

Integración de técnicas para definir la naturaleza del uranio en reservorios carbonatados cubanos

Techniques integration for defining nature of uranium in Cuban carbonate reservoirs

Mariela Torres-Díaz¹, Olga Castro-Castiñeira¹, Ronal Barcala-Alvarez¹, Odalys Reyes-Paredes¹, Gilbert Ortiz-Rabell¹

¹Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba.

*Autor para la correspondencia: olgac@ceinpet.cupet.cu

Resumen

La presencia de uranio en los reservorios carbonatados de petróleo se ha relacionado con zonas de buena permeabilidad, por la existencia de fracturas abiertas por donde han circulado aguas ricas en sales de uranio. Por otra parte, el uranio se relaciona con la materia orgánica en ambientes reductores. Este trabajo se propone arrojar luz sobre la naturaleza del uranio en los reservorios carbonatados que aparecen en las formaciones gasopetrolíferas cubanas. Para ello se seleccionaron, de la Provincia Gasopetrolífera Norte Cubana, pozos contentivos de estos reservorios que poseyeran registros geofísicos de pozo con imágenes eléctricas de pared de pozo, radiactividad natural de muestras medidas en cámara de bajo fondo y contenido de carbono orgánico total por interpretación de registros de pozo. Se evidenció que la presencia de uranio no puede considerarse un índice directo de permeabilidad al aparecer este asociado lo mismo a fracturas abiertas que cerradas. También se reveló su asociación con la materia orgánica en zonas donde no hay fracturación; de ahí que, en el modelo resultante no pueda ser considerada la presencia de uranio como índice de fracturación y permeabilidad en los carbonatos cubanos. La integración de los datos de los registros geofísicos de pozo convencionales, la herramienta de imágenes de pared de pozo FMI junto a los trabajos de laboratorio, conforma la clave para definir la naturaleza del uranio en los carbonatos.

Palabras clave: carbonatos, fracturas, reservorios, porosidad, radiactividad, uranio.

Abstract

Presence of uranium in carbonated petroleum reservoirs has been linked to areas of good permeability, due to the existence of open fractures through which uranium-rich salt waters have circulated. Moreover, uranium is related to organic matter in reducing environments. This paper aims to shed light on nature of uranium in carbonated reservoirs that appear in Cuban gas-controlled formations. For this purpose, wells containing these reservoirs possessing geophysical well logs with electrical images of well wall, natural radioactivity of samples measured in low bottom chamber and total organic carbon content by interpretation of well logs were selected in the North Cuban Petroleum Gas Province. There is evidence that the presence of uranium cannot be considered a direct index of permeability when it appears associated with open fractures as well as closed. It was also showed its association with organic matter in areas where there is no fracturing; hence, in the resulting model, the presence of uranium cannot be considered as index of fracturing and permeability in Cuban carbonates. Integrating data from conventional geophysical well logs, the FMI well wall-imaging tool alongside laboratory work, forms the key to defining the nature of uranium in carbonates.

Keywords: carbonates, fractures, reservoirs, porosity, radioactivity, uranium.

1. INTRODUCCIÓN

A fin de estudiar la fracturación en los reservorios, Plata y Arango (2002) realizan trabajos fundamentados en estudios precedentes (Heflin *et al.* 1976; Myung 1976; Boyeldieu & Winchester 1982), que establecen relación entre el aumento de la radiactividad y las zonas fracturadas. Esto se traduce en aumento de las lecturas de uranio en el registro de espectrometría gamma (mediciones por separado de torio, potasio y uranio), ya que en el aumento de la radiactividad en las arcillas interviene de forma decisiva el contenido de torio y potasio. También Klaja and Dudek (2016), se han referido a la interpretación de la espectroscopía de rayos gamma, enfocada en el análisis geológico del contenido de arcilla y el tipo de minerales arcillosos, la identificación de fracturas y del contenido de materia orgánica, entre otros aspectos.

En la literatura especializada se menciona que el uranio, como elemento radiactivo, se encuentra en diferentes formaciones geológicas, en distintas formas y en un amplio grupo de minerales. Ciertas rocas sedimentarias, como

las lutitas negras y algunos fosfatos marinos están enriquecidos en uranio, elemento que puede estar presente en los carbonatos por diferentes motivos (Schlumberger 1982):

- En fracturas: por circulación de aguas hidrotermales o subterráneas que provocan la precipitación de sales de uranio; se reconocen por picos de la curva de uranio.
- Asociado a estilolitos: frecuentemente durante la compactación, se concentran impurezas insolubles como minerales arcillosos, materia orgánica y otras. También se asocian a picos de radioactividad.
- Por la existencia de una fuerte correlación entre el uranio y la materia orgánica en ambientes reductores (pH negativo). El uranio está ausente en los ambientes de sedimentación oxidantes.

Los analistas cubanos de registros, de acuerdo con estas fuentes, relacionan el contenido de uranio con la presencia de fracturas en reservorios carbonatados, sin un análisis consecuente a partir de la interpretación integrada de toda la información disponible para confirmar esta hipótesis.

Como información complementaria está la evaluación del contenido de Carbono Orgánico Total (COT) en rocas, por registros geofísicos de pozos calibrados con datos de laboratorio (López y Castro 1996; Barcala 2016); también los estudios de laboratorio en cámara de espectrometría gamma de bajo fondo (EGBF) de las radiaciones gamma espectrales en muestras de canal y núcleos, bajo distintas condiciones (Miquel y Ortiz 2012).

El objetivo del presente artículo fue esclarecer los factores que contribuyen a las lecturas anómalas de uranio en las rocas carbonatadas cubanas mediante la integración de todos los elementos a considerar.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

Se revisó un grupo de pozos seleccionados en la Provincia Gasopetrolífera Norte Cubana (Figura 1) con información de registros geofísicos de pozo y mediciones de laboratorio, y de estudios geofísicos de atributos sísmicos. Se analizó la influencia de las fracturas sobre la presencia del uranio y el resultado de la integración de las distintas mediciones para establecer un modelo petrofísico de comportamiento.

Las secuencias analizadas en los pozos responden a una composición carbonatada, típica de formaciones productoras en el área de estudio, con edades entre Jurásico Superior y Cretácico Superior.



Figura 1. Pozos estudiados en la Provincia Gasopetrolífera Norte Cubana.

Una de las herramientas utilizadas para identificar zonas fracturadas consistió en el análisis de la respuesta del método sísmico. Fue utilizado un volumen sísmico con migración después de la suma, en el dominio del espacio (PSDM) con el cual, y apoyado en los resultados de los registros de imágenes eléctricas de los pozos, se realizó el atributo *AntTracking*.

El patrón de la señal caótica dentro del dato sísmico es una medida de la pérdida de organización en el *dip* y el azimuth. Esto puede estar dado por migración de gas, intrusiones salinas, o por textura caótica, típica de zonas fracturadas. Para facilitar la detección de zonas caóticas o fracturadas, fueron utilizados los atributos sísmicos Varianza y el Chaos, capaces de medir la organización o no de los reflectores sísmicos.

A partir de la interpretación sísmica se realizó el análisis de los atributos sísmicos que persiguen destacar características o eventos que no son posibles de identificar a partir de los datos originales. Se establecieron sectores de interés dentro del dato sísmico, en correspondencia con las áreas perforadas y su entorno, de forma tal que se pudiera conocer la continuidad lateral de determinados eventos, en este caso zonas fracturadas.

Fue útil, además, el registro de imágenes eléctricas de cobertura total (*fullbore formation microimager - FMI*), que dentro del conjunto de herramientas de perfilaje, es la única capaz de detectar fracturas de tamaño muy variable. Mediante el análisis de los resultados de su interpretación, se clasifican los eventos que se desarrollan relacionados con la fracturación: fracturas conductivas y fracturas resistivas. Las fracturas se muestran en varios sistemas, y en el caso de las resistivas, pueden encontrarse

cementadas por calcita u otro mineral; las conductivas pueden estar total o parcialmente abiertas, y rellenas por bitumen o petróleo.

En el área que se investigó se seleccionaron varios pozos que cuentan con un set completo de registros geofísicos convencionales, donde es fundamental el método de espectrometría gamma, representado por los registros de concentración de torio, uranio y potasio, y sus combinaciones: SGR = torio [TH] + potasio [K] + uranio [U] (rayos gamma total) y CGR = torio + potasio (rayos gamma computado).

Para la estimación del COT por registros, dentro de un grupo de métodos de cálculo (Huang *et al.* 2015), se emplea la metodología de Passey *et al.* (1990) y la de Bowman (2010): se enfrentan los registros de resistividad y de porosidad en una escala conveniente, y se obtiene una relación para ellos, conocida como ΔLogR , que es una estimación de la materia orgánica. Se generan ecuaciones locales para calcular ΔLogR y luego el COT.

Como alternativa a la ausencia de núcleos para estudios de radiactividad en los pozos petroleros, se aplicó la técnica de espectrometría gamma de bajo fondo (EGBF) frente a distintas litologías. Consiste en la medición de niveles bajos de radioactividad, por lo que es necesario un blindaje que disminuya considerablemente la radiación externa, estructurado en varias láminas de diferentes materiales y grosores. Por otra parte, los detectores que más se emplean en esta técnica son los semiconductores de HPGe (germanio hiperpuro) por su alta resolución (Miquel y Ortiz 2012).

Se compararon los resultados en muestras impregnadas y luego de su limpieza, con los valores en registros geofísicos para la validación de la naturaleza de la radiactividad.

En total se utilizaron, para el procesamiento posterior, los registros de siete pozos distribuidos en la Provincia Gasopetrolífera Norte de Cuba, en el territorio comprendido entre Martín Mesa y Yumurí (Tabla 1). Se siguió la secuencia de trabajo representada en la Figura 2. Con la integración de los datos quedó establecido el modelo de trabajo.

Tabla 1. Relación de pozos analizados con registros convencionales, registros FMI, mediciones de espectroscopía gamma en cámara de bajo fondo (EGBF) y resultados de COT de laboratorio

POZOS	REGISTROS	FMI	GBF	COT
MRN 1X	X	X		
CHD 1X	X		X	X
HBE 100	X	X		X

POZOS	REGISTROS	FMI	GBF	COT
HBE 102	X	X		X
GB 103	X		X	X
PE 004	X			X
YUM 270	X	X		

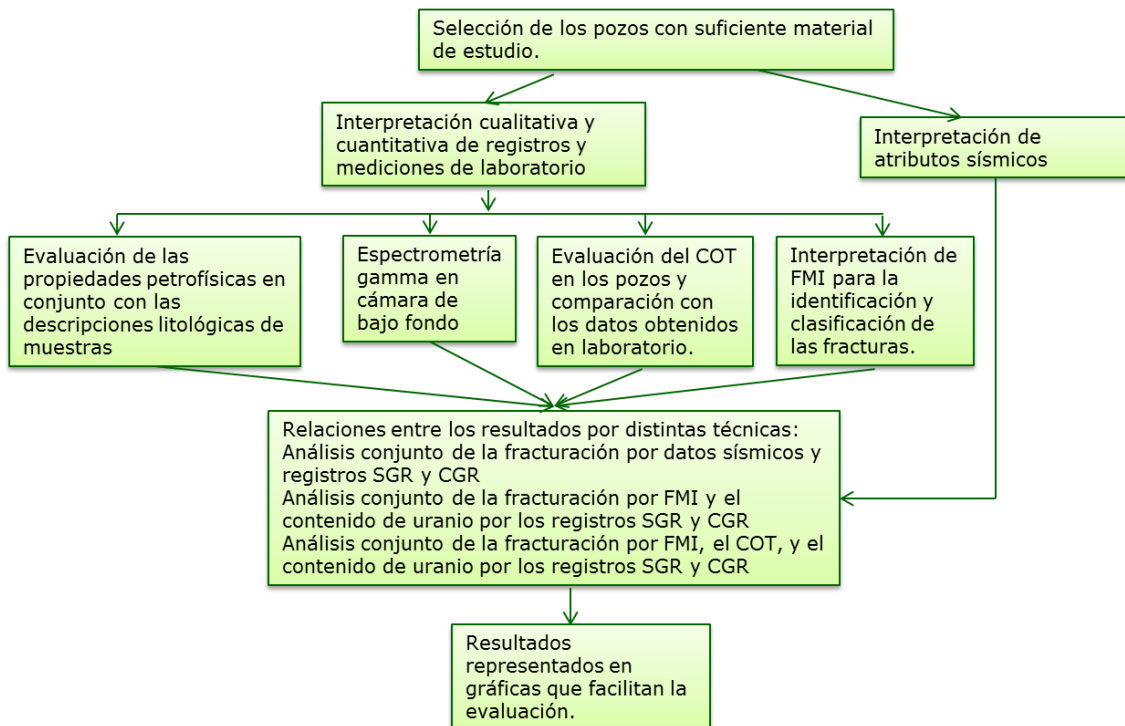


Figura 2. Diagrama del flujo de trabajo.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Análisis conjunto de la fracturación por datos sísmicos y registros de espectrometría gamma

El procesamiento dentro del volumen de datos sísmicos permitió identificar fallas y fracturas. Las fracturas identificadas se correlacionaron con el contenido de uranio observado en los registros espectrales, con lo que se destaca su existencia ante la presencia de fracturas o la ausencia de estas en el corte.

En las Figuras 3 y 4 se presenta la trayectoria de un pozo a través de las posibles zonas de fracturas. Se observa cómo el contenido de uranio aparece, en mayor o menor grado, en todo el corte atravesado por el pozo, donde se observan eventos relacionados a fracturas. Sobre la base de los resultados de la interpretación de imágenes (FMI), se observó que las fracturas

existentes son abiertas o parcialmente abiertas, rellenas por bitumen o petróleo. La correspondencia entre el aumento del uranio y las zonas de fracturas no siempre es total, ya que existen fracturas que, aunque el dato sísmico las cartografía, el pozo no las intercepta en su totalidad, quizás por la dirección de las mismas, o la morfología de estas, observándose una disminución del contenido de uranio.



Figura 3. Línea Arbitraria: *Ant Tracking* sobre la trayectoria de un pozo, donde se destacan en azul las posibles zonas de fracturas, y sobre la trayectoria del pozo, según el registro geofísico, el contenido de uranio en rojo.

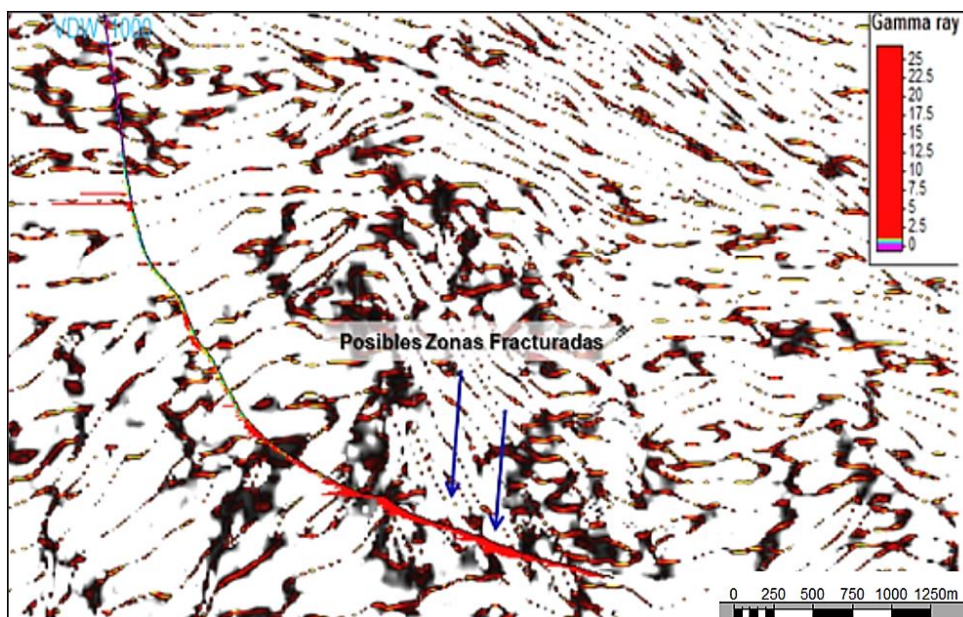


Figura 4. Sección arbitraria del atributo Varianza sobre la trayectoria de un pozo, donde la mayor variabilidad, colores negro y rojo, se asocian a intervalos fracturados, relacionados con zonas de alto contenido de uranio, en rojo en el registro geofísico.

3.2. Análisis conjunto de la fracturación por FMI y el contenido de uranio

En los pozos con registros de SGR, CGR e interpretación del FMI, se pudieron establecer los siguientes casos, donde se analiza el contenido de uranio y la fracturación.

- Bajos valores de uranio en zonas donde no se detecta fracturación. Puede tratarse de carbonatos depositados en zonas de ambiente oxidante o muy cercano (transicional). En la Figura 5 se presenta el intervalo resistivo del pozo YUM-270 alrededor de la profundidad de 2960 m donde se observa un registro con esta posibilidad.

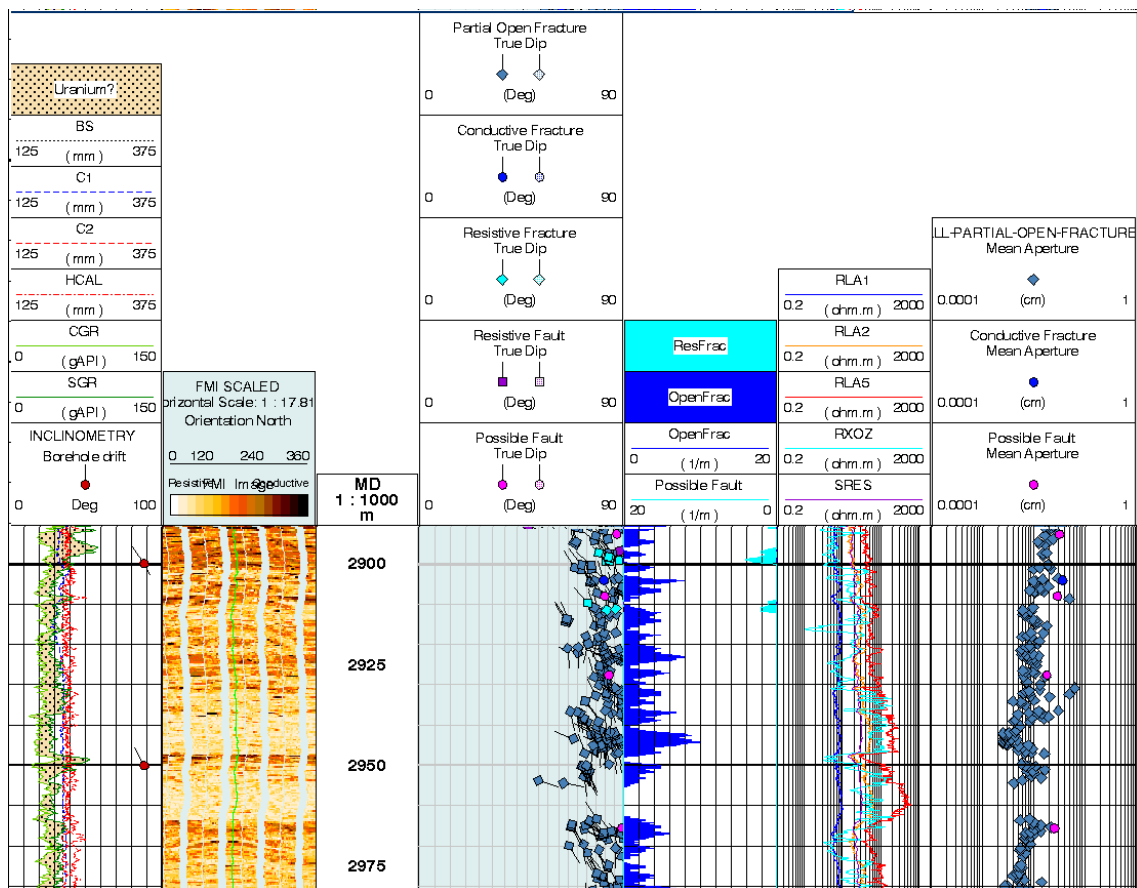


Figura 5. Ejemplo de registro donde se observa poca presencia de uranio en una zona sin fracturas, en el pozo YUM 270.

- Carbonatos con bajos valores de uranio. Este comportamiento se puede apreciar en la parte superior (A) del registro de la Figura 6, para el pozo YUM 270, que corresponde a una zona de posible falla con fracturas parcialmente abiertas.

- Presencia notable de uranio en zonas no fracturadas o con pocas fracturas parcialmente abiertas. Puede apreciarse este incremento del uranio en la parte inferior (B) del registro del pozo YUM 270 de la Figura 6, donde aumenta la resistividad, y en el registro compuesto de la Figura 7, correspondiente a un intervalo del pozo MN 1X.

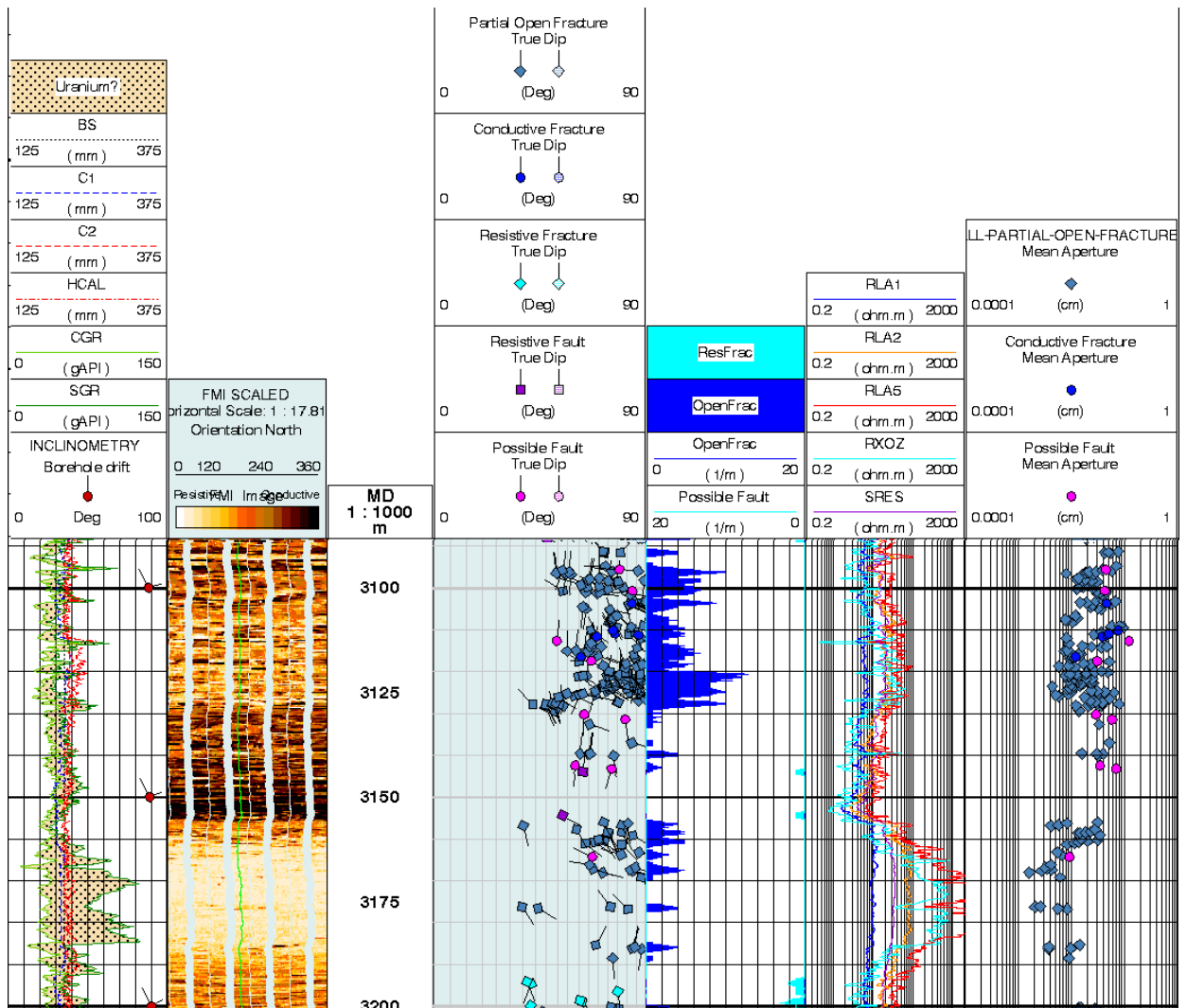


Figura 6. En el pozo YUM 270: A) Carbonatos con bajos valores de uranio en una zona de posible falla y fracturas abiertas o parcialmente abiertas. B) Altos valores de uranio en zonas no fracturadas o pocas fracturas parcialmente abiertas.

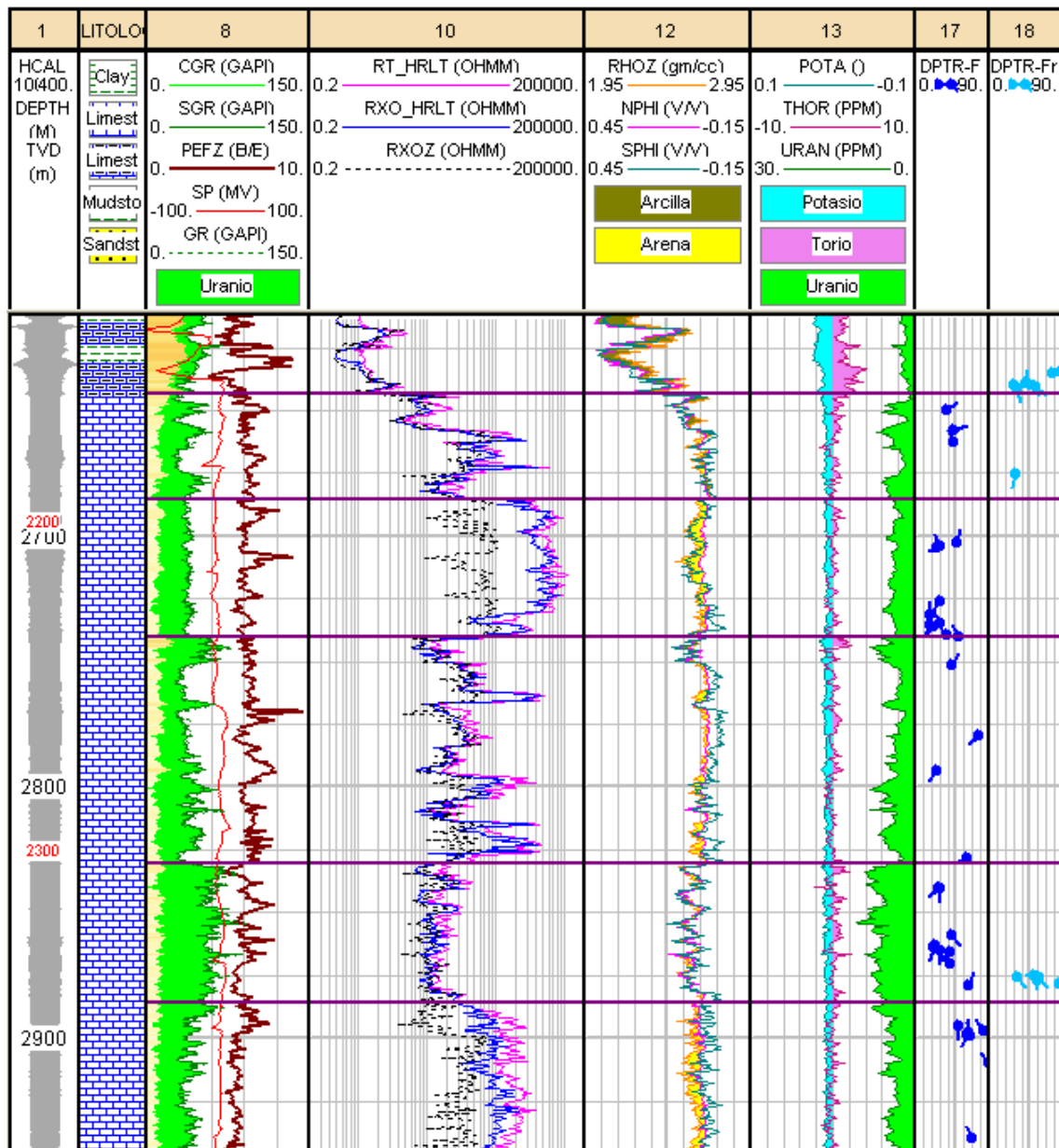


Figura 7. Concentración de uranio en zonas no fracturadas o con pocas fracturas abiertas, en el pozo MN 1X.

En los ejemplos analizados, el uranio no se relaciona con la fracturación.

3.3. Análisis conjunto de la fracturación por FMI, el COT, y el contenido de uranio

En los pozos estudiados no se tienen muestras de laboratorio del COT para la calibración con los registros de uranio, pero se toma como patrón la que se realizó en López y Castro (1996) en un pozo de la Franja Petrolera Norte Cubana. En este pozo, a pesar del bajo coeficiente de correlación (Figura 8), ya que faltan valores para un estudio estadístico, se aprecia una tendencia al aumento entre el contenido de uranio y los valores del análisis de COT.

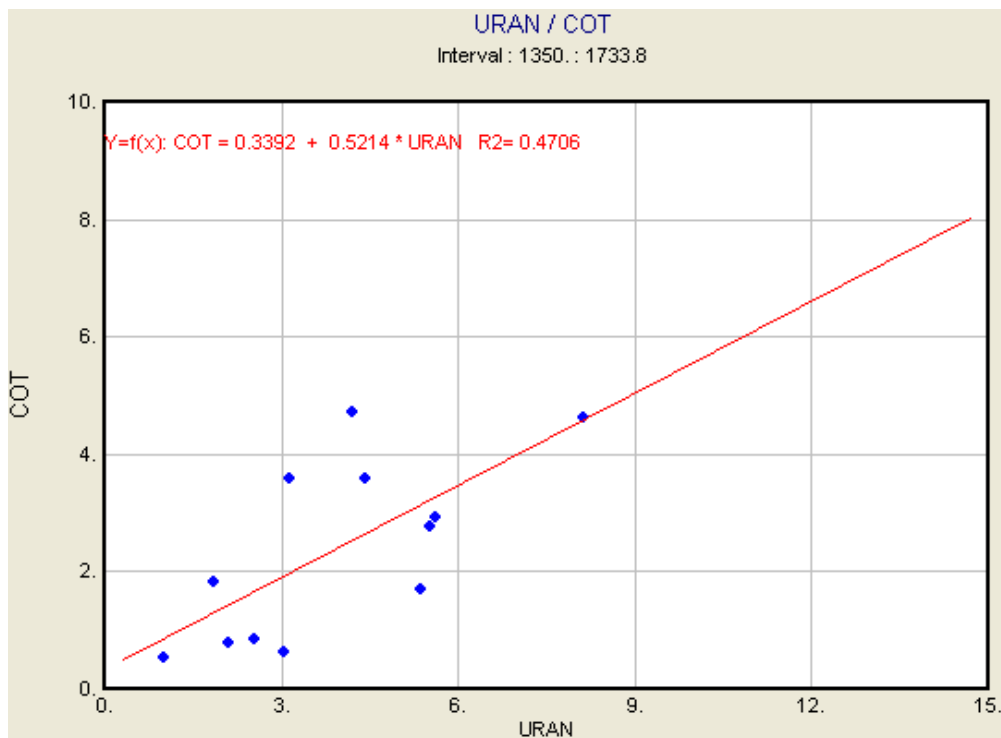


Figura 8. Relación entre las mediciones COT (%) en el laboratorio y los valores de uranio (PPM) por registros para el pozo PE 4.

En los casos que siguen, el COT se calculó según Bowman (2010) a partir de los registros de densidad, neutrónico y resistividad. Se escogieron pozos con más del 65 % de composición carbonatada.

Se presentan los siguientes cuatro ejemplos:

1. Contenido de uranio frente a zona de poca fracturación con posibilidades de COT, relacionado con ΔLogR (Figura 9, intervalo superior).
2. Zonas de fracturas abiertas y contenido de COT (ΔLogR) con lecturas de uranio (Figura 9, intervalo inferior).
3. Lecturas altas de uranio frente a zonas posibles generadoras y alguna fracturación (Figura 10).
4. Lecturas altas de uranio frente a zonas posibles generadoras y alta fracturación (Figura 11).

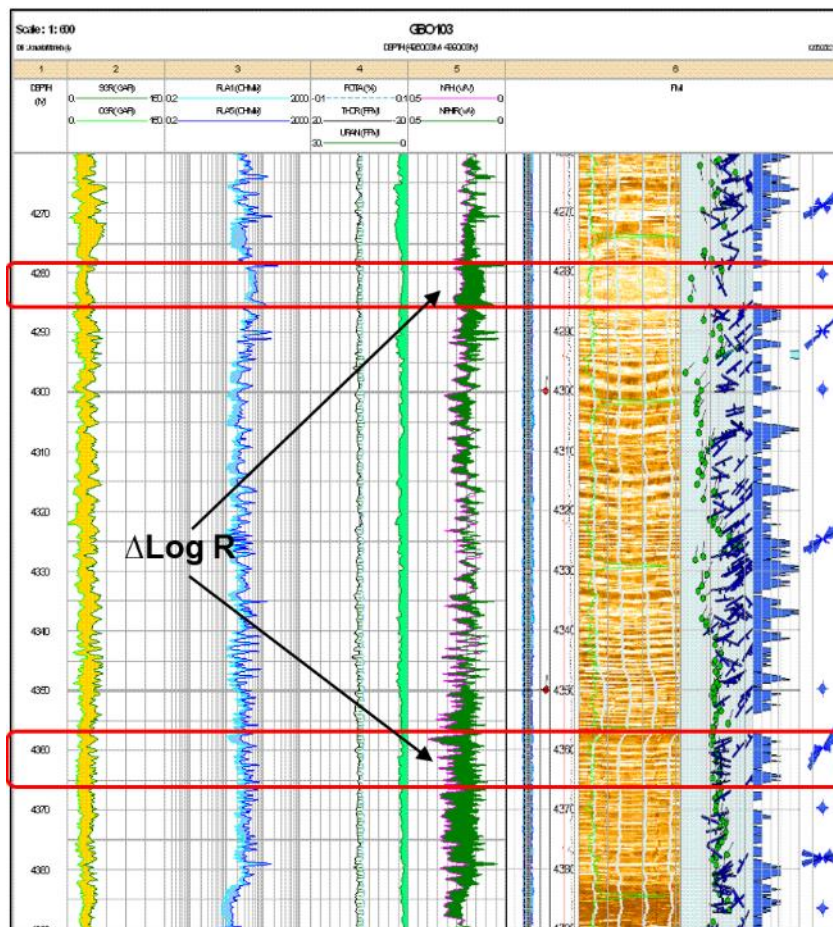


Figura 9. Ejemplo de registros donde se aprecia materia orgánica (ΔLogR , sombreado en verde) en la zona superior, con muy pobre fracturación, y en la zona inferior con fracturas abiertas, en el pozo GBO 103.

En el ejemplo de la Figura 10, se muestran los resultados del cálculo del contenido de carbono orgánico total.

En la zona 3, constituida por carbonatos, se distingue un aumento considerable de uranio, un espesor de roca generadora bastante grande y también la presencia de fracturas abiertas; en esta zona, así como en la zona 4, existen varios intervalos donde se pronostica presencia de materia orgánica pero no hay fracturación. En este caso se reconoce mejor relación del uranio con la materia orgánica (MO), aunque no se descarta el aporte de las fracturas.

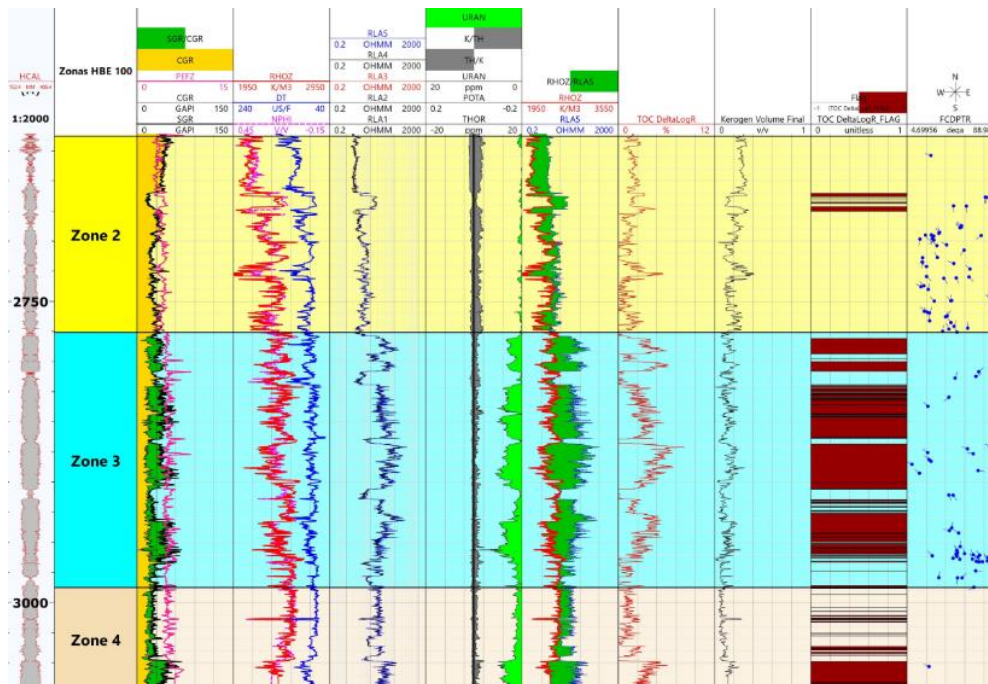


Figura 10. Ejemplo del pozo HBE 100, donde se muestran los resultados del cálculo del contenido de carbono orgánico total, querógeno, espesor de roca generadora y fracturas conductivas. Pistas del registro (columnas de izquierda a derecha) válidos para Figuras 10 y 11: 1) Cáliper; 2) Zonas; 3) CGR y SGR, con sombreado en verde para la separación entre ellos; 4) densidad, sónico y neutrónico (RHOZ, DT y NPHI); 5) Resistividades de distintos radios de investigación (RLA1 a RLA5); 6) Torio, Potasio y Uranio (THOR, POTA, URAN); 7) RHOZ y RLA5 escalados para destacar la materia orgánica sombreada en verde; 8) COT calculado; 9) Querógeno calculado; 10) Espesor de roca generadora; 11) Echados de las fracturas conductivas.

En la zona 3 de la Figura 11 la densidad de fracturas abiertas es alta, aumenta de modo significativo el espesor de roca generadora y se observa también un aumento considerable del contenido de uranio. Si las fracturas aportan uranio, no se puede separar del contribuido por la materia orgánica.

El resultado, en la mayoría de los pozos de este grupo, demuestra que no necesariamente la presencia o el incremento del contenido de uranio está directamente correlacionado con la fracturación, sino que responde a la existencia de materia orgánica. Por tanto, sería incorrecto asumir que por estar presente este elemento se tiene fracturación abierta.

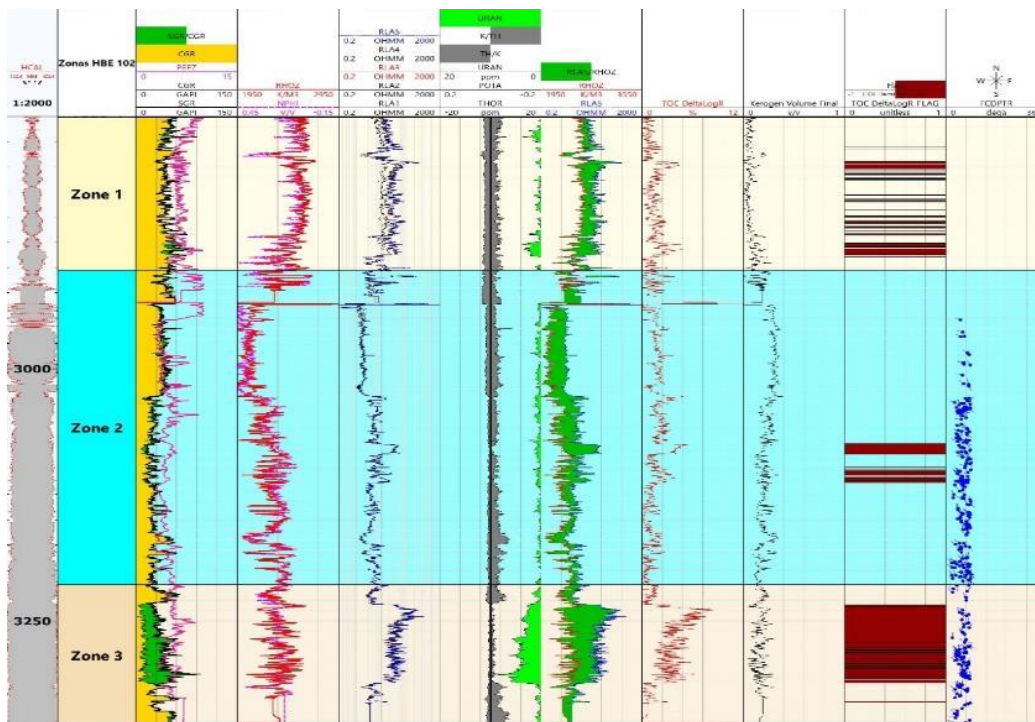


Figura 11. Ejemplo del pozo HBE 102, donde se muestra que las fracturas y el uranio no están relacionados directamente.

En el pozo GBO 103 se determinó con la EGBF, la presencia de los isótopos emisores gamma, potasio-40 (^{40}K), uranio-238 (^{238}U) y torio-232 (^{232}Th), característicos en las rocas estudiadas. La distribución del uranio frente a las calizas impregnadas y sin impregnación luego de limpiarse, manifiesta que al eliminar el hidrocarburo y la MO, la radiactividad disminuyó hasta 58% (Figura 12). Esto presumiblemente se debe a la disolución de la materia orgánica, y en menor medida, a la pérdida de parte de la arcilla, lo cual ocurre con el torio y el potasio en las mismas muestras.

En este pozo, el FMI frente a la zona muestreada confirma la descripción que aprecia fracturas y microfisuras dispersas, que a veces forman cavernas, sin observar porosidad de matriz; también se observa materia orgánica amorfa, muy abundante, de color negro. Se relacionaron los valores que toman las muestras frente al registro con los valores resultantes de laboratorio. Se agregó el análisis cualitativo de la presencia de COT (ΔLogR) por registros, según Bowman (2010), como se muestra en la Figura 13.

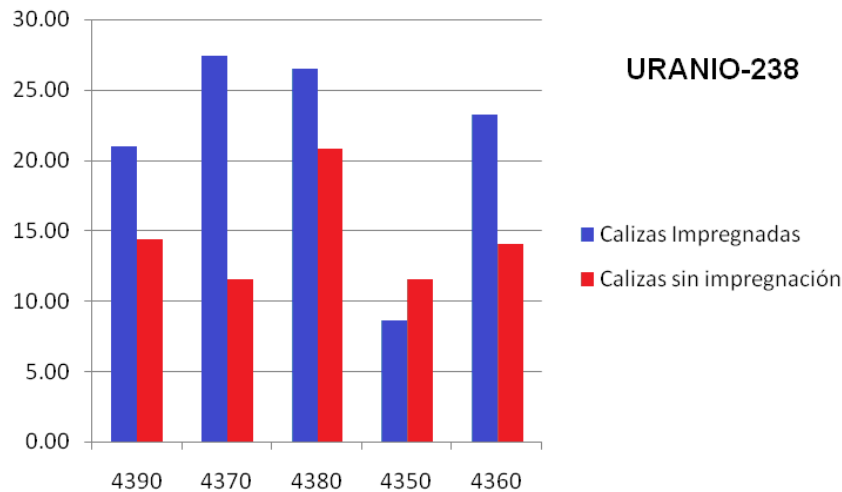


Figura 12. Gráfico para el pozo GBO 103, donde cada barra representa en el eje X, una muestra con su número de identificación, y en el eje Y, una medición de uranio (en Bq/kg) inicial (azul) para las calizas impregnadas o sucias, y una medición posterior (roja) después de su limpieza (sin impregnación).

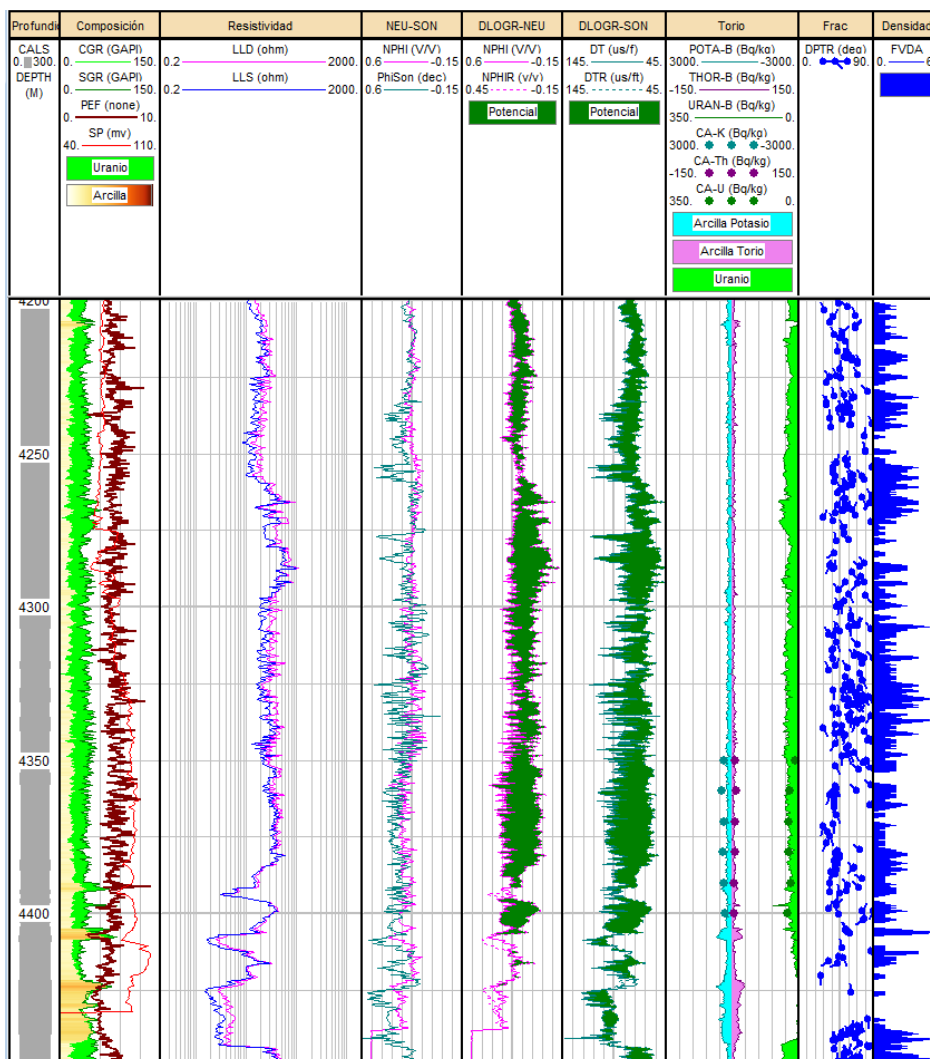


Figura 13. Registro compuesto del pozo GBO 103, con los datos de espectrometría gamma, fracturación y análisis cualitativo de COT (ΔLogR), sombreado en verde.

4. DISCUSIÓN

A gran escala, se aprecia un modelo que relaciona la fracturación con el contenido de uranio, como se aprecia en el análisis conjunto de la sísmica y los registros, pero en detalle, cuando se estudian los registros en cada pozo, se presenta un reservorio carbonatado, depositado en condiciones reductoras que favorece la conservación de la materia orgánica y ésta influye en el contenido de uranio. Los carbonatos se fracturan por procesos tectónicos y diagenéticos, con la consiguiente circulación de aguas que van depositando sales de uranio. Esto conlleva a que puedan presentarse diferentes combinaciones entre los tres elementos: fracturas, materia orgánica y uranio.

5. CONCLUSIONES

Según el modelo validado, no se puede considerar la presencia de uranio como índice de fracturación y permeabilidad en los carbonatos cubanos:

- Los datos sísmicos mostraron la existencia de zonas fracturadas donde se observó alto contenido de uranio.
- En la Provincia Gasopetrolífera Norte Cubana, la materia orgánica está presente en los carbonatos por su deposición en ambiente reductor. Los pozos analizados manifiestan un comportamiento heterogéneo respecto al contenido de uranio y la presencia o ausencia de fracturas en el corte, ya que es de considerar también el ambiente de sedimentación de las rocas.
- La naturaleza del uranio en los reservorios carbonatados solo puede definirse claramente mediante la integración de los registros convencionales geofísicos de pozo, la herramienta de imagen de pared de pozo FMI y los resultados de los trabajos de laboratorio.

6. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la participación de los profesores del Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC) y a los trabajadores del CEAC, que contribuyeron a la realización de las mediciones de laboratorio.

7. REFERENCIAS

Barcala, R., 2016. Caracterización Petrofísica del sector Varadero Oeste. Franja Norte de Crudos Pesados Cubana. Trabajo de Diploma. Universidad Tecnológica de la Habana, CUJAE. 77 págs. + 4 págs. (anexos)

- Bowman, T., 2010. *Direct method for determining organic shale potential from porosity and resistivity logs to identify possible resource plays*: American Association of Petroleum Geologists, Search and Discovery Article 110128 [adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention, New Orleans, Louisiana, April 11–14, 2010], 34 p.
- Boyeldieu C. & Winchester, A., 1982. *Use of the Dual Laterolog for the Evaluation of the Fracture Porosity in Hard Carbonate Formations*. Offshore. South West Asia 82 Conference, Singapore.
- Heflin, J.D., Neil, B. E. & Devries, M.R., 1976. *Log Evaluation in the California Miocene Formation*. SPE6160 presented at the 51st Annual Meeting of SPE of AIME, New Orleans, en Arango y Plata.
- Huang, R., Wang, Y., Cheng, S., Liu, S. & Cheng, L., 2015. Selection of logging-based TOC calculation methods for shale reservoirs: A case study of the Jiaoshiba shale gas field in the Sichuan Basin. Research Institute of Sinopec Exploration Southern Company, Chengdu, Sichuan 610041, China. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ngib.2015.07.004>
- Klaja, J. & Dudek, L., 2016. Geological interpretation of spectral gamma ray (SGR) logging in selected boreholes. *NAFTA-GAZ*, LXXII (1) 2016.
- López, J.O. y Castro, O., 1996. *Cómo los registros geofísicos de pozos pueden ser utilizados en la solución de tareas de la geoquímica orgánica*. Geofísica'96, 3er Simposio Cubano de Geofísica, La Habana, Cuba.
- Miquel, L. y Ortiz, G., 2012. Empleo de técnicas nucleares analíticas en el estudio de las características litológicas y de las propiedades de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos. Trabajo de Diploma. Instituto Superior de Tecnologías y Ciencias Aplicadas (InSTEC), La Habana, Cuba.
- Myung, J.T., 1976. *Fracture Investigation of the Devonian Shale Using Geophysical Well Logging Techniques*. Proceeding of the Seventh Appalachian Petroleum Geology Symposium, Morgantown, West Virginia.
- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J. & Stroud, J.D., 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 74, 1777-1794.

Plata, J. y Arango, S., 2002. Aplicación de técnicas indirectas de identificación de fracturas en el Cretáceo de una cuenca colombiana. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 2 (2), 55-65.

Schlumberger, 1982. *Natural Gamma Ray Spectrometry. Essentials of N.G.S interpretation*, Schlumberger Limited, Services Techniques Schlumberger. 69 pp.

Información adicional

Conflicto de intereses

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

Contribución de los autores

Todos contribuyeron por igual

ORCID

MTD, <https://orcid.org/0009-0007-9068-2584>

OCC, <https://orcid.org/0000-0003-4285-6774>

RBA, <https://orcid.org/0009-0002-8874-4284>

ORP, <https://orcid.org/0000-0002-4020-8549>

GOR, <https://orcid.org/0000-0002-7443-5117>

Recibido: 01/04/2024

Aceptado: 07/05/2024