

## HIDROCARBUROS EN FASE LIBRE SOBRE LA CAPA FREÁTICA EN LA CIUDAD DE BAHÍA BLANCA

CARBAJO CASTOLDI, M.<sup>1</sup>; PERA VALLEJOS, G.<sup>2</sup> Y LEXOW, C.<sup>2</sup>

1: Departamento de Geología  
Universidad Nacional del Sur  
San Juan 670 (8000) Bahía Blanca  
e-mail: micaela.carbajo@hotmail.es

2: Departamento de Geología  
Universidad Nacional del Sur  
San Juan 670 (8000) Bahía Blanca  
e-mail: guillermo.vallejos@uns.edu.ar, lexow@uns.edu.ar

**Resumen.** *Las pérdidas de hidrocarburos a partir de los sistemas de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos (SASH) constituyen una de las principales fuentes de contaminación de las aguas subterráneas en las áreas urbanas. En este trabajo se presentan metodologías que contribuyen a la evaluación de estos procesos en un ambiente geológico heterogéneo. Las características de los combustibles y las del subsuelo son condicionantes de la migración de los mismos. El acuífero freático de Bahía Blanca se caracteriza por presentar diferentes condiciones hidrogeológicas: sedimentos loésicos cementados por carbonato de calcio, arenas medianas que alternan con arenas gruesas y gravas cuarcíticas y conchillas y arcillas limosas. Esta variabilidad impone diferentes modos de manifestación de la pluma de fase líquida no acuosa (FLNA) del hidrocarburo. Una herramienta para conocer la dinámica y comportamiento de la FLNA es con el estudio de los parámetros Pristano/Heptadecano (Pr/nC17) y Fitano/Octadecano (Fi/nC18). Junto al análisis cromatográfico han permitido determinar las tasas de degradación del combustible analizado. Estas herramientas, junto a un proceso exploratorio detallado permitirán definir con mayor certidumbre los procesos de migración y degradación de los hidrocarburos que redundan en menores costos y tiempo para la remediación del subsuelo.*

**Palabras clave:** hidrogeología, contaminación, hidrocarburos, Bahía Blanca

### 1. INTRODUCCIÓN

En las áreas urbanas las estaciones de servicio se constituyen como una de las principales fuentes de contaminación de las aguas subterráneas producto de las pérdidas de hidrocarburos a partir de los SASH. Bahía Blanca no es una excepción, ya a principios de la década del 90 un censo [1] demostró que en más del 90% de las estaciones de servicio se habían denunciado inconvenientes relacionados con pérdidas de combustible. Estas situaciones, por ejemplo, generan distintas alternativas de remediación que dependerán si el acuífero es utilizado para el consumo humano, en cuyo caso, se deberán considerar valores límites de concentración de determinados compuestos solubles, que no deben ser superados para no comprometer la salud

de la población, mientras que si no es usado para abastecimiento deberá ser considerada, dada su condición de sustancias inflamables, como generadora de riesgo de incendio y explosión en recintos cerrados tales como cocheras subterráneas, sótanos, cámaras, etc. Si bien en la actualidad se cuenta con mejoras sustanciales en las estaciones expendedoras, establecidas por el Ministerio de Energía de la Nación, para evitar y/o detectar a tiempo las pérdidas son varios los casos reportados, en el registro histórico de la Agencia Ambiental del municipio, en los últimos años, de pérdidas de hermeticidad en los SASH. Las características propias de los combustibles (densidad, volatilidad, solubilidad, etc.) se suman a la heterogeneidad del subsuelo (humedad de la zona no saturada, profundidad del nivel freático, permeabilidad, etc.) dando como resultados patrones de distribución, migración y acumulación de los hidrocarburos no siempre sencillos de establecer. Los hidrocarburos derramados en superficie o que se pierden de los SASH son, en primera instancia, adsorbidos por el suelo y luego, superada cierta concentración, migran verticalmente a través de la matriz del terreno. Dependiendo de los volúmenes derramados pueden alcanzar el acuífero freático por encima de la cual la FLNA se desplazará generalmente siguiendo el gradiente hidráulico del acuífero. En las zonas urbanas existen innumerables obstáculos (construcciones, cañerías subterráneas, vías de comunicación, etc.) que condicionan el posicionamiento de pozos exploratorios o de monitoreo continuo, razón por la cual en muchas oportunidades se carece de una afianzada red de observación que permita alcanzar conclusiones satisfactorias. Por ello son requeridas con frecuencia, medidas alternativas de estudio que permiten obtener datos directos e indirectos de mayor confiabilidad: sondeos exploratorios manuales, exploración geofísica, análisis cromatográficos de la FLNA, entre otros. En este trabajo se presentan algunas de estas técnicas y sus resultados como ejemplo de estudio detallado del proceso de migración de combustibles en el subsuelo cuyo conocimiento favorece al diseño y propuesta de los métodos de remediación.

## **2. ÁREA DE ESTUDIO Y MEDIO FÍSICO**

El área de estudio comprende la ciudad de Bahía Blanca que se ubica al sur de la provincia de Buenos Aires (Figura 1). Desde un contexto geomorfológico, la ciudad presenta tres unidades definidas. Hacia el noreste donde las cotas superan los 60 msnm se presenta una amplia peniplanicie y está conformada por sedimentos de tipo loessicos con presencia niveles de tosca. La parte terminal de esta peniplanicie se continúa con una zona de faldeo entre las cotas de 20 y 60 msnm, denominada también escarpa frontal [2], constituida por un complejo coluvio-aluvio y conos aluviales coalescentes. Esta zona de faldeo presenta un comportamiento diferenciado hacia el este con respecto al oeste de la ciudad, mientras que en el área oriental se encuentran conos coluviales producto del movimiento en masa de materiales sobre pendientes [3], hacia el oeste se presentan conos aluviales.

Finalizada la zona de faldeo, por debajo de la cota de 20 m, se presenta la llanura aluvial del arroyo Napostá, que se extiende hacia el sur y suroeste y que continúa hacia el sureste con la llanura litoral.

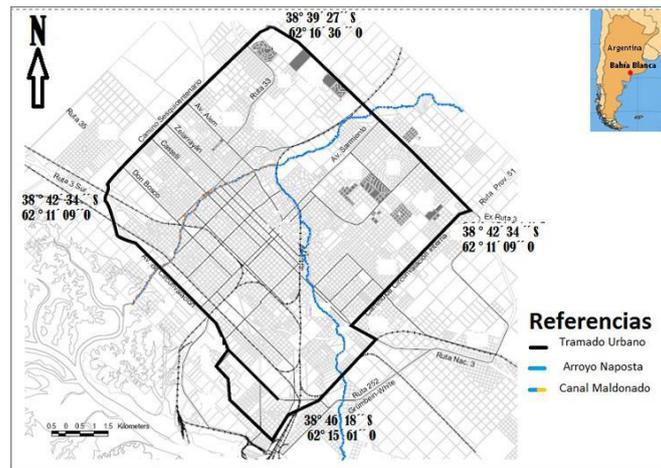


Figura 1. Área de estudio

### 3. HIDROGEOLOGÍA

Dentro del área que comprende la ciudad de Bahía Blanca se presentan grandes diferenciaciones litológicas que a su vez generan variaciones en la dinámica hidrogeológica localizada.

Sobre la zona Norte y Este se distinguen los “sedimentos pampeanos”, compuestos por arenas finas y arenas limo arcillosas cementadas por carbonato de calcio, de manera aflorante o subaforante. La permeabilidad de los sedimentos en general no superaría los 0,5 m/d pero localmente podrían alcanzar máximos del orden de 5 a 10 m/d [4]. El conjunto se comporta regionalmente como un sistema de transmisión de agua pobremente acuífero o acuitardo, aunque localmente presenta reiteradas anisotropías hidrolíticas.

Los sedimentos pampeanos son cubiertos, sobre el margen derecho del Arroyo Napostá, por la Formación Bahía Blanca, integrada por arenas medianas a finas calcáreas, friables y sin estratificación que alternan con arenas gruesas y gravas con rodados angulosos de cuarcitas y conchillas de moluscos continentales, atribuidas a antiguas llanuras de inundación de los arroyos Napostá Grande y Maldonado. Dicha formación posee una edad Holocena [5], y se extiende hasta la cota de 10 m.s.n.m., pudiendo alcanzar los 10 metros de espesor. Hidrogeológicamente la unidad constituye un acuífero somero de buena permeabilidad con caudales específicos variables entre 0,5 y 5 m<sup>3</sup>/h por metro de depresión. La profundidad del nivel freático en el área de Bahía Blanca, se ubica entre los 3 y 5 metros dependiendo de la estación del año y de la alternancia anual de los ciclos pluviométricos [6].

Hacia la costa los sedimentos pampeanos son cubiertos en discordancia erosiva por un nivel innominado compuesto por arenas de playa, a veces sueltas y limos arenosos subordinados, cementados por carbonato de calcio, en el cual se distinguen abundantes restos de conchillas. Este nivel de edad pleistocena [7], se desarrolla por debajo de la cota de 10 m.s.n.m. y se acuña hacia el norte. Dada la buena permeabilidad de los sedimentos, a una profundidad de tan solo 1 a 3 metros se hospeda el acuífero freático del sector.

El nivel anteriormente descrito es cubierto hacia el sur, en el área costera, por la Formación

Maldonado, que comprende arenas medianas a finas de color gris oscuro, en sectores sueltas, que pasan transicionalmente en los términos superiores, a limos arenosos y a arcillas limosas de origen marino. Su potencia es de 15-20 metros y su edad fue definida como Pleistoceno superior-Holoceno [5]. El acuífero libre costero se encuentra instalado en esta unidad, así como en el nivel innominado pleistoceno y la sección superior de los sedimentos pampeanos.

#### **4. MÉTODOS DE ESTUDIO**

Se describen a continuación cuatro métodos de estudio y valoración de un proceso de contaminación de FLNA a partir de las pérdidas de los SASH. El primero (sondeos manuales) exploratorio de observación directa, el segundo (tomografías eléctricas) exploratorio indirecto, el tercero (pozos de monitoreo) de control y el cuarto (análisis cromatográficos) proporciona resultados para el análisis y la valoración de los tipos de fuentes, la evolución en el tiempo de la FLNA, la interacción con el medio, etc.

##### **4.1. Sondeos manuales**

El éxito de la investigación sobre una sede contaminada radica en la calidad de una caracterización ajustada del grado de contaminación. En este sentido es generalizada la idea de que el diseño de la estrategia de muestreo de los diferentes medios y del programa analítico constituye una pieza clave en la calidad de la investigación de un suelo contaminado [8]. El objetivo último de la investigación de un suelo potencialmente contaminado es la caracterización y evaluación de los riesgos que la presencia del mismo supone para la salud humana o el medio ambiente. Dicha evaluación delimitará la calificación del suelo en función del uso o usos analizados y determinará, en su caso, las medidas a adoptar para la eliminación o minimización de los riesgos.

En ese sentido deben agotarse los intentos de proceder a la ejecución de sondeos manuales que dadas sus características permiten: actuar en sectores de acceso reducido, multiplicar el número de puntos de muestreo significativamente a menor costo, obtener muestras sin aditivos ni sustancias adicionales, acceder al nivel freático si interfiere con inyección ni reciclado de sedimentos de otros niveles.

La limitación de esta metodología es el tipo de material constituyente de la zona no saturada y la profundidad del nivel freático. Se aplica sin dificultades en terrenos limosos, arena limosa y arcillosos si la profundidad del nivel freático es inferior a los 3 metros.

Como se mencionó anteriormente la marcada heterogeneidad del terreno condiciona la forma de distribución de los hidrocarburos en el subsuelo. Por ejemplo, normalmente en un lado de una estación de servicio de unos 30 metros de longitud se proyecta la construcción de un pozo de monitoreo, que se utiliza tanto de exploración, como de registro continuo a futuro. Los resultados del mismo pueden presentar un sinnúmero de alternativas incluso la no detección del producto. En cambio, si se realizan cinco sondeos manuales, el panorama para la definición del pozo permanente garantiza los resultados futuros, y además la matriz de datos para la evaluación exploratoria es muy superior y por consiguiente lleva a optimizar el modelo de funcionamiento del proceso de contaminación.

## 4.2. Tomografías eléctricas

La Tomografía eléctrica es un método de resistividad multielectrónico, basado en la modelización 2-D de la resistividad del terreno mediante el empleo de técnicas numéricas (elementos finitos o diferencias finitas). Permite obtener perfiles geológicos continuos e identificar elementos como discontinuidades geológicas laterales que no siempre son identificadas con las perforaciones por ser exploraciones puntuales. La gran innovación del método de tomografía eléctrica con respecto a los métodos convencionales, reside en que las medidas se realizan de forma totalmente automatizada, es decir sin necesidad de mover manualmente ningún electrodo.

La resistividad eléctrica es un parámetro que varía en función de las características del terreno. Algunos de los factores que lo influyen son: el grado de saturación del terreno, la temperatura, la porosidad y la forma de los poros, la salinidad del fluido, el tipo de roca, los procesos geológicos que afectan a los materiales, la presencia de materiales arcillosos con alta capacidad de intercambio catiónico, la presencia de fluidos con distinta resistividad.

En determinadas oportunidades, de acuerdo a la complejidad del subsuelo, es necesaria su implementación. En Bahía Blanca, un caso de distribución de FLNA que no resultaba sencillo de explicar mediante un modelo tradicional de flujo en medio homogéneo, requirió de la aplicación de esta metodología. De esta manera no solo se consiguió dilucidar la composición litológica en función de los resultados geoelectrónicos sino además contribuyó a dar explicaciones sobre la aparición de FLNA en determinados pozos de monitoreo. La separación eléctrica fue de un metro lineal, generando de esta manera datos con mayor detalle del subsuelo. Se realizaron seis transectas, las dos primeras con orientación NO-SE, y las cuatro restantes, perpendiculares a las primeras con orientación NE-SO; sumando en total una longitud de 638 metros. Para el análisis de estos datos y su representación gráfica en 2D se utilizó el software *Res2dinv64*, el análisis estadístico y la generación del modelo 3D fue realizado con el software *Encom Discover 3D viewer* [9].

Uno de los perfiles obtenidos permite visualizar la heterogeneidad geológica del subsuelo (Figura 2) donde se distinguen sedimentos de textura gruesa comprendidos entre gravas finas y arenas (paleocauces) hasta arcillas (llanuras de inundación). Existen sectores con sedimentos intermedios (arenas y limos) componiendo el ambiente de abanico aluvial del arroyo Napostá Grande que constituyen la Formación Bahía Blanca [5].

## 4.3. Pozos de monitoreo

Un pozo de monitoreo es el resultado de la construcción, debidamente concebida, de una obra que se sostenga en el tiempo y permita el muestreo continuo de agua subterránea. Generalmente este tipo de perforaciones se realiza en 5 o 6 pulgadas de diámetro, constan de una cañería de PVC reforzado, ranurada en su porción inferior, y relleno el espacio anular con grava clasificada. La porción superior del espacio anular debe rellenarse con una mezcla de cemento y bentonita a los efectos de impedir cualquier migración vertical de sustancias o productos de forma directa.

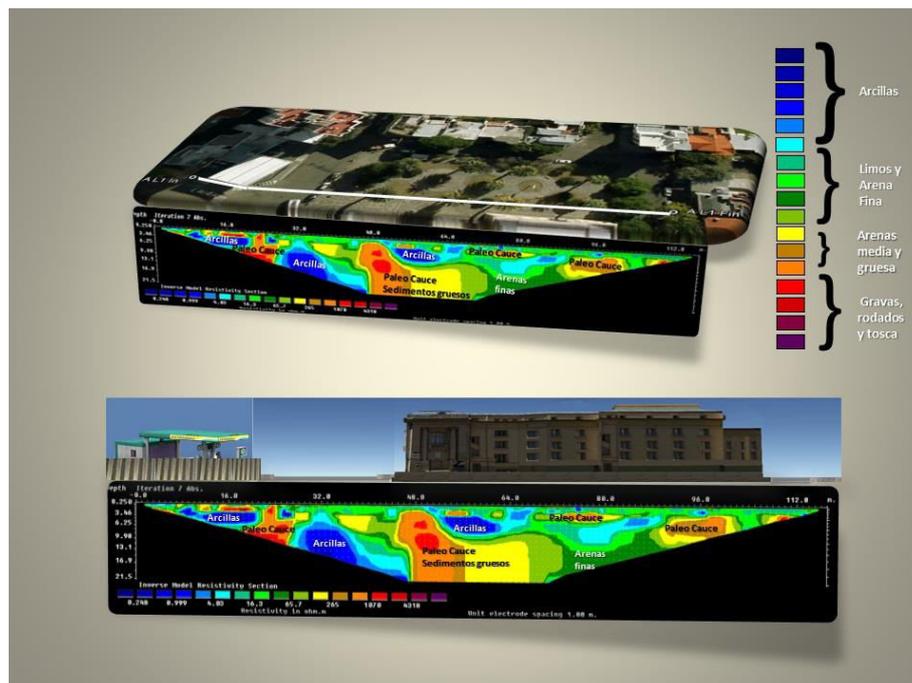


Figura 2. Perfil de Tomografía Eléctrica Multielectrodo (TEM)

Normalmente durante la ejecución de los pozos de monitoreo se lleva a cabo el relevamiento detallado de los distintos materiales que son extraídos (cutting). Sin embargo, como se señaló anteriormente, la distribución de los mismos, condiciona no solo el detalle descriptivo de las heterogeneidades del subsuelo sino además el sitio de muestreo que debe ser llevado adelante en todo el período de monitoreo. Uno de los objetivos que mejor se alcanzan con este tipo de dispositivos es la elaboración de mapas piezométricos. La dirección de flujo subterráneo, muchas veces desconocida, constituye un elemento fundamental para evaluar los mecanismos de migración de la FLNA y es fácilmente determinada con solo la construcción de al menos tres pozos de monitoreo. Sin embargo, si el objetivo del monitoreo es determinar la distribución de los espesores de FLNA en el subsuelo el número de perforaciones suele ser insuficiente según las formaciones geológicas. Tal es el caso de la ciudad de Bahía Blanca, en donde en ciertos casos de pérdidas a partir de los SASH y a pesar de haber construido un número significativo de pozos de monitoreo no siempre los resultados lograron dar una explicación sencilla y directa como se puede observar en la Figura 3. En la misma los espesores de FLNA, si bien marcan el sentido de flujo (Figura 3), no denotan una gradación normal, es decir mayores espesores en proximidades de la fuente y la consecuente disminución en la medida que los puntos de observación están más alejados. En primera instancia no habría un patrón definido. La explicación definitiva se alcanza a partir de los resultados de la prospección geofísica (Figura 2).

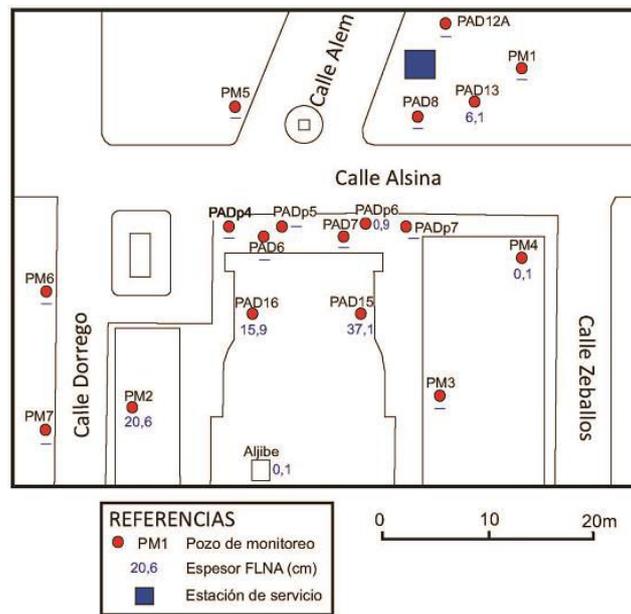


Figura 3. Espesores de FLNA

Se suma otro elemento de incertidumbre al mapa de distribución de FLNA que consiste en que los espesores medidos no son reales sino aparentes (Figura 4). Esto sucede a partir del fenómeno de capilaridad y la competencia entre la fase líquida agua y combustible en el ambiente de la franja capilar. Se ha observado, dentro de un compendio de otros trabajos específicos, que el espesor medido dentro de la perforación suele ser 2 a 5 veces superior al real en la formación geológica [10].

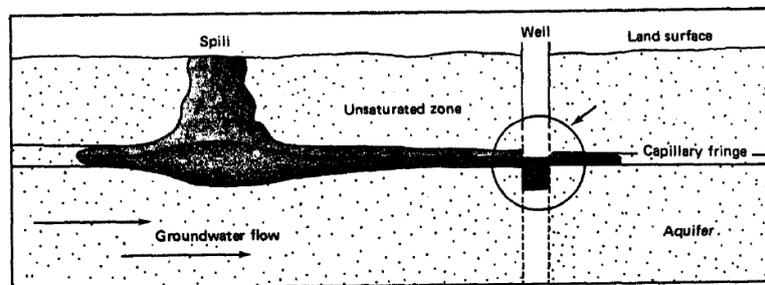


Figura 4. Espesor aparente en el pozo de monitoreo [10]

Otro factor de influencia en la medida del espesor es el diámetro del caño camisa [10]. Señalan que para un mismo tipo de combustible si se cuenta con una perforación con un caño camisa de 2 pulgadas de diámetro se podrían medir 38 cm de altura aparente frente a 0,5 cm de altura si el caño fuese de 6 pulgadas de diámetro. Por último mencionan que en pozos de recuperación de gran diámetro el producto puede acumularse en la formación acuífera con dificultad para ingresar en el empaque de grava que presenta una porosidad mayor debido a la retención capilar del combustible en la formación de menor tamaño de

grano (Figura 5).

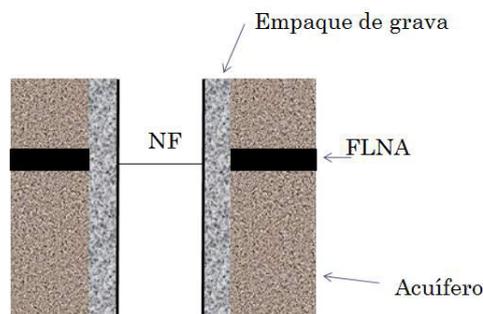


Figura 5. Condicionante del empaque de grava (NF: nivel freático)

#### 4.4. Análisis cromatográficos

La cromatografía es una técnica analítica que involucra la separación de una mezcla compleja de hidrocarburos en los grupos moleculares que la componen. Es por ello que en estudios de contaminación de hidrocarburos, la cromatografía gaseosa (generalmente acoplada a un fotoionizador FID) permite discriminar por ejemplo naftas, gasoles y aceites, ya que por la composición de los hidrocarburos presentes tienen distintos tiempos de entrapamiento y de respuesta en el cromatógrafo, generando un cromatograma (Figura 6) que fácilmente permite identificar el tipo de contaminante [11].

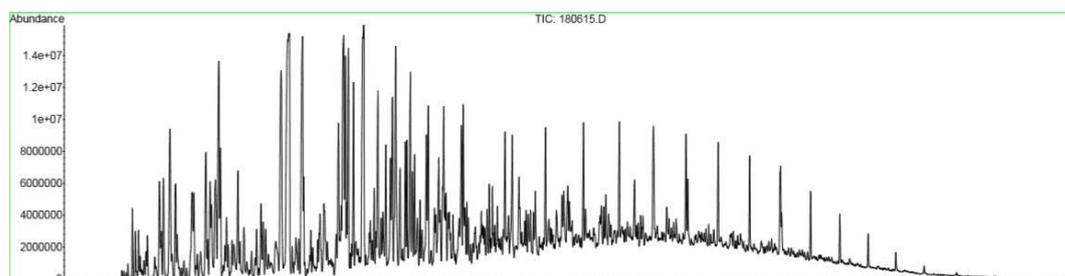


Figura 6. Perfil Cromatográfico Nafta-Gasol

##### 4.4.1 Utilización de biomarcadores a través del estudio de cromatogramas

El pristano y el fitano son hidrocarburos isoprenoides que están formados exclusivamente por átomos de hidrógeno y carbono pero, a diferencia de los hidrocarburos lineales, se unen formando una estructura ramificada. Estas ramificaciones son las responsables de que las bacterias no puedan utilizar ni degradar estas sustancias fácilmente, por lo que son considerados marcadores biológicos ya que forman parte del agente contaminante, y se comportan igual que el hidrocarburo que se quiere remediar, pero no son atacados o serían los últimos componentes del contaminante en ser atacados por acciones biológicas.

Su desaparición es exclusivamente por causas físicas como la evaporación, la foto oxidación, etc.. El pristano y el fitano se comportan igual que los hidrocarburos lineales con un número de átomos de carbono similar al suyo (Figura 7); concretamente se comportan igual que el

C17 y el C18. Es por ello que cuando los diferentes componentes del petróleo y derivados desaparecen más rápidamente que los biomarcadores significa que la desaparición es selectiva y está causada por la actividad de las bacterias. Por tanto, se puede afirmar que se produce biorremediación. Por el contrario, si la desaparición no es selectiva y es similar para todos los componentes del petróleo, biomarcadores incluidos, significa que la disminución de estas sustancias está causada por procesos físicos como la evaporación, la foto oxidación, etc. Por tanto, en este caso no se produce biorremediación. Un aumento en los niveles de pristano y fitano además sirve para determinar nuevos episodios contaminantes [12].

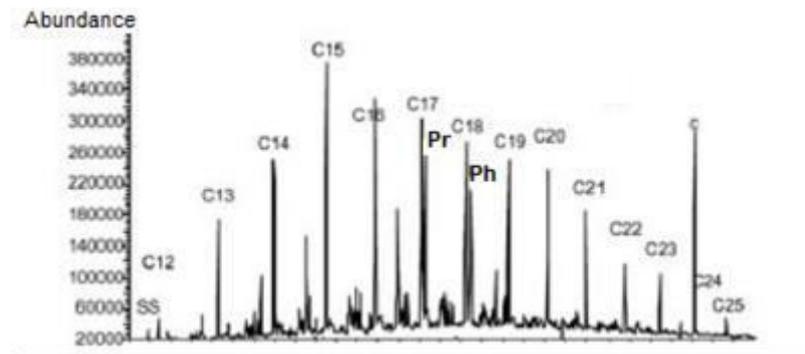


Figura 7. Cromatograma de masas mostrando la distribución de n-alcanos y los isoprenoides pristano y fitano para el hidrocarburo utilizado

## 5. CONCLUSIONES

- La evaluación de un proceso de contaminación por derrames de hidrocarburos en el subsuelo requiere de numerosas metodologías para lograr un buen grado de análisis y alcanzar conclusiones determinantes.
- Los métodos de sondeos exploratorios manuales permiten obtener a menor costo un número mayor de muestras, tanto de suelos como de agua subterránea, que redundan en el resultado final del estudio.
- Los métodos cromatográficos donde se logra además la distinción de los componentes pristano y fitano, si bien de mayor costo económico, favorecen el análisis de la evolución de la degradación de los hidrocarburos en el subsuelo.

## REFERENCIAS

- [1] Lexow, C., “Las Estaciones de Servicio como fuentes de Contaminación del Agua Subterránea”. *Revista Museo de Ciencias*, Año II, Número 3. Bahía Blanca. 4 - 8 pp, (1994).
- [2] González Uriarte, M., “Características geomorfológicas de la porción continental que rodea la Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires”. *Actas del IX Congreso Geológico Argentino*, Bariloche. 556- 576, (1984).
- [3] Caló J, Fernández E., Marcos A. y Aldacour H., “Construcción de mapas geológicos ingenieriles a partir de conocimientos previos compilados en un Sistema de Información

- Geográfico”. *Revista de Geología Aplicada a la Ingeniería y al Ambiente*, 13, 1-10, (1999).
- [4] Sala, J. M., “Recursos hídricos de la provincia de Buenos Aires, especial mención de las aguas subterráneas”. *VI Congreso Geológico Argentino*. Bahía Blanca, Relatorio: 169-193 pp, (1975).
- [5] Fidalgo, F., “Geología y geomorfología del área White-Cerri y los alrededores de Bahía Blanca”. *Comisión Estudio Suelos White-Cerri*. MOP de la provincia de Bs. As. Informe Final (Inédito) La Plata, (1983).
- [6] Lexow, C., Pera Vallejos, G., Bauer, E., Carbajo, M., Tonelli, S. y Carrica, J., “Transporte de hidrocarburos disueltos en el acuífero freático a partir de fugas en estaciones de servicio”. *Calidad del agua subterránea*. (Eds. R.F. García y E. Mariño) Editorial Científica Universitaria – Universidad Nacional de Catamarca. E-book (1): 147-155. ISBN 978-987-661-222-7, (2016).
- [7] Lafont, D., “Identificación y caracterización de contaminantes metálicos en el acuífero costero del área industrial de Bahía Blanca”. *Tesis Doctoral*. Universidad Nacional del Sur. Inédita. 137 pp y Anexos, (2009).
- [8] Secretaría de Energía, Hidrocarburos - Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos. Resolución 785. Publicada en el Boletín Oficial del 23-jun-2005, Número: 30680, Página: 9, (2005).
- [9] ADL, “Monitoreo de pluma de contaminación en la estación de servicio Alem 1 – Bahía Blanca”. *Estudio Geofísico Tomografía Eléctrica Multielectrodo 2D y 3D*. Informe inédito 60 pp. (2013).
- [10] Hampton, D.R. and Miller, P.D.R, “Laboratory Investigations of the Relationship between Actual and Apparent Product Thickness in Sands”. *Proceeding of the National Water Well Associations of Ground Water Scientist and Engineers and the American Petroleum Institute Conference on Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Ground Water: Prevention, Detection and Restoration*. November, Vol I: 157 – 181 pp, (1988).
- [11] Hendrik V, Vanermen G, Gemoets J, Lookman R, Bertels D, “Application of comprehensive two-dimensional gas chromatography for the assessment of oil contaminated soils”, *Journal of Chromatography A*, Vol. 1137, pp. 91–100, (2006).
- [12] Ortiz, J.E.; García, M.J.; Rodríguez Gallego, J.L. *Industria y Minería*, 41-45 pp. Madrid, España, (2003).