

ANÁLISIS DE ATRIBUTOS ESTRUCTURALES PARA CARACTERIZACIÓN SÍSMICA EN CARBONATOS DEL PRESAL DEL PROSPECTO DE GATO DO MATO, CUENCA DE SANTOS, BRASIL

Raisa Carvalho^{1,2}, María González¹ y Wagner Lupinacci²

1: AspenTech. raisa.carvalho@aspentech.com, maria.g.gonzalez@aspentech.com

2: Universidade Federal Fluminense. wagnerlupinacci@id.uff.br

Palabras clave: Yacimientos Carbonáticos, *Mounds*, Fracturas, Atributos Geométricos, Curvatura

ABSTRACT

The analysis of seismic attributes is a widely used tool for the identification of fault and fracture systems, which are of great importance for the prospection of oil in carbonates, as is the case of the Brazilian pre-salt.

The Gato do Mato prospect is located in the upper reaches of the Santos Basin, one of the main hydrocarbon-producing regions in Brazil and is part of the pre-salt carbonate reservoirs.

From a depth seismic volume, it was possible to identify characteristic seismic patterns of carbonate reservoirs such as: *mounds*, carbonate platform, debris and bottom lake. In the study area, the mound facies have the best permeability and porosity conditions.

Due to the importance of understanding and analyzing seismic facies, we analyze structural seismic attributes such as: Eigen coherence, *dip* and azimuth and some types of curvatures. *dip* and azimuth attributes are calculated to track fault trends, while different types of curvatures are used to identify fracture intensity in mapped areas associated with deformations, fractures, and certain types of carbonate structures. The Eigen coherence contributes to the extraction of discontinuities from the seismic data related to faults and fractured zones with greater definition and better noise removal.

The Eigen coherence attribute helped in the identification of high discontinuities in the proximity of the main fault where the main *mounds* of the area are found. These were identified both in section and on the map. On the other hand, the seismic attributes that provided the best response were the most positive curvature, the most negative curvature, maximum curvature and *curvedness*, better defining the main faults, the limits of the carbonate *mounds* and highlighting the zones with more fracture intensity.

Thus, the seismic characterization of these structures contributes to reduce the uncertainties related to this type of reservoir, such as, for example, delimiting more fractured areas that will serve as input for modeling the petrophysical properties of the reservoir.

INTRODUCCIÓN

Los atributos geométricos son herramientas muy útiles para caracterización estructural con datos sísmicos, resultando ser muy efectivos para la detección de fallas y fracturas, las cuales son

determinantes en la prospección de hidrocarburos para delimitar yacimientos y sus mejores áreas de producción.

Varios métodos han surgido para los cálculos de este tipo de atributo. Por ejemplo, la coherencia Eigen ha sido utilizada con éxito para la extracción de fallas y fracturas basada en la forma de la traza, lo que hace que los resultados sean más refinados, mientras que las curvaturas son ampliamente utilizadas cuando el propósito es caracterizar fracturas debido a la relación de estas con los pliegues (Chopra y Marfurt 2007).

Dada la importancia de entender y analizar los yacimientos carbonáticos que actualmente son de gran relevancia en la producción de petróleo, elegimos el prospecto Gato do Mato, localizado en el Alto externo de la Cuenca de Santos, para la realización de este trabajo (Fig. 1).

La Cuenca de Santos es la mayor cuenca costa afuera de Brasil. Tiene un área de aproximadamente 350.000 km² y es la principal productora de hidrocarburos del país, con un promedio de 2,8 millones de barriles equivalente de oleo por día (BOE/D), de acuerdo con la Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Esa producción viene de los yacimientos carbonáticos de las formaciones del presal, que son descritos como carbonatos lacustres de edad Aptiana (Buckley *et al.* 2015).

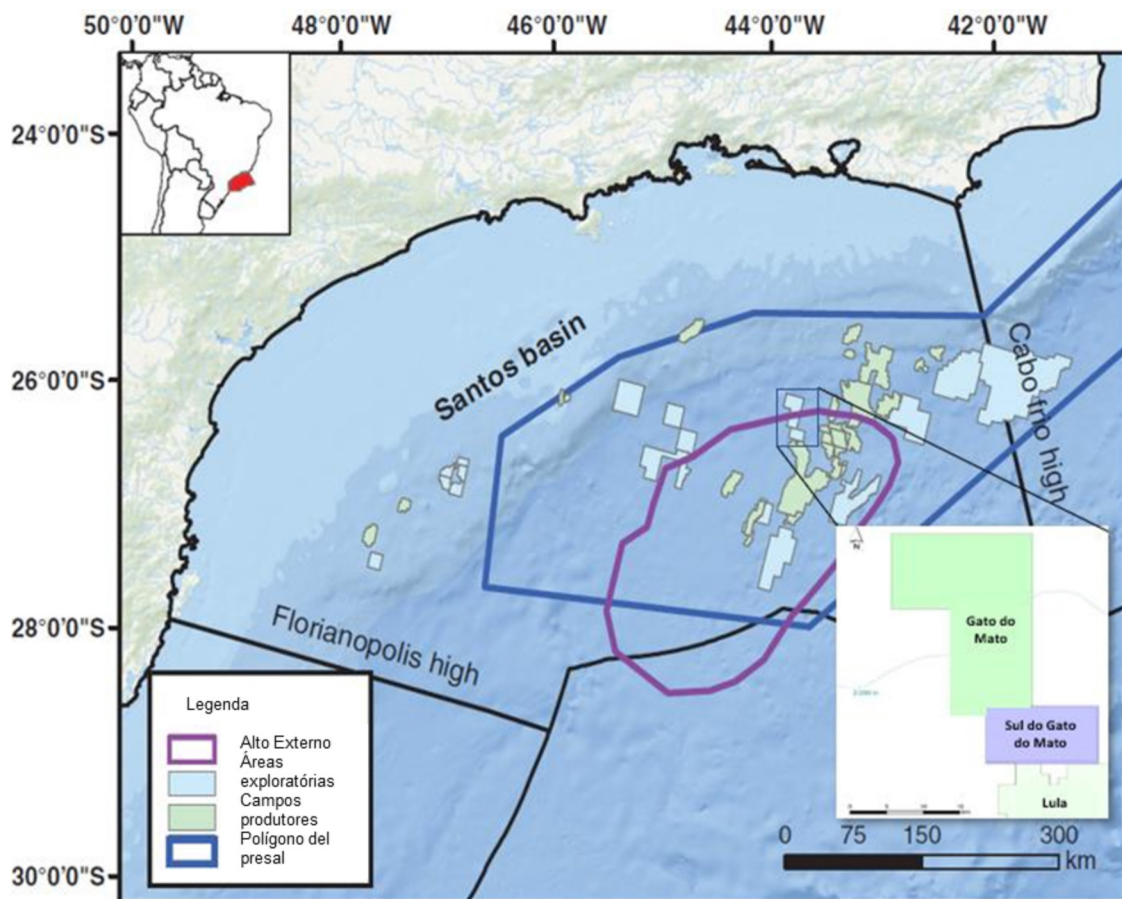


Figure 1. Mapa de la Cuenca de Santos destacando el prospecto Gato do Mato (Modificado de Neves *et al.* 2019).

Estudios recientes en caracterización de los yacimientos del presal de la Cuenca de Santos, realizados por autores como Ferreira *et al.* (2019), Jesus *et al.* (2019), Neves *et al.* (2019) y Ferreira *et al.* (2021), muestran que los principales patrones sísmicos encontrados son *mounds* carbonáticos, plataforma carbonática, debris y facies de fondo de lago. Los *mounds* representan las facies con mejores porosidades y permeabilidades descritos en el área (Neves *et al.*, 2019).

De acuerdo con Silva (2021), los *mounds* son encontrados en altos estructurales, en las proximidades de fallas de gran salto y presentan textura sísmica caótica y geometría externa cónica bien definida. Asimismo, la plataforma carbonática está localizada entre *horsts* y presenta reflectores plano-paralelos y sub-paralelos con valores de alta amplitud. También identificó que los *mounds* carbonáticos mapeados están alineados a las fallas principales del prospecto Gato do Mato y representan las mejores facies del reservorio, basada en la evaluación petrofísica de pozos presentes en el área.

Siendo así, nuestro propósito es discriminar y caracterizar zonas más fracturadas encontradas en el prospecto Gato do Mato, a través de la utilización de atributos geométricos. De esta forma, los resultados podrán ser empleados a futuro para la creación de volúmenes de intensidad de fractura, que podrían ser aplicados en los modelos geológicos de porosidad y permeabilidad del yacimiento.

METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo fue utilizado un volumen de amplitudes sísmicas en profundidad, de un área de aproximadamente 1100 km², facilitado por la Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Además, teníamos disponibles horizontes y fallas previamente interpretados sobre el mismo volumen de amplitudes, los cuales utilizamos para definir el intervalo de estudio y realizar el análisis de los resultados.

Antes de la aplicación de la metodología para la caracterización del área de estudio, se realizó la extracción de un sub-volumen, definido entre los horizontes tope y base del yacimiento donde fueron calculados los diferentes atributos (Fig. 2). El flujo de trabajo, ilustrado en la Fig. 3, comienza con la aplicación de un filtro guiado por la estructura en las amplitudes sísmicas. Este tipo de atributo conocido como *dip Steered Enhancement* permite la reducción del ruido sísmico y la eliminación de artefactos como las sonrisas de migración. El resultado es una amplitud sísmica con reflectores más continuos y menos ruidosos, que sirven como entrada para el cálculo de atributos estructurales como coherencia Eigen, *dip* y Azimuth, y diferentes tipos de curvaturas: curvatura más positiva, curvatura más negativa, máxima curvatura y *curvedness*.

Los atributos de coherencia son utilizados desde hace mucho tiempo en la detección de fallas y fracturas, posibilitando un mejor entendimiento de características geológicas significativas, mientras que los atributos de *dip* y azimuth son calculados para acompañar las tendencias de fallas,

representando en el dato sísmico el *dip* y azimuth estructural de los reflectores sísmicos en cada punto de reflexión.

La curvatura es un atributo más relacionado a cambios en la morfología de la traza que a la amplitud de la traza, es decir, tiene una mayor influencia de la presencia de fallas y pliegues y es menos afectado por cambios en la amplitud sísmica debido a variaciones litológicas o de fluidos. Puede ser un buen indicador de direcciones de fallas, siendo muy utilizado en la predicción de distribución y orientación de fracturas. Además, puede ser útil para delinear algunas características estratigráficas como bordes de canales.

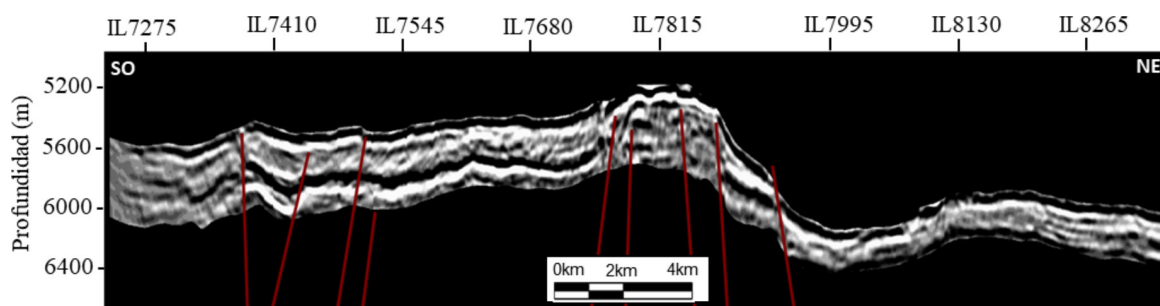


Figure 2. Crossline 1750 del volumen de amplitud sísmica mostrando la sísmica recortada por el tope y base del reservorio y las fallas utilizadas para la realización del flujo de trabajo.

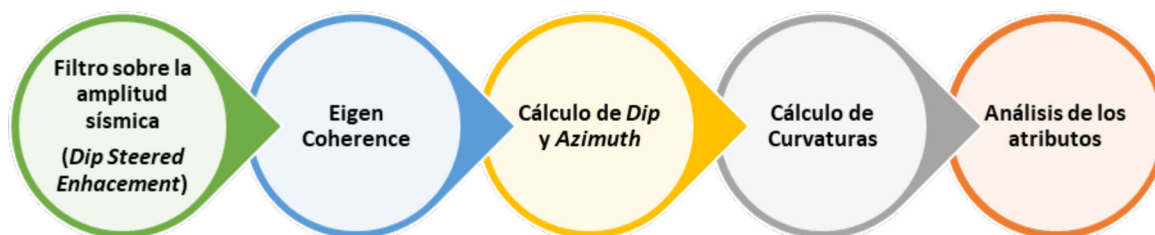


Figure 3. Pasos del flujo de trabajo aplicados en la metodología, compuesto por 5 etapas que comienzan con la aplicación del filtro estructural sobre la amplitud sísmica y continua con el cálculo de los diferentes atributos, finalizando con el análisis e interpretación de los resultados.

Dip Steered Enhancement

Definido como un filtro sísmico orientado por el *dip* y azimuth, el *dip* steered enhancement ejecuta un filtrado lateral a lo largo de las superficies (Chopra y Marfurt 2007), su ejecución mejora la continuidad lateral de los reflectores y remueve ruidos.

De acuerdo con Francelino (2011), la aplicación de filtros de orientación estructural disminuye significativamente la cantidad de ruidos, además de mejorar la continuidad, donde las trazas de fallas se muestran más continuas, facilitando la interpretación y visualización de fracturas. Además, el autor comenta que utilizar cubos sísmicos con filtros de buzamiento como entrada para atributos de similitud y de curvatura, promueve un realce de fallas y fracturas, presentando trazas de fallas

más nítidas y continuas. Según Chopra y Marfurt (2007), la utilización de amplitudes filtradas por el *dip*, para los cálculos de coherencia, ofrecen resultados con mayor resolución lateral y son menos sensibles a ruidos no resueltos por el procesamiento sísmico.

Coherencia Eigen

El atributo de coherencia Eigen es la relación entre la energía de la componente coherente del dato sísmico y la energía de las trazas originales dentro de una ventana de análisis. El método de estructura Eigen analiza una ventana de trazas y determina cuál ondícula representa mejor la variabilidad de la forma de la traza. Esta ondícula es escalada para ajustar cada traza de entrada, generando la componente de coherencia del dato (Chopra y Marfurt 2007).

Según Bahoric y Farmer (1995), las discontinuidades entre trazas del dato sísmico pueden deberse a la presencia de fallas o rasgos estratigráficos que alteran sus características, promoviendo una pérdida de similitud entre ellas. Es por ello que la coherencia permite el análisis de las características estructurales, ya que mide la similitud y no similitud del dato sísmico, ayudando en la identificación y visualización de fallas y fracturas (Lira *et al.* 2018). Jesús *et al.* (2019) comenta que ese tipo de atributo resalta también los *mounds* carbonáticos que están asociados, generalmente, a regiones con mayor densidad de fracturas.

En este trabajo, el cálculo de la coherencia Eigen fue llevado a cabo sobre el volumen de amplitudes filtradas por el *dip Steered Enhancement*. Las ventanas de correlación se establecieron de manera que fuese posible extraer información de fracturas.

Dip y Azimuth

Existen varios algoritmos que son utilizados para calcularlos. En este trabajo, utilizamos el método PWD (*Plane Wave Destructor*). Este método funciona como un filtro bidimensional que estima la pendiente entre dos trazas vecinas. En primer lugar, la pendiente bidimensional de líneas y trazas vecinas son calculadas y promediadas en cada dirección, sobre una ventana dada. Esas pendientes o *dips* parciales se interpretan como las pendientes de una interfase local y, por lo tanto, pueden ser convertidas en un vector normal a una superficie tridimensional. Los valores de *dip* y azimuth son las coordenadas esféricas de ese vector normal (Fomel 2000).

Curvatura

De acuerdo con Roberts (2001), la curvatura es definida como una propiedad bidimensional que describe qué tan doblada es una curva en un punto específico, es decir, cuanto se aparta de una línea recta. Para describir la curvatura en una superficie, se calcula la curvatura sobre la

intersección entre la superficie y un plano. Como resultado pueden ser generados varios tipos de atributos de curvatura. De las diferentes curvaturas definidas por Roberts (2001), fueron utilizados en este trabajo las siguientes: curvatura más positiva, curvatura más negativa, máxima curvatura y *curvedness*.

La curvatura más positiva y la curvatura más negativa permiten describir algunas geometrías tridimensionales como domos, tazones, valles y lomas. El conjunto de curvaturas implementadas aquí se relaciona con el subconjunto de curvaturas más útiles que son definidas por planos ortogonales a la superficie llamados curvaturas normales. Una curvatura positiva corresponde a un anticlinal y una curvatura negativa a un sinclinal. En el caso de una superficie plana se considera que tiene curvatura igual a cero (Roberts 2001). Los ejemplos son ilustrados en la Fig. 4.

Debido a que las rocas frágiles son propensas al fracturamiento con la deformación y, en general, la curvatura es una medida de cuan deformada está una superficie en un punto particular, la aplicación de los diferentes atributos de curvaturas se ha vuelto popular para estudiar fracturas y características estructurales en el subsuelo deformado (Chopra y Marfurt 2007).

Curvatura máxima y mínima

La curvatura máxima define la mayor curvatura absoluta entre todas las curvaturas normales que existen en una curva. La curvatura mínima es la curvatura con menor valor absoluto entre todas las curvaturas normales que existen. El plano de la curvatura mínima es ortogonal al plano de curvatura máxima (Roberts 2001).

Estos atributos son muy efectivos para delimitar fallas y geometrías falladas.

Curvatura más positiva y más negativa

Chopra & Marfurt (2007) encontraron que las curvaturas más positivas y más negativas son las más útiles para delinear fallas, fracturas, flexuras y pliegues debido a que muestran consistentemente la misma polaridad para una característica geológica dada. Por ejemplo, los valores negativos de la curvatura más positiva están relacionados a las formas de tazones, mientras que los valores positivos de la curvatura más negativa se interpretan como domos (Fig. 5).

Curvedness

El atributo *curvedness* representa la magnitud de la curvatura, independientemente de la forma y ofrece una medida general de la cantidad de curvatura total en una superficie, resaltando fallas y zonas ruidosas (Roberts 2001).

Análisis de los atributos

La generación de los atributos anteriormente descritos permite la identificación de zonas de discontinuidades que pueden estar asociadas a fallas y fracturas cuando son comparadas con estructuras y facies características de la geología del área. En este sentido, estos atributos ayudaron a definir zonas que presentan mayor cantidad de fracturas y que pueden ser relacionadas a *mounds* carbonáticos, característicos del área de estudio.

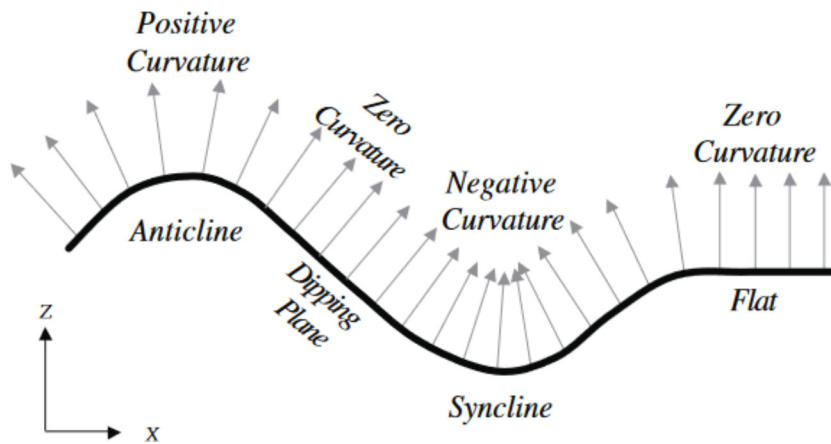


Figure 4: A imagen muestra la curvatura representada por vectores normales a una superficie, donde los anticlinales corresponden a valores positivos de la curvatura, los sinclinales representan curvaturas negativas y en segmentos planos la curvatura es considerada cero (Roberts 2001).

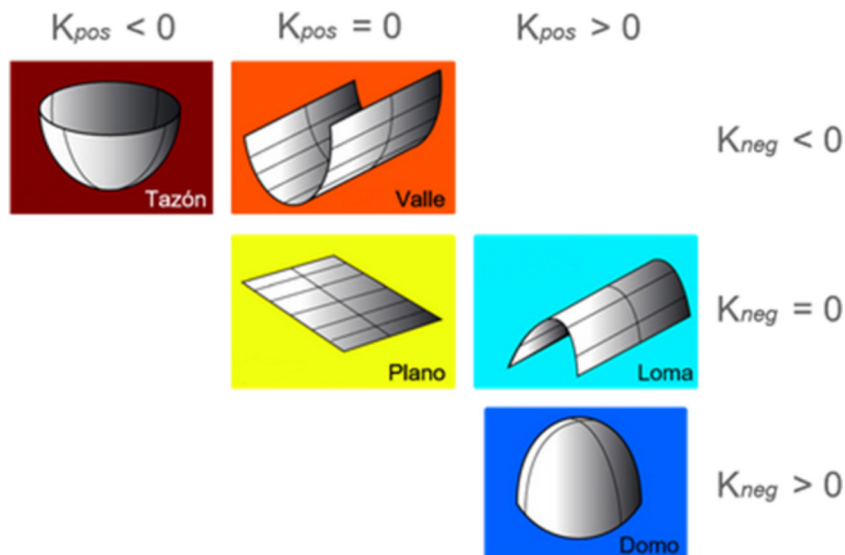


Figure 5. Definición de formas 3D en función de la curvatura más positiva y la curvatura más negativa. Cuando las curvaturas positiva y negativa son menores a cero, tenemos geometrías de tazón. Por el contrario, cuando ambas son positivas, se considera una geometría de domo. En el caso que la curvatura positiva sea igual a cero y la negativa menor que cero, se considera geometrías de valles. Mientras tanto, las lomas corresponden a curvaturas positivas mayores que cero y negativas igual a cero. Se considera plano cuando ambas curvaturas son iguales a cero. Modificado de Chopra y Marfurt (2007).

RESULTADOS

Como resultados de la metodología implementada, se observa que amplitudes filtradas con el método de *dip* Steered Enhancement contribuyó para obtener reflectores más continuos como entrada para el cálculo de los atributos generados en etapas posteriores. En la Fig. 6, podemos observar un slice en profundidad y una crossline que destacan zonas con mayor continuidad de los reflectores, asociadas a la plataforma carbonática coincidiendo con la descripción de Silva (2021). Algunas áreas con reflectores más discontinuos también son observadas y pueden ser correlacionadas a posibles *mounds*, los cuales son mejor caracterizados con los demás atributos.

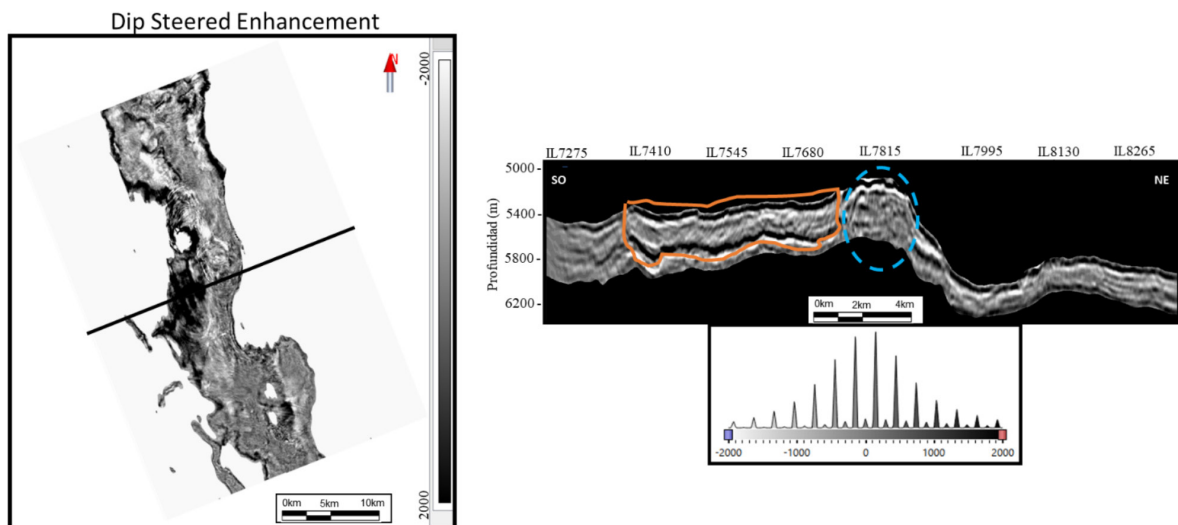


Figure 6. Resultado de la amplitud filtrada con *dip* Steered Enhancement. A la izquierda, visualizamos una imagen en mapa del atributo, donde los valores más positivos estarían asociados a la plataforma carbonática. A la derecha, se muestra una crossline interceptando el volumen, donde se observan reflectores positivos más continuos en lo que se interpreta como plataforma carbonática (polígono naranja), mientras que existen áreas con reflectores caóticos que son asociados a los *mounds* en el centro de la sección (polígono azul).

Con esta amplitud filtrada generamos el volumen de coherencia Eigen. Este atributo auxilió en la separación entre las áreas más coherentes de la plataforma carbonática y las áreas más discontinuas, que han sido relacionadas con la presencia de *mounds* carbonáticos (Fig. 7). Los *mounds* vistos en secciones verticales presentan geometría externa con formato cónico y reflectores internos discontinuos, mostrando fracturas internas. Además, se encuentran próximos a fallas principales, como descritos por Silva (2021).

En un siguiente paso, fue necesario generar los volúmenes de *dip* y azimuth que direccionan los diferentes atributos de curvatura, donde varios tipos de curvaturas fueron calculadas a partir del volumen de amplitud filtrada. El atributo de *curvedness*, que captura en general las áreas donde los reflectores son curvos, muestra valores máximos donde fueron interpretados los *mounds*.

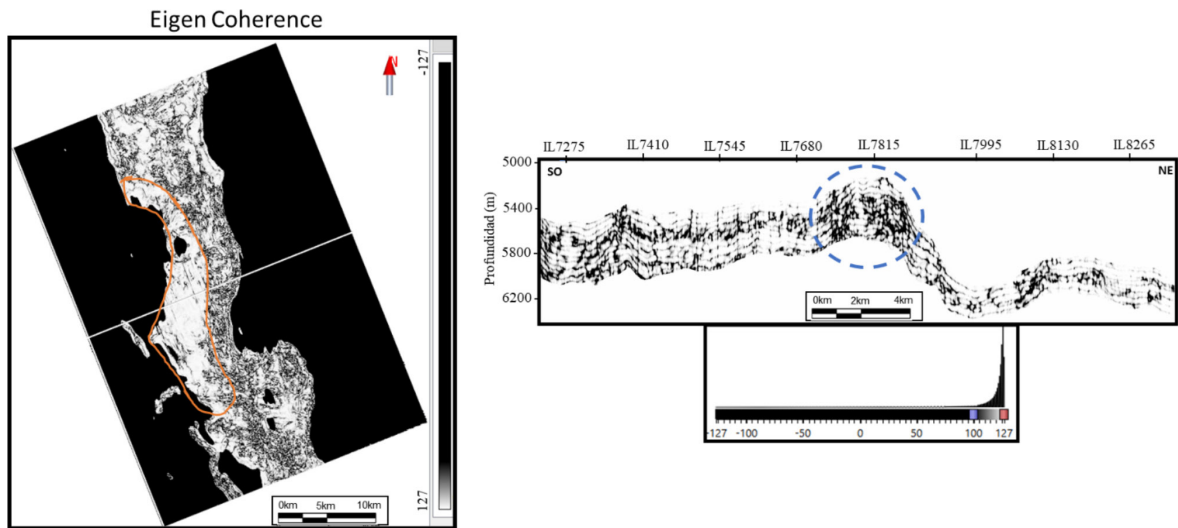


Figure 7. Resultado del atributo de coherencia extraído de las amplitudes filtradas. A la izquierda, visualizamos un slice en profundidad donde se observan valores continuos y positivos, posiblemente relacionados a la plataforma carbonática (polígono naranja). Los valores más negativos y con menor continuidad destacan zonas fracturadas. A la derecha, una crossline muestra reflectores más discontinuos correspondientes a zonas fracturadas, asociadas a la localización de *mounds* carbonáticos (polígono azul).

carbonáticos, es decir, donde se observan reflectores más discontinuos en las amplitudes y con menor coherencia Eigen (Fig. 7 y Fig. 8).

La curvatura máxima igualmente resalta las mismas regiones que *curvedness*, con la diferencia que valores positivos y negativos de la curvatura máxima pueden ser interpretados como reflectores cóncavos hacia abajo o cóncavos hacia arriba, respectivamente (Chopra y Marfurt 2007). En la Fig. 9 se muestra el atributo de máxima curvatura obtenido. En la vista de mapa podemos observar

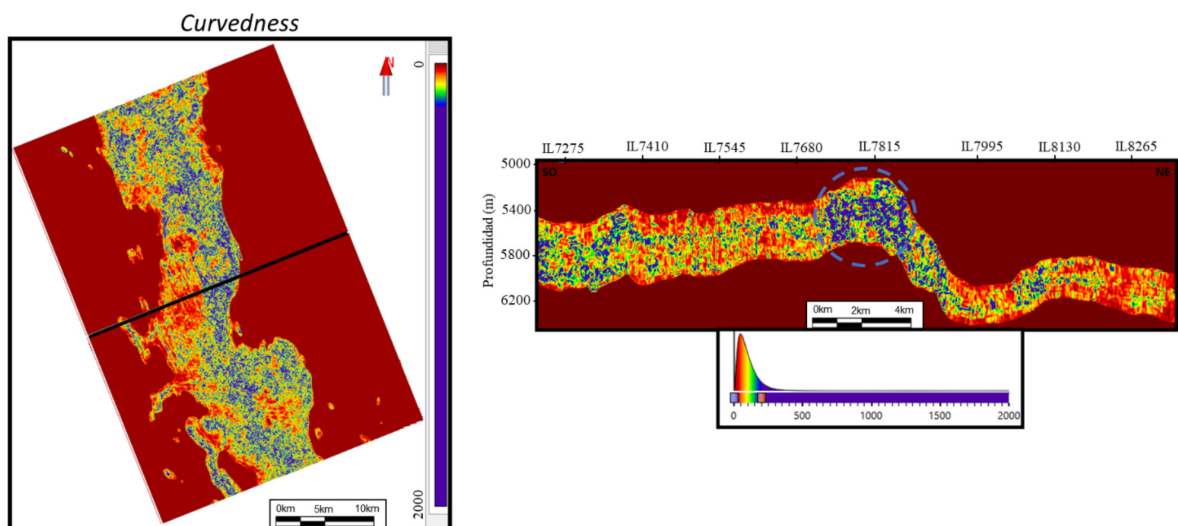


Figure 8. Resultado del atributo *Curvedness* visualizado en un slice en profundidad, mostrando valores más altos (en azul) que coinciden con áreas más fracturadas. De la misma forma, en la crossline existe una concentración de estos mismos valores donde fueron interpretaron los *mounds* (polígono azul).

mejor definición de zonas fracturadas en color azul y rojo, en comparación con el atributo de *curvedness*. En la sección transversal, se percibe que la estructura interna de los *mounds* puede presentar variaciones en cuanto a la concavidad de los reflectores debido a la mayor discontinuidad de los mismos.

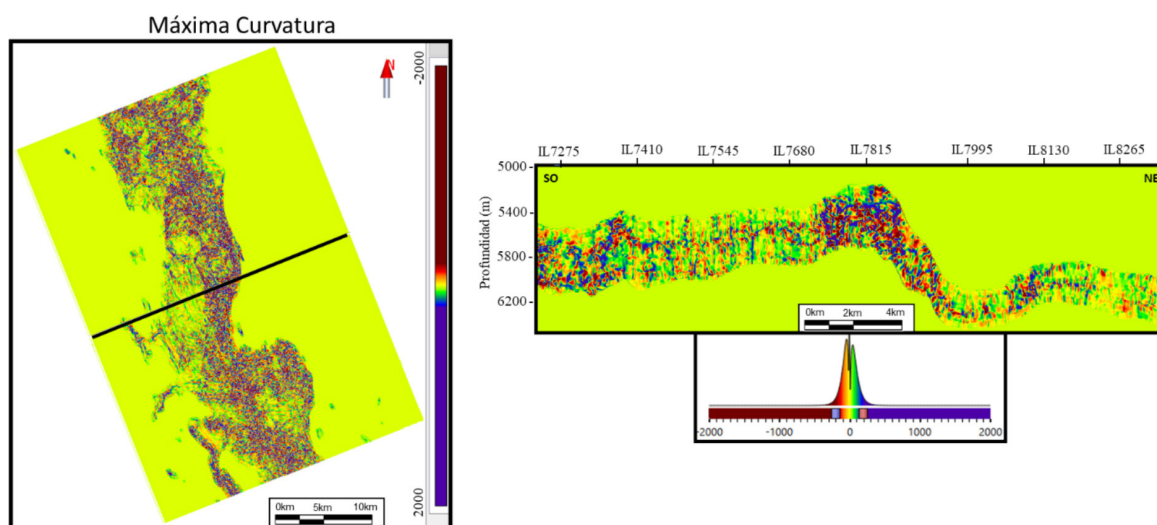


Figure 9. Resultado del atributo de Máxima Curvatura. La vista de mapa, a la izquierda, muestra una mejor definición de zonas fracturadas en color azul y rojo, es decir, en valores más altos de curvatura máxima. En la sección transversal, a la derecha, esos valores coinciden con la localización de los *mounds*.

Avanzando en la metodología, llevamos a cabo el análisis de los volúmenes de curvatura más positiva y curvatura más negativa. Estos dos atributos combinados resultan muy poderosos para interpretar reflectores en forma de domos o de tazones, además de mostrar con mejor definición lineamientos de fallas y fracturas, como puede ser notado en las Fig. 10 y Fig. 11.

En la curvatura más positiva (Fig. 10) se presentan segmentos más definidos y continuos que siguen la tendencia de las fallas principales, mejorando la definición de posibles áreas fracturadas. Esto es notable tanto en el slice en profundidad como en la sección vertical.

Por su parte, la curvatura más negativa (Fig. 11) muestra una predominancia de valores negativos, ofreciendo más detalles de áreas con reflectores que presentan formas cóncavas hacia arriba como valles y tazones, asociadas a flexuras y fracturas. En ese sentido, el atributo muestra otros segmentos de fractura perpendiculares a las fracturas descritas en la curvatura más positiva. Además, se observa que los mayores valores negativos de la curvatura más negativa evidencian los límites de la estructura.

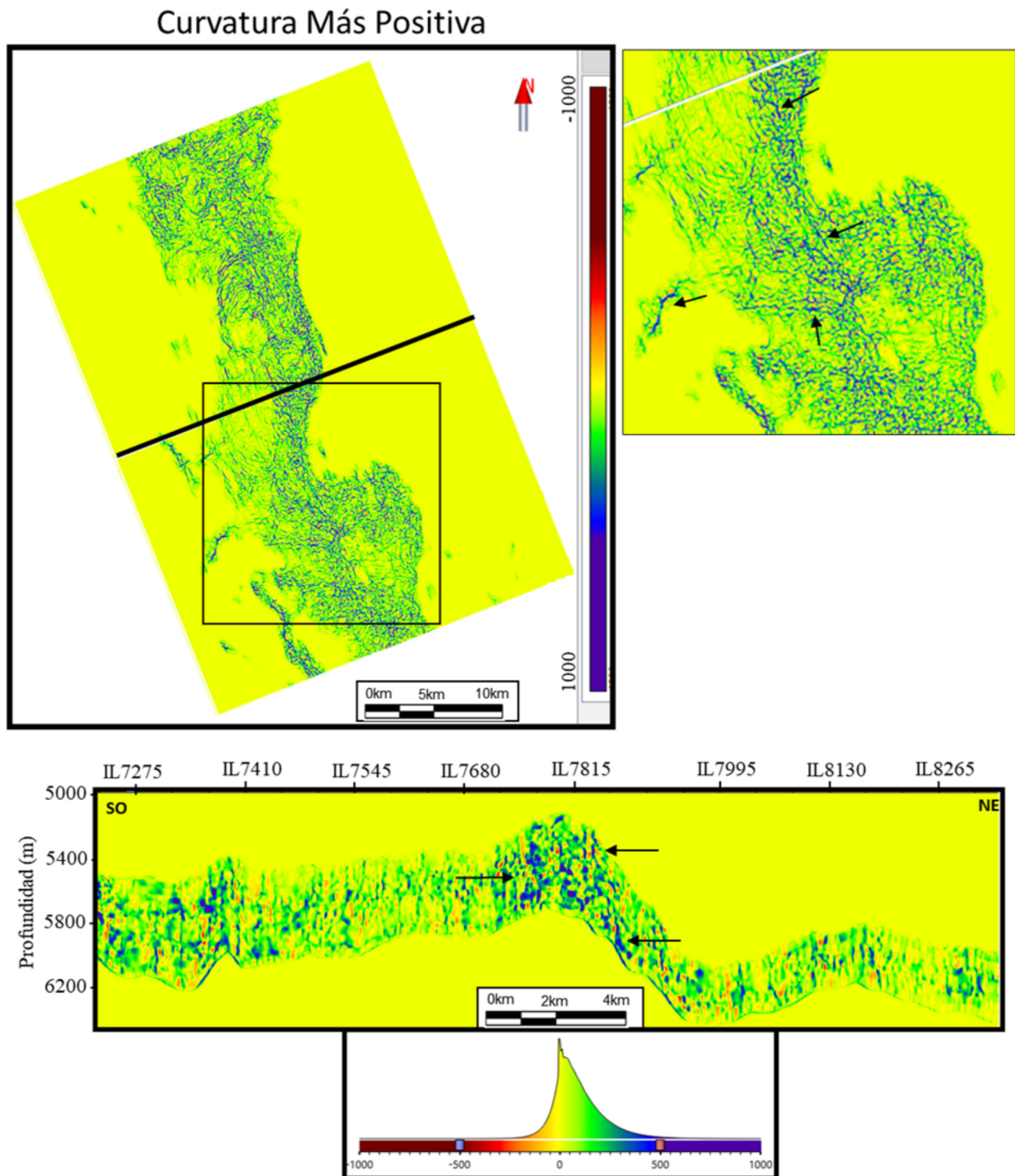


Figura 10. La imagen de arriba ilustra el resultado en mapa del atributo de Curvatura Más Positiva, presentando segmentos más definidos y continuos en las zonas fracturadas. Abajo, en la crossline del mismo atributo, verificamos que también es posible observar que verticalmente esos segmentos se mantienen continuos y bien definidos en dichas zonas.

Curvatura Más Negativa

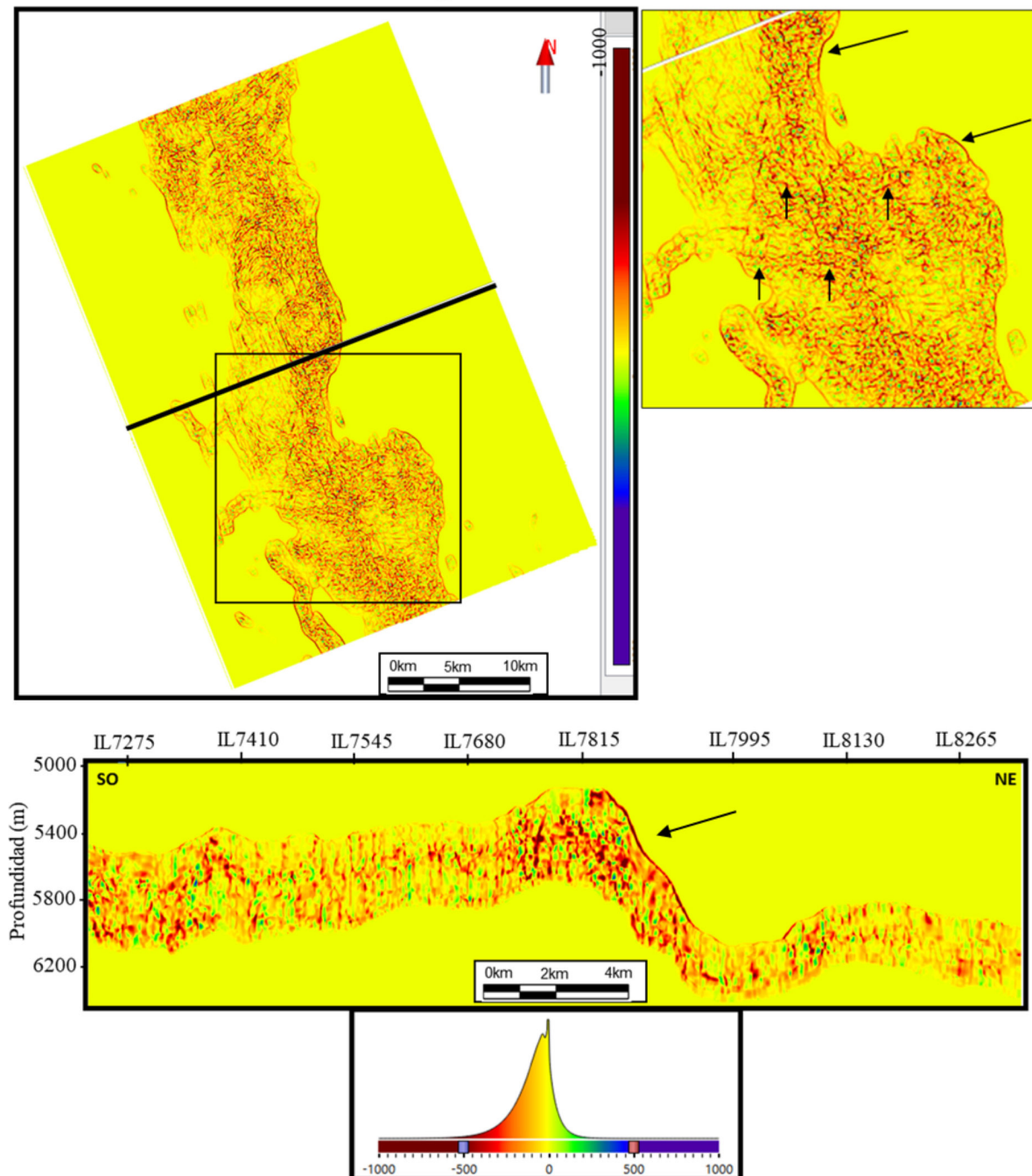


Figura 11. El mapa de la Curvatura Más Negativa, en la parte superior, muestra otros segmentos de fractura perpendiculares a las fracturas descritas en la curvatura más positiva y, además, evidencian los límites de la estructura. En la crossline (abajo), los valores más bajos del atributo están más concentrados en las zonas de los *mounds*.

La combinación de los atributos de coherencia Eigen y curvatura más positiva (Fig. 12) refleja con más claridad los lineamientos de fallas, separando las zonas donde estarían los *mounds* carbonáticos, que fueron previamente interpretados y están delimitados por los polígonos en azul, de las áreas con menor cantidad de fracturas relacionadas a la plataforma carbonática.

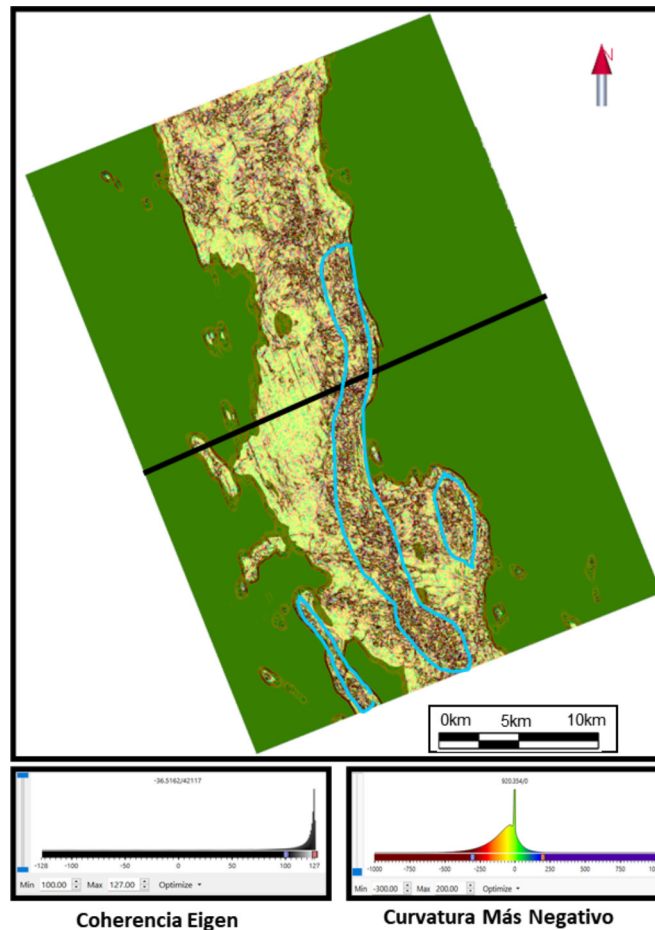


Figure 12. Combinación de los atributos Coherencia Eigen y Curvatura Más Positiva. Los polígonos azules representan la interpretación de los *mounds* carbonáticos realizada previamente, coincidiendo con las zonas más fracturadas resaltadas mediante los atributos. Este tipo de visualización también contribuye para la distinción de zonas con menos incidencia de fracturas, previamente identificadas como plataforma carbonática.

CONCLUSIONES

El flujo de trabajo presentado se mostró eficiente para la caracterización de áreas fracturadas en los carbonatos del presal de la Cuenca de Santos, específicamente en el prospecto Gato do Mato, coincidiendo con lo descrito en la literatura sobre las facies carbónicas encontradas en el yacimiento.

Se comprobó que las zonas que presentan geometría externa con formato cónico y reflectores internos discontinuos, previamente interpretadas como *mounds* carbonáticos, exhiben valores más altos de curvatura y menor coherencia, coincidiendo con las zonas más fracturadas identificadas en los diferentes atributos calculados, corroborando las descripciones de Neves et. al (2019) y Silva (2021).

Los atributos generados permitieron separar las áreas de *mounds* y plataforma, demostrando que existe una diferencia entre ellos en relación con el fracturamiento de las rocas. Aunque *curvedness* y curvatura máxima permiten llevar a cabo esa separación, las curvatura más positiva y más negativa resultaron más adecuadas para apreciar los segmentos de fracturas. Además, la curvatura más negativa hizo más evidentes fracturas perpendiculares a la tendencia de las fallas principales que no habían sido identificadas previamente en el área de estudio.

Una forma de mejorar la visualización de zonas fracturadas es analizando la combinación de los atributos de coherencia Eigen y curvatura más negativa, la cual creemos que serían los mejores atributos para crear un volumen de intensidad de fracturas que alimente los modelos de porosidad y permeabilidad del yacimiento.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Universidad Federal Fluminense, a la ANP y AspenTech por autorizar esta publicación y providenciar los datos utilizados.

REFERENCIAS CITADAS

- Bahorich, M. y Farmer, S., 1995. 3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube. *The Leading Edge*, 14, p. 1053-1058.
- Buckley, J. P., Bosence, D. y Elders, C., 2015. Tectonic Setting and Stratigraphic Architecture of an Early Cretaceous Lacustrine Carbonate Platform, Sugar Loaf High, Santos Basin, Brazil. *Geological Society, London, Special Publications*, v. 418, n. 1, p. 175-191.
- Chopra, Satinder y Marfurt, Kurt J., 2007. *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*, Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers, Tulsa, 464pp.
- Ferreira, D. J. A., Lupinacci, W. M., Neves, I. A., Zambini, J. P. R., Ferrari, A. L. y Gamboa, L. A. P., 2019. Unsupervised seismic facies classification applied to a presalt carbonate reservoir, Santos Basin, offshore Brazil. *AAPG Bulletin*, v. 103, no. 4, p. 997-1012. doi: 10.1306/10261818055.
- Ferreira, D. J. A., Dias, R.M. y Lupinacci, W. M., 2021. Seismic pattern classification integrated with permeability-porosity evaluation for reservoir characterization of presalt carbonates in the Buzios Field, Brazil. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 201:108441. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108441>.

- Francelino, M. V., 2011. A Interpretação e Análise de Atributos do Levantamento Sísmico 3D da Área do Alto de Sirizinho (Bacia Sergipe-Alagoas, Nordeste do Brasil). Dissertação de Mestrado. Natal, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.
- Fomel, S., 2000. Applications of Plane-wave Destruction Filters. Stanford Exploration Project 105, p.1-27.
- Jesús, C.; Olho Azul, M., Lupinacci, W. M. y Machado, L., 2019. Multiattribute framework analysis for the identification of carbonate *mounds* in the Brazilian presalt zone. Interpretation 7(2):T467–T476. <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2018-0004.1>.
- Lira, M. E. J., Santos, A. R., Bulhões. C. F., Ferreira, D. G., Tanaka, A., Carvalho, G. J., y Barreto, C. A., 2018. Detecção de Falhas e Fraturas em Reservatórios de Baixa Permeabilidade Utilizando Atributos Geométricos, VIII Simpósio Brasileiro de Geofísica, SGBF.
- Neves, I. A., Lupinacci, W. M., Ferreira, D. J. A., Zambrini, J. P. R., Oliveira, L. O. A., Azul, M. O., Ferrari, A. L., y Gamboa, L. A. P., 2019. Presalt reservoirs of the Santos Basin: cyclicity, electrofacies and tectonic-sedimentary Evolution. Interpretation 7(4):SH33.
- Roberts, A., 2001. Curvature Attributes and Their Application to 3D Interpreted Horizons. First Break, 19, p. 85-99. <http://dx.doi.org/10.1046/j.0263-5046.2001.00142.x>
- Silva, R. C., 2021. Construção de um Modelo Tectono-Estratigráfico com Foco no Reservatório Carbonático do Pré-sal do Prospecto de Gato do Mato, Bacia de Santos. Dissertação de Mestrado. Niterói, Universidade Federal Fluminense.

