

Caracterización sísmica de las turbiditas del Miembro Chapapotal a partir de Simulación Gaussiana Truncada

Seismic characterization of the Chapapotal Member turbidites by Truncated Gaussian Simulation

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.18149042>

Recibido: 2025-10-25 **Aceptado:** 2025-11-30

González Figueroa, Rosa María¹

Correo: gonzalezf.rosa@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0002-1970-7973>

Resumen

En el campo JUSEPÍN, las turbiditas del Miembro Chapapotal (Formación Carapita) constituyen un objetivo de interés exploratorio en áreas vecinas a un yacimiento con distribución de arenas compleja, por lo cual, requiere un análisis cuantitativo, a partir de datos de amplitud sísmica. El estudio contempló la caracterización de areniscas de origen turbidítico mediante técnicas de inversión acústica, redes neuronales no supervisadas y el método estocástico para la obtención de variables categóricas, Simulación Gaussiana Truncada. La metodología aplicada resultó en un cubo de impedancia acústica, que resalta características estratigráficas, un modelo tridimensional de facies sísmicas, que se asocia a propiedades de roca y a modelo de electrofacies, que permitió la identificación de geocuerpos y un modelo tridimensional de facies. Los cuerpos arenosos identificados se encuentran distribuidos en toda el área y al tope del Miembro Chapapotal, que soportan la prospectividad exploratoria y la apertura de base de recursos en el campo JUSEPÍN.

Palabras clave: Turbiditas, inversión acústica, Simulación Gaussiana Truncada

Abstract

In the JUSEPÍN field, the turbidites of the Chapapotal Member (Carapita Formation) constitute an exploration target in areas adjacent to a reservoir with complex sand distribution, requiring quantitative analysis using seismic amplitude data. The study aims characterization of sandy facies of turbidite origin by acoustic seismic inversion techniques, unsupervised neural networks and a stochastic method for categorical variables definition, defined as Truncated Gaussian Simulation. The applied methodology resulted in an acoustic impedance volume, highlighting stratigraphic characteristics, a three-dimensional seismic facies model, associated with rock properties and an electrofacies model, which allowed the identification of geobodies and a three-dimensional facies model. The identified bodies of sand facies are distributed throughout the area

¹ Ingeniera geofísica, Mg. en Ciencias de la Tierra. Ejecutiva de Exploración y Estudios Integrados de Yacimientos, Petróleos de Venezuela, S.A., Maturín, Venezuela.

and particularly at the top of the Chapapotal Member supporting exploration prospects and the opening of the resource base in the Jusepín field.

Keywords: Turbidites, acoustic seismic inversion, Truncated Gaussian Simulation.

Introducción

La columna estratigráfica del campo JUSEPÍN, se encuentra definida por sedimentos desde el Cretácico hasta el Plio-Pleistoceno, de acuerdo con el Código geológico de Venezuela (1998), donde se identifica la Formación Carapita, que ha sido descrita como una lutita fosilífera de origen marino depositada en condiciones neríticas y batiales, desarrollada como consecuencia de la subsidencia flexural de la cuenca entre el Oligoceno y el Mioceno Medio. La sucesión monótona de lutitas contiene cuerpos de arena dispersos que, en el área de JUSEPÍN (Norte de Monagas), se conocen como el Miembro Chapapotal. Estos depósitos, de origen turbidítico, han sido descritos como una sección de lutitas con intercalaciones variables de conglomerados polimícticos y areniscas líticas con abundantes fragmentos de areniscas y calizas re-trabajadas de edad cretácica (Sánchez et al., 2010).

La depositación del Miembro Chapapotal se encuentra controlada al Norte por el alto estructural de Pirital, sobre el cual se acuña y desaparece por truncación y, al sur, por el alto del Furrial, con presencia de turbiditas de talud en zona proximal, con mejor calidad de sedimento y mayor desarrollo de arenas al tope del mismo.

El Miembro Chapapotal muestra, como es característico de este tipo de sedimentación, heterogeneidad con cambios laterales y verticales de facies entre canales submarinos, barras entre valles incisos y abanicos abisales (Rivas et al., 2018). Usualmente, los sistemas de turbiditas presentan distribuciones de arena complejas, por lo que, según Avseth (2000), las descripciones de yacimientos basadas en análisis convencionales de datos sísmicos y perfiles de pozos, son poco certeras en estos ambientes sedimentarios.

Tal como lo indican Falivene et al. (2006), las heterogeneidades sedimentológicas que afectan la producción de hidrocarburos suelen ocurrir a escala subsísmica y con un espaciamiento menor al de pozos. De esta forma, surge la necesidad de emplear técnicas de análisis cuantitativos, a partir de datos de amplitud sísmica, para revelar unidades de yacimientos en estos sistemas complejos. Por lo tanto, se propone el uso del método geoestadístico Simulación Gaussiana Truncada para establecer modelos probables de facies sedimentarias en el Miembro Chapapotal.

1. Fundamentos teóricos

1.1. Simulación Gaussiana Truncada

Método estocástico para la obtención de variables categóricas a partir de una función gaussiana continua y aleatoria que es truncada por una serie de umbrales, tal como lo señala Deutsch, (2002). De esta forma, permite simular, directamente, litofacies a partir del uso de parámetros de corte para la división de un campo gaussiano aleatorio.

Con este método, las variables cualitativas (facies sedimentarias) son transformadas a valores numéricos a través de una función indicadora, donde todas las facies son obtenidas simultáneamente a través de la intersección de una función gaussiana aleatoria con una serie de umbrales. Finalmente, los intervalos numéricos obtenidos, correspondientes a los indicadores de cada facie, son transformados nuevamente al dominio cualitativo (Beucher y Renard, 2016).

2. Metodología

Se aplicó una metodología orientada a la identificación de facies arenosas y su propagación tridimensional en el Miembro Chapapotal, Formación Carapita, que consiste en cinco pasos: generación de modelo estructural, inversión sísmica, análisis de atributos sísmicos, análisis estadístico de distribución de facies sísmicas y sedimentarias y simulación tridimensional de facies sedimentarias.

2.1. Generación de modelo estructural

Se realizó una interpretación estructural de la Formación Carapita en los horizontes asociados al tope de la misma y el tope y base del Miembro Chapapotal, donde se pueden identificar altos estructurales al norte y al sur, con rumbo suroeste-noreste, que representan los límites del Miembro Chapapotal en el campo JUSEPÍN, tal como lo referencia Duerto (2007). Adicionalmente, se identifica una profundización de los horizontes hacia el este del campo y un conjunto de fallas inversas alineadas en sentido suroeste-noreste, cuyos desplazamientos por salto de fallas no representan límites sellantes y no generan segmentos aislados en el área en estudio.

2.2. Inversión sísmica

A partir de la definición de los tres niveles estratigráficos de interés (tope de la Formación Carapita, tope y base del Miembro Chapapotal) y su correspondiente modelo estructural, se

generó un modelo tridimensional de impedancia acústica de baja frecuencia, que sirvió de base para generar un cubo de impedancia acústica, a partir de inversión sísmica determinística.

2.3. Análisis de atributos sísmicos

A partir del cubo de amplitud sísmica, se generaron una serie de atributos sísmicos de amplitud, frecuencia y continuidad, así como una descomposición espectral, a través de cubos de iso-frecuencia de 15, 25 y 35 Hz, y se desplegaron con la técnica RGB (*red, green, blue*) entre el tope y la base del Miembro Chapapotal, que fueron posteriormente evaluados visualmente en cortes de tiempo (*time slices*) y cortes proporcionales al horizonte de interés (*horizon slices*) con la finalidad de identificar patrones o formas asociables a características sedimentarias.

2.4. Análisis estadístico de distribución de facies sísmicas y sedimentarias

Se obtuvo un modelo tridimensional de facies sísmicas, derivado del análisis multi-atributo de redes neuronales no supervisadas, al que se asociaron posteriormente electrofacies, que permitió la identificación de geoformas. Por su parte, se generó un modelo de electrofacies a partir de redes neuronales no supervisadas que fue soportado por perfiles petrofísicos (volumen de arcilla y porosidad efectiva) y la descripción de núcleo convencional de un pozo guía. A pesar de la diferencia en escalas, asociada a la resolución sísmica vertical y de registros eléctricos, la correlación de estos modelos permitió priorizar facies sísmicas asociables a cuerpos arenosos.

2.5. Simulación tridimensional de facies sedimentarias

Para la propagación de electrofacies a un modelo 3D se aplicó la metodología de Simulación Gaussiana Truncada en una malla de celdas definida a partir del modelo estructural, previamente generado. Finalmente, este modelo fue validado con datos de producción y presión en el área de yacimiento, a través de la correlación entre tendencias de presiones en diferentes zonas del yacimiento con diversos geocuerpos.

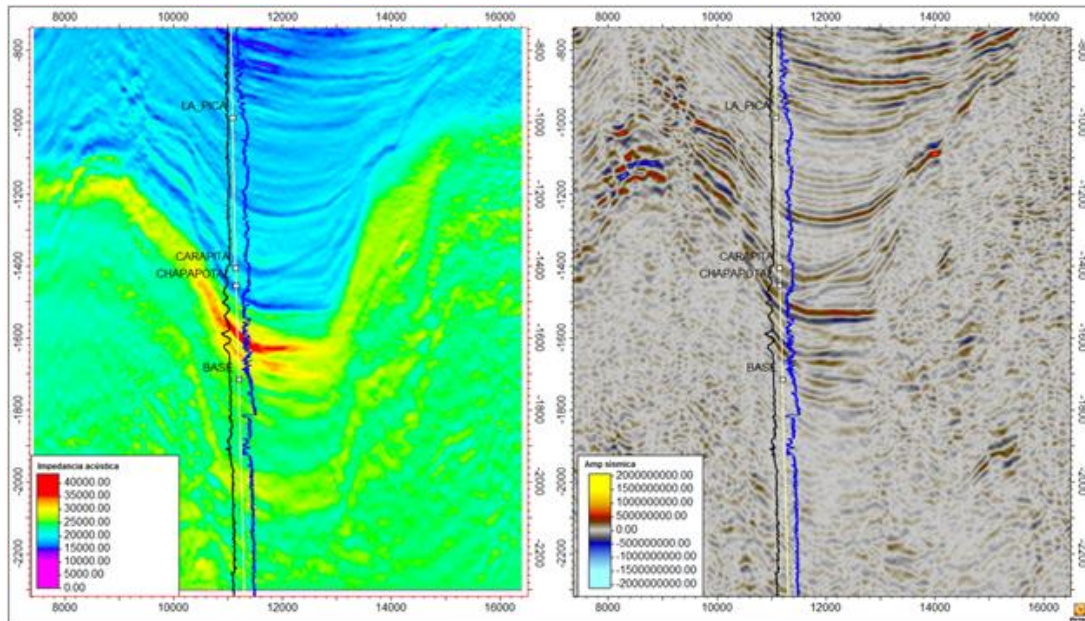
3. Resultados

En consonancia a lo señalado en la literatura y observado en pozos, se observa en el modelo estructural obtenido, que el tope de la Formación Carapita corresponde a una discordancia y sus cuerpos arenosos, definidos como el Miembro Chapapotal, aumentan su espesor en la zona de mayor profundidad, acunándose la Formación Carapita al Norte del campo.

Se pudo observar correspondencia entre las anomalías de alta impedancia y la ubicación de dichos cuerpos arenosos, identificados en la respuesta electrográfica y en la descripción litológica de pozos, distribuidos en todo el campo, tal como se observa en la Imagen 1, donde

destacan en color rojo las anomalías de alta impedancia y se pueden observar en color negro y azul, los registros de impedancia acústica y rayos Gamma del pozo, respectivamente. Ambos registros muestran correlación con lo obtenido por inversión sísmica.

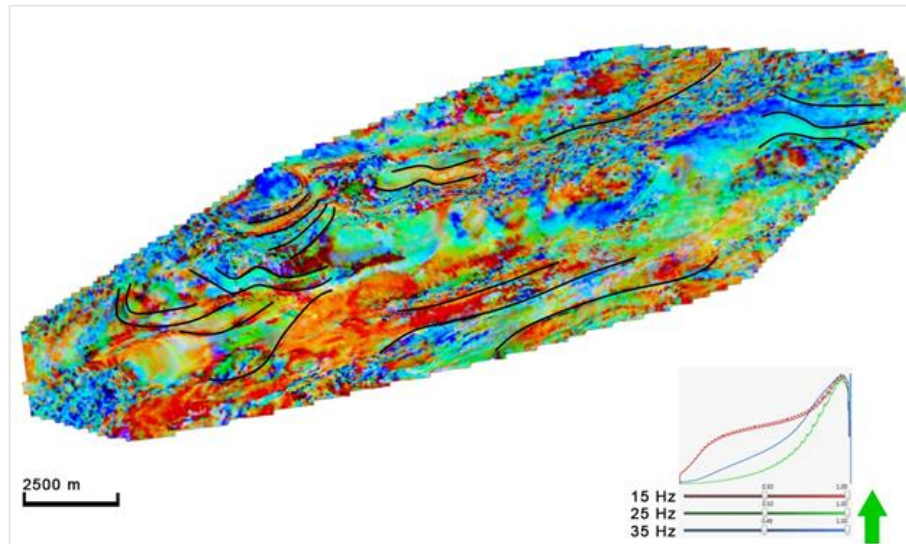
Imagen 1. Sección de impedancia acústica. Se observan los registros de impedancia acústica en color negro y de rayos Gamma en azul



Fuente: Elaborado por la autora

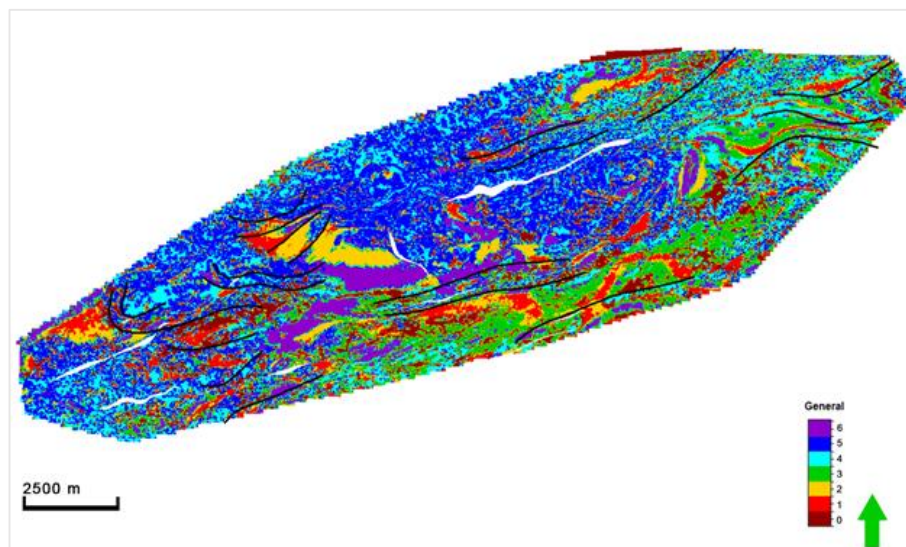
Del conjunto de atributos sísmicos evaluados destacaron, por el contraste de anomalías presentado; fuerza de reflexión, frecuencia instantánea, amplitud RMS y evidencia de borde. De igual forma, la descomposición espectral, desplegada en ventana de 40 ms al tope del Miembro Chapapotal, ha permitido mejorar la definición de los cuerpos ya identificados en los atributos analizados previamente y ha hecho visible otros cuerpos, principalmente hacia el Oeste del área en estudio (Imagen 2).

Imagen 2. Corte proporcional al tope del Miembro Chapapotal de descomposición espectral (RGB)



Fuente: Elaborado por la autora

Imagen 3. Extracción de facies sísmica en corte proporcional al tope del Miembro Chapapotal



Fuente: Elaborado por la autora

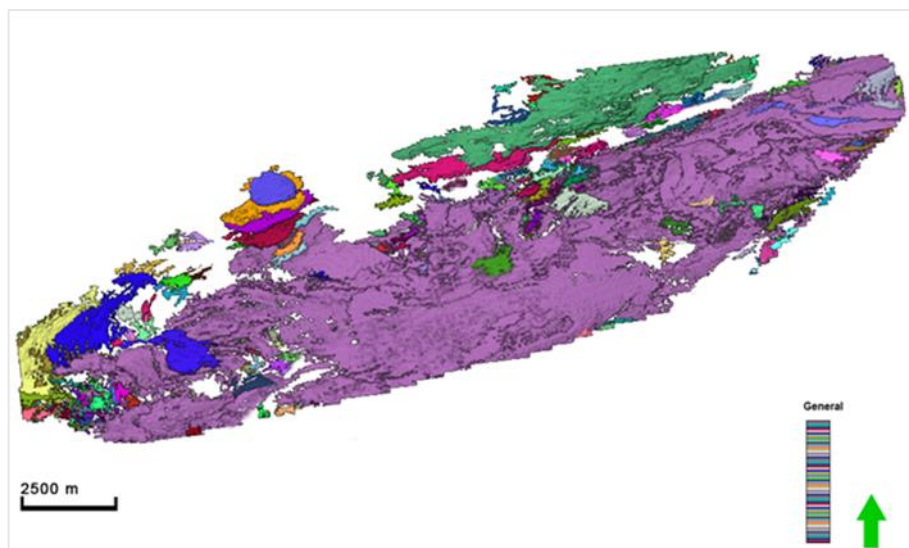
El análisis multi-atributo de facies sísmicas resultó en un cubo de siete facies, de donde se extrajeron cortes proporcionales a horizontes al tope, medio y base del Miembro Chapapotal, en

ventanas de 40 ms. En el corte proporcional al tope del Miembro Chapapotal (Imagen 3), se puede observar correlación entre la ubicación de geoformas alargadas y sinuosas con códigos 0 y 1 de facies sísmicas.

Por su parte, la clasificación de facies en los pozos, a partir de las curvas de volumen de arcilla y porosidad efectiva, resultó en las facies; arenisca, arenisca arcillosa, heterolítica y lutita. Se validó el resultado obtenido en la clasificación de facies del pozo guía con la descripción litológica realizada a partir de los cortes de núcleo. El corte más somero fue descrito como areniscas cuarzosas de grano fino a medio, saturadas en petróleo. Por su parte, en el corte de mayor profundidad se identificaron areniscas de grano fino, subangulares, de escogimiento pobre, al igual que intervalos de arcilla gris con intercalaciones de arena. De igual forma, se estudió la correlación entre las facies obtenidas en el pozo guía con las facies sísmicas en la ubicación del mismo, donde las clases 0 y 1, obtenidas por sísmica, corresponden a las facies arenosas, mientras que las clases 3 - 6 corresponden a las lutitas.

Adicionalmente, a partir de la relación encontrada entre electrofacies y facies sísmicas, fueron extraídos geocuerpos correspondientes a las facies sísmicas 0 y 1, que pueden interpretarse como cuerpos arenosos. En la Imagen 4 se observa en cada color los diferentes cuerpos obtenidos, por lo que se evidencia la presencia de límites estratigráficos.

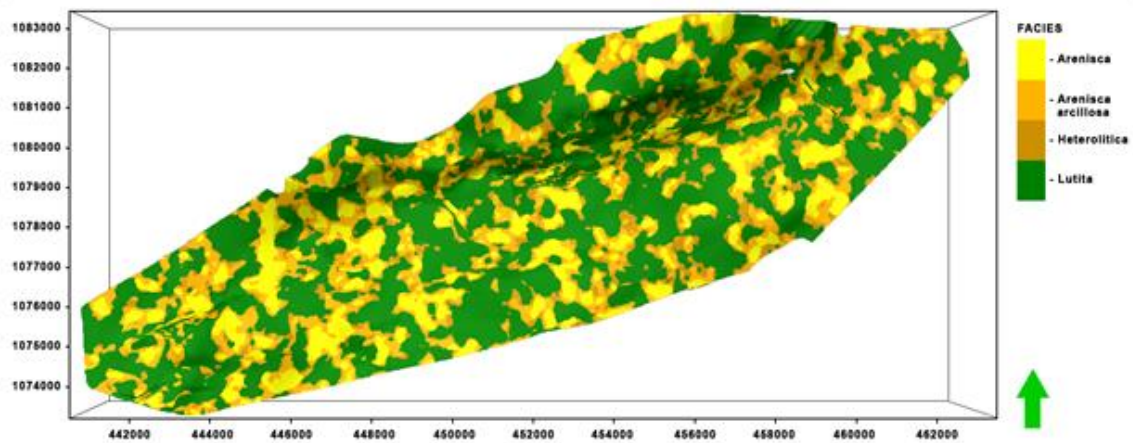
Imagen 4. Geocuerpos correspondientes a facies sísmicas 0 y 1



Fuente: Elaborado por la autora

El modelo 3D de facies obtenido representa lo referenciado en la literatura, en cuanto a la descripción de las arenas intra-Carapita. Se diferencia una zona correspondiente al tope de la Formación Carapita, donde predomina la presencia de lutitas, seguido por el Miembro Chapapotal con presencia de cuerpos de arena delgados, que siguen la tendencia espacial observada en el análisis de facies y geocuerpos.

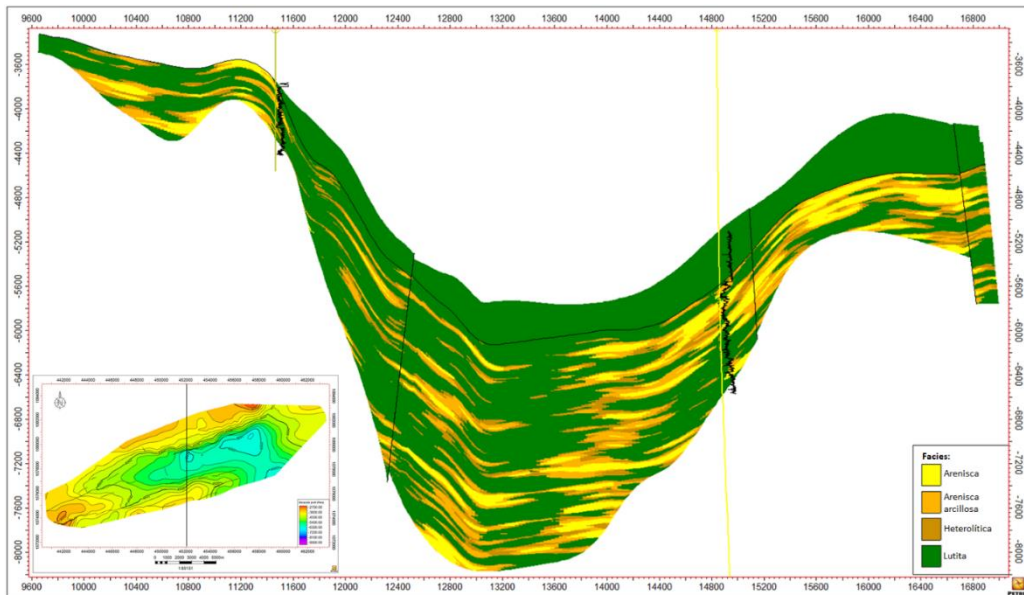
Imagen 5. Vista en planta del modelo de facies al tope del Miembro Chapapotal



Fuente: Elaborado por la autora

La Imagen 5 presenta una vista en planta del modelo de facies obtenido, al tope del Miembro Chapapotal, donde se logran identificar cuerpos alargados que se encuentran alineados y respetan la influencia de los levantamientos al Norte y Sur del campo. También se evidencia que el modelo respeta la secuencia de facies indicada, ya que, se observan cuerpos de arenisca en color amarillo, que aumentan su arcillocidad hacia sus márgenes en colores naranja y ocre, rodeados de lutitas en color verde como también puede observarse en la Imagen 6, donde se visualiza la extensión de los cuerpos de arena, al igual que su configuración espacial, que hace referencia a un ambiente de turbidez con cuerpos delgados, arcillosos y parcialmente conectados, tanto vertical como lateralmente.

Imagen 6. Sección N-S del modelo de facies



Fuente: Elaborado por la autora

3.1. Análisis y discusión de los resultados

Se generó un modelo continuo de facies 3D de la Formación Carapita en el campo JUSEPÍN, con el método de Simulación Gaussiana Truncada, cuya distribución espacial fue obtenida a través de un cubo de facies sísmicas. Los geocuerpos arenosos identificados se encuentran distribuidos en toda el área en estudio y al tope del Miembro Chapapotal, donde se observan cuerpos de mayor espesor y sin intercalaciones con una orientación preferencial en sentido noroeste-sureste.

El modelo 3D de facies fue validado con datos de producción y presión en el área de yacimiento. Cuyo análisis en relación a las electrofacies identificadas, permite demostrar que en efecto hay una clara influencia del carácter estratigráfico del Miembro Chapapotal en su comportamiento de producción.

Finalmente, tomando en consideración las observaciones de amplitud, frecuencia y descomposición espectral realizadas, así como el análisis de geocuerpos y el modelo 3D de facies, obtenidos en el Miembro Chapapotal, se identificaron zonas de interés exploratorio en áreas adyacentes a los yacimientos del campo Jusepín.

Referencias

- Avseth, P. (2000). *Combining rock physics and sedimentology for seismic reservoir characterization of North Sea turbidite systems*. Stanford University.
- Beucher, H., & Renard, D. (2016). *Truncated Gaussian and derived methods*. C. R. Geoscience, 510-519.
- Código geológico de Venezuela. (1998). Obtenido de Léxico Estratigráfico de Venezuela III.
- Deutsch, C. V. (2002). *Geostatistical reservoir modeling*. Oxford University Press.
- Duerto, L. (2007). *Shale tectonics, eastern venezuelan basin*. London: Royal Holloway University of London.
- Falivene, O., Arbúes, P., Howell, J., Muñoz, J., Fernández, O., & Marzo, M. (2006). *Hierarchical geocellular facies modelling of a turbidite reservoir analogue from the Eocene of the Ainsa basin, NE Spain*. Marine and Petroleum Geology, pages 679-701.
- Rivas, A., Baptista, N., Carvajal, J., González, L., Griffit, A., Hernández, M., Marcano, J., Mariño, A., Morón, M., Montoya, G., Noriega, A., Otero, S., & Urdaneta I., (2018). *Informe Técnico del Proyecto Especial Sistemas Turbidíticos del Norte de Monagas, Estado Monagas, Venezuela*. Gerencia General de Exploración PDVSA.

Declaración de conflicto de interés y originalidad

Conforme a lo estipulado en el *Código de ética y buenas prácticas* publicado en **PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía**, la autora **González Figueroa, Rosa María**, declara al Comité Editorial que no tiene situaciones que representen conflicto de interés real, potencial o evidente, de carácter académico, financiero, intelectual o con derechos de propiedad intelectual relacionados con el contenido del artículo: **Caracterización sísmica de las turbiditas del Miembro Chapapotal a partir de Simulación Gaussiana Truncada**, en relación con su publicación. De igual manera, declara que el trabajo es original, no ha sido publicado parcial ni totalmente en otro medio de difusión, no se utilizaron ideas, formulaciones, citas o ilustraciones diversas, extraídas de distintas fuentes, sin mencionar de forma clara y estricta su origen y sin ser referenciadas debidamente en la bibliografía correspondiente. Consiente que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad.

Para citar este artículo:

González, R. (2026). Caracterización sísmica de las turbiditas del Miembro Chapapotal a partir de Simulación Gaussiana Truncada. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 2, núm. 1, enero-marzo, 2026. <https://doi.org/10.5281/zenodo.18149042>