

# Exploración geoquímica de superficie para petróleo y gas

Por Dietmar "Deet" Schumacher, Geo-Microbial Technologies, Inc.;  
Daniel Malizia y Graciela Prestia, Geo-Microbial Technologies Argentina

La exploración geoquímica de superficie investiga la presencia de hidrocarburos químicamente identificables que se encuentren en superficie o cerca de la misma o los cambios inducidos por la presencia de esos hidrocarburos en el suelo, con la finalidad de localizar las acumulaciones en el subsuelo que le dieron origen. En la década pasada se ha observado un renovado interés en este tipo de exploración la que, junto con el desarrollo de nuevos métodos analíticos e interpretativos, ha generado una cantidad de datos nuevos y nuevas alternativas de investigación e interpretación.

La exploración geoquímica de superficie investiga la presencia de hidrocarburos químicamente identificables que se encuentren en superficie o cerca de la misma o los cambios inducidos por la presencia de esos hidrocarburos en el suelo, con la finalidad de localizar las acumulaciones en el subsuelo que le dieron origen. Su rango de observación se extiende desde aquellos afloramientos de petróleo y/o gas de escala macroscópica (fácilmente visibles), hasta los de escala microscópica en los que es necesaria la identificación de huellas o rastros de hidrocarburos no visibles o inferirlos a través de la identificación de cambios en el suelo o en la superficie del terreno producidos por la presencia de hidrocarburos.

Los métodos de prospección geoquímica de superficie se han usado desde la década de 1930, pero es en esta última década que se ha visto un renovado interés en la exploración geoquímica, especialmente por el desarrollo de nuevos

métodos analíticos e interpretativos, que han generado un nuevo conjunto de datos que han activado la exploración geoquímica. Muchos de estos nuevos desarrollos tecnológicos están resumidos en la Memoria 66 publicada por la AAPG, "Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression". Relevamientos geoquímicos y otras investigaciones documentan el hecho de que las **microfugas de hidrocarburos, ya sean líquidos o gaseosos, desde una acumulación son: 1) comunes y de amplia distribución, 2) predominantemente verticales (con obvias excepciones en algunos ambientes geológicos) y 3) dinámicas (responden rápidamente a los cambios en las condiciones de los reservorios).**

## Objetivos de la exploración geoquímica

El principal objetivo de un programa de exploración geoquímica es establecer la presencia y distribución de hidrocarburos en el área y, sobre todo, lo más

importante es determinar la probable carga de hidrocarburos de un *play* o prospecto. **En programas de reconocimiento o regionales**, la presencia de micro o macro afloramientos de hidrocarburos proveen una evidencia directa de la generación de hidrocarburos. Es decir que se pone en evidencia la presencia de un sistema petrolero activo y se identifican los sectores de la cuenca que son más atractivos. Adicionalmente, la composición química de estos afloramientos puede indicar si es una cuenca o *play* más propensa para la generación de gas o petróleo. Si el objetivo es **evaluar el potencial exploratorio de un lead o prospecto**, los resultados de un programa geoquímico pueden llevarnos a evaluar mejor el riesgo, identificando aquellos prospectos asociados con fuertes anomalías geoquímicas y resaltando los prospectos en base a su posible carga de hidrocarburos. **Para el estudio de proyectos de desarrollo**, los trabajos detallados de reconocimiento de anomalías superficiales de hidrocarburos pueden servir para: 1) ayudar a decidir la ubicación de pozos de avanzada o de desarrollo, 2) delinear los límites productivos de un yacimiento, 3) identificar compartimentalizaciones del reservorio, y 4) monitorear el drenaje de los hidrocarburos a través del tiempo, repitiendo los estudios geoquímicos cada cierto período de tiempo. Los programas geoquímicos de superficie pueden a su vez añadir valor a la información sísmica 2-D y 3-

D a través de la identificación de ciertas características particulares o compartimentalizaciones del reservorio cargados con hidrocarburos.

### Asunciones

La asunción subyacente de toda exploración geoquímica de superficie es que los hidrocarburos son generados y/o atrapados en profundidad y migran hacia la superficie en cantidades variables pero detectables. Éste es un hecho largamente comprobado y la asociación directa entre anomalías superficiales con reservorios productivos, algunos prospectos específicos, así como con fallas u otras vías de migración, es bien conocida. Por lo tanto, se asume o al menos queda implícito que la anomalía en la superficie puede ser relacionada con una acumulación de petróleo en profundidad. El éxito con el cual esta asunción puede ser hecha es mayor en áreas de geología relativamente simple y se vuelve más complicado cuanto más compleja sea la conformación geológica del área. La anomalía geoquímica en superficie representa el fi-

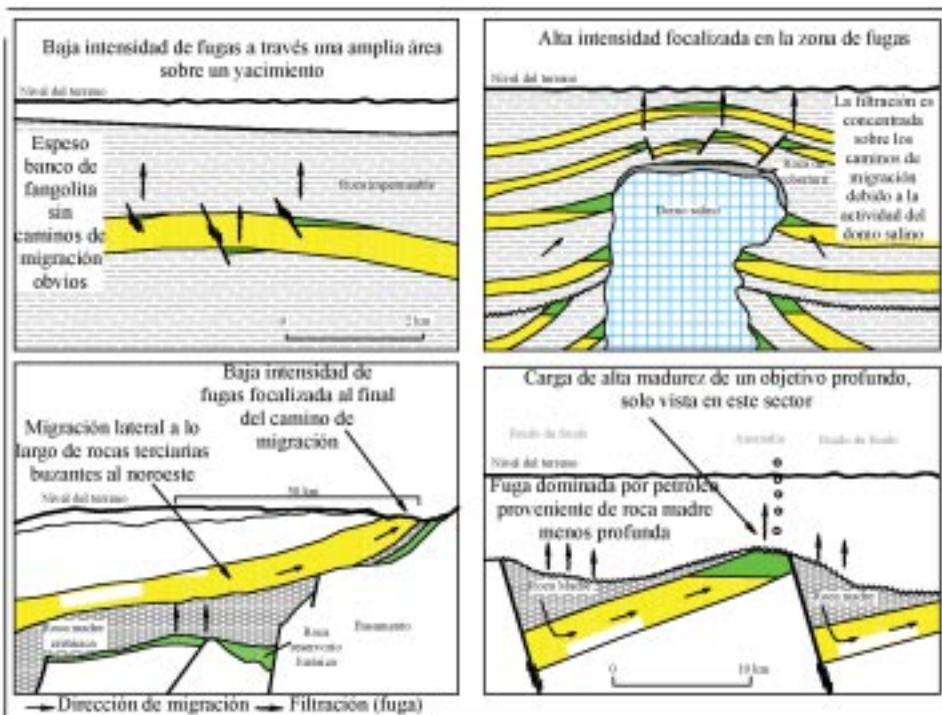


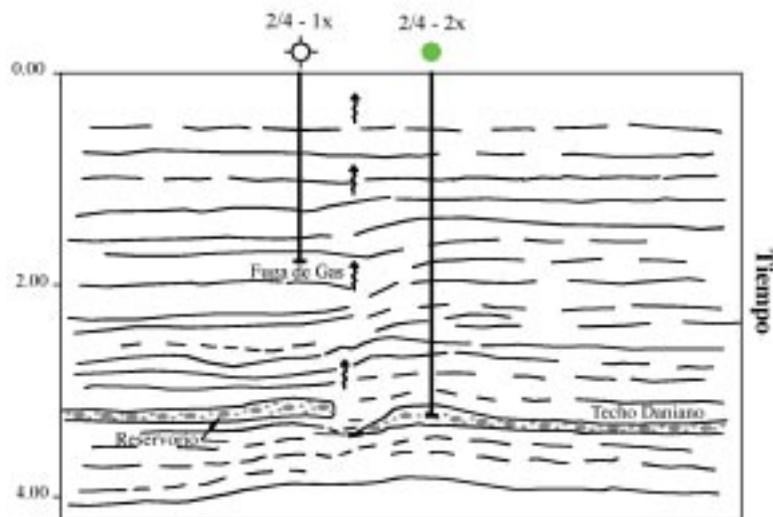
Figura 1 • Espectro de distintos estilos de microfugas y sistemas de migración en el Golfo de México y el Mar del Norte (modificado de Thrasher *et al.*, AAPG Memoir 66, 1996).

nal del camino de migración, una migración que pudo ser corta y vertical o larga y lateral. Un ejemplo de estos estilos contrastantes se ilustra en la figura 1.

### Microfugas de hidrocarburos desde el reservorio

La actividad de las microfugas de hidrocarburos se refiere a la tasa relativa

Figura 2 • Línea sísmica del yacimiento Ekofisk, Mar del Norte, ilustrando una chimenea de gas bien desarrollada, causada por las condiciones de baja velocidad debidas a los sedimentos cargados de gas (de "Ekofisk: First of the Giant Oil Fields in Western Europe" por Van den Bark and Thomas, AAPG Memoir 30, 1990). Hovland and Sommerville (1985) estimaron la fuga de gas en 1000 litros por hora. Extrapolando este estimado para el total del área de escape de gas, estimada en 100.000 m<sup>2</sup> conteniendo 140 afloramientos, da un flujo neto de 890 litros/m<sup>2</sup>/año.



de hidrocarburos que escapan del reservorio. Las microfugas activas se relacionan con áreas donde los hidrocarburos se escapan desde el reservorio en el subsuelo en concentraciones grandes, hasta alcanzar los sedimentos poco profundos o la columna de agua en el mar o la atmós-

fera. Los escapes activos muchas veces se detectan como anomalías acústicas en los perfiles sísmicos convencionales y en los de alta resolución. Este tipo de escapes se produce en cuencas sedimentarias que actualmente generan hidrocarburos y que tienen excelentes sistemas de migra-

ción. Los escapes activos son fácilmente detectados por la mayoría de los métodos de muestreo geoquímico. Ejemplos de escapes activos se encuentran en el Golfo de México, en el *off shore* de California, parte del Mar del Norte, sur del Mar Caspio, *off shore* de África occidental y *off shore* de Indonesia.

Las áreas donde los hidrocarburos que se encuentran en subsuelo no presentan microfugas activas se clasifican como áreas con microfugas pasivas. Los microafloramientos asociados a estas áreas usualmente contienen hidrocarburos livianos de bajo peso molecular y volátiles de alto peso molecular, por encima de la concentración de "fondo". Las anomalías acústicas pueden estar presentes, pero anomalías en columnas de agua son muy raras. Niveles anómalos de escapes de hidrocarburos pueden ser detectables solamente cerca de puntos de goteo mayores o a profundidades mayores a las normales del muestreo. Microfugas pasivas se producen en las cuencas donde la generación de hidrocarburos es reléctica o la migración es esporádica o inhibida por barreras de

## Un ejemplo

### Ubicación:

Cuenca Austral, Argentina

### Método utilizado:

MOST Microbial Oil Survey Technique  
SSG Sorbed Soil Gas

### Objetivo:

Relevamiento de Reconocimiento

### Características del área:

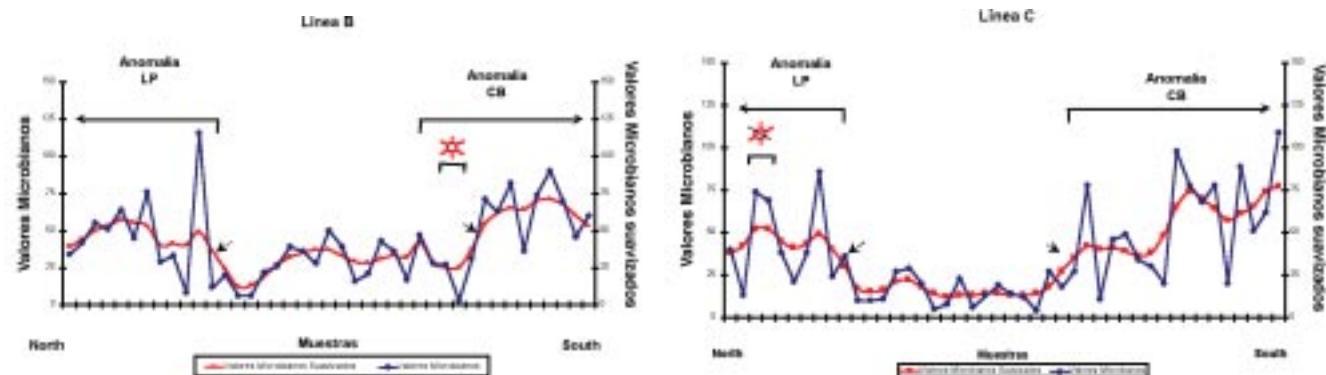
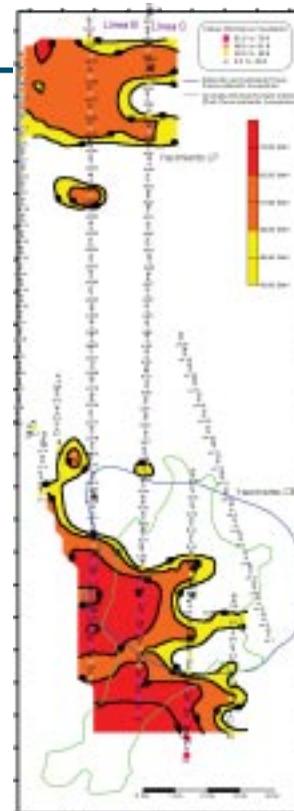
Formaciones productivas:  
Springhill (Cretácico): Petróleo y gas. Tipo de trampa: Combinada  
Magallanes (Terciario): Gas. Tipo de trampa: Combinada

### Características del trabajo: Espaciado: 500m

**Resultados:** Se creía que el reservorio tenía una orientación NO-SE (línea azul). En cambio, el relevamiento geoquímico indica una extensión del yacimiento hacia el SO.

Posteriormente, la anomalía de amplitud sísmica terciaria muestra una orientación NE-SO (línea verde).

Los valores anómalos restantes podrían corresponder a microfugas provenientes del reservorio cretácico, ya que la composición de hidrocarburos inferida varía entre petróleo liviano a gas.



migración. Ejemplos de áreas con escapes pasivos existen en muchas cuencas intracratónicas, costa afuera de Alaska, en el escudo Noroeste de Australia, centro de Sumatra, y partes del Mar del Norte.

### Microfugas y macrofugas

Como se ha indicado anteriormente, existe en los reservorios un continuo escape de hidrocarburos que va desde los más bajos niveles detectables en un extremo, hasta afloramientos visibles de hidrocarburos en superficie en el otro. Las macrofugas están relacionadas generalmente con afloramientos visibles de petróleo y gas, mientras que las microfugas se han definido como elevadas concentraciones, analíticamente detectables, de hidrocarburos volátiles y semivolátiles o los cambios inducidos por los hidrocarburos en el suelo y en los sedimentos. La

existencia de microfugas, si bien no son visibles, está demostrada por un gran número de evidencias empíricas, incluyendo: 1) elevadas concentraciones de hidrocarburos livianos y de poblaciones de microbios que oxidan hidrocarburos en el suelo y sedimentos que se encuentran por encima del reservorio; 2) un incremento de la relación de ciertos gases en el suelo, con respecto a la relación de gas y petróleo que se encuentra en el reservorio; 3) rápidos cambios laterales en esas concentraciones y relaciones hacia los bordes de la proyección del reservorio en superficie; 4) similitudes con relaciones isotópicas de carbono estables, para el metano y otros hidrocarburos livianos, entre los gases del suelo y los del reservorio; y 5) la desaparición y reaparición de gases y microbios en el suelo debido a la depletación o repressurización de los reservorios.

### Variaciones de las microfugas con el tiempo

La actividad de las microfugas y la consecuente concentración de hidrocarburos en la superficie pueden variar significativamente con el tiempo. Está empíricamente comprobado que los microafloramientos de hidrocarburos y las anomalías geoquímicas asociadas pueden aparecer y desaparecer en un tiempo relativamente corto, semanas, meses, años. Los resultados de los estudios de geoquímica de superficie realizados sobre reservorios de almacenamiento de gas y sobre yacimientos y repetidas con cierta periodicidad, han demostrado que la tasa de migración y de microfugas de hidrocarburos varía desde menos de un metro por día a decenas de metros por día. Observaciones empíricas y simulaciones desarrolladas en computadora sugieren que el mecanismo de microfuga

es por empuje de flotabilidad, en un flujo gaseoso de fase continua a través de poros y fracturas “húmedas” o impregnadas de fluidos.

### Evidencias de migración vertical

Casi todos los métodos de exploración geoquímica de superficie se basan en la suposición que los hidrocarburos migran predominantemente en dirección vertical desde las rocas que los originan y desde los reservorios donde se almacenan hasta la superficie. Evidencias de esta migración vertical de hidrocarburos se observan repetidamente en secciones sísmicas convencionales y secciones sísmicas de alta resolución. La figura 2 ilustra un ejemplo de una chimenea asociada al escape vertical de gases en el yacimiento de Ekofisk en el Mar del Norte. Existen numerosos artículos publicados que demuestran una relación directa entre anomalías geoquímicas de superficie y los yacimientos o almacenamientos subterráneos de petróleo ubicados por debajo. Un estudio reciente realizado sobre más de 850 pozos ubicados

en los EE.UU. y en otras regiones del mundo, todos ellos perforados después de hacer relevamientos geoquímicos, demuestran que el 79% de los pozos perforados en anomalías geoquímicas positivas resultaron nuevos descubrimientos comerciales de petróleo y de gas; en contraste, el 87% de pozos perforados en áreas donde había ausencia de una anomalía geoquímica asociada, resultaron pozos secos. Este tipo de información representa una evidencia empírica fuerte y directa de migración vertical de hidrocarburos.

### Afloramientos de hidrocarburos

La expresión geoquímica de superficie de las microfugas de hidrocarburos puede tomar muchas formas, incluyendo: 1) concentraciones anómalas de hidrocarburos en sedimentos, suelo, agua, y también en la atmósfera; 2) anomalías microbiológicas, 3) formación de lutitas parafínicas, 4) presencia de gases anómalos no relacionados con hidrocarburos, tales como el helio y el radón, 5) cambios mineralógicos en el suelo, co-

mo la formación de calcita, piritita, uranita, azufre elemental y ciertos sulfuros y óxidos de hierro, 6) alteraciones de minerales de arcilla, 7) anomalías de radiación, 8) anomalías geotermales e hidrológicas, 9) decoloración de las capas rojas, 10) anomalías geobotánicas; y 11) alteraciones acústicas, eléctricas y magnéticas del suelo y los sedimentos. La figura 3 representa un modelo general de microfuga de hidrocarburos y sus variados efectos geoquímicos y geofísicos en el suelo y en los sedimentos.

### Diseño del programa de muestreo e interpretación

El diseño de muestreo y la densidad de muestras necesarias para el reconocimiento del objetivo deben ser equilibrados, ni sobredimensionada ni subdimensionada. Las microfugas de hidrocarburos generan un ruido inherente que requiere una densidad de muestreo adecuada para distinguir entre valores anómalos y de fondo. Las causas principales de ambigüedad e interpretaciones incorrectas de estudios geoquímicos de

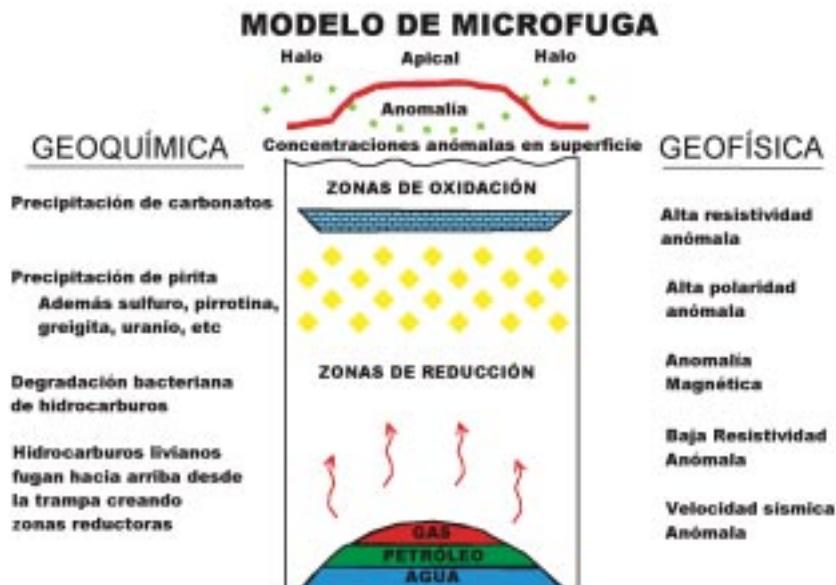


Figura 3 • Modelo generalizado de microfugas de hidrocarburos y los efectos producidos por los hidrocarburos en el suelo y en sedimentos (de "Hydrocarbon-Induced Alteration of Soils and Sediments" por Schumacher, *AAPG Memoir 66*, 1996).

superficie, se deben muy probablemente a la recolección de una insuficiente cantidad de muestras y a la elección incorrecta del método de relevamiento. Para optimizar el reconocimiento de anomalías, el patrón de muestreo y la cantidad de muestras tiene que tener en cuenta

los objetivos del relevamiento, la forma y el tamaño esperado de la anomalía (o el objetivo geológico), la variación natural esperada en las mediciones de superficie y la probable relación señal/ruido. Definir adecuadamente los valores de fondo es una parte esencial para efectuar

el reconocimiento de anomalías y poder delinearlas. En evaluación de prospectos, alrededor del 70% de las muestras deberían ser recolectadas en la zona de fondo (*background*), es decir fuera de los límites inferidos del prospecto. Para diseñar apropiadamente un relevamiento y bajo condiciones geológicas ideales, es conveniente tener en cuenta que la extensión areal de una anomalía geoquímica de superficie debe aproximarse a los límites productivos del reservorio en profundidad.

### Cómo se elige un método geoquímico para un programa de exploración

La elección de un método(s) depende de la clase de preguntas que uno espera que el método conteste. En otras palabras, ¿cuáles son los objetivos del programa exploratorio? Demostrar la presencia de un sistema de petróleo activo en un área de frontera o resaltar o valorizar un *play* previamente definido o determinar el tipo de hidrocarburo (ej. petróleo versus gas) ¿qué es más proba-

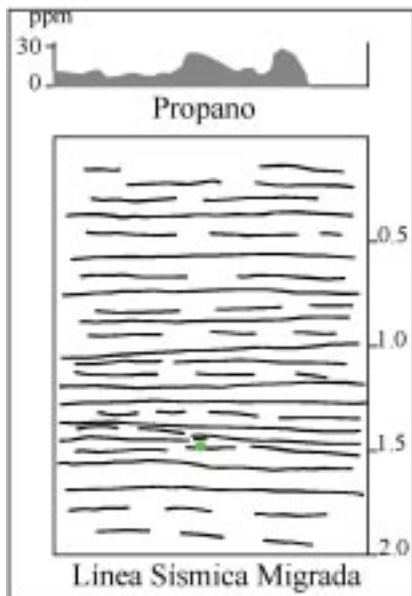


Figura 4 • Expresión geoquímica de una trampa estratigráfica localizada a aproximadamente 1.700 metros (1,5 segundos) de profundidad en las Areniscas Escondido de edad Cretácica, La Salle County, Texas (en "Exploration Enhancement by Interpreting Near-Surface Geochemical and Seismic Methods" por Rice, *Oil and Gas Journal*, 1989). Se realizó un relevamiento geoquímico de superficie para identificar evidencias de la presencia de gases en suelo, asociada a una trampa definida por sísmica en el PE 1070. Se detectaron anomalías de propano en suelo asociadas a los PE 1070 y 1096. Un pozo exploratorio perforado en el PE 1070 fue descubridor de hidrocarburos. El *lead* ubicado sobre el PE 1096 fue reevaluado sísmicamente y luego de comprobarse un probable desarrollo de porosidad, se perforó un nuevo pozo que también resultó descubridor.

ble encontrar? ¿Qué otro tipo de datos está actualmente disponible para definir el área de interés (imágenes de satélite, levantamientos aeromagnéticos, de gravedad, de sísmica, etc.)? ¿Qué métodos geoquímicos se han usado previamente en el área de interés o en áreas análogas? ¿Qué limitaciones existen en el área en donde se realizará la exploración (nieve, hielo, pantanos, montañas, jungla, desierto, cuenca madura, área remota, limitaciones de presupuesto o personal, etc.)? Si bien está más allá del objetivo primario de este artículo discutir las ventajas y limitaciones de los métodos de muestreo específicos, tal información está disponible en la literatura publicada.

Como una generalización, los métodos de exploración directos tienen preferencia sobre métodos indirectos, porque pueden proveer evidencia de los hidrocarburos que se espera encontrar en las trampas y reservorios presentes en el sub-

suelo. Adicionalmente, análisis isotópicos y químicos de los hidrocarburos, especialmente en los hidrocarburos de alto peso molecular, pueden proveer más información respecto de la naturaleza y madurez de la roca madre que generó estos hidrocarburos. Si las condiciones de superficie, o las limitaciones presupuestarias, excluyen el uso de métodos directos de detección de hidrocarburos, la siguiente mejor opción es usar uno de los métodos indirectos que proporcionan información acerca de la presencia de hidrocarburos y acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Cuando sea posible, es recomendable el uso de más de un método de exploración geoquímica, como por ejemplo, combinando un método directo con un método indirecto. El uso de métodos múltiples puede reducir las incertidumbres de interpretación, porque las fuertes anomalías relacionadas con afloramientos de hidrocarburos tienden a ser resaltadas, mientras que las aleatorias tienden a anularse entre sí.

### Guía para la interpretación

La presencia de microafloramientos y macroafloramientos de hidrocarburos en el área de exploración geoquímica, es una evidencia directa de que se ha generado petróleo. La presencia de hidrocarburos en superficie representa el final de

una vía de migración. Estos hidrocarburos pueden representar una fuga de hidrocarburos desde una acumulación en subsuelo o estar relacionados a otra vía de migración (falla, estrato). Las anomalías definidas por múltiples muestras de una o más líneas de muestreo pueden indicar la ubicación de trampas sutiles, estructurales o estratigráficas. Si la cuenca o *play* se caracteriza por una migración predominantemente vertical, entonces la correlación de una anomalía geoquímica fuerte en la superficie con una posible trampa en profundidad, sugiere que la trampa se encuentra cargada con hidrocarburos. En cambio, si la trampa o *play* no está asociada con una anomalía geoquímica positiva, la trampa probablemente no se encuentre cargada con hidrocarburos. Debido a que las relaciones entre anomalías geoquímicas de superficie y acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo pueden ser complicadas, una interpretación apropiada requiere la integración de datos geoquímicos de superficie con datos geológicos, geofísicos y también hidrológicos si los hubiera (figura 4).

### Son apropiadas las cuencas sedimentarias argentinas para la aplicación de técnicas geoquímicas de prospección

Las cuencas sedimentarias de la Ar-

gentina, entre ellas las productivas, presentan características muy favorables para la aplicación exitosa de las técnicas de prospección geoquímica. Desde el punto de vista logístico, la mayoría de las zonas prospectables se encuentran en zonas de clima semiárido con vegetación escasa y sin accidentes geográficos importantes. Esto facilita el trabajo de campo y abarata los costos. Ésta es una ventaja importante con respecto a la mayoría de los otros países de Sudamérica, donde generalmente hay una vegetación importante, hasta selvática, y tanto los accesos al área como el tránsito por las mismas es en general dificultoso.

En segundo lugar, un porcentaje muy alto de los nuevos prospectos y de los yacimientos en desarrollo presenta una componente estratigráfica en su entrapamiento. El relevamiento geoquímico de superficie en estos casos es de insoslayable importancia, ya que permite delimitar la distribución de hidrocarburos en el reservorio, que en muchos casos es difícil predecir con otros métodos.

El relevamiento geoquímico de superficie puede aplicarse tanto en proyectos exploratorios como de desarrollo. En *plays* o prospectos exploratorios para evaluar *plays* o prospectos que presentan anomalías geoquímicas positivas, en base a la probable carga de hidrocarburos del reservorio y en proyectos de desarrollo para identificar heterogeneidades del reservorio, frentes de inyección de agua, barreras a la inyección de agua, monitorear el drenaje del yacimiento con el tiempo, los sectores del yacimiento que no han sido correctamente drena-

dos y la presencia de reservorios que no están siendo explotados, en el caso de yacimientos con reservorios múltiples.

En la **Cuenca Austral**, por ejemplo, las trampas se encuentran tradicionalmente en las Formaciones Springhill y Magallanes, donde la componente estratigráfica en el entrapamiento es importante. Por lo tanto, existen casos en los cuales el límite del reservorio no se encuentra claramente definido. El relevamiento geoquímico de superficie en estos casos puede ayudar a mapear el límite del reservorio. Asimismo, utilizando técnicas geoquímicas especiales es posible identificar si las microfugas que llegan a superficie corresponden a uno u otro reservorio, es decir identificar cuál es el reservorio que está emitiendo la señal.

En la **Cuenca del Golfo de San Jorge** el relevamiento geoquímico de superficie puede tener la misma utilidad que en la Cuenca Austral para el caso de las trampas estratigráficas. Adicionalmente puede ser de utilidad para identificar la distribución de hidrocarburos de distinta densidad, variaciones de permeabilidad, frente de inyección de agua y presencia de fallas.

En la **Cuenca Neuquina**, donde probablemente el 50% de las trampas sean de tipo estratigráfico o combinado, esta tecnología puede ser de gran ayuda para identificar nuevos prospectos en base a su probable carga de hidrocarburos. También, como en los casos anteriores, puede ayudar a identificar los límites del reservorio, presencia de cambios laterales de permeabilidad y otras heterogeneidades que influyen en la distribución

de los fluidos en el reservorio.

En el caso también de la Cuenca Neuquina, existen amplias zonas **cubiertas por basaltos**, donde la información sísmica es de mala calidad. En estos casos la geoquímica de superficie es una alternativa que ha demostrado ser eficiente.

En la **Cuenca Cuyana** las Formaciones Potrerillos, Río Blanco y Barrancas, presentan importantes variaciones laterales de facies que condicionan la distribución de hidrocarburos en los reservorios. Por lo tanto las trampas o prospectos pueden encontrarse en distintas posiciones estructurales, no necesariamente coincidiendo con la parte más alta de la estructura. En esos casos se generan trampas estratigráficas o combinadas que no son sencillas de identificar a través de métodos geofísicos y geológicos convencionales. La presencia de anomalías geoquímicas de superficie asociadas a estos *plays*, pueden ayudar a orientar la exploración petrolera a través de una variable que permite "ver" algo que otras metodologías no registran.

En la **Cuenca Noroeste** la mayoría de los yacimientos se encuentran en trampas estructurales y en zonas de más difícil acceso debido a la vegetación y la topografía. En este caso, como en los anteriores, la presencia de una anomalía geoquímica positiva es una evidencia de la existencia de una acumulación de hidrocarburos en subsuelo que ayuda a valorizar el prospecto.

La mayoría de las **cuencas sedimentarias no productivas** extraandinas de la Argentina presentan fácil acceso y en

general están surcadas por abundante cantidad de caminos secundarios y sendas de buena accesibilidad. Un relevamiento geoquímico de superficie de tipo regional, presenta la ventaja de ser de bajo costo y como objetivo inmediato, determinar si ha habido generación de hidrocarburos y las características de la roca madre que les dieron origen. En una segunda etapa, puede ayudar a seleccionar el sector donde es más conveniente realizar un relevamiento sísmico y a identificar *plays* con posible carga de hidrocarburos a través de la presencia de anomalías sobre esos *plays*.

### Resumen

En la década pasada se ha observado un renovado interés en la exploración geoquímica de superficie, la cual, junto con el desarrollo de nuevos métodos analíticos e interpretativos, ha generado una cantidad de datos nuevos y nuevas alternativas de investigación e interpretación, que han servido para validar muchos de estos métodos exploratorios. Los métodos de exploración geoquímica de superficie no pueden reemplazar a los métodos de exploración convencionales, pero pueden servir como un poderoso complemento de ellos. Los métodos geoquímicos y otros métodos de exploración de superficie encuentran su mayor utilidad cuando son usados en conjunto con la información geológica y geofísica disponible. La necesidad de tal enfoque integrado no debe tampoco ser exagerada. Los datos sísmicos, especialmente los datos de levantamientos sísmicos 3-D, no pueden ser soslayados para el mapeo de trampas y geometría de los reservorios en el subsuelo; sin embargo, solamente los métodos geoquímicos en superficie pueden mapear en forma consistente y fiable los afloramientos de hidrocarburos asociados con esas trampas. Cuando son apropiadamente adquiridos e interpretados, la combinación de datos geoquímicos en superficie y datos de exploración del subsuelo tienen el potencial de reducir los riesgos y los costos de la exploración y del desarrollo de yacimientos de petróleo, mejorando las probabilidades de éxito y ahorrando el tiempo de desarrollo.



**Dietmar Schumacher**, es director del Departamento de Geoquímica en Geo-Microbial Technologies, Inc., en Ochelata, Oklahoma. Es Doctor en Geología con más de 30 años de experiencia. Se desempeñó como profesor en la Universidad de Arizona previo a unirse a Phillips Petroleum en 1977. En Phillips alcanzó varias posiciones, incluyendo la de supervisor en Investigación para la geología del petróleo y de geólogo especialista Senior. En 1982 se unió a Pennzoil como director del área de geología y geoquímica antes de ser transferido a Pennzoil International, Pennzoil Offshore y Pennzoil Technology Group. Entre 1994 y 1996, Deet fue profesor investigador en el Instituto de Energía y Geociencias en la Universidad de Utah.

Como experto en las aplicaciones de la Geoquímica del Petróleo en exploración y desarrollo, ha organizado y enseñado por más de 10 años el curso "Surface Exploration for Oil and Gas" para organizaciones geológicas y compañías. Es editor, junto con Mike Abrams, del AAPG Memoir 66, Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression. Junto a Len LeSchack han terminado recientemente un libro nuevo, Surface Exploration Case Histories, publicado por el AAPG y SEG. Deet es geólogo del petróleo matriculado (Cpg-4301), miembro del AAPG y de GSA, y fue presidente de la sociedad geológica de Houston.



**Daniel Malizia** es presidente de GMT Argentina, Doctor en Geología con 19 años de experiencia en la exploración y producción de petróleo y gas en Sudamérica, trabajando para Triton Argentina, Fina Belgium, Ampolex Argentina y como consultor independiente de numerosas compañías locales e internacionales.

Comenzó su carrera profesional como investigador del Consejo Nacional de Ciencias, realizando estudios de análisis de cuencas, integrando equipos internacionales multidisciplinarios. Como coordinador del Departamento de Exploración de Triton Argentina, supervisó las operaciones de exploración y producción de la empresa en 7 bloques de exploración y 4 áreas con producción. Como "Team Leader" en el área de "New Ventures" llevó a cabo actividades técnicas en la mayoría de las cuencas sedimentarias en Argentina y países limítrofes.



**María Graciela Prestia** es Geóloga graduada en la Universidad de Buenos Aires. Desde 1998 se ha desempeñado en evaluación de áreas de exploración y producción y está implicada en las operaciones de las áreas operadas por Andina Minerales S.R.L. Acredita cinco años de experiencia en tareas de campo con GMT, trabajó como recolectora, jefe de grupo y coordinadora de distintos trabajos en Sudamérica.

### Lecturas sugeridas para más información

"Hydrocarbon Migration and Its Near-Surface Expression" por Schumacher and Abrams (AAPG Memoir 66, 1996).

"Soils Gas and Related Methods for Natural Resource Exploration" por Klusman (Wiley & Sons, 1993).

"Surface Exploration Case Histories" por Schumacher and LeSchack (AAPG-SEG Special Publication, 2002).

Una lista de referencias más completa puede ser requerida al autor.