

RADIATIVIDAD GAMMA Y RADÓN SOBRE UN CAMPO PETROLERO CON AGUAS FREÁTICAS CONTAMINADAS POR GAS NATURAL

Daniel PALACIOS¹, Johnny SALAS¹, Haydn BARROS¹, Emidio FUSELLA², Yininber AVILA¹, Diana TEIXEIRA¹, Manuel BOLÍVAR³ & Jimmy REGALADO³

¹Laboratorio de Física Nuclear, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela. Correo-e.: sanjuro.perdomo@gmail.com. ²Instituto de Estudios Avanzados (IDEA), Caracas, Venezuela. ³Servicios Geofísicos-PDVSA, Puerto la Cruz, Venezuela

RESUMEN

Se determinaron las concentraciones de U, Th, K (in situ y en laboratorio) y radón (activo y pasivo) en una zona del campo petrolero Tascabaña, Estado Anzoátegui. En esa región se había detectado gas natural durante la perforación de pozos de agua y desde hace varios años se producen emanaciones de gas natural en el río de la localidad. A partir de los mapas radiométricos se identificaron las áreas donde se producen filtraciones de hidrocarburos. Se demostró que los valores anómalos (altos) de radón en los gases del suelo no están relacionados con acumulación superficial de su progenitor, sino más bien a su transporte por otros gases. Los mapas de concentraciones de radón y K mostraron valores anómalos (altos y bajos, respectivamente) cerca de las emanaciones de gas en el río. La región con valores anómalos se extiende hacia los sitios donde se detectó gas natural en pozos de agua. La zona donde se detectaron las mayores concentraciones de ²²²Rn, y menores de K, parece indicar la proyección superficial del sitio donde ocurre la penetración del gas al acuífero a través de una falla o sistema de fracturas que lo conecta con zonas profundas del subsuelo. Aparentemente, la ocurrencia de gas en el acuífero parece estar relacionada con un proceso natural, no obstante, no se descarta que la fuente pueda estar asociada a fugas en alguno de los pozos abandonados ubicados al noreste de la zona estudiada. De acuerdo al modelo de anomalías radiométricas sobre reservorios de hidrocarburos, las encontradas al Este de la región de estudio sugieren que esa zona está sobre un yacimiento de petróleo o gas. A diferencia del ²¹⁴Bi, los resultados de ⁴⁰K y ²⁰⁸Tl obtenidos por mediciones in situ y en laboratorio están en satisfactoria correspondencia.

Palabras clave: radionucleidos, gas natural, contaminación, acuíferos, radón.

ABSTRACT

The U, Th, K concentrations (“in situ” and in laboratory) and radon concentrations (active and passive) were determined in an area of the Tascabaña oil field, Estado Anzoátegui. In that region natural gas was detected during the drilling of water wells, and for several years natural gas emissions are produced in the

nearby river. The areas where hydrocarbon leaks occur were identified by radiometric maps. High anomalous soil gas radon concentrations were not related with surface accumulation of its parent, but rather to its transportation by other gases. Radon and K concentration maps indicated anomalous values (high and low, respectively) near the gas emanations in the river. The region with anomalous values extends towards the sites where natural gas in water wells was detected. The area with the highest ²²²Rn concentration, and the lowest K concentration, seems to indicate the surface projection of the site where takes place the penetration of gas into the aquifer through a fault or fracture system that connects with deep underground zones. Apparently, the occurrence of gas in the aquifer appears to be related with a natural process, nevertheless, the possibility of leaks from abandoned gas wells located at the northeast of the studied area should not be excluded. According to the model of radiometric anomalies over hydrocarbon deposits, the anomalies found at the East of the study area suggest that this area is over an hydrocarbon reservoir. Unlike the ²¹⁴Bi, the results for ⁴⁰K and ²⁰⁸Tl obtained by in situ and laboratory measurements are in satisfactory correspondence.

Keywords: radionuclides, natural gas, contamination, aquifer, radon.

INTRODUCCIÓN

Los suelos en su estado natural contienen radionucleidos en bajas concentraciones, los principales son ²³⁸U, ²³²Th y sus productos de desintegración, además del ⁴⁰K. La radiactividad varía dependiendo de la composición del suelo. Los gases nobles radiactivos radón (²²²Rn) y torón (²²⁰Rn) se desintegran, con vidas medias muy diferentes, emitiendo partículas α ; éstos provienen de las cadenas de desintegración del ²³⁸U y ²³²Th.

La existencia de disminuciones de la radiación gamma encima de campos de petróleo y gas se conoce desde hace mucho tiempo y constituye la base de los estudios gamma espectrométricos aerotransportados o terrestres. MATOLÍN & STRÁNIK (2006) han reconocido que las áreas sobre depósitos de petróleo exhiben predominantemente valores bajos de la radiación

gamma, las cuales están vinculadas, por sus formas y dimensiones, a las estructuras del yacimiento de petróleo; en el contorno la baja radiométrica no es brusca, y en algunos casos ocurren anomalías positivas de forma anular (halo). SAUNDERS *et al.* (1993) y LESCHACK (1998) demostraron que sobre depósitos de petróleo la concentración de Th es generalmente estable, mientras que el U y K exhiben diferencias. Estos comportamientos son independientes de la litología del área.

El origen de la distribución superficial de los radionucleidos sobre yacimientos de hidrocarburos, en particular las anomalías, se ha explicado sobre la base del comportamiento de estos elementos en presencia de los hidrocarburos ligeros que ascienden desde reservorios y saturan rocas y minerales (REDDY & RAO 2002).

A pesar de los reportes de éxito en la exploración de hidrocarburos, basados en estudios de la radiación superficial (WEART & HEIMBERG 1981, CURRY 1984, entre otros), han existido pocas investigaciones rigurosas sobre los muchos factores que pueden influir en sus resultados.

La detección del gas radiactivo radón en el suelo superficial es uno de los indicadores de filtraciones de hidrocarburos desde el subsuelo (FLEISCHER & TURNER 1984a). El gas ^{222}Rn es producto de la desintegración del ^{226}Ra . La no correlación entre el ^{226}Ra y el ^{222}Rn , así como las grandes anomalías de este gas, indican su transporte a la superficie con una velocidad mucho mayor que un simple fenómeno de difusión. Así, estas anomalías son indicadoras ya sea de regiones con grandes reservorios de hidrocarburos o de fallas a través de las cuales los gases son transportados con mayor facilidad. Muchos trabajos de campo indican que los valores más altos de radón se encuentran hacia los límites de yacimientos de petróleo/gas, particularmente aquellos controlados por una falla regional (ISHANKULIEV & TRETYAKOVA 1991, PASTEFANOU 2007).

Según algunos miembros de la comunidad kariña de Tascabaña, Estado Anzoátegui, se viene observando un flujo de gases en el río cercano a la comunidad desde hace aproximadamente unos 10 años. Por otra parte, durante la perforación de un pozo de agua en esa localidad se generó fuga de gas natural. La comunidad se encuentra ubicada en una zona donde existen numerosos pozos de petróleo y gas, varios de ellos inactivos. La penetración de gas en el acuífero se presume que ocurre a través de un sistema de fallas y/o fracturas en el lecho rocoso que se conectan con la fuente de gas. La idea del presente trabajo es poder relacionar las anomalías de K, U, Th y radón con las filtraciones de hidrocarburos y con ello evaluar las posibilidades de aplicación de técnicas radiométricas superficiales para: 1. Esclarecer el origen o las fuentes

de contaminación de pozos de agua potable por gases naturales en la localidad de Tascabaña y las emanaciones de gas en el río con el mismo nombre. 2. Evaluar la capacidad de las técnicas radiométricas superficiales para discriminar áreas estériles de productivas y delinear las zonas con alto potencial.

MATERIALES Y MÉTODOS

Ubicación del área de estudio y marco geológico

Las mediciones radiométricas se realizaron en una zona del campo Tascabaña, en la Mesa de Guanipa, entre la carretera nacional Cantaura - El Tigre, Estado Anzoátegui. El campo Tascabaña pertenece a la subcuenca de Maturín que constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental y forma parte del grupo de campos de Oficina. Las principales formaciones geológicas asociadas al campo Tascabaña son Merecure (Oligoceno-Mioceno Inferior), Oficina (Mioceno Inferior a Medio), Freites (Mioceno Medio), Las Piedras (Mioceno Superior- Pleistoceno) y Mesa (Plioceno-Pleistoceno) (GONZALES *et al.* 1980). El campo Tascabaña se caracteriza por topografía relativamente plana con leve variación en las características del suelo (terrenos franco arcilloso y franco arenoso invertido). La producción petrolífera es a partir principalmente de las arenas de la Formación Oficina. La acumulación de hidrocarburos está relacionada a una combinación de trampas estratigráficas y fallas que ofrecen barrera a la migración (MOORE & SHIELDS 1952).

Marco metodológico

Los sitios de medición (208 en total, representados por pequeños círculos negros en la Fig. 1) estuvieron espaciados a 250 m entre sí y se ubicaron en un mallado alrededor de los pozos de agua contaminados, pozos de gas sospechosos de fuga y el sitio en el río Tascabaña donde está localizada la emanación de gas. Las coordenadas presentadas se encuentran en el datum oficial para Venezuela *SIRGAS-REGVEN*, en el sistema de proyección UTM Huso 20 N, con calidades de ± 5 cm en sus dos componentes.

Para las mediciones espectrométricas gamma in situ se utilizó un espectrómetro portátil compuesto por el analizador multicanal Canberra Series 10 plus y un detector de germanato de bismuto ($\text{Bi}_4\text{Ge}_3\text{O}_{12}$). El detector se colocó a una altura de 1 m sobre la superficie del suelo en sitios lo más llano posible, con escasa vegetación y alejado de construcciones o estructuras en un radio no menor a 10 m. El tiempo de medición de cada espectro fue de 20 minutos. Para el análisis de los espectros se utilizó el software MAESTRO-32, desarrollado por la firma ORTEC, a través del cual se determinaron las áreas netas de los picos de interés en sus respectivas energías: ^{208}Tl equivalente del torio (eTh) en 2614 keV, ^{214}Bi

equivalente del uranio (eU) en 1761 keV y ^{40}K de 1461 keV.

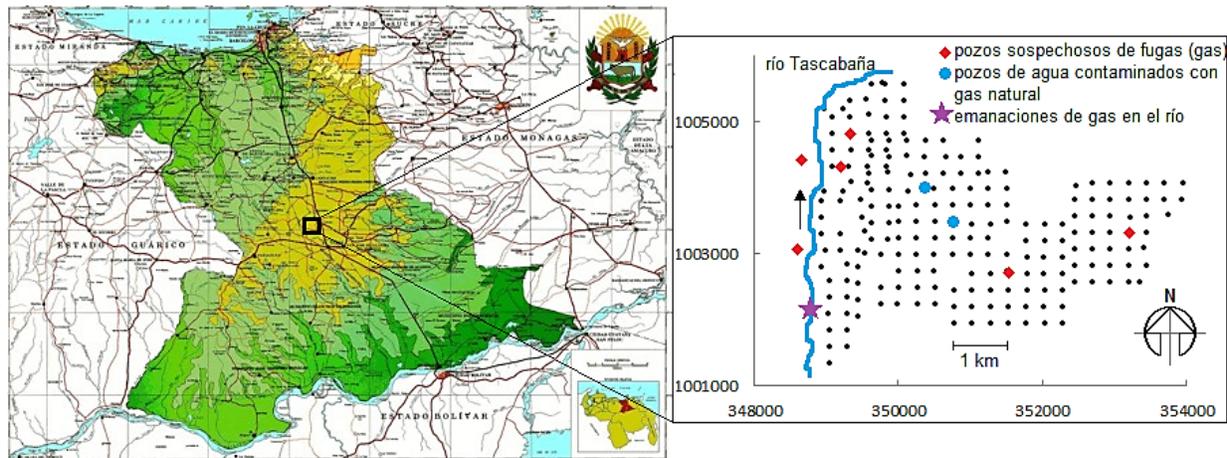


Fig. 1. Ubicación geográfica del área de estudio y de los sitios de medición. Las coordenadas en la imagen de la derecha son del tipo U.T.M. con Datum SIRGAS-REGVEN.

Los análisis de espectrometría gamma en laboratorio se realizaron a muestras de suelo tomadas en cada sitio georeferenciado a una profundidad entre 20 y 40 cm. Una vez en el laboratorio, las muestras se secaron en estufa a temperatura de 90 ± 5 °C durante toda una noche, luego se tamizaron con un tamiz de 2 mm y se envasaron en frascos de polietileno de alta densidad, con 1 L de capacidad, hasta alcanzar una altura de 7.2 cm. Los frascos se sellaron herméticamente y se dejaron en reposo entre 21 y 25 días para que se estableciera el equilibrio secular entre el ^{226}Ra , ^{222}Rn y su progenie ^{218}Po , ^{214}Pb y ^{214}Bi . Para las mediciones, los frascos se colocaron directamente sobre un detector coaxial de Germanio de alta pureza (HPGe) y alta resolución energética Marca Ortec, modelo GEM-40P4, rodeado con un blindaje de plomo-aluminio-cobre. El tiempo de recolección de los espectros fue de 10 horas. Para la determinación de ^{40}K se analizó su línea gamma de 1461 keV; para el ^{238}U equivalente se utilizó el ^{226}Ra en equilibrio con sus hijas gamma emisoras de vida corta, analizándose las líneas de energía gamma más probables (351.91 keV para el ^{214}Pb y 609.31 keV y 1764 keV para el ^{214}Bi), y para el ^{232}Th equivalente de manera análoga se analizaron las líneas gamma del ^{228}Ac (911.21 keV) y del ^{208}Tl (2615.53 keV). El análisis de los espectros se realizó a través del Software Maestro-32. Para el análisis cuantitativo se utilizó el método comparativo, empleando como patrones materiales de referencia certificados por la Organización Internacional de Energía Atómica: RGK-1 para el ^{40}K , RGU-1 para el ^{238}U equivalente y RGTH-1 para el ^{232}Th equivalente. A partir de las áreas netas de los picos de interés de muestras y patrones ($A_{net}^{m,p}$), sus masas ($m_{m,p}$), tiempos de medición ($t_{m,p}$) y concentración de

actividad del patrón (C_{Act}^p), se calcularon las concentraciones de actividad (Bq/kg) de los diferentes radionúclidos a partir de la siguiente expresión (PALACIOS *et al.* 2008):

$$C_{Act}^m = \frac{A_{net}^m}{A_{net}^p} \frac{m_p t_p}{m_m t_m} C_{Act}^p \quad (1)$$

Para las mediciones de radón en los poros del suelo se utilizaron dos métodos *in situ*: activo y pasivo (acumulativo). Para medir la concentración instantánea (método activo) de Radón y Torón en los poros del suelo, se introdujo una sonda en el suelo hasta una profundidad de 60 cm y se conectó a una celda centelleante Lucas (Modelo 110A, Pylon Inc. Canada), a través de un medidor de caudal y filtros, la cual se acopló al equipo Pylon AB-5 (Pylon Inc. Canada). La bomba interna del Pylon succionó aire del suelo por un tiempo determinado y a través de las tasas de conteos registrados se calcularon las concentraciones de Radón y Torón. La concentración promedio (método pasivo) de Radón a una profundidad de 60 cm se realizó utilizando detectores de trazas nucleares LR-115 en el interior de cámaras de difusión cilíndricas (PALACIOS *et al.* 2005), construidas con frascos de polietileno de alta densidad de 5 cm de diámetro y 7 cm de altura. El extremo abierto de cada cámara estaba protegido por una membrana semipermeable para impedir la entrada de partículas y limitar la entrada de vapores de agua y gas torón (NIKEZIC & BAIXERAS 1995; LEUNG *et al.* 2007a; LEUNG *et al.* 2007b). Las cámaras de difusión, con detectores LR-115 en su interior, se colocaron en el fondo de orificios excavados en el suelo hasta una profundidad de 60 cm que luego se rellenaron con el

material extraído. Los detectores fueron retirados al cabo de 45 días. Para el revelado de los detectores se utilizaron las condiciones estándares (inmersión en solución de Na(OH) al 10% a 60°C durante 120 minutos). Para el conteo de trazas se utilizó un microscopio óptico marca ZEISS acoplado a una cámara digital Modelo MDCE-5A. Las imágenes de trazas fueron procesadas con el software ImageJ que se puede obtener libremente de internet.

Para el análisis geoestadístico de los datos se utilizó el programa GS+ (Geostatistics for the Environmental Sciences, Version 9), lo que permitió obtener los mapas de las distribuciones superficiales de los radionúclidos de interés. Los límites de las coordenadas en los mapas se ajustaron a los valores mínimos y máximos de las coordenadas de los sitios de medición. Para los intervalos de valores y colores de las variables medidas se utilizaron los preestablecidos por el programa.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para definir nuevas oportunidades exploratorias, basadas en el análisis de los mapas de espectrometría gamma superficiales, se confía más en las áreas con deficiencia de potasio (SAUNDERS *et al.* 1999, MULKERN 2012). Por otra parte, muchos estudios han demostrado que las zonas con valores altos anómalos de radón en

los gases del suelo permiten identificar y localizar fallas geológicas con bastante buena precisión, en particular las asociadas a sistemas petrolíferos (KHATTAK *et al.* 2011). Por tales razones analizaremos el comportamiento de esos radionúclidos con más detalle.

Los resultados de la interpolación, tanto para las mediciones *in situ* como en laboratorio, indican que los menores valores de ^{40}K se encuentran en dos zonas bien delimitadas al noreste (A) y al suroeste (B) del área de estudio (Fig. 2). Ambas regiones se orientan en dirección NE. En la zona A se encuentran pozos de petróleo y gas, algunos inactivos, mientras que al suroeste de la zona (B) se localizan las emanaciones de gas en el río. En principio, en ambos casos el comportamiento del ^{40}K se podría explicar por la existencia en profundidad de yacimiento de petróleo/gas y el efecto que produce la ascensión de hidrocarburos ligeros (por microfiltraciones desde el reservorio) al saturar rocas y minerales, según la teoría establecida y muchos reportes experimentales. La anomalía en superficie en la zona A parece estar más relacionada con la presencia de un yacimiento en profundidad que la industria petrolera ha identificado. Esa área se viene explotando desde hace varias décadas y por los resultados de estudios convencionales se tiene previsto el establecimiento de nuevos pozos.

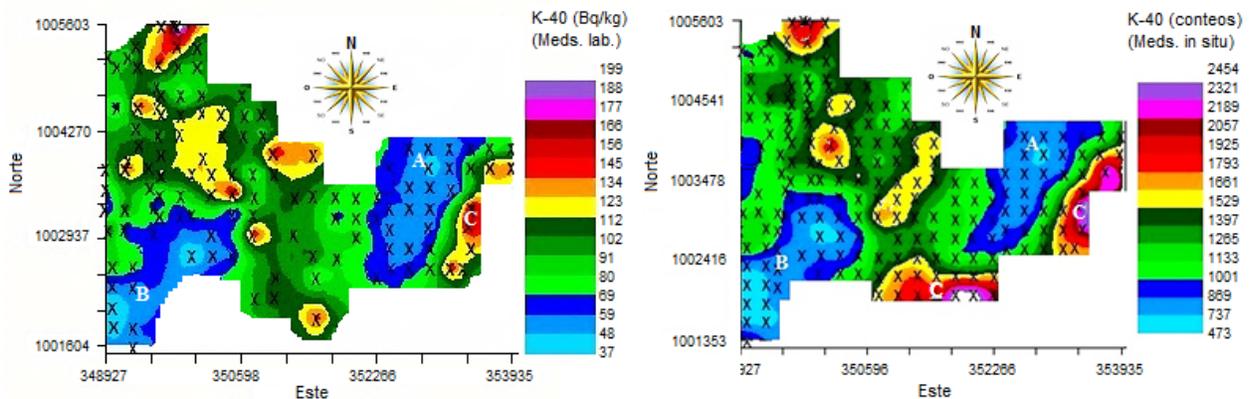


Fig. 2. Interpolación del nivel de ^{40}K en el suelo superficial a partir de los resultados de mediciones en laboratorio e *in situ* (las letras A, B y C indican las áreas con valores anómalos).

El hecho de que en la zona B no existan pozos de petróleo o gas parece indicar que los estudios geológicos y geofísicos realizados en la región no la avalaron como buen prospecto para la exploración y explotación petrolera. La anomalía en esa área pudiera estar relacionada con el ascenso de gases de hidrocarburos por una falla o sistema de fracturas interconectadas. Llama la atención que esta anomalía se desarrolla desde el sitio donde se producen las emanaciones de gas en el río y se extiende en dirección a los pozos de agua contaminados. Ese proceso de ascensión de hidrocarburos debe estar ocurriendo desde hace mucho tiempo, y con gran intensidad, para haber

condicionado la existencia de valores anómalos en los niveles de ^{40}K . Los más altos valores de ^{40}K en la zona indicada como C, rodeando el área con valores menores que el fondo, concuerdan con lo observado por varios autores sobre la formación de halos de la radiación sobre acumulaciones de hidrocarburos (ARMSTRONG & HEEMSTRA 1973, LESCHACK 1998, TOMPKINS *et al.* 2000, SIKKA & SHIVES 2002). Esta forma de la anomalía (mínimo confinado por máximos) es típica de trampas de arrecifes, anticlinales y estratigráficas, lo que está en conformidad con forma en que se presenta la acumulación de hidrocarburos en el área de estudio.

A continuación se presenta una breve y resumida explicación sobre las alteraciones radiométricas superficiales inducidas por la filtración de hidrocarburos desde un reservorio de petróleo/gas o por fallas, fracturas y fisuras desde alguna fuente.

Los depósitos de petróleo y gas suelen tener fugas de hidrocarburos ligeros. Estos gases migran hacia la superficie fundamentalmente a través de dos vías distintas que dan como resultado ya sea macrofiltraciones prolíficas o microfiltraciones. Las macrofiltraciones ocurren donde el gas migra a través de fallas o fracturas en la roca a través de un modelo de flujo de masa. Las microfiltraciones se forman cuando pequeñas cantidades de gases del reservorio migran de manera aproximadamente vertical a través de la red de empalmes saturados con agua subterránea y planos del lecho ubicados sobre el depósito de hidrocarburo. En cualquier caso, a medida que los hidrocarburos se acercan a la superficie encuentran un gran número de microorganismos, algunos de los cuales los metabolizan, y se producen diversas reacciones químicas.

Las bajas concentraciones de ^{40}K se pueden considerar como un efecto del ascenso de hidrocarburos gaseosos desde la profundidad, ya que estos pueden reaccionar químicamente con los sulfatos en aguas subterráneas para producir H_2S , CO_2 y mineralización secundaria del carbonato (CaCO_3) (SAUNDERS *et al.* 1999). Las bacterias sulfato-reductoras en aguas subterráneas también pueden producir H_2S y CO_2 al obtener el oxígeno de los iones sulfato y consumir los hidrocarburos (SASSEN 1980). Las altas concentraciones de dióxido de carbono en agua subterránea forman el ácido carbónico que puede destruir algunos minerales arcillosos (PRICE 1986), provocando la lixiviación de K y U, con la consecuente disminución de las concentraciones de actividad gamma del ^{40}K y radionúclidos de la serie del ^{238}U (^{214}Bi) (MULKERN 2012). Otra de las causas de disminución del ^{40}K se debe a su remoción por intercambio iónico. El K en sedimentos está contenido principalmente en la illita, ocupando espacios intersticiales entre las capas de la arcilla. La oxidación bacteriana de los hidrocarburos en ascenso produce iones hidronio que pueden remplazar a los iones K^+ en la illita, removiéndolos hacia la solución.

En cuanto a la interpolación para el ^{214}Bi , en ambos casos (mediciones *in situ* o en laboratorio), los menores valores están en el área que comprende la denominada zona A, lo cual concuerda con el análisis que se hizo para el ^{40}K sobre la existencia de un reservorio en

profundidad (Fig. 3). Los dos tipos de mediciones reflejaron los mayores valores en la zona D, al NO del área de estudio donde hay varios pozos de gas abandonados. A diferencia de las mediciones de laboratorio, las mediciones *in situ* mostraron también altos valores al suroeste, zona B, próxima al sitio donde se producen las emanaciones de gas en el río. Es relevante destacar que las mediciones en campo del ^{214}Bi poseen incertidumbres considerables, ya que dada la poca resolución del detector no se pudo medir la línea de 609.3 keV sino la de 1761 keV que tiene menor intensidad; es por ello que en este caso son más confiables los resultados de laboratorio. Además, las concentraciones de ^{214}Bi en el suelo obtenidas por mediciones *in situ* pueden sobrevalorarse si se realizan en un área donde ocurre fuerte exhalación de ^{222}Rn a la atmósfera, ya que al detector llegan tanto las radiaciones gamma del ^{214}Bi presente en el suelo como del aéreo que se produce por la desintegración del Radón exhalado.

Para el análisis del comportamiento del ^{214}Bi , se debe tener en cuenta que para el U la situación es más compleja que para el K, ya que su remoción por lixiviación compite con su acumulación por reducción química. El uranio puede ser parcialmente reducido a uranita y precipitar, dando por resultado una cierta acumulación de uranio en los sedimentos superficiales. Esto podría explicar la débil pérdida de uranio respecto al potasio en una zona donde, según los resultados para el K, está ocurriendo filtración de hidrocarburos ligeros; aunque en B se encontraron valores relativamente bajos de ^{214}Bi , en esa área la disminución de K fue mucho mayor.

En la Fig. 4 se presentan mapas de la concentración de radón en los poros del suelo obtenidos por mediciones activas y pasivas. El hecho de que en ambos casos se mantengan los bajos valores de Radón en la región A corrobora la existencia de reservorio en profundidad, sugerido por los resultados de espectrometría gamma, en correspondencia con el modelo de transporte de gases (FLEISCHER & TURNER 1984b, TILSLEY & NICHOLLS 1993). Esta es la configuración esperada según el modelo basado en la alteración de los gradientes de flujo de gases cerca de la superficie del suelo, pudiéndose identificar una emanación de Radón localmente disminuida encima de las reservas de petróleo o gas en comparación con sus alrededores.

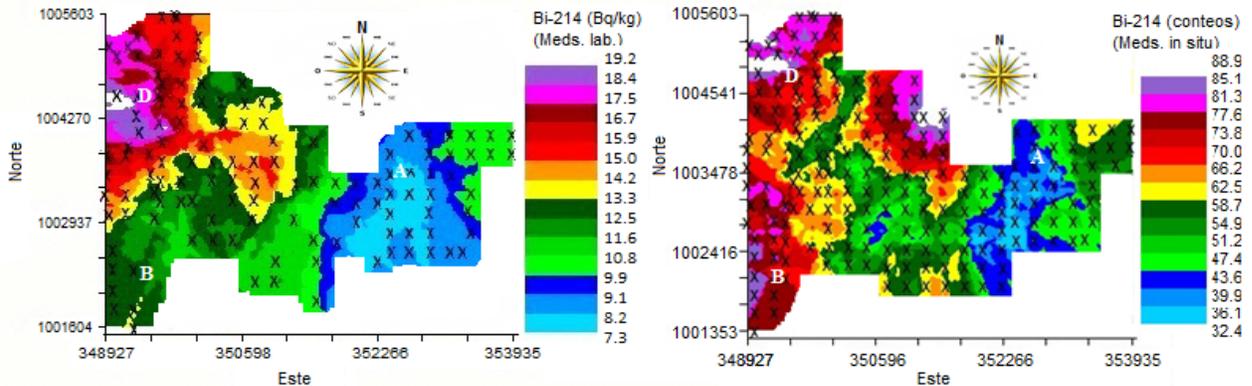


Fig. 3. Interpolación del nivel de ^{214}Bi en el suelo superficial a partir de los resultados de mediciones en laboratorio e in situ (las letras A, B y C indican las áreas con valores anómalos).

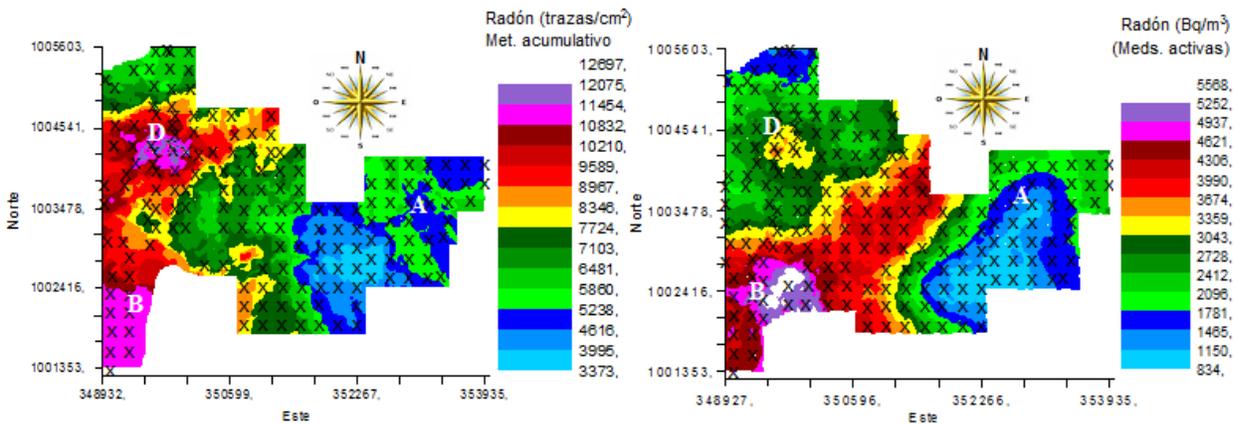


Fig. 4. Interpolación de los niveles de radón en los gases del suelo a partir de los resultados de mediciones pasivas (acumulativas) y activas (instantáneas) (las letras A, B y C indican las áreas con valores anómalos).

Los valores más altos de radón se encontraron cerca de las emanaciones de gas en el río (zona B), y donde existen varios pozos inactivos, (zona D), aunque en el caso de las mediciones activas los valores en la primera zona fueron mucho mayores que en la segunda. A pesar de que existe aproximadamente buena coincidencia espacial en las anomalías A, B y C, obtenidas por ambos métodos, las diferencias se pueden explicar teniendo en cuenta que las mediciones activas son instantáneas y se corresponden con las condiciones meteorológicas y humedad del suelo al momento de la medida, mientras que el método pasivo integra los valores obtenidos a lo largo de mes y medio ofreciendo valores más representativos. Otra posible causa de que por el método pasivo no se hayan observado las concentraciones máximas de Radón cerca de las emanaciones de gas en el río puede deberse a la baja cantidad de datos en esa zona por la pérdida de varios detectores LR-115, como se aprecia en la Fig. 4.

Los altos valores de Radón en D parecen ser soportados por las mayores concentraciones de su

progenitor, el ^{226}Ra (^{214}Bi), obtenidas en esa área por las mediciones de espectrometría gamma en laboratorio (Fig. 3). Sin embargo, en la zona A no se pueden asociar los altos valores de radón a altas concentraciones de ^{226}Ra en las partículas del suelo, ya que los análisis de laboratorio mostraron concentraciones relativamente bajas de ^{214}Bi (Fig. 3). O sea, otra causa diferente a la tasa de su producción in situ es la responsable. La causa más probable es el transporte de radón por gases naturales desde zonas profundas del subsuelo a través de una falla o sistema de fracturas hasta la superficie. Los relativos altos valores de ^{214}Bi obtenidos por espectrometría gamma in situ en la zona B se deben a la fuerte exhalación de radón en esa zona como lo demuestran las mediciones de ^{222}Rn en los poros del suelo por los métodos activo y pasivo.

Los coeficientes de correlación (r^2) obtenidos en las regresiones lineales de las dependencias entre los valores de ^{40}K y ^{232}Th (vía ^{208}Tl) conseguidos por mediciones *in situ* y en el laboratorio, respectivamente, indican que efectivamente estos radionucleidos pueden

ser medidos por ambas técnicas (Tabla 1). Sin embargo, las medidas del ^{226}Ra (vía ^{214}Bi) realizadas en campo no son del todo confiables por los problemas instrumentales comentados y la influencia del radón exhalado del suelo. La también relativa débil correlación lineal entre los resultados de las mediciones de radón por los métodos activo y pasivo pone de

manifiesto la influencia de las condiciones ambientales en el proceso de medición, por lo que se sugiere tomar con cautela los resultados de mediciones activas si estas se realizan bajo cambiantes condiciones ambientales y meteorológicas. Si existe mucha inestabilidad en esas condiciones si tiene mayor confianza en los resultados de mediciones acumulativas.

Tabla 1: Coeficientes de correlación lineal entre concentraciones de radionucleidos medidas por diferentes métodos.

	^{40}K in situ vs. ^{40}K en lab. (n=133)	^{214}Bi in situ vs. ^{214}Bi en lab. (n=133)	^{208}Tl in situ vs. ^{208}Tl en lab. (n=133)	^{222}Rn activo vs. ^{222}Rn pasivo (n=173)
r^2	0.78	0.17	0.64	0.28

Si bien en muchos trabajos se han utilizado las anomalías (niveles más bajos) del U, Th y K para ubicar y delimitar reservas de petróleo y gas (GALLAGHER 1995, GARTON 1997, REDDY & RAO 2002), no es menos cierto que las mediciones de radiación gamma para estos elementos están afectadas por diversos factores como tipo de litología, humedad del suelo, presencia de vegetación y geometría para la cuantificación. Para minimizar estos efectos, SAUNDERS *et al.* (1993) desarrollaron un método de normalización respecto al torio. Según SAUNDERS *et al.* (1993), los valores normalizados permiten calcular los valores ideales o predictivos del uranio y potasio, de manera tal que las diferencias o desviaciones relativas entre esos valores y los medidos, expresadas como fracción de los valores ideales (UD y KD, respectivamente), tendrían que ser causadas por factores diferentes a los mencionados. Así, de existir algún tipo de anomalía ésta se corresponderá con la presencia de posibles prospectos petrolíferos. La experiencia ha demostrado que KD presenta valores bajos (negativos) y UD valores menos bajos (negativos), a veces positivos, sobre acumulaciones de petróleo. Los valores positivos de DRAD en una región, término definido por SAUNDERS *et al.* (1993) como la diferencia entre UD y KD, indicarán altas probabilidades de

encontrar petróleo en ella. Aunque el método ha sido aplicado con éxito en la exploración petrolera, aquí lo aplicamos también para buscar anomalías relacionadas con la ascensión de gases naturales desde el subsuelo y escape en la superficie, considerando que las alteraciones geoquímicas superficiales inducidas por ellos son análogas a las microfiltraciones de hidrocarburos desde reservorios.

En la Fig. 5 se presentan las predicciones de KD y DRAD (adimensionales), observándose un comportamiento que confirma el análisis antes realizado, o sea, valores muy negativos para KD en la región B y hacia el norte paralelamente al río y, aunque relativamente algo mayores, también al Noreste del área de estudio (zona A). Los valores positivos y más altos de DRAD están en la zona B, extendiéndose hacia el norte también paralelamente al río (zona D, donde se encuentran varios pozos abandonados), y hacia el noreste (zona A). Las coincidencias espaciales de las anomalías de KD y DRAD, junto a las del radón en el gas del suelo, corroboran lo planteado sobre el reconocimiento de la zona A como zona potencialmente productora de hidrocarburos, que coincide espacialmente con el área donde existen varios pozos petroleros y donde se proyectan perforar otros.

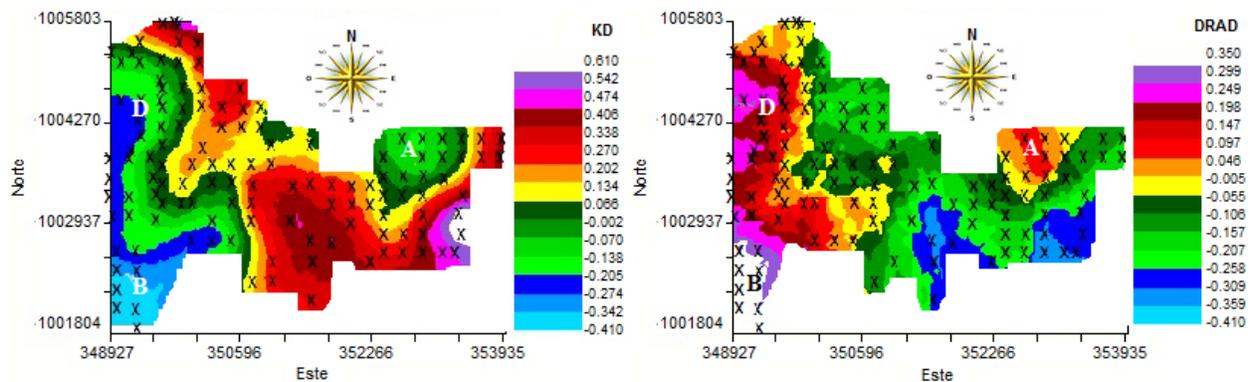


Fig. 5. Predicciones de los valores de KD y DRAD en el área de estudio (las letras A, B y C indican las áreas con valores anómalos).

Si bien los valores altos anómalos del radón en las inmediaciones de los pozos de gas abandonados (zona D) se pueden explicar por la presencia en esa zona de minerales con altos contenidos de uranio, el hecho de que el mapa de KD indica los valores más negativos y los de DRAD y radón (por método pasivo) los más positivos, en un área próxima a las emanaciones de gas en el río que se extiende hacia el norte hasta la zona D, sugiere que en toda esa zona se está produciendo filtración de hidrocarburos con la consecuente inducción de las anomalías radiométricas observadas. Derivado de estos resultados, no se descarta la posibilidad de que los gases naturales que penetran al acuífero, y producen las emanaciones en el río, pudieran estar asociados a posibles fugas en la estructura de esos pozos. Los gases escapados podrían estar migrando hacia zonas de menor presión hasta alcanzar un conducto o falla que facilite su transporte hasta la superficie (presentándose como una macrofiltración) cerca de las emanaciones de gas en el río. También se pueden producir microfiltraciones aproximadamente verticales, cuya expresión geoquímica en superficie se puede relacionar con las anomalías radiométricas observadas en el área ubicada entre los pozos abandonados y las emanaciones de gas en el río.

Independientemente del origen de los gases naturales presentes en el acuífero y que emanan en el río, los resultados obtenidos parecen indicar que ambos sucesos están controlados por un solo conducto de ascenso (falla o sistema de fracturas interconectadas) de los gases naturales hacia la superficie. La anomalía del radón en las inmediaciones del sitio donde se producen las emanaciones de gas en el río indica la existencia en esa

zona de una falla, o sistema de fracturas interconectadas, y el origen profundo de los gases naturales que lo transportan. Aparentemente, esa anomalía indica la proyección en superficie del sitio donde esos gases penetran en el acuífero, o sea, donde la falla lo intercepta.

Los resultados obtenidos por MEDINA (2011), en un estudio paralelo en la misma área aplicando el método magnetotelúrico (MT), están en correspondencia con algunos de los anteriores planteamientos. Como se muestra en el volumen de resistividad (Fig. 6), los estudios MT revelan una anomalía con un comportamiento de forma vertical y contraste de resistividad positivo en el rango aproximado de 180 a 250 Ω .m. Esta anomalía se extiende hacia la superficie aproximadamente en dirección a la zona donde se producen las emanaciones de gas en el río. Esos valores de resistividad están comprendidos dentro del rango de anomalías en profundidad que pueden estar asociadas a resistividad de yacimiento a nivel de la Formación Oficina donde se encuentran las mayores acumulaciones de hidrocarburos del área. Este resultado corrobora lo obtenido por los métodos radiométricos sobre el origen profundo y termogénico del gas que migra a través de un sistema de fracturas interconectadas hasta el acuífero asociado al río Tascabaña y a los pozos de agua que se fueron en gas. No obstante, hasta donde conocemos, los estudios MT no reflejaron anomalías que pudieran asociar los fenómenos descritos a posibles averías en la estructura de alguno de los pozos activos o abandonados presentes en el área de estudio.

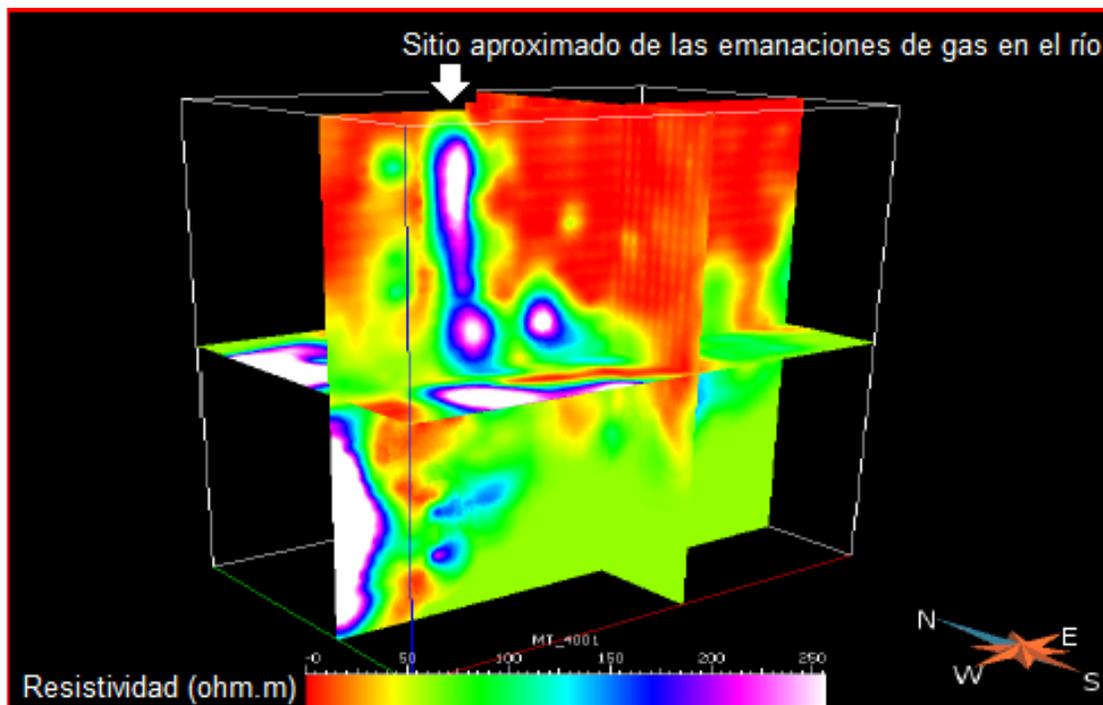


Fig. 6. Volumen de resistividad del sondeo magnetotelúrico en el área de estudio.

CONCLUSIONES

A partir de las anomalías radiométricas superficiales se identificaron las áreas donde se producen macro y microfiltraciones de hidrocarburos. Se demostró que las anomalías del radón no se deben a la mineralización de uranio. La zona donde confluyen las anomalías del ^{40}K y ^{222}Rn , localizada cerca de las emanaciones de gas en el río, parece indicar una alta permeabilidad del suelo causado por el efecto de un sistema de fracturas o falla geológica profunda por donde ascienden gases naturales, siendo esta la principal fuente de penetración de metano en el acuífero. Al parecer, tanto la emanación de gas en el río como su ocurrencia en los pozos de agua son controladas por esa fuente. Si bien los gases naturales que ingresan al acuífero pueden provenir de una fuente muy profunda como un reservorio de gas, y condicionar las anomalías radiométricas observadas, no se descarta la posibilidad de que los gases naturales que penetran al acuífero estén asociados a fugas de gas por averías a gran profundidad en la estructura de alguno(s) pozos abandonados ubicados al oeste de la región de estudio, si esos gases en busca de zonas de menor presión hubieran alcanzado la falla descubierta. Las anomalías obtenidas reflejan cierta conectividad espacial entre el sitio donde ocurren las emanaciones de gas en el río y la zona donde se encuentran los mencionados pozos. La coincidencia espacial de las más altas concentraciones de actividad del radón y las más bajas del ^{40}K , corroboran que, en la cercanía del río está ocurriendo un flujo de hidrocarburos capaz de haber

inducido las anomalías geoquímicas superficiales observables. Al Este de la región de estudio se presentaron valores muy bajos de ^{40}K , así como los valores más bajos de radón, $^{238}\text{U}_{\text{eq}}$ y $^{232}\text{Th}_{\text{eq}}$, lo que, de acuerdo al modelo de anomalías radiométricas sobre reservorios de hidrocarburos, sugiere que esa zona está sobre un yacimiento de petróleo o gas donde ocurren microfiltraciones. Dado que en el campo Tascabaña existen muchos pozos cerrados por presentarse en el yacimiento alta relación de gas respecto al petróleo, con existencia de altos volúmenes de gas natural, se sugiere el área identificada y delimitada como de expectativa para la producción comercial de gas, aunque no se descarta el posible desarrollo de la reserva remanente de petróleo liviano del yacimiento. Las correlaciones entre los resultados de mediciones in situ y en laboratorio indican buena coherencia para las mediciones de ^{40}K y ^{208}Tl , a diferencia del ^{214}Bi . Para medidas fiables del ^{226}Ra contenido en el suelo se sugiere análisis gamma espectrométrico de muestras con detector de Ge de alta resolución (HPGe).

AGRADECIMIENTOS

Este estudio ha sido financiado por Repsol Exploración Venezuela, S.A (proyecto LOCTI GPIE 33-2079/4916) y FONACIT (Proyecto S1-2001000954).

BIBLIOGRAFÍA

- ARMSTRONG R.F. & R.J. HEEMSTRA. 1973. *Radiation halos and hydrocarbon reservoirs: A review*: United States Department of Interior, Bureau of Mines, Information Circular 8579, 52 p.
- FLEISCHER R. L. & L. G. TURNER. 1984b. Correlations of radon and carbon isotopic measurements with petroleum and natural gas at Cement. *Oklahoma Geophysics*, 49:810-817.
- FLEISCHER R.L. & L.G. TURNER. 1984a. Geophysical and Geochemical Anomaly in northeastern New York. *Geophysics*, 49:818-821.
- GALLAGHER A.V. 1995. Radiometrics for the petroleum explorationist. En McCoy R.M., ed., *Radiometric surveys in petroleum exploration*. Association of Petroleum Geochemical Explorationists, Special Publication 3:64-81.
- GARTON E.R. 1997. Potassium 40 surveys find oil in Kentucky. *Hart's Petroleum Engineer International*, 59-62.
- GONZALES C., X. PICARD & J. ITURRALDE. 1980. *Geología de Venezuela y de su Cuencas Petrolíferas*. Caracas. Ediciones Foninves.
- ISHANKULIEV J. & S. P. TRETYAKOVA. 1991. Radon measurements using SSNTD in the region of oil and gas deposits of West Turkmenistan. *International Journal of Radiation Applications and Instrumentation. Part D. Nuclear Tracks and Radiation Measurements*, 19(1-4):329-332.
- KHATTAK N.U., M. A. KHAN, N. ALI & S.M. ABBAS. 2011. Radon Monitoring for geological exploration: A review. *Journal of Himalayan Earth Sciences*, 44(2):91-102.
- LESCHACK L.A. 1998. Magnetic horizontal gradient intensity (HGI) and radiometric surveys for hydrocarbon exploration in Western Canada: Seven case histories. *AAPG Bulletin*, 82(13).
- LEUNG S.Y., D. NIKEZIC, J.K. LEUNG & K.N. YU. 2007a. Sensitivity of LR 115 SSNTD in a diffusion chamber. *Nucl. Instrum. Meth. B*, 63:306-310.
- LEUNG S.Y., D. NIKEZIC, J.K. LEUNG & K.N. YU. 2007b. A study of the polyethylene membrane used in diffusion chambers for radon gas concentration measurements. *Nucl. Instrum. Meth. B*, 63:311-316.
- MATOLÍN M. & Z. STRÁNÍK. 2006. Radioactivity of sedimentary rocks over the Zdánice hydrocarbon field. *Geophys. J. Int.*, 167:1491-1500.
- MEDINA M. 2011. *Caracterización geofísica en la zona del campo Tascabaña, estado Anzoátegui, aplicando métodos magnetotélúricos*. Universidad Central de Venezuela. Trabajo Especial de grado para optar al título de Ingeniero Geofísico, inédito, 65 p.
- MOORE E. & J. SHIELDS. 1952. Chimere Field, Anzoátegui, Venezuela. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, 36:857-877.
- MULKERN M.E. 2012. Method of Using KUTT Radiometric Data to Prospect for Oil and Gas. Proc. of the SPE Eastern Regional Meeting held in Lexington, Kentucky, USA, Copyright 2012, Society of Petroleum Engineers, 189-194.
- NIKEZIC D. & C. BAIXERAS. 1995. Analysis of sensitivity of LR115 in cylindrical diffusion chambers for radon concentration determination. *Nucl. Instrum. Methods A*, 364:531-536.
- PALACIOS D., J. ALFONSO, H. BARROS, J. LABRECQUE, K. PÉREZ & M. LOSSADA. 2008. A semi-empirical approach to determine gamma activities in environmental cylindrical samples. *Radiation Measurements*, 43:77-84.
- PALACIOS D., L. SAJO-BOHUS & E.D. GREAVES. 2005. Radon progeny distributions inside a diffusion chamber and their contributions to track density in SSNT detectors. *Radiation Measurements*, 40:657-661.
- PAPASTEFANOU C. 2007. Measuring radon in soils gas and groundwaters: a review. Aristotle University of Thessaloniki, Atomic and Nuclear Physics Laboratory, Thessaloniki, Greece. *Annals of Geophysics*, 50(4):569-578.
- PRICE L. C. 1986. A critical overview and proposed working model of surface geochemical exploration. En DAVIDSON M. J. Eds., *Unconventional methods in exploration for petroleum and natural gas IV*. Southern Methodist Univ. Press, p. 245-304.
- REDDY A.S. & N.V. RAO. 2002. Radiation anomaly correlation helpful in Krishna-Godavari basin. *Oil & Gas Journal*, 38-42.
- SASSEN R. 1980. Biodegradation of crude oil in a shallow Gulf Coast salt dome. *Organic Geochem.*, 2:153-166.
- SAUNDERS D.F., K.R. BURSON & C.K. THOMPSON. 1999. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alterations. *AAPG Bulletin*, 83(1):170-185.
- SAUNDERS D.F., K.R. BURSON, J.F. BRANCH & C.K. THOMPSON. 1989. Alabama Ferry field detectable by hydrocarbon microseepage and related alterations. *Oil & Gas Journal*, 87(46):108-110.
- SAUNDERS D.F., K.R. BURSON, J.F. BRANCH & C.K. THOMPSON. 1993. Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations. *Geophysics*, 58:1417-1427.
- SIKKA D.B. & R.B. SHIVES. 2002. Radiometric surveys of the Redwater oil field, Alberta: Early surface exploration case histories suggest mechanisms for the development of hydrocarbon related geochemical anomalies. En D. Schumacher & L.A. LeSchack, eds., *Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing*. AAPG Studies in Geology No. 48 and SEG Geophysical References Series 11:243-297.

TILSLEY J.E. & R.J. NICHOLLS. 1993. *Investigation of soil gas radon as a petroleum exploration technique*, Ontario Geological Survey: Open File Report No. 5876, 207 p.

TOMPKINS R., J.R. CLARK & D. ZIEGLER. 2000. Enzyme leachSM geochemistry: A significant advancement in hydrocarbon exploration. *AAPG Bulletin*, 84(13).