



# Detección de potenciales zonas con hidrocarburos en el Bolsón de Tamberías mediante técnicas geofísicas no convencionales

**Daniel RICHARTE<sup>1</sup>, Laura GODOY<sup>1</sup>, Cristian ORTÍZ<sup>2</sup>, Franco MANCINI<sup>2</sup> y Mario GIMENEZ<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>CONICET. Instituto Geofísico-Simológico Volponi. Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Universidad Nacional de San Juan.

<sup>2</sup>CONICET.

Email: daricharte@gmail.com; laurabeatrizgodoy@gmail.com; mgimenez@unsj-cuim.edu.ar; co.geof87@gmail.com; francomancini@hotmail.com

**Editor:** María Paula Iglesia Llanos

Recibido: 20 de febrero de 2023

Aceptado: 4 de julio de 2023

## RESUMEN

En el presente estudio aplicamos una técnica antigua y poco utilizada en nuestro país, como es la técnica de normalización del Torio aplicada a datos aéreos de espectrometría de rayos gamma, como guía para el reconocimiento de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Esta técnica utiliza mediciones espectrales de rayos gamma en la prospección de petróleo en trampas estratigráficas y estructurales. Complementamos esta técnica con datos aeromagnéticos para analizar los principales alineamientos de estructuras geológicas en la corteza superior. El área del Bolsón de Tamberías fue escogida para aplicar esta técnica debido a los antecedentes de los depósitos triásicos del Grupo Rincón Blanco, donde el potencial oleogenético está bien documentado en la Formación Carrizalito. Además, al oeste sobre el actual frente de deformación de la Precordillera Occidental, afloran las secuencias triásicas de los grupos Barreal y Sorocayense, donde se han identificado interesantes niveles lacustres con potencial oleogenético. Los resultados encontrados con esta técnica son muy alentadores ya que las zonas donde se dan los valores máximos de DRAD (Deviation of Radio-Active Derivative) coinciden con las manifestaciones del grupo Rincón Blanco y con el muestreo de rocas realizado en esta zona.

**Palabras clave:** Espectrometría de rayos gamma; Aeromagnetometría; Indicadores de hidrocarburos; Bolsón de Tamberías

## ABSTRACT

*Detection of potential areas with hydrocarbons in the Bolsón de Tamberías using non-conventional geophysical techniques.*

In the present study, we apply an old technique that is not widely used in our country, such as the Thorium normalization technique applied to aerial data from gamma-ray spectrometry, as a guide for the recognition of oil accumulations in the subsoil. This technique uses gamma-ray spectral measurements in prospecting for oil in stratigraphic and structural traps. We complement this technique with aeromagnetic data to analyze the main alignments of geological structures in the upper crust. The Bolsón de Tamberías area was chosen to apply this technique due to the background of the Triassic deposits of the Rincón Blanco Group, where the oleogenetic potential is well documented in the Formation Carrizalito. In addition, to the west of the current deformation front in the Western Precordillera, the triassic sequences of the Barreal and Sorocayense Groups outcrop, where interesting lake levels with oleogenetic potential have been identified. The results found with this technique are very encouraging, since the areas where the maximum DRAD (Deviation of Radio-Active Derivative) values occur coincide with the manifestations of the Rincón Blanco group and with the rock sampling carried out in this area.

**Palabras clave:** Gamma ray spectrometry; Aeromagnetometry; Hydrocarbon indicators; Bolsón de Tamberías

## INTRODUCCIÓN

Los métodos sísmicos y de gravedad siguen siendo las herramientas geofísicas dominantes para la exploración de hidrocarburos, sin embargo, existe una combinación de otras técnicas de bajo costo relativo que permite circunscribir áreas de interés exploratorias marginales, en grandes extensiones o regiones de dificultades topográficas como la que se presenta en este trabajo.

Los datos magnéticos y radiométricos, han demostrado ser de gran utilidad en la determinación de presencia de hidrocarburos, respondiendo a anomalías radiométricas cercanas a la superficie terrestre, que resultan de filtraciones de hidrocarburos y celdas de convección electroquímica (Morse y Zinke 1995, Schumacher 1996).

Los patrones de radiación superficial relacionados con los depósitos de hidrocarburos en el subsuelo, resultan de una combinación de microfiltraciones de gas y petróleo ligero, la acción bacteriana, el movimiento del agua subterránea, los límites redox y los cambios de pH que resultan del desequilibrio físico y químico entre las acumulaciones de petróleo y gas con sus rocas de caja (Zinke 1996, Machel y Burton 1991, Schumacher 1996, LeSchack y Van Alstine 2002, entre otros). Durante millones de años, las propiedades diagenéticas de los hidrocarburos alteran las características físicas, químicas y biológicas de las rocas que los contienen y el suelo en la superficie. Los métodos para cartografiar estos cambios superficiales incluida la detección de gases en el suelo, la química del yodo y la radiometría, se han utilizado con diversos resultados. De estos métodos de estudio, solo la radiometría aérea es capaz de cubrir grandes extensiones de terreno con datos uniformes (Saunders et al. 1993).

La distribución y concentración de los tres isótopos radiactivos más comunes K, Th y U en la superficie de la tierra están influenciadas, entre otras cosas, por la presencia o ausencia de acumulaciones de hidrocarburos subyacentes. La solubilidad y la movilidad del uranio están relacionadas con su estado (Bailey y Childers 1977). Cuando las microburbujas de gas liberadas de un depósito de hidrocarburo bajo presión escapan casi verticalmente a través de una red de diaclasas y planos de estratificación interconectados, rellena con agua, el U<sup>6+</sup> es transportado a la superficie donde se reduce a U<sup>4+</sup> por los compuestos orgánicos, precipita y se vuelve inmóvil. El K se ve afectado por el pH del agua subterránea así los ácidos orgánicos y carbónicos generados por los hidrocarburos de pH bajo, destruyen los minerales arcillosos, liberando K al agua ascendente, con una posible interacción de las celdas de convección electroquímica redox (Bailey y Childers

1977). Es por esto que el Th es más estable en presencia de hidrocarburos, microfiltraciones, movimiento de aguas subterráneas y celdas de convección. Las complejas interacciones entre los tres radioelementos en el entorno de erosión producen patrones radiactivos distintivos en la superficie por encima de las acumulaciones de hidrocarburos, lo que presenta una situación en la que la geofísica se puede utilizar para mapear la geoquímica de manera efectiva.

A continuación, presentamos una interpretación combinada de técnicas no sísmicas, que ayudan a delimitar una región que puede resultar de interés exploratorio, las que posteriormente deberían ser estudiadas a través de técnicas geofísicas convencionales.

## ANTECEDENTES

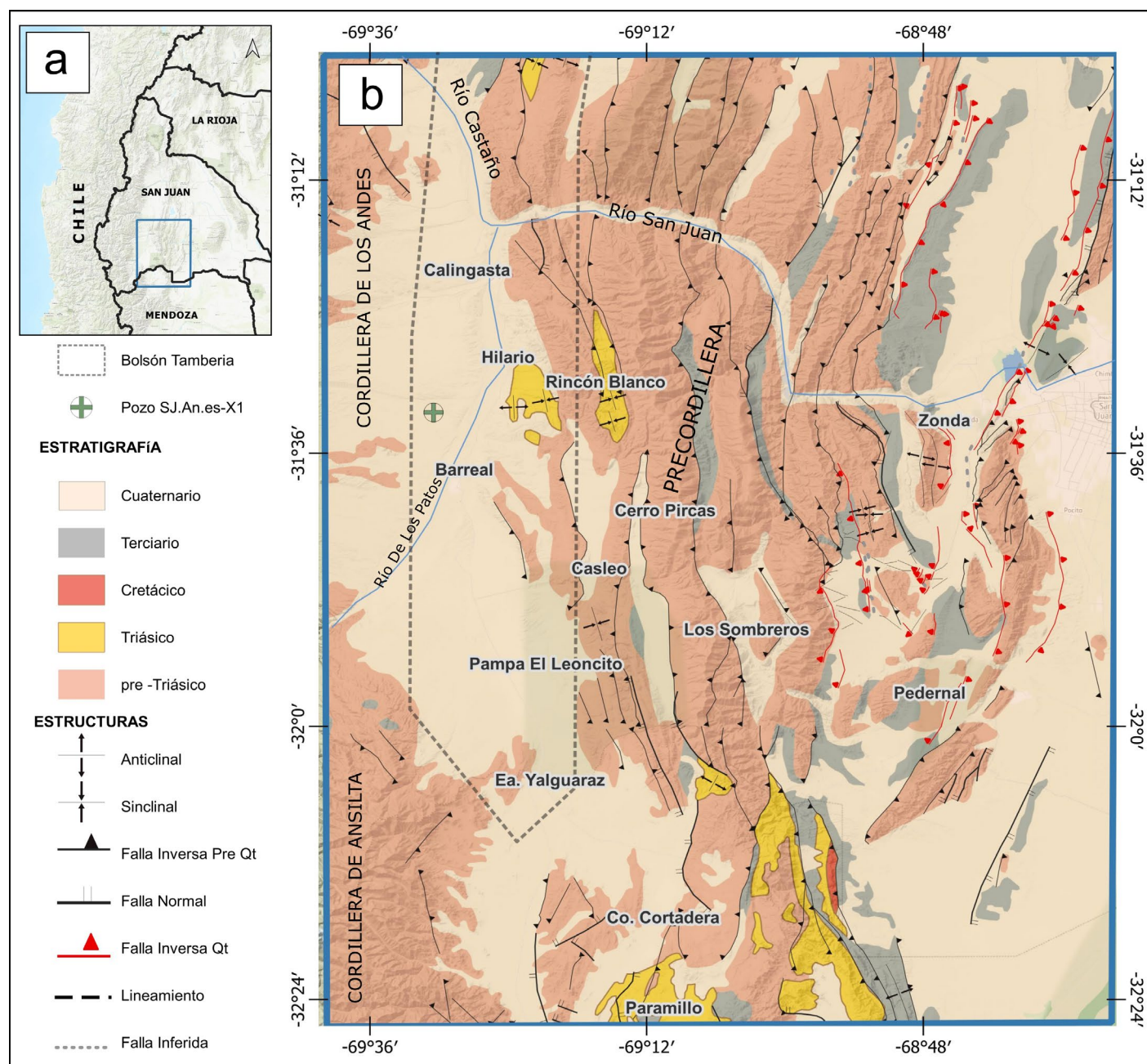
Las cuencas triásicas del oeste argentino están caracterizadas por un relleno exclusivamente continental (López Gamundí 1994, Kokogian y Mancilla 1989, Legarreta et al. 1993). Estas cuencas, con ejes mayores orientados en dirección NO-SE, se desarrollaron siguiendo la fábrica estructural paleozoica a lo largo del antiguo margen continental gondwánico (Uliana y Biddle 1988).

A partir de estudios sísmicos de subsuelo realizados en la Cuenca Cuyana, se determinó su profundidad, su geometría de hemigraben asimétricos relleno con espesos depósitos lacustres con alto contenido orgánico (López Gamundí 1994, Kokogian y Mancilla 1989, Legarreta et al. 1993, Rincón et al. 2011, Barredo 2012). Esta cuenca se prolonga hacia el NO y NE en la provincia de San Juan (Borrello y Cuerda 1965, López Gamundí 1994, Barredo 2012, Rincón et al. 2011, Bonati et al. 2008). El depocentro Tamberías en particular, posee un registro sedimentario que localmente excede los 4 km de potencia y está caracterizado por diversas secuencias de depósitos clásticos continentales, a veces con participación tobácea (López Gamundí et al. 1989, López Gamundí et al. 1997). Los depósitos triásicos en este bolsón rellenaron una serie de hemigraben del rift de la Cuenca Cuyana de orientación NNO-SSE, estos hemigraben se caracterizaron por una subsidencia rápida (Kokogian et al. 1999, Borrello y Cuerda 1965, Yrigoyen y Stover 1969, Stipanovic 1972, López Gamundí et al. 1997, Barredo y Ramos 2010).

Los antecedentes geofísicos se ubican hacia el norte y este del bolsón de Tamberías, donde estudios de sísmica convencional 2D, realizados por YPF y Texaco en las décadas de los años 70 y 80 cubrieron parte de la subcuenca de Tamberías. Posteriormente, en el año 2010 Repsol YPF S. A., realizó una muy corta exploración también en el centro

de la cuenca de Tamberías, llegando a perforar un pozo (SJ. Ansilta.es-x1) ubicado al oeste entre Barreal e Hilario (Fig.1) el cual no alcanzó los objetivos planificados, pero permitió reinterpretar que las secuencias previamente interpretadas como de edad triásica, correspondían a secuencias Carbonífera-Pérmica (D'Angiola y Alarcón 2011). Por otro lado, por medio de análisis geoquímicos se ha demostrado que la roca madre era de edad triásica (Villar y Püttmann 1990, Urien et al. 2009). Los sedimentos triásicos de los grupos Sorocayense y Barreal, afloran en la parte central del bolsón de Tamberías

(Stipanovic y Bonetti 1969, Stipanovic 1979, Baraldo y Guershtein 1984). En el sector oriental afloran las rocas paleozoicas del Grupo Ciénaga del Medio y apoyando en discordancia o mediante relación de falla, se encuentran los sedimentos triásicos pertenecientes al relleno de un hemigraben del margen activo (López Gamundí 1994, Barredo y Ramos 1997). Estos son bien conocidos por el potencial oleogénico de los niveles lacustres de la Formación Carrizalito (Kerógeno Tipo I) (Borrello y Cuerda 1965, Yrigoyen y Stover 1969; Zamora Valcarce et al. 2008). El potencial oleogénico ha sido motivo



**Figura 1.** a) Imagen topográfica de la localización del área de estudio delimitada con un recuadro azul; b) Imagen topográfica ampliada del área de estudio donde se ubican las unidades geológicas modificadas del Servicio Geológico Argentino (Visor SIGAM, Ramos et al. 2000, Anselmi et al. 2021), y las estructuras encontradas en la zona, producto de la recopilación bibliográfica (Visor SIGAM, Bonati et al. 2008, Ahumada et al. 2009).



de diversos estudios originalmente fue propuesto por Borrello y Cuerda 1965, Stipanovic 1979, López Gamundí 1994 y luego por Barredo y Ramos 1997, Barredo 2004 y posteriormente con la actualización de los datos por Zamora - Valcarce et al. 2008 y Drovandi 2020. Estos depósitos también se identifican hacia el sector oriental, en lo que constituye el frente de deformación actual de la Precordillera Occidental, en estos afloramientos de secuencias triásicas se han identificado interesantes niveles lacustres con potencial oleogénico (Barredo 2005, Spalletti 1999, Bonatti et al. 2008, Drovandi 2020).

## METODOLOGÍA

### Datos

Los datos aeromagnéticos y de espectrometría de rayos gamma para este estudio fueron adquiridos por el Servicio Geológico Argentino (SEGEMAR) a través de la empresa Sial Geosciences Inc., mediante un aeronave Piper PA-31T entre Octubre/1998 hasta Marzo/1999. El relevamiento consistió en 35000 km lineales sobre líneas de vuelo de tendencia N-S, con equidistancia de 1000 m y líneas de control O-E con una equidistancia de 7500 m, a una altura nominal de vuelo de 120 metros. Para las etapas de relevamiento, regis-

tro de espectrometría de rayo gamma y navegación, se utilizaron un magnetómetro de medición de vapor de cesio con una sensibilidad  $\pm 0.001$  nT, un espectrómetro Exploranium GR-820-3 (256 canales) y un GPS diferencial aerotransportado OMNI-STAR 3000 LR8, respectivamente. El intervalo de muestreo a lo largo de las líneas de vuelo fue de 0.1 segundos para datos magnéticos y 1 segundo para datos espectrométricos, y la geoposición a la aeronave registrada cada un segundo (Vargas 2000).

Los datos de intensidad magnética fueron corregidos por variación diurna y por IGRF en las fechas del relevamiento, los datos de espectrometría de rayos gamma obtenidos fueron: recuento total, potasio, uranio equivalente y torio equivalente (Vargas 2000). A partir de los datos magnéticos corregidos por variación diurna y por IGRF, se regularizaron, resultando la carta de anomalías magnéticas (AM) de la figura 2.

Basados en la compilación de susceptibilidad magnética realizada por Geuna (2001), para la región bajo análisis de este trabajo, se encontraron rocas con fuerte remanencia magnética. Es por ello, que, en vez de calcular la reducción al Polo, se aplicó la Señal Analítica a la anomalía magnética (Fig. 2), considerando que la Reducción al Polo no considera la existencia de magnetización remanente, y podría provocar interpretaciones erróneas. En figura 3, se presenta la carta de Señal Analítica de la anomalía magnética.

### Señal Analítica

La amplitud de la Señal Analítica (ASA) propuesta por Nabighian (1972, 1974) permite la definición de los bordes de las fuentes anómalas y la centralización de las amplitudes más altas directamente sobre las fuentes causantes. Está relacionada con la amplitud de la magnetización y se muestra como una función simétrica en forma de campana cuyo máximo se ubica encima del contacto entre cuerpos, siendo el ancho de la curva de amplitud proporcional a la profundidad del mismo (Salem y Smith 2005).

$$|A(x, y)| = \sqrt{\left(\frac{\partial AM}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial AM}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial AM}{\partial z}\right)^2} \quad (1)$$

donde, A, es la amplitud de la Señal Analítica y AM, es la anomalía magnética. Esta técnica, permite resaltar las anomalías magnéticas producidas por discontinuidades geológicas de mediana a corta longitud de onda (Salem 2005). La carta de amplitud de Señal Analítica de la anomalía magnética se encuentra presentada en la figura 3.

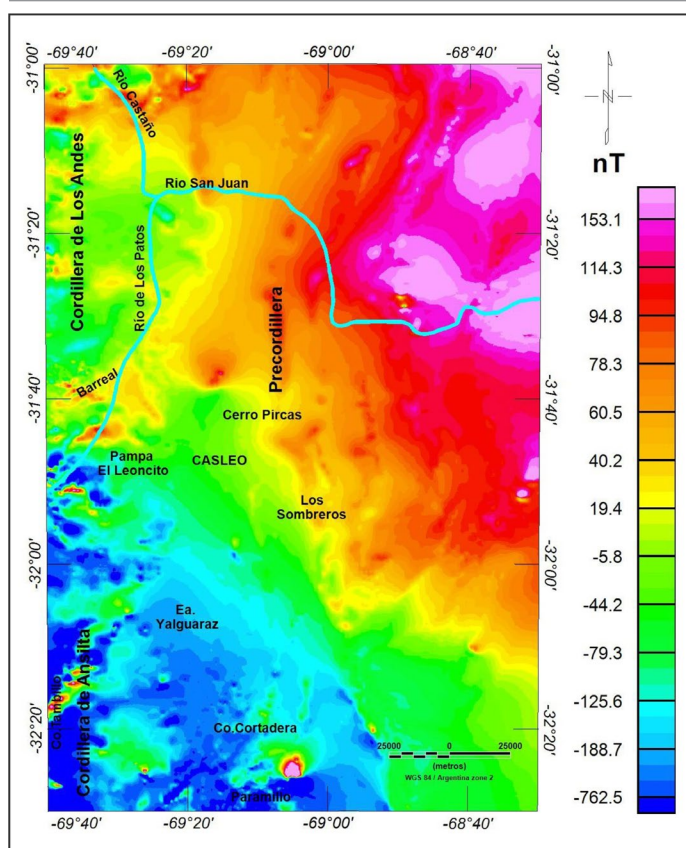


Figura 2. Carta de anomalía magnética obtenida de SEGEMAR.

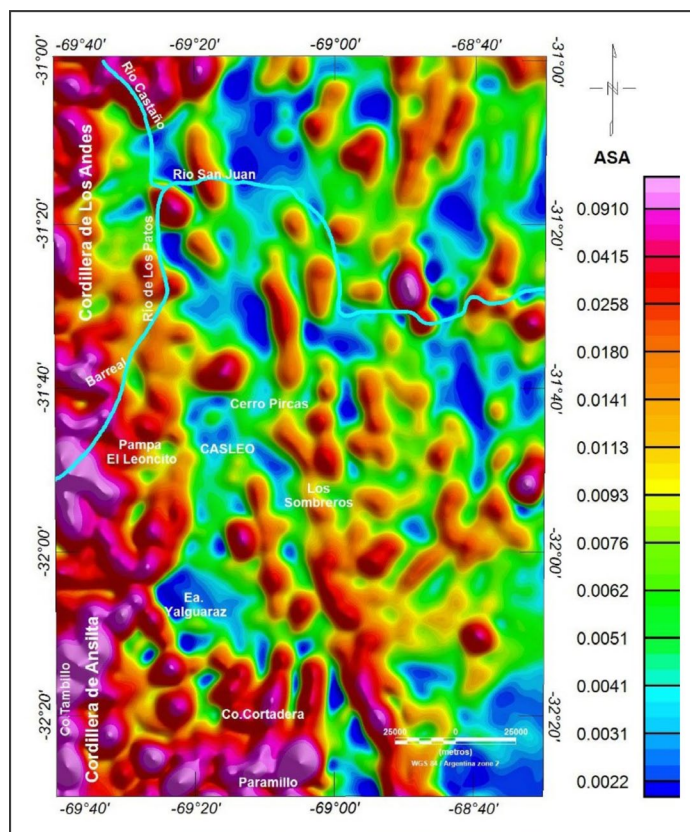


Figura 3. Carta de Amplitud de Señal Analítica de la Anomalia Magnética.

### Filtro logístico mejorado (IL)

El filtro de detección de bordes IL, es un filtro basado en fases y fue propuesto recientemente para investigar los límites de estructuras someras y profundas, lo que permite equilibrar las amplitudes de las anomalías fuertes y débiles. Se define como la combinación del gradiente horizontal con la función logística mejorada (Pham et al. 2020) y su principal ventaja es que proporciona resultados de alta resolución y además puede evitar la representación de lineamientos falsos en los mapas obtenidos. La función se define de la siguiente manera:

$$IL = \frac{1}{1 + \exp[-\rho(R_{THDR} - 1) + 1]} \quad (2)$$

donde  $R_{THDR}$  es la relación entre el gradiente vertical y la amplitud del gradiente horizontal del THDR, dada por:

$$R_{THDR} = \frac{\partial THDR / \partial z}{\sqrt{\left(\frac{\partial THDR}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial THDR}{\partial y}\right)^2}} \quad (3)$$

$$THDR = \sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial y}\right)^2} \quad (4)$$

$\rho$  es una constante positiva y  $F$  el campo magnético.

Pham et al. (2020) definieron el parámetro  $\rho$  en la Ecuación (2) como un coeficiente de resolución propuesto por el usuario, pero afirmó que, en general, los mejores resultados se obtienen al elegir un valor entre 2-10. En nuestro caso con un valor 2 de parámetro mostró los mejores resultados. Se aplicó el Filtro Logístico mejorado a la anomalía magnética a fin de obtener los principales lineamientos magnéticos para vincularlos con la geología. En la figura 4 se presentan los resultados del filtro logístico.

### Espectrometría de rayos gamma

Se analiza aquí la capacidad de la espectrometría de rayos gamma de la espectrometría de rayos gamma como guía para delinear posibles acumulaciones de hidrocarburos dentro del área de la Cuenca de Tamberías.

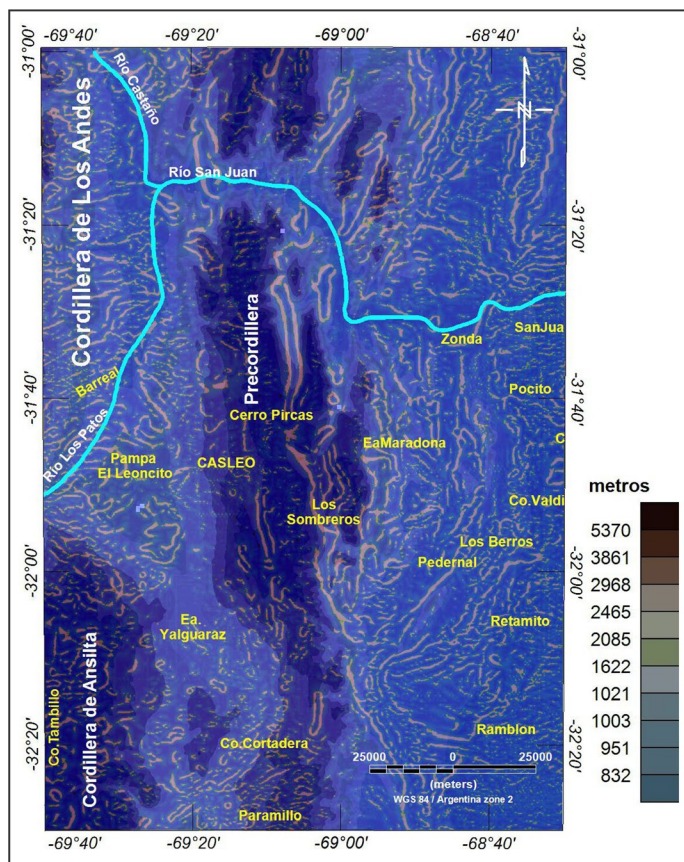


Figura 4. Filtro logístico mejorado. En la figura como referencia, se graficó en sombras la topografía de la región, sobre esta se grafica el resultado del filtro con valor de 2. En colores claros se observan los principales lineamientos obtenidos para esta región de estudio.



**Cuadro 1:** Ubicación y densidades de rocas muestreadas en la zona del Bolsón de Tamberías.

Muestra	X	Y	Densidad	Tipo de muestra
M1	2469094	6512402	2,83	Lutitas Leptometamórficas
M2	2466590	6512825	2,8	Lutita Bituminosa

El método simplificado de normalización del torio para delinear señales radiométricas relacionadas con acumulaciones de hidrocarburos en sedimentos fue desarrollado por Saunders et al. (1993). Este método se basa en que cualquier alteración en la concentración aparente de torio equivalente también afectará la concentración de uranio y potasio de manera predecible. Si los hidrocarburos no están presentes, los elementos radiactivos (K, Th y U) deben estar en proporciones naturales y constantes (Saunders et al. 1993, Al-Alfy 2009, Nigm et al. 2018, Adewumi et al. 2021).

Este método ha sido utilizado por diferentes investigadores como guía para la exploración de petróleo (por ejemplo, Saunders 1989, El-Sadek 2002, El-Sadek et al. 2007, Al-Alfy 2009, Al-Alfy et al. 2013, Nigm et al. 2018, Skupio y Barberes 2017, Salazar et al. 2018, Adewumi et al. 2021). Primero se deben regularizar los datos de los vuelos radiométricos adquiridos por SEGEMAR para producir cartas de Potasio (%K), Torio (eTh) y Uranio (eU) equivalente. Estas cartas de %K, ppm U y ppm Th se pueden observar en la figura 5. Posteriormente, siguiendo la metodología de Saunders et al. (1993), la concentración equivalente de uranio y potasio del área de estudio puede normalizarse a los datos de torio equivalente.

Saunders et al. (1987), utilizaron el contenido de torio como control litológico para definir valores de potasio y uranio "ideales" para cada muestra. La suposición se basa en que cualquier variación que influya en la concentración aparente de torio también afecta al uranio y al potasio de manera similar y predecible. Las diferencias significativas entre las cantidades previstas (o "ideales") de uranio y potasio y los valores reales (medidos) se las interpreta como debidas a la litología, la humedad del suelo, la vegetación o la geometría de conteo. Al medir estos efectos secundarios, se pueden definir posibles perspectivas de petróleo (Saunders et al. 1993).

Se hicieron gráficos para los logaritmos de los valores medidos de Ks frente a eThs y eUs frente a eThs para todas las lecturas, donde s representa el valor medido en cada estación. Las ecuaciones (5) y (6) que relacionan estas variables determinó que son lineales y pasan por el origen. Las pendientes de las líneas se determinaron por las proporciones de Ks promedio a eThs promedio, o eUs promedio a eThs promedio. Las ecuaciones son

$$ki = \frac{ks \text{ medio}}{eThs \text{ medio}} eThs \quad (5)$$

$$Ui = \frac{Us \text{ medio}}{eThs \text{ medio}} eThs \quad (6)$$

Donde: Ki es el valor de potasio ideal que surge del valor medido de eTh, multiplicado por la relación empírica "normal" entre K y Th obtenida como media de todos los datos., y eUi es el valor de uranio equivalente ideal del valor medido de eTh, multiplicado por la relación empírica "normal" entre U y Th obtenida como media de todos los datos. La desviación de los valores reales de los valores calculados para cada estación se puede obtener a partir de la ecuación dada (Saunders et al. 1993):

$$KD\% = \frac{Ks - Ki}{Ks} \quad (7)$$

$$eUD\% = \frac{eUs - eUi}{eU} \quad (8)$$

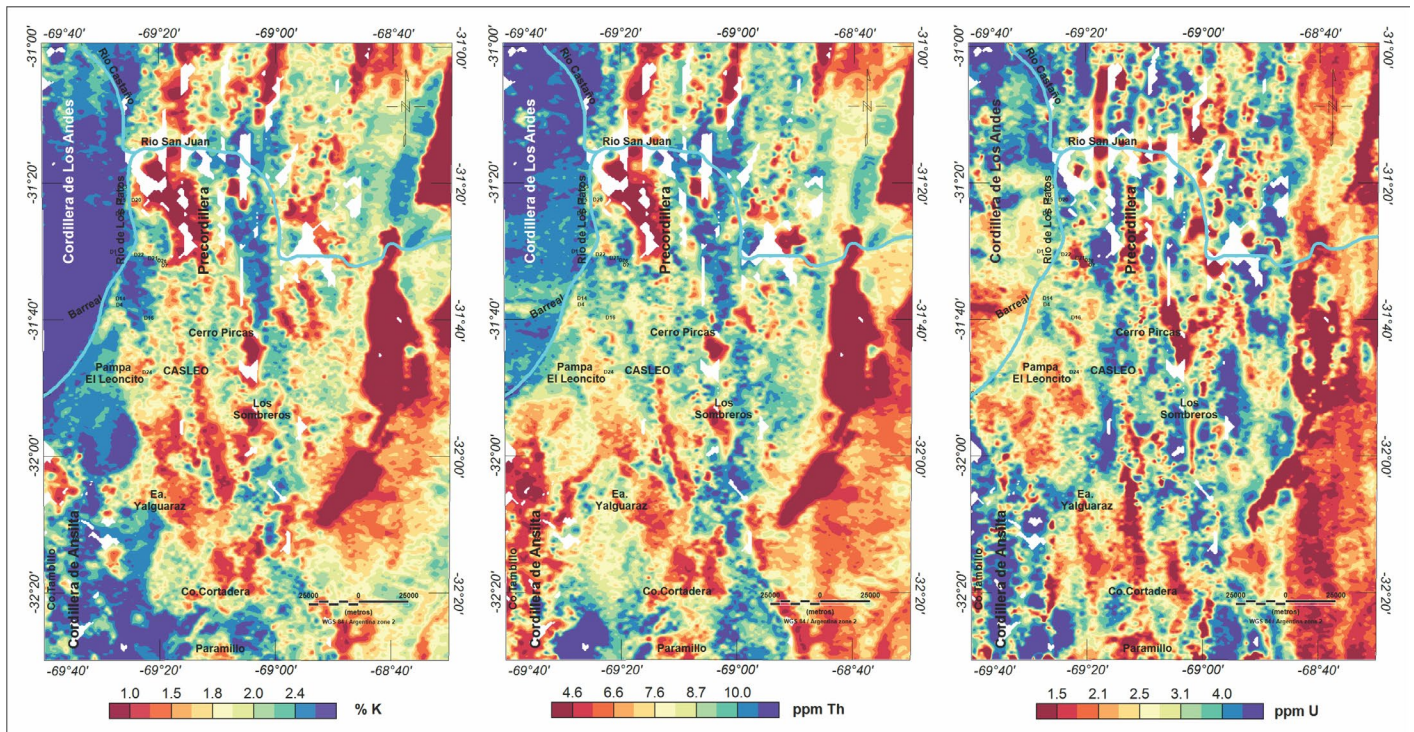
Donde Ks y eUs son los valores medidos de potasio y uranio equivalente en la estación, respectivamente. Mientras que KD% y eUD% son las desviaciones relativas expresadas como una fracción de los valores de la estación. Haciendo hincapié en estas dos relaciones, Saunders et al. (1993) definieron un nuevo parámetro, llamado DRAD (Deviation of Radio-Active Derivative):

$$DRAD = eUD\% - KD\% \quad (9)$$

Los valores positivos de DRAD, son indicadores favorables de las acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo de un área (Saunders et al. 1993). En figura 6, se presentan los resultados del cálculo de DRAD, graficado sobre el modelo de elevación digital del terreno.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Obtuvimos la carta de anomalías magnéticas a partir de los datos aeromagnéticos de SEGEMAR. Esta carta presenta un rango de +550 nT a -762 nT, polarizada en dos extremos. Con valores positivos desde el centro hacia el NE y negativos desde el centro hacia SO. Debido a la carencia de datos de remanencia magnética en la zona y con los anteceden-



**Figura 5.** Cartas de Potasio (%K), Torio (eTh) y de Uranio (eU).

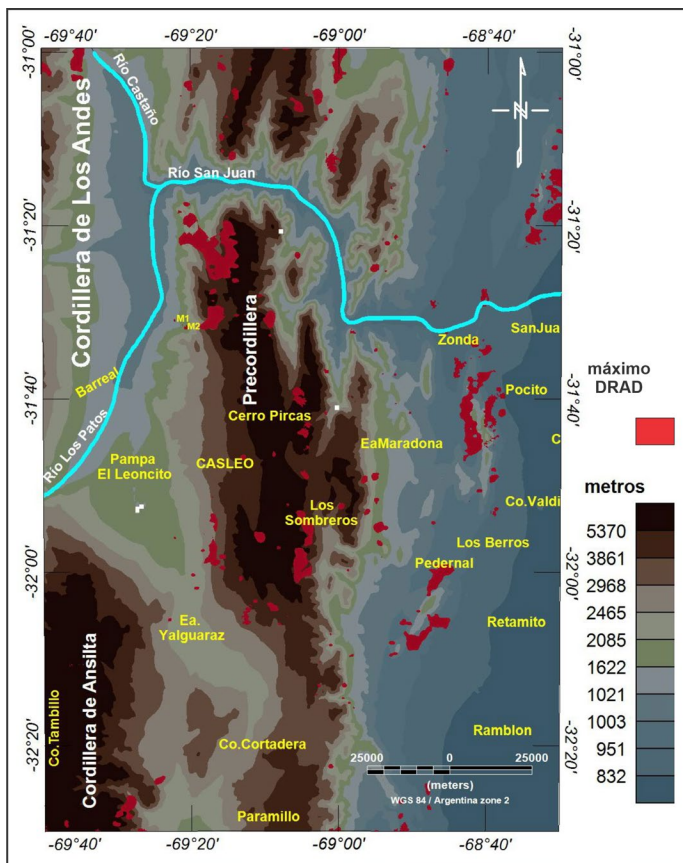
tes existentes en Geuna (2001), se optó por aplicar la Señal Analítica para observar las respuestas magnéticas de las estructuras geológicas dominantes de la zona. En la carta de amplitud de Señal Analítica aplicada a la anomalía magnética (Fig. 3), se observa que desaparece la respuesta bipolar observada en la figura 2, y por el contrario se resaltan las anomalías producidas por sutiles o locales discontinuidades geológicas. Es notable la estructura dominante en el ámbito de Precordillera con rumbo N-NO a S-SE.

Aplicamos la Función Logística a las anomalías magnéticas (Fig. 2), siguiendo lo propuesto por Pham et al. (2020), la cual permite delinear los límites de las estructuras geológicas. La aplicación de ésta técnica en el área de trabajo, revela tendencias que reflejan las principales direcciones tectónicas de la región, similar a la respuesta de la Señal Analítica, pero con mayor detalle de las estructuras emplazadas en corteza superior. Se pueden dividir en tendencias de primer, segundo y tercer orden: La de primer orden, con tendencia N-NO a S-SE, se dispone desde las Sierras de Las Peñas en el extremo sur y hasta el cerro Pircas, para luego tornarse con dirección N-S hasta la traza del río San Juan. Las de segundo orden, son las más preponderantes, se presentan con tendencias SO-NE, y en menor medida las de tercer orden, con tendencias O-E. Las alineaciones encontradas con el filtro IL, presentan buena correlación con sistemas de fallas determinadas a través de estudios geológicos previos (ver Fig. 1).

En la figura 5, se presentan las cartas de Potasio (%K)

y concentración equivalente de Torio (eTh) y de Uranio (eU) respectivamente. El potasio presenta un rango de variación de 0.1 a 5.11%, el Torio varía entre 0 a 11.3 ppm y el Uranio, varía entre 0 a 4.9 ppm. Finalmente, siguiendo la metodología propuesta por Saunders et al. (1993) se obtuvo la carta de DRAD, donde los valores positivos serían indicadores de presencia de hidrocarburos en subsuelo. En figura 6, se graficaron en rojo los valores positivos de DRAD ubicándose al este de Calingasta, al este de Hilario, Cerro Pircas y Los Sombreros. En trabajos previos en la zona, se muestrearon rocas de diferentes formaciones para obtener las densidades de las mismas. Es así que se cuenta con 27 locaciones de muestreo con valores de densidades de las muestras geológicas. Las muestras M7 (Lutitas bituminosas) y M26 (Lutitas Leptometamórficas), ver Cuadro I, coinciden con los mayores valores de DRAD en la región de Rincón Blanco al este de Hilario. Lo cual refuerza la idea que la metodología aquí aplicada es de utilidad para determinar zonas con potencial presencia de hidrocarburos. Los resultados alcanzados pueden compararse con los obtenidos aplicando la misma metodología en regiones, como en medio oriente, por ejemplo en desierto oriental de Egipto (Nigm et al. 2018), Palmyrides del Norte, Siria Central (Asfahani et al. 2016), Suroeste de Siria, Egipto (Shaheen et al. 2022), en Estados Unidos, Texas (Saunders et al. 1987), en Latinoamérica, Remanso do Fogo, Brasil (Curto et al 2012). Siendo este trabajo un primer paso en la aplicación de la técnica en nuestro país.





**Figura 6.** Carta de DRAD graficada sobre el DEM. Se anexaron los sitios donde se realizaron los muestreos de rocas.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Nacional de San Juan, a CONICET y a la AGENCIA NACIONAL DE PROMOCIÓN CIENTÍFICA Y TECNOLÓGICA por el subsidio otorgado a través del proyecto PICT 2018-1014. Agradecemos también a SEGEMAR por los datos aeromagnéticos y radiométricos utilizados para realizar el presente trabajo, cedidos para el desarrollo de las tesis doctorales de Franco Mancini, Cristian Ortíz y Daniel Richarte.

## REFERENCIAS

Adebumi, T., Salako, K., Alhassan, U., Adetona, A., Rafiu, A. y Udensi, E. 2021. Interpretation of Airborne Radiometric data for possible hydrocarbon presence over Bornu basin and its environs, Northeast Nigeria using Thorium normalisation method. *Iranian Journal of Earth Sciences* 13(3): 161-172.

Ahumada, E. A. y Costa C. H. 2009. Deformación cuaternaria en la culminación norte del corrimiento las Peñas, frente orogénico andino, Precordillera Argentina. *Congreso Geológico Chileno*. No. 12.

Anselmi, G., Cegarra, M. I., Gaido, M. F., Yamin, M., Pereyra, F. y Herrmann, C. J. 2021. Hoja Geológica 3169-27 Barreal, Provincia de San

Juan. Boletín 444. 104 p. Buenos Aires, Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales.

Al-Alfy, I.M. 2009. Radioactivity and reservoir characteristics of lower Miocene rocks in Belayim marine oil field. Ph.D. Thesis. Faculty of Science, Zagazig University, Gulf of Suez, Egypt. 174.

Al-Alfy, IM, Nabih, MA y Eysa, EA. 2013. Gamma ray spectrometry logs as a hydrocarbon indicator for clastic reservoir rocks in Egypt, *Applied Radiation and Isotopes* 73: 90-95. ISSN 0969-8043. doi.org/10.1016/j.apradiso.2012.11.016.

Asfahani, J., Aissa, M. y Al-Hent, R. 2016. Evaluation of radioactive environmental hazards in Area-3, Northern Palmyrides, Central Syria using airborne spectrometric gamma technique. *Applied Radiation and Isotopes* 107: 259-271.

Bailey, R.V. y Childers, M.O. 1977. *Applied mineral exploration with special reference to uranium*. Westview Press, Inc, 561 p., United States

Baraldo, J.A. y Guerstein, P.G. 1984. Nuevo ordenamiento estratigráfico para el Triásico de Hilarío (Calingasta, San Juan). *9º Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 79-94*, San Juan.

Barredo, S.P. 2004. Análisis estructural y tectosedimentario de la subcuenca de Rincón Blanco, Precordillera Occidental, provincia de San Juan. Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, de la Universidad de Buenos Aires (inédita): 325 p.

Barredo, S.P. 2005a. Propuesta de correlación tectonoestratigráfica entre las unidades triásicas de las localidades de Barreal-Agua De Los Pajaritos y Rincón Blanco, Provincia de San Juan. *16º Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 49-56*, La Plata.

Barredo, S.P. 2012. Geodynamic and Tectonostratigraphic study of a continental rift: The Triassic Cuyana Basin, Argentina. En: Evgenii Sharkov (Ed.): *Tectonics. Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry (IGEM), Russian Academy of Sciences (Moscow), Russia: 99-130*. Rusia. ISBN 979-953-307-841-9.

Barredo, S.P. y Ramos, V.A. 1997. Los depósitos de Rincón Blanco (Precordillera de San Juan): un rift triásico. *2º Jornadas sobre Geología de Precordillera, Actas 1: 130-135*, San Juan.

Barredo, S.P. y Ramos, V.A. 2010. Características tectónicas y tectosedimentarias del hemigraben Rincón Blanco, Cuenca Cuyana: una síntesis. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 66 (1-2): 133-145.

Bonati, S., Barredo, S., Zamora, Balcarce, G., Cervera, M., y Kowlowsky, E. 2008. Análisis tectosedimentario preliminar del Grupo Barreal, cierre norte de la Cuenca Cuyana, provincia de San Juan. *7º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos: 409-420*, Mar del Plata.

Borrello, A. V. y Cuerda, A. J. 1965. "Grupo Rincón Blanco (Triásico San Juan)". Comisión de Investigaciones Científicas. Provincia de Buenos Aires, *Notas: 2 (10):3-20*, La Plata.

Curto, J. B., Pires, A.C., Silva, A. M. y Crósta, A. P. 2012. The role of airborne geophysics for detecting hydrocarbon microseepages and related structural features: the case of Remanso do Fogo, Brazil. *Geophysics* 77 (2):35-41.



- D'Angiola, M. y Alarcón, N. 2011. Reporte: Interpretación Imagen resistiva STAR. YPF S.A. Baker Atlas- Geoscience (inédito), Buenos Aires.
- Drovandi, J.M. 2020. La paleoflora triásica del Grupo Sorocayense en la región de Hilario, Cuenca de Barreal-Calingasta, provincia de San Juan. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de La Plata, 271, Buenos Aires.
- El-Sadek, M. A. 2002. Application of thorium-normalized airborne radiometric survey data of Wadi Araba area, North-eastern Desert, Egypt, as a guide to the recognition of probable subsurface petroleum accumulations, 57(1), 121–130. doi.org/10.1016/s0969-8043(02)00082-9.
- El-Sadek, M., Ammar, A., Omraan, M. y Abuelkeir, H. 2007. Exploration for hydrocarbon prospects using aerial spectral radiometric survey data in Egypt. Kuwait Journal of Science Engineering 34(2A): 133– 160.
- Geuna, S. E. 2001. Base de Datos de Remanencia y Susceptibilidad Magnéticas de rocas de la República Argentina. Repositorio SEGEMAR, Serie Contribuciones Técnicas; Geofísica nro.9. 41 p. Buenos Aires.
- Kokogian, D. A. y Mancilla, O.H. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Cuyana. En G. Chebli y L. Spalletti (eds.) Cuencas Sedimentarias Argentinas. Facultad de Ciencias Naturales, Universidad Nacional de Tucumán, Correlación Geológica Serie 6:169-201
- Kokogian, D.A., Spalletti L.A., Morel E., Artabe A., Martínez R.N., Alcober O.A., Milana J.P., Zavattieri A.M., y Papu O.H. 1999. Los depósitos continentales triásicos. In Geología Argentina, Instituto de Geología y Recursos Minerales. Anales 29 (15): 377-398. Buenos Aires.
- Legarreta, L., Kokogian, D.A. y Dellapé, D.A. 1993. Estructuración terciaria de la Cuenca Cuyana: ¿cuánto de inversión tectónica? Revista de la Asociación Geológica Argentina 47(1): 83-86, Buenos Aires.
- LeSchack, L. A. y Van Alstine, D. R. 2002. High-resolution ground-magnetic (HRGM) and radiometric surveys for hydrocarbon exploration: Six case histories in Western Canada. Surface exploration case histories: Applications of geochemistry, magnetics, and remote sensing: AAPG Studies in Geology 48: 67-156.
- López Gamundí, O. 1994. Facies distribution in an asymmetric half graben: the northern Cuyo Basin (Triassic), Western Argentina. 14th International Sedimentological Congress, Abstracts S1: 6-7. Recife
- López Gamundí, O., Álvarez, L., Andreis, R., Bossi, G., Espejo, I., Fernández Seveso, F., Legarreta, L., Kokogian, D., Limarino, C., y Sessarego, H. 1989. Cuencas intermontanas. En G. Chebli y L. Spalletti (Eds.), Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica 6: 123-167.
- López Gamundí, O.R., M.E. Mozetic, y E.A. Rossello, 1997. Geometría del hemigraben en las cuencas Triásicas del oeste Argentino: evidencias de superficie y de subsuelo. VI Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas", Cartagena. II: 7-10.
- Machel, H. G., y Burton, E. A. 1991. Chemical and microbial processes causing anomalous magnetization in environments affected by hydrocarbon seepage. Geophysics 56(5): 598-605.
- Morse, J.G. y Zinke, R. 1995. The Origin of Radiometric Anomalies in Petroleum Basins – A Proposed Mechanism, Oil and Gas Journal, p. 36-38.
- Nabighian, M. N. 1972. The analytic signal of two-dimensional magnetic bodies with polygonal cross-section: its properties and use for automated interpretation. Geophysics 37: 507-517.
- Nabighian, M. N. 1974. Additional comments on the analytic signal of two dimensional magnetic bodies with polygonal cross-section. Geophysics 39: 85-92.
- Nigm A., Youssef M. y Abdelwahab F. 2018. Airborne Gamma-ray Spectrometric data as a guide for probable hydrocarbon accumulations at Al-Laqitah area, central eastern desert of Egypt, Applied Radiation and Isotopes 132: 38-46.
- Pham, L.T., Van Vu, T., Le Thi, S. y Trinh, P.T. 2020. Enhancement of potential field source boundaries using an improved Logistic Filter. Pure and Applied Geophysics 177: 5237–5249. https://doi.org/10.1007/s00024-020-02542-9.
- Ramos, V.A., Vujovich, G.I., Cardó, R., Pérez, L., Pelichotti R., Godeas, M., Pucci, J.C., Bercowski, F., Bordonaro, O. y Chernicoff, J. 2000. Hoja Geológica 3169-IV, San Juan. Provincia de San Juan. Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Boletín 243, 93 p. Buenos Aires.
- Rincón, M.F., Barredo, S.P., Zunino, J., Salinas, A., Reinante, M.E. y Mannoni, R. 2011. Síntesis general de los bolsones intermontanos de San Juan y La Rioja. En: Kowloosky, E., Legarreta, L., Boll, A. (editores), Cuencas Sedimentarias Argentinas. XIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 321-406. Mar del Plata.
- Salazar, S., Castillo L., Montes L. y Martínez F. 2018. Utilizing the Radiometric and Seismic Methods for Hydrocarbons Prospecting in the Rancheria Sub-Basin in Colombia. Applied Radiation and Isotopes (140): 238-246. https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2018.07.023
- Salem, A. 2005. Interpretation of magnetic data using analytic signal derivatives. Geophysical Prospecting 53: 75-82.
- Salem, A. y Smith, R. 2005. Depth and structural index from normalized local wavenumber of 2D magnetic anomalies. Geophysical Prospecting 53: 83-89.
- Saunders, D.F. 1989. Simplified evaluation of soil magnetic susceptibility and soil gas hydrocarbon anomalies. Association of Petroleum Geochemical Explorationists Bulletin 5(1): 30-48.
- Saunders, D.F., Terry, S.A. y Thompson, C.K. 1987. Test of national uranium resource evaluation gamma-ray spectral data in petroleum reconnaissance. Geophysics 52: 1547-1556.
- Saunders, D.F., Burson, K.R., Branch, J.F. y Thompson, C.K. 1993. Relation of thorium-normalized surface and aerial radiometric data to subsurface petroleum accumulations. Geophysics 58:1417–1427.
- Schumacher, D. 1996. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In D. Schumacher and M.A. Abrams (eds.), Hydrocarbon migration and its near surface expression: AAPG Memoir 66: 71–89.
- Shaheen, M.A., Abd El Salam, H.F. y El Hawary, A.M. 2022. Aerial gamma

- ma-ray spectrometric survey data as a guide for probable hydrocarbon accumulations at Abu-Zeneima/Al-Tur area, Southwestern Sinai, Egypt. *Applied Radiation and Isotopes* 186: 110290. <https://doi.org/10.1016/j.apradiso.2022.110290>.
- Skupio, R. y Barberes, G.A. 2017. Spectrometric gamma radiation of shale cores applied to sweet spot discrimination in Eastern Pomerania, Poland, *Acta Geophysica* 65: 1219-1227.
- Spalletti, L.A. 1999. Cuencas triásicas del oeste argentino: origen y evolución. *Acta Geológica Hispánica* 32: 29-50.
- Stipanovic, P.N. 1972. Cuenca triásica de Barreal. En Leanza, A.F. (ed.) *Geología Regional Argentina*, Academia Nacional de Ciencias: 537-566, Córdoba.
- Stipanovic, P.N. 1979. El Triásico del Valle del río Los Patos (Provincia de San Juan). Segundo Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias 2: 695-744, Córdoba.
- Stipanovic, P. N. y Bonetti, M. I. R., 1969. "Consideraciones sobre la cronología de los terrenos triásicos argentinos". I Simposio Internacional Estratigrafía y Paleontología del Gondwana, Mar del Plata. UNESCO, *Ciencias de la Tierra* 2: 1081-1120, París.
- Uliana, M. A. y Biddle, K. T. 1988. Mesozoic-Cenozoic paleogeographic and geodynamic evolution of Southern South America. *Revista Brasileira de Geociencias*, 18 (2): 172-190.
- Urien, C., Schiefelbein, C., y Zavattieri, A. M. 2009. The Triassic-Jurassic petroleum system in the SubAndean basins paleogeography and geochemistry of the organic-rich sequences, In 10th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas. Colombia, Abstracts: 49 p. Cartagena.
- Vargas, D. 2000. Levantamiento geofísico aéreo - magnetometría y espectrometría de rayos gamma - del área precordillera sur, Provincia de San Juan y Mendoza, República Argentina: presentación de datos. Series de Contribuciones Técnicas. Geofísica Banco de Datos. SEGEMAR. 1-18.
- Villar, H. J. y Piittmann, W. 1990. Geochemical characteristics of crude oils from the Cuyo Basin, Argentina. *Organic Geochemistry* 16: 511-519.
- Yrigoyen, M.R. y Stover, L.W. 1969. La palinología como elemento de correlación del Triásico en la cuenca Cuyana. IV Jornadas Geológicas Argentina, 2: 427-447. Buenos Aires.
- Zamora Valcarce, G., Cervera, M. y Barredo, S. 2008. Geología y potencial Petrolero de un bolsón intermontano: Bloque Lamberías, Provincia de San Juan. En: Schiuma (ed.) *Trabajos Técnicos*, 7° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 397-407, Mar del Plata.
- Zinke, R. y Morse, J. G. 1996. How radiometric anomalies relate to Colorado, Montana oil fields, *Oil and Gas Journal*: 96-99.