

TÉCNICAS RADIOMÉTRICAS SUPERFICIALES EN LA EXPLORACIÓN PETROLERA

Daniel PALACIOS¹, Haydn BARROS¹, Johnny SALAS¹, Emidio FUSELLA², Yininber AVILA¹ & Diana TEIXEIRA¹

¹Laboratorio de Física Nuclear, Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela. Correo-e.: sanjuero.perdomo@gmail.com. ²Instituto de Estudios Avanzados (IDEA), Caracas, Venezuela

RESUMEN

Se presentan los mecanismos que explican la presencia y naturaleza de anomalías radiométricas sobre reservorios de hidrocarburos y resultados de la aplicación de técnicas radiométricas en tres campos petroleros del oriente venezolano: Amarilis, estado Monagas, Nodosaria 15, estado Monagas y Tascabaña, estado Anzoátegui. Para las mediciones gamma espectrométricas se utilizaron detectores HpGe y BGO y se realizaron mediciones tanto “*in situ*” como en laboratorio. La concentración de radón en los poros del suelo se determinó por métodos activos (celda de centelleo) y pasivos (detectores de trazas nucleares LR-115). Los datos de espectrometría gamma fueron procesados con vistas a minimizar las variaciones en tipo de suelo, cambios litológicos, vegetación, humedad y topografía. Para correlacionar espacialmente las anomalías radiométricas con la presencia de pozos de petróleo y gas activos, se aplicaron técnicas de geoestadística y se obtuvieron mapas radiométricos. Los métodos radiométricos superficiales contribuyeron a mapear en forma consistente las anomalías geoquímicas y geofísicas relacionadas con la migración de hidrocarburos, asociada a trampas de petróleo y gas. Estos estudios tuvieron éxito en la identificación de la presencia o ausencia de reservorios y las anomalías correlacionaron espacialmente con los pozos activos.

Palabras clave: anomalía radiométrica, espectrometría gamma, radón, exploración petrolera.

ABSTRACT

The mechanisms that explain the presence and nature of radiometric anomalies over hydrocarbon reservoirs are presented, as well as results on the application of radiometric techniques on three Eastern Venezuelan oil fields. The corresponding places are: Amarilis, Monagas state, Nodosaria 15, Monagas state and Tascabaña, Anzoátegui state. Each HpGe and BGO detectors were used during the gamma spectrometric laboratory and *in situ* measurements. The Radon concentration in soil pores were determined by active (scintillation cells) and passive (SSNTD type LR-115) methods. The gamma spectrometric data were processed in such a way that variations due to local factors (soil type, lithology, vegetation cover, humidity and topography) were minimized. In order to spatially correlate the

radiometric anomalies with the active oil/gas well locations, geostatistical processing techniques were applied and radiometric maps were obtained. The applied radiometric surface techniques helped to map and understand consistently the geochemical and geophysical anomalies related to hydrocarbon migration associated to oil/gas traps. These studies have been of success in the identification of either the presence or the absence of reservoirs, and the anomalies were specially correlated with the location of active wells.

Keywords: radiometric anomaly, gamma spectrometry, radon, oil exploration.

INTRODUCCIÓN

Aunque desde hace varias décadas se han aplicado con éxito técnicas radiométricas para el mapeo geológico superficial y del basamento, la comunidad petrolera se ha mostrado reacia a incluir estudios radiométricos en su estrategia de exploración. Esto probablemente se deba a que muchos de los casos publicados fueron poco documentados, se basaron en recolección de datos o técnicas de procesamiento incorrectos o hubo poca comprensión de las asociaciones geoquímicas y geofísicas.

Desde hace mucho tiempo se conoce la existencia de mínimos de la radiación gamma sobre reservorios de hidrocarburos, sin embargo, a pesar de varias afirmaciones de éxito, son pocas las investigaciones científicamente rigurosas sobre los numerosos factores que pueden influir en sus resultados. Es probable que las circunstancias mencionadas condujeran a que se fuera perdiendo la motivación y confianza en estos estudios, razón por la cual la literatura al respecto es muy escasa después de los años 90. En la actualidad, los avances en los métodos radiométricos, técnicas de geoestadística y procesamiento de datos y un mayor conocimiento de las alteraciones geoquímicas y geofísicas inducidas sobre reservorios de petróleo y gas (LESCHACK & VAN ALSTINE 2002, JONES & LEBLANC 2004, MATOLÍN & STRÁNIK 2006, PETROVIC *et al.* 2008, PILONG *et al.* 2010), pudieran indicar una nueva y exitosa etapa de la aplicación de técnicas radiométricas en la exploración petrolera.

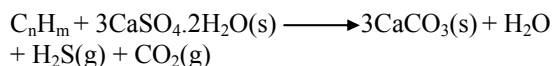
El objetivo general de este trabajo fue revisar y presentar las bases del método radiométrico en la exploración petrolera y evaluar experimentalmente su

pertinencia en la discriminación de áreas productivas de estériles.

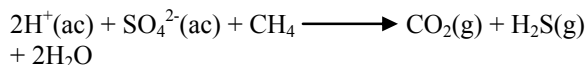
TEORÍA

Modelo de alteraciones geoquímicas inducidas por la microfiltración de hidrocarburos

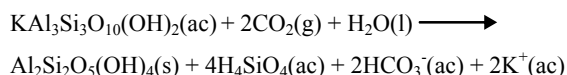
SAUNDERS *et al.* (1993) presentaron una descripción detallada de un modelo basado en la inducción de anomalías en uranio (U), potasio (K) y magnéticas por la microfuga de hidrocarburos desde un depósito del petróleo. Se basaron en que la microfiltración de hidrocarburos implica el ascenso, casi vertical, de burbujas de gas de tamaño coloidal a través de una red de empalmes y planos de estratificación interconectados y saturados de agua. En su ascenso, los hidrocarburos pueden reaccionar químicamente con los sulfatos en aguas subterráneas para producir sulfuro de hidrógeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) y mineralización secundaria del carbonato (CaCO₃). El proceso se puede describir como sigue:



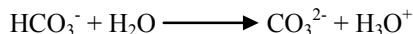
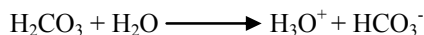
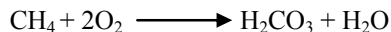
Las bacterias sulfato-reductoras en aguas subterráneas también pueden lograr lo anterior (SASSEN 1980). Ellas obtienen el oxígeno de los iones sulfato y consumen los hidrocarburos produciendo los subproductos sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.



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 ⁴⁰K y radionúclidos de la serie del ²³⁸U. Por ejemplo, en un mineral que tenga en su estructura K (por ejemplo ilita) se puede producir la siguiente reacción:



Por otra parte, se sabe que el K en sedimentos está contenido principalmente en la ilita, ocupando espacios intersticiales entre las capas de la arcilla. Cuando están expuestos a concentraciones de otros cationes como Ca²⁺ Mg²⁺ o H⁺, los iones K⁺ pueden ser remplazados por ellos (GOLDSCHMIDT 1954). En solución acuosa, el H⁺ se combina con una molécula de agua molecular intersticial para formar el ion hidronio (H₃O⁺) que posee un radio iónico similar al del K⁺. El ambiente ácido del sistema petrolífero hace que el intercambio iónico ocurra con mayor facilidad. La oxidación bacteriana de los hidrocarburos que ascienden produce iones hidronio a través de las siguientes reacciones:



Los iones H₃O⁺ remplazarán a los iones K⁺ en la ilita y los removerá hacia la solución. Por su parte el Th permanecerá relativamente estable en las estructuras de los minerales pesados insolubles y muchas observaciones así lo confirman.

La situación con respecto al U es más compleja que para el K, al parecer como resultado de la redistribución del U por transporte del agua subterránea. En ambientes reductores las bacterias producen H₂S y las concentraciones de U se incrementan con el tiempo (SAUNDERS *et al.* 1993). El U presenta hasta cuatro estados de oxidación, siendo los más frecuentes dos de ellos (4 y 6). En la forma oxidada, el ion uranilo (UO₂²⁺) es soluble en aguas subterráneas. Cuando se reduce, se convierte en uraninita (UO₂) que es relativamente insoluble y precipita. Así, el U tenderá a emigrar desde ambientes oxidantes a reductores donde su concentración se incrementará en el tiempo. De esa manera, las acumulaciones de U en los sedimentos superficiales pueden ser de gran utilidad para localizar yacimientos petrolíferos.

Anomalías de la radiación gamma

Generalmente se considera que el ⁴⁰K contenido en la arcilla es la mayor fuente de radioactividad del suelo, con menores contribuciones del ²¹⁴Bi (serie del ²³⁸U) y ²⁰⁸Tl (serie del ²³²Th). Los bajos valores de la radiación encima de acumulaciones de petróleo se han atribuido a las siguientes causas: (1) precipitación de sales de U en el límite de la zona de oxidación-reducción de la columna de hidrocarburos en ascenso, o (2) conversión de las arcillas portadoras de K y feldspatos a caolinita u otras arcillas deficientes en K (PRICE 1986, SAUNDERS *et al.* 1993).

La litología superficial es el factor principal en la determinación del contenido de radionúclidos en sedimentos. Para suprimir los efectos de diferencias litológicas y condiciones ambientales, SAUNDERS *et al.* (1987) utilizaron el contenido de Th como control litológico para definir los valores "ideales" de K y U. Las diferencias entre las cantidades de U y K "ideales" y los valores medidos serían causadas por otros factores diferentes de los litológicos y ambientales, por lo que de haber algún tipo de anomalía ésta se corresponderá con la presencia de posibles prospectos petrolíferos. SAUNDERS *et al.* (1993) aplicaron con éxito esta normalización en la prospección petrolera.

Para normalizar los datos del U y K al Th se emplearon las siguientes ecuaciones:

$$K_i = \frac{\overline{K_s}}{\overline{Th_s}} Th_s$$

(1)

$$U_i = \frac{\overline{U_s}}{\overline{Th_s}} Th_s$$

(2)

donde K_i es el valor "ideal" del K definido por Th para la estación con un valor verdadero de Th de Th_s , y U_i es el valor "ideal" de U definido por Th para esa estación.

Las desviaciones de los valores reales respecto a los valores ideales calculados para cada estación se obtuvieron usando las ecuaciones de la forma:

$$KD = \frac{(K_s - K_i)}{K_i}$$

(3)

$$UD = \frac{(U_s - U_i)}{U_i}$$

(4)

donde K_s y U_s son los valores medidos en la estación, y KD y UD son las desviaciones relativas expresadas como fracción de los valores ideales de la estación. Según la experiencia, KD proporciona valores bajos (negativos) y UD valores menos bajos (negativos), o a veces positivos, sobre acumulaciones de petróleo. SAUNDERS *et al.* (1993) combinaron las variaciones de UD y KD en un solo parámetro, que denominaron $DRAD$, igual a la diferencia entre ambos valores relativos:

$$DRAD = UD - KD,$$

(5)

que también se puede expresar como:

$$DRAD = \frac{\left(\frac{U_s}{U_i}\right) - \left(\frac{K_s}{K_i}\right)}{\left(\frac{Th_s}{Th_s}\right)}$$

(6)

Los valores positivos de $DRAD$ en una región indican altas probabilidades de encontrar petróleo en ella.

Localización de yacimientos de petróleo y gas por mediciones de ^{222}Rn en los poros del suelo

Se ha demostrado la existencia de anomalías negativas de emanación de ^{222}Rn (es decir, deficiencia del nivel de ^{222}Rn) en regiones de reservas comprobadas de petróleo y gas (FLEISCHER & TURNER 1984, ISHANKULIEV & TRETYAKOVA 1991, HABIBNIA *et al.* 2010). Los yacimientos de petróleo y gas representan anomalías geoquímicas, mientras que las estructuras que contienen

hidrocarburos y las barreras que detienen la migración de petróleo representan anomalías geofísicas (FLEISCHER & TURNER 1984). Así, en la búsqueda de hidrocarburos se pueden emplear métodos de mapeo tanto geofísicos como geoquímicos.

FLEISCHER & TURNER (1984) demostraron que el área que tiene las menores concentraciones de ^{222}Rn está rodeada por una región anular de altos valores de ^{222}Rn . Esta es la configuración esperada según el modelo basado en la alteración de gradientes de flujo de gases cerca de la superficie del suelo (Fig. 1). De esta forma, se puede identificar una posible emanación localmente disminuida encima de las reservas de petróleo/gas en comparación con sus alrededores.

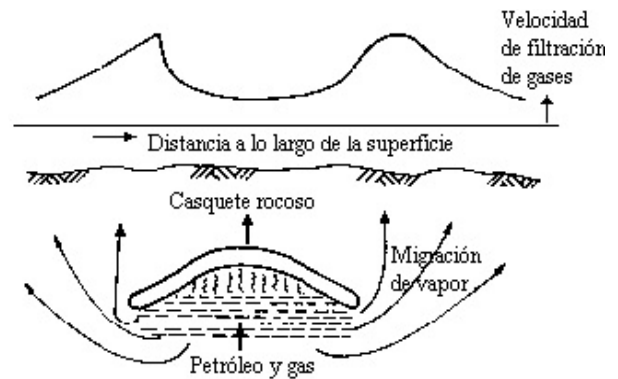


Fig. 1. Croquis del flujo ascendente de gases del suelo (conteniendo ^{222}Rn) desde una reserva de petróleo/gas (FLEISCHER & TURNER 1984).

METODOLOGÍA

Se realizaron estudios radiométricos en tres campos petroleros del oriente venezolano: Amarilis, Estado Monagas, Nodosaria 15, Estado Monagas y Tascabaña, Estado Anzoátegui. Para las mediciones gamma in situ (detector a 1 m sobre la superficie del suelo) y de laboratorio se utilizaron espectrómetros de alta resolución (con detector de Ge hiperpuro) y de baja resolución pero alta eficiencia (con detector BGO), respectivamente. Las mediciones de radón (^{222}Rn) y torón (^{220}Rn) en los poros del suelo se realizaron a una profundidad de 60 cm por métodos activo (celdas Lucas de centelleo acopladas al monitor de radón Pylon AB-5) y pasivo (detectores de trazas nucleares LR-115 en cámaras de difusión). Las mediciones in situ y toma de muestras de suelo se realizaron en sitios georeferenciados ubicados en transectas o mallas. En el yacimiento Amarilis los sitios de medición y muestreo se ubicaron sobre una transecta de 40 puntos (separados por 250 m) que pasaba por el pozo productor AML-1X y el pozo exploratorio que resultó seco AML-2 (Fig. 2). Los estudios en los yacimientos Nodosaria 15 y Tascabaña se realizaron sobre mallado con celdas de 200 m de lado.

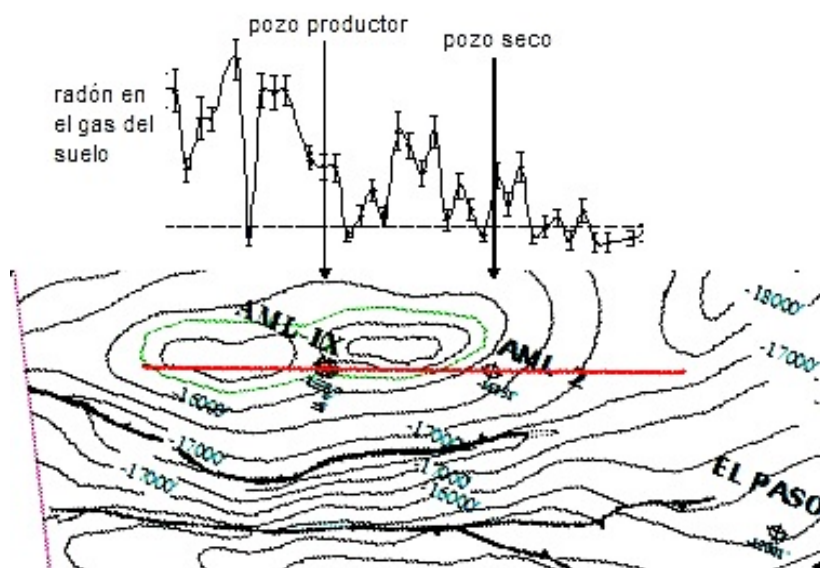


Fig. 2. Variaciones de las concentraciones relativas de Radón en el gas del suelo (método pasivo) a lo largo de la transecta y su superposición al mapa estructural.

RESULTADOS Y DISCUSIONES

Estudio radiométrico a lo largo de una transecta en el campo Amarilis, estado Monagas.

En la Fig. 2 se presentan los resultados de los niveles de Radón en el gas del suelo por el método pasivo.

El intervalo confinado entre máximos con mayor deficiencia de Radón se observó en las inmediaciones del pozo productor AML-1X, lo cual está en correspondencia con el modelo basado en la alteración de los gradientes de flujo de gases cerca de la superficie del suelo. Cerca del pozo AML-2 también se encontraron bajos niveles de Radón pero éstos no estuvieron limitados por altos valores en sus extremos.

En la Fig. 3 se muestran las dependencias de las relaciones entre hijas de la serie del ^{238}U e hijas de la serie del ^{232}Th para diferentes energías de la radiación gamma. En todos los casos se observan valores mínimos alrededor de la zona donde se encuentra el pozo productivo, mientras que en los alrededores del pozo seco se presentaron valores más altos aproximadamente iguales al resto de las estaciones.

En la Fig. 4 se observa que los valores y variaciones de UD son pequeñas comparadas con las de KD. Sin embargo, se destaca que el valor más negativo de UD se obtuvo precisamente en las inmediaciones del pozo productor AML-1X, mientras que cerca del pozo AML-

2 sus valores fueron positivos. Este resultado es contrario al esperado, lo que pudiera indicar el predominio de enriquecimiento de K por afluencia de aguas superficiales y subterráneas, respecto a su remoción por intercambio iónico, mientras que para el U pudiera predominar la remoción por lixiviación sobre su incorporación por reducción química.

Aunque los valores de DRAD fueron positivos desde el pozo AML-1X hasta el final de la transecta, en dirección Noreste, éstas no fueron superiores al valor medio más tres desviaciones estándares, por lo que no pueden considerarse anomalías fuertes.

Estudio radiométrico en un área del yacimiento Nodosaria 15, Jusepín, estado Monagas.

La Fig. 5 muestra la distribución de las concentraciones relativas de Radón. En la zona donde se encuentran los pozos de petróleo se observaron las mayores concentraciones de Radón. El máximo valor está en un área por donde pasan fallas según el mapa geológico del yacimiento Nodosaria 15. Este resultado indica que las emisiones de Radón en Nodosaria 15 son controladas estructuralmente, lo cual está en correspondencia con la estructura de trampa de falla en la parte estudiada del yacimiento.

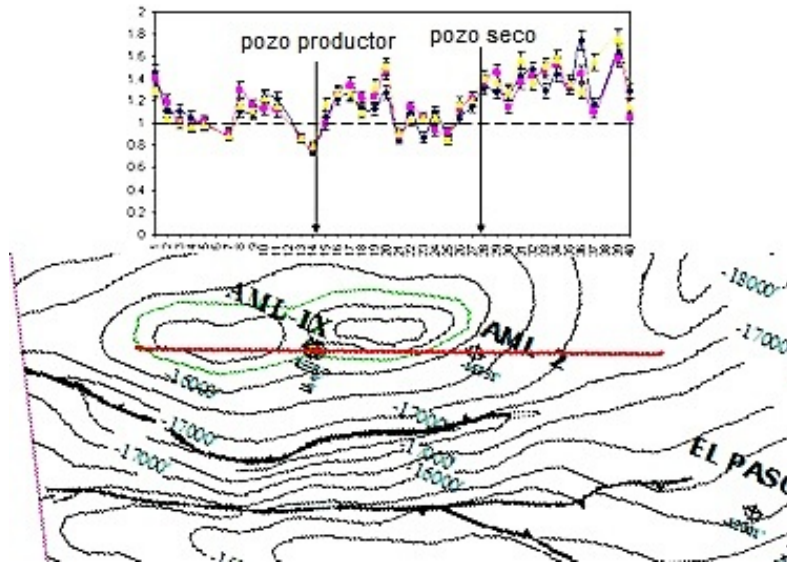


Fig. 3. Variaciones de los niveles de uranio normalizado al torio a lo largo de la transecta y su superposición al mapa estructural.

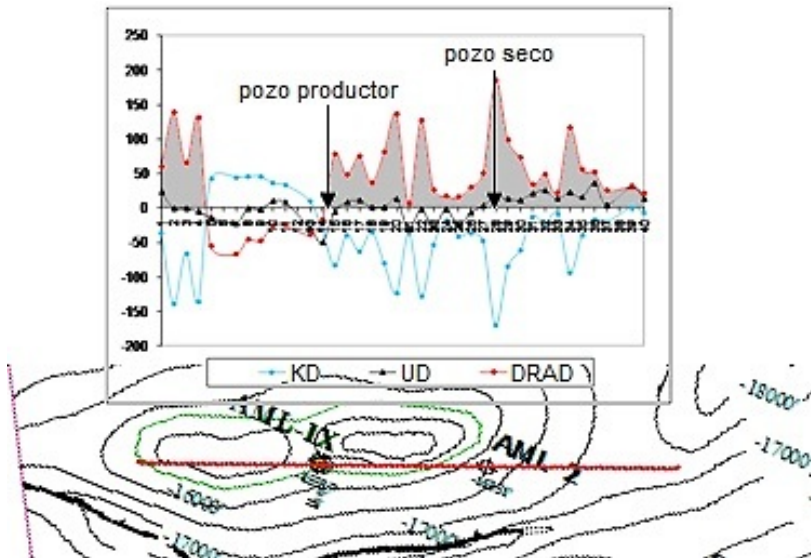


Fig. 4. Variaciones de KD, UD y DRAD a lo largo de la transecta y su superposición al mapa estructural.

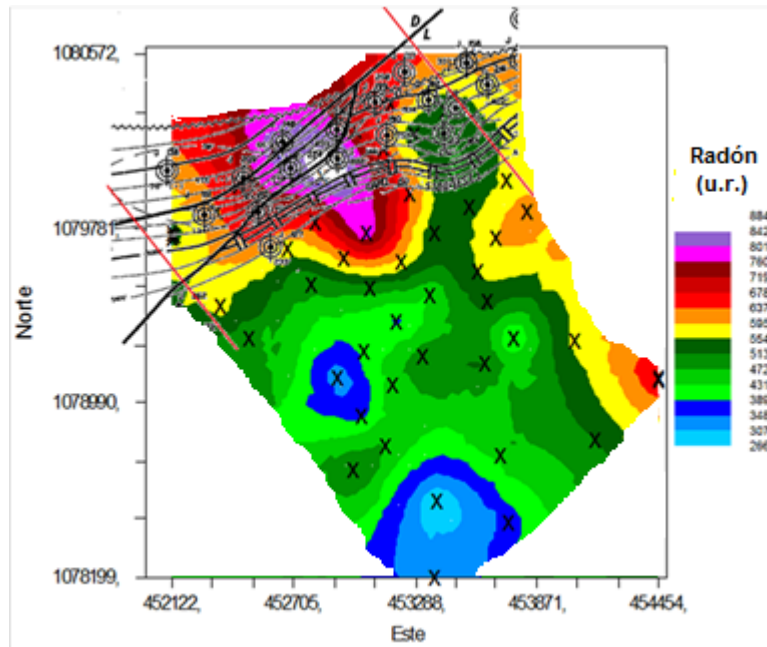


Fig. 5. Interpolación de la concentración relativa de Radón. Se muestra la superposición del sistema de fallamiento y ubicaciones de los pozos de petróleo.

Los máximos de DRAD ocurren en la zona de intersección de fallas, donde hay varios pozos petroleros, y al SE del área de estudio (Fig. 6).

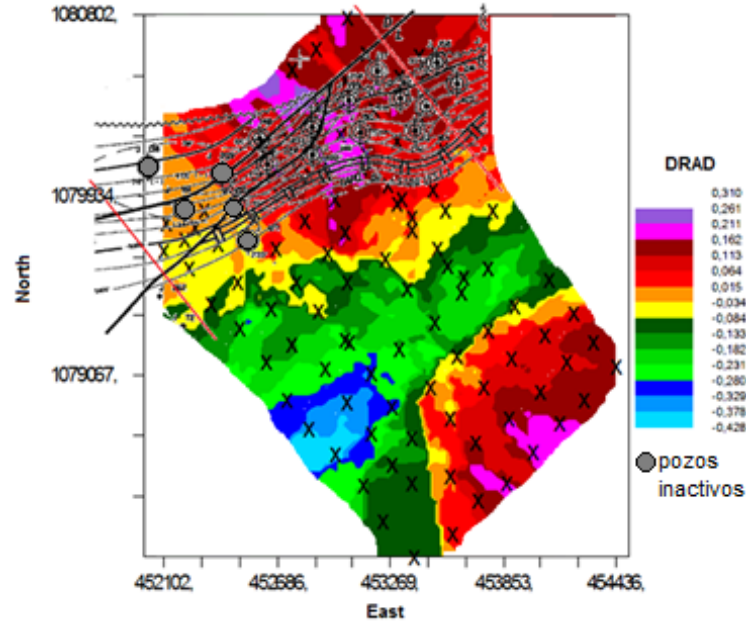


Fig. 6. Mapa de anomalías de DRAD.

Las zonas anómalas coinciden con las obtenidas en los mapas de Radón, relación Radón/Torón, K, K/Th, U/K y KD. La zona de mayor potencial está ubicada hacia el extremo NE del área de estudio, donde están los pozos productores de la región monitoreada.

Estudio radiométrico en la localidad de Tascabaña, estado Anzoátegui.

En el área de estudio existen varios pozos de petróleo y gas, algunos de ellos no activos (Fig. 7).

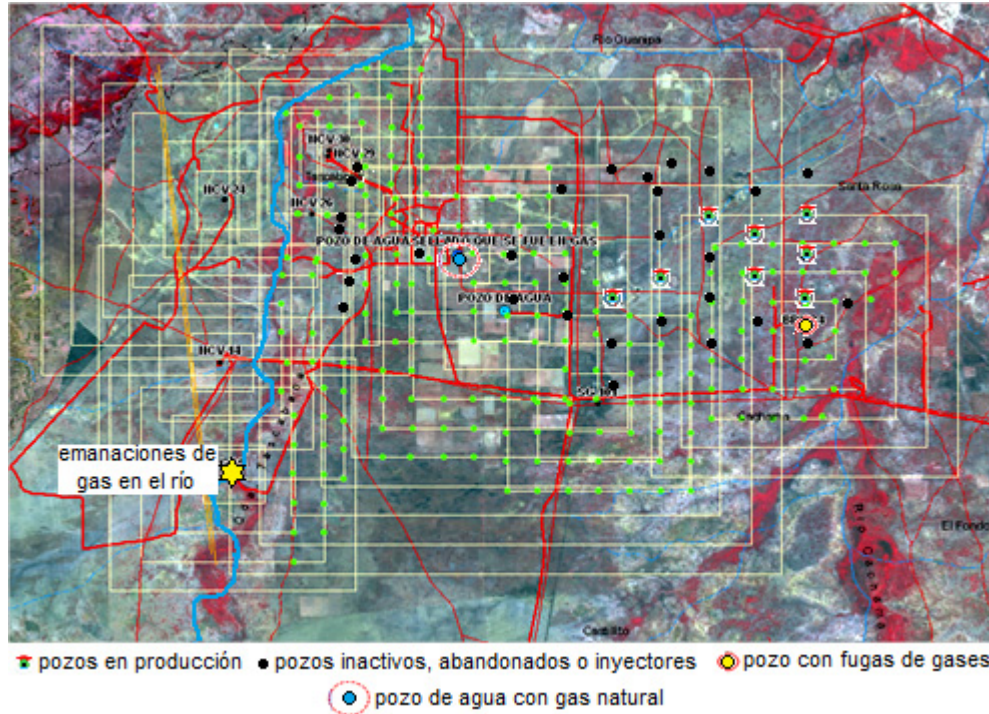


Fig. 7. Ubicaciones de los pozos de petróleo y gas y de los sitios de medición (puntos verdes). Por motivos de confidencialidad no se coloca la ubicación de la zona (coordenadas).

La Fig. 8 muestra el mapa de concentraciones relativas de Radón. Los niveles más bajos de Radón están en la región B, lo que sugiere la presencia de reservorio en profundidad de acuerdo al modelo de transporte de gases. Se obtuvieron altos valores de Radón en la zona A, lo que parece indicar la presencia de una falla o sistema de fracturas que sirve de conducto para el ascenso de gases transportando al Radón desde zonas profundas.

Los resultados sugieren que la zona B es la de mayores potencialidades de reservas productoras de gas. En esta zona se encuentra la mayor cantidad de pozos activos del área de estudio. El comportamiento del Radón sugiere que esta zona se encuentra sobre un reservorio con trampa de tipo anticlinal, lo cual fue corroborado al integrar los resultados con la información geológica.

Los menores valores de ^{40}K están en dos grandes zonas bien delimitadas (Fig. 9): al noreste (zona B) y

suroeste de la región de estudio (zona A). El comportamiento en B se puede explicar, según la teoría y reportes experimentales, por la existencia en profundidad de reservas importantes de petróleo y/o gas y el efecto que produce la ascensión de hidrocarburos ligeros al saturar rocas y minerales.

El comportamiento en A sugiere que en esa zona de concentraciones anómalas están ascendiendo gases hidrocarburos con gran intensidad, arrastrando al ^{222}Rn (Fig. 8), y provocando la movilización del K y su consecuente disminución.

Los valores relativamente altos y positivos de DRAD en B también sugieren que esa zona es potencialmente productora de petróleo o gas (Fig. 10). En esa área se encuentra la mayor cantidad de pozos activos y por los resultados de estudios geológicos y geofísicos se tiene previsto perforar más pozos con fines de producción.

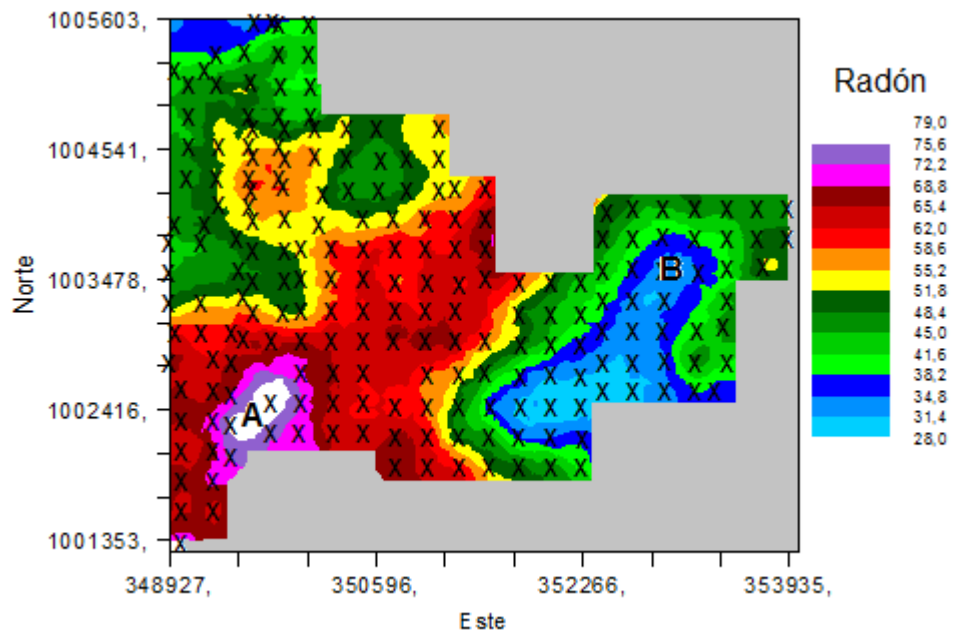


Fig. 8. Interpolación de la concentración de ^{222}Rn .

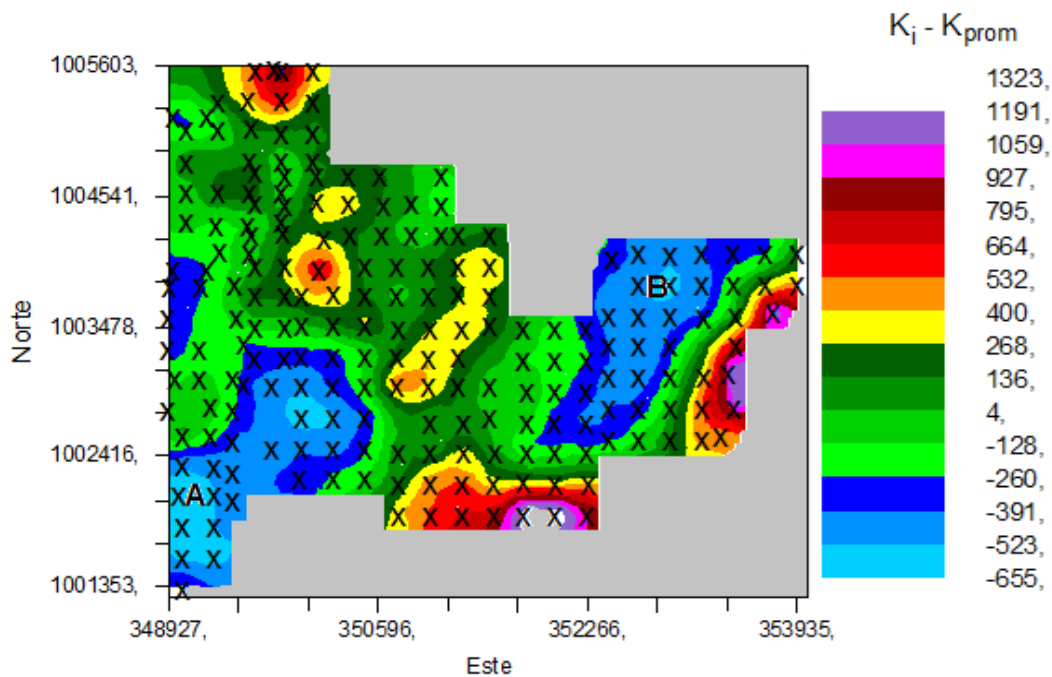


Fig. 9. Predicción del nivel de ^{40}K en el suelo

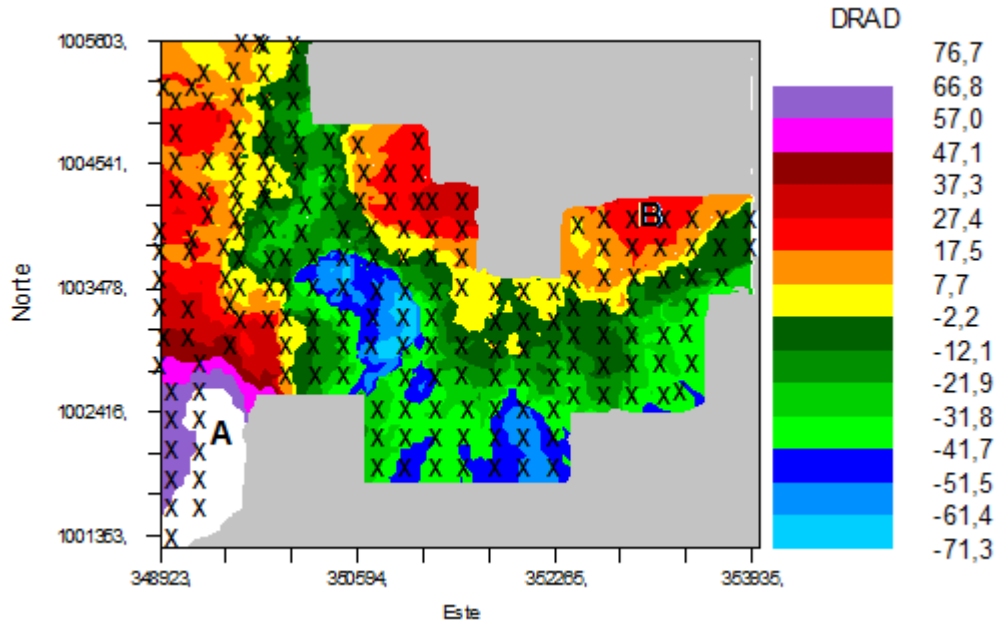


Fig. 10. Mapa de DRAD.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos sugieren que el pozo AML-1X está cerca del borde del reservorio y de una falla profunda al SO. Se sugiere que el yacimiento Amarilis fue intervenido por una falla profunda que provocó su ruptura, pudiendo esa ser la causa de que el pozo delineador AML-2 resultara productor de agua.

En los sectores estudiados de los campos Nodosaria 15 y Tascabaña se obtuvo buena correlación espacial entre las anomalías radiométricas y la ubicación de varios pozos activos de petróleo. Las anomalías radiométricas encontradas están en correspondencia con la estructura de trampa de falla y anticlinal, respectivamente.

Además de contribuir en la búsqueda de hidrocarburos, la aplicación de estas técnicas permite la revaluación de reservas.

AGRADECIMIENTOS

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

BIBLIOGRAFÍA

FLEISCHER R. L. & L. G. TURNER. 1984. Correlations of radon and carbon isotopic measurements with petroleum and natural gas at Cement. *Oklahoma Geophysics*, 49:810-817.

GOLDSCHMIDT V. M. 1954. *Geochemistry*: Clarendon Press, Oxford, 730 p.

ISHANKULIEV J. & S. P. TRETYAKOVA. 1991. Radon measurements using SSNTD in the region of oil and

gas deposits of West Turkemanistan. *Nucl. Tracks Radial. Meas.*, 19(1-4):329-331.

JONES, V.T. & R.J. LEBLANC. 2004. *Moore-Johnson (Morrow) field, Greeley County, Kansas: A successful integration of surface soil gas geochemistry with subsurface geology and geophysics*. American Association of Petroleum Geologists. <http://www.searchanddiscovery.com/documents/2004/leblanc/index.htm>.

LESCHACK L.A. & D. VAN ALSTINE. 2002. High-resolution ground magnetic (HRGM) and radiometric surveys for hydrocarbon exploration: Six case histories in western Canada. En D. SCHUMACHER AND L.A. LESCHACK, (eds.) *Surface Exploration Case Histories: Applications of geochemistry, magnetic, and remote sensing*. American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology No. 48, and Society of Exploration Geophysicists, Geophysical Reference Series No. 11, p. 67-15.

MATOLÍN M. & Z. STRÁNIK. 2006. Radioactivity of sedimentary rocks over the Zdánice hydrocarbon field. *Geophys. J. Int.*, 167:1491-1500.

PETROVIC A., S.D. KHAN & H.S. CHAFETZ. 2008. Remote detection and geochemical studies for finding hydrocarbon induced alterations in Lisbon Valley, Utah. *Marine and Petroleum Geology*, 25(8):696-705.

PILONG S., F. BIHONG & N. YOSHIKI. 2010. Mapping hydrocarbon seepage-induced anomalies in the arid region, west china using multispectral remote sensing. *International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Science*, 38(8):442-447.

- 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.
- 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, J. F. BRANCH & C. K. THOMPSON. 1993. Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations. *Geophysics*, 58:1417-1427.
- SAUNDERS D. F., S. A. TERRY & C. K. THOMPSON. 1987. Test of National Uranium Resource Evaluation gamma-ray spectral data in petroleum reconnaissance. *Geophysics*, 52:1547-1556.
- HABIBNIA B., R. TAHERI, M. MORADKHANI & M. HAGHIGHAT SEFAT. 2010. Application of Remote Sensing In Two Southern Iranian Oil Fields. *Proc. 1st International Applied Geological Congress*, Department of Geology, Islamic Azad University - Mashad Branch, Iran, 26-28 April 2010, 705-712.