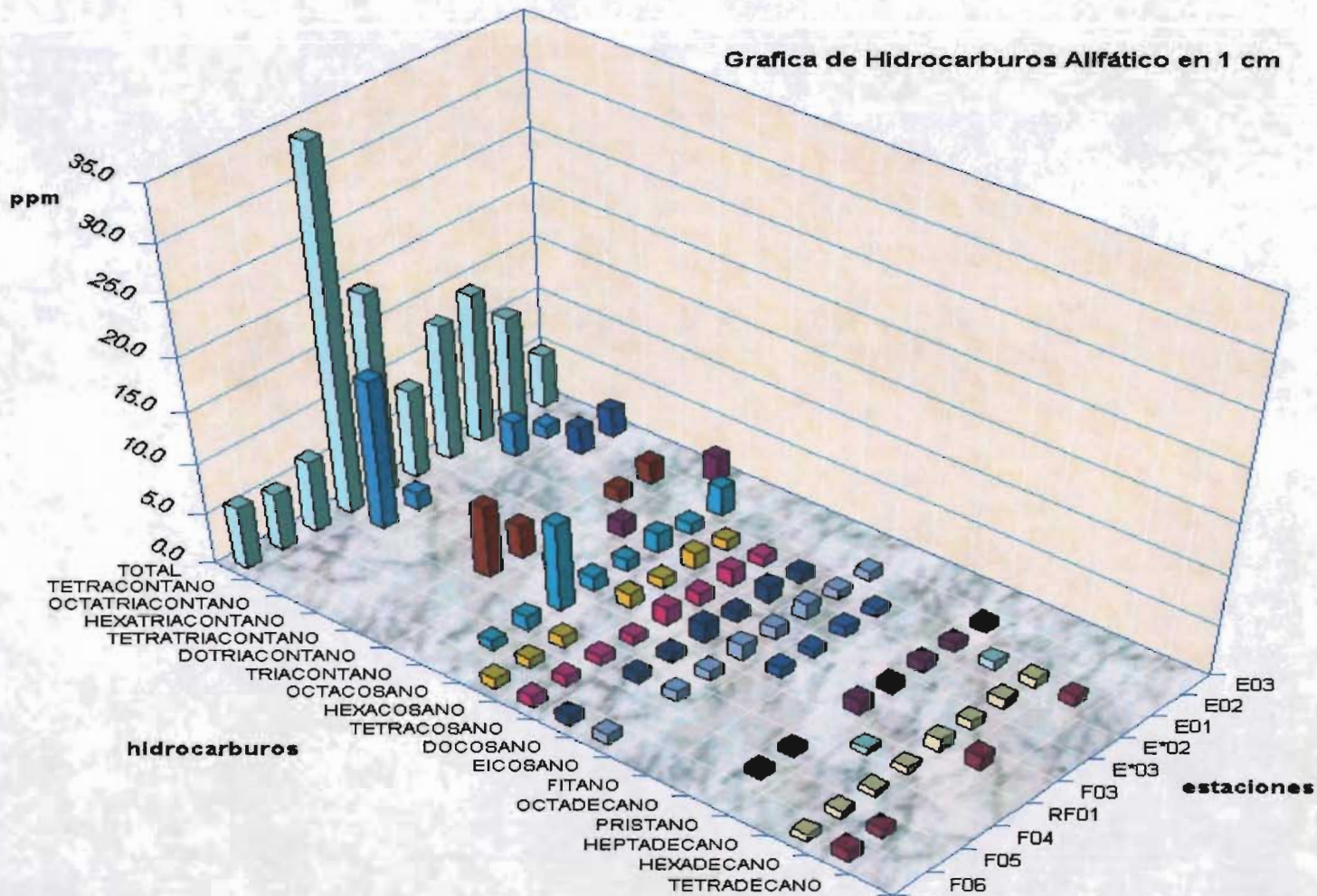
Grafica de Hidrocarburos Alifático en 1 cm



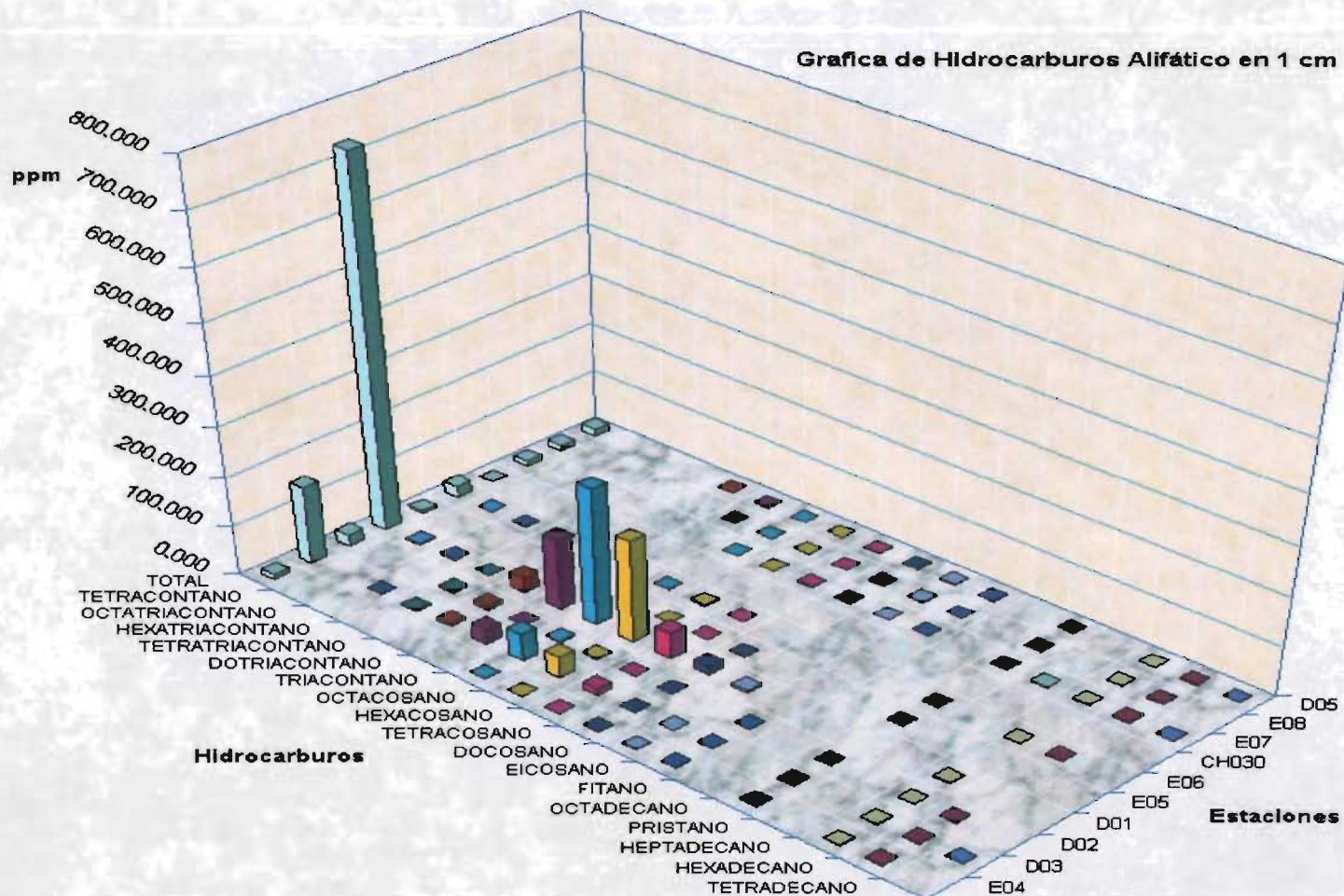
Grafica de Hidrocarburos Alifático en 1 cm



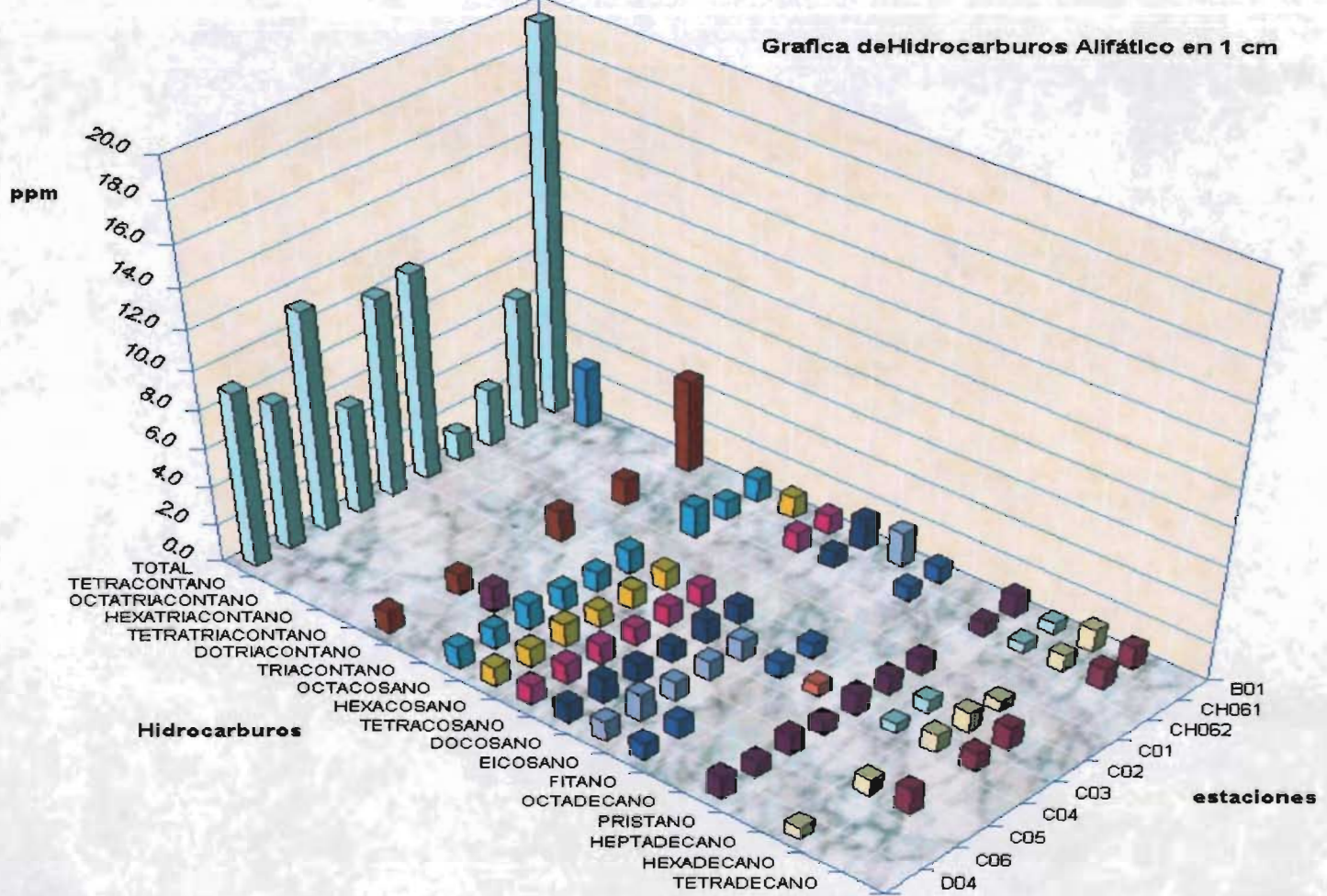
Grafica de Hidrocarburos Alifático en 1 cm



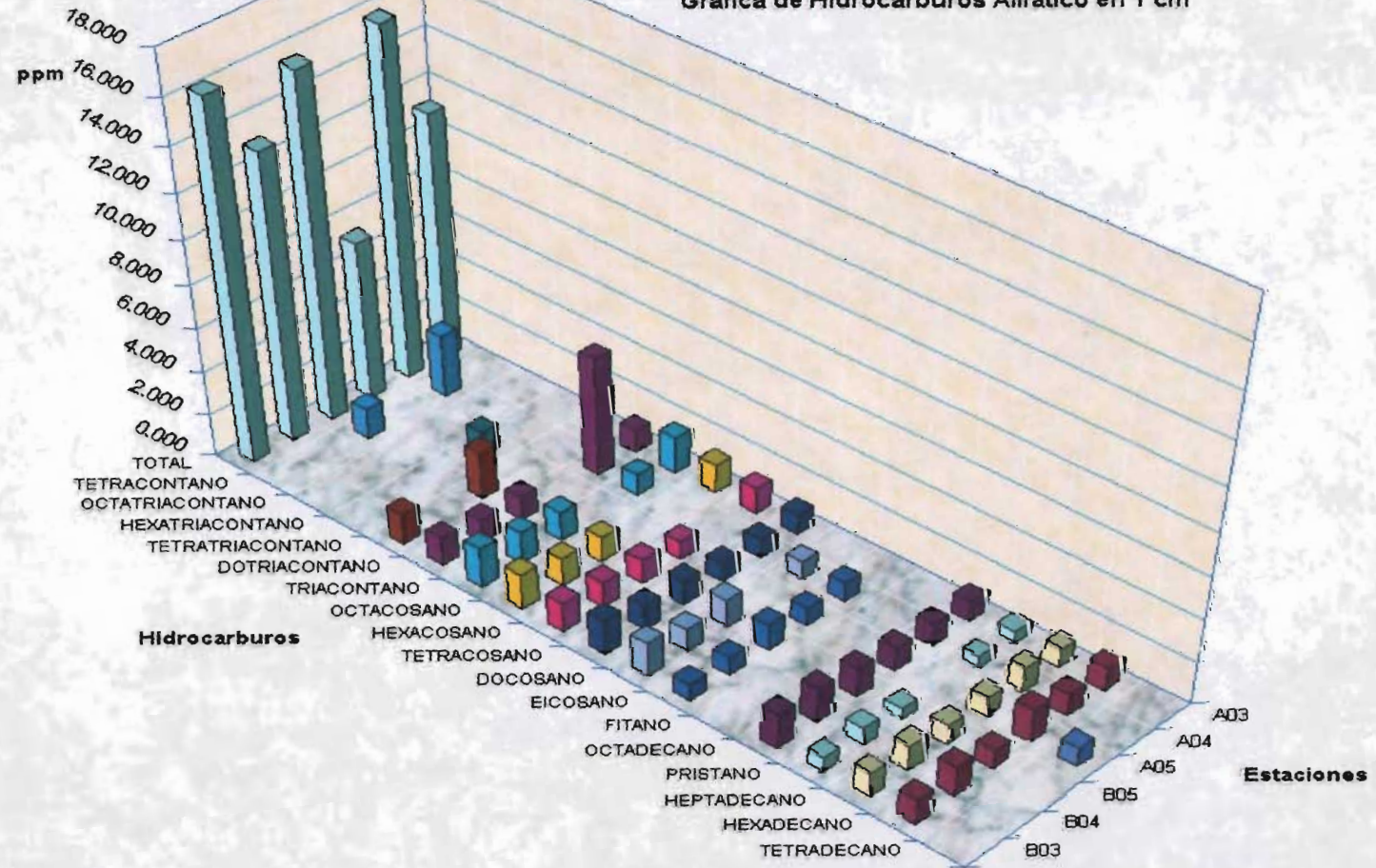
Grafica de Hidrocarburos Alifático en 1 cm



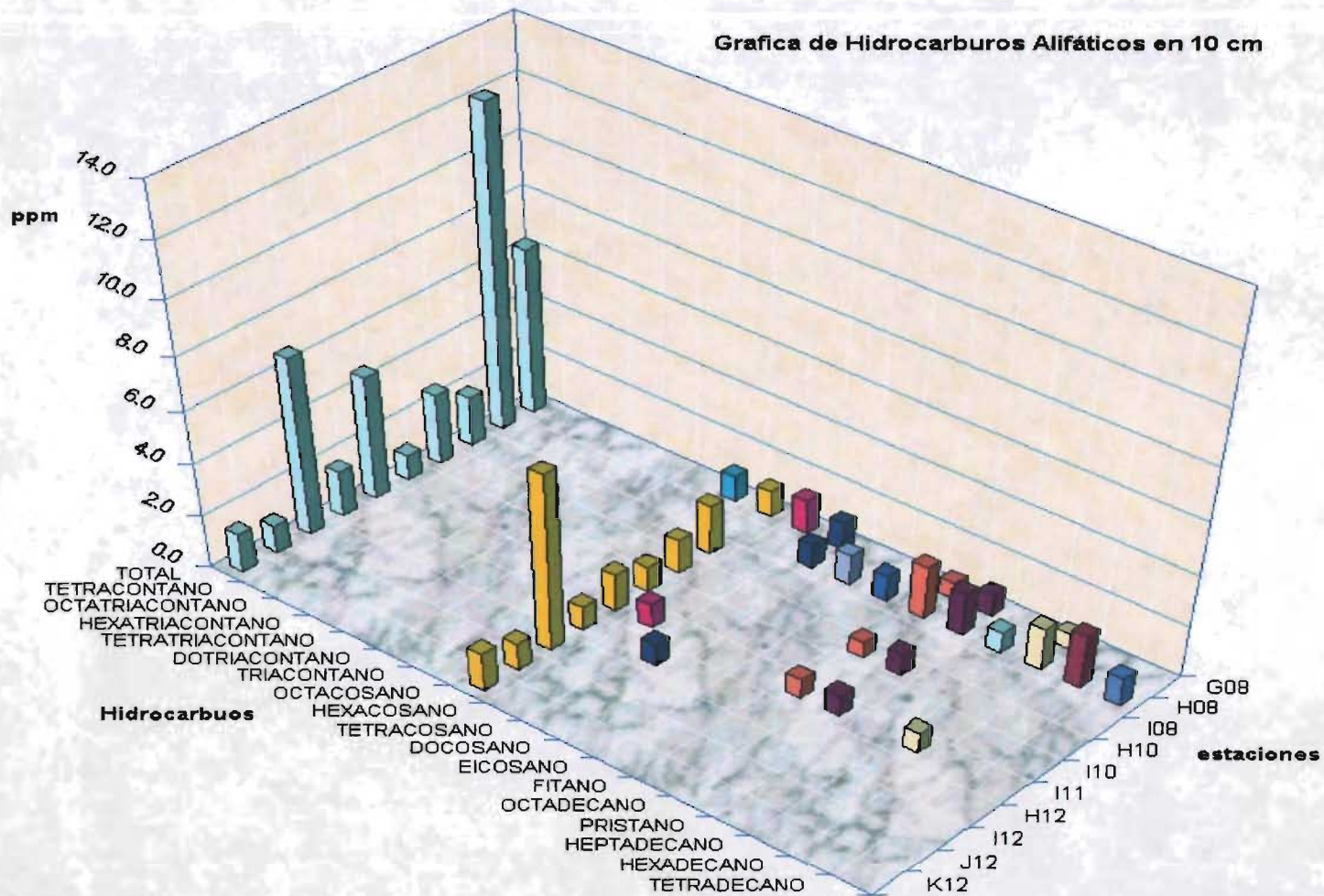
Grafica de Hidrocarburos Alifático en 1 cm



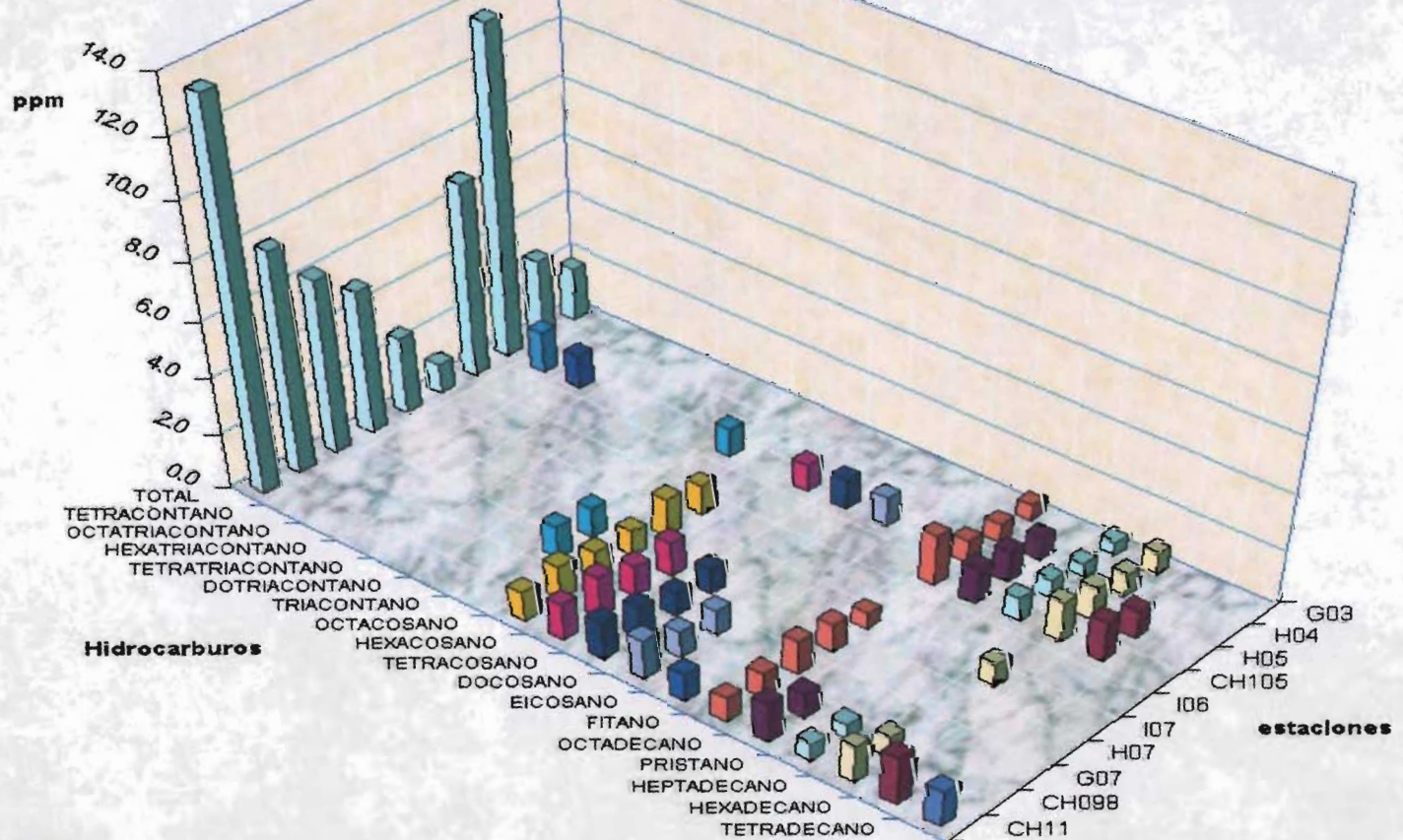
Grafica de Hidrocarburos Alifático en 1 cm



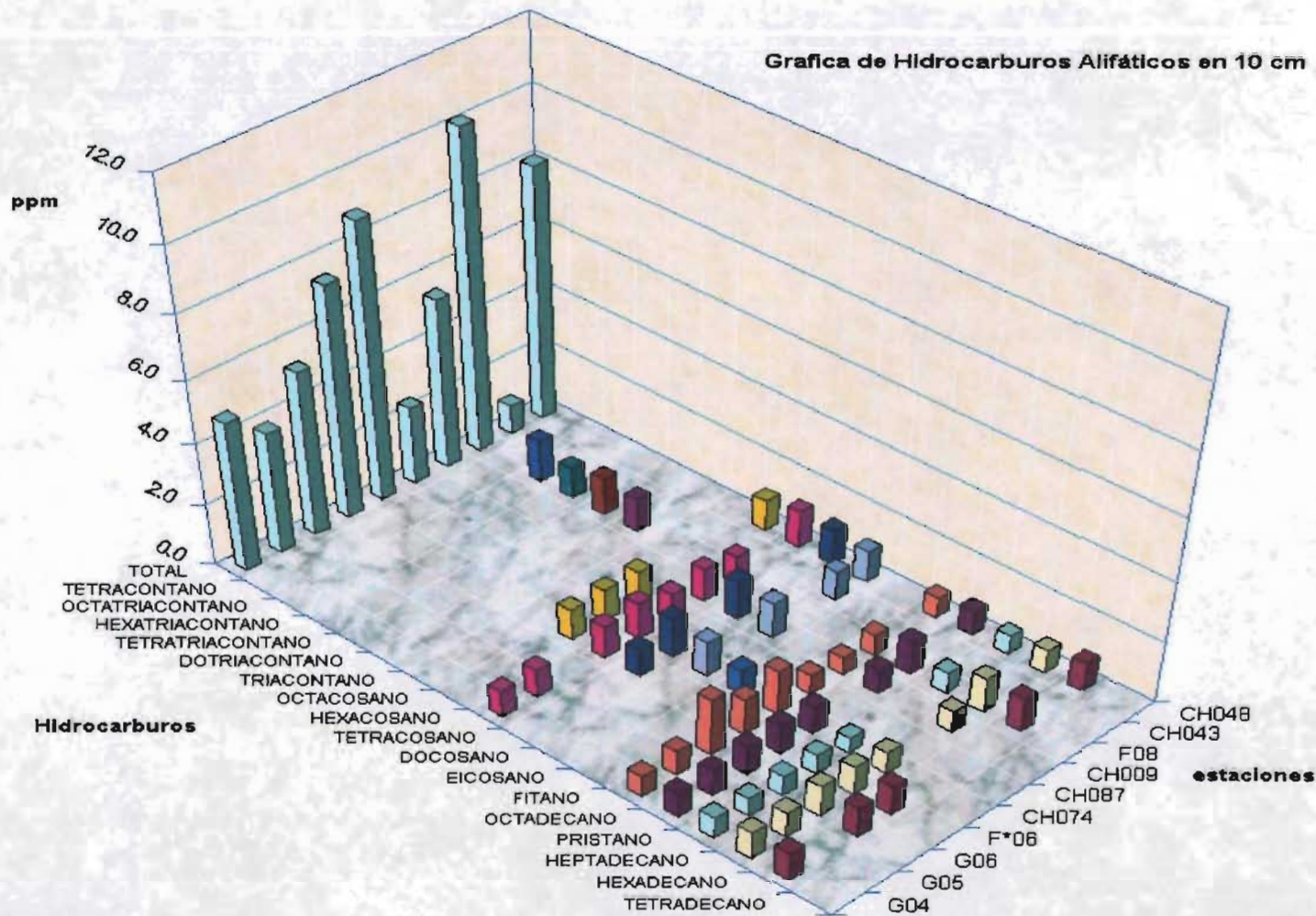
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 10 cm



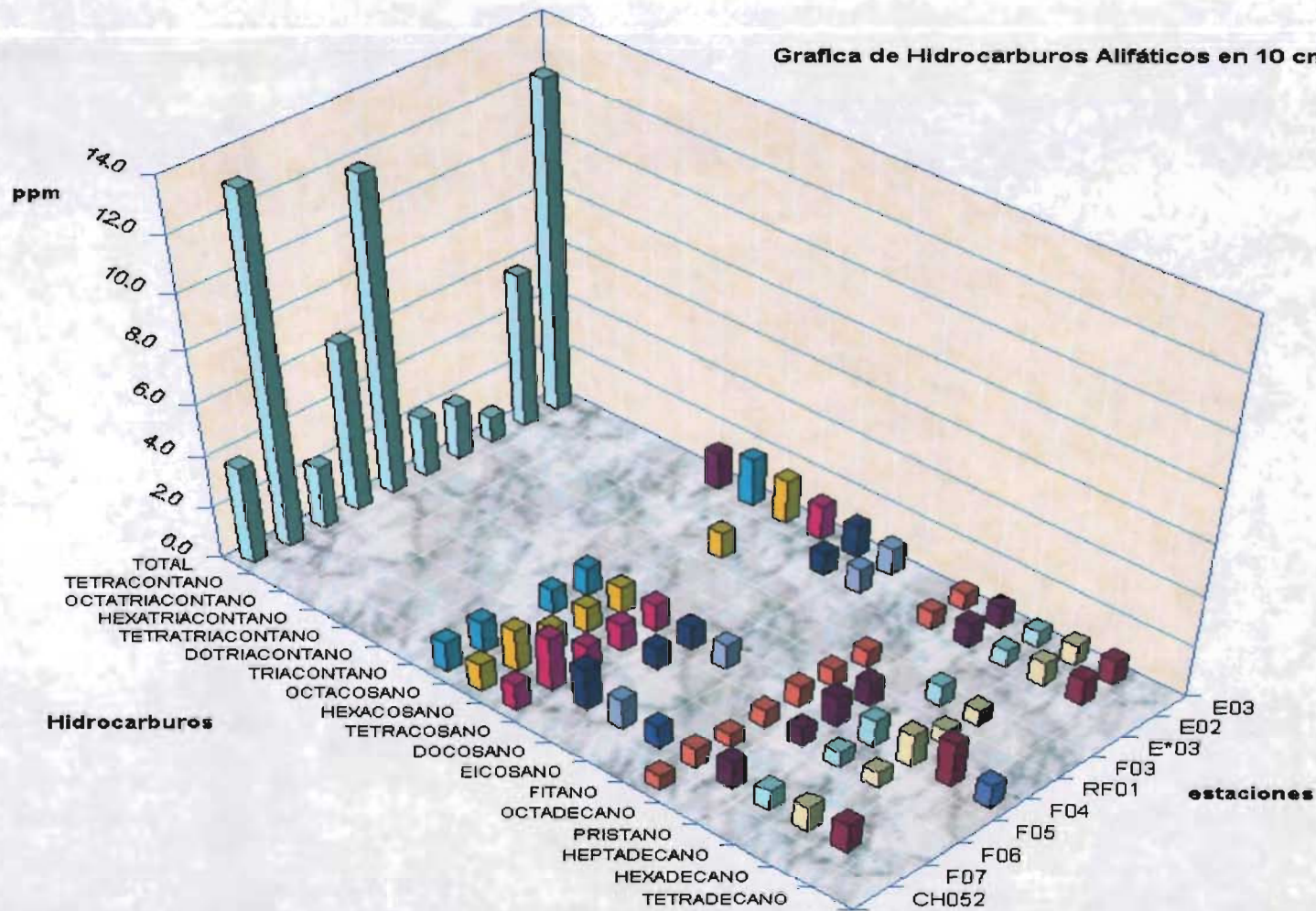
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 10 cm



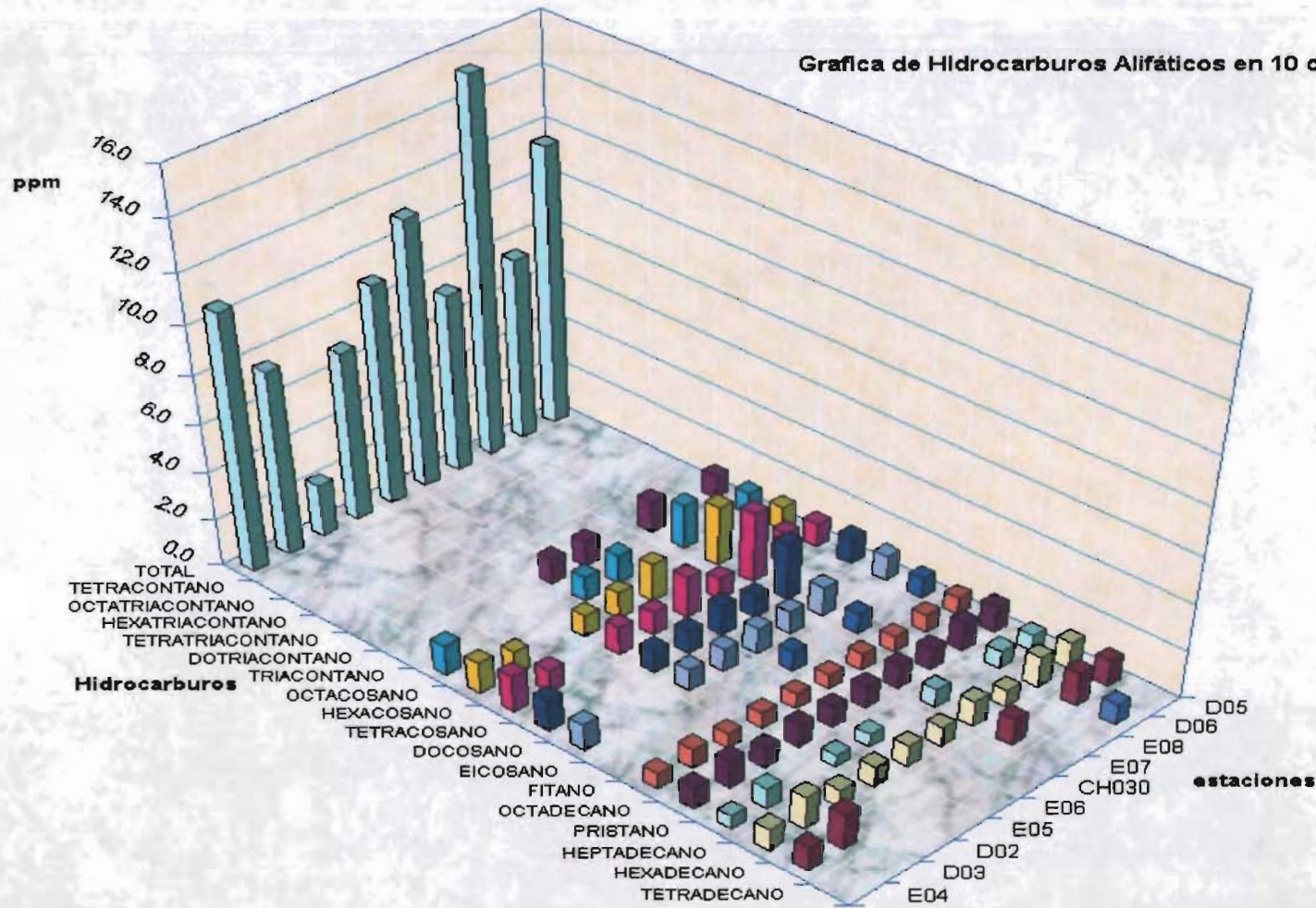
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 10 cm



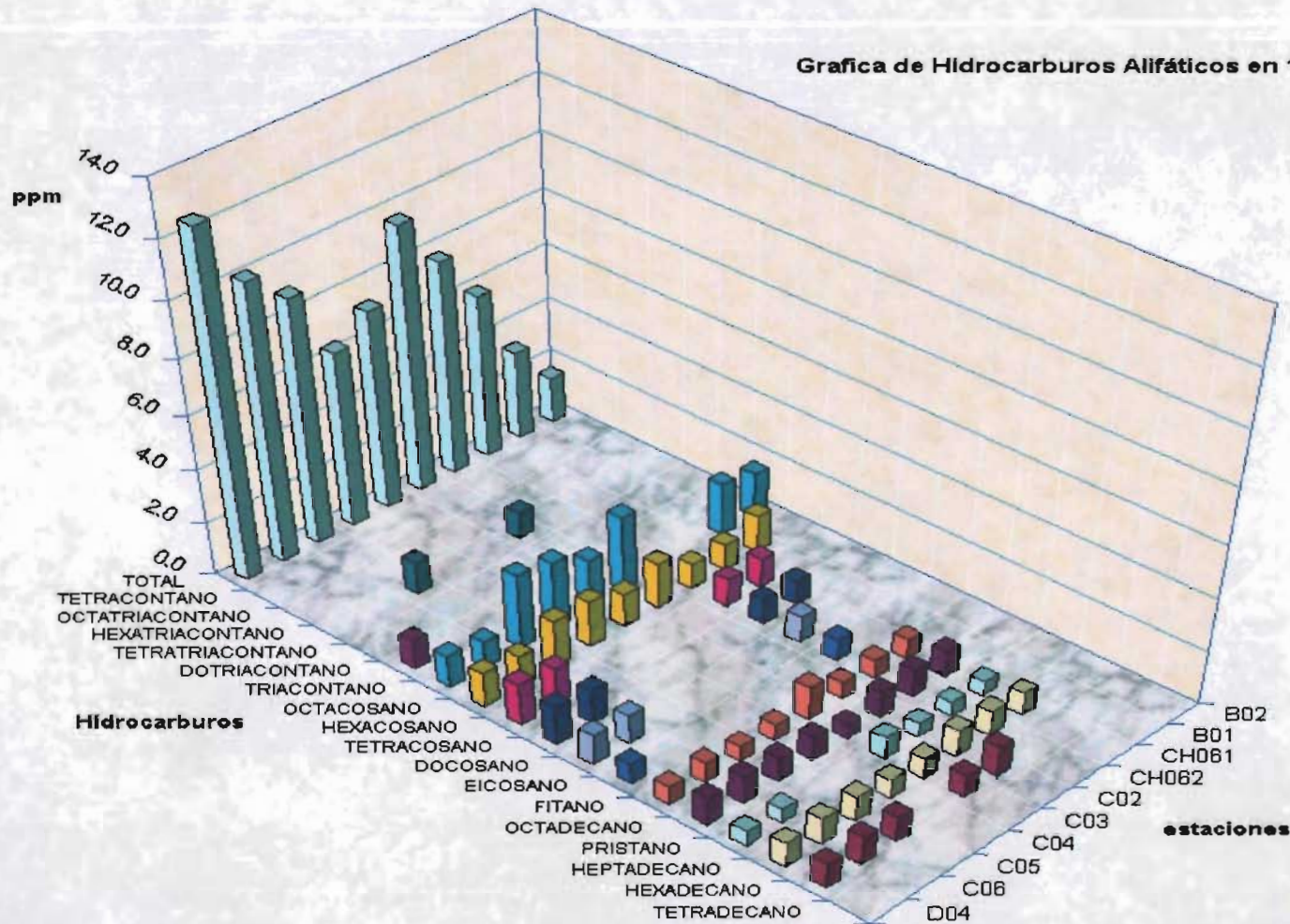
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 10 cm



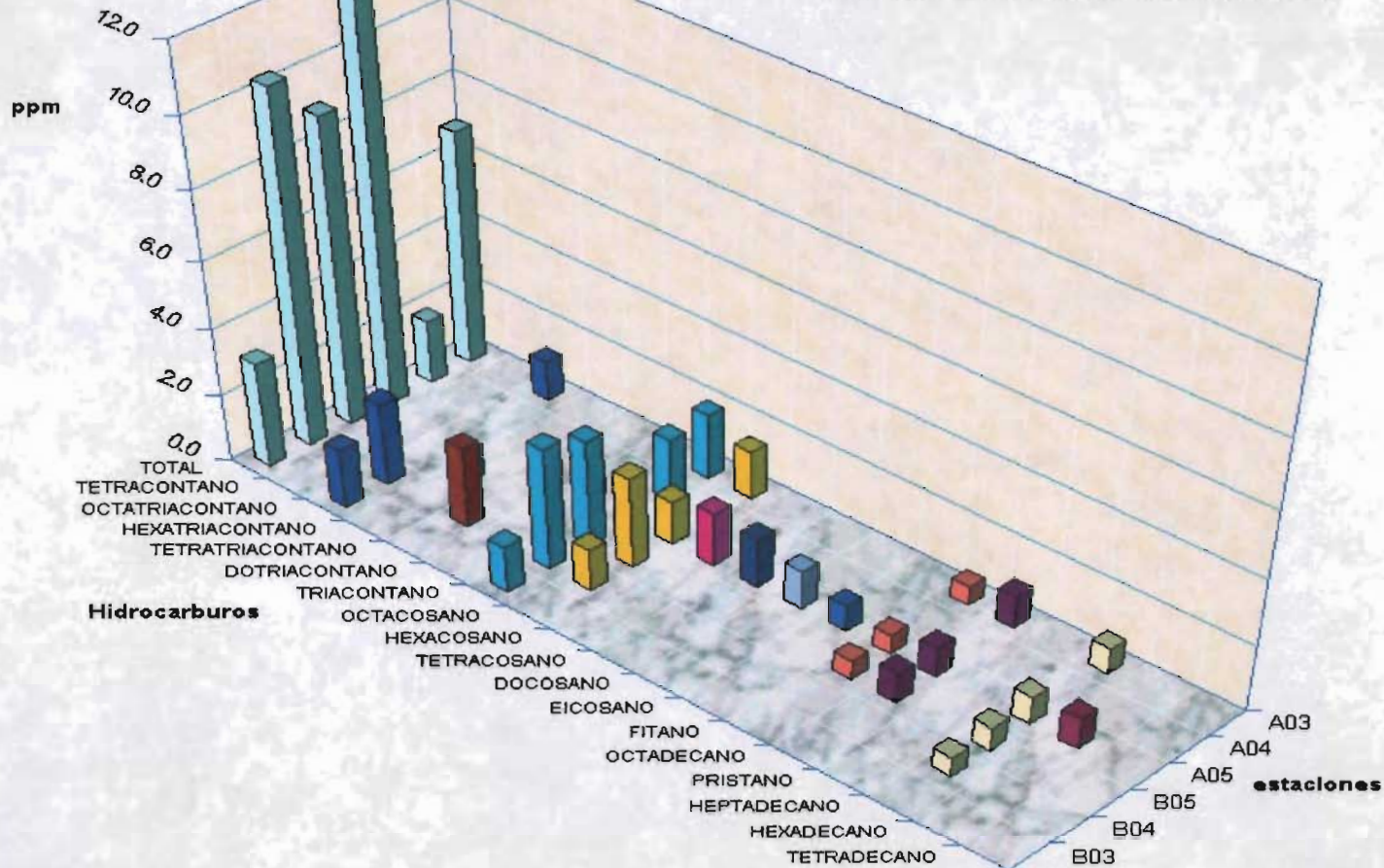
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 10 cm



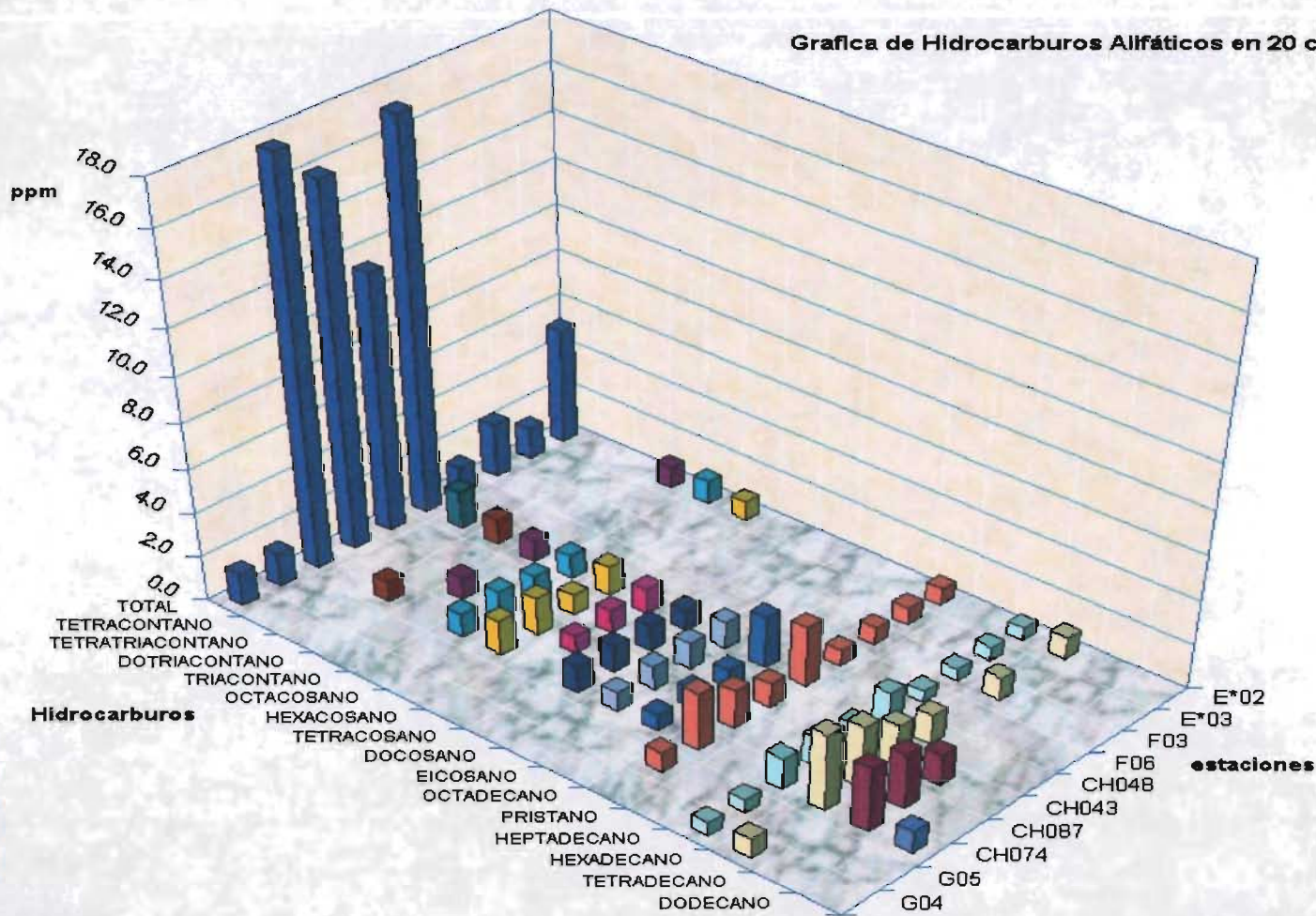
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 10 cm



Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 10 cm



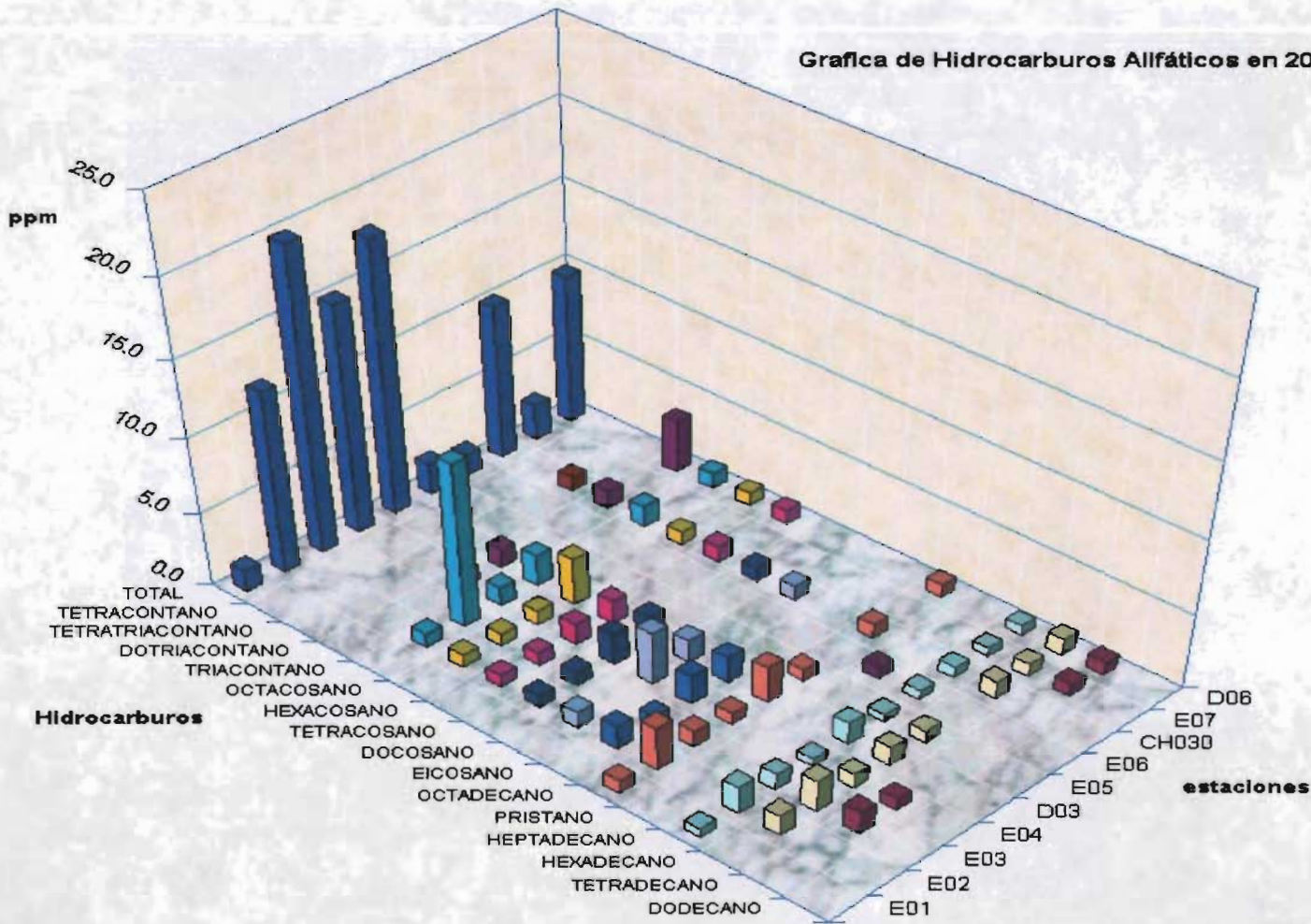
Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 20 cm



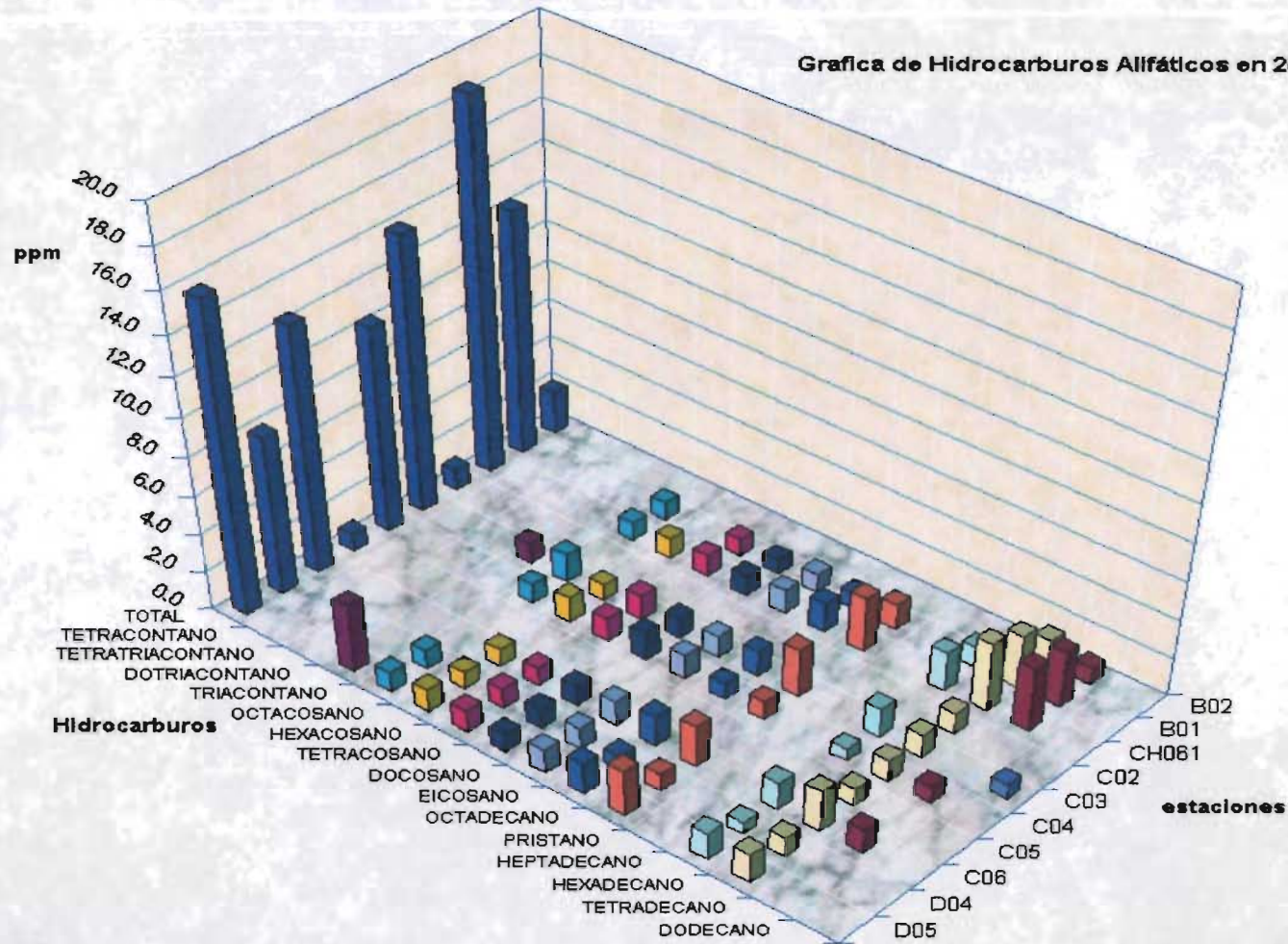
ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

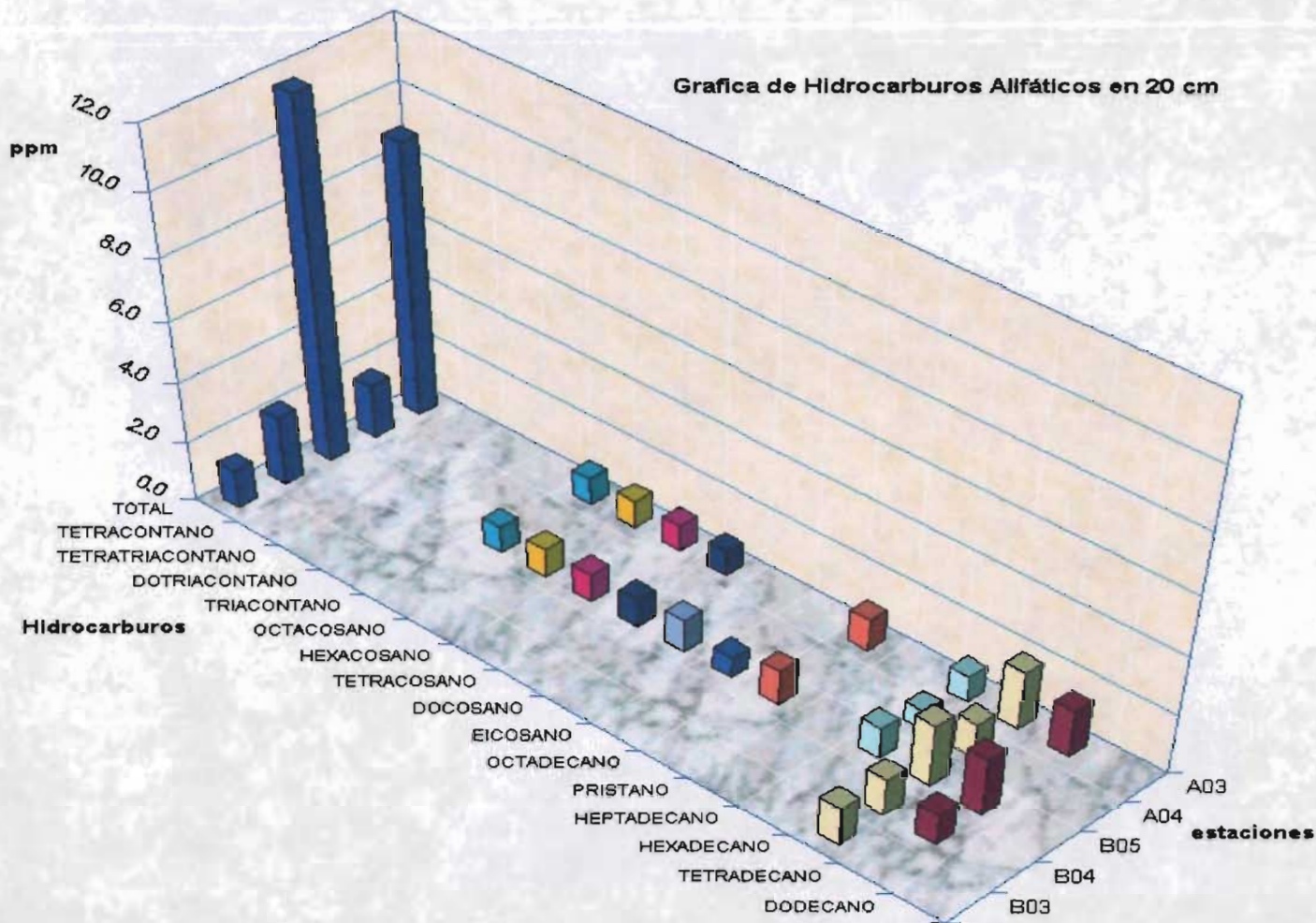


Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 20 cm

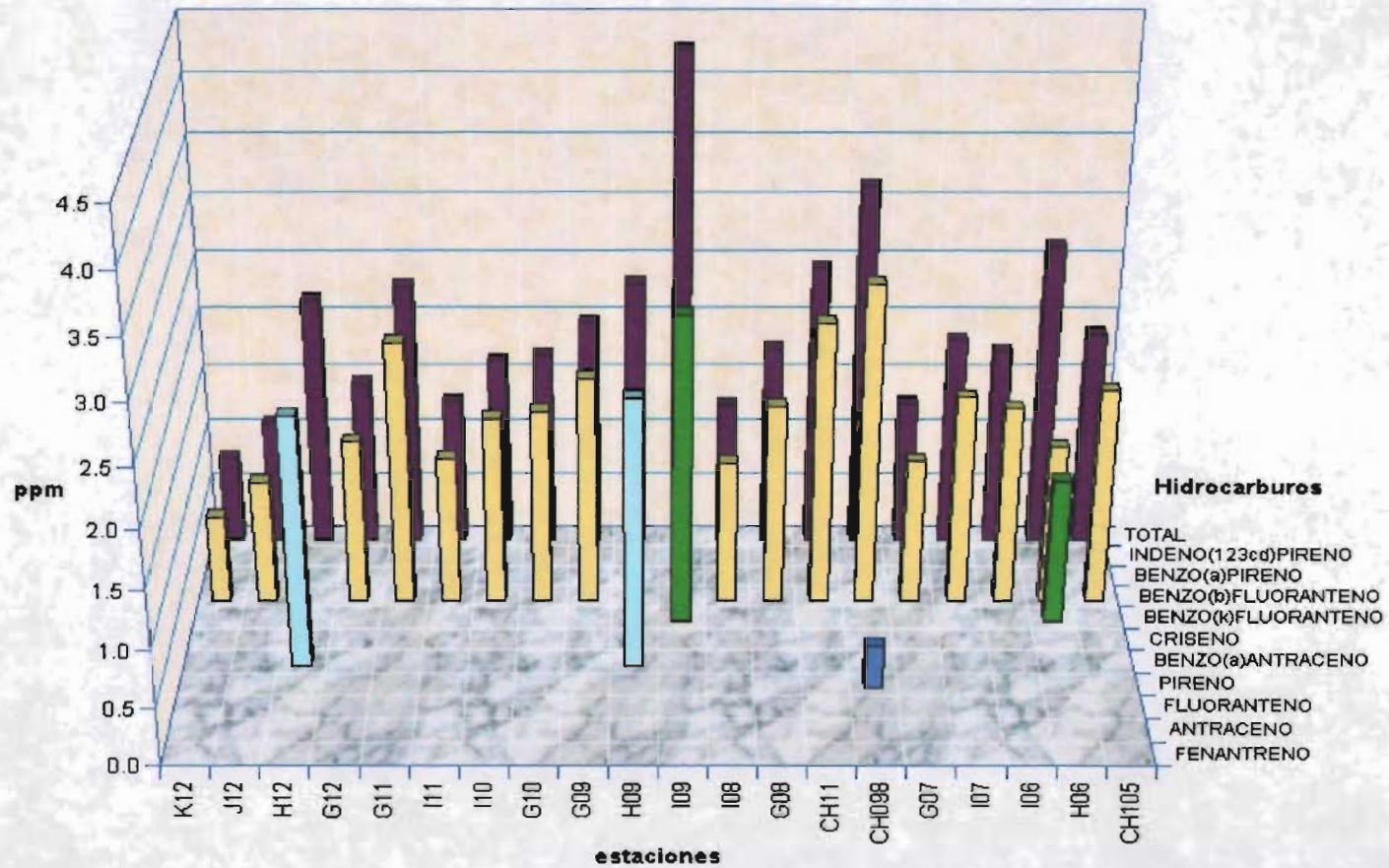


Grafica de Hidrocarburos Alifáticos en 20 cm

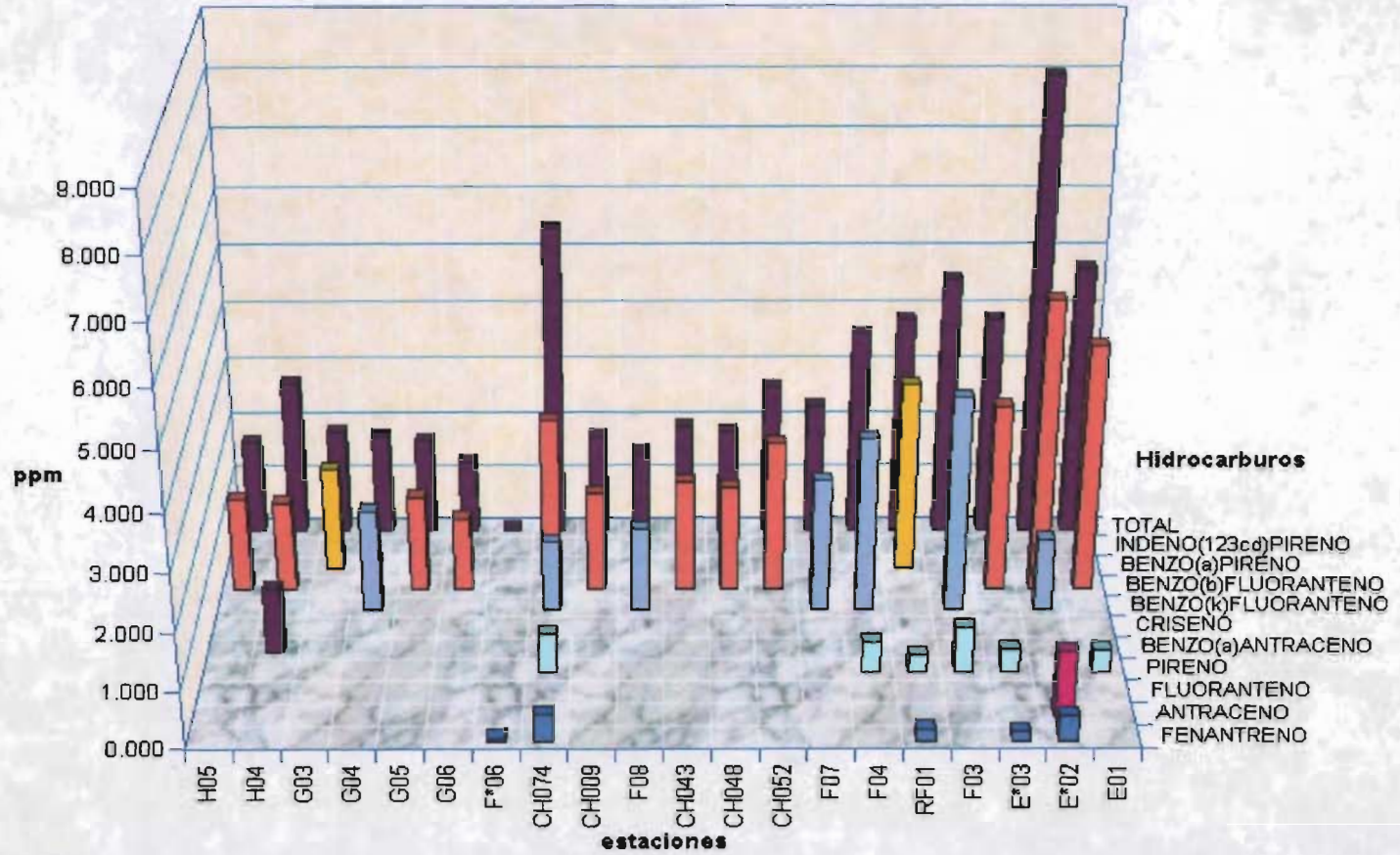




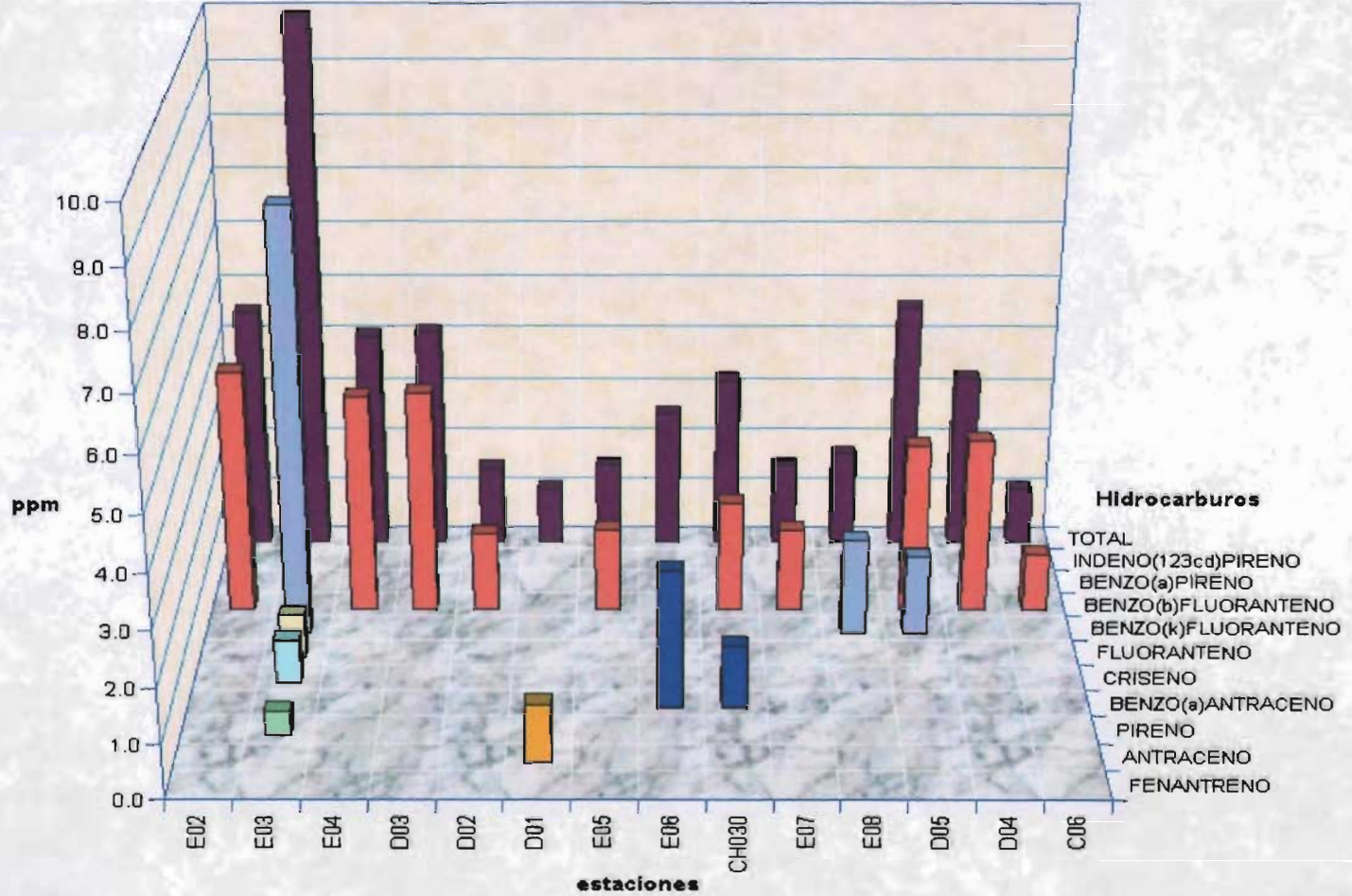
Grafica de Hidrocarburos Polliaromaticos en 1 cm



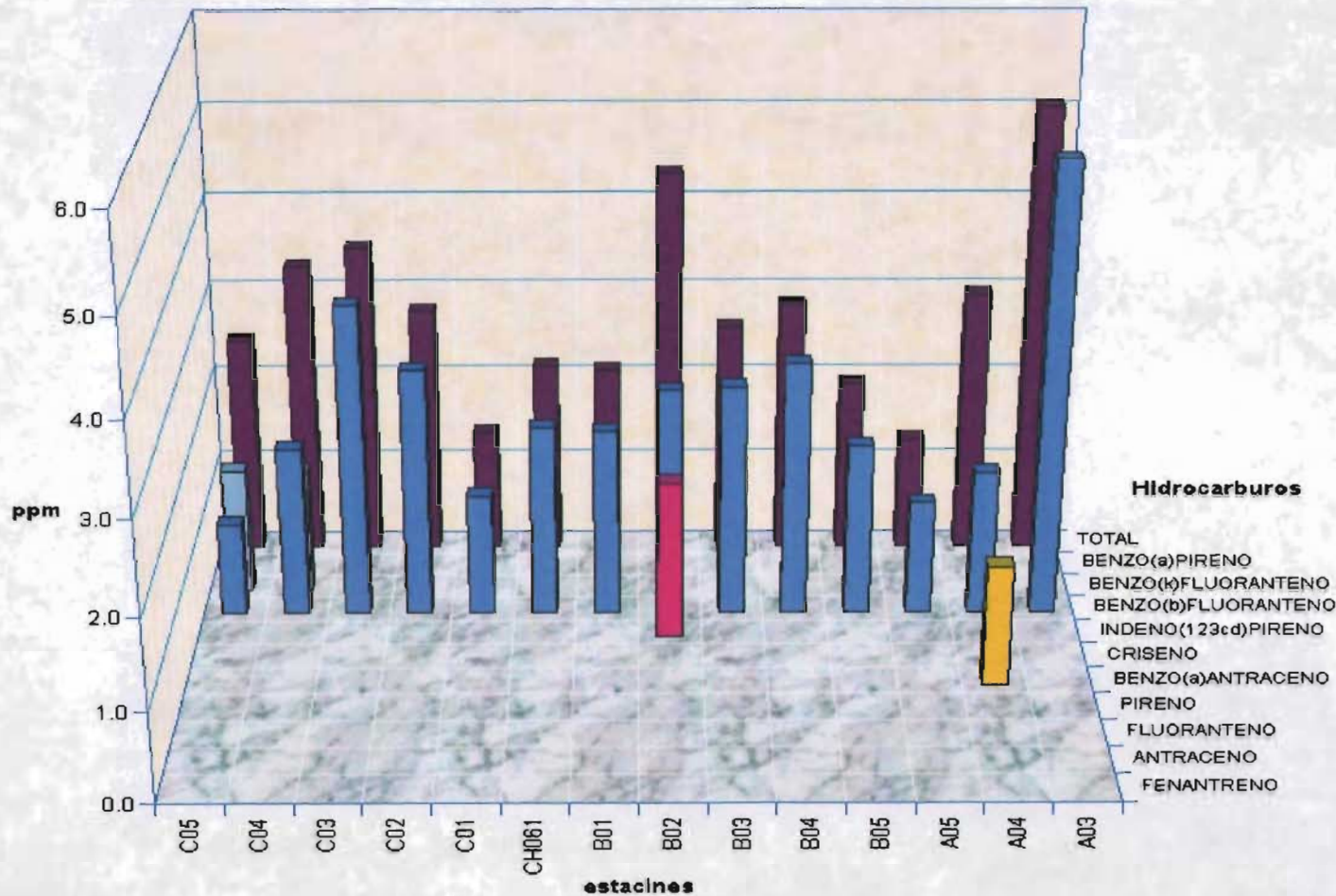
Grafica de Hidrocarburos Poliaromaticos en 1 cm



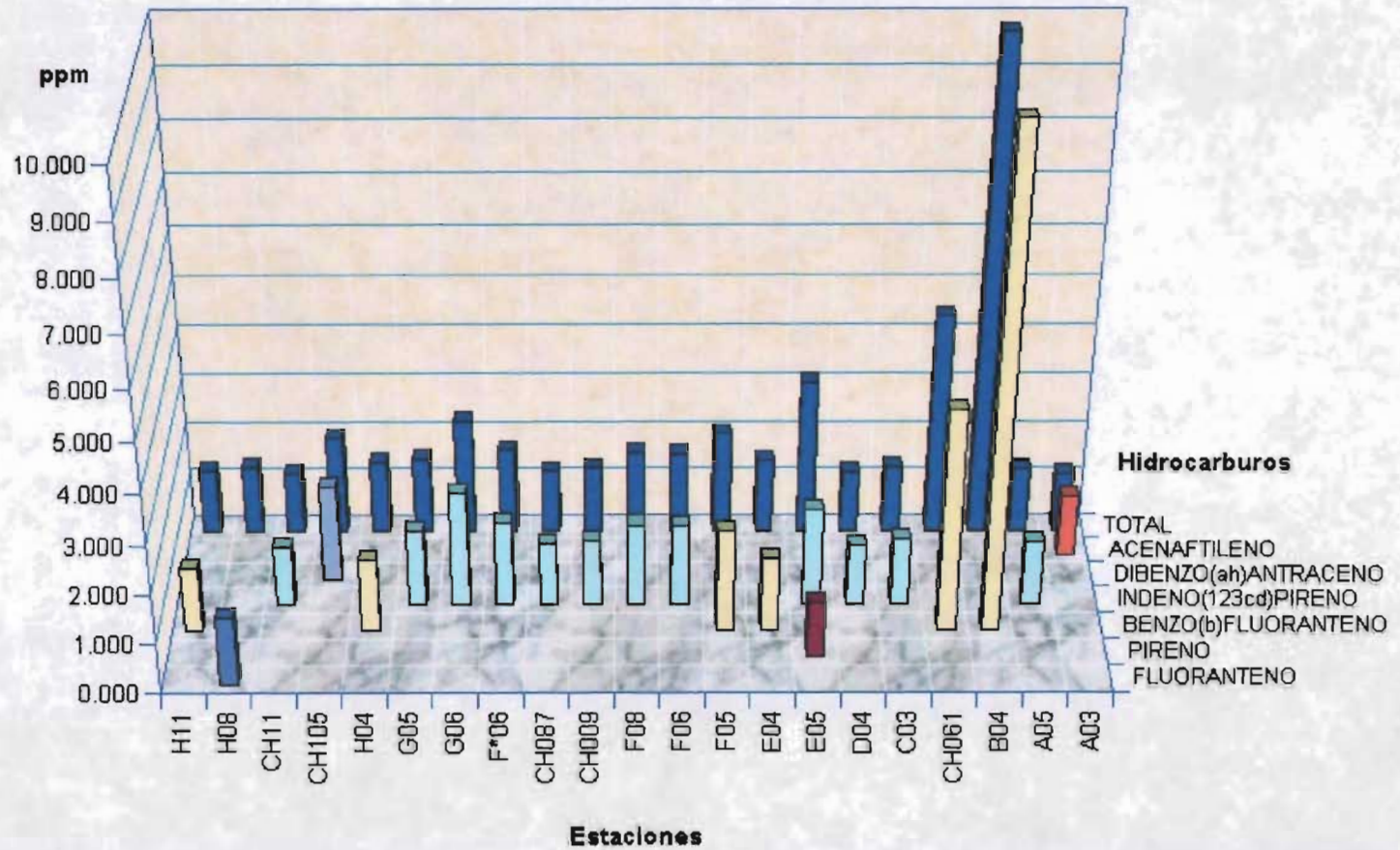
grafica de Hidrocarburos Poliromaticos en 1 cm



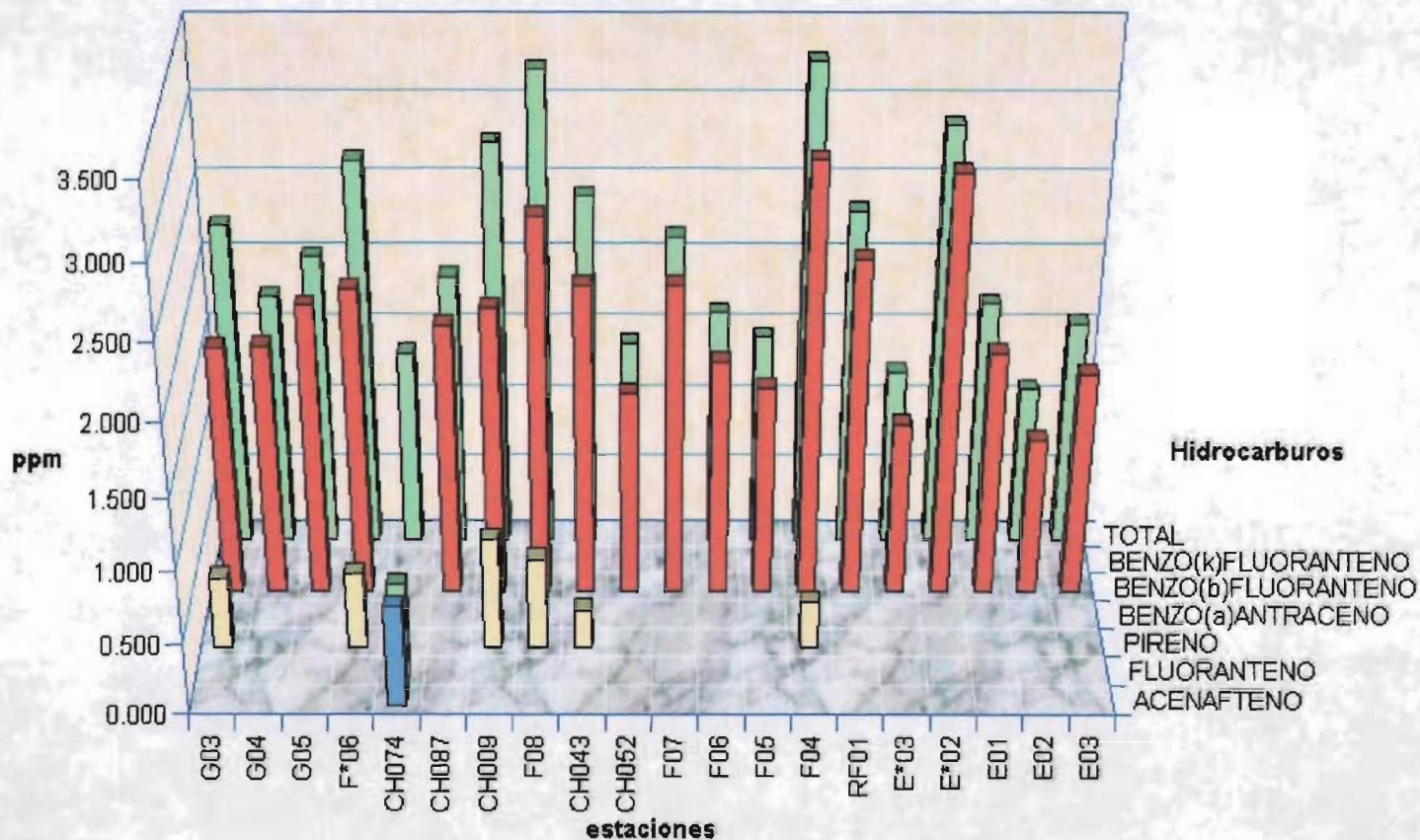
Grafica de Hidrocarburos Poliromaticos en 1 cm



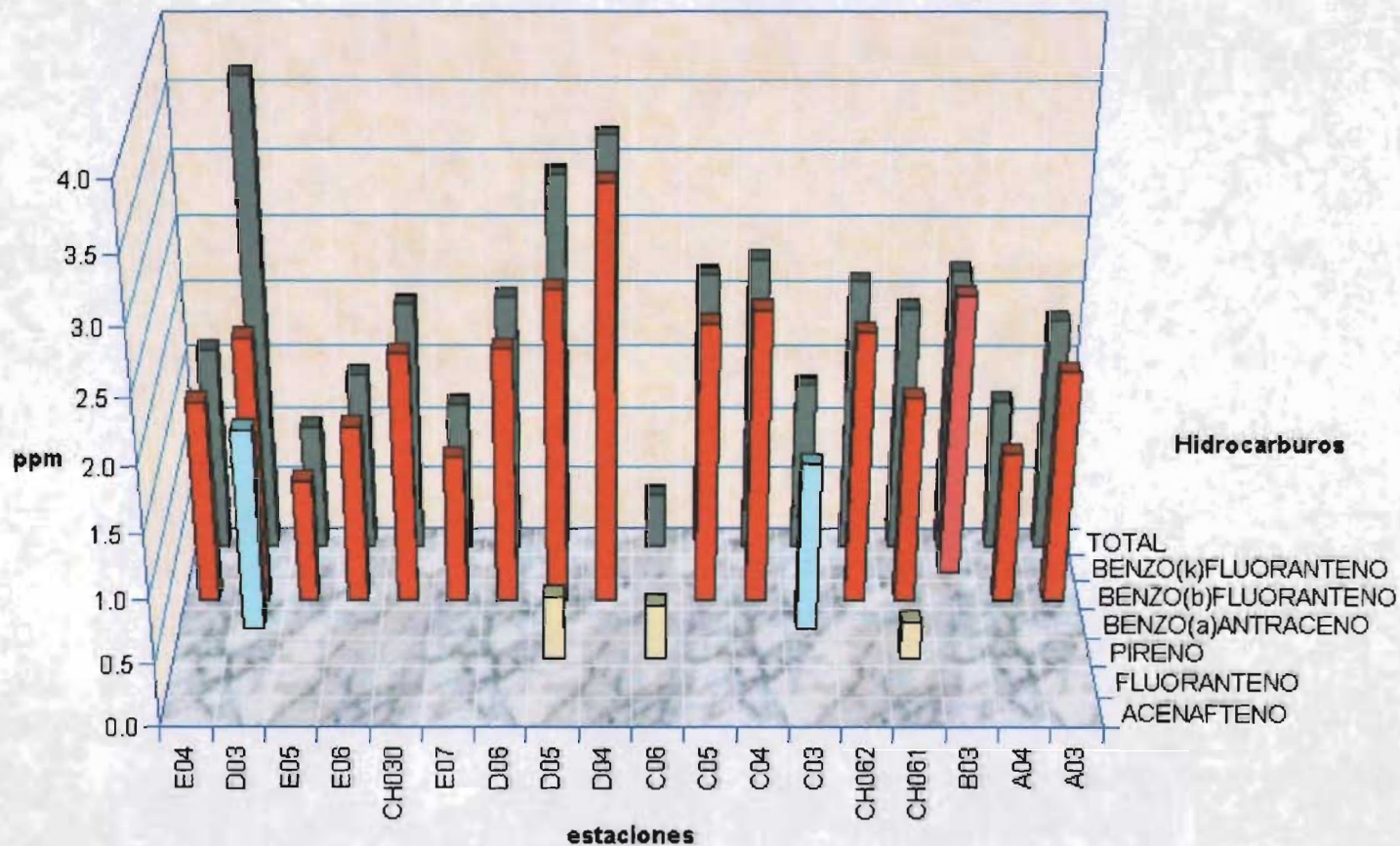
Grafica de Hidrocarburos Poliromaticos en 10 cm



Grafica de Hidrocarburos Pollaromaticos en 20 cm



Grafica de Hidrocarburos Pollaromaticos en 20 cm



Hidrocarburos Alifáticos totales en Sedimentos

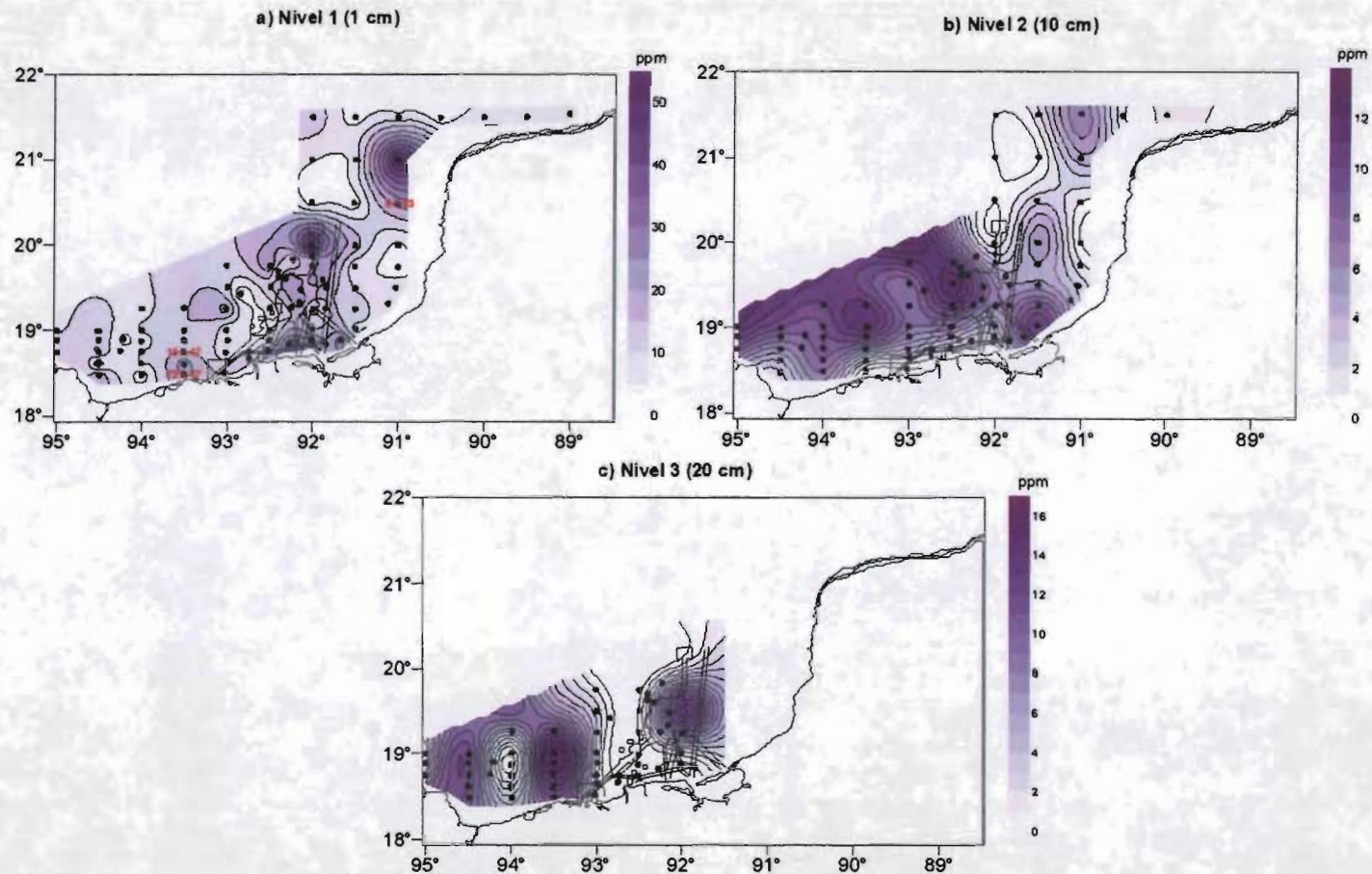


FIGURA 6.3.58. Distribución horizontal de hidrocarburos alifáticos totales en sedimento.



Hidrocarburos de Sedimentos Dodecano

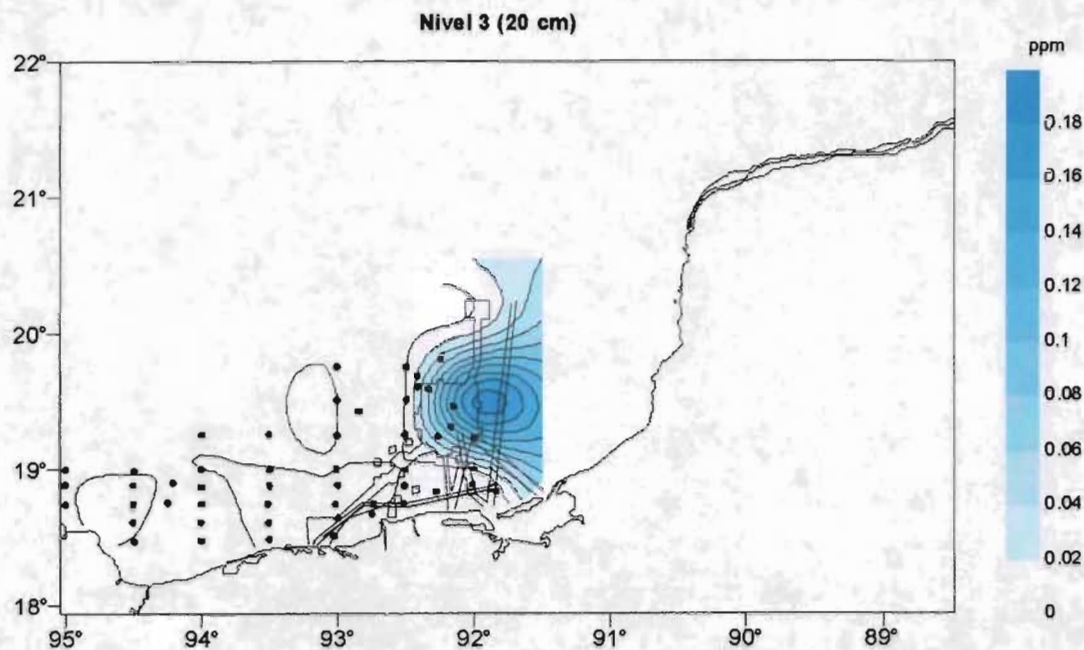


FIGURA 7.1.2. Distribución horizontal de dodecano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Tetradecano

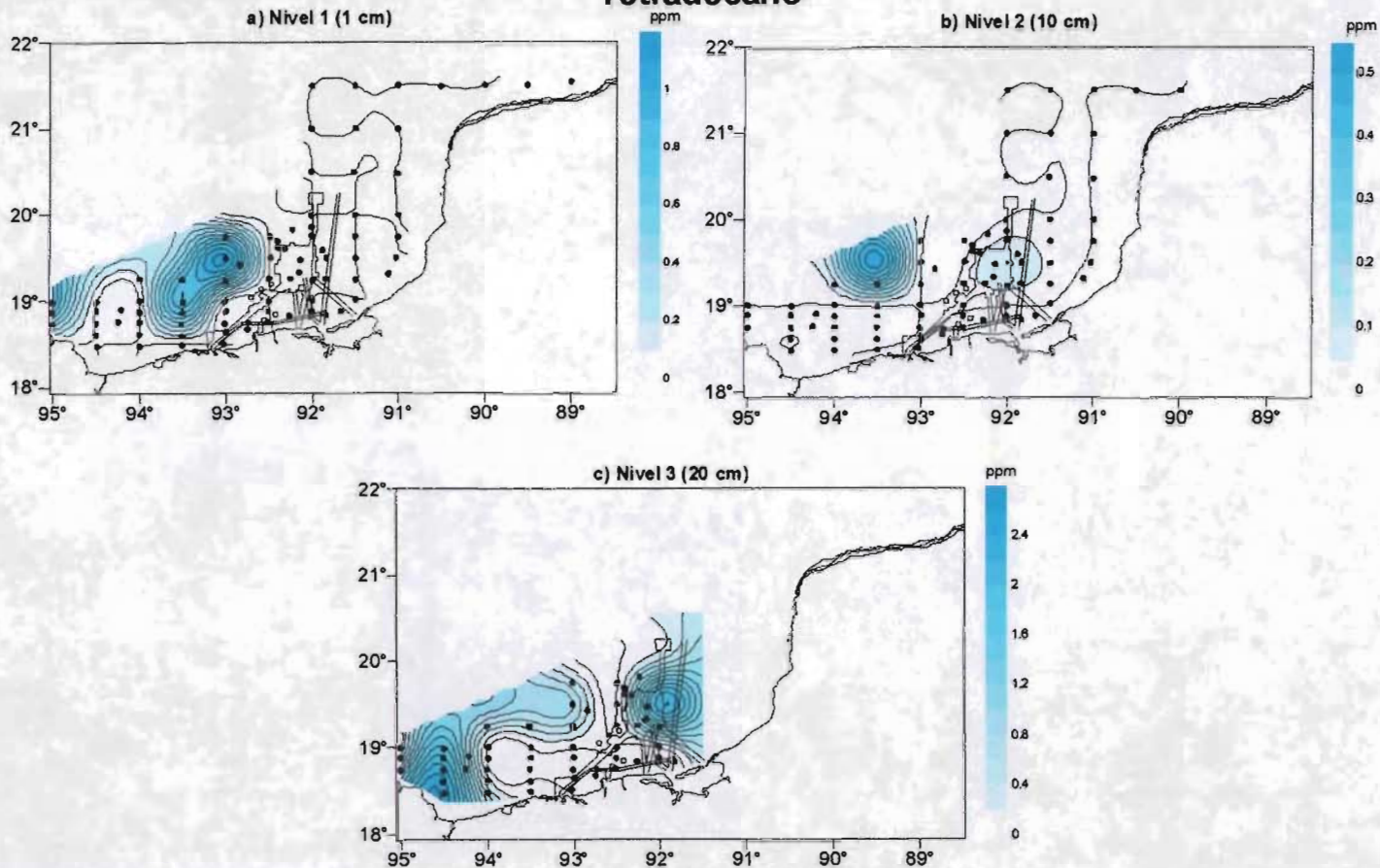


FIGURA 7.1.3. Distribución horizontal de tetradecano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Hexadecano

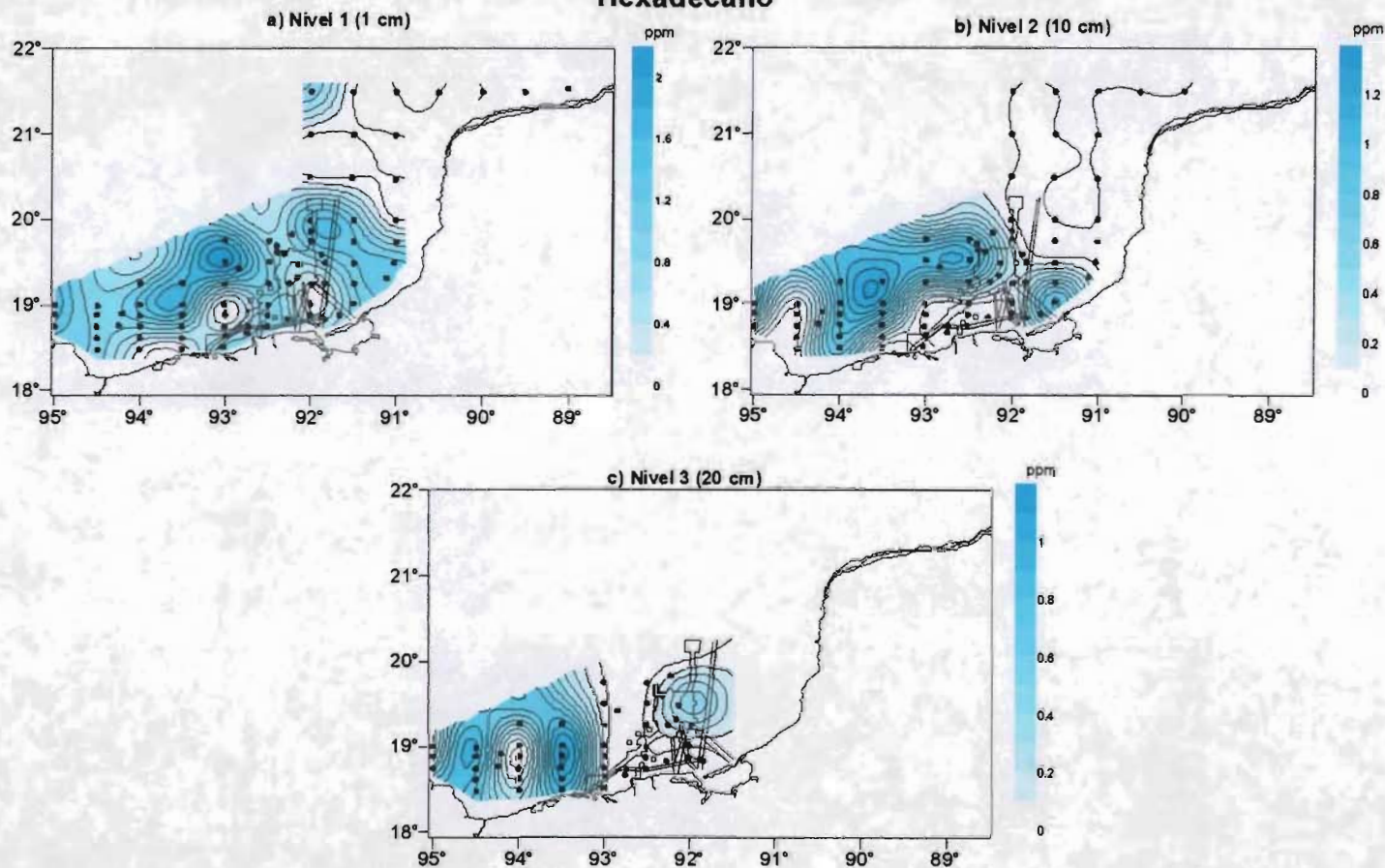


FIGURA 7.1.4. Distribución horizontal de Hexadecano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Heptadecano

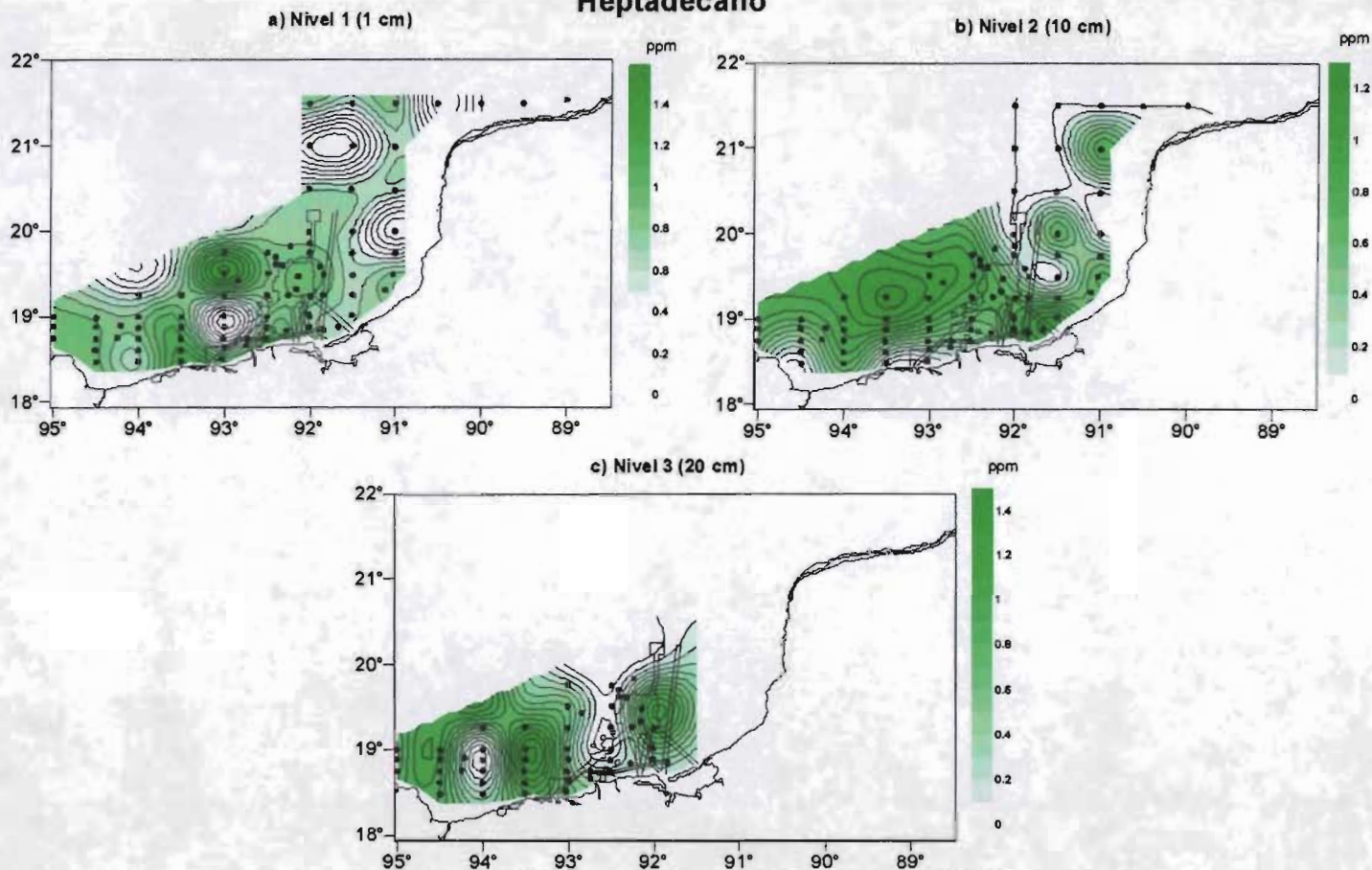


FIGURA 7.1.5. Distribución horizontal de Heptadecano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Pristano

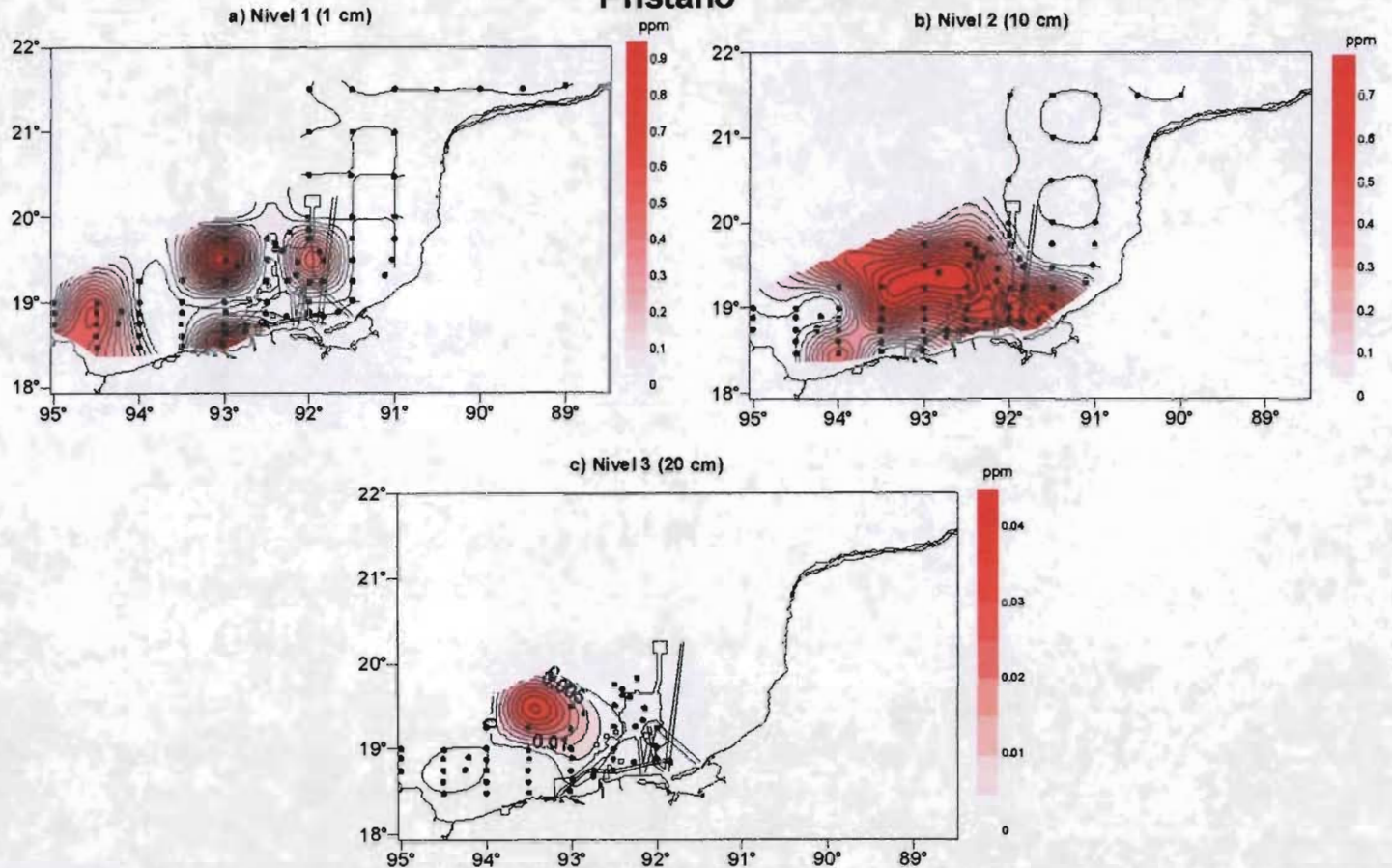


FIGURA 7.1.6. Distribución horizontal de pristano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Octadecano

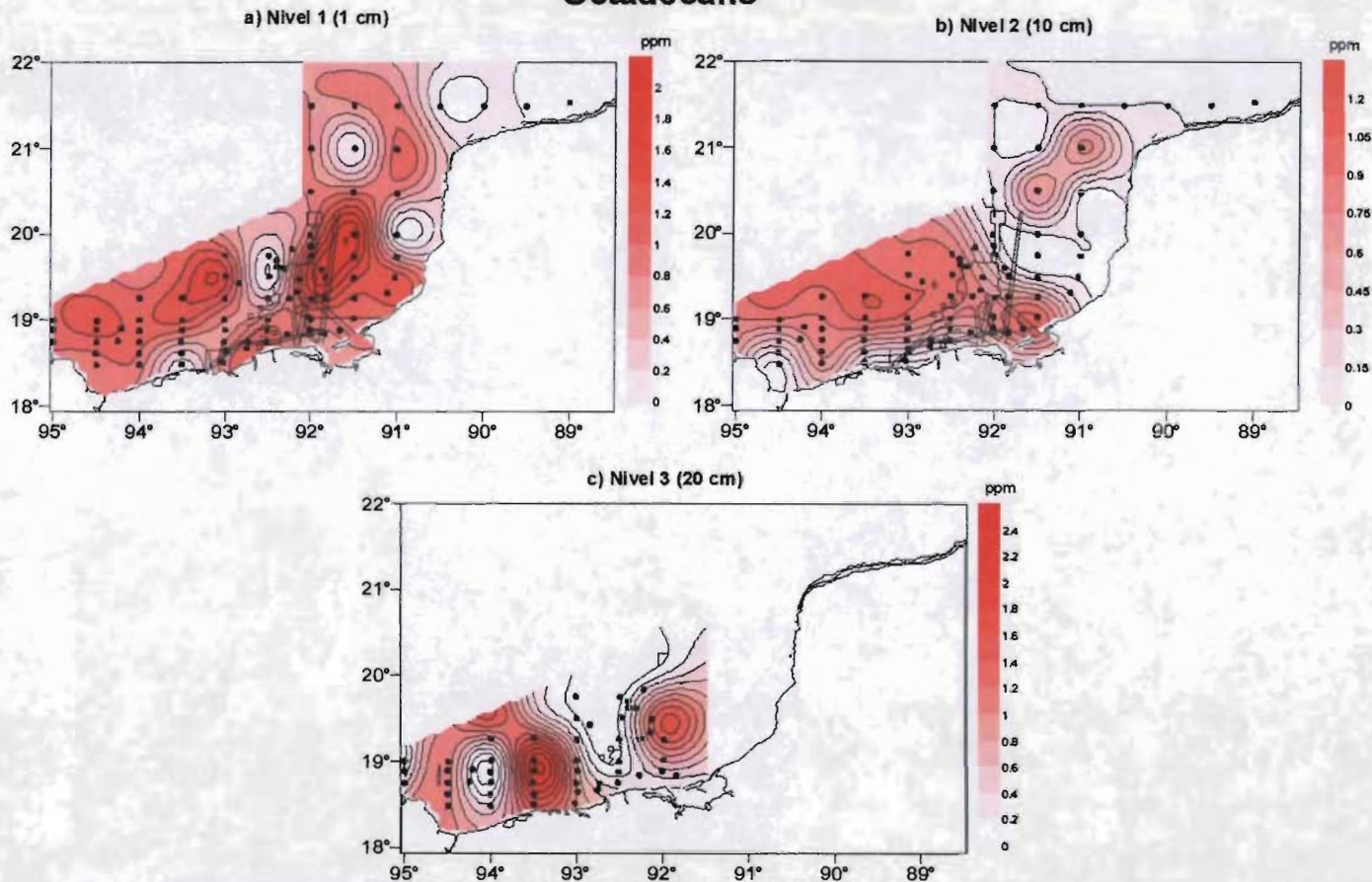


FIGURA 7.1.7. Distribución horizontal de Octadecano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Fitano

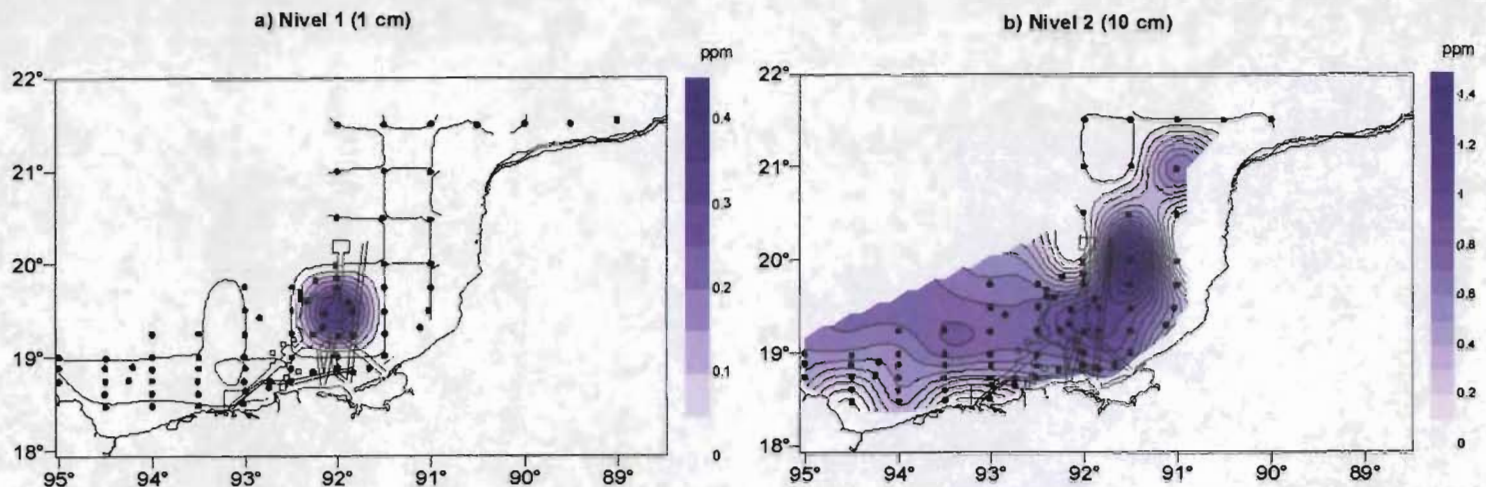


FIGURA 7.1.8 Distribución horizontal de fitano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Eicosano

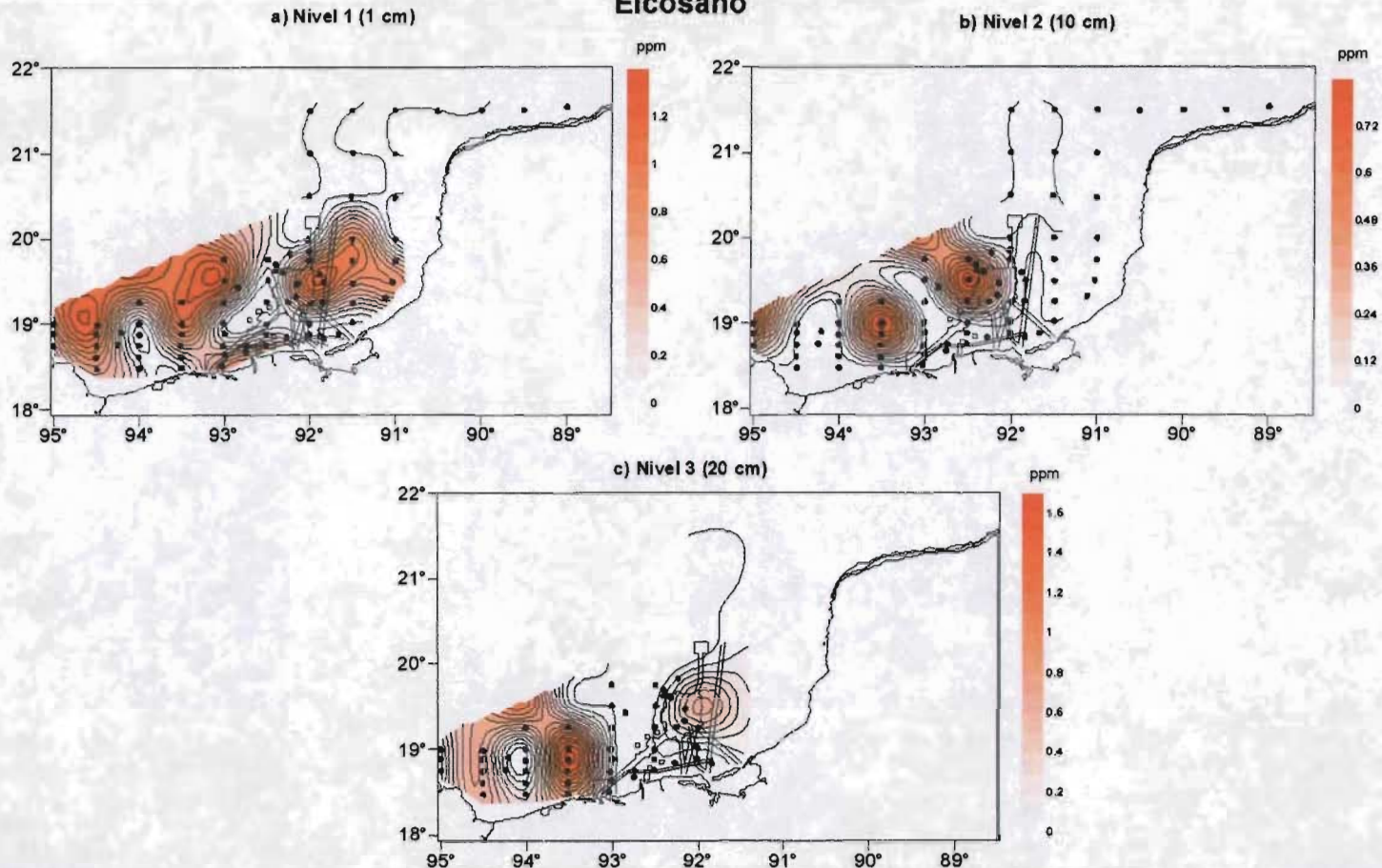


FIGURA 7.1.9. Distribución horizontal de eicosano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Docosano

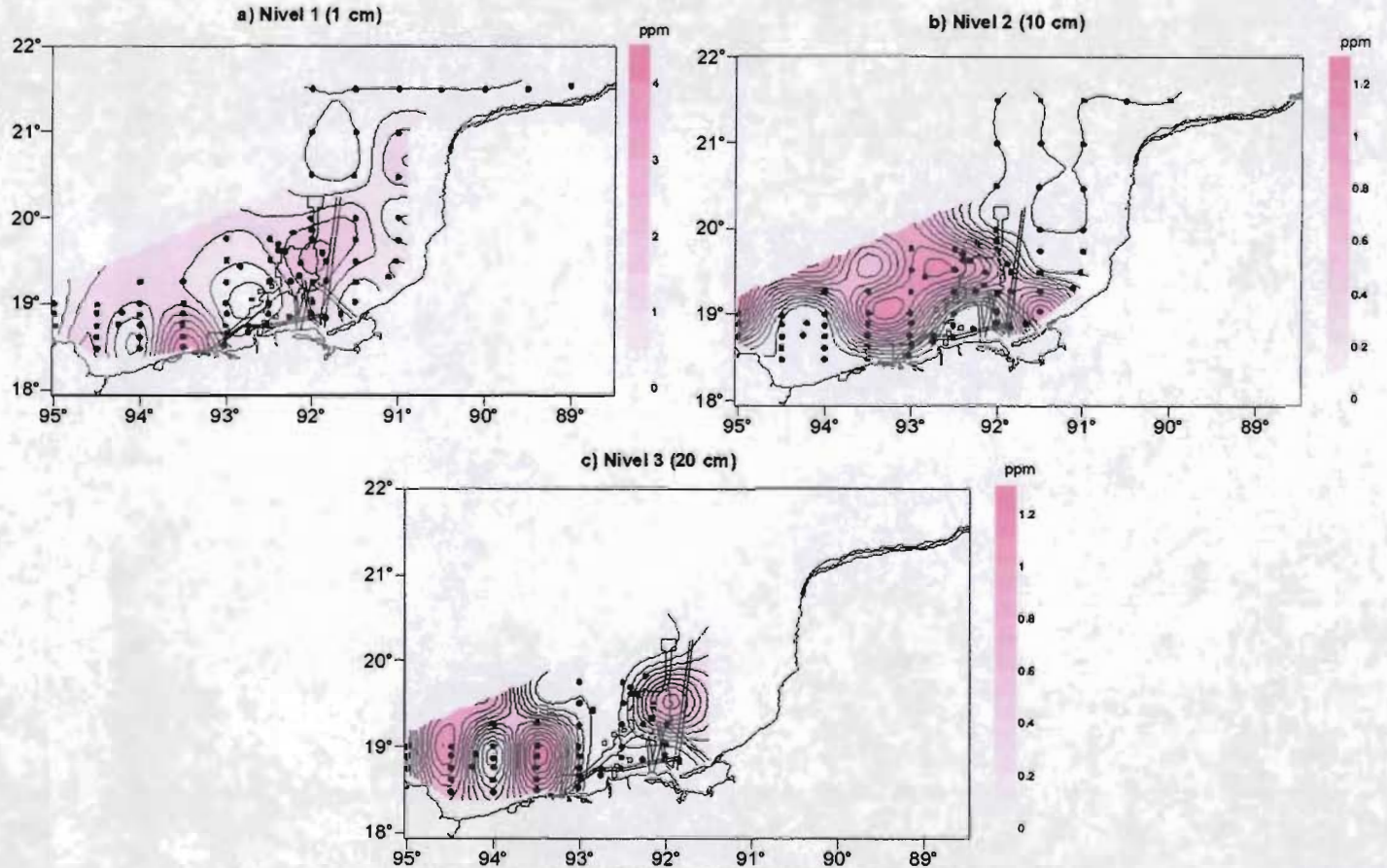


FIGURA 7.1.10. Distribución horizontal de docosano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Tetracosano

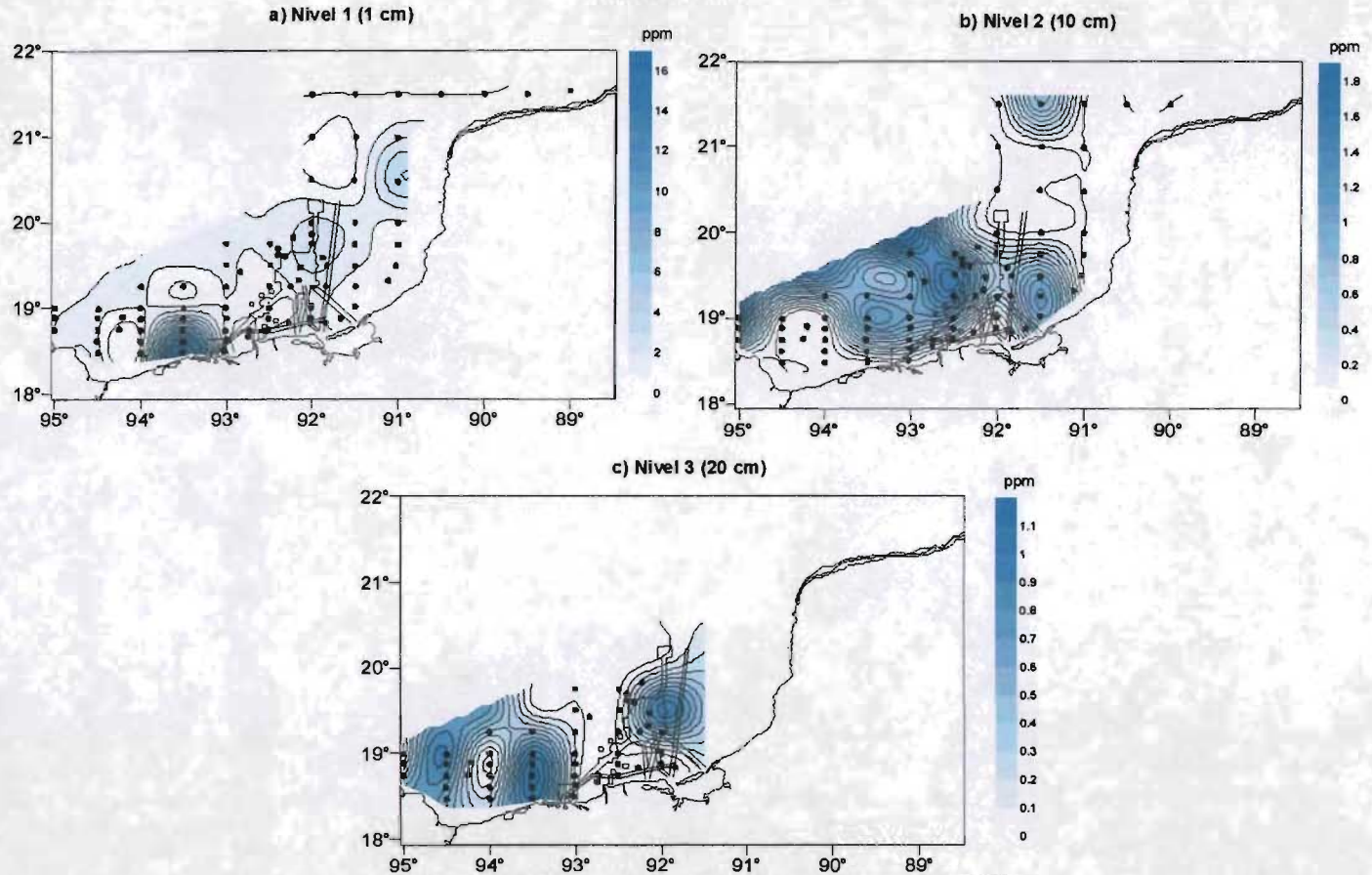


FIGURA 7.1.11. Distribución horizontal de tetracosano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Hexacosano

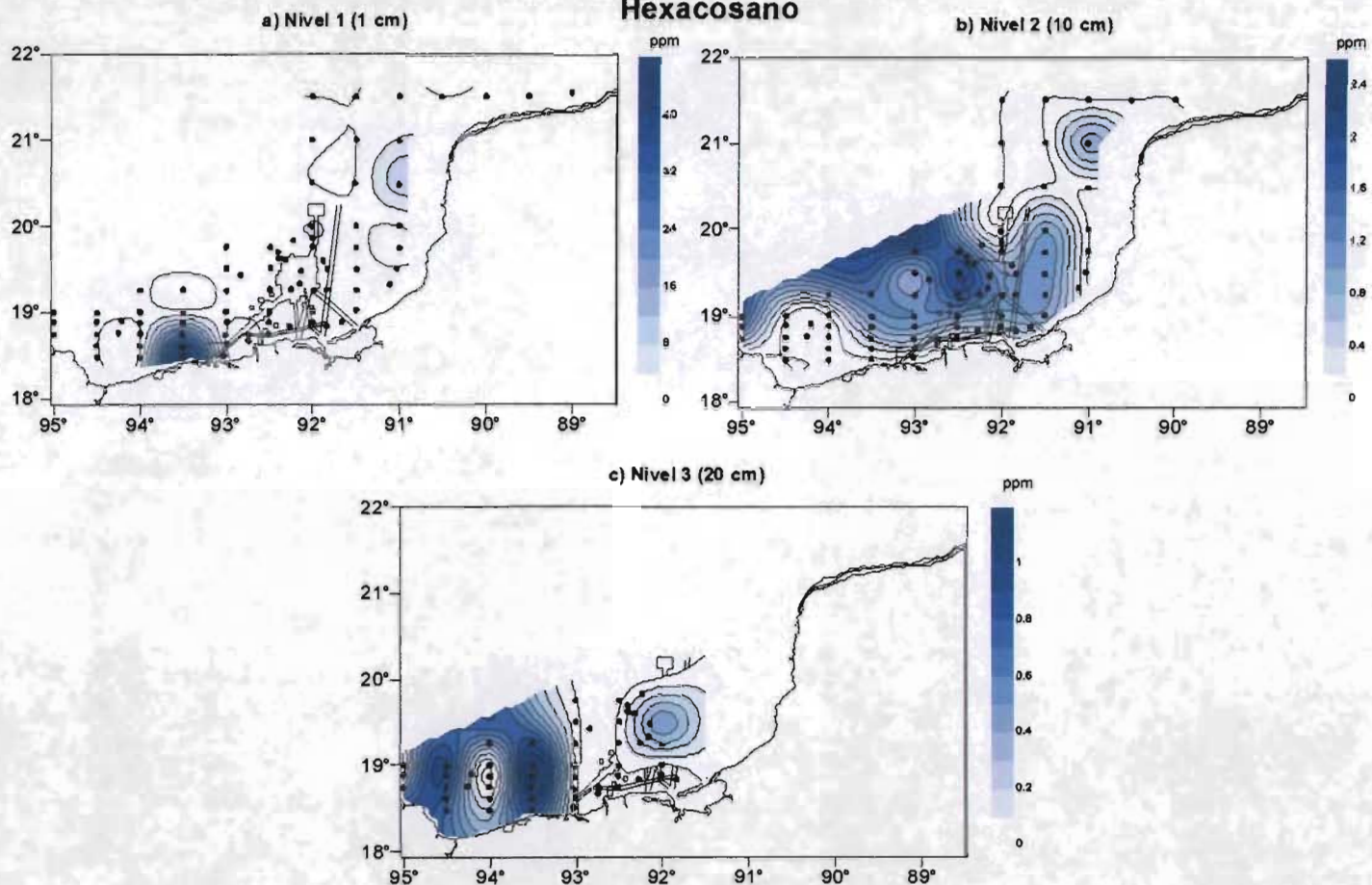


FIGURA 7.1.12. Distribución horizontal de hexacosano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Octacosano

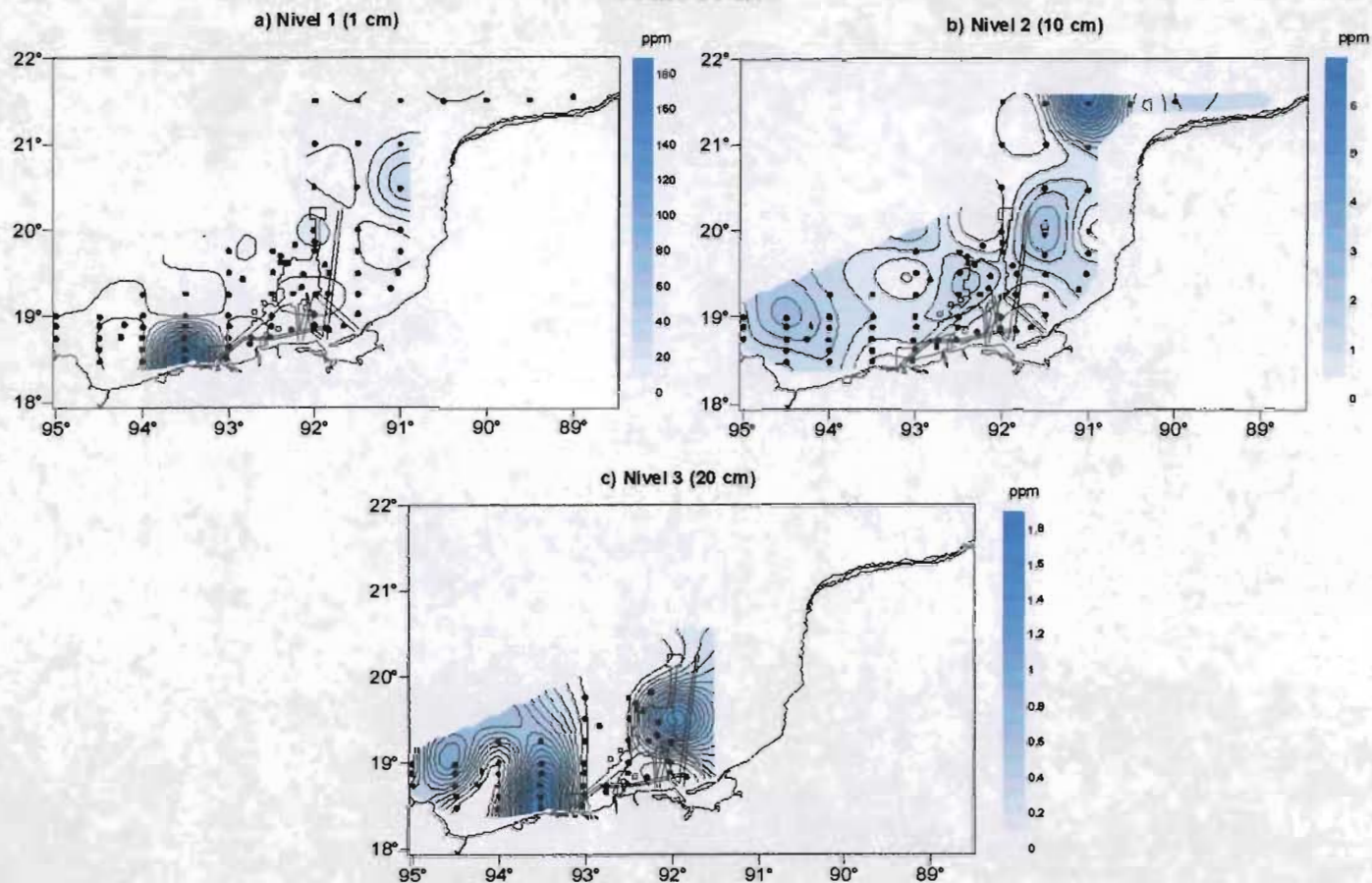


FIGURA 7.1.13. Distribución horizontal de octacosano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Triacontano

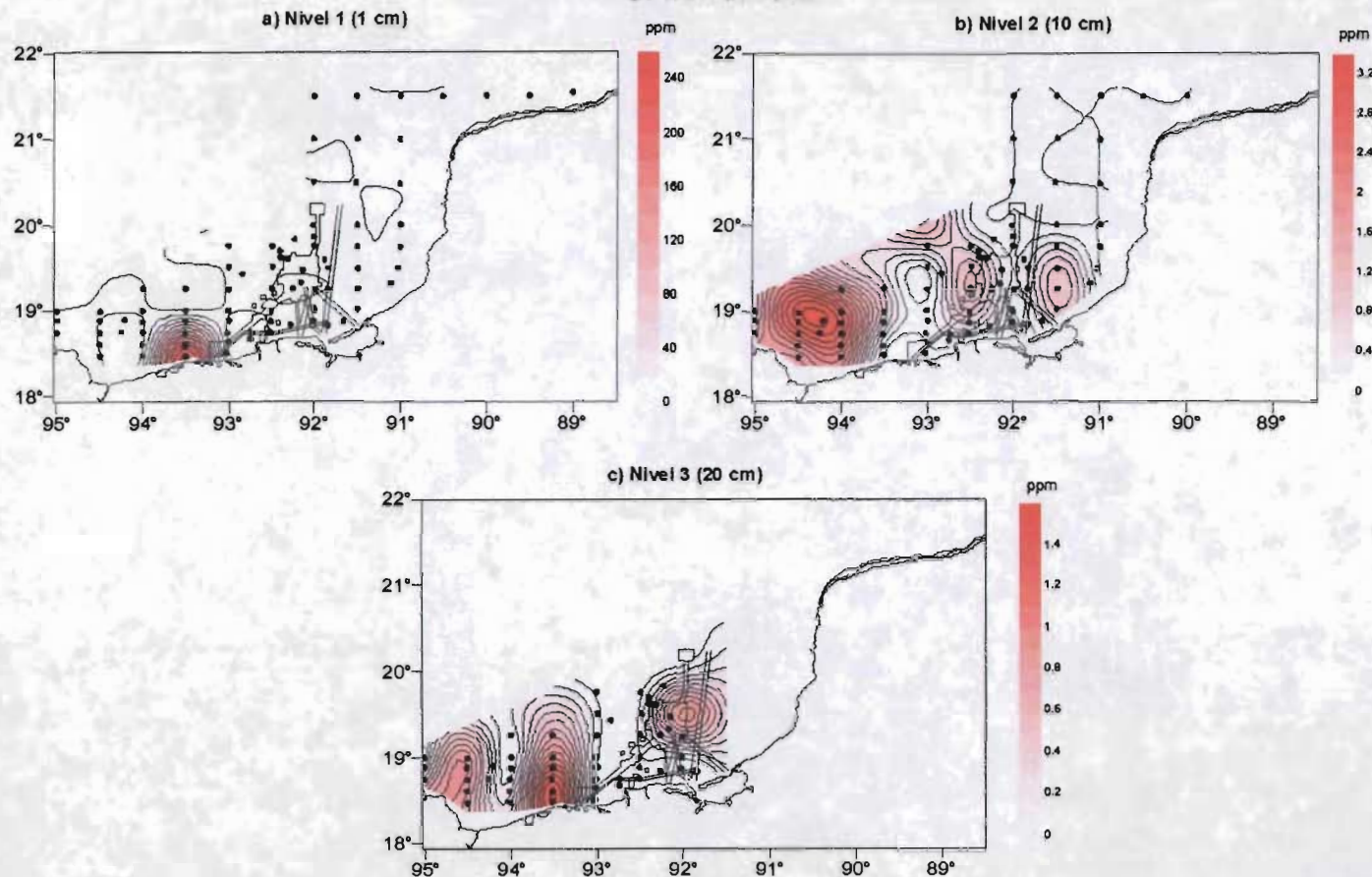


FIGURA 7.1.14. Distribución horizontal de triacantano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Dotriacontano

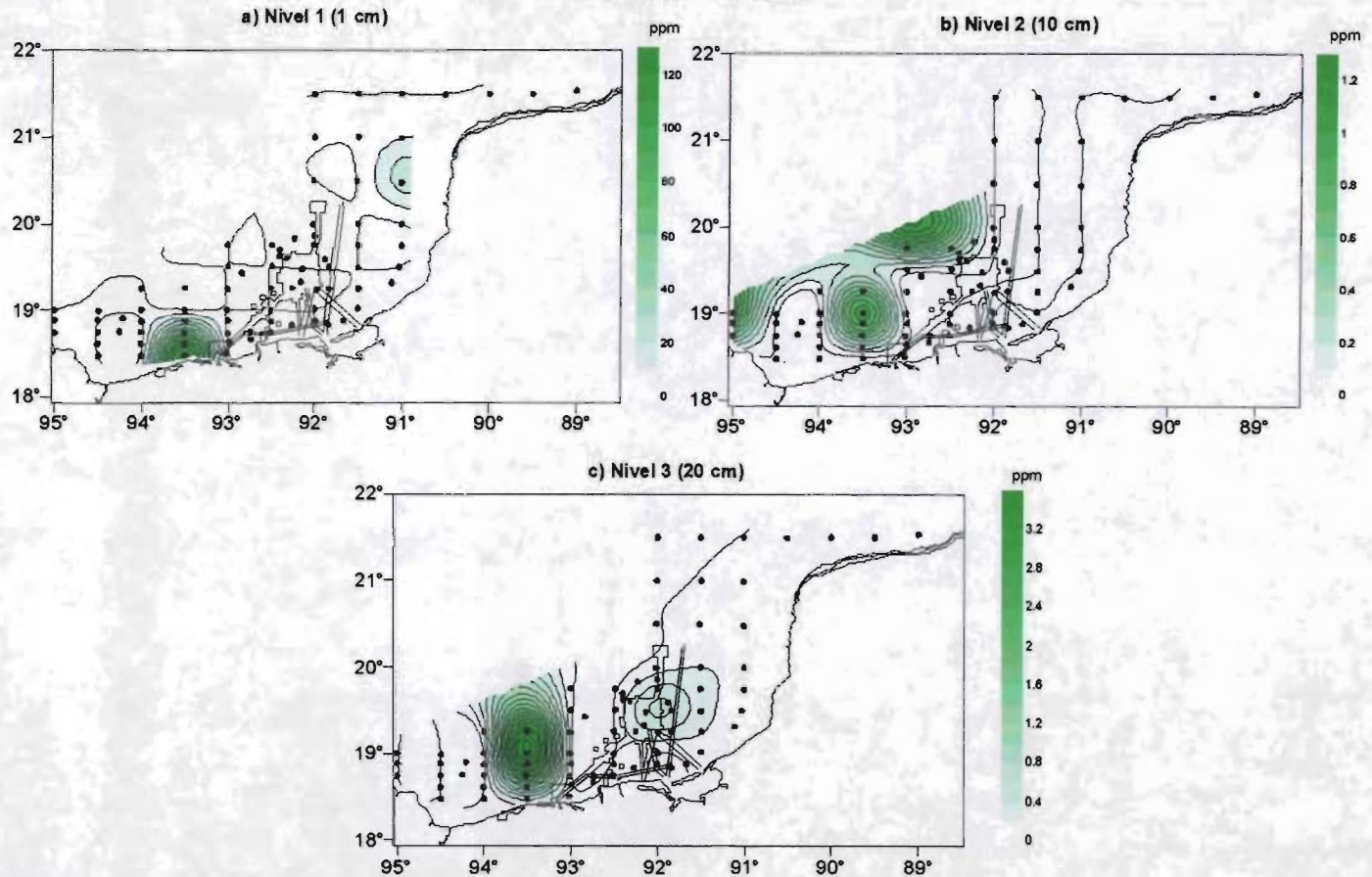


FIGURA 7.1.15. Distribución horizontal de dotriacontano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Tetratriacontano

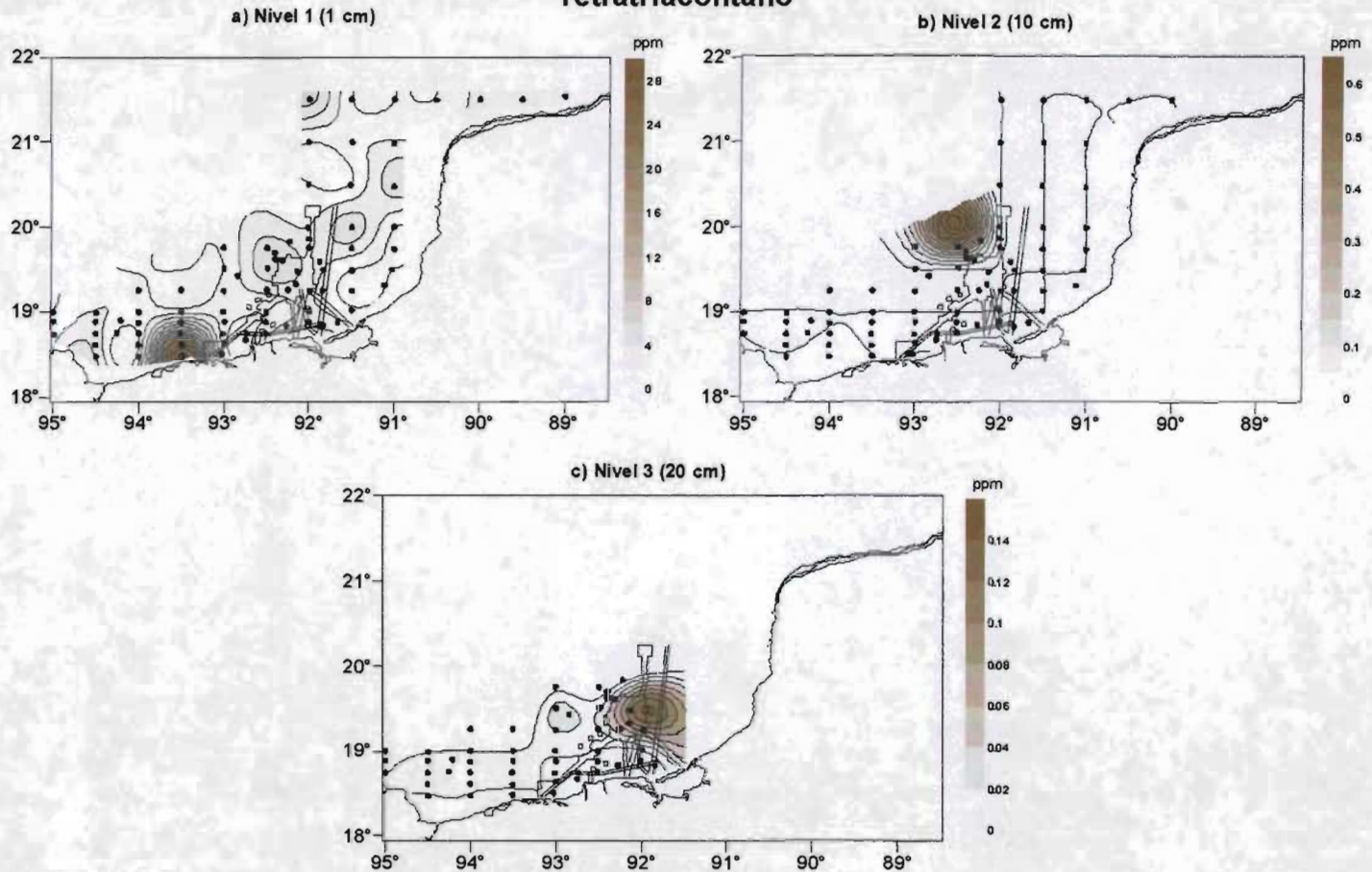


FIGURA 7.1.16. Distribución horizontal de tetratriacontano en sedimento.



Hidrocarburos de Sedimentos Hexatriacontano

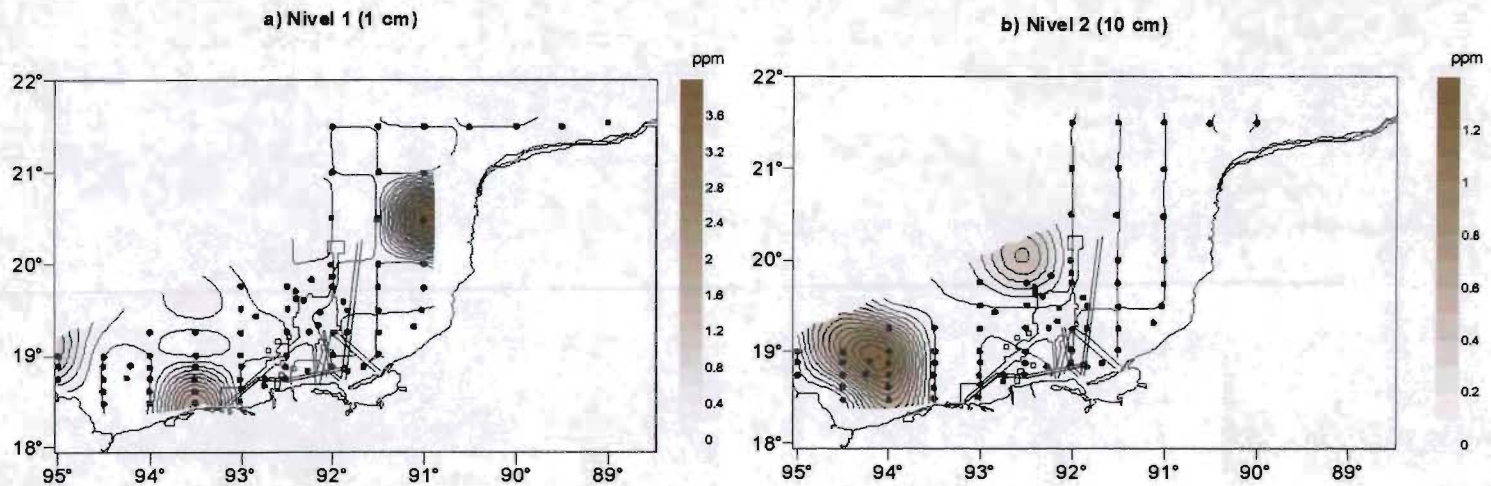


FIGURA 7.1.17. Distribución horizontal de hexatriacontano en sedimento.



Hidrocarburos Sedimentos Octratriacontano 1cm

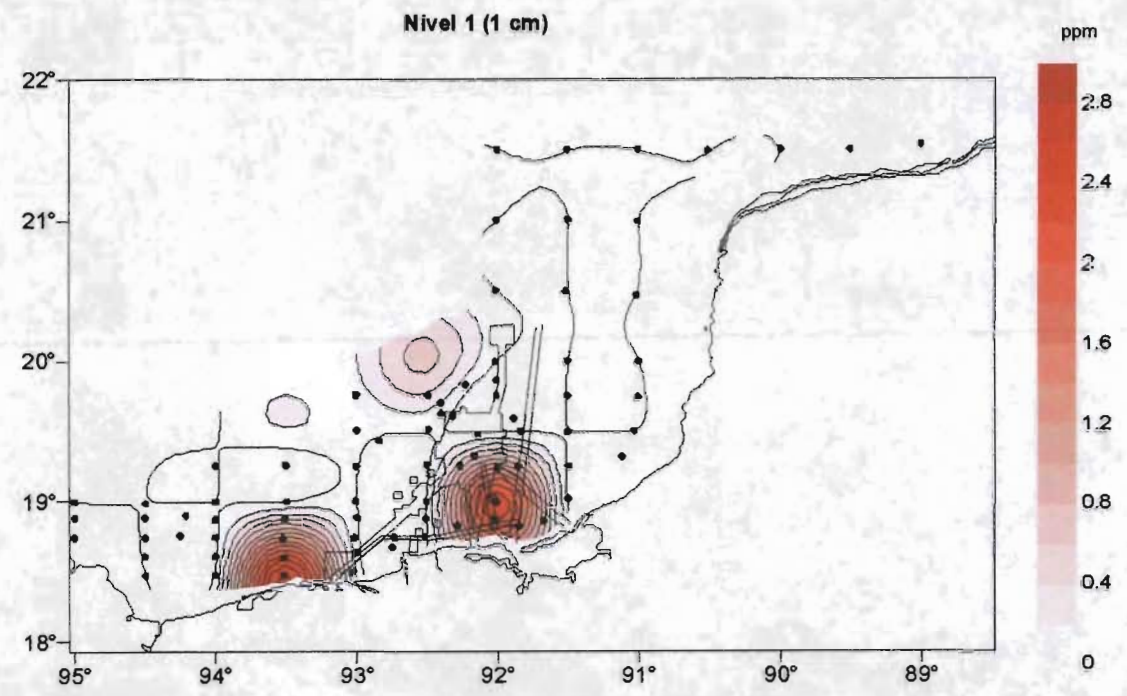


FIGURA 7.1.18. Distribución horizontal de octatriacontano en sedimento.



Hidrocarburos en Sedimentos Tetracontano

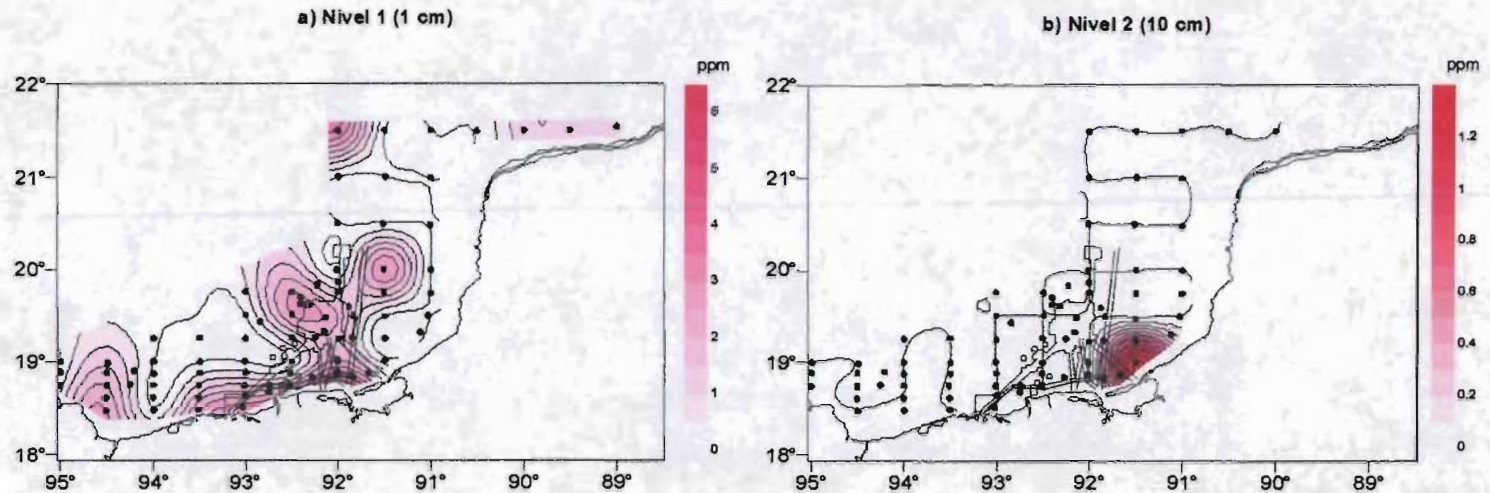


FIGURA 7.1.19. Distribución horizontal de tetracontano en sedimento.



Poliaromáticos en Sedimentos Totales

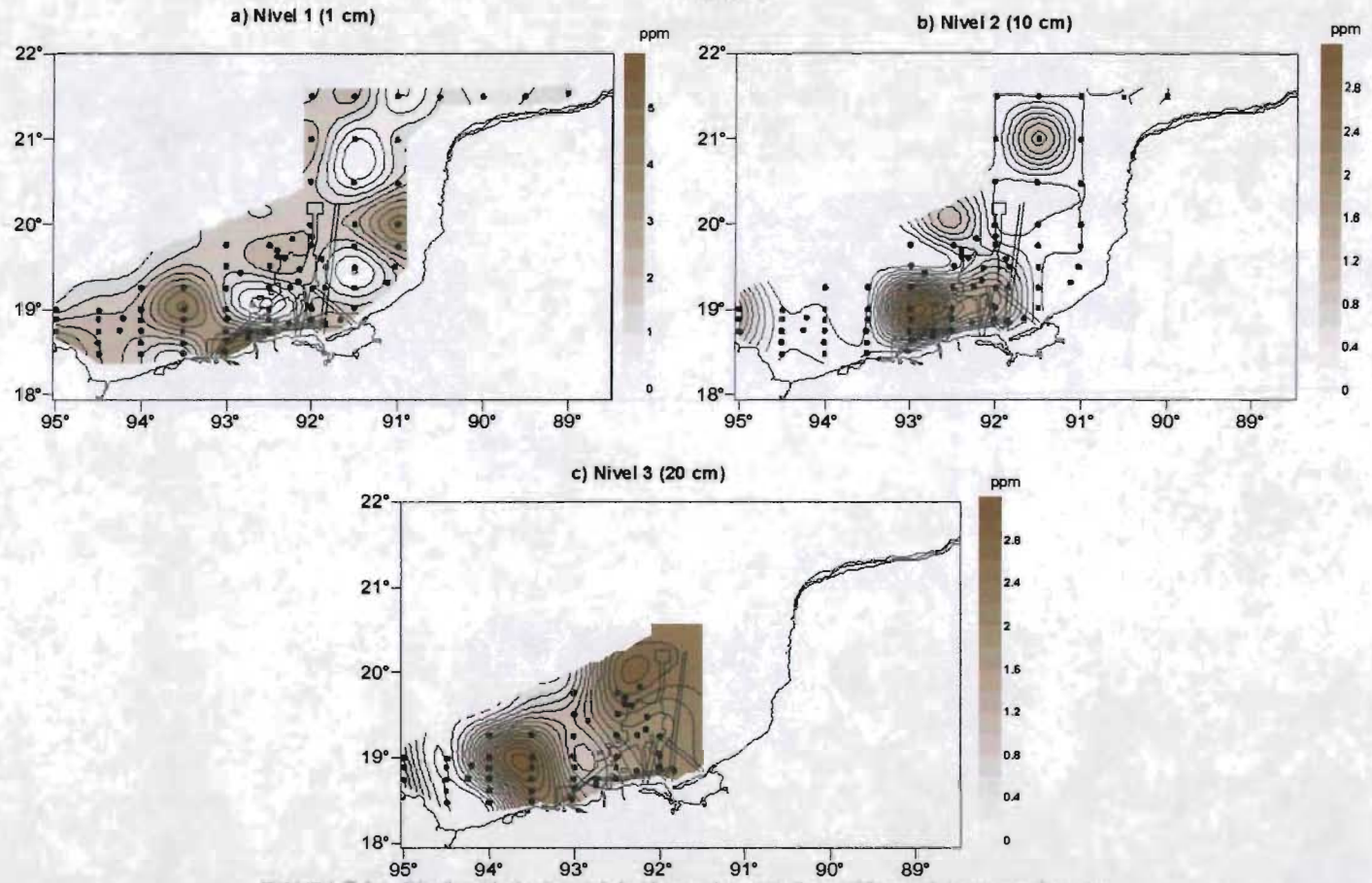


FIGURA 7.2.1. Distribución horizontal de hidrocarburos poliaromáticos totales en sedimento.



Poliaromáticos en Sedimentos

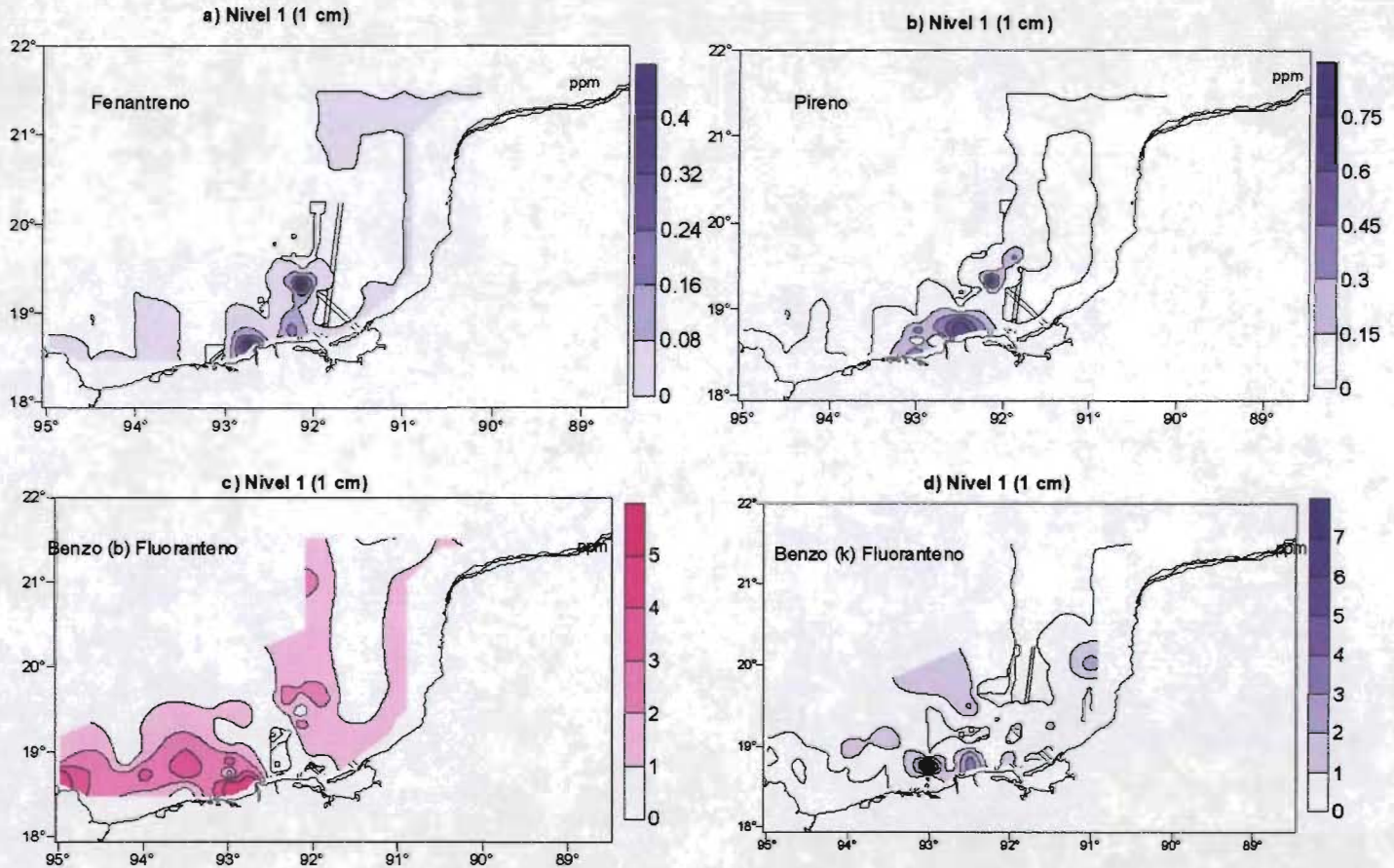


FIGURA 7.2.2 Distribución Horizontal de PAH'S en 1 cm.



Poliaromáticos en Sedimentos

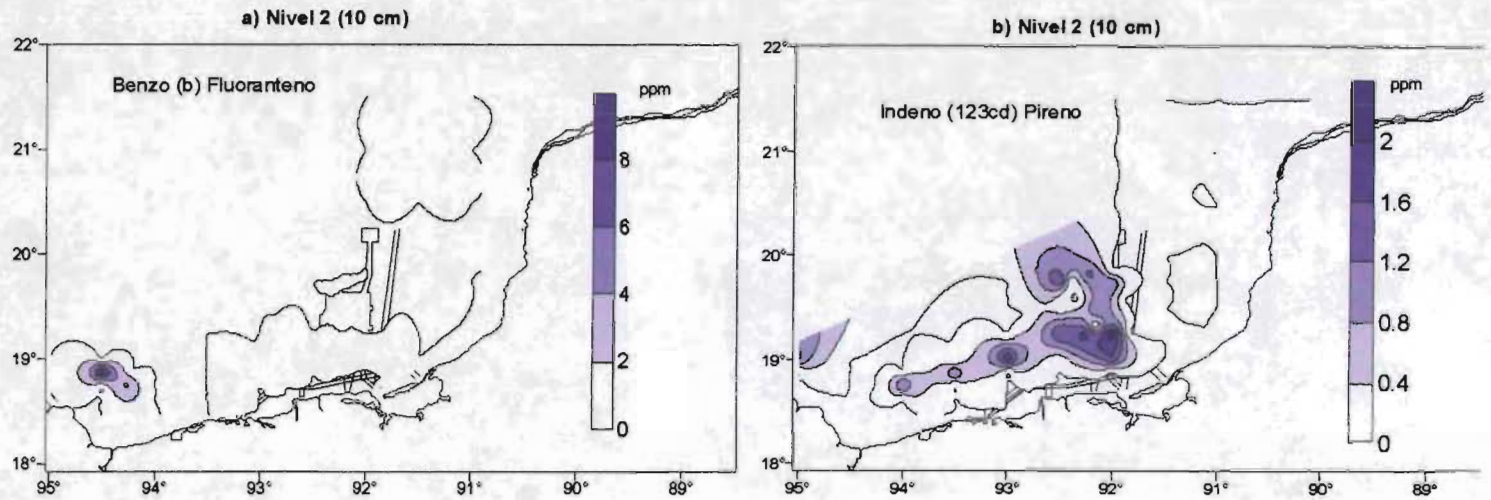


FIGURA 7.2.3 Distribución Horizontal de PAH'S en 10 cm



Poliaromáticos en Sedimentos

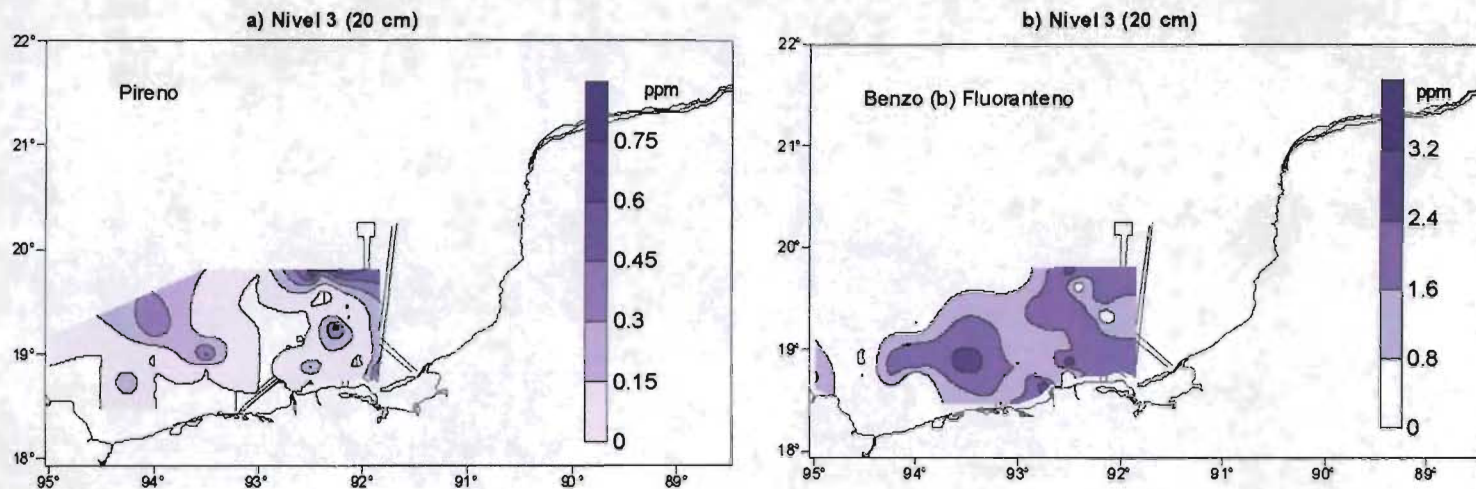


FIGURA 7.2.4 Distribución Horizontal de PAH'S en 20 cm



DEDICADA

A MIS PADRES

MIGUEL ANGEL Y EMMA LINDELIA

A MIS HERMANOS

ELMA, MIGUEL ANGEL Y CHAVANEL

A MI SOBRINO

MAXIMILIANO

A MIS COMPAÑEROS DE LA FACULTAD DE QUÍMICA
A MIS COMPAÑEROS DEL INSTITUTO DE CIENCIAS DEL MAR Y LIMNOLOGÍA
A TODAS LAS PERSONAS QUE HA ESTADO CERCA DE MI
AMIGOS, A MIS FAMILIARES, PROFESORES Y CONOCIDOS.

AGRADECIMIENTOS.

PRINCIPALMENTE A MI FAMILIA POR SU APOYO Y SUS ENSEÑANZAS Y POR LO QUE SIGNIFICAN PARA MI
A CADA UNO DE MIS COMPAÑEROS Y AMIGOS QUE NO NOMBRARE POR TEMOR A QUE FALTE ALGUNO
AL PERSONAL DOCENTE Y ADMINISTRATIVO DE CADA ESCUELA EN LAS QUE HE ESTADO
AL PERSONAL DEL INSTITUTO DE CIENCIAS DEL MAR Y LIMNOLOGÍA
AL PERSONAL DEL BUQUE OCEANOGRÁFICO "JUSTO SIERRA"
A LAS PERSONAS QUE HACEN POSIBLES ESTOS PROYECTOS
AL PERSONAL DE PEMEX
A DIOS Y LOS DIOSES

