

Modelo del reservorio en la Formación Carbonera en un bloque de la Cuenca Llanos Orientales de Colombia mediante un análisis integrado de AVO, Fluid Factor e inversión sísmica post stack.

Angie Juliana Pino Lizarazo

Trabajo de investigación para optar por el título de Geóloga

Director

PhD. Mario García Gonzalez

Codirectores

M.S.c Carlfred Bautista

M.S.c Guillermo Garzón

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

2025

Dedicatoria

A mi abuela Cristina Ravelo, a mis padres Patricia Lizarazo y Carlos Pino, a mi hermano Joan Camilo Pino, a Nicolas, mis mejores amigos Jesús y Brayan, y mis demás amigos y seres tan queridos, gracias por crecer conmigo y con su amor ayudar a convertirme en la mujer y profesional que soy.

Agradecimientos

Agradezco especialmente al profesor Mario García, que, con su apoyo y su guía, me ha hecho sentir apoyada en tantos momentos y proyectos a lo largo de mi vida universitaria, como lo es mi trabajo de grado. A Carlfred Bautista, mi codirector, que ha sabido ser un gran maestro, compartiendo conmigo sus conocimientos y sembrando en mí una innegable pasión por la geofísica. A Guillermo Garzón, mi segundo codirector, por su gestión y apoyo y entrega para que el proyecto fuese posible hoy día.

A mi abuela, mis padres y mi hermano, que me han acompañado y alentado durante toda mi vida, en mi etapa en la universidad y, ahora, en mi graduación como geóloga. A ellos dedico especialmente este importante logro.

A Nicolás, por su amor y apoyo constante, y por compartir conmigo la pasión por la geología. A mis mejores amigos, Jesús y Brayan, por creer en mí y alentarme durante toda nuestra vida a perseguir mis sueños. A mis amigas y amigos tan queridos de la universidad, por compartir conmigo tantas experiencias e ilusiones que hoy se materializan.

Agradezco a VETRA S.A.S. por su confianza en mí para llevar a cabo este proyecto; a Nhora Martínez y María Eugenia Añez, que siempre tuvieron la disposición de ayudarme; y a GeoSoftware, por brindarme la licencia académica que hizo posible el desarrollo de esta tesis.

Finalmente, agradezco a Antonio Velazquez y Juan Manuel Lacayo, por su ayuda y gestión.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos	12
1.1 Objetivo General	12
1.2 Objetivos Específicos.....	12
2. Marco Referencial.....	12
2.1 Marco Geológico Regional.....	12
2.1.1 Cuenca Llanos Orientales	12
2.1.2 Estratigrafía de la Cuenca Llanos	15
2.1.2.1 Estratigrafía del Cretácico.....	17
2.1.2.2 Estratigrafía del Paleógeno	17
2.1.2.3 Estratigrafía del Neógeno.	18
2.2 Marco Geológico Local	19
2.2.1 Generalidades del Bloque L.....	19
2.2.2 Sistema petrolífero del Bloque L	21
2.2.2.1 Roca Generadora.....	21
2.2.2.2 Roca Reservorio.....	21
2.2.2.3 Roca Sello.	21
2.2.2.4 Trampa.	21
3. Marco Teórico.....	22
3.1 Ondas P (primarias o de compresión) y Ondas S (Secundarias o de corte)....	22

3.2	Módulo de Young y su relación con las Ondas P y S.....	22
3.3	Ecuaciones de Zoeppritzz	24
3.3.1	Aproximación de Aki y Richards	24
3.3.2	Aproximación de Shuey.....	25
3.4	Análisis de Amplitud vs Offset (AVO)	26
3.4.1	Cross-plotting en el AVO	28
3.5	Fluid Factor	28
3.6	Ecuación Gassmann-Biot (1956).....	29
3.7	Ecuación de Faust	30
3.8	Ecuación de Gardner.....	30
3.9	Inversion sísmica	31
3.10	Descomposición espectral.....	31
4.	Metodología	32
4.1	Revisión y completamiento de los datos.....	32
4.2	Conversion de gathers en el dominio del offset a ángulo	34
4.4	Generacion de apilados parciales.....	36
4.5	Generación de atributos AVO.....	36
4.6	Clasificación de anomalías AVO.....	37
4.7	Fluid Factor y estimación del ángulo chi.....	40
4.8	Inversión sísmica post stack.....	44
4.9	Descomposición espectral.....	45
5.	Resultados	46
5.1	Caracterización del reservorio	46

5.2	Identificación de canales mediante descomposición espectral	52
6.	Discusión.....	55
7.	Conclusiones.....	58
8.	Recomendaciones	59
	Referencias Bibliográficas	60
	Apéndice	65

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Localización del área de estudio en la cuenca Llanos Orientales</i>	14
Figura 2 <i>Columna estratigráfica de las unidades de interés de la cuenca Llanos.</i>	15
Figura 3 <i>Ubicación del bloque L</i>	20
Figura 4 <i>Relaciones de esfuerzo y deformación</i>	23
Figura 5 <i>Diagrama explicativo AVO</i>	27
Figura 6 <i>Sísmica y distribución de los pozos dentro del Bloque L</i>	32
Figura 7 <i>Sección de registros del pozo E-1</i>	33
Figura 8 <i>Horizontes y sección sísmica pozo O-1</i>	34
Figura 9 <i>Selección de trazas con ángulo restringido para optimizar el análisis AVO...</i>	35
Figura 10 <i>Crossplot y atributos AVO</i>	37
Figura 11 <i>Proceso de clasificación de anomalías AVO</i>	38
Figura 12 <i>Secciones transversales según la variación del ángulo chi</i>	41
Figura 13 <i>Diferencia de ángulos chi, detectada por el módulo de fluid factor</i>	44
Figura 14 <i>Data slices inversión sísmica acústica y subproducto</i>	45
Figura 15 <i>Análisis de volúmenes sísmicos y registros de pozo</i>	46
Figura 16 <i>Data slices de los volúmenes en la zona de reservorio</i>	50
Figura 17 <i>Descomposición espectral</i>	53
Figura 18 <i>Interpretación de canales</i>	54

Lista de Apéndices

Pág.

Apéndice A. Scrip para la resta del ruido sísmico 65

Resumen

Título: Modelo del reservorio en la Formación Carbonera en un bloque de la Cuenca Llanos Orientales de Colombia mediante un análisis integrado de AVO, Fluid Factor e inversión sísmica post stack. *

Autor: Angie Juliana Pino Lizarazo. **

Palabras clave: Análisis AVO, Inversión sísmica, Fluid Factor, Formación Carbonera.

Descripción:

La Cuenca Llanos Orientales es una de las principales regiones productoras de hidrocarburos en Colombia. En este contexto, el presente estudio se orienta a la caracterización de un reservorio ubicado en los miembros C5 y C7 de la Formación Carbonera, los cuales han sido reconocidos como intervalos productivos en diversos sectores de la cuenca. El trabajo se llevó a cabo en el Bloque L, una zona operada por la compañía VETRA S.A.S., donde se implementó un enfoque integrado de AVO, fluid factor e inversión sísmica post stack con el propósito de evaluar el potencial del reservorio.

El objetivo principal consistió en delimitar una zona prospectiva mediante la integración de datos sísmicos y registros de pozo. Se emplearon datos provenientes de siete pozos, gathers y un cubo sísmico 3D para correlacionar respuestas geofísicas con posibles indicadores de hidrocarburos.

El procesamiento sísmico evidenció baja impedancia acústica en el volumen de inversión relativa y una respuesta clase II en el volumen AVO. La estimación de un ángulo chi de 3° en el volumen fluid factor permitió una discriminación más precisa de anomalías, revelando un cuerpo con tope y base definidos, y continuidad lateral en el intervalo de interés, lo cual respaldó la delimitación de la zona prospectiva. Asimismo, el fluid factor facilitó la identificación del ángulo chi asociado al ruido sísmico, el cual fue aislado mediante un script en Hampson y Russell, eliminando la interferencia presente en los geocuerpos correspondientes a las anomalías AVO.

Finalmente, la descomposición espectral aplicada sobre el cubo sísmico permitió reconocer canales entrelazados en el miembro C5, asociados a ambientes fluviales que constituyen una trampa estratigráfica probable.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: PhD. Mario García González. Codirector: M.S.c Carlfred Bautista, M.S.c. Guillermo Garzón

Abstract

Title: Reservoir model in the Carbonera Formation within a block of the Llanos Orientales Basin, Colombia, through an integrated analysis of AVO, Fluid Factor, and post-stack seismic inversion.*

Author: Angie Juliana Pino Lizarazo. **

Keywords: AVO Analysis, Seismic Inversion, Fluid Factor, Carbonera Formation.

Description:

The Llanos Orientales Basin is one of the main hydrocarbon-producing regions in Colombia. In this context, the present study focuses on the characterization of a reservoir located in members C5 and C7 of the Carbonera Formation, which have been recognized as productive intervals in various sectors of the basin. The study was conducted in Block L, an area operated by the company VETRA S.A.S., where an integrated approach of AVO analysis, fluid factor, and post-stack seismic inversion was implemented to evaluate the reservoir potential.

The main objective was to delineate a prospective zone through the integration of seismic data and well logs. Data from seven wells, gathers, and a 3D seismic cube were used to correlate geophysical responses with potential hydrocarbon indicators.

Seismic processing revealed low acoustic impedance in the relative inversion volume and a Class II response in the AVO volume. The estimation of a chi angle of 3° in the fluid factor volume allowed for more precise anomaly discrimination, revealing a body with defined top and base and lateral continuity within the target interval, which supported the delineation of the prospective area. Additionally, the fluid factor facilitated the identification of the chi angle associated with seismic noise, which was isolated using a script in Hampson and Russell, removing interference present in the geobodies associated with the detected AVO anomalies.

Finally, spectral decomposition applied to the seismic cube allowed for the recognition of interwoven channels within member C5, associated with fluvial environments. These geometries represent a probable stratigraphic trap, reinforcing the reservoir potential in the studied area

*Bachelor's thesis

**Faculty of Physico-Chemical Engineering. School of Geology. Supervisor: PhD. Mario García González. Co-supervisor: M.S.c Carlfred Bautista, M.S.c. Guillermo Garzón

Introducción

La Cuenca Llanos Orientales de Colombia es la principal productora de hidrocarburos del país, al concentrar entre el 60 % y el 65 % de la producción total de petróleo (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2020). Este estudio se desarrolla en un bloque, operado por VETRA S.A.S., al que llamaremos “Bloque L” donde los miembros C5 y C7 de la Formación Carbonera han sido identificados como unidades productivas. El problema de investigación se enfoca en la necesidad de aplicar herramientas avanzadas que permitan mejorar la identificación de zonas con potencial de reservorio.

A partir de ello, se plantea la siguiente pregunta de investigación: ¿Es posible caracterizar un reservorio en los miembros C5 y C7 de la Formación Carbonera en el bloque L de la Cuenca Llanos Orientales mediante un análisis integrado de AVO, inversión sísmica post stack y *fluid factor*?

Se plantea como hipótesis que la aplicación integrada del análisis AVO, el volumen *fluid factor* y la inversión sísmica post stack permite mejorar la identificación de anomalías sísmicas asociadas a posibles reservorios en los miembros C5 y C7.

En este contexto, el objetivo general de este trabajo es proponer un modelo de reservorio entre las unidades de interés (C5-C7) de la Formación Carbonera en el Bloque L de la cuenca Llanos Orientales de Colombia . Por medio de un análisis integrado de AVO, *Fluid Factor* e inversión sísmica post stack. Este enfoque se justifica en la amplia literatura académica que muestra su capacidad para la evaluación del potencial hidrocarburífero ((Foster et al., 2010; Castagna y Smith, 1994; Verm y Hilterman, 1995).

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Proponer un modelo del reservorio entre las unidades C5 y C7 (Formación Carbonera) en el Bloque L de la Cuenca Llanos Orientales de Colombia mediante un análisis integrado de AVO, *Fluid Factor* e inversión sísmica post stack.

1.2 Objetivos Específicos

- a) Detectar anomalías de amplitud relacionadas a zonas con potencial de hidrocarburo mediante análisis AVO e inversión sísmica post stack (acústica).
- b) Estimar el ángulo chi en los gráficos intercepto vs gradiente, analizando la respuesta de fluid factor para diferentes ángulos chi.
- c) Realizar un análisis estratigráfico de los intervalos C5 y C7 de la Formación Carbonera usando descomposición espectral.

2. Marco Referencial

2.1 Marco Geológico Regional

2.1.1 Cuenca Llanos Orientales

La cuenca de los Llanos en el noreste de Colombia es una cuenca de antepaís subandina alargada y asimétrica, con una extensión de 96.000 km² (Véase Figura 1). La evolución tectónica de la cuenca inició con un régimen extensional durante el Jurásico-Cretácico, seguido por una etapa de estabilidad relativa con acumulación de sedimentos marinos, y culminó con una fase compresiva durante el Neógeno que generó estructuras compresivas antiformentes (Cazier, 1995).

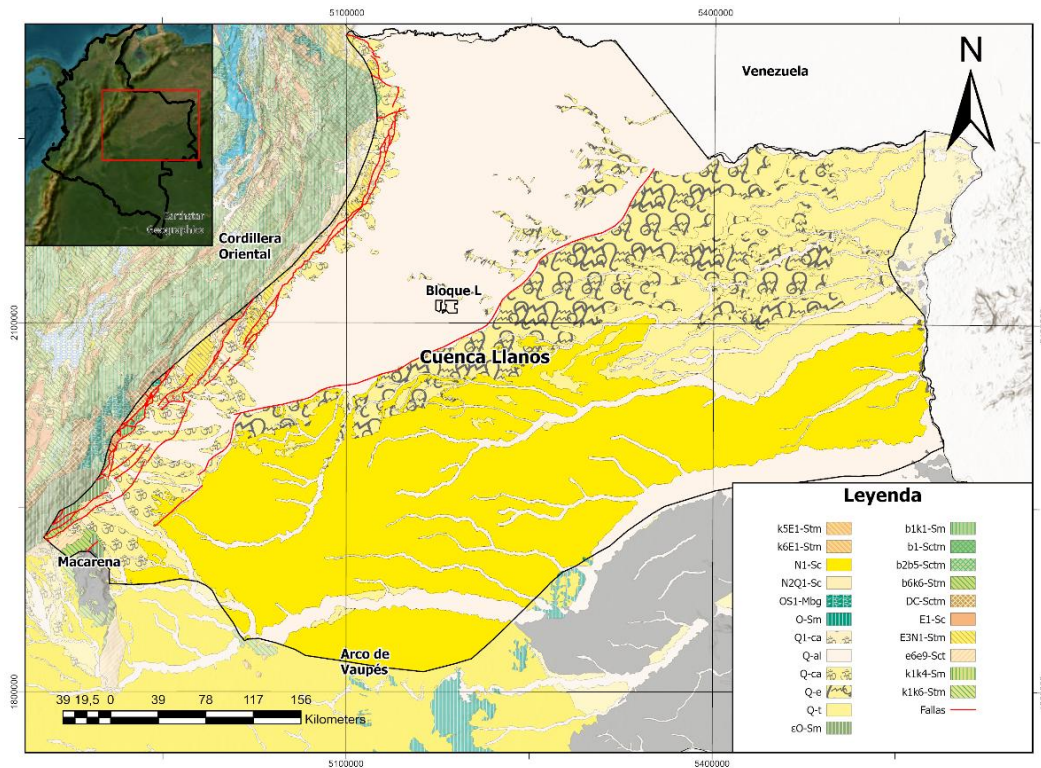
La cuenca exhibe una configuración asimétrica en la sección transversal que se engrosa hacia el oeste hasta el límite con la Cordillera Oriental, constituido por el sistema de fallas inversas de bajo ángulo, y se adelgaza hacia el este con contacto discordante de la secuencia sedimentaria sobre las rocas cratónicas del escudo de Guyana (Cooper et al., 1995; Campos and Mann, 2015). En su extremo sur, la cuenca de antepaís de los Llanos se encuentra delimitada por dos elevaciones compuestas por rocas expuestas de edad precámbrica y cretácica: la Serranía de la Macarena y el arco del Vaupés, respectivamente (Restrepo-Pace y Cediel, 2010; Moreno-López y Escalona, 2015). Estas elevaciones de basamento actúan como límite entre la cuenca de antepaís de los Llanos y la porción sur de la cuenca de antepaís del Putumayo, en el sur de Colombia (Barrero et al., 2007). El arco de Arauca constituye un límite estructural menos evidente que divide el sector norte de la cuenca de los Llanos de la cuenca de antepaís Barinas-Apure ubicada en Venezuela.

Según Campos y Mann (2015), se identifican cuatro provincias estructurales dentro de la cuenca de antepaís de los Llanos, siendo la primera la zona de cabalgamientos ciegos, localizada junto al frente de la Cordillera Oriental, caracterizada por pliegues enterrados y estructuras de cabalgamiento que no alcanzan la superficie. Importantes reservas de hidrocarburos se encuentran en esta zona, en yacimientos como Cusiana, La Gloria, Trinidad y Barquerena (Campos y Mann, 2015); 2) La zona de máxima flexión tectónica: en esta zona se observan fallas normales orientadas en dirección suroeste-noreste, cuya formación está vinculada a la flexión de la litosfera inducida por la carga tectónica ejercida por la Cordillera Oriental (Gómez et al., 2005). Varios campos petroleros pequeños y medianos relacionados con trampas estructurales han sido descubiertos en esta área, incluyendo Sardinias, Jordán, Guarilaque, Guarimena, y el

campo Cubiro. 3) El área de inversión del basamento: esta zona presenta fallas normales de escaso desplazamiento, asociadas al basamento y con orientación norte-sur, las cuales afectan unidades geológicas más antiguas. Importantes yacimientos petrolíferos como Rubiales están localizados en esta área (ANH, 2015); y 4) El área de acuñaamiento de backstep: el área más oriental de la cuenca de antepaís de los Llanos corresponde a una franja estrecha de depósitos sedimentarios que se superponen sobre las rocas cristalinas del Escudo Guyanés, lo cual favorece el desarrollo de trampas de tipo estratigráfico (ANH, 2015).

Figura 1

Localización del área de estudio en la cuenca Llanos Orientales de Colombia.



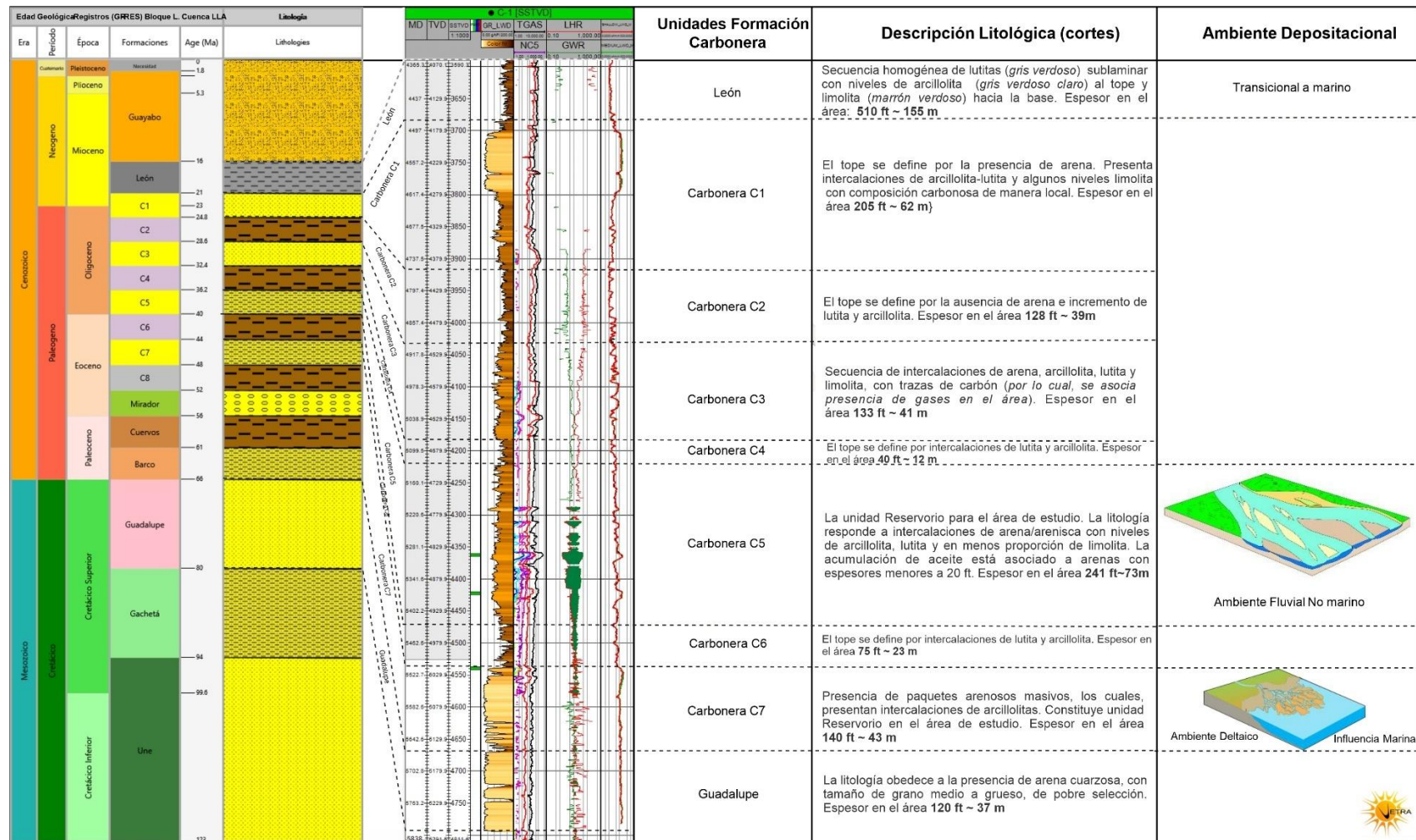
Nota. La figura muestra los principales límites estructurales y unidades geológicas de la cuenca, incluyendo el Bloque L. Predomina la unidad N2Q1-Sc, compuesta por conglomerados de bloques a guijos y arenitas intercaladas con capas de arcillolitas, limolitas y turbas. Esta figura complementa la descripción morfoestructural y tectónica presentada en el texto.

2.1.2 Estratigrafía de la Cuenca Llanos

La Cuenca de los Llanos Orientales se ha formado por la acumulación secuencial de sedimentos provenientes de cuencas de distintas edades geológicas. La columna sedimentaria conocida en la Cuenca Llanos Orientales está formada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, divididas por tres importantes discordancias regionales ubicadas en la base del Paleozoico, el Cretácico Superior y el Eoceno Medio (ANH,2012). En la Figura 2 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.

Figura 2

Columna estratigráfica de las unidades de interés de la cuenca Llanos Orientales.



2.1.2.1 Estratigrafía del Cretácico. En la figura 2, la estratigrafía del Cretácico en la Cuenca Llanos está representada principalmente por tres formaciones; la Formación Une que está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas, acompañadas de capas de lutitas y limolitas con contenido carbonoso, y presenta espesores que oscilan entre 50 y 650 pies (15.24 a 198.12 metros aproximadamente). Esta unidad ha producido hidrocarburos en los campos Apiay–Suria. La Formación Gacheta está compuesta por lutitas de color gris oscuro con una proporción menor de areniscas, representa la máxima transgresión del Cretácico hacia el este y sureste, y alcanza espesores mayores a 600 pies en el suroeste de la cuenca, finalmente, la Formación Guadalupe es una unidad productiva en diversos campos de la cuenca, compuesta por conglomerados y arenas cuarzosas depositadas en entornos estuarinos y fluviales, con espesores que se incrementan hacia el piedemonte, desde 0 en el Escudo Guayanés hasta más de 600 pies (ANH, 2012).

2.1.2.2 Estratigrafía del Paleógeno. La estratigrafía del Paleógeno en la Cuenca Llanos se caracteriza por la presencia de rocas que actúan como reservorio de hidrocarburos, hacia la base se encuentra la Formación Barco se localiza en el margen occidental y está conformada principalmente por cuarzoarenitas, limolitas y lutitas, alcanzando espesores superiores a los 1000 pies en los primeros pliegues de la cordillera (Chaparro Castillo & Villamil Galindo, 2017), suprayaciendola se registra la Formación Los Cuervos, que está presente en el borde occidental, formada por lutitas intercaladas con areniscas finas a medias y presenta un contacto discordante con las rocas suprayacentes e infrayacentes. La Formación Mirador está compuesta por areniscas que varían de grano grueso a muy fino, acompañadas de limolitas grises y lutitas de tonalidad

verdosa, y se caracteriza por sus cambios de espesor, así como por la presencia de chert y glauconita (Chaparro Castillo & Villamil Galindo, 2017), finalmente la Formación Carbonera, con sus areniscas masivas y granodecrecientes, es uno de los reservorios más importantes de la cuenca, siendo dividida en varias unidades estratigráficas. La Unidad C8, que constituye el miembro más basal, muestra espesores entre 50 y 400 pies, y representa la continuación del evento transgresivo identificado en la Formación Mirador, mientras que la Unidad C7 está conformada por areniscas depositadas en entornos marinos y deltaicos, y presenta un espesor que varía entre 250 y 280 pies. La Unidad C6 contiene areniscas con un contenido más elevado de materia orgánica, alcanzando espesores de hasta 600 pies en el pozo Cumaral-1, el cual es considerado estratégico en la exploración petrolera de la región. La Unidad C5, tiene alternancia de arcillolitas y areniscas de grano medio, tiene un espesor de 50 a 300 pies. la Unidad C4 está formada por areniscas, limolitas y lutitas, con espesores que oscilan entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca, mientras que la Unidad C3 está compuesta por areniscas finas a gruesas, limolitas y arcillolitas. la Unidad C2 actúa como sello y está compuesta por lutitas grises y limolitas, alcanzando espesores de hasta 900 pies en el suroeste de la cuenca, y la Unidad C1, miembro más somero de la formación, presenta alternancia de cuerpos arenosos intercalados con limolitas y lutitas. Aunque la Unidad C5 no es la más gruesa, debido a sus propiedades petrofísicas, esta unidad es considerada clave dentro del marco estratigráfico de la Formación Carbonera (ver figura 2) (Sarmiento, 2011; ANH, 2012; Chavez et al., 2023).

2.1.2.3 Estratigrafía del Neógeno. Como se observa en la parte superior de la columna estratigráfica (Figura 2), la secuencia neógena inicia con la Formación León, la

cual funciona como sello regional de baja velocidad y presenta un espesor cercano a los 1,213.91 pies, formada por arcillolitas y lodolitas de ambiente marino somero a lacustre, a esta le suprayace la Formación Guayabo representa el episodio final de sedimentación en la cuenca, con espesores superiores a los 13,000 pies en el piedemonte, y está compuesta por una alternancia de arcillolitas de tonos grises a pardo rojizos y areniscas que van de finas a muy gruesas, algunas con carácter conglomerático, mostrando influencia marina en la base y transiciones fluvio-marinas a continentales hacia el techo. Finalmente, la Formación Necesidad está compuesta por rocas que se encuentran cubiertas de forma discordante por depósitos aluviales cuaternarios, integrados por gravas sueltas de espesor variable (Cooper et al., 1995; ANH, 2012).

2.2 Marco Geológico Local

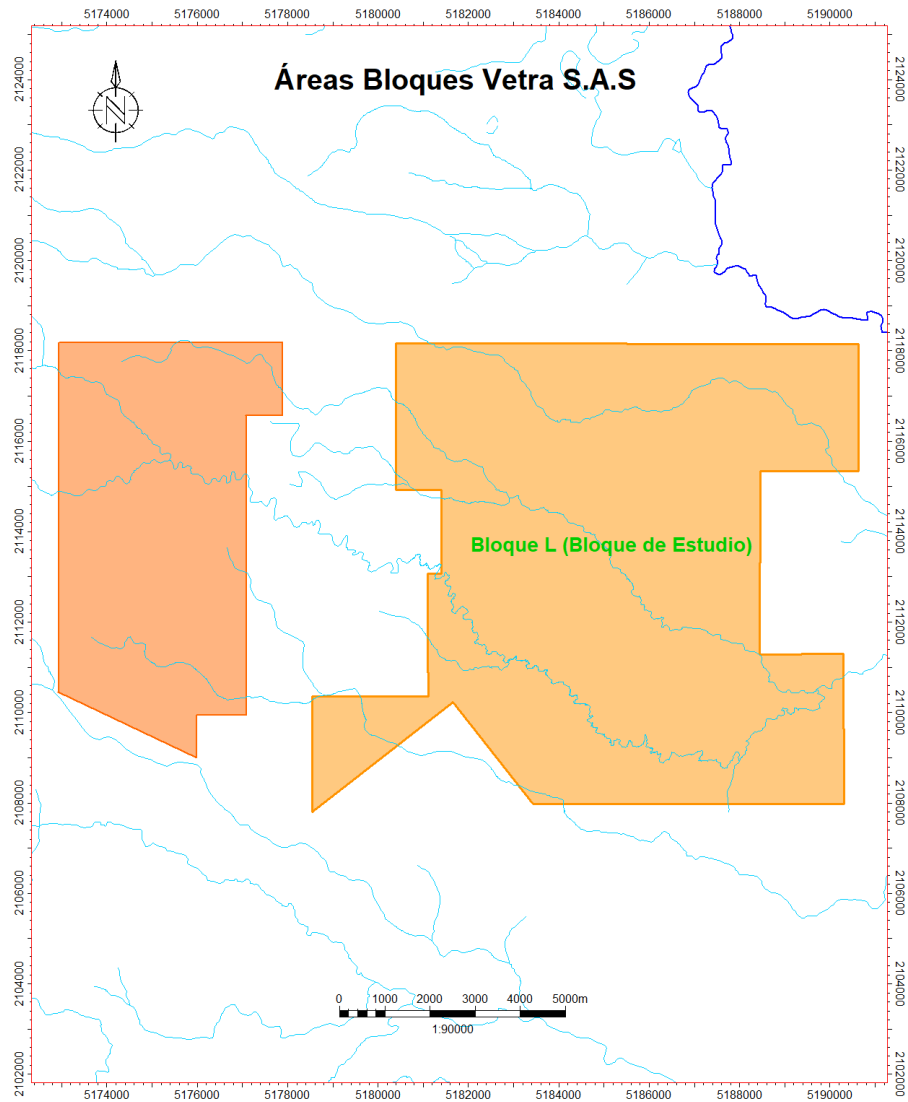
2.2.1 Generalidades del Bloque L

El Bloque L (Veáse Figura 3) fue asignado a la compañía VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S. (en adelante Vetra) por la ANH en el año 2012.

En la actualidad, se han perforado dentro del área 7 pozos, en los cuales, se han adquirido registros de pozo abierto (Open Hole, OH), imágenes e información de núcleo de pared lateral (Side Wall Core, SWC), que ha permitido caracterizar los yacimientos de interés para el área, siendo éstas las unidades C5 y C7 de la formación Carbonera.

Figura 3

Ubicación del bloque L



Nota. Mapa de ubicación del área de estudio, correspondiente al Bloque L, en el departamento de Casanare. Tomado de VETRA S.A.S

2.2.2 Sistema petrolífero del Bloque L

2.2.2.1 Roca Generadora. La principal roca generadora es la Formación Gachetá. El Carbono Orgánico Total (TOC) está entre un rango de 1% y 3% y posee kerógenos de tipo II y III con aceite y gas. La Formación Gachetá es de origen marino y es del Cretácico Tardío (Blandón & Calvete, 2018).

2.2.2.2 Roca Reservorio. Las arenitas de las formaciones Carbonera del paleogeno (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, son consideradas almacenadoras de hidrocarburos. Dentro de la secuencia Cretácica, varios intervalos de areniscas también constituyen buenos yacimientos (ANH, 2007.)

2.2.2.3 Roca Sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León. Las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera han sido identificadas como sellos locales, mientras que las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden desempeñar un rol como sellos dentro de estas mismas formaciones (ANH, 2007).

2.2.2.4 Trampa. Se han identificado múltiples trampas estratigráficas en la cuenca Llanos, asociadas a sistemas fluviales no fallados del Eoceno tardío al Mioceno temprano. Mediante análisis integrados de sísmica y registros gamma, Torrado et al. (2020) reconocieron cuerpos arenosos con alto potencial prospectivo, entre los que se destacan barras de punto, patrones de meandros conocidos como scrolls y depósitos de lag basal.

3. Marco Teórico

3.1 Ondas P (primarias o de compresión) y Ondas S (Secundarias o de corte)

En un medio isotrópico homogéneo pueden propagarse dos tipos de ondas, el primer tipo corresponde a las ondas P, también conocidas como ondas primarias, longitudinales o compresionales debido a la rapidez de su propagación, siendo el primer tipo de ondas en ser detectadas por un sismógrafo. Estas ondas se desplazan generando compresiones y expansiones en el medio, en la misma dirección en que avanzan. El segundo tipo se denominan ondas S, secundarias, transversales o rotacionales, estas ondas viajan mas lento respecto a las ondas P, por lo que son las segundas en ser detectadas provocando el desplazamiento de las partículas del medio en dirección perpendicular al trayecto de propagación de la onda (Sheriff & Geldart, 1995).

3.2 Módulo de Young y su relación con las Ondas P y S

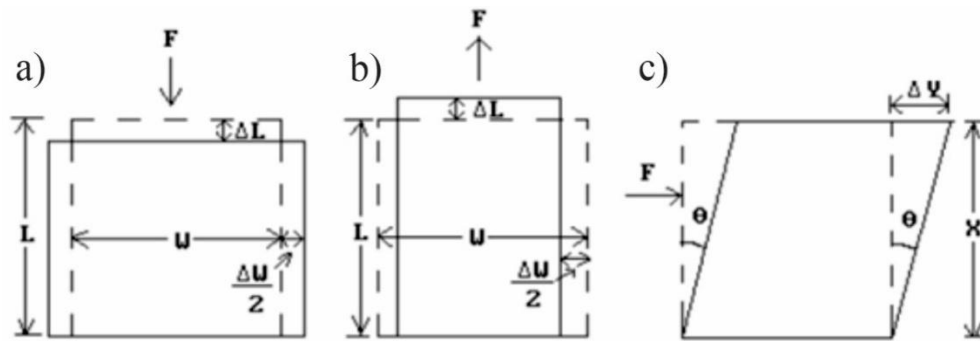
La elasticidad se define como la capacidad que tiene un material de volver a su forma y dimensiones originales una vez que se eliminan las fuerzas que actuaban sobre él. En sólidos, estas fuerzas generan tensiones internas que resisten los cambios, permitiendo que el cuerpo retorne a su estado inicial, mientras que en los fluidos solo se resiste el cambio de volumen, no de forma (Sheriff & Geldart, 1995). Las rocas pueden considerarse elásticas si las deformaciones inducidas son pequeñas.

La teoría de la elasticidad establece la relación entre las fuerzas aplicadas y las deformaciones que provocan, utilizando los conceptos de tensión y deformación, los cuales se rigen por la ley de Hooke. Esta ley indica que la deformación que sufre un material es directamente proporcional al esfuerzo aplicado, y esta relación se expresa

mediante constantes elásticas o módulos que están relacionados entre sí (Sheriff & Geldart, 1995).

Figura 4

Relaciones de esfuerzo y deformación



Nota. Deformación de las rocas frente a la fuerza F, a) compresión, b) tensión y c) cizalla. En a y b los valores de L y W corresponden a la altura y ancho del cuerpo, respectivamente. Tomado de (Hampson & Russell, 2004).

El módulo de Young, también conocido como módulo elástico, es una propiedad mecánica que expresa la relación entre el esfuerzo aplicado por unidad de área y la deformación (ya sea en longitud o volumen) que sufre un material dentro del rango elástico. (Beer & Johnston, 2013). Está descrito por la ecuación:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \tag{1}$$

Donde:

E = Módulo de Young en pascal

σ = Tensión o fuerza uniaxiales por superficie de la unidad, en pascal

ϵ = deformación proporcional

3.3 Ecuaciones de Zoeppritz

Vargas (2017) sintetiza el concepto de las ecuaciones de Zoeppritz como un conjunto de expresiones matemáticas que permiten cuantificar los cambios en la amplitud de una onda sísmica al incidir sobre una interfaz entre dos medios con distintas propiedades elásticas. Este fenómeno, denominado tetrapartición, describe cómo la onda incidente se divide en cuatro componentes: una onda compresional reflejada (R_{pp}), una compresional transmitida (T_{pp}), una de corte reflejada (R_{ps}) y una de corte transmitida (T_{ps}) (Zoeppritz, 1919).

La ecuación de Zoeppritz describe las amplitudes de la onda P reflejada y transmitida y de las ondas que inciden en la frontera entre los dos medios. Se deriva bajo el supuesto de que el ángulo de incidencia en la frontera está por debajo de un ángulo crítico. Al aplicar las condiciones de contorno elásticas que garantizan la continuidad del desplazamiento a través de la interfaz, se derivan las ecuaciones de Zoeppritz. (Innanen, 2015).

A partir de las ecuaciones de Zoeppritz(1919) se han derivado múltiples aproximaciones que buscan simplificar su uso en aplicaciones prácticas, siendo las de Aki y Richard propuesta en 1980 y Shuey en 1985, algunas de las mas representativas.

3.3.1 Aproximación de Aki y Richards

Aki y Richards definen las relaciones $\delta\alpha/\alpha$, $\delta\beta/\beta$ y $\delta\rho/\rho$ y los sustituyó en las ecuaciones exactas para obtener una aproximación del coeficiente de reflexión (Aki and Richards,1980).

$$R(\theta_i) \cong \frac{1}{2} [1 - 4\gamma^2 \sin^2 \theta] \frac{\delta\rho}{\rho} + \frac{\sec^2 \theta}{2} \frac{\delta\alpha}{\alpha} - 4\gamma^2 \sin^2 \theta \frac{\delta\beta}{\beta} \quad [2]$$

Para la cual

$$\begin{aligned} \delta\alpha &= \alpha_2 - \alpha_1, & \delta\beta &= \beta_2 - \beta_1, & \delta\rho &= \rho_2 - \rho_1 \\ \alpha &= \frac{1}{2}(\alpha_2 + \alpha_1), & \beta &= \frac{1}{2}(\beta_2 + \beta_1), & \rho &= \frac{1}{2}(\rho_2 + \rho_1) \\ \theta &= \frac{1}{2}(\theta_i + \theta_t), & \gamma &= \frac{\beta}{\alpha} \end{aligned}$$

Donde

α = Velocidad promedio de la onda P

β = Velocidad promedio de la onda S

ρ = Densidad promedio

3.3.2 Aproximación de Shuey

Shuey (1985) propone una modificación de la ecuación de Aki y Richard, reemplazando la velocidad β y su variación $\Delta\beta$ a través de la incorporación del coeficiente de Poisson σ . Esta aproximación es usada por el programa Hampson & Russell para el análisis AVO.

$$R(\theta_i) \cong R_0 + \left(A_0 R_0 + \frac{\delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\delta\alpha}{\alpha} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad [3]$$

Para la cual σ , $\delta\sigma$, R_0 y A_0 son

$$\begin{aligned} \sigma &= \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_2), & \delta\sigma &= \sigma_2 - \sigma_1, & \sigma &= \left(\frac{\frac{1}{2}\alpha^2 - \beta^2}{\alpha^2 - \beta^2} \right) \\ R_0 &= \frac{1}{2} \left(\frac{\delta\alpha}{\alpha} + \frac{\delta\rho}{\rho} \right), & \theta &= \frac{1}{2}(\theta_t + \theta_i) \end{aligned}$$

$$A_0 = \frac{\frac{\delta\alpha}{\alpha}}{\frac{\delta\alpha}{\alpha} + \frac{\delta\rho}{\rho}} - 2 \left(1 + \frac{\frac{\delta\alpha}{\alpha}}{\frac{\delta\alpha}{\alpha} + \frac{\delta\rho}{\rho}} \right) \frac{1 - 2\sigma}{1 - \sigma}$$

Donde

α = Velocidad de la onda P

β = Velocidad de la onda S

σ = Coeficiente de Poisson promedio

3.4 Análisis de Amplitud vs Offset (AVO)

El análisis de Amplitud Versus Offset (AVO) se implementó en los años 80 como indicador directo de hidrocarburos (Ostrander, 1984). Al demostrarse que la presencia de gas en una capa de arena cubierta por lutitas genera anomalías de amplitud en las secciones sísmicas apiladas, a diferencia de las arenas saturadas con agua. Esta técnica evalúa los cambios en la señal sísmica en función de la distancia entre la fuente y el receptor, lo que permite inferir la posible presencia de hidrocarburos en el subsuelo.

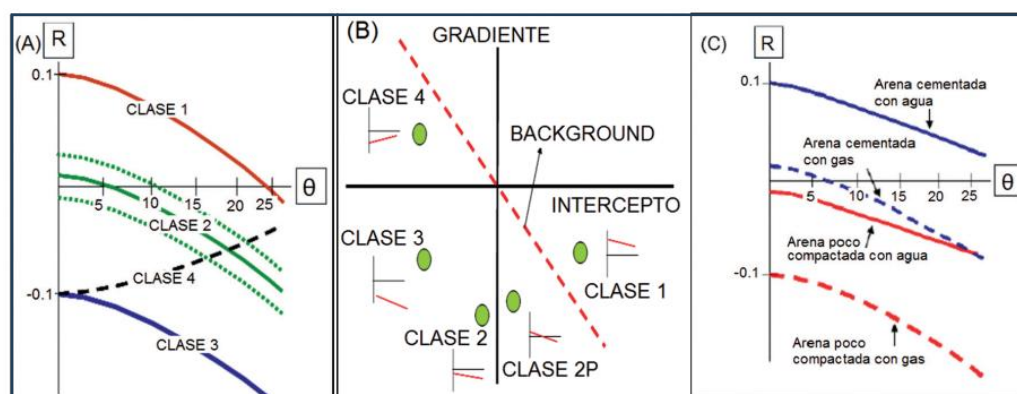
Para llevar a cabo este análisis, se trabaja principalmente con gathers, que son conjuntos de trazas sísmicas organizadas según parámetros como el offset o el ángulo de incidencia. Su uso resulta esencial en AVO, ya que permiten observar con claridad las variaciones de amplitud con la distancia fuente-receptor, lo que constituye la base del análisis (Yilmaz, 2001).

El fenómeno de esta herramienta puede interpretarse a partir de las ecuaciones de Zoeppritz (1919), las cuales, según Cediol (2012), indican que una onda P que incide sobre una interfaz con un ángulo θ puede generar ondas convertidas tipo PS (onda convertida). El análisis de cómo varía la amplitud con respecto al offset, denominado AVO, es una técnica que evalúa los cambios en la señal sísmica en función de la distancia

entre la fuente y el receptor. Cuando el offset se expresa en función del ángulo de incidencia, la técnica se denomina AVA (Amplitude Versus Angle). Rutherford y Williams (1989) identificaron tres clases de anomalías AVO en arenas con gas, todas con gradiente negativo: la clase 1 presenta un intercepto positivo y cambia de fase a los 25°; la clase 2 inicia con un intercepto cercano a cero y cambia de fase cerca de los 5°; y la clase 3 muestra interceptos negativos desde el inicio. Posteriormente, Castagna et al. (1998) propusieron una clase 4, caracterizada por interceptos negativos y gradientes positivos que aumentan con el ángulo. En un gráfico de intercepto versus gradiente (Figura 5B), las respuestas correspondientes a lutitas y arenas con saturación de agua se disponen a lo largo de una línea conocida como línea de fondo (background), la cual atraviesa el origen. Aquellos puntos que se apartan de esta tendencia pueden asociarse con la presencia de gas, y su clasificación depende del cuadrante en el que se ubiquen: la clase 1 corresponde al cuadrante IV, la clase 2 se localiza entre los cuadrantes III y IV, la clase 3 en el cuadrante III y la clase 4 en el cuadrante II (figuras 5a y 5b).

Figura 5

Diagrama explicativo AVO



Nota. A) Clases de anomalía AVO representadas en un gráfico de $R(\theta)$, término que hace referencia a la respuesta AVO (variación del coeficiente de reflexión R en función del

ángulo de incidencia θ); B) Anomalías AVO en un gráfico de intercepto versus gradiente; y C) Variación de $R(\theta)$ bajo diferentes condiciones litológicas y de contenido de fluido.

Tomado de Cediel, M., Almanza, O., y Montes, L. (2012).

3.4.1 *Cross-plotting en el AVO*

Los gráficos cruzados, en adelante crossplots debido a la generalización de este término en inglés dentro del contexto geofísico, constituyen una herramienta clave en el análisis AVO, al posibilitar la evaluación conjunta de dos atributos (intercepto y gradiente) y facilitar la detección tanto de tendencias litológicas de base como de agrupaciones anómalas vinculadas con posibles hidrocarburos. En sus inicios, los gráficos cruzados se basaban principalmente en el intercepto y el gradiente, lo que permitió demostrar su utilidad en el análisis AVO para discriminar respuestas asociadas a diferentes litologías o fluidos (Foster et al., 1993; Foster et al., 1997; Castagna et al., 1997; Castagna et al., 1998).

Con el tiempo, se demostró que la discriminación petrofísica mejora al utilizar crossplots de parámetros elásticos derivados (Goodway et al., 1997), y también se incorporaron otros atributos como indicadores de anomalías AVO (Castagna & Smith, 1994). El trazado cruzado de pares de atributos adecuados permite agrupar litologías y tipos de fluidos comunes, lo que permite una interpretación clara e identifica agrupaciones que se desvían del comportamiento esperado, las cuales pueden evaluarse como posibles indicadores de hidrocarburos (Goodway et al., 1997; Castagna & Smith, 1994).

3.5 Fluid Factor

El Fluid Factor es un atributo sísmico derivado del análisis, diseñado para identificar y caracterizar la presencia de hidrocarburos en formaciones subsuperficiales.

Este parámetro se basa en el contraste entre las relaciones de las velocidades de ondas P (VP) y ondas S (VS) en las interfaces de reflexión. El gas, debido a su alta compresibilidad, genera una marcada disminución en VP/VS, lo que resulta en un desplazamiento significativo de las reflexiones respecto a la "línea de fluidos". En contraste, los reflejos asociados con formaciones saturadas de agua tienden a ubicarse más cerca de esta línea. De esta manera, el factor fluido se convierte en una herramienta robusta para distinguir formaciones con hidrocarburos de aquellas saturadas por agua, independientemente de la impedancia acústica de las rocas ((Foster et al., 2010).

3.6 Ecuación Gassmann-Biot (1956)

Biot (1941) y Gassmann (1951) desarrollaron una teoría de la propagación de ondas en rocas saturadas de fluidos especialmente arenas gaseosas, derivando expresiones para los módulos de cizalla y de volumen saturados y sustituyéndolas en las ecuaciones regulares para la velocidad de las ondas P y S. Las siguientes ecuaciones son fundamentales para construir modelos de sustitución de fluidos y entender cómo las variaciones en la saturación dentro de una roca afectan su respuesta sísmica. Son ampliamente empleadas en exploración sísmica, especialmente en análisis AVO enfocados en identificar hidrocarburos y evaluar reservorios (HampsonRussell, 2019, p. 63).

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad [4]$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad [5]$$

Donde K es el módulo de compresibilidad, μ el módulo de rigidez, λ la constante de Lamé y ρ la densidad.

3.7 Ecuación de Faust

La ecuación de Faust (Faust, 1953), es una relación empírica que permite estimar la velocidad de propagación de la onda P a partir de la resistividad eléctrica de la formación. Esta fórmula surge de la observación de una correlación entre estas dos propiedades en diferentes tipos de roca (y se expresa:

$$VP = C * (Rt)^n \quad [6]$$

Donde Vp es la velocidad de onda P (m/s o ft/s), Rt es la resistividad verdadera (ohm·m) y C, n son constantes empíricas determinadas para el tipo de roca y región.

3.8 Ecuación de Gardner

La ecuación de Gardner es una expresión empírica ampliamente utilizada en geofísica para estimar la densidad de las rocas a partir de la velocidad de propagación de la onda P. Esta relación surge del análisis de múltiples litologías sedimentarias y proporciona una herramienta útil cuando no se dispone de registros directos de densidad. Su aplicación permite generar modelos elásticos más completos y mejorar la caracterización de reservorios (Gardner, Gardner y Gregory, 1974). La ecuación está dada por:

$$\rho = a * V_p^b \quad [7]$$

Donde ρ es la densidad (g/cm³), Vp la velocidad de la onda y a, b constantes empíricas.

3.9 Inversión sísmica

La inversión sísmica acústica es un método empleado para obtener la impedancia acústica del subsuelo, la cual se calcula multiplicando la densidad de la roca por la velocidad de las ondas compresionales. Este método, aplicado a datos sísmicos post-apilados, posibilita la transformación de las amplitudes sísmicas en propiedades físicas del subsuelo, dentro del marco de un problema inverso resuelto mediante el modelo convolucional. El resultado es un volumen con mejoras en la resolución vertical, y reducción de los efectos de la ondícula. Al calibrarse con registros de pozo, esta técnica contribuye a una mejor caracterización de la litología, la estratigrafía y las propiedades petrofísicas de los yacimientos (Russell, 2004; Gómez y Ramos, 2006; Flores Maldonado, 2018).

3.10 Descomposición espectral

La descomposición espectral permite analizar los datos sísmicos en el dominio tiempo-frecuencia, separándolos en sus componentes mediante transformadas como la wavelet continua o la S-transform (Chopra y Marfurt, 2007). Según Castagna et al. (2003, pp. 120–121), esta metodología “proporciona una herramienta eficaz para detectar y mapear cuerpos geológicos sintonizados, particularmente bancos delgados”, ya que “ciertas características geológicas responden mejor a determinadas frecuencias”. Por ello, se ha convertido en un recurso clave para la caracterización de reservorios, detección de gas y análisis de sintonía estratigráfica.

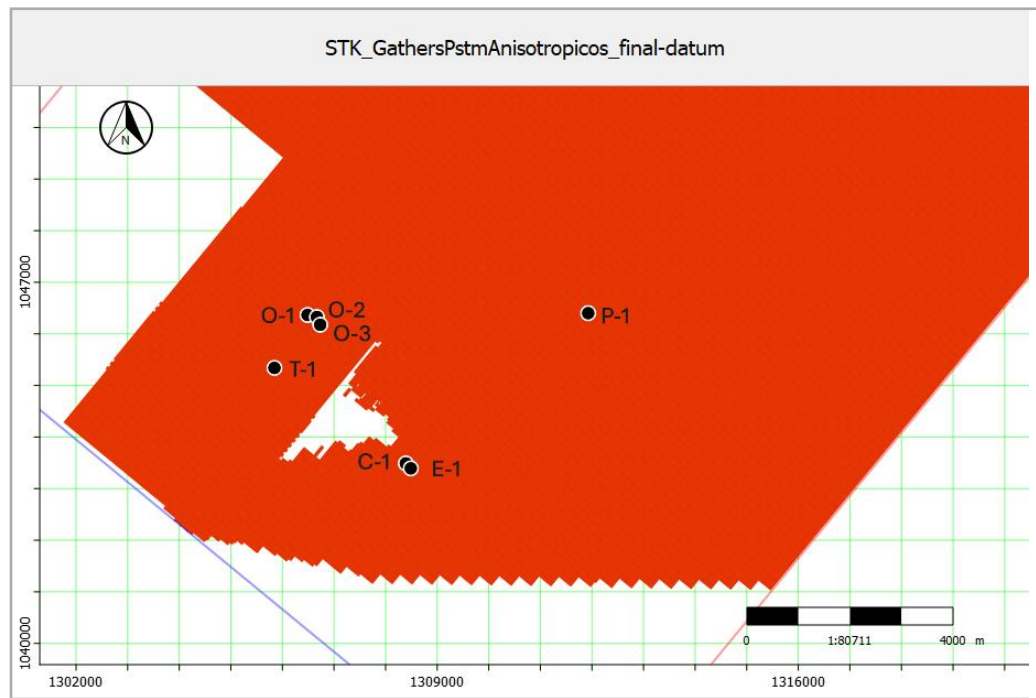
4. Metodología

4.1 Revisión y completamiento de los datos

La Figura 6 presenta la distribución espacial de los pozos dentro del Bloque L, s sobre un data slice de los gathers apilados. Este corte permite visualizar la cobertura del área sísmica en relación con la ubicación de los pozos disponibles.

Figura 6

Sísmica y distribución de los pozos dentro del Bloque L



Para el desarrollo del proyecto se contó con 7 pozos; E-1, O-1, O-2, O-3, T-1 y P-1 (análogo) (Tabla 1), un volumen sísmico Merge (unión de volúmenes sísmicos en un solo conjunto coherente de datos), gathers y registros básicos como sónico, densidad, gamma ray, entre otros.

Tabla 1

Pozos en el Bloque L y análogos

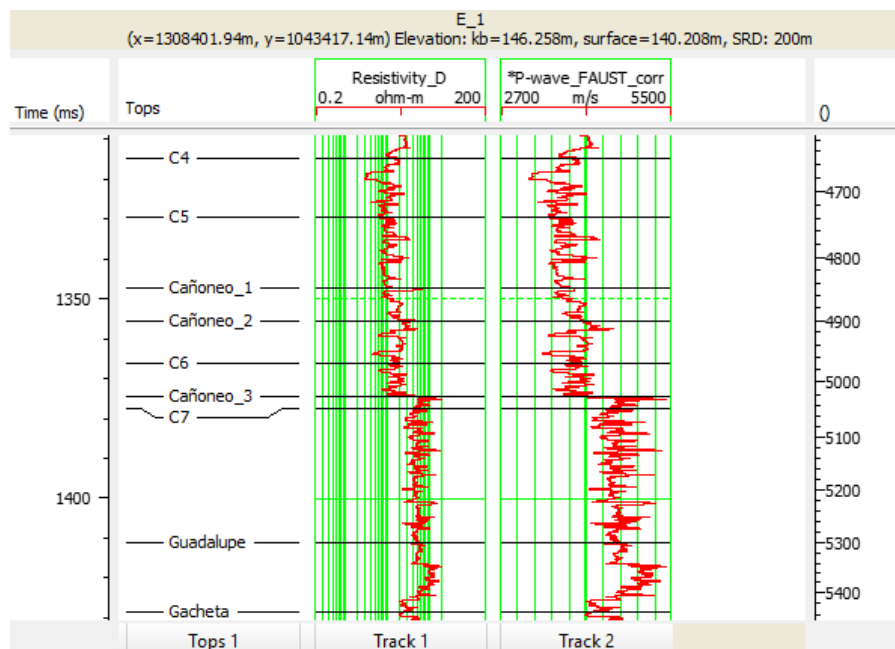
Pozo	X	Y
E-1	1308401.94	1043417.14
C-1	1308395.86	1043421.68
O-1	1306478.00	1046314.00
O-2	1306661.60	1046249.91
O-3	1306706.64	1046205.02
P-1 (análogo)	1311902.94	1046408.11
T-1	1305841.89	1045324.91

En una etapa inicial, los pozos fueron cargados al software Hampson & Rusell, junto con sus sets de registros donde se llevó a cabo la revisión y completamiento de los datos.

En los pozos E-1, O-3, P-1 y T-1 fue necesario aplicar la ecuación de Faust (Faust, 1951) para derivar o completar los registros sínicos, mientras que en los pozos O-1 y O-2 se generaron o complementaron los registros de densidad mediante la ecuación de Gardner (Gardner et al., 1974) como se muestra en la Figura 7.

Figura 7

Sección de registros del pozo E-1

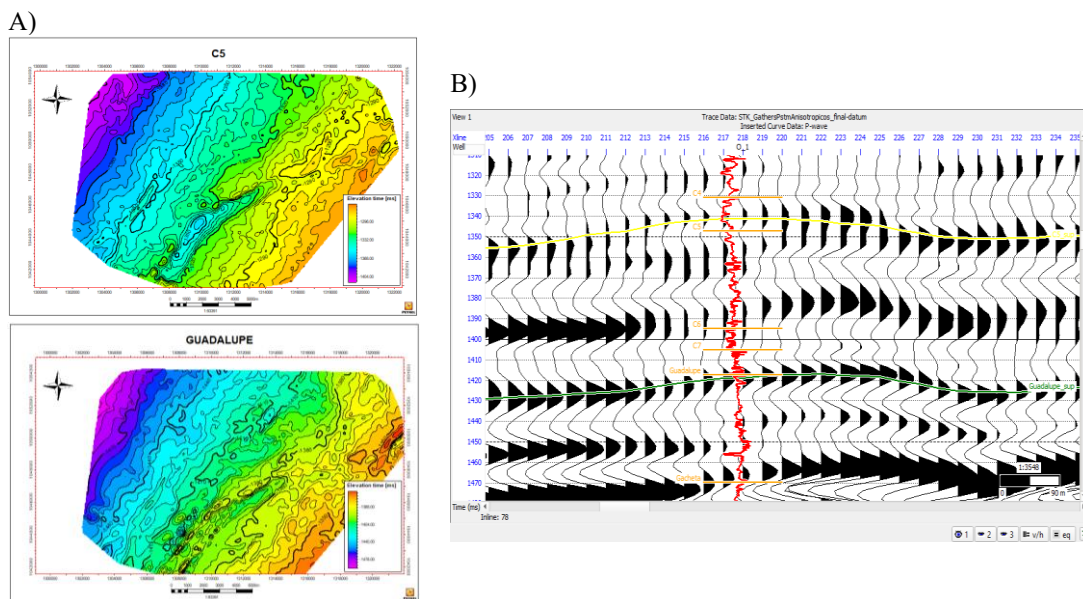


Nota. El gráfico muestra ejemplo del pozo E-1 en que un registro sónico fue derivado a partir del registro de resistividad mediante la aplicación de la ecuación de Faust.

Posteriormente, se llevó a cabo el apilamiento de los gathers y la construcción de 2 horizontes; el tope C5, miembro de interés de la Formación Carbonera y el tope de la Formación Guadalupe, que se emplearon en el amarre sísmico para cada uno de los pozos (véase Figura 8).

Figura 8

Horizontes y sección sísmica pozo O-1



Nota. A) Mapas generados a partir de la superficie de los horizontes. B) Sección sísmica del pozo O-1 que muestra el amarre sísmica-pozo respecto a los horizontes C5 y Guadalupe.

4.2 Conversion de gathers en el dominio del offset a ángulo

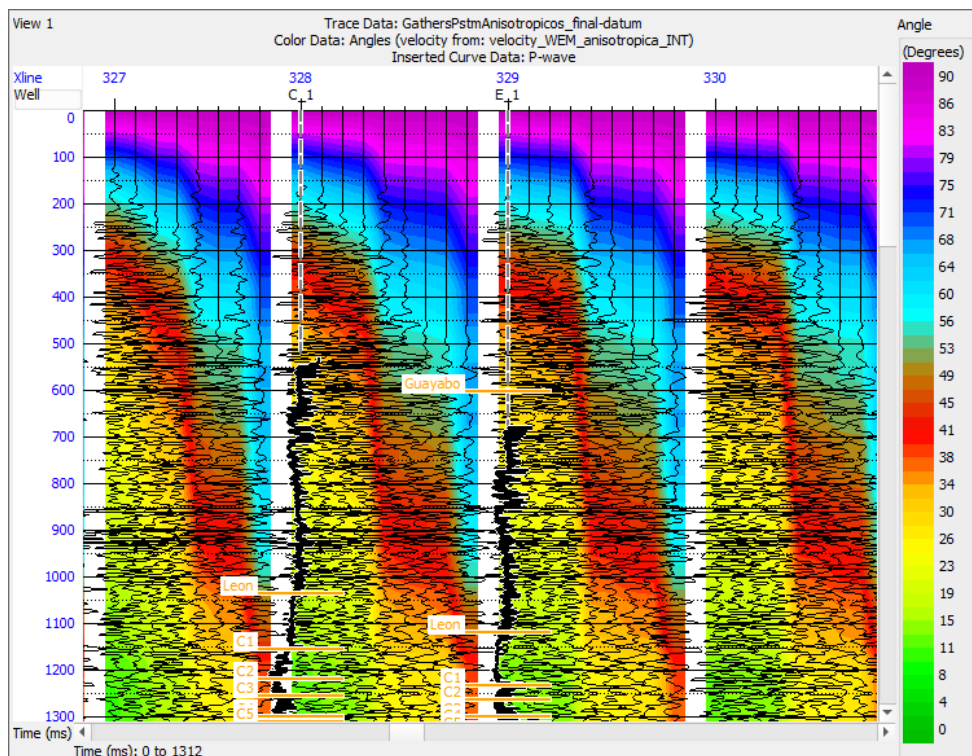
Según Aki y Richards (1980), en el análisis AVO, es fundamental transformar los gathers desde el dominio del offset al dominio del ángulo, ya que este último permite

vincular las variaciones de amplitud con las propiedades elásticas del subsuelo. Esta conversión, basada en la relación entre offset, velocidad y ángulo de incidencia, facilita la aplicación de aproximaciones analíticas como las de Zoeppritz o Aki y Richards.

A partir del análisis de los gathers en función del offset, se determinó que las trazas posteriores a la número 44 presentaban una calidad deficiente, con mayor ruido y menor coherencia, comprometiendo la confiabilidad del análisis AVO. Con el fin de optimizar el proceso, se estableció un ángulo de incidencia restringido y se procedió a convertir los gathers desde el dominio del offset al dominio del ángulo, limitando la conversión únicamente a las trazas comprendidas dentro de dicho umbral (Figura 19).

Figura 9

Selección de trazas con ángulo restringido para optimizar el análisis AVO



Este enfoque permitió prescindir del procedimiento convencional de aplicación de mute, ya que la restricción angular excluyó de forma automática las trazas ruidosas o no

representativas. En consecuencia, se obtuvo un conjunto de datos más robusto y adecuado para el análisis AVO, compuesto exclusivamente por información confiable dentro del rango angular de interés

4.3 Aplicación de TRIM a los gathers en ángulo

Una vez convertidos los gathers de offset a dominio de ángulo, fue necesario aplicar un proceso de trim con el fin de mejorar la calidad de los datos utilizados en el análisis AVO. Este procedimiento permite eliminar trazas con información poco confiable debido a ruidos, baja relación señal/ruido o ángulos extremos que pueden introducir incertidumbre en la estimación de atributos elásticos.

4.4 Generación de apilados parciales

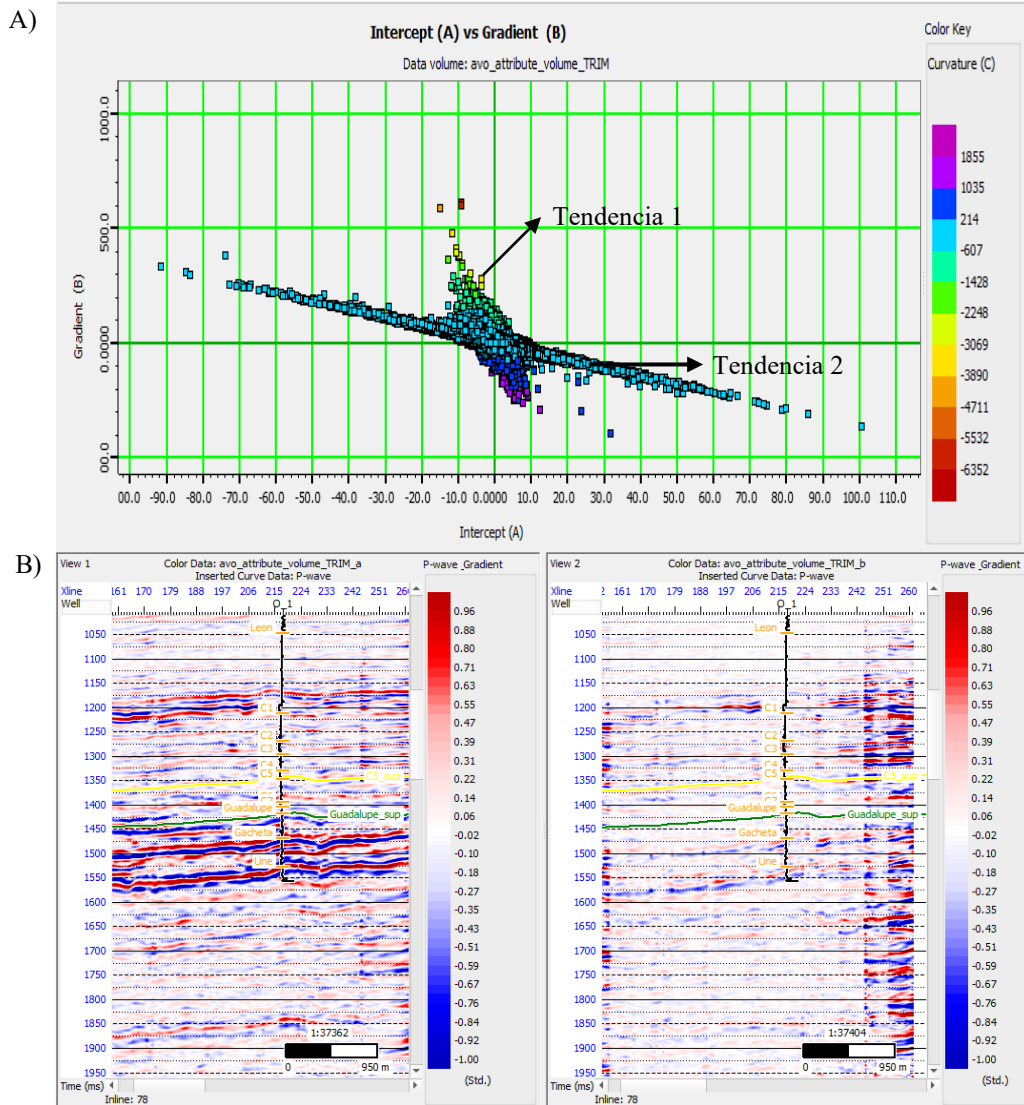
Los apilados parciales se obtienen dividiendo los datos sísmicos en subconjuntos según el ángulo de incidencia u offset, en lugar de realizar un apilamiento completo. Esta técnica permite preservar la variabilidad de la amplitud con el ángulo, lo que es fundamental para el análisis AVO. En este estudio, se generaron apilados parciales en rangos de 1° a 17° (Near), 15° a 31°(Middle) y 29° a 44°(Far), cada uno con una superposición de 2°. Este proceso se realizó para evaluar la respuesta de la Formación Carbonera y su sensibilidad al ángulo Chi, facilitando la identificación de posibles variaciones litológicas y de fluidos en el yacimiento.

4.5 Generación de atributos AVO

La Figura 10 muestra que la generación de atributos AVO permitió analizar la variación de la amplitud con el ángulo de incidencia, proporcionando información sobre las propiedades elásticas y la posible presencia de hidrocarburos en la Formación Carbonera.

Figura 10

Crossplot y atributos AVO



Nota. A) Crossplot de intercepto (a) vs gradiente (b) que exhibe dos tendencias en la nube de puntos, B) secciones sísmicas para intercepto y gradiente.

4.6 Clasificación de anomalías AVO

Para la clasificación de las anomalías AVO, se siguió un procedimiento basado en la respuesta de los reflectores analizados. Inicialmente, se calcularon los atributos AVO,

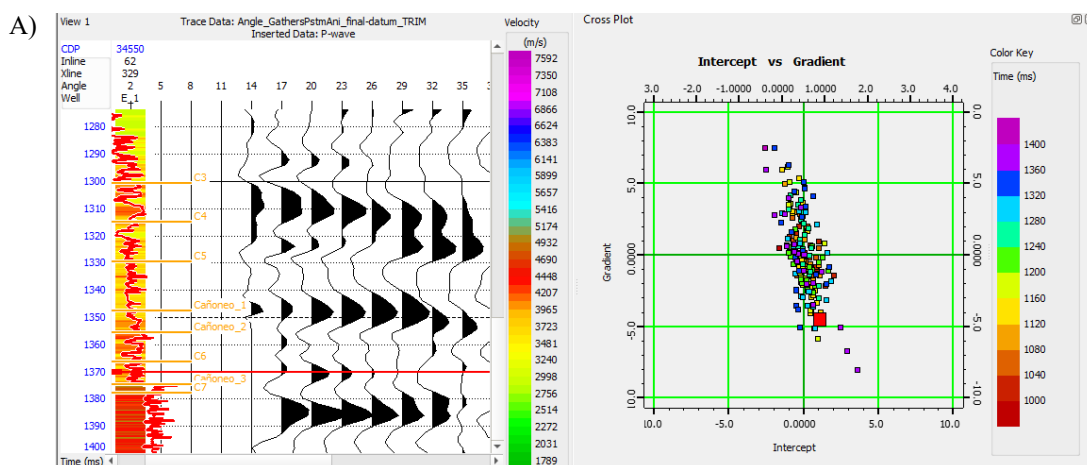
incluyendo intercepto y gradiente, los cuales fueron graficados en función del ángulo de incidencia. Posteriormente, las anomalías fueron comparadas con los modelos teóricos de clasificación AVO, categorizándolas en clases I, II, III y IV según el comportamiento del coeficiente de reflexión con respecto al ángulo. Además, se generaron geobodys que aislaron las anomalías de interés, clase II y III para el análisis integrado del reservorio.

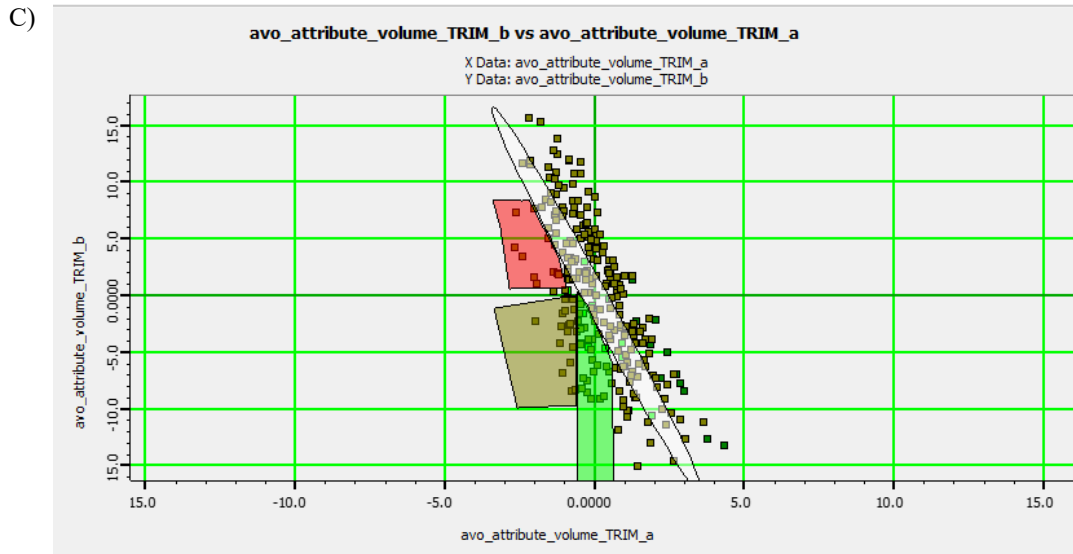
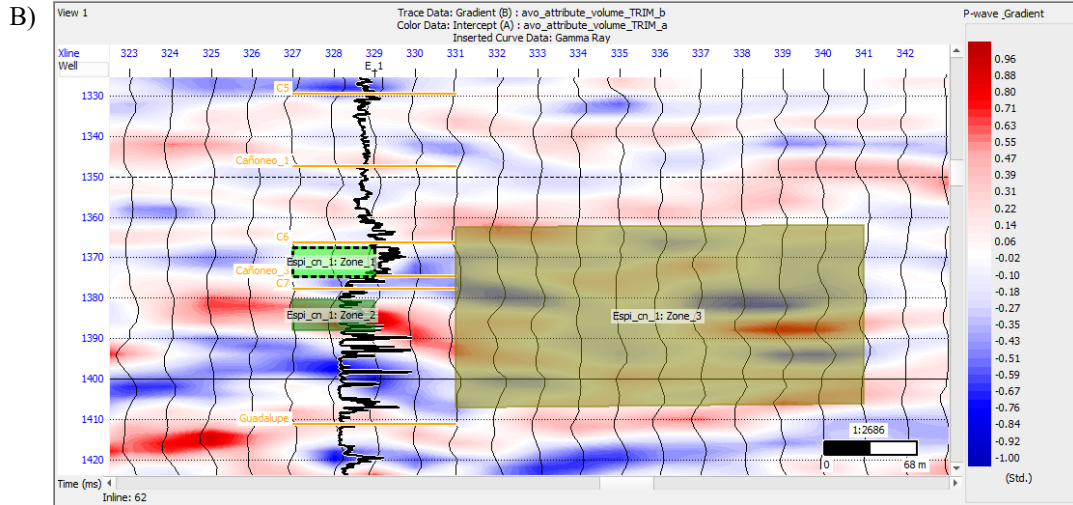
La Figura 11 ilustra el proceso de detección y clasificación de anomalías AVO.

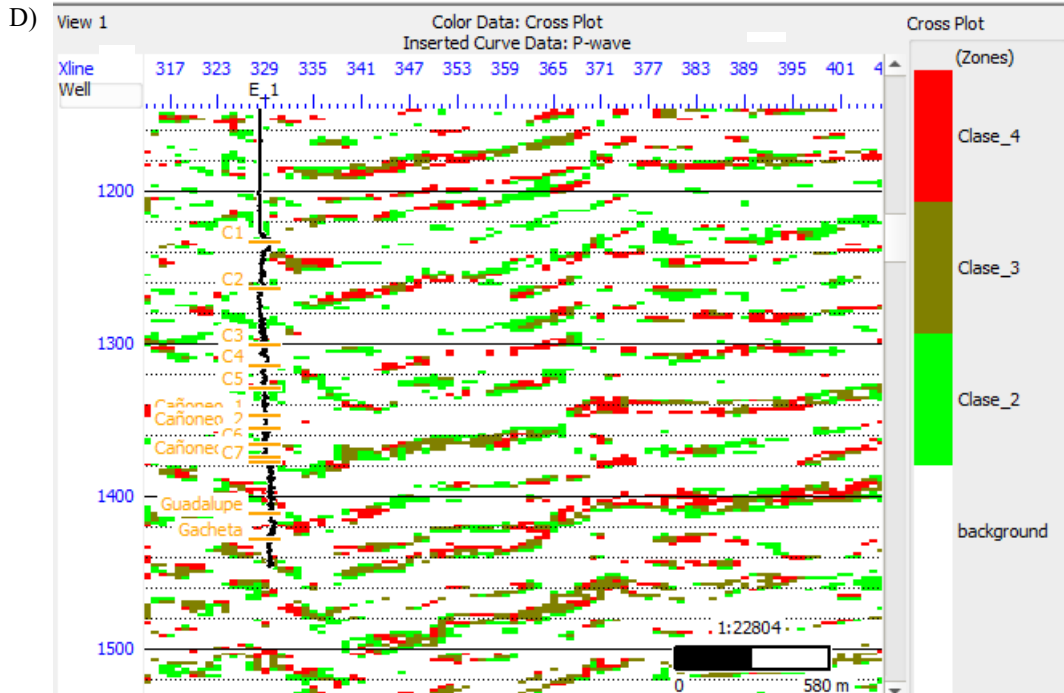
En A), se observa el módulo de análisis AVO, donde se identificaron las anomalías a partir del crossplot intercepto vs. gradiente. En B), se trazaron polígonos que representan las zonas correspondientes a las anomalías de interés y al background. En C), se establecieron los contornos de clasificación para las respuestas AVO, diferenciándolas en las clases I, II, III y IV. Finalmente, en D), se muestran los geobodys generados a partir de dichas anomalías, de los cuales se aisló un geobody correspondiente a la clase II, considerado pieza clave en la caracterización del reservorio.

Figura 11

Proceso de clasificación de anomalías AVO.







4.7 Fluid Factor y estimación del ángulo chi

Según Foster, Keys y Lane (2010), la rotación del espacio intercepto-gradiente mejora la discriminación de las respuestas sísmicas asociadas a hidrocarburos, al maximizar la separación con respecto a la línea de fluidos. Por esta razón, la estimación adecuada del ángulo chi resulta fundamental para la correcta identificación de anomalías AVO.

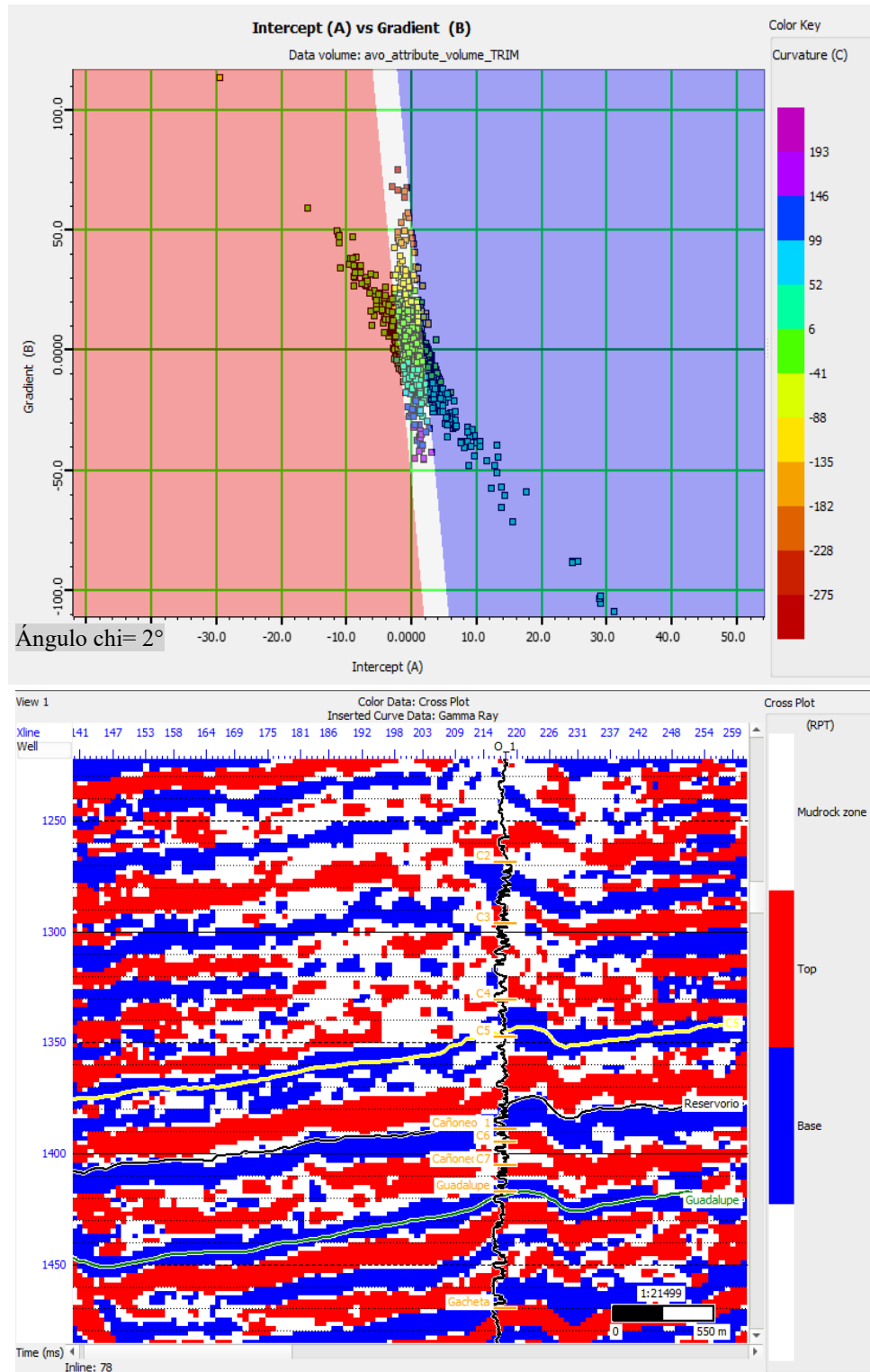
Para este estudio se estimaron tres valores para el ángulo chi de 2°, 3° y 5°, respectivamente como se muestra en la Figura 12.

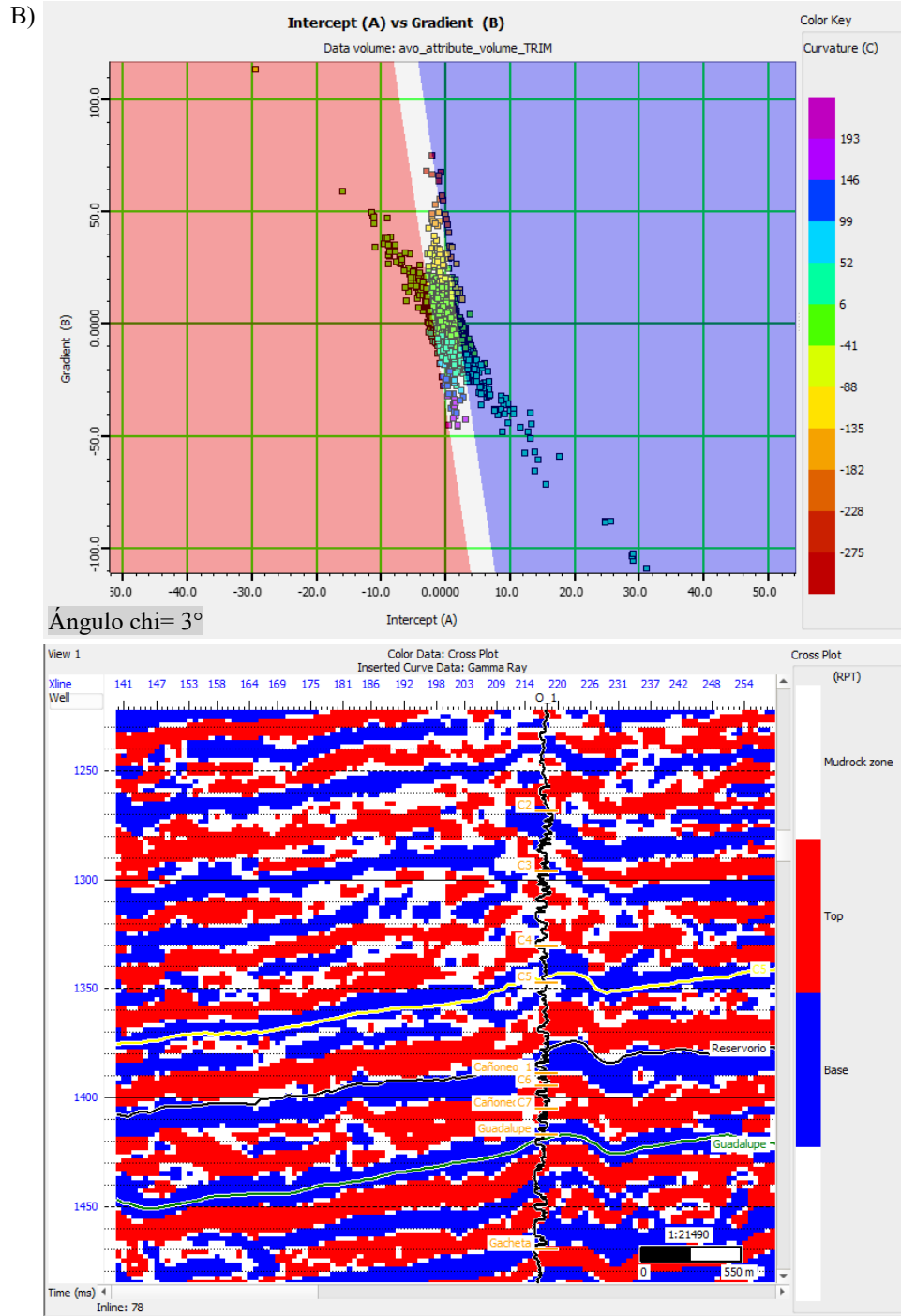
Una vez analizadas las secciones transversales que arroja cada variación del ángulo, se establece que un valor de 3° para el ángulo chi es el más eficiente para maximizar la respuesta de las anomalías AVO y delimitar su tendencia (Ver Figura 12B).

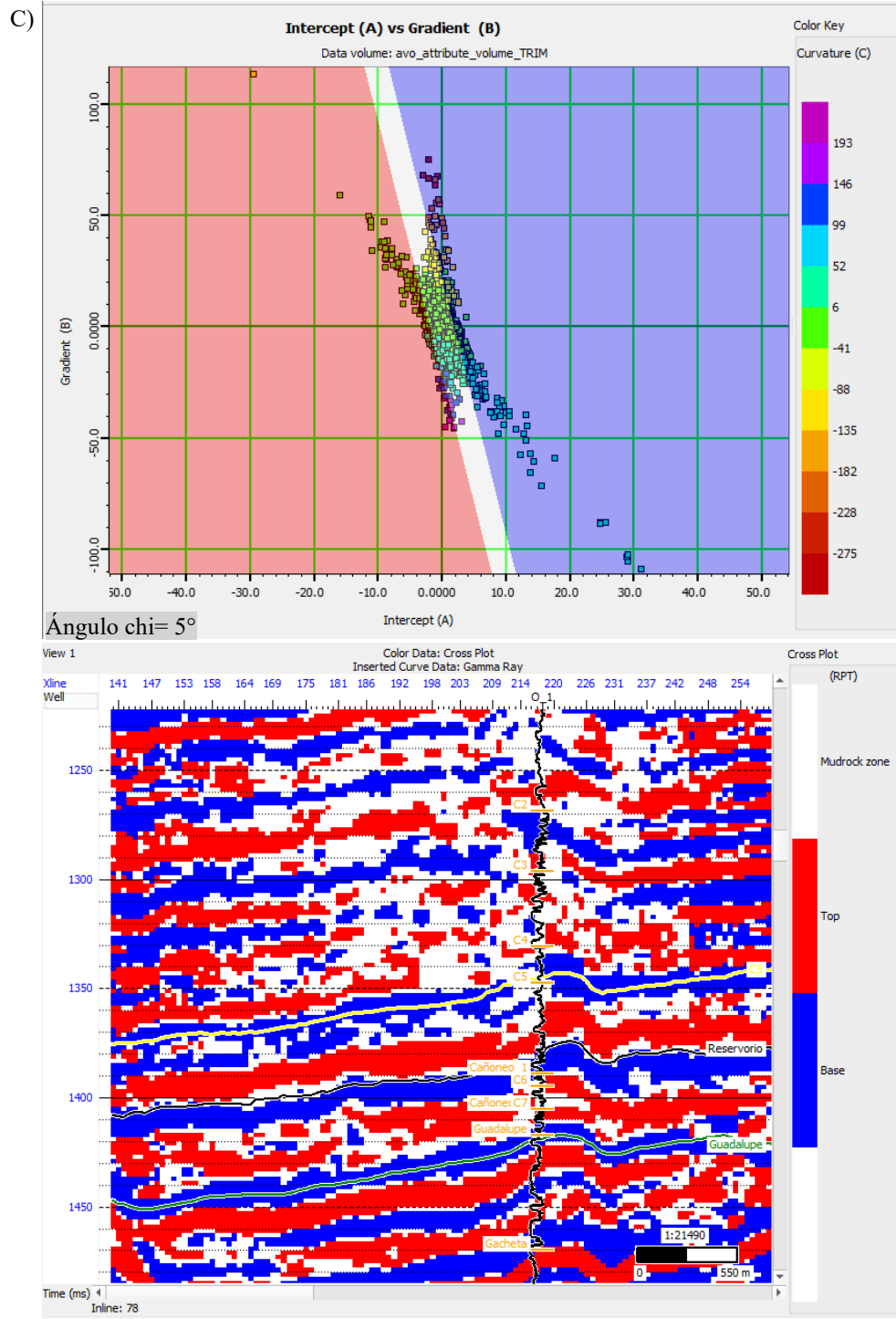
Figura 12

Secciones transversales según la variación del ángulo chi

A)





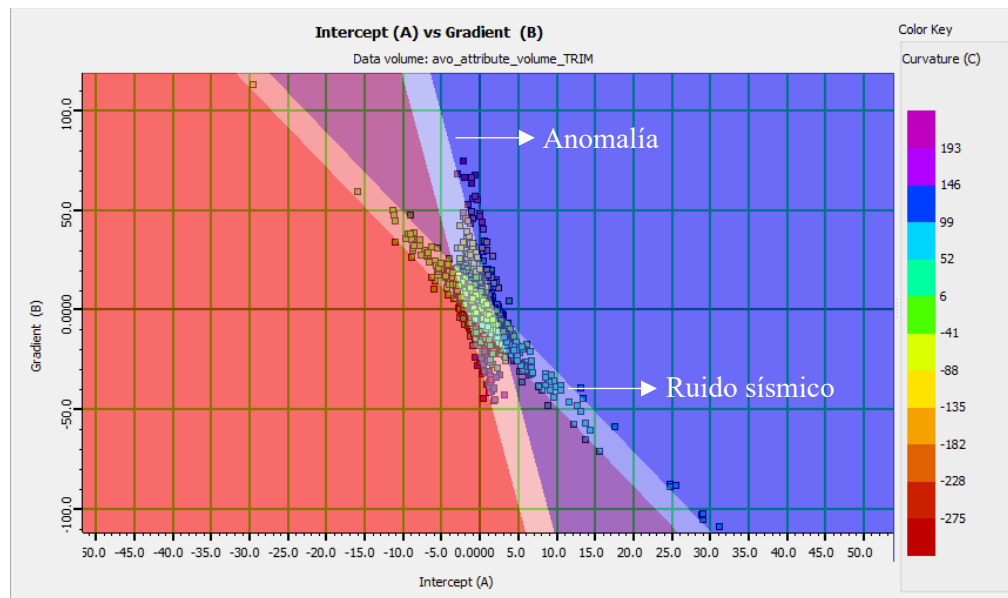


Nota. A, B y C muestran como influye la variación del ángulo chi en la respuesta de las anomalías AVO vistas desde una sección transversal.

El análisis en el módulo de *fluid factor* resultó ser útil para identificar además de la tendencia de la anomalía, una nube de puntos con ángulo chi diferente, que corresponde a ruido sísmico persistente en los datos como se observa en la Figura 13. Con base en esta información, fue posible generar dos volúmenes sísmicos diferenciados; uno que representa el ruido y otro que contiene la anomalía de interés. Posteriormente, se aplicó una operación de sustracción entre ambos volúmenes por medio de un script (véase Apéndice 1), con el propósito de eliminar los datos asociados al ruido en el volumen correspondiente a la anomalía, optimizando la calidad del dato para su interpretación.

Figura 13

Diferencia de ángulos chi, detectada por el módulo de fluid factor



Nota. Ruido sísmico y anomalía detectados en el módulo de *fluid factor* con variaciones en el ángulo chi de 14° y 3°, respectivamente.

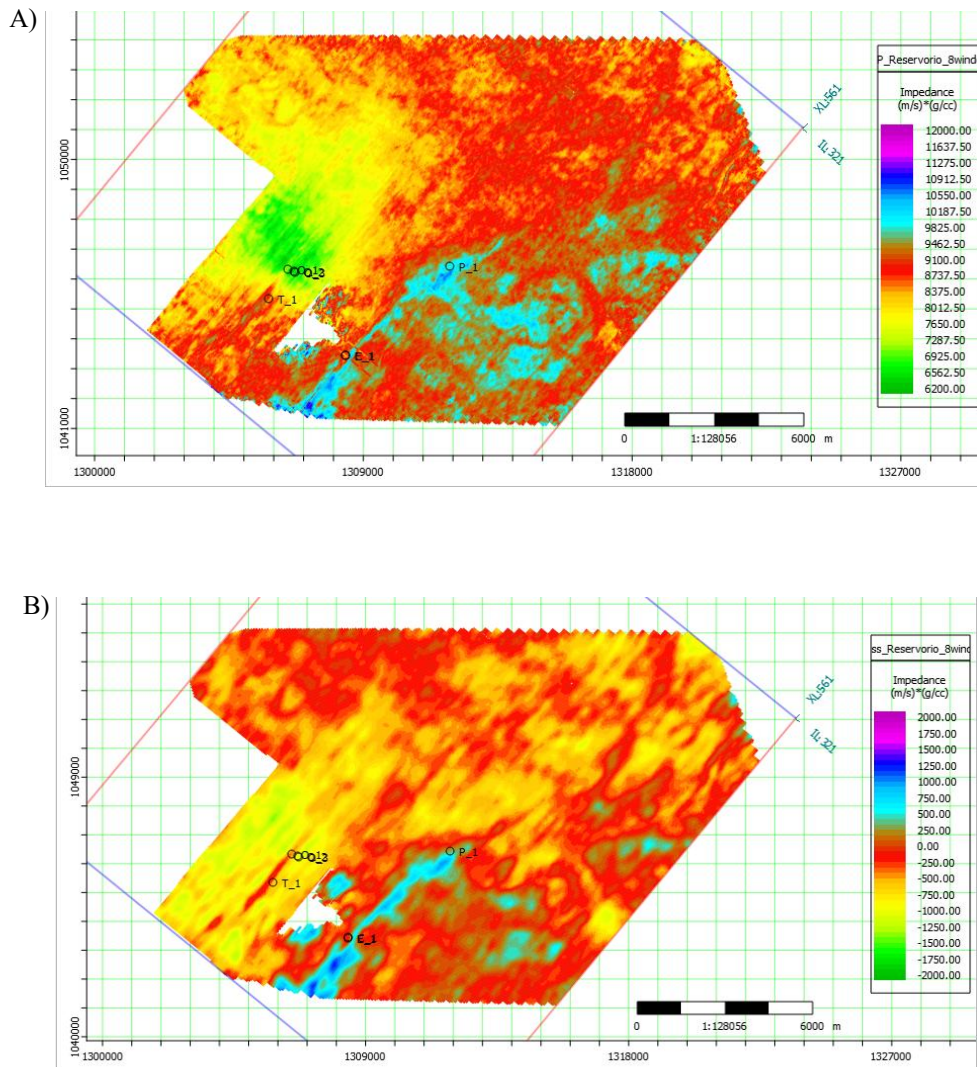
4.8 Inversión sísmica post stack

A partir de los registros sísmicos y de densidad de los pozos E-1, O-1, P-1 y T-1 se construyó el modelo inicial que sirvió de base para ejecutar una inversión sísmica post-

stack, de la cual se obtuvo un volumen de impedancia relativa (más conocido por su nombre en inglés “bandpass”) utilizado posteriormente en la caracterización del reservorio (Véase Figura 14).

Figura 14

Data slices inversión sísmica acústica y subproducto



Nota. A) Inversión sísmica post stack, B) Inversión sísmica relativa o bandpass.

4.9 Descomposición espectral

La descomposición espectral se realizó en el cubo sísmico Merge, que es el resultado de la unión de varios volúmenes sísmicos. Se utilizaron frecuencias de 15 Hz,

35 Hz y 60 Hz, seleccionadas para cubrir el rango bajo, medio y alto del espectro sísmico con el fin de resaltar posibles estructuras canaliformes. Adicional, se corrió un atriburo sísmico de varianza sobre el volumen para resaltar de manera eficiente las estructuras.

5. Resultados

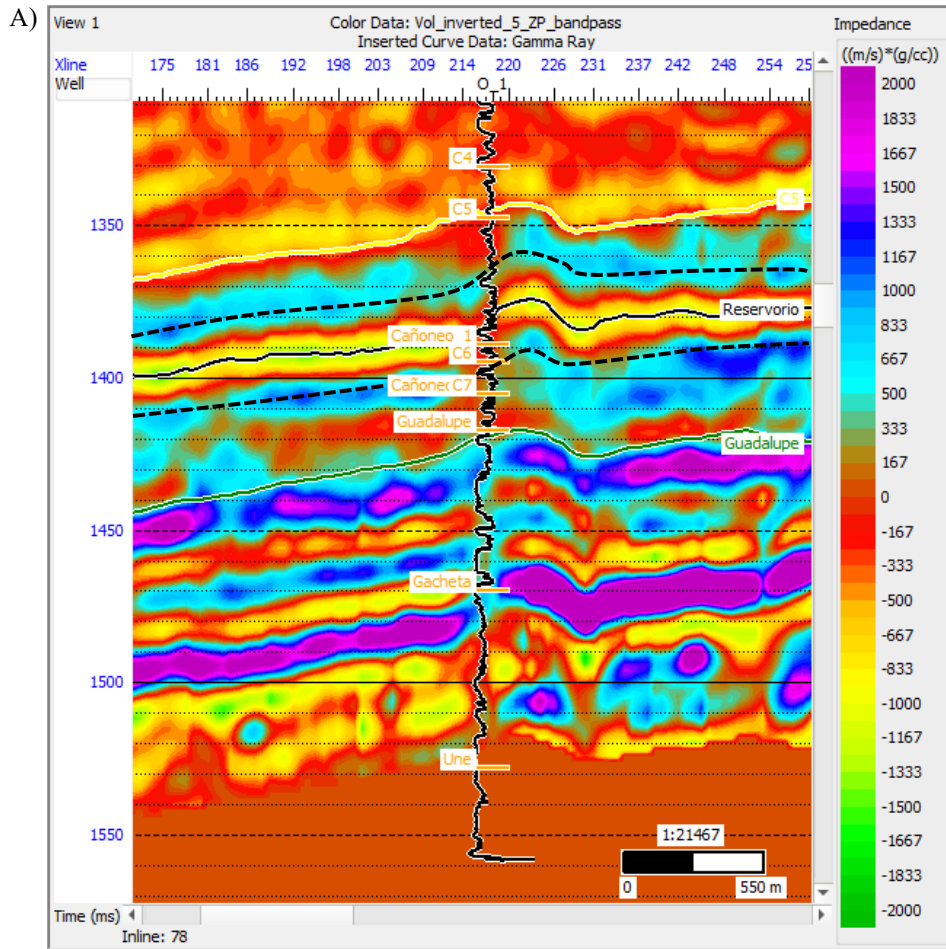
5.1 Caracterización del reservorio

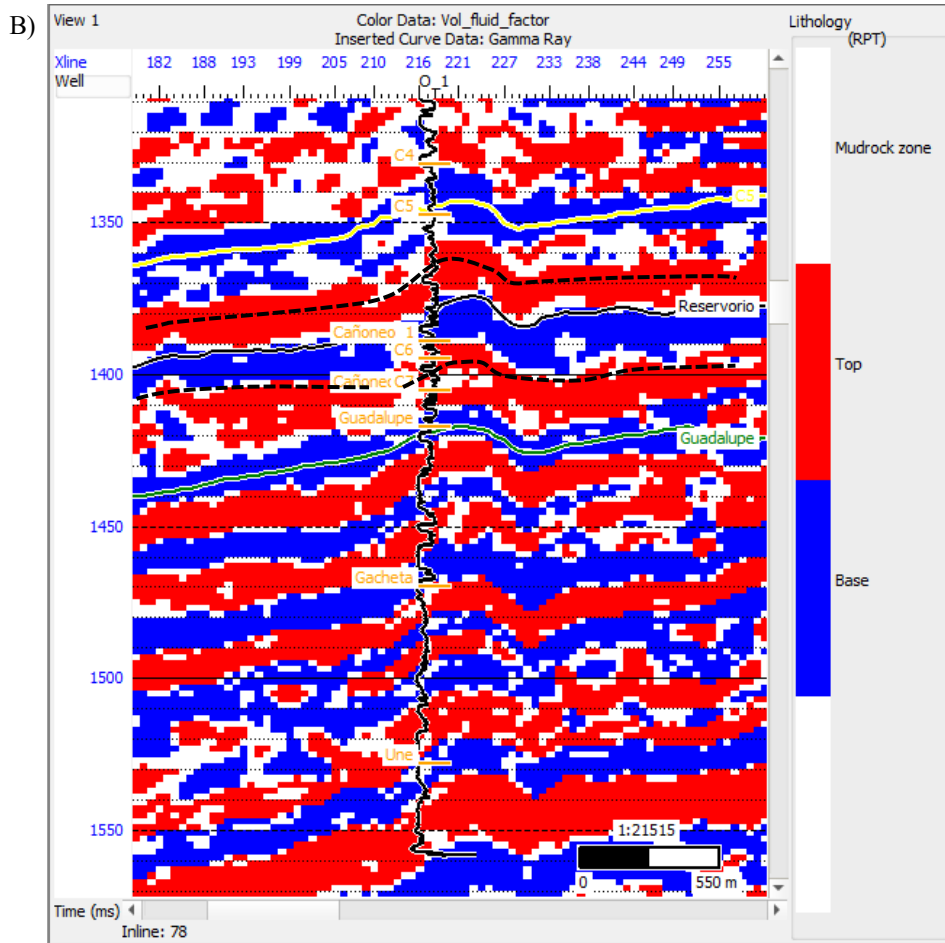
La caracterización del reservorio requirió del volumen bandpass extraído de la inversión sísmica para resaltar el contraste entre zonas de alta y baja impedancia y eliminar artefactos, además del volumen resultante del *fluid factor* y el volumen que aísla las anomalías clase II.

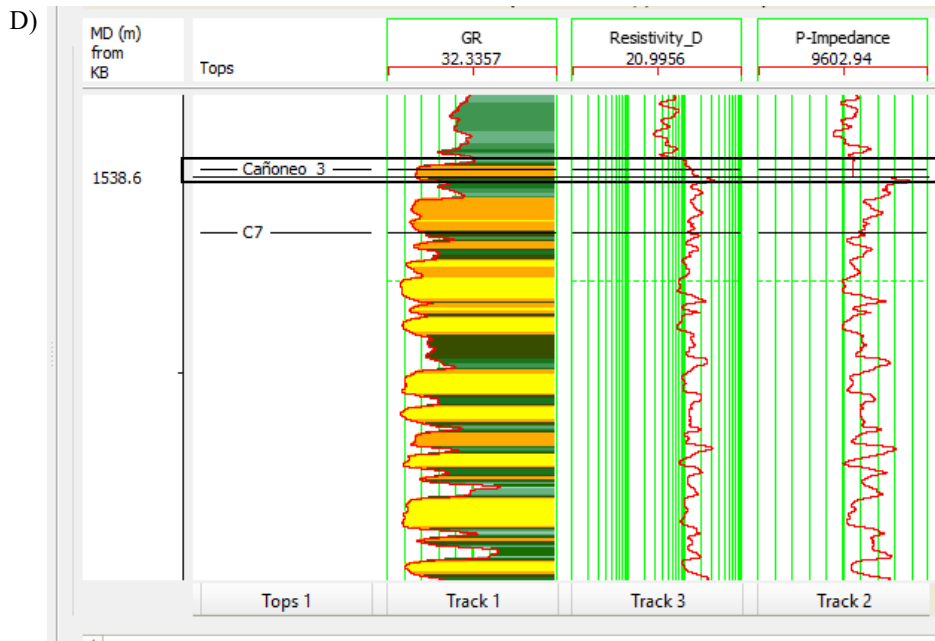
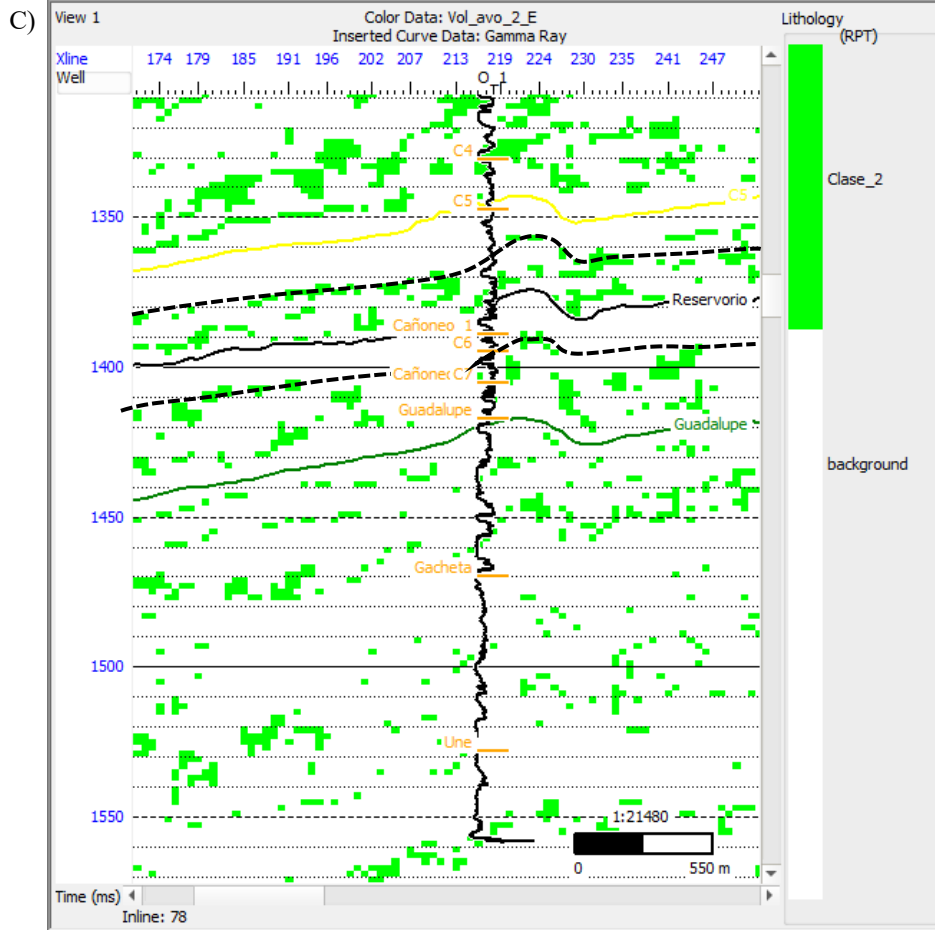
El reservorio se identificó en una zona de alto contraste, donde se traza el horizonte sísmico (Figura 15), allí se documentan cañoneos productores en los pozos E-1 y O-1 (previamente evaluados por VETRA) . Esta zona presenta una baja impedancia acústica en el volumen invertido filtrado con bandpass (Figura 15A). Además, se localiza en una región marcada como tope del cuerpo en el volumen de *fluid factor*, con una continuidad lateral definida (Figura 15B). La zona definida también coincide con una respuesta de anomalía clase II en el volumen AVO aislado (Figura 15C). Adicional, los registros de gamma ray del pozo E-1 muestran una arena moderadamente limpia con alta resistividad e impedancia baja en el cañoneo 3, lo que respalda su interpretación como un posible cuerpo portador de hidrocarburos (Figura 15D).

Figura 15

Análisis de volúmenes sísmicos y registros de pozo





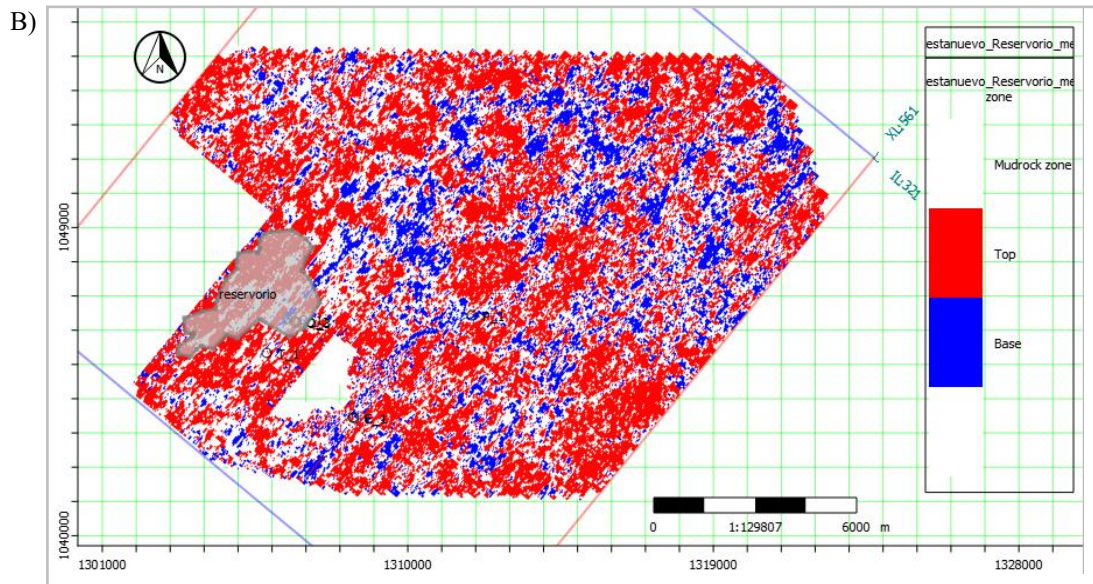
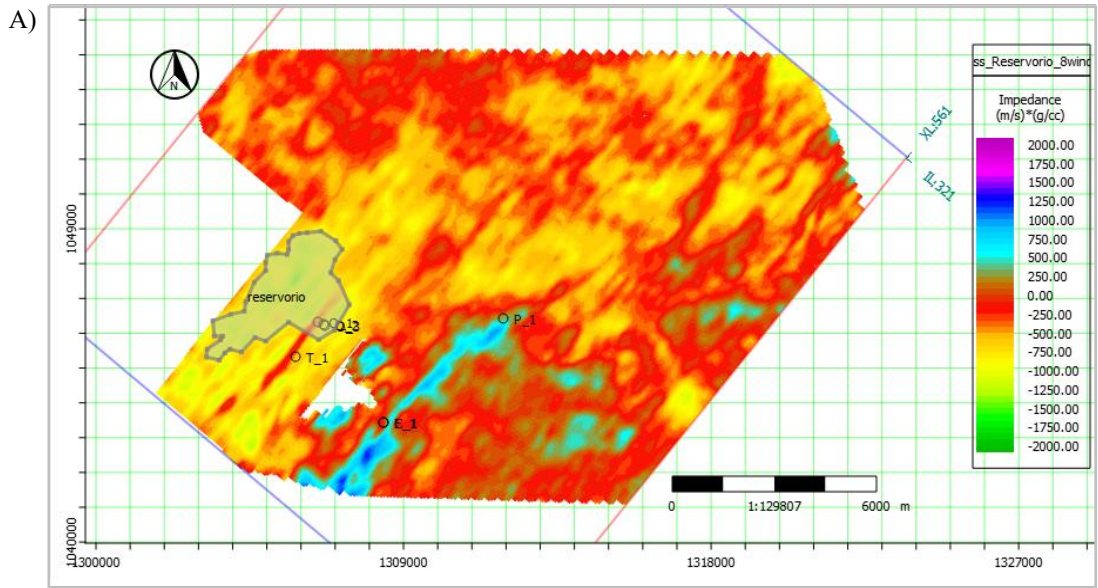


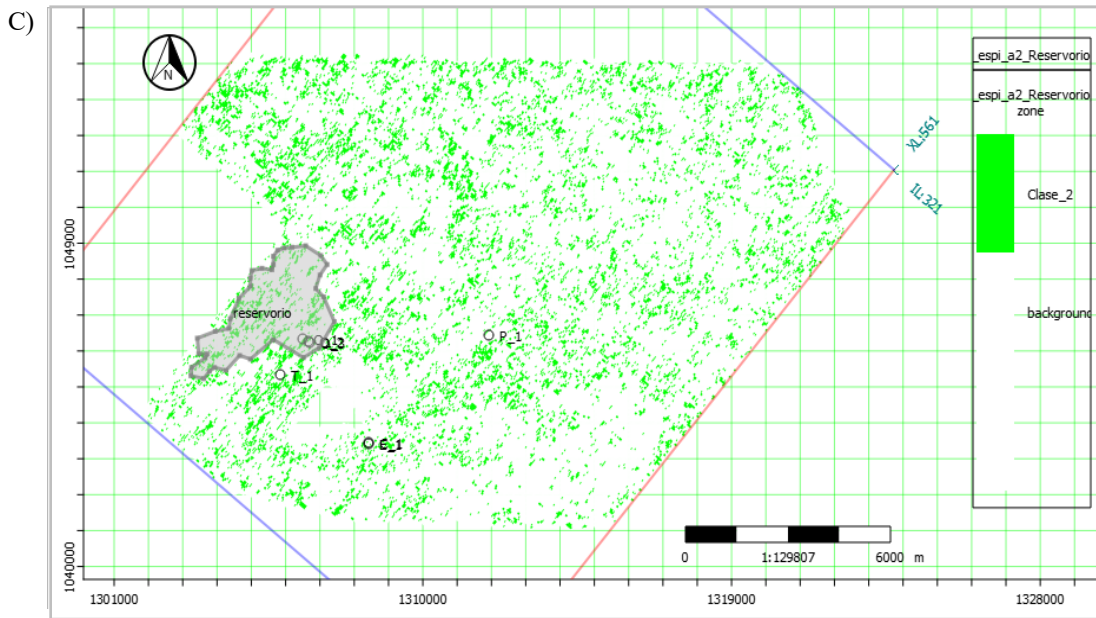
Nota. A, B y C muestran una sección sísmica del pozo O-1 donde se analizan los volúmenes. El horizonte sísmico se traza sobre una zona con marcado contraste de impedancias, correspondiente al intervalo donde se ubica el cañoneo 1, y se observa la continuidad lateral del cuerpo interpretado como reservorio (línea punteada). D) Sección de registros del pozo E-1, donde el cañoneo 3 se localiza en el mismo intervalo que ha sido interpretado como el cuerpo reservorio.

La Figura 16 presenta cortes horizontales del volumen de datos. en adelante, data slices, dada la generalización de este término en la industria, generados a la profundidad del reservorio a partir de los volúmenes de inversión bandpass, *fluid factor* y AVO clase II, respectivamente. En estos data slices se delimita un polígono que encierra la zona interpretada como el posible reservorio. La delimitación de dicho polígono se fundamenta en que el área que encierra cumple con tres criterios clave: (1) presenta una baja impedancia relativa (Figura 16A), (2) evidencia una respuesta de tope y base con continuidad lateral (Figura 16B), y (3) coincide espacialmente con una anomalía AVO clase II (Figura 16C).

Figura 16

Data slices de los volúmenes en la zona de reservorio





Nota. A) Volumen bandpass, B) Volumen fluid factor y C) Volumen AVO clase II.

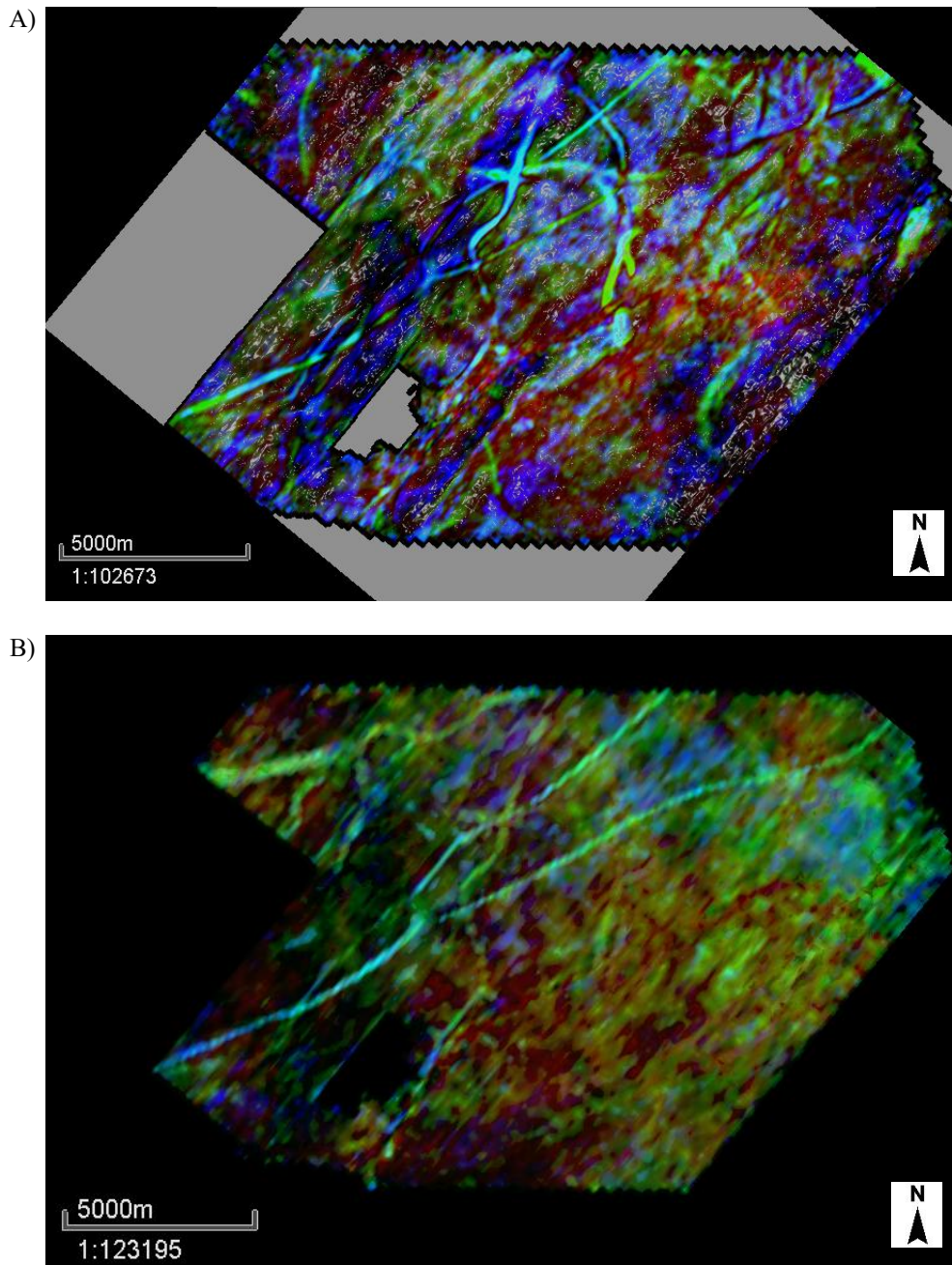
5.2 Identificación de canales mediante descomposición espectral

La descomposición espectral aplicada mediante corte temporal estratigráfico (strata time slice) generado a partir del volumen sísmico Merge a la altura del intervalo C5 permitió identificar canales entrelazados con un espesor aproximado de 6 ms (Figura 17A). En contraste, cuando la descomposición se realizó directamente sobre el horizonte C5, los canales se observaron menos definidos, posiblemente debido a la presencia de zonas con ruido sísmico dentro de la interpretación del horizonte, lo que afecta la respuesta espectral (Figura 17B). Por su parte, sobre el horizonte C7 los canales resultaron casi imperceptibles, probablemente debido a la disminución de la resolución vertical y lateral de los datos sísmicos a esa profundidad.

El patron de canales observado podría estar relacionado con lo reportado en la literatura, donde se mencionan estructuras canalizadas sinuosas dentro de la Formación Carbonera, particularmente en los miembros C5 y C7 (Torrado et al., 2020).

Figura 17

Descomposición espectral

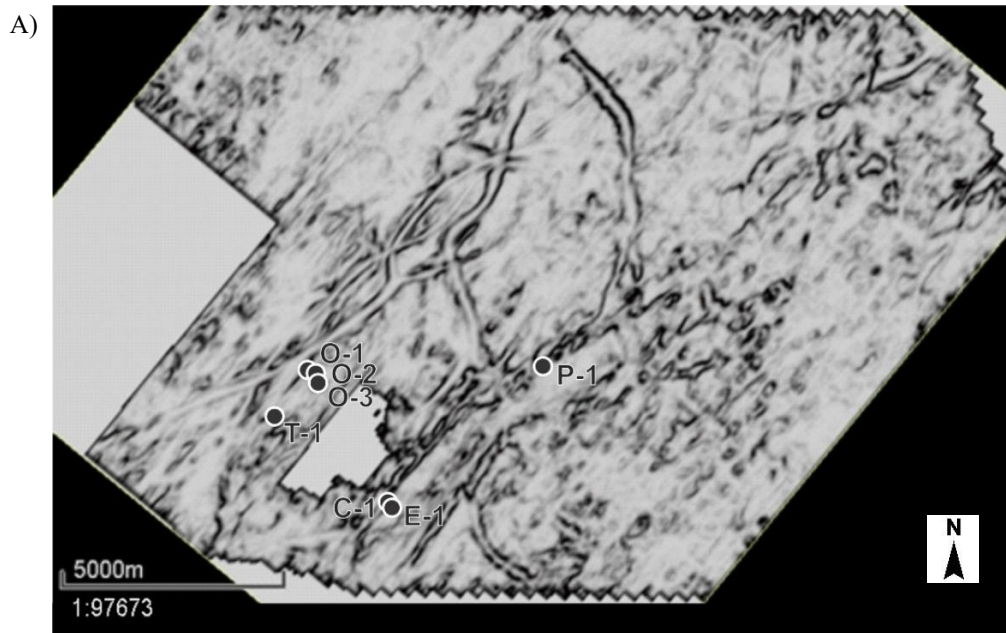


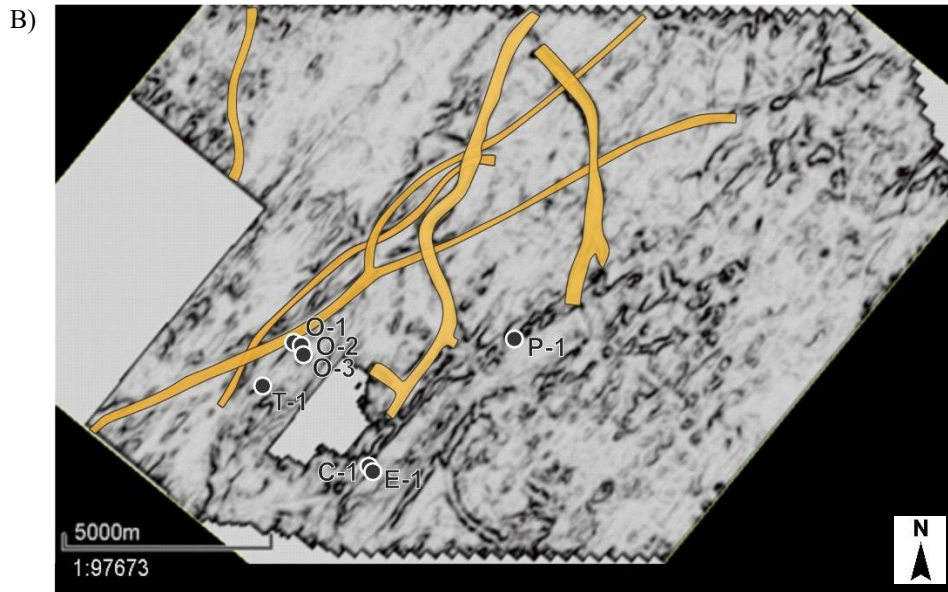
Nota. La figura muestra en A) la descomposición espectral strata time slice superpuesta a un atributo sísmico de varianza, mientras B) muestra la descomposición sobre el horizonte C5, con menor definición.

El atributo sísmico de varianza aplicado sobre la descomposición espectral en strata time slice permitió resaltar discontinuidades laterales en los datos sísmicos, asociadas a geometrías canalizadas. Como se observa en la Figura 18, esta representación facilitó la delimitación e interpretación de canales entrelazados, los cuales fueron digitalizadas para construir el trazado de su sistema principal dentro del intervalo de interés (C5-C7)

Figura 18

Interpretación de canales





Nota. En el atributo sísmico de varianza resaltan los canales, lo que permite conocer la dirección de flujo y definir el sistema.

6. Discusión

La caracterización del reservorio en los miembros C5 y C7 de la Formación Carbonera permitió identificar una zona prospectiva mediante un enfoque integrado de AVO, fluid factor e inversión sísmica post stack. Los resultados obtenidos, como la respuesta AVO clase II (Figura 15C), la baja impedancia acústica en el volumen de inversión relativa (Figura 15A) y la discriminación efectiva de anomalías a través de un ángulo chi óptimo de 3° , revelaron un cuerpo con tope y base definidos y continuidad lateral dentro del intervalo de interés en el *fluid factor* (Figura 15B). La baja impedancia acústica es un indicador clave en la evaluación de reservorios, ya que se asocia frecuentemente con rocas porosas saturadas de hidrocarburos, en contraste con unidades de mayor impedancia que suelen corresponder a materiales más compactos o de sello. Por su parte, la delimitación de un cuerpo continuo con límites claros en el volumen *fluid*

factor sugiere la presencia de una unidad arenosa coherente, condición esencial para la continuidad del yacimiento y su capacidad de almacenamiento. Además, la anomalía identificada en el análisis AVO tipo II sobre el mismo intervalo refuerza la interpretación, al evidenciar un cambio en el contraste elástico compatible con acumulaciones de hidrocarburos; este tipo de respuesta ha sido ampliamente asociada con arenas gasíferas o con hidrocarburos en general. Esta interpretación se ve respaldada por los registros del pozo O-1, donde el intervalo correspondiente muestra una arena moderadamente limpia con alta resistividad y un valor de gamma ray de 32 GAPI (figura 15D) . La alta resistividad es un parámetro crucial en la evaluación petrofísica, ya que sugiere baja saturación de agua e incrementa la probabilidad de presencia de hidrocarburos, reforzando así la interpretación integrada de un cuerpo prospectivo.

Lo obtenido mediante la descomposición espectral a la altura del miembro C5, que corresponde a canales entrelazados que constituyen la trampa del reservorio propuesto (Figura 18B), presenta coherencia con los resultados de Torrado, Carvajal-Arenas, Mann y Penner Bhattacharya (2020), quienes integraron sísmica 3D y registros de pozo para caracterizar trampas estratigráficas fluviales en la Formación Carbonera, identificando canales bien definidos en el miembro C5. No obstante, su estudio reportó que en el miembro C7 la visualización de canales fue limitada, debido a la presencia de sedimentos más finos que dificultaban su resolución sísmica. Esta observación coincide con los resultados del presente trabajo, donde no se identificaron estructuras canalizadas en C7, lo que sugiere que la naturaleza litológica y la preservación de facies pueden condicionar la efectividad de los atributos sísmicos en este intervalo.

El análisis AVO y el fluid factor se consideran herramientas valiosas para identificar zonas prospectivas en exploración de hidrocarburos, especialmente en ambientes fluviales como los de la Cuenca Llanos Orientales. Escobar, Laverde y Gómez (2020) aplicaron inversión sísmica y atributos elásticos, incluido el *fluid factor*, en la Cuenca del Magdalena Medio, logrando correlaciones coherentes con la presencia de hidrocarburos verificada en pozos. De manera similar, Paredes, Sánchez y Martínez (2018) utilizaron atributos AVO para caracterizar arenas productoras en la Cuenca Llanos, confirmando la sensibilidad de esta técnica para discriminar fluidos en reservorios someros.

En el desarrollo del presente trabajo se contó con datos sísmicos que, si bien permitieron la implementación de herramientas como el análisis AVO, el fluid factor y la inversión sísmica post stack, presentaban algunos artefactos residuales del procesamiento que pudieron influir en los procedimientos aplicados y en la interpretación. Asimismo, algunos registros de pozo estaban incompletos y otros se derivaron a partir de registros existentes. Estas condiciones agregan un grado de incertidumbre a la interpretación, aunque no comprometen la validez de los resultados, ya que se aplicaron herramientas para atenuar el ruido y completar información faltante, lo que permitió reforzar el análisis e integrar de manera coherente los distintos volúmenes generados.

Una fortaleza destacada fue la eliminación del ruido detectado por el fluid factor mediante un script en Hampson & Russell, que permitió aislar la interferencia en los geocuerpos AVO y mejorar la visualización de las anomalías. Esta corrección técnica aportó mayor claridad a la interpretación, incrementando la confiabilidad del análisis sísmico y facilitando la integración con la información geológica y de pozo (Figura 13).

En conjunto, los resultados de este estudio refuerzan la utilidad del enfoque integrado para la caracterización de reservorios en medios fluviales, especialmente en la Cuenca Llanos Orientales. La combinación de análisis AVO, fluid factor, atributos sísmicos y descomposición espectral permitió no solo delimitar la zona de interés, sino también evaluar con mayor precisión las condiciones de continuidad y geometría de los cuerpos prospectivos (Figura 16). No obstante, las limitaciones derivadas de la calidad variable de los registros de pozo y la resolución sísmica en ciertos sectores del bloque deben ser consideradas en futuras investigaciones, las cuales podrían beneficiarse del uso de datos sísmicos de mayor resolución, registros completos y enfoques probabilísticos para la cuantificación de incertidumbre.

7. Conclusiones

El análisis AVO permitió identificar anomalías, siendo de interés para este estudio las clasificadas como tipo II, que se asocian frecuentemente con arenas portadoras de hidrocarburos. Estas coincidieron espacialmente con zonas de baja impedancia acústica en el volumen de inversión sísmica relativa, respaldando la presencia de un cuerpo con propiedades favorables para la acumulación de hidrocarburos.

La estimación del ángulo chi evidenció que un valor de 3° ofreció la mejor discriminación de anomalías en el volumen fluid factor, permitiendo delimitar un cuerpo con tope y base definidos y continuidad lateral en el intervalo de interés. El módulo de fluid factor fue útil para identificar una tendencia secundaria atribuida a ruido incoherente que afectaba la respuesta sísmica. Esta interferencia fue mitigada mediante la implementación de un script personalizado en el software Hampson y Russell,

permitiendo eliminar la interferencia presente en los geocuerpos correspondientes a las anomalías AVO y generando un volumen más limpio, adecuado para una interpretación más confiable. Además, los registros de pozo en la zona de interés, particularmente en el pozo O-1, indican la presencia de una arena moderadamente limpia, con valores de gamma ray cercanos a 32 GAPI y alta resistividad, lo cual refuerza la interpretación sísmica y respalda el potencial del cuerpo identificado como un reservorio.

La descomposición espectral aplicada sobre el cubo sísmico 3D permitió identificar en el miembro C5 una red de canales entrelazados con dirección suroeste, lo que sugiere un ambiente de depósito fluvial. Estas configuraciones presentan continuidad lateral y geometría típica de trampas estratigráficas. En contraste, en el miembro C7 no se observaron canales definidos, lo que puede estar relacionado con una mayor presencia de sedimentos finos y menor resolución sísmica, tal como reportan otros estudios en la zona.

8. Recomendaciones

Se recomienda implementar un flujo de reprocesamiento sísmico orientado a “True Amplitude”, que garantice la preservación precisa de la respuesta AVO y la recuperación relativa de amplitudes absolutas. Este enfoque debe integrarse con algoritmos avanzados de atenuación adaptativa de ruido aleatorio y coherente, como structure-oriented filtering, rank-reduction methods o deep-learning-based denoising, los cuales han mostrado superioridad en entornos geológicos complejos según los desarrollos recientes en procesamiento sísmico.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Mapa de tierras y campos productores de hidrocarburos en Colombia*. ANH. <https://www.anh.gov.co/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Oportunidades disponibles en los Llanos Orientales. <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/llanos-orientales/>
- Aki, K., & Richards, P. G. (2002). *Quantitative seismology* (2nd ed., pp. 119–188). University Science Books.
- ANH. (2012). Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos.
- Blandón, J., & Calvete, A. (2018). Propuesta de un modelo de pozo horizontal con el fin de mejorar la eficiencia de producción en un campo de Ecopetrol S.A.
- Castagna, J. P., & Smith, S. W. (1994). Comparison of AVO indicators: A modeling study. *Geophysics*, 59(12), 1849–1855. <https://doi.org/10.1190/1.1443572>
- Castagna, J. P., Sun, S., & Siegfried, R. W. (2003). Instantaneous spectral attributes to detect low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 22(2), 120–127. <https://doi.org/10.1190/1.1559038>
- Castagna, J. P., Sun, S., y Siegfried, R. W. (2003). Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 22(2), 120–127. <https://doi.org/10.1190/1.1559038>
- Cediel, M., Almanza, O., & Montes, L. (2012). Análisis AVO en el yacimiento de alta impedancia del campo Chuchupa.
- Cediel, M., Almanza, O., & Montes, L. (2012). Análisis AVO en el yacimiento de alta impedancia del campo Chuchupa. *Boletín de geología*, 34(2), 139-148.

- Chaparro Castillo, N. D., & Villamil Galindo, L. T. (2017). Evaluación técnico-financiera mediante pruebas de laboratorio del uso de microesferas huecas de vidrio en fluido de perforación base agua para Campo Castilla. *Revista de Ingeniería*, 45(3), 112-127. <https://doi.org/10.1234/ringenf.2017.04503>
- Chavez, D. C., Gil, F. M., & Rodríguez, J. L. (2023). Metodología de reducción de sombra de falla: Aplicada en una zona de la Cuenca Llanos – Departamento de Casanare, Colombia. *Revista de Ingeniería Geológica*, 5(2), 45-58. <https://doi.org/10.1016/j.ingeo.2023.015>
- Chopra, S., y Marfurt, K. J. (2007). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. *Society of Exploration Geophysicists*. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801900>
- Cooper, M.A., Addison, F.T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R.H., Hayward, A.B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A.J., Taborda, A., 1995. Basin development and tectonic history of the Llanos basin, eastern Cordillera, and middle Magdalena valley, Colombia. *AAPG (Am. Assoc. Pet. Geol.) Bull.* 79 (10), 1421–1443
- Duarte, E., Bayona, G., Jaramillo, C., Parra, M., Romero, I., & Mora, J. A. (2017). Identificación de los máximos eventos de inundación marina Miocenos y su uso en la correlación y análisis de la cuenca de antepaís de los Llanos Orientales, Colombia. *Boletín de Geología*, 39(1), 19-40.
- ECOPETROL. Aspectos generales de la información sísmica. 2017
- Escobar, C., Laverde, J., y Gómez, C. (2020). Caracterización de reservorios mediante inversión sísmica y atributos elásticos en la Cuenca del Magdalena Medio, Colombia.

- Revista de Geociencias, 40(1), 45–59. <https://doi.org/10.18273/revgeosci.v40n1-2020004>
- Fathalian, A., & Innanen, K. (2015). AVO modelling of linearized Zoeppritz approximations. CREWES Research, 27.
- Faust, L. Y. (1951). Seismic velocity as a function of depth and geologic time. *Geophysics*, 16(2), 192–206. <https://doi.org/10.1190/1.1437658>
- Flores Maldonado, H. J. (2018). Inversión sísmica aplicada a la caracterización de yacimientos (Tesis de maestría). Universidad Nacional Autónoma de México.
- Foster, D. J., Keys, R. G., Lane, F. D., & Otros autores (2010). Interpretation of AVO anomalies. *Geophysics*, 75(5), 75A3–75A13. <https://doi.org/10.1190/1.3467825>
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). Formation velocity and density—the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39(6), 770–780. <https://doi.org/10.1190/1.1440465>
- Gómez, G., y Ramos, A. (2006). Métodos de inversión sísmica para la caracterización de yacimientos. *Geofísica Internacional*, 45(1), 19–29.
- Hampson, D. & Russell, B., (September 2004), AVO Theory. Lecture note.
- HampsonRussell. (2019). AVO Workshop – Part 1: Rock Physics & Fluid Replacement Modeling. GeoSoftware.
- Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *Anexo I: Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales*. Instituto Geográfico Agustín Codazzi.
- Maurya, S. P., Singh, N. P., & Singh, K. H. (2020). Seismic inversion methods: A practical approach (pp. 39–80). Springer.

- Paredes, L., Sánchez, D., y Martínez, R. (2018). Aplicación de atributos AVO para la caracterización de reservorios en la Cuenca Llanos Orientales. *Boletín de Geología*, 40(3), 91–105. <https://doi.org/10.18273/revbolgeo.v40n3-2018007>
- Pérez, D. O. (2015). Nuevas estrategias para la inversión sparse de datos sísmicos prestack (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de La Plata).
- Rock Physics Laboratory, Stanford University.
- Beer, F. P., & Johnston, E. R. (2013). *Mechanics of materials* (7th ed.). McGraw-Hill.
- Russell, B. H. (2004). *Introduction to seismic inversion techniques*. Society of Exploration Geophysicists.
- Sarmiento, Luis. *Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin*. Fondo Editorial Universidad EAFIT, Departamento de Geología, 2011. p. 103.
- Servicio Geológico Colombiano. (2021). Anexo Técnico n.º 1: Información Geofísica.
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). *Exploration seismology* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). Theory of seismic waves. En *Exploration seismology* (pp. 13-62). Cambridge University Press.
- Shuey, R. T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 23, 609–614.
- Torrado, L., Carvajal-Arenas, L. C., Mann, P., & Bhattacharya, J. (2020). Integrated seismic and well-log analysis for the exploration of stratigraphic traps in the Carbonera Formation, Llanos foreland basin of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 104, 102607.
- Torrado, L., Carvajal-Arenas, L. C., Mann, P., y Penner Bhattacharya, D. (2020). Paleodrainage evolution of a foreland basin: Linking surface processes with

- stratigraphic architecture in the Llanos Basin of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 104, 102828. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2020.102828>
- Vargas Contreras, G. A. (2017). Estimación de parámetros para sismica multicapa mediante aproximaciones a las ecuaciones de Zoeppritz utilizando algoritmos evolutivos (Doctoral dissertation, Universidad Autónoma de Nuevo León).
- Verm, R., & Hilterman, F. J. (1995). Lithology color-coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties. *The Leading Edge*, 14(8), 847–853. <https://doi.org/10.1190/1.1437077>
- Wang, Y. (2017). *Seismic inversion: Theory and applications* (pp. 68–83). Wiley-Blackwell.

Apéndice A**Script para la resta del ruido sísmico**

```
out = A;
n = numSamples(out);
i = 0;
while (i < n)
{
    if (A[i] < 2.5 && B[i] > 0.5)
    {
        out[i] = 0.0 * out[i];
    }
    else
    {
        out[i] = out[i];
    }

    i = i + 1;
}

out;
```