



# Evaluación del contenido de materia orgánica y sus efectos, por registros geofísicos en el ejemplo de pozos petroleros del sector Varadero Oeste, Cuba

Olga Castro-Castiñeira <sup>a</sup> & Ronal Barcala-Alvarez <sup>b</sup>

<sup>a</sup> Centro de Investigación del Petróleo, La Habana, Cuba, [olgac@ceinpet.cupet.cu](mailto:olgac@ceinpet.cupet.cu); [olgacastro510328@gmail.com](mailto:olgacastro510328@gmail.com)

<sup>b</sup> Gaia, Exploración, Valverde del Camino, Huelva, Andalucía, España. [ronal.b.alvarez@gmail.com](mailto:ronal.b.alvarez@gmail.com)

Recibido: 4 abril 2024. Recibido en formato revisado: 5 julio 2023. Aceptado: 10 julio 2023

## Resumen

Desde finales del pasado siglo, varios investigadores han argumentado sobre la utilidad de los registros geofísicos de pozo para identificar rocas madres y cuantificar su potencial, a partir del efecto de la materia orgánica presente en las rocas sedimentarias sobre la respuesta de los registros. Las investigaciones sobre las rocas madre y los petróleos exigen la utilización de equipos de alto costo con los que Cuba no cuenta. Sin embargo, teniendo en cuenta el comportamiento de los registros geofísicos de pozos, donde son fundamentales la resistividad, porosidad y espectrometría gamma, se puede realizar una evaluación rápida de la capacidad de generación de hidrocarburos de secuencias descubiertas en pozos exploratorios. Esta evaluación puede realizarse sin elevado costo adicional, al aplicar métodos donde se combinan los registros. Es indispensable contar, además, con algunos datos de laboratorio para la calibración de los resultados. El alcance del presente trabajo responde al objetivo de definir las zonas con potencial generador y productor en las rocas del Grupo Veloz de pozos del sector Varadero Oeste, dentro de la Franja Petrolera Norte Cubana, y realizar correcciones a la porosidad por el efecto de la materia orgánica. Como resultado, se definen por primera vez en un yacimiento cubano los espesores generadores de las formaciones y unidades petrofísicas, y se realiza la corrección para la porosidad efectiva por la presencia de materia orgánica.

*Palabras clave:* registros geofísicos; rocas madres; materia orgánica; potencial generador; porosidad.

## Organic matter content evaluation and its effects, by well logs. Case study of Western Varadero sector, Cuba

### Abstract

For latest decades of the past century, several researches have argued about the utility of geophysical well logs in identify source rocks and quantifying their potential, this is mainly sustained on the effect observed in geophysical well logs by the presence of organic matter within sedimentary rocks. Conventional research about hydrocarbon source rocks demands the utilization of high-cost equipment which is not available in Cuba. However, taking into account the behavior of well logs, mainly resistivity, porosity and gamma spectrometric, a rapid assessment of the hydrocarbon generation potential can be carried out within discovered sequences in exploratory wells. This evaluation can be undertaken without high additional cost by applying a combined well logs methodology; nonetheless, laboratory data is essential for results calibration. The scope of this research is set to define hydrocarbon generating and producing potential zones within Veloz Group in Western Varadero sector, Northern Cuban Oil Belt, while also applying correction to porosity due to organic matter influence in logs. As results, generating thicknesses of formations and petrophysical units are defined for first time in a Cuban oilfield and correction to effective porosity due to organic matter presence are applied.

*Keywords:* well logs; source rocks; organic matter; generating potential; porosity

## 1 Introducción

En numerosos artículos se ha argumentado el uso de los registros de pozo convencionales para identificar rocas madres y

cuantificar su potencial, a partir del efecto que la materia orgánica presente en las rocas sedimentarias ejerce en la respuesta de los registros. Para esto es preciso tener un modelo físico conceptual del material de estudio, o sea, las secuencias sedimentarias

**How to cite:** Castro-Castiñeira, O. y Barcala-Alvarez, R., (2024). Evaluación del contenido de materia orgánica y sus efectos, por registros geofísicos en el ejemplo de pozos petroleros del sector Varadero Oeste, Cuba. BOLETÍN DE CIENCIAS DE LA TIERRA, 56, pp. 17 - 23. DOI:<https://doi.org/10.15446/rbct.n56.113797>

enriquecidas o no por material orgánico. Es importante recordar que la materia orgánica se deposita al mismo tiempo que el grano de la matriz de las rocas y no rellena los poros vacíos. Con el incremento de la maduración, el querógeno se torna lo suficientemente maleable como para ser desplazado hacia el espacio poral, lo que no debe afectar el volumen de los poros en las arcillas, a menos que el contenido de materia orgánica sea relativamente alto.

Es conocido que los métodos de estudio de las rocas madres y los petróleos exigen la utilización de equipos de alto costo con los que Cuba no cuenta.

El registro más comúnmente utilizado ha sido el de rayos gamma, donde los aumentos anómalos de uranio se asocian a las rocas madres por su correspondencia con la materia orgánica, de ahí la utilidad del registro espectral, aunque la correlación no sea universal. La experiencia demuestra que existe una relación inversa entre las curvas de rayos gamma (GR) y de resistividad ( $R_t$ ), en forma de reloj de arena, excepto cuando hay carbono orgánico total (COT), donde ambas curvas sufren un incremento. Este efecto se visualiza mejor cuando se invierte una de las escalas y se superponen las curvas: la separación entre ellas indica la presencia de roca generadora [1].

Igualmente, la utilización de los registros geofísicos de pozos, formulada por [2] permite una evaluación rápida y sin elevado costo adicional, de la capacidad de generación de secuencias descubiertas en los pozos exploratorios. También permite pronosticar, de forma rápida, los intervalos más favorables para su estudio por Geoquímica Orgánica. Esta técnica fue desarrollada y probada por la compañía EXXON desde 1979, y se ha publicado posteriormente [3-6,7,8] y otros. Para poder medir correctamente la efectividad del método es conveniente en su etapa de introducción contar con datos geoquímicos que permitan calibrar sus resultados. Fue aplicada con éxito en las rocas del Grupo Veloz del pozo de exploración cubano PE-4, ubicado en la Franja Petrolera Norte Cubana [9]. Las formaciones del Grupo Veloz tienen la característica de presentar rocas carbonatadas como rocas madres, que además constituyen el reservorio, lo que se demuestra en los resultados obtenidos aquí presentados.

El objetivo del presente trabajo es definir las zonas con potencial generador y productor en las rocas del Grupo Veloz en pozos del sector Varadero Oeste, y realizar correcciones a la porosidad por el efecto de la materia orgánica. El método de Passey parte de superponer, a una escala adecuada, la curva de resistividad a una de las de porosidad, preferiblemente al registro acústico y en caso de no existir éste, al neutrónico o al de densidad. Para la investigación desarrollada se utilizó, además, una modificación del método de Passey propuesta por Bowman [10].

La ubicación geográfica esquemática del área de estudio (dentro de la Franja Petrolera Norte Cubana) se presenta en la Fig. 1.

La investigación partió de la interpretación de las propiedades de reservorio: volumen de arcilla (VCL), porosidad efectiva (PHIE) y saturación de agua (SW) en los pozos del área de estudio, para los que se calculó el COT y se les realizó la corrección de la porosidad. Para ello se visualizaron los registros compuestos y se confeccionaron gráficos de propiedades cruzadas.

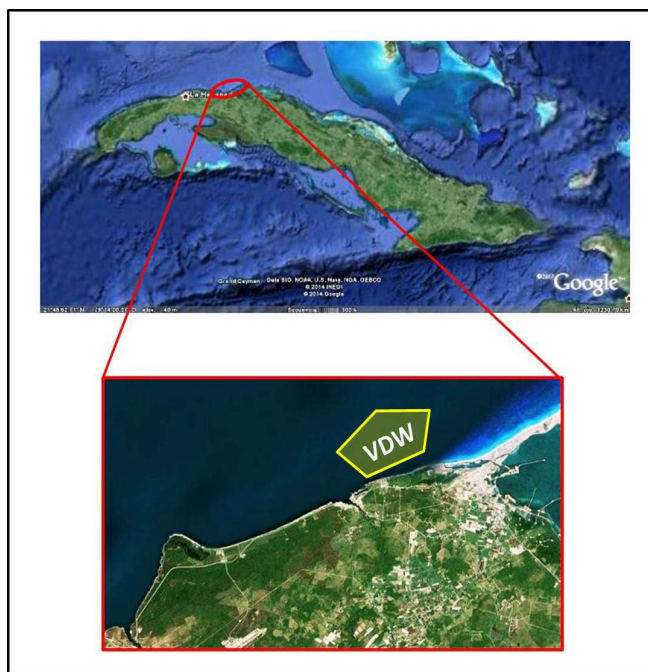


Figura 1. Ubicación geográfica esquemática de la zona de estudio. Fuente: Tomado de [11].

## 2 Materiales. Metodología empleada

Se contó con los registros convencionales de 8 pozos, fundamentalmente la resistividad ( $R_t$  obtenida a partir del Laterolog profundo LLD o del radio más profundo de investigación RLA5 en el registro de varios radios de investigación HRLA) y los métodos de porosidad (sónico-Dt, densidad-RHOB y neutrónico-NPHI), seguidos por el gamma espectral (Total-SGR o GR, Computado-CGR, Uranio-URAN) y el potencial espontáneo (PE). También en el set aparecen los registros de cáliber (CAL) y factor fotoeléctrico (PEF).

Como información geólogo-petrofísica de partida, se tiene que en los pozos aparecen dos mantos del Grupo Veloz (Veloz 1 y Veloz 2), que se dividen en electrofacies correspondientes a las subunidades petrofísicas: Neocomiano, CPI, CS, Constancia (que no pertenece a Veloz), CSII, CSII Inf, CPII+III+Brecha, CSIII-1, CSIII-2 y CSIII-3.

### 2.1 Método de Passey

Asume que las rocas están compuestas por tres componentes: 1) la matriz mineral, 2) la materia orgánica sólida y 3) el o los fluidos que rellenan el espacio poral. Aquellas que no son rocas madres, se componen principalmente de sólo dos componentes: la matriz y el fluido que rellena los poros.

En las rocas madres inmaduras la fracción sólida de la roca comprende la matriz mineral y la materia orgánica sólida, mientras que el agua de formación rellena los poros. A medida que la roca madre madura, una porción de materia orgánica sólida se transforma a hidrocarburos líquidos o gaseosos que se mueven hacia el espacio poral, desplazando al agua de la formación.

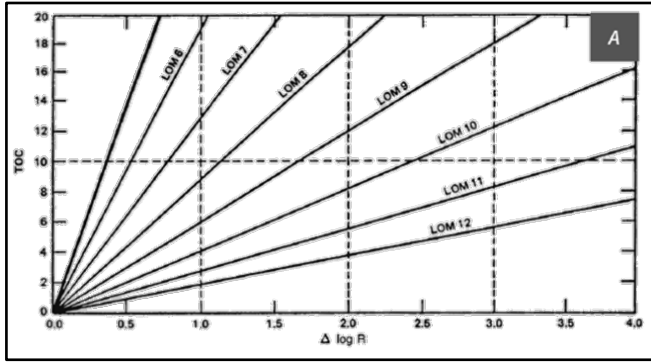


Figura 2. Diagrama que relaciona  $\Delta \log R$  con el COT a través de LOM. Fuente: Tomado de [2].

Para las rocas madres el efecto de la materia orgánica sólida sobre los registros resulta en la disminución de la densidad, el aumento del tiempo de tránsito (baja velocidad en el registro sísmico) y el aumento de la porosidad neutrónica por alto contenido de hidrógeno, además de una resistividad mayor que en otros sedimentos de igual compactación y composición mineralógica. Esta anomalía puede utilizarse para la identificación de estas rocas, siempre que la resolución de las herramientas lo permita y exista abundancia de materia orgánica. Cuando la roca madre está madura, contiene petróleo móvil además del querógeno, y la resistividad aumenta por un factor de 10 o más.

Para aplicar el método se requiere que la curva tránsito - tiempo y la de resistividad sean llevadas a escala, de modo tal que su escala relativa sea de  $-164 \mu\text{seg/m}$  para un ciclo de resistividad. Las curvas son superpuestas y se les halla la línea base en un intervalo constituido por una roca de grano fino no generadora. La línea base se determina donde las dos curvas se superponen una sobre otra en un rango de profundidad continuo. Cuando ya está establecida la línea base, los intervalos ricos en materia orgánica pueden ser reconocidos por la separación y ausencia de paralelismo de las curvas. Esta separación se designa como  $\Delta \log R$ .

La separación  $\Delta \log R$ , relacionada linealmente con el contenido de COT, es una función de la maduración, y puede ser transformada directamente a COT si la madurez ha podido ser determinada o estimada [2].

$$COT = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 * LOM)} (\%) \quad (1)$$

La madurez se mide en unidades de nivel de metamorfismo orgánico o LOM [12], determinadas a partir de una serie de métodos de análisis de la maduración (reflectancia de la vitrinita, TAI, SCI o Tmax) o estimada a partir de la historia térmica y de sedimentación. Los valores de LOM de 7 y 12 corresponden, respectivamente, al umbral y al final de la ventana de generación de petróleo para un querógeno de tipo II (Fig. 2).

La separación  $\Delta \log R$  tiene lugar, tanto en intervalos enriquecidos por materia orgánica, como en reservorios de petróleo. Entonces, paralelamente, se debe usar también el registro gamma, el potencial espontáneo o cualquier registro informativo, para identificar los diferentes casos a reconocer y encontrar los intervalos de rocas madres enriquecidas

cuando se calcula un perfil de COT (guía esquemática para la interpretación de diferentes características en el método de  $\Delta \log R$ , de [2]). Se señala que la roca madre enriquecida, se diferencia por la separación de curvas en forma de balón oval o reloj de arena.

Las tres curvas comunes de porosidad (sónico, densidad y neutrón) responden a la presencia de materia orgánica sólida, que presenta baja velocidad, baja densidad y alto contenido de hidrógeno. Todos estos atributos producen una respuesta que simula un incremento de la porosidad. Por todo esto, cuando no se dispone del registro sísmico se puede utilizar uno de los otros dos.

## 2.2 Método de Bowman

Para este método se requiere: 1) Construir el gráfico cruzado Dt vs LogR (Dt u otro método de porosidad: RHOB, PHIN vs logaritmo de la resistividad); 2) Determinar la línea de las arcillas por las menores resistividades (línea del método directo), como se muestra en la Fig. 3, donde dicha línea abarca los puntos con bajos valores de resistividad y altos valores de porosidad, característico de sedimentos pobres en materia orgánica. El color de los puntos se relaciona con los métodos de radiactividad (SGR, CGR, URAN), y ayuda a reconocer las distintas zonas; 4) Calcular la nueva curva sintética del sónico (o seudosónico: DtR) o de otro método de porosidad (RHOB o NPHIR) a partir de la línea de las arcillas con la obtención de la ecuación lineal de las curvas [10]:

$$DtR, RHOB \text{ o } NPHIR = b - m * \text{LogR} \quad (2)$$

La clasificación por la guía esquemática desarrollada por [2] para la interpretación de la separación de las curvas en función del contenido de COT, se logra al graficar las curvas sintéticas y las originales. La diferencia entre estas curvas, multiplicada por factores de escala que responden al método de porosidad (0.02 para sónico, 4 para el neutrónico y 2.5 para la densidad), representa el parámetro  $\Delta \log R$ , el cual se convierte en COT de la misma forma que en la metodología de Passey (ec. 1).

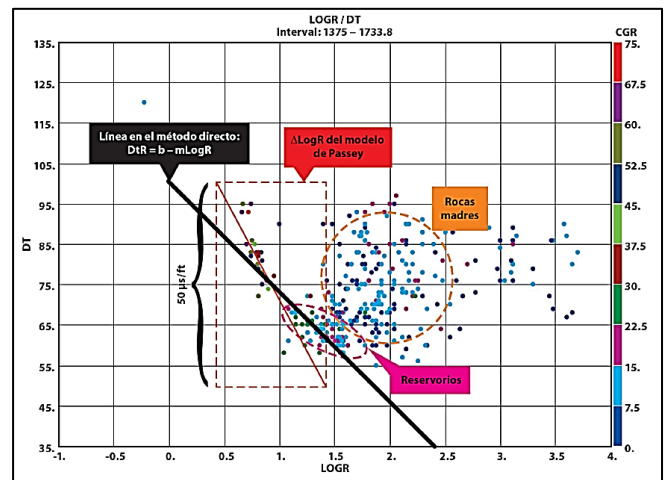


Figura 3. Gráfico de propiedades cruzadas de Dt vs. logaritmo de la resistividad y el valor del CGR (Torio + Potasio) según el color de los puntos, que muestra la línea de las arcillas, los reservorios y el clúster de las rocas madres, en el pozo PE-4

Fuente: [13].

### 2.3 Corrección de la porosidad por el efecto de la presencia de querógeno

Por el efecto en los registros de la materia orgánica que se deposita junto a los sedimentos, pero sin formar parte de la matriz de la roca ni ocupar el espacio poroso, es preciso corregir los valores de las curvas. Para ello, primero se deben convertir los valores de COT en valores de volumen fraccional de querógeno, puesto que los valores de COT son solo representativos de la cantidad de carbono presente, mientras que el querógeno contiene también oxígeno, nitrógeno, sulfuros, etc. Para esto se utiliza un factor de corrección (KTOC) que representa la relación entre la cantidad de carbono y la cantidad total de querógeno, el cual puede variar entre 0.68 y 0.95. Para la conversión de la fracción de masa a volumen fraccional se siguen los siguientes pasos [14]:

$$Wker = TOC/KTOC \quad (3)$$

$$Vol\ rock = Volker + Volma \quad (4)$$

$$Volker = Wker/RHOBker \quad (5)$$

$$Volma = (1 - Wker)/RHOBma \quad (6)$$

$$Vker = Volker/Volma \quad (7)$$

Donde:

KTOC: factor de corrección (g-1 o Kg-1); Wker: masa del querógeno (Kg o g); Volrock: volumen de la roca (m<sup>3</sup> o cm<sup>3</sup>); Volker, Volma: volumen del querógeno y de la matriz (m<sup>3</sup> o cm<sup>3</sup>); RHOBker, RHOBma: densidad del querógeno y de la matriz (Kg/m<sup>3</sup> o g/cm<sup>3</sup>); Vker: volumen fraccional del querógeno (v/v).

Se corrigen las porosidades neutrónicas y de densidad, considerando la porosidad total, estimada a partir de registros, como una combinación lineal del volumen de arcilla, la porosidad efectiva y el querógeno, con sus respectivos volúmenes.

$$DPHIker = (2.71 - RHOBker)/(2.71 - 1) \quad (8)$$

$$DPHIc = DPHI - (Vcl * DPHIcl) - (Vker * DPHIker) \quad (9)$$

$$NPHIc = NPHI - (Vcl * NPHIcl) - (Vker * NPHIker) \quad (10)$$

Donde:

DPHIker: porosidad del querógeno por el registro de densidad (v/v); RHOBker: Densidad del querógeno (v/v); DPHIc: Porosidad obtenida por el registro de densidad corregida por el efecto de la arcilla y el querógeno (v/v); DPHI: Porosidad obtenida por el registro de densidad (v/v); Vcl: Volumen de arcilla (v/v); DPHIcl: Porosidad de la arcilla por el registro de densidad (v/v); NPHIc: Porosidad por el registro neutrónico corregida por el efecto de la arcilla y el querógeno (v/v); NPHI: Porosidad proveniente del registro neutrónico (v/v); NPHIcl: Porosidad de la arcilla por el registro neutrónico (v/v); NPHIker: Porosidad del querógeno por el registro neutrónico (un rango de 0.45 a 0.75 v/v).

La porosidad efectiva corregida por el efecto del querógeno (PHIEk, v/v), se calcula como el promedio de la porosidad neutrónica corregida (NPHIc) y la porosidad por densidad corregida (DPHIc).

### 3 Resultados

En la investigación presente, para la estimación del contenido de materia orgánica se utilizaron las metodologías de Passey y de Bowman, que parten del registro de resistividad y alguno de porosidad (sónico, densidad, neutrónico). El valor de madurez alcanzado por la materia orgánica (LOM), se tomó como 10, a partir de estudios geoquímicos del área.

Debido a que en los pozos del sector Varadero Oeste no existían mediciones de laboratorio de COT en núcleos o muestras de canal, se calibró en el pozo PE-4, el cual se encuentra también en la FPNC, con las mismas formaciones y donde se realizaron mediciones de COT en muestras de canal [9].

Para homogeneizar el procedimiento, se trabajó con la curva de COT calculada por la metodología de Bowman para el registro de densidad volumétrica en todos los pozos del área [15]. Esta mostró el mayor índice de correlación en la curva sintética.

Los valores de COT fueron transformados en valores fraccionales de querógeno y se corrigió la porosidad efectiva correspondiente a los intervalos con presencia de materia orgánica o potencial generador en cada pozo. Se utilizó el factor de corrección KTOC = 0.80, la densidad del querógeno como 1.3 g/cm<sup>3</sup> y la porosidad como 0.65 v/v. Seguidamente se recalcularon los valores de saturación de agua.

### 4 Discusión

Este análisis confirmó el carácter no convencional del yacimiento estudiado, donde las mismas formaciones que actúan como reservorio, también constituyen rocas madres. En el registro compuesto del pozo VDW-1002 que aparece en la Figura 4, se resume el procedimiento realizado:

En la pista 3, la presencia de uranio (sombreado en color lima) se relaciona con un alto contenido de materia orgánica [16]. En esta misma pista, los valores del factor fotoeléctrico (PEFZ) cercanos a 5, denotan el componente calcáreo de las rocas. En la pista 6 se muestra la representación visual de  $\Delta\log R$  sombreada en verde, dada por la separación entre la curva de densidad original (RHOZ) y la sintética (RHOBK); en la pista 7, en la curva de COT, se señalan los valores mayores de 2%.

Los resultados del análisis de ambiente de sedimentación muestran una relación entre el COT y el contenido de uranio, excepto en intervalos donde las condiciones sedimentarias se tornan de transicional a oxidante [17]. El COT disminuye en función del contenido de sedimentos terrígenos en la formación (pista 10).

En todos los pozos se identificaron los intervalos relacionados con rocas generadoras maduras, según la topología establecida en la metodología de Passey, de los cuales se separaron los que presentaban valores de COT mayores o iguales que 2 % (pista 8), condición de roca madre excelente en carbonatos [018]. Con la selección de estos intervalos se estimó el espesor generador para cada subunidad petrofísica en todos los pozos.

En la Tabla 1, en la segunda columna se representan las subunidades petrofísicas (SUP), y en el resto de las columnas, el espesor generador en metros (HGEN). En el recuadro más grueso se muestra el pozo VDW-1002, utilizado en el ejemplo de la Fig. 4.

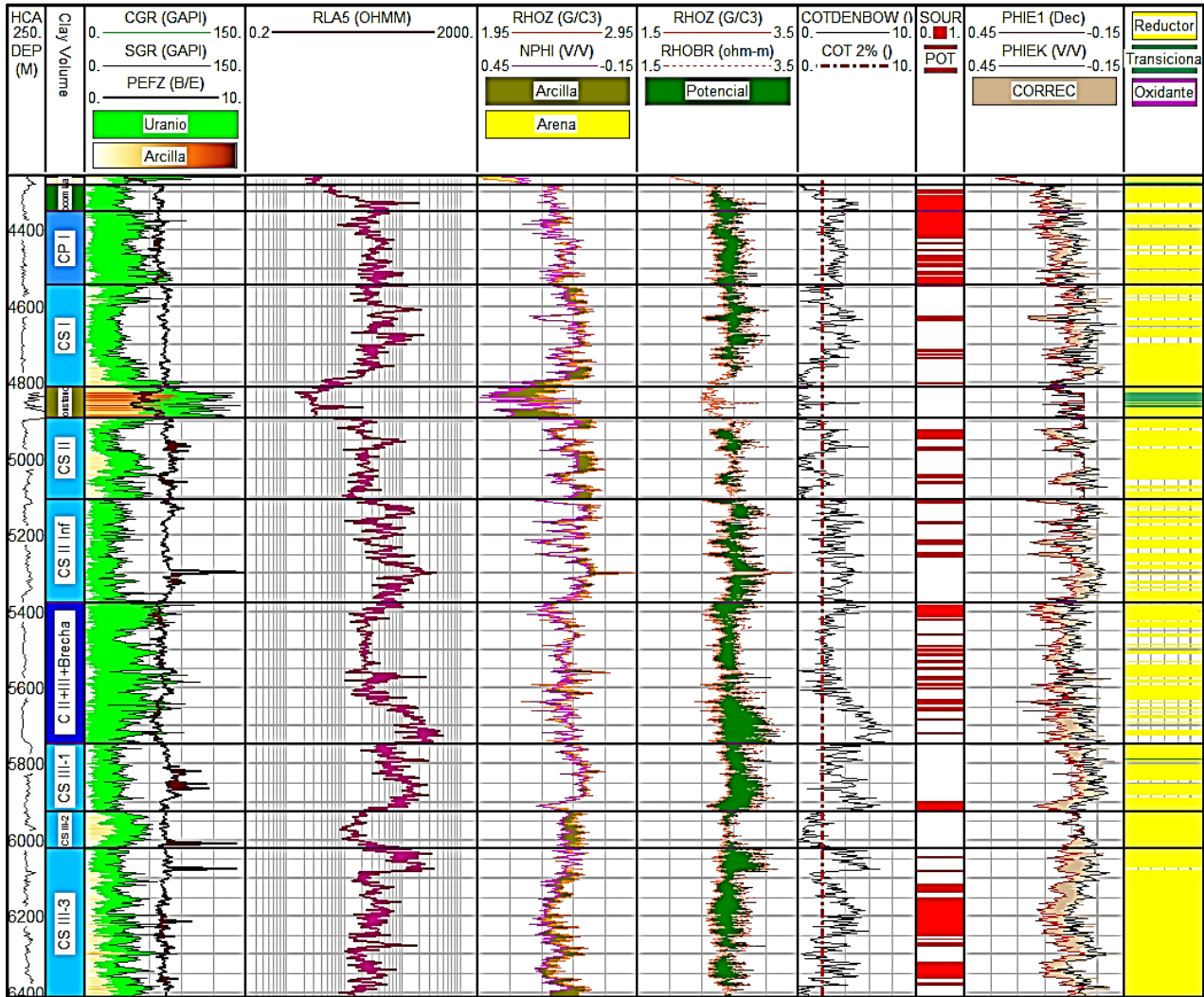


Figura 4. Comportamiento del contenido de COT y corrección a la porosidad por el efecto de la materia orgánica en el pozo VDW-1002. Fuente: Los autores.

Tabla 1. Espesores generadores de las subunidades petrofísicas para cada pozo.

		HGEN (m) para cada pozo								
		SUP	718	1000	1001	1002	1003	1007	1004	1005
Veloz 1	Neocomiano		n/r	12.4	14.8	51.0	n/r	n/r	98.8	43.9
	CPI		n/r	34.6	29.4	113.3	n/r	n/r	166.0	125.8
	CS		20.9	24.1	24.8	46.8	n/r	n/r	65.5	59.8
Constancia			3.2	18.2	3.2	4.9	0.0	n/r	n/r	n/r
Veloz 2	CSII		0.2	0.0	14.8	50.6	14.5	4.4	n/r	n/r
	CSII Inf		17.2	9.8	16.1	52.4	84.0	83.7	n/r	n/r
	CPII+III+Brecha		148.6	166.9	130.5	131.9	131.8	140.7	n/r	n/r
	CSIII-1		n/r	15.1	45.8	28.9	59.8	40.5	n/r	n/r
	CSIII-2		n/r	n/r	0.0	2.8	0.0	9.1	n/r	n/r
	CSIII-3		n/r	n/r	50.2	192.5	118.5	24.1	n/r	n/r

n/r: No registrado  
Fuente: Los autores

Se puede apreciar en general que los espesores generadores netos, son relativamente altos, excepto en la subunidad CSIII-2 y en la Formación Constancia (que no pertenece al Grupo Veloz), y que solo pudiera ser significativo en el pozo VDW-1000 con 18 m. Por otra parte, como se observa mejor en la Tabla, las subunidades CPI,

perteneciente a Veloz 1, CPII + III + Brecha y CS III-3, pertenecientes a Veloz 2, presentan los mejores espesores generadores en la zona; a su vez, CPII + III + Brecha, presenta bastante similitud en su alto espesor generador en todos los pozos. Estas tres subunidades representan el alto potencial generador en la zona de estudio, y permiten establecer correlación entre los pozos con mejor precisión. En la tabla aparece en un recuadro el pozo tomado como ejemplo en el registro compuesto.

En la Figura 4, pista 9, se muestra la diferencia entre la porosidad efectiva corregida por el efecto del volumen de arcilla (PHIE1), y luego corregida además, por el efecto de la presencia de la materia orgánica (PHIEK). Como es de esperar, el efecto de la corrección resulta en la disminución de los valores de porosidad.

Los valores de saturación de agua, eran menores con la porosidad sin corregir, por lo que se sobreestimaba la saturación de petróleo. Los valores de volumen de arcilla se mantienen iguales, los valores de porosidad disminuyen, los valores de saturación de agua aumentan y por lo tanto los valores de *Net to Gross* disminuyen. Con esto se demuestra el error que se comete al evaluar petrofísicamente un yacimiento, al estimar sus propiedades, si se desconoce la presencia de materia orgánica o la influencia de esta en los registros geofísicos de pozo y por tanto en los resultados de la interpretación.

## 1 Conclusiones

Las metodologías de Passey y Bowman fueron empleadas y validadas con éxito para evaluar el contenido de COT en el caso de estudio. Los mejores resultados se obtuvieron con la metodología de Bowman empleando los registros de densidad volumétrica.

Por primera vez, fueron definidos los espesores generadores de las formaciones y unidades petrofísicas del Grupo Veloz en el yacimiento Varadero Oeste mediante registros geofísicos de pozo. Las subunidades CPI, CPII+III+Brecha y CSIII-3, mostraron los mejores espesores generadores en todos los pozos, destacándose CPII+III+Brecha. Esto permite fundamentar los volúmenes de hidrocarburos generados y mejorar la correlación entre los pozos por sus propiedades.

Se realiza, por primera vez en Cuba, la corrección para la porosidad efectiva por efecto de la presencia de materia orgánica, que conduce a la disminución de la saturación de hidrocarburos y su volumen fraccional. Esto se validará en la medida en que los cálculos se vayan respaldando con más análisis de laboratorio.

## Reconocimientos

Los autores agradecen al Dr. C. José Orlando López Quintero, por la idea inicial de realizar este tipo de análisis a los reservorios cubanos. También a la comisión de publicaciones del Consejo Científico de Geología del Centro de Investigación del Petróleo integrada por Silvia Valladares Amaro, Manuel Pardo Echarte y Reinaldo Rojas Consuegra, por su exhaustiva revisión y sus recomendaciones.

## Bibliografía

- [1] Heslop, K.A., Generalized method for the estimation of TOC from GR and Rt, search and discovery article #80117, adapted from poster presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 2010.
- [2] Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., and Stroud, J.D., A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74 (12), pp. 1777-1794, 1990. DOI: <https://doi.org/10.1306/0C9B25C9-1710-11D7-8645000102C1865D>.
- [3] Flower, J.G., 1983. Use of sonic-shear-wave/resistivity overlay as a quick-look method for identifying potential pay zones in the Ohio (Devonian) Shale: *Journal of Petroleum Technology*, 35, pp. 636-642, 1983. DOI: <https://doi.org/10.2118/10368-PA>.
- [4] Mann, U., Leytehaeuser, D., and Muller, P.J., Relation between source rock properties and wireline log parameters. An example from Lower Jurassic Posidonia Shale, *Advances in Organic Geochemistry*, 10(4-6), pp. 1105-1112, NW Germany, 1986. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80051-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80051-1).
- [5] Mann, U., and Muller, P.J., Source rock evaluation by well log analysis (Lower Toarcian, Hils Syncline): *Advances in Organic Geochemistry*, 13(1-3), pp. 109-119, 1987. DOI: [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90031-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90031-9).
- [6] Meyer, B.L., and Nederlof, M.H., Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity and sonic transit - time resistivity crossplot: *AAPG Bulletin*, 68(2), pp. 121-129, 1984. DOI: <https://doi.org/10.1306/AD4609E0-16F7-11D7-8645000102C1865D>.
- [7] Naidés, C., Metodología de cálculo de Carbono Orgánico Total (COT) utilizando datos de perforación y perfiles LWD. En: 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Evaluación de Formaciones, 2022.
- [8] Santamaría-Orozco, D. y Ramírez-Maldonado, T., Integración geológica, geofísica y geoquímica en la estimación del potencial generador de rocas con altos contenidos orgánicos, *Revista Geociencias de la Universidad Olmeca*, 5(2), pp. 137-149, 2022.
- [9] López-Quintero, J.O. y Castro, O., Cómo los registros geofísicos de pozos pueden ser utilizados en la solución de tareas de la geoquímica orgánica. *Memorias del 3er Simposio Cubano de Geofísica, Geofísica'96, La Habana, 1996*.
- [10] Bowman, T., Direct method for determining organic shale potential from porosity and resistivity logs to identify possible resource plays. *AAPG Annual Convention, New Orleans, LA.*, [online]. 2010, 34 P. Available at: [https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/document/2010/110128bowman/ndx\\_bowman.pdf.html](https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/document/2010/110128bowman/ndx_bowman.pdf.html)
- [11] Tamayo, Y., Evaluación de las litofacies en el yacimiento Varadero Oeste mediante el uso de atributos sísmo-estratigráficos, para determinar su continuidad lateral. Tesis de Maestría en Geofísica Aplicada, Departamento de Ingeniería Geofísica, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de la Habana, José Antonio Echeverría, CUJAE, La Habana, Cuba, 2015.
- [12] Hood, A., Gutjahr, C.C.M., and Heacock, R.R., Organic metamorphism and the generation of petroleum, *The American Association of Geologists Bulletin*, 59(6), pp. 986-997, 1975. DOI: <https://doi.org/10.1306/83D91F06-16C7-11D7-8645000102C1865D>
- [13] Castro, O., Capítulo 2: Métodos y Metodologías de Interpretación en Castro, O., Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas, *Centro Nacional de Información Geológica*, 2017, pp. 83-90.
- [14] Crain, E.R., and Holgate, D., A 12-step program to reduce uncertainty in kerogen-rich reservoirs. *Geoconvention 2014: FOCUS*, Calgary, Alberta, Canada, 2014.
- [15] Barcala, R., Caracterización petrofísica del sector Varadero Oeste. Franja norte de crudos pesados cubana. Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Geofísica, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de la Habana, José Antonio Echeverría, CUJAE, La Habana, Cuba, 2015.
- [16] Torres, M., Castro, O., Reyes, R. y Ortiz, G., Naturaleza de la presencia de uranio en los reservorios carbonatados. *Memorias de la Sexta Convención Cubana de Ciencias de la Tierra, Geociencias'2015*. La Habana, 2015. ISSN 2307-499X,

- [17] Castro, O. y Moya, C., Estudio Petrofísico de la Zona Económica Exclusiva de Cuba (ZEEC) en el Golfo de México, PDVSA, Archivo Técnico, CEINPET, 2014, 73 P.
- [18] Magoon, L.B., and Dow, W.G., The petroleum system - From source to trap. American Association of Petroleum Geologist, 1994. ISBN-10:0891813381. ISBN (e): 9781629810928, DOI: <https://doi.org/10.1306/M60585>.

**O. Castro–Castiñeira**, se graduó como Ing. Geofísica en 1974 y obtuvo el grado de Dra. en Ciencias Geológicas en 1992, todo en la Universidad Tecnológica de la Habana, CUJAE, José Antonio. Ha trabajado a través de los años en el Centro de Investigaciones del Petróleo de Cuba Petróleo-CUPET, como especialista en petrofísica, en diversos proyectos de investigación, y durante un tiempo, como Profesora Titular en la Universidad. Tiene artículos con resultados de sus investigaciones en publicaciones nacionales e internacionales, un grupo de los cuales aparecen recogidos en el libro Evaluación Petrofísica de las Formaciones Gasopetrolíferas Cubanas.  
ORCID: 0000-0003-4285-6774

**R. Barcala–Alvarez**, se graduó como Ing. en Geofísica Aplicada en la Universidad Tecnológica de la Habana en 2016. Trabajó durante 5 años en el Centro de Investigaciones del Petróleo (Unión Cuba Petróleo), como especialista en petrofísica, realizando trabajos centrados en la evaluación de reservorios, sellos y rocas generadoras mediante la interpretación de registros geofísicos de pozo en la Franja Petrolera Norte Cubana. Ha publicado artículos como resultado de sus investigaciones en revistas nacionales y en colaboración con universidades extranjeras, abordando mayormente la caracterización de yacimientos petrolíferos no convencionales teniendo en cuenta la influencia de la presencia de carbono orgánico total. Posteriormente adquirió el título de MSc. en Geología y Gestión Ambiental de Recursos Minerales en la Universidad de Huelva.  
ORCID: 0009-0002-8874-4284