

Determinación del ángulo de giro para la extracción de *plugs* en núcleos preservados usando imágenes de tomografía de rayos X

Edwar Herrera-Otero¹ ; Juan Badillo-Requena^{1*} ;
Zaida Carolina Pereira-Santana¹ 

¹Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimientos, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. edherote@uis.edu.co, (*) juan.badillo@correo.uis.edu.co, zaida2208125@correo.uis.edu.co

Resumen

Los *plugs* son submuestras extraídas de núcleos de perforación, los cuales son usados para medir directamente propiedades asociadas a la roca y a la interacción con el fluido; cualquier modelo petrofísico debe tener datos de laboratorio provenientes de estos para su debida calibración, de allí su importancia. En consecuencia, el presente trabajo plantea una metodología que permite determinar con exactitud la ubicación de puntos de interés, incluido el ángulo de giro del núcleo, para su posterior extracción; esto asegura la integridad y representatividad, una vez que exista la ubicación de la zona de interés mediante registros de pozo. La metodología usa imágenes de tomografía de rayos X en los cortes axiales, radiales y verticales. Se encontraron ecuaciones que permiten medir directamente en imágenes escaladas el ángulo de buzamiento real en las imágenes cilíndricas y el aparente en los cortes verticales; adicionalmente, se crearon dos nomogramas que permiten determinar el ángulo de giro del núcleo de perforación, una vez calculados los datos de buzamiento de la estructura planar de interés.

Palabras clave: *Plugs*; Tomografía de rayos X; Nomograma; Núcleos de perforación; Ángulo de giro.

Determination of turning angle for extraction of plugs from preserved cores using X-ray images tomography

Abstract

The plugs are subsamples extracted from drilling cores, which are used to measure directly the properties associated with the rock and its interactions with the fluid. Any petrophysics model must have laboratory data from the samples to be calibrated. Due to this, it is important that samples are representative and in a good condition. This research proposes a methodology to determine exactly the location of interest points, including the turning angle of the core for its further extraction. This guarantees the integrity and representativeness when the interest zone is selected through well logging. The methodology uses X-ray tomography images on axial, radial, and vertical cuts. It was possible to create equations to measure in scaled images the real dip angle in the cylindrical images and vertical cuts. It was also possible to create two nomograms that allow calculating the turning angle of the drilling core, once the dip data of the interest structure is calculated.

Keywords: Plugs; X-ray tomography; Nomogram; Drilling core; Turning angle.

Forma de citar: Herrera-Otero, E.; Badillo-Requena, J.; Pereira-Santana, Z.C. (2022). Determinación del ángulo de giro para la extracción de *plugs* en núcleos preservados usando imágenes de tomografía de rayos X. *Boletín de Geología*, 44(2), 199-210. <https://doi.org/10.18273/revbol.v44n2-2022010>

Introducción

El conocimiento de las propiedades de las rocas es esencial para predecir y optimizar el rendimiento de los yacimientos de petróleo y gas (Germay *et al.*, 2015), para lo cual las muestras extraídas de núcleos de perforación (*plugs*) brindan datos únicos e invaluable al momento de la caracterización (McPhee *et al.*, 2015). Sin embargo, una vez definida la zona para su extracción, los métodos utilizados para la ubicación precisa están poco documentados, en particular para los *plugs* extraídos de núcleos preservados en mangas, debido a la poca o nula información referente a las estructuras físicas presentes (p. ej.: laminaciones, fracturas, entre otras).

El registro principal para la definición de zonas de extracción de *plugs* lo representa el *Gamma Ray* (OH y *Core Gamma*) corrido en el pozo y en los núcleos, respectivamente, el cual permite ajustar y/o correlacionar los datos de núcleo a las profundidades de registro. El registro *Core Gamma* ajustado permite obtener profundidades asociadas a las litologías características de la zona de interés (Tavakoli, 2018), y en conjunto con los registros de densidad, neutrón, sísmico, potencial espontáneo (SP) y resistivos disponibles, utilizando una evaluación en conjunto de registros, se logra identificar zonas de interés para el análisis de las propiedades. Sin embargo, durante la aplicación de esta selección, el desconocimiento de la condición de preservación del núcleo representa la mayor desventaja a la hora de extraer una muestra de roca representativa y en buen estado.

En consecuencia, el presente trabajo plantea una metodología que permite determinar con exactitud la ubicación de puntos de interés, incluido el ángulo de giro del núcleo, para su posterior extracción; esto asegura la integridad y representatividad una vez que exista la ubicación de la zona de interés mediante registros de pozo. La metodología propone el uso de imágenes de tomografía de rayos X (de aquí en adelante TC) en los cortes axiales, radiales y verticales.

Marco teórico

Durante los últimos años, el estudio de los núcleos sedimentarios se ha abordado desde un punto de vista multidisciplinario que ha llevado a la introducción de nuevas técnicas para su análisis (Wefer *et al.*, 1999; Jarrard y Vanden Berg, 2006; Nederbragt *et al.*, 2006; Rothwell y Rack, 2006; Tucker, 1988), en particular la TC (Goldfinger *et al.*, 2013).

Desde su introducción a la comunidad de investigación petrofísica, la TC se ha utilizado ampliamente para la descripción de yacimientos y la visualización de la dinámica de flujo de fluidos. Los principios sobre los cuales se hicieron todos los avances se expresan en una serie de documentos iniciales que abarcan cada una de estas áreas. Unos de los primeros en demostrar la utilidad de la TC en la caracterización de yacimientos fueron Honarpour *et al.* (1985) al documentar las características de rayos X en los minerales. Wang *et al.* (1984), de manera similar, fueron pioneros en el uso de la TC en la visualización del flujo de fluidos al observar la digitación viscosa del aceite en una muestra de arenisca de Berea. Wellington y Vinegar (1987) describieron los principios físicos del uso de TC para estudiar la física de las rocas y desarrollaron una práctica estándar de la industria petrolera para medir la saturación de fluidos trifásica utilizando TC a través del uso de dopantes. Estos trabajos son considerados precursores en el uso de la tomografía para la caracterización de yacimientos, y han transformado la TC en una herramienta indispensable para los investigadores en la industria del petróleo.

En relación con la determinación de propiedades intrínsecas del medio poroso, conducentes a la caracterización petrofísica usando núcleos de perforación mediante TC, Wellington y Vinegar (1987) plantearon las bases para la determinación de la Densidad *Bulk* (RHOB) y del número atómico efectivo (Zeff); Siddiqui y Khamees (2004) acuñaron el término *Dual Energy* (doble energía); Ortiz-Meneses *et al.* (2015) propusieron una metodología para la caracterización de rocas usando un enfoque de doble energía. Este enfoque plantea la posibilidad de escanear la misma muestra en posiciones idénticas en dos niveles de energía distintos, lo que permite obtener valores de RHOB y Zeff en la resolución que permita la TC. Recientemente, se han planteado diferentes métodos para calcular estas propiedades, por ejemplo, Victor *et al.* (2017) proponen un método basado en una inversión Monte Carlo en muestras calcáreas, es decir, en muestras de alto Zeff, las cuales tienen un error asociado usando el método convencional. Los métodos usados para el cálculo de propiedades intrínsecas del medio poroso mediante el uso de datos de TC se encuentran bien documentados al igual que las imágenes provenientes de esta técnica.

En términos geométricos, un estrato o laminación se puede representar como un plano que posee una dirección (rumbo) y una inclinación (buzamiento); si

se evalúa este plano contenido en un cilindro (núcleo de perforación) bajo ciertas circunstancias de giro del cilindro, existirán dos posibilidades opuestas de encontrar el estrato cumpliendo la condición de estar perpendicular a la línea de rumbo, que para el caso específico estará representada por la intersección de un corte horizontal en el cilindro, el cual corta el estrato, como se observa en la [Figura 1](#). Si el estrato en cuestión corresponde a una locación de interés para extracción de *plugs*, este procedimiento podrá hacerse fácilmente en cualquiera de las dos posiciones en las que el plano es visto como filo (corte perpendicular al rumbo); dichas posiciones estarán separadas 180°.

Los núcleos al ser escaneados generan datos tridimensionales representados como vóxeles, que no son más que píxeles en tres dimensiones. Al momento de la adquisición se establecen las dimensiones del vóxel en cada uno de sus ejes (X, Y y Z); estas dimensiones

serán constantes a lo largo de todo el núcleo y juegan un papel muy importante al momento de escalar cada una de las imágenes generadas. En los últimos años, las empresas prestadoras del servicio de tomografía de rayos X para escaneo de núcleos de perforación han estandarizado el tipo de imágenes y/o película continua que se entrega al cliente final. En primer lugar, están los cortes YZ y XZ, también llamados verticales, que corresponden a cortes paralelos al eje Z del núcleo el cual es positivo hacia el tope; el eje X se toma normal al plano de las líneas de polarización del núcleo (línea roja y negra); los cortes YZ y XZ son normales entre sí. En segundo lugar, están los cortes XY, también llamados cortes axiales, los cuales corresponden a visualizaciones normales a los cortes YZ y XZ; estos cortes deben ser vistos de tope a base, donde la línea roja se ve como un punto en la parte superior izquierda; en la [Figura 2](#) se muestra un ejemplo de cada uno de los cortes descritos anteriormente.

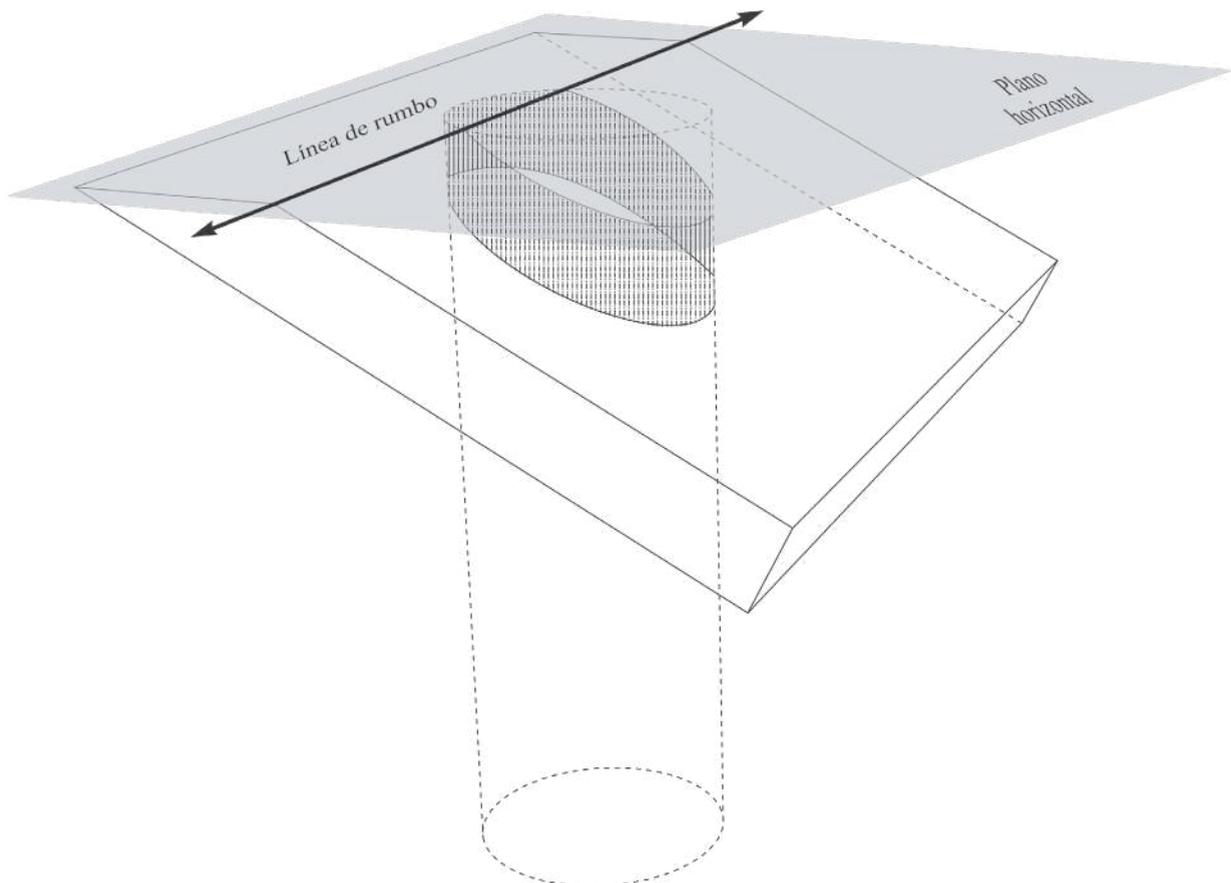


Figura 1. Representación de un estrato o laminación en un núcleo de perforación.

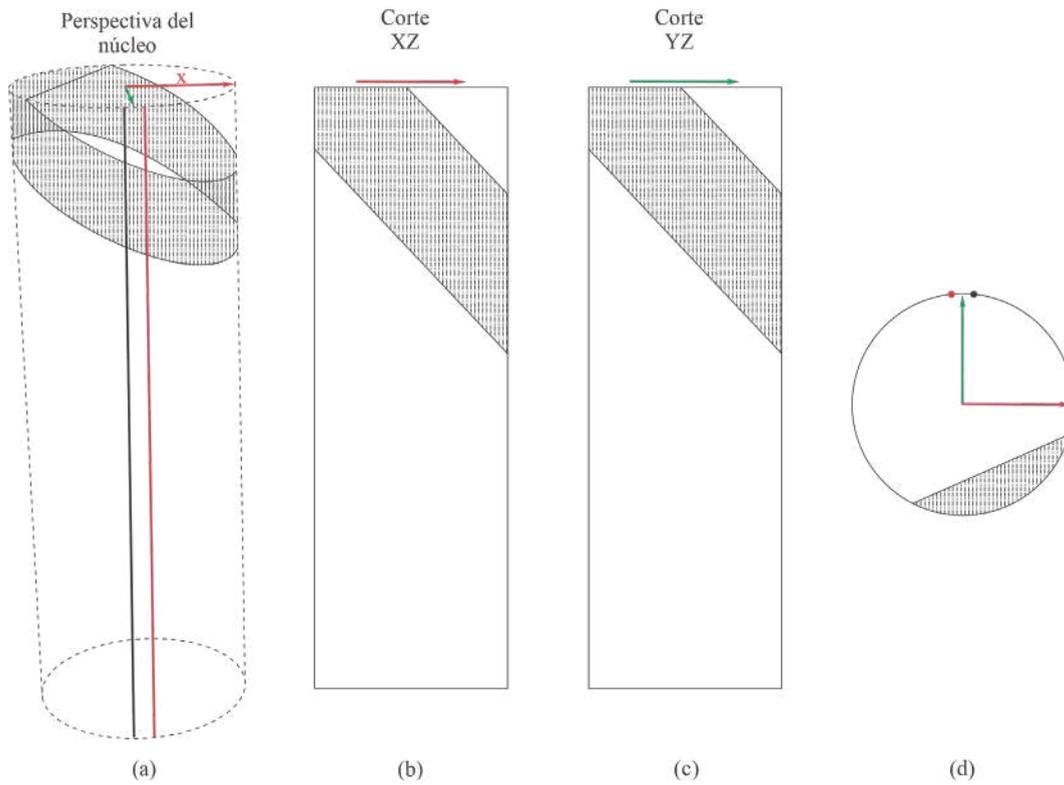


Figura 2. A. Vista 3D del núcleo generada a partir de datos de tomografía de rayos X. B. Vista del corte XZ. C. Vista del corte YZ. D. Vista de corte XY del núcleo.

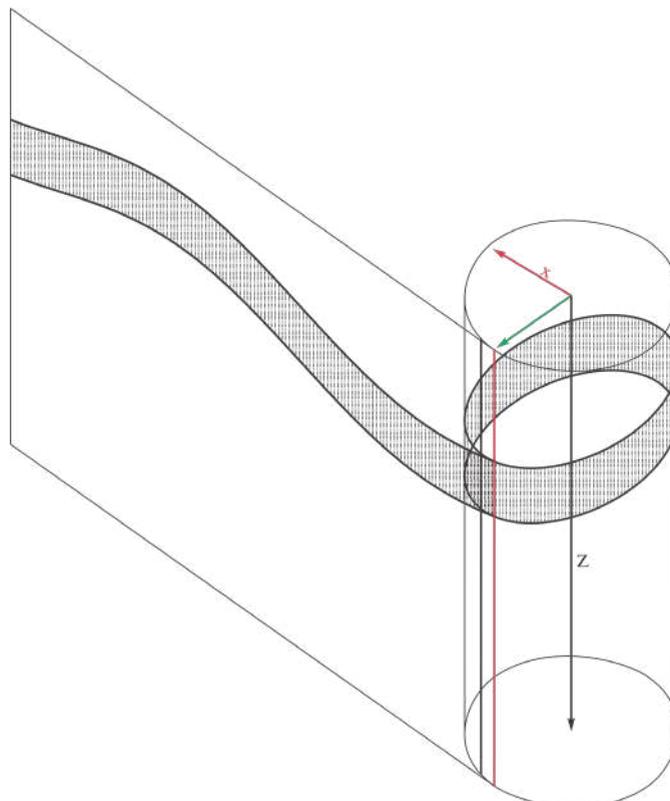


Figura 3. Esquema del desarrollo de una imagen cilíndrica vista desde el exterior.

Por último, se describen las imágenes radiales, las cuales corresponden al desarrollo del cilindro (núcleo de perforación); estas imágenes tienen gran similitud con las resistivas y acústicas generadas en pared de pozo, con la diferencia de que las obtenidas por TC son desarrollo del cilindro visto por fuera, como se observa en la [Figura 3](#). [Chakraborty y Mukherjee \(2020\)](#) utilizaron este tipo de imágenes para realizar interpretaciones estructurales a partir de datos de rumbos y buzamientos obtenidos de imágenes radiales de núcleos de perforación. El desarrollo matemático está muy bien descrito en este trabajo.

Para la generación de las imágenes radiales por medio de TC, es necesario definir la línea o plano por el cual se abrirá el cilindro; por conveniencia se selecciona siempre la línea roja del núcleo. Al momento de hacer escalamiento de este tipo de imágenes, se debe tener en cuenta que el tamaño del vóxel en la dimensión Z regularmente es diferente al resto de dimensiones (X y Y).

Las imágenes cilíndricas de núcleos de perforación son muy usadas para medir la actitud de cualquier estructura planar (rumbo y buzamiento); la sinusoide generada a partir del desdoblamiento del cilindro es descrita mediante una función trigonométrica, como lo demuestra [Chakraborty y Mukherjee \(2020\)](#).

Metodología

Para el desarrollo de este trabajo se usó el *software* libre Geogebra 3D (<https://www.geogebra.org/3d>), el cual permite dibujar sólidos y figuras geométricas definidas para medir ángulos a partir de la intersección o desdoblamiento de estas. El objetivo principal era encontrar el buzamiento real y la dirección (rumbo) de las estructuras planares generadas en el *software*, partiendo de la premisa de que en un corte perpendicular al rumbo se encuentra el plano como filo; en esa posición puede extraerse el *plug* sin necesidad de inclinar el taladro.

Se procedió a crear modelos sintéticos de núcleos de perforación (cilindros) con un plano que tenía una inclinación (buzamiento) de 5° y su dirección (rumbo) perpendicular a la línea roja del núcleo, y se procedió a generar las imágenes verticales y radiales (sintéticas), estas últimas en principio se abrieron por la línea roja; una vez obtenidas las imágenes en esta posición, se realizaron medidas en cada uno de los cortes con el fin de encontrar los datos de partida (rumbo y buzamiento del plano). Se realizaron estas mediciones para planos incrementando el buzamiento cada 5° hasta llegar a 90° y variaciones en la posición de apertura de la imagen radial cada 5° hasta 360° ; todos los datos fueron tabulados.

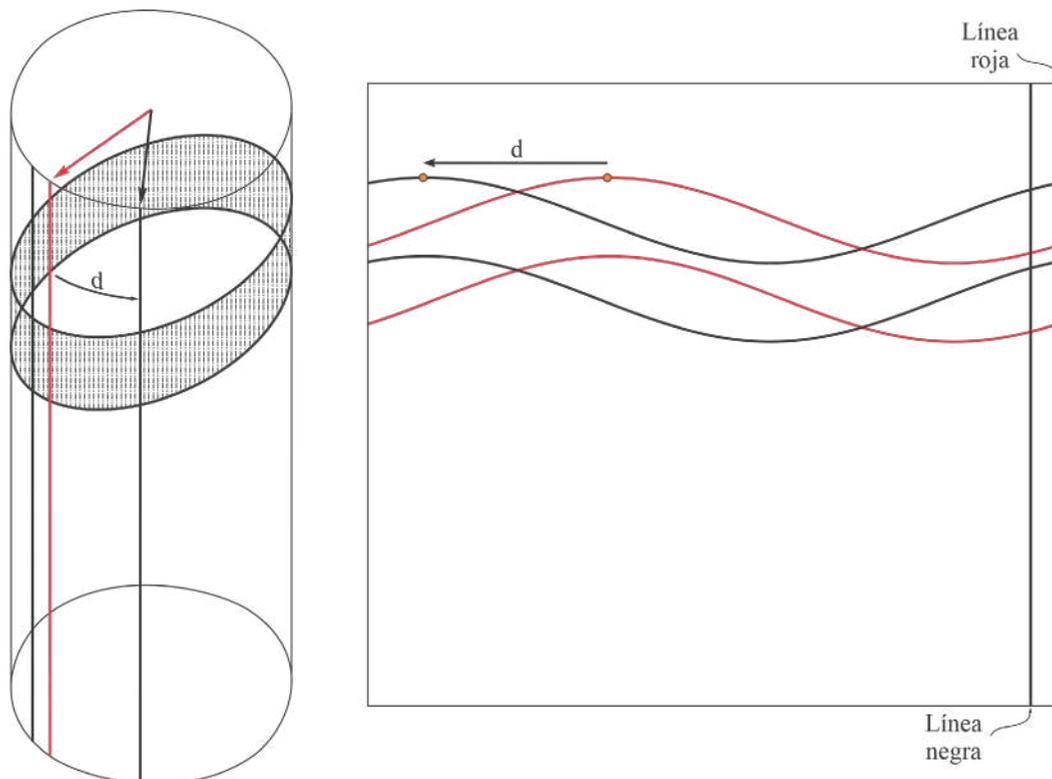


Figura 4. Desfase entre las imágenes cilíndricas de acuerdo con el sentido de la apertura.

Resultados

Una vez obtenidas todas las imágenes cilíndricas, se observó que la sinusoide se comportaba como una cinta transportadora, debido a que su punto más alto y más bajo se trasladaban en dirección opuesta al sentido de la apertura, esto es que si la apertura se hacía en sentido antihorario (de la línea roja a la derecha), los puntos se desplazaban hacia la izquierda, como se muestra en la [Figura 4](#); este desplazamiento corresponde exactamente a la diferencia entre las longitudes de arco de un punto a otro. Adicionalmente, se pudo observar que el buzamiento real del plano se podía medir en la imagen cilíndrica a partir de correlaciones halladas con los datos tabulados: Los cortes XZ y YZ siempre mostraban buzamientos aparentes a excepción de las posiciones en las que uno de ellos se hacía en una

línea perpendicular al rumbo; cuando esto ocurría, en la imagen cilíndrica se observaba el punto más alto o bajo en el centro de la imagen.

De forma geométrica se puede determinar el buzamiento de un plano en una imagen cilíndrica usando la ecuación 1.

$$\tan \delta = \frac{\Delta h}{r} \quad (1)$$

Donde δ corresponde al buzamiento real, Δh es la diferencia en alturas que existe entre el punto más alto de la sinusoide y el punto más bajo en centímetros, y r es el diámetro del núcleo en centímetros. En la [Figura 5](#), se observa con mayor detalle cada uno de los ángulos mostrados en la ecuación 1.

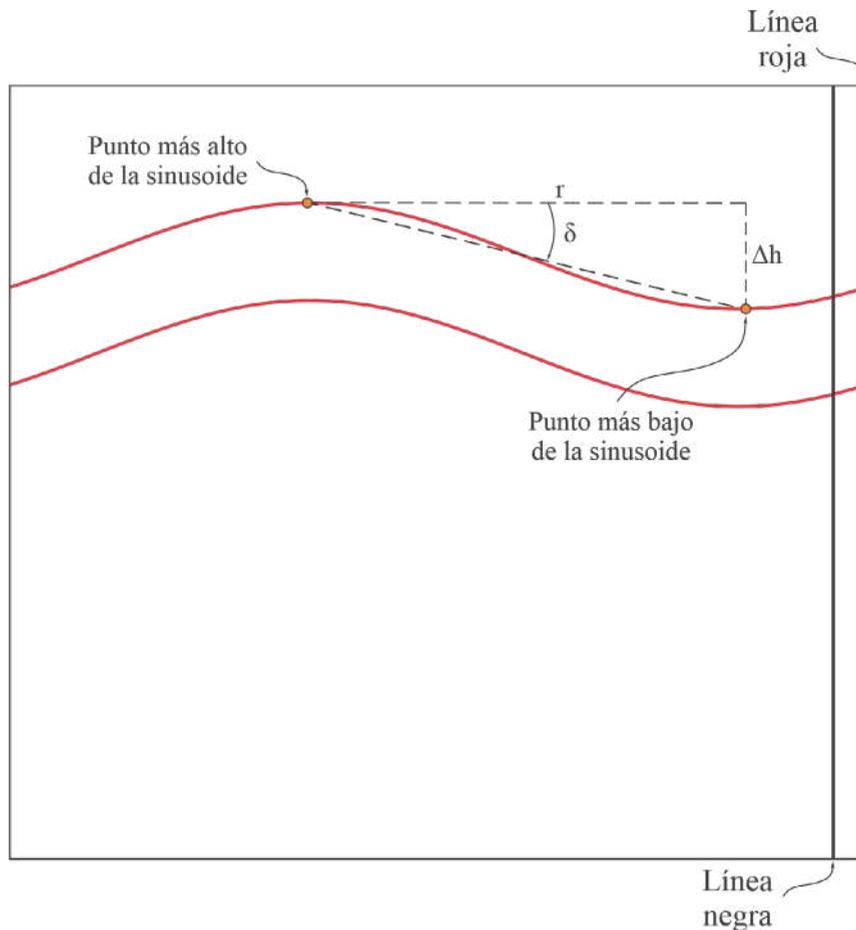


Figura 5. Ángulos medidos en imágenes radiales provenientes de CT.

Sin embargo, el valor del radio de la imagen puede cambiar de una sección de núcleo a otra, lo cual hace que el procedimiento no sea muy práctico; para resolver este problema se usaron ecuaciones planteadas de forma empírica usando el set de datos obtenido a partir de mediciones directas en las imágenes cilíndricas sintéticas escaladas. La ecuación 2 se ajusta muy bien para buzamientos mayores a 20° y la ecuación (3) para menores a 20°.

$$\delta = \frac{-0,4221 + \sqrt{\frac{5,977 + \alpha}{41,667}}}{0,012} \quad (2)$$

$$\delta = \frac{-0,728 + \sqrt{\frac{62,4363 - \alpha}{119,05}}}{-0,0042} \quad (3)$$

Estas ecuaciones tienen la particularidad de no necesitar el valor del radio del núcleo en la imagen, solo se requiere medir el α , como se señala en la

Figura 6A. Todos los ángulos medidos en las imágenes verticales y cilíndricas son aparentes (ver Figura 6B y 6C); con las ecuaciones 2 y 3 es posible determinar el buzamiento real en las imágenes cilíndricas.

Sabiendo que el buzamiento aparente está en función del ángulo que existe entre el rumbo del plano y el rumbo del corte, también llamado ángulo β , y el ángulo de buzamiento real, es posible determinar la dirección en la cual se encuentra el plano como filo si se conoce el buzamiento aparente (medido en los cortes verticales) y el buzamiento real (medido en la imagen cilíndrica); esto se expresa como se ve en la ecuación 4.

$$\tan \alpha = \tan \delta \times \sin \beta \quad (4)$$

Sin embargo, hay que tener en consideración que los núcleos no vienen concéntricos con la manga que los contiene, regularmente hay un desfase que se tiene en cuenta, dado que el giro al final se hará sobre la manga, no sobre el cilindro de roca.

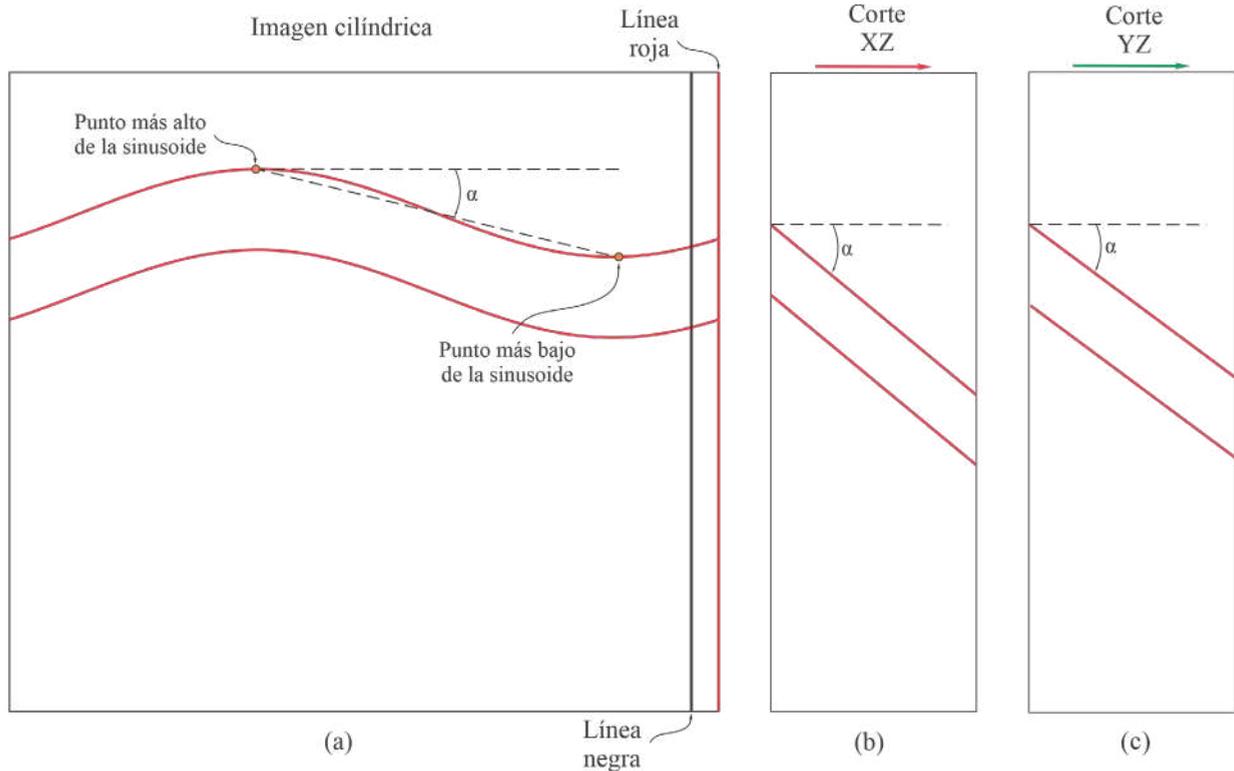


Figura 6. A. Medición del buzamiento aparente en imagen cilíndrica. B. Medición del buzamiento aparente en imagen del corte vertical XZ. C. Medición del buzamiento aparente en imagen del corte vertical YZ.

En la mayoría de las ocasiones, los núcleos que son preservados y la manga en la que están contenidos no cuenta con un centro en común, influyendo directamente en la longitud del *plug*; por lo tanto, lo que se busca es que la broca entre respecto al centro del núcleo y, de esta manera, evitar variaciones en su longitud, como se observa en la [Figura 7](#).

Para el desfase en los centros de la preservación y el cilindro de roca, es necesario usar la ecuación 5.

$$D = |R - r - a| \quad (5)$$

Donde D es la distancia que debe ser desplazado el núcleo; R es el radio externo de la manga; r , el radio del núcleo, y a es la distancia medida en la imagen.

Una vez conocidos i) la integridad del núcleo en la posición de la extracción del *plug* usando imágenes TC, ii) el ángulo de buzamiento real (en el eje del núcleo) de la estructura planar medido y corregido en la imagen cilíndrica, iii) el buzamiento aparente medido en cualquier corte vertical (XZ o YZ) y iv) el desfase de los centros de la manga con respecto al cilindro de roca usando la ecuación (5), se procedió

a analizar el comportamiento del ángulo de giro del núcleo para la extracción del *plug* garantizando que el taladro entre de forma perpendicular al eje del núcleo y que la muestra extraída será solo del litotipo deseado.

Para este análisis es muy útil el uso de las imágenes cilíndricas y el comportamiento de la sinusoide, en particular, la concavidad de esta. En la [Figura 8](#) se pueden observar unos ejes imaginarios que sirven de ayuda al momento de decidir el sentido del giro, para esto es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones: i) el ancho de la imagen cilíndrica está en función del perímetro de una circunferencia, el cual se describe como $2\pi r$, donde r es el radio del núcleo; ii) el punto más alto y más bajo de la sinusoide están separados 180° ; iii) si el punto más alto o más bajo están sobre el eje imaginario C, la imagen fue abierta en una dirección paralela al rumbo, si esos mismos puntos están en las posiciones B y/o D, entonces la imagen fue abierta en una dirección perpendicular al rumbo; y iv) la concavidad la define la posición del punto más alto, la imagen mostrada tiene concavidad hacia abajo. En la [Tabla 1](#) se presenta un resumen del sentido del giro, de acuerdo con el campo donde pertenezca el punto de la concavidad.

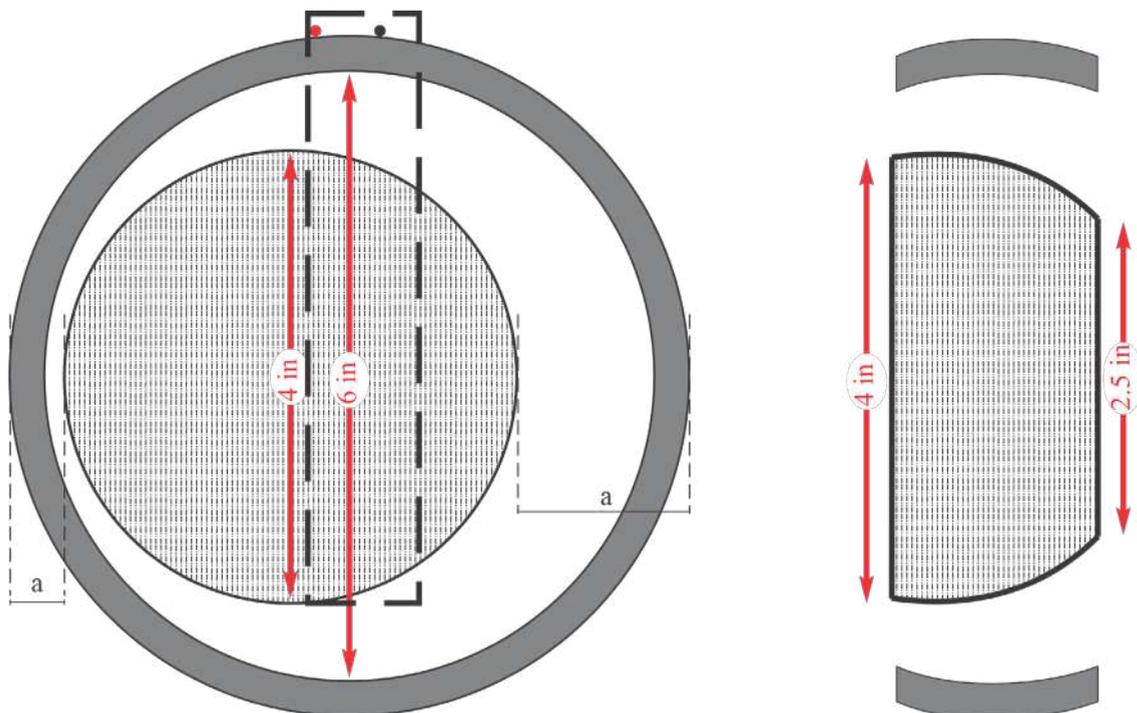


Figura 7. Desfase en el centro de la manga respecto al núcleo y variación en la longitud del *plug*.

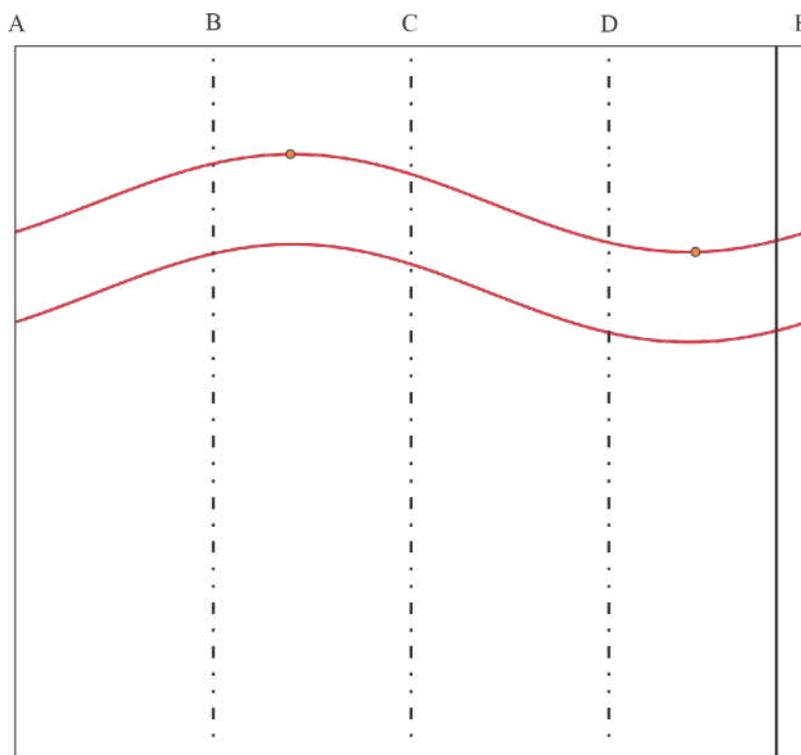


Figura 8. Análisis de las concavidades y sentido de giro a partir de la imagen cilíndrica.

Tabla 1. Resumen del sentido del giro de acuerdo con la concavidad.

Campo	Sentido del giro	Concavidad
A-B	Gire hacia la derecha	Hacia arriba
B-C	Gire hacia la izquierda	Hacia arriba
C-D	Gire hacia la derecha	Hacia abajo
D-E	Gire hacia la izquierda	Hacia abajo

Una vez definido el sentido del giro, el cual debe hacerse siempre a partir de la línea roja del núcleo, es necesario saber el valor del ángulo que debe ser girado. Para esto se crearon dos nomogramas, como se ve en la [Figura 9](#), que facilitan esta tarea; en estos nomogramas en el eje de las X están los buzamientos aparentes, los cuales deben ser medidos en las imágenes verticales; se debe tener claridad en cuál de los dos cortes fue medido este ángulo, debido a que existe un nomograma para cada corte (XZ o YZ). Las líneas curvas representan los buzamientos reales medidos y corregidos usando las imágenes cilíndricas; en el eje vertical se encuentra graficado el ángulo de giro del núcleo. Para graficar en estos nomogramas, primero, se ubica el valor del buzamiento aparente; luego, a partir de este se sube en una línea paralela el eje Y hasta llegar al valor del buzamiento real; una vez encontrada esta intersección

(buzamiento aparente con buzamiento real), se lleva este punto hasta el eje Y (ángulo de giro) teniendo especial cuidado en hacerlo paralelo al eje X.

El valor del ángulo de giro puede ser expresado también como longitud de arco, lo cual es útil en el momento de estar en el laboratorio de extracción y no contar con algún instrumento para medir ángulos.

Este método fue verificado usando núcleos reales de diámetro de la manga de 6 pulgadas y cilindro de roca de 4,6 pulgadas, para lo cual i) se escaneó el núcleo de perforación a una resolución de $0,64 \times 0,64 \times 0,33$ mm por píxel, estos datos se cargaron en el *software* PerGeos de la empresa Thermofisher para visualizar el núcleo en sus tres dimensiones; de forma virtual se extrajo el *plug* de una profundidad de interés y se

guardó el volumen e imágenes obtenidos para luego compararlo con el *plug* extraído de forma física. Y ii) mediante el uso de imágenes de tomografía (cortes XZ, YZ y radiales), se seleccionó la profundidad donde se extraería el *plug*; usando la metodología propuesta en este documento se determinó el ángulo de giro del núcleo para extraer el *plug* de la estratificación deseada y se compararon los dos *plugs* obtenidos (de manera virtual y física), lo que arrojó muy buenas similitudes.

Discusión

Los ángulos de buzamientos reales de los que se habla en esta investigación corresponden a los

ángulos medidos en el núcleo de perforación. Para la metodología descrita no tiene ninguna afectación si el pozo es direccional o no, pues el buzamiento respecto al cilindro no cambiará; sin embargo, para trabajos relacionados con paleocorrientes o cualquier otra estructura planar que necesite conocer el buzamiento real en otro sistema de referencia, es necesario que se conozca la inclinación y la desviación del pozo para hacer las correcciones necesarias. Las ecuaciones obtenidas se ajustan muy bien para variaciones considerables en los buzamientos medidos; en los casos donde hay cambios, las mediciones en ángulo de giro no presentan variaciones mayores de 2°.

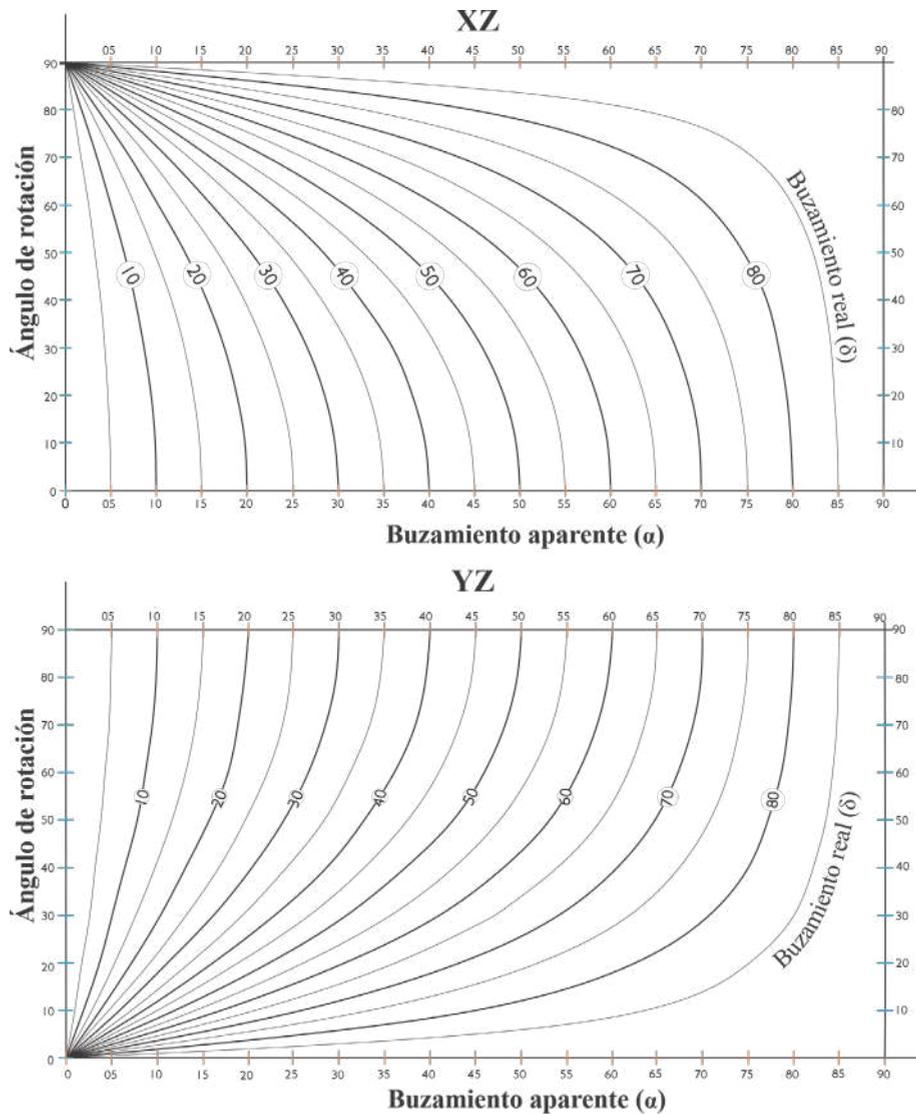


Figura 9. Nomogramas de ángulo de giro para los cortes XZ y YZ.

Conclusiones

Usando el método descrito se garantiza que el *plug* extraído cuenta con una longitud similar al diámetro del núcleo, adicionalmente, que conserve su integridad y representatividad; esto hace que los datos obtenidos a partir de las muestras sean mucho más confiables, además de ahorrar costos en la extracción de muestras que no cumplan alguna de las condiciones propuestas.

El sentido del giro del núcleo está en función de la concavidad vista en la imagen cilíndrica, al igual que la identificación de los buzamientos reales en el núcleo de perforación.

Los ángulos de buzamientos reales de los que se habla en esta investigación corresponden a los ángulos medidos en el núcleo de perforación; para el método descrito no tiene ninguna afectación si el pozo es direccional o no, pues el buzamiento respecto al cilindro no cambiará.

Agradecimientos

Los autores agradecen al Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de Yacimientos (GIT) y al proyecto de investigación “Técnicas avanzadas de imágenes RC 513-2013”, MINCIENCIAS y ECOPEPETROL S.A., por el apoyo suministrado en el desarrollo de esta investigación.

Referencias

- Chakraborty, M.; Mukherjee, S. (2020). Structural geological interpretations from unrolled images of drill cores. *Marine and Petroleum Geology*, 115. <https://doi.org/10.1016/J.MARPETGEO.2020.104241>
- Germay, C.; Richard, T.; Mappanyompa, E.; Lindsay, C.; Kitching, D.; Khaksar, A. (2015). The continuous-scratch profile: a high-resolution strength log for geomechanical and petrophysical characterization of rocks. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 18(03), 432-440. <https://doi.org/10.2118/174086-PA>
- Goldfinger, C.; Morey, A.E.; Black, B.; Beeson, J.; Nelson, C.H.; Patton, J. (2013). Spatially limited mud turbidites on the Cascadia margin: Segmented earthquake ruptures? *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 13(8), 2109-2146. <https://doi.org/10.5194/nhess-13-2109-2013>
- Honarpour, M.M.; Cromwell, V.; Hatton, D.; Satchwell, R. (1985). Reservoir rock descriptions using computed tomography (CT). *SPE 60th Annual Technical Conference and Exhibition*, Las Vegas, USA. <https://doi.org/10.2118/14272-MS>
- Jarrard, R.D.; Vanden Berg, M.D. (2006). Sediment mineralogy based on visible and near-infrared reflectance spectroscopy. *Geological Society, London, Special Publications*, 267, 129-140. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2006.267.01.09>
- McPhee, C.; Reed, J.; Zubizarreta, I. (2015). Best practice in coring and core analysis. In: *Core Analysis: A Best Practice Guide* (pp. 1-15). Chapter 1. Vol. 64 ELSEVIER. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-63533-4.00001-9>
- Nederbragt, A.J.; Dunbar, R.B.; Osborn, A.T.; Palmer, A.; Thurow, J.W.; Wagner, T. (2006). Sediment colour analysis from digital images and correlation with sediment composition. *Geological Society, London, Special Publications*, 267, 113-128. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2006.267.01.08>
- Ortiz-Meneses, A.F.; Plata-Chaves, J.M.; Herrera-Otero, E.; Santos-Santos, N. (2015). Caracterización estática de rocas por medio de tomografía computarizada de rayos-X TAC. *Revista Fuentes, El Reventón Energético*, 13(1), 57-63. <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015005>
- Rothwell, R.G.; Rack, F.R. (2006). New techniques in sediment core analysis: an introduction. *Geological Society, London, Special Publications*, 267, 1-29. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2006.267.01.01>
- Siddiqui, S.; Khamees, A.A. (2004). Dual-Energy CT-scanning applications in rock characterization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, USA. <https://doi.org/10.2118/90520-MS>
- Tavakoli, V. (2018). Preparing for Analysis. In: *Geological Core Analysis* (pp. 15-27). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-78027-6_2
- Tucker, M.E. (1988). *Techniques in Sedimentology*. Blackwell Scientific Publications.
- Victor, R.A.; Prodanovic, M.; Torres-Verdín, C. (2017). Monte Carlo approach for estimating density and atomic number from dual-energy

computed tomography images of carbonate rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 122(12), 9804-9824. <https://doi.org/10.1002/2017JB014408>

Wang, S.Y.; Ayrál, S.; Gryte, C.C. (1984). Computer-assisted tomography for the observation of oil displacement in porous media. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(01), 53-55. <https://doi.org/10.2118/11758-PA>

Wefer, G.; Berger, W.H.; Bijma, J.; Fischer, G. (1999). Clues to Ocean History: a brief overview of

proxies. In: G. Fischer, G. Wefer (eds.). *Use of Proxies in Paleoceanography* (pp. 1-68). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-642-58646-0_1

Wellington, S.L.; Vinegar, H.J. (1987). X-Ray Computerized Tomography. *Journal of Petroleum Technology*, 39(08), 885-898. <https://doi.org/10.2118/16983-PA>

Fecha de recibido: 02 de junio de 2021

Fecha de aprobado: 07 de marzo de 2022
