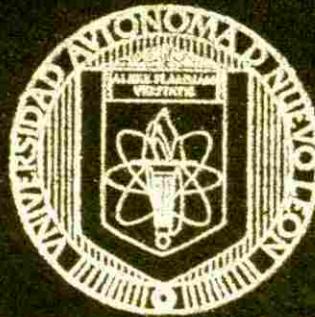


**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA CIVIL**



**'DESARROLLO DE UNA PLUMA DE
CONTAMINACION POR HIDROCARBUROS EN
EL ACUIFERO SUBTERRANEO SUBYACENTE
A UNA PRESA DE CAPTACION DE AGUAS
DE YACIMIENTO'**

**PRESENTA
Q.I. BLANCA MANCILLA OVANDO**

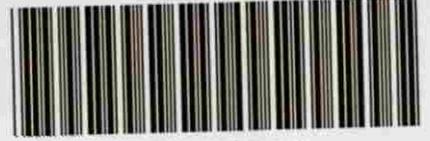
**COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRIA EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERIA AMBIENTAL**

CD. UNIVERSITARIA

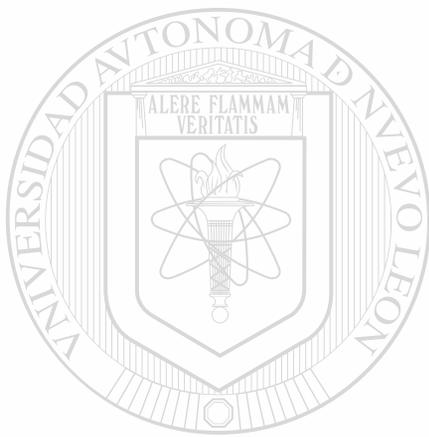
JUNIO DE 1999

TM
TD427
.P4
M3
1999
c.1

DESAARROLLO DE LINIA PLUMA DE
CONTRAMINACION POR HIDROPOCARIOS EN
EL ACUAFERO SUBTERRANEO
A LINIA PRESA DE CAPTACION DE AGUAS
DE YACIMIENTO.
MANCILLA OVAANDO



1080089080



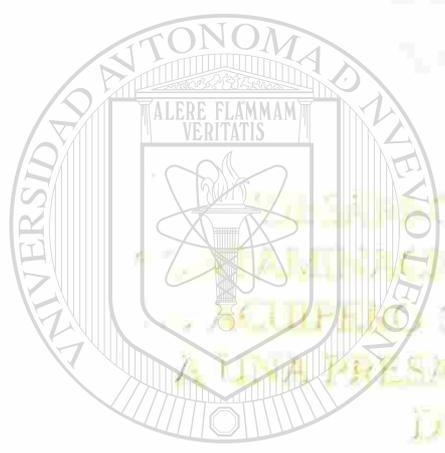
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA CIVIL



UANL

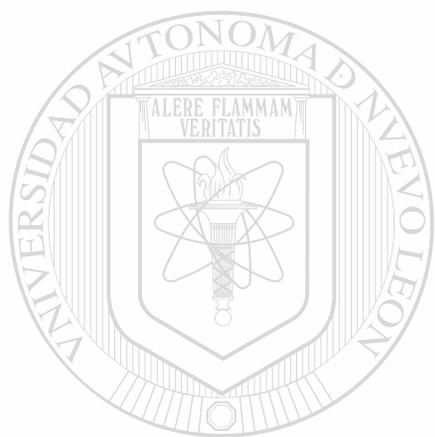
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

PRESENTA

OL BLANCA MANCILLA [®]
DIRECCION GENERAL DE BIBLIOTECAS

COMO REQUISITO PARCIAL
PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERIA EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERIA AMBIENTAL

TM
TD427
.P4
K13
1999



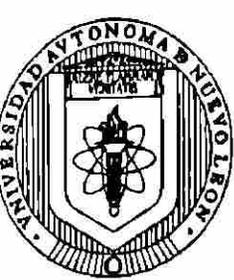
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

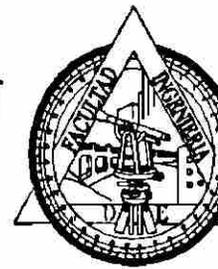
®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS





UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA CIVIL
SECRETARIA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



COMPROBANTE DE CORRECCION

Tesista: Blanca Mancilla Ovando

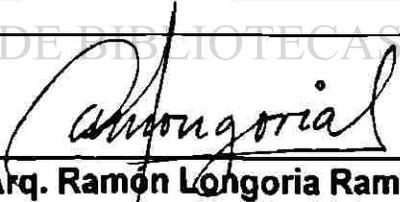
Tema de la tesis: “DESARROLLO DE UNA PLUMA DE CONTAMINACIÓN POR HIDROCARBUROS EN EL ACUÍFERO SUBTERRÁNEO SUBYACENTE A UNA PRESA DE CAPTACIÓN DE AGUAS DE YACIMIENTO”

Este documento certifica la corrección DEFINITIVA del trabajo de tesis arriba identificado, en los aspectos: ortográfico, metodológico y estilístico.

Recomendaciones adicionales:

NINGUNA

Nombre y firma de quien corrigió:


Arq. Ramón Longoria Ramírez

El Secretario de Posgrado:


Dr. Ricardo González Alcorta

Ciudad Universitaria, a 12 de julio de 199 9.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

Secretaría del Postgrado
Cd. Universitaria
San Nicolás de los Garza
México

INGENIERÍA AMBIENTAL

Dr. Juan-Manuel Barbarín-Castillo
Profesor Investigador

Tel. (8)352-4969
Tel. (8)375-3429

Monterrey, Nuevo León, a 6 de julio de 1999

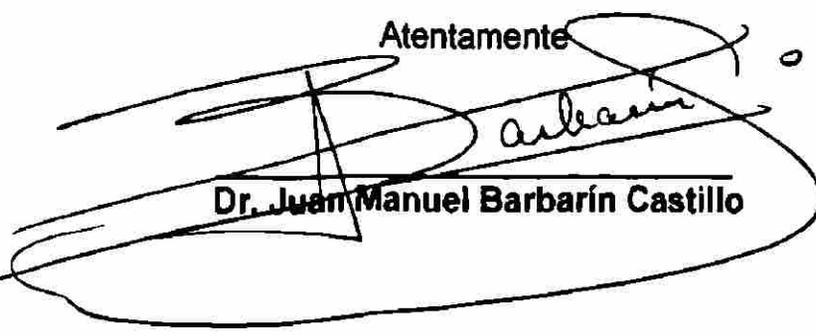
DR. RICARDO GONZÁLEZ ALCORTA
SECRETARIO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Estimado Dr. González:

Por este conducto me permito comunicar a usted que la Q.I. Blanca Mancilla Ovando, pasante de la Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Ambiental, ha concluido con su tesis titulada, "Desarrollo de una pluma de contaminación por hidrocarburos en el acuífero subterráneo subyacente a una presa de captación de aguas de yacimiento", por lo que no hay ningún inconveniente para atender a su solicitud de examen de grado con los requisitos que exige el reglamento de exámenes profesionales de nuestra institución. He de agradecerle pasar las instrucciones necesarias para que le dé el trámite correspondiente en ese departamento a su digno cargo.

Sin más por el momento, quedo de usted agradeciendo de antemano la atención.

Atentamente


Dr. Juan Manuel Barbarín Castillo

Monterrey, Nuevo León; 6 de julio de 1999

**DR. RICARDO GONZALEZ ALCORTA
SECRETARIO DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**

Presente:

Solicito a usted, de la manera más atenta, la tramitación correspondencia para sustentar mi examen de grado, ya que he concluido con la elaboración de mi tesis titulada: "Desarrollo de una pluma de contaminación por hidrocarburos en el acuífero subterráneo subyacente a una presa de captación de aguas de yacimiento".

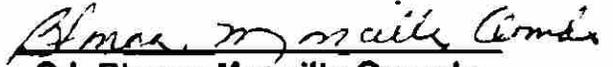
Mi tesis ya ha sido aprobada, en el aspecto técnico por mi asesor el Dr. Juan Manuel Barbarin Castillo, y en el aspecto metodológico de redacción y ortografía, por el Arq. Ramón Longoria Ramírez.

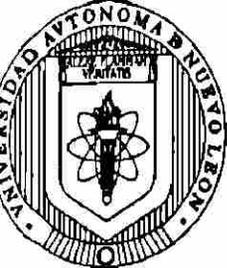
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Sin más por el momento, quedo de Usted agradecido de antemano la atención.®

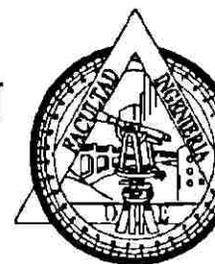
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Atentamente


Q.I. Blanca Mancilla Ovando



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA CIVIL
SECRETARIA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



“DESARROLLO DE UNA PLUMA DE CONTAMINACIÓN POR
HIDROCARBUROS EN EL ACUÍFERO SUBTERRÁNEO
SUBYACENTE A UNA PRESA DE CAPTACIÓN DE
AGUAS DE YACIMIENTO”

Aprobación de la Tesis:



UANL

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCION GENERAL DE BIBLIOTECAS

Dr. Juan Manuel Barbario Castillo
Asesor de la Tesis

Dr. Ricardo González Alcorta
Secretario de Estudio de Postgrado
Facultad de Ingeniería Civil

RESUMEN

"Desarrollo de una pluma de contaminación por hidrocarburos en el acuífero subterráneo subyacente a una presa de captación de aguas de yacimiento"

Por Blanca Mancilla Ovando.

La presencia de hidrocarburos parafínicos y aromáticos en aguas subterráneas ha sido demostrada cualitativa y cuantitativamente, confirmándose así el desarrollo de una pluma de contaminación en el acuífero subterráneo, como consecuencia de infiltraciones provenientes de una o varias presas de captación de aguas de yacimiento.

La historia de los derrames e infiltraciones de petróleo o sus derivados, en medios tan diversos como el acuático, terrestre, marino y hasta sobre el subsuelo, son analizados en el contexto del desarrollo y las actividades de la industria petrolera en México, tanto la extractiva como la de refinación. El análisis incluye nociones actualizadas sobre la recuperación natural de los medios contaminados y particularmente los acuíferos subterráneos contaminados con compuestos tóxicos como los aromáticos.

Una reseña descriptiva a detalle sobre la Geología del Noreste de México, y en particular de la Cuenca de Burgos, es hecha y sirve como base para la elaboración de una explicación acerca del probable mecanismo de migración de los contaminantes hacia el subsuelo a través de la matriz del acuífero.

Sin embargo, los resultados de los más de 400 análisis químicos aquí reportados son más fácilmente comprensibles, y también más significativos, a la luz de los conceptos de un tema de gran actualidad; la Evaluación de la Calidad del Agua, el cual es también reseñado descriptivamente en combinación con los conceptos de Dinámica de las Aguas Subterráneas.

La gran preocupación por la normatividad, que en buena manera ha sido aumentada gracias a la presión de la opinión pública sobre las empresas privadas y públicas, no ha sido dejada de lado. Los valores o parámetros permisibles o máximos recomendados son señalados en tablas comparativas en las que más de una fuente y una opinión han sido tomadas en cuenta. En particular se mencionan las normatividades Oficial Mexicana, de la Organización Mundial de la Salud, de la Unión Europea y de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de USA.

Finalmente, debe decirse que este trabajo habrá de servir de base a estudios posteriores que conduzcan a un mejor conocimiento de la pluma o penacho de contaminación ya detectada. En particular se termina esta parte de la investigación con recomendaciones para extender los estudios e incluir pozos testigo y pozos particulares hacia la porción Este del área estudiada, para así determinar la forma y extensión de la pluma identificada. Deberá también incluirse en esos estudios la zona vadosa o insaturada con el fin de precisar la diferenciación que presenten las especies orgánicas en su migración diferencial en el medio de la matriz del acuífero regional.

PRÓLOGO

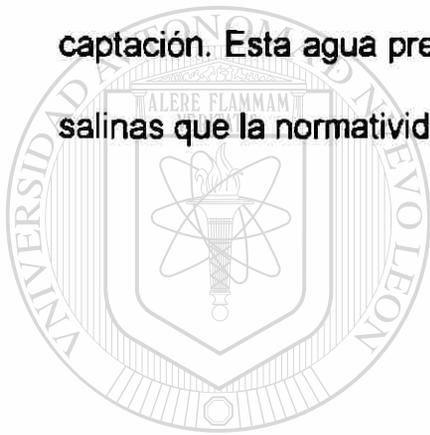
El despertar de conciencia de la opinión pública en cuanto a los impactos ambientales ocurridos con las actividades de la extracción de hidrocarburos modificó en el transcurso de los años la actitud de la industria petrolera Mexicana frente a estos problemas, a pesar de que la industria había tenido como principal prioridad la producción.

Los impactos negativos en los terrenos agrícolas, ganaderos, ríos, lagos, rancherías, paralelamente con la creciente participación de los activistas defensores del medio ambiente, representantes legislativos y sobre todo, quizás con el mayor peso, la opinión pública, hicieron que se tomara conciencia del papel esencial que representa la industria petrolera dentro de la sociedad en la aportación económica, llegando a un acuerdo sobre los niveles de equilibrio que permiten a esta empresa brindar bienes y servicios indispensables para el progreso y al mismo tiempo protección al medio ambiente aplicando la normatividad establecida en la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente publicado en el Diario Oficial en 1996.

Pémex, exploración y producción, como industria de gobierno y tomando en cuenta el papel que tiene en nuestra sociedad, se obliga a la aplicación estricta de la citada normatividad en sus actividades.

El presente estudio trata de mostrar uno de los muchos proyectos que la industria petrolera viene realizando para minimizar el impacto que genera por sus actividades de extracción y producción del hidrocarburo.

Este estudio está dirigido a evaluar los efectos de fugas o infiltraciones accidentales de aguas de yacimiento almacenadas y tratadas en presas de captación. Esta agua presenta en forma natural propiedades y concentraciones salinas que la normatividad clasifica en la categoría de residuos peligrosos.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

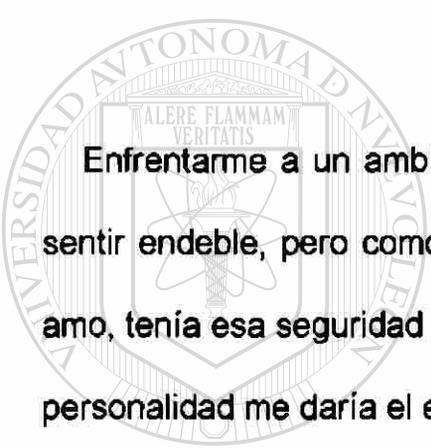


DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

AGRADECIMIENTOS

Sentirme con tu apoyo y protección, siempre me ha producido una fuerza interior para vencer una y mil adversidades, hasta lograr mi objetivo realizar, hoy que con este trabajo concluyo un logro académico más; mi regocijo es profundo al comprobar que tú mi guía, mi luz y mi todo, siempre estas conmigo.

¡Gracias mi Dios!



Enfrentarme a un ambiente estudiantil después de varios lustros, me hacia sentir endeble, pero como vencerme en esos momentos; si la gente que más amo, tenía esa seguridad que mi tenacidad y esa fuerza interior que encierra mi personalidad me daría el estandarte de triunfadora.

¡Gracias a los míos por creer en mí!

Al acudir a mis superiores en el aspecto laboral, siempre tuve la seguridad que eran hombres de buena voluntad, y que mi pedimento iba a ser concedido.

Pues con la inteligencia que los caracteriza estarían ciertos que al darme las herramientas académicas, a través del estudio.

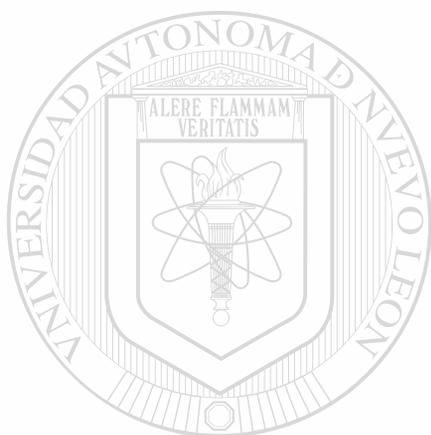
Yo trabajadora estaré en posibilidades de realizar mi trabajo con más calidad.

¡Por lo concedido mil Gracias!

Tener a mi lado, un hombre lleno de sapiencia, me dio la oportunidad de crecer como individuo, observando su ejemplo de gente responsable que ama lo que hace.

Sin usted apreciado Dr. Juan Manuel Barbarín Castillo, el trabajo que hoy está terminado no hubiera sido tan brillante como lo realizado.

¡Por ello! ¡Mi eterno agradecimiento!



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo	Página
1. INTRODUCCIÓN AL TEMA DE LOS DERRAMES E INFILTRACIONES DE HIDROCARBURO SOBRE AMBIENTES DIVERSOS: EFECTOS Y MEDIDAS DE REMEDIACIÓN.	1
1.1 Contaminación de suelos por petróleo crudo, efectos sobre las poblaciones de microorganismos y sobre la potencial reforestación con árboles de bosque.	2
1.2 Efectos del derrame de petróleo sobre un río y sus poblaciones de macroinvertebrados.	8
1.3 Absorción y vías de migración de los hidrocarburos poliaromáticos en el caso de derrames de petróleo sobre suelos: una explicación a la contaminación de acuíferos subterráneos.	12
1.4 La degradación natural, como vía para biorremediación de un acuífero subterráneo contaminado con hidrocarburo	23
1.4.1 Procesos biológicos.	24
1.4.2 Procesos Físicos.	27
1.4.3 Procesos Químicos.	27
1.4.4 Un caso de estudio: derrame de la bahía de Goose.	28
1.4.5 Resultados de la remediación intrínseca.	29
1.5 Influencia de la salinidad sobre la biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos.	31
1.6 Manifestaciones y seguimiento de una biorremediación.	32
1.7 Posibilidades de la biodegradación de compuestos BTEX, en aguas subterráneas.	35
2. ANTECEDENTES.	40
2.1 Reseña histórica sobre las presas de captación.	41
2.2 Posibles fuentes de la contaminación y objetivo del estudio.	46
3. GEOLOGÍA E HIDROLOGÍA DE LA REGIÓN NORESTE DE MÉXICO.	51

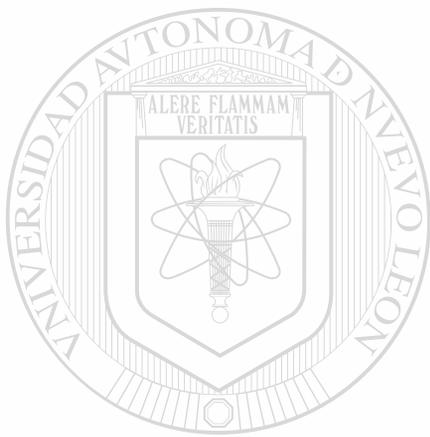
3.1 Geología.	52
3.1.1 Ubicación.	58
3.1.2 Geología Histórica y Tectónica.	58
3.1.3 Estratigrafía y bioestratigrafía.	63
3.1.3.1 Paleoceno.	63
3.1.3.2 Eoceno.	68
3.1.3.3 Oligoceno.	76
3.1.3.4 Mioceno.	85
3.1.3.5 Plioceno.	86
3.1.3.6 Cuaternario.	86
3.1.4 Geología estructural.	87
3.2 Geohidrología superficial.	88
3.2.1 Climatología.	89
3.2.2 Unidades de escurrimiento.	97
3.2.3 Permeabilidad.	97
3.2.4 Usos del suelo.	98
3.3 Geohidrología subterránea.	99
3.3.1 Unidades Geohidrológicas.	102
3.3.1.1 Unidad de material consolidado con posibilidades medias.	102
3.3.1.2 Unidades de materiales consolidado con posibilidades bajas.	103
3.3.1.3 Unidades de material no consolidado con posibilidades altas.	103
3.3.1.4 Unidad de material no consolidado con posibilidades bajas.	104
4. Dinámica y criterios de calidad de las aguas subterráneas.	106
4.1 Introducción.	107
4.2 Clasificación de los cuerpos de agua y fuentes de abastecimiento.	108
4.2.1 Fuentes de abastecimiento de agua potable.	110
4.2.2 Uso agrícola.	111
4.3 Términos comunes en referencia al agua subterránea.	112
4.3.1 El flujo del agua subterránea.	119
4.4 Términos de caracterización de los cuerpos de agua.	121
4.4.1 Propiedades hidrológicas (rasgos hidrodinámicos).	121
4.4.2 Rasgos fisicoquímicos.	123
4.5 Calidad del agua; Una definición.	124
4.6 Fuentes de contaminación y mecanismos de distribución.	128
4.7 Variabilidad de la calidad del agua y frecuencia del muestreo.	129
4.7.1 Control hidrológico en combinación con el monitoreo de calidad del agua.	131
4.8 Parámetros de evaluación de la calidad del agua.	133

4.8.1 Variables generales.	133
4.8.1.1 Contaminantes orgánicos.	134
4.8.1.2 Petróleo y sus derivados.	135
4.9 Resumen y tablas de consulta.	136
5. MÉTODOS EXPERIMENTAL.	141
5.1 Método de los estudios geológicos e hidrogeológicos.	142
5.2 Métodos para los estudios fisicoquímicos de aguas.	144
5.2.1 Medición de pH.	144
5.2.2 Conductividad eléctrica.	144
5.2.3 Determinación de la turbidez.	145
5.2.4 Determinación de la alcalinidad.	146
5.2.5 Determinación de sólidos totales.	148
5.2.6 Cloruros.	149
5.2.7 Sulfatos.	150
5.3 Determinación de Metales por espectrometría.	151
5.3.1 Determinación de Metales por espectrometría de absorción atómica.	151
5.3.1.1 Principios de la determinación de metales por espectrometría de absorción atómica de llama.	152
5.3.2 Determinación de metales por espectroscopia de emisión de plasma.	156
5.4 Métodos de análisis para los compuestos orgánicos.	157
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.	158
6.1 Resultados de todos los análisis efectuados a las aguas del pozo testigo No. 3.	159
6.1.1 Parámetros físicos y especies iónicas de las aguas del pozo testigo.	159
6.1.2 Compuestos BTEX en las aguas del pozo testigo.	161
6.1.3 Compuestos hidrocarburos poliaromáticos (PAH) en las aguas del pozo testigo.	163
6.1.4 Compuestos orgánicos volátiles y semivolátiles en las aguas del pozo testigo.	164
6.1.5 Determinación cualitativa de compuestos hidrocarburos parafínicos en las aguas del pozo testigo.	166
6.2 Resultados de todos los análisis efectuados a los sedimentos de las presas.	166
6.2.1 Metales pesados y otros constituyentes inorgánicos.	167
6.2.2 Constituyentes orgánicos volátiles en los sedimentos de las presas.	169
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	172

APÉNDICE

BIBLIOGRAFÍA

GLOSARIO



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1.1 Composición de un petróleo crudo. (AGIP, 1995)	4
1.2 Concentraciones típicas de hidrocarburos aromáticos policíclicos y parámetros de petróleo en tierra, creosote y contaminación de tierra desde los cinco sitios de Alberta, Canada.	21
1.3 Concentraciones de los 15 compuestos PAH en el solvente diclorometano utilizado para las extracciones, por lotes o cargas para tiempo de equilibrio variable.	22
1.4 Capacidad de asimilación del agua subterránea.	30
1.5 Parámetros de ajustes de la ecuación de rapidez de la degradación de hidrocarburos en suelos.	34
1.6 Resumen de documentos, claves anteriores relacionados con la biorremediación BTEX, en el suelo y en el manto acuífero.	37
1.7 Tratamientos experimentales de desempeño para estudiar la biorremediación de los BTEX, en muestras de mantos acuíferos bajo diferentes condiciones ambientales.	38
2.1 Componentes principales del gas y condensado que se utilizan como materia prima y los productos de mayor importancia económica que se obtienen de ellos.	48
3.1 Datos generales de las estaciones climatográficas.	90
3.2 Registro de perforación, aforo y equipamiento de pozos de ranchos aledaños al área de estudio.	100
4.1 Porosidad y producción específica de materiales geológicos.	115
4.2 Los principales tópicos de calidad del agua dulce a escala mundial.	126

4.3 Optimización de frecuencias en los monitoreos de tendencias en la calidad del agua.	130
4.4 Información hidrológica requerida en la evaluación de la calidad del agua.	132
4.5 Concentraciones máximas permitidas para algunas variables de calidad del agua para dos usos seleccionados: consumo humano y producción piscícola	137
4.6 Concentraciones máximas permitidas para algunas variables de calidad del agua en dos usos agrícolas seleccionados: a) riego mediante descargas residuales de origen urbano y b) pecuario o de abrevadero.	140
5.1 Intervalos de concentración para óptima aplicabilidad de la absorción atómica de aspiración directa.	153
5.2 Datos de precisión y sesgo interlaboratorios para métodos de absorción atómica directa y metales extraídos.	154
6.1 Resultados de los análisis fisicoquímicos efectuados a las aguas del pozo testigo número 3.	160
6.2 Resultados del análisis de compuestos BTEX en las aguas del pozo testigo.	162
6.3 Resultados de la determinación de hidrocarburos poliaromáticos (PAH) en las aguas del pozo testigo.	163
6.4 Resultados de la determinación de compuestos orgánicos volátiles y semivolátiles en las aguas del pozo testigo.	164
6.5 Sobre la identificación por análisis cualitativos, de compuestos presentes de hidrocarburos en el agua del pozo testigo número 3.	166
6.6 Metales pesados y otras especies inorgánicas en los sedimentos de las seis presas de captación.	168
6.7 Con los contenidos de constituyentes orgánicos en los sedimentos de las 6 presas.	169

LISTA DE FIGURAS

Figuras	Página
1.1 Mapa ilustrativo de la posición aproximada de la pluma BTEX y pozos testigos para muestreo y control.	39
2.1 Distribución de las presas en el centro de captación y tratamiento de la batería Monterrey.	43
3.1 Distribución paleográfica del noreste de México durante el oxfordiano.	54
3.2 Paleogeografía del noecomiano – aptiano inferior para el norte y noreste de México.	55
3.3 Subprovincias geológicas.	57
3.4 Columnas estratigráficas del noreste de México.	64
<hr/>	
4.1 Textura y porosidad de roca, de los materiales de acuíferos típicos.	114
4.2 La clasificación del agua sub-superficial, basandose en el trabajo de Griscoll.	117
4.3 Promedio lineal y trayectoria del flujo microscópico del agua subterránea.	120

LISTA DE SIMBOLOS

BTEX: Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno.

COT: Dióxido de Carbono Total.

DBO: Demanda Bioquímica de Oxígeno.

DQO: Demanda Química de Oxígeno.

INEGI: Instituto Nacional de Estadística, Geografía y Informática.

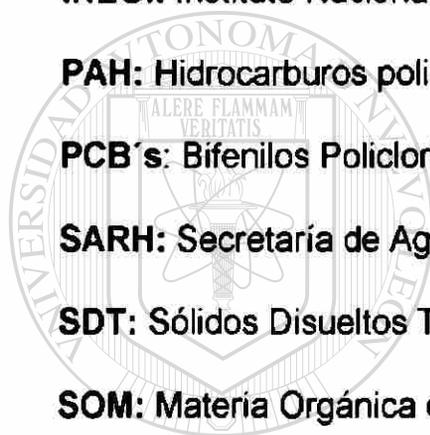
PAH: Hidrocarburos poliaromáticos.

PCB's: Bifenilos Policlorinados.

SARH: Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos.

SDT: Sólidos Disueltos Totales.

SOM: Materia Orgánica de los suelos.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN AL TEMA DE LOS DERRAMES E INFILTRACIONES DE HIDROCARBUROS SOBRE AMBIENTES DIVERSOS: EFECTOS Y MEDIDAS DE REMEDIACIÓN

El petróleo crudo es extraído a lo ancho del mundo, al ritmo de 65 millones de barriles por día, obteniéndose con ello la mayor parte de los requerimientos de energía mundial. Al mismo tiempo y sin embargo, la explotación, el refinamiento, el almacenamiento y la transportación del petróleo y sus derivados siempre representan un peligro potencial. Es probable enfrentar daños severos y duraderos cada vez que una fracción de

esas sustancias químicas es accidentalmente derramada sobre el medio ambiente. Tales accidentes suceden, a pesar del hecho de que la distribución y almacenamiento, en red, para el petróleo crudo y sus derivados son vigilados muy de cerca.

En las siguientes secciones se presentan varios casos de estudio, con los que se ilustra la manera en que los derrames de petróleo han afectado a diversos ambientes naturales y a los organismos que en ellos habitan. Tales casos de estudio incluyen procedimientos de evaluación de los daños y las recuperaciones naturales de los sistemas frente al tiempo; distinguiéndose

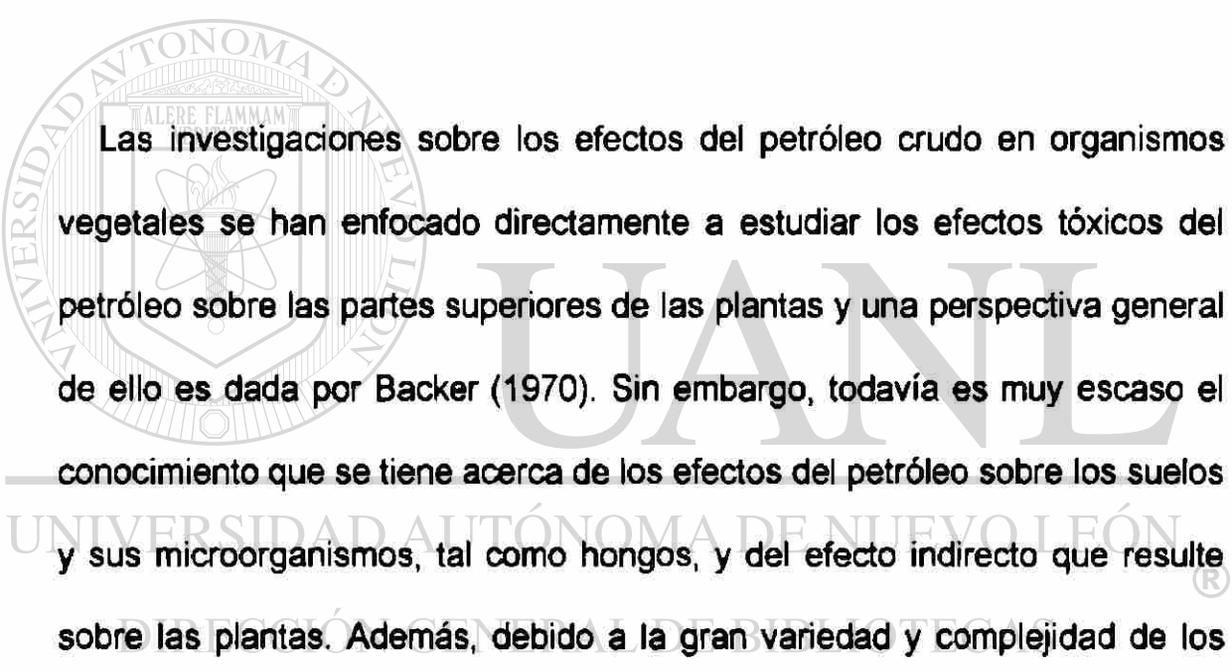
las respuestas dadas por diferentes especies u organismos, a fin de conocer mejor las debilidades de unos frente a las fortalezas de otros. Por supuesto que, en lo que se describe más adelante, se han incluido conceptos que ayudan a comprender el marco teórico en que se han basado los casos de estudio.

1.1 Contaminación de suelos por petróleo crudo: efectos sobre las poblaciones de microorganismos y sobre la potencial reforestación con árboles de bosque.

Un accidente de esta índole ocurrió en 1994, en Trecate, al norte de Italia, cuando un pozo petrolero se salió de control y se derramaron más de 18 000 m³ de petróleo crudo, sobre el área de 1 500 ha (AGIP, 1995). El área contaminada era principalmente ocupada por granjas y bosques. Debido a que los derrames de petróleo raramente afectan áreas con abundante vegetación terrestre, ha sido necesario buscar nuevos métodos para evaluar el daño causado al tipo particular de ecosistema en el área afectada de Trecate (Nicolotti and Egli, 1998).

La mayoría de los pozos petroleros se hallan situados en desiertos y océanos y, de acuerdo con los reportes existentes, es en donde la mayoría de los derrames ocurren en el mundo. Accidentes en buques cisternas han sido las más frecuentes causas de derrames de petróleo sobre el mar, resultando en la contaminación de regiones costeras gracias al movimiento del oleaje y al empuje del viento. El conocimiento acerca de los efectos de la

contaminación por petróleo sobre la vegetación han sido, no obstante, importantemente basados en estudios efectuados en biocenosis acuáticas (se entiende por bioceno al conjunto de organismos que viven muy cerca unos de otros y forman una unidad ecológica natural, aunque también se aplica el término bioceno para referirse a un paquete de restos fósiles encontrados en el mismo lugar en que vivieron los organismos), pantanos salados (Backer *et al.*, 1987), los bosques tupidos de manglares (Wardrop *et al.*, 1987) u otros organismos de medio acuático (Østgaard *et al.*, 1987).



Las investigaciones sobre los efectos del petróleo crudo en organismos vegetales se han enfocado directamente a estudiar los efectos tóxicos del petróleo sobre las partes superiores de las plantas y una perspectiva general de ello es dada por Backer (1970). Sin embargo, todavía es muy escaso el conocimiento que se tiene acerca de los efectos del petróleo sobre los suelos y sus microorganismos, tal como hongos, y del efecto indirecto que resulte sobre las plantas. Además, debido a la gran variedad y complejidad de los sistemas biológicos afectados por el derrame del petróleo crudo al medio ambiente, las investigaciones a este respecto se encuentran usualmente confinadas a pruebas de laboratorio que se han enfocado a solo unos pocos de los muchos componentes químicos que se hallan contenidos en el petróleo crudo.

Existen diversos tipos de petróleos crudos y la clasificación sirve incluso para establecer sus precios en el mercado mundial (v. gr. West Texas, North Sea, Maya Pesado o Ligero, etc.) siendo los más caros aquellos denominados ligeros por su mayor contenido de compuestos de masas moleculares bajas y moderadas, con menor residuo asfáltico. La tabla 1.1 muestra un análisis representativo de petróleo crudo, pero sin detallar los compuestos específicos contenidos.

Tabla 1.1 Composición de un petróleo crudo (AGIP, 1995).

Agua	0.10%
H ₂ S	0.01%
Hidrocarburos	88%
Fracción Gaseosa	11% (4%, metano, 7% compuestos C2-C4)
Fracción Líquida	77%
Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos	8%
Compuestos Orgánicos de Azufre	0.16%
Combustible Ligero	6.5%
Combustible total	32.5%
Queroseno	20%
Combustible Diesel	11%
Aceites lubricantes	16.5%
Residuo	18%
Pérdida	2%

El promedio de degradación de los hidrocarburos es determinado por la complejidad de sus moléculas. Compuestos lineales de hasta 30 átomos de carbono en la cadena (C30), por ejemplo, pueden desaparecer en un mes, mientras otros de mayor longitud, como C37, necesitan por lo menos 200 días. En efecto, la totalidad de las fracciones en el petróleo puede persistir por unos 4 años o más, conforme a las temperaturas reinantes en la porción norte del planeta (Gudin, 1978).

La relación de carbono a nitrógeno en los compuestos derivados o destilados del petróleo, C/N, tiende a favorecer al carbono en suelos contaminados con petróleo. Éste promueve una intensa actividad metabólica de todos los microorganismos no inhibidos directamente por el petróleo. La severidad del daño causado a la vegetación, por la ruptura de las largas cadenas de los hidrocarburos y por la movilización de todo el nitrógeno presente, aumenta, mientras que la cantidad de nitrógeno disponible disminuye. Únicamente las plantas fijadoras de nitrógeno pueden sobrevivir en estas condiciones. El resultado es una selección natural, *de facto*, de especies de mayor tolerancia al petróleo (Antoniewski and Schaefer, 1972). La degradación por oxidación también cambia la composición de la población bacteriana de los suelos, de tal manera que las especies aeróbicas celulosolíticas y proteolíticas decrecen, mientras que las especies fijadoras de nitrógeno aumentan (Anderson *et al.*, 1993).

Efectos similares, nominalmente descritos como de una reducción drástica en la biomasa ectomicorrizal, junto con su potencial de infección, han sido notados en la microflora aeróbica de la tundra ártica (Miller *et al.* 1978), mientras que algunos hongos parecen ser casi totalmente resistentes al gas-oil. La especie *trichoderma Harzianum*, en realidad, se beneficia con su presencia (Gudin and Charter, 1977).

Para el caso del derrame de petróleo en Trecate, se debió estudiar el efecto inmediato y sus consecuencias sobre las poblaciones de hongos en los suelos. Para ello se hicieron pruebas de crecimiento de cultivos puros de hongos ectomicorrizales *in vitro* y biopruebas en suelos contaminados, esto último para evaluar el efecto del petróleo sobre la germinación de semillas de diferentes tipos de árboles típicos de la zona afectada (Nicolotti and Egli, 1998). Las pruebas requirieron de muestras de suelo de la región que luego en el laboratorio fueron contaminadas con diversa cantidades de petróleo de las mismas características del que participó en el derrame. En los experimentos debieron manejarse diversos grados de contaminación para semejar las condiciones reales en el campo (0.1, 1, 5, 10, 20 y 50 g kg⁻¹), valores frente a los cuales pudieron ser cuantitativamente evaluados los resultados de las pruebas.

Los resultados de laboratorio fueron altamente significativos. En las pruebas de crecimiento se notaron tres tipos de respuestas: (1) el crecimiento de *A. pantherina*, *T. vaccinum* y *P. tinctorius* fue reducido al

aumentar las concentraciones de petróleo crudo, siendo letal para *A. pantherina* y *T. vaccinum* la concentración de 50 g kg⁻¹; el crecimiento de las especies *L. bicolor*, *L. amethystea* y *L. laccata* aumentó con la concentración de petróleo entre 1 y 20 g kg⁻¹ y luego disminuyó ligeramente para 50 g kg⁻¹; (3) el crecimiento de las otras cuatro especies (*A. bissoides*, *A. mellea*, *C. geophilum* y *H. crustuliniforme*) no fue afectado e incluso ellas no manifestaron respuesta alguna a la presencia de petróleo en su medio.

Las biopruebas con suelos contaminados se enfocaron al estudio de la germinación de semillas de álamo (*Populus nigra*) y del crecimiento de la yerbita noruega (*Picea abies*). Los resultados indicaron que los porcentajes de germinación de las semillas de álamo fueron muy bajos. Las longitudes de las plantitas germinadas fueron severamente afectadas aun a concentraciones de petróleo tan bajas como 5 g kg⁻¹, mientras que el crecimiento de esos germinados fue grandemente reducido, en general, a concentraciones mayores de 10 g kg⁻¹. Acerca de la segunda bioprueba, la proporción de germinaciones de las semillas de la yerbita noruega solo se vio reducida cuando la concentración de petróleo alcanzó el nivel de 50 g kg⁻¹, notándose además que el crecimiento de los germinados no fue afectado por la concentración de petróleo presente en el suelo de las pruebas.

Los párrafos anteriores han servido para describir brevemente las complejidades inherentes a un caso de estudio acerca de los efectos del petróleo crudo en la población de microorganismos que se encuentran en los

suelos. Cabe destacar que las poblaciones en ese tipo de ambientes se hallan limitadas comúnmente a espesores de solo algunos 10 hasta 30 cm, profundidades de suelo a las que penetra suficiente aire, agua y los nutrientes arrastrados por infiltración desde la superficie. No obstante, dependiendo de la estructura de los suelos y de las rocas subyacentes, es posible que el petróleo o sus derivados puedan infiltrarse aún a profundidades mayores alcanzando a invadir la zona saturada del subsuelo, contaminando al acuífero subterráneo.

1.2 Efectos del derrame de petróleo sobre un río y sus poblaciones de macroinvertebrados

La severidad de los efectos de los derrames de petróleo sobre los organismos de agua dulce puede depender de la cantidad y características químicas del petróleo derramado, de la estación del año y de las condiciones hidrológicas del cuerpo de agua receptor. Vale la pena remarcar que los derrames de petróleo sobre cuerpos de agua dulce han recibido muy poca atención en los USA y en el mundo, en comparación con las descargas de petróleo en el medio ambiente marino, no obstante que esos derrames son una de las causas principales de la mortandad de peces que se reportan en Missouri (Crunkilton, 1984) y en otras partes del mundo (Green and Trett, 1989). Las comunidades acuáticas de los macroinvertebrados pudieran ser de utilidad en proporcionar mayor información sobre los efectos y recuperación de un arroyo o río que ha recibido derrames de crudo y

productos refinados de petróleo. Se han reportado una amplia variedad de las respuestas mostradas por las comunidades bénticas de macroinvertebrados frente a las descargas de petróleo, incluyéndose su rápida recuperación (Guiney *et al.*, 1987), efectos mínimos sobre ellas (Masnik *et al.*, 1976), reducción en sus números totales (Nauman and Kernodle, 1975), su eliminación (McCauley, 1966; Meynell, 1973) y hasta se extensa recuperación (Harrel, 1985; Crunkilton and Duchrow, 1990; Poulton *et al.*, 1997).

El uso extenso y la continua transportación de productos del petróleo seguramente incidirán sobre la potencialidad de grandes derrames de crudo y de sus derivados. Puede esperarse con seguridad de que habrá más casos en que cuerpos de agua dulce resultarán afectados por los compuestos contenidos en el petróleo (Cairns and Buikema, 1984); Muller, 1987; Vandermeullen and Hrudley, 1987; Green and Trett, 1989).

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La ruptura del oleoducto cercano a Ethel, Missouri, el 5 de noviembre de 1990, causó que se derramaran aproximadamente 415 000 litros de petróleo crudo ligero hacia dentro de un pequeño tributario, creando una marea negra de aceite a lo largo de 90 km del bajo Río Chariton (Poulton *et al.*, 1998). Las operaciones de limpieza se alargaron por 3 o 4 semanas e incluyó el uso de dispositivos absorbentes y largos diques. Fueron construidos paquetes uniformes de desechos naturales procedentes de hojas de plantas y árboles como medio o substrato de colonización, con el fin de determinar los efectos

del derrame de petróleo sobre el Río Chariton; particularmente, su incidencia sobre la comunidad de invertebrados bénticos. Enseguida se describen los efectos que tuvo el derrame de petróleo sobre residentes invertebrados (bénticos) en el Río Chariton, junto con la recuperación de organismos bénticos un año después del derrame, basado en la colonización hecha en el substrato de hojas.

Los resultados de este caso de estudio mostraron que los sedimentos recolectados seis semanas después del derrame, aproximadamente a 40 km del lugar del accidente, mostraron toxicidad, a la Efemeróptera mayfly (*Hexagenia bilineata*) en pruebas de laboratorio. Esos sedimentos contenían $1905 \mu\text{g g}^{-1}$ de residuo de petróleo que conservaba su toxicidad a pesar de todas las labores de limpieza y de la exposición al ambiente que debió ocurrir sobre el crudo a lo largo de seis semanas. Existen resultados de otros estudios, que indican que los derrames de petróleo crudo producen una toxicidad inmediata menor que la que se suscita en los derrames de productos refinados de petróleo (Moore and Dwyer, 1974); sin embargo el daño físico es mayor y éste se presenta en la forma de recubrimiento del substrato después de que ha ocurrido la exposición del petróleo al ambiente ha ocurrido (Rosenberg and Weins, 1976).

Inmediatamente después del derrame se observó una amplia mortandad de moradores invertebrados de la zona del desastre. Entre ellos se cuentan

Hemípteros y Coleópteros, pero no se observó lo mismo en los moradores invertebrados de los paquetes de hojas de retención de la mancha de petróleo, pudiéndose sí ver manchas de aceite en las hojas del substrato y hasta en la piel de las lombrices observadas. Al respecto, se sabe que el petróleo puede ocasionar anomalías en las agallas=gills de las ninfas de Plecóptera y larvas de Tricóptera (Simpson, 1980). Las observaciones acerca de la alta sensibilidad al petróleo de las tres especies mencionadas se halla de acuerdo con reportes de otros investigadores (Snow and Rosenberg, 1975). Reconocimientos y censos de campo efectuados inmediatamente después del derrame, de petróleo mostraron una gran diferencia en la densidad de población de invertebrados, aguas abajo, del derrame con respecto a la porción aguas arriba, indicativo de que la menor densidad de pobladores invertebrados aguas abajo podía sin lugar a dudas ser atribuida al efecto negativo del petróleo en el medio. Un año después del derrame, la diferencia en densidad de población ya no era tan importante, razón por la que puede concluirse que tuvo lugar, al menos, una recuperación parcial de manera natural (Poulton *et al.*, 1998).

1.3 Absorción y vías de migración de los hidrocarburos poliaromáticos en el caso de derrames de petróleo sobre suelos: Una explicación a la contaminación de acuíferos subterráneos.

Las dos secciones anteriores han servido para describir sendos casos de estudio acerca de los efectos de la contaminación por petróleo crudo en ambientes diferentes (suelos y agua dulce) y sobre diversos tipos de organismos (hongos y semillas frente a macroinvertebrados). En esos dos casos no se abordó el tema de identificar los compuestos del petróleo que fueron responsables de los efectos adversos al crecimiento y la vida de los organismos, mucho menos se tocó el problema de explicar cómo puede el petróleo ocupar espacios en un medio como el acuático, en donde no es soluble.

En esta sección se abordan estos dos temas, junto con su posible extensión, a fin de explicar el mecanismo de transferencia que permite a diversos compuestos del petróleo llegar hasta el acuífero subterráneo. Los temas se abordarán en el siguiente orden; primero definir el grupo de compuestos de alta toxicidad contenidos en el petróleo, enseguida se hace una descripción de los equilibrios químicos en los que participan los compuestos, repartiéndose entre al menos dos fases, una orgánica y una acuosa, para finalizar con la aportación de ideas acerca del mecanismo mediante el cual esos compuestos pueden ocupar espacios en medios húmedos y hasta acuáticos, pudiendo alcanzar con ello al nivel hidrostático en el subsuelo.

La presencia de hidrocarburos aromáticos polinucleares (PAH; Polynuclear Aromatic Hydrocarbons), en sitios contaminados con hidrocarburos, sirve a menudo como guía en el proceso que habrá de seguirse en la evaluación de riesgo y para la remediación del sitio contaminado, ya que estos compuestos son persistentes en el medio ambiente; también por el hecho bien documentado de que exhiben efectos cancerígenos de mutación y altamente tóxicos y, finalmente, por razones de que ya han sido desarrollados criterios para su evaluación estricta y su control (Hrudey and Pollard, 1993). Los PAH están bien identificados como constituyentes de aceites de hidrocarburos y entre ellos se encuentran el naftaleno, el fenantreno, el antraceno, el pireno y otros quince, o incluso muchos más, compuestos de presencia importante en el petróleo crudo.

Debido a que los PAH son no-polares e hidrofóbicos, persisten principalmente en la fase del aceite residual, en los sitios contaminados; aunque podrían emigrar también hacia otras fases orgánicas, tales como la materia orgánica de los suelos (SOM; Soil Organic Matter).

Es fundamental alcanzar un entendimiento claro acerca del comportamiento y la distribución de los componentes peligrosos dentro de la matriz aceite – tierra – agua en sitios contaminados con petróleo, a fin de poder hacer una correcta evaluación de la exposición y riesgo potencial para los seres humanos, los animales y la flora. El entendimiento es importante

también para predecir la permanencia y alcance de los contaminantes en el aire y el suelo, ayudando a predecir las condiciones de las aguas subterráneas. Quizás el aspecto más importante de la comprensión plena de estos tópicos se halla en que permitirá seleccionar estrategias de remediación más adecuadas y eficientes para cada contingencia que se presente (Sims, 1990; Pallord *et al.*, 1992).

La distribución individual de los PAH entre las fases aceite, tierra y agua puede ser predichas o estimadas, extendiendo el desarrollo de los modelos isotérmicos para sistemas bifásicos ahora al sistema trifásico aceite – tierra – agua encontrado comúnmente en sitios contaminados con petróleo ("fase" es toda porción en un sistema heterogéneo que puede ser físicamente distinguida y mecánicamente separada). Las concentraciones relativas de PAH entre cada una de las tres distintas fases proveen una medida explícita de qué tan propenso es el PAH para existir en cada fase, además de que provee información integrada para predecir el tratamiento potencial, la rapidez de migración de la contaminación, el monto de ingestión o asimilación biológica y el riesgo y magnitud de exposición a los humanos. Existen trabajos de investigación bien documentados en los que se examina la división química del PAH en un sistema multifásico en el medio ambiente de suelos, utilizando auténticos suelos contaminados, como por ejemplo el caso de unas muestras obtenidas en Alberta, Canadá, que fue reportado por Zemanek *et al.* (1997).

A manera de breve introducción, para algunos de los conceptos teóricos de Físicoquímica, se sabe que la proporción de las concentraciones de un soluto repartido entre dos solventes (o en nuestro caso dos fases) inmiscibles, en equilibrio, bajo las mismas condiciones de estado, es constante e independiente de los volúmenes de ambas fases.

El concepto anterior se conoce como la ley de distribución de Nernst si las fases son dos líquidos en contacto con un soluto en común, mientras que para el caso de una fase gaseosa (o vapor) en contacto con una líquida, se conoce mejor como la ley de Henry (o de Raoult, alternativamente). Todas ellas describen una relación simple y lineal que existe para la distribución de pequeñas cantidades de soluto entre dos fases inmiscibles o distinguibles físicamente una de la otra, como el aceite y el agua. En general, para un sistema en equilibrio

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$K = \frac{C_1}{C_2}$$

En donde K es el coeficiente de distribución y C_1 y C_2 son las concentraciones de las soluciones o fases en equilibrio. Para el medio ambiente de un suelo contaminado por petróleo, o petróleo y SOM, ambos pueden actuar como fases orgánicas en un modelo de distribución de solventes inmiscibles frente al agua. (Hamaker *et al.*, 1972; Chiou *et al.*, 1979; Karickhoff *et al.*, 1979; Means *et al.*, 1979).

La distribución suelo/agua para componentes hidrofóbicos, incluyendo a los PAH, es lineal dentro de un amplio intervalo de valores de concentración. El comportamiento es descrito por el coeficiente de distribución:

$$K_p = \frac{X}{C},$$

en donde K_p es el coeficiente de distribución suelo/agua; X es la concentración del adsorbato ligado al sedimento, al equilibrio, mientras C es la concentración de ese adsorbato en la fase acuosa. Desviaciones con respecto a la linealidad isotérmica ocurren típicamente cuando las concentraciones en la fase acuosa se aproximan a un 60 a 70% de la solubilidad a saturación. Los valores de K_p pueden relacionarse al contenido de carbono en la materia orgánica del suelo y luego ser estandarizados para una fracción dada de suelo utilizando la relación:

$$K_{oc} = \frac{K_p}{f_{oc}}$$

en donde K_{oc} es el coeficiente de la distribución carbono orgánico- agua y f_{oc} es la fracción de carbono orgánico en el suelo. La cantidad K_{oc} es considerada una propiedad única del compuesto que es absorbido, implicando que la absorción de los PAH es relativamente independiente a

otras propiedades de absorción relacionadas con el suelo, tal como la capacidad de intercambio iónico, pH y la mineralogía de la arcilla. Todo parece indicar que la naturaleza química de las SOM ejerce algún grado de control para ligar a los compuestos PAH. La materia orgánica asociada con fracciones de suelo de mayor tamaño de partícula es significativamente menos efectiva como sorbente en comparación con la materia orgánica asociada a partículas de tamaño pequeño, lo cual sugiere que existe una afinidad más fuerte de los compuestos orgánicos hacia la materia orgánica en sus etapas finales de descomposición (Karickhoff *et al.*, 1979; Evans *et al.*, 1990).

Con respecto a la distribución de la fase "petróleo", existe una situación análoga. El petróleo libre o suelto y una cantidad presente como "concentración de la saturación residual" en la zona no saturada del suelo pueden, ambas, ser tratadas como un medio de distribución homogéneo o, también, como una mezcla de co-solventes. La distribución de los PAH en la fase acuosa del suelo será influenciada por la complejidad de la fase "petróleo", sus diferentes solubilidades según sea su composición y el grado de temperización o degradación que haya alcanzado en el tiempo. Cerca de un derrame de petróleo o de un relleno sanitario, es probable que el agua de los poros del suelo sea una mezcla o emulsión de agua y varios co-solventes orgánicos (Rao *et al.*, 1985; Rao, 1990). Peor aun, Fu and Luthy (1986a,b) demostraron que el aumento en el volumen de un co-solvente miscible en

agua produce un aumento semi-logarítmico en la solubilidad de los PAH y una disminución en su retención por el suelo.

El movimiento del petróleo en el suelo, y su subsecuente atrapamiento en la matriz del suelo, crea una fase orgánica residual desde la cual los PAH pueden distribuirse potencialmente hacia la SOM fija o hacia la fase acuosa. La SOM, ha sido demostrado, actúa como un medio importante reteniendo a absorbiendo los PAH, pero por su naturaleza muy hidrofóbica y por ser la fuente natural de PAH en el suelo, la fase del petróleo residual actúa mejor como el receptor principal para los PAH. En relación con esto último, Sun and Boyd (1991) han sugerido que existe un umbral en el cual el petróleo contenido en el suelo alcanza un nivel crítico y forma una fase discreta absorbida que funciona altamente efectiva para remover compuestos hidrofóbicos contenidos en la fase acuosa. Estos investigadores determinaron que una concentración de 0.1% w/w petróleo (1000mg kg⁻¹ de suelo) es suficiente para que la fase del petróleo pueda funcionar como una fase de distribución distinta, separada de la SOM. En su forma más simple, puede presentarse una relación basada en la teoría de la partición (distribución) y en donde las concentraciones de los PAH en las fases "petróleo" y SOM son expresadas como:

$$\frac{M_{po}}{V_o} = K \frac{M_{ps}}{M_s}$$

en donde M_{po} / V_o es la concentración de los PAH en la fase líquida orgánica ($\mu\text{g ml}^{-1}$); M_{ps}/M_s es la concentración de los PAH en la fase sólida del suelo ($\mu\text{g g}^{-1}$); M_{po} , es la masa de los PAH absorbidas en la fase líquida orgánica (μg); V_o es el volumen de la fase orgánica líquida (mL); M_{ps} es la masa de los PAH absorbidos por el suelo (μg); M_s es la masa de suelo (g); y K es el coeficiente de distribución entre las fases líquida orgánica/suelo (g mL^{-1}).

Reorganizando:

$$M_{po} = KM_{ps} \frac{V_o}{M_s}$$

Para los propósitos de que todo lo anterior pueda servir para entender los mecanismos mediante los cuales el petróleo (o mejor aun, los componentes PAH contenidos en él) se absorbe en el suelo después de un derrame, cómo se transfiere por contacto al agua de la zona insaturada y luego de qué manera logra alcanzar al agua subterránea, la ecuación anterior es más apropiadamente escrita en la forma en la que la fracción masa de los PAH en la fase del petróleo pueda ser vista como una relación entre el volumen de petróleo y la fracción masa de PAH absorbidos en el suelo:

$$\frac{M_{po}}{M_t} = K \frac{M_{ps}}{M_t} * \frac{V_o}{M_s}$$

Donde M_t es la masa total de PAH en el sistema (μg).

La evaluación de estas relaciones, y sus parámetros, a partir de estudios y mediciones en sitios auténticamente contaminados, produce importante información acerca de la dirección que sigue la distribución o partición de componentes del petróleo en un sistema de medios múltiples.

Zemanek *et al.*, (1997), reportaron los resultados de sus mediciones hechas en 5 sitios, contaminados por petróleo o creosota en Alberta, Canadá. La tabla 1.3 muestra las concentraciones de 15 diferentes compuestos PAH contenidos en muestras provenientes de los cinco sitios contaminados. Para medir esas concentraciones fue necesario primero extraer el petróleo desde las diferentes fases de cada uno de los suelos contaminados, para lo cual utilizaron un solvente no-polar, diclorometano, siguiendo luego con el análisis del extracto mediante cromatografía de gases acoplada a un espectrómetro de masas (GC/MS). Nótese que en muestras individuales el contenido de petróleo se ubica en el intervalo de valores de 2 a 6% w/w. La tabla 1.2 muestra también los parámetros de los suelos. Las muestras CSS-1 y CSS-2, en el sitio 2, representan los sitios hot spots pues la contaminación es la más severa con los mayores valores de concentración de los compuestos PAH.

TABLA 1.2 Concentraciones típicas de hidrocarburos aromáticos policíclicos y parámetros de petróleo en tierra, creosote, y contaminación de tierras desde los cinco sitios de Alberta, Canada.

Compuestos PAH	Ubicación del sitio contaminado						
	Sitio 1	Sitio 2	Sitio 3	Sitio 4	Sitio 5		
		CSS-1	CSS-2	CSS-3	Concentración PAH ($\mu\text{g g}^{-1}$)		
Naphthalene	0.1	24.1	18.8	2.5	0.1	0.2	4.0
Acanaphthylene	N.D.	8.2	12.0	0.2	N.D.	N.D.	N.D.
Acanaphthene	N.D.	644.5	434.3	0.7	0.1	0.2	1.4
Fluorene	N.D.	344.6	445.6	0.4	N.D.	0.6	10.1
Phenanthrene	0.4	393.7	873.2	7.7	0.2	4.6	84.4
Anthracene	0.1	735.9	633.3	2.3	0.1	0.8	11.1
Fluoranthene	0.4	1363.7	967.8	59.6	0.1	0.6	9.9
Pyrene	9.6	1088.1	845.2	55.4	0.1	4.0	40.4
Benz(a)anthracene	1.3	176.5	136.2	10.9	N.D.	N.D.	12.5
Chrysene	3.5	251.0	181.6	28.6	0.2	4.5	25.9
Benzo(b+k)fluoranthene	1.3	225.4	177.9	29.6	0.1	0.5	7.1
Benzo(a)pyrene	2.1	96.0	63.7	8.7	0.1	1.0	9.8
Indeno(1,2,3-cd)pyrene	0.6	38.3	23.3	8.0	0.3	0.7	4.2
Dibenz(a,h)anthracene	0.4	6.6	5.1	2.8	0.2	0.6	4.3
Benzo(ghi)perylene	1.8	41.0	27.1	12.7	0.3	2.1	11.4
Parámetros de contaminación en tierra							
Contenido de Petróleo (% w/w)	2.4	5.7	3.9	3.3	4.1	5.8	5.4
Contenido de agua							
Natural (% w/w)	2.6	14.2	10.8	1.3	4.8	2.0	4.2
Capacidad de Campo (%)	----	40.1	37.8	---	---	---	---
Arena (% w/w)	18	51	42	84	38	60	67
Sedimento (% w/w)	40	24	27	11	43	32	30
Arcilla (% w/w)	42	25	31	5	18	8	4
Carbón Orgánico							
Total (% w/w)	1.8	41.0	27.1	12.7	0.3	2.1	11.4
	4.5 ^a	10.5 ^a	6.4 ^a	6.2 ^a	2.6 ^a	7.2 ^a	19.4 ^a
	1.6 ^c	4.2 ^b	2.8 ^b		2.3 ^c	0.9 ^c	3.0 ^c
		2.0 ^c	2.0 ^c				
pH	7.9	7.6	7.4	7.6	7.7	5.6	6.3

N.D: No detectado (limite de detección $0.05\mu\text{g g}^{-1}$)

^aCarbón orgánico total de la tierra incluyendo contaminación por petróleo*

^bCarbón orgánico total de la tierra incluyendo contaminación por petróleo*(i.e, medidos en petróleo extraído.

^cCarbón orgánico total de sitios no contaminados similares*

Todos los pesos y concentraciones son basadas en el peso de la tierra seca

Los resultados de este estudio permitieron descubrir que los compuestos PAH tienden a permanecer en la fase del petróleo, en la cual exhiben valores individuales entre 84 y 95% w/w del total de su masa presente en el sistema global (petróleo – suelo – agua), con excepción del naftaleno que con solo 70% w/w muestra ser el más soluble en la fase acuosa.

La TABLA 1.3 muestra las concentraciones de los 15 compuestos PAH en el solvente diclorometano utilizado para las extracciones, por lotes o cargas, para tiempos de equilibrio variables.

Tabla 1.3 Tiempos experimentales de equilibrio para el sistema solvente-suelo contaminado con petróleo.

Compuesto PAH	Tiempo de equilibrio (horas)			
	12	24	48	72
	Concentraciones en la fase del solvente (diclorometano) en $\mu\text{g g}^{-1}$			
Naftaleno	14.4	15.3	20.5	20.7
Acenaftileno	12.1	11.7	11.8	11.2
Acenafteno	619.6	641.2	627.5	629.0
Fluoreno	349.3	377.1	375.1	411.0
Fenantreno	591.9	605.7	589.9	633.8
Antraceno	630.7	548.7	565.4	711.0
Fluoranteno	1613.3	1680.1	1617.6	1615.3
Pireno	803.2	796.3	811.1	754.7
Benzantraceno	176.8	186.8	181.4	184.7
Criseno	203.4	207.3	201.4	207.6
Benzofluoranteno	136.3	131.7	130.5	129.5
Benzopireno	69.9	66.6	64.2	67.3
Indenopireno	32.7	28.0	27.0	26.2
Dibenzoantraceno	11.6	15.1	17.5	91.7
Benzopireno	46.1	35.0	31.8	32.4

Es posible concluir que los compuestos PAH asociados a un derrame de petróleo crudo causante de contaminación de suelos, se encontrarán

predominantemente presentes en la fase petróleo, con muy pequeñas cantidades asociadas a la materia orgánica y al agua de los poros del suelo.

Todo parece indicar, particularmente por lo dicho en el párrafo anterior, que el enfoque de la remediación, en caso de intentarse, deberá hacerse sobre la fase del petróleo residual si se busca la remoción de la mayor cantidad posible de los compuestos PAH presentes en un sitio contaminado.

1.4 La degradación natural, como vía para la remediación de un acuífero subterráneo contaminado con hidrocarburos

Cada año, unos 3,636,500 m³ de hidrocarburos se venden en los USA (American Petroleum Institute, 1995). Durante la manufactura, transportación, almacenamiento, uso y disposición de esta enorme cantidad de producto, son inevitables algunas liberaciones hacia el medio ambiente. Es ampliamente reconocido que el benceno, tolueno, etilbenceno y los isómeros de xileno, conocidos colectivamente por las siglas BTEX, representan el más alto riesgo a los ambientes biofísicos receptores cuando ocurre un derrame de petróleo.

La mitigación y/o remediación de hidrocarburos, y de BTEX en particular, es un problema primario confrontado por el medio ambiente industrial. La aplicación de bombeo y tratamiento en proyectos de remediación de acuíferos subterráneos es limitada debido a su alto costo y a la dificultad de

efectivamente alcanzar resultados que cumplan con criterios o metas de limpieza. Otras técnicas, como desorción por exposición al aire, simple decantación mediante sistemas de compuertas y embudos, extracción con vapor y otros más, son excesivamente caros y sus aplicaciones son limitadas. De todas maneras, cuando existe un sitio contaminado y ha sido afectado el acuífero subterráneo, algún procedimiento de remediación debe ser implementado y ejecutado. Una opción alternativa a todos los métodos mencionados, y por cierto además económica, es la remediación intrínseca.

La remediación intrínseca, también conocida como remediación por atenuación natural o remediación pasiva, comprende los procesos que ocurren en forma natural y que pueden ser biológicos (biodegradación aeróbica o anaeróbica), físicos (dispersión, difusión, volatilización, dilución por recarga, etc.) y químicos (sorción seguida de reacciones químicas o abióticas) los que en conjunto reducen la cantidad total de un contaminante presente en el agua subterránea. A continuación se describe cómo la remediación intrínseca es capaz de reducir los efectos de los hidrocarburos libres flotando en el agua subterránea.

1.4.1 Procesos biológicos.

La biodegradación típicamente da cuenta de la mayor parte de la masa removida de hidrocarburos en situaciones de remediación intrínseca. En la biorremediación, tanto aeróbica como anaeróbica, la destrucción ocurre como

resultado de que las bacterias oxidan los materiales reducidos (hidrocarburos) para obtener energía. Los hidrocarburos terminan convertidos en la masa celular de nuevas bacterias y microbios que crecen a costa de ellos, teniéndose también como productos laterales al dióxido de carbono y agua. Se sabe que los microorganismos que degradan hidrocarburos son muy selectivos y cada especie sigue su propia ruta de degradación (Ridgeway *et al.*, 1990; Chaudhry, 1994); sin embargo, no es necesario ni menos vital conocer el mecanismo preciso, mientras ocurra lo más importante: la biorremediación. Adicionalmente, el involucramiento microbiano puede ser reducido al papel de un catalizador (como medio para proveer la energía de activación). Reconociendo esto, la biodegradación puede ser simplificada a una mera reacción química.

La biodegradación aeróbica de hidrocarburos en general, y todos los compuestos BTEX, en particular, es bien comprendida y está ampliamente documentada en la bibliografía. (Chiang *et al.*, 1989; King *et al.*, 1992; Baker y Herson, 1994; Chaudhry, 1994; McAllister *et al.*, 1995). La biodegradación aeróbica se prefiere sobre la anaeróbica por ser la primera más eficiente. Estequiométricamente puede calcularse que se requieren 3.1 mg/L de oxígeno para la biodegradación de 1 mg/L de hidrocarburos. El agua subterránea se halla saturada con 6 a 12 mg/L de oxígeno disuelto (concentración que depende de la temperatura), desde lo cual se calcula que el agua subterránea saturada de oxígeno es capaz de degradar de 2 a 4 mg/L de hidrocarburos. Los cálculos descritos no toman en cuenta el crecimiento celular, por lo que, al considerarlo

,la cantidad de oxígeno requerida se reduce a solo 1.03 mg/L para degradar 1 mg/L de hidrocarburos.

Acerca de la biodegradación anaeróbica, la primera evidencia que hubo de ello, y de los BTEX, se reportó que fue vista en 1934 (Baker y Herson, 1994). Aunque más lenta que la bioremediación aeróbica, la anaeróbica tiene muchas ventajas; no requiere la adición de oxígeno, provee de un mayor número de grupos aceptores de electrones, produce una biomasa mayor, en comparación con el proceso aeróbico y, muy valioso, los microbios son más resistentes (King, *et al.*, 1992). Los microbios anaeróbicos tienden a una alta resistencia al cambio del pH y son resistentes a la alta carga orgánica y a los metales (King *et al.*, 1992). Acerca de los tipos de microorganismos que se encargan de la remediación intrínseca, vale la pena introducir aquí la siguiente información.

Las bacterias y los hongos son abundantes en tierras tanto sanas como contaminadas, y son los miembros de ambos grupos los que contribuyen a la biodegradación de hidrocarburos. Los hongos más abundantes en los medios de interés para degradar la contaminación en suelos son las levaduras (Leahy y Colwell 1990; Bendicevsky *et al.*, 1993) y ellas oxidan los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH) con el auxilio de fuentes alternativas de carbono (Perry, 1979; Cerniglia, 1992; Sack *et al.*, 1997).

Las bacterias capaces de degradar hidrocarburos, así como las levaduras, han sido estudiadas por numerosos autores y ya han sido identificadas

comunidades específicas que son capaces de crecer tomando como alimento a diversos hidrocarburos, incluso sin el auxilio de fuentes alternativas de carbono. Uno de tales casos fue reportado por Romero *et al.* (1998), que se refiere a la degradación de fenantreno con la acción de levaduras *Rhodotorula glutinis* y de bacterias *Pseudomonas aeruginosa*. Las últimas han sido también estudiadas extensamente por Haack *et al.* (1995) y por Johnsen *et al.* (1996).

1.4.2 Procesos Físicos

Los principales mecanismos de atenuación físicos son la dispersión, la difusión, la dilución por recarga y la volatilización. Estos mecanismos atenuantes no resultan en una reducción en el total de la masa contaminante, pero sí en una disminución en la concentración.

1.4.3 Procesos Químicos.

Los principales mecanismos atenuantes químicos son la sorción y las reacciones químicas y abióticas. No existen evidencias de que ocurren: reacciones químicas y abióticas ocurren en aguas subterráneas contaminadas con hidrocarburos (McAllister y Chiang, 1994).

1.4.4 un Caso de estudio: Derrame en la Bahía Goose.

La Bahía Goose está localizada en la península del Labrador, en Canadá, y sirve como base militar, con aeropuerto desde 1942. Localizada en el Subartico, las entregas de combustible son restringidas a una recarga anual o semianual, lo que obliga a que deban tenerse almacenamientos de corto y largo plazo para el manejo de más de 380 millones de litros de combustible por año. Han ocurrido derrames a lo largo de la vida útil de esta base y solo desde 1989 se han efectuado labores de remediación en 18 sitios que presentan plumas de contaminación por hidrocarburos libres.

Hasta la fecha, se han instalado en las inmediaciones de la Bahía Goose más de 1,200 pozos de control y recuperación para investigar las plumas de contaminación asociadas a los derrames y centros de confinamiento que se hallan en el área. Las plumas de contaminación de productos libres (sobrenadantes) alcanzan tamaños desde 10,000 hasta 3,200,000 litros. La mayor de las plumas consiste de combustible diesel del artico y tiene una extensión superficial de 38,500 m² (casi 4 hectáreas). La liberación del contaminante ocurrió en 1962 durante la ruptura de un ducto. El caso de estudio se enfoca a esta pluma y la remediación natural que se sucedió en el acuífero afectado.

1.4.5 Resultados de la remediación intrínseca

La remediación intrínseca es una opción dentro de la administración de riesgo y puede ser aprovechada por los administradores o responsables de la calidad de un cuerpo de agua o de un ambiente natural. Este tipo de remediación puede reducir significativamente el costo de la remediación planeada de sitios contaminados.

Para el caso de estudio de la Bahía Goose se observó que el agua subterránea tiene allí una capacidad de asimilación total de 5.68 mg/L de hidrocarburos, cantidad que podría teóricamente aumentar hasta 24.69 mg/L si el contenido de nitratos en el agua fuese el de saturación. Esa capacidad de asimilación, basada en la concentración de oxígeno disuelto, es comparable a la máxima concentración medida de compuestos BTEX, como se muestra en la tabla 1.4. Resulta lógico que, como la capacidad de asimilación del agua subterránea es mayor que la máxima concentración de BTEX en la pluma, esa pluma de contaminación no mostrará expansión y más bien deberá haber una tendencia a la contracción.

Los microorganismos participantes en una remediación intrínseca son todos aquellos que existen en los suelos y que habitan distribuidos a diferentes profundidades. Ellos participan según su naturaleza, pudiendo ser aeróbicos o anaeróbicos.

Tabla 1.4. Capacidad de asimilación del agua subterránea

Mecanismo de atenuación	capacidad de asimilación de BTEX (mg/L)
Aeróbico	2.62
Denitrificación	0.31
Reducción de iones	0.65
Sulfanogénesis	2.10
Metanogénesis	<u>0.00</u>
Capacidad asimilativa total:	5.68
Máximo observado de BTEX	4.578

Resumiendo: este caso de estudio muestra entonces la factibilidad de la degradación de hidrocarburos mediante la acción de bacterias y hongos. Tal manera de degradación ocurre en forma natural en los sitios de los derrames (remediación pasiva), pero puede acelerarse si se manipulan y fortalecen aquellas comunidades de microorganismos que selectivamente sean más apropiados para degradar los hidrocarburos presentes en un ambiente contaminado por petróleo o sus derivados. La provisión de oxígeno y de fuentes alternativas de carbono puede ser en algunas ocasiones de ayuda para acelerar la remediación del sitio.

1.5 Influencia de la salinidad sobre la biorremediación de suelos contaminados con hidrocarburos

En la sección anterior se ha discutido la biorremediación natural que ocurre en suelos contaminados por hidrocarburos y se han mencionado algunas de las bacterias y levaduras (comunes en los suelos) que se encargan de metabolizar esos contaminantes. No obstante, como organismos vivos que son, se hallan sujetos a las variables que el medio ambiente les presente, como la temperatura, la acidez o alcalinidad, los nutrientes o fuentes de carbono alternativas, la disponibilidad de minerales, la humedad y las salinidad.

El siguiente caso de estudio se enfoca a la evaluación del efecto de la salinidad sobre los organismos encargados de la degradación de suelos contaminados con hidrocarburos.

Cada año, se derraman hidrocarburos del petróleo, en ambientes marinos, en cantidades que oscilan de 1.7 a 8.8 millones de toneladas métricas y se estima que aún cantidades mayores son derramadas sobre la tierra (Bartha, 1986). Los suelos contaminados con petróleo son susceptibles de remediación, porque en los suelos existen en forma natural microorganismos

autóctonos capaces de degradar hidrocarburos del petróleo, como se describió en la sección anterior.

La fracción del total de la población microbiana en los suelos, capaz de degradar hidrocarburos, varía del 0.13 hasta 50% de las bacterias y del 6 hasta el 82% de los hongos (Jones *et al.*, 1970; Pinholt *et al.*, 1979), aunque cabe señalar que la óptima degradación ocurre en aplicaciones de petróleo ,en suelo menor de 10% w/w (Dibble and Bartha, 1979).

Un factor que complica la biorremediación de los derrames de aceite crudo es la salinidad. Las salmueras, que a menudo se obtienen como aguas de yacimiento en muchos campos petroleros, tienen conductividades eléctricas del orden de 200 dS m^{-1} , que representa casi cuatro veces la conductividad del agua de mar (Kinghorn, 1983). Los derrames petroleros cerca de los campos de producción resultan en la contaminación de los suelos con hidrocarburos y con sal. La descomposición microbiana del petróleo en aguas hipersalinas ($50 \text{ a } 440 \text{ dS m}^{-1}$) es muy lenta. En lo que a continuación se presenta se analiza el efecto de NaCl sobre la biodegradación de petróleo en suelos.

1.6 Manifestaciones y seguimiento de una biorremediación

En los suelos no contaminados existen microorganismos capaces de degradar los hidrocarburos. Bajo condiciones aeróbicas, la actividad vital de los microorganismos puede ser evaluada a través de la rapidez con que se

produce el dióxido de carbono liberado desde el suelo. Lógicamente el agregado de algún nutriente al suelo producirá un crecimiento microbiano y un aumento en la rapidez y volumen de CO₂ liberado.

La evaluación del efecto de la salinidad sobre la degradación de hidrocarburos es muy simple y lógica. Considérese el experimento siguiente: a un suelo se le agrega aceite lubricante y en consecuencia aumente la producción de CO₂; es posible estimar la ley o expresión matemática para la rapidez con que se libera el CO₂ y ella es de primer orden con respecto a la concentración de nutriente, es decir, aceite lubricante en el suelo. Si el experimento se repite con diversos suelos puede incluso seleccionarse aquel que contenga las comunidades microbianas "más aptas" para degradar un grupo dado de hidrocarburos.

Como en todo experimento, se manipulan variables y una de ellas puede ser la salinidad. Cuando ello se hizo se notó una reducción en la rapidez de producción de CO₂. Para una reacción de primer orden la ley de rapidez, en su forma integrada, es dada por

$$X = a(1 - e^{-kt}),$$

en donde X es el por ciento de hidrocarburo degradado en un tiempo t, en días, y a es una constante característica de cada muestra de suelo estudiado. La tabla 1.5 muestra los resultados de una investigación hecha

por Rhykerd *et al.* (1995), en donde se comparan dos tipos de suelos, ambos limpios, y luego bajo tres condiciones de salinidad, reportándose los valores de k y de a experimentales.

Tabla 1.5 Parámetros de ajuste de la ecuación de rapidez de la degradación de hidrocarburos en suelos.

Tipo de suelo	Contenido de sal (dS m ⁻¹)	k	a
Westwood	natural	0.0563	13.0
Westwood	40	0.0462	12.4
Westwood	120	0.0362	12.2
Westwood	200	0.0286	12.4
Orelia	natural	0.0171	55.9
Orelia	40	0.0177	50.4
Orelia	120	0.0141	46.9
Orelia	200	0.0157	33.5

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Resumiendo: En dos diferentes suelos estudiados, la adición de aceite lubricante estimuló la producción de CO₂, pero la adición de NaCl tuvo un efecto contrario. La producción de CO₂ puede ser disminuída hasta en un 20% (suelo Orelia) para la mayor concentración de NaCl (200 dS m⁻¹), o en 44% (suelo Westwood), en comparación con las muestras naturales no salinas.

1.7 Posibilidad de la biodegradación de compuestos BTEX en aguas subterráneas

En este último caso de estudio, se enfoca la atención a una situación en que un acuífero subterráneo fue contaminado con compuestos BTEX provenientes de un derrame o infiltración de hidrocarburos. En este caso, se efectuó un procedimiento experimental (Morgan *et al.*, 1993) a fin de intentar la biorremediación aeróbica de las aguas subterráneas. En las secciones anteriores ya han sido mencionados los BTEX como un grupo de compuestos tóxicos y altamente dañinos.

La biorremediación es también conocida como biorrestauración o biotratamiento "*in situ*." Como los compuestos BTEX son ampliamente utilizados en la industria y son comunes en accidentes de derrames y de infiltraciones, estos han sido escogidos como uno de los principales objetivos de estudio de biorremediación de suelos y de aguas subterráneas, buscándose que las condiciones (temperatura, nutrientes, oxigenación, salinidad, etc.) sean lo más fácilmente alcanzables para una degradación rápida (Morgan and Watkinson, 1989).

Como aportación adicional a lo que ha sido presentado en las secciones anteriores, la degradación de BTEX en muestras de agua subterránea con

contenidos de hasta 20 mg/L es posible y rápida en condiciones aeróbicas. Resulta interesante saber que factores, tales como la temperatura de incubación, agregado de nutrientes orgánicos y agregado de fertilizantes inorgánicos, no tuviesen efecto sobre la rapidez y extensión de la degradación. Antes bien, se sabe ahora que la dosificación de oxígeno es el factor de mayor peso, aunque los esfuerzos por incrementar la concentración de este gas, hasta el valor de 200 mg/L, mediante la dosificación de peróxido de hidrógeno, resultaron en la total inhibición de la biodegradación (Morgan *et al.*, 1992).

Las tablas 1.6 y 1.7 muestran, respectivamente, un buen número de trabajos publicados con anterioridad, con relación a la biodegradación de BTEX, o de algunos de los compuestos que quedan comprendidos por estas siglas y las variables consideradas en el trabajo experimental citado. Nótese que existe una gran diversidad de resultados obtenidos tanto en los estudios efectuados en laboratorio o en el campo.

Tabla 1.6 Resumen de documentos claves anteriores relacionados a la biodegradación BTEX en el suelo y en mantos acuíferos.

Referencia	Estudio	Condición	Compuestos	comentarios
<i>Karlson & Frankenberger (1989)</i>	Laboratorio	Aeróbico	BT	biodegradado
<i>Armstrong et al (1991)</i>	Laboratorio	Aeróbico	T	Gasoline-contam. Acuífer Biodegraded in samples from
<i>Wilson et al (1983)</i>	Laboratorio	Aeróbico	T	contam. Acuífer but not clean acuífer Biodegraded
<i>Ridgway et. al. (1990)</i>	Laboratorio	Aeróbico	BTEX	Clean acuífer Widely biodegraded by insulates from gasoline-contam. Acuífer
<i>Harrison & Barker (1987)</i>	Laboratorio	Aeróbico	BTEX	Biodegraded Landfill ground-water
<i>Berwanger & Barker (1988)</i>	Laboratorio	Aeróbico	BTEX	Biodegraded Landfill ground-water
<i>Chiang et. al. (1987),(1989)</i>	Laboratorio Campo	Aeróbico	BTX	Biodegraded Extent correlated to oxygen content
<i>Thomas et. al. (1990)</i>	Laboratorio	Aeróbico	BTE _m XpX oX	Gasoline-contam. Acuífer Biodegraded
<i>Berg et. al. (1990)</i>	Laboratorio	Aeróbico	BTEX	Gasoline-contam. Soil Oxygen essential for biodegradation
<i>Barker et. al. (1987)</i>	Campo	Aeróbico	BTEX	Gasoline-contam. soil Biodegraded
<i>Khuhn et. al. (1985,1988)</i>	Laboratorio	Denitrificación	X	Biodegraded
<i>Zeyer et. al. (1986)</i>	Laboratorio	Denitrificación	T	Biodegraded
<i>Berry-Spark & Barker (1987)</i>	Laboratorio	Denitrificación	TE _m X B	Biodegraded Not biodegraded
<i>Major et. al. (1988)</i>	Laboratorio	Denitrificación	BT _o X _m X	Biodegraded Clean acuífer
<i>Hutchins (1991 a,b)</i>	Laboratorio	Denitrificación	TEX	Biodegraded (oX was co-metabolised)
<i>Hutchins et. al. (1991 a-c)</i>	Campo		B	Not biodegraded Jet fuel-contam. Acuífer
<i>Gersberg et. al. (1991)</i>	Laboratorio	Denitrificación	BTX	Biodegraded Gasoline-contam. acuífer
<i>Battersby & Wilson (1989)</i>	Laboratorio	Metanogénico	B	Not biodegraded Anaerobic sludge
<i>Wilson et. al. (1986)</i>	Laboratorio	Metanogénico	BTE _o X	Biodegraded Very slow, long lag
<i>Vogel & Grbic-Galic, (1986); Grbic-Galic & Vogel (1987)</i>	Laboratorio	Metanogénico	BT	Biodegraded Very slow, long lag Metabolic pathway determined
<i>Beller et. al. (1991)</i>	Laboratorio	Metanogénico	ToX BE _m XpX	Anaerobic sludge Biodegraded Not biodegraded
		Reducción - Ion	T BEX	Gasoline-contam. acuífer Biodegraded Not biodegraded

Tabla 1.7 Tratamientos experimentales de desempeño para estudiar la biodegradación del BTEX en muestras de mantos acuíferos bajo diferentes condiciones ambientales.

Tipo de Tratamiento	Numero de tratamiento	Temperatura de incubación (°C)	Concentración del suplemento final (mg litro ⁻¹)
Natural	1 ^a	15	Ninguna
Aeróbico	2 ^a	25	Ninguna
	3	15	Extracto de levadura, 18
	4	15	NH ₄ NO ₃ , 4.5
	5	15	buffer de fosfato (pH 7), 2.2
	6	15	NH ₄ NO ₃ , 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
	7	15	NH ₄ NO ₃ , 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
	8	15	Urea, 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
Oxigenado (Suplemento de Peróxido)	9a	15	H ₂ O ₂ , 200
	10a	25	H ₂ O ₂ , 200
	11	15	H ₂ O ₂ , 200; extracto de yeso, 18
	12	15	H ₂ O ₂ , 200; NH ₄ NO ₃ , 4.5
	13	15	H ₂ O ₂ , 200; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
	14	15	H ₂ O ₂ , 200; NH ₄ NO ₃ , 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
	15	15	H ₂ O ₂ , 200; NH ₄ NO ₃ , 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
	16	15	H ₂ O ₂ , 200; urea, 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
Desnitrificación Aeróbica	17a	15	100 l redóx poiser + indicador b; KNO ₃ , 267
	18	15	100 l Redóx poiser + indicador; KNO ₃ , 267; NH ₄ NO ₃ , 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2
Aeróbico	19a	15	100 l Redóx poiser + indicador
	20	15	100 l Redóx poiser + indicador; NH ₄ NO ₃ , 4.5; buffer de fosfato (pH 7), 2.2

Finalmente, la figura 1.1 muestra la manera en que el estudio en la superficie de una pluma de contaminación subterránea debe ser estudiada y evaluada. La figura 1.1 muestra la ubicación de los pozos de control o testigos en la manera en que se distribuyeron para los fines de muestreo.

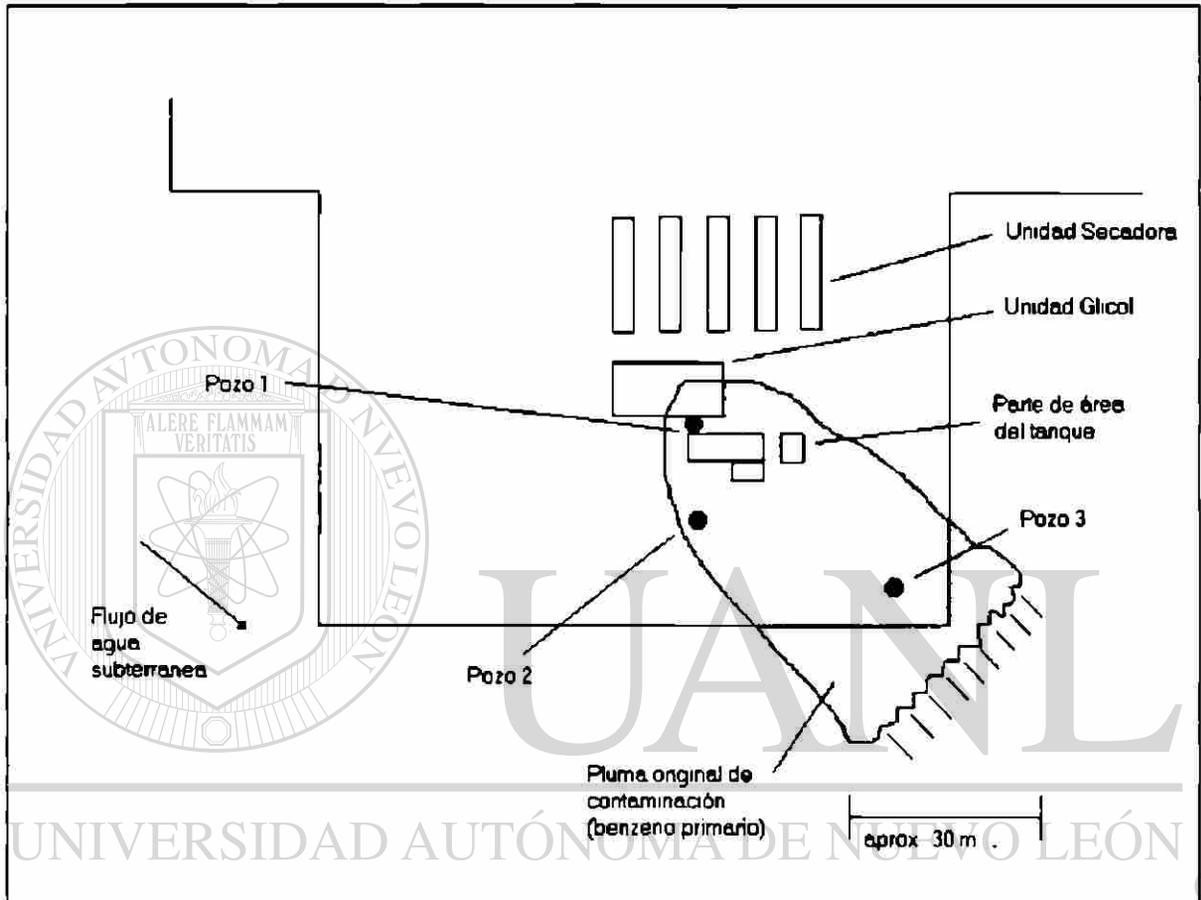


Figura 1.1 Mapa mostrando las posiciones aproximadas de la pluma de BTEX y las muestras de pozo usadas provenientes de los mantos acuíferos.

CAPITULO 2

ANTECEDENTES

La extracción de hidrocarburos en nuestro país es tan añeja como importante para respaldar la economía de México y dar apoyo a la amplia red de servicios que los mexicanos requieren. La actividad alrededor de la industria petrolera comprende desde los procesos propios (exploración, explotación, refinamiento y transformación) de la misma, hasta todos aquellos que en el marco actual encontramos más identificados y en armonía con el medio ambiente.

A lo largo de un prolongado proceso de evaluación, en el que vale la pena señalar que la crítica de la opinión pública tuvo un peso específico importante, muchas de las operaciones que se hacían estaban reñidas con el medio ambiente. Los impactos negativos causados por las actividades petroleras sobre los terrenos agrícolas, ríos, lagos, comunidades, etc., ocasionó que a través de los cuerpos representantes legislativos se iniciara la regularización por normatividad para todas estas actividades.

En 1996 se publicó en el diario oficial la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente. Petróleos Mexicanos (PEMEX),

como industria de gobierno y en acuerdo con la normatividad antes mencionada, se encontró con un sin fin de problemas no considerados antes en sus procesos principales. Entre los mayores puntos de conflicto se encontraron los residuos peligrosos y no peligrosos, la ausencia de confinamientos provisionales para almacenar esos residuos adecuadamente y la total inexistencia de los procesos de tratamiento especial o sitios de confinamiento para la disposición final de esos residuos. La misma situación se presentó con respecto a las descargas de aguas de desecho de los procesos mismos y de las labores de limpieza y mantenimiento general de los equipos.

Ante los problema antes descritos, fue muy importante, en primer lugar, identificar cada una de las fuentes contaminantes, a lo cual siguió la tarea de clasificarlas a fin de determinar lo más conducente con cada una de ellas; su tratamiento, rehúso o disposición final o definitiva.

2.1 Reseña histórica sobre las presas de captación

Un caso de ejemplo acerca de los problemas descritos en los párrafos anteriores es aquél relativo a la subsidiaria PEMEX Exploración y Producción, del Distrito denominado "Reynosa," que comprende los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. La subsidiaria tiene la responsabilidad para la explotación de los yacimientos petroleros y de gas localizados en esa región. En 1991 se formalizaron los compromisos

nacionales e internacionales para la exploración de hidrocarburos en la región conocida como "Cuenca de Burgos"; ya para entonces identificada como productora de gas, la que se encuentra localizada en territorio de los estados de Nuevo León (Municipios de General Bravo y de Dr. Coss) y Tamaulipas (Municipio de Nuevo Laredo).

El petróleo, en los yacimientos, siempre se halla asociado con cantidades variables de gas y de agua, ello como consecuencia del proceso natural de formación, emigración y final acumulación del petróleo en el medio en que queda almacenado. Entre los dos subproductos secundarios mencionados destacan las aguas de yacimiento que, por sus propiedades y concentraciones salinas, pueden alcanzar la categoría de residuos peligrosos. Para el caso del Distrito Reynosa, las cantidades de agua, de yacimiento que se manejan son de aproximadamente 300 a 400 m³ diarios, siendo la ubicación de los pozos de extracción de hidrocarburos en regiones eminentemente agrícolas y ganadera, razón por lo cual, desde 1991, se implantó un centro de captación e inyección, a fin de tener un mejor control sobre la disposición y manejo de esas aguas salinas y de otras provenientes de diversas operaciones.

El mencionado centro de captación e inyección de aguas, mostrado primero en la figura 2.1 se ubicó en el Km 31 de la carretera nacional, tramo

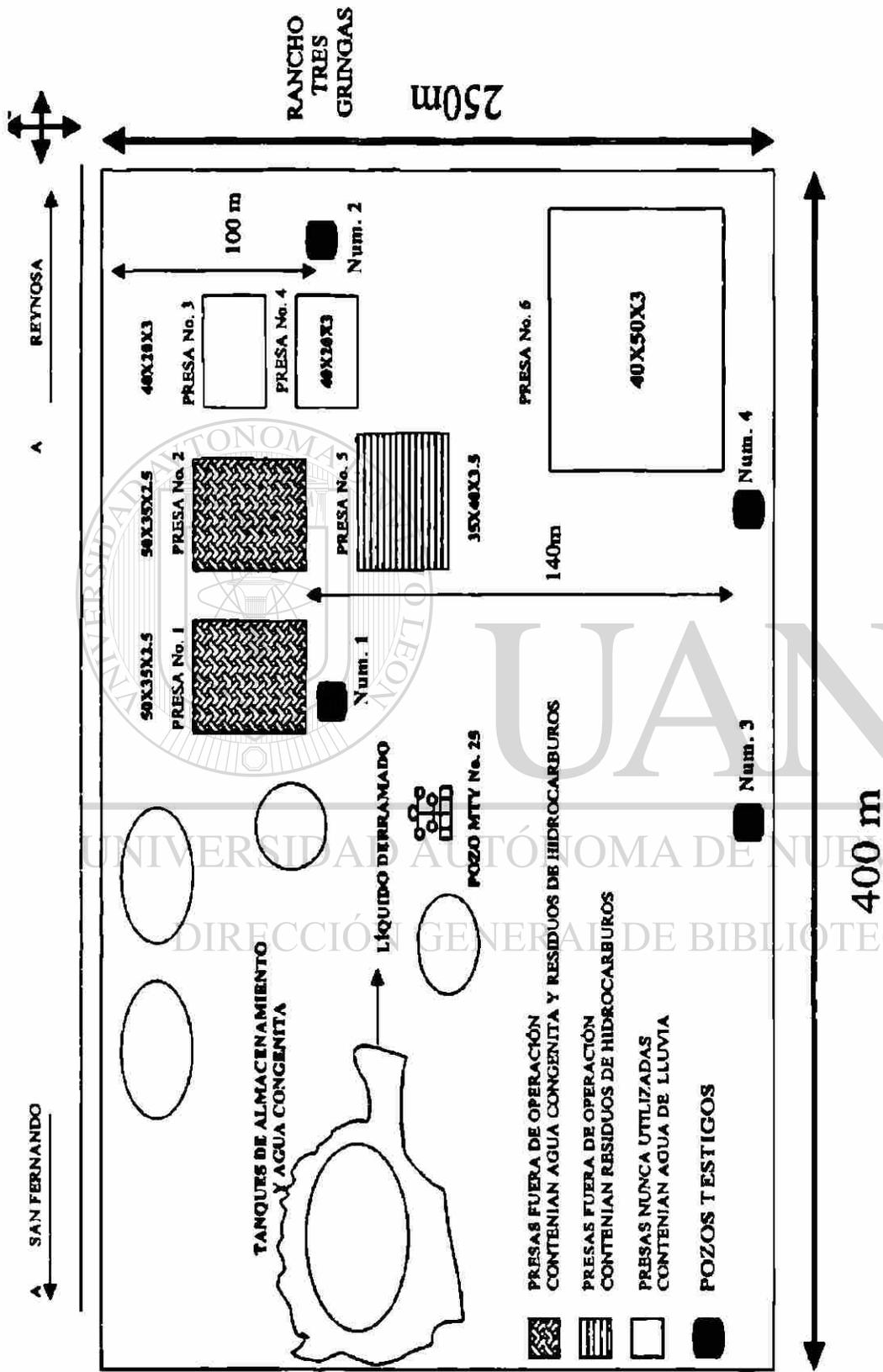


Figura 2.1 Distribución de las presas en el centro de captación y tratamiento de la Bateria Monterrey.

Reynosa – San Fernando, y consistieron en un terreno de aproximadamente 6 hectáreas, con 6 presas cavadas en terracería, con capacidad de unos 10 000 m³. El revestimiento de las presas se hizo con capas de arcillas, que fueron luego compactadas. Estas presas sirvieron para captar las aguas asociadas a los yacimientos, aguas de lavado y de mantenimiento de equipos. También se captaron cantidades variables de aguas que contenían diversos productos para la perforación del petróleo. En el centro de captación existían los equipos y arreglos que permitían la separación de los hidrocarburos presentes en las aguas de desecho, para proceder a su eliminación o recuperación. También se disponía de tanques equipados para los tratamientos de coagulación, floculación y sedimentación, tras lo cual, las aguas eran inyectadas a pozos petroleros agotados, secos y sin producción.

Cómo parte del aumento en la sensibilidad por las cuestiones ecológicas, en los mandos medios y superiores de la industria petrolera, junto con los compromisos de cumplimiento a la normalidad vigente, en octubre de 1991, el personal de la Superintendencia de Exploración de la empresa realizó estudios técnicos sobre las características geológicas del terreno donde se ubicaban las presas de captación, concluyéndose en ese entonces que no existían evidencias sobre posibles infiltraciones de las aguas captadas en las presas hacia el acuífero subterráneo.

Posteriormente, en agosto de 1994, en la verificación del citado estudio, hecho por el mismo personal que antes lo realizó, determinó "que las aguas subterráneas no presentan algún grado de contaminación provocado por infiltraciones laterales o verticales en el subsuelo, además recomienda que los líquidos vertidos en las presas estén exentos de ácidos".

En marzo de 1996, en un nuevo seguimiento hecho al estudio de verificación del estado y funcionamiento de las presas de captación, el personal que realizó el estudio notificó que "en la presa No. 6 (ver figura 2.1) se detectó la presencia de porosidad secundaria (fracturas)" por lo que recomendó "impermeabilizar con materiales adecuados y evitar en el futuro el vertido de líquidos o ácido que pudieran afectarle".

Por lo dicho en el párrafo anterior, las condiciones del centro de captación pasaron a ser consideradas como preocupantes. El uso de captación continua y la falta de recubrimiento al material de sello impermeable en el fondo y paredes de las presas, en combinación con el movimiento continuo de vehículos y substancias en el área, a lo que además se agregan las fugas de hidrocarburos a lo largo de las líneas de conducción de algunos pozos productores y gasoductos aledaños, han venido a ocasionar la presencia de contaminantes en el agua subterránea lo que se ha comprobado a través de estudios de control o "monitoreos" en pozos ubicados estratégicamente en la misma área del centro de captación.

Finalmente, a fines de 1998 y principios de 1999, se procedió a evacuar las presas, tras lo cual se limpió el fondo de cada una de ellas extrayéndose los sedimentos y el recubrimiento, en una operación que incluso removió parte del suelo original pues se levantó material de hasta un metro de profundidad, por debajo del piso inicial de las presas. Todo el material fue llevado a un confinamiento autorizado que se localiza en el Municipio de Mina, N.L., dándose por terminado en forma definitiva el funcionamiento de las presas de captación, tras lo cual se procedió a reacondicionar el terreno.

En la actualidad las presas han sido substituidas por tanques de almacenamiento y desde ellos, mediante el uso de equipo de bombeo, las aguas de yacimiento mezcladas con aguas de desecho son inyectadas a pozos agotados.

2.2 Posibles fuentes de la contaminación y objetivos del estudio

Dada la normatividad en vigor en nuestro país y la creciente preocupación de PEMEX por mejorar sus procesos de control de la contaminación que generan sus actividades en la exploración y extracción de hidrocarburos, se ha programado una serie de estudios y análisis de las instalaciones, con el afán de mejorar las condiciones ambientales, para evitar daños, ya que de no tomarse las medidas adecuadas se reflejarían en problemas a la salud, tanto de los habitantes, como de animales y la vegetación.

Con la construcción de pozos de control en el área de las presas de captación y tratamiento de la batería Monterrey, se detectó que existía la presencia de contaminación en el acuífero subterráneo local, lo que es digno de tomar en cuenta, ya que el cuerpo de agua forma parte del desarrollo agrícola, ganadero y social de área.

La fuente y causa principal de la contaminación del acuífero subterráneo se halla en las aguas de yacimiento, las que están asociadas al gas natural y sus condensados, junto con todas aquellas aguas derivadas de las operaciones de limpieza de equipos mecánicos, el conjunto de las cuales es conducido a las presas de captación para su tratamiento y posterior inyección a pozos agotados o improductivos.

El gas es una mezcla de hidrocarburos ligeros, con compuestos cuyas moléculas tienen menos de cinco átomos de carbono, que puede estar asociado al petróleo o encontrarse sólo en los yacimientos. Los hidrocarburos de mayor valor económico son el metano (gas seco) y, en menor proporción, el etano, el propano y el butano. El gas también contiene generalmente dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y nitrógeno (N_2). La composición del gas varía de un yacimiento a otro. Su importancia comercial estriba en que, aparte de servir como fuente de combustibles, es una materia prima que genera diversos productos, como lo indica la tabla 2.1, aunque deberá tomarse en cuenta que el aprovechamiento del gas requiere

de un requisito previo: -una infraestructura industrial apropiada, pues esto ya se encuentra en el renglón de la petroquímica secundaria.

Tabla 2.1 Componentes principales del gas y condensados que se utilizan como materia prima y los productos de mayor importancia económica que se obtienen de ellos.

MATERIA PRIMA	PRODUCTO INTERMEDIO	PRODUCTO DEFINITIVO
Metano	amoniaco	fertilizante
Condensados	etileno	solventes
Nafta	metano	plásticos
	acetileno	detergentes
		fibras, etc.

Las presas de captación y tratamiento se ubican dentro del Distrito REYNOSA, en el Km. 31 de la carretera Reynosa –San Fernando.

Los procesos o manera específicos en que se ha propiciado la contaminación del acuífero, así como la posterior distribución de los agentes contaminantes, se desconocen en su totalidad. No obstante, se sabe que los condensados de gas son la principal fuente de alteración del cuerpo de agua. Acerca de los probables mecanismos de invasión de los compuestos orgánicos, hasta la zona saturada del subsuelo, en los capítulos correspondientes se abordarán las hipótesis que se hallen acordes con las evidencias de la geología regional y con las operaciones y manejo de las presas de captación.

Los antecedentes de esta investigación se remontan al tiempo en que fueron hechas las primeras reclamaciones de algunos habitantes locales, en 1990, intensificándose desde 1995 hasta la fecha, los que han manifestado que existe contaminación en sus fuentes de abastecimiento de agua de abrevadero. Uno de los objetivos del presente estudio es definir hasta dónde es real esta afirmación.

La infiltración en suelos permeables ha permitido que los derrames en las instalaciones e infiltraciones, desde las presas, hayan migrado al subsuelo. Como no existen registros ni se acostumbraba en épocas anteriores llevar referencias de tales eventos, no es posible determinar sus efectos sin llevar a cabo un estudio en detalle, como el que se describe en los siguientes capítulos.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

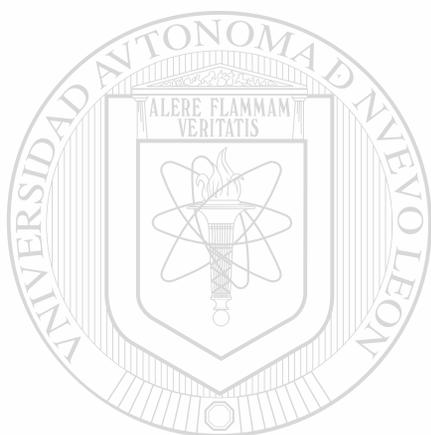
Así, en virtud de los antecedentes ya descritos, el proyecto tiene los objetivos principales siguientes:

1.- Determinar la existencia y concentración de especies contaminantes relacionadas con el manejo y almacenamiento de hidrocarburos, lo que será efectuado mediante análisis químicos y fisicoquímicos.

2.- Identificar las posibles fuentes de contaminación del acuífero subterráneo y su probable ubicación si fuera diferente a las presas de captación.

3.- Explicar el mecanismo de transferencia de los contaminantes desde la superficie hasta la zona saturada del subsuelo con el apoyo de estudios de Geología e Hidrogeología de la región.

4.- Elaborar propuestas de procedimiento para remediar el acuífero afectado.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPÍTULO 3

GEOLOGIA E HIDROGEOLOGIA DE LA REGION NORESTE DE MEXICO

Difícilmente podría abordarse el tema de la contaminación de un acuífero subterráneo sin antes hacer un repaso de los rasgos de carácter geológico que son de importancia para este tema.

El agua en la Tierra representa un sistema dinámico continuo bien descrito por el Ciclo Hidrológico. Es posible ver el agua en los ríos y mares, también es fácil deducir la presencia del agua, como vapor, en la atmósfera gracias a que su condensación produce las nubes que se toman en lluvia pero, sin embargo, hay una componente en el Ciclo Hidrológico que no se halla al alcance de nuestra vista: el agua subterránea.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En el subsuelo el agua se almacena y fluye aprovechando la porosidad del material granular que constituye a las rocas, o también a través de las fracturas o huecos dejados por eventos violentos que involucraron esfuerzos, reacomodos y tensiones durante episodios geológicos de naturaleza tectónica, volcánica o de otro tipo. El agua llega al subsuelo, en su mayor parte, por infiltración desde la superficie de la Tierra.

Resultará entonces muy apropiado entender cómo el medio rocoso permite al agua infiltrarse, almacenarse y fluir en la forma de agua subterránea. Para ello nada mejor que saber cómo y en qué medio se formaron las rocas, la secuencia en que aparecieron, los disturbios que debieron soportar durante los millones de años en que la Geología se explica a sí misma y, finalmente, aprovechar este conocimiento para explicar el caso de estudio de este proyecto.

3.1. GEOLOGÍA

En el NE de México existen tres Provincias Geológicas fácilmente distinguibles: el Altiplano Mexicano, la Sierra Madre Oriental y la Planicie Costera del Golfo de México. La porción Norte de la Sierra Madre Oriental es el resultado de una tectogénesis, dentro de la Placa Norteamericana, sobre un basamento ya consolidado desde el Paleozoico Tardío. La sierra se formó básicamente como resultado de fuerzas de plegamiento que actuaron sobre paquetes de rocas sedimentarias marinas acumuladas en la región desde fines del Jurásico (Padilla y Sánchez, 1982).

Los rasgos geológicos del NE de México fueron delineados por eventos que se desarrollaron a lo largo del Mesozoico y del Cenozoico. Entre ellos sobresalen la subducción de las Placas Farallón, Pacífica y Cocos hacia un margen convergente, al Oeste en el Pacífico Mexicano, y la apertura del

Golfo de México seguida un hundimiento o subsidencia, al Este (Wilson and Pially, 1978).

Posiblemente en la manera más claramente expuesta, Meiburg (1987) dividió el desarrollo del Mesozoico y del Cenozoico para el NE de México en seis etapas:

Primera etapa. Rifting en el Trásico Superior prolongado hasta el Jurásico Inferior, período caracterizado por sedimentación terrestre de lechos rojos (Formación Huizachal), localizados cerca de Galeana Nuevo León, seguida de una moderada actividad volcánica.

Segunda etapa. Transgresión marina a partir del Jurásico Medio Superior, dando lugar a la formación de lagunas extensas de poca profundidad cuya evaporación dio origen a los depósitos de rocas evaporíticas (yesos) de la Formación Minas Viejas. Posteriormente las condiciones fueron de plataforma marina y la sedimentación dio origen a las Formaciones Zuloaga y La Casita (véase la figura 3.1).

Tercera etapa. Subsidencia del NE de México a partir del Cretácico Inferior junto con un cambio del fondeo del mar desde el E al W. Existen facie de plataforma marina y progresivamente se llega a condiciones de aguas profundas.

Cuarta etapa. Basculamiento o fuerte inclinación por hundimiento hacia el Este, a partir del Cretácico Medio continuando hasta el Paleoceno (Terciario Inferior). Las líneas litorales se trasladan de Oeste a Este (véase la figura 3.2).

Figura 3.1 Distribución del noreste de México durante el oxfordiano.

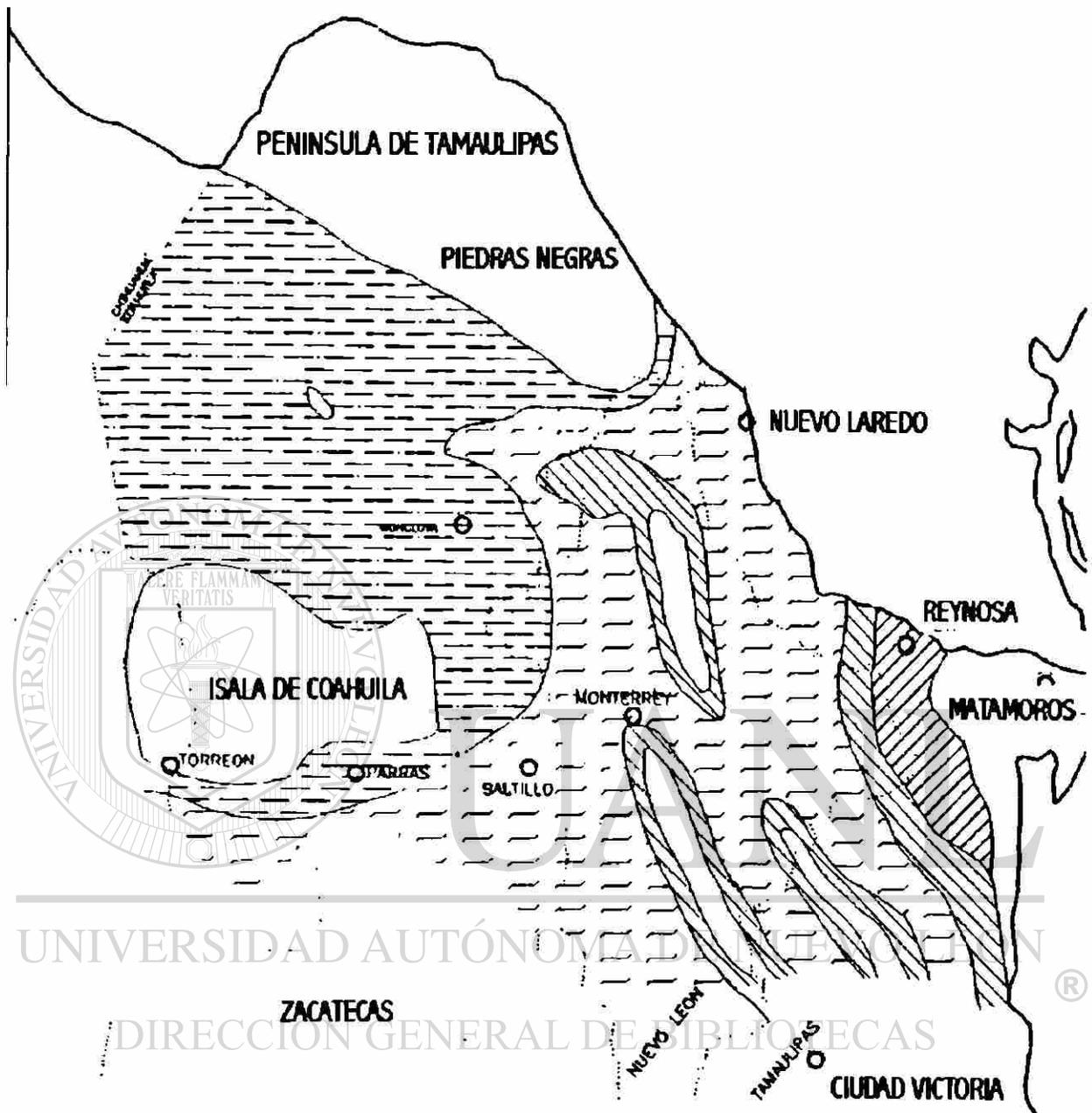
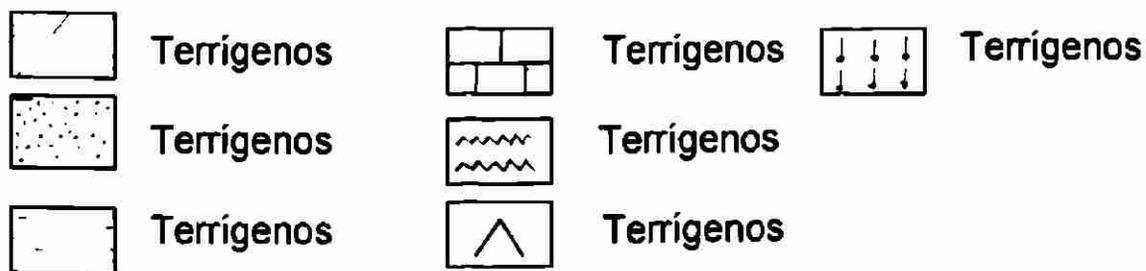
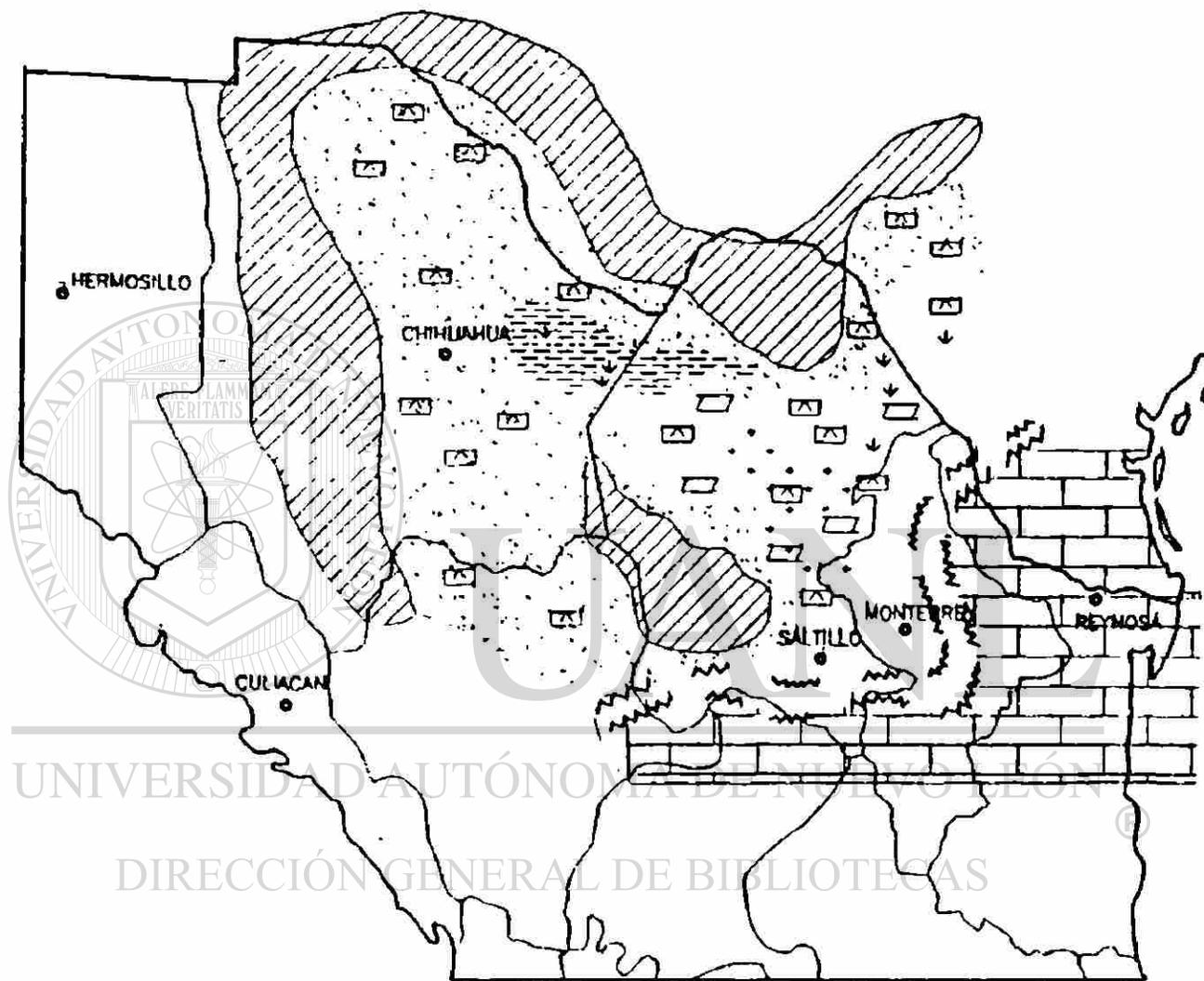


Figura 3.2 Paleogeografía del Neocomiano –aptiano inferior para el norte y noreste de México.



Quinta etapa. Inicio de la divergencia acelerada entre el levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el hundimiento de la Llanura Costera del Golfo durante el Paleoceno Superior y el Eoceno (Terciario Inferior). Valores máximos en los esfuerzos de compresión.

Sexta etapa. Continuación de la divergencia acelerada entre los dos opuestos; levantamiento en el Oeste contra hundimiento en el Este, a partir del Eoceno. Alta descarga sedimentaria durante el Eoceno, Oligoceno y Mioceno provocando espesores mayores de 350 m por cada millón de años en la Cuenca de Burgos. Traslado progresivo de la línea costera del Golfo hasta su posición actual.

Después de la descripción dada arriba sobre el desarrollo Geotectónico del NE de México, ya es posible enfocar mejor a la región y al área específica de estudio de este proyecto.

El área en estudio se localiza dentro de la Región Norte y Noreste de México, según la clasificación del INEGI, sin embargo la Provincia Geológica corresponde a la Noreste según las definiciones petroleras. La subprovincia corresponde a la Cuenca de Burgos, la cual está limitada por otras subprovincias, a saber; la Plataforma Burro-Picachos, la Sierra de Tamaulipas y la Cuenca Tampico-Misantla, como lo muestra la figura 3.3.

Figura 3.3 SUBPROVINCIAS GEOLOGICAS



La Cuenca de Burgos recibe el nombre de Río Grande Embayment en la porción sur del Estado de Texas y constituye geológicamente el extremo sur del geosinclinal Terciario del Golfo de México, el cual alcanza su máxima amplitud en Texas y Louisiana. De hecho, esta cuenca sólo comprende el flanco oeste del geosinclinal, ya que el centro de éste deberá pasar aproximadamente en la costa actual del Golfo de México, cruzando desde el oriente de Matamoros hasta el Oriente de Soto de la Marina.

3.1.1 UBICACION

Los límites geográficos de la Cuenca de Burgos son: por el norte el Río Bravo; al oriente el Golfo de México, al sur y suroeste el río Soto la Marina y el flanco oriental de la Sierra de Cruillas. El límite occidental lo formaría una línea que, partiendo del flanco oriental de la Sierra de Cruillas pasase al oriente de Montemorelos y que de este punto siguiese hacia el norte para pasar al oriente de Nuevo Laredo, Tamaulipas. La línea mencionada de manera tan general representa el contacto Cretácico-Eoceno. La superficie comprendida dentro de tales límites es de aproximadamente 45,000 km².

En esta parte del país predomina la topografía de grandes llanuras, lo que permite que el territorio de la Zona Noreste resulte de fácil acceso para el desarrollo de trabajos geológicos y geofísicos.

3.1.2 GEOLOGÍA HISTÓRICA Y TECTÓNICA

La Cuenca de Burgos, de edad Terciaria, está constituida de un potente espesor de sedimentos que se extienden a lo largo de la planicie costera del Golfo, quedando enmarcada por accidentes tectónicos estrechamente relacionados con la formación de los pliegues de la Sierra Madre Oriental y los levantamientos de las Sierras de San Carlos y de Cruillas y la parte Norte de la Provincia de las Sierras Tamaulipecas.

Hacia fines del período Cretácico y principios del Terciario la orogenia Laramide alcanzó su máximo desarrollo, poniendo fin a la depositación Cretácica, elevando, plegando y afallando los grandes depósitos del Geosinclinal Mexicano. Simultáneamente a los plegamientos se originaba un marcado hundimiento hacia el Oriente, iniciándose así una franca regresión marina que dio lugar a la gran depositación Terciaria.

Junto con los movimientos orogénicos Laramídicos principales se verificaban otros de menor importancia ocasionados por compactaciones diferenciales y reajustes de la propia cuenca, lo cual ocasionaba suaves pulsaciones en los fondos marinos y fluctuaciones de las líneas de costa, dando por resultado interdigitaciones notables en los medios de sedimentación.

Los diferentes ciclos de depositación fueron interrumpidos varias veces durante la Era Cenozoica y continuados con mayor intensidad, lo cual originó la formación de marcadas discordancias y diastemas localizadas, así como un patrón de depositación complejo, cuyo estudio hoy en día es objeto de marcada atención (Weidie and Ward, 1987).

Según se aprecia en la sección anexa fue aparentemente en el Mioceno cuando cesó la actividad tectónica, ya que en esta época no se aprecian pliegues de importancia y sólo cubren discordantemente a la serie de bloques de falla y pliegues del Oligoceno.

La Cuenca está formada por sedimentos del Paleoceno al Reciente y las formaciones se encuentran expuestas a manera de franjas, orientadas con un rumbo general NNW-SSE, dispuestas de manera que estratégicamente las capas más antiguas yacen en la porción occidental, siendo más jóvenes hacia el oriente y notándose un marcado engrosamiento de los sedimentos en esa misma dirección.

Puede indicarse que el depósito de estos sedimentos se efectuó en un mar eminentemente regresivo cuyas costas, con ligeras variantes, se fueron desplazando hacia el oriente hasta presentar la posición actual de la línea costera.

Litológicamente, los depósitos están representados por una alternancia de lutitas y arenas, las cuales varían en su composición de acuerdo al ambiente de depositación, ya que el mar de aquella época se retiraba paulatinamente hacia el oriente y tuvo una serie de transgresiones y regresiones que dieron origen a diversos depósitos clásticos. Estos últimos son principalmente de tipo arenosos y arcillosos, de origen deltaico o de barras los pertenecientes al Oligoceno y, por supuesto, fueron acumulados en un ambiente de mar somero (Epinerítico).

Las areniscas son generalmente de grano fino a medio, de color café a gris y su grado de compactación varía de acuerdo con el cementante, siendo

más o menos bien consolidadas aquellas correspondientes con el Oligoceno y Mioceno. Las lutitas son de colores variables, ocasionalmente yesíferas (presencia de yeso selenita), con pequeñas intercalaciones de cenizas volcánicas y algunos restos de plantas; su grado de dureza varía de semiduras a suaves.

Una gran porción de las rocas del Terciario de esta región se encuentra cubierta por depósitos recientes, los que impiden o al menos dificultan el estudio de la geología superficial en forma creciente, es decir, a medida que se acerca hacia la costa del Golfo de México. Por tal razón muchos de los datos han sido aportados por la perforación de pozos petroleros y a través de estudios de geofísica de exploración.

Se ha observado que la acumulación sedimentaria fue proporcional a la depresión del Geosinclinal del Golfo, originándose depósitos de facies transicionales. Hubo una máxima aportación de sedimentos en una época de hundimiento lento, o bien durante la existencia de una plataforma estable. La acumulación sedimentaria fue menor con respecto a la depresión y por lo tanto los sedimentos fueron alojados en zonas profundas, como ocurre durante parte de las Formaciones Vicksburg y Anáhuac.

Los movimientos tectónicos actuaron moderadamente durante la depositación de los sedimentos terciarios, registrándose un máximo en el levantamiento a fines del Oligoceno, originando que los sedimentos del

Mioceno traslaparan a los depósitos más antiguos de la Formación Vicksburg.

Todas las formaciones del Terciario tienen un echado regional predominante hacia el oriente, con deformaciones suaves formando terrazas estructurales y pequeños anticlinales orientados NNW a SSE, sensiblemente paralelos a los ejes de los plegamientos de la Sierra Madre Oriental, indicando que los esfuerzos de deformación provienen, unos del W y SW, y otros que se manifestaron como esfuerzos deformantes hacia el Sur.

En la faja de formaciones Eocénicas se han observado, por geología superficial, los anticlinales de la Presa Zacate, Aldama, Ochoa, Pescada, Roma y Rancherías, así como el complejo estructural Vaquerías. Hacia el subsuelo los datos de geología y sismología indican depresiones por fallas normales o irregularidades del piso marino durante la depositación, o bien fallas de tiempo durante el Oligoceno.

Los técnicos petroleros han empleado con éxito la sísmica de reflexión, observando que las estructuras en esta provincia reflejan terrazas estructurales suaves con ejes orientados NW a SE y entre las más notables se pueden citar Reynosa, Francisco Cano, Treviño, Brasil, 18 de Marzo y Monterrey, entre otras.

El conocimiento de la Cuenca de Burgos fue posible debido a su desarrollo petrolero iniciado en el año de 1944, con la perforación del Pozo Misión No. 1 en la Estructura de Peñitas, situado cerca del Río Bravo. El método de localización aplicado fue de geología de subsuelo, resultando productor de gas y destilados en areniscas de la Formación Vicksburg del Oligoceno. Posteriormente a este descubrimiento, PEMEX ha realizado un amplio programa de trabajo que dio como resultado más de 50 campos y un total de más de dos mil pozos perforados. La figura 3.3 muestra la columna estratigráfica del Noreste de México.

3.1.3 ESTRATIGRAFÍA Y BIOESTRATIGRAFÍA

Los sedimentos terciarios de la Cuenca de Burgos se extienden al estado de Texas, en donde fueron descritos primero, razón por la cual se ha adoptado la misma nomenclatura para el Noreste de México.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Las características sobresalientes de las formaciones terciarias de la Región Noreste de México son descritas enseguida, terminando posteriormente con las formaciones del cuaternario.

3.1.3. 1 PALEOCENO

Formación Velasco. Espesor 250-800 m. Esta unidad representa una facies de aguas profundas equivalente a la parte inferior de la Formación

Figura 3.4 Columna Estratigráfica Noreste de México.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACIONES		
CENOZOICO	TERCIARIO	CUATERNARIO	CUATERNARIO	LISBIE y ALUVIONES		
		PLIOCENO	PONTIANO	GOLIAD		
			BURDIGALIANO	FLEMING		
			AQUITANIANO	OAKVILLE		
		MIOCENO	CHATTIANO	ANAHUAC CONGLOMERADO NOROCCIDENTAL		
			RUPELIANO	FRIO CATAHOULA		
		EOCENO	PRIARONIANO	VICKSBURG		
			LUTECIANO	JACKSON		
			YPRECIANO	YEGUA		
			PALOCENO	MONTIANO	COOK-MOUNTAIN	
		DANIANO		OLIBORNE MT. SELMAN WILCOX - INDIO WECHES QUEEN CITY RECKLAW		
		MESOZOICO	CRETACICO	SUPERIOR	MAESTRICHIANO	MIDWAY
					CAMPANIANO	VELASCO
					SANTONIANO	DIFUNTA
				INFERIOR	CONIACIANO	MENDEZ
TURONIANO	PARRAS					
CENOMANIANO	SAN FELIPE					
MIOCENO	ALBIANO			INDIDURA		
	APTIANO			AGUA NUEVA		
	BARREMIANO			CUESTA DEL CURA		
	HAUTERIVIANO			AURORA		
	VALANGIANO			LA PERA		
JURASICO	SUPERIOR (MAM)			BERRIASIANO	TAMAULIPAS SUPERIOR	
				TITONIANO	OTATES	
	MEDIO (MAM)			BONONIANO	TAMAULIPAS INFERIOR	
				HAVRIANO	CUPIDO	
	INFERIOR	SEQUANIANO	TARAISES			
ARGOVIANO		TAMAULIPAS INFERIOR				
LITASICO	DIVESIANO	PIMIENTA				
	CALOVIANO	LA CASITA				
TRIASICO	LITASICO	BATONIANO	OLVIDO			
		BAJOCIANO	TAMAN			
Paleozoico			ZULDAGA			
Precambrico			LA JOYA (CAPAS ROJAS MINAS VIEJAS)			
			SAL ↓ INCLUYE CALIZAS Y ANHIDRITAS			
			CAPAS ROJAS (HUZACHAL?)			
			ESQUITOS y ROCAS VERDES (Reg Arambert)			
			GNEISSES ?			

Midway. Forma una franja de unos 390 kms. de largo y de anchura variable que se extiende desde el Río Salado, unos 15 kms. al oriente de su cruce con la carretera Monterrey-Laredo, hacia el sur y sureste para pasar al poniente de Agualeguas, Cerralvo, Los Ramones (estos tres municipios de Nuevo León), Ciudad Jiménez y así, hasta alcanzar el poniente de Soto La Marina, en Tamaulipas.

La Formación Velasco se halla constituida por una serie de margas y lutitas de colores gris y azul, con algunos delgados lechos de arenisca calcárea. Su contenido de microfauna es característico. La Formación se acuña hacia el extremo norte de la faja de su afloramiento.

Formación Midway. Espesor 400-1000 m. La franja de sedimentos de la Formación Midway se orienta burdamente de Norte a Sur, ensanchándose en el área de General Treviño, Nuevo León. La parte inferior de la formación está representada por sedimentos de litoral, tales como arenas y areniscas con abundante glauconita y lentes calcáreas con fósiles retrabajados, especialmente foraminíferos del Cretácico.

Los estratos superiores de la Formación Midway consisten en sedimentos marinos de aguas profundas representados por lutitas con abundante fauna marina y con escasas concreciones calcáreas.

En sus afloramientos en el Río Bravo, la Formación Midway está expuesta mediante una sección que se compone de una serie de capas de caliza fosilífera de 3 a 4 m de espesor; sobre los que yacen bancos gruesos de arenisca de color gris, que por intemperismo adquieren un color amarillento. Las areniscas están cubiertas, a su vez, por lutitas marinas oscuras con abundantes fósiles, especialmente foraminíferos y con numerosas concreciones de hierro de color rojo.

El espesor conocido de la Formación Midway varía de 400 m en la región de La Escalera, hasta más de 1,000 m en el área de General Treviño. Más al Sur, la Formación se adelgaza rápidamente y desaparece en los afloramientos encontrados cerca de Burgos y en Cruillas, en donde se observa una transgresión de los sedimentos.

En los pozos que han cortado o atravesado esta Formación no se han registrado manifestaciones de hidrocarburos (Benavides, 1956), lo cual se refiere al sur de Reynosa.

Aspectos Bioestratigráficos. El intervalo del Paleoceno fue identificado especialmente en la porción occidental de la Cuenca de Burgos, ya que hacia el oriente las rocas de esta época se encuentran a profundidades considerables y, por lo general, los pozos no son lo suficientemente profundos para alcanzarlas. El Paleoceno en esta región de

interés se encuentra cubierto por los sedimentos del Eoceno y en muchos pozos es discordante con respecto al Cretácico Superior.

Este piso se encuentra subdividido en Paleoceno Inferior, Paleoceno Medio y Paleoceno Superior y, a la vez comprende los intervalos de la Formación Midway y gran parte del grupo Wilcox.

El intervalo más característico es el del Paleoceno Medio que es el más potente y consistente a través de toda la franja. Se encuentra delimitado por la cima de las biozonas *Globorotalia trinidadensis* y *Globorotalia angulata*. Por lo general este intervalo presenta la mayor parte de las biozonas que son características del Paleoceno. Los sedimentos terciarios más antiguos identificados corresponden al Paleoceno Inferior, el cual es un intervalo delimitado por la cima del Cretácico y de la Zona Trinidadensis. En muchos pozos fue difícil de identificar el Paleoceno Inferior, debido a la naturaleza de los sedimentos. Sin embargo, en otros pozos (en el área de Laredo) su contenido faunístico facilitó la interpretación. A este intervalo corresponde la mayor parte de la Formación Midway (Rodríguez, L. 1976).

El Paleoceno Superior se presenta como un intervalo más complejo en su comportamiento, pues no fue identificado en gran parte de la franja, ya que el Eoceno Inferior descansa sobre el Paleoceno Medio en forma discordante.

Sin embargo, en algunos pozos, como Arcos No. 1, y algunos otros, este intervalo sí fue identificado encontrándose que varía grandemente en sus espesores pues en algunos casos es potente y en otros casi desaparece. El Paleoceno Superior es caracterizado mediante algunas especies como: *Globorotalia velascoensis*, *Globorotalia pseudomenardi* y otras más.

Las biozonas bentónicas del Paleoceno fueron muy útiles en la elaboración de las correlaciones, pues al variar lateralmente permitieron identificar discordancias, así como fallas y cambios de facies. Hacia el área de Laredo las biozonas de la Formación Midway, y de la parte Inferior del Grupo Wilcox, fueron claves en la interpretación estratigráfica de dichas porciones de la Cuenca de Burgos.

Tanto el Paleoceno Medio como el Superior presentan producción de hidrocarburos en algunos campos, siendo los más importantes desde este punto de vista; ellos son seguidos en menor proporción por el Paleoceno Inferior.

3.1.3.2 EOCENO

Formación Wilcox. Espesor 800-1300 m. Los sedimentos de esta Formación descansan discordantemente sobre la Formación Midway y están constituidos por capas delgadas de lutitas y de areniscas arcillosas dispuestas en alternancias.

La Formación Wilcox está distribuida superficialmente en la forma de una franja paralela a la franja observada para la Formación Midway; su mayor espesor superficial se registra en el área de Vaquerías, donde se han podido establecer algunas subdivisiones litológicas. Los afloramientos ya localizados han permitido precisar que el espesor de esta formación varía de 800 a 1,300 m

Grupo Claiborne. El Eoceno Medio se halla dominado por las Formaciones que conforman al Grupo Clairborne y en las siguientes secciones se describen cada una de ellas.

Formación Carrizo. Espesor 300-800 m. La base de esta Formación se halla constituida por arenas y areniscas. Cerca del Río San Juan, entre éste y el gasoducto de Monterrey, la porción basal de la formación está representada por una arenisca conglomerática bien identificada mediante la especie *Lümachella sp.*

En general, la Formación Carrizo se compone en su mayor parte de arenas y areniscas de grano fino a medio, de colores blancos a rojizo de acuerdo con el grado de intemperismo. Entre estos sedimentos se encuentran intercalaciones arcillosas de 2 a 15 m de espesor.

La característica litológica más notable de esta formación es la presencia de la arenisca "Once Lomas". Ésta, que es una arena de duna, de grano fino a grueso, frecuentemente tiene estratificación cruzada, con colores que van de gris, naranja y rojo al blanco-azuloso.

El espesor de la Formación varía de 300 a 800 m en los alrededores de Vaquerías, pero hacia el sur se adelgaza hasta desaparecer cerca de Burgos. Cabe señalar que la carta estratigráfica no muestra a la Formación Carrizo pues no se sabe de su identificación en la porción de Texas que sirvió de base para esta descripción.

Formación Mount Selman. Espesor de 250-1200 m. Ésta incluye los miembros Weches, Queen City y Recklaw, los cuales son diferenciales litológicos y paleontológicos muy claramente identificados; sus mejores afloramientos se encuentran en las regiones de Los Aldamas y China, Nuevo León. DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

El miembro Inferior, Recklaw, está constituido por arenas interestratificadas con lutitas y arcillas de colores verde, rosa y púrpura, ferruginosa a veces, con yeso y trazas de azufre y con lutitas carbonosas que sugieren su origen subcontinental. Descansan aparentemente en secuencia normal sobre la Formación Carrizo. Este miembro se puede diferenciar litológicamente de la Formación Carrizo subyacente y de la Queen City que

lo cobre, por su color rojizo, el mayor porcentaje de lutitas abigarradas y por el tamaño del grano de arenas.

El miembro Queen City se compone de arenas de cuarzo de grano fino a medio, de color gris, interestratificadas con lechos de lutitas y arcillas con fósiles de foraminíferos de aguas salobres.

El miembro superior Weches está representado por depósitos esencialmente marinos. Consiste en arenas de color gris, lutitas de colores café, gris y rojizo, con abundancia de foraminíferos y macrofósiles. En su parte superior se presentan concreciones ferruginosas de color oscuro.

El espesor de la Formación Mount Selman varía desde 250 m en el área de La Escalera, Nuevo León, hasta 1,200 m al poniente de Ciudad Mier, ocupando una franja con anchura máxima de 32 km al Noroeste de Nuevo Laredo, Tamaulipas. En la superficie la Formación Mount Selman se refleja en una topografía de valles amplios y lomas prominentes.

Formación Cook Mountain. Espesor de 250-1000 m. Aflora en una franja orientada burdamente de N-NW a S-SE, que pasa por Nuevo Laredo y Ciudad Mier, Tamaulipas, por General Bravo, Nuevo León y sigue hacia el Sureste para perderse, por acuíñamiento, cerca de los límites entre los Estados de Nuevo León y Tamaulipas, al norte del Río San Fernando. La

anchura máxima de su afloramiento aparece al sureste de Ciudad Mier, Tamaulipas.

En la localidad típica, a lo largo del Río Bravo, la Formación Cook Mountain está formada principalmente por una serie de areniscas glauconíticas de color gris verdoso, que alternan con capas delgadas de arcillas de colores café y gris, muy fosilíferas, que por su intemperismo toman un color amarillo intenso.

En el sur de Texas, la Formación Cook Mountain ha sido subdividida en dos miembros llamados Crockett y Sparta, basándose dicha subdivisión en un cambio vertical de facies. El miembro inferior Sparta está formado por sedimentos continentales en su mayor parte, en tanto que el superior revela condiciones marinas a juzgar por la abundancia y por la clase de fauna fósil que contiene. Se encuentra una gran variedad de gasterópodos, pelecípodos y foraminíferos.

Estudios superficiales muestran que la Formación Cook Mountain presenta espesores que varían de 250 m en el área de La Escalera, a más de 700 m, en el área de Los Aldamas, Nuevo León, y de casi 1,000 m en la región de Vaquerías, Nuevo León.

En el subsuelo ha sido encontrada la Formación Cook Mountain mediante algunas perforaciones, entre las que se cuentan los pozos de La Presa, con

300 m de sedimentos de esta formación y los pozos de La Pescada y Carlos Cantú, con 400 m de Cook Mountain. Sus contactos superior e inferiores son concordantes.

Formación Yegua. Espesores de 100-1000 m. Representa la parte superior del Grupo Claiborne y al igual que las Formaciones anteriores su afloramiento se orienta prácticamente de Norte a Sur, alcanzando su máxima anchura al SW de Rancherías.

La Formación Yegua consiste de una potente serie de arcillas grises y verdes, con intercalaciones de lutitas carbonosas, dispuestas entre dos cuerpos de areniscas de color gris que se conocen con los nombres de Areniscas Mier. Entre las arcillas se encuentran lechos de ostras.

El espesor de la formación varía de 100 m, cerca del Río Bravo, hasta 1,000 m en la estructura Ochoa-La Pescada, así como en el Pozo Cabeza No. 1. La Formación Yegua desaparece hacia el extremo sur de la Cuenca de Burgos, por traslape de la Formación Jackson, del Eoceno Superior, cosa que igualmente sucede con otras formaciones más antiguas que, hacia el sur, también se pierden al quedar cubiertas por la Formación Jackson.

La Formación Yegua es de importancia económica, dentro de la Cuenca de Burgos. De ella producen los campos de Rancherías, Zacate y Cabeza.

Formación Jackson. Eoceno Superior. Espesor de 300-2,000 m. Ésta consiste de arenas y areniscas interestratificadas con lutitas arenosas de colores gris y verde, fosilíferas, con capas de ceniza volcánica y madera silicificada en la parte media y superior.

En términos generales, la Formación Jackson varía de una facies predominantemente arenosa y tobácea en el norte, a un complejo más lutítico hacia el sur. Los típicos cuerpos de arenisca que forman lomas alargadas se estrechan hacia el sur del Río Bravo. Junto con el cambio de facies se advierte un aumento en el espesor de la Formación Jackson donde predomina el desarrollo lutítico.

La Formación Jackson contiene una abundante fauna de foraminíferos que permite subdividirla en tres miembros conocidos con los nombres de Whitsett, Mc Elroy y Caddell (no mostrados en la Carta Estratigráfica).

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

El espesor total de la Formación Jackson varía dentro de límites muy amplios. En sus afloramientos de la parte Norte, en la región de Mier-Camargo tiene de 450 a 600 m de potencia, en tanto que hacia el Sureste, en el Pozo Cabeza No. 2, se registraron hasta 1,956 m de sedimentos de esa Formación. (Benavides, 1956).

La Formación Jackson es de importancia económica en la Cuenca de Burgos puesto que la producción de hidrocarburos de algunos de los pozos perforados en esa Cuenca proviene de sedimentos de esa edad.

Aspectos Bioestratigráficos. Acerca de su bioestratigrafía, debe decirse primero que los sedimentos del Eoceno se encuentran ampliamente distribuidos en el subsuelo de la Cuenca de Burgos y justificadamente se dividieron en Eoceno Inferior, Eoceno Medio y Eoceno Superior. Es un intervalo muy potente que en muchos casos es discordante, tanto con el Paleoceno como con el Oligoceno que lo cubre especialmente en la porción oriental de la franja.

El Eoceno Inferior es el piso que se encuentra delimitado por la cima del Paleoceno Superior y de la biozona *Globigerina soldadoensis*. Dentro de él se encuentran diferenciadas dos biozonas que son *Globorotalia rex* y *Globigerina soldadoensis*. Dentro de ellas se sitúan la parte media y superior del Grupo Wilcox, así como la parte Inferior del Miembro Recklaw. La biozona más antigua, identificada gracias a la especie *Globorotalia rex*, está ausente en gran parte del área de interés, lo que unido a la ausencia del Paleoceno Superior origina un *hiatus* de consideración, haciendo que la biozona *Globigerina soldadoensis* descansa sobre el intervalo del Paleoceno Medio.

La parte superior del Eoceno medio se encuentra representada por la biozona *Truncorotaloides rohri*, intervalo al cual pertenece la Formación Cook Mountain (*Ceratocancriz stellata*). Esta formación en la parte sur de la franja también se encuentra afectada por la discordancia que afecta el Eoceno Medio.

El Eoceno Superior es el intervalo delimitado por la cima de las biozonas *Truncorotaloides rohri* y *Globorotalia cerroazulensis*, encontrándose discordante en muchos casos con el Oligoceno y en ocasiones con el Eoceno Medio. Se ha encontrado que el Eoceno Superior está constituido por dos biozonas cronoestratigráficas bien identificables con los organismos guía *Globigerapsis semiinvoluta* y *Globorotalia cerroazulensis*.

Acerca de la importancia económica del Eoceno, cabe repetir que la producción de hidrocarburos proviene de las Formaciones Yegua y Jackson.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.1.3.3 OLIGOCENO

En las formaciones del Oligoceno del Noreste de México, al igual que en las del sur de Texas, se presentan tantos cambios de facies que resulta difícil definir unas de otras, especialmente en los trabajos de geología superficial. En trabajos de subsuelo el problema resulta menos grave, pues con la ayuda de los registros eléctricos y de los fósiles de foraminíferos contenidos en los

sedimentos es posible llegar a una diferenciación aceptable para correlaciones locales.

El Oligoceno, en general, consiste en una serie de transgresiones y regresiones en la que predominan las regresiones. La parte inferior del Oligoceno representa una rápida regresión con depositación de arenas y lutitas grises. Presenta también areniscas calcáreas con intercalaciones de lutitas de gris a café, cenizas volcánicas y lignitas.

Según se aprecia en las secciones estratigráficas, ocurrió una perturbación post-oligocénica; por causa de ella son discordantes los sedimentos del Mioceno sobre los pliegues y fallas formadas durante esa perturbación.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Todas las formaciones oligocénicas conocidas en la Cuenca de Burgos[®] son productoras de hidrocarburos, al grado que en la actualidad constituyen por sí solas la base del desarrollo petrolero de esta provincia geológica. El Oligoceno se ha subdividido en las siguientes Formaciones.

- **Formación Catahoula**
- **Formación Anáhuac**
- **Conglomerado Norma**
- **Formación Frío**
- **Formación Vicksburg**

Formación Vicksburg. Espesores hasta de 3,000 m en el Pozo Reynosa Oriente No. 1. Representa la base del Oligoceno. Es de interés económico por los desarrollos arenosos que presenta en su sección, que son productores de aceite y gas en varios campos, tanto de México como del sur de Texas. Está constituida por sedimentos marinos y salobres, arcillas y arenas de grano fino a medio, que alternan con lechos de ceniza volcánica, con abundancia de microfósiles. Su separación de la sobreyacente Formación Frío, por medios paleontológicos, resulta un tanto difícil a causa de la escasez de fósiles índice.

En las correlaciones entre pozos se subsana esta dificultad mediante el uso de registros eléctricos y de la litología. Entre las dos formaciones que se mencionan se encuentra una potente sección arenosa que las separa y que se ha denominado Sam Fordyce, que ha sido considerada en unos casos como la cima de la Formación Vicksburg y, en otros, como la base de la Formación Frío. En cualquier caso, constituye una buena base para la correlación.

Por medios micropaleontológicos pueden distinguirse dentro de la Formación Vicksburg, dos zonas definidas: una de aguas salobres y una de aguas marinas, cada una de ellas con fauna propia de su ambiente.

La zona de aguas salobres, que es la superior, se encuentra inmediatamente debajo de la arena Sam Fordyce. Dentro de la zona marina, que es la inferior, se encuentran los cuerpos arenosos Misión y Heard, productores de aceite y gas.

En el campo Misión, la Formación Vicksburg tiene alrededor de 1,000 m de espesor.

Formación Frío. Yace concordantemente sobre la Formación Vicksburg y en discordancia bajo el conglomerado Norma y la Formación Catahoula. Está formada esencialmente por lutitas de colores gris y rojizo, bentoníticas, con escasos lentes arenosos. En su afloramiento superficial carece de fauna y se le considera representativo del miembro marino del subsuelo.

En las perforaciones, tanto en la Cuenca de Burgos como en el sur de Texas, se han podido distinguir dos miembros de la Formación Frío que se conocen con los nombres de Frío No Marino al sobreyacente y Frío Marino al inferior.

Miembro Frío Marino. Espesor de 30 a 1,000 m. Se compone principalmente de lutitas de colores gris, verde y café, con abundancia de foraminíferos. En algunos campos se presenta hacia la parte media de la sección de Frío Marino una serie de arenas con intercalaciones delgadas de lutita. En algunas de tales arenas se han registrado manifestaciones de hidrocarburos.

En la parte oriental de la zona se observa un fuerte aumento en el espesor (Pozos Culebrón, Escobedo y Venadito), debido a que en el momento de la depositación en esta región, se perdió el carácter regresivo del mismo y se pasó a condiciones de equilibrio entre la subsidencia y la depositación, condición que dio lugar a una línea de costa estacionaria con pequeñas oscilaciones y provocó un crecimiento vertical en los depósitos.

Esta línea de costa estacionaria se mantuvo durante todo el Oligoceno Medio y probablemente parte del Superior, dando lugar a una interdigitación entre los sedimentos del Frío No Marino y los del Frío Marino y Zona Marginulina de la Formación Anáhuac.

Miembro Frío No Marino. Espesor hasta de 2,000 m. Está formado por lutitas de colores café rojizo, gris y verde, fragmentos de anhidrita y de yeso, además se observan varios cuerpos arenosos de carácter lenticular, de grano fino a grueso, de permeabilidad variable, muy calcárea en porciones

que constituyen a los horizontes productores en el campo. Este conjunto de sedimentos prácticamente carece de fauna.

La época marina de la Formación Frío se caracterizó por una transgresión del mar, con oscilaciones locales, depositándose a lo largo de la zona costera grandes cantidades de arcillas y arenas, en un medio favorable para el desarrollo de macro y microfauna. A continuación sobrevino el depósito de sedimentos subcontinentales, de aguas someras y lacustres, del Miembro No Marino de la Formación Frío.

Hacia el occidente se hace equivalente al Conglomerado Norma, o bien se acuña y se erosiona. En la parte centro oriental, que es donde alcanza su máximo desarrollo, su parte inferior gradúa y se interdigita con sedimentos del Frío Marino representando un depósito regresivo. En la zona oriental gradúa y se interdigita con la porción superior del Frío Marino y con la Zona Marginulina de la Formación Anáhuac, caso que se hace muy notable en la sección hacia el sur del área, donde el Frío No Marino se hace equivalente a una gruesa sección que representa depósitos de la Zona Marginulina en aguas cuya profundidad varía de Nerítico a Batial. En la zona occidental del área sobreyace discordantemente el Frío Marino y en la parte oriental gradúa y se interdigita con el Frío Marino y base de la Anáhuac.

El espesor de la Formación Frío varía dentro de límites muy amplios, desde unas cuantas centenas de metros hasta 4,000 en los campos de la

parte oriental de la Cuenca de Burgos. En el campo de Reynosa, el Frío No Marino tiene 1,200 m de espesor.

Conglomerado Norma. Espesor de 75 a 300 m. Se trata de un desarrollo sedimentario local que cubre a la Formación Frío y está cubierto a su vez por la Formación Catahoula. Lo forma un gran abanico de material clástico grueso, desde gravilla hasta guijarros grandes de 30 a 40 cm de diámetro, depositado por alguna corriente fluvial. Los cantos rodados que lo forman se derivan de caliza, roca ignea y arenisca. Se encuentran además restos de madera silicificada, fragmentos de pedernal y algunos lechos arenosos de carácter lenticular. Se trata, en consecuencia, de un depósito continental de distribución local. Su afloramiento en la superficie es de 40 km de longitud por 6 km de ancho, como máximo.

Formación Anáhuac. Espesores de 80 a 120 m. No ha sido identificada en la superficie; sólo se le ha reconocido en los pozos de la parte oriental de la Cuenca de Burgos. Está representada por sedimentos marinos, lutitas de colores café a gris, pobremente consolidadas. Esta formación, que adopta la forma de una cuña que se ensancha hacia el oriente, puede subdividirse paleontológicamente en tres miembros o zonas llamadas Zona Marginulina, Zona Heterostegina y Zona Discorbis, representada cada una por ciertos microfósiles que le son característicos.

Como se trata de una cuña, el espesor de la Formación Anáhuac es variable según el sitio donde se mida, siendo cada vez más potente hacia el oriente. En el campo de Reynosa la Formación Anáhuac tiene de 150 a 160 m de espesor.

Formación Catahoula. Se compone de lutitas y arenas con abundancia de material tobáceo. Las lutitas son de color gris verde, plásticas; las arenas presentan color gris. Las tobas son de colores gris claro, gris verdoso y verde, de textura fina. Los sedimentos de esta formación están en general bien estratificados y parecen haber sido depositados a lo largo de una zona costera de aguas poco profundas. En términos generales, la Formación no tiene fauna y hasta la fecha no ha resultado productora de hidrocarburos en los campos petroleros de la Cuenca de Burgos.

En resumen, el Oligoceno Inferior consiste primordialmente de lutitas y limolitas marinas, interrumpidas por areniscas lenticulares. Los ambientes deposicionales varían de batial a nerítico interno, encontrándose las aguas más profundas en el tercio occidental del área.

El Oligoceno Medio, en los tercios occidental y central de la cuenca, está constituido predominantemente por sedimentos no marinos que sobreyacen discordantemente a los sedimentos del Oligoceno Inferior. Este miembro del Oligoceno Medio consiste en areniscas interestratificadas con lutitas continentales y de aguas salobres. En el tercio oriental del área estos

sedimentos predominantemente no marinos se interdigitan y gradúan a areniscas y lutitas marinas depositadas en ambientes nerítico interno y medio. Más hacia el oriente estas capas marinas gradúan a lutitas depositadas en ambiente nerítico y batial. Las facies no marinas (excluyendo el Conglomerado Norma), reciben el nombre de Frío No Marino, mientras que su equivalente oriental es llamado Frío Marino. El Frío Marino sobreyace concordantemente a los sedimentos del Oligoceno Inferior y su límite se basa principalmente en evidencia de fauna. La naturaleza regresiva del Frío No Marino se observa en las secciones oriente-poniente donde su base se hace progresivamente más joven de occidente a oriente.

El Conglomerado Norma, que también se considera de edad Oligoceno Medio, se encuentra únicamente en las porciones occidentales de las secciones. En muchos lugares descansa discordantemente en los sedimentos marinos del Oligoceno Inferior.

El Oligoceno Superior está representado por la Formación Anáhuac de carácter marino y por la porción superior del Frío No Marino. La Formación Anáhuac se subdivide en tres zonas faunísticas. La zona más baja es la Marginulina, que consiste en lutitas y limolitas que ocasionalmente presentan intercalaciones de areniscas. Su ambiente deposicional varía de batial a nerítico interno. La Zona Marginulina se encuentra en forma de cuña hacia el occidente, pero sus sedimentos son observables únicamente en el tercio oriental del área del estudio regional. Su espesor máximo observado es en

exceso de 1,000 m. La porción inferior de esta gruesa cuña es de edad Oligoceno Medio, pero el cuerpo principal de estos sedimentos es de edad Oligoceno Tardío Temprano. La Zona Marginulina fue depositada en condiciones de transgresión marina y se interdigita hacia el occidente tanto con sedimentos del Frío Marino, como del Frío No Marino. La porción más delgada de esta zona descansa sobre Frío No Marino.

La Zona Heterostegina representa al miembro intermedio de la formación Anáhuac. consiste principalmente en areniscas depositadas en ambientes neríticos interno y medio. Estas areniscas gradúan hacia el oriente a limolita y lulitas que fueron depositadas en las aguas más profundas del ambiente nerítico externo y del ambiente batial. El genero Heterotegina tiene una distribución muy restringida.

3.1.3.4 MIOCENO

Formaciones Oakville y Lagarto. Espesor de 20 a 3,000 m. El Mioceno está representado por las Formaciones Oakville y Lagarto. Se les ha identificado en afloramientos superficiales, pero no se les ha subdividido en las perforaciones.

Las Formaciones Oakville y Lagarto están formadas por sedimentos continentales y de aguas someras. Están constituidas por arenas y

areniscas, gravas y arcillas, materiales dispuestos en capas que frecuentemente presentan estratificación cruzada.

En la Formación Inferior Oakville se encuentran fragmentos de Ostrea y microfósiles del Cretácico retrabajados. La Formación Lagarto, que es la superior, está cubierta casi en su totalidad por caliche.

3.1.3.5 PLIOCENO

Formación Goliad. Equivalente a la Formación Reynosa. La forman sedimentos de origen continental, gravas, arenas y arcillas con trazas de material yesífero, que probablemente fueron depositados por ríos y arroyos caudalosos sobre la superficie del Mioceno en forma de grandes abanicos deltáicos. Su espesor varía de 15 a 35 m. Existen grandes extensiones formadas de caliche, que llevan también el nombre de Caliche Reynosa.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.1.3.6 CUATERNARIO

El cuaternario (pleistoceno) está representado por las Formaciones Lissie y Beaumont. Ambas son de origen continental y fueron depositadas a lo largo de ríos y arroyos; así como en la costa y en deltas. Litológicamente se componen de gravas, arenas de estratificación cruzada y arcillas, sedimentos entre los que con frecuencia se encuentran restos de madera petrificada.

El espesor de los sedimentos pleistocénicos de la Cuenca de Burgos es de 300 m en la región cercana a la costa.

3.1.4 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La regresión Terciaria de la Cuenca de Burgos tuvo lugar siguiendo un rumbo general de depósito Norte-Sur, con echado regional y divergencia hacia el oriente. Tectónicamente los sedimentos del Oligoceno forman un homoclinal afallado en el cual el echado original ha sido acentuado por los levantamientos del continente que ocurrieron al occidente. El aspecto estructural más notable de la Cuenca de Burgos es el afallamiento tan intenso que interrumpe a los sedimentos del Oligoceno. Esto complica grandemente el estudio y tiene además una profunda influencia en la interpretación estratigráfica y estructural. Todas las fallas son normales, se orientan con rumbo general Norte-Sur y presentan su bloque oriental caído. Son debidas principalmente al peso de los sedimentos que provoca reacomodos del subsuelo a lo largo de líneas de debilidad.

En esta área es posible reconocer dos tipos diferentes de fallas, a saber las de postdepósito y las de crecimiento. Las primeras, aunque no afectan la sedimentación, son importantes debido a los numerosos bloques afallados que bajo condiciones estratigráficas favorables pueden formar trampas para la acumulación de hidrocarburos. Las fallas de crecimiento que fueron contemporáneas al depósito son responsables de los gruesos espesores de

sedimentos en los bloques caídos. Estos depósitos compensatorios generalmente tienen arenas más numerosas y gruesas que en otras porciones y tienden a doblarse hacia el plano de falla, produciendo pliegues anticlinales de importancia comercial. El campo Reynosa es un ejemplo clásico de este caso (Yzaguirre, 1969).

Muchos de los anticlinales formados por gruesos cuerpos de arenas no son más que el resultado de la compactación diferencial de las arcillas originales y los cuerpos arenosos. Debe tomarse en cuenta que el índice de compresión de las arenas es nulo, no así el caso de las arcillas que pueden cambiar hasta un 50% de volumen por pérdida de agua.

Aparentemente el levantamiento San Carlos-Tamaulipas ya estaba activo en el Terciario por el aspecto morfológico que ocasionó el cuerpo intrusivo en los sedimentos marinos (Hubberten and Nick, 1986).

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.2. GEOHIDROLOGÍA SUPERFICIAL

El análisis de este tema fue apoyado con la información disponible que se logró obtener tanto del INEGI como de la COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA, algunas fuentes bibliográficas y verificación de campo.

El área de trabajo se regionalizó conforme a la carta INEGI, situándose en parte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

3.2.1 CLIMATOLOGIA

La clasificación de Köpen Geiger sitúa a la zona dentro de un clima de tipo Estepario, senegalés o sirio; caluroso o templado medio, con oscilaciones térmicas sensibles (Bsk), signos: B= Seco, s= Estepario y k= Seco y frío. La temperatura media anual es menor que 18° C.

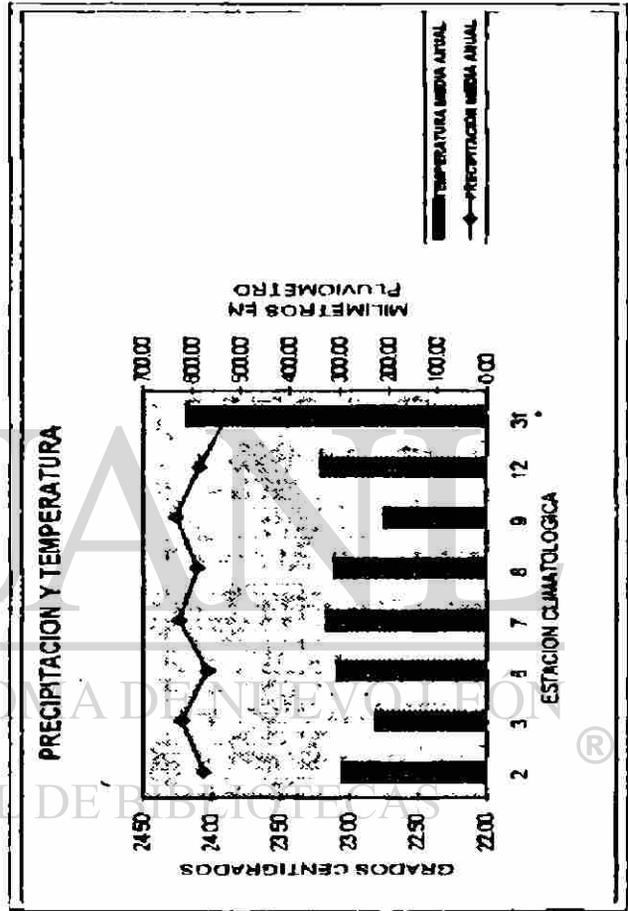
El clima en la región se rige por los tipos: Seco y Semiseco cálido. El seco se divide en dos subtipos; seco muy cálido y semiseco semicálido. El seco muy cálido se distribuye principalmente en los límites con el Río Bravo, sobre pequeños lomeríos y planicies aluviales, mientras que el semiseco semicálido se manifiesta en las faldas de la Sierra de Picachos y cubre lomeríos que bordean a dicha sierra. El régimen de lluvias es en verano. La precipitación total anual varía de 500 a 600 mm con temperaturas extremas de 35° celsius.

Al suroeste de la zona, en la Sierra Picachos, el clima cambia a semicálido subhúmedo debido a la altitud en este sitio. La temperatura media anual que se registra es de 20°C y la precipitación anual es de 700 mm. La incidencia de lluvias es principalmente en el verano.

En la región de estudio existen varias estaciones climatológicas, las cuales han arrojado la información vertida en la tabla 3.1 "DATOS GENERALES DE LAS ESTACIONES CLIMATOLÓGICAS" que se anexa.

Tabla 3.1 Datos Generales de las Estaciones Climatográficas

NÚMERO	ESTACION	CLAVE SMOI	TEMPERATURA MEDIA ANUAL	PRECIPITACION MEDIA ANUAL	PRECIPITACION MAYOR ANUAL-AÑO	PRECIPITACION MAYOR ANUAL-AÑO	AÑOS CON DATOS	DEFINICION
2	S-AJ	26-003	23.05	178.27	308.5-1972	351.7-1956	74	SARH
3	S-AJ-47	26-135	22.81	620.24	343.8-1973	549.0-1952	16	SARH
6	S-AJ-3-15	26-156	25.09	563.92	319.5-1973	365.3-1957	19	SARH
7	S-R-8-2-8	26-086	23.17	626.12	1077.0-1987	540.0-1962	22	SARH
8	S-AJ-3-8	26-157	23.11	548.22	139.8-1973	280.0-1952	14	SARH
9	S-R-8-3-17	26-089	22.75	922.64	496.0-1967	206.0-1955	9	SARH
2	S-AJ-3-9	26-158	23.21	543.11	590.0-1973	384.4-1962	8	SARH
31	RETAMUL	26-041	24.16	277.96	602.0-1972	211.5-1956	2	TEL-SARH



De manera local la temperatura media oscila entre 22.81 y 24.18 grados celsius, mientras que la precipitación se manifiesta entre 527 y 632 milímetros en el pluviómetro. La precipitación total anual promedio en el área de estudio es de 500 mm, ya que así lo marca la correspondiente isoyecta, aunque en el nivel regional se tienen algunas variantes. En la margen del Río Bravo se presentan los valores menores, los que por cierto aumentan en el resto de la región, a medida que aumente la altitud, con precipitaciones del orden de hasta 600 mm en las porciones altas. Cabe señalar que la Sierra Picachos alcanza los 700 mm de precipitación anual.

La precipitación máxima histórica que se ha presentado llegó a 1,847 mm durante el año de 1958, en la estación vallecillo, al oeste del área de estudio; la mínima registró sólo 32 mm, también en 1958, en la estación 5-j-2-29, al sur de ciudad Diaz Ordaz. Las lluvias son escasas todo el año, con una probabilidad de precipitación invernal apenas mayor que 18%.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

La región se halla cubierta por rocas sedimentarias, predominantemente, así como algunas ígneas y suelos aluviales; las de mayor exposición, como se señaló, son las sedimentarias del Cretácico y del Terciario, abundando las del periodo Terciario, como antes ya se ha descrito en las secciones referentes a la Geología del área de estudio.

En resumen, y para un mejor entendimiento del fenómeno hidrológico, las rocas cretácicas, se localizan al suroeste de la región y se trata de una

secuencia marina compuesta de calizas con intercalaciones de lutitas; calizas bandeadas y nódulos de pedernal; calizas arcillosas asociadas a lutitas calcáreas; y margas con horizontes de yeso.

Las rocas sedimentarias terciarias se distribuyen extensamente en la región y se dividen en marinas y continentales, como ya se explicó con todo detalle. Las primeras consisten en alternancias de lutitas y areniscas, con variantes en cuanto a su consolidación y cementación. A las rocas de origen continental las representa un conglomerado que se formó principalmente de clastos de caliza en una matriz arcillo-arenosa; se presenta parcialmente consolidado y con escaso material cementante o aglutinante. Este conglomerado está cubierto por capas de caliche de espesor variable.

Las rocas antes mencionadas están cubiertas parcialmente por suelos de origen aluvial, de edad cuaternaria, que se extienden en especial al Oeste y Sureste del área de trabajo. Se componen de mezclas de partículas que varían en tamaño desde arcillas hasta gravas.

Regionalmente, el paquete sedimentario del Cretácico, de topografía abrupta, está presente en la Sierra Picachos. A estas rocas se les considera de permeabilidad baja, ya que las intrusionó y recristalizó un cuerpo ígneo principal (tronco) y una serie de diques sieníticos que en forma natural presentan muy escasa porosidad y baja permeabilidad. Además de lo anterior, el intrusivo se encuentra en contacto con rocas predominantemente

lutitas o con pedernal, ambas también de escasa porosidad por causa de su granulometría fina. Las rocas sedimentarias terciarias presentan geoformas en la superficie de pequeños lomeríos y constituyen una serie de anticlinales y sinclinales con ejes orientados de Noroeste a Sureste.

Las corrientes principales son los ríos Salado, Álamo, Agualeguas y San Juan, que constituyen un sistema hidrográfico de subparalelo a dendrítico que se integra al Río Bravo.

El área pertenece a la Región Hidrológica 24, denominada Bravo-Conchos, cuyo drenaje desemboca finalmente en el Golfo de México. Las cuencas de esta región, en el área son: Río Bravo-Matamoros-Reynosa que alimenta al Bravo desde Valadeces hasta su desembocadura; Bravo-San Juan que abastece a la presa Marte R. Gómez; Río Bravo-Sosa cuyas aguas drenan hacia el Río Bravo, entre las presas Falcón y Marte R. Gómez; Presa Falcón-Río Salado, donde este último escurre hacia el vaso de la presa y, finalmente, Río Bravo-Nuevo Laredo que alimenta al Río Bravo aguas arriba de la presa Falcón.

Así pues, el relieve de la región está caracterizado por la Sierra Picachos en el Suroeste y una extensa planicie con ligeros lomeríos. Dicha planicie es drenada por los ríos Salado, Sabinas, El Álamo, Agualeguas y San Juan, principalmente, todos de régimen permanente.

La acción erosiva del agua está ocasionando la pérdida de los suelos en algunas porciones de la región; este proceso, además de reducir la capacidad agrológica de dichos suelos, causa problemas de azolve a las presas reduciendo su capacidad útil, y en el caso de obras de drenaje, afecta por reducción el área hidráulica.

Tanto el Río Bravo como sus afluentes principales están siendo aforados por la Comisión Internacional de Límites y Aguas de la Secretaría de Relaciones Exteriores; los volúmenes medios anuales en el Río Bravo son del orden de 5,300 millones de metros cúbicos (mmc) en la estación Río Grande City, Texas; 4,900 mmc en la Cd. Miguel Alemán; 4,500 mmc en Hidalgo Texas y 3,400 mmc en la estación de Fuerte Ringgold. La contribución de los tributarios, ya sea al río o bien a las presas Falcón y Marte R. Gómez es: Río Álamo en la estación Ciudad Mier, 160 mmc; Río Salado en la localidad Las Tortillas, 330 mmc y en Cd. Guerrero 520 mmc; Río San Juan en Camargo 420 mmc; en la estación Los Aldamas 900 mmc y 1,000 mmc en la estación Santa Rosalía.

La Presa internacional Falcón dispone de una capacidad de 370 mmc para azolves, 2,590 mmc de capacidad útil y, para el control de avenidas dispone de una capacidad de 2,078 mmc, que hace un total de 5,038 millones de metros cúbicos de supercapacidad. El volumen promedio reportado para el período 1954-1979 fue de 2,498 millones de metros cúbicos. Los propósitos de esta presa son: el riego de 243, 000 Ha, el control de avenidas, la

generación de energía eléctrica, la retención de azolves, fines recreativos y otros usos secundarios.

La presa Marte R. Gómez (El Azúcar), sobre el Río San Juan, tiene una capacidad de 1,080 millones de metros cúbicos, que son utilizados para el riego de 75,000 Ha en el distrito de riego del Bajo Río San Juan, Sirve también para los propósitos de regulación de avenidas y dotación de agua potable a la ciudad de Reynosa, Tamaulipas.

El agua bombeada directamente del Bravo para el abastecimiento de agua potable beneficia a las ciudades ribereñas de Nueva Ciudad Guerrero, Ciudad Mier y Ciudad Miguel Alemán, en Tamaulipas, que utilizan volúmenes medios anuales de 0.706, 0.814 y 0.732 millones de metros cúbicos, respectivamente.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Se tiene una serie de pequeñas obras para fines pecuario y doméstico como las de El Guayacán, Presa Grande, Las Escobas, Peñitas, Los Cuates, Los Olmos, Santa Rosa, La Comunidad, Guadalupe, El Gato, Loma Larga, Mariano Escobedo y El Faro. La presa Agualeguas tiene una capacidad de ocho millones de metros cúbicos y se utiliza para el riego.

La calidad del agua superficial es variable, 60% de las muestras analizadas por INEGI y reportadas por sus publicaciones resultaron dulces, 31% tolerables y solamente el 9% saladas; entre éstas últimas destaca el

arroyo San Antonio, afluente de la presa El Azúcar, cuyo análisis reportó cerca de $12,000 \text{ mgL}^{-1}$ de sólidos disueltos, los demás se localizan en el Río Salado, bordo Rancho Viejo, arroyo y canal Santa Gertrudis, así como en una pequeña laguna al NW de Reynosa y en el canal que pasa por dicha ciudad.

La evaporación potencial anual en la región es del orden de los 2,000 mm y, aunque esto no es real, permite tener una idea del importante volumen de agua que se pierde por este fenómeno. En las presas, esta evaporación es considerable y, dada la gran superficie que cubren, resulta una fuerte pérdida de agua para la región.

La disponibilidad de agua superficial está afectada por el "Tratado sobre Distribución de Aguas Internacionales entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América", que data de febrero de 1944; el tratado establece que pertenece a México la totalidad de las aguas que lleguen a la corriente principal del Río Bravo, de los ríos San Juan y Álamo; la mitad del escurrimiento del cauce del Río Bravo; las dos terceras partes del caudal que llegue al Río Bravo procedente del Río Salado y la mitad de cualquier aportación de los afluentes no aforados. El aprovechamiento de este recurso en el área es intensivo, las presas Falcón y El Azúcar captan gran parte de los escurrimientos generados; la cuenca del Río Álamo presenta aún cierta disponibilidad.

3.2.2. UNIDADES DE ESCURRIMIENTO

Son definidas como las áreas en las que el escurrimiento tiende a ser uniforme debido a sus características de permeabilidad, cubierta vegetal y precipitación media, principalmente. Como resultado del análisis de estos factores se obtiene un coeficiente de escurrimiento que representa el porcentaje del agua precipitada que drena superficialmente. De acuerdo con su variación en el país, estos coeficientes se agrupan en cinco intervalos que representan las condiciones del escurrimiento.

Los intervalos considerados son: de 0 a 5%, de 5 a 10%, de 10 a 20%, de 20 a 30% y mayor de 30%.

Para el caso del área de estudio, en la batería Monterrey se tiene un coeficiente de escurrimiento del 5 al 10%.

3.2.3 PERMEABILIDAD

La permeabilidad de los materiales es un factor determinante de la cantidad de los escurrimientos, por lo que éstos se han clasificado de permeabilidad alta, media y baja.

Con permeabilidad alta se consideraron los cañones de la Sierra Picachos, los que están rellenos de gravas y boleos, así como los suelos de la porción SE que tienen un alto contenido de arena. En las dos regiones descritas el agua se infiltra rápidamente hacia los estratos inferiores, como es el caso del área de nuestro interés. Sobre este punto habremos de hacer consideraciones posteriormente.

Distribuidos ampliamente se encuentran los materiales considerados de permeabilidad media que son principalmente suelos de origen aluvial y formaciones de conglomerado, los primeros son areno-arcillosos y los segundos están semiconsolidados.

3.2.4 USOS DEL SUELO

La cubierta vegetal del suelo actúa como amortiguador de la precipitación, por lo que su abundancia retarda el escurrimiento propiciando la infiltración y, en caso contrario su ausencia facilita el drenaje. En el área de estudio predomina de manera muy importante una cubierta formada por matorral submontano, mezquital y pastizal cultivado, cuya densidad se consideró de media a baja. Existen también cultivos de sorgo forrajero.

Hay preponderancia de suelos que se encuentran en proceso erosivo con una vegetación muy pobre y las áreas de cultivos durante varios meses se

encuentran desprovistas de cubierta, predominando en forma aislada el riego sostenido mediante aguas subterráneas.

En la vecindad de las presas de la batería Monterrey ocupan superficies importantes los terrenos agrícolas de los ranchos Las Cabras y Adriana, así como el Ejido Retama. En la estación Reynosa 11, se ubican perimetralmente los ranchos San Eduardo y El Venadito. La permeabilidad en esta zona es alta.

3.3 GEOHIDROLOGÍA SUBTERRÁNEA

El área de trabajo pertenece a la Región Hidrológica No. 24 Bravo-Conchos, de la vertiente del Golfo de México.

Cabe recordar que las porciones geológicas superiores, en donde se localizan los acuíferos, están ubicados los sedimentos del Cuaternario conformados principalmente por depósitos aluviales. Estos depósitos están constituidos por gravas, arenas y arcillas, mezclados en diferentes proporciones, los que sirvieron de relleno de los valles y de las depresiones de la planicie.

La fábrica o contenido de estos depósitos tiene su origen en la acumulación de detritus y de todo el material arrastrado por el agua durante las lluvias y crecidas, a lo largo de los milenios. Los componentes de estos

depósitos varían en tamaño, desde arcilla a grava e incluso boleos, derivados principalmente de las rocas sedimentarias presentes en las porciones altas de la región. Existen también en el subsuelo depósitos de conglomerados mal cementados y con escasa consolidación, en una matriz arcillosa.

Del acuífero subterráneo Reynosa-Río Bravo se extrae agua de mala calidad, lo muestra la tabla 3.2, la que contiene datos recabados de la SARH y que datan de cuando los trabajos de la Batería Monterrey no se habían iniciado todavía.

Tabla 3.2 datos generales sobre siete pozos de agua aledaña al área de estudio

Ubicación Registro de Perforación, Acuífero y datos hidrodinámicos.						
No. Clave Na	Nombre Rancho	No. Pozo	Año instalación	Tipo de acuífero	Nivel estático	Nivel Dinámico
985	Sto. Domingo 1	3060	1970	Aluvión	21.92 m	23.50m
986	Sto. Domingo 2	3058	1970	Aluvión	56.93 m	57m
987	Sto. Domingo 3	Sellado	1970	Aluvión	sellado	Sellado
988	Sto. Domingo 4	3057	1958	Aluvión	26.23m	28m
989	San. Manuel 1	3088	1970	Aluvión	6.32m	9m
995	San Manuel 5	3089	1975	Aluvión	55.22m	56.3m
1026	Los Yecos	3061	1966	Aluvión	Sellado	Sellado

Datos sobre la Calidad de Agua

Conductividad Eléctrica	Sólidos Totales	Uso del Agua
<i>mmho/cm</i>	<i>PPM</i>	
5,300	3392	<i>Abrevadero</i>
3,000	1920	<i>Abrevadero</i>
<i>Sellado</i>	<i>Sellado</i>	<i>Sellado</i>
2,900	1728	<i>Abrevadero</i>
4,600	2944	<i>Abrevadero</i>
4,500	2880	<i>Abrevadero</i>
<i>Sellado</i>	<i>Sellado</i>	<i>Sellado</i>

Estos pozos se hallan ubicados en la zona geohidrológica 28-1 Río Bravo – Reynosa, en el municipio de Reynosa, Tamaulipas.

Los usos principales para los que se destinan esas aguas son el abrevadero y el riego.

El mencionado acuífero se encuentra subexplotado, debido a que la recarga es mayor que la extracción, por lo que se podrían incrementar las obras, a pesar de que ya existe un área de concentración de pozos en la zona al Oriente de Ciudad Reynosa.

En el área de estudio no existe zona de veda, aunque se han tomado medidas de ahorro recientes, dado que las recargas se han retardado por la escasez de lluvias.

3.3.1. UNIDADES GEOHIDROLÓGICAS

Tales unidades se definen tomando en cuenta las características físicas de las rocas y de los materiales granulares, así como estructurales y geomorfológicos de la región, con el fin de determinar el funcionamiento de las unidades como acuíferos. Para tal fin se clasifica como material consolidado con posibilidades altas, medias y bajas de almacenar agua.

3.3.1.1 UNIDAD DE MATERIAL CONSOLIDADO CON POSIBILIDADES

MEDIAS

En la región NE de México las rocas que se agrupan en esta unidad son de edad Terciaria y de origen sedimentario marino. Es una secuencia de lutitas y areniscas, con fracturamiento moderado. Las areniscas tienen escaso cementante y la permeabilidad se considera de media a baja.

En estos materiales existe un acuífero de tipo semiconfinado fácilmente observable pues no lejos al área de estudio existen varias norias con niveles estáticos someros y diámetros de la tubería de descarga de 3.8 a 6.3 cm. El uso que se le da al agua es el de satisfacer primordialmente necesidades pecuarias y solo algunas de las domésticas ya que su grado de salinidad limita su utilización. El acuífero se encuentra subexplotado.

3.3.1.2 UNIDAD DE MATERIAL CONSOLIDADO CON POSIBILIDADES

BAJAS

La unidad está constituida principalmente por rocas sedimentarias de origen marino y en menor escala por rocas sedimentarias continentales e ígneas. Las rocas marinas son de edades Cretácica y Terciaria. Las primeras muestran relieves abruptos y consisten en caliza recristalizada, caliza con bandas y nódulos de pedernal y margas. Las segundas presentan relieves típicos de planicie, se componen de alternancias de lutitas y areniscas bien cementadas y son solo moderadamente fracturadas. Existen además depósitos de conglomerados de origen continental, del Terciario, fuertemente cementados con caliche.

La permeabilidad en los materiales antes descritos es baja. En los pozos y norias que se localizan en esta unidad los niveles estáticos fácilmente se abaten y con ello los gastos son mínimos.

3.3.1.3 UNIDAD DE MATERIAL NO CONSOLIDADO CON

POSIBILIDADES ALTAS

Esta unidad se halla compuesta por sedimentos aluviales cuaternarios, los cuales forman el relleno del Valle Reynosa-Río Bravo. Dichos sedimentos son arenas y arcillas, principalmente, de permeabilidad media. En ellos se originó un acuífero de tipo libre, donde la mayor recarga proviene de las

infiltraciones del Río Bravo, lluvias, canales de riego y hasta de depósitos de agua como presas o estanques que presenten fallas en su sello.

La explotación del acuífero se realiza mediante pozos y norias, su nivel hidrostática es muy somero; los niveles dinámicos en los pozos son de 7 a 37 m y los gastos varían de 5 a 137 Ls⁻¹. El flujo subterráneo del agua es en general hacia el Este. La calidad del agua es salada y los iones predominantes son sodio, calcio, magnesio, cloruro y bicarbonato. Se emplea para usos agrícolas (riego, abrevadero), doméstico e industrial.

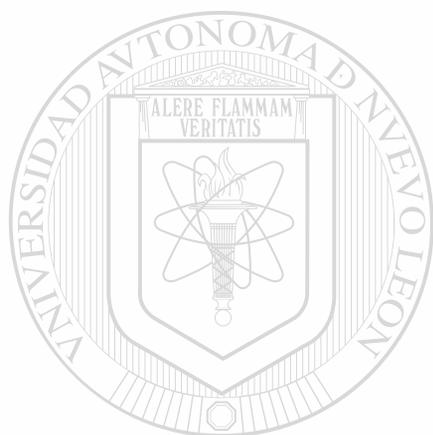
La situación hidrológica del acuífero es de subexplotación puesto que no se observan abatimientos en el nivel hidrostática. Esto se debe a que la recarga es mayor que la extracción.

3.3.1.4 UNIDAD DE MATERIAL NO CONSOLIDADO CON POSIBILIDADES BAJAS

Representaciones de esta unidad se localizan en algunas porciones cercanas al área de estudio y están constituidas por depósitos aluviales cuaternarios y conglomerados del terciario. En los depósitos aluviales predominan arcillas y arenas, mientras que los conglomerados están formados de gravas semiconsolidada con escaso cementante. Estos materiales presentan permeabilidad media, espesor reducido y área restringida. Existen pocos aprovechamientos de agua, particularmente

norias, con gastos mínimos. El agua se usa generalmente para fines domésticos y pecuarios.

En esta unidad se encuentran varios pozos con niveles estáticos profundos. Se infiere que el agua que se extrae proviene de la roca subyacente.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPÍTULO 4

DINÁMICA Y CRITERIOS DE CALIDAD DE LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS

En este capítulo se abordarán de una manera descriptiva los temas de dinámica del agua en acuíferos subterráneos y criterios de calidad del agua. El material tratado sirve para dar conexión al capítulo precedente sobre Geología, al tiempo que se intenta sentar las bases para justificar los estudios fisicoquímicos que se hicieron con las aguas y sedimentos de esta investigación.

Nótese que el intento es dirigido hacia el objetivo de justificar y explicar el estudio de la Química del agua con relación a los ambientes geológico y antropogénico. Los temas abordados deben incluir forzosamente al concepto de Calidad del Agua y sus implicaciones sobre usos, distribución y protección de ese recurso.

En las secciones que siguen habrá de ahondarse en los temas relacionados con parámetros o variables de calidad del agua, agentes patógenos, caracterización de los cuerpos de agua y algo sobre políticas administrativas para proteger el recurso del agua, con un enfoque más directo hacia los acuíferos subterráneos.

El objetivo principal en un programa de evaluación de calidad del agua subterránea es el de obtener una visión completa acerca de la distribución espacial de la calidad del agua y de los cambios que le ocurran en el tiempo, ya sean naturales o por la influencia de la actividad humana.

4.1 Introducción

El agua subterránea es con mucho la fuente más importante de agua dulce en el planeta. Según un estimado, su volumen asciende a 4 millones de km.³, equivalente a un 95% del total disponible como agua dulce en el mundo, frente a solo un 3.5% que representarían los ríos, presas, pantanos y lagos sumados juntos, dejando a la humedad de los suelos con el restante 1.5%. Si en ese total se considerase al agua atrapada en los casquetes polares, glaciares y el hielo de las tundras, el agua subterránea representaría casi dos tercios del total de agua dulce de la Tierra.

La importancia del agua subterránea es igual en las zonas áridas que en las zonas húmedas del mundo, aunque la creencia generalizada es en el sentido de que las aguas subterráneas solo son importantes en las zonas áridas. Razones para este criterio son dadas por la disponibilidad del agua en la cercanía de donde se requiere y su natural buena calidad que permite con un bajo costo su uso para el consumo humano.

Los siguientes datos sirven para indicar la importancia de las aguas subterráneas: En los U.S.A., el agua subterránea representa un 50% del agua utilizada para el ganado y para el riego y solo un 40% del abastecimiento público en términos globales. Sin embargo, en el área rural de U.S.A., el 96% del agua doméstica proviene del subsuelo. Algunas de las ciudades mas grandes del mundo se hallan totalmente dependientes del agua subterránea. En América Latina, muchas de las ciudades más grandes obtienen una proporción significativa de su abastecimiento del agua subterránea y como un buen ejemplo, cabe mencionar que en el valle de la ciudad de México, más de 1 000 pozos profundos proveen 3 200 millones de m³ por día representando el 95% de las necesidades de abastecimiento para una población de casi 20 millones de personas. El agua subterránea también representa una proporción importante en los abastecimientos de los países europeos. Por ejemplo, en Dinamarca un 98%, en Portugal el 94%, en Alemania el 89% y en Italia el 88%, mientras que el Reino Unido y Noruega presentan solo un 35 y 15%, respectivamente, en sus necesidades de agua subterránea debido a la mayor incidencia de lluvias y mayores caudales de sus ríos, a los que se asocia además un excelente sistema de represas.

4.2 Clasificación de los cuerpos de agua y fuentes de abastecimiento

El agua, aunque presente en forma mayoritaria en la Tierra, solo es tomada para abastecer las necesidades de las poblaciones desde unas pocas fuentes. Es oportuno entonces establecer una clasificación general de los cuerpos de

agua tomados como fuentes de abastecimiento, los que por cierto cada vez están más sujetos a la influencia antropogénica. Los tres grupos principales de cuerpos abastecedores de agua son:

- Ríos, arroyos y corrientes desde su origen hasta el límite de la marea u oleaje, incluyendo canales,
- Lagos y pantanos, embalses y represas, tratadas individualmente o como parte de sistemas de ríos,
- Aguas subterráneas someras y profundas, freáticos o confinadas.

Existen dos rasgos principales de los cuerpos de agua subterránea que los distinguen de los cuerpos de agua superficial. El primero tiene que ver con el relativamente lento movimiento del agua a través del subsuelo indicando tiempos de residencia mayores que el de las aguas superficiales. Una vez contaminado, un cuerpo de agua subterránea puede permanecer así por décadas o siglos porque los procesos naturales de paso y resumen son muy lentos. En segundo lugar existe un grado considerable de interdependencia química y fisicoquímica entre el agua y el material que la contiene. La palabra subterránea es generalmente entendida como aplicada a toda el agua bajo el suelo, ocupando los huecos existentes en las capas o estructuras geológicas, por tanto, las propiedades del subsuelo y el agua son importantes y hay un muy amplio espectro de posibilidades para que la calidad del agua sea modificada

por las interacciones entre ambos. Esas modificaciones son acentuadas debido a los largos tiempos de residencia, los que dependen del tamaño y tipo del cuerpo de agua.

La naturaleza propia del cuerpo de agua, su medio físico, la manera de explotación y la ausencia de medidas de protección, traen a menudo las consecuencias de su abatimiento en calidad y un aumento en el riesgo a la salud de los consumidores. Los parámetros de calidad son muchos y variados, pero de entre ellos cabe señalar que los agentes patógenos, causantes de padecimientos asociados con el consumo de agua, incluyen a bacteria y una diversidad de virus, así como a protozoos y helmintos. Ellos son los responsables principales de los agudos problemas de salud y alta mortalidad infantil en los países subdesarrollados. Sin embargo, su detección se hace en forma indirecta, generalmente a través de la cuantificación e identificación de contaminación fecal (grupos de coliformes).

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

4.2.1 Fuentes de Abastecimiento de Agua Potable.

En muchas poblaciones del mundo se acostumbra beber el agua subterránea (o de los ríos y presas) en forma directa sin tratamiento. En muchas otras, sin embargo, se practica un tratamiento y desinfección previos al consumo. En ambos casos el agua es finalmente consumida y por ello debe establecerse un monitoreo o control de aquellas variables que representen un riesgo potencial a la salud humana. Lineamientos acerca de los niveles máximos recomendados

para ese tipo de variables han sido establecidos por la Organización Mundial de la Salud y muchas otras organizaciones a nivel nacional o local en prácticamente todos los países del mundo, lo que se presenta en forma resumida en la tabla 4.5 al final del capítulo.

Muchas aguas subterráneas requieren de un tratamiento mínimo o hasta nulo, por lo que basta con solo efectuar monitoreos infrecuentes a fin de controlar la calidad de esas fuentes de agua, particularmente en lo que se refiere a agentes patógenos y solventes orgánicos.

4.2.2 Uso agrícola

El riego de cultivos representa un riesgo a la salud de los consumidores de los productos del campo si la calidad del agua utilizada no es la apropiada, en forma particular con respecto a los agentes patógenos y compuestos tóxicos. El riesgo es mucho mayor si el riego se hace por aspersión directa del agua sobre los cultivos, en lugar de inundar la base de las plantas. La presencia de ciertos iones inorgánicos puede también afectar la calidad del suelo y repercutir en el crecimiento de las plantas, extrapolándose ello hacia una reducción en la producción. Existen lineamientos acerca de los niveles máximos recomendados para ciertas variables en el agua que se utiliza en irrigación, aunque si el agua es escasa pueden tolerarse niveles algo superiores, según sean las características del suelo y la tolerancia de los cultivos. La tabla 4.6, también al final del capítulo, muestra los valores establecidos como límites en las

descargas de aguas residuales de origen urbano que se dispongan para riego agrícola, incluyéndose también las normas de calidad del agua dada en abrevadero al ganado. Por otro lado, volviendo a la tabla 4.5 ya mencionada antes, ella muestra cualitativamente la importancia relativa de las diferentes variables de calidad para diversos usos de naturaleza no industrial, junto con una implícita orientación acerca de cuales variables deben ser consideradas en un programa de evaluación de calidad del agua. Debido a que estos temas serán abordados con detalle en las secciones siguientes, su elaboración obliga a posponer la presentación de las tablas referidas en esta sección.

4.3 Términos Comunes en Referencia al Agua Subterránea.

El agua subterránea ocurre en muchas formaciones geológicas diferentes. Casi todas las rocas en la parte superior de la corteza, sin importar su tipo, origen o edad, poseen aberturas llamadas poros o huecos. En los materiales granulados no consolidados, los huecos son los espacios entre los granos (figura 4.1a), los que pueden ser reducidos por compactación y cementación (figura 4.1d). En las rocas consolidadas los únicos huecos factibles pueden ser las fracturas o fisuras, las que generalmente son restringidas pero pueden engrandecerse por disolución (figura 4.1e). El volumen de agua contenido en la roca depende del porcentaje de estas aberturas o poros en un volumen dado de roca, a lo que se le conoce como la **porosidad** de la roca. Mayores espacios porosos resultan en una alta porosidad y más agua almacenada. La tabla 4.1

muestra los intervalos de valores de porosidad para materiales geológicos comunes.

Solo una parte del agua contenida en los poros totalmente saturados puede ser extraída y usada. Bajo la influencia de la gravedad baja el nivel del agua y parte de ella escurre desde los poros, mientras que otra parte permanece sostenida por la tensión superficial y por efectos moleculares. La relación entre el volumen del agua que escurre bajo gravedad desde una masa de roca saturada inicialmente, al volumen total de esa roca (incluyendo al agua contenida) se le define como la **producción específica** de ese material, expresándose generalmente como un porcentaje. Valores típicos de ella se muestran también en la tabla 4.1.

La facilidad con que el agua pueda fluir a través de una masa de roca depende de una combinación entre el tamaño de los poros y el grado en que ellos se hallan interconectados. Esto es definido como la **permeabilidad** de la roca.

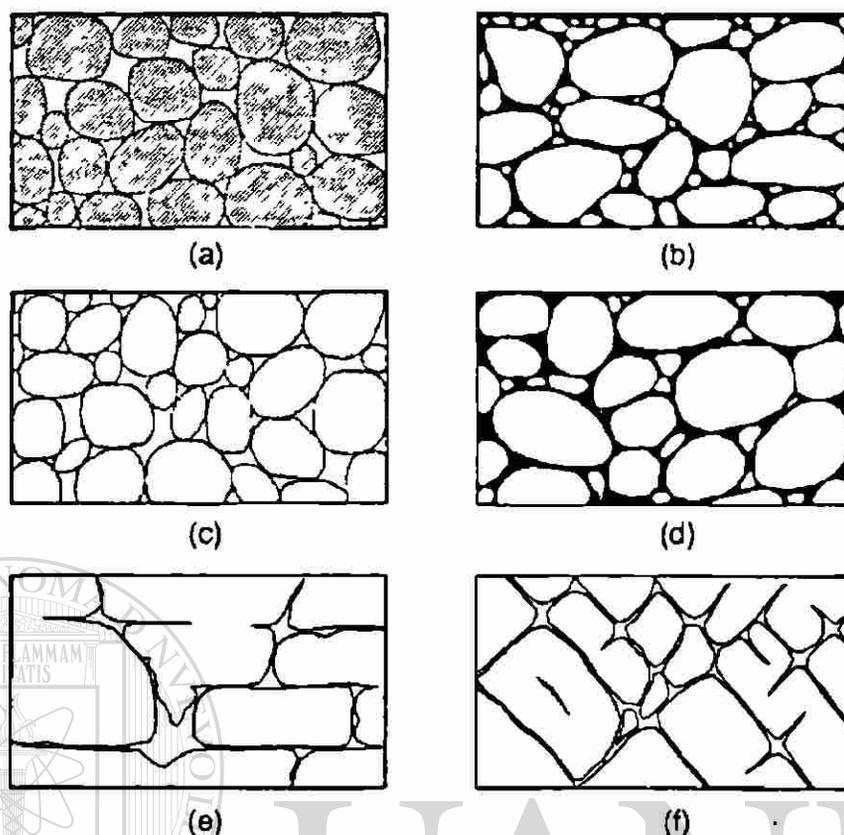


Figura 4.1 Textura y porosidad de roca, de los materiales de acuíferos típicos (en base al trabajo de Todd, 1980).

- a) Deposito sedimentario bien distribuido con alta porosidad
- b) Deposito sedimentario pobremente distribuido con baja porosidad
- c) Deposito sedimentario bien distribuido de gravas porosas, resultando en una porosidad total alta.
- d) Deposito sedimentario bien distribuido en el que la porosidad ha sido reducida por la cementación entre los granos.
- e) Roca consolidada con porosidad producida mediante la disolución por agua.
- f) Roca consolidada con porosidad resultante de fracturamiento.

Tabla 4.1 Porosidad y producción específica de materiales geológicos

Material	Porosidad (%)	Producción específica (%)
<i>Sedimentos no consolidados</i>		
Gravas	25 – 35	15 – 30
Arena	25 – 45	10 – 30
Limo	35 – 50	5 – 10
Arcillas	45 – 55	1 – 5
Arena y gravas	20 – 30	5 – 15
<i>Rocas consolidadas</i>		
Arenisca	5 – 30	3 – 15
Caliza y dolomita	1 – 20	0.5 – 10
Caliza Karstificada	5 – 30	2 – 15
Lutitas	1 – 10	0.5 – 5
Basalto vesicular	10 – 40	5 – 15
Basalto fracturado	5 – 30	2 – 10
Toba	10 – 60	5 – 20
Granito y Gneiss	0.01 – 2	< 0.1
Granito temperizado y Gneiss	1 – 15	0.5 – 5

Por otro lado, se define como **acuífero** a la capa de roca que es suficientemente porosa para almacenar agua y suficientemente permeable para transmitirla en cantidades económicamente explotables. Para cualquier acuífero, distinguir si el flujo predominante es a través de fisuras o entre granos, es fundamental para comprender la hidrogeología y para diseñar sistemas de control, particularmente útil en los casos de accidentes de contaminación por derrame o infiltración desde una fuente puntual.

Durante la lluvia, algo del agua se infiltra por el suelo. Una parte de esa agua es tomada por las raíces y parte continúa infiltrándose por efecto de la gravedad. En la roca más cercana a la superficie se encuentran espacios parcialmente llenos con agua y parcialmente con aire. Esta zona insaturada es

conocida como **zona vadosa** o **insaturada**, señalada en la figura 4.2, la que puede variar de entre cero y decenas de metros de profundidad. Es en esta zona donde el aire, la roca y el agua se hallan en contacto y pueden reaccionar entre sí. El movimiento de agua en esta zona es muy lento, menos de 10 m a^{-1} y a menudo menos de 1 m a^{-1} . Los tiempos de residencia en la zona insaturada dependen del espesor de ella y varían de cero a decenas de años.

A mayores profundidades los espacios en la roca se hallan llenos de agua y esta zona recibe el nombre de zona saturada. Si un pozo es perforado en la zona saturada, el agua fluirá desde la roca y se acumulará en el pozo alcanzando un nivel inferior al de la roca donde todos sus espacios están llenos de agua. Este nivel es conocido como nivel hidrostático (water table) y representa el nivel superior del agua en la zona saturada, donde su presión es por cierto igual a la atmosférica. Estrictamente hablando, el término agua subterránea solo se refiere al agua de la zona saturada, bajo el nivel hidrostático, y se reserva el término de agua sub-superficial a toda aquella de las zonas saturada e insaturada. Las zonas descritas se hallan ilustradas en la figura 4.2.

Es apropiado y muy conveniente clasificar a los acuíferos, principalmente cuando se trata de cualquier desarrollo, explotación o protección de ellos. Un **acuífero no-confinado** es aquel en el cual la parte superior de la zona saturada, el nivel hidrostático, se halla a la presión atmosférica. En cualquier

punto por debajo del nivel hidrostático la presión será mayor a la atmosférica, mientras que en cualquier punto a mayor nivel que el hidrostático la presión será menor.

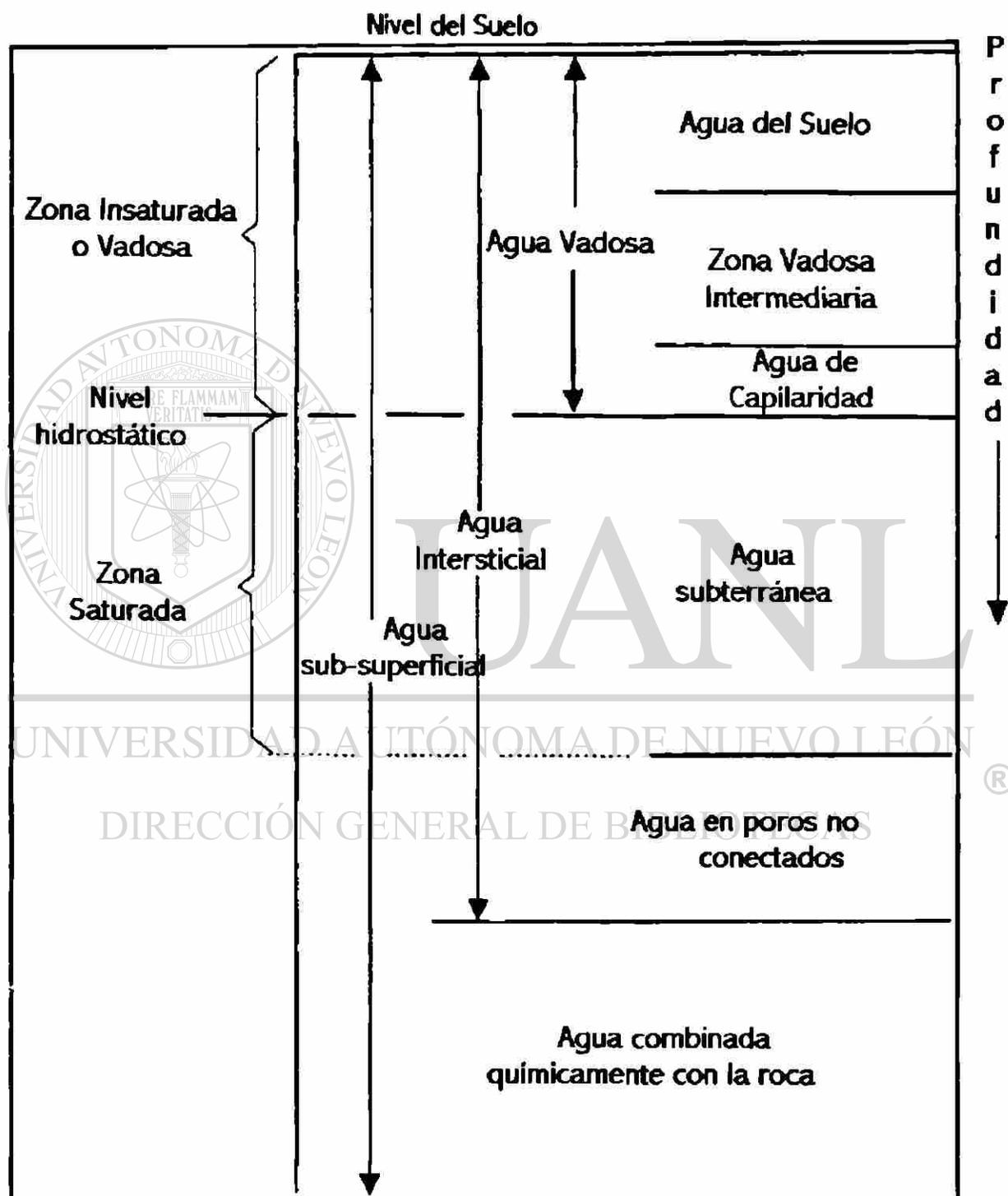


Figura 4.2 La clasificación del agua sub-superficial basándose en el trabajo de Driscoll, (1986).

En un **acuífero confinado**, el espesor efectivo se extiende entre dos capas de roca impermeable y en cualquier punto la presión es mayor a la atmosférica, de tal manera que si es perforado un pozo en el acuífero se observará al agua ascendiendo por el pozo hasta un nivel tal que balancee con su columna a la presión del acuífero. A la superficie imaginaria que une al nivel del agua de muchos pozos en un mismo acuífero confinado, se le llama **superficie potenciométrica**. Para un **acuífero freático**, el primero no-confinado que se forma a partir del nivel del suelo, la superficie potenciométrica corresponde con el nivel hidrostático encontrado en pozos o norias. Las direcciones de flujo del agua subterránea son perpendiculares a las isolíneas de la superficie potenciométrica.

Si la presión en un acuífero confinado es tal que la superficie potenciométrica se ubica sobre el nivel del suelo, el pozo derramará el agua y se le conoce como **artesiano**. Por supuesto que un acuífero confinado con gruesas capas de roca sobreyaciéndolo será mucho menos vulnerable a ser contaminado que un acuífero no-confinado.

4.3.1 El Flujo del Agua Subterránea

La Ley de Darcy gobierna el flujo de agua a través de un acuífero subterráneo. La ley mencionada establece que el caudal o relación de flujo es directamente proporcional al gradiente hidráulico.

$$Q = - K i A,$$

en donde **Q** es la relación de flujo a través de la unidad de área **A** bajo un gradiente hidráulico **i**. El gradiente hidráulico dh/dl es la diferencia entre los niveles de superficie potenciométrica entre dos puntos, dividida por la distancia horizontal que los separa. El parámetro **K** se conoce como la **conductividad hidráulica** y es una medida de la permeabilidad del material a través del cual fluye el agua. Nótese la similitud entre la ley de Darcy y aquellas otras que gobiernan los procesos físicos de conducción de calor o de electricidad. La conductividad hidráulica **K** se incrementa con el tamaño de grano en el caso de materiales granulares limpios.

Otra forma de escribir la Ley de Darcy es obtenida al sustituir **Q** por **Q/A**. Así,

$$V = - K (dh/dl),$$

en donde el término **V** se conoce como la **descarga específica**, la que por cierto no representa a la velocidad actual de flujo del agua subterránea en el acuífero. Para calcular la descarga específica, el flujo volumétrico **Q** es dividido

por el área seccional total, la que incluye a sólidos y huecos. Claramente el flujo solo puede tener efecto por los huecos y poros, por lo que la velocidad actual del agua puede ser calculada si se conoce la porosidad de la roca. Para ilustración, la mayoría de los materiales de acuífero en que predomina el flujo inter-granular tienen porosidades de 20 a 40%, tal que la velocidad actual del agua es de tres a cinco veces el valor de la descarga específica. Debe hacerse notar que esta velocidad es un promedio que resulta de todas las aportaciones de velocidad microscópicas del agua a través de los poros. En realidad los términos de velocidad microscópica son mayores en valor a la velocidad lineal promedio actual, fundamentalmente por la sinuosidad del trayecto que debe seguir el agua por los poros y fisuras, como se ilustra mediante la figura 4.3.



Figura 4.3 Promedio lineal y trayectoria del flujo microscópico del agua subterránea, basado en Freeze and Cherry (1979).

4.4 Términos de caracterización de los cuerpos de agua

Ya descritos los principales tipos de cuerpos de agua, es pertinente pasar a la revisión de los términos que comúnmente se utilizan para su caracterización. En realidad estos términos sirven también para normar criterios que ayudan no solo para describirlos, sino incluso asegurar en casos de duda a qué tipo pertenece un cuerpo dado de agua. Los términos de caracterización de los cuerpos de agua son: los rasgos hidrodinámicos, los rasgos físicoquímicos y los rasgos biológicos. Cabe aclarar que solo se revisarán los dos primeros pues en el caso que nos ocupa (acuífero subterráneo) los rasgos biológicos no son relevantes.

4.4.1 Propiedades Hidrológicas (Rasgos Hidrodinámicos)

Todos los cuerpos de agua dulce se hallan intercomunicados, de la atmósfera al mar, mediante el Ciclo Hidrológico. Así, el agua viene a ser un sistema "continuo" con etapas que van desde la lluvia hasta la salada agua del mar. Existen las siguientes propiedades hidrodinámicas distintivas para cada tipo de cuerpo de agua:

- **Ríos**; caracterizados por una corriente unidireccional con una relativamente alta velocidad de flujo promedio que va de 0.1 a 1 ms^{-1} , altamente variable dependiendo del clima y patrones de drenaje, con mezclado vertical

completo gracias a la turbulencia de la corriente pero con escaso mezclado lateral.

- **Lagos**; caracterizados por una velocidad de corriente promedio baja de **0.001 a 0.01 ms⁻¹** (valores superficiales), con lo que los tiempos de residencia de elementos o del agua oscila de 1 mes a varios cientos de años en los cálculos de movimientos de masa o de material. Las corrientes en los lagos son multidireccionales con períodos alternados de estratificación y mezclado vertical, dependiendo del clima y profundidad.

- **Aguas Subterráneas**; son caracterizadas por patrones de flujo estables en términos de dirección y velocidad. Las velocidades de flujo promedio en acuíferos oscilan de **10⁻¹⁰ a 10⁻³ ms⁻¹**, dependen de la porosidad y permeabilidad del material geológico. El mezclado es muy pobre y la dinámica puede ser muy diversa aún en la misma región.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Existen adicionalmente formas transicionales de cuerpos de agua con rasgos de más de uno de los tipos básicos descritos antes. Los más importantes para la región NE de México son;

- **Acuíferos Aluviales y Kársticos**: intermedios entre ríos y aguas subterráneas, pudiéndose distinguir uno del otro por su flujo lento (aluvial, como en los acuíferos someros de la región de Montemorelos, N.L. o aquellos

descritos para el área de estudio en la cercanía de Reynosa, Tamaulipas) y flujo muy rápido (kárstico, como el que se presenta en amplias porciones del cuerpo montañoso de la Sierra Madre Oriental y cuyo mejor ejemplo es quizá el acuífero que alimenta a los pozos de Mina, N.L.),

- **Pantanos:** intermedios entre lagos y acuíferos freáticos, como por ejemplo el caso del Campo Gallo en Linares N.L. (Barbarín *et al.* 1988).

4.4.2 Rasgos Físico-Químicos

Las características físico-químicas de cada cuerpo de agua son determinados por las condiciones climáticas, geomorfológicas y geoquímica prevalecientes en la cuenca y en el acuífero subyacente.

Características resumidas como sólidos disueltos totales (SDT), conductividad y potencial redox proveen una clasificación general para los cuerpos de agua de similar naturaleza. El contenido mineral, reflejado en los valores de SDT, es indicativo del balance entre los procesos de disolución y precipitación. El oxígeno disuelto, estimado a partir del potencial redox, tiene influencia directa en la solubilidad de metales y es esencial para todas las formas de vida.

La variación en los SDT y las partículas suspendidas, frente al tiempo, resulta de las interacciones entre los cambios en la hidrodinámica, solubilidad mineral,

características de las partículas suspendidas y de la naturaleza e intensidad de la actividad biológica.

4.5 Calidad del Agua; Una Definición

En vista de la complejidad de los factores que determinan la calidad del agua y el amplio número de variables usadas para describir el estado de un cuerpo de agua, es muy difícil proveer de una definición simple de calidad del agua. Peor aún, el entendimiento acerca del concepto de calidad del agua ha evolucionado a lo largo del siglo, como resultado del aumento en los requerimientos y usos del agua y de la habilidad para medir e interpretar las características de ella.

La evaluación de la calidad del agua es una valoración cualitativa y cuantitativa de la naturaleza física, química y biológica del agua con relación a su calidad natural, efectos humanos y usos potenciales, particularmente en aquellos aspectos que pudieran afectar la salud humana y la del sistema acuático mismo.

Debido a la complejidad de los factores que determinan la calidad del agua, existen grandes variaciones entre lagos o ríos de diferentes continentes o zonas hidroclimáticas. Del mismo modo, la respuesta de los cuerpos de agua al impacto antropogénico es también muy variado. Como consecuencia, no hay un

estándar de aplicación universal que pueda definir la base o referencia acerca de la calidad química y biológica del agua.

Cuando mucho puede darse una descripción general de algunos tipos de ríos, lagos y acuíferos subterráneos con un punto de vista puesto en los criterios de calidad asignados a sus aguas, conforme a la medición de ciertos parámetros tomados en importancia según el uso principal a que se destinen esas aguas.

La tabla 4.2 muestra los tópicos de mayor importancia con relación a la calidad del agua a escala global. Para su interpretación y mejor comprensión, los símbolos xxx, xx, x, 0 y na significan, respectivamente; deterioro severo o global, deterioro importante, deterioro ocasional o regional, deterioro como una rareza y "no aplicable".

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Tabla 4.2 Los principales tópicos de calidad del agua dulce a escala mundial.

Tópico	Cuerpos de Agua			
	Ríos	Lagos	Presas	A. Subterránea
Patógenos	xxx	x	x	x
Sólidos Susp.	xx	na	x	na
Materia Org. degradable	xxx	x	xx	x
Eutroficación	x	xx	xxx	nd
Nitrato como contaminante	x	0	0	xxx
Salinización	x	0	x	xxx
Elementos traza	xx	xx	xx	xx
Microcontaminan- tes Orgánicos	xxx	xx	xx	xxx
Acidificación	x	xx	xx	0
Modificación a regímenes hidrológicos	xx	x		x

Los principales requerimientos de agua son; para beber y aseo personal, piscicultura, riego agrícola y cría de ganado, navegación, producción industrial, generación de energía eléctrica, enfriamiento, recreo y pesca, etc. De los usos anteriores, los volúmenes mayores son demandados para el riego agrícola y el enfriamiento en la industria, donde afortunadamente los requisitos de calidad son los mas bajos.

El consumo de agua para beber y en algunas manufacturas industriales especializadas (como la industria de alimentos) demandan las más sofisticadas medidas de calidad, pero el consumo global en esos dos renglones es relativamente moderado.

En forma paralela a los usos descritos arriba, el agua es el medio tradicional para transportar, alejar, limpiar o dispersar los desperdicios o desechos (domésticos, industriales, de la minería y hasta de los escurrimientos del campo agrícola irrigado). Como regla, cada uso que se le da al agua, ya sea de abstracción desde una fuente o la descarga de desechos, causará un impacto específico y generalmente predecible en su calidad. A lo anterior se suman otras actividades humanas que tienen efectos indirectos sobre el ambiente acuático, por ejemplo, la urbanización acelerada y la deforestación no compensada, así como la liberación de sustancias químicas, fertilizantes, insecticidas y desechos no tratados, así como el escape de líquidos nocivos desde cementerios o rellenos sanitarios o incluso desde presas de concentración de aguas de desecho. Los efectos dañinos pueden ser de muy largo plazo sobre los acuíferos superficiales y subterráneos.

La mayor proporción de toda la degradación hecha a la calidad del agua tiene su origen en la actividad humana. Sin embargo, existen también eventos naturales y catástrofes ambientales que originan severos deterioros locales o regionales en la calidad del agua, del mismo modo que se ha comprobado que

existen aquellos cuyo impacto puede ser hasta global. Para el caso de deterioro a la calidad del agua los principales eventos son;

- erupciones volcánicas,
- huracanes,
- flujos o avalanchas de lodo,
- lluvias torrenciales sobre áreas deforestadas, etc.

4.6 Fuentes de Contaminación y Mecanismos de Distribución

Los agentes contaminantes son liberados al ambiente como gases, sustancias disueltas o hasta en forma de partículas. Ellos llegan a los cuerpos de agua dulce mediante una amplia variedad de caminos, utilizando para ello a la atmósfera o el suelo, entre otros.

Las fuentes de contaminación pueden ser *puntuales* o *no-puntuales (difusas)*. Algunas veces no es posible hacer una clara distinción entre ellas pues eso depende de la escala o marco de referencia: local o regional. Por ejemplo, la fuente difusa de contaminación por partículas suspendidas del parque vehicular de Monterrey es la suma de un número grande de fuentes puntuales: los automotores en la metrópoli.

En general, la principal diferencia entre los dos tipos de fuentes de contaminación se basa en que una fuente puntual puede ser evaluada, tratada y controlada.

Las principales fuentes puntuales de contaminación del agua dulce son las descargas domésticas e industriales y los escurrimientos provenientes de los corrales de engorda de ganado. Las principales fuentes difusas son la atomización de insecticidas, el uso de fertilizantes y las precipitaciones atmosféricas de partículas y sustancias disueltas.

La atmósfera en sí, con su carga de contaminantes y su gran movilidad, es la fuente más penetrante y abarcante de todas. En el contenido de la atmósfera se encuentran todas aquellas sustancias y partículas provenientes de las diversas actividades de la humanidad.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



4.7 Variabilidad de la Calidad del Agua y Frecuencia de Muestreo

En cualquier cuerpo de agua la calidad es un aspecto altamente variable; en ríos es mayor que en lagos pero menor que en los acuíferos subterráneos. La variabilidad ocurre con respecto a la distribución espacial (longitud, amplitud y profundidad) y también con respecto al tiempo (t). Estos cuatro parámetros tienen diferente grado de influencia dependiendo del tipo de cuerpo de agua de que se trate. En general, los ríos tienen solo una dimensión espacial (longitudinal) en su variabilidad de calidad, junto con una pronunciada

variabilidad con respecto al tiempo. Las aguas subterráneas son caracterizadas por una variabilidad con el tiempo baja a muy baja y dos o tres dimensiones espaciales. Por lo tanto, es necesario tener un conocimiento completo sobre la hidrodinámica de cada cuerpo de agua a fin de hacer una más efectiva y certera evaluación sobre su calidad y, cuando así se requiera, poder evaluar mejor el impacto y consecuencias de un evento dañino al cuerpo de agua.

Las actividades de monitoreo, que incluyen la selección de puntos de muestreo y frecuencia de las tomas de muestras, son altamente dependientes del tipo de ambiente acuático. La tabla 4.3 resume lo escrito en esta sección.

Tabla 4.3 Optimización de frecuencias en los monitoreos de tendencias En la calidad del agua.

Medio de muestreo	Ríos y arroyos	Ríos caudalosos ¹	Lagos y presas	Aguas subterráneas
Agua	< 24 por año	< 12 por año	1 por año en c/ mezclado total ² o en cada mezclado ³	1 a 4 por año ⁴
Partículas Suspendidas	1 por año ⁵	1 por año ⁵	1 por año ⁶	no relevante
Monitoreo Biológico	1 por año ⁷	1 por año para los índices bióticos ⁸	8 a 12 por año ⁹ 0.2 por año ¹⁰	

¹ Area de cuenca > 100,000 Km². La frecuencia depende de la variabilidad en la descarga de agua. ⁶ Una muestra compuesta de 2 a 4 muestras de sedimento de trampa.

2 Si el tiempo de residencia del agua es > 1 año.	7 Organismos introducidos para el monitoreo de bioacumulación de elementos o compuestos.
3 Si el tiempo de residencia del agua es < 1 año.	8 A bajo flujo o caudal
4 Depende del tiempo de residencia del agua.	9 Para muestras anuales de clorofila del verano.
5 Una muestra compuesta de 12 muestras de sólidos suspendidos totales, ponderados en peso de acuerdo a la descarga de sólidos totales o, si no es posible, a la descarga de agua.	10 Inventari de macrofitos; uno cada 5 años.

4.7.1 Control Hidrológico en Combinación con el Monitoreo de Calidad del

Agua

Toda interpretación razonable de los datos analíticos, para la evaluación de la calidad del agua, será solo posible con la correspondiente base de datos hidrométricos. Consecuentemente, todo monitoreo en un ambiente acuático debe tomar en cuenta las características de los cuerpos de agua, las que por cierto deben previamente determinarse a través de inventarios e inspecciones. La tabla 4.4 señala las mediciones hidrológicas relevantes asociadas a las mediciones y muestreos de campo, hechos en diferentes tipos de cuerpos de agua.

Tabla 4.4 Información hidrológica requerida en la evaluación de la calidad del agua.

Nivel ¹	Ríos	Lagos / Presas	Aguas Subterráneas
<i>Información Básica</i>			
A	Mapa de la cuenca	Régimen térmico	Tipo principal del acuífero
B	Régimen estacional	Mapa del fondo o Batimetría	Mapa del acuífero
C	Estadísticas de flujo	Balance de agua y Patrones de flujo	Características hidrodinámicas
<i>Monitoreo Hidrológico</i>			
A	Nivel al muestreo	Nivel al muestreo	Nivel piezométrico
B	Descarga del río al muestreo	Nivel entre muestras	Nivel entre muestras
C	Descarga continua	Descarga de tributarios	Conocimiento completo de la hidrodinámica

La evaluación combinada de la calidad del agua y de los datos de calidad deben tomar en cuenta las variaciones espaciales y temporales. Los cuerpos de agua tienen rasgos hidrológicos que siguen sus propios patrones de variación, los que pueden ser algo diferentes o en sentidos opuestos a las fluctuaciones de calidad de origen natural o antropogénicas. Afortunadamente, y conforme a la experiencia que así lo demuestra, ellos tienden a ser muy estrechamente vinculados.

Para concluir con este punto, vale la pena remarcar que el criterio o evaluación del nivel de calidad de un acuífero dependerá del uso al que sea

destinada esa agua, así como también de los valores que sean establecidos como limitante en los parámetros utilizados para medir y juzgar dicha calidad.

4.8 Parámetros de evaluación de la calidad del agua

En las secciones anteriores han sido tratadas las principales variables o parámetros que sirven cuantitativamente en el proceso de evaluación de la calidad del agua. Es obvio que no todas esas variables serán relevantes para todas las situaciones o para todos los usos potenciales del agua. Como una consecuencia lógica, este capítulo se concentrará en el tratamiento de dos temas íntimamente relacionados; usos del agua y selección de sus variables de calidad.

En general, la selección de las variables que han de ser incluidas en una evaluación de calidad del agua debe tomar en cuenta a los objetivos del programa. También por lo general, las evaluaciones pueden ser ubicadas dentro de dos grandes categorías de igual importancia o jerarquía; a) orientadas a los usos del agua o, b) orientadas a medir el impacto sobre su calidad.

4.8.1 Variables Generales

En esta denominación se hallan todas aquellas variables o parámetros físicos, químicos y bacteriológicos de las aguas. La descripción individual que sigue se hará manteniendo un enfoque generalizado, señalando allí mismo,

para cada variable, las particularidades que tengan aplicación a cada uno de los principales tipos de cuerpos de agua.

Por fines prácticos, las variables generales se dividen en los siguientes grupos: a) Variables Fisicoquímicas, b) Nutrientes, c) Materia Orgánica, d) Iones Mayoritarios, e) Variables Inorgánicas Adicionales, f) Metales g) Contaminantes Orgánicos y h) Indicadores Microbiológicos

4.8.1.1 Contaminantes Orgánicos

Miles de compuestos orgánicos individuales entran a los cuerpos de agua como resultado de las actividades humanas. Estos compuestos tienen diferentes propiedades físicas, químicas y toxicológicas, lo que hace prácticamente imposible el control de cada compuesto individual, aunque puede seleccionarse a un grupo prioritario de contaminantes sobre la base de su mayor importancia, toxicidad, predominancia, etc. Como ejemplos de tales clases de contaminantes se tienen a los bifenilos policlorinados (PCB's), plaguicidas, fenoles, petróleo y sus productos, etc. Estos compuestos, por cierto, no son controlados universalmente porque se requiere instrumentación sofisticada y personal entrenado a fin de detectarlos y cuantificarlos.

En las determinaciones relacionadas con los contaminantes orgánicos en el agua, deberán incluirse en la lista de variables a los parámetros COT, DQO y DBO. En inspecciones preliminares y de emergencia deberá identificarse el

rango completo de los compuestos orgánicos individuales, lo que requiere de métodos instrumentales sofisticados como cromatografía de gases (CG), cromatografía en fase líquida (CL) y cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas (CG / EM). En inspecciones intensivas, las siguientes clases de contaminantes orgánicos deberán ser identificadas: hidrocarburos (incluyendo aromáticos y poliaromáticos), halocarbonos, hidrocarburos clorinados, grupos de plaguicidas, policlorovinilos PCV's, fenoles, ésteres de ftalato, nitrosaminas, nitroaromáticos, haloéteres, derivados de bencidina y dioxinas. El análisis del agua para estos contaminantes orgánicos se hace en muestras no filtradas, excepto para el caso de los plaguicidas organoclorados que se determina en el material participado.

4.8.1.2 Petróleo y sus productos

El petróleo y sus derivados son responsables de contaminación mayor y daño ecológico en cuerpos de agua dulce. Más de 800 compuestos individuales han sido identificados en el petróleo, entre los que se encuentran los alifáticos de alto y bajo peso molecular, hidrocarburos aromáticos y nafténicos, heterociclos insaturados de alto peso molecular (resinas y asfaltenos) y numerosos compuestos de oxígeno, nitrógeno y azufre.

El petróleo se distribuye en el agua en diferentes formas: disuelto, en película, por emulsión y también en la forma de fracciones absorbidas, con interacciones entre ellas muy diversas y complicadas en naturaleza. Para

complicar más las cosas, simultáneamente ocurren las transformaciones de estos compuestos por procesos bioquímicos, microbiológicos, químicos y fotoquímicos. Debido al alto riesgo ecológico con todas las actividades que acompañan al petróleo, a él se le considera un contaminante de alta prioridad. Para el agua potable la concentración máxima recomendada de este tipo de compuestos oscila de **0.01 a 0.1 mg L⁻¹**. Concentraciones de **0.3 mg L⁻¹** o más, de petróleo crudo, causan efectos tóxicos a los peces. Cuando se utilice el término "productos del petróleo", éste deberá aplicarse solo a la fracción de los hidrocarburos.

El petróleo es oxidado bioquímicamente con facilidad y por ello debe extraérsele desde la muestra de agua inmediatamente después de recolectarla, utilizando para ello tetracloruro de carbono o triclorotrifluoroetano. El extracto puede durar por meses si se guarda en un lugar fresco y oscuro. Los métodos gravimétricos para la determinación de petróleo son los más sencillos, pero no son muy sensibles y dan además resultados erróneos cuando hay pérdidas por evaporación. Los análisis serios para la identificación y determinación de compuestos individuales se realizan utilizando cromatografía de gases acoplado a espectrometría de masas.

4.9 Resumen y Tablas de Consulta

Para algunas de las variables los límites definidos son diferentes de país a país, dejando un criterio abierto y hasta cierto punto flexible como se muestra en

la tabla 4.5, mientras que el criterio que rige para los lineamientos es el de que ellos establecen el número mínimo de variables que deben ser incluidas en un programa de evaluación. La tabla 4.6 sugiere las variables más apropiadas para ser tomadas en cuenta en el caso de que no existan lineamientos establecidos o existan dudas sobre la aplicación o interpretación de ellos, aunque se deberá ejercer el criterio y sentido común para incluir a otras variables de acuerdo a las condiciones especiales que se relacionen con el uso planeado para el agua. La calidad aceptable del agua también se halla relacionada con la disponibilidad de ella, por lo que si el agua es escasa, se tendrá que aceptar un nivel menor de calidad y mantener en un mínimo el número de variables que deban ser medida.

Tabla 4.5 Concentraciones máximas permitidas para algunas variables de calidad del agua para dos usos seleccionados: consumo humano y producción piscícola.

Uso Variable	Abastecimiento de Agua Potable					Producción Piscícola	
	OMS ¹	CE	Canadá	EUA	México ²	CE	Canadá ¹
<i>Variables Generales</i>							
Color (UCV)	15	20*	15	15	15		
SDT (mgL ⁻¹)	1 000		500	500	1 000		
SST (mgL ⁻¹)						25	inc. 10 [‡]
Turbidez (UTN)	5	4 UTJ	5	1 - 5	5		
PH	6.5 - 8.5	6.5 - 8.5	6.5 - 8.5	6.5 - 8.5	6.5 - 8.5	6 - 9	6.5 - 9
OD (mgL ⁻¹)						5 - 9	5 - 9.5
Dureza (mgL ⁻¹) ³	500				500		
N Amoniacal (mgL ⁻¹)					0.5	0.005-0.025	1.37-2.2 ⁴
NH ₃ (mgL ⁻¹)		0.5				0.04-1.0	
NO ₃ -N (mgL ⁻¹)	10		10	10	10		
Nitratos (mgL ⁻¹)	10	50					
NO ₂ -N (mgL ⁻¹)			1.0		0.05		

Tabla 4.5 Continuación...

Uso Variable	Abastecimiento de Agua Potable					Producción Piscícola	
	OMS ¹	CE	Canadá	EUA	México ²	CE	Canadá ¹
Nitritos (mgL ⁻¹)		0.1				0.01- 0.03	0.06
Fósforo (mgL ⁻¹)		5.0			0.1 [#]		
DBO (mgL ⁻¹ , O ₂)						3.0-6.0	
Sodio (mgL ⁻¹)	200	150-175			200		
Cloruro (mgL ⁻¹)	250	25	250	250	250		
Sulfatos (mgL ⁻¹)	400	25	500	250	400		
Sulfuro (mgL ⁻¹)			0.05				
Fluoruro (mgL ⁻¹)	1.5	1.5 - 0.7 ⁵	1.5	2.0	1.5		
Boro (mgL ⁻¹)		1.0	5.0				
Cianuro (mgL ⁻¹)	0.1		0.2		0.07		0.005
<i>Elementos Trazas</i>							
Aluminio (mgL ⁻¹)	0.2	0.2			0.2		0.005-0.1 ⁶
Arsénico (mgL ⁻¹)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05		0.05
Bario (mgL ⁻¹)		0.1	1.0	1.0	0.7		
Cadmio (mgL ⁻¹)	0.005	0.005	0.005	0.01	0.005		0.0002-0.0018 ⁷
Cromo ⁸ (mgL ⁻¹)	0.05	0.005	0.05	0.05	0.05		0.02-0.002
Cobalto (mgL ⁻¹)							
Cobre (mgL ⁻¹)	1.0	0.1	1.0	1.0	2.0	0.005-0.112 ^{7,9}	0.002-0.004 ⁷
Hierro (mgL ⁻¹)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3		0.3
Plomo (mgL ⁻¹)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.025		0.001-0.007 ⁷
Manganeso (mgL ⁻¹)	0.1	0.05	0.05	0.05	0.1		
Mercurio (mgL ⁻¹)	0.001	0.001	0.001	0.002	0.001		0.0001
Níquel (mgL ⁻¹)		0.05					0.025-0.15 ⁷
Selenio (mgL ⁻¹)	0.01	0.01	0.01	0.01			0.001
Zinc (mgL ⁻¹)	5.0	0.1-3.0	5.0	5.0	5.0	0.03- 2.0 ^{7,10}	0.03
<i>Contaminantes Orgánicos</i>							
Petróleo y sus Deriva- dos (mgL ⁻¹)		0.01					
Plaguicidas Totales (mgL ⁻¹)		0.5	0.1				
Plaguicidas Indi- viduales ¹¹ (µgL ⁻¹)		0.1					
Aldrin y Dieldrin (µgL ⁻¹)	0.03		0.7		0.03		4 ngL ⁻¹ dieldrin
DDT (µgL ⁻¹)	1.0		3.0		1.0		1 ngL ⁻¹

Lindano (μgL^{-1})	3.0	4.0	0.4	2.0		
Metoxicloro (μgL^{-1})	30	100	100	20		
Benceno (μgL^{-1})	10		5.0			300
Hexaclorobenceno (μgL^{-1})	0.01			0.01		
Pentaclorofenol (μgL^{-1})	10					
Fenoles (μgL^{-1})		0.5	2.0		0.001	1.0
Detergentes (μgL^{-1})		0.2		0.5 ¹²		1.0

Variables Microbiológicas

Coliform. Fecales						
NMP por 100 mL	0	0	0		0	
Coliformes	0 - 3 ¹³		10	1	2	
NMP por 100 mL						

OMS Organización Mundial de la Salud	NMP Número Mas Probable	7	Dependiendo de la dureza
CE Comunidad Europea	* mg Pt-Co L ⁻¹	8	Cromo(III) / Cromo(VI)
EUA Estados Unidos de América	† Incremento sobre valor fondo	9	Disuelto
UCV Unidades de Color Verdadero	# Fosfatos como PO ₄	10	Zinc total
SDT Sólidos Disueltos Totales	1 Valores recomendados	11	Límite máximo
SST Sólidos Suspendidos Totales	2 Proyecto de Norma, México'94	12	Agentes espumantes
UTN Unidades de Turbidez Nefelométricas	3 Como CaCO ₃	13	Número máximo en muestras de aguas ocasionalmente entubadas
UTJ Unidades de Turbidez de Jackson	4 Amoniaco total		
OD Oxígeno Disuelto	5 Dependiendo de la temperatura		
DBO Demanda Bioquímica de Oxígeno	6 Dependiendo de las especies		

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



Tabla 4.6 Concentraciones máximas permitidas para algunas variables de calidad del agua en dos usos agrícolas seleccionados: a) riego mediante descargas residuales de origen urbano y b) pecuario o de abrevadero.

Variable	Usos	
	Riego	Pecuario
<i>Variables generales</i>		
SDT (mgL ⁻¹)	500	1000
SST (mgL ⁻¹)	50	
PH	4.5 - 9	
NO ₃ -N (mgL ⁻¹)		90
NO ₂ -N (mgL ⁻¹)		10
Cloruros (mgL ⁻¹)	147.5	
Sulfatos (mgL ⁻¹)	130	
Fluoruro (mgL ⁻¹)	1.0	2.0
Boro (mgL ⁻¹)	0.7	5.0
Cianuro (mgL ⁻¹)	0.02	
<i>Elementos trazas</i>		
Aluminio (mgL ⁻¹)	5.0	5.0
Arsénico (mgL ⁻¹)	0.1	0.2
Antimonio (mgL ⁻¹)	0.1	
Cadmio (mgL ⁻¹)	0.01	0.02
Cromo (mgL ⁻¹)	1.0	1.0
Berilio (mgL ⁻¹)		0.1
Cobre (mgL ⁻¹)	0.20	0.50
Hierro (mgL ⁻¹)	5.0	
Plomo (mgL ⁻¹)	5.0	0.1
Mercurio (mgL ⁻¹)		0.003
Níquel (mgL ⁻¹)	0.2	1.0
Selenio (mgL ⁻¹)	0.02	0.05
Zinc (mgL ⁻¹)	2.0	50.0
<i>Contaminantes Orgánicos</i>		
Aldrin y Dieldrin (mgL ⁻¹)	0.02	
DDE (mgL ⁻¹)	0.04	
Clordano (mgL ⁻¹)	0.003	
Toxafeno (mgL ⁻¹)	0.005	
Heptacloro (mgL ⁻¹)	0.02	
<i>Variables Microbiológicas</i>		
Coliformes fecales		
NMP por 100 mL	1 000	

CAPITULO 5

MÉTODOS EXPERIMENTALES

Este capítulo se enfoca a la descripción de los métodos experimentales que se siguieron para todas las determinaciones de campo y de laboratorio, tanto en muestras de agua como de sedimentos. Para fines descriptivos, se divide el capítulo en tres grandes secciones: la primera dedicada a los aspectos geológicos e hidrogeológicos, la segunda a los análisis fisico-químicos y la tercera a los análisis especiales para determinar la presencia de compuestos orgánicos relacionados con el petróleo o sus derivados.

Debe recordarse que el área de estudio se halla bien definida y es el sitio en el que funcionaron las presas de captación de las aguas de desecho provenientes de diversos procesos de la actividad petrolera, las que además se juntaban con las aguas de yacimiento de los pozos productores. Ambos tipos de agua contenían cantidades fluctuantes de una amplia variedad de compuestos orgánicos relacionados con el petróleo. Las aguas recibían tratamientos que permitían la remoción de la mayor parte de esos compuestos orgánicos y luego eran inyectadas a pozos petroleros no productivos, con lo que esas aguas eran puestas lejos de la posibilidad de contaminar al acuífero subterráneo somero de la región.

El servicio prolongado de esas presas de captación, y el posterior descubrimiento de una fractura en el piso de una de ellas, activó este proyecto de investigación con el objetivo de indagar el alcance que tuvieron los compuestos orgánicos en su infiltración hacia el subsuelo. Para esto último se planearon los estudios de análisis (físicoquímicos y de compuestos orgánicos) de las aguas de los 4 pozos testigos, localizados en el área de las presas de captación, de los residuos y sedimentos de las presas, y de tantos pozos de abastecimiento como fuese posible, aprovechando las extracciones hechas por los ganaderos y rancheros cercanos al área.

Los análisis que se consideró como pertinentes de efectuar en las aguas son:

- Análisis físico - químicos de la calidad del agua
- Análisis BTEX
- Análisis de compuestos poliaromáticos
- Análisis de compuestos orgánicos volátiles y semivolátiles
- Análisis para la determinación de hidrocarburos.

5.1 Métodos de los estudios geológicos e hidrogeológicos

La geología de la región es bien conocida y existen fuentes de información confiables, tanto en México como en los USA. Para este proyecto, debió estudiarse mucha de la información disponible (ya descrita a detalle en el capítulo 3) y luego se procedió a la verificación en el campo.

Los métodos en este renglón fueron:

- **Visitas de campo en el área de trabajo, para reconocer e identificar las formaciones rocosas expuestas,**
- **Excursiones a la región de la Sierra Madre Oriental, a fin de identificar allí las capas rocosas más antiguas (Jurásico Superior a Cretácico) y apreciar su fábrica y plegamientos, afallamientos y grietas conductoras de agua,**
- **Identificación, en el campo, de las estructuras rocosas que forman potenciales acuíferos subterráneos, para lo cual se aprovecharon los sitios de afloramiento, los cortes hechos para el trazado de caminos y carreteras y los cañones y taludes en la sierra,**
- **Trabajo de campo, acompañando a un grupo de Geofísicos durante la ejecución de pruebas de resistividad eléctrica del subsuelo, a fin de conocer de primera mano los métodos eléctricos utilizados en la prospección de aguas, y como un auxilio en el entendimiento de la manera en que los estratos del subsuelo se hallan acomodados, así como de su factibilidad para almacenar y conducir agua.**

5.2 Métodos para los estudios fisicoquímicos de aguas

5.2.1 Medición del pH

Método: Potenciométrico. Para la medición del pH se puede utilizar el potenciómetro y la prueba de titulación. La ventaja del potenciómetro es que puede utilizarse en el campo, siempre que se encuentre bien calibrado el aparato, a diferencia del método de titulación, en el cual hay que utilizar un indicador y una solución titulante. Todo debe realizarse despacio, para no pasar el punto final de titulación. De todas maneras se recomienda efectuar la medición lo más pronto posible, al tomar la muestra.

Uso del pH: Su valor significa el grado de acidez o alcalinidad del agua.

Significado Sanitario: La acidez del agua es su capacidad cuantitativa para reaccionar con una base fuerte, hasta un pH designado. El pH es la concentración de iones hidrógeno en una solución y para que el agua sea utilizada para consumo humano debe tener un valor entre 6.5 y 8.5.

5.2.2 Conductividad eléctrica

Método: Potenciométrico, se utilizó un conductivímetro Hach. No se hace referencia a ningún otro método para medir la conductividad en el libro de *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater* (1985).

Significado Sanitario: El agua pura es muy pobremente conductora de la electricidad; sin embargo, los iones disueltos en ella pueden conducir mejor la electricidad, pues son partículas cargadas de signo negativo (aniones) y positivo (cationes). Así, la conductividad depende de la presencia de iones y de su concentración total en la solución, por lo que no es conveniente que la medida de conductividad sea alta, ya que esto implica que el agua tiene una mayor cantidad de sales disueltas.

5.2.3 Determinación de Turbidez

Método: Turbidimétrico. El método para la determinación de la turbidez se basa en el turbidímetro de Jackson; sin embargo, el valor más bajo de turbidez que puede medirse directamente con este instrumento es de 25 unidades. Como la turbidez del agua tratada suele situarse en un intervalo de 0 a 1 unidades, también se desarrollaron métodos indirectos; por desgracia, ningún aparato puede duplicar los resultados obtenidos para todas las muestras con el turbidímetro de Jackson. Debido a las diferencias fundamentales en el sistema óptico, los resultados obtenidos con distintos tipos de instrumentos secundarios a menudo no concuerdan exactamente, aún cuando los aparatos están previamente calibrados frente al turbidímetro de bujía. Otro método se basa en el turbidímetro Hellige, que consiste en un nefelómetro en una fuente de luz para iluminar la muestra, y uno o más detectores fotoeléctricos con dispositivo

de lectura exterior, para indicar la intensidad de luz dispersada a 90°C de la vía de luz incidente.

Significado Sanitario: La turbidez del agua es producida por materiales en suspensión; como arcilla, cieno o materia orgánica e inorgánica finamente dividida, compuestos orgánicos solubles coloreados, plancton y otros microorganismos.

5.2.4 Determinación de la alcalinidad

NOM-AA-36-1980 Agua.- Determinación de Acidez Total y Alcalinidad Total. (Esta norma cancela la NOM-AA-36-1976). La presente norma establece los métodos potenciométricos y volumétrico para la determinación de la acidez total y alcalinidad del agua.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Esta norma es aplicable al agua natural, residual y superficial, que tenga una concentración de 0-500 (mg/dm³) de acidez o alcalinidad, expresada como carbonatos de calcio. Para mayores concentraciones deben emplearse soluciones valoradas de mayor concentración.

La aplicación de cualquiera de los métodos que se describen en seguida depende del color y turbiedad de la muestra.

Método: Valoración (titulación) volumétrica. La acidez o alcalinidad presente en el agua se mide de acuerdo con el potencial de hidrógeno que contenga. La acidez o alcalinidad presente en el agua se mide por titulación, con una solución valorada de un álcali o un ácido, según el caso, y éstas dependen de la concentración de los iones hidróxidos (OH^-), carbonatos (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-).

- **Método Potenciométrico.** Transferir 100 cm^3 de muestra a un vaso de precipitados. Introducir los electrodos y la barra magnética en la muestra.

Iniciar la agitación y titular con una solución valorada de ácido sulfúrico 0.02N, tomar lectura hasta obtener un pH de 4.5.

Nota. Este método se recomienda para concentraciones de alcalinidad menores de 10 mg/dm^3 . Una vez que se ha obtenido el pH de 4.5 y anotar ambas lecturas. Debido a que las cantidades de solución titulada son muy pequeñas, se debe usar una microbureta.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Significado Sanitario. La alcalinidad de muchos tipos de agua depende principalmente de su contenido en carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, por lo que suele tomarse como una indicación de la concentración de estos componentes. Los valores determinados pueden incluir la contribución de boratos, fosfatos, silicatos y otras bases, cuando se hallen presentes. La alcalinidad por exceso de concentración de metales alcalinos – térreos tiene importancia para la determinación de la aceptabilidad de un agua para la

irrigación. El agua residual doméstica tiene una alcalinidad menor (o sólo ligeramente mayor) que la del suministro.

5.2.5 Determinación de sólidos totales

Norma oficial mexicana NOM-AA-34-1981. Análisis de agua –Determinación de sólidos (Esta norma cancela a la NOM-AA-34-1976). La presente norma establece los métodos para la determinación del contenido de sólido totales, sólidos totales volátiles, sólidos suspendidos totales, sólidos suspendidos volátiles, sólidos disueltos totales y sólidos disueltos volátiles, en agua natural y residual.

Método. Gravimétrico. Los métodos se basan en la evaporación y calcinación de la muestra, en donde los residuos de una y otra operación sirven de base para el cálculo del contenido de sólidos.

Significado sanitario. Sólidos son los iones y las partículas disueltos o suspendidos en el agua limpia y en el agua residual. El agua con abundantes sólidos disueltos suele ser de inferior potabilidad y puede inducir una reacción fisiológica desfavorable en el consumidor ocasional. Por esta razón, para el agua potable es deseable un límite de 500 mg/L de sólidos disueltos. Los análisis de sólidos son importantes en el control de procesos de tratamiento biológico y físico de agua residual y para evaluar el cumplimiento de las limitaciones que regulan su vertido.

5.2.6 Cloruros

Norma Oficial Mexicana NOM-AA-73-1981, Análisis de agua.- Determinación de cloruros por un método argentométrico, así como el aviso de la declaración de vigencia. Esta Norma Oficial establece el método argentométrico para la determinación de cloruros en el agua, lo cual es aplicable en el agua natural y residual, para un intervalo de valores de concentración de cloruro de 1.5 a 100 mg/L para 100 cm³ de muestra; un alcance mayor puede lograrse mediante diluciones de la muestra original.

Método: Argentométrico (Valoración volumétrica basada en solución de plata).

La determinación argentométrica de los cloruros se basa en la formación de cromato de plata de color rojizo; esto ocurre cuando se adicionan al agua iones cromato como indicador, y iones de plata como reactivo precipitante. Titulando con una solución valorada de nitrato de plata se determina la cantidad necesaria para precipitar todos los cloruros como cloruros de plata, e inmediatamente se observa la formación de cromatos de plata de color rojizo y en ese momento se anota el volumen de solución de nitrato de plata utilizado y se calcula la concentración de cloruros existentes en el agua.

Significado Sanitario. Una concentración elevada de cloruro puede dañar las conducciones y estructuras metálicas y perjudicar el crecimiento vegetal. Causa trastornos en el sistema digestivo.

5.2.7 Sulfatos

Norma Oficial Mexicana NOM-AA-74-1981, análisis de agua para la determinación del ion sulfato, así como el aviso de la declaratoria de vigencia. Aplicable para la determinación del ion sulfato en agua natural y residual, con un ámbito de aplicabilidad de 10 a 100 mg/L para el método gravimétrico; en este método puede ampliarse el ámbito ajustando la cantidad de la muestra, y en el caso de concentraciones de 10 a 60 mg/L puede utilizarse el método turbidimétrico que se aplica cuando se requiere una determinación rápida de rutina o control de agua para la industria. (Ambos métodos expresados como (SO_4^{2-})).

Métodos:

- Método Gravimétrico

El ion sulfato se precipita y se pesa como sulfato de bario después de eliminar la sílice y materia insoluble.

- Método Turbidimétrico.

El ion sulfato precipita con cloruro de bario en un medio ácido (HCl), formando cristales de sulfato de bario de tamaño uniforme. La absorción espectral de la suspensión del sulfato de bario se mide con un nefelómetro, o fotómetro de transmisión, y la concentración de ion sulfato se determina por comparación de la lectura con una curva patrón.

Significado Sanitario. La concentración de sulfatos en el agua puede indicar indirectamente la concentración o presencia de sales de algún metal no deseado, lo cual ocasionaría trastornos en el sistema digestivo de la población.

5.3 Determinación de metales por espectrometría

Los requisitos para determinar la presencia de metales, por espectrometría de absorción atómica, varían con el metal y/o con la concentración que se determina, por lo que el método se presenta en dos principales modalidades; absorción y emisión de llama.

5.3.1 Determinación de metales por espectrometría de absorción atómica

Este método analítico abarca las siguientes determinaciones:

- Determinación de antimonio, bismuto, cadmio, calcio, cesio, cromo, cobalto, cobre, oro, iridio, hierro, plomo, litio, manganeso, níquel, paladio, platino, potasio, rodio, rutenio, plata, sodio, estroncio, talio, estaño y zinc, por aspiración directa en una llama de aire-acetileno.
- Determinación de bajas concentraciones de cadmio, cromo, cobalto, cobre, hierro, plomo, manganeso, níquel, plata y zinc por quelación con pirrolidin-ditiocarbamato de amonio (PDCA), extracción con metil isobutil cetona (MIBC) y aspiración en llama de aire-acetileno.

- Determinación de aluminio, bario, berilio, molibdeno, osmio, renio, silicio, torio, titanio y vanadio por aspiración directa en llama de óxido nitroso-acetileno, y
- Determinación de bajas concentraciones de aluminio y berilio por quelación con 8-hidroxiquinoleína, extracción con MIBC y aspiración en una llama de óxido nitroso-acetileno.

5.3.1.1 Principios de la determinación de metales por espectrometría de absorción atómica de llama

Principios. La espectrometría de absorción atómica se parece a la fotometría de llama de emisión, en que la muestra es aspirada en una llama y atomizada. La principal diferencia consiste en que en la fotometría de llama se mide la cantidad de luz emitida, mientras que en la espectrometría de absorción atómica se dirige un rayo luminoso a través de una llama a un monocromador y sobre un detector que mide la cantidad de luz absorbida por el elemento atomizado en la llama. Para determinados metales, la absorción atómica presenta una sensibilidad superior a la emisión de llama. Como cada metal tiene su propia longitud de onda de absorción característica, se utiliza como fuente luminosa una lámpara compuesta de dicho elemento; esto proporciona un método relativamente libre de interferencias espectrales o de radiación. La cantidad de energía absorbida en la llama a una longitud de onda característica es proporcional a la concentración del elemento en la muestra en un intervalo

de concentraciones limitado. La mayor parte de los instrumentos de absorción atómica están equipados para funcionar también en la forma de emisión.

Tabla 5.1 Intervalos de concentración para óptima aplicabilidad de la absorción atómica con aspiración directa.

Elemento	Longitud de Onda <i>nm</i>	Gases de la llama	Limite de detección del instrumento mg/L	Sensibilidad mg/L	Intervalo óptimo de concentraciones mg/L
Ag	328.1	A-Ac	0.01	0.06	0.1-4
Al	309.3	N-Ac	0.1	1	5-100
Au	242.8	A-Ac	0.01	0.25	0.5-20
Ba	553.6	N-Ac	0.03	0.4	1-20
Be	234.9	N-Ac	0.005		0.05-2
Bi	223.1	A-Ac	0.06	0.03	1-50
Ca	422.7	A-Ac	0.003	0.4	0.2-20
Cd	228.8	A-Ac	0.002	0.08	0.05-2
Co	240.7	A-Ac	0.03	0.025	0.5-10
Cr	357.9	A-Ac	0.02	0.2	0.2-10
Cs	852.1	A-Ac	0.02	0.1	0.5-15
Cu	324.7	A-Ac	0.01	0.3	0.2-10
Fe	248.3	A-Ac	0.02	0.1	0.3-10
Ir	264.0	A-Ac	0.6	0.12	—
K	766.5	A-Ac	0.005	8	0.1-2
Li	670.8	A-Ac	0.002	0.04	0.1-2
Mg	285.2	A-Ac	0.0005	0.04	0.02-2
Mn	279.5	A-Ac	0.01	0.007	0.1-10
Mo	313.3	N-Ac	0.1	0.05	1-20
Na	589.0	A-Ac	0.002	0.5	0.03-1

Ni	232.0	A-Ac	0.02	0.015	0.3-10
Os	290.9	N-Ac	0.08	1	---
Pb	283.3	A-Ac	0.05	0.5	1-20
Pt	265.9	A-Ac	0.1	2	5-75
Rh	343.5	A-Ac	0.5	0.3	---
Ru	349.9	A-Ac	0.07	0.5	---
Sb	217.6	A-Ac	0.07	0.5	1-40
Si	251.6	N-Ac	0.3	2	5-150
Sn	224.6	A-Ac	0.8	4	10-200
Sr	460.7	A-Ac	0.03	0.15	0.3-5
Ti	365.3	N-Ac	0.3	2	5-100
V	318.4	N-Ac	0.2	1.5	2-100
Zn	213.9	A-Ac	0.005	0.02	0.05-2

* A-Ac = aire – acetileno, N-Ac = óxido nítrico – acetileno.

+ La longitud de onda de 217.0 nm más sensible se recomienda para instrumentos con capacidades de corrección de fondo

Tabla 5.2 Datos de precisión y sesgo interlaboratorio para métodos de absorción atómica, aspiración directa y metales extraídos

Metal	Conc. Mg/L	σ_{std} mg/L	σ_{std} relativa %	No. De Laboratorios participantes	Test CC mg/L	Nivel aceptabl e mg/L
<i>Determinación directa:</i>						
Aluminio ¹	4.50	0.23	5.1	15	5.00	4.3-5.7
Berilio ¹	0.46	0.012	2.6	10	0.50	0.46- 0.54
Calcio ¹	5.00	0.05	1.0	8	5.00	4.8-5.2
Cobalto ¹	4.00	0.21	5.3	14	4.00	3.4-4.6

Cobre ¹	4.00	0.115	2.9	15	4.00	3.7-4.3
Cromo ¹	7.00	0.69	9.9	9	5.00	3.3-6.7
Estaño ⁴	20.0	0.5	2.5	—	20.0	18.5- 21.5
Estroncio ¹	1.00	0.04	4.0	12	1.00	0.87- 1.13
Hierro ¹	5.00	0.19	3.8	16	5.00	4.4-5.6
Magnesio ¹	1.00	0.009	0.9	8	1.00	0.97- 1.03
Molibdeno ⁴	7.5	0.07	0.9	—	10.0	9.7-10.3
Níquel ⁴	5.00	0.04	0.8	—	5.00	4.9-5.1
Plata ¹	2.00	0.25	12.5	10	2.00	1.2-2.8
Potasio ⁴	1.6	0.2	12.5	—	1.6	1.0-2.2
Titanio ⁴	50.0	0.4	0.8	—	50.0	48.8- 51.2
Vanadio	50.0	0.2	0.4	—	50.0	49.4- 50.6

Determinación del

extracto:

Aluminio ¹	300	12	4.0	15	300	264-336
Cobalto ¹	300	20	6.7	6	300	220-380
Cobre ¹	100	21	21	8	100	22-178
Hierro ¹	250	12	4.8	4	250	180-320

Manganeso ¹	21.5	202	10.2	8	25	17-23
Molibdeno ¹	9.5	1.0	10.5	5	10	5.5-14.5
Níquel ¹	56.8	9.2	16.2	14	50	22-78
Plata ¹	5.2	1.2	23.1	7	5.0	0.5-9.5

Fuente: American Society for testing and materials 1986. Volumen anual de Estandares ASTM. Volumen 11.01. Agua y tecnología ambiental. American Soc. Testing & Materials. Filadelfia, Pennsylvania. Copyright ASTM.

5.3.2 Determinación de Metales por Espectroscopía de Emisión de Plasma.

Solo algunas palabras acerca de esta versión analítica de la espectrometría. La Espectroscopía de emisión, que utiliza plasma de acoplamiento inductivo (PAI), se desarrolló a mediados de los años sesenta (Greenfield, S. I. L. Jones & C. T. Berry, 1964; Wendt, R. H. & V. A. Fassel, 1965) como un método rápido, sensible y conveniente para la determinación de metales en muestras de aguas limpias y residuales (U.S. Environment Protection Agency, 1983; Gabarino, J. R. & H. E. Taylor, 1985) Los metales disueltos se determinan en muestras filtradas y aciduladas. Los metales totales se determinan tras una apropiada digestión. Debe tenerse cuidado en eliminar las interferencias potenciales, especialmente cuando los sólidos disueltos sobrepasan los 1.500 mg/L.

5.4 Métodos de análisis para los compuestos orgánicos

Previo al análisis propiamente dicho, las muestras de agua y de sedimentos deben primero ser sometidas a una extracción líquido-líquido (en un aparato Soxhlet) utilizando como solvente diclorodifluorometano, de tal manera que los hidrocarburos sean extraídos hacia la fase orgánica del diclorodifluorometano.

Para una determinación cuantitativa del contenido global de aceites, grasas y otras sustancias orgánicas en el agua, el solvente orgánico es dejado evaporar y el residuo es entonces pesado. El reporte del contenido de esas sustancias es dado en masa por unidad de masa o de volumen de agua en que estaban contenidos.

Para el análisis que incluye la identificación y cuantificación de cada especie orgánica contenida en el agua (por ejemplo benceno, xilenos, tolueno, etilbenceno, etc.), el residuo de la extracción es re-disuelto en diclorodifluorometano y luego es inyectado a un cromatógrafo de gases acoplado a un espectrómetro de masas.

El método de cuantificación e identificación de BTEX, volátiles e hidrocarburos presentes en las aguas y residuos de las presas de captación, fue el mismo que se explicó en el párrafo anterior. La ejecución requiere que previamente se preparen estándares de cada especie a determinar.

CAPITULO 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El posible desarrollo de una pluma de contaminación en un acuífero subterráneo, por infiltración desde pilas que contienen aguas de yacimiento, solo puede determinarse a partir de los resultados de muchos análisis fisicoquímicos hechos a las aguas subterráneas. El objetivo central de este estudio es precisamente determinar si en efecto se desarrolló una pluma de contaminación y explicar los posibles mecanismos que apoyaron su desarrollo. Vale la pena recordar que las pilas de captación almacenaron aguas de yacimiento a menudo mezcladas con aguas de desecho de diversos procesos y operaciones de la industria del petróleo. En su conjunto, esas aguas son de una naturaleza salina y además es común que contengan una variedad de compuestos orgánicos en suspensión.

Las especies indicadoras de contaminación del acuífero subterráneo pueden ser especies iónicas y compuestos orgánicos, resultando obvio que para el caso de la actividad petrolera la atención se enfoca sobre los compuestos orgánicos. En este capítulo se reportan los resultados de todas las mediciones experimentales de campo y de laboratorio efectuadas para esta investigación, en las que se incluyen los análisis hechos al agua subterránea de un pozo testigo y a los sedimentos de las seis diferentes presas de captación. Para todos los casos se ha

tratado en lo posible de acompañar con una discusión en la que se haga referencia al material presentado en los capítulos anteriores.

6.1 Resultados de todos los análisis efectuados a las aguas del pozo testigo No. 3

6.1.1 Parámetros físicos y especies iónicas de las aguas del pozo testigo

Es necesario tener un marco de referencia, aparte de cualquier normatividad, cuando se efectúa un estudio fisicoquímico de aguas, sobre todo si se desea evaluar un posible impacto por infiltración de sustancias ajenas (como sería el caso de hidrocarburos relacionados con el petróleo) o, en el mejor de los casos, especies iónicas adicionales a las que existen en la localidad (como sería el caso de un aumento en la salinidad). Para este proyecto se investigaron los antecedentes sobre estudios de calidad de aguas que se hubiesen efectuado en el área de interés de este proyecto, o en su cercanía, y esos datos sirvieron como referencia para fines de comparación en el caso de los parámetros físicos y de especies iónicas.

Al respecto, se encontraron los datos reportados por la SARH para 7 pozos distribuidos en varios ranchos aledaños al área de estudio y apenas a unos cientos de metros de distancia. La tabla 3.2, ya discutida antes, reporta los datos principales sobre localización, tipo de acuífero, algunos rasgos geológicos e hidrométricos y dos parámetros de calidad, junto con una escueta indicación

acerca del factible uso para las aguas estudiadas. Desde esos datos es posible deducir que las aguas subterráneas de la región tienen un alto contenido de sólidos disueltos (1,728 a 3,392 mg/L), es decir, son salinas y ello explica los valores altos de conductividad (2,900 a 5,300 $\mu\text{mhos/cm}$).

Para este proyecto se utilizó el pozo testigo No. 3, por cierto el único operable en el sitio de la batería de pilas de captación, pues los otros se hallaron ya obstruidos y requieren de reparación. Aprovechando la disponibilidad del apoyo de laboratorios de PEMEX, el 3 de Marzo de 1999 se efectuaron los análisis fisicoquímicos de esas aguas subterráneas. La tabla 6.1 resume los resultados de campo y laboratorio.

Tabla 6.1 Resultados de los análisis fisicoquímicos efectuados a las aguas del pozo testigo No. 3.

Parámetro	Método	Unidades	Resultado
PH	NMX-AA-08	Unidades de pH	7.01
Conductividad	NMX-AA-93	mmhos/cm	1923.5
Turbidez	NMX-AA-38	NTU	270.0
Sólidos dis. Totales	NMX-AA-34	mg/L	1434.0
Sodio	Std. Methods 3111	mg/L	184.0
Potasio	Std. Methods 3120	mg/L	18.4
Calcio	Std. Methods 3111	mg/L	192.0
Magnesio	Std. Methods 3111	mg/L	33.5
Alcalinidad (CO ₃)	NMX-AA-36	mg/L	0.0
Alcalinidad (HCO ₃)	NMX-AA-36	mg/L	140.0
Cloruros	NMX-AA-73	mg/L	629.6
Sulfatos	NMX-AA-74	mg/L	141.1
RAS	NMX-AA-89/2-1992	Adimensional	3.22
Boro	Std. Methods 3120	mg/L	0.86

Los valores de conductividad y de concentración de sólidos disueltos totales indican que la infiltración de agua desde las presas de captación no tuvo un efecto cuantificable sobre el acuífero subterráneo, al menos desde el punto de vista de las especies iónicas, sólidos disueltos y conductividad. Las aguas subterráneas son de una calidad semejante a las ya reportadas en la tabla 3.2 e incluso se encontró que la de este trabajo es ligeramente menos salina que las otras.

Desafortunadamente se dificultó (hasta hacerse imposible) el acceso a los pozos de los ranchos aledaños al área de estudio, por ello no fue posible obtener valores actuales sobre la calidad de sus aguas. Vale la pena señalar que los reportes de la SARH datan de hace más de 20 años y, aunque las características del agua subterránea cambian muy lentamente con el tiempo, desde el punto de vista de los parámetros físicos y especies iónicas los resultados de este trabajo son la mejor y más reciente información que se tiene acerca de la calidad de las aguas subterráneas de la región.

6.1.2 Compuestos BTEX en las aguas del pozo testigo

Considerada ésta como una prueba indicativa de contaminación con compuestos orgánicos relacionados con la actividad petrolera, la muestra compuesta de agua subterránea del pozo testigo fue tratada a partir del 4 de Marzo de 1999, aprovechando la disponibilidad de laboratorios apropiados en PEMEX. La determinación de compuestos BTEX incluye al benceno, tolueno,

etilbenceno y xilenos, como se vio en el capítulo 1. La tabla 6.2 muestra los resultados arrojados por esta prueba.

Tabla 6.2 Resultados del análisis de compuestos BTEX en las aguas del pozo testigo.

	Análisis BTEX, Método: EPA-8260			
	Benceno mg/L	Tolueno mg/L	Etilbenceno mg/L	Xilenos mg/L
Resultados	0.11	< 0.02	< 0.02	0.24
Curva de estandarización:	0.02 0.30	- 0.02 0.30	- 0.02 - 0.30	0.02 - 0.8
Máximo permisible (tomado como "petróleo o sus derivados" según la Unión Europea):	0.01	0.01	0.01	0.01

Para el caso de tolueno y etilbenceno la prueba fue negativa, como lo muestran las columnas centrales de la tabla 6.2, señalando que ellos no están presentes en el agua o, en el peor de los casos, que sus concentraciones se hallan por debajo de la concentración más baja del estándar de calibración. Sin embargo, la concentración de benceno y de los isómeros de xileno, reportadas como 0.11 y 0.24 mg/L respectivamente, viene a ser la primera prueba fehaciente de que la infiltración desde las pilas de captación ha alcanzado la zona saturada del acuífero subterráneo. Otras pruebas debieron ser efectuadas a fin de conocer la extensión total de las variables orgánicas en el agua del pozo testigo y ellas son descritas en las subsecciones siguientes.

6.1.3 Compuestos hidrocarburos poliaromáticos (PAH) en las aguas del pozo testigo

Un total de 16 (dieciséis) compuestos forman parte del grupo de los poliaromáticos. La tabla 6.3 muestra los resultados de los análisis. En todos los casos la concentración presente es menor a la del estándar de más baja concentración (0.01 mg/L), pudiéndose así interpretar que todos ellos no fueron detectados o no se hallan presentes en las aguas del pozo testigo.

Tabla 6.3 Resultados de la determinación de hidrocarburos poliaromáticos (PAH) en las aguas del pozo testigo.

Compuesto	Método	Unidades	Valores de los estándares	Resultados*
Naftaleno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Acenaftileno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Acenafteno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Fluoreno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Fenantreno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Antraceno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Fluoranteno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Pireno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Criseno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Benzo (a) Antraceno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Benzo(a) Fluoranteno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Benzo(b) Fluoranteno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Benzo(k) Fluoranteno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Indeno (1,2,3,-cd) Pireno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Dibenzo (a,h) Antraceno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01
Benzo (g,h,i) Pireno	EPA 8270	mg/L	0.01 - 0.05	< 0.01

* El máximo permisible es 0.01 mg/L, para petróleo y sus derivados, según la Unión Europea

6.1.4 Compuestos orgánicos volátiles y semivolátiles en las aguas del pozo testigo.

Existen 44 (cuarenticuatro) compuestos orgánicos derivados del petróleo o de la industria petrolera dentro de la categoría de volátiles y semivolátiles cuya determinación es inevitable. La tabla 6.4, Parte 1 y Parte 2, muestra los resultados de este análisis cuantitativo en donde llama la atención que solo el benceno produjo un valor superior al límite inferior del estándar con 0.11 mg/L. De nuevo debe interpretarse que las concentraciones de los restantes 43 compuestos reportados no fueron detectables o no se hallan presentes.

Tabla 6.4 Resultados de la determinación de compuestos orgánicos volátiles y semivolátiles en las aguas del pozo testigo.

Compuesto	Método	Concentración	
		máxima del estándar de calibración, mg/L	Resultado mg/L
Acrilonitrilo	EPA-8260	5.0	< 0.300
Clordano	EPA-8270	0.03	< 0.030
o-Cresol	EPA-8270	200.0	< 0.020
m-Cresol	EPA-8270	200.0	< 0.020
p-Cresol	EPA-8270	200.0	< 0.020
Ácido 2,4-dicloro-Fenoxiacético	EPA-8270	10.0	< 0.200
2,4-dinitrotolueno	EPA-8270	0.13	< 0.020
Endrin	EPA-8270	0.02	< 0.020
Heptacloro (y su epóxido)	EPA-8270	0.008	< 0.008
Hexacloroetano	EPA-8270	3.0	< 0.020
Lindano	EPA-8270	0.4	< 0.020

... Continuación de la Tabla 6.4

Compuesto	Método	Concentración máxima del estándar de calibración, mg/L	Resultado mg/L
Metoxicloro	EPA-8270	10.0	< 0.020
Nitrobenceno	EPA-8270	2.0	< 0.020
Pentaclorofenol	EPA-8270	100.0	< 0.020
2,3,4,6-tetracloro- fenol	EPA-8270	1.5	< 0.020
Toxafeno	EPA-8270	0.5	< 0.500
2,4,5-triclorofenol	EPA-8270	400.0	< 0.020
2,4,6-triclorofenol	EPA-8270	2.0	< 0.020
Ácido 2,4,5-tricloro Fenoxipropiónico	EPA-8270	1.0	< 0.200
Benceno	EPA-8260	0.5	0.11
Eter 2-cloroetílico	EPA-8270	0.05	< 0.040
Clorobenceno	EPA-8260	100.0	< 0.040
Cloroformo	EPA-8260	6.0	< 0.040
Cloruro de metileno	EPA-8260	8.6	< 0.040
Cloruro de vinilo	EPA-8260	0.2	< 0.040
1,2-diclorobenceno	EPA-8260	4.3	< 0.040
1,4-diclorobenceno	EPA-8260	7.5	< 0.040
1,2-dicloroetano	EPA-8260	0.5	< 0.040
1,1-dicloroetileno	EPA-8260	0.7	< 0.040
Disulfuro			< 1.000
de carbono	EPA-8260	14.4	
Fenol	EPA-8260	14.4	< 0.020
Hexaclorobenceno	EPA-8260	0.13	< 0.020
Hexacloro			< 0.040
1,3-butadieno	EPA-8260	0.5	
Isobutanol	EPA-8260	36.0	< 0.040
Etilmetilcetona	EPA-8260	200.0	< 0.020
Piridina	EPA-8260	5.0	< 0.020
1,1,1,2- tetracloroetano	EPA-8260	10.0	< 0.040
1,1,2,2- tetracloroetano	EPA-8260	1.3	< 0.040
Tetracloruro de carbono	EPA-8260	0.5	< 0.040
Tetracloroetileno	EPA-8260	0.7	< 0.040
Tolueno	EPA-8260	14.4	< 0.040
1,1,1-tricloroetano	EPA-8260	30.0	< 0.040
1,1,2-tricloroetano	EPA-8260	1.2	< 0.040
Tricloroetileno	EPA-8260	0.5	< 0.040

6.1.5 Determinación cualitativa de compuestos hidrocarburos parafínicos en las aguas del pozo testigo.

Ésta es la última de las pruebas analíticas efectuadas sobre las aguas del pozo testigo. Un total de 13 compuestos, partiendo del undecano (11 átomos de carbono) hasta el tricosano, fueron determinados cualitativamente. Los resultados son presuntivos y confiables en el sentido de que se identifican compuestos parafínicos en las aguas subterráneas. Todos esos compuestos son directamente relacionados al petróleo. La tabla 6.5 muestra los resultados de esta prueba cualitativa.

Tabla 6.5 sobre la identificación, por análisis cualitativo, de compuestos presentes de hidrocarburos en el agua del pozo testigo No. 3.

Compuestos hidrocarburos presentes en la muestra de agua del pozo		
Undecano	Hexadecano	Eicosano
Dodecano	Heptadecano	Docosano
Tridecano	Octadecano	Tricosano
Tetradecano	Nonadecano	Ácido bis(1,2-bencedicarboxílico)
Pentadecano		

6.2 Resultados de todos los análisis efectuados a los sedimentos de las presas

La posible infiltración de material, desde las presas de captación hasta el acuífero subterráneo, involucra forzosamente una amplia variedad de substancias

y de mecanismos de emigración. En esta sección se revisan los resultados de los análisis hechos a los sedimentos del fondo de las presas. Durante la primera revisión de estos resultados debió tenerse en mente que la columna de agua en las pilas, o mejor aún la presión piezométrica, pudo servir como fuerza de empuje para la infiltración en el caso de que las condiciones de infiltración se presentasen.

Este razonamiento trajo inevitablemente a la consideración la relativa cercanía del nivel dinámico del acuífero subterráneo, el cual se halla a solo entre 7 y 37 m debajo del suelo, con lo que la distancia vertical que debieron recorrer los contaminantes vino a ser corto en un medio relativamente facilitador.

Las presas funcionaron por unos diez años en forma continua y fue la presa No. 6 la que presentó una grieta o fractura en su fondo. Por ello esta sección se enfoca al análisis de los resultados hechos a los sedimentos de las presas.

6.2.1 Metales pesados y otros constituyentes inorgánicos

A este grupo de especies pertenecen los iones relativamente inocuos de bario, plata y níquel, acompañados por los metales pesados plomo, mercurio y cromo. Especial mención tienen las especies consideradas tóxicas como el arsénico, el mercurio ya mencionado, el cadmio y el cromo hexavalente. La tabla 6.6 muestra los resultados de estos análisis efectuados del 9 de Septiembre al 25 de Noviembre de 1998, aprovechando la disponibilidad de laboratorios de PEMEX.

Tabla 6.6 Metales pesados y otras especies inorgánicas en los sedimentos de las seis presas de captación.

Especie	Todos los valores de concentración en mg/L						
	Presa 1	Presa 2	Presa 3	Presa 4	Presa 5	Presa 6	Max. conc.
Arsénico	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	5.0
Bario	5.17	6.82	1.11	< 1.00	4.5	< 1.00	100.0
Cadmio	< 0.20	< 0.20	< 0.20	< 0.20	< 0.20	< 0.20	1.0
Cromo 6+	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	5.0
Níquel	0.31	0.26	0.30	0.27	0.30	0.38	5.0
Mercurio	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	0.2
Plata	< 0.10	< 0.10	< 0.10	< 0.10	< 0.10	< 0.10	5.0
Plomo	< 0.30	< 0.30	0.44	0.33	0.4	0.66	5.0
Selenio	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	< 0.05	1.0

Los resultados llaman la atención en la línea correspondiente al bario para las presas 1, 2 y 5, con valores de 5.17, 6.82 y 4.5 mg/L, lo cual está de acuerdo con la evidencia experimental de que a las primeras dos de esas presas llegaban en forma directa las descargas de aguas de desecho provenientes de diversos procesos y del lavado de equipo de perforación.

Con referencia al plomo, sus valores mayores se localizaron en las presas 3, 5 y 6 con concentraciones de 0.44, 0.40 y 0.66 mg/L. En realidad estos valores son muy cercanos al límite mínimo impuesto por el estándar y solo así es posible entender cómo la presa 6, la que recibía al agua al final del tratamiento, presente una concentración relativamente más alta de plomo. Esta serie de pruebas analíticas son vistas como un fotografía instantánea, pues en sistemas con la dinámica de las presas de captación hubiese sido mejor una serie de pruebas frente al tiempo.

La única manera factible de explicar las bajas concentraciones de estas especies es a partir de la naturaleza física de ellas. Estas sustancias tienden a separarse de la fase acuosa y forman un sobrenadante de forma natural. La volatilidad de estas especies es comparativamente alta y dado el tiempo y la oportunidad, todas ellas tenderán a escapar a la fase vapor en un medio abierto con suficiente ventilación natural, como el que se encuentra en la superficie llana del área de trabajo.

En el Apéndice se reporta la totalidad de las tablas con los análisis.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPITULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las seis presas de captación tuvieron un tiempo de servicio de unos 10 años sin interrupción. La distancia vertical entre las aguas de las presas y el agua subterránea es de unos 26 a 33 m. Las presas fueron finalmente clausuradas en el verano de 1998 y substituidas por tanques de almacenamiento a prueba de fugas. El sitio de las presas fue saneado al inicio de 1999 y grandes cantidades de suelo fueron levantados y llevados a un confinamiento autorizado (Mina, N.L.).

Este estudio ha podido determinar que efectivamente se desarrolló y se halla presente una pluma (o penacho) de contaminación con hidrocarburos y compuestos aromáticos en el acuífero subterráneo, la cual se formó a partir de infiltraciones de aguas de desecho desde al menos una de las presas de captación. Ello se concluye gracias a la identificación de las especies presentes en el agua del pozo testigo y que son comunes al petróleo o sus derivados.

Acerca del mecanismo de emigración o transporte de los contaminantes, los estudios de geología e hidrogeología del área cubierta por este proyecto permiten elaborar algunas ideas:

a) La matriz del acuífero local es del tipo aluvial, no-consolidado, constituido de arenas y arcillas en su porción de material fino y es caracterizado como de permeabilidad media. Todo ello permite suponer que el material del acuífero no representó un obstáculo serio a las infiltraciones

desde la superficie, lo cual está de acuerdo con la evidencia experimental de que el acuífero se recarga de infiltraciones del río Bravo, lluvias, canales de riego y estanques.

b) El acuífero es somero, solo 7 a 37 m de nivel dinámico para una amplia porción de esta región, lo cual acorta la distancia vertical que las infiltraciones deben recorrer, posibilitando la presencia en el subsuelo de especies comunes a las presas de captación.

Los análisis cuantitativos permitieron conocer que el benceno y los xilenos son las especies aromáticas presentes en las aguas subterráneas tomadas del pozo testigo. Su presencia hace pensar que otras especies del grupo BTEX podrán también estar presentes en éste pozo o en otros si son estudiados en otra oportunidad. Este trabajo permitió conocer las concentraciones de las especies en un momento dado, pero la transferencia de material o el flujo en el subsuelo es un proceso muy lento aún para el agua, razón por la cual se recomienda extender este estudio e incluir los siguientes puntos:

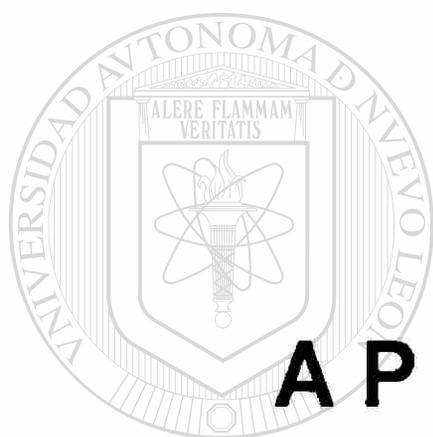
a) Analizar muestras de agua extraídas desde la zona saturada de los restantes pozos testigos actualmente obstruidos.

b) Incluir en los estudios los pozos de agua localizados en la región cercana (ranchos y particulares), principalmente aquellos orientados hacia el Este del área de estudio, en consideración al sentido del flujo de las aguas subterráneas que ha sido mostrado por la evidencia experimental (página 104).

c) Incluir estudios sistemáticos en muestras de agua extraídas de la zona vadosa o insaturada, con el fin de conocer la diferenciación que seguramente se está dando entre las diferentes especies orgánicas, las cuales emigran con diferente rapidez unas de las otras a través del material del subsuelo, de la misma manera que ocurre con las sustancias en una columna de cromatografía.

Al desarrollar las sugerencias dadas en el párrafo anterior se podrá determinar la extensión de la pluma, es decir, se podrá determinar su largo y su ancho, junto con su tendencia frente al tiempo. El estudio que se recomienda permitirá también evaluar cuales componentes de la pluma se transfieren o viajan más rápidamente, con lo cual podrán predecirse las zonas de mayor riesgo para la salud.

Finalmente, los resultados obtenidos no indican una situación insalvable para el acuífero, sino que por lo contrario, los valores de concentración de los dos componentes BTEX, benceno y xilenos, se hallan en un nivel en el que es factible la oxidación aeróbica como recurso de bioremediación en el caso de que este acuífero sea la única fuente de agua disponible, como se muestra en la sección 1.7 (página 35), ya que los valores de 0.11 y 0.24 mg/L se hallan muy por debajo de los 20 mg/L que se reportan como fácilmente biodegradables.



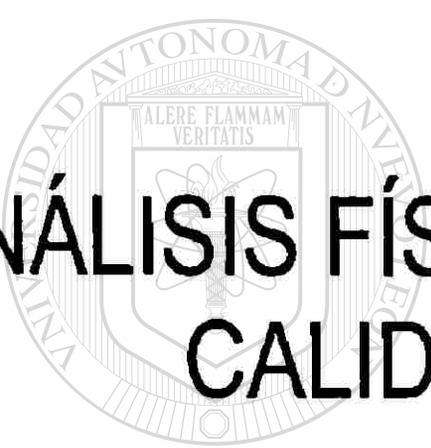
APÉNDICE

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO DE LA CALIDAD DEL AGUA

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

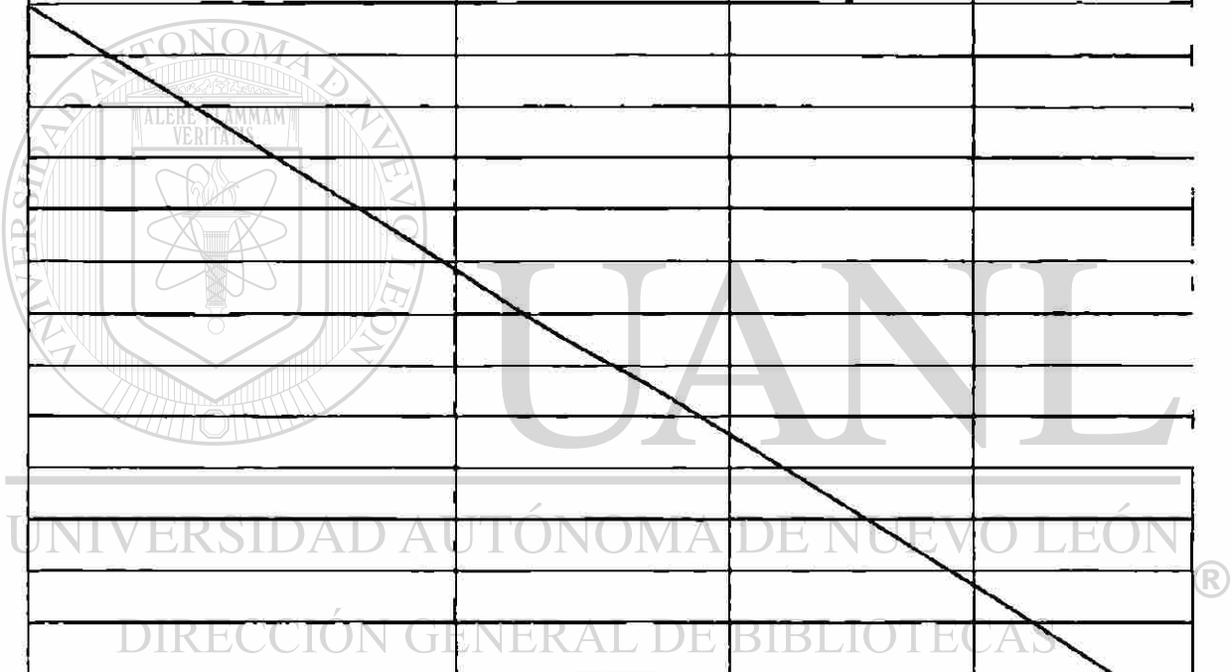
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

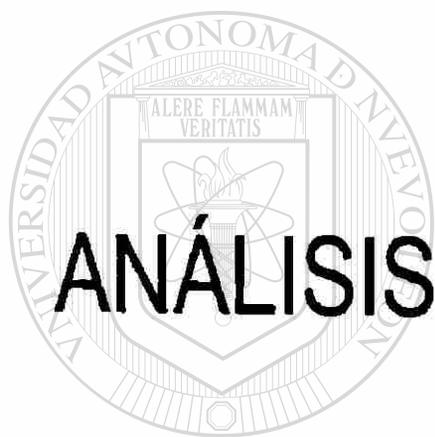
No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0434 FECHA RECEPCION: 04/03/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN PRODUCCIÓN
 No. DE REGISTRO: 99L0668 FECHA INFORME: 12/03/99
 IDENTIFICACIÓN: AGUA DEL POZO No. 3 DE LA BATERIA MONTERREY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: AGUA
 LOCALIZACIÓN: ACTIVO BURGOS (REYNOSA)

PARAMETRO	METODO	UNIDADES	RESULTADO
pH	NMX-AA-08	UNIDADES DE pH	7.01
CONDUCTIVIDAD	NMX-AA-93	μ MHOS/cm	1923.5
TURBIDEZ	NMX-AA-38	NTU	270.0
SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES	NMX-AA-34	mg/L	1434.0
SODIO	STD METHODS 3111	mg/L	184.0
POTASIO	STD METHODS 3120	mg/L	18.4
CALCIO	STD METHODS 3111	mg/L	192.0
MAGNESIO	STD METHODS 3111	mg/L	33.5
ALCALINIDAD DE CARBONATOS COMO CaCO ₃	NMX-AA-36	mg/L	0
ALCALINIDAD DE BICARBONATOS COMO CaCO ₃	NMX-AA-36	mg/L	140.0
CLORUROS	NMX-AA-73	mg/L	629.6
SULFATOS	NMX-AA-74	mg/L	141.1
RAS	NMX-AA-89/2-1992	ADIMENSIONAL	3.22

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0434 FECHA RECEPCIÓN: 04/03/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN PRODUCCIÓN
 No. DE REGISTRO: 99L0668 FECHA INFORME: 12/03/99
 IDENTIFICACIÓN: AGUA DEL POZO No 3 DE LA BATERIA MONTERREY
 ÁREA : 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: AGUA
 LOCALIZACIÓN : ACTIVO BURGOS (REYNOSA)

PARÁMETRO	METODO	UNIDADES	RESULTADO
BORO	STD METHODS 3120	mg/L	0.86





ANÁLISIS PARA LOS BTEX

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0434 FECHA RECEPCIÓN: 04/03/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y EXPLORACIÓN.
 CLASE DE MUESTRA: AGUA. FECHA INFORME: 18/03/99
 ÁREA : 4032-5040
 LOCALIZACIÓN : ACTIVO BURGOS (REYNOSA)

REGISTRO	MUESTRA	ANÁLISIS DE BTEX MÉTODO: EPA-8260			
		BENCENO mg/L	TOLUENO mg/L	ETILBENCENO mg/L	XILENOS mg/L
99L0668	AGUA DEL POZO No. 3 DE LA BATERIA MONTERREY	< 0.02	< 0.02	< 0.02	0.24

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS





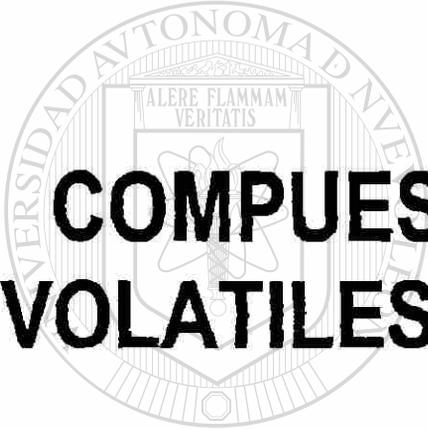
ANÁLISIS PARA LOS COMPUESTOS POLIAROMÁTICOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0434 FECHA RECEPCIÓN: 04/03/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
 No. DE REGISTRO: 99L0668 FECHA INFORME: 23/03/99
 IDENTIFICACIÓN: AGUA DEL POZO No. 3 DE LA BATERIA MONTERREY
 ÁREA : 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: AGUA
 LOCALIZACIÓN : ACTIVO BURGOS (REYNOSA).

ANALITO	METODO	UNIDADES	RESULTADO
NAFTALENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
ACENAFTELENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
ACENAFTENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
FLOURENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
FENANTRENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
ANTRACENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
FLOURANTENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
PIRENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
CRISENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
BENZO (a) ANTRACENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
BENZO(b)FLOURANTENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
BENZO(k)FLOURANTENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
BENZO (a)FLOURANTENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
INDENO (1,2,3-cd)PIRENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
DIBENZO(ah)ANTRACENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01
BENZO (g,h,i) PERILENO	EPA 8270	mg/L	< 0.01



**COMPUESTOS ORGANICOS
VOLATILES Y SEMIVOLATILES**

UANE

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN[®]
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0434 FECHA RECEPCIÓN: 12/03/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
 No. DE REGISTRO: 99L0668 FECHA INFORME: 25/03/99
 IDENTIFICACIÓN: AGUA DEL POZO No. 3 DE LA BATERIA MONTERREY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: ACTIVO BURGOS (REYNOSA)

TABLE 6

CONSTITUYENTES ORGANICOS	No. INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MÁXIMA
ACRILONITRILO	C.0.01	mg/L	EPA.8260	< 0.300	5.0
CLORDANO	C.0.02	mg/L	EPA 8270	< 0.030	0.03
o-CRESOL	C.0.03	mg/L	EPA 8270	< 0.020	200.0
m-CRESOL	C.0.04	mg/L	EPA 8270	< 0.020	200.0
p-CRESOL	C.0.05	mg/L	EPA 8270	< 0.020	200.0
ÁCIDO 2,4-DICLOROFENOXIACETICO	C.0.06	mg/L	EPA 8270	< 0.200	10.0
2,4-DINITROTOLUENO	C.0.07	mg/L	EPA 8270	< 0.020	0.13
ENDRIN	C.0.08	mg/L	EPA 8270	< 0.020	0.02
HEPTACLORO (Y SU EPOXIDO)	C.0.09	mg/L	EPA 8270	< 0.008	0.008
HEXACLOROETANO	C.0.010	mg/L	EPA 8270	< 0.020	3.0
LINDANO	C.0.011	mg/L	EPA 8270	< 0.020	0.4
METOXICLORO	C.0.012	mg/L	EPA 8270	< 0.020	10.0
NITROBENCENO	C.0.013	mg/L	EPA 8270	< 0.020	2.0
PENTACLOROFENOL	C.0.014	mg/L	EPA 8270	< 0.020	100.0
2,3,4,6-TETRACLOROFENOL	C.0.015	mg/L	EPA 8270	< 0.020	1.5
TOXAFENO (CANFENO CLORADO, TÉCNICO)	C.0.016	mg/L	EPA 8270	< 0.500	0.5
2,4,5-TRICLOROFENOL	C.0.017	mg/L	EPA 8270	< 0.020	400.0
2,4,6-TRICLOROFENOL	C.0.018	mg/L	EPA 8270	< 0.020	2.0
ÁCIDO 2,4,5 TRICLORO FENOXIPROPIONICO	C.0.019	mg/L	EPA 8270	< 0.200	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0434 FECHA RECEPCIÓN: 12/03/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
 No. DE REGISTRO: 99L0668 FECHA INFORME: 25/03/99
 IDENTIFICACIÓN: AGUA DEL POZO No. 3 DE LA BATERIA MONTERREY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: ACTIVO BURGOS (REYNOSA)

TABLA 7

CONSTITUYENTES ORGANICOS VOLATILES	No. INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
BENCENO	C.V.01	mg/L	EPA 8260	0.11	0.5
ÉTER BIS(2-CLORO ETILICO)	C.V.02	mg/L	EPA 8270	< 0.040	0.05
CLOROBENCENO	C.V.03	mg/L	EPA 8260	< 0.040	100.0
CLOROFORMO	C.V.04	mg/L	EPA 8260	< 0.040	6.0
CLORURO DE METILENO	C.V.05	mg/L	EPA 8260	< 0.040	8.6
CLORURO DE VINILO	C.V.06	mg/L	EPA 8260	< 0.040	0.2
1,2-DICLOROBENCENO	C.V.07	mg/L	EPA 8260	< 0.040	4.3
1,4-DICLOROBENCENO	C.V.08	mg/L	EPA 8260	< 0.040	7.5
1,2-DICLOROETANO	C.V.09	mg/L	EPA 8260	< 0.040	0.5
1,1-DICLOROETILENO	C.V.010	mg/L	EPA 8260	< 0.040	0.7
DISULFURO DE CARBONO	C.V.011	mg/L	EPA 8260	< 1.000	14.4
FENOL	C.V.012	mg/L	EPA 8270	< 0.020	14.4
HEXACLOROBENCENO	C.V.013	mg/L	EPA 8270	< 0.020	0.13
HEXACLORO-1,3BUTADIENO	C.V.014	mg/L	EPA 8260	< 0.040	0.5
ISOBUTANOL	C.V.015	mg/L	EPA 8260	< 0.400	36.0
ETILMETILCETONA	C.V.016	mg/L	EPA 8260	< 0.200	200.0
PIRIDINA	C.V.017	mg/L	EPA 8270	< 0.020	5.0
1,1,1,2-TETRACLOROETANO	C.V.018	mg/L	EPA 8260	< 0.040	10.0
1,1,2,2-TETRACLOROETANO	C.V.019	mg/L	EPA 8260	< 0.040	1.3
TETRACLORURO DE CARBONO	C.V.020	mg/L	EPA 8260	< 0.040	0.5
TETRACLOROETILENO	C.V.021	mg/L	EPA 8260	< 0.040	0.7
TOLUENO	C.V.022	mg/L	EPA 8260	< 0.040	14.4
1,1,1-TRICLOROETANO	C.V.023	mg/L	EPA 8260	< 0.040	30.0
1,1,2-TRICLOROETANO	C.V.024	mg/L	EPA 8260	< 0.040	1.2
TRICLOROETILENO	C.V.025	mg/L	EPA 8260	< 0.040	0.5



COMPUESTOS PRESENTES DE HIDROCARBUROS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0434 FECHA RECEPCIÓN: 04/03/99
EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
No. DE REGISTRO: 99L0668 FECHA INFORME: 07/04/99
IDENTIFICACIÓN: AGUA DEL POZO No. 3 DE LA BATERIA MONTERREY
CLASE DE MUESTRA: AGUA

COMPUESTOS PRESENTES ENCONTRADOS EN LA MUESTRA

UNDECANO
DODECANO
TRIDECANO
TETRADECANO
PENTADECANO
HEXADECANO
HEPTADECANO
OCTADECANO
NONADECANO
EICOSANO
DOCOSANO
TRICOSANO
ACIDABIS (1,2-BENCEDICARBOXILICO)

U A N I L

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



ESTUDIO DE LAS PRESAS DE LA BATERÍA MONTERREY

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-2048 FECHA RECEPCIÓN: 25/11/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 CLASE DE MUESTRA: SUELO. FECHA INFORME: 02/12/98
 ÁREA: 4032-5040
 LOCALIZACIÓN : DISTRITO REYNOSA.

REGISTRO	IDENTIFICACION	PAGINAS
98L8913	SEDIMENTO DE LA PRESA DE LIQUIDOS No. 1 DE	175,509
	LA BATERIA MONTERREY.	

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN
 DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-2048 FECHA RECEPCIÓN: 25/11/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L8913 FECHA INFORME: 22/12/98
 IDENTIFICACIÓN: SEDIMENTO DE LA PRESA DE LÍQUIDOS No. 1 DE LA BATERÍA MONTERREY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA.

PARAMETRO	UNIDADES	CRITERIO O METODO	RESULTADO	LIMITE MAXIMO Y CRITERIOS NOM-052-ECOL-1993
CORROSIVIDAD pH	Unid. De pH	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.1.1 NOM-AA-25	NO CORROSIVO 8.14	NO CORROSIVO 2.1 A 12.4
REACTIVIDAD POLIMERIZACIÓN		NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2 NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.1	NO REACTIVO NO POLIMERIZA	NO REACTIVO NO POLIMERIZA
GENERACIÓN DE GASES Y HUMOS LIBERACIÓN DE -CN-	mg/Kg	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.3 EPA 9010	NO GENERA <1.0	NO GENERA 250 mg/Kg
LIBERACIÓN DE SULFUROS	mg/Kg	EPA 9030	80	500 mg/Kg
EXPLOSIVIDAD REACCIÓN A LA PRESIÓN		NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3 NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3.2	NO EXPLOSIVO NO REACCIONA	NO EXPLOSIVO NO REACCIONA NO EXPLOTA
INFLAMABILIDAD	°C	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.5.3 **	NO INFLAMA	NO INFLAMABLE
TÓXICOS BIOLÓGICOS INFECCIOSOS		NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.6	NO APLICA	NO APLICA

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-2048 FECHA RECEPCIÓN: 25/11/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L8913 FECHA INFORME: 22/12/98
 IDENTIFICACIÓN: SEDIMENTO DE LA PRESA DE LÍQUIDOS No. 1 DE LA BATERÍA MONTERREY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA.

TOXICIDAD

Características del lixiviado PECT
 Constituyentes inorgánicos no volátiles.

TABLA 5

CONSTITUYENTES INORGÁNICOS	CÓDIGO	UNIDADES	MÉTODO	RESULTADO	LÍMITE
ARSENICO	C.1.01	mg/L	EPA-7060	<0.05	5.0
BARIO	C.1.02	mg/L	NOM-AA-51	5.17	100.00
CADMIO	C.1.03	mg/L	NOM-AA-51	<0.2	1.0
CROMO HEXVALENTE	C.1.04	mg/L	NOM-AA-44	<0.05	5.0
NIQUEL	C.1.05	mg/L	NOM-AA-51	0.31	5.0
MERCURIO	C.1.06	mg/L	EPA 7470	<0.05	0.2
PLATA	C.1.07	mg/L	EPA 7760	<0.1	5.0
PLOMO	C.1.08	mg/L	NOM-AA-51	<0.3	5.0
SELENIO	C.1.09	mg/L	EPA 7740	<0.05	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-2048 FECHA RECEPCIÓN: 25/11/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L8913 FECHA INFORME: 22/12/98
 IDENTIFICACIÓN: SEDIMENTO DE LA PRESA DE LÍQUIDOS No. 1 DE LA BATERÍA MONTERREY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA.

TABLA 6

CONSTITUYENTES ORGANICOS	NO. INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. (Mg/L)
ACRILONITRILLO	C.0.01	mg/L	EPA 8260	<0.300	5.0
CLORDANO	C.0.02	mg/L	EPA 8270	<0.030	0.03
o-CRESOL	C.0.03	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
m-CRESOL	C.0.04	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
p-CRESOL	C.0.05	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
ÁCIDO 2,4-D- DICLOROFENOXIACETICO	C.0.06	mg/L	EPA 8270	<0.200	10.0
2,4-DINITROTOLUENO	C.0.07	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
ENDRIN	C.0.08	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.02
HEPTACLORO (Y SU EPOXIDO)	C.0.09	mg/L	EPA 8270	<0.008	0.008
HEXACLOROETANO	C.0.010	mg/L	EPA 8270	<0.020	3.0
LINDANO	C.0.011	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.4
METOXICLORO	C.0.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	10.0
NITROBENCENO	C.0.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
PENTACLOROFENOL	C.0.014	mg/L	EPA 8270	<0.020	100.0
2,3,4,6-TETRACLOROFENOL	C.0.015	mg/L	EPA 8270	<0.020	1.5
TOXAFENO (CANFENO CLORADO, TECNICO)	C.0.016	mg/L	EPA 8270	<0.500	0.5
2,4,5-TRICLOROFENOL	C.0.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	400.0
2,4,6-TRICLOROFENOL	C.0.018	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
ÁCIDO 2,4,5 TRICLORO FENOXIPROPIONICO	C.0.019	mg/L	EPA 8270	<0.200	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 CLASE DE MUESTRA: SUELO FECHA INFORME: 30/09/98
 ÁREA: 4032-5040
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA.

REGISTRO	IDENTIFICACIÓN	PESOS EN GRAMOS
98L6666	PRESA DE LIQUIDOS No. 2 BATERÍA MTY.	113,485
98L6667	PRESA DE LIQUIDOS No. 5 BATERÍA MTY	199,596

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6666 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 2 BATERÍA MTY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

PARÁMETRO	UNIDADES	Nº DE ENSAYO	CRITERIO O MÉTODO	RESULTADO	LÍMITES MÁXIMOS O CRITERIOS NOM-052-ECOL-1993
CORROSIVIDAD pH	Unid. De pH	P-01	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.1.1 NOM-AA-25	NO CORROSIVO 7.75	NO CORROSIVO 2.1 A 12.4
REACTIVIDAD POLIMERIZACIÓN GENERACIÓN DE GASES Y HUMOS LIBERACIÓN DE -CN- LIBERACIÓN DE SULFUROS	mg/Kg mg/Kg	P-02	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2 NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.1 NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.3 EPA 9010 EPA 9030	NO REACTIVO NO POLIMERIZA NO GENERA <1.0 <5	NO REACTIVO NO POLIMERIZA NO GENERA 250 mg/Kg 500 mg/Kg
EXPLOSIVIDAD REACCIÓN A LA PRESIÓN		P-03	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3 NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3.2	NO EXPLOSIVO NO REACCIONA	NO EXPLOSIVO NO REACCIONA NO EXPLOTA
INFLAMABILIDAD	°C	P-04	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.5.3	>120° C	NO MENOR DE 60
TÓXICOS BIOLÓGICOS INFECCIOSOS		P-05	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.6	NO APLICA	NO APLICA

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6666 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 2 BATERÍA MTY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

TOXICIDAD

Características del lixiviado PECT
 Constituyentes inorgánicos no volátiles.

CONSTITUYENTES INORGÁNICOS	NÚMERO	UNIDADES	MÉTODO	RESULTADO	CONC. LIMITE
ARSENICO	C.1.01	mg/L	EPA-7060	<0.05	5.0
BARIO	C.1.02	mg/L	NOM-AA-51	6.82	100.00
CADMIO	C.1.03	mg/L	NOM-AA-51	<0.2	1.0
CROMO HEXAVALENTE	C.1.04	mg/L	NOM-AA-44	<0.05	5.0
NIQUEL	C.1.05	mg/L	NOM-AA-51	0.26	5.0
MERCURIO	C.1.06	mg/L	EPA 7470	<0.05	0.2
PLATA	C.1.07	mg/L	EPA 7760	<0.1	5.0
PLOMO	C.1.08	mg/L	NOM-AA-51	0.3	5.0
SELENIO	C.1.09	mg/L	EPA 7740	<0.05	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6666 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 2 BATERÍA MTY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

COMPUESTOS ORGANICOS	No. DE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
ACRILONITRILO	C.0.01	mg/L	EPA 8260	<0.300	5.0
CLORDANO	C.0.02	mg/L	EPA 8270	<0.030	0.03
o-CRESOL	C.0.03	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
m-CRESOL	C.0.04	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
p-CRESOL	C.0.05	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
ÁCIDO 2,4-DICLOROFENOXIACETICO	C.0.06	mg/L	EPA 8270	<0.200	10.0
2,4-DINITROTOLUENO	C.0.07	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
ENDRIN	C.0.08	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.02
HEPTACLORO (Y SU EPOXIDO)	C.0.09	mg/L	EPA 8270	<0.008	0.008
HEXACLOROETANO	C.0.010	mg/L	EPA 8270	<0.020	3.0
LINDANO	C.0.011	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.4
METOXICLORO	C.0.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	10.0
NITROBENCENO	C.0.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
PENTACLOROFENOL	C.0.014	mg/L	EPA 8270	<0.020	100.0
2,3,4,6-TETRACLOROFENOL	C.0.015	mg/L	EPA 8270	<0.020	1.5
TOXAFENO (CANFENO CLORADO, TECNICO)	C.0.016	mg/L	EPA 8270	<0.500	0.5
2,4,5-TRICLOROFENOL	C.0.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	400.0
2,4,6-TRICLOROFENOL	C.0.018	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
ÁCIDO 2,4,5 TRICLORO FENOXIPROPIONICO	C.0.019	mg/L	EPA 8270	<0.200	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6666 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 2 BATERÍA MTY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

CONSTITUYENTES ORGÁNICOS VOLÁTILES	No. INE	UNIDADES	MÉTODO	RESULTADO	CONC. MÁXIMA
BENCENO	C.V.01	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ÉTER BIS(2-CLORO ETILICO)	C.V.02	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.05
CLOROBENCENO	C.V.03	mg/L	EPA 8260	<0.040	100.0
CLOROFORMO	C.V.04	mg/L	EPA 8260	<0.040	6.0
CLORURO DE METILENO	C.V.05	mg/L	EPA 8260	<0.040	8.6
CLORURO DE VINILO	C.V.06	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.2
1,2-DICLOROBENCENO	C.V.07	mg/L	EPA 8260	<0.040	4.3
1,4-DICLOROBENCENO	C.V.08	mg/L	EPA 8260	<0.040	7.5
1,2-DICLOROETANO	C.V.09	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
1,1-DICLOROETILENO	C.V.010	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
DISULFURO DE CARBONO	C.V.011	mg/L	EPA 8260	<1.000	14.4
FENOL	C.V.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	14.4
HEXACLOROBENCENO	C.V.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
HEXACLORO-1,3BUTADIENO	C.V.014	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ISOBUTANOL	C.V.015	mg/L	EPA 8260	<4.000	36.0
ETILMETILCETONA	C.V.016	mg/L	EPA 8260	<0.200	200.0
PIRIDINA	C.V.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	5.0
1,1,1,2-TETRACLOROETANO	C.V.018	mg/L	EPA 8260	<0.040	10.0
1,1,2,2-TETRACLOROETANO	C.V.019	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.3
TETRACLORURO DE CARBONO	C.V.020	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
TETRACLOROETILENO	C.V.021	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
TOLUENO	C.V.022	mg/L	EPA 8260	<0.040	14.4
1,1,1-TRICLOROETANO	C.V.023	mg/L	EPA 8260	<0.040	30.0
1,1,2-TRICLOROETANO	C.V.024	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.2
TRICLOROETILENO	C.V.025	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6667 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 5 BATERÍA MTY
 ÁREA : 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

PARÁMETRO	UNIDADES	NO. SEDESOL	CRITERIO O MÉTODO	RESULTADO	LIMITES MÁXIMOS Y CRITERIOS NOM-052-ECOL-1993
CORROSIVIDAD		P-01	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.1.1	NO CORROSIVO	NO CORROSIVO
pH	Unid. De pH		NOM-AA-25	7.86	2.1 A 12.4
REACTIVIDAD		P-02	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2	NO REACTIVO	NO REACTIVO
POLIMERIZACIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.1	NO POLIMERIZA	NO POLIMERIZA
GENERACIÓN DE GASES Y HUMOS			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.3	NO GENERA	NO GENERA
LIBERACIÓN DE -CN	mg/Kg		EPA 9010	<1.0	250 mg/Kg
LIBERACIÓN DE SULFUROS	mg/Kg		EPA 9030	<5	500 mg/Kg
EXPLOSIVIDAD		P-03	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3	NO EXPLOSIVO	NO EXPLOSIVO
REACCIÓN A LA PRESIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3.2	NO REACCIONA	NO REACCIONA NO EXPLOTA
INFLAMABILIDAD	°C	P-04	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.5.3	>120° C	NO MENOR DE 60
TÓXICOS BIOLÓGICOS INFECCIOSOS		P-05	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.6	NO APLICA	NO APLICA

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6667 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 5 BATERÍA MTY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

TOXICIDAD

Características del lixiviado PECT
 Constituyentes inorgánicos no volátiles.



CONSTITUYENTES INORGÁNICOS	NOMBRE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MÁXIMA
ARSENICO	C.1.01	mg/L	EPA-7060	<0.05	5.0
BARIO	C.1.02	mg/L	NOM-AA-51	4.5	100.00
CADMIO	C.1.03	mg/L	NOM-AA-51	<0.2	1.0
CROMO HEXAVALENTE	C.1.04	mg/L	NOM-AA-44	<0.05	5.0
NÍQUEL	C.1.05	mg/L	NOM-AA-51	0.3	5.0
MERCURIO	C.1.06	mg/L	EPA 7470	<0.05	0.2
PLATA	C.1.07	mg/L	EPA 7760	<0.1	5.0
PLOMO	C.1.08	mg/L	NOM-AA-51	0.4	5.0
SELENIO	C.1.09	mg/L	EPA 7740	<0.05	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6667 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 5 BATERÍA MTY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

CONSTITUYENTES ORGÁNICOS	No. DE	UNIDADES	MÉTODO	RESULTADO	CONC. TENDIDA
ACRILONITRILO	C.0.01	mg/L	EPA 8260	<0.300	5.0
CLORDANO	C.0.02	mg/L	EPA 8270	<0.030	0.03
o-CRESOL	C.0.03	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
m-CRESOL	C.0.04	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
p-CRESOL	C.0.05	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
ÁCIDO 2,4D- DICLOROFENOXIACETICO	C.0.06	mg/L	EPA 8270	<0.200	10.0
2,4-DINITROTOLUENO	C.0.07	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
ENDRIN	C.0.08	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.02
HEPTACLORO (Y SU EPOXIDO)	C.0.09	mg/L	EPA 8270	<0.008	0.008
HEXACLOROETANO	C.0.010	mg/L	EPA 8270	<0.020	3.0
LINDANO	C.0.011	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.4
METOXICLORO	C.0.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	10.0
NITROBENCENO	C.0.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
PENTACLOROFENOL	C.0.014	mg/L	EPA 8270	<0.020	100.0
2,3,4,6-TETRACLOROFENOL	C.0.015	mg/L	EPA 8270	<0.020	1.5
TOXAFENO (CANFENO CLORADO, TÉCNICO)	C.0.016	mg/L	EPA 8270	<0.500	0.5
2,4,5-TRICLOROFENOL	C.0.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	400.0
2,4,6-TRICLOROFENOL	C.0.018	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
ÁCIDO-2,4,5 TRICLORO FENOXIPROPIONICO	C.0.019	mg/L	EPA 8270	<0.200	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1646 FECHA RECEPCIÓN: 28/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6667 FECHA INFORME: 16/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA DE LÍQUIDOS NO. 5 BATERÍA MTY
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

CONSTITUYENTES ORGANICOS VOLATILES	NO. INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
BENCENO	C.V.01	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ETER BIS(2-CLORO ETILICO)	C.V.02	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.05
CLOROBENCENO	C.V.03	mg/L	EPA 8260	<0.040	100.0
CLOROFORMO	C.V.04	mg/L	EPA 8260	<0.040	6.0
CLORURO DE METILENO	C.V.05	mg/L	EPA 8260	<0.040	8.6
CLORURO DE VINILO	C.V.06	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.2
1,2-DICLOROBENCENO	C.V.07	mg/L	EPA 8260	<0.040	4.3
1,4-DICLOROBENCENO	C.V.08	mg/L	EPA 8260	<0.040	7.5
1,2-DICLOROETANO	C.V.09	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
1,1-DICLOROETILENO	C.V.010	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
DISULFURO DE CARBONO	C.V.011	mg/L	EPA 8260	<1.000	14.4
FENOL	C.V.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	14.4
HEXACLOROBENCENO	C.V.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
HEXACLORO-1,3BUTADIENO	C.V.014	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ISOBUTANOL	C.V.015	mg/L	EPA 8260	<4.000	36.0
ETILMETILCETONA	C.V.016	mg/L	EPA 8260	<0.200	200.0
PIRIDINA	C.V.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	5.0
1,1,1,2-TETRACLOROETANO	C.V.018	mg/L	EPA 8260	<0.040	10.0
1,1,2,2-TETRACLOROETANO	C.V.019	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.3
TETRACLORURO DE CARBONO	C.V.020	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
TETRACLOROETILENO	C.V.021	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
TOLUENO	C.V.022	mg/L	EPA 8260	<0.040	14.4
1,1,1-TRICLOROETANO	C.V.023	mg/L	EPA 8260	<0.040	30.0
1,1,2-TRICLOROETANO	C.V.024	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.2
TRICLOROETILENO	C.V.025	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 CLASE DE MUESTRA: SUELO FECHA INFORME: 07/10/98
 ÁREA: 4032-5040
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA

REGISTRO	IDENTIFICACION	TPH's mg/Kg <small>TERAPIA MODIFICADO PARA SUELOS</small>
98L6806	PRESA No. 3 (BATERIA MTY)	24,118
98L6807	PRESA No. 4 (BATERIA MTY)	65
98L6808	PRESA No. 6 (BATERIA MTY)	105

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6806 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 3 (BATERÍA MTY).
 ÁREA : 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

PARÁMETRO	UNIDADES	NO. SEDESOL	CRITERIO O METODO	RESULTADO	LIMITES MAXIMOS Y CRITERIOS NOM-052-ECOL-1993
CORROSIVIDAD		P-01	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.1.1	NO CORROSIVO	NO CORROSIVO
pH	Unid. De pH		NOM-AA-25	9.32	2.1 A 12.4
REACTIVIDAD		P-02	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2	NO REACTIVO	NO REACTIVO
POLIMERIZACIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.1	NO POLIMERIZA	NO POLIMERIZA
GENERACIÓN DE GASES Y HUMOS			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.3	NO GENERA	NO GENERA
LIBERACIÓN DE CN ⁻	mg/Kg		EPA 9010	<1.0	250 mg/Kg
LIBERACIÓN DE SULFUROS	mg/Kg		EPA 9030	<5	500 mg/Kg
EXPLOSIVIDAD		P-03	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3	NO EXPLOSIVO	NO EXPLOSIVO
REACCIÓN A LA PRESIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3.2	NO REACCIONA	NO REACCIONA NO EXPLOTA
INFLAMABILIDAD	°C	P-04	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.5.3	>120° C	NO MENOR DE 60
TÓXICOS BIOLÓGICOS INFECCIOSOS		P-05	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.6	NO APLICA	NO APLICA

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6806 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 3 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

TOXICIDAD

Características del lixiviado PECT
 Constituyentes inorgánicos no volátiles.

CONSTITUYENTES INORGÁNICOS	No. DE FUNDABES	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MÁXIMA
ARSENICO	C.1.01	mg/L	EPA-7060	<0.05	5.0
BARIO	C.1.02	mg/L	NOM-AA-51	1.11	100.00
CADMIO	C.1.03	mg/L	NOM-AA-51	<0.2	1.0
CROMO HEXAVALENTE	C.1.04	mg/L	NOM-AA-44	<0.05	5.0
NÍQUEL	C.1.05	mg/L	NOM-AA-51	0.30	5.0
MERCURIO	C.1.06	mg/L	EPA 7470	<0.05	0.2
PLATA	C.1.07	mg/L	EPA 7760	<0.1	5.0
PLOMO	C.1.08	mg/L	NOM-AA-51	0.44	5.0
SELENIO	C.1.09	mg/L	EPA 7740	<0.05	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6806 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 3 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

CONSTITUYENTES ORGANICOS	No. INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
ACRILONITRILO	C.0.01	mg/L	EPA 8260	<0.300	5.0
CLORDANO	C.0.02	mg/L	EPA 8270	<0.030	0.03
o-CRESOL	C.0.03	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
m-CRESOL	C.0.04	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
p-CRESOL	C.0.05	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
ÁCIDO 2,4-DICLOROFENOXIACETICO	C.0.06	mg/L	EPA 8270	<0.200	10.0
2,4-DINITROTOLUENO	C.0.07	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
ENDRIN	C.0.08	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.02
HEPTACLORO (Y SU EPOXIDO)	C.0.09	mg/L	EPA 8270	<0.008	0.008
HEXACLOROETANO	C.0.010	mg/L	EPA 8270	<0.020	3.0
LINDANO	C.0.011	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.4
METOXICLORO	C.0.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	10.0
NITROBENCENO	C.0.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
PENTACLOROFENOL	C.0.014	mg/L	EPA 8270	<0.020	100.0
2,3,4,6-TETRACLOROFENOL	C.0.015	mg/L	EPA 8270	<0.020	1.5
TOXAFENO (CANFENO CLORADO, TECNICO)	C.0.016	mg/L	EPA 8270	<0.500	0.5
2,4,5-TRICLOROFENOL	C.0.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	400.0
2,4,6-TRICLOROFENOL	C.0.018	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
ÁCIDO 2,4,5 TRICLORO FENOXIPROPIONICO	C.0.019	mg/L	EPA 8270	<0.200	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6806 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 3 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

CONSTITUYENTES ORGÁNICOS VOLÁTILES	Nº. NE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
BENCENO	C.V.01	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ÉTER BIS(2-CLORO ETILICO)	C.V.02	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.05
CLOROBENCENO	C.V.03	mg/L	EPA 8260	<0.040	100.0
CLOROFORMO	C.V.04	mg/L	EPA 8260	<0.040	6.0
CLORURO DE METILENO	C.V.05	mg/L	EPA 8260	<0.040	8.6
CLORURO DE VINILO	C.V.06	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.2
1,2-DICLOROBENCENO	C.V.07	mg/L	EPA 8260	<0.040	4.3
1,4-DICLOROBENCENO	C.V.08	mg/L	EPA 8260	<0.040	7.5
1,2-DICLOROETANO	C.V.09	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
1,1-DICLOROETILENO	C.V.010	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
DISULFURO DE CARBONO	C.V.011	mg/L	EPA 8260	<1.000	14.4
FENOL	C.V.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	14.4
HEXACLOROBENCENO	C.V.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
HEXACLORO-1,3BUTADIENO	C.V.014	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ISOBUTANOL	C.V.015	mg/L	EPA 8260	<4.000	36.0
ETILMETILCETONA	C.V.016	mg/L	EPA 8260	<0.200	200.0
PIRIDINA	C.V.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	5.0
1,1,1,2-TETRACLOROETANO	C.V.018	mg/L	EPA 8260	<0.040	10.0
1,1,2,2-TETRACLOROETANO	C.V.019	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.3
TETRACLORURO DE CARBONO	C.V.020	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
TETRACLOROETILENO	C.V.021	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
TOLUENO	C.V.022	mg/L	EPA 8260	<0.040	14.4
1,1,1-TRICLOROETANO	C.V.023	mg/L	EPA 8260	<0.040	30.0
1,1,2-TRICLOROETANO	C.V.024	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.2
TRICLOROETILENO	C.V.025	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6807 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 4 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

PARAMETRO	UNIDADES	NO. SEDESOL	CRITERIO O METODO	RESULTADO	LIMITES MAXIMOS Y CRITERIOS NOM-052-ECOL-1993
CORROSIVIDAD		P-01	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.1.1	NO CORROSIVO	NO CORROSIVO
pH	Unid. De pH		NOM-AA-25	9.10	2.1 A 12.4
REACTIVIDAD		P-02	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2	NO REACTIVO	NO REACTIVO
POLIMERIZACIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.1	NO POLIMERIZA	NO POLIMERIZA
GENERACIÓN DE GASES Y HUMOS			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.3	NO GENERA	NO GENERA
LIBERACIÓN DE -CN-	mg/Kg		EPA 9010	<1.0	250 mg/Kg
LIBERACIÓN DE SULFUROS	mg/Kg		EPA 9030	<5	500 mg/Kg
EXPLOSIVIDAD		P-03	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3	NO EXPLOSIVO	NO EXPLOSIVO®
REACCIÓN A LA PRESIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3.2	NO REACCIONA	NO REACCIONA NO EXPLOTA
INFLAMABILIDAD	°C	P-04	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.5.3	NO APLICA	NO MENOR DE 60
TÓXICOS BIOLÓGICOS INFECCIOSOS		P-05	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.6	NO APLICA	NO APLICA

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6807 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 4 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

TOXICIDAD

Características del lixiviado PECT
 Constituyentes inorgánicos no volátiles.

CONSTITUYENTES INORGANICOS	No. INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
ARSENICO	C.1.01	mg/L	EPA-7060	<0.05	5.0
BARIO	C.1.02	mg/L	NOM-AA-51	<1.0	100.00
CADMIO	C.1.03	mg/L	NOM-AA-51	<0.2	1.0
CROMO HEXAVALENTE	C.1.04	mg/L	NOM-AA-44	<0.05	5.0
NIQUEL	C.1.05	mg/L	NOM-AA-51	0.27	5.0
MERCURIO	C.1.06	mg/L	EPA 7470	<0.05	0.2
PLATA	C.1.07	mg/L	EPA 7760	<0.1	5.0
PLOMO	C.1.08	mg/L	NOM-AA-51	0.33	5.0
SELENIO	C.1.09	mg/L	EPA 7740	<0.05	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6807 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 4 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

CONSTITUYENTES ORGANICOS	No. INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONG. MAXIMA
ACRILONITRILO	C.0.01	mg/L	EPA 8260	<0.300	5.0
CLORDANO	C.0.02	mg/L	EPA 8270	<0.030	0.03
o-CRESOL	C.0.03	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
m-CRESOL	C.0.04	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
p-CRESOL	C.0.05	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
ÁCIDO 2,4-DICLOROFENOXIACETICO	C.0.06	mg/L	EPA 8270	<0.200	10.0
2,4-DINITROTOLUENO	C.0.07	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
ENDRIN	C.0.08	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.02
HEPTACLORO (Y SU EPOXIDO)	C.0.09	mg/L	EPA 8270	<0.008	0.008
HEXACLOROETANO	C.0.010	mg/L	EPA 8270	<0.020	3.0
LINDANO	C.0.011	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.4
METOXICLORO	C.0.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	10.0
NITROBENCENO	C.0.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
PENTACLOROFENOL	C.0.014	mg/L	EPA 8270	<0.020	100.0
2,3,4,6-TETRACLOROFENOL	C.0.015	mg/L	EPA 8270	<0.020	1.5
TOXAFENO (CANFENO CLORADO, TECNICO)	C.0.016	mg/L	EPA 8270	<0.500	0.5
2,4,5-TRICLOROFENOL	C.0.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	400.0
2,4,6-TRICLOROFENOL	C.0.018	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
ÁCIDO 2,4,5 TRICLORO FENOXIPROPIONICO	C.0.019	mg/L	EPA 8270	<0.200	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6807 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 4 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

CONSTITUYENTES ORGANICOS VOLATILES	No.INE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
BENCENO	C.V.01	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ÉTER BIS(2-CLORO ETILICO)	C.V.02	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.05
CLOROBENCENO	C.V.03	mg/L	EPA 8260	<0.040	100.0
CLOROFORMO	C.V.04	mg/L	EPA 8260	<0.040	6.0
CLORURO DE METILENO	C.V.05	mg/L	EPA 8260	<0.040	8.6
CLORURO DE VINILO	C.V.06	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.2
1,2-DICLOROBENCENO	C.V.07	mg/L	EPA 8260	<0.040	4.3
1,4-DICLOROBENCENO	C.V.08	mg/L	EPA 8260	<0.040	7.5
1,2-DICLOROETANO	C.V.09	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
1,1-DICLOROETILENO	C.V.010	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
DISULFURO DE CARBONO	C.V.011	mg/L	EPA 8260	<1.000	14.4
FENOL	C.V.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	14.4
HEXACLOROBENCENO	C.V.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
HEXACLORO-1,3BUTADIENO	C.V.014	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ISOBUTANOL	C.V.015	mg/L	EPA 8260	<4.000	36.0
ETILMETILCETONA	C.V.016	mg/L	EPA 8260	<0.200	200.0
PIRIDINA	C.V.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	5.0
1,1,1,2-TETRACLOROETANO	C.V.018	mg/L	EPA 8260	<0.040	10.0
1,1,2,2-TETRACLOROETANO	C.V.019	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.3
TETRACLORURO DE CARBONO	C.V.020	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
TETRACLOROETILENO	C.V.021	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
TOLUENO	C.V.022	mg/L	EPA 8260	<0.040	14.4
1,1,1-TRICLOROETANO	C.V.023	mg/L	EPA 8260	<0.040	30.0
1,1,2-TRICLOROETANO	C.V.024	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.2
TRICLOROETILENO	C.V.025	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6808 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 6 (BATERÍA MTY)
 ÁREA : 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

PARÁMETRO	UNIDADES	NO. SEDESGL	CRITERIO O METODO	RESULTADO	LIMITES VALORES Y CRITERIOS NOM-052-ECOL-1993
CORROSIVIDAD		P-01	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.1.1 NOM-AA-25	NO CORROSIVO 8.35	NO CORROSIVO 2.1 A 12.4
pH	Unid. De pH				
REACTIVIDAD		P-02	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2	NO REACTIVO	NO REACTIVO
POLIMERIZACIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.1	NO POLIMERIZA	NO POLIMERIZA
GENERACIÓN DE GASES Y HUMOS			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.2.3	NO GENERA	NO GENERA
LIBERACIÓN DE -CN-	mg/Kg		EPA 9010	<1.0	250 mg/Kg
LIBERACIÓN DE SULFUROS	mg/Kg		EPA 9030	<5	500 mg/Kg
EXPLOSIVIDAD		P-03	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3	NO EXPLOSIVO	NO EXPLOSIVO
REACCIÓN A LA PRESIÓN			NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.3.2	NO REACCIONA	NO REACCIONA NO EXPLOTA
INFLAMABILIDAD	°C	P-04	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.5.3	>120° C	NO MENOR DE 60
TÓXICOS BIOLÓGICOS INFECCIOSOS		P-05	NOM-052-ECOL-1993 INCISO 5.5.6	NO APLICA	NO APLICA

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6808 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 6 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

TOXICIDAD

Características del lixiviado PECT
 Constituyentes inorgánicos no volátiles.

CONSTITUYENTES INORGÁNICOS	NO-INE	UNIDADES	MÉTODO	RESULTADO	CONCENTRACIÓN
ARSENICO	C.1.01	mg/L	EPA-7060	<0.05	5.0
BARIO	C.1.02	mg/L	NOM-AA-51	<1.0	100.00
CADMIO	C.1.03	mg/L	NOM-AA-51	<0.2	1.0
CROMO HEXAVALENTE	C.1.04	mg/L	NOM-AA-44	<0.05	5.0
NÍQUEL	C.1.05	mg/L	NOM-AA-51	0.38	5.0
MERCURIO	C.1.06	mg/L	EPA 7470	<0.05	0.2
PLATA	C.1.07	mg/L	EPA 7760	<0.1	5.0
PLOMO	C.1.08	mg/L	NOM-AA-51	0.66	5.0
SELENIO	C.1.09	mg/L	EPA 7740	<0.05	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6808 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 6 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

CONSTITUYENTES ORGÁNICOS	No. INE	UNIDADES	MÉTODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
ACRILONITRILO	C.0.01	mg/L	EPA 8260	<0.300	5.0
CLORDANO	C.0.02	mg/L	EPA 8270	<0.030	0.03
o-CRESOL	C.0.03	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
m-CRESOL	C.0.04	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
p-CRESOL	C.0.05	mg/L	EPA 8270	<0.020	200.0
ÁCIDO 2,4D- DICLOROFENOXIACETICO	C.0.06	mg/L	EPA 8270	<0.200	10.0
2,4-DINITROTOLUENO	C.0.07	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
ENDRIN	C.0.08	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.02
HEPTACLORO (Y SU EPOXIDO)	C.0.09	mg/L	EPA 8270	<0.008	0.008
HEXACLOROETANO	C.0.010	mg/L	EPA 8270	<0.020	3.0
LINDANO	C.0.011	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.4
METOXICLORO	C.0.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	10.0
NITROBENCENO	C.0.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
PENTAACLOROFENOL	C.0.014	mg/L	EPA 8270	<0.020	100.0
2,3,4,6-TETRAACLOROFENOL	C.0.015	mg/L	EPA 8270	<0.020	1.5
TOXAFENO (GANFENO CLORADO, TECNICO)	C.0.016	mg/L	EPA 8270	<0.500	0.5
2,4,5-TRICLOROFENOL	C.0.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	400.0
2,4,6-TRICLOROFENOL	C.0.018	mg/L	EPA 8270	<0.020	2.0
ÁCIDO 2,4,5 TRICLORO FENOXIPROPIONICO	C.0.019	mg/L	EPA 8270	<0.200	1.0

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-1677 FECHA RECEPCIÓN: 30/09/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 No. DE REGISTRO: 98L6808 FECHA INFORME: 22/10/98
 IDENTIFICACIÓN: PRESA No. 6 (BATERÍA MTY)
 ÁREA: 4032-5040 CLASE DE MUESTRA: RESIDUO.
 LOCALIZACIÓN: BATERÍA MONTERREY.

CONSTITUYENTES ORGANICOS VOLATILES	No. NE	UNIDADES	METODO	RESULTADO	CONC. MAXIMA
BENCENO	C.V.01	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ÉTER BIS(2-CLORO ETILICO)	C.V.02	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.05
CLOROBENCENO	C.V.03	mg/L	EPA 8260	<0.040	100.0
CLOROFORMO	C.V.04	mg/L	EPA 8260	<0.040	6.0
CLORURO DE METILENO	C.V.05	mg/L	EPA 8260	<0.040	8.6
CLORURO DE VINILO	C.V.06	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.2
1,2-DICLOROBENCENO	C.V.07	mg/L	EPA 8260	<0.040	4.3
1,4-DICLOROBENCENO	C.V.08	mg/L	EPA 8260	<0.040	7.5
1,2-DICLOROETANO	C.V.09	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
1,1-DICLOROETILENO	C.V.010	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
DISULFURO DE CARBONO	C.V.011	mg/L	EPA 8260	<1.000	14.4
FENOL	C.V.012	mg/L	EPA 8270	<0.020	14.4
HEXACLOROBENCENO	C.V.013	mg/L	EPA 8270	<0.020	0.13
HEXACLORO-1,3BUTADIENO	C.V.014	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
ISOBUTANOL	C.V.015	mg/L	EPA 8260	<4.000	36.0
ETILMETILCETONA	C.V.016	mg/L	EPA 8260	<0.200	200.0
PIRIDINA	C.V.017	mg/L	EPA 8270	<0.020	5.0
1,1,1,2-TETRACLOROETANO	C.V.018	mg/L	EPA 8260	<0.040	10.0
1,1,2,2-TETRACLOROETANO	C.V.019	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.3
TETRACLORURO DE CARBONO	C.V.020	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5
TETRACLOROETILENO	C.V.021	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.7
TOLUENO	C.V.022	mg/L	EPA 8260	<0.040	14.4
1,1,1-TRICLOROETANO	C.V.023	mg/L	EPA 8260	<0.040	30.0
1,1,2-TRICLOROETANO	C.V.024	mg/L	EPA 8260	<0.040	1.2
TRICLOROETILENO	C.V.025	mg/L	EPA 8260	<0.040	0.5



PRESAS Nos. 1, 2, 3 Y 5 DESPUES DE SU RESTAURACIÓN

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0139 FECHA RECEPCIÓN: 26/01/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 CLASE DE MUESTRA: SUELO. FECHA INFORME: 26/01/99
 ÁREA: 4032-5040
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA.

REGISTRO	IDENTIFICACIÓN	TPH's mg/kg EPA# 18:1 MODIFICADO PARA SUELOS
99L0193	PRESA No. 1 BATERIA MONTERREY	236

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/99-0255 FECHA RECEPCIÓN: 15/02/99
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 CLASE DE MUESTRA: SUELO. FECHA INFORME: 18/02/99
 ÁREA: 4032-5040
 LOCALIZACIÓN : DISTRITO REYNOSA.

REGISTRO	IDENTIFICACIÓN	TPHs mg/kg EPA 418 (MODIFICADO PARA SUELOS)
99L0389	PRESA No. 2 BATERIA MONTERREY.	60

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 DIRECCION GENERAL DE BIBLIOTECAS

No. DE INFORME: AQ-IFA/98-2088 FECHA RECEPCIÓN: 01/12/98
 EMPRESA: PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
 CLASE DE MUESTRA: SUELO FECHA INFORME: 08/12/98
 ÁREA: 4032-5040
 LOCALIZACIÓN: DISTRITO REYNOSA.

REGISTRO	IDENTIFICACIÓN	PHIS mg/Kg EPA 816A MODIFICADO PARA SUELOS
98L9060	PRESA No. 5 BATERIA MONTERREY	136
98L9061	PRESA No. 3 BATERIA MONTERREY	<20

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

BIBLIOGRAFÍA

- AGIP, 1995. Blow-out Trecate 24. Piani di bonifica e di monitoraggio.
- Anderson, T.A., Guthrie, E.A., Walton, B.T., 1993. Boremediation in the rhizosphere. Plant roots and associates microbes clean contaminated soil. *Environment Science and Technology* 27(13), 2630-2636.
- Antoniewski, J., Schefer, R., 1972. Recherches sur les reactions des coenoses microbiennes de sols impregnés par des hydrocarbures. Modifications de l'activité respiratoire. *Annales de l'Institut Pasteur* 123, 805-819.
- Baker, J.M., 1970. The effects of oil on plants. *Environmental Pollution* 1, 27-44.
- Gudin, C., 1978. Interaction between oil-vegetation and soil. In: Muzikar, R, (Ed.) *Proceedings, International Simposium on Ground Water Pollution by Oil Hydrocarbons*. Interpress Praha, Prague, Ppp. 411-417.
- Gudin, C., Charter, K.W.A., 1977. Isolation of *Trichoderma harzianum* (Rifai) growing on ferric hydroxide mud impregnated with gas oil. *Environmental pollution* 14. 1-4.
- Jenkins, T.F., Johnson, L.A., Collins, C.M., McFadden, T.T., 1978. The physical, chemical and biological effects of crude oil spills on black spruce forest, interior Alaska. *Artic* 31(3), 305-323.
- Miller, O. K., Kinkins, A. E., Chmielewski, M. A., 1978. Fungal biomass responses in oil perturbed tundra at Barrow Alaska. *Artic* 31, 394-407.
- Ostgaard, K., Aaberg, A., Klungsoyr, J., Jensen, A., 1987. Comparative studies of phytotoxicity and chemical composition of aqueous oil solution affected by evaporation, illumination and extraction. *Water research* 21(2), 155-164.
- Wardrop, J. A., Buttler, A. J., Johnson, J.E., 1987. A field study of the toxicity of two oils and a dispersant to the mangrove *Avicennia marina*. *Marine Biology* 96, 151-156
- Cairns Jr., J., Buikema Jr. A.L., 1984. *Restoration of habitats impacted by oil spills*. Butterworth Publications, Stoneham, M.A.
- Crunkilton, R.L., 1984, *Missouri water pollution investigations 1984*. Dept. of Conservation, Jefferson City, MO.

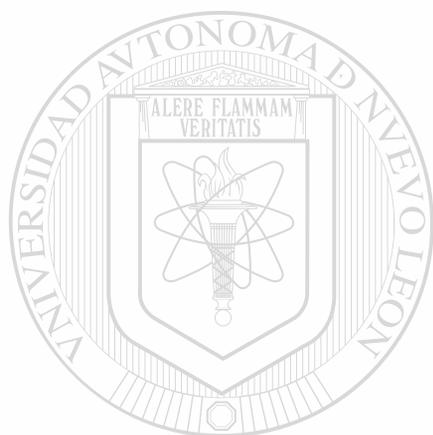
- Crunkilton, R. L., Duchrow, R. M., 1990. Impact of a massive crude oil spill on the invertebrate fauna of a Missouri Ozark stream, *Environmental Pollution* 63, 13-31.
- Green, J., trett, M.W. (Eds.), 1989. *The fate and effects of oil on Freshwater*. Elsevier Applied Science, New York.
- Guiney, P.D., Sykora, J.L., Keleti, G., 1987. Environment impscet of an aviation kerosene spill on stream water quality in cambria contry, Pennsylvania. *Environment Toxicology and Chemistry* 6, 977-988.
- Harrel, R.C., 1985. Effects of a crude oil spill on water quality and macrobenthos of southeast Texas stream. *Hydrobiologia* 124. 223-228.
- McCauley, R.N., 1966. The biological effects of oil pollution in a river. *Limnology and Oceanography* 11, 475-486.
- Masnik, M. T., Stauffer, J. R., Houcutt, C. H., Wilson, J. H., 1976. The effect of an oil spill on the macroinvertebrates and fish in a small southwestern Virginia creek. *Journal Environ. Sci. Health* 4-5, 281-296.
- Meyner, P. J., 1973. A hydrobiological survey of a small Spanish river grossly polluted by oil refinery and petrochemical wastes. *Freshwater Biology* 3, 505-520.
- Moore, s. F., Dwyer, R. L., 1974. Effects of oil on marine organisms: a critical assessment of published data. *Water Research* 8, 819-827.
- Muller, H., 1987. Hydrocarbons in the freshwater enviroment: a literature review. *Archiv Hydrobiol. Advances in Limnology* 24, 1-69.
- Poulton, B. C., Finger, S. E., Humphrey, S. A., Effects of a crude oil spill on the benthic invertebrate community in the Gasconade River, Missouri. *Archives of Environmental Contamination and Toxicology* (in press).
- Rosenburg, D. M., Weins, A. P., 1976. Community ans species responses of Chironomidae (Diptera) to contamination of fresh waters by crude oil and petroleum products, with special reference to the Trail River, Northwest Territories. *Journal of Fisheries Research Board of Canada* 33, 1955-1963.
- Simpson, K. W., 1980. Abnormalities in the tracheal gills of aquatic insects collected from streams receiving chloronated or crude oil waste. *Freshwater Biology* 10, 581-583.

- Snow, N. B., Rosenberg, D. M., 1975. The effects of crude oil on the colonization of artificial substrates by zoobenthos organisms. Fish. Mar. Serv. Res. Tech. Rep. 551.
- Nauman, J.W., Kernodle, D.R., 1975. The effect of a fuel oil spill on benthic invertebrates and water quality on the alaskan arctic slope, Hapy Valley Creek near Sawon, Alaska. Journal Res. US Geol. Surv. 3(4), 495-500.
- Vandermeauler, J.H., Hrudley, S.E., 1987. Oil in freshwater; Chemistry, sium on freshwater Oil pollution, Alberta, CA. Pergamon Press.
- Evans, K. M., Gill, R. A. And Robotham, P. W. J. (1990) The PAH and organic conten of sediment particle size fractions. Water, Air and Soil Pollution 51, 13-31.
- Fu, J. And Luthy, R. G. (1986^a) Aromatic compound solubility in solvent / water mixture. Journal of Environmental Engeneering 112, 328-345.
- Chiou, C. T., Peters, L.J. and Freed, V.H. (1979) A Physical concept of soil-water equilibria for nonionic organic compound. Science 206, 831-832.
- Hamaker, J.W. and Thompson, J.M. (1972) Adsorption. In organic Chemical in the soil Enviroment, Eds. C.A.I. Goring and J.W: Hamaker, pp 49-143. Marcel Dekker inc. New York.
- Hrudey, S.E. and Pollard, S.J. (1993) The challenger of contaminated sites: remediation approaches in North America. Enviroment Reviews 1, 55-72.
- Karickhoff, S. W., Brown, D. S. And Scott, T. A. (1979) Sorption of hydrophobic pollutants on natural sediments. Water Research 13, 241-248.
- Means, J.C. Hassett, J.J. Wood, S.G. and Banwart, W.L (1979) Sorption properties of energy related pollutants and sediments. In polynuclear Aromatic Hydrocarbons eds. P.W. jones and P. Leber, Ann Arbor Science, Ann Arbor, MI.
- Pollard, S.J.T., Hrudey, S.E., Fuhr, B.J., Alex, R.F., at petroleum and creosote-contaminated sies: repid characterisation of class components by thin layer chromatography. Enviroment Science and Technology 26, 2528-2534.
- Rao, P. S. C., Hornsby, A. G.- Kilcrease, d. P. And Nkedikizza, P. (1985) Sorption and Transport of hydrophobic organic chemical in aqueous and mixed solvent systems: model development and preliminary evaluation. Journal of Enviromental Quality 14, 1-6.
- American Petroleum intitute, 1995. Monthly Statical Report, vol. 18, no. 12. American Petroleun institute, Washington DC.

- Baker, K. H., Herson, d. S., 1994. Bioremediation. McGraw-Hill, New York.
- Chaudhry, g. R., 1994. Biological Degradation and bioremediation of Toxic chemicals. Dioscorides Press, Portland.
- Chiang, C. Y., Salanitro, J. P., Chui, E. Y., Colthart, J. D., Klien, c. L., 1989. Aerobic bioremediation of benzene, toluene and xylene in a sandy aquifer – data analysis and computer modelling. Ground-water 27 (6), 823-834.
- King, R. B., Long, G. M., Sheldon, J. K., 1992. Practical Enviromental bioremediation. Lewis Publishers, Boca Raton.
- McAllister, P. M., chiang, C. Y., Salanitro, J. P., Dortch, I. J., Williams, P., 1995. Enhanced aerobic bioremediation of residual hydrocarbon source. Presented at the Third international In Situ and On-Site Bioremediation Symposium, San Diego, April 1995.
- Ridgeway, H. F., safarik, J., Phipps, D., Carl, P., D., 1990. Identification and catabolic activity of well-derived gasoline degrading bacteria from a contaminated aquifer. Applied Enviromental Microbiology 56 (1), 3565-3575.
- Bendicevsky, I., Duck, L., Merzbach, D., Yannai, S., 1993. Susceptibility of diferent yeast species to enviromental toxic metals. Eiromental Pollution 80, 41-44.
- Cerninglia, C.E., Crow, S.A., 1981. Metabilism of aromatic degradation in soil microcosm of fuel oil hydrocarbons from drilling cuttings. Enviromental Science and Technology 29, 1615-1621.
- Leahy, J.G., Colwell, R.R., 1990. Microbial degradation of Hydrocarbons in the enviroment. Microbiology degradation review 54, 304-315.
- Perry, J.J., 1979. Microbial cooxidations involving hydrocarbons. Microbiology review 43, 59-72.
- Sanseverino, J., Applegeta, B.M., King, J.M.H., Slayer, O.S., 1993, Plasmid mediated mineralization of naphthalene; phenanthrene and anthracene. Applied Enviroment Microbiology 59, 1931-1937.
- Boks, P.A. de Santijn, H.M.C. & Valtkamp, A.G. (1990) Result bioremediation of a subsoil on an industrial site. In contaminated Soil '90, Ed. F. Arendt, M. Hinsenveld & W. J. Van den Brink Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands, pp. 1003-10.
- Morgan, P. & Watkinson, R.J. (1989) Hydrocarbons degradations in soils and methods for soil biotreatment. CRC Crit, Rev. Biotechnol. 8, 305-33.

- Morgan, P. & Watkinson, R.J. (1992). Factors limiting the supply and efficiency of nutrient and oxygen supplements for the in situ biotreatment of contaminated soil and ground waste. *Water Res.*, 26, 73-8.
 - Bauer, J.E. & Capone, D.G. (1985). Degradation and mineralization of the polycyclic aromatic hydrocarbons anthracene and naphthalene in intertidal marine sediments. *Appl. Environ. Microbiol.*, 50, 81-90.
 - Bulman, T., Lesage S., Fowlie, P.J.A: & Weber. M.D. (1985). The persistence of polynuclear aromatic hydrocarbons in soil. Petroleum Association for the conservation of the Canadian Environment (PACE) report No. 85-2. Ottawa, Ontario, Canada.
 - Sims, R.C: & Overcrash, M.R. (1983). Fate of polynuclear aromatic compound (PNAs) in soil-plant system. *Residue Rev.*, 88, 1-68.
 - Hudak, J.P., McDaniel, J., Lee, S. & Fuhrman, J.A. (1988). Mineralization potentials of aromatic hydrocarbons by estuarine microorganisms: variations with season, location and bacterioplankton production. *Mar Ecol. Prog. Ser.*, 47, 97-102.
 - Coover, M.P & Sims, R.C. (1987). A mathematical model for the fate of hazardous substance in soil; model description and experimental results. *Hazardous Waste and Hazardous Materials*, 4, 69-82.
 - Meibug, p.(1987) actas fac. ciencias tierras U, A. N.L. linares, 2, 197
-
- Padilla y sanchez, R. (1982) PH. D. Tesis university of texas Austin,
 - Willson, J.L. pialli, G (1978) bureau econ. Rep. invest, 89 univ. of texas Austin. ®
 - Weidie and W.C. ward 1987 actas Fac. Ciencias tierras U.A.N.L. linares, 2, 195.
 - Benavides, L. (1956) trabajos inéditos de PEMEX.
 - Rodríguez, E. (1976) trabajos inéditos del I.M.P.
 - Yzaguirre, L. (1969) trabajos inéditos de PEMEX.
 - Instituto Nacional de Geografía (INEGI).
 - Díaz de Santos (1996) APHA – AWWA – WPCF. Métodos normalizados (1996) para el análisis de agua potable y residuales.
 - EKBERT SEIBERTZ, (1986). Paleogeography of the son felipe formation cretaceous, NE México and facial effects upon the inoceramids turoniom / coniacion transition – zbl. Geol. Palaont. Teil 1, 1985. 1171-1181; stuttgart.

- Michalzik, D. (1986); Stratigraphy and paleogeography of the northeastern – lowermost cretaceous).- zbl. Geol. Palaont, teil, 1985 (9/19): 1161-1169; stuttgart.
- Juan M. Barbarín C. Castillo, Hans W. Hubbertem, Peter Meiburg, Cecilia O. Rodríguez de Barbarín, 1988, actas de la Fac. Ciencias de la Tierra U.A.N.L, Linares.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

GLOSARIO

Agente reductor (redóx): Sustancia que se oxida y que por ello causa la reducción de algunas otras sustancias en una reacción de oxidación – reducción.

Biodegradable: Material orgánico que las bacterias pueden oxidar.

Biorremediación Intrínseca: Materia orgánica que las bacterias metabolizan en el lugar mismo de la contaminación.

Coagulación: Proceso en el cual las partículas coloidales se agranda; las partículas mayores resultantes se pueden separar por filtración o simplemente se dejan asentar en el medio de dispersión.

Creosote: Aceite Mineral.

Grasas (y aceites): Ésteres de ácidos carboxílicos de cadena larga y el alcohol 1, 2, 3-trihidroxiopropano (glicerol, glicerina). Estos ésteres también se llaman triglicéridos.

Hidrocarburo Aromático: hidrocarburos que contienen un arreglo cíclico y plano de átomos de carbono, y que están unidos por enlace σ y π deslocalizados.

Oxidación: Proceso en donde una sustancia pierde uno o más electrones.

Permeabilidad: Que puede ser penetrado por el agua u otro fluido.

Pluma o Penacho: Configuración que en su desarrollo adquiere la contaminación. Forma en que se desarrolla un contaminante.

Porosidad: Intersticio entre las partículas de los sólidos de estructura discontinua.

Propiedades Físicas: Propiedades que se pueden medir sin cambiar la composición de una sustancia, por ejemplo, el color y el punto de congelación.

Propiedades Químicas: Propiedades que describen la composición de una sustancia y su reactividad; se refieren a la forma como reaccionan las sustancias y a los cambios que sufren con otras sustancias.

GLOSARIO DE TÉRMINOS GEOLÓGICOS

Afloramiento. La parte de una formación geológica o estructura que aparece en la superficie de la tierra.

Aluvi3n. Un t3rmino general dado a dep3sitos hechos por corrientes sobre los lechos de los r3os, planicies de inundaci3n y en abanicos aluviales. Los dep3sitos son de gravas, arenas y arcillas depositados durante tiempos de inundaci3n.

Anticlinal. Plegamiento generalmente convexo hacia arriba en cuyo n3cleo se encuentran las rocas estratigr3ficamente m3s antiguas (forma cerros o lomas).

Arenisca. Rocas cuyo origen fueron arenas, generalmente de grano fino a medio, de color caf3 a gris y su grado de compactaci3n varia de acuerdo con el cementante.

Caliza. Una roca sedimentaria que contiene principalmente de carbonato de calcio y puede tambi3n contener carbonato de magnesio. Las impurezas m3s comunes en la caliza son arcillas y 3xidos de varios elementos.

Cuenca. Un 3rea deprimida sin salida superficial. Tambi3n sirve para describir un 3rea baja en la corteza terrestre de origen tect3nico, en la que los sedimentos se han acumulado, como por ejemplo la cuenca de Burgos.

Detritus. Rocas sueltas y material mineral que se produce por medios mec3nicos (desintegraci3n o abracci3n) y que es removido desde su lugar de origen. Un termino equivalente en Ingl3s es debris.

Formaci3n. Un cuerpo de estratos rocosos que consiste predominantemente de un tipo litol3gico dado o de una combinaci3n de tipos. Una formaci3n sirve como unidad fundamental litoestratigr3fica. Una formaci3n puede ser subdividida en miembro.

Laramide. Un tiempo de deformaci3n de la corteza generalmente referido a la parte oriental de las monta3as rocallosas en los estados unidos y cuyas varias fases se extendieron desde el Cret3cico tard3o hasta el final del paleoceno. La Sierra Madre Oriental es a menudo relacionada con este tiempo y este evento.

Litoestratigraf3a. Es el elemento de la estratigraf3a que trata con la litolog3a de los estratos, su organizaci3n en unidades basada en caracteres litol3gicos.

Litolog3a. La descripci3n de las rocas, tanto en su afloramiento como en espec3menes de mano, sobre la base de caracter3sticas como el color, composici3n mineral3gica y el tama3o de grano.

Lutita. Roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por compactación de arcillas, limo o lodo. Generalmente presenta estructura finamente laminada que hace que la roca fácilmente se rompa en superficies temperizadas. Puede ser roja, café, negra o gris.

Miembro. Dícese de cada una de las subdivisiones que puede hacerse de una subdivisión.

Mioceno. Una época del periodo Terciario temprano, después del Oligoceno pero anterior al Plioceno.

Orogenia. Es el proceso de formación de las montañas e incluye fenómenos de levantamiento, plegamiento y fallamiento en las capas más externas y superiores, junto con plegamiento plástico, metamorfismo y plutonismo en las capas más internas y profundas.

Periodo. Unidad de tiempo geológico mayor que una época pero más corta que una era. Durante un periodo se formaron las rocas de un sistema correspondiente.

Plutonismo. Es el concepto de la formación de la tierra por solidificación de una masa fundida.

Regresión. Retroceso de los mares a partir de las áreas terrestres, aunque también puede referirse al cambio que convierte las condiciones de agua profunda en condiciones de agua somera cercana a la costa.

Sinclinal. Plegamiento con manifestación inversa al anticlinal, cóncavo hacia arriba (forma valles o depresiones).

Subsidencia. Hundimiento de la superficie de la tierra que no se haya restringida en su rapidez, magnitud o área involucrada. La subsidencia puede ser causada por procesos geológicos naturales tales como la disolución, la compactación o la remoción de lava desde la parte inferior de una costra sólida.

Subyacente. Dícese de una Formación o parte de ella que se encuentra por debajo de una unidad descrita.

Transgresión. Lo opuesto a regresión.

