

INVERSIÓN SÍSMICA ESPECULATIVA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS TERCIARIOS PROSPECTIVOS EN EL TURBIO ESTE, CUENCA AUSTRAL, SANTA CRUZ

Marcela I. Egusquiza¹, Marcelo F. Santiago¹ y Héctor Zucchi²

1: ENAP Sipetrol Argentina S.A. marcela.egusquiza@enap.com.ar, marcelo.santiago@enap.com.ar

2: Dantoine S.A. hzucchi@dantoine.com.ar

Palabras clave: inversión sísmica, El Turbio Este, impedancia, lambda-rho, mu-rho, *Foreland 2*

ABSTRACT

A Simultaneous Seismic Inversion study was executed on the ETE-3D *survey*, El Turbio Este area, Southern Austral Basin, Santa Cruz province, Argentina. The particularity of this work is that the 3D seismic on which the inversion was executed does not have in situ wells. The exploratory targets studied with this tool are located in the basal section of the Tertiary and belong to the *Foreland* megasequence called *Foreland 2* (Paleocene-Eocene). In general terms, the *Foreland 2* megasequence is composed of distal shelf to slope turbiditic deposits. Results of the inversion enable to detect reservoir properties, given the isolated, porous nature of relatively thick sand beds, encased in uniform, massive clays. Due to the absence of wells in the *survey*, analyses based on this processing were contrasted with bibliographic sources and should be considered primarily qualitative.

To build the initial model, the particular absence of boreholes led to introduce the low-frequency component by means of 2D lines that included wells located outside the 3D seismic. Although P and S Impedance are usually the main outputs, the large aperture of angular *offsets* allowed to generate a reliable Density cube to support seismic porosity estimations. Using the Lambda-Rho vs. Mu-Rho approximation, combining P and S Impedance values improved the discrimination of rock properties, with respect to the AVO analysis (P Velocity vs. S Velocity) and P Impedance vs. S Impedance.

Elastic properties of intervals containing the reservoirs were extracted and statistically analyzed to determine background and anomalous populations. P Impedance vs. S Impedance *crossplots* from well data available in literature show a boundary separating gas-bearing from water-bearing sands. Their equivalent Lambda-Rho vs. Mu-Rho *crossplots* from the inverted ETE 3D seismic data show a clear, almost vertical separation. In addition to the visual advantages that facilitated interpretations, modeling the data presented in this paper in the Lambda-Mu-Rho space allowed to derive lithological and fluid content approximations to the target reservoirs.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Austral-Magallanes está situada en el extremo sur de Sudamérica, con una superficie aproximada de 230.000 km² que incluye las provincias de Santa Cruz y Tierra del

Fuego en Argentina, la Región de Magallanes en Chile y el Mar Argentino colindante (Figura 1 A). La orientación principal de la cuenca es NNO-SSE y queda limitada al oeste y sur por el orógeno de los Andes Patagónicos, al Este por el Alto de Río Chico y al norte por el Macizo del Deseado. El Alto de Río Chico, unidad morfoestructural de orientación NNW – SSE, actuó como límite depositacional durante el Cretácico. Durante el Terciario la depositación de los sedimentos sobrepasa al Alto de Río Chico quedando conectadas las cuencas Austral y de Malvinas Oriental. El Macizo del Deseado, de orientación E-W, separa a la Cuenca Austral de la Cuenca del Golfo San Jorge. El área de exploración El Turbio Este, en la que se enmarcan los trabajos presentados en esta contribución, está ubicada en el sector centro-sur de la provincia de Santa Cruz, sobre el límite con Chile. Se encuentra unos 65 km al oeste de Río Gallegos por la Ruta Nacional 40, y unos 80 km hacia el noroeste por las rutas provinciales 3 y 5, ingresando por la localidad de Las Horquetas (Figura 1 B). La superficie del permiso de exploración asciende a 3.200 km², y cuenta con un único pozo exploratorio perforado por YPF en 1991, PkA.x-1 (Potrok Aike). El área dispone de más de 5.500 km de cobertura regional de sísmica 2D adquirida en las décadas de 1970 y 1980, cuya mayor parte fue reprocesada en 2019.

En 2019 ENAP Sipetrol Argentina llevó a cabo un proyecto de adquisición de 1.300 km² de sísmica 3D (Figura 1 B) en El Turbio Este. Los datos fueron adquiridos empleando una metodología innovadora desarrollada por ConocoPhillips y aplicada por primera vez en Sudamérica. El método, denominado CSI (*Compressive Seismic Imaging*) plantea un muestreo no uniforme de los datos, tanto para fuentes como para receptores, desafiando la teoría de muestreo uniforme de Nyquist. Su aplicación en El Turbio Este es objeto de otra contribución presentada en este congreso (ver Roselló *et al.* 2022) en la que se explican sus principios y grandes ventajas. El marco teórico, desarrollo y enfoque práctico de la adquisición sísmica CSI puede consultarse en Herrmann (2010); Allergar *et al.* (2017); Brown *et al.* (2017); Ma y Yu (2017) y Mosher *et al.* (2017).

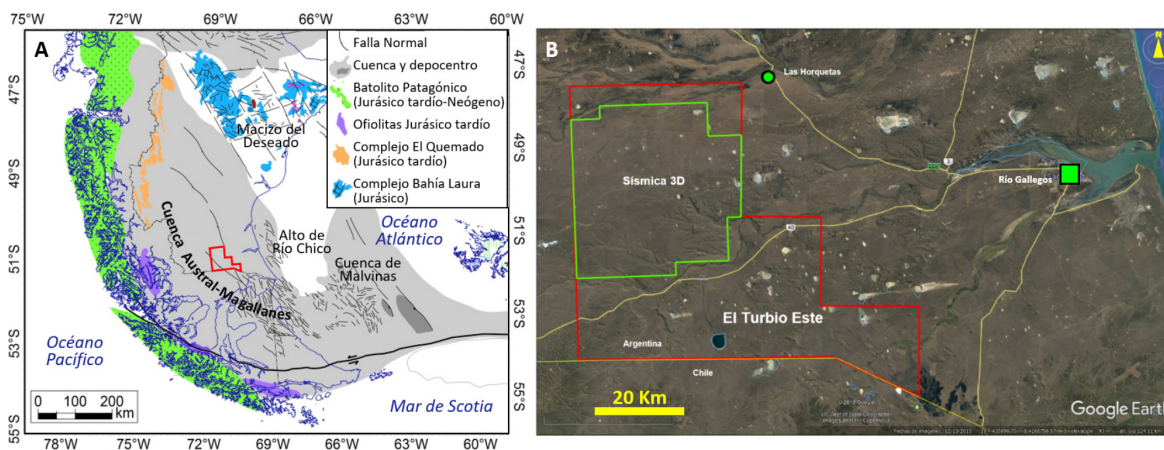


Figura 1. A: Mapa de ubicación de la Cuenca Austral-Magallanes, sus límites y cuencas patagónicas aledañas (modificado de Lovecchio *et al.* 2019); B: Imagen satelital mostrando la ubicación del área El Turbio Este (polígono rojo) y dentro de éste, la sísmica 3D (polígono verde).

MARCO GEOLÓGICO

El intervalo estratigráfico que contiene los objetivos exploratorios comprendidos en este estudio se ubica en la sección basal del Terciario, depositado en el marco de una cuenca de antepaís cuya implantación se inicia en torno a los 85 Ma (Mpodozis *et al.* 2011), producto de carga tectónica en el margen occidental de la placa sudamericana. El espeso relleno sedimentario de antepaís que se desarrolla sobre el depocentro cretácico de la Cuenca Austral-Magallanes está integrado por cuatro megasecuencias (denominadas “*Foreland 1*” a “*Foreland 4*”) que responden a procesos tectónicos regionales, limitados por discordancias significativas que facilitan su seguimiento en el subsuelo. Su evolución comienza con la instalación de un sistema de protocordillera/antefosa en el Cretácico superior, que da origen a la megasecuencia *Foreland 1*, dominada por depósitos de ambiente marino profundo. En el subsuelo del área de estudio esta unidad corresponde al Mb. Superior de la Fm. Palermo Aike.

Durante el período Maastrichtiano a Paleoceno, la instauración de un régimen compresivo genera un levantamiento en el borde occidental y subsidencia en las zonas central y oriental de la cuenca, pasando a ser el principal depocentro y originando la megasecuencia *Foreland 2*. Esta unidad se corresponde, a nivel regional, con el Mb. Inferior de la Fm. Magallanes, y yace sobre una discordancia marcadamente erosiva, denominada D3 en Argentina (Aimar *et al.* 2018) y G7 o base de la Zona Glauconítica (ZG) en Chile (Pinto *et al.* 2018). Esta unidad contiene los principales reservorios terciarios productivos de Chile (Arenal, Cahuil) y Argentina (Campo Boleadoras, Campo Indio, El Cerrito, etc.). Está integrada por depósitos clásticos de ambiente marino de plataforma interna y somera hasta externa y profunda. En la zona del estudio, presenta una geometría de cuña, dada por su carácter transgresivo con relaciones de *onlap* a la base y su adelgazamiento progresivo hacia el este, así como por las truncaciones erosivas producto de la discordancia que la limita en su techo. La interpretación sísmica, apoyada en evidencias de carácter regional, permite asignar a la megasecuencia *Foreland 2* en El Turbio Este un ambiente de plataforma distal a talud en el que se desarrollan secuencias turbidíticas, con geometrías principalmente lobulares claramente visibles en las extracciones de amplitud, con dirección de aporte desde el E y NE.

A partir del Eoceno tardío – Oligoceno temprano, los cambios en las relaciones y movimientos de placas generan un aumento en la tasa de convergencia y mayor relieve orogénico en oeste de la cuenca (Mpodozis *et al.* 2011). La acumulación sedimentaria resultante constituye la megasecuencia *Foreland 3* (Eoceno – Oligoceno), que se desarrolla sobre una discordancia erosiva, denominada Base de Progradaciones (BP). Esta importante discordancia regional marca un cambio de polaridad en el aporte sedimentario general. Sobre ella se depositan secuencias progradantes distales de plataforma profunda, con marcadas geometrías de clinoforma, cuyo arreglo vertical muestra una progresiva proximalización y somerización de ambientes, donde predomina la agradación. El

aporte de sedimentos es desde el SW en Chile y desde el W a NW en el sector argentino. En el subsuelo del área de estudio, esta unidad corresponde al Mb. Superior de la Fm. Magallanes.

La progresión de cambios a lo largo del borde occidental de la placa sudamericana genera, a partir del Mioceno temprano, un nuevo ascenso orogénico que, a diferencia de los anteriores, no causa subsidencia flexural en el antepaís (Fosdick *et al.* 2011; Mpodozis *et al.* 2011). Como consecuencia de estos cambios, se deposita la megasecuencia *Foreland 4* (Mioceno – Plioceno), que no presenta variaciones significativas de espesor, con un arreglo interno tabular y concordante. Esta unidad, corresponde en la zona de estudio a la Fm. Santa Cruz, está integrada por depósitos de ambientes marinos litorales y continentales, con frecuentes mantos de carbón.

La Figura 2 presenta la columna estratigráfica generalizada en la que se muestra la ubicación temporal de las megasecuencias de antepaís, indicándose también la ubicación estratigráfica de los principales niveles productivos en el Terciario de Chile y Argentina. En la Figura 3 A se

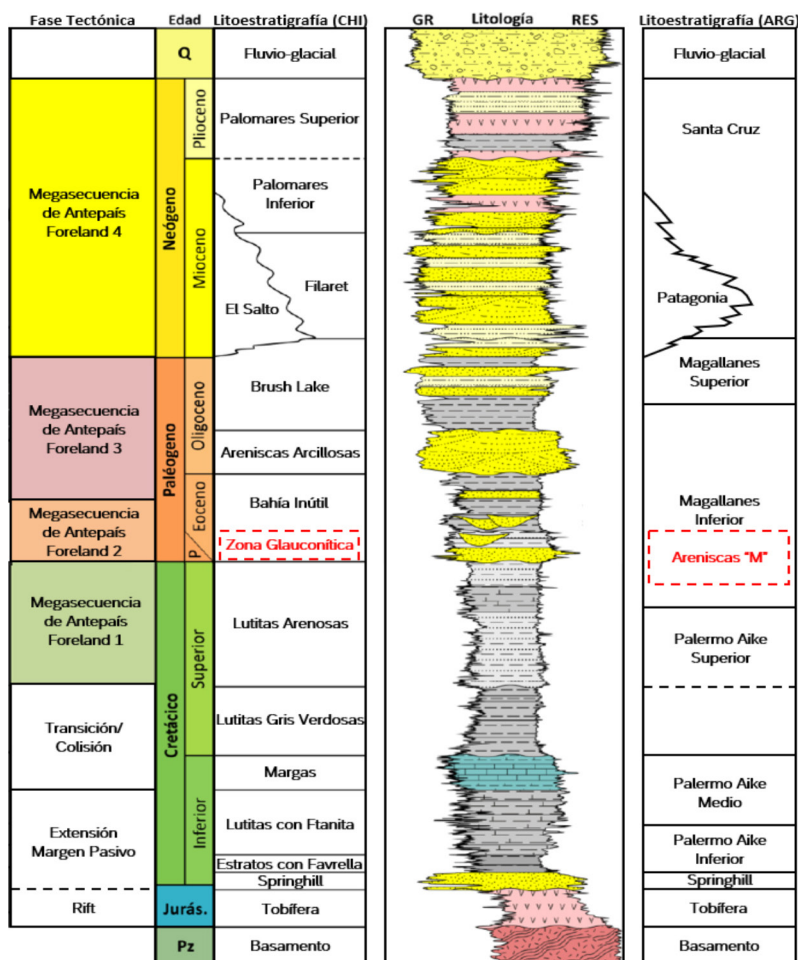


Figura 2. Columna estratigráfica simplificada de la Cuenca Austral-Magallanes, con la nomenclatura de subsuelo más comúnmente utilizada en Chile (izquierda) y en Argentina (derecha) (modificada de Pinto *et al.* 2018). Se indica en rojo la ubicación estratigráfica de los principales niveles productivos en el Terciario de Chile y Argentina.

presenta una sección arbitraria E-W de la sísmica 3D de ETE, donde se muestran los principales horizontes interpretados en la columna estratigráfica. En la Figura 3 B se presenta un detalle de la megasecuencia *Foreland 2*, donde se aprecia su desarrollo entre las discordancias G7 y BP, así como la subdivisión interna interpretada para esta unidad, sobre la que se basó el análisis presentado en esta contribución.

La megasecuencia *Foreland 2* fue dividida en tres intervalos, denominados F2 Inferior, F2 Medio y F2 Superior, los que fueron interpretados teniendo en cuenta sus relaciones laterales, la terminación de sus reflectores (*onlaps* y truncaciones erosivas) y sus superficies limitantes (discordancias o concordancias relativas). En los intervalos F2 Medio y F2 Inferior se identificaron anomalías de amplitud con amplia distribución areal, lo que motivó la realización de estudios detallados para su interpretación geológica y determinación de respuesta de AVO. El F2 Superior fue interpretado como un intervalo con predominio de facies finas, sin anomalías de amplitud de interés, con evidencias de deformaciones estratales que se interpretaron como deslizamientos gravitacionales (*slumps*) en el oeste del bloque. La geometría de cuña de la megasecuencia *Foreland 2* queda evidenciada en el mapa de espesor en tiempo de la parte derecha de la Figura 3 B, con una variación de espesor desde los 580 ms (~1.100 m) en el oeste hasta 80 ms (~150 m) en el este del área. Se aprecia además el efecto erosivo de la discordancia BP, que prácticamente erosiona todo el intervalo F2 Superior en ese sector.

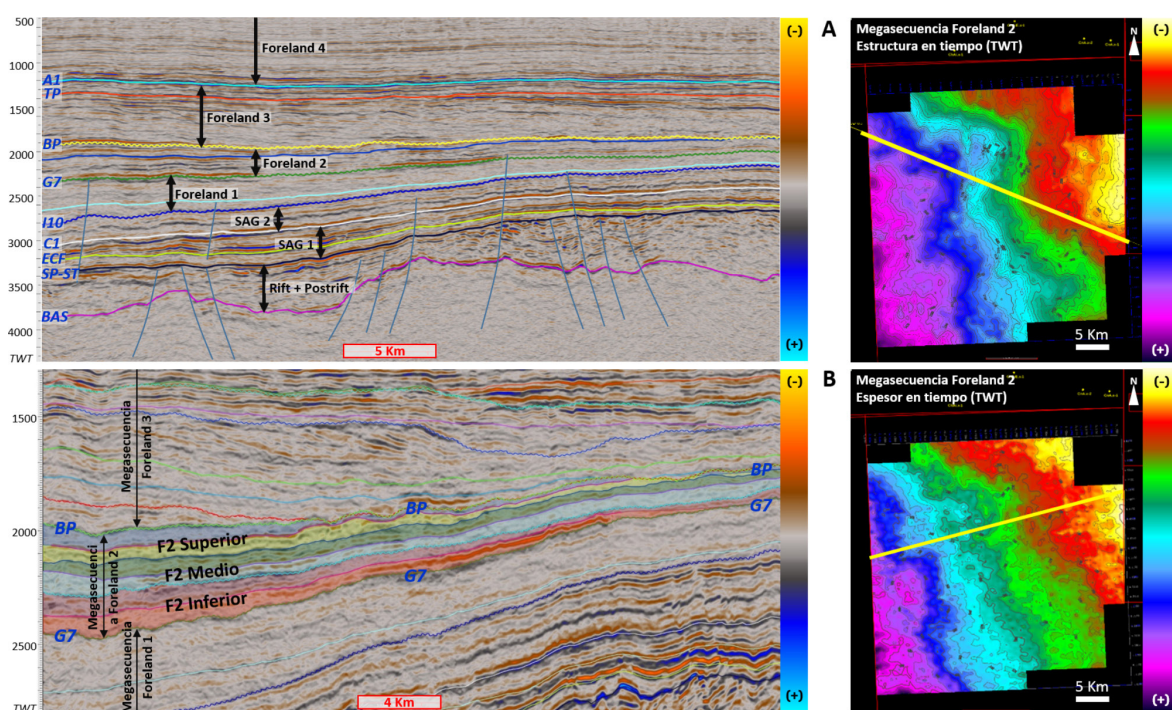


Figura 3. A: Línea arbitraria sobre la sísmica 3D de El Turbio Este con los principales horizontes interpretados; B: Interpretación sísmica de la megasecuencia de antepaís *Foreland 2*; principales superficies e intervalos sísmicos: F2 Inferior, F2 Medio y F2 Superior. Ver ubicación de los mapas en Figura 1 B.

INVERSIÓN SÍSMICA Y PLANTEO DEL PROBLEMA

La identificación de anomalías de amplitud en reflectores de la megasecuencia *Foreland 2* en el ámbito de la sísmica 3D de ETE, con altas amplitudes y bajo contenido de frecuencia, no es un hecho aislado. Su presencia es regionalmente conocida en el intervalo estratigráfico del Terciario basal en el que se encuentran, en coincidencia con la mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburos en reservorios terciarios de Chile y Argentina. Sin embargo, su sola presencia no es herramienta prospectiva suficiente, por lo que se debió analizar y caracterizar estas respuestas sísmicas a partir de los datos disponibles y en el contexto de un robusto modelo geológico que avale las suposiciones.

Como punto de partida, la sísmica 3D registrada en 2019 en El Turbio Este fue diseñada y procesada para permitir el análisis AVO (“*AVO-friendly*”). La fase fue calibrada a 0 sobre intrusivos presentes en el área ubicados a distintas profundidades. El análisis espectral muestra un pico de amplitud en 17 Hz, que desciende lentamente hasta 60 Hz para luego declinar rápidamente (Figura 4 A). Este máximo es totalmente dependiente del tipo de terreno, que en el área presenta alta absorción. Las bajas frecuencias, permitieron la penetración de la onda (más de 3.500 ms) para iluminar apropiadamente el Basamento. La comparación de espectros y la relación señal/ruido evidenció escaso contenido de este último, evitando aplicar filtros antes de la inversión.

La aplicación de inversión a los registros *gather*s permite obtener la impedancia elástica, que captura la información de AVO mejorando la habilidad para discriminar fluido y litología. La observación de los registros *gather*s, expresados en dominio angular (Figura 4 C), permite determinar que existen ángulos lejanos de suficiente magnitud (53°) como para encarar el procesamiento de Inversión Simultánea (algoritmo Joint Inversion - plataforma Hampson Russell) con buenas probabilidades de obtener una salida de densidad representativa de las variaciones en el subsuelo. Conspira contra este objetivo la ausencia de pozos en el área del levantamiento 3D que puedan ser utilizados para la obtención del modelo inicial, necesario en este tipo de procedimiento. Por la misma razón no fue posible realizar un estudio de factibilidad pre-inversión. Sin embargo, fuera del área de la sísmica 3D, se ubican los pozos ChAiE.x-1 (Chank Aike Este) y PkAi.x-1 (Potrok Aike) (Figura 4 B) que cuentan con los perfiles necesarios para la generación de tal modelo.

La metodología que se puso en práctica consistió en realizar la inversión de *gather*s de líneas 2D con superposición con el área de sísmica 3D, soportadas por los pozos mencionados, de modo de obtener pseudo perfiles de Impedancia P, Impedancia S y de Densidad en el ámbito del cubo 3D.

INVERSIÓN SÍSMICA 2D

Analizadas las posiciones relativas de los pozos, los perfiles disponibles y la extensión de las líneas 2D asociadas, se optó por introducir la información en el levantamiento 3D mediante

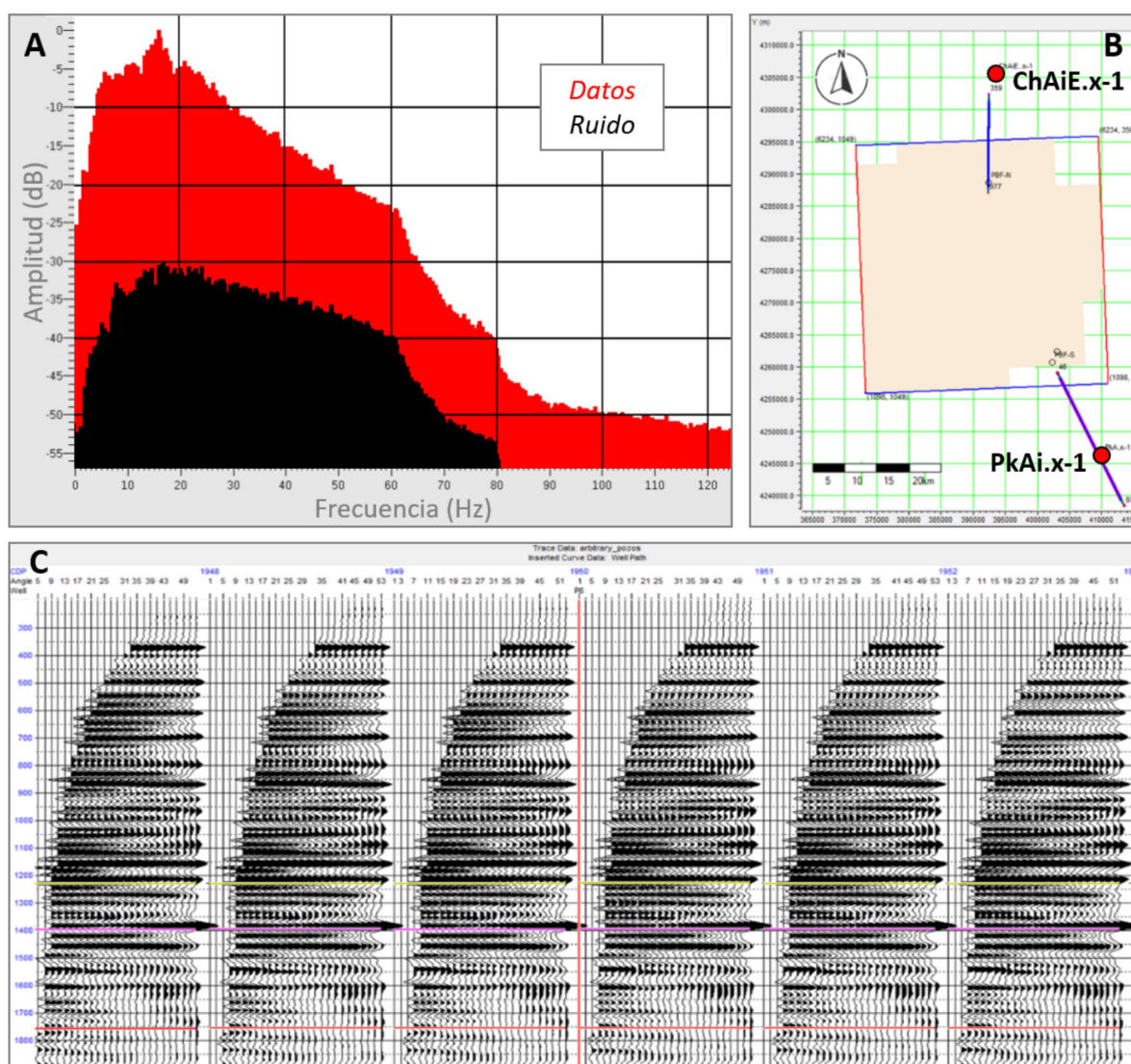


Figura 4. A: Espectro de frecuencias y relación señal/ruido de la sísmica 3D de ETE; B: Mapa base donde se aprecia la ubicación de los pozos y líneas sísmicas 2D utilizadas; C: Ejemplo de *gathers* mostrando el apartamiento angular máximo de 53° de la sísmica 3D de ETE.

el pozo ChAiE.x-1. La Figura 5 (sector izquierdo) muestra los perfiles sónicos de los pozos considerados, donde se evidencia el efecto de un intrusivo atravesado por el pozo PkAi.x-1 en su tramo superior. Este evento local generaría una tendencia de alta impedancia no necesariamente presente en la totalidad de del área de estudio, haciendo inválido el modelo inicial derivado. Por otro lado, la línea 2D sobre la que se ubica dicho pozo no alcanza el área de cobertura 3D, como puede apreciarse en el sector derecho de la misma figura. Entre ambos datos sísmicos discurre el Río Gallegos, cuyo amplio valle resulta insalvable en las operaciones de registración. Tomando en consideración lo expuesto se llevó a cabo la inversión de la línea que contiene al pozo ChAiE.x-1, cuyo trazado se interna unos 8 km dentro del área de la sísmica 3D.

A modo de comparación, en la Figura 6 se presentan las secciones 2D del modelo inicial y su equivalente invertido utilizando el algoritmo de inversión simultánea de la plataforma de trabajo. El “pozo” desplegado (PBF-N) es ficticio y corresponde al punto del que se extraerán las componentes para el modelo inicial 3D. La comparación visual permite apreciar el diferente contenido de frecuencias. En la Figura 7 A se incluyen los espectros correspondientes a fin de cuantificar la misma.

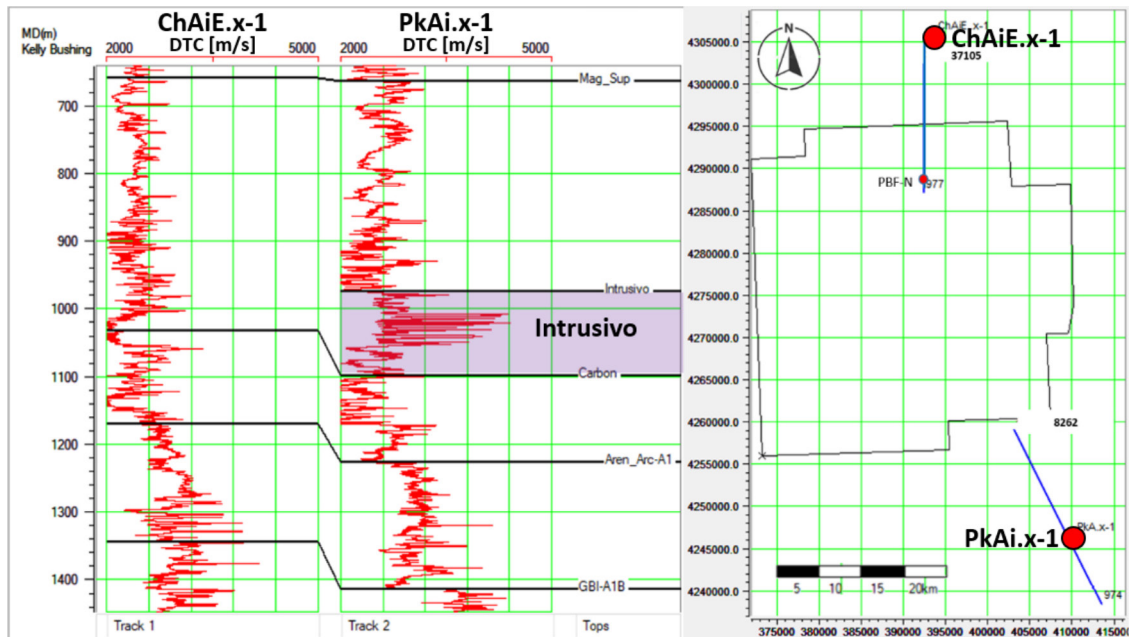


Figura 5. Perfiles sónicos compresionales de los pozos ChAiE.x-1 y PkAi.x-1 (izquierda); ubicación relativa de los pozos y las líneas 2D analizadas respecto a la sísmica 3D (derecha).

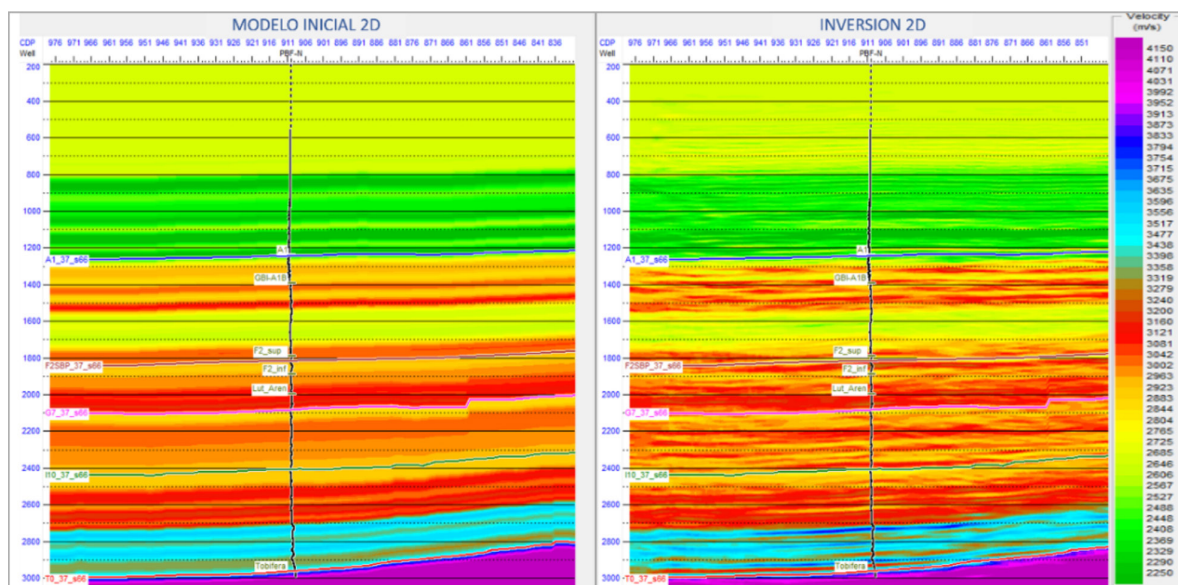


Figura 6. Modelo inicial (izquierda) e Inversión 2D (derecha).

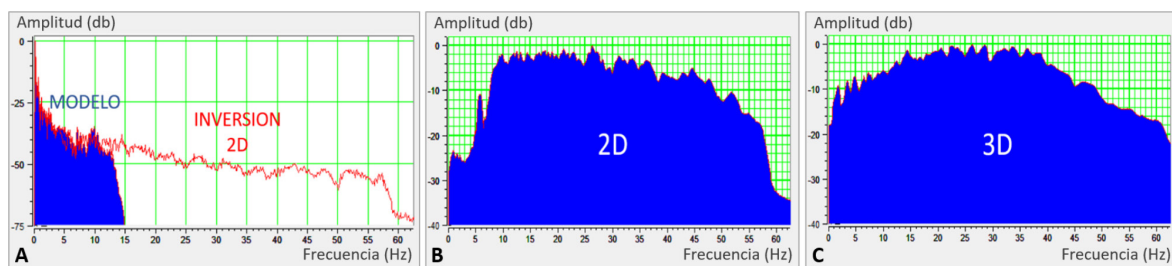


Figura 7. A: Contenido de frecuencias de la sísmica 2D comparada con el modelo de inversión 2D; B: Contenido de frecuencias de la sísmica 2D; C: Contenido de frecuencias de la sísmica 3D.

INVERSION SÍSMICA 3D

Asignada la traza de la inversión 2D como el pseudo pozo PBF-N y calibrado éste con la sísmica 3D (Figura 8) se puede llevar a cabo el procedimiento de Inversión 3D. El modelo inicial tendrá en cuenta este nuevo dato y se limitará en base al contenido de frecuencias de la sísmica 3D. Puede apreciarse un mejor contenido de baja frecuencia en la sísmica 3D (Figura 7 A y B), hecho que redundará en una menor influencia del dato geológico en el producto final. Esto constituye un dato alentador, considerando que la componente de baja frecuencia se genera a partir de un “dato sintético”.

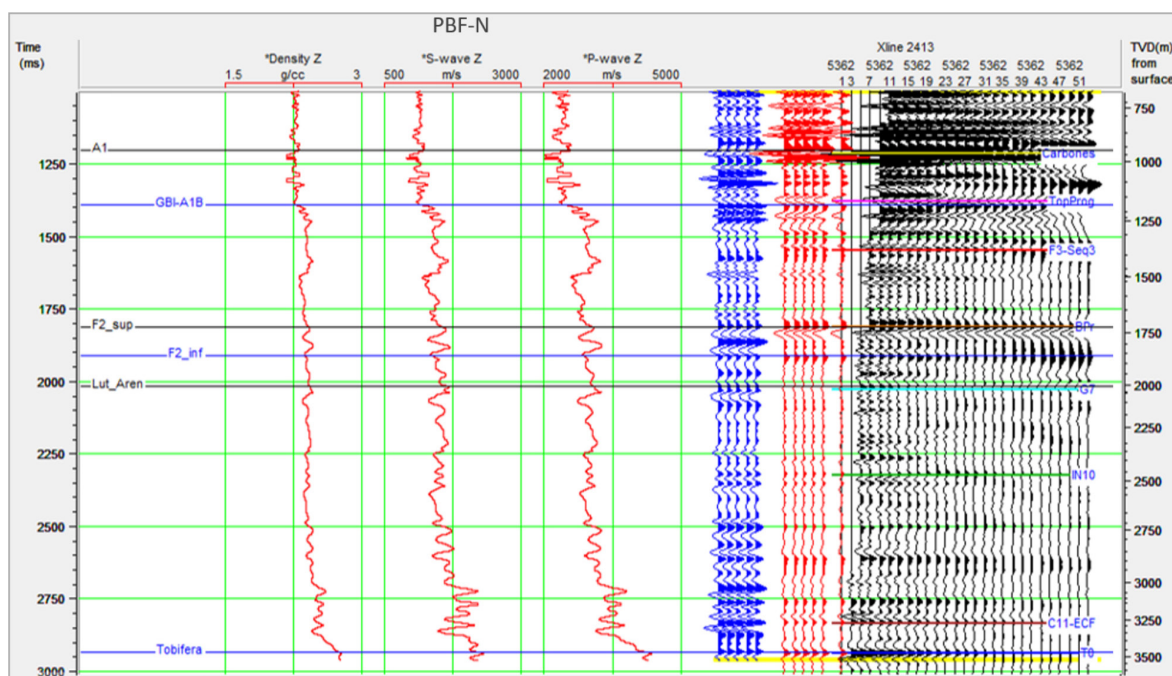


Figura 8. Calibración del pseudo pozo PBF-N (traza obtenida de la inversión 2D) con la sísmica 3D.

Como elemento final se compara el modelo inicial y su inversión asociada (Figura 9) en variable de Impedancia P. Los detalles que introduce la sección invertida no están presentes en el modelo y derivan de la transformación de la amplitud. El producto obtenido siguiendo esta metodología resultó así muy aceptable, con demostrada utilidad en la caracterización de los niveles prospectivos y su interpretación, como se describe en los párrafos subsiguientes.

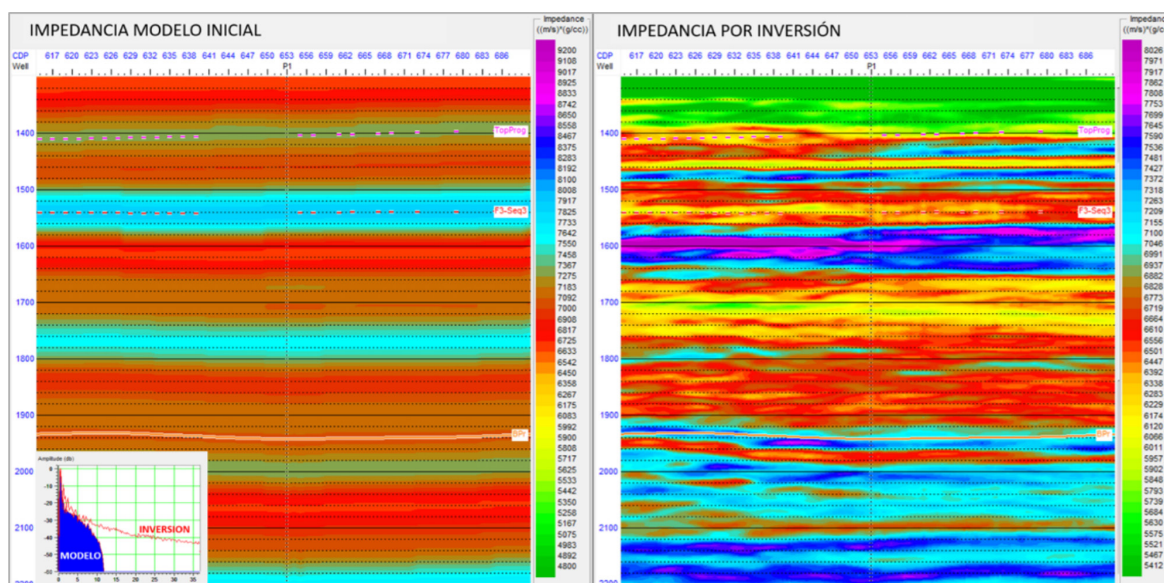


Figura 9. Modelo inicial (izquierda) e Inversión 3D (derecha), ambos en Impedancia P.

INTERPRETACIÓN

Debido a la ausencia de pozos en el ámbito de la sísmica 3D de ETE, no fue posible contrastar los análisis sísmicos con sus análogos realizados usando datos de perfiles. Por esta razón, las conclusiones de las observaciones sísmicas fueron derivadas de comparaciones con investigaciones similares realizadas con registros de pozos, relaciones de física de rocas y datos de laboratorio publicados que ayudan a estimar valores de propiedades.

El módulo elástico es una herramienta extremadamente valiosa de la física de rocas. Voigt (1928) sugirió el límite superior rígido y Reuss (1929) el límite inferior blando del módulo elástico; los valores de todos los sedimentos se ubican entre estos dos límites (Chopra y Castagna 2014; Avseth 2005; Castagna y Backus 1993). En este contexto se puede graficar la variación de la velocidad de onda P como función de la porosidad para una variedad de sedimentos con distinta saturación de agua, desde sedimento en suspensión hasta arenas consolidadas.

La Figura 10 muestra que las propiedades acústicas de los sedimentos guardan una relación con la porosidad, que se ve fuertemente influida por factores como granulometría, grado de selección y matriz (a su vez, función del proceso sedimentario), compactación, cementación y diagénesis. Estos

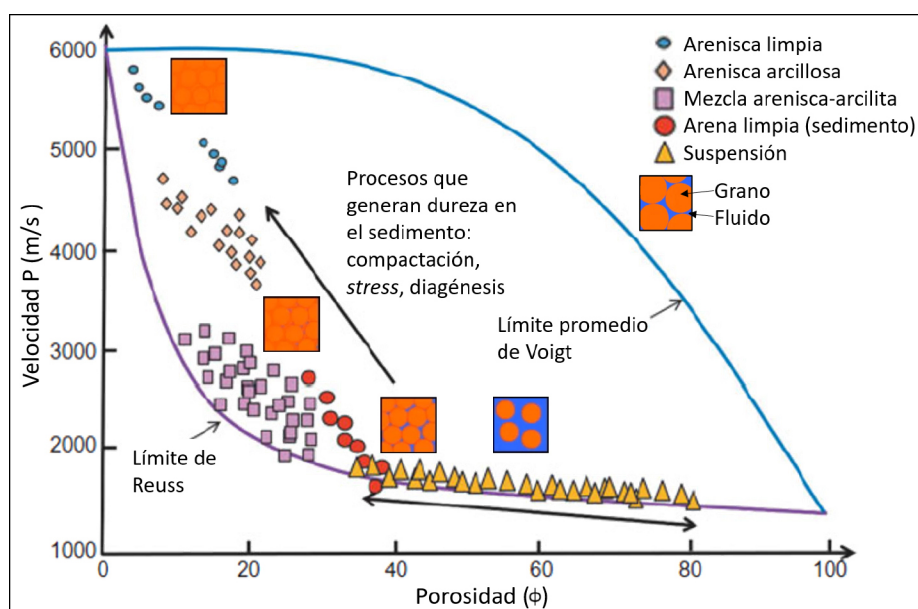


Figura 10. V_p como función de la porosidad para una variedad de sedimentos saturados en agua, comparados con los límites de Voigt (línea azul) y Reuss (línea violeta) desde 100% cuarzo hasta 100% arcilla húmeda (modificado de Avseth *et al.* 2005).

factores alejan los sedimentos del límite blando de Reuss, poniendo de manifiesto el efecto de los procesos sedimentarios. La presencia de arcilla causa dispersión en las tendencias V_p -Porosidad. Las arenas con distintos porcentajes de arcilla aparecen como una serie de rectas paralelas con la misma pendiente. A su vez, la pendiente de las tendencias V_p -Porosidad (o Impedancia-Porosidad) depende fuertemente de los procesos geológicos que controlan la porosidad (Dvorkin y Nur 1996). Las tendencias más inclinadas son representativas de variaciones de porosidad controladas por diagénesis, más evidentes en una ventana grande de profundidades o edades. Por otro lado, el grado de selección produce tendencias V_p -Porosidad con menores pendientes, así como datos de una ventana angosta de profundidades o sobre reservorios individuales.

La utilidad del gráfico de la Figura 10 cobra relevancia para interpretar la salida del proceso de inversión, los cubos de Impedancia P (Z_p), Impedancia S (Z_s) y Densidades (D_n). Siendo la densidad inversamente proporcional a la porosidad, se puede reemplazar el eje de porosidades por densidades, invirtiendo la distribución de puntos en forma espejular, y luego reemplazar el eje de V_p por Z_p (Figura 11 A). Adicionalmente, el agua que satura los sedimentos del gráfico de la Figura 10 puede reemplazarse por gas. Las tendencias de los puntos se van a modificar hacia valores de densidades e impedancias acústicas más bajas, convergiendo ambas tendencias de saturación, agua y gas, en arenas cerradas sin porosidad (Figura 11 B). El efecto del reemplazo de agua por gas en los distintos sedimentos se aprecia en la Figura 11 C, que refleja cualitativamente el tipo de fluido (gas-agua) y porosidad, como lo hace el *crossplot* de intercepto vs. gradiente, pero además refleja la saturación de agua y la litología (arena-arcilla).

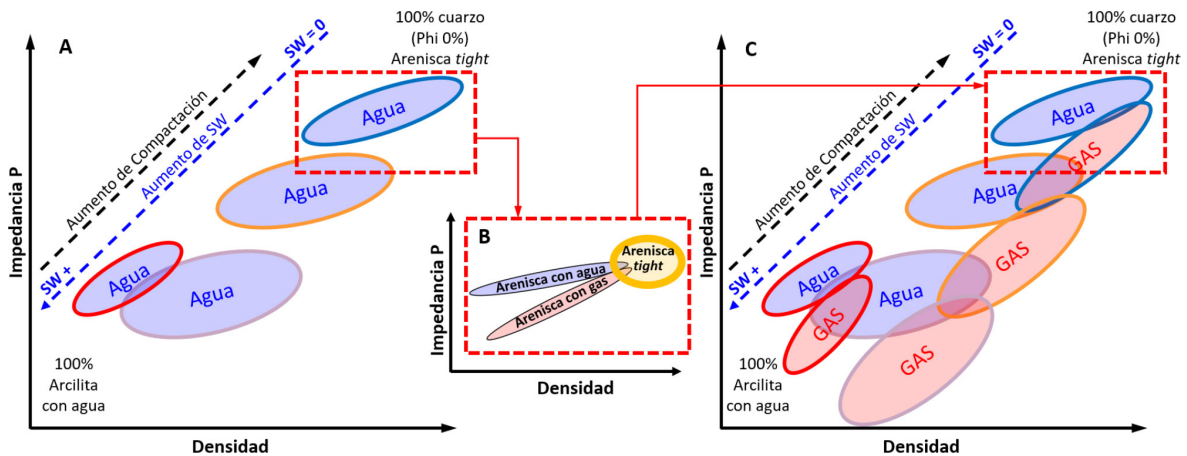


Figura 11. A: cambio de ejes del modelo de la Figura 10 para distintas calidades de arena: arenisca limpia (elipse azul), arenisca arcillosa (elipse naranja), mezcla arenisca-arcilita (elipse gris) y arena limpia (sedimento) (elipse roja); B: efecto de la sustitución de agua por gas en una arenisca; C: efecto de la sustitución de agua por gas en el modelo de la Figura 10, para mismas calidades de arena.

Este análisis se aplicó a los datos sísmicos de El Turbio Este, tomando los volúmenes de Z_p y D_n entre los horizontes BP y G7, abarcando toda la megasecuencia *Foreland 2*. En la Figura 12 se presentan secciones sísmicas mostrando las anomalías de amplitud de los intervalos F2 Medio y F2 Inferior. Se muestran también extracciones de amplitud en ambos niveles, donde se aprecia la distribución areal de las anomalías estudiadas.

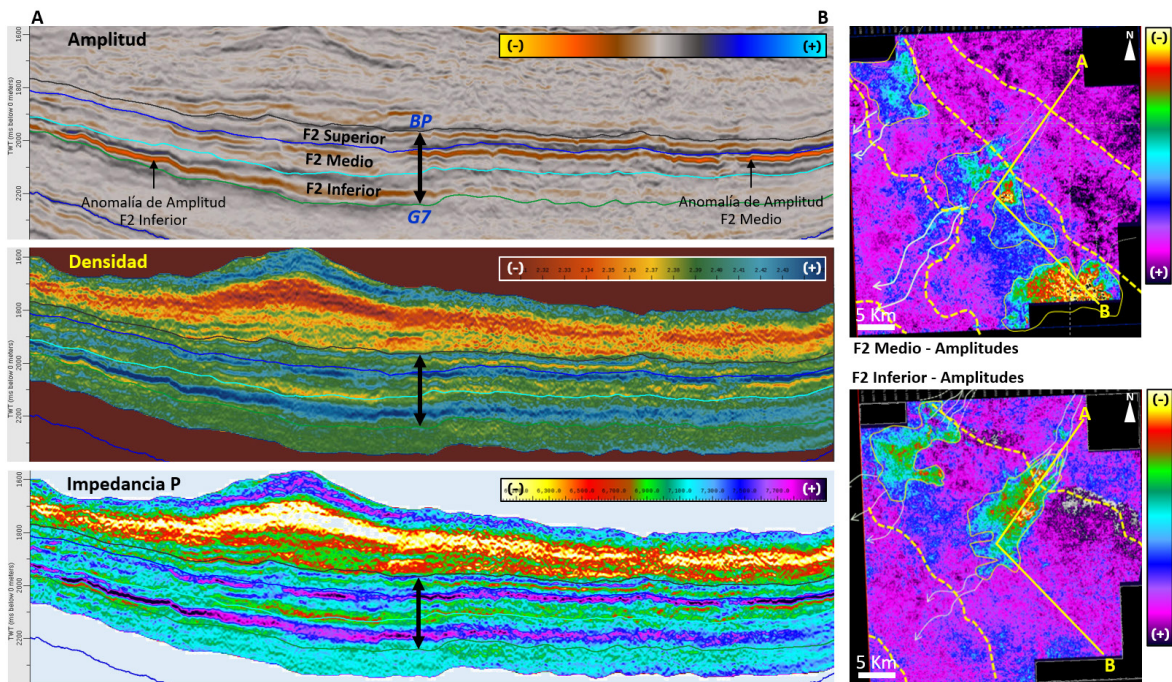


Figura 12. Sección sísmica compuesta siguiendo la trayectoria A-B en dato de Amplitud (arriba), sección de Densidad (medio) y sección de Impedancia P (abajo). Mapas de amplitud RMS de los intervalos *Foreland 2* Inferior (abajo derecha) y *Foreland 2* Medio (arriba derecha). Ver ubicación de los mapas en Figura 1 B.

El gráfico de los datos siguiendo la metodología explicada en los párrafos precedentes, colocando D_n en el eje horizontal y Z_p en el vertical, se presenta en la Figura 13. En el *crossplot* A se observan alineaciones de los datos que resultan similares a las del modelo teórico, las que se circunscriben en el *crossplot* B. Las tendencias observadas están muy próximas una de otra, lo que las hace difíciles de interpretar. Para resolver esto, en el *crossplot* C se reemplazó Z_p por Lambda-Rho (L_r) en el eje vertical con el fin de lograr un efecto amplificador y facilitar la visualización de las tendencias. Las alineaciones se aprecian más claramente, pudiendo interpretarse una discriminación de tendencias asociadas a un mayor efecto de procesos diagenéticos de cementación (líneas punteadas amarillas) y otras, más paralelas al límite blando, controladas por procesos sedimentarios como granulometría y selección (líneas punteadas rosas). Estas asociaciones de puntos, que permiten identificar tendencias con diferentes pendientes, se basan en los trabajos de Avseth *et al.* (2005) (Figura 13 D) sobre muestras de pozo.

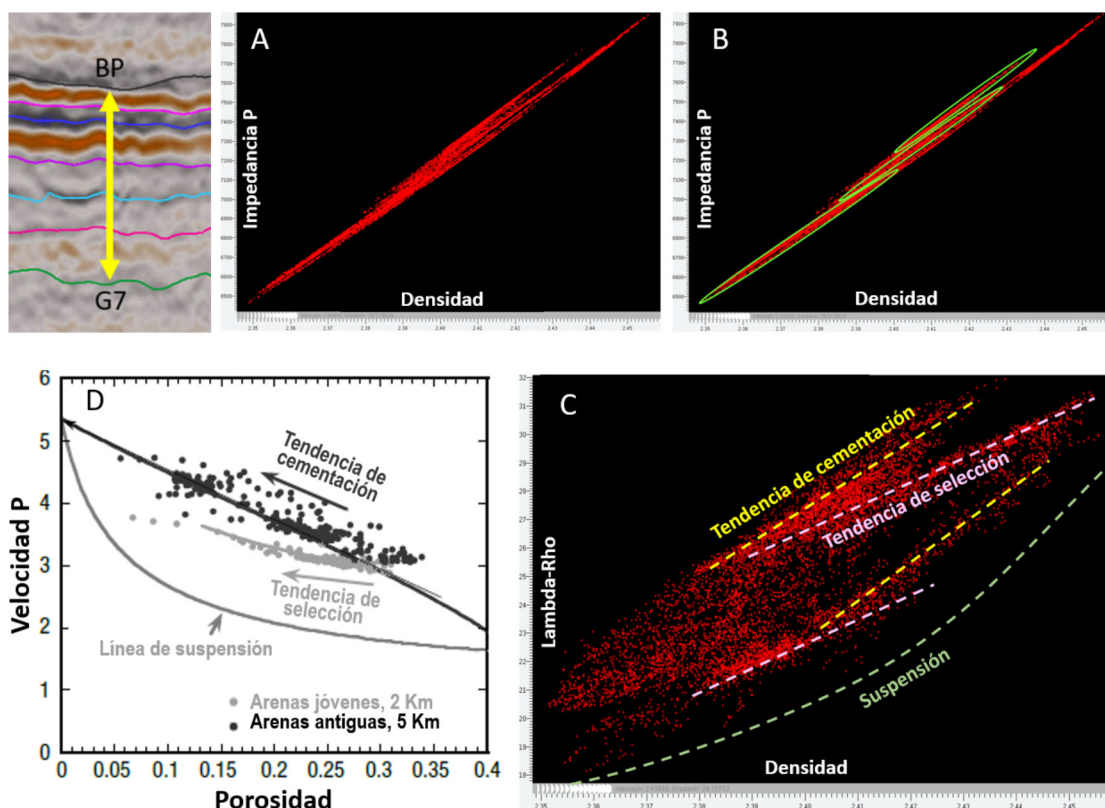


Figura 13. A: *Crossplot* Impedancia P vs. Densidad para el intervalo de datos entre los horizontes BP y G7 (arriba izquierda). B: Mismo *crossplot* resaltando las tendencias con elipses verdes. C: *Crossplot* Lambda-Rho vs. Densidad para los mismos datos, con la interpretación de las tendencias. D: Gráfico modificado de Avseth *et al.* (2005).

Las anomalías de amplitud con interés prospectivo identificadas en los intervalos F2 Inferior y F2 Medio (Figura 14 A y B) se caracterizan por tener altos valores negativos de amplitud, una gran extensión areal ($\sim 70\text{-}120 \text{ km}^2$) y respuesta de AVO clase 3. Su orientación general es NE-

SW. Las amplitudes se desvanecen y adelgazan progresivamente en los laterales debido a cambios de facies inferidos, o de manera abrupta contra fallas locales. Presentan base plana y mayores espesores hacia el centro de los cuerpos, y en muchos casos se reconocen geometrías convexas en el techo. El análisis sismoestratigráfico detallado de estas anomalías, en el contexto de los estudios regionales llevados a cabo, permite su interpretación como depósitos de lóbulos turbidíticos de ambiente de plataforma profunda a talud, desarrollados sobre una paleotopografía controlada por sutiles lineamientos estructurales NW-SE (líneas punteadas amarillas). En los mapas de la Figura 14 A y B se observan lineamientos de alta amplitud con la misma orientación general de las anomalías (resaltados con líneas blancas) que se interpretan como canales alimentadores de los lóbulos turbidíticos.

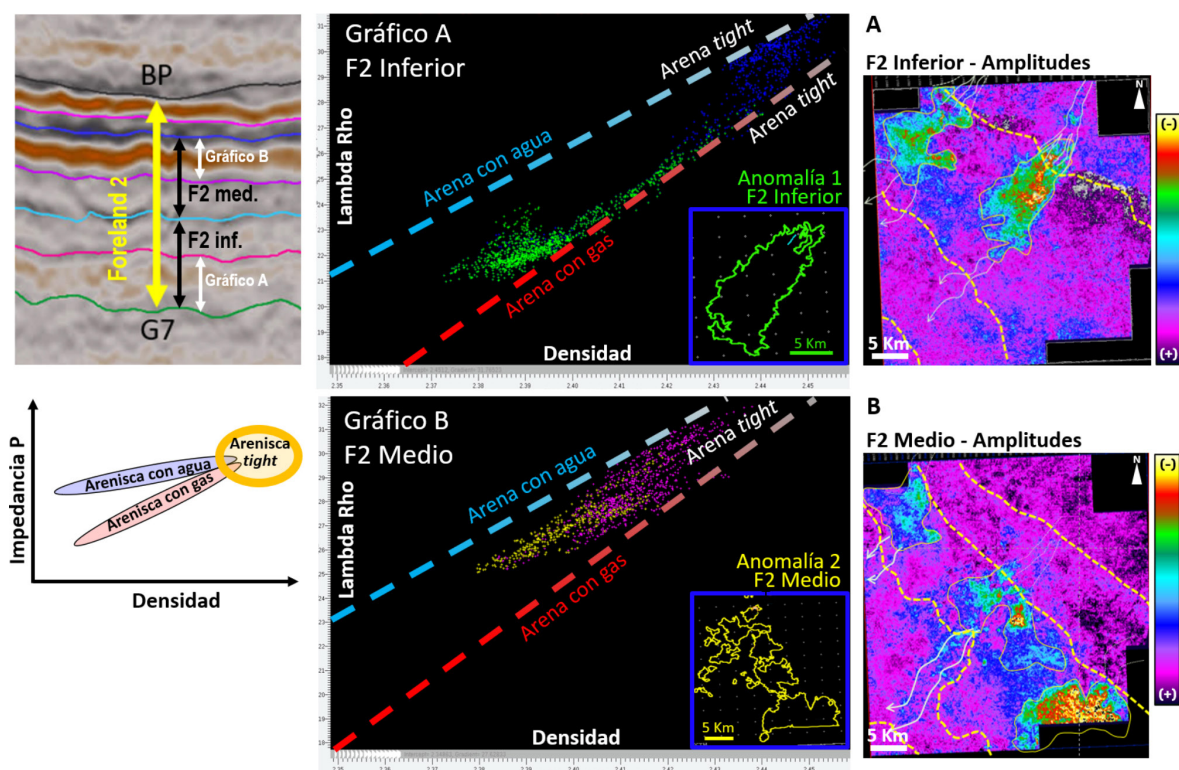


Figura 14. A: Mapa de extracción de amplitudes (derecha) y gráfico Densidad - Lambda-Rho del intervalo que contiene anomalías de amplitud en el *Foreland 2 Inferior*; B: Mapa de extracción de amplitudes (derecha) y gráfico Densidad - Lambda-Rho del intervalo que contiene anomalías de amplitud en el *Foreland 2 Medio*. Ver ubicación de los mapas en Figura 1 B.

Para completar la discriminación y caracterización de las tendencias diagenéticas y efecto de fluido en los gráficos Densidad - Lambda-Rho, se procedió a analizar los datos a nivel de cada intervalo. Los puntos verdes del *crossplot* de la Figura 14 A representan la anomalía de amplitud 1, incluida dentro del polígono verde mostrado en la esquina derecha inferior del gráfico, mientras que los puntos azules representan la roca huésped, sin anomalía de amplitud, ubicados

fuera del polígono verde. El *crossplot* A muestra una clara separación de los puntos verdes, que en su mayoría tienen valores menores de densidad y λ -rho, con menor pendiente y una delgada transición hacia los puntos azules, ubicados en el sector de densidades mayores (menor porosidad) y valores de λ -rho mayores. Teniendo presente el efecto de la sustitución de fluido de agua por gas en las tendencias del gráfico de la Figura 11, se pueden trazar dos rectas en el *crossplot* A, que limitan toda la población de puntos y convergen a medida que disminuye la porosidad (hacia arenas *tight*). Estas rectas representan las arenas con gas (en trazos rojos) y las arenas con agua (en trazos azules). De esta manera, la anomalía de amplitud 1 del intervalo F2 Inferior queda caracterizada como arenas portadoras de gas (puntos verdes sobre la recta de gas) con cierre en arenas de menor porosidad (*tight*) portadoras de agua (puntos azules cercanos a la recta de agua y bajas porosidades).

Idéntico análisis se realizó con los datos de la anomalía de amplitud 2, del intervalo F2 Medio (Figura 14 B). En el *crossplot* B, los puntos amarillos representan la anomalía de amplitud 2, incluida dentro del polígono amarillo mostrado en la esquina derecha inferior del gráfico, mientras que los puntos rosados representan la roca huésped, sin anomalía de amplitud, externos al polígono amarillo. El *crossplot* B muestra una separación de los puntos amarillos, aunque no tan clara como en el caso anterior, con valores menores de densidad y λ -rho, una pendiente algo menor y una continuidad sin separación clara hacia los puntos rosados, ubicados en el sector de densidades mayores (menor porosidad) y valores de λ rho mayores. Trazadas igualmente las rectas de las arenas con gas y con agua, limitando toda la población de puntos y convergiendo hacia arenas *tight*, la anomalía de amplitud 2 del intervalo F2 Medio queda caracterizada como una arena portadora de gas, con una tendencia menos clara (puntos amarillos entre las rectas de gas y agua) con cierre en arenas de menor porosidad, con una amplia zona de transición hacia las arenas *tight* portadoras de agua (puntos rosados de amplia distribución).

Los posibles reservorios inferidos del análisis de ambos intervalos se comparan cualitativamente en la Figura 15. Los *crossplots* de AVO tradicionales indican principalmente porosidad y fluido. Sin embargo, el gráfico λ -rho (Lr) – Densidad identifica además litología y saturación de agua. Siempre en forma cualitativa, es posible interpretar que el intervalo F2 Medio se muestra como arenas más limpias, porosidades similares o ligeramente inferiores y menor saturación de agua. Si bien las porosidades de ambas anomalías se aprecian similares, se interpreta que la porosidad del intervalo F2 Medio, con una mayor pendiente en su línea de tendencia (línea punteada rosa), tiene mayores efectos diagenéticos (es decir, porosidades menores) posiblemente vinculados a un aporte volcánico en los sedimentos, generando una mayor cementación. Las porosidades del intervalo F2 inferior, con una menor pendiente en su línea de tendencia (línea punteada blanca), se interpretan menos afectadas por cementación, dominadas por la selección original del sedimento.

Como siguiente paso en la interpretación de estos datos, se procedió a su análisis estadístico, extrayendo valores de propiedades elásticas entre el techo y la base del intervalo que contiene a

los reservorios, generando luego histogramas de población total, fondo y anomalías. Los valores estadísticos de centralización, posición y dispersión surgidos de los histogramas se utilizaron para calibrar las escalas de colores de cada salida de inversión. Esto contribuyó a la interpretación visual de las secciones para una más fácil identificación de los eventos.

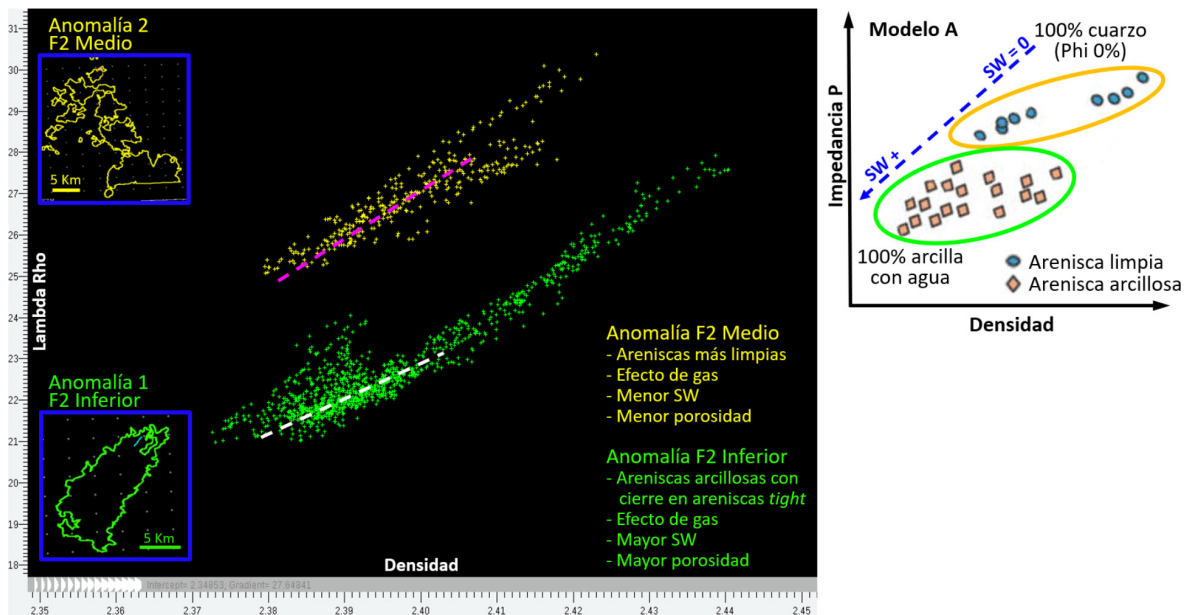


Figura 15. Comparación cualitativa entre los posibles reservorios contenidos en los intervalos analizados F2 Inferior y F2 Medio. Ver ubicación de los mapas en Figura 14.

La definición teórica de la llamada línea de arcillas, o mudrock line, dada por Castagna *et al.* (1985) (Figura 16 A) concluye que las arenas y areniscas con agua, limos y arcillas caen a lo largo de una misma línea cuando se grafica su relación V_p - V_s , y que por lo tanto cualquier desviación de dicha línea indica la presencia de hidrocarburos; de ahí el nombre de “factor de fluido” al apartamiento o desviación de los puntos con efecto de fluido. Por otra parte, Goodway *et al.* (1997) demostraron que es posible obtener una mayor sensibilidad a los fluidos de los poros a partir de la compresibilidad pura, así como las variaciones litológicas representadas por cambios fundamentales en los parámetros de rigidez, incompresibilidad y densidad, en oposición a los parámetros mixtos de velocidades sísmicas. El *crossplot* de Impedancia P vs. Impedancia S con datos de pozos de Goodway *et al.* (1997) (Figura 16 B) muestra que existen tendencias que responden a litologías y a fluidos, donde grupos de puntos litológicos y zonas de gas se ubican en una relación lineal estrecha, con un límite que separa las arenas con gas de las de agua. Otro umbral se aplica a los carbonatos, ausentes en el intervalo de estudio.

Los datos sísmicos de ETE en los intervalos de interés fueron analizados empleando estos modelos. La Figura 17 ejemplifica este análisis para el caso de la anomalía de amplitud 2 del intervalo F2 Medio. El mapa de la Figura 17 A muestra la extracción de valores de impedancia

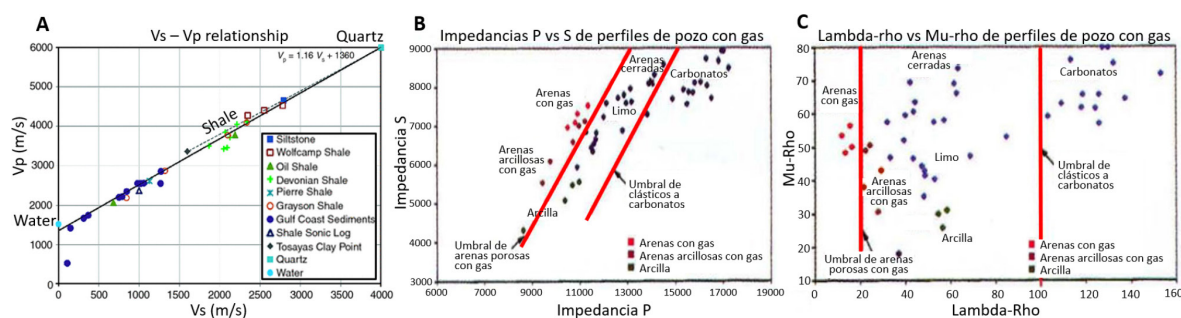


Figura 16. A: Definición teórica del mudrock line tomada de Castagna *et al.* (1985). B: *Crossplot* Impedancia P vs. Impedancia S de datos de pozo. C: *Crossplot* Impedancia P vs. Impedancia S convertido a su equivalente de Lambda-Rho (incompresibilidad - indicador de gas) vs. Mu-Rho (rigidez - indicador de litología) de los mismos datos de pozo. B y C modificados de Goodway *et al.* (1997).

P del intervalo bajo análisis, donde la anomalía de amplitud estudiada se aprecia con colores rosados. En el *crossplot* de la Figura 17 B se grafican solo los valores de fondo (fuera de la anomalía de amplitud) sobre los que se traza un límite siguiendo el principio de Goodway *et al.* (1997) (recta azul). A la derecha de ese límite se ubican las litologías de arcillas, limos, arenas con agua y arenas cerradas, distribuidas a lo largo de la recta naranja según el orden de los datos de pozo de la Figura 16 B. A la izquierda de la recta azul no se ubica casi ningún punto de los datos. En el *crossplot* de la Figura 17 C se incorporan, en color blanco, los puntos que corresponden a la anomalía de amplitud. Como puede apreciarse, la gran mayoría de ellos se ubica a la izquierda del límite definido con valores de fondo (recta azul), en posiciones de arenas o arenas arcillosas con gas, de acuerdo al orden de los datos de pozo de la Figura 16 B.

El *crossplot* de Impedancia P vs. Impedancia S de la Figura 16 B es convertido a su equivalente de Incompresibilidad/Lambda-Rho (indicador de gas) vs. Rigidez/Mu-Rho (indicar de litología) sobre los mismos datos de pozos, obteniéndose el gráfico de la Figura 16 C. En ambos *crossplots* se observa que hay una separación entre las arenas gasíferas de las arenas con agua y arcillas, aunque tal separación parece ser mayor en el *crossplot* de Lambda-Rho vs. Mu-Rho debido a la transformación de coordenadas. Ambos *crossplots* contienen exactamente la misma información y son igualmente sensibles a las propiedades de las rocas y fluidos, con la misma afectación por

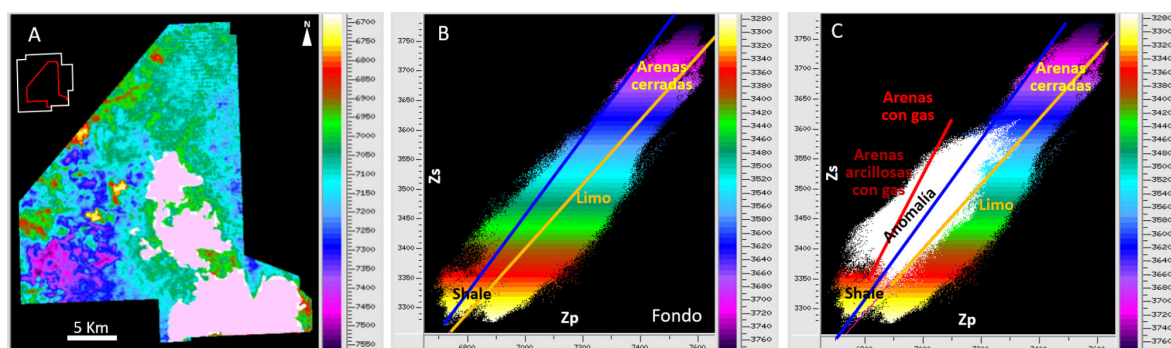


Figura 17. A: Mapa de Impedancia P del intervalo F2 Medio; B: *Crossplot* Zp vs. Zs de los valores de fondo del intervalo analizado; C: *Crossplot* Zp vs. Zs del mismo intervalo con la discriminación de puntos de la población de la anomalía de amplitud y las litologías presentes. Ver ubicación del mapa en Figura 1 B.

ruido. El límite entre arenas con y sin gas es más vertical en el espacio Lambda-Mu-Rho, que tiene ventajas visuales que permiten una mejor discriminación entre los efectos litológicos y de fluidos.

El poder discriminante del espacio Lambda-Mu-Rho sobre los datos sísmicos de ETE se ejemplifica con el análisis del sector SE de la anomalía de amplitud 2 en el intervalo F2 Medio. En la Figura 18 A se muestra el mapa de extracción de lambda-rho del intervalo bajo análisis, resaltando en color rosado la anomalía de amplitud del sector SE. El *crossplot* Lambda-Mu-Rho de la Figura 18 B muestra la distribución de los datos de densidad con la escala de colores de la derecha. Dado que la porosidad y la impedancia tienen correlación negativa, los puntos con mayores porosidades se moverán hacia el origen del *crossplot* B en el sentido de la flecha blanca, lo que comprueba la progresión de colores de los datos de densidad. Debido a que la presencia de fluido en la roca afecta a la onda P, los puntos con diferentes fluidos se moverán en la dirección horizontal: el gas hacia el origen y el agua hacia valores crecientes de Lambda-Rho. La litología, en tanto (arenas - arcillas), se moverá en forma diagonal, dado que la misma afecta a ambas ondas P y S. Las tres direcciones de movimiento conforman un triángulo que se representa en el *crossplot* Lambda-Mu-Rho del gráfico C en la Figura 18. Se observa que dicho gráfico es similar al *crossplot* Zp-Zs (gráfico C de la Figura 17) pero el espacio Lambda-Mu-Rho separa más y mejor los efectos de las propiedades litológicas (arena, arcilla, etc.) y las zonas de gas. El límite vertical que separa la arena con gas de la arena con agua (recta azul) se determinó usando los valores del histograma de Lambda-Rho correspondiente a la anomalía bajo análisis. De esta manera, todos los puntos que caen a la izquierda del límite quedan identificados como arenas con gas.

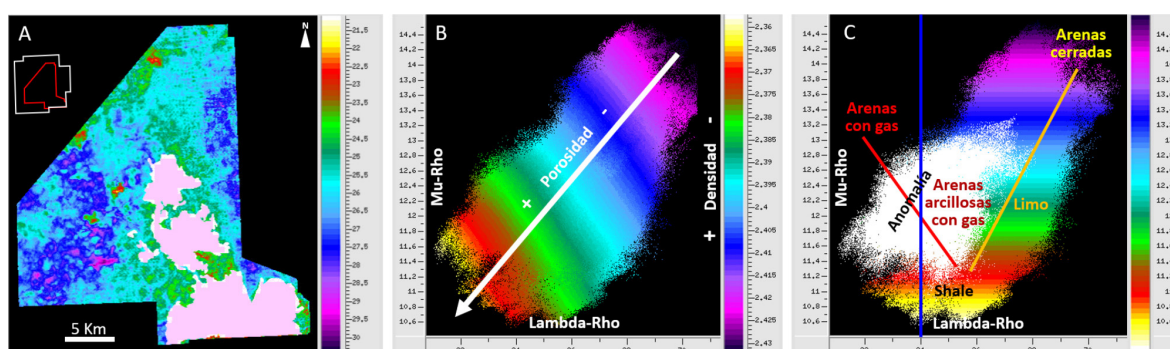


Figura 18. A: Mapa de Lambda-Rho del intervalo F2 Medio; B: *Crossplot* Lambda-Rho vs. Mu-Rho con los valores de densidad en la escala derecha; C: *Crossplot* Lambda-Rho vs. Mu-Rho del mismo intervalo con la discriminación de puntos de la población de la anomalía de amplitud y las litologías presentes. Ver ubicación del mapa en Figura 1 B.

Haciendo uso del espacio Lambda-Mu-Rho tal como fue explicado, se analizaron las respuestas de todas las anomalías de amplitud identificadas en los intervalos de interés dentro de la megasecuencia *Foreland 2*. Para ejemplificar su utilidad y aplicación, se describe a continuación el análisis realizado en los distintos sectores la anomalía de amplitud del intervalo F2 Medio (Figura 19). Este intervalo muestra poca variación de su espesor, sobre todo en el sector este y centro del

bloque, infiriéndose un carácter principalmente agradante dentro del arreglo general transgresivo de la megasecuencia *Foreland 2*.

En las extracciones de amplitud del intervalo F2 Medio realizadas en la sísmica 3D se identificaron tres importantes anomalías, denominadas SE, Centro y NW, que en conjunto forman la llamada anomalía de amplitud 2. La anomalía ubicada en el SE del *survey* 3D es la que presenta mayor amplitud negativa, respuesta de AVO clase 3 y gran extensión areal (Figura 19 A), comprobándose su presencia incluso en líneas 2D más allá de los límites del registro 3D. El *crossplot* del espacio Lambda-Mu-Rho para la anomalía SE, cuyo origen se interpreta asociado a un lóbulo turbidítico, muestra la mayor parte de los puntos en la zona de arenas con gas. La probable presencia de aporte volcánico (comprobado para este nivel en un pozo muy cercano) habilitaría

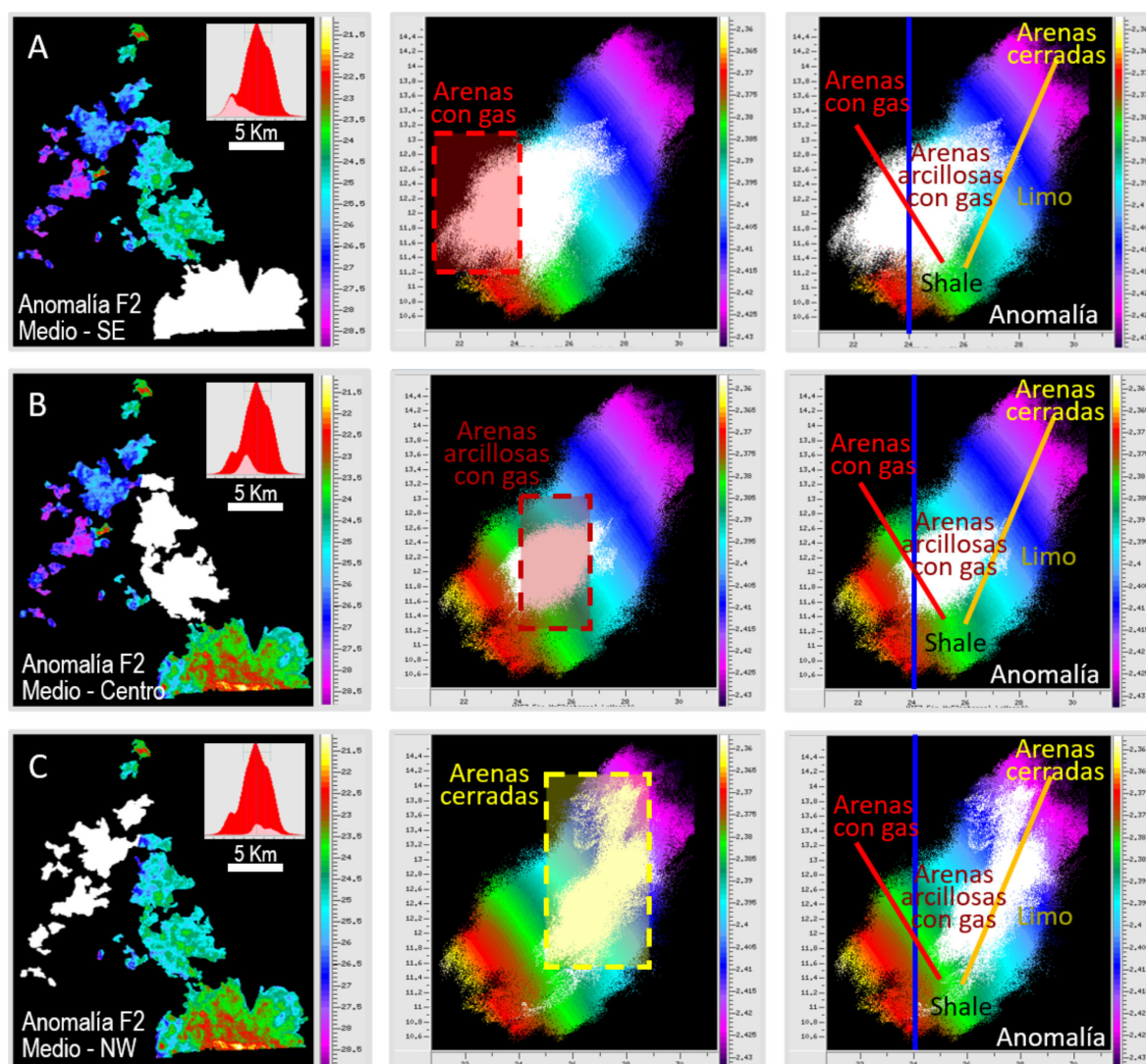


Figura 19. Análisis del espacio Lambda-Mu-Rho en distintos sectores de la anomalía de amplitud del intervalo F2 Medio; A: sector SE; B: sector Centro; C: sector NW. Los mapas de Lambda-Rho de la izquierda muestran en blanco el sector de anomalía de amplitud analizado.

a esperar aumentos de porosidad por disolución de feldespatos, generando un histograma de anomalía que casi se separa del histograma total.

Por su parte, los puntos de la anomalía Centro (Figura 19 B) se mueven hacia la porción media del histograma, y en el *crossplot* del espacio Lambda-Mu-Rho se ubican en la zona de arenas arcillosas con gas. Estas anomalías de amplitud se interpretan como asociadas a lóbulos turbidíticos un poco más alejados de la zona de aporte, con mayor participación de facies de baja energía, generando depósitos de arenas arcillosas. Finalmente, los puntos de la anomalía de amplitud NW (Figura 19 C) se ubican en el *crossplot* del espacio Lambda-Mu-Rho en la zona de arcillas, limos y arenas cerradas. Esta anomalía se interpreta como asociada a lóbulos menores y delgadas canalizaciones, visualizadas por descomposición espectral, que cortan y atraviesan arcillas cuencales. De esta manera, las variaciones locales interpretadas en el ambiente sedimentario que origina los depósitos asociados a las anomalías de amplitud del intervalo F2 Medio, concuerdan con la ubicación de sus respectivos puntos en el *crossplot* del espacio Lambda-Mu-Rho, pudiendo inferirse su contenido de fluido y litología dominante a partir de dicho comportamiento.

CONCLUSIONES

La megasecuencia de antepaís *Foreland 2* (Paleoceno-Eoceno) comprende los intervalos de interés F2 Inferior y F2 Medio, objetivo de estudio de esta contribución, los que presentan anomalías de amplitud que se interpretan asociadas a depósitos de lóbulos turbidíticos de plataforma profunda a talud, de orientación general NE-SW, cuya disposición se asocia a una paleotopografía controlada por sutiles lineamientos estructurales dispuestos en sentido NW-SE.

En este trabajo se ejecutó el procesamiento de inversión pre-apilado a los *gathers* del registro sísmico 3D de El Turbio Este, obteniéndose como productos los cubos de Impedancia P, Impedancia S y Densidad, que capturan la información de AVO mejorando la habilidad para discriminar fluido y litología. La buena calidad de los datos y resultados a los que se arribó se debe a que la sísmica fue adquirida con parámetros adecuados para realizar este tipo de estudios (*offsets* lejanos, bajo contenido de ruido, rango de frecuencias emitidas) y procesada siguiendo una secuencia de procesamiento “*AVO-friendly*”. Además, la presencia de intrusivos a distintas profundidades permitió calibrar el dato sísmico a fase cero.

Debido a la gran amplitud de *offsets* en la registración (hasta 53°) fue posible obtener un cubo de densidades confiable, a partir del cual fue posible hacer estimaciones de porosidad. La porosidad tiene un enorme impacto en las velocidades de las ondas S y P, existiendo en la literatura buenas correlaciones que permiten estimar porosidades cualitativamente a partir de la impedancia. Los resultados de los análisis realizados sobre la densidad (porosidad) ayudaron a refinar el modelo geológico, dando mayor soporte a las interpretaciones.

Dado que El Turbio Este es un bloque exploratorio y carece de pozos, no fue posible realizar un estudio de factibilidad de la inversión ni contrastar los análisis sísmicos con sus análogos, realizados usando datos de perfiles. Sin embargo, todas las conclusiones de los análisis y observaciones sísmicas, aunque cualitativos, fueron contrastadas con investigaciones similares disponibles en la bibliografía, realizadas con registros de pozos, relaciones de física de rocas y datos de laboratorio. Esto ayudó a inferir de forma cualitativa las propiedades de los reservorios con un aceptable grado de confianza.

Los niveles prospectivos en el intervalo estratigráfico estudiado se asocian regionalmente a depósitos de areniscas porosas aisladas, con buenos espesores estimados, rodeadas por arcilitas uniformes, masivas y cerradas, factor que contribuyó favorablemente a los buenos resultados de la inversión.

El análisis de los datos en los intervalos de interés en el espacio Lambda-Mu-Rho mejoró la discriminación de las propiedades de las rocas respecto al análisis de AVO (V_p - V_s) y de Impedancia (I_p - I_s), lo que permitió estudiar la respuesta de las anomalías de amplitud para inferir sus condiciones de litología, porosidad, saturación y tipo de fluido.

El estudio de los datos sísmicos bajo esta óptica contribuyó a la caracterización de las variaciones del ambiente sedimentario dentro de un modelo geológico más refinado, abordando los resultados del análisis sísmico en términos de la interacción de influencias sedimentológicas y diagenéticas que afectan la calidad de reservorio.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo agradecen a las autoridades de ENAP Sipetrol Argentina, a ConocoPhillips y al Instituto de Energía de Santa Cruz por permitir esta publicación. Se agradece también a los integrantes de la Gerencia de Exploración de ENAP Sipetrol Argentina, en especial a Martín Mallea y Juan Manuel Álvarez, por las discusiones e intercambios mantenidos durante la realización de este trabajo y los estudios regionales previos, cuyas conclusiones son parcialmente reflejadas en esta contribución.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|---|--|
| Aimar, E., Cevallos, M., Cangini, A., Mas Cattapan, F. y Vega, V., 2018. Extensión y desarrollo de los reservorios de baja permeabilidad del Yacimiento Campo Indio, Formación Magallanes (Maastrichtiano Tardío-Daniano), Cuenca Austral, Argentina, 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de | Hidrocarburos, Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p.203-220, Mendoza, Argentina. |
| Allergar, N., Herrmann, F.J. and Mosher, C.C., 2017, Impact of compressive sensing on seismic data acquisition and processing. The Leading Edge 36(8), p.640-640. | |

- Avseth, P., Mukerji, T. y Mavko, G., 2005. Quantitative Seismic interpretation Risk: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk. Cambridge University Press.
- Brown, L., Mosher, C.C., Li, C., Olson, R., Doherty, J., Carey, T., Williams, L., Chang, J., y Staples, E., 2017. Application of compressive seismic imaging at Lookout Field, Alaska. *The Leading Edge*, 36 p.670–676.
- Castagna, J.P. y Backus, M.M., 1993. Offset-Dependent Reflectivity: Theory and Practice of AVO Analysis. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, Okla.
- Castagna, J.P., Batzle, M.L. y Eastwood, R.L., 1985, Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks, *Geophysics*, Vol. 50, No. 4, p.571-581.
- Chopra, S., y Castagana, J.P., 2014. AVO. Society of Exploration Geophysicist, Investigations in Geophysics Serie No. 16, Tulsa, Okla.
- Dvorkin, J. y Nur, A., 1996, Elasticity of high-porosity sandstone: Theory for two North Sea dataset, *Geophysics*, Vol. 61, p.1363-1370.
- Fosdick, J., Romans, B., Fildani, A., Bernhardt, A., Calderón, M. y Graham, S., 2011. Kinematic evolution of the Patagonian retroarc fold-and-thrust belt and Magallanes *Foreland* basin, Chile and Argentina, 51°30'S. *Geological Society of America Bulletin* 123 p.1679-1698.
- Goodway, B., Chen, T., y Downton, J., 1997, Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters: “lambda rho”, “Mu rho” y “lambda mu fluid stack”: from P and S inversions, *Recorded SEP*, vol. 22 número 7, p.1-8.
- Herrmann, F.J., 2010, Randomized sampling and sparsity: Getting more information from fewer samples, *Geophysics*, v. 75, p.173-187.
- Lovecchio, J.P., Naipauer, M., Cayo, L., Rohaisc, S., Giunta, D., Flores, G., Gerster, R., Bolatti, N., Joseph, P., Valencia, V. y Ramos, V., 2019. Rifting evolution of the Malvinas basin, offshore Argentina: New constrains from zircon U–Pb geochronology and seismic characterization, *Journal of South American Earth Sciences* 95; 11-2019; p.1-18.
- Ma, J. y Yu, S., 2017, Sparsity in compressive sensing. *The Leading Edge*, 36(8) p. 646-652.
- Mosher, C.C., Li, C., Janiszewski, F.D., Williams, L.S., Carey, T.C. y Ji, Y., 2017, Operational deployment of compressive sensing systems for seismic data acquisition. *The Leading Edge*, 36(8) p.661-669.
- Mpodozis, C., Mella, P. y Pavda, D., 2011. Estratigrafía y Megasecuencias Sedimentarias en la Cuenca Austral-Magallanes, Argentina y Chile. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Cuencas Argentinas: visión actual, IAPG, p.97-137, Mar del Plata, Argentina.
- Pinto, J., González, D., Mella, P., Zapata, R., Aguirre, G., Carpinelli, A. y Zurita, E., 2018. Removiliación e inyección de arena en el Paleoceno-Eoceno de la cuenca de antepaís Magallanes, Chile: Características e implicancias para la exploración y producción petrolífera del Paleógeno. 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Sesiones Generales, IAPG, p.891-915, Mendoza, Argentina.
- Reuss, A., 1929, Berechnung der Fließgrenze von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristallen: *Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik (ZAMM)*, 9, p.49-58.

- Roselló, V., Mallea, M., Pérez Simón, D. y Santiago, M. 2022. Adquisición sísmica 3D CSI (Compressive Seismic Imaging): innovación, eficiencia y alta calidad de datos. El Turbio Este, Cuenca Austral, Santa Cruz. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas Geofísica, IAPG, Mendoza, Argentina.
- Voigt, W., 1928, Lehrbuch der Kristallphysik (mit ausschluss der kristaloptik) Textbook on crystal physics, reprint of the 1st. edition published in 1910.

