



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESTUDIO GEOHIDROLÓGICO PARA
CARACTERIZAR UN ACUÍFERO
CONTAMINADO CON LNAPL EN FASE
LIBRE Y CONTENER SU MIGRACIÓN

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA:

ARMANDO LINARES PÉREZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ALBERTO ARIAS PAZ



MÉXICO, D. F.

2009

AGRADECIMIENTOS

A mi madre Maria y a mi padre Marcelino (qepd), por su invaluable apoyo para prepararme y estudiar, y así enfrentar este gran reto que es la vida. A mi madre en particular, por su confianza y por no perder nunca la fe en sus hijos, gracias por ser paciente, este logro va por ti, es tuyo. A mi padre por haberme demostrado con hechos que el trabajo es una manera muy firme de lograr nuestros proyectos.

A mis hermanos, Hugo, Noé y Gustavo, por compartir juntos todos esos buenos momentos que nos ha tocado vivir. He aprendido mucho de ellos y son mi ejemplo a seguir.

A mi esposa, Verónica, por su apoyo incondicional para realizar esta y otras metas que nos ha tocado compartir, aún falta mucho por recorrer juntos.

A mis hijas, Diana y Claudia, por ser mi motivación y la fuerza que me impulsa todos los días a seguir adelante.

A mi querida Universidad, por todo lo que me ha dado, muchas gracias, va una "Goya" para ti.

A mis profesores, por compartir desinteresadamente sus conocimientos y experiencia, así como su amistad.

Al Ing. Alberto Arias Paz y a todos mis sinodales, por compartir parte de su tiempo y esfuerzo, y apoyarme en el logro de este sueño tan importante.

A mis jefes y amigos especialmente a los Ings. Victor M. Mata Villavicencio, Juan M. Nieto Calleja y Luis Campillo Saldaña, por el gran apoyo que siempre me han brindado y en particular para la realización de este trabajo, gracias nuevamente.

A todos mis compañeros y amigos de trabajo, con quienes conviví y trabajé 7 años de mi vida en este proyecto y que con su esfuerzo contribuyeron a la realización de los trabajos aquí presentados, en particular a la Ing. Alma Silvia Romero Estrada (qepd).

Finalmente agradecer al principal impulsor de todo esto:

¡GRACIAS A DIOS!



INDICE

	Página
Introducción.....	vii
Resumen.....	ix
CAPITULO I	
GENERALIDADES	
I.1 Antecedentes.....	1
I.2 Objetivo.....	2
I.3 Localización.....	2
I.4 Método de trabajo.....	3
CAPITULO II	
MARCO GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO	
II.1 Fisiografía.....	4
II.2 Geología local.....	4
II.3 Geología histórica.....	7
II.4 Exploración Geofísica.....	8
II.4.1 Correlación Geológica - Geofísica.....	13
CAPITULO III	
HIDROGEOLOGÍA	
III.1 Climatología.....	16
III.2 Regiones Hidrológicas.....	16
III.3 Censo de aprovechamientos de agua subterránea.....	17
III.4 Estudio gasométrico.....	18
III.5 Muestreo y análisis de suelo en zona no saturada.....	19
III.6 Perforación y construcción de pozos de monitoreo y extracción.....	21
III.7 Aforos.....	22
III.8 Pruebas de bombeo.....	24
III.9 Cálculo de radios de captura de pozos.....	28
III.10 Caracterización hidrogeoquímica.....	31
III.11 Profundidad y elevación del nivel estático.....	36



III.12 Muestreo y análisis de LNAPL en fase libre.....	43
III.13 Modelo geohidrológico conceptual.....	48

CAPITULO IV
IMPLEMENTACION, OPERACIÓN Y MONITOREO DE LA REMEDIACIÓN DEL ACUÍFERO

IV.1 Técnicas de remediación de acuíferos contaminados con hidrocarburos.....	51
IV.2 Diseño del sistema de Extracción y tratamiento.....	61
IV.3 Seguimiento de la remediación del acuífero contaminado con LNAPL en fase libre.....	69

CAPITULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V.1 Conclusiones.....	83
V.2 Recomendaciones.....	84

BIBLIOGRAFIA



INDICE DE FIGURAS

- Figura I.1.1. Plano de localización de la zona de estudio y potencial ruta de migración de la pluma de contaminación.
- Figura II.1.1. Localización de las provincias fisiográficas, tomado de INEGI.
- Figura II.2.1. Geología en la zona de estudio (Minch, 1967).
- Figura II.4.1. Arreglo electródico Schlumberger, empleado para realizar los sondeos eléctricos verticales.
- Figura II.4.2. Localización de SEVs y sección geofísica.
- Figura II.4.3. Sección donde se identificaron las diferentes unidades geoelectricas.
- Figura II.4.1.1 Cortes litológicos de los pozos perforados.
- Figura II.4.1.2 Sección Geológica-geofísica.
- Figura III.2.1. Hidrología de la zona de estudio.
- Figura III.3.1. Ubicación de pozos censados.
- Figura III.4.1. Configuración de Isovalores de HTP's medidos en la zona de estudio.
- Figura III.6.1. Localización de pozos perforados.
- Figura III.6.2. Diseño de los pozos construidos.
- Figura III.8.1. Configuración de los valores de Transmisividad ($m^2/día$).
- Figura III.9.1. Zona de captura, método de radios fijos calculados.
- Figura III.10.1. Diagramas de Stiff y familias de agua.
- Figura III.11.1 Fórmulas para corrección de cargas hidráulicas y espesores de LNAPL en fase libre (Tomado de EPA-510-R-96-001).
- Figura III.11.2 Formula para calcular la densidad del agua libre (Hounslow, Arthur 1995).
- Figura III.11.3 Configuración de la profundidad del nivel estático (Diciembre 1997).
- Figura III.11.4 Configuración de la profundidad del nivel estático (Julio 2005).
- Figura III.11.5 Configuración de la elevación del nivel estático (diciembre 1997).
- Figura III.11.6 Configuración de la elevación del nivel estático (julio 2005).
- Figura III.12.1 Diagrama esquemático del método de análisis por destilación.
- Figura III.13.1. Modelo simplificado del movimiento de los LNAPL en el subsuelo.
- Figura IV.1.1 Criterios para considerar en la selección de una o varias tecnologías para remediación de sitios contaminados.
- Figura IV.2.1 Estrategias de remediación del agua subterránea usando Bombeo y Tratamiento (Cohen, 1997)
- Figura IV.2.2 Estrategias de remediación del agua subterránea usando Bombeo y Tratamiento modificado para la zona de estudio.
- Figura IV.2.3 Esquema simplificado del sistema de remediación de acuíferos Extracción y Tratamiento (Pump and Treat).
- Figura IV.2.4 Diagrama de características operativas de bombas sumergibles.
- Figura IV.2.5 Tanque de almacenamiento temporal.
- Figura IV.2.6 Detalle del equipo de aireación.



Figura IV.2.7 Detalle del equipo de carbón activado.

Figura IV.3.1 Modelo conceptual de la movilidad de los LNAPL en el subsuelo (Sales, Tom, 2001).

INDICE DE TABLAS

Tabla II.4.1.	Características de las unidades geoelectricas.
Tabla III.3.1	Datos generales del censo de pozos
Tabla III.4.1.	Datos de Hidrocarburos Totales del Petróleo medidos en la zona de estudio.
Tabla III.5.1	Resultados de los análisis en muestras de suelo Pozo 1
Tabla III.7.1	Datos obtenidos a partir de los aforos escalonados en los pozos 1 y 2.
Tabla III.8.1	Resumen de los datos obtenidos con las pruebas de bombeo.
Tabla III.8.2	Resumen de los datos obtenidos con las pruebas de bombeo adicionales.
Tabla III.9.1	Métodos para delinear la zona de captura de un pozo (Datos tomados de la publicación Step 2, British Columbia, 2004.
Tabla III.9.2	Valores de los radios de captura, por el método de radio fijo calculado.
Tabla III.10.1	Relación de pozos con muestreo de agua subterránea y resultados de los parámetros analizados.
Tabla III.10.2	Familias de agua
Tabla III.10.3.	Relaciones iónicas de muestras de agua analizadas.
Tabla III.10.4.	Clasificación de tipos de agua de acuerdo a los STD.
Tabla III.11.1	Mediciones y correcciones piezométricas (22 diciembre 1997).
Tabla III.11.2	Mediciones y correcciones piezométricas (18 Julio 2005).
Tabla III.12.1	Resultados de los análisis por destilación de LNAPL en el pozo 2.
Tabla III.12.2	Resultados de los análisis por destilación de LNAPL en el pozo 3.
Tabla III.12.3	Resultados de los análisis por destilación de LNAPL - iv -en el pozo 4.
Tabla III.12.4	Resultados de los análisis por destilación de LNAPL en el pozo 5.
Tabla IV.1.1	Tecnologías de remediación de sitios contaminados (Integrado a partir de WEB FRTR-EPA)
Tabla IV.1.2	Tecnologías de remediación in situ, para sitios contaminados en EUA entre 1982 y 1997
Tabla IV.1.3	Tecnologías de remediación in situ, para sitios contaminados en EUA entre 1982 y 2005
Tabla IV.1.4	Contaminantes que se ubican en el grupo de los Compuestos orgánicos semivolátiles no halogenados y los que se monitorean con la presencia de Gasolina y Diesel
Tabla IV.1.5	Contaminantes que se ubican en el grupo de los Combustibles y que se monitorean con la presencia de Gasolina y Diesel
Tabla IV.1.6	Nivel de viabilidad de la Tecnologías de remediación de sitios contaminados para los combustibles y los compuestos orgánico semivolátiles no halogenados
Tabla IV.3.1	Ejemplo del seguimiento del sistema de tratamiento de agua basado en análisis químicos del agua de entrada y salida.



INDICE DE GRAFICAS

- Gráfica III.7.1. Comportamiento del aforo escalonado en el Pozo 1.
- Gráfica III.7.2. Gráfica Q vs S/Q ejemplo para el cálculo de la B y C.
- Gráfica III.8.1. Representación de Tiempo vs Abatimiento de las pruebas de bombeo, comparativo de las curvas tipo (Custodio, 1986).
- Gráfica III.8.2. Prueba de bombeo en el pozo 3 y observación en los pozos 2 y 4.
- Gráfica III.10.1. Diagramas de Piper
- Gráfica III.12.1 Valores promedio de los análisis por destilación, por pozo
- Gráfica III.12.2 Análisis por destilación Pozo 2
- Gráfica III.12.3 Análisis por destilación Pozo 3
- Gráfica III.12.4 Análisis por destilación Pozo 4
- Gráfica III.12.5 Análisis por destilación Pozo 5
- Gráfica IV.1.1 Tipos de tecnología empleada para remediación de aguas subterránea, de acuerdo con la EPA (1997).
- Gráfica IV.1.2 Tipos de tecnología empleada para remediación de aguas subterránea, de acuerdo con la EPA (2007).
- Gráfica IV.1.3 Evolución de las tecnologías empleadas en EUA para el periodo 1986 a 2005, de acuerdo con datos de la EPA.
- Gráfica IV.3.1 (a,b,c,d) Comportamiento de la recuperación de los LNAPL's en cada uno de los pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.2 Comportamiento de la recuperación de los LNAPL's de los 4 pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.3 (a,b,c,d) Comportamiento de la recuperación acumulada de los LNAPL's en cada uno de los pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.4 Comportamiento de la recuperación acumulada de LNAPL's en los 4 pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.5 Curva de declinación de la producción de LNAPL's en los 4 pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.6 a,b,c,d Comparativo de los espesores de LNAPL medidos y corregidos en los 4 pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.7 Espesores de LNAPL corregidos en los 6 pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.8 Relación porcentual de la extracción de agua y LNAPL en los pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.9 (a,b,c,d) Comparativo del comportamiento de los espesores de LNAPL's y la extracción diaria en los pozos de la barrera de contención.
- Gráfica IV.3.10 (a,b,c,d, e) Configuración del comportamiento de la recuperación acumulada de los LNAPL's en los pozos de la barrera de contención.



INDICE DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía II.2.1.	Detalle de afloramiento de Basaltos (Fm. Rosarito Beach)
Fotografía II.2.2.	Horizontes de arenisca (Fm. San Diego)
Fotografía II.2.3.	Depósitos recientes de litoral, de litología arenosa.
Fotografía III.12.1	Muestreo de LNAPL en pozos para su posterior análisis.



INTRODUCCIÓN

Existen varias causas potenciales que pueden deteriorar la calidad del agua subterránea, entre otras se pueden mencionar, las originadas por la inadecuada protección de acuíferos vulnerables, que se ven afectados por descargas y derrames causados por actividades urbanas, industriales y agrícolas; también las debidas a la contaminación por diseño y construcción inadecuado de pozos que facilitan el ingreso de la contaminación hacia el subsuelo, otras como la intrusión de agua salada hacia las zonas de agua dulce como resultado de la extracción excesiva, pero también las causadas por condiciones naturales como la disolución de ciertos minerales presentes en las rocas o la evolución química del agua con respecto al tiempo (**Foster, Stephen 2002**). Bajo las condiciones anteriores, una gran cantidad de contaminantes pueden representar un riesgo para el agua subterránea, entre otros se mencionan a los metales pesados, compuestos y derivados del petróleo, pesticidas, residuos domestico/industriales, etc.

En particular, los hidrocarburos representan una actividad económica de gran importancia para el ser humano, ya que son requeridos por la industria, el transporte, la agricultura, etc., a nivel mundial representan el 38 % de la participación para cubrir la demanda de energía, mientras que en México hasta el año 2005, representaba el 54 % de la oferta interna bruta de energía, complementada por el gas, la electricidad, el carbón y la biomasa (**Moreira, 2005**).

En ocasiones, algunos hidrocarburos llegan a ser liberados accidental o deliberadamente hacia el suelo ocasionando su contaminación y su posterior infiltración hacia el subsuelo y las aguas subterráneas; otras veces la liberación ocurre directamente en el subsuelo a través de fugas procedentes de tanques o tuberías enterradas.

Una clasificación de los hidrocarburos ha optado por denominar como NAPL “No aqueous Phase Liquid”, (fase líquida no acuosa) por sus siglas en ingles, a los que existen como una fase inmiscible y separada cuando está en contacto con el agua o el aire, algunas diferencias físicas y químicas entre ambos generan la formación de una interfase entre los fluidos que impide que se mezclen. Estos a su vez han sido subdivididos en LNAPL (fase líquida no acuosa ligera) y DNAPL (fase líquida no acuosa densa), es decir, mas o menos densos que el agua, respectivamente (**Newell, Charles, 1995**). Esto es importante ya que de acuerdo a estas característica tenderán a flotar sobre el agua o serán más pesados que la misma de tal manera que fluirán al fondo de un almacenamiento de agua hasta encontrar una barrera que los limite.



La presencia de estos hidrocarburos en el agua subterránea puede requerir que se apliquen métodos y tecnologías que ayuden a minimizar su impacto al medio ambiente, al hombre, a las actividades económicas, etc.

En este sentido, existe una amplia bibliografía sobre tecnologías para remediar los acuíferos contaminados, algunas de éstas genéricas que están plenamente establecidas y ampliamente utilizadas; otras más innovadoras, utilizadas de manera limitada en campo, pero que aún no tienen un largo historial de utilización; y finalmente las emergentes, que se encuentran en etapa de ensayo a escala de prueba en laboratorio. Algunas se pueden aplicar en el mismo acuífero (in situ) y otras requieren de extraer la contaminación para su posteriormente tratamiento (fuera del sitio); también es posible clasificarlas como: biológicas, físicas, químicas, de contención y otras (http://www.frtr.gov/matrix2/top_page.html).

Por lo tanto, es necesario realizar la selección de una tecnología que permita atender los problemas de contaminación y que esté acorde con el tipo de contaminante, las condiciones y propiedades presentes en el subsuelo, la disponibilidad de tiempo y recursos económicos, todo ello para optimizar la eficacia del proceso y la obtención de los resultados esperados.

Una vez implementada la tecnología, se recomienda monitorear el sistema para conocer los avances alcanzados durante la remediación y si es necesario realizar las adecuaciones que permitan mejorar la eficacia del proceso.

El caso de estudio presentado se basa en solucionar un problema de contaminación por LNAPL, el cual requirió la caracterización del acuífero y del contaminante e implementar la remediación del sitio para lograr contener la migración hacia afuera de un predio industrial, todo esto dentro de un marco del conocimiento geológico e hidrogeológico que fundamente el logro del objetivo planteado.



RESUMEN

En este estudio se presenta la solución a un problema de contaminación por LNAPL, el cual requirió la caracterización del acuífero y del contaminante, e implementar la remediación del sitio para lograr contener la migración hacia afuera de un predio industrial.

Por lo tanto se realizó un estudio a detalle en la zona limítrofe entre dos predios industriales en un área 3 hectáreas.

La región se caracteriza por un clima seco templado, con una precipitación media anual oscila entre los 200 y 300 mm por año, debido a esto los escurrimientos superficiales también son escasos y temporales, limitados a la época invernal.

La recopilación de información geológica permitió identificar en el subsuelo de la zona de estudio, una serie de depósitos que forman intercalaciones de capas compuestas por arenas y limos, de edad plioceno.

Mediante un estudio geofísico que consistió en 9 sondeos eléctricos verticales distribuidos en una línea, se determinó que dicha formación era continua por lo menos hasta los 50 metros de profundidad.

La información de cortes litológicos de 6 pozos permitió diferenciar 4 unidades hidrogeológicas, siendo la Unidad 2 (UH2), la que reviste mayor interés ya que es donde se presenta la acumulación de LNAPL's en el subsuelo.

Los 6 pozos de monitoreo-extracción se perforaron hasta 30 metros de profundidad, y fueron distribuidos en una posición oriente-poniente, distribuidos a cada 25 metros de distancia, de tal manera que formaran una barrera de contención hidráulica.

La zona de estudio se caracteriza por un acuífero libre, con una conductividad hidráulica que varía entre 0.15 y 2.68 m/día; y la transmisividad entre 2.5 a 31.3 m²/día, con caudales óptimos de extracción de 0.2 lps para no generar abatimientos mayores a 1.0 metros. La profundidad del nivel estático era en promedio de 16 metros.

De acuerdo con las estimaciones realizadas, la zona de captura definida como “el área de tierra que contribuye de manera favorable a la captación de agua hacia un pozo”, es de aproximadamente 20 metros.



De acuerdo con análisis fisicoquímicos del agua subterránea, se determinó que existen 2 familias de agua Magnésico-Clorurada y Sódico Clorurada. De acuerdo con el contenido de Sólidos Totales Disueltos el agua se puede clasificar como salobre a salina. Esto explica el escaso uso del agua subterránea en la zona.

Los análisis por el método de destilación realizados a muestras de LNAPL recuperadas en los pozos, indican una similitud con la Magna Sin, con un pequeño porcentaje de Diesel.

La presencia de LNAPL en 4 de los pozos perforados, motivó que se implementara la tecnología de Extracción y tratamiento (pump and treat) para realizar la remediación del acuífero, por lo que se instalaron equipos de bombeo para usos ambientales, un sistema de almacenamiento y separación de agua y LNAPL, y un sistema de tratamiento de agua por aireación y filtrado por carbón activado. Este último permitió eliminar los hidrocarburos monoaromáticos (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno) e hidrocarburos polinucleoaromáticos en fase disuelta, hasta en un 99 %.

La remediación se realizó en un periodo de tiempo de 4.5 años calendario, pero si se calcula el tiempo efectivo de trabajo se reduce a 234 días laborados en promedio.

Con la operación del sistema de remediación, se logró la disminución en los espesores de LNAPL registrados en los pozos de valores de 0.25 metros en promedio hasta valores de 0.002 metros.

Del volumen total de extracción se estima que el 2.7 correspondió a LNAPL y el 97.3 % para agua contaminada.

Con estas acciones se cumplió con el objetivo de contener la migración de LNAPL's del predio industrial norte con dirección hacia el sur y disminuir el riesgo por contaminación en el acuífero de la zona.



CAPITULO I GENERALIDADES

I.1 Antecedentes

De acuerdo con información publicada por el Agencia de Protección Ambiental de Dinamarca (**Ramsay Loren, 2002**), en países como Austria se han clasificado en 3 grupos a los problemas de contaminación de acuíferos: de acuerdo con las características de: difusión actual y futura del contaminante, el riesgo que representa y el uso actual del agua; en este sentido, hasta 1998 se tenían identificados 140 acuíferos contaminados.

En Dinamarca, se estimaba que el número total de sitios contaminados de todos los tipos podría ser de 30 000 de los cuales 9 000 son una amenaza para el agua subterránea, datos más recientes muestran que 822 sitios fueron remediados debido a la amenaza al agua subterránea.

En Inglaterra, se han identificado hasta 1205 fuentes puntuales de contaminación que ponen en peligro a las aguas subterráneas; de estos, 777 han causado alguna contaminación al agua subterránea y un total de 210 han tenido impacto en la extracción de agua.

En cuanto a los EUA, la Agencia de Protección Ambiental (EPA), hasta el año 2005 tenía reportados 877 sitios que presentan contaminación en el agua subterránea (**EPA-542/R-07/012**).

En México por ejemplo, entre 2003 y 2007 Pemex reporta la restauración de 322 hectáreas de suelos y estima que restan alrededor de 1 000 hectáreas más, también establece que ha respondido con una estrategia de protección ambiental en remediación de afectaciones de suelos (**Situación PEMEX, 2008**). Por otra parte, se encuentra en implementación el Programa Nacional de Remediación de sitios contaminados por parte de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales.

El presente estudio se inició a finales del año de 1997, en el límite sur de una industria (**Figura I.1.1**), que almacena y distribuye diversos derivados de los hidrocarburos (Predio Industrial Norte), con el fin de conocer si a través de esta zona tenía lugar el flujo de hidrocarburos tipo diesel y gasolina hacia la zona sur, ya que se comenzaba a manifestar la presencia de estos contaminante en la pared norte de un canal que se empleaba para el abastecimiento de agua de mar para el proceso de otra industria (Predio Industrial Sur).

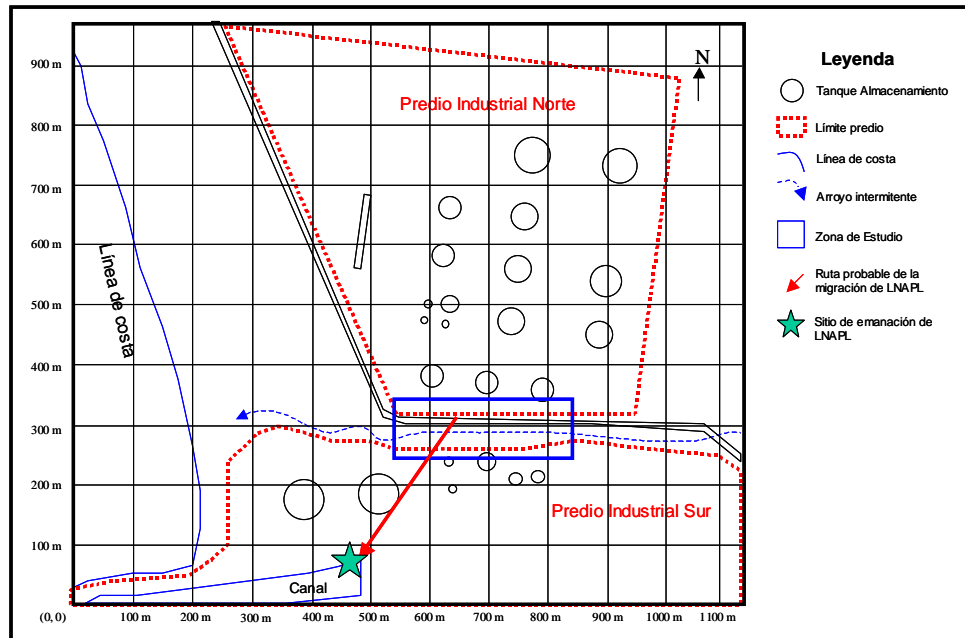


Figura I.1.1 Plano de localización de la zona de estudio y potencial ruta de migración de la pluma de contaminación.

En el predio industrial norte se manejaba tanto diesel como gasolina, mientras que en el predio sur no se manejaba la gasolina, esto apoyó la necesidad de confirmar la potencial migración desde la zona norte y captar la migración para mitigar el problema en el acuífero.

I.2 Objetivo

Caracterizar una porción de un acuífero contaminado con LNAPL's, con el fin de implementar una tecnología que permita remediar la contaminación y contener la migración de estos contaminantes para disminuir el impacto a instalaciones adyacentes.

I.3 Localización

El área de estudio esta comprendida entre dos predios industriales cuyos procesos requieren de combustibles de diferentes tipos.

La extensión del área estudiada corresponde a un rectángulo de 300 metros en dirección este-oeste por 100 metros en dirección norte-sur, con una superficie de 3 hectáreas. Aunque para efectos de análisis de información, se amplió hasta un radio de 5 kilómetros (Figura I.1.1).



I.4 Método de trabajo.

Una vez que se tuvo conocimiento del problema se realizaron visitas de campo preliminares, con el fin de verificar las condiciones del sitio, los accesos y las restricciones que se pudieran tener para realizar trabajos en campo. También se identificó el problema y plantearon actividades que permitieran solucionarlo.

Se realizó una recopilación de información bibliográfica y documental, referente o asociada a la problemática por solucionar.

Posteriormente, se desarrollaron una serie de actividades de campo que permitieron caracterizar el acuífero y el contaminante, además de desarrollar la infraestructura necesaria para la remediación del medio.

Entre las actividades se encuentran levantamientos geológicos, estudios geofísicos, muestreos de suelo a diferentes profundidades y agua subterránea para realizar análisis químicos, censo de aprovechamientos, perforación de pozos de monitoreo y pruebas hidráulicas (pruebas de bombeo y aforos), mediciones de profundidad del nivel estático y del nivel de los LNAPL. Todo esto se integró y analizó con el fin de generar un marco geohidrológico conceptual que permitiera tener una visión del problema para implementar su remediación.

Una vez conocido el modelo conceptual del problema, se realizó una investigación sobre las tecnologías que existían en el mercado para dar atención a este tipo de problemas y para que se implementaran en la solución del mismo.

En este caso se decidió el uso de la Tecnología denominada Bombeo y Tratamiento (Pump and Treat), por lo cual se realizó la instalación de los equipos y la infraestructura necesaria para operar el sistema.

Posteriormente, se implementó un seguimiento de la remediación del acuífero a través de medición de niveles de agua subterránea y de LNAPL en los pozos, volúmenes de extracción, espesores de LNAPL y monitoreo de la eficiencia de los sistemas de tratamiento de agua, todo con el fin de revisar periódicamente el avance logrado en la solución del problema de contaminación.

Finalmente, se evaluaron los resultados obtenidos y plantean una serie de conclusiones y recomendaciones obtenidas con los trabajos realizados.

CAPITULO II MARCO GEOLÓGICO Y GEOFÍSICO

II.1 Fisiografía.

De acuerdo con la clasificación de INEGI, la zona de estudio se ubica fisiográficamente en la provincia Península de Baja California, y más específicamente en la subprovincia de Sierras de Baja California Norte (**Figura II.1.1**). Las unidades orográficas de esta subprovincia son las sierras de Juárez y de San Pedro Mártir. En estas dos sierras se dan las cumbres más elevadas de la cordillera con un máximo de 2,828 m.s.n.m. Por otra parte de acuerdo con López Ramos, E (1978) se ubica en la provincia geológica de Baja California, en la Subprovincia Sierra de Juárez.



Figura II.1.1. Localización de las provincias fisiográficas, tomado de INEGI.

II.2 Geología local

Uno de los primeros en estudiar el área fue Minch 1967, el cual mapeó los flujos basálticos-andesíticos e interpretó los posibles eventos que originaron dichas formaciones, además de agrupar las diferentes unidades litológicas y definir el nombre de algunas de estas formaciones. Para este estudio, se utilizaron dichas definiciones complementadas con informes posteriores así como recorridos de campo para afinar y verificar algunos contactos litológicos y elementos estructurales de la región (**Figura II.2.1**).

La formación estratigráfica más importante y antigua que aflora en el área se denomina Rosarito Beach (Minch, et al, 1970) del Mioceno Medio (23-5 Ma), la cual esta compuesta por una sucesión de flujos de basalto, intercalados con piroclastos y rocas sedimentarias clásticas. El ambiente de depósito se interpreta como fluvio-lacustre y de plataforma marina somera, con vulcanismo situado al oeste de la línea de costa (pacífico). Se localiza rodeando la zona de estudio.

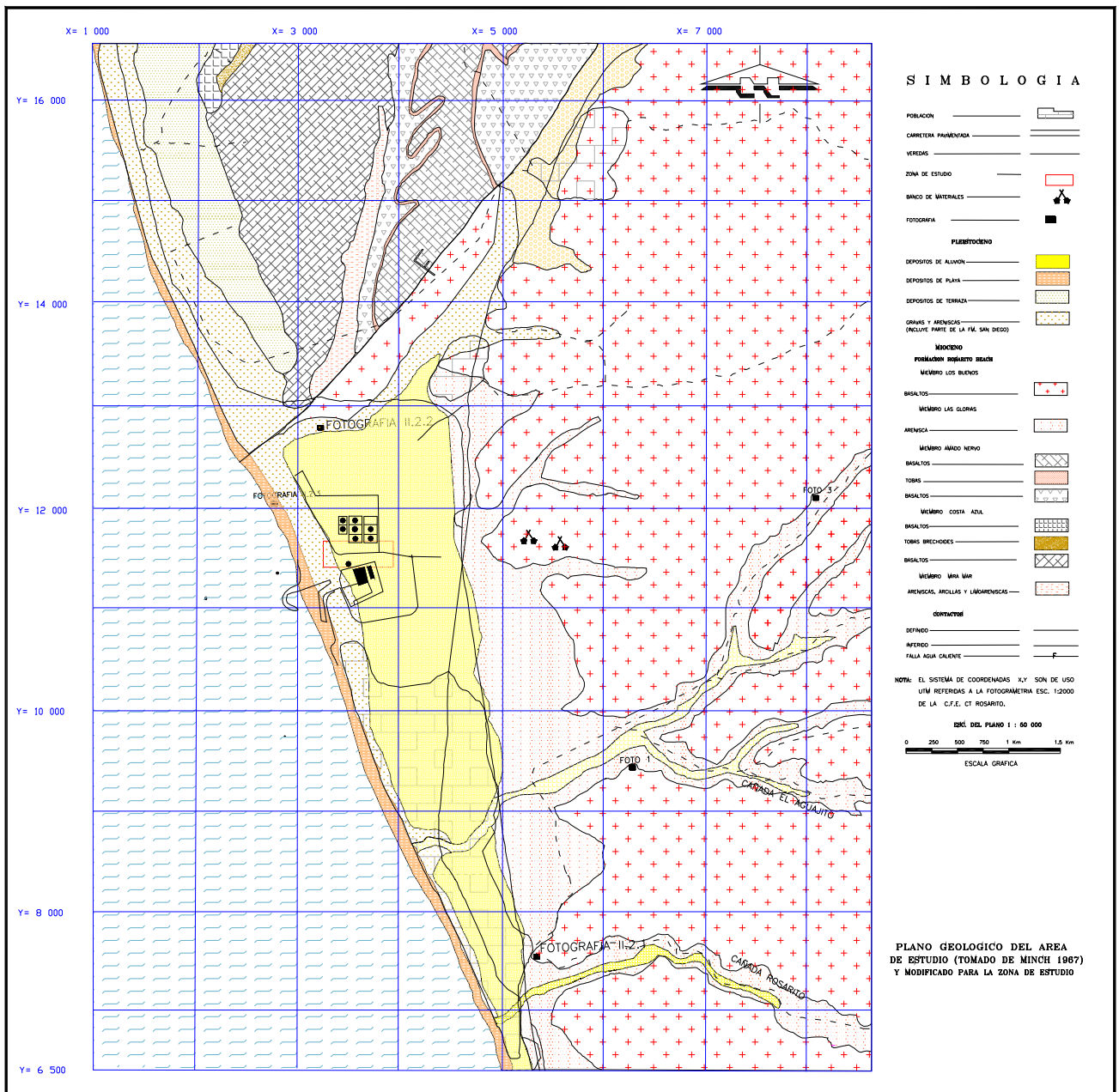


Figura II.2.1. Geología en la zona de estudio (Minch, 1967).

Localmente se compone de 5 miembros descritos a continuación del más antiguo al más reciente:

- Mira Mar, compuesto por intercalaciones de areniscas, arcillas y limoareniscas.
- Costa Azul, compuestos por intercalaciones de basaltos y tobas brechoides.
- Amado Nervo, al igual que la miembro Costa Azul, compuesto por intercalaciones de basaltos y tobas.

- Las Glorias, compuesto por areniscas.
- Los Buenos, compuesto por basaltos vesiculares. En los alrededores se localizaron algunos puntos de verificación principalmente como afloramientos de basaltos vesiculares de color negro a gris claro, intemperizados, lajeados y fracturados. Con respecto al espesor en algunas zonas es de 5 a 10 metros y en otras es superior de 30 metros (Fotografía II.2.1)

Los tres primeros miembros afloran en la parte norte y noreste, mientras que los dos últimos hacia el noreste y este.



Fotografía II.2.1. Detalle de afloramiento de Basaltos (Fm. Rosarito Beach)

A la formación Rosarito Beach le sobreyace la Formación San Diego de edad Plioceno – Pleistoceno (5 a 1.5 Ma)., compuesta por estratos de arenisca con intercalaciones de conglomerado (**Fotografía II.2.2**)., Fueron depositados en un ambiente marino somero y continental.



Fotografía II.2.2. Horizontes de arenisca (Fm. San Diego).

Con respecto a las unidades mas recientes (pleistoceno), afloran una serie de depósitos de litoral, compuestas por una alternancia de sedimentos limo-arenosos y limo-arcillosos, de color pardo oscuro a pardo claro, con fragmentos líticos de color rojo, gris y negro de subredondeados a redondeados con algunas micas; esta unidad presenta espesores de 4 a 6 metros, estos son evidencia de la fluctuación del nivel del mar.

Hacia las zonas bajas y en los arroyos se encuentran depósitos aluviales que cubren discordantemente a las demás unidades pliocuaternarias. Dichos materiales fluviales son de granulometría fina compuesta; por arena, limos, arcillas y bloques formados por la acción erosivo-acumulativa del agua sobre la superficie.

También se localizan depósitos compuestos por arenas, sobre la actual línea de costa (**Fotografía II.2.3**).



Fotografía II.2.3. Depósitos recientes de litoral, de litología arenosa.

Finalmente, las zonas planas se encuentran cubiertas por un espesor de suelo producto de la alteración in-situ.

II.3 Geología histórica

La Formación Rosarito Beach y sus correlativas fueron depositadas dentro de la Provincia del Borde Continental Californiano (**Minch, 1984**).

El modelo de emplazamiento para los flujos basálticos se fundamenta en la idea de una serie de fisuras en el basamento preexistente del Arco Jurásico-Cretácico por los cuales surge el material basáltico. Fluyendo y adelgazándose el espesor en dirección al este, por tal motivo se infiere que la fuente volcánica se localizaba al oeste de la Provincia Continental.

Posterior al emplazamiento de los flujos basálticos continuo un periodo de vulcanismo explosivo del cual se produjo una gran cantidad de material piroclástico, depositado en un medio subacuático sobre la plataforma basáltica-andesita, esta depositación se produjo durante eventos de subsidencia del Borde Continental Californiano y trasgresiones del nivel del mar. Posteriormente en el Pleistoceno se presentaron variaciones climáticas muy marcadas a causa de las glaciaciones. En este período, se formaron depósitos continentales y marinos.



Durante los eventos del vulcanismo explosivo, se asociaron periodos tectónicamente significativos al inicio de la formación del Borde Continental Californiano que produjo el movimiento vertical del basamento ígneo, debido al sistema de fallas normales asociados al sistema San Andrés.

El sistema principal de fallamiento tiene una tendencia norte-sur y ocurrió en el Plioceno. Las fallas que se presentan son del tipo normal alineadas en forma paralela a la línea de costa y en algunos lugares coinciden con la costa, asociadas al sistema de grabens que constituyen las mesas del área. Existen varias fallas pequeñas de orientación este-oeste y suroeste-noreste alejadas de la costa. Los lomeríos están directamente asociados con el fallamiento de la zona, aunque no tengan expresión topográfica.

Como se observa en la **Figura II.2.1**, las unidades geológicas más significativas para el presente estudio son los depósitos cuaternarios ubicados en la zona de costa, los cuales están compuestos por intercalaciones de arenas y arenas limosas.

Con el objetivo de conocer la geología a detalle del subsuelo en la zona de estudio, se perforaron 6 pozos, con los cuales se construyó una sección geológica local.

Sin embargo estas perforaciones fueron realizadas posteriormente a los estudios de exploración geofísica que se detallarán en el próximo inciso.

II.4 Exploración Geofísica.

Como se mencionó oportunamente en el **inciso 1.2**, el presente estudio se realizó en el límite entre los dos predios industriales, para determinar la zona través de la cual estaban migrando de forma subterránea, los hidrocarburos que se detectaron en el Canal de Llamada.

Con el fin de realizar una exploración indirecta del subsuelo en dicha zona, se realizó un estudio de exploración geoeléctrica, mediante sondeos eléctricos verticales (SEV's).

El objetivo fue determinar la distribución de espesores y características de permeabilidad de los materiales que conforman el subsuelo, hasta una profundidad aproximada de 50 m. Se utilizó un arreglo tetrapolar Schlumberger (**Figura II.4.1**) con distancias electródicas (AB/2) máximas de 100 metros.

METODO DE SONDEO GEOELECTRICO

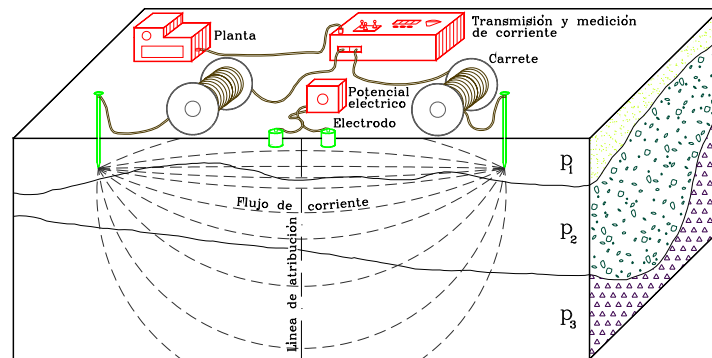


Figura II.4.1 Arreglo electródico Schlumberger, empleado para realizar los sondeos eléctricos verticales.

Los SEV's fueron distribuidos de manera equidistante a cada 50 m. El estudio comprendió 9 sondeos eléctricos verticales distribuidos en una línea de 420 metros de longitud, de orientación oeste – este y sobre el límite sur del predio norte (Figura II.4.2).

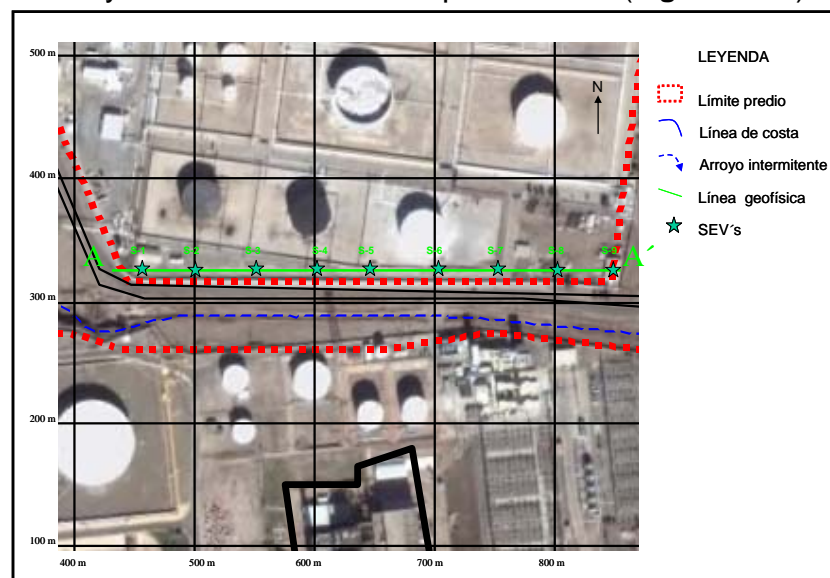


Figura II.4.2 Localización de SEVs y sección geofísica.

En el procesamiento de los datos de campo de los sondeos eléctricos verticales, se utilizó el programa de cómputo denominado “RESIXP”, que es un programa de modelación directa e inversa, en términos de un modelo estratificado.

Para la determinación del modelo estratificado del sitio (resistividades y espesores), primeramente se capturan las curvas de campo (separación electródica contra resistividad aparente) y se efectúan los cálculos hasta obtener el mejor modelo estratificado que se ajuste a los datos de campo. A partir de este, el programa puede generar modelos



equivalentes que permitan tener mejores elementos para la correlación de las unidades geofísicas.

Una vez obtenidos los modelos estratificados se construyó una sección geoelectrica con referencia en un perfil topográfico, a partir de las correlaciones entre las capas u horizontes de resistividad, los cuales son agrupados y clasificados en unidades geoelectricas. Se determinaron cuatro unidades geoelectricas a las que se les asignó una posible litología en función de los valores de resistividad para inferir un modelo geofísico del sitio estudiado.

A continuación se describen cada una de las cuatro unidades geofísicas.

UNIDAD U₁

Esta unidad es la más superficial, presenta valores de resistividad entre 8 y 195 Ω m y tiene un espesor máximo de 4.5 metros (**Figura II.4.3, Tabla II.4.1**), aunque su espesor es comúnmente inferior a 1.5 m. Se correlaciona con la capa de cobertura constituida por suelos y posiblemente material de relleno de tipo limo-arcilloso. Las interfases laterales dentro de esta unidad se deben principalmente a variaciones del contenido arcilloso, que significan cambios laterales de permeabilidad. Puede corresponder a un material con permeabilidad baja.

UNIDAD U₂

Se presenta como un horizonte continuo y bien definido y subyace a una delgada capa superficial (unidad U₁). La característica distintiva de esta unidad es su reducida resistividad, menor a 7 Ω m estos valores bajos se atribuyen a materiales de tipo arcilloso localizados cerca de la superficie, en los cuales al evaporarse el agua de sus poros deja altas concentraciones de sales (**Figura II.4.3, Tabla II.4.1**).

Esta unidad se correlaciona con depósitos de litoral areno-arcillosos secos, dado que por lo general se ubica por arriba de los 9 msnm. Se le determinó un espesor máximo de 11.5 metros. Puede corresponder a un material poco permeable.

UNIDAD U₃

Se localiza bajo la unidad U₂ y se correlaciona con depósitos de litoral constituidos por una alternancia de arenas y limos no saturados. Presenta algunos contrastes laterales de resistividad aunque en términos generales se puede agrupar una misma (**Figura II.4.3, Tabla II.4.1**).



Alcanza un espesor máximo de 12 m, y las resistividades características en esta unidad van de 10 a 49 Ω m. Se le clasifica como un material medianamente permeable.

El contacto entre las unidades geoelectricas 3 y 4, prácticamente coinciden con la ubicación del nivel estático, por lo tanto el cambio de resistividad se puede correlacionar con esto. Además de que el agua ligeramente salada que se encontró en los pozos puede ser factor para que bajen dichos valores de resistividad.



SECCION A-A'

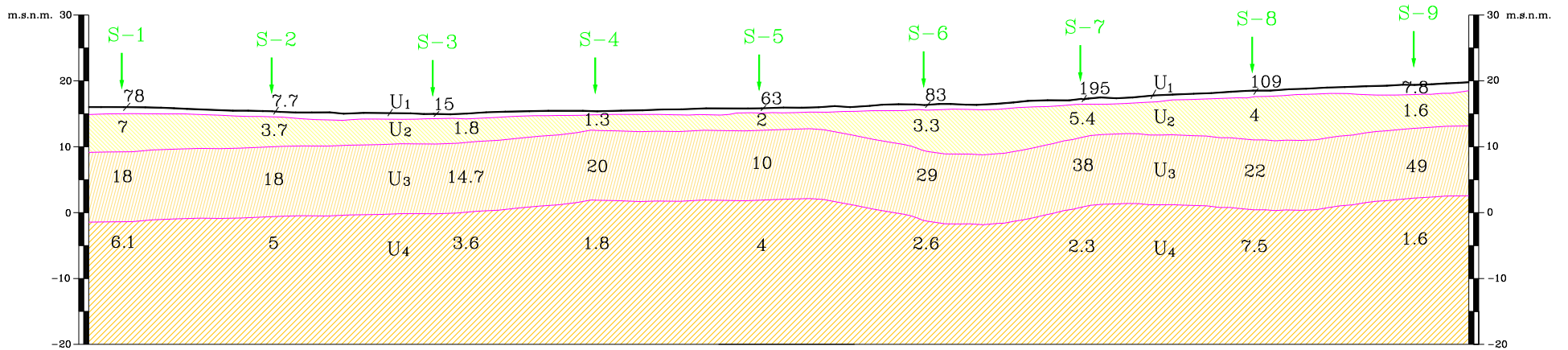


Figura II.4.3 Sección donde se identificaron las diferentes unidades geoelectricas.

UNIDAD GEOFÍSICA	LITOLOGIA	ESPESOR MÁXIMO (m)	RESISTIVIDADES Ω -m	CARACTERÍSTICAS GEOHIDROLÓGICAS
U ₁	Suelo y posiblemente material de relleno de tipo limo-arcilloso	4.5	8 - 195	Permeabilidad Baja
U ₂	Material tipo arcilloso localizados cerca de la superficie, posiblemente con altas concentraciones de sales.	11.5	< 7	Poco permeable
U ₃	Depósitos de litoral, arenas y limos no saturadas	12	10 - 49	Medianamente Permeable
U ₄	Depósito de litoral, arenas y limos saturadas	Indeterminado	1.6 - 7.5	Medianamente Permeable

Tabla II.4.1 Características de las unidades geoelectricas.

II.4.1 Correlación Geológica - Geofísica.

Como se describe en el inciso III.6, se perforaron 6 pozos en la zona donde se ubicó la barrera (**Figura III.6.1**), los recortes recuperados durante la perforación se describieron megascópicamente y se determinó la litología de cada una de las muestras, desafortunadamente no fue posible realizar análisis granulométricos.

La descripción de los cortes litológicos se muestra en la **Figura II.4.1.1**.

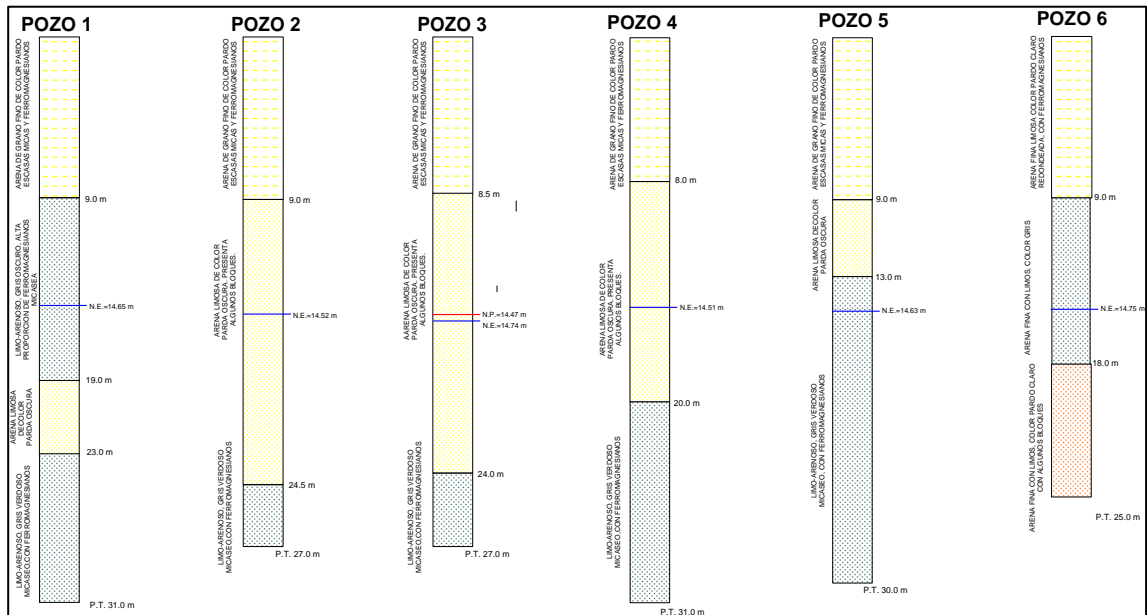


Figura II.4.1.1 Cortes litológicos de los pozos perforados.

Esta información se utilizó para complementar la sección geofísica y realizar la correlación con las unidades geológicas (**Figura II.4.1.2**).

La unidad cortada con los pozos se correlaciona con los depósitos que forman las terrazas próximas a la línea de costa. La edad de esta unidad se ubica como Cuaternaria.

Las subunidades litológicas identificadas corresponden a intercalaciones de arenas de grano fino y limos, solamente diferenciables por su color o su composición mineralógica. Estas se agruparon de la siguiente manera:

UH 1 Arena de grano fino de color pardo escasas micras y ferromagnesianos.

UH 2 Arena limosa de color pardo oscuro, presenta algunos bloques. Las pruebas de bombeo en esta unidad, indicaron valores de conductividad hidráulica entre 1.12 y 2.68 m/día (Pozo 3 y 2 respectivamente).



UH 3A Limo-arenoso, gris oscuro, alta proporción de ferromagnesianos y micas. El valor de conductividad hidráulica fue de 0.37 m/día (Pozo 1), ligeramente más bajos que los encontrados en la UH 2.

UH 3B Limo-arenoso, gris verdoso micáceo, con ferromagnesianos. Con una conductividad hidráulica de 0.35 m/día.

Durante la perforación de los pozos solamente se registró acumulación de LNAPL en fase libre, en el pozo 3 (**Figura II.4.1.1.**), aunque en los otros se observó algo de iridiscencia en el agua de recirculación de perforación. Aunque es válido señalar que después de realizar los desarrollos, aforos y pruebas de bombeo, se observó un incremento en los espesores de LNAPL en fase libre.

Como ejemplo, se colocaron los niveles de agua y LNAPL en fase libre medidos el 24 de marzo de 1998. Lo que se encontró fue que el pozo 1 no presentó producto libre, mientras que los pozos 2, 3, 4 y 5 si presentaron, siendo los 3 primeros los que tenían mayores valores y disminuían hacia el pozo 5. El pozo 6 definitivamente no presentó producto libre.

Esto permitió acotar lateralmente, la zona a través de la cual ocurre la migración del LNAPL, hacia fuera del predio.

Se observó también una relación entre las litologías y la presencia de LNAPL en fase libre, ya que los pozos 2, 3 y 4 se encuentran en la UH 2 y los pozos 1 y 5 en la unidad UH 3a y UH 3b, respectivamente, por lo tanto se observa que la UH 2, es la que presenta condiciones más propicias para la presencia y acumulación de LNAPL.



SECCION A-A'

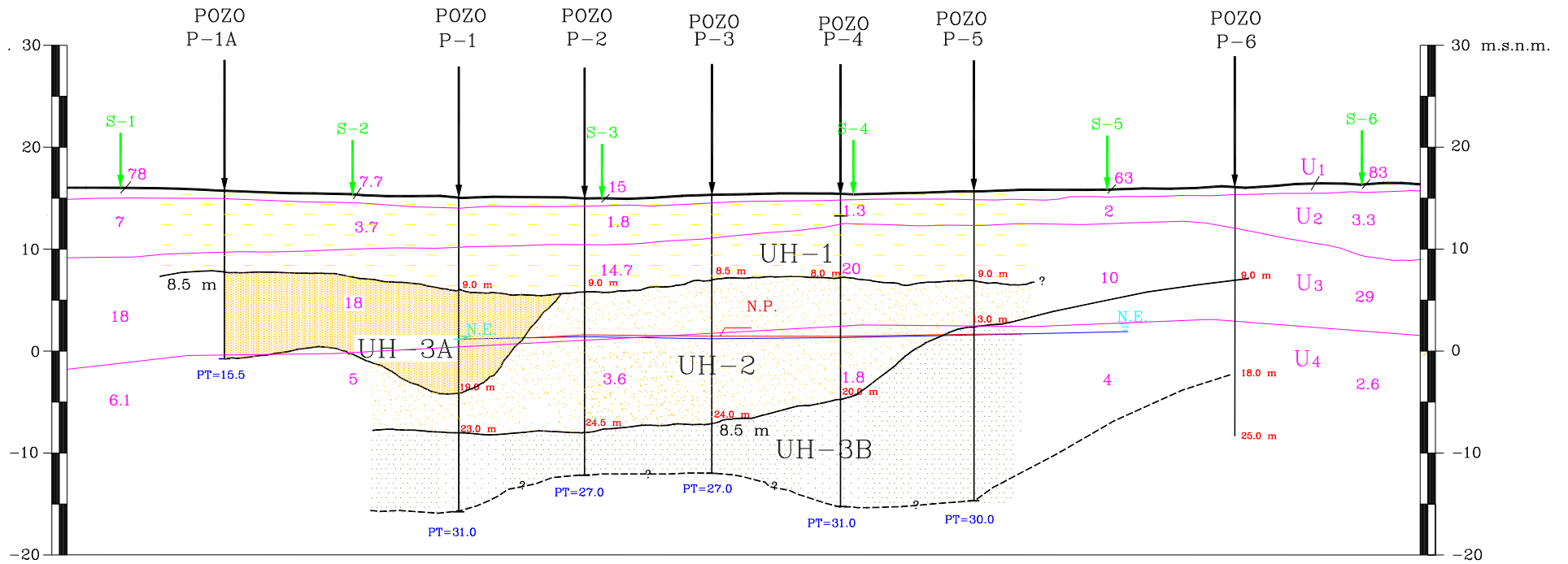


Figura II.4.1.2 Sección Geológica-geofísica.

CAPITULO III HIDROGEOLOGÍA

III.1 Climatología

De acuerdo con información publicada por el INEGI para el Estado de Baja California, a nivel regional los climas se caracterizan por ser de tipo secos a muy secos y solo en la zona de sierras altas se presenta clima templado a frío. Específicamente en la zona de estudio, el clima predominante es Seco Templado.

La precipitación media anual oscila entre los 200 y 300 mm por año. La mayor abundancia es durante el invierno con un 36% del total. Las precipitaciones invernales son producto de vientos frescos que soplan del suroeste desde el océano hacia el frente peninsular. Son vientos moderadamente cargados de humedad de modo que no producen en general lluvias abundantes.

La temperatura media anual oscila entre los 14 y los 18 grados centígrados.

La vegetación natural predominante en ella es de chaparral y de escasos matorrales.

III.2 Regiones hidrológicas

De acuerdo con el mapa de regiones hidrológicas de INEGI, a nivel regional se ubica dentro de la Región hidrológica de Baja California Noroeste. Todas las corrientes de esta región desembocan en las costas del Océano Pacífico.



Figura III.2.1 Hidrología de la zona de estudio.

Dado el bajo volumen de precipitación que ocurre en la zona los escurrimientos superficiales también son escasos y temporales, limitados a la época invernal.

III.3 Censo de aprovechamientos de agua subterránea.

Con el fin de conocer si existen aprovechamientos del agua subterránea en las inmediaciones de la zona de estudio se realizaron una serie de visitas en un radio de 5 kilómetros, en total se localizaron 9 pozos (Tabla III.3.1).

Número	Ubicación	Profundidad (m)	Situación	Nivel Estático Oct/97
PIN-01	Predio Industrial Norte	12	Seco	Sin Nivel
PIN-02	Predio Industrial Norte	12	Seco	Sin Nivel
PIN-03	Predio Industrial Norte	12	Seco	Sin Nivel
PIN-04	Predio Industrial Norte	12	Seco	Sin Nivel
PIN-05	Predio Industrial Norte	65	Activo	18.85
PTC-01	Predio Industrial Sur	18	Inactivo	16.06
PCF-01	Predio Industrial Sur	18	Inactivo	16.7
PP-01	Predio Industrial Sur	20	Inactivo	2.78
PA-01	Propiedad Privada	Sin información	Inactivo	Sin dato

Tabla III.3.1 Datos generales del censo de pozos

De estos, 5 pozos se ubican dentro de las instalaciones del predio Industrial Norte (**Figura III.3.1**), 4 de ellos se encuentran secos (PIN-01 a PIN-04), con una profundidad total de 12 metros y un diámetro de 0.2032 metros, estos eran empleados para monitorear preventivamente la existencia de explosividad dentro de este predio, por lo tanto su diseño no fue contemplado para monitorear el nivel estático.

El otro pozo (PIN-05) ubicado al oriente de la misma planta se encuentra activo y se emplea para abastecimiento de agua para el uso de contra-incendio y servicios, aunque no se usa para consumo humano, el caudal de explotación era de 0.004 m³/s, vale la pena señalar que en este pozo no fue detectada la presencia de hidrocarburos en fase libre.

En el predio Industrial Sur, fueron localizados 3 pozos inactivos (**Figura III.3.1**), el pozo PP-01, perforado muy próximo a la playa, fue construido para suministrar agua salada a dicha industria, sin embargo a raíz de la construcción de la obra de toma del Canal de Llamada se descartó su uso, presenta un diámetro de 0.51 metros, los pozos PTC-01 y PCF-01, son pozos sin uso aunque todavía se detecta nivel estático en los mismos, el segundo se empleaba para uso en los servicios de esta industria, sin embargo cuando se realizó el estudio ya tenía varios años sin funcionar.

Finalmente el pozo PA-01, un pozo de uso agrícola, aun se encontraba en funcionamiento con un caudal de 0.006 m³/s, sin embargo según comentarios de algunos trabajadores de esta propiedad, la calidad del agua cambio a lo largo del tiempo, ya que se incrementó ligeramente su salinidad y los cultivos no se desarrollaban adecuadamente, esto pudiera relacionarse con la proximidad de la línea de costa y que dicho pozo ya tenía varios años funcionando por lo tanto pudiera estar ocurriendo un proceso de avance de la zona de interfase de agua salada y agua dulce, sin embargo esto no se pudo verificar con mediciones de campo. Cabe resaltar que esta área paulatinamente cambió su uso de agrícola a urbano debido al incesante crecimiento de la población.

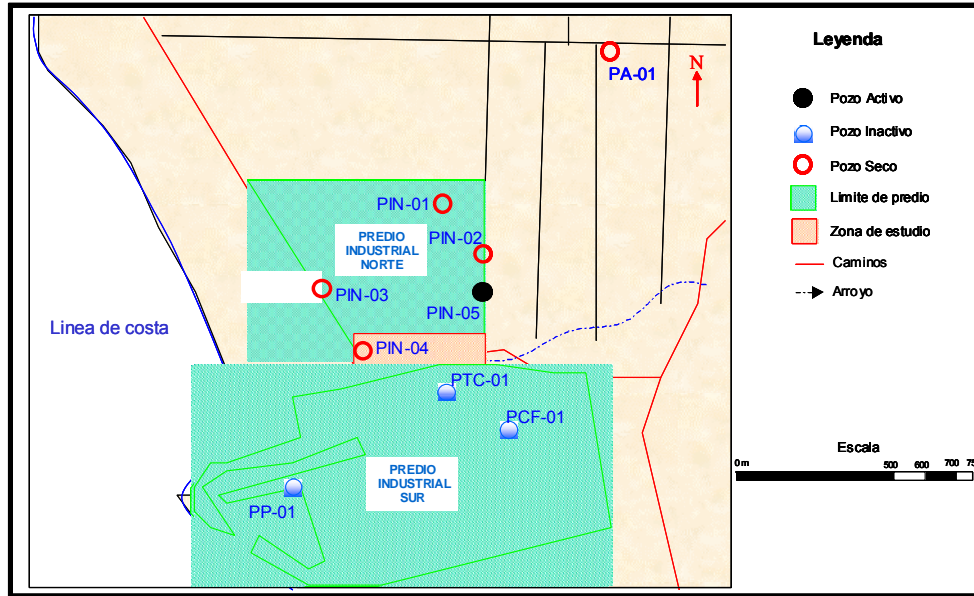


Figura III.3.1 Ubicación de pozos censados.

En general, en las proximidades no se encontraron pozos que tuvieran un uso potable o de consumo humano, ya que el abastecimiento de la población se realizaba principalmente de agua superficial importada de otra cuenca y conducida desde varios kilómetros de distancia, además los únicos pozos construidos para abastecer la porción sur del poblado se ubicaban sobre el cauce del arroyo Guaguatay (Figura III.2.2) y aprovechaban el agua almacenada en los depósitos cuaternarios de relleno del cauce. Sin embargo se ubicaban a una distancia de unos 5 kilómetros y aguas arriba de la zona de estudio por lo que se consideró que no tienen una relación o conexión hidrogeológica con la zona de estudio.

III.4 Estudio gasométrico

Como parte del estudio para determinar la zona a través de la cual estaban migrando de forma subterránea, los hidrocarburos que se detectaron en el Canal de Llamada, se realizaron mediciones gasométricas en pozos someros. Con esto se buscaba determinar las concentraciones de hidrocarburos totales del petróleo (HTP's) en su fase vapor.

Se realizaron perforaciones hasta una profundidad de 2 metros, con un equipo rotario de circulación directa y barrenas tipo auger de 0.10 m de diámetro. Posteriormente, se introdujo en la perforación una sonda analizador portátil para detectar Hidrocarburos Totales del Petróleo. Este analizador es sensible a hidrocarburos que contienen más de 6 carbonos en su molécula y es específicamente sensible a los hidrocarburos aromáticos. Tiene un rango dinámico de 0 a 20 000 partes por millón, en fase vapor.

En total se realizaron 18 mediciones (Tabla III.4.1), los valores detectados variaban entre 778 y 4938 partes por millón, y entre los puntos donde se ubicaron los sondeos eléctricos verticales 2 y 3 se encontraron las concentraciones más altas con valores mayores a 3000 ppm (Figura III.4.1).

Es por esto que se decidió ubicar un pozo exploratorio entre ambos SEV's, al cual se le denominó Pozo 1, en el cual se recuperaron muestras de suelo que posteriormente se enviaron a su análisis en laboratorio.

PUNTO	HIDROCARBUROS TOTALES DEL PETROLEO HTP's (partes por millón)
G-1	1600
G-2	970
G-3	965
G-4	3800
G-5	3523
G-6	1046
G-7	778
G-8	3366
G-9	1465
G-10	2238
G-11	3995
G-12	4385
G-13	4938
G-14	3950
G-15	2999
G-16	3914
G-17	3805
G-18	796

Tabla III.4.1 Datos de Hidrocarburos Totales del Petróleo medidos en la zona de estudio.

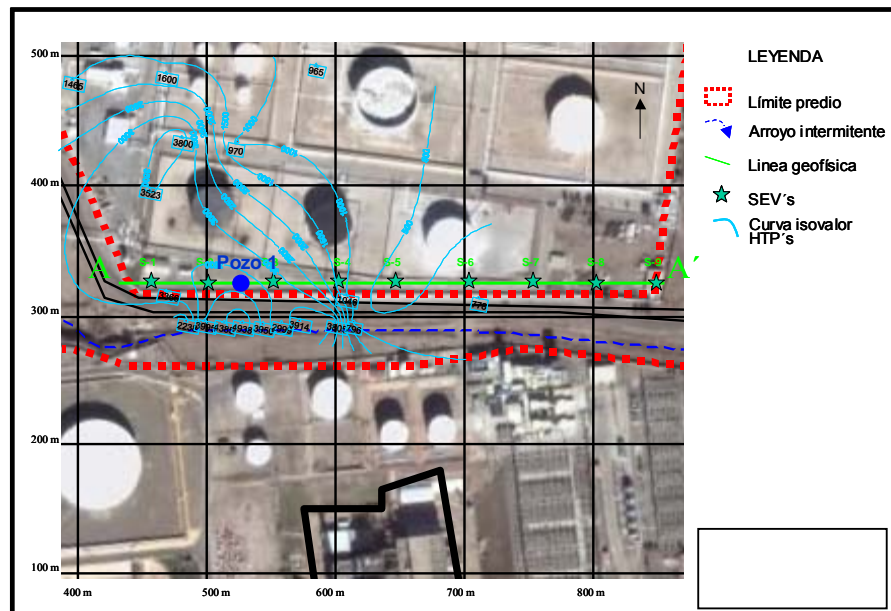


Figura III.4.1 Configuración de Isovalores de HTP's medidos en la zona de estudio.

III.5 Muestreo y análisis de suelo en zona no saturada

Con base en la información geológica local, la exploración geofísica, gasometría y con la hipótesis de que el hidrocarburo en fase libre debía de estar migrando y saliendo de la Industria Norte a través de una zona localizada en la pared sur del predio (Figura III.4.1), se decidió realizar un muestreo de suelo en un punto entre los SEV 2 y 3, al cual se le denominó Pozo 1.

Los trabajos se realizaron con una máquina perforadora Mobile Drill y tubo muestreador tipo shelby de 0.10 metros de diámetro, el total de metros muestreados fue de 9.0 metros. Una vez recuperado el tubo shelby, se realizó un submuestreo donde se transfirió aproximadamente 1.0 Kilogramos de suelo a un frasco de vidrio, en el cual se empaquetó, identificó, sello y conservó, además de que se elaboró una cadena de custodia para su control

Posteriormente se enviaron a un laboratorio para realizar las siguientes determinaciones: Hidrocarburos Totales del Petróleo (Método EPA 418.1, Espectrometría Infrarrojo), Gasolina Turbosina y Diesel (Método EPA 8015B, Cromatografía de gases), Hidrocarburos Monoaromáticos Benceno, Tolueno, Xileno y Etilbenceno (Método EPA 8260B), Hidrocarburos Aromáticos Polinucleares (Método EPA 8310) y Bifenilos Policlorados (Método EPA 8080).

Vale la pena resaltar que estos análisis fueron realizados antes de la publicación de la **NOM-138-SEMARNAT-SS-2003**, la cual se refiere a los “Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y las especificaciones para su caracterización y remediación”, sin embargo los métodos de análisis de la EPA (Agencia de Protección Ambiental, USA), ya se habían establecido anteriormente y básicamente son los que se incluyeron dentro de la mencionada norma en el año 2003.

Los resultados obtenidos indicaron la presencia de diesel en bajas concentraciones a una profundidad entre 8.5 y 8.6 metros, en el resto de los casos no se detectó (N. D.) aunque en ninguna de las muestras recuperadas se presentó LNAPL en fase libre (**Tabla III.5.1**).

SONDEO	MUESTRA	PROFUNDIDAD	HTP's	GASOLINA	TURBOSINA	DIESEL	HPNAs	BPCs	BTEX
		m	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg
1	ROB1-0	2.20 - 2.30	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	ROB1-1	4.10 - 4.15	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	ROB1-2	6.40 - 6.50	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	ROB1-3	8.50 - 8.60	ND	ND	ND	0,32	ND	ND	ND

Tabla III.5.1 Resultados de los análisis en muestras de suelo Pozo 1

Esto fue importante ya que se descartó que pudiera existir un estrato superior saturado con hidrocarburos, y por lo tanto el riesgo de interconectar alguna zona contaminada en la parte superior con otra mas profunda a través de un pozo. De aquí se concluyó que los LNAPL en fase libre estaban fluyendo a la profundidad del nivel estático o sobre la zona vadosa del acuífero. Finalmente, este pozo se perforó hasta los 16 metros de profundidad con tubería auger de 0.1 metros de diámetro y se localizó el nivel estático a 14.65 metros y no se observó la presencia de LNAPL en fase libre a pesar de haber estado 3 días en reposo.

III.6 Perforación y construcción de pozos de monitoreo y extracción.

Los resultados obtenidos durante la perforación exploratoria del Pozo 1, llevó a pensar que la pluma de LNAPL en fase libre, se ubicaba más hacia el oriente, por lo que se decidió construir otro pozo (Pozo 2) en esa dirección a una distancia de 25 metros (**Figura III.6.1**)

Se construyeron posteriormente el Pozo 3, 4, 5 y 6; sólo que este último se perforó a 50 metros de distancia con respecto al Pozo 5. En total se construyeron 6 pozos y se detectó la presencia de LNAPL en fase libre en los pozos 2, 3, 4 y 5, entre los 13.5 y 15.5 metros de profundidad, mientras que no se detectó en los pozos 1 y 6, que se ubicaban en los extremos de la sección.

Para la perforación de los 6 pozos de monitoreo se utilizó una máquina perforadora rotaría de circulación directa, utilizando agua como único fluido de perforación y barrena tricónica de acero de 0.31 m de diámetro hasta una profundidad promedio de 32 m (**Figura III.6.2**).

Para el ademe se colocó tubería de PVC, cédula 40, roscada y de 0.2032 m de diámetro, entre los 0 y 5.0 m de profundidad se colocó tubería lisa, también se colocó una lechada de concreto entre el ademe liso y la pared de la perforación con la finalidad de impedir el paso hacia el pozo de partículas de suelo.

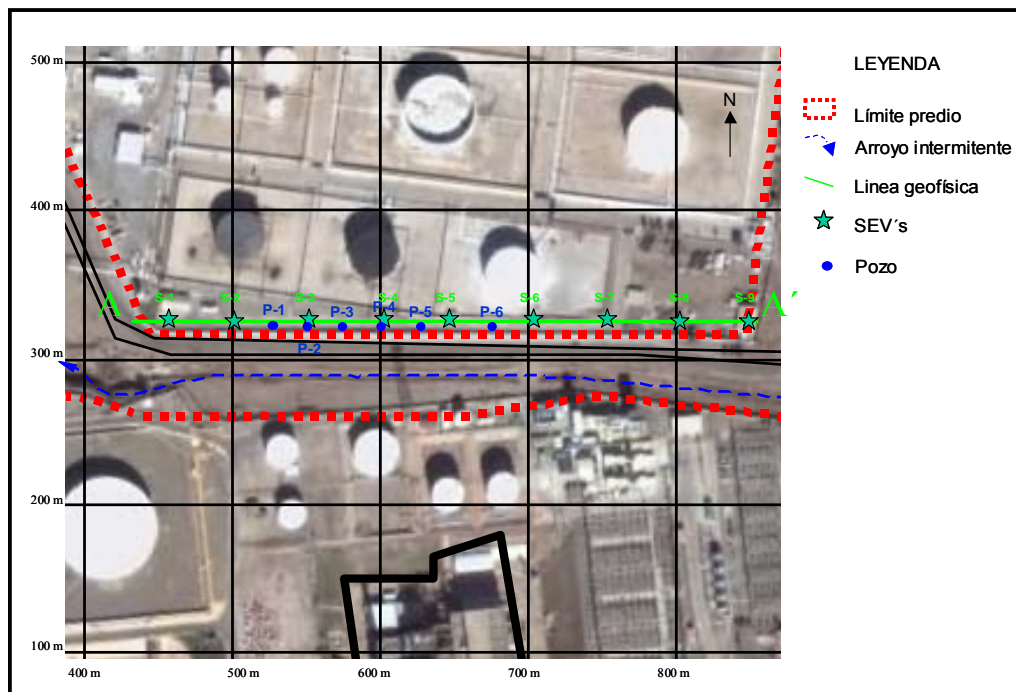


Figura III.6.1 Localización de pozos perforados.

A partir de los 5.0 m hasta la profundidad total se colocó tubería ranurada con abertura de 1 mm, la cual fue sellada en su extremo inferior con un tapón de fondo, además, se colocó

en el espacio anular un filtro de arena sílica de 3.2 mm a 6.3 mm de diámetro. Como parte final de la construcción, se instaló un casquillo de acero con tapa en la superficie para proteger el pozo de cualquier tipo de contaminación.

Concluida la construcción de los pozos de monitoreo, se procedió a realizar su desarrollo, con un equipo de bombeo sumergible.

Al desarrollar el pozo la extracción el agua alcanza su máxima capacidad y con ello se repara cualquier obstrucción que haya sufrido la formación geológica como consecuencia de los efectos de la perforación, además da un aumento en la porosidad y permeabilidad de la misma en los alrededores del pozo, se estabiliza el material granular (filtro de grava) en torno a la rejilla, de manera que el pozo descarga agua libre de finos.

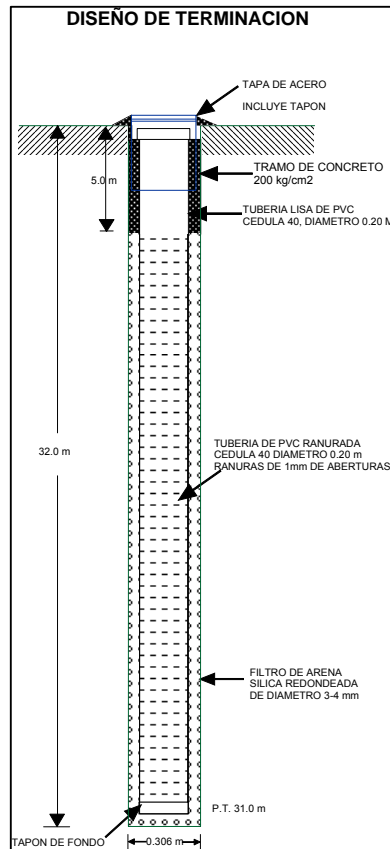


Figura III.6.2 Diseño de los pozos construidos.

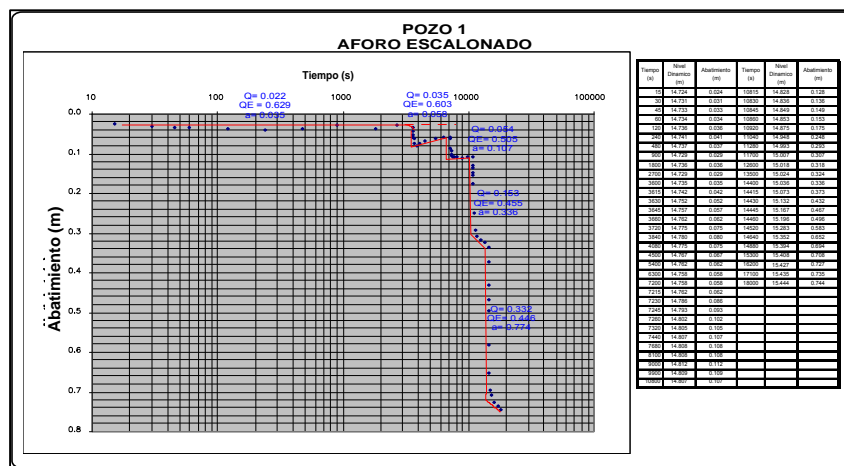
III.7 Aforos

Se realizaron 2 aforos (Pozo 1 y 2) por el método de bombeos escalonados sin recuperación, con estabilización de niveles, a caudales crecientes y constantes para cada escalón e igual tiempo de duración.

Primero se midió el nivel estático, posteriormente se dio inicio el bombeo con un caudal inicial bajo, el cual se mantuvo constante durante una hora mientras se medía el comportamiento del nivel dinámico, posteriormente se incremento a una caudal mayor que el inicial, de igual manera se midió el nivel dinámico y así sucesivamente, el caudal máximo de la prueba fue de 0.37 litros por segundo.

En general se realizaron entre 4 y 5 incrementos de caudal según el pozo de bombeo examinado. Esto se realizó para cada uno de los pozos.

Con los resultados obtenidos en los afloros se elaboró una gráfica semilogarítmica, donde el abatimiento se coloca en el eje de las ordenadas y el logaritmo del tiempo en el eje de las abscisas (**Gráfica III.7.1**).



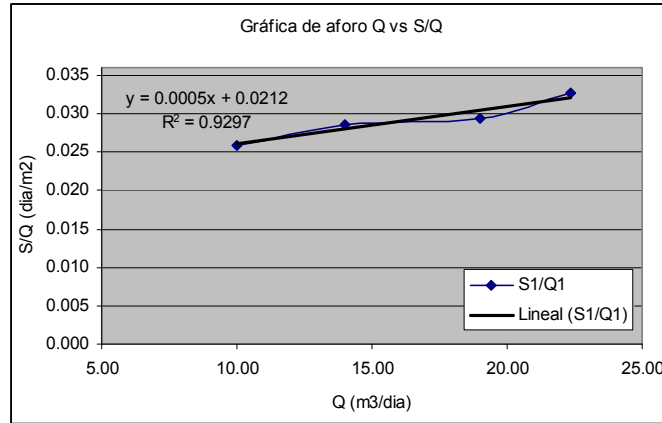
Gráfica III.7.1 Comportamiento del aforo escalonado en el Pozo 1.

A partir de estas se estimaron los abatimientos observados de acuerdo a cada uno de los caudales. Estos corresponden a cada uno de los pasos empleados en la interpretación del aforo. Estos datos fueron empleados para resolver gráficamente la ecuación:

$$S = B * Q + C * Q^n$$

donde B*Q representa el descenso del nivel por perdidas en el acuífero, y C*Q las debidas a otros factores como pedidas ascensionales en el pozo, de entrada en la bomba, por la no validez de la ley de darcy (**Custodio, 1983**).

Estos datos fueron graficados en un sistema Q vs S/Q (**Gráfica III.7.2**), donde Q es el caudal y S el abatimiento medido en cada paso. De aquí se obtuvo la formula de la recta que se ajusta a los puntos, de la cual se obtuvieron los valores de B y C, así como el respectivo valor de la n (**Tabla III.7.1**).



Gráfica III.7.2 Gráfica Q vs S/Q ejemplo para el cálculo de la B y C.

Finalmente al considerar los valores B, C y n, obtenidos se estimó un caudal de operación de 0.2 litros por segundo lo cual generaría un abatimiento estimado de 0.45 metros aproximadamente, por lo que se estimó usar este caudal para la operación de los pozos.

POZO	ABATIMIENTO (m)					CAUDAL (l/s)					B	C	n	EFICIENCIA %
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5				
POZO 1	0.040	0.060	0.110	0.340	0.740	0.022	0.035	0.054	0.153	0.332	2.03	0.65	2.0	93.34
POZO 2	0.060	0.210	0.920	1.550		0.029	0.070	0.192	0.359		4.35	0.07	2.0	99.61

Tabla III.7.1 Datos obtenidos a partir de los aforos escalonados en los pozos 1 y 2.

Hasta este momento ya se tenía detectada la existencia de LNAPL en fase libre en los pozos 2, 3, 4 y 5, como se verá en los hidrógrafos descritos en el inciso IV-5.

Vale resaltar que para la interpretación de los aforos se empleo el software GWW de la ONU que permite interpretar pruebas de este tipo.

III.8 Pruebas de bombeo

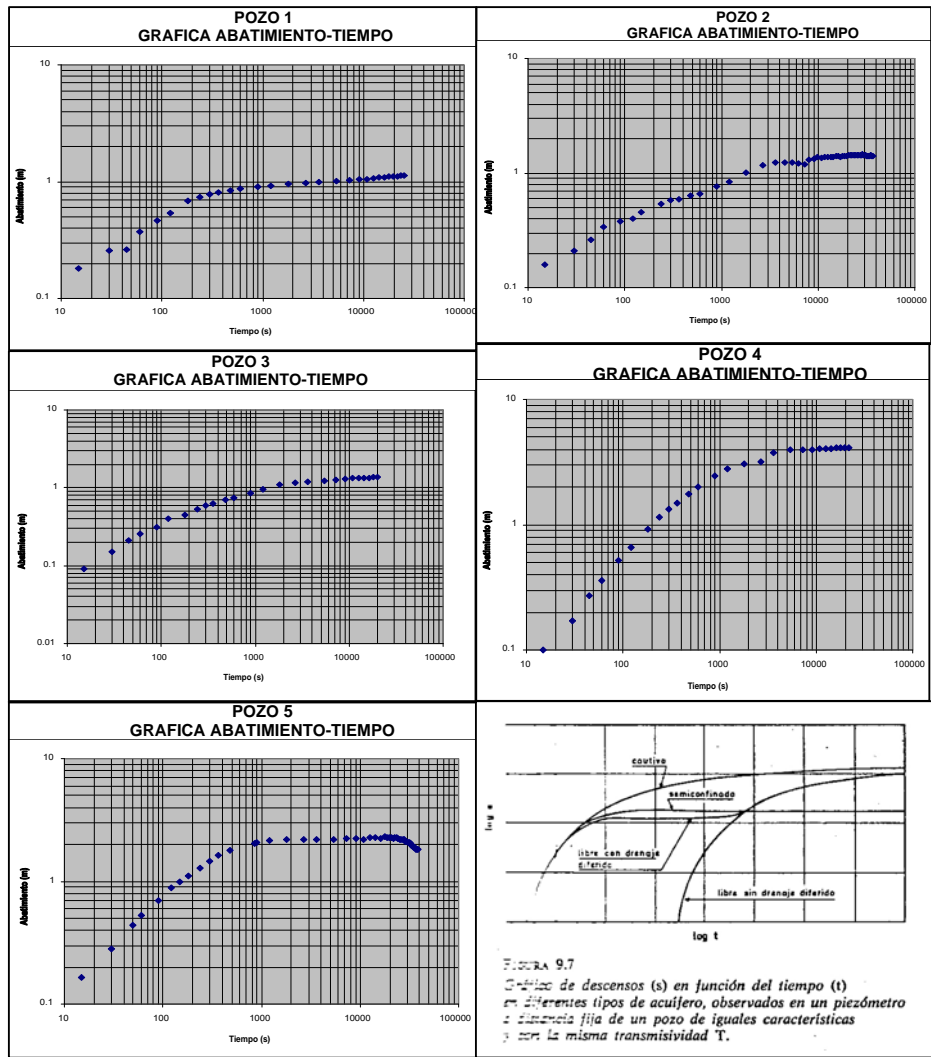
Con el propósito de obtener los parámetros hidráulicos del acuífero, para su aplicación en la extracción de producto libre, se realizaron pruebas de bombeo en casa uno de los pozos de la línea sur, en su etapa de abatimiento. Las pruebas se realizaron utilizando un equipo de bombeo sumergible para aplicaciones ambientales, con un caudal constante promedio de 0.35 litros por segundo, el cual originó un abatimiento entre 1.03 y 4.12 m, las pruebas tuvieron una duración entre 5.5 y 10.5 horas la cual dependió del comportamiento del nivel estático y las facilidades para realizarla.

Al elaborar las gráficas doble logarítmicas, de tiempo vs abatimiento del nivel estático, se observa un comportamiento similar a la de un acuífero libre en algunos casos parecería que presentan un drenaje diferido, sin embargo, en términos generales se consideró de tipo libre (**Gráficas III.8.1**).

Los métodos teóricos generales para la interpretación de las pruebas de bombeo se basan en las soluciones matemáticas (ecuación general de flujo subterráneo), estas soluciones expresan las variaciones de los niveles piezométricos respecto del tiempo en una área determinada que es afectada por el bombeo.

Los métodos de solución aplicados fueron Neuman y Cooper & Jacob ya que las curvas típicas de descenso-tiempo y los cortes litológicos indican la existencia de un acuífero de tipo libre, que corresponden a un medio granular. Para la interpretación se utilizó el software Aquitest versión 2.0.

De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de bombeo realizadas sin pozo de observación, la conductividad hidráulica varía entre 0.15 y 2.68 m/día; mientras que la transmisividad varía de 2.5 a 31.3 m²/día, ambas se encuentran dentro del rango de valores que caracterizan a un terreno compuesto por arenas finas a gruesas (Domenico, 1998).



Gráfica III.8.1 Representación de Tiempo vs Abatimiento de las pruebas de bombeo, comparativo de las curvas tipo (Custodio, 1986).

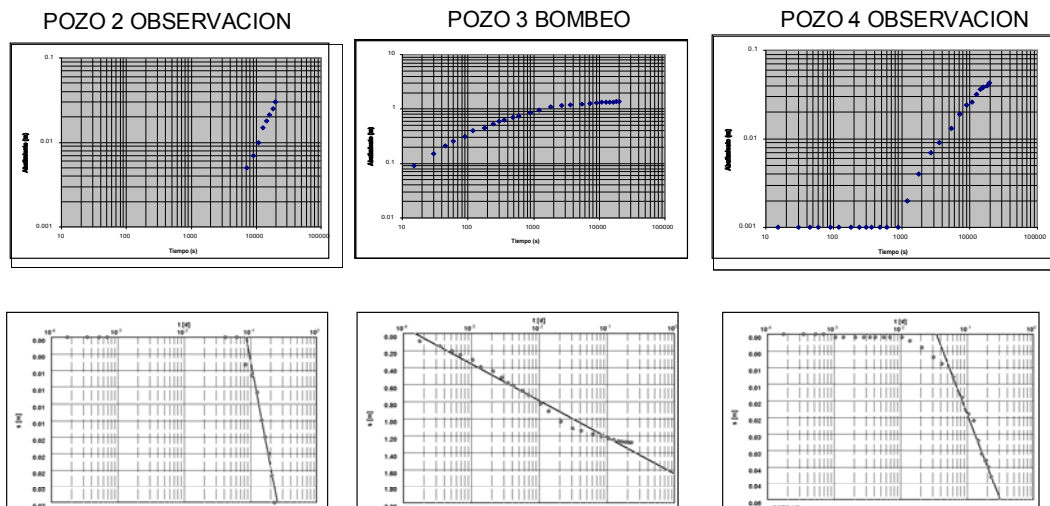
En la **Tabla III.8.1**, se observan los resultados de la interpretación de cada una de estas pruebas de bombeo.

Pozo	N.E.	N.D.	Caudal	Caudal específico	Abat.	Tiempo de Bombeo	Profundidad Total	Transmisividad (T)		Conductividad Hidráulica (K)		Espesor de Acuífero	Rendimiento Específico (Sy)	Metodo utilizado
	(m)	(m)	(l/s)	(m ² /s)	(m)	(Hrs)	(m)	(m ² /día)	(m ² /s)	(m/d)	(m/s)	(m)		
P-1	14.80	15.83	0.35	3.40E-04	1.03	10.0	31	6.0	6.99E-05	0.373	4.32E-06	16.200		NEUMAN
P-2	15.30	17.17	0.35	1.87E-04	1.87	10.3	27	31.3	3.63E-04	2.68	3.10E-05	11.700		COOPER&JACOB
P-3	15.26	16.62	0.36	2.65E-04	1.36	5.5	27	13.2	1.52E-04	1.12	1.30E-05	11.740		COOPER&JACOB
P-2 OBS (P3 Bomb)	15.63	15.66			0.03		27	166.7	1.53E-03	11.6	1.34E-04	11.370	0.029	COOPER&JACOB
P-4 OBS (P3 Bomb)	14.88	14.92			0.04		31	109.0	1.27E-03	6.78	7.85E-05	16.124	0.0133	COOPER&JACOB
P-4	14.93	19.05	0.40	9.72E-05	4.12	7.0	31	2.5	2.90E-05	0.156	1.81E-06	16.070		NEUMAN
P-5	14.99	16.81	0.37	2.04E-04	1.81	10.5	30	5.3	6.15E-05	0.354	4.10E-06	15.006		COOPER&JACOB

Tabla III.8.1 Resumen de los datos obtenidos con las pruebas de bombeo.

En el Pozo 3 se realizó una prueba de bombeo observando los efectos en dos pozos de observación (Pozo 2 y Pozo 4) situados a una distancia lateral equidistantemente de 25 metros del punto de bombeo (**Gráfica III.8.2**).

PRUEBAS DE BOMBEO (Q CTE) (Método Jacob & Cooper)



Gráfica III.8.2 Prueba de bombeo en el pozo 3 y observación en los pozos 2 y 4.

De esta prueba y su interpretación se obtuvo una transmisividad de 13.2 m²/día en el pozo de bombeo (Pozo 3) y en los pozos de observación 2 y 4, de 166.7 m²/día y 109 m²/día respectivamente. Con respecto a la conductividad hidráulica los valores obtenidos fueron de 1.12 m/día para el primero y para los segundos 11.6 m/día y 6.78 m/día respectivamente. Además fue posible obtener un valor puntual de rendimiento específico de 0.021.

También se puede observar que ambos pozos de observación (Pozo 2 y 4), comenzaron a presentar un abatimiento en su nivel estático después de 1.5 y 0.5 horas de iniciado el bombeo en el pozo 3. Los abatimientos totales medidos fueron de 0.035 m y 0.045

respectivamente. Esto indica que el radio de influencia del cono de abatimiento asociado al bombeo a las 6 horas de operación logró sobrepasar los 25 metros de distancia.

Los mayores valores de conductividad y transmisividad se encontraron en los pozos 2 y 3, estos valores disminuyen un orden de magnitud hacia el poniente y oriente, Pozos 1, 4 y 5.

Adicionalmente, fue posible recopilar información de pruebas de bombeo realizadas en pozos ubicados dentro del predio industrial norte. Los resultados obtenidos se presentan en la **Tabla III.8.2**. El rango de Conductividad hidráulica y Transmisividad se encuentran en el rango de las realizadas en los pozos de la línea sur.

Pozo	N.E. (m)	N.D. (m)	Caudal (l/s)	Caudal específico (m ² /s)	Abat. (m)	Tiempo de Bombeo (Hrs)	Profundidad Total (m)	Transmisividad (T) (m ² /día) (m ² /s)		Conductividad Hidráulica (K) (m/d) (m/s)		Espesor de Acuífero (m)	Rendimiento Específico (Sy)	Metodo utilizado	Equipo de bombeo	Pozo
PM-4	15.55	15.73	0.14	7.73E-04	0.18	9.3	27	23.5	2.72E-04	2.05	2.37E-05	11.455		COOPER&JACOB	REDI-FLO4	Bombeo
PM-14	16.88	17.66	0.13	1.67E-04	0.78	10.5	31	19.3	2.24E-04	1.37	1.59E-05	14.117		COOPER&JACOB	REDI-FLO4	Bombeo
PM-16	15.92	16.32	0.33	8.25E-04	0.40	6.5	31	16.1	1.87E-04	1.07	1.24E-05	15.083		COOPER&JACOB	REDI-FLO4	Bombeo
PM-17	16.35	16.95	0.36	5.99E-04	0.60	7.0	34	8.8	1.02E-04	0.497	5.75E-06	17.650		NEUMAN	REDI-FLO4	Bombeo

Tabla III.8.2 Resumen de los datos obtenidos con las pruebas de bombeo adicionales.

La configuración de los valores de Transmisividad y de Conductividad Hidráulica (**Figura III.8.1**) muestran un comportamiento similar, donde se observa un “canal” de valores más altos, ubicado en posición norte sur y que pasa por los pozos 2 y 3 con valores que descienden hacia ambos lados de la sección de pozos.

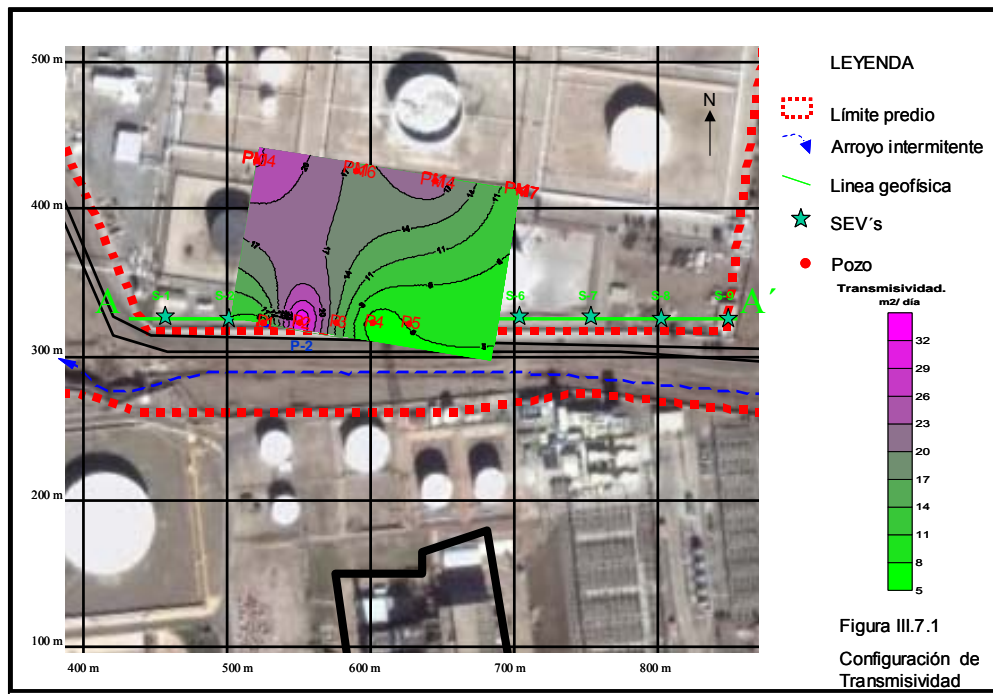


Figura III.8.1 Configuración de los valores de Transmisividad (m²/día).

III.9 Cálculo de radios de captura de pozos.

Como parte de la caracterización hidrogeológica de la zona de estudio se realizó un análisis para determinar la “zona de captura” de los pozos 5 perforados.

La zona de captura se refiere al “área de tierra que contribuye de manera favorable a la captación de agua hacia un pozo”, también recibe el nombre de “área de recarga” (**British Columbia, 2004**). Cualquier precipitación o contaminante dentro de esta área puede llegar al pozo.

Conocer la zona de captura nos apoya en el diseño de un sistema de bombeo para recuperación de LNAPL en fase libre (**EPA 510-R-96-001**)

Cabe señalar que la zona de captura de un pozo puede no coincidir con el radio de abatimiento. El radio depende en gran medida de la transmisividad y el régimen de bombeo bajo condiciones de estado estacionario. Sin embargo, la forma de la zona de captura depende del gradiente hidráulico, el régimen de bombeo y la transmisividad. Relativamente altos gradientes hidráulicos resultan en estrechas zonas de captura que no se extienden lejos en dirección gradiente abajo. Por otra parte algunas áreas gradiente abajo y a lo lados del radio de influencia del pozo pueden ser mas grandes que la zona de captura (**EPA/540/S-97/504**).

Hay varios métodos para determinar la zona de captura de un pozo, algunos más simples que otros, en la **Tabla III.9.1** se presentan los 5 métodos más comúnmente usados para delinearla (**British Columbia, 2004**).

Tanto el método de Radio fijo arbitrario y el radio fijo calculado, requiere de conocer menos información y permiten definir la zona de captura estimando un circulo alrededor del pozo.

Inicialmente el radio fijo arbitrario se consideró como de 25 metros, ya que fue la distancia entre cada pozo de la barrera.

También se aplico el método de radio fijo calculado, mediante la siguiente formula:

$$R_c = \sqrt{\frac{10038 \ Qt}{nb}}$$

donde:

R_c = Radio de captura (m)

Q = Gasto (L/s)

t = Tiempo de viaje hacia el pozo (años)

n = Porosidad del acuífero

b = Espesor del acuífero o longitud ranurada (m.b.n.f.)

sustituyendo valores obtenidos de los aforos, diseños de pozos y análisis de suelo, se obtuvo lo siguiente (Tabla III.9.2):

ID Pozo	Q (L/s)	t (años)	n	b (m.b.n.f.)	R_c (m)
P-2	0,25	1,00	0,42	13,78	21
P-3	0,25	1,00	0,42	13,53	21
P-4	0,25	1,00	0,42	17,64	18
P-5	0,25	1,00	0,42	16,56	19

Tabla III.9.2 Valores de los radios de captura, por el método de radio fijo calculado.

El tiempo empleado fue de 1 año ya que se estimaba que era el tiempo durante el cual se tenía comprometido operar inicialmente los pozos.

Los radios de captura obtenidos variaron entre 18 y 21 metros (Figura III.9.1). Por lo que al comparar la distancia que existía entre los pozos que era de 25 metros se observa que existía un traslape de los radios en aproximadamente 5.5 y 8.5 metros.

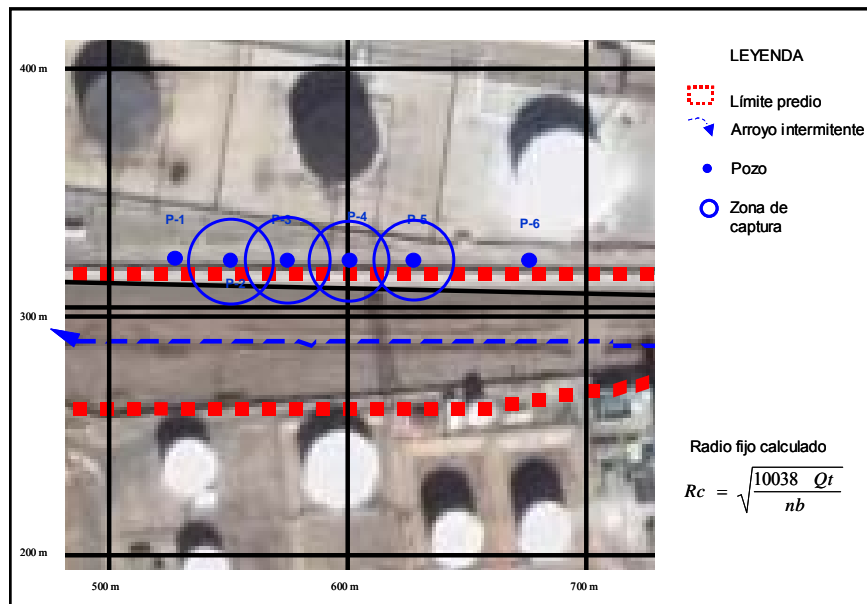


Figura III.9.1. Zona de captura, método de radios fijos calculados.

Se aplicó este método por su simplicidad y dado que no requiere de gran cantidad de datos.

Durante la etapa de monitoreo de la remediación del acuífero se empleó el mapeo hidrogeológico, como se comentará en el capítulo 4, inciso IV.3.



Metodo	Explicación	Hipotesis	Datos requeridos	Ventajas	Desventajas	Donde se aplica
Radio arbitrario fijo	Asignar un area circular de radio fijo (300 m) alrededor del pozo	- Acuífero uniforme - Flujo despreciable	Nada	- Facil y barato para aplicar.	- Arbitrario - Puede ser difícil de defender	Insuficiente información de la construcción del pozo, caudal de bombeo e hidrogeología; usado típicamente para manejar puntos y pozos excavados
Radio calculado fijo	Calcular el volumen cilíndrico de acuífero que suministra agua al pozo, para un determinado caudal de bombeo y período de tiempo	- Acuífero uniforme - Flujo despreciable	- Caudal de bombeo y/o agua usada - Espesor de acuífero (o longitud de la tubería ranurada en pozos) - Porosidad del acuífero	- Facil y barato para aplicar - Cantidad de información específica	- Basado en suposiciones física simples	La construcción del pozos y el caudal de bombeo son conocidos, el gradiente hidráulico es bajo y el espesor del acuífero puede ser estimado; puede no ser apropiado para acuíferos en medios fracturados
Ecuaciones analíticas	Calcular dimensiones de la zona de captura usando ecuaciones analíticas para ambientes de flujo uniforme	- Acuífero uniforme - Flujo horizontal estado estacionario - Flujo uniforme - La zona de captura no se extiende mas alla de la division de cuenca hidrográfica	- Caudal de bombeo y/o agua usada - Transmisividad del acuífero - Gradiente hidráulico - Porosidad del acuífero - Fronteras del acuífero	- Facil y barato para aplicar - Cantidad de cierta información local	- Basado en suposiciones física simples	La transmisividad del acuífero y caudal de bombeo son conocidos y puede estimarse un gradiente hidráulico uniforme; puede no ser apropiado para acuíferos en medios fracturados
Mapeo hidro-geológico	Mapeo de la zona de captura a partir de configuraciones del nivel de aguas subterránea medido y características geomorfológicas, topograficas, e hidrológicas	- Dirección de flujo de agua subterránea igual que la pendiente topográfica - Flujo horizontal	- Fronteras del acuífero - Configuraciones del nivel de agua (o configuración de la topografía) - Geología - Calidad del agua	- Cantidad de cierta información local - Fisicamente fundamentado	- Moderadamente caro para aplicar - Requiere de mayor Cantidad de datos	Puede ser especialmente util para acuíferos no confinados, someros, manantiales, y pozos en acuíferos en medios fracturados y carsticos
Modelacion numerica	Delinear la zona de captura usando modelos de flujo numericos, incorporando información hidrogeológica actual	- Depende del modelo	- Fronteras del acuífero - Geología - Elevación del nivel del agua - Transmisividad del acuífero - Conductividad hidráulica de acuitardos - Conocimiento de las condiciones de frontera	- Cantidad de cierta información local - Fisicamente fundamentado - Capacidad predictiva	- Moderadamente caro para aplicar - Requiere de mayor Cantidad de datos	Donde las condiciones hidrogeológicas y del agua subterránea no pueden ser representadas adecuadamente por modelos analíticos simples (Acuíferos intercalados o hidrogeológicamente complejos y acuíferos vulnerables)

Tabla III.9.1 Métodos para delinear la zona de captura de un pozo (Datos tomados de la publicación Step 2, British Columbia, 2004).

III.10 Caracterización hidrogeoquímica.

Con el propósito de conocer la distribución de la calidad del agua subterránea, se realizó un muestreo y su correspondiente análisis en laboratorio.

Los pozos muestreados y los parámetros analizados se muestran en la **Tabla III.10.1** y su ubicación se observa en la **Figura III.10.1**.

Se determinaron en campo parámetros físicoquímicos tales como: Temperatura (°C), potencial de hidrógeno y conductividad eléctrica (microSiemens/cm).

PARAMETRO	UNIDAD	PO 14	PO 16	PO 3	POZO 2	POZO 3	POZO 5	PO 8	PO 8A	PO 5	PO 3A	MAR	PO 7	AGUA
CALCIO Ca 2+	mg/L	452.11	1101.24	935.64	384.56	958.11	477.32	1214.45	330.15	486.13	465.90	376.48	465.26	1.09
MAGNESIO Mg 2+	mg/L	636.19	1466.04	1457.70	493.35	1426.81	677.34	1740.89	448.26	1043.46	622.00	1306.24	631.05	0.31
SODIO Na+	mg/L	548.95	1948.26	2301.02	615.37	1544.75	752.71	3845.58	884.80	6090.42	1474.00	11259.04	896.91	1.41
POTASIO K+	mg/L	65.54	15.96	35.82	17.37	12.32	18.66	15.73	34.78	226.44	17.50	381.68	14.49	0.28
BICARBONATOS HCO3-	mg/L	313.00	399.00	330.00	316.00	373.00	299.00	613.00	573.00	509.00	495.00	131.00	323.00	7.07
CLORUROS Cl-	mg/L	3183.00	8574.00	8966.00	2742.00	7594.00	3560.00	12348.00	2693.00	11993.51	4196.20	19991.30	3546.55	1.25
SULFATOS SO4=	mg/L	352.69	875.02	821.44	299.11	728.81	404.03	803.59	383.94	1642.89	611.62	2866.12	455.37	0.00
NITRATOS NO3-	mg/L	9.76	2.61	0.92	1.79	1.53	0.32	3.69	2.01	0.77	25.61	0.88	1.26	0.00
ALCALINIDAD A LA F	mg/L CaCO3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ALCALINIDAD AL AM	mg/L CaCO3	256.60	327.10	270.50	259.02	305.74		502.50	469.70	417.21	405.74	107.40	264.70	5.80
ALCALINIDAD TOTAL	mg/L CaCO3	256.60	327.10	270.50	259.02	305.74		502.50	469.70	417.21	405.74	107.40	264.70	5.80
CADMIO Cd2+	mg/L	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	0.00	0.02	0.00	0.02	0.00	0.04	0.00	0.00
CARBONATOS CO3=	mg/L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
COBRE Cu2+	mg/L	0.33	0.04	0.24	0.17	0.03	0.11	0.04	0.22	0.26	0.44	0.17	0.17	0.03
CONDUCTIVIDAD ELECTRICA (LAB)	µS/cm	9110	21660	22190	8070	19700		30500	8450	31450	12680	49000	9830	3
FIERRO Fe2+	mg/L	9.88	1.59	67.20	0.56	4.16	16.30	9.32	10.54	36.50	12.11	0.50	5.72	0.05
MANGANESO Mn2+	mg/L	1.24	9.21	3.53	2.89	12.54	1.63	4.89	1.15	1.51	0.11	0.03	0.63	0.00
COLOR	UC-Pl-Co	28.00	15.00	41.00	3.00	25.00		8.00	7.00	20.00	6.00	10.00	36.00	1.00
DEMANDA QUIMICA DE OXIGENO	mg/L	171.00	800.00	552.00	108.00	695.00	315.00	660.00	168.00	1152.00	174.00	1300.00	222.00	6.00
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO3	3312.18	7695.63	7367.76	2597.52	7573.10	3749.79	9518.80	2866.75	5393.65	3718.84	6065.35	3735.64	4.64
FENOLES	mg/L	0.08	2.70	0.82	0.02	0.09	0.10	0.68	0.12	0.42	0.00	0.07	0.45	0.00
FLUORUROS F-	mg/L	0.88	1.15	1.16	0.84	1.08		1.09	0.87	1.55	1.02	2.80	0.88	0.00
MATERIA ORGANICA	mg/L	15.48	27.23	25.93	411.00	16.04	2.76	29.10	19.21	31.81	7.84	14.92	19.96	0.00
ORTOFOSFATOS PO4 3-	mg/L	0.00	0.00	0.00	0.06	0.03		0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PLOMO Pb 2+	mg/L	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
POTENCIAL HIDROGENO (LAB)		7.00	6.92	6.94	7.27	6.67		6.85	7.20	6.97	7.14	7.73	7.00	6.76
SILICE TOTAL SiO2	mg/L	40.90	34.60	76.80	36.60	35.80		36.50	84.60	74.60	53.30	2.80	16.50	0.00
SOLIDOS SUSPENDIDOS FIJOS	mg/L	404.00	16.60	877.30	374.00	28.60		420.00	543.80	911.20	140.60	68.40	103.00	0.50
SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	mg/L	444.80	25.00	966.70	420.00	38.40		458.80	593.80	1007.20	152.50	81.00	134.20	1.80
SOLIDOS SUSPENDIDOS VOLATILES	mg/L	40.80	8.40	89.40	46.00	9.80		38.80	50.00	96.00	11.90	12.60	31.20	1.30
SOLIDOS TOTALES	mg/L	5691.98	13682.46	15180.16	4968.41	12198.48	6391.59	20322.75	5864.95	22664.70	7927.90	35820.00		
SOLIDOS TOTALES DISUELTOS	mg/L	5247.20	13657.46	14213.46	4548.41	12160.08	5971.59	19863.95	5271.15	21657.50	7775.40	35739.03		
TEMPERATURA (LAB)	°C	25.80	25.70	25.80	25.70	25.50	25.50	25.50	25.80	24.90	25.70	25.60	25.60	
TURBIEDAD	NTU	400.00	17.00	380.00	13.00	43.00		360.00	440.00	1040.00	220.00	3.90	28.00	2.20
ZINC Zn 2+	mg/L	0.32	0.07	0.29	0.17	0.06	0.34	0.07	0.25	0.00	0.37	0.10	0.19	0.03

Tabla III.10.1 Relación de pozos con muestreo de agua subterránea y resultados de los parámetros analizados.

Para el muestreo se utilizó una botella muestreadora de metal con capacidad de 1 litro soportada por un cable de acero. La muestra extraída se manejó en envases de plástico de 1 litro y tapa con teflón. Se utilizó una hielera para conservación de las muestras a temperatura de 4 °C. Para llevar un control sobre el manejo de la muestra se llenó una cadena de custodia. Posteriormente fueron enviadas para análisis al Laboratorio.

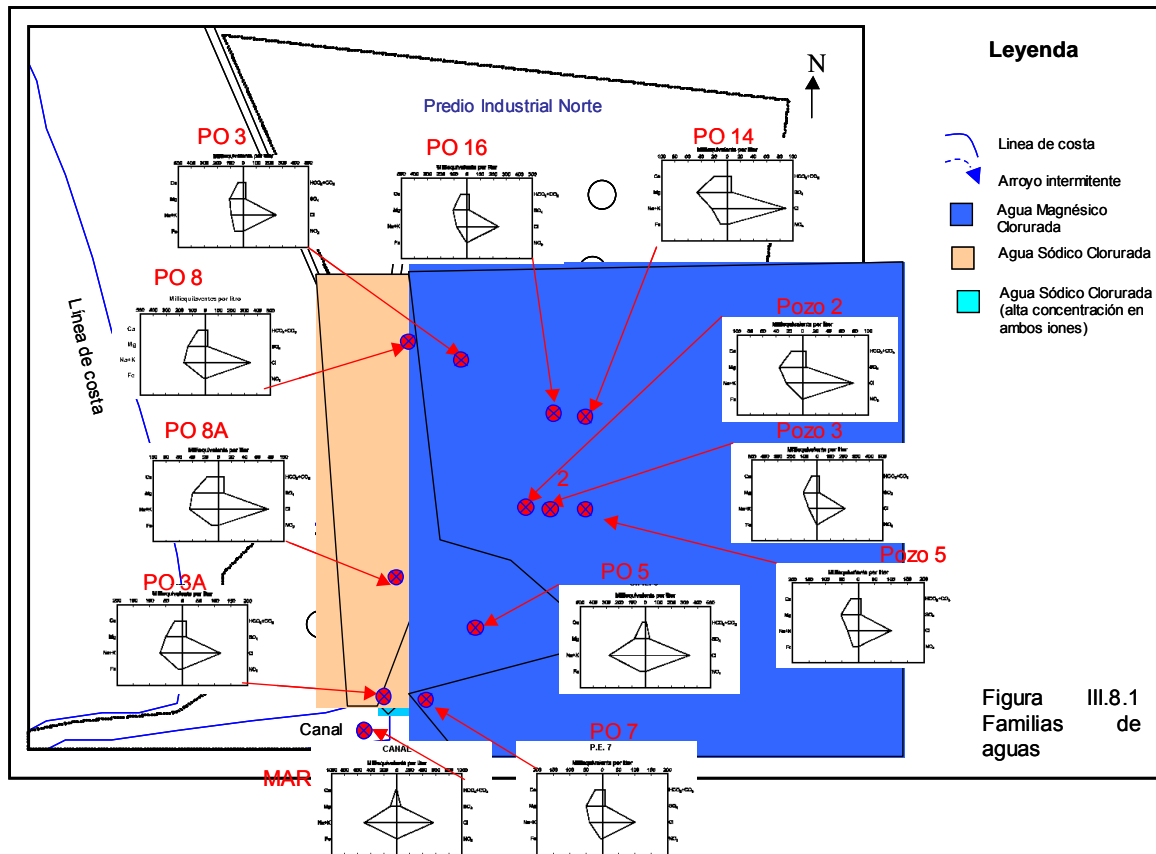


Figura III.8.1
Familias de
aguas

Figura III.10.1 Diagramas de Stiff y familias de agua.

Los resultados obtenidos se expresan en general en miligramos por litro (mg/l), con excepción de la Conductividad Eléctrica, color, pH, Temperatura y Turbiedad.

Con el fin de conocer el equilibrio entre aniones y cationes analizados, se realizó la transformación, a unidades de miliequivalentes por litro (datos azul y amarillo, **Tabla III.10.1**), para los siguientes aniones y cationes: Calcio, Magnesio, Sodio, Potasio, Bicarbonatos, Cloruros, Sulfatos, Nitratos, para lo cual se empleó la siguiente formula:

$$mEq = \frac{mg / l \times valencia}{pesoatómico}$$

Posteriormente se calculó el porcentaje de diferencia entre los cationes y los aniones mediante la siguiente formula:

$$Diferenciaen\% = \frac{\sum cationes - \sum aniones}{\sum cationes + \sum aniones}$$

Los porcentajes obtenidos varían entre 0.2 y 1.4 %, por lo que se consideraron aceptables de acuerdo con los criterios de los Métodos Normalizados (**APHA, 1992**).

Utilizando los iones principales en unidades de miliequivalentes por litro se elaboraron los diagramas poligonales de Stiff, los cuales consisten en ejes horizontales que están separados por una línea vertical central. A la izquierda de la línea vertical se colocaron las concentraciones del Sodio, Potasio, Calcio, Magnesio y Hierro (cationes), mientras que a la derecha se colocaron las concentraciones de Cloruros, Sulfatos, Bicarbonatos y Carbonatos (aniones) cada uno sobre un eje. Para la elaboración de estos diagramas se empleó el software Aquachem de la empresa Waterloo Hydrogeologic.

Posteriormente se ubicaron estos diagramas en un plano base, y los resultados muestran lo siguiente:

- El diagrama de agua de “Mar” es muy similar a la del PO 5 por lo que se establece una fuerte relación iónica entre ambos puntos, dando la idea de una zona con influencia de agua marina.
- Igualmente entre los pozos PO 8, PO 8A y PO 3A, se observa una similitud en sus diagramas, y presentan una alineación norte sur y más próximos a la línea de costa donde la influencia del agua marina puede ser más importante.
- Finalmente se localiza una tercera área comprendida entre los pozos Pozo 2, Pozo 3, Pozo 5, PO 14, PO 7, PO 16 y PO 3. Todos ellos presentan un comportamiento similar en las concentraciones de iones principales y se localizan hacia la zona de agua salobre un poco más lejana a la zona de costa donde la entrada de agua de mar disminuye.

El análisis mediante el Diagrama de Piper (**Gráfica III.10.1**) muestra que existen dos familias de aguas predominantes (**Tabla III.10.2**):

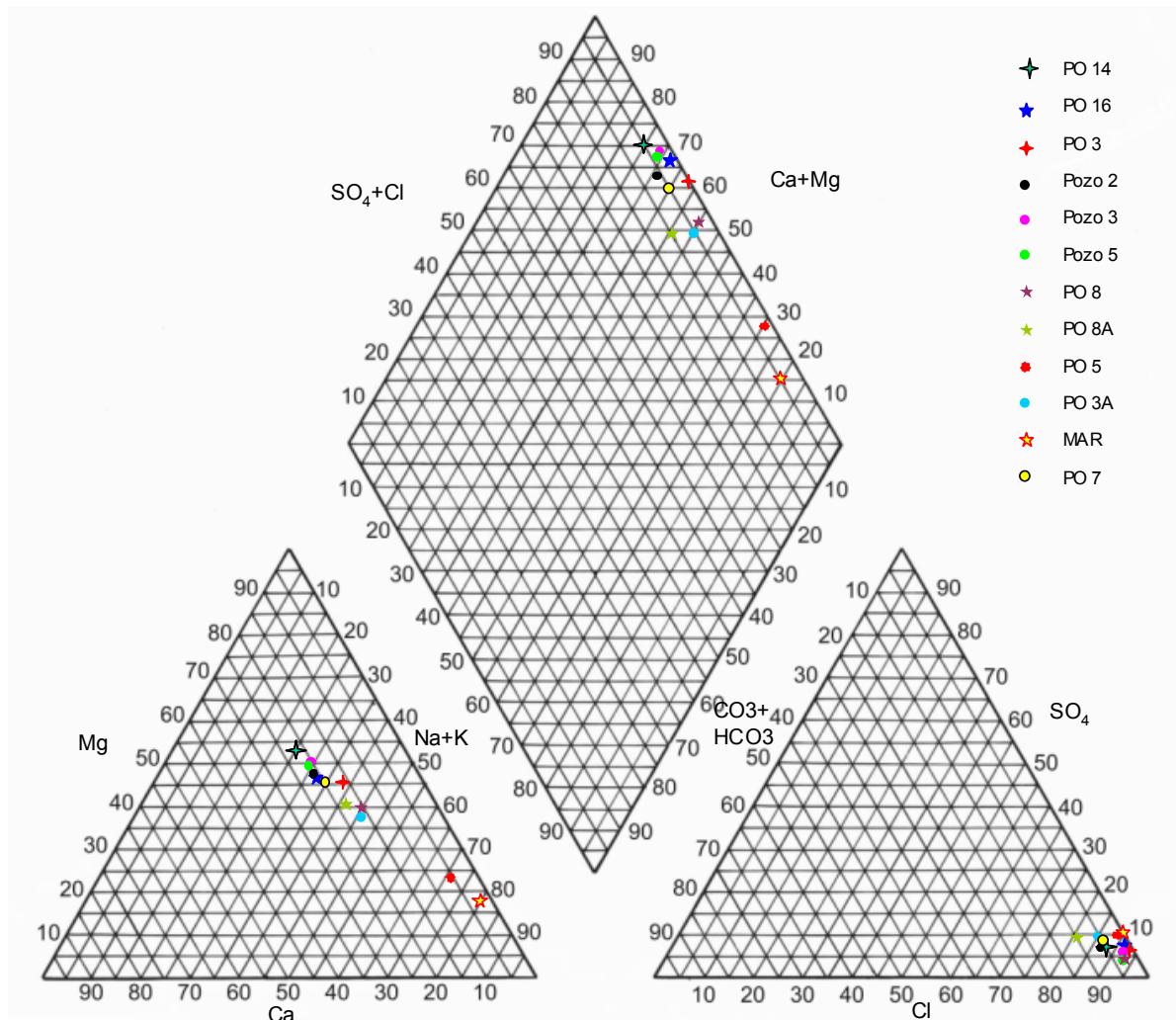
FAMILIA DE AGUA	POZOS
Magnésico Clorada	PO 3, PO 16, PO 14, Pozo 2, Pozo 3, Pozo 5 y PO 7, PO 8, PO 8A, PO 3 ^a
Sódico Cloratada	PO 5, Mar

Tabla III.10.2 Familias de agua

El límite entre ambas familias de agua se presenta como una línea de rumbo sur-norte desde el pozo PO 7 hasta los pozos PO 8. Esta línea es paralela a la línea de costa y así mismo coincide con la caracterización de zonas observada al analizar los diagramas de Stiff. Es decir que nos puede estar representando la línea de interfase entre el agua salada del mar y el agua salobre. Por otra parte se destaca la similitud entre los resultados del PO 5 y la muestra del Agua de Mar.

Si consideramos una línea que uniera los pozos PO 14, PO 16, PO 3 Y PO 8, se observa un paulatino incremento en las concentraciones de Sodio y Potasio y una disminución de Calcio y magnesio. Cabe resaltar que esta línea se ubica en el sentido perpendicular a la línea de costa, por lo que se pudiera pensar en un proceso de avance de la intrusión marina.

El agua de mar por lo regular presenta una relación iónica $r \text{ Mg} / r \text{ Ca}$, mayor a 5 (Custodio, 1986), y como se observa en la **Tabla III.10.3**, esto se cumple para el agua de mar con un valor de 5.7. Además se observa una coincidencia entre el incremento en dicha relación y las concentraciones de Cloruros lo cual puede confirmar el avance de intrusión marina.



Gráfica III.10.1 Diagramas de Piper

POZO	Cloruros (meq/l)	Mg/Ca (meq/l)
POZO 2	77,34	2,1
PO 16	241,84	2,2
PO 3A	118,36	2,2
PO 7	100,04	2,2
PO 8A	75,96	2,2
PO 14	89,78	2,3
POZO 5	100,41	2,3
PO 8	348,29	2,4
POZO 3	214,20	2,5
PO 3	252,90	2,6
PO 5	338,29	3,5
MAR	563,88	5,7

Tabla III.10.3 Relaciones iónicas de muestras de agua analizadas.

Por el contenido de Sólidos Totales Disueltos expresados en mg/l según **Davis y De Wiest (1967)** se encontraron dos tipos de agua (**Tabla III.10.4**):

CLASIFICACIÓN	CONCENTRACIÓN DE S.T.D. mg/l	POZOS
Agua Salobre	5247, 5971, 4548, 5271 y 7775, respectivamente	PO 14, Pozo 5, Pozo 2, PO 8A y PO 3 ^a
Agua Salina	19863, 14213, 13657, 12160, 21657 y 35739 respectivamente	PO 8, PO 3, PO 16, Pozo 3, PO 5, Mar

Tabla III.10.4 Clasificación de tipos de agua de acuerdo a los STD.

Mientras que para la United States Geological Survey (USGS), algunas se clasificarían como moderadamente salina para los valores entre 3000 y 10000 mg/L y otras como muy saladas >10 000 a 35 000 mg/L, para los sólidos totales disueltos (**Palmer, 1992**).

En cuanto a la dureza del agua, basada en la concentración de CaCO₃ (mg/L) se puede clasificar como un agua muy dura con valores entre 2597 y 9518, los cuales son muy superiores a los 180 mg/l considerados por la USGS.

En general se puede concluir lo siguiente:

Los diferentes tipos de agua nos indican la existencia de una zona de interfase entre el agua de mar y el agua salobre tierra adentro de la línea de costa para el acuífero que se encuentra en el subsuelo.

La calidad del agua se considera mala para uso potable, e inclusive para usos agrícolas podría llevar a procesos de salinización de suelos. Es por esta razón que el riesgo de consumo o uso de esta agua es bajo.

Las concentraciones de algunos parámetros aumentan, a partir del arroyo intermitente que cruza entre ambas industrias, en dirección al noroeste y hacia el sur, funcionando el arroyo como límite con las más bajas concentraciones. Esto representa un aporte de agua con menor tiempo de permanencia en el subsuelo que se recarga a partir del cauce, sin embargo dada la escasa precipitación de la zona esto debe ser de poca cuantía.

III.11 Profundidad y elevación del nivel estático.

Con el fin de conocer el comportamiento del flujo del agua subterránea, se realizaron mediciones del nivel estático en los pozos que existían en la zona.

Durante las mediciones se detectó la presencia de LNAPL en fase libre en algunos pozos por lo que se utilizó una sonda de interfase que permite detectar tanto el nivel del agua y como el de producto libre.

Una vez medidos los niveles fue necesario realizar un cálculo que permitiera corregir el valor de la carga hidráulica y el espesor real de LNAPL en los pozos de monitoreo.

Este cálculo se basa en que los LNAPL's pueden deprimir hidrostáticamente la franja capilar y el nivel del agua subterránea, cuando llegan a estos. Las correcciones de los espesores medidos de LNAPL y la elevación del nivel estático, ha sido tratado por varios autores (EPA-510-R-96-001), y se pueden agrupar en las siguientes aproximaciones:

- Correlación basada en la densidad del hidrocarburo líquido.
- Correlación basada en las propiedades del medio geológico.
- Correlación basada en la altura de la franja de agua capilar y
- Modelos basados en presión capilar idealizada relacionada para medios porosos homogéneos.

Para el presente estudio se empleó la fórmula descrita en la **Figura III.11.1**, y que se basa en una corrección basada en la densidad del hidrocarburo líquido (**Tomado de EPA-510-R-96-001**):

Para aplicar la fórmula se requiere conocer la densidad del agua y la del hidrocarburo en fase libre, para ello se aplicaron los siguientes criterios:

La densidad del agua dulce puede ser de 0.997 gr/cm³ y del agua salada puede llegar a 1.027 gr/cm³, y ambos valores pueden variar de acuerdo con la temperatura, la salinidad y la presión del agua.

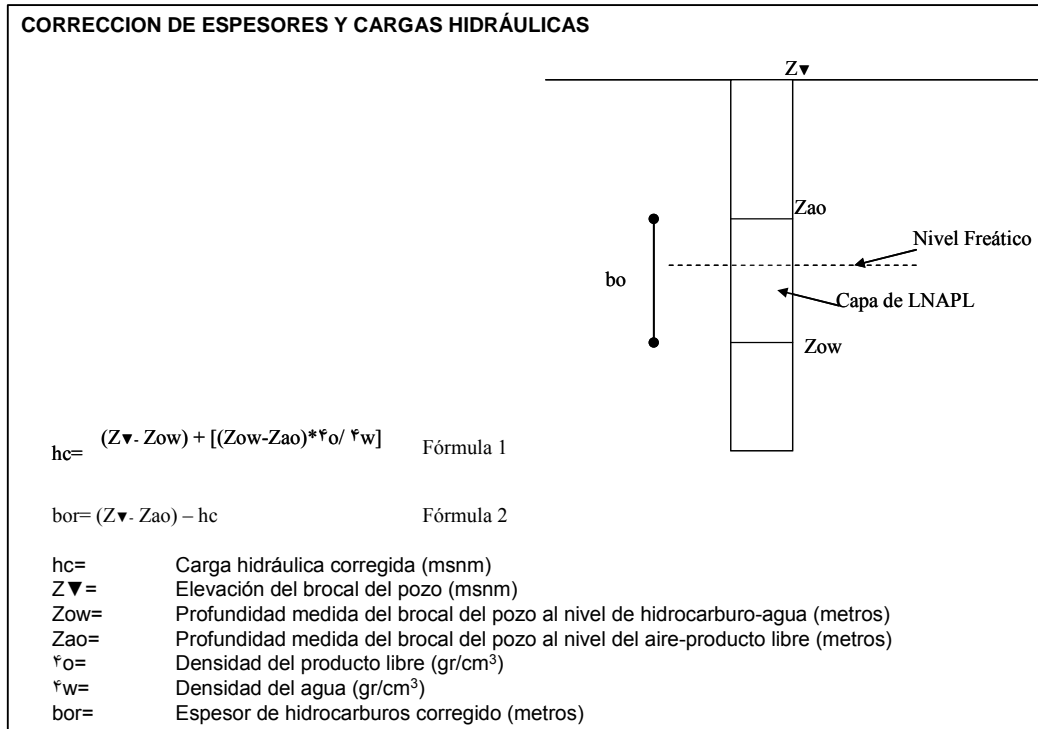


Figura III.11.1 Fórmulas para corrección de cargas hidráulicas y espesores de LNAPL en fase libre (Tomado de EPA-510-R-96-001).

Algunos programas se encuentran disponibles en Internet y permiten calcular la densidad del agua, cuando se conoce la temperatura y la concentración de sólidos totales disueltos (**GSG Network**).

Otra fórmula para estimar la densidad del agua se expresa en la siguiente ecuación:

$$\ell = \frac{(1000 - v) * D + \frac{TDS}{1000}}{1000}$$

ℓ = densidad del agua

v = volumen molar = sum ($n_1 * v_1 + n_2 * v_2 + \dots + n_i * v_i$)

n_i = concentración en mol / litro del ion "i"

v_i = volumen molar parcial a 25 °C

D = densidad del agua (1.0 gr/cm³)

TDS = Concentración de sólidos totales disueltos

Que se basa en la siguiente relación:

$$\begin{aligned}
 \text{Mass of water} &= \text{volume of water} * \text{density of water (D)} \\
 &= (1000 - v) * 1 \text{ g} \\
 \text{Mass of solids} &= \text{TDS(mg/l)/1000 g} \\
 \text{Mass of water + mass of solids} \\
 &= (1000 - v) + \frac{\text{TDS}}{1000} \\
 \text{Density} &= \frac{\text{mass}}{\text{volume}} \\
 &= \frac{(1000 - v) * D + \frac{\text{TDS}}{1000}}{1000}
 \end{aligned}$$

Figura III.11.2 Formula para calcular la densidad del agua libre (Hounslow, Arthur 1995).

Con respecto a los valores de densidad de los LNAPL fueron tomados de análisis de laboratorio realizados a muestras de producto libre recuperado en los pozos (ver inciso III.11), por lo que se tomó el valor de 0.834 gr/cm³, el cual se correlaciona con gasolinas.

De esta manera, se aplico la formula para las mediciones realizadas en dos fechas: el 22 de diciembre de 1997 y el 18 de julio del 2005, las cuales corresponden al inicio y el final del estudio.

Profundidad del nivel estático (22 diciembre 1997).

Los pozos que presentaron LNAPL en fase libre fueron el PO 4, PO 5, PO 8 y PO 36 (Tabla III.11.1), a estos se les aplico la formula, mientras que al resto no lo requirieron.

Los valores empleados para elaborar esta configuración corresponden a los presentados en la Columna 8, profundidad del nivel estático compensado.

Pozo	Elev brocal (msnm)	Prof. Nivel Producto Medido (m)	Prof. Nivel Estático Medido (m)	Elev. Nivel Producto medido (msnm)	Elev. Nivel Estático medido (msnm)	Espesor de Producto libre medido (msnm)	Prof. Nivel Estático compensado (m)	Elev. Nivel Producto compensado (msnm)	Elev. Nivel Estático compensado (msnm)	Espesor de producto libre compensado (m)
PO 2	6,170	5,750	5,750	0,420	0,420	0,000	5,750	0,420	0,420	0,000
PO 4	6,277	5,600	6,030	0,677	0,247	0,430	5,675	0,677	0,602	0,075
PO 8A	15,263	14,342	14,342	0,921	0,921	0,000	14,342	0,921	0,921	0,000
PTC-01	17,721	16,073	16,073	1,648	1,648	0,000	16,073	1,648	1,648	0,000
PCF-01	19,414	16,734	16,734	2,680	2,680	0,000	16,734	2,680	2,680	0,000
PO 3B	16,614	15,240	15,240	1,374	1,374	0,000	15,240	1,374	1,374	0,000
PO 5	14,175	12,760	13,020	1,415	1,155	0,260	12,805	1,415	1,370	0,045
Pozo 5	15,990	14,530	14,530	1,460	1,460	0,000	14,530	1,460	1,460	0,000
PO 8	15,867	14,540	16,130	1,327	-0,263	1,590	14,817	1,327	1,050	0,277
PO 36	19,011	17,460	18,640	1,551	0,371	1,180	17,666	1,551	1,345	0,206
PO 28	20,541	18,725	18,725	1,816	1,816	0,000	18,725	1,816	1,816	0,000

Densidad LNAPL (gr/cm ³)	Densidad Agua
0,834	1,010

Tabla III.11.1 Mediciones y correcciones piezométricas (22 diciembre 1997).

Los niveles medidos indican que las mayores profundidades se encontraban hacia el oriente de ambas industrias, con valores entre 16 y 18 metros, lo cual coincide con las zonas topográficamente más altas (**Figura III.11.3**).

Estas profundidades disminuían progresivamente hacia el poniente con dirección a la línea de costa, igualmente afectadas por el relieve del terreno. Los pozos con niveles más someros se localizaron a escasos metros del Canal, con profundidades de 5.5 metros.

Específicamente en la zona donde se construyó la batería de pozos, se localizó el nivel a una profundidad de 14.5 metros.

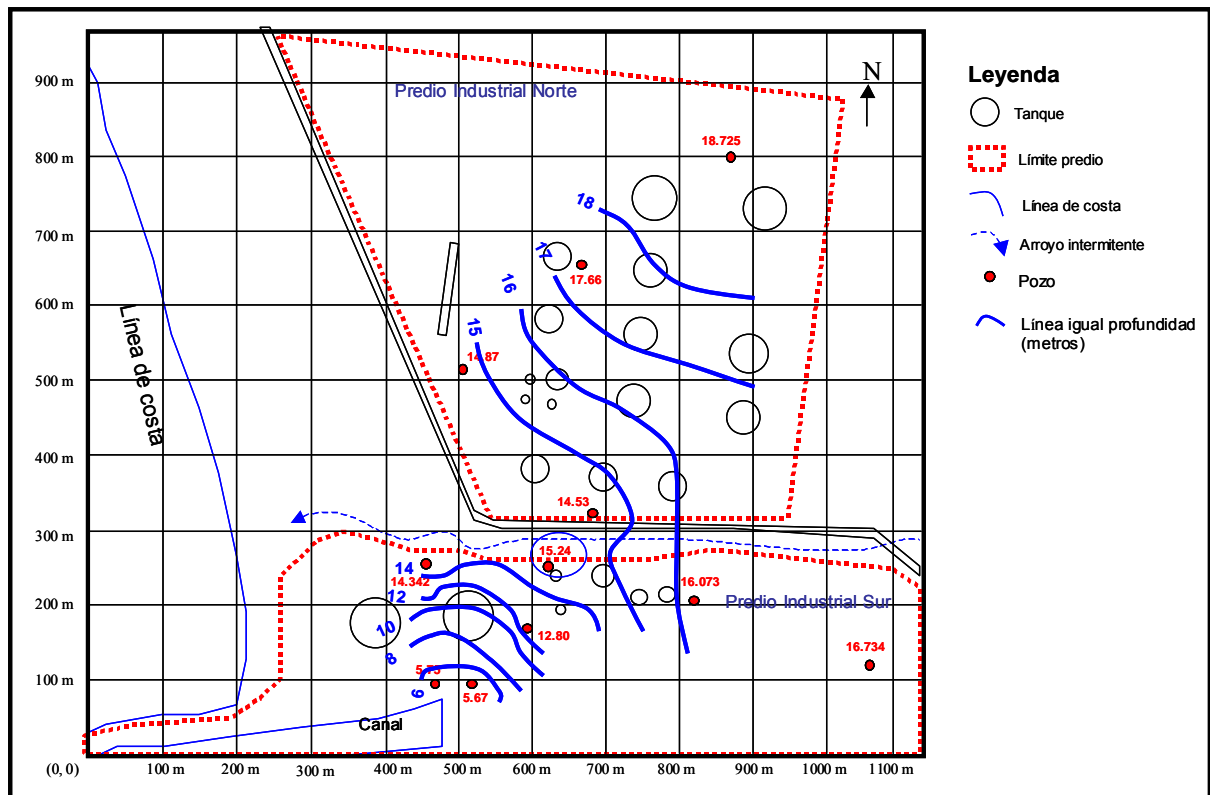


Figura III.11.3 Configuración de la profundidad del nivel estático (22 de diciembre 1997).

Profundidad del nivel estático (18 julio 2005).

Las mediciones realizadas indicaron la presencia de LNAPL en fase libre solamente en dos pozos el PO 8 y PO 36 (**Tabla III.11.2**), a estos se les aplicó la fórmula, mientras que al resto no lo requirieron. De igual manera se emplearon los valores de la columna 8, profundidad del nivel estático compensado.

Pozo	Corrección	Prof. Nivel Producto Medio	Prof. Nivel Estático Medio	Corr. Nivel Producto medio	Corr. Nivel Estático medio	Espesor de Producto Medio	Prof. Nivel Estático corregido	Corr. Nivel Producto corregido	Corr. Nivel Estático corregido	Espesor de producto Medio corregido
PO2	0.00	6.66	6.66	0.00	0.00	0.00	6.66	0.00	0.00	0.00
PO4	0.00	6.66	6.66	0.00	0.00	0.00	6.66	0.00	0.00	0.00
PO8A	16.26	14.26	14.26	1.00	1.00	0.00	14.26	1.00	1.00	0.00
PTC-01	17.71	16.70	16.70	2.01	2.01	0.00	16.70	2.01	2.01	0.00
PCF-01	16.44	16.26	16.26	3.19	3.19	0.00	16.26	3.19	3.19	0.00
PO3B	16.04	14.66	14.66	1.60	1.60	0.00	14.66	1.60	1.60	0.00
PO6	14.12	12.26	12.26	1.99	1.99	0.00	12.26	1.99	1.99	0.00
PO2D1	16.79	14.26	14.26	1.69	1.69	0.00	14.26	1.69	1.69	0.00
PO2D3	16.15	14.26	14.26	1.69	1.69	0.00	14.26	1.69	1.69	0.00
Pozo 6	16.60	14.26	14.26	1.78	1.78	0.00	14.26	1.78	1.78	0.00
PO9	16.67	14.26	16.10	1.66	0.77	0.66	14.69	1.66	1.39	0.14
PO2B	16.01	17.60	17.60	1.71	1.71	0.00	17.60	1.71	1.71	0.00
PO3B	20.64	17.44	17.44	3.17	3.17	0.00	17.44	3.17	3.17	0.00

Coordenada UNCL	Coordenada AMU
0.694	1.016

Tabla III.11.2 Mediciones y correcciones piezométricas (18 julio 2005).

La configuración de la profundidad del nivel estático, muestra que se mantienen las mayores profundidades hacia el oriente de ambas industrias, con valores entre 16 y 17 metros, sin embargo se percibe que en esta zona los niveles se encontraban aproximadamente 1 metro menos profundos, con respecto a los observados en diciembre de 1997, lo cual se pudiera asociar a una recarga o flujo de agua subterránea proveniente de la zona este-noreste con dirección hacia la línea de costa (Figura III.11.4).

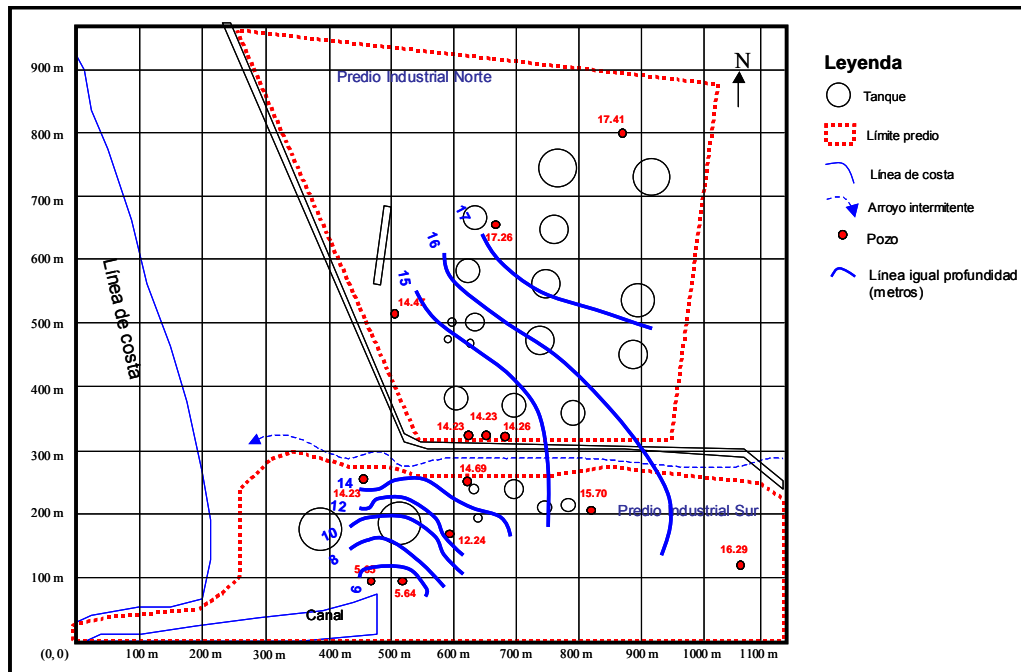


Figura III.11.4 Configuración de la profundidad del nivel estático (18 de julio 2005).

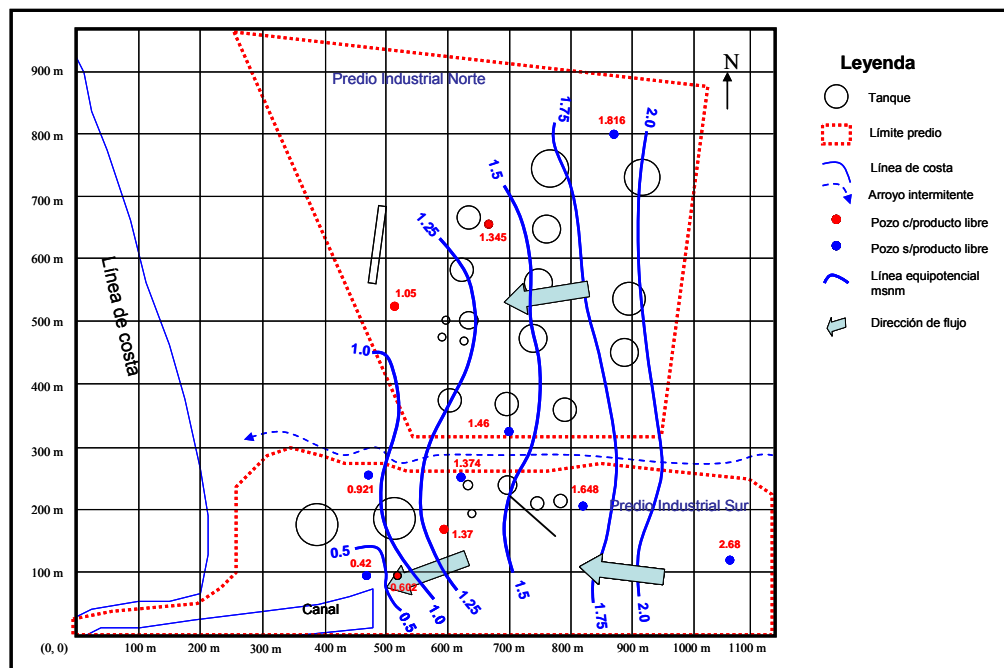
A partir de la curva de 16 metros de profundidad se observa un comportamiento similar que el de diciembre de 1997, donde las profundidades disminuían progresivamente hacia el poniente con dirección a la línea de costa. Los pozos con niveles más someros nuevamente se localizaron cerca del Canal, con profundidades de 5.5 metros.

En la zona donde se construyó la batería de pozos, se localizó el nivel a una profundidad de 14.25 metros, el cual es 0.25 metros menor que el medido en diciembre de 1997. Esto puede asociarse a la reducción del espesor de LNAPL en fase libre y una recuperación del nivel estático a su nivel real, como en el pozo PO 5 que tenía un espesor de 0.26 metros (dic 1997) y de 0.0 metros (julio 2005). Esto se confirmó con las mediciones frecuentes del nivel estático en los 5 pozos de la barrera sur y que se detallará a mayor detalle en el inciso IV.5.

Elevación del nivel estático (22 diciembre 1997).

Los valores empleados para elaborar esta configuración corresponden a los presentados en la Columna 10, elevación del nivel estático compensado (**Tabla III.11.1**).

La configuración muestra que existe un flujo de agua subterránea con dirección oriente – poniente. La mayor elevación fue de 2.7 metros sobre el nivel del mar y decrecía hacia la línea de costa con un gradiente de 2.5 al millar (**Figura III.11.5**).



Las líneas equipotenciales eran relativamente paralelas a la línea de costa y perpendiculares a la orientación del arroyo que cruza por la zona de estudio.

En las proximidades del Canal, la elevación del nivel estático fue de 0.5 metros sobre el nivel del mar.

Específicamente en la zona donde se construyó la batería de pozos, se localizó el nivel a una elevación de 1.4 metros.

Elevación del nivel estático (18 de julio de 2005).

Los valores empleados para elaborar esta configuración corresponden a los presentados en la Columna 10, elevación del nivel estático compensado (Tabla III.11.2). Como se mencionó se aplicó la corrección de la carga hidráulica a los pozos que presentaron LNAPL en fase libre.

La configuración muestra que se mantiene el flujo de agua subterránea con dirección oriente – poniente, donde la mayor elevación fue de 3.2 metros sobre el nivel del mar y decrecía hacia la línea de costa con un gradiente de 4.5 al millar, el cual es casi el doble del observado en diciembre de 1997 (Figura III.11.5).

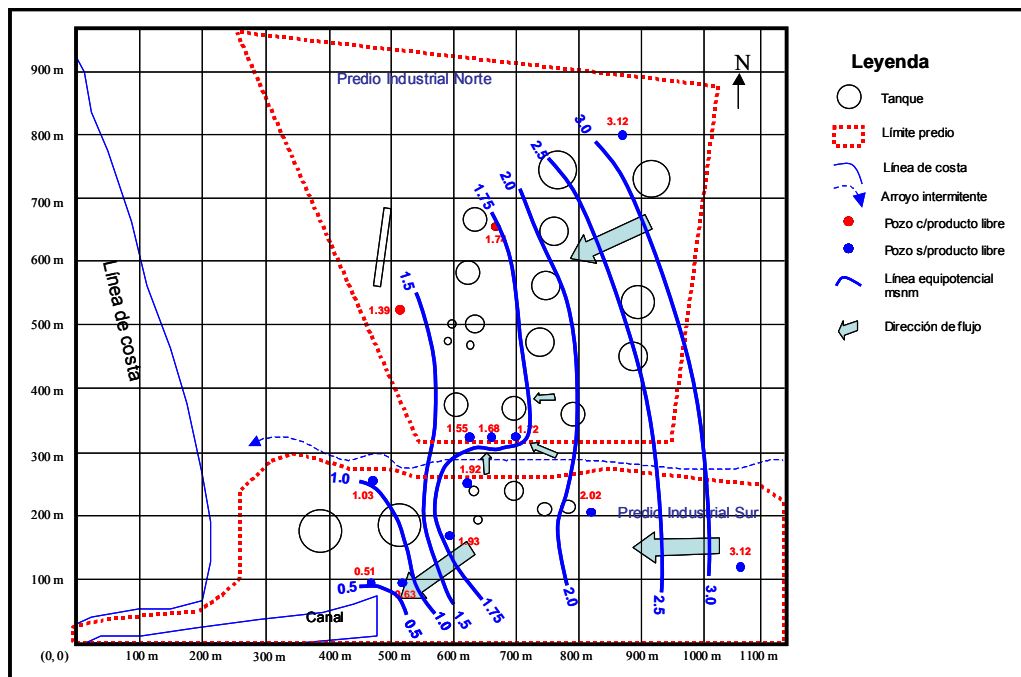


Figura III.11.6 Configuración de la elevación del nivel estático (18 julio 2005).

Las líneas equipotenciales se mantenían relativamente paralelas a la línea de costa y perpendiculares a la orientación del arroyo que cruza por la zona de estudio.

En las proximidades del Canal, la elevación del nivel estático fue de 0.5 metros sobre el nivel del mar.

Sin embargo, una diferencia significativa se observa donde se ubicó la batería de pozos, ya que la equipotencial 1.75 msnm, se deforma en este punto de tal manera que cambia

la dirección de flujo en dirección casi norte-sur y hace converger el flujo en dicha zona. Lo cual puede ser un efecto asociado a la extracción del LNAPL en fase libre y los consecuentes abatimientos de niveles a nivel local.

III.12 Muestreo y análisis de LNAPL en fase libre

Con el fin de identificar que tipo de productos componían la fase libre de LNAPL localizada en los pozos, se realizaron muestreos y sus respectivos análisis por el método de destilación.

Las muestras fueron obtenidas en los pozos 2, 3, 4 y 5, con muestreadores tipo bayler. Aproximadamente se recuperó un litro de producto libre (**Fotografía III.12.1**).



Fotografía III.12.1 Muestreo de LNAPL en pozos para su posterior análisis.

Estas muestras fueron enviadas al laboratorio, para su análisis por el método de destilación el cual es uno de los parámetros que miden que tan volátil es una gasolina.

El método de análisis consiste en colocar un volumen preestablecido de producto (100 ml), aplicarle calor (por medio de una resistencia eléctrica o mechero), los vapores generados se condensan y el condensado obtenido se mide y registra la temperatura a la cual se alcanzó cada volumen condensado.

Para lograr tal objetivo, se registra la temperatura a la que cae la primera gota del producto, la alcanzada para recolectar el 10% del volumen, la del 50%, la del 90%, así como cuando deja de obtenerse destilado. Otra variable adicional medida es el volumen de producto que no se destiló y se conoce como residuo de la destilación (**Figura III.12.1**)

Esta curva de puntos de ebullición versus volúmenes destilados se conoce dentro de la industria del petróleo como la curva de punto de ebullición de una gasolina y está dividida en tres partes: volatilidad inicial, intermedia y final.

El punto final de ebullición del carburante, muestra la presencia de componentes pesados en el mismo que ocasionan la reducción del octanaje. La limitación de este punto evita que se incluya en la formulación de energético hidrocarburos que son componentes de los combustibles para turbinas de avión conocido como Turbosina (Jet Fuel).

El residuo de la destilación mide la presencia de los componentes pesados en la gasolina.

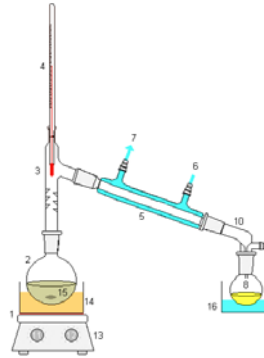


Figura III.12.1 Diagrama esquemático del método de análisis por destilación.

Se realizaron entre 1 y 7 análisis en cada pozo en diferentes fechas para evaluar si existían variaciones con respecto al tiempo. El Pozo 2 cuenta con 5 análisis, el Pozo 3 con 7 análisis, el Pozo 4 con 4 análisis y el Pozo 5 con 1 análisis. Estos fueron realizados mensualmente en un lapso de aproximadamente 6 meses.

En las tablas III.12.1 a la III.12.4, se capturaron los valores de la temperatura que se alcanzó y el porcentaje de condensado. Por ejemplo el Pozo 2, en el análisis del 24/01/98 muestra que a una temperatura inicial de 73 oC logró la acumulación del 5 % de producto condensado, mientras que a una temperatura de 234 oC se acumuló el 95 de condensado.

Además para cada pozo se calculó un promedio de los volúmenes condensados y que fueron medidos en cada análisis.

También se realizaron los análisis de 2 muestras características de los combustibles Magna Sin y Diesel, con el fin de compararlos como referencias, ya que son los mas comunes de uso en México.

Los resultados se observan en las tablas siguientes:

		POZO 2						
	Magna Sin	Diesel	24/01/1998	28/02/1998	23/03/1998	07/04/1998	17/04/1998	Promedio
TIE	37	183	55	53	46	54	60	54
5	53	199	73	71	65	73	78	72
10	60	209	82	79	77	81	87	81
20	70	225	93	92	88	92	98	93
30	80	238	105	104	98	103	107	103
40	91	252	115	116	110	114	117	114
50	104	265	128	130	125	127	130	128
60	111	280	143	143	160	141	143	146
70	131	295	158	157	169	156	155	159
80	148	312	176	175	199	173	172	179
90	168	335	204	203	228	200	199	207
95	187	353	234	235	237	230	230	233
TFE	206	363	277	269	253	268	266	267

Tabla III.12.1 Resultados de los análisis por destilación de LNAPL en el pozo 2.

		POZO 3									
	Magna Sin	Diesel	25/11/1997	02/01/1998	24/01/1998	07/02/1998	28/02/1998	20/03/1998	07/04/1998	PROMEDIO	
TIE	37	183	50	43	45	40	44	48	51	51	
5	53	199	62	65	65	57	62	62	62	62	
10	60	209	75	74	73	65	71	70	70	70	
20	70	225	84	85	82	77	79	80	81	81	
30	80	238	96	95	95	89	88	92	93	93	
40	91	252	110	103	104	100	100	104	104	104	
50	104	265	122	115	116	111	114	115	116	116	
60	111	280	130	125	128	125	126	129	129	129	
70	131	295	149	143	144	139	141	143	143	143	
80	148	312	167	160	158	155	157	155	157	157	
90	168	335	193	181	179	176	180	181	179	179	
95	187	353	229	201	199	196	198	200	197	197	
TFE	206	363	245	236	231	224	225	234	227	227	

Tabla III.12.2 Resultados de los análisis por destilación de LNAPL en el pozo 3.

		POZO 4						
	Magna Sin	Diesel	24/01/1998	07/02/1998	28/03/1998	07/04/1998	PROMEDIO	
TIE	37	183	64	60	44	52	53	
5	53	199	71	72	60	69	68	
10	60	209	94	82	69	77	81	
20	70	225	107	96	81	88	93	
30	80	238	121	108	90	97	104	
40	91	252	134	121	102	110	117	
60	104	265	148	136	115	121	130	
60	111	280	165	152	129	135	145	
70	131	295	181	168	145	148	161	
80	148	312	203	188	156	164	178	
90	168	335	239	226	180	186	208	
95	187	353	275	263	203	210	238	
TFE	206	363	301	294	238	245	270	

Tabla III.12.3 Resultados de los análisis por destilación de LNAPL en el pozo 4.

		POZO 5			
	Magna Sin	Diesel	28/03/1998	PROMEDIO	
TIE	37	183	42	42	
5	53	199	62	62	
10	60	209	71	71	
20	70	225	80	80	
30	80	238	93	93	
40	91	252	106	106	
50	104	265	117	117	
60	111	280	128	128	
70	131	295	141	141	
80	148	312	156	156	
90	168	335	180	180	
95	187	353	206	206	
TFE	206	363	230	230	

Tabla III.12.4 Resultados de los análisis por destilación de LNAPL en el pozo 5.

Las gráficas III.12.1 a III.12.4, representan las curvas de punto de ebullición obtenidas para los análisis en cada uno de los 4 pozos.

Particularmente para el pozo 2 (**Gráfica III.12.1**), la curva de la magna sin y la muestra recuperada es muy parecida, solo en las temperaturas finales se aproxima hacia la de Diesel. Por lo tanto se estima que puede estar compuesta principalmente por Gasolina Magna Sin con un escaso porcentaje de Diesel.

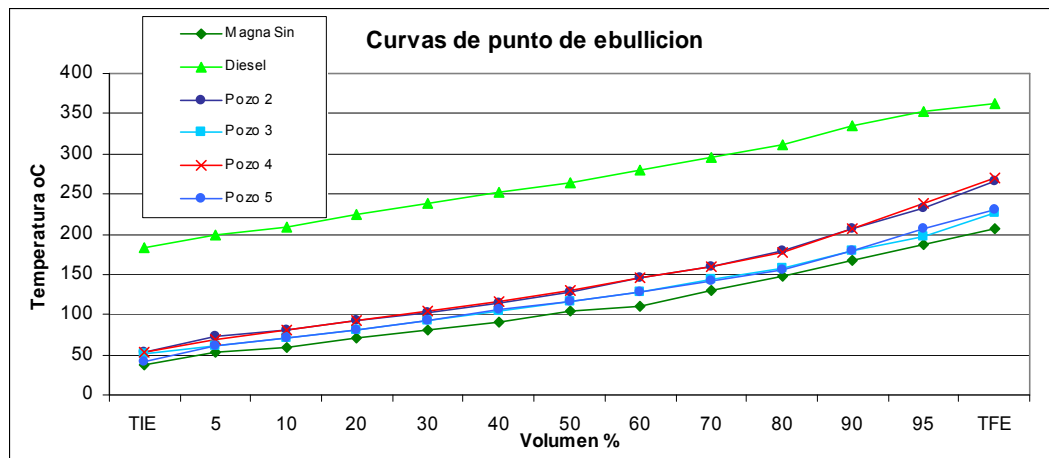
Por otra parte, la curva del producto recuperado en el pozo 3 (**Gráfica III.12.2**), desde las temperaturas iniciales se aparta ligeramente de la curva de magna sin, lo cual se ve mas claro a las temperaturas intermedias y las finales, por esta razón se estima que pueda estar compuesta principalmente por Magna Sin, con mayor cantidad de Diesel que el pozo 2.

El Pozo 4 (**Gráfica III.12.3**), presenta un comportamiento muy similar a la del Pozo 3 para los primeros muestreos, sin embargo a lo largo del tiempo se observa un cambio con tendencia al presentado del pozo 2. Es decir que inicialmente la composición era

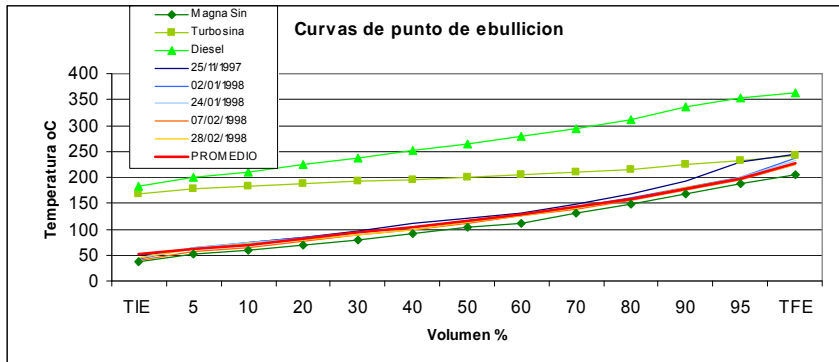
principalmente de Magna Sin con algo de diesel, lo cual cambio ya que la concentración de diesel probablemente disminuyó.

El pozo 5 (Gráfica III.12.4), muestra un comportamiento muy parecido al pozo 2, por lo tanto se estima que puede estar compuesta principalmente por Gasolina Magna Sin con un escaso porcentaje de Diesel.

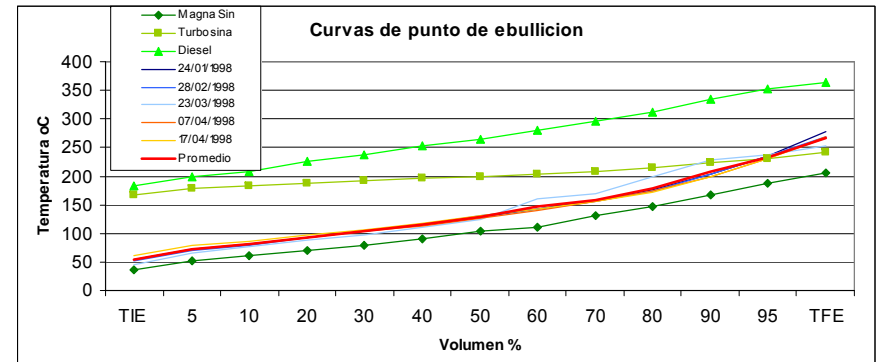
Finalmente, los valores promedio de los volúmenes condensados de cada pozo se muestran en la Gráfica III.12.5. En general se observa una similitud con la Magna Sin, aunque todos los pozos se encuentra por arriba de este por lo que se deduce que deben contener un pequeño porcentaje de Diesel.



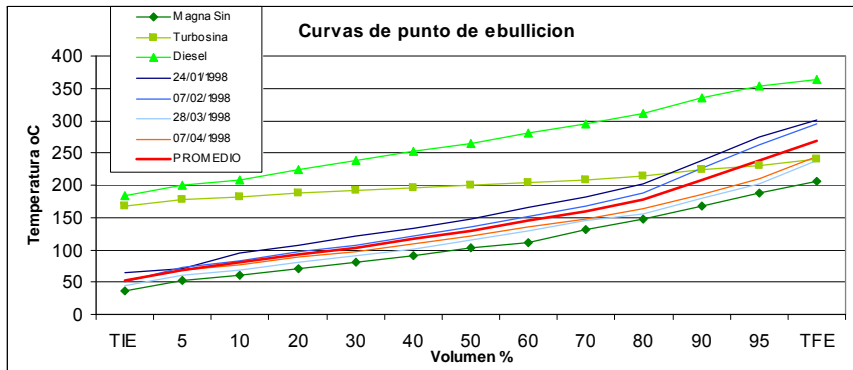
Gráfica III.12.1 Valores promedio por pozo de los análisis por destilación



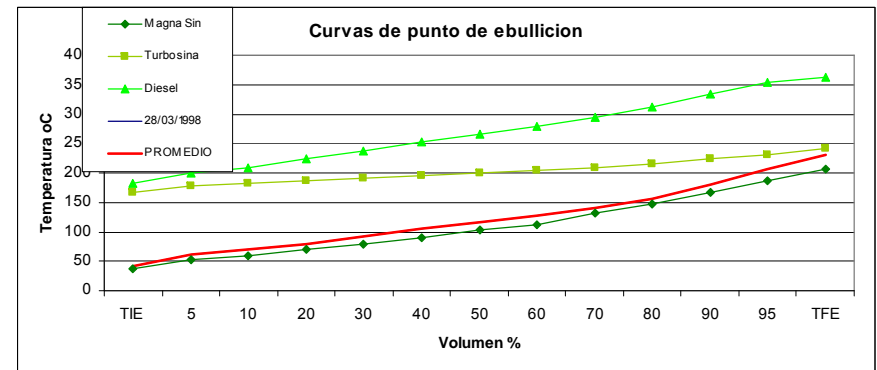
Gráfica III.12.2 Análisis por destilación Pozo 2



Gráfica III.12.3 Análisis por destilación Pozo 3



Gráfica III.12.4 Análisis por destilación Pozo 4



Gráfica III.12.5 Análisis por destilación Pozo 5

III.13 Modelo geohidrológico conceptual

De acuerdo con la geología de la zona de estudio, en los alrededores se observan rocas basálticas intercaladas con tobas de edad Terciaria, que forman lomas redondeadas con un tipo de drenaje dendrítico y rectangular. Hacia las zonas topográficamente bajas, se forma una planicie compuesta por sedimentos de tipo litoral, eólico y aluvial de edad cuaternaria; estos depósitos se componen de arenas, limos y arcillas intercaladas, que forman lentes que varían de color, composición, redondeamiento y grado de compacidad.

El fracturamiento de las rocas en las zonas montañosas, propicia que en época de lluvias una parte del agua se infiltre y recargue hacia el subsuelo. El agua infiltrada posteriormente migra de forma subterránea hacia las planicies, donde se forma un acuífero de tipo libre. Dado que la precipitación es relativamente baja, entre 200 y 300 mm por año, y limitada a la estación invernal, se considera una recarga hacia el subsuelo relativamente baja.

Las configuraciones de la elevación del nivel estático indican que el agua subterránea fluye en la misma dirección del gradiente natural topográfico es decir de oriente a poniente. Sin embargo a medida que se aproxima hacia el límite de costa, el agua salada del mar ingresa hacia el acuífero intrusionando las formaciones de sedimentos granulares, formando una línea de interfase de orientación preferencial norte-sur a lo largo de la cual, las condiciones de agua dulce-salada cambian transicionalmente y se convierten en salobres.

Específicamente en la zona de estudio el acuífero es de tipo libre y compuesto por materiales de tipo granular de edad plioceno correspondientes a la Formación San Diego, cuyos valores de conductividad hidráulica varían entre 0.16 y 2.68 m/día, y transmisividad entre 2.5 y 31.3 m²/día. Además fue posible calcular un valor puntual de rendimiento específico de 0.021. Las variaciones de la conductividad y la transmisividad, se asocian con cambios litológicos laterales y verticales, dado que se identificaron hasta cuatro unidades bien diferenciadas.

La existencia de un arroyo intermitente que cruza por enmedio de los 2 predios industriales, de acuerdo con algunos datos medidos de conductividad representa una zona de recarga de agua dulce por el subválveo aunque es muy local.

En un momento dado ocurrió la fuga de LNAPL hacia el subsuelo lo cual propició el progresivo aumento en los espesores de los hidrocarburos en el acuífero, lo cual propició la modificación de las condiciones de flujo. Dicho hidrocarburo en fase líquida, se almacenó sobre el nivel estático con espesores medidos en pozo de hasta 1.6 metros los cuales provocaron un desplazamiento del agua por tanto el cambio mencionado.

Debido a que la intrusión de agua salada funciona como una carga constante, esta representa una barrera hidráulica la cual propició la acumulación del hidrocarburo el cual no pudo migrar hacia la línea de costa, y dado el paulatino incremento de los espesores de hidrocarburo se inicio un movimiento del mismo hacia el sur, favorecido por la existencia del Canal de Llamada ubicado en el predio industrial sur.

A partir del año de 1997 con el presente estudio, la perforación y operación del sistema de bombeo en la barrera de contención, dio inicio a la extracción de hidrocarburos en fase líquida, por lo que nuevamente se modificaron las condiciones de flujo, debido a la formación progresiva de un cono de abatimiento que poco a poco se ha profundizado en sentido vertical e incrementando en sentido horizontal. De tal manera que la migración de hidrocarburos en lugar de seguir su dirección hacia el sur, fluye hacia el cono de abatimiento generado. La continuación de este régimen de operación de bombas generó la cancelación de la salida hacia el Canal de Llamada del hidrocarburo.

Un modelo simplificado del proceso que dió lugar al movimiento de los LNAPL se puede esquematizar de la siguiente manera (**Figura III.13.1**):

Cuando el hidrocarburo es “liberado”, este inicia su camino hacia el subsuelo bajo la fuerza de la gravedad, se mueve entonces en un medio no saturado de agua, aquí una fracción es retenida por fuerzas capilares como glóbulos residuales en los poros del suelo (adsorción), esto puede disminuir el flujo del hidrocarburo e inclusive detenerlo, pero si la cantidad es suficiente, puede seguir migrando hasta encontrar una barrera física (capa de baja permeabilidad) o fuerzas que lo obligan a flotar cerca del nivel de agua (capilaridad).

Una vez que la franja capilar es alcanzada, los LNAPL pueden moverse lateralmente como una capa continua de fase libre a lo largo del borde superior de la zona saturada con agua, debido a fuerzas capilares y de gravedad. La llegada de los LNAPL´s puede deprimir hidrostáticamente la franja capilar y el nivel del agua subterránea.

La infiltración de agua precipitada y el paso del agua subterránea en contacto con los LNAPL´s puede disolver algunos componentes y formar una pluma contaminante de fase acuosa. Adicionalmente los LNAPL´s puede volatilizarse y distribuir mas lejos la contaminación. Los LNAPL´s pueden existir en cuatro fases: gas, adsorbido en el suelo, disuelto en el agua o líquido inmiscible (**Newell, Charles, 1995**).

Esta migración de los LNAPL´s puede traspasar los límites físicos de un predio provocando la afectación de otras áreas. Aunque la migración principal puede ser en la dirección del gradiente hidráulico, también puede inicialmente ocurrir en otras direcciones. Por esto, es importante implementar acciones correctivas que permitan contener esta migración y limitarla dentro de un área, y así disminuir el impacto a terceros o instalaciones adyacentes.

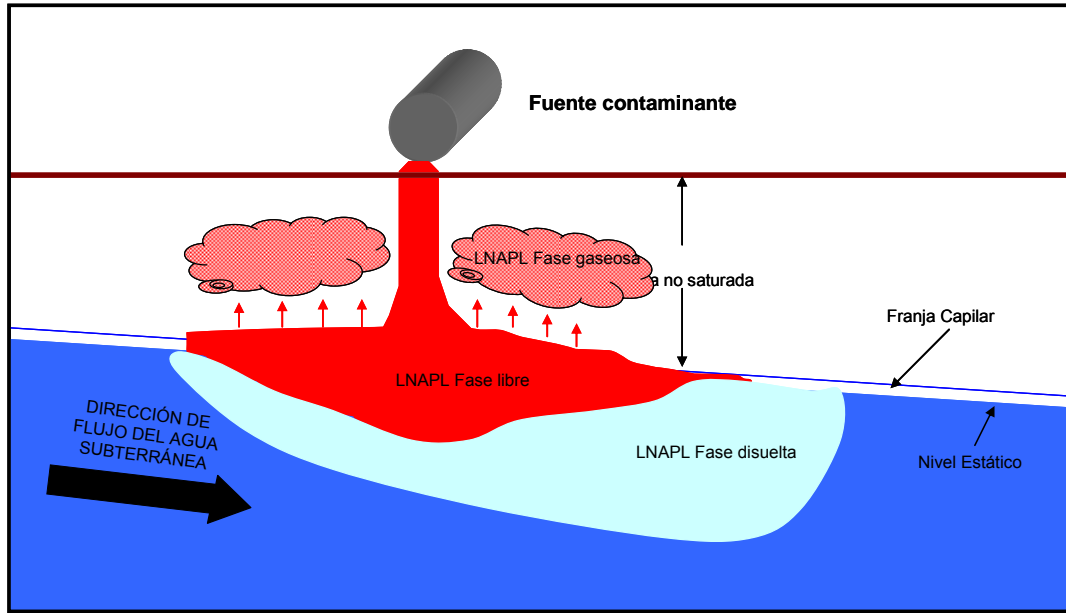


Figura III.13.1 Modelo simplificado del movimiento de los LNAPL en el subsuelo.



CAPITULO IV IMPLEMENTACION, OPERACIÓN Y MONITOREO DE LA REMEDIACIÓN DEL ACUÍFERO.

IV.1 Técnicas de remediación de acuíferos contaminados con hidrocarburos

Como parte del estudio se realizó una búsqueda de las tecnologías que existen como opciones de limpieza para sitios contaminados con hidrocarburos.

Una de las fuentes más importantes de información sobre las tecnologías de remediación se ubica en la página web de la “Federal Remediation Technologies Roundtable” (FRTR-EPA) del gobierno federal de los EUA. En esta participan Agencias como: el Departamento de Defensa (Fuerza aérea, armada y naval), Departamento de Energía, Departamento del Interior, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y la NASA. Todas trabajan con el fin de integrar los esfuerzos de las agencias federales de EUA sobre limpieza de sitios contaminados con residuos peligrosos (http://www.frtr.gov/matrix2/top_page.html).

Según esta fuente de información, las tecnologías de remediación se pueden clasificar de acuerdo a diferentes criterios (**Tabla IV.1.1**):

1.- Lugar en que se realiza el proceso de remediación:

In situ. A las tecnologías de remediación que se realizan sin necesidad de extraer o remover el medio contaminado. Es decir, se realizan en el mismo sitio en donde se encuentra la contaminación.

Ex situ. A las tecnologías de remediación que se realizan y que requieren de excavar, dragar o extraer el medio contaminado antes de su tratamiento, el cual puede realizarse en el mismo sitio (on site) o fuera de él (off site).

Aunque el término In situ se define como “En el lugar o en el sitio”, el concepto de Ex situ no existe para la **Real Academia Española**, sin embargo, el prefijo ex se define como “fuera”, por lo tanto se asume como “fuera del lugar o del sitio”.

Otros. Que no se agrupan en las anteriores y principalmente se basan en acotar, encapsular o extraer y disponer en algún sitio la contaminación.



Lugar donde se realiza el proceso	Tipo de tratamiento	Tecnología	Suelo	Sedimento	Rocas	Lodos	Aguas subterránea	Agua superficial	Lixiviados	
In Situ	Tratamiento biológico	Bioventeo	x	x	x	x				
		Bioremediación Incrementada	x	x	x	x	x	x	x	
		Fitoremediación	x	x	x	x	x	x	x	
		Atenuación Natural Monitoreada					x	x	x	
	Tratamiento Físico-Químico	Oxidación Química	x	x	x	x	x	x	x	
		Separación Electrocínética	x	x	x	x				
		Fracturamiento	x	x	x	x				
		Extracción de vapor del suelo	x	x	x	x				
		Solidificación/estabilización	x	x	x	x				
		Aspersión de aire					x	x	x	
		Biosucción					x	x	x	
		Pozos direccionales (Incremental)					x	x	x	
		Extracción de fase dual					x	x	x	
		Tratamiento térmico					x	x	x	
		Hidrofracturamiento incremental					x	x	x	
		Aspersión de aire dentro del pozo					x	x	x	
		Tratamiento paredes pasivas/reactivas					x	x	x	
Tratamiento Térmico	Térmico	x	x	x	x					
Ex situ	Tratamiento biológico	Biopilas	x	x	x	x				
		Composteo	x	x	x	x				
		Labranza	x	x	x	x				
		Tratamiento Biológico fase lodo	x	x	x	x				
		Bioreactores					x	x	x	
		Humedales construidos					x	x	x	
	Tratamiento Físico-Químico (Asumen excavación)	Extracción química	x	x	x	x				
		Oxido-Reducción química	x	x	x	x				
		Dehalogenación	x	x	x	x				
		Separación	x	x	x	x				
		Lavado de suelo	x	x	x	x				
	Tratamiento Físico-Químico (asume bombeo)	Solidificación/estabilización	x	x	x	x				
		Adsorción/Absorción					x	x	x	
		Procesos oxidación avanzada					x	x	x	
		Aireación					x	x	x	
		Adsorción Carbon activado granulado/carbon fase líquida					x	x	x	
		Bombeo agua subterránea/Bombeo y tratamiento					x	x	x	
Extracción Multifase		x		x		x	x	x		
Intercambio iónico						x	x	x		
Precipitación/Coagulación/Floculación						x	x	x		
Separación						x	x	x		
Tratamiento Térmico (asume excavación)	Irrigado por aspersión					x	x	x		
	Descontaminación gas caliente	x	x	x	x					
	Incineración	x	x	x	x					
	Quemado abierto/Defonación abierta	x	x	x	x					
	Pirólisis	x	x	x	x					
	Desorción Térmica	x	x	x	x					
	Cobertura relleno de tierra	x	x	x	x					
Otros	Contención	Cobertura relleno de tierra incrementada/Alternativas	x	x	x	x				
		Barreras físicas					x	x	x	
		Inyección pozos profundo					x	x	x	
	Tratamiento Emisión de aire/Salida de gas	Otros	Excavación, recuperación, disposición fuera del sitio	x	x	x	x			
		Biofiltración					x	x	x	
		Destrucción de alta energía					x	x	x	
		Separación por membrana					x	x	x	
		Oxidación					x	x	x	
		Lavadoras					x	x	x	
		Adsorción por carbon en fase vapor					x	x	x	

Tabla IV.1.1 Tecnologías de remediación de sitios contaminados (Integrado a partir de **WEB FRTR-EPA**)



2.- Tipo de tratamiento.

- Tratamientos biológicos. Utilizan las actividades metabólicas de ciertos organismos (plantas, hongos, bacterias) para degradar (destrucción), transformar o remover los contaminantes a productos metabólicos inocuos.
- Tratamientos fisicoquímicos. Este tipo de tratamientos, utiliza las propiedades físicas y/o químicas de los contaminantes o del medio contaminado para destruir, separar o contener la contaminación.
- Tratamientos térmicos. Utilizan calor para incrementar la volatilización (separación), quemar, descomponer o fundir (inmovilización) los contaminantes.

3.- Por estrategia de Remediación.

- Destrucción o modificación de los contaminantes. Este tipo de tecnologías busca alterar la estructura química del contaminante.
- Extracción o separación. Los contaminantes se extraen y/o separan del medio contaminado, aprovechando sus propiedades físicas o químicas (volatilización, solubilidad, carga eléctrica).
- Aislamiento o inmovilización del contaminante. Los contaminantes son estabilizados, solidificados o contenidos con el uso de métodos físicos o químicos.

4.- También clasifica las tecnologías de acuerdo al grado de desarrollo:

Arriba del promedio. Implementada como parte de la remediación en múltiples sitios, bien documentada, entendida, etc. Que de alguna manera se pudiera identificar como una tecnología Genérica.

Promedio. Ha sido implementada a gran escala, pero aun necesita de mejoras, pruebas, etc.

Debajo del promedio, No ha sido totalmente implementada pero ha sido probada y es prometedora, Esta se podría identificar como Tecnología Emergente.



De la **Tabla IV.1.1**, la mayoría de las tecnologías se ubican dentro del grupo Arriba del promedio o Genéricas mientras que solamente la Descontaminación de gas caliente, destrucción de alta energía y separación por membrana se consideran como Emergentes, una mas que también puede entrar en este grupo es la Extracción Multifase.

Algunas tecnologías se pueden emplear para la remediación de suelo y agua subterránea contaminada, como son: la bioremediación, fitoremediación, oxidación química y extracción multifase.

También la bibliografía indica casos en donde no solamente se emplea una tecnología sino que abarca una combinación de ellas (tren de tratamiento), dependiendo de las características del contaminante, del medio contaminado, el presupuesto con que se cuenta para implementar, operar y mantener el sistema, la disponibilidad de la tecnología (personal, equipo, métodos, procesos, etc), el tiempo de respuesta requerido, etc.

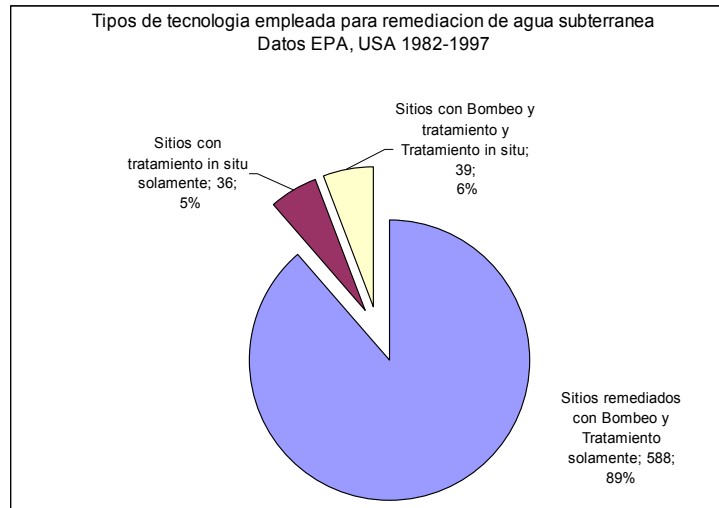
De igual manera agrupa la aplicación de las tecnologías de acuerdo a la presencia de 8 grupos diferentes de contaminantes, estos son: Compuestos orgánicos volátiles no halogenados. Compuestos orgánicos volátiles halogenados, Compuestos orgánicos semivolátiles no halogenados, Compuestos orgánicos semivolátiles halogenados, Combustibles, Inorgánicos, Radiactivos y Explosivos.

Por otra parte, se tienen identificadas 32 Tecnologías disponibles para la remediación del agua subterránea (**Tabla IV.1.1**). Por esta razón, se realizó un análisis de la tendencia de uso de las mismas a lo largo del tiempo.

Para esto se recopiló información de los informes denominados “Treatment Technologies for site cleanup, Annual status report” en su novena (1997) y doceava edición (2007). La cual se refiere al análisis de las tecnologías que se han empleado en los E.U.A., para remediar sitios contaminados. Lo que se encontró se intenta resumir en las gráficas que se describen a continuación (**Gráfica IV.1.1 y IV.1.2**).

Para la **Gráfica IV.1.1**, se analizaron 663 sitios que contaban con una tecnología para remediación del agua subterránea, para el periodo entre 1982 y 1997, se observa que en el 89 % (588 sitios) de los casos se empleaba la tecnología de bombeo y tratamiento, el 6 % (39 sitios) empleaba una combinación de tecnologías como bombeo y tratamiento y tratamiento in situ, mientras que el 5 % empleaba el tratamiento in situ solamente.

La tecnología de Bombeo y tratamiento se encontraba en el 95 % de los sitios en proceso de remediación, de aquí se desprende la importancia que representaba esta tecnología en ese año (1997), el cual coincide con el inicio del presente estudio, por tanto la influencia en seleccionarla para este caso en particular.



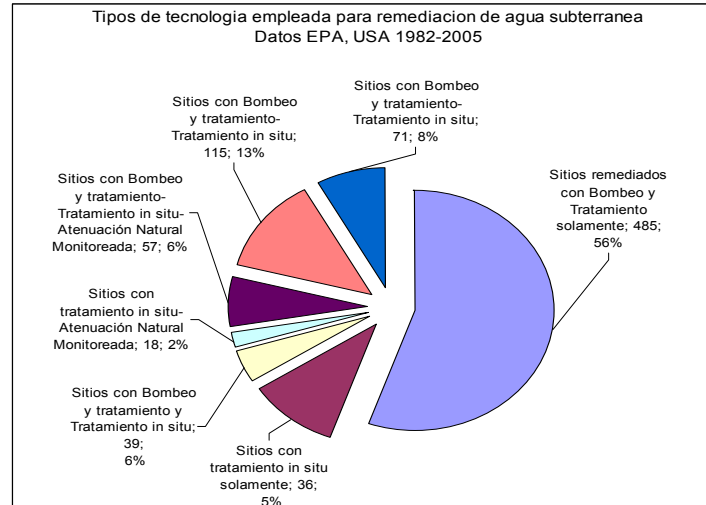
Gráfica IV.1.1 Tipos de tecnología empleada para remediación de aguas subterránea, de acuerdo con la EPA (1997).

De los 75 sitios con tratamiento in situ, las tecnologías empleadas se indican en la **Tabla IV.1.2**.

Tecnología	Total
Aspersión de aire	38
Bioremediación	16
Extracción Fase dual	9
Barrera reactiva permeable	4
Tratamiento Químico	3
Bioremediación-Biosparging	2
Bioremediación-Bioslurping	1
Oxidación	1
Aireación en pozo	1
<i>Total</i>	75

Tabla IV.1.2 Tecnologías de remediación in situ, para sitios contaminados en EUA entre 1982 y 1997

Por otra parte en la **Gráfica IV.1.2**, la cual representa las tecnologías de remediación empleadas entre 1982 y 2007, en 877 sitios, se observa que se diversifica aún más los métodos empleados así como la combinación entre ellas.



Gráfica IV.1.2 Tipos de tecnología empleada para remediación de aguas subterránea, de acuerdo con la EPA (2007).

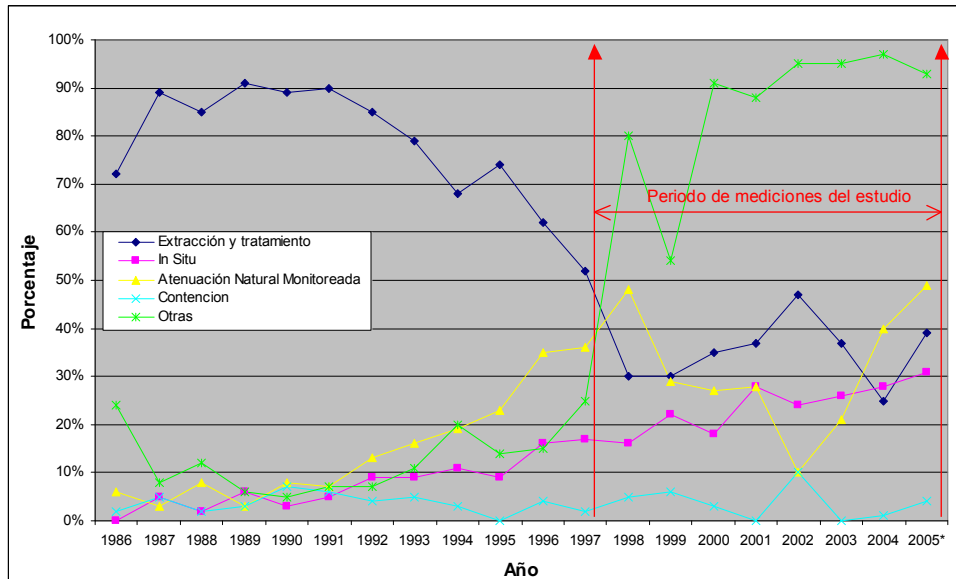
Las tecnologías de tratamiento in situ empleadas en los 252 sitios, durante este periodo se indican en la **Tabla IV.1.3**.

ASR Category	Prediseño/ Diseño	Diseño completo/ Inicio Instalacion	Operación	Completado	Total
Aspersión de aire	7	5	38	19	69
Bioremediación	29	4	27	9	69
Tratamiento Químico	19	2	9	8	38
Barrera reactiva permeable	7	1	14	2	24
Extracción Multi-Fase	6	1	12	5	24
Fitoremediación	3	1	10	0	14
Aspersión de aire dentro del pozo	1	1	6	0	8
Tratamiento térmico in situ	1	1	2	1	5
Flushing	0	1	0	0	1
Total	73	17	118	44	252

Tabla IV.1.3 Tecnologías de remediación in situ, para sitios contaminados en EUA entre 1982 y 2005

Por lo que se observa que la aspersión de aire in situ y la bioremediación continuaron siendo las opciones más empleadas. Aunque ya se emplea la extracción multifase, la cual es una tecnología que pretende atacar 1 o más fase del contaminante, ya sea fase gas, libre, disuelta o adsorbida.

Los cambios en el uso de las tecnologías a lo largo del tiempo, se resumen en la **gráfica IV.1.3**, en esta se observa que:



Gráfica IV.1.3 Evolución de las tecnologías empleadas en EUA para el periodo 1986 a 2005, de acuerdo con datos de la EPA.

- Hay patrones cambiantes en la selección de las tecnologías, para la remediación de acuíferos.
- Ha disminuido el empleo de la tecnología de Bombeo y Tratamiento, o se está combinando con otras tecnologías más innovadoras.
- Se incremento el uso de la atenuación natural monitoreada para lograr los objetivos específicos de remediación dentro de un plazo que sea razonable en comparación con otras alternativas.
- El tratamiento in situ (**Tabla IV.1.3**), muestra un ascenso continuo.
- Se ha mantenido el porcentaje de empleo de las tecnologías de contención de las aguas subterráneas, ya sea a través de una barrera impermeable vertical en el subsuelo o de una barrera hidráulica creada por bombeo.
- Se ha incrementado paulatinamente la categoría “otras”, dentro de las cuales se incluyen las que no entran en las anteriores categorías o una variedad de métodos de soluciones tales como restricciones al uso del agua, control institucional, monitoreo, reubicación de población e ingeniería de control.



Se observa que existen varios criterios que se pueden considerar, al momento de seleccionar la tecnología mas adecuada para remediar un sitio contaminado algunos de ellos se muestran en la **Figura IV.1.1**, a estas se pueden adicionar otros tales como: los límites de limpieza requeridos por la autoridad ambiental, la normatividad vigente, el riesgo que representa la contaminación, si los hidrocarburos son mas o menos densos que el agua (LNAPL ó DNAPL), etc.

Para el caso específico de la zona de estudio nos enfocamos a los grupos de Compuestos orgánicos semivolátiles no halogenados y al de combustibles, debido a los siguientes aspectos:

- De acuerdo a lo expuesto en el inciso III.12 los LNAPL detectados en los pozos de la barrera se componen principalmente de diesel y gasolina.
- A este respecto los Criterios ecológicos de calidad del agua (**CE-CCA-001/89, 1989**), regulan la presencia de los siguientes parámetros: Benceno, Etilbenceno y Tolueno; tambien a los hidrocarburos aromaticos polinucleares siguientes: Acenafteno, Fluoranteno y Naftaleno.
- Mientras que la **NOM-138-SEMARNAT/SS-2003** indica que cuando se trata de un suelo contaminado por diesel, se deben analizar hidrocarburos de fracción media (Mezcla de hidrocarburos cuyas moléculas contengan cadenas lineales 10 y 28 átomos de carbono C10 a C28), así como los hidrocarburos aromáticos polinucleares (HAP) principalmente el Benzo(a)pireno, Dibenzo(a,h)antraceno, Benzo(a)antraceno, Benzo(b)fluoranteno, Benzo(k)fluoranteno, Indeno(1,2,3-cd)pireno. Mientras que cuando hay presencia de gasolina se deben analizar los hidrocarburos de fracción ligera (Mezcla de hidrocarburos cuyas moléculas contengan cadenas lineales 5 y 10 átomos de carbono C5 a C10) y los BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xilenos).
- Cuando ubicamos dichos compuestos dentro de la clasificación de la EPA, se observa que estos parámetros corresponden a los compuestos orgánicos semivolátiles no halogenados (**Tabla IV.1.4**) y a los combustibles (**Tabla IV.1.5**).

El color naranja corresponde a los contaminantes señalados en la NOM-138-Semarnat-SS/2003, los azules en la CECCA-001/89 y los verdes significa que aparecen en ambas listas.

- Compuestos orgánicos semivolátiles no halogenados.

Compuestos orgánicos semivolátiles-No Halogenados				
1,2-benzacenaphthene	4,6-Dinitro-2-methylphenol	Benzo(b)fluoranthene	Di-n-butyl phthalate	Naphthalene
1,2-Diphenylhydrazine	4-Nitroaniline	Benzo(k)fluoranthene	Di-n-octyl phthalate	n-Nitrosodimethylamine
1-aminonaphthalene	4-Nitrophenol	Benzoic Acid	Diphenylemethane	n-Nitrosodi-n-propylamine
2,3-phenylenepylene	Acenaphthene	Benzyl alcohol	Ethion	n-Nitrosodiphenylamine
2,4-Dinitrophenol	Acenaphthylene	Bis(2-ethylhexyl)phthalate	Ethyl parathion	Parathion
2-aminonaphthalene	Allyldioxybenzene methylene ether	Butyl benzyl phthalate	Fluorene	Phenanthrene
2-Methylnaphthalene	Anthracene	Chrysene	Indeno(1,2,3-cd)pyrene	Phenyl naphthalene
2-Nitroaniline	Benzidine	Dibenzofuran	Isophorone	Pyrene
2-Nitrophenol	Benzo(a)anthracene	Diethyl phthalate	Malathion	tetraphene
3-Nitroaniline	Benzo(a)pyrene	Dimethyl phthalate	Methylparathion	

Tabla IV.1.4 Contaminantes que se ubican en el grupo de los Compuestos orgánicos semivolátiles no halogenados y los que se monitorean con la presencia de Gasolina y Diesel

- Combustibles

Combustibles				
1,2,3,4-Tetramethylbenzene	2,4-Dimethylphenol	4-Methylphenol	Fluoranthene	n-Nonane
1,2,4,5-Tetramethylbenzene	2-Methyl-1,3-butadiene	Acenaphthene	Fluorene	n-Octane
1,2,4-Trimethyl-5-ethylbenzene	2-Methyl-2-butene	Anthracene	Ideno(1,2,3-c,d)pyrene	n-Pentane
1,2,4-Trimethylbenzene	2-Methyl-butene	Benz(a)anthracene	Isobutane	n-Propylbenzene
1,3,5-Trimethylbenzene	2-Methylheptane	Benzene	Isopentane	n-Undecane
1-Pentene	2-Methylnaphthalene	Benzo(a)pyrene	Methylcyclohexane	o-Xylene
2,2,4-Trimethylheptane	2-Methylpentane	Benzo(b)fluoranthene	Methylcyclopentane	Phenanthrene
2,2,4-Trimethylpentane	2-Methylphenol	Benzo(g,h,i)perylene	Methylnaphthalene	Phenol
2,2-Dimethylheptane	3,3,5-Trimethylheptane	Benzo(k)fluoranthene	Methylpropylbenzene	Propane
2,2-Dimethylhexane	3,3-Dimethyl-1-butene	Chrysene	m-Xylene	p-Xylene
2,2-Dimethylpentane	3-Ethylpentane	Cis-2-butene	Naphthalene	Pyrene
2,3,4-Trimethylheptane	3-Methyl-1,2-butadiene	Creosols	n-Butane	Pyridine
2,3,4-Trimethylhexane	3-Methyl-1-butene	Cyclohexane	n-Decane	Toluene
2,3,4-Trimethylpentane	3-Methyl-1-pentene	Cyclopentane	n-Dodecane	Trans-2-butene
2,3-Dimethylbutane	3-Methylheptane	Dibenzo(a,h)anthracene	n-Heptane	Trans-2-pentene
2,3-Dimethylpentane	3-Methylhexane	Dimethylethylbenzene	n-Hexane	Vinylbenzene
2,4,4-Trimethylhexane	3-Methylpentane	Ethylbenzene	n-Hexylbenzene	

Tabla IV.1.5 Contaminantes que se ubican en el grupo de los Combustibles y que se monitorean con la presencia de Gasolina y Diesel

Como se mencionó en párrafos anteriores, de acuerdo con el tipo de contaminante presente en el sitio, la Environmental Protection Agency (EPA), realizó un análisis de las tecnologías más recomendables para aplicar. Los criterios se basan en el estado de desarrollo de la tecnología, el rango de uso, la aplicabilidad, la confiabilidad, el tiempo de limpieza y la función de la tecnología (Tabla IV.1.6).

A estas las califica en tres niveles como bajo, medio y alto, y de acuerdo con estos se puede visualizar cuales presentan más viabilidad para su aplicación. En la tabla se marcan con color verde a las características más favorables, en amarillo las intermedias y las rojas las menos favorables. En la misma tabla se marcan con color azul las tecnologías que fueron seleccionadas para el caso de estudio.

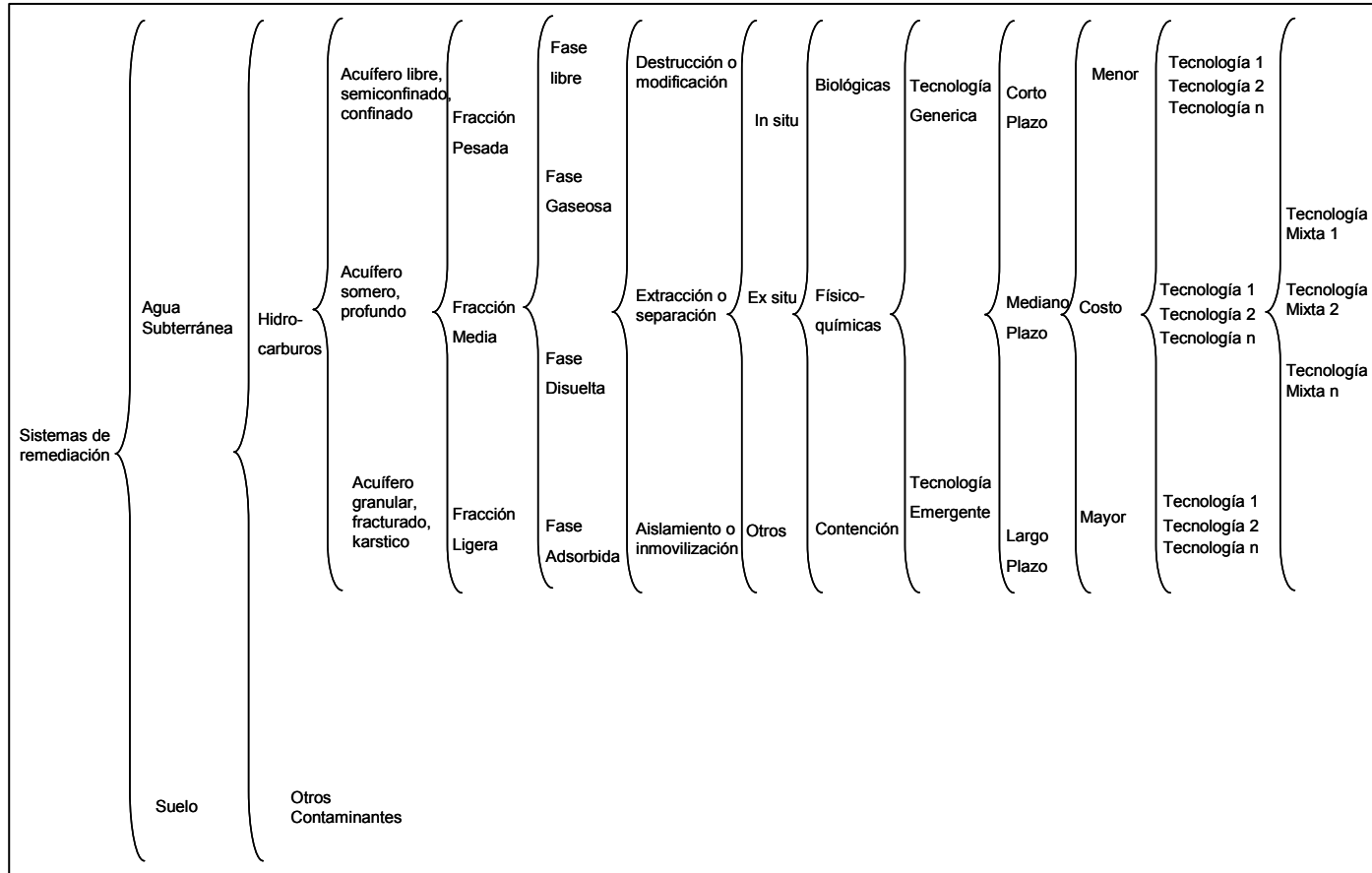


Figura IV.1.1 Criterios para considerar en la selección de una o varias tecnologías para remediación de sitios contaminados



Finalmente las tecnologías seleccionadas fueron:

- El bombeo, que permitiera crear una barrera hidráulica que favoreciera la migración y captación de los LNAPL en cada uno de los 5 pozos de la barrera de pozos y así disminuir e inclusive evitar su salida. Esto requirió de la extracción de agua subterránea y LNAPL, los cuales en superficie fueron separados por diferencias de densidad en tanques de almacenamiento durante un cierto tiempo de reposo.
- El tratamiento, del agua extraída que contenía cierto grado de contaminación, se atendió con dos tecnologías: la adsorción por carbón activado y la aireación del agua.

El detalle de las tecnologías se describe en el siguiente sub capítulo.

IV.2 Diseño del sistema de extracción y tratamiento.

Un sistema de Extracción y Tratamiento, Pump and Treat en el idioma ingles, se diseña generalmente con los siguientes objetivos:

- (1) Contener y controlar hidráulicamente el movimiento de las aguas subterráneas contaminadas y los LNAPL, para evitar la expansión continua de la contaminación de la zona.
- (2) Reducir las concentraciones de contaminantes disueltos y remediar el acuífero.
- (3) Una combinación de estos objetivos.

Para el caso de estudio, se pretendió cumplir con el punto 3. Es decir contener hidráulicamente el flujo del LNAPL fuera del predio, específicamente en la pared sur del predio industrial norte, así mitigar el impacto que estaba teniendo en la obra de toma de agua en el predio industrial sur. Así como dar tratamiento al agua subterránea que se extraía y que presentaba cierto grado de contaminación, por la misma presencia de LNAPL en fase libre.

Varias estrategias han sido propuestas para manejar la contaminación del agua subterránea, empleando la tecnología de bombeo y tratamiento, algunas de las cuales se pueden combinar con otras tecnologías auxiliares.



**TECNOLOGIAS DE TRATAMIENTO
AGUAS SUBTERRANEA, AGUA SUPERFICIAL Y LIXIVIADOS**

TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLES

TRATAMIENTO DE COMPUESTOS ORGANICOS SEMIVOLATILES NO HALOGENADOS

No	Tecnología	Estado de desarrollo	Rango de uso	Aplicabilidad	Confiabilidad	Tiempo de limpieza	Funcion de la Tecnología
Tratamiento Biológico in situ							
1	Bioremediación incrementada	Total	Limitado	Promedio	Mejor	Peor	Destruir
2	Atenuación Natural Monitoreada	Total	Limitado	Peor	Peor	Peor	Destruir
3	Fitoremediación	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Extracción
Tratamiento Físico-Químico in situ							
4	Aspersión de aire	Total	Limitado	Promedio	Mejor	Mejor	Extracción
5	Biosucción	Total	Limitado	Promedio	Mejor	Mejor	Destruir
6	Oxidación Química	Total	Limitado	Promedio	Peor	Peor	Destruir
7	Pozos direccionales (Incremental)	Total	Limitado	Peor	Promedio	Mejor	Extracción/Destruir
8	Extracción de fase dual	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Promedio	Extracción
9	Tratamiento térmico	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Mejor	Extracción
10	Hidrofracturamiento incremental	Total	Limitado	Peor	Promedio	Promedio	Extracción
11	Aspersión de aire dentro del pozo	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Extracción
12	Tratamiento paredes pasivas/reactivas	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Destruir
Tratamiento biológico ex situ (asume bombeo)							
13	Bioreactores	Total	Limitado	Mejor	Promedio	Promedio	Destruir
14	Humedales construidos	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Inmovilización. /Destruir
Tratamiento Físico-Químico ex situ (Asume bombeo)							
15	Adsorción/Absorción	Total	Limitado	Promedio	Peor	Peor	Extracción
16	Procesos oxidación avanzada	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Peor	Destruir
17	Aireación	Total	Amplio	Mejor	Peor	Peor	Extracción
18	Adsorción Carbon activado granulado/carbon fase líquida	Total	Amplio	Mejor	Mejor	Peor	Extracción
19	Bombeo agua subterránea/Bombeo y tratamiento	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Extracción
20	Intercambio iónico	Total	Limitado	Peor	Peor	Peor	Extracción
21	Precipitación/Coagulación/Floculación	Total	Limitado	Peor	Peor	Peor	Extracción
22	Separación	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Mejor	Extracción
23	Irrigado por aspersión	Total	Amplio	Mejor	Peor	Promedio	Destruir
Contención							
24	Barreras físicas	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Peor	Inmovilización.
25	Inyección pozos profundo	Total	Amplio	Promedio	Promedio	NA	Inmovilización.

Tecnología	Estado de desarrollo	Rango de uso	Aplicabilidad	Confiabilidad	Tiempo de limpieza	Funcion de la Tecnología
Tratamiento Biológico in situ						
Bioremediación incrementada	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Destruir
Atenuación Natural Monitoreada	Total	Amplio	Peor	Peor	Peor	Destruir
Fitoremediación	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Extracción/Destruir
Tratamiento Físico-Químico in situ						
Aspersión de aire	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Mejor	Extracción
Biosucción	Total	Limitado	Promedio	Mejor	Promedio	Destruir
Oxidación Química	Total	Limitado	Promedio	Peor	Mejor	Destruir
Pozos direccionales (Incremental)	Total	Limitado	Peor	Promedio	Mejor	Extracción/Destruir
Extracción de fase dual	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Promedio	Extracción
Tratamiento térmico	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Mejor	Extracción
Hidrofracturamiento incremental	Total	Limitado	Peor	Promedio	Promedio	Extracción
Aspersión de aire dentro del pozo	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Extracción
Tratamiento paredes pasivas/reactivas	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Peor	Destruir
Tratamiento biológico ex situ (asume bombeo)						
Bioreactores	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Promedio	Destruir
Humedales construidos	Total	Limitado	Promedio	Promedio	NA	Inmovilización. /Destruir
Tratamiento Físico-Químico ex situ (Asume bombeo)						
Adsorción/Absorción	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Extracción
Procesos oxidación avanzada	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Peor	Destruir
Aireación	Total	Amplio	Mejor	Peor	Peor	Extracción
Adsorción Carbon activado granulado/carbon fase líquida	Total	Amplio	Mejor	Mejor	Peor	Extracción
Bombeo agua subterránea/Bombeo y tratamiento	Total	Limitado	Promedio	Promedio	Peor	Extracción
Intercambio iónico	Total	Limitado	Peor	Peor	Peor	Extracción
Precipitación/Coagulación/Floculación	Total	Limitado	Peor	Peor	Peor	Extracción
Separación	Total	Limitado	Mejor	Mejor	Mejor	Extracción
Irrigado por aspersión	Total	Limitado	Mejor	Peor	Peor	Extracción
Contención						
Barreras físicas	Total	Amplio	Promedio	Mejor	Mejor	Inmovilización.
Inyección pozos profundo	Total	Amplio	Promedio	Promedio	NA	Inmovilización.

Nota: Las características específicas del sitio y del contaminante, pueden limitar la aplicabilidad y eficiencia de cualquiera de las tecnologías y tratamientos listados. Esta tabla es optimista por naturaleza y siempre debe ser utilizado conjuntamente con el texto de las secciones de referencia (detalle de las tecnologías), que contienen información adicional que puede ser útil en la identificación de tecnologías potencialmente aplicables.

Tabla IV.1.6 Nivel de viabilidad de la Tecnologías de remediación de sitios contaminados para los combustibles y los compuestos orgánico semivolátiles no halogenados.

En la **Figura IV.2.1** se muestran algunas de estas estrategias (**Cohen, 1997**), las cuales en términos generales pretenden contener, cortar y/o remediar el acuífero a través de limitarla con pozos de bombeo distribuidos en diferentes posiciones con respecto a la fuente de emisión del contaminante y la pluma de contaminación.

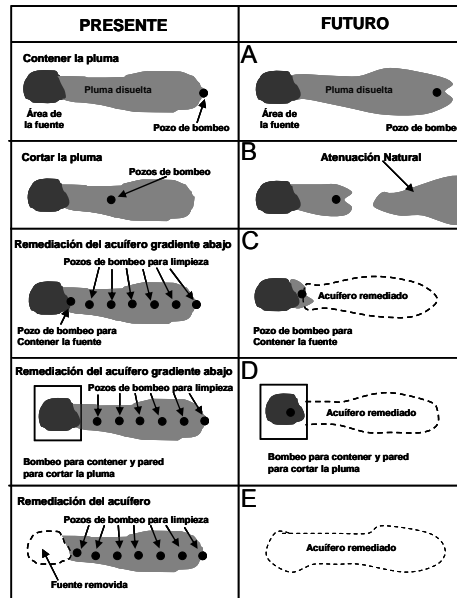


Figura IV.2.1 Estrategias de remediación del agua subterránea usando Bombeo y Tratamiento (Cohen, 1997)

A partir de estos esquemas se adecuó el que se aplicó específicamente para la zona de estudio, el cual consiste en ubicar una serie de pozos de bombeo gradiente abajo del sitio de emisión de la contaminación para cortar y contener la pluma contaminante (**Figura IV.2.2**).

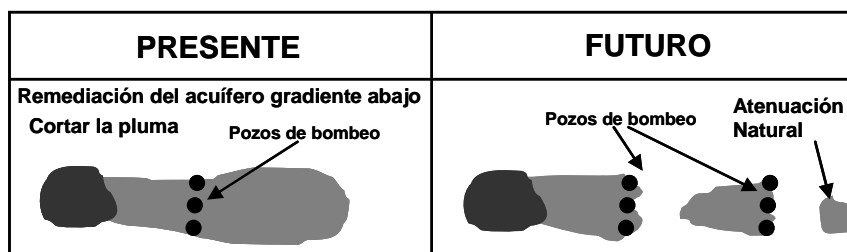


Figura IV.2.2 Estrategias de remediación del agua subterránea usando Bombeo y Tratamiento modificado para la zona de estudio.

La localización, perforación y construcción de la barrera de pozos de bombeo ya fue ampliamente explicada en el Capítulo III, por lo que el presente inciso se enfoca al diseño de la parte operativa del sistema.

La recuperación del producto libre depende de la selección del número y la ubicación de los pozos de bombeo así como del ajuste de los volúmenes de bombeo y el control de los niveles del agua subterránea, todo esto con el fin de recuperar la mayor cantidad de producto libre en el menor tiempo posible.

De acuerdo con la bibliografía de la EPA, se propone una herramienta muy básica para determinar el número de pozos y el total de volumen de bombeo agua utilizando abatimiento del nivel de agua (EPA 510-R-96-001). Aunque vale la pena señalar que existen herramientas más complejas para realizar un análisis de esta naturaleza. Además, una de las limitaciones más importante de este método es que, ya que sólo considera el volumen de flujo de agua subterránea, no proporciona una estimación del tiempo que se requerirá para la recuperación de producto libre.

El enfoque básico consiste en cuatro pasos:

1. Determinar la cantidad de agua subterránea que fluye a través de la zona de la pluma de contaminación, mediante la Ley de Darcy.

Paso 1. Flujo a través de la pluma (Ley de Darcy)	Q (Volumen de flujo através de la barrera) m ³ /día	W (Ancho de la pluma) m	B (Espesor del acuifero) m	K (Conductividad hidráulica) m/día	dh/dl (Gradiente hidráulico)
	9.6	100	16	1.2	0.005

$$Q = W \times B \times K \times (dh/dl)$$

El ancho de la pluma se estima aproximadamente de 100 metros basado en los resultados de las perforaciones, mientras que el espesor del acuífero corresponde al espesor de la zona saturada cortada por los pozos de la barrera, la conductividad hidráulica se calculó como el promedio de los valores obtenidos de las pruebas de bombeo, mientras que el gradiente hidráulico se calculó entre dos pozos de la zona de la barrera.

Los resultados obtenidos indican un flujo de 9.6 metros cúbicos al día.

2. Estimar el volumen de extracción del sistema de recuperación, por lo general el 50 por ciento o 100 por ciento mayor que el flujo de agua subterránea a través de la pluma. Como factor de seguridad.

Paso 2. Estimar el volumen de extracción del sistema de recuperación. (margen de seguridad)	Qbarrera + 100% Qbarrera	Qbarrera + 50% Qbarrera
	19.2	14.4

En este caso se duplicó el volumen del flujo calculado en el punto 1.

3. Determinar el número de pozos a partir de los cuales se extraerá agua subterránea, pero minimizar la extracción en las zonas de producto libre.

	Q (Volumen máximo a recuperar en pozos)	Sm (abatimiento máximo)	B (Espesor del acuífero)	K (Conductividad hidráulica)	W (Ancho de la pluma)	Rw (Radio del pozo)
	m ³ /día	m	m	m/día	m	m
Paso 3. Determinar el máximo gasto para pozos sin interferencia entre ellos (Ecuación de Thiem)	32.169984	0.8	16	1.2	100	0.1
	24.127488	0.6	16	1.2	100	0.1
	16.084992	0.4	16	1.2	100	0.1
	8.042496	0.2	16	1.2	100	0.1

$$Q_{max} = [(S_m \times 2\pi \times B \times K)] / [\ln (W/R_w)]$$

Para la aplicación de la ecuación de Thiem, se consideraron 4 diferentes abatimientos máximos en pozos, variables entre 0.2 y 0.8 metros, valga recordar que los aforos determinaron que el Q de extracción óptimo era de 0.2 lps con abatimientos de 0.45 metros en promedio, por lo que se consideró el valor de 0.6 metros. Al igual que en el punto 1, se consideró el espesor de la zona saturada cortada por los pozos de la barrera, la conductividad hidráulica obtenidos de las pruebas de bombeo y el ancho de 100 metros de la pluma y finalmente el radio del pozo de 0.1 metros.

El resultado que se consideró es el de 24.12 m³/día, el cual si se compara con la capacidad de la bomba elegida con un Q de 0.25 lps y 24 horas de operación es de 21.6 m³/día, ambos datos se corresponden bastante bien.

4. Localizar los pozos a fin de maximizar la recuperación de producto libre.

No. De pozos requeridos	Q (equipos de extracción)	Día	Q (total turno 8 horas)
1	0.00025	0.33	7.128
2	0.00025	0.33	14.256
3	0.00025	0.33	21.384
4	0.00025	0.33	28.512

Se consideró el uso de 1 a 4 equipos de extracción con caudales promedio de 0.25 lps y 8 horas de operación con lo cual se tendría una capacidad de extracción de 28.51 m³/día, los cuales estarían por arriba de los 19.2 que fluyen a través de la barrera.

Por lo tanto se estima que se cuenta con la capacidad adecuada para interceptar el flujo de LNAPL por medio de los pozos de la barrera.

Por otra parte, en la figura IV.2.3, se muestra el diagrama simplificado del sistema de Bombeo y Tratamiento, el cual se describe a detalle a continuación.

La tecnología de Bombeo y Tratamiento implementada en la zona de estudio consistió de los siguientes equipos:

- Bombas sumergibles de características ambientales, las cuales fueron instaladas en pozos que presentaban LNAPL en fase libre. Los equipos empleados fueron seleccionados para una capacidad entre 0.25 y 0.35 litros por segundo y una profundidad de bombeo entre 6 y 21 metros (**Figura IV.2.4**).

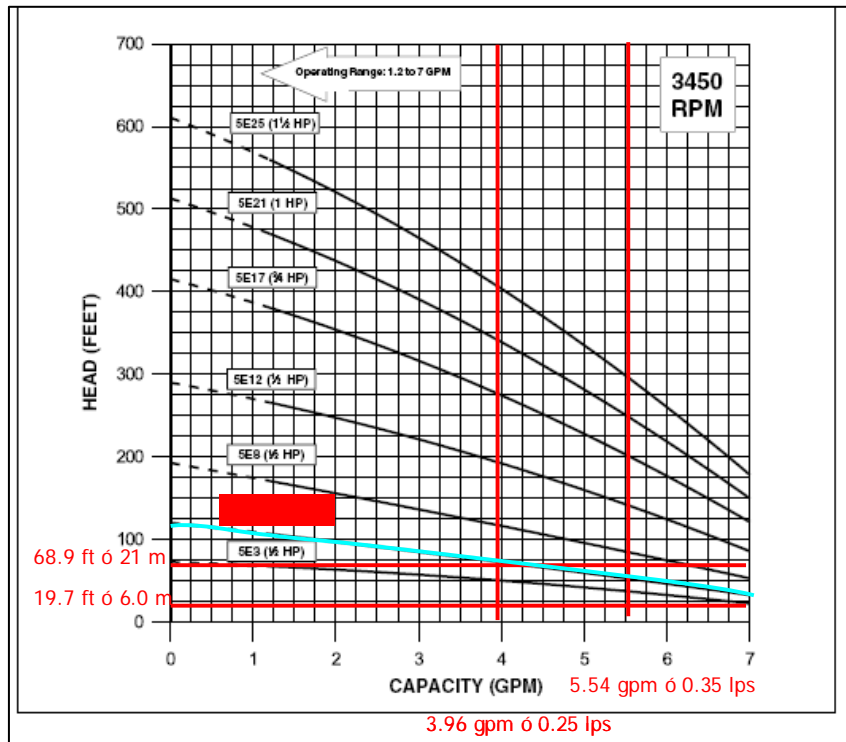


Figura IV.2.4 Diagrama de características operativas de bombas sumergibles.

La operación de las bombas se realizó, de tal manera, que se minimizara el abatimiento del nivel del agua con el fin de evitar el fenómeno de embarrado (smearing), es decir que un abatimiento muy fuerte del nivel dinámico podría producir la migración del producto libre en sentido vertical a lo largo de la superficie de abatimiento generando contaminación en los estratos inferiores y su adsorción en las partículas de suelo que serían más difíciles de extraer.

De esta manera se recuperó una mezcla de agua y LNAPL, ambos se condujeron a través de un sistema de tuberías hasta tanques de almacenamiento temporal en donde se dejó reposar para lograr la separación de ambas fases por diferencia de densidades. Las características de los tanques fueron: doble pared de placas de acero al carbón, fácil acceso para el llenado y drenaje, diseño compacto, tuberías de ventilación, etc. (**Figura IV.2.5**)

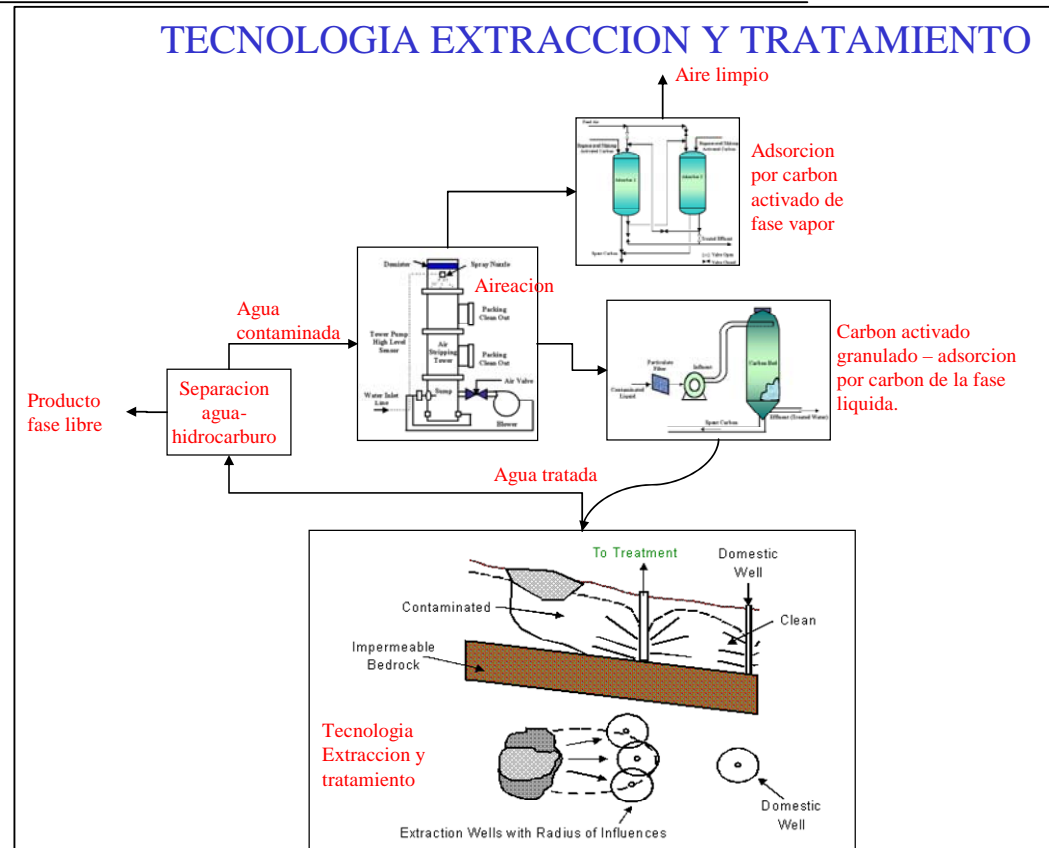


Figura IV.2.3 Esquema simplificado del sistema de remediación de acuíferos Extracción y Tratamiento (Pump and Treat).

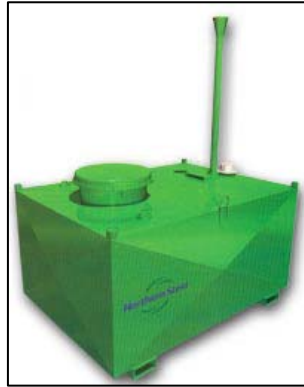


Figura IV.2.5 Tanque de almacenamiento temporal.

Una vez separados los LNAPLs se transfirieron a otros tanques de depósito final, mientras que el agua contaminada fue enviada a un sistema de tratamiento el cual empleaba 2 tecnologías: la de Aireación y la Adsorción por carbón activado.

El sistema de aireación, provee una eficiencia de remoción del 99.8 % con un sistema de aireación de etapas múltiples, muy efectivo para BTEX y MTBE y es de fácil instalación y mantenimiento (**Figura IV.2.6**).

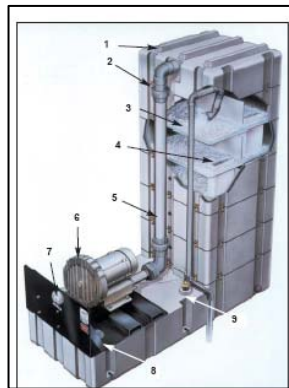


Figura IV.2.6 Detalle del equipo de aireación.

Es un sistema multi-etapas, que consta básicamente de cuatro bandejas construidas de polietileno de mediana densidad apiladas en forma vertical, entre las que se encuentran instalados el mismo número de platos de aireación. Estos últimos son placas planas de acero inoxidable tipo 304, diseñadas con orificios. Permite la adición o eliminación de módulos de acuerdo a los requerimientos de tratamiento. Las bandejas se encuentran estructuradas con un deflector central, que invierte en 180 grados el sentido del flujo de agua en cada etapa. Al mismo tiempo que el agua descende, alterna su movimiento a favor y en contra de las manecillas del reloj prolongando de esta forma el tiempo de residencia en el interior del equipo hasta depositarse en un contenedor con una capacidad

de 0,907 m³ Este contenedor funciona como base para el montaje del soplador y elementos de control del equipo

Posterior al proceso de aireación, el agua se transfiere a dos filtros de carbón activado contruidos de fibra de vidrio reforzado, que contienen gránulos de carbón activado que permite la absorción física de las moléculas y compuestos contaminantes que no se eliminaron en la etapa de aireación (**Figura IV.2.7**).

Los dos filtros de carbón activado están conectados para trabajar en serie o en paralelo, mediante tuberías, válvulas y accesorios de PVC de 0,0508 m de diámetro.

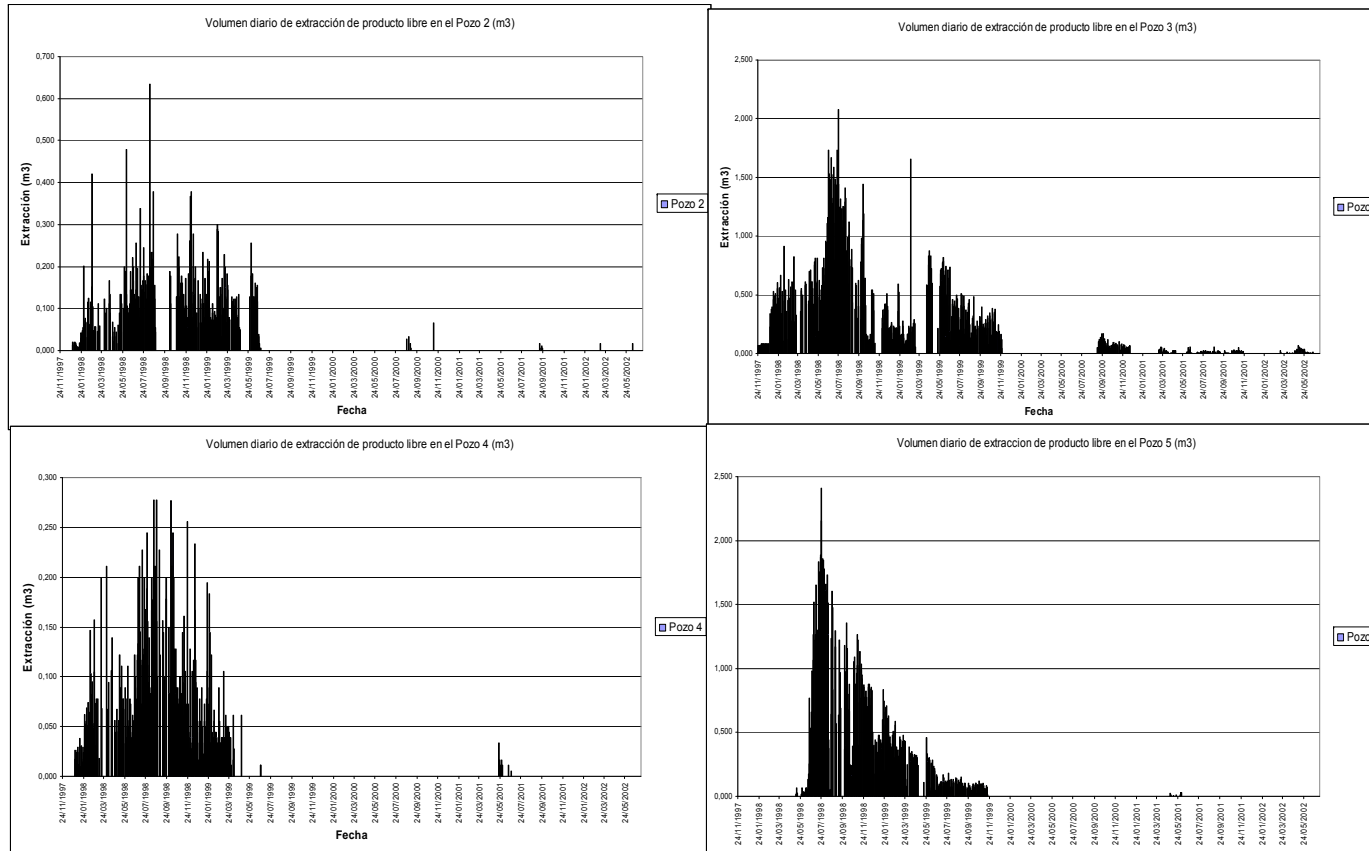


Figura IV.2.7 Detalle del equipo de carbón activado.

IV.3 Seguimiento de la remediación del acuífero contaminado con LNAPL en fase libre.

Los trabajos de extracción de LNAPL, se realizaron durante un tiempo de 4.5 años aproximadamente, sin embargo no se operó de forma continua ya que situaciones contractuales, de mantenimiento de equipo y cuestiones operativas obligaron a parar durante ciertos periodos de tiempo. Se inicio con la instalación de un equipo de bombeo en cada uno de los pozos 2, 3, 4 y 5 y posteriormente se ajustó a 2 equipos, se incrementó el número de horas de operación e inclusive se realizaron variaciones en el volumen de extracción de los equipos de bombeo. El comportamiento de la extracción en cada pozo se muestra en las **gráficas IV.3.1 inciso a, b, c y d**.

Los pozos 3 y 5 son los que aportaron mayor extracción de LNAPL ya que iniciaron con promedios de 500 litros diarios cada uno y se incrementaron progresivamente hasta 2000 litros, finalmente disminuyeron hacia valores de 6 litros diarios (**Gráfica IV.3.1.b y d**).

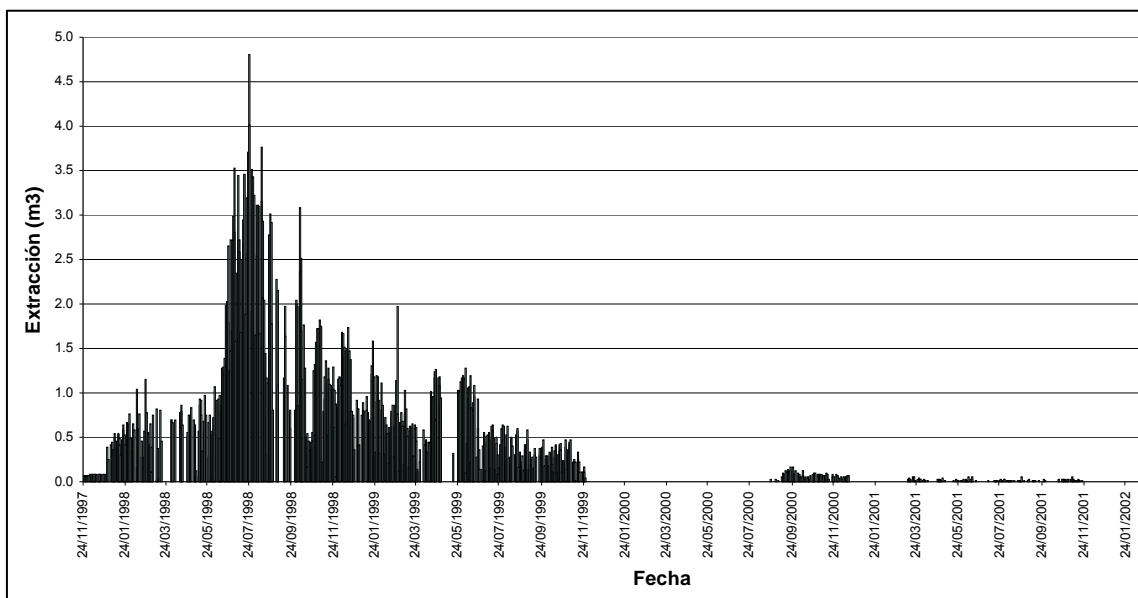


Gráfica IV.3.1 (a,b,c,d) Comportamiento de la recuperación de los LNAPL's en cada uno de los pozos de la barrera de contención.

Por otra parte los pozos 2 y 4 (**Gráfica IV.3.1.a y c**), inician con volúmenes de 50 litros por día de LNAPL cada uno, se incrementan hasta 250 litros y finalmente descienden hasta 6 litros diarios. En general se recuperaba del orden del 10 % comparado con los otros pozos.

Al final la extracción disminuyó drásticamente e inclusive hubo días donde se operaban los equipos de bombeo y se recuperaban solamente algunos mililitros de LNAPL, por lo tanto se operó de manera intermitente.

En la **gráfica IV.3.2** se muestra la extracción diaria de los 4 pozos de la barrera. Entre noviembre y diciembre de 1997 solamente operó la bomba del pozo 3, recuperando alrededor de 80 litros diarios en 8 horas. Entre enero y marzo de 1998 se incorporan los pozos 2 y 4 por lo que se incrementa la extracción hasta 500 litros en 8 horas de operación. A partir de mayo y hasta junio de 1998, se adiciona el equipo del pozo 5 y se incrementa la extracción a 760 litros en promedio igualmente con 8 horas de operación. Entre julio de 1998 y noviembre de 1999, se incrementó a 16 horas de bombeo en las 4 bombas, por lo que se logró recuperar hasta 2500 litros diarios, sin embargo se comenzó a observar una disminución paulatina en los niveles de extracción hasta valores de 250 litros por día.



Gráfica IV.3.2 Comportamiento de la recuperación de los LNAPL's de los 4 pozos de la barrera de contención.

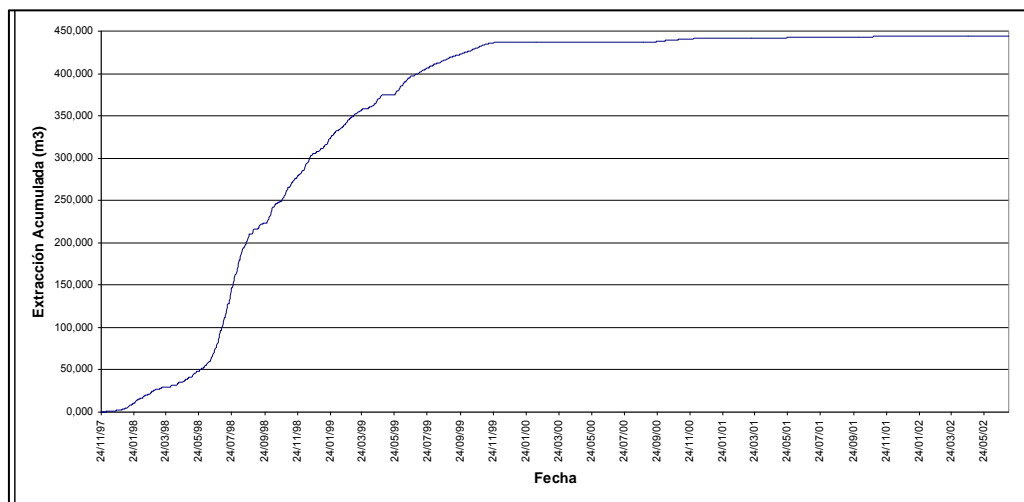
Entre noviembre de 1999 y agosto de 2000, no se tienen datos particulares de extracción en estos 4 pozos dado que se tuvieron que interconectar a un sistema de recuperación general, por lo tanto fue imposible conocer la cantidad de LNAPL que aportaba cada pozo.

A partir de septiembre de 2000 y hasta diciembre del mismo año se operaron solo los pozos 2 y 3 durante 8 horas, con una extracción de 75 litros diarios. Entre marzo de 2001 y noviembre del mismo año la extracción se realizó principalmente en el pozo 3 y ocasionalmente en los pozos 2, 4 y 5 con un promedio de 17 litros por jornada de 8 horas bombeadas. Finalmente entre marzo y junio de 2002 se operó intermitentemente los pozos 2 y 3, y se lograba recuperar hasta 27 litros en 8 horas, y en junio alcanzó la extracción de 6 litros por días.

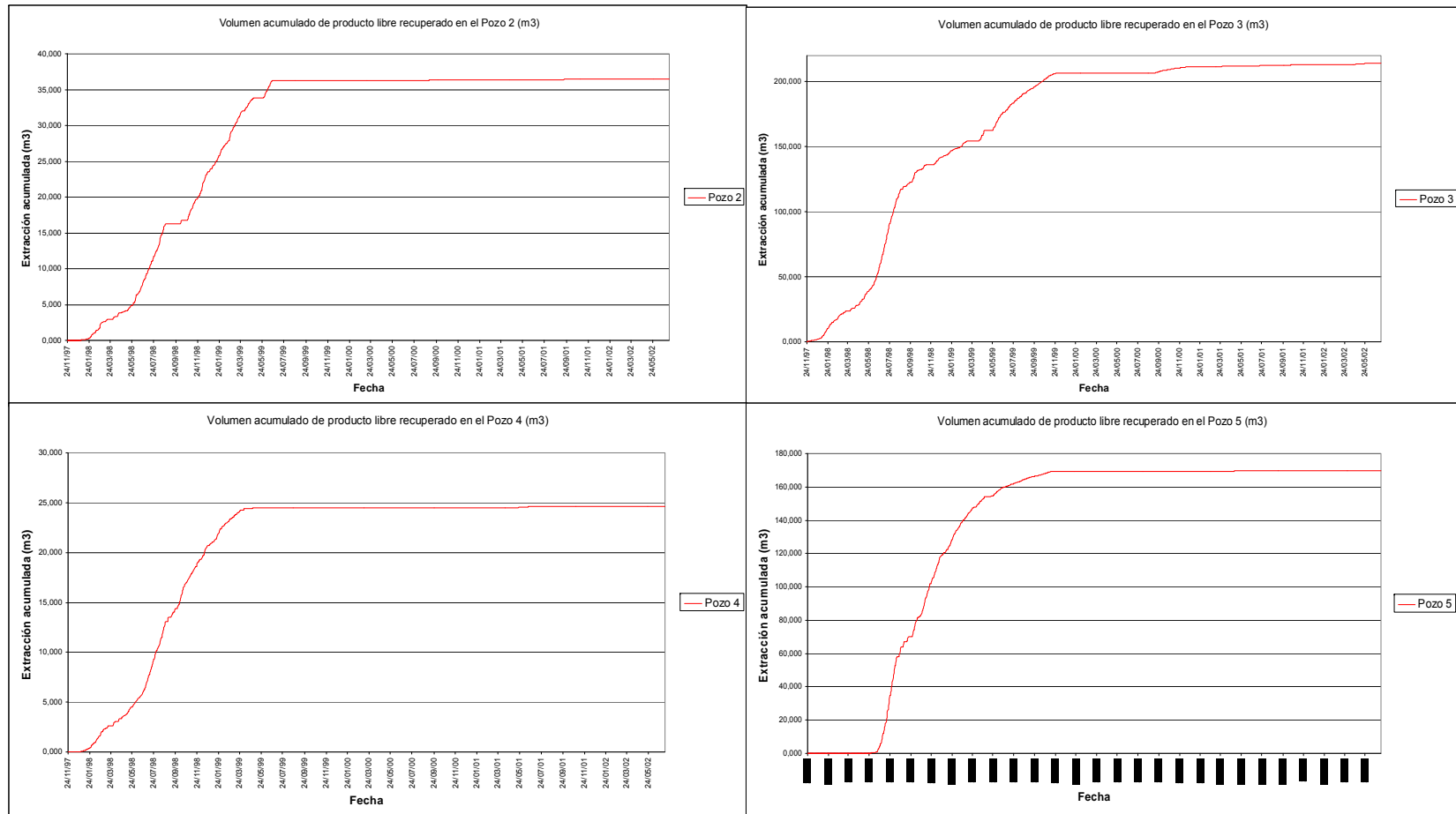
La disminución progresiva en los volúmenes de extracción tuvo 2 efectos extender el tiempo de la remediación y la consecuente elevación del costo-beneficio de la misma.

En las **gráficas IV.3.3 a, b, c y d**, se muestra el comportamiento de la extracción acumulada de LNAPL para cada uno de los pozos 2, 3, 4 y 5. En ellas se observa que durante los primeros meses de operación, se extrajo el mayor porcentaje y posteriormente se observa un comportamiento asintótico.

Lo mismo se observa en la **gráfica IV.3.4**, la cual representa el volumen de LNAPL recuperado en los 4 pozos de la barrera. El comportamiento asintótico se da a partir de noviembre de 1999. En los 2 primeros años de logró extraer el 98 % de volumen recuperado y en el resto del tiempo solo el 2 %.



Gráfica IV.3.4 Comportamiento de la recuperación acumulada de LNAPL's en los 4 pozos de la barrera de contención.



Gráfica IV.3.3 (a,b,c,d) Comportamiento de la recuperación acumulada de los LNAPL's en cada uno de los pozos de la barrera de contención.

La extracción se realizó durante 4.5 años calendario, pero si consideramos las jornadas de 8 y 16 horas, los periodos sin extracción, los domingos sin laborar, los días suspendidos por mantenimiento, y se contabilizan los tiempos efectivos se obtiene que el pozo 2 operó un equivalente de 178 días completos, el pozo 3 con 350 días, el pozo 4 con 166 días y el pozo 5 con 234 días, aunque la operación continua dependería de factores económicos y de equipamiento que elevarían el costo del proyecto.

La disminución progresiva en los volúmenes de extracción tiene que ver con la movilidad del LNAPL a escala de poro. En la zona saturada, el agua es el fluido que humedece o moja las partículas de suelo y el LNAPL es un fluido que no humedece y que reside dentro del espacio del poro y es rodeada por una película de agua (**Figura IV:3.1**). En la zona no saturada, donde hay una fase de aire además del agua y los LNAPL, el aire es un fluido no húmedo, el agua sigue siendo normalmente el líquido humectante, y el LNAPL reside entre los otros dos líquidos. El agua y el LNAPL tienen diferentes densidades y, por tanto, presiones en los espacios porosos. La diferencia en la presión de los dos líquidos es la presión capilar, que controla la saturación de LNAPL en el subsuelo. Como la cantidad de LNAPL disminuye, la presión disminuye y la capacidad de la formación para transmitir LNAPL disminuye. Si los LNAPL no son continuos de un poro al siguiente entonces no fluirán y se volverán inmóviles, este fenómeno se conoce como saturación residual de LNAPL y corresponde a los LNAPL que no se pueden recuperar a menos que las propiedades de este fluido sean alteradas, por ejemplo inducir gradientes de presión a través de sistemas de extracción de vapor, cambios en la tensión interfacial como el uso de surfactantes, o reducción en la viscosidad del LNAPL mediante la adición de calor (**EPA 542-R-04-011**).

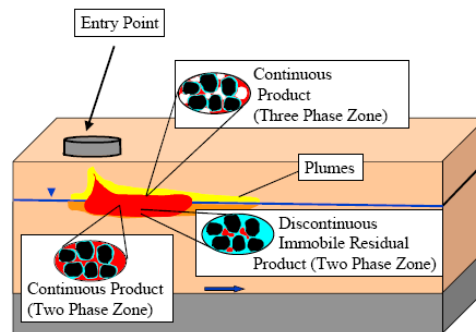
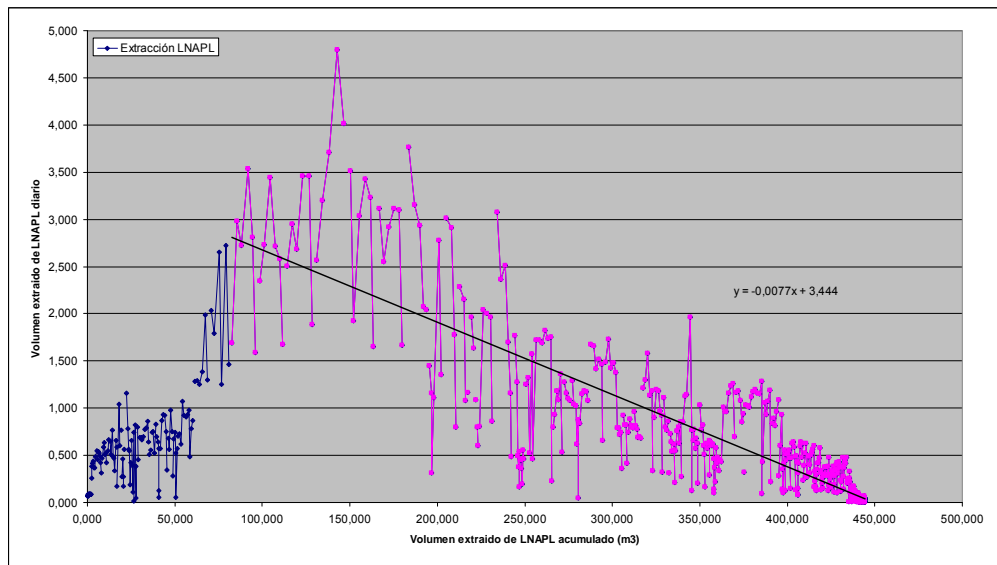


Figura IV.3.1 Modelo conceptual de la movilidad de los LNAPL en el subsuelo (Sales, Tom, 2001).

Datos compilados por algunos autores indican que la saturación residual varía entre 10 y 20 % en la zona no saturada y entre el 15 y el 50 % del total del volumen de poro en la zona saturada (**Newell, Charles 1995**). Esto quiere decir que un volumen importante puede permanecer en el subsuelo y que será difícil de recuperar bajo la Tecnología de Bombeo y Tratamiento.

Un método usado en la industria petrolera, que emplea los datos de producción o extracción, puede ser usado para estimar la producción futura, esta técnica conocida como Análisis de la curva de declinación (**Gráfica IV.3.5**), asume un decaimiento de primer orden en la producción. Se inicia con la construcción de una gráfica Gráfica donde en el eje X se colocan los datos de producción acumulada (litros, galones, etc) y en el eje Y el volumen de recuperación diaria (litros/día, galones/día, etc) y se emplea la parte final de la gráfica donde se presenta el decaimiento de la producción y se traza una recta de ajuste con dichos puntos, la intercepción con el eje de las abscisas representará un punto final de 95 % del volumen máximo de recuperación (**Sale, Tom 2001**).



Gráfica IV.3.5 Curva de declinación de la producción de LNAPL´s en los 4 pozos de la barrera de contención.

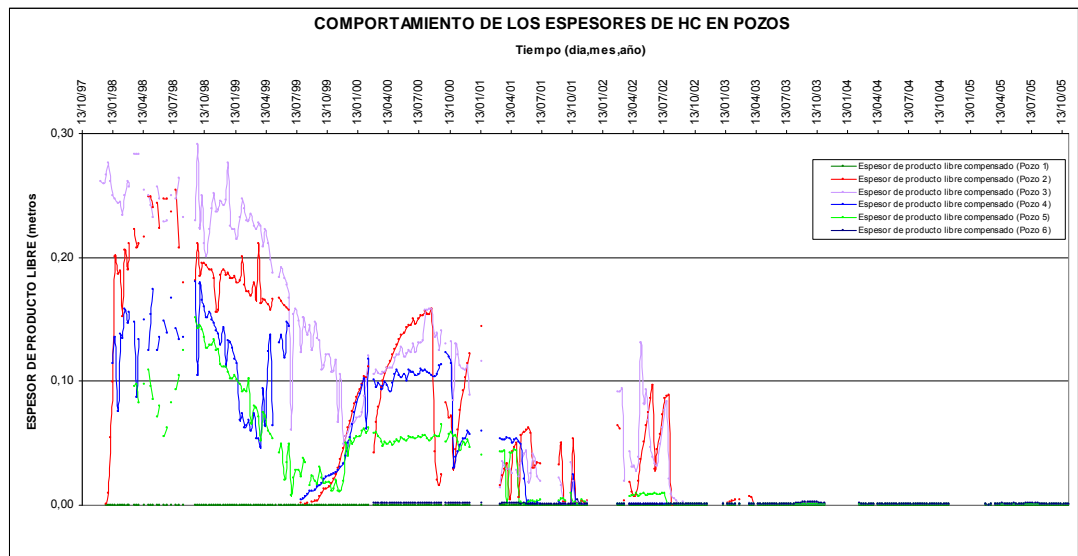
Como se aprecia la línea del ajuste del comportamiento de la declinación de la producción, al final se ajusta en los últimos puntos, lo cual pudiera indicar que prácticamente se logró extraer todo el volumen que potencialmente era recuperable.

Como parte del seguimiento de la remediación se realizó el monitoreo de los espesores de LNAPL en los 4 pozos de la barrera, se realizaron mediciones semanales tanto de la profundidad de la interfase agua-lnapl y aire-lnapl, considerando al primero como nivel de producto libre y al segundo nivel de agua subterránea, el periodo de medición corresponde entre el 22 de diciembre de 1997 y el 18 de julio del 2005.

Como se mencionó en el **inciso III.11**, una vez medidos los niveles fue necesario realizar un cálculo que permitiera corregir el valor de la carga hidráulica y el espesor real de

LNAPL en los pozos de monitoreo (**Gráfica IV.3.6 a, b, c, d**). Los resultados muestran que los espesores corregidos son del orden del 15 al 20 % de los espesores medidos.

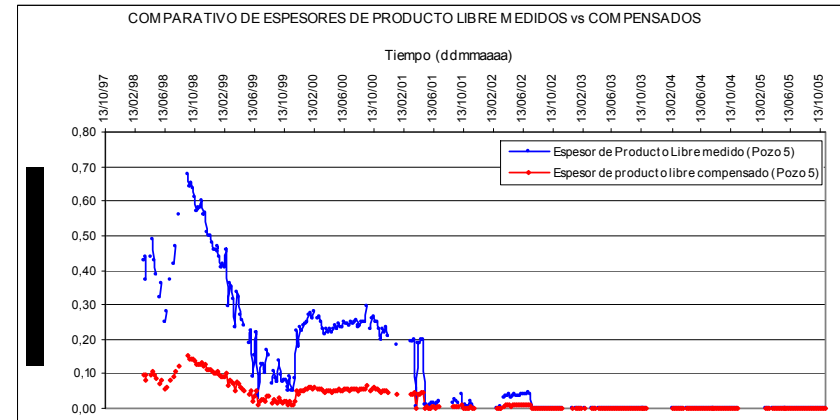
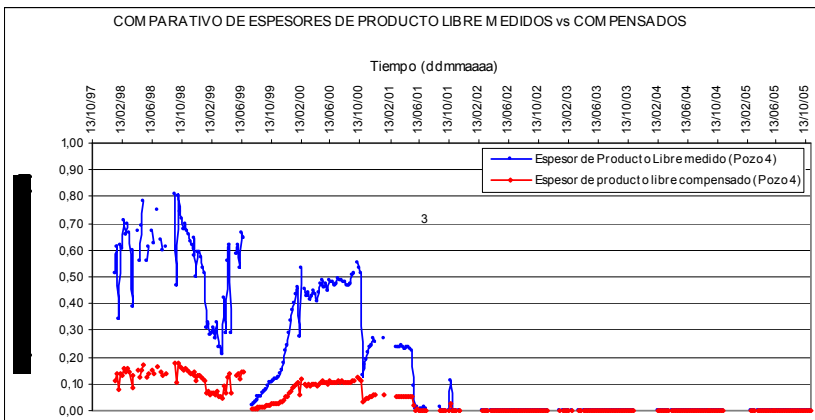
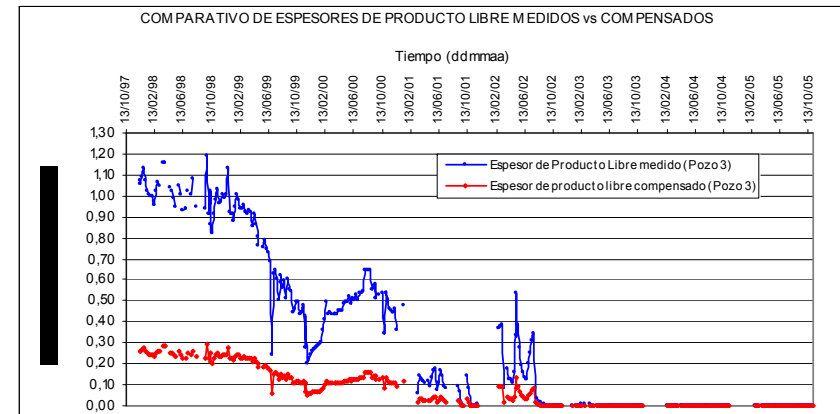
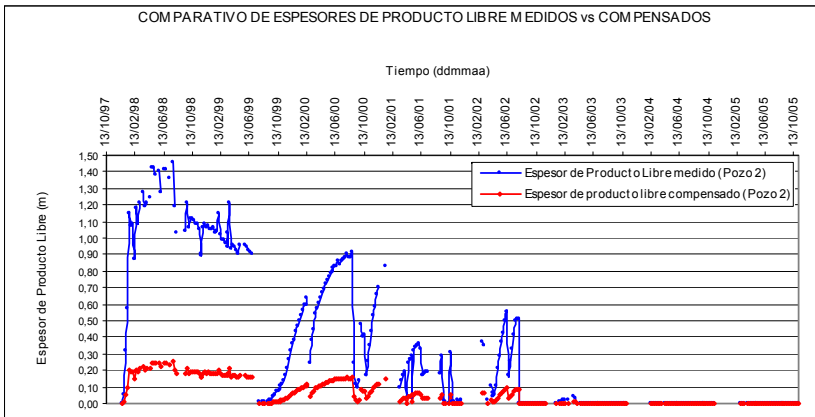
Como se observa en el higrógrafo del pozo 1 (**Gráfica IV.3.7**) en ninguna medición se registró espesor de LNAPL's; mientras que el pozo 2, presentó espesores libres máximos de 0.25 metros y al final reportó valores de 0.003 metros; en el pozo 3, los espesores máximos fueron de 0.28 metros y al final reportó valores 0.002 metros; el pozo 4 el mayor espesor fue de 0.18 metros y finalizó con 0.001 metros; el pozo 5 un máximo de 0.15 metros y finalizó con 0.001 metros; y finalmente el pozo 6 tampoco registró la presencia de LNAPL's.



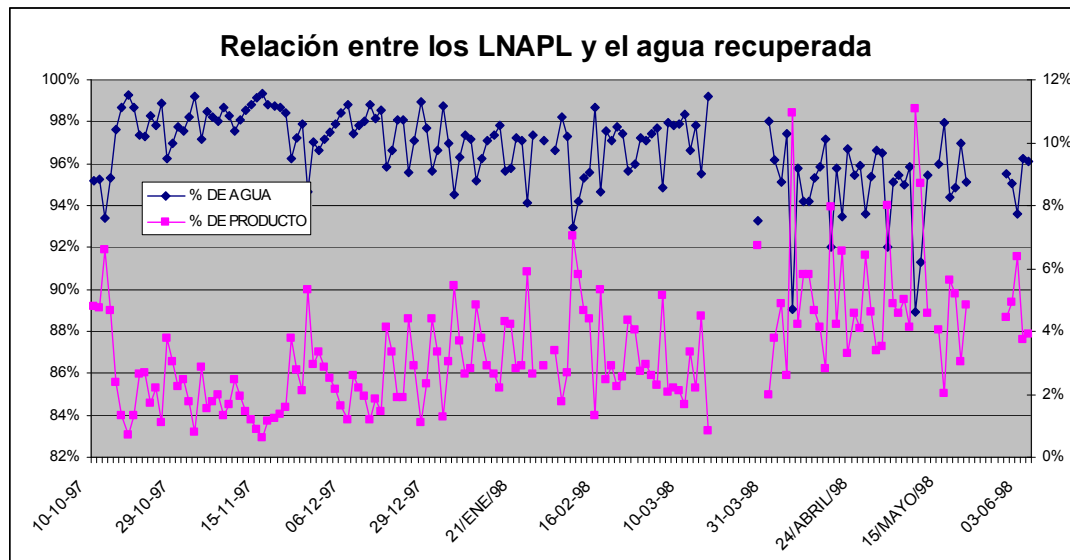
Gráfica IV.3.7 Espesores de LNAPL corregidos en los 6 pozos de la barrera de contención.

En general se observa una tendencia a la reducción en los espesores, aunque hubo varios periodos en los cuales se produjo una recuperación o rebote en los mismos, sin embargo con las medidas operativas de la extracción se logró controlar y mantener esta tendencia.

Para evidenciar lo anterior se dio seguimiento a la relación porcentual de agua e hidrocarburo extraído para un año en específico (**Gráfica IV.3.8**), de esta se observa que se inicia con una relación de 98 % agua y 2 % de LNAPL, sin embargo con la operación de 16 horas de bombeo en vez de 8 horas, se logró incrementar hasta 95 % de agua y 5 % de LNAPL. Este monitoreo se mantuvo a lo largo del proyecto y en general se estima que se trabajó bajo un promedio de 97.3 % de agua y 2.7 de LNAPL. De tal manera que los volúmenes finales se calculan en 450 m³ de LNAPL y 16000 m³ de agua extraídos. De igual manera se observa una correlación entre el comportamiento de los espesores y la extracción diaria de LNAPL (**Gráficas IV.3.9 a, b, c y d**).



Gráfica IV.3.6 a,b,c,d Comparativo de los espesores de LNAPL medidos y corregidos en los 4 pozos de la barrera de contención.



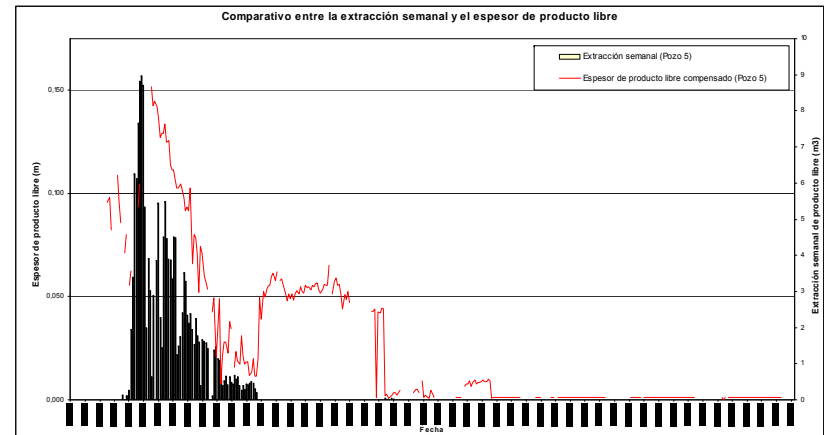
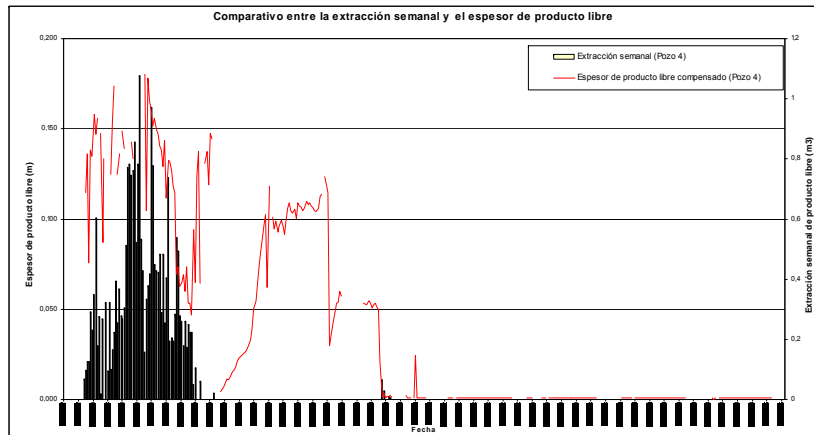
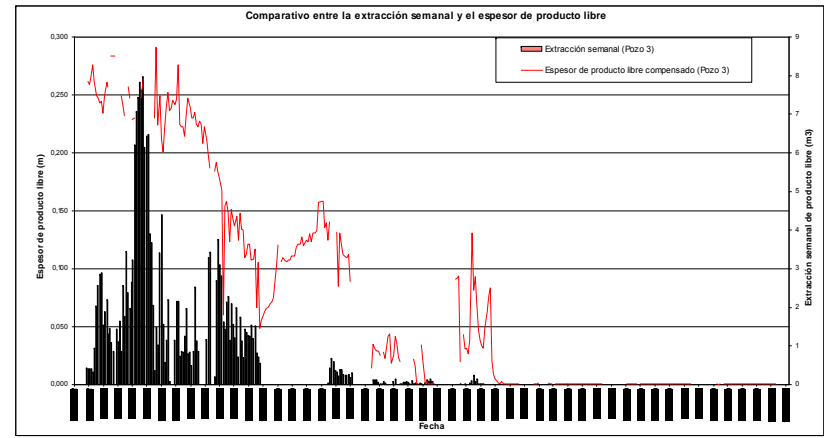
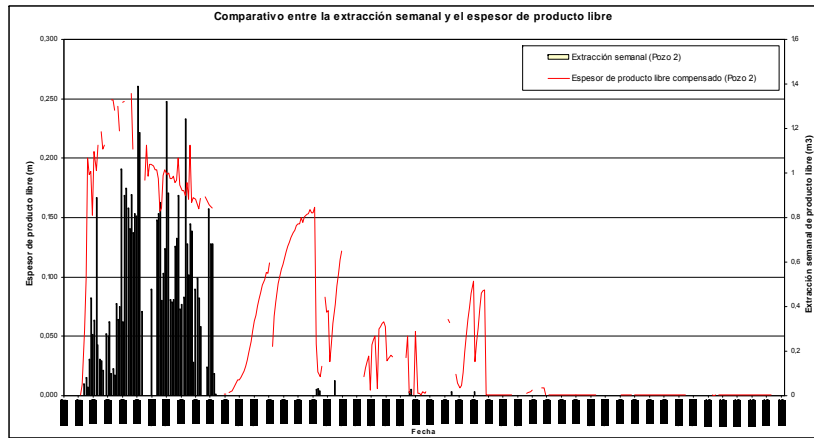
Gráfica IV.3.8 Relación porcentual de la extracción de agua y LNAPL en los pozos de la barrera de contención.

Dado que la extracción se concluyó en el mes de junio del 2002, se decidió mantener el monitoreo de los espesores con el fin de verificar si ocurría alguno otro rebote posterior, pero afortunadamente no se registro nada en los siguientes 3 años de mediciones.

Como se comentó los espesores finales variaron entre 0.001 y 0.003 metros los cuales fueron difíciles de disminuir con el sistema de bombeo y tratamiento. Por esta razón se decidió concluir con los trabajos en esta zona con la tecnología que se estaba empleando.

El comportamiento del espesor de LNAPL, en la zona de estudio se presenta en las **Gráficas IV.3.10 a, b, c, d, e**. En estas se observa la evolución de la pluma y como fue disminuyendo tanto en espesor como en extensión. Vale resaltar que también de manera simultanea se realizaron trabajos de remediación y por lo tanto de extracción en algunos pozos ubicados al norte y sur de la zona de la barrera de contención, este fue un factor mas que contribuyó a evitar la migración de la pluma hacia fuera del predio industrial norte.

Por otra parte el agua que se extraía de manera asociada con los LNAPL´s, fue separada en tanque de almacenamiento temporal y posteriormente enviadas al sistema de tratamiento ya descrito en el **inciso IV.2**, a esta agua también fue necesario realizar un seguimiento, por lo que se tomaron muestras de agua en tres sitios del sistema: a la entrada, a la salida de sistema de aireación y a la salida de los filtros de carbón activado. Estas muestras fueron tomadas periódicamente y enviadas a un laboratorio certificado para realizar análisis para determinar Hidrocarburos base diesel y base gasolina por el método EPA 8015B, Hidrocarburos monoaromáticos por el método EPA 8260 e Hidrocarburos poliaromáticos por el método EPA 8310 (**Tabla IV.3.1**).



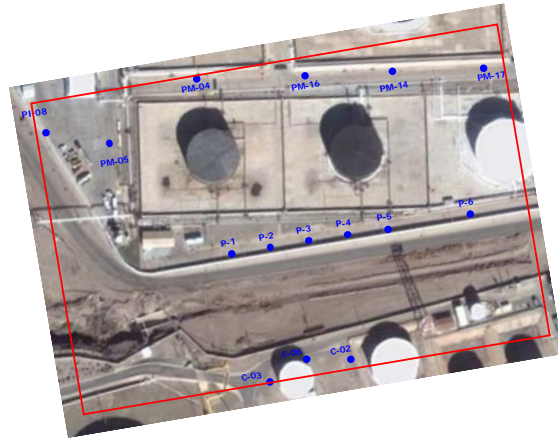
Gráfica IV.3.9 (a,b,c,d) Comparativo del comportamiento de los espesores de LNAPL's y la extracción diaria en los pozos de la barrera de contención.



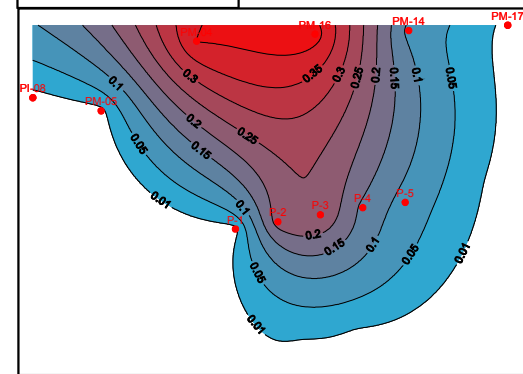
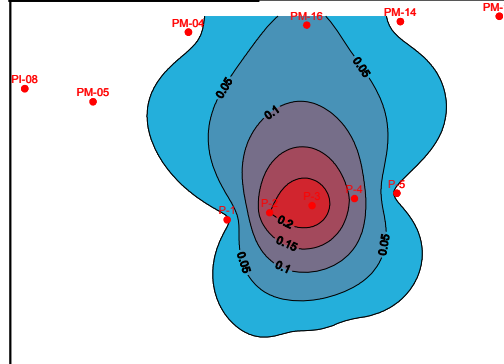
Estos análisis tenían como objetivos, calcular la eficiencia del sistema de tratamiento en la remoción de los compuestos ya indicados, la cual resulto del 99.54 % es decir se disminuyó en ese porcentaje los valores de entrada contra los de salida. El segundo objetivo era monitorear la vida útil del carbón activado y la necesidad de su reemplazo, así como del mantenimiento del equipo de aireación. El tercero comparar los valores de salida del sistema contra la normatividad vigente, a este respecto se aplicaron los Criterios Ecológico de calidad del agua (CE-CCA-001/89) y la NOM-127-SSA1-1994 (2000), con lo cual se pudo comprobar que los parámetros regulados en dichas normas si se cumplían ya que se encontraron por debajo de los valores permisibles y como cuarto estimar un volumen de masa removida del contaminante con base en el volumen de agua tratada y la diferencia entre la entrada y la salida de los contaminantes en el sistema, en este caso se presenta un ejemplo (Tabla IV.3.1) de cómo se monitoreaba este objetivo, ya que no fue posible obtener datos específicos para los 4 pozos de la barrera.

Finalmente todas estas actividades permitieron adecuar las políticas de extracción que llevaron a cumplir con el objetivo de contener la migración de LNAPL's fuera del predio industrial norte, y también se logró eliminar las emanaciones de LNAPL que ocurrían inicialmente en el Canal del predio industrial sur.

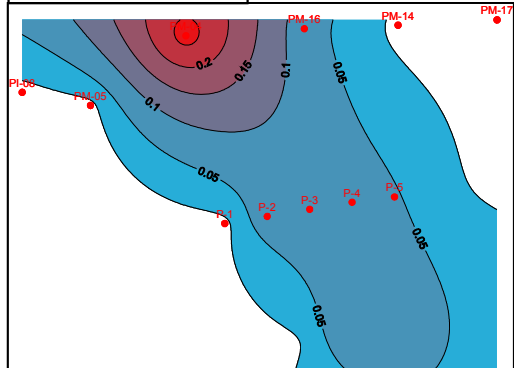
No se descarta la necesidad de evaluar la aplicación de otras tecnologías de remediación para disminuir a niveles todavía más bajos la contaminación en la zona y que faciliten la remoción de los LNAPL residuales hasta llegar a valores irreductibles.



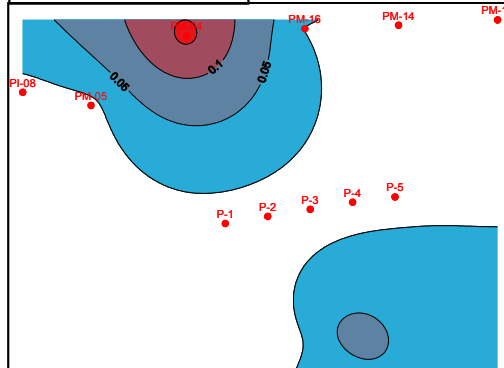
ENERO 1998 **JUNIO 1998**



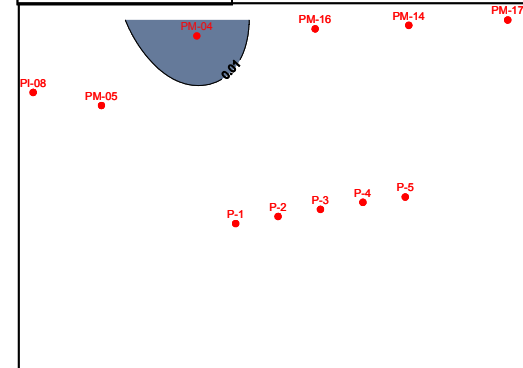
ENERO 2000



ENERO 2003



JULIO 2005



Gráfica IV.3.10 (a,b,c,d, e) Configuración del comportamiento de la recuperación acumulada de los LNAPL's en los pozos de la barrera de contención.



FECHA		07-Jul-04								LIMITE DETECCION EQUIPO O METODO	LIMITES PERMISIBLES	
SITIO DE MUESTREO		ANTES AIREACION	SALIDA AIREACION	SALIDA FILTROS	VOLUMEN DE MASA REMOVIDA		PORCENTAJE DE REDUCCION				CRITERIOS ECOLOGICOS DE CALIDAD DEL AGUA (CECCA-001/89) *	NOM-127-SSA1-1994 (2000) **
NOMENCLATURA EN CADENA DE CUSTODIA		LPENT	LPSAL	FILTRO	AIREACION	FILTROS	LOPRO	FILTROS	TOTAL			
UNIDAD		mg/l			mg/l		%			mg/l	mg/l	
HIDROCARBUROS BASE DIESEL Y BASE GASOLINA MÉTODO EPA 8015 B-1 986 M	Hidrocarburos rango diesel	ND	ND	ND	0,0000	0,0000	100,00	100,00	100,00			
	Hidrocarburos rango gasolina	14,560	ND	ND	14,5600	0,0000	100,00	100,00	100,00			
HIDROCARBUROS MONOCAROMÁTICOS MÉTODO EPA 8260 M	Benceno	13,70	0,05	ND	13,65	0,05	99,66	100,00	100,00	0,00003	0,010	0,010
	Etilbenceno	1,51	ND	ND	1,51	0,00	100,00	100,00	100,00	0,00005	1,400	0,030
	Tolueno	13,65	0,06	ND	13,59	0,06	99,53	100,00	100,00	0,00004	14,300	0,700
	o-Xileno	2,26	0,07	ND	2,19	0,07	96,96	100,00	100,00	0,00005		0,500
	m+p Xileno	5,11	0,37	ND	4,74	0,37	92,80	100,00	100,00	0,00007		0,500
	Teramilmetiléter (TAME)	13,69	1,24	0,04	12,45	1,20	90,91	96,41	99,67	0,00030		
	Metiliterbutileter (MTBE)	77,11	4,72	1,35	72,39	3,36	93,88	71,32	98,25	0,00030	*** 0.012 - 0.400 **** 0.013	
	PROMEDIO				17,22	0,73	96,25	95,39	99,70			
HIDROCARBUROS POLIAROMÁTICOS MÉTODO EPA 8310 M	Acenafteno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000011	0,020	
	Dibenzo (a,h) Antraceno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000050		
	Fenantreno	ND	0,00100	ND	0,0000000	0,0010000	0,00	100,00	100,00	0,0000075		
	Fluoranteno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000065	0,040	
	Fluoreno	0,0	0,00092	0,0002300	0,0000000	0,0006900	0,00	75,00	75,00	0,0000108		
	Indeno (1,2,3-cd) Pireno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000053		
	Naftaleno	0,07380	0,05370	ND	0,0201000	0,0537000	27,24	100,00	100,00	0,0000045		
	Pireno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000091		
	Acenaftileno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000026		
	Antraceno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000115		
	Benzo (k) fluoranteno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000118		
	Benzo (a) antraceno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000080		
	Benzo (a) pireno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000750		
	Benzo (b) fluoranteno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000088		
	Benzo (g,h,i) perileno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000045		
	Criseno	ND	ND	ND	0,0000000	0,0000000	100,00	100,00	100,00	0,0000080		
	PROMEDIO				0,0012563	0,0034619	82,95	98,44	98,44			
% PROMEDIO DE LA REDUCCION										99,54		

Tabla IV.3.1 Ejemplo del seguimiento del sistema de tratamiento de agua basado en análisis químicos del agua de entrada y salida.

CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V.1 Conclusiones

1. Se logró contener la migración de LNAPL´s del predio industrial norte hacia el sur, y también se logró eliminar las emanaciones de LNAPL que ocurrían inicialmente en el Canal del predio industrial sur.
2. Se disminuyeron los espesores de LNAPL, de 0.25 metros en promedio hasta valores de 0.002 metros en los pozos de la barrera de contención.
3. Se extrajo un volumen de LNAPL de 450 m³ y 16000 m³ de agua, es decir el 2.7 y 97.3 % del volumen total respectivamente. Los primeros fueron entregados para su manejo y los segundos fueron tratados y se redujo en un 99.% el nivel de LNAPL en fase disuelta.
4. La remediación se realizó en un periodo de tiempo de 4.5 años calendario, pero si se calcula el tiempo efectivo de trabajo se reduce a 234 días laborados en promedio.
5. Se incremento la seguridad en las instalaciones de ambas industrias.
6. Los LNAPL presentes en el subsuelo, se componen principalmente por combustibles del tipo gasolina magna sin con ligeras concentraciones de diesel.
7. El acuífero de la zona se considera de tipo libre, compuesto por arenas y limos, de edad plioceno. Se identificaron 4 unidades hidrogeológicas, todas compuestas por arenas y limos de diferente composición mineralógica, sin embargo la que reviste mayor interés es la UH2, que es donde se presenta la acumulación de LNAPL´s en el subsuelo, la conductividad hidráulica varía entre 0.15 y 2.68 m/día; mientras que la transmisividad varía de 2.5 a 31.3 m²/día, ambas dentro del rango que caracterizan a un terreno compuesto por arenas finas a gruesas.
8. De acuerdo con los resultados obtenidos, se considera apropiada la aplicación de la tecnología de Extracción y Tratamiento para crear la barrera de contención que limitó la migración de la contaminación, para este caso en particular.



V.2 Recomendaciones

1. Evitar la ocurrencia de algún eventos que pudiera representar una fuente potencial de contaminación.
2. Continuar con el monitoreo trimestral de los niveles de agua subterránea y LNAPL en los pozos de la barrera.
3. Analizar la conveniencia de realizar un estudio de riesgo a la salud y al medio ambiente, con base en los niveles de remediación alcanzados.



BIBLIOGRAFÍA

American Public Health Association (APHA), American Water Works Association (AWWA), Water Pollution Control Federation (WPCF), 1992, Métodos Normalizados para el análisis de aguas potables y residuales, Ed. Diaz Santos, 17 Edición.

British Columbia, Canada, (B.C. 2004), Define the well protection área (STEP 2) Water Stewardship Division, Columbia Británica, Canada.

Cohen, Robert M; et al; Design Guidelines for conventional pump-and treat systems, EPA/540/S-97/504. Environmental Protection Agency, USA

Criterios ecológicos de calidad del agua (CE-CCA-001/89), 1989, Secretaria de Desarrollo Urbano y Ecología, México.

Davis, S. N. y De Wiest, R, 1966, Hidrogeology, New York, N. J. John Wiley.

Diccionario de la Lengua Española, Vigésima Segunda Edición <http://buscon.rae.es/drael/>

Doménico, P.A. & Schwartz, F. W., 1998, Physical and chemical hydrogeology. Wiley, 502 pp.

Environmental Protection Agency (EPA) 1996, How to effectively recover free product at leaking underground storage tank sites, EPA 510-R-96-001. U.S.A.

Environmental Protection Agency (EPA) 1997, Design guidelines for conventional Pump-and-Treat Systems, EPA/540/S-97/504, U.S.A.

Environmental Protection Agency (EPA) 1999, Treatment Technologies for site cleanup: Annual Status Report (Ninth Edition), EPA-542-R99/001, U.S.A.

Environmental Protection Agency (EPA), 2005, A decision-making framework for cleanup of sites impacted with light non-aqueous phase liquids (LNAPL), EPA 542-R-04-011, USA.

Environmental Protection Agency (EPA) 2007, Treatment Technologies for site cleanup: Annual Status Report (Twelfth Edition), EPA-542/R-07/012, U.S.A.

Foster, Stephen; Hirata, Ricardo, Gomes, Daniel, et al, 2002, Groundwater Quality Protection, The World Bank, pp 116.

Página WEB de la "Federal Remediation Technologies Roundtable" de la Environmental Protection Agency (FRTR-EPA) http://www.frtr.gov/matrix2/top_page.html

GSG Network, <http://www.csghnetwork.com/h2odenscalc.html>

Holmes, Arthur, 1980, Geología Física, Ediciones Omega, S. A., p 812.



Hounslow, Arthur, 1995, Water Quality Data, Análisis and Interpretation, Ed. Lewis Publishers, pp 57 - 59

Lopez Ramos, E, 1982, Geología de México, Tomo 2, 3ra Edición. p 1 – 25.

Minch, J.A., 1967, Stratigraphy and structure of the Tijuana-Rosarito Beach area, northwestern Baja California, Mexico, Geological Society of America Bulletin, v. 78, No. 9, pp 1155-1178.

Minch, J.A., Schulte, K.C. and Hofman, George, 1970, A middle Miocene age for the Rosarito Beach Formation in northwestern Baja California, Mexico, Geological Society of America, Bulletin, V. 81, No. 10, p. 3159-3154

Minch, J.A., and Ashby, J.R., 1984, Miocene and cretaceous depositional environments, Northwestern Baja California, México, Pacific Sección, American Association of Petroleum Geologists Guidebook, vol 54, 88 pp.

Moreira R, H (2005), "Perspectivas del uso de los hidrocarburos a nivel México" Secretaria de Energía, 15pp.

Newell, Charles J, (1995), Light Nonaqueous Phase Liquids, Environmental Protection Agency EPA, pp 1 - 28.

Palmer, Christopher M., 1992, Principles of Contaminant Hydrogeology, Ed. Lewis Publishers, USA, pp 211.

Petróleos Mexicanos (2008), Diagnóstico: Situación de PEMEX, Secretaría de Energía, 130 pp.

Ramsay, Loren (2002), Groundwater protection in selected countries, Danish Environmental Protection Agency, Danish Ministry of the environment, pp 99.

Sales, Tom (2001), Methods for determining inputs to environmental petroleum hydrocarbon mobility and recovery models, American Petroleum Institute No. 4711, julio 2001.

Semarnat, NOM-138-SEMARNAT-SS-2003, Límites Máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y las especificaciones para su caracterización y remediación, México, D.F.

Servicio Geológico Mexicano, Cartografía geológico-minera I11-11, Escala 1:250 000.