



Modelo paleogeográfico de la sección superior de la Formación Pozo D-129 en Los Perales, flanco oeste de la cuenca Golfo San Jorge

Brahim Aguil¹, Matías Miguel Salvarredy Aranguren^{1,2}, María Luján Eckerman y María Sol Álvarez Löbbe¹

¹YPF S.A., Grupo de Estudios Tight D-129, Km³ Comodoro Rivadavia, Argentina. brahimaguil@gmail.com y matias.salvarredyaranguren@ypf.com

²Cátedra de Geoquímica Aplicada, Departamento Geología, Laboratorio de Fluorescencia y Difracción Rayos X "Lic. Arturo Canero", Facultad de Cs. Naturales y Cs. de la Salud, Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Campus Km 4, Comodoro Rivadavia, Argentina. msalvarredy@unpata.edu.ar

Editor: Ricardo A. Astini

Recibido: 14/11/2023

Aceptado: 14/10/2024

RESUMEN

En este trabajo presentamos un flujo metodológico de interpretación sísmica y geológica para la sección superior de la Formación Pozo D-129 en el ámbito del flanco oeste de la cuenca del Golfo San Jorge. Este trabajo de interpretación sísmica combinada con la información de pozo permite una síntesis del estado de conocimiento de la distribución de áreas con potenciales reservorios en la unidad estudiada. La información de perfiles y muestras puntuales permite establecer el tipo de rocas sedimentarias que conforman la columna estratigráfica y productiva de la sección superior de Formación Pozo D-129. Con estos elementos se propone un modelo de ambiente sedimentario que explica la ubicación de los reservorios productivos del área.

Palabras clave: Formación Pozo D-129, Modelo paleogeográfico, Interpretación sísmica, Mapas isocronopáquicos.

ABSTRACT

Paleogeographic Model for the Upper Section of Pozo D-129 Formation in the area of Los Perales, West Flank of San Jorge Gulf Basin.

This study presents a workflow for seismic and geological interpretation of the upper section of the Pozo D-129 Formation in the western flank of the San Jorge Gulf Basin. By integrating seismic data with wellbore information, the distribution of potential hydrocarbon reservoirs is analyzed and understood. Rock samples and electrical well logs were examined to characterize the sedimentary succession and identify the locations of productive reservoirs within the upper section of the formation. Based on this analysis, a sedimentary model was developed, providing a coherent explanation for the spatial distribution of productive reservoirs in the study area.

Keywords: Pozo D-129 Formation, Paleogeographic model, Seismic interpretation, Isochronopachic maps.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) posee un largo historial de desarrollo petrolero de más de 100 años que se concentra mayoritariamente en los reservorios someros de tipo convencional de la Formación Bajo Barreal (Hechem 2015). Esta cuenca petrolera producía en 2021 el ~40% del

petróleo de Argentina, y registra más del 54% de las reservas comprobadas de petróleo en el país al cierre anual 2020 (Rojo 2022). El 95% de estas acumulaciones de hidrocarburos corresponderían a gas y petróleo generados en la Formación Pozo D-129, mientras sólo el 5% restante estaría vinculado a la roca madre más antigua, asociada al relleno de hemigrábenes de edad neocomiana (Sylwan et al. 2008).

En este contexto de una cuenca hidrocarburífera madura, la búsqueda de producción primaria exige alcanzar niveles más profundos. La misma se delinea primeramente por los estudios regionales de superficie y de interpretación sísmica (Hongliu et al. 2012). Una vez detectados objetivos exploratorios se realizan los primeros pozos que, en caso de hallazgos de potencial productivo, son secundados por pozos de avanzadas y posteriormente se prosigue con los pozos de desarrollo profundos. En esta contribución se presenta el desarrollo incipiente que ha permitido definir reservorios *tight* en la sección superior de la Formación Pozo D-129.

La Formación Pozo D-129, además de constituir la principal roca madre de la CGSJ, presenta reservorios no convencionales subexplotados (Utgé et al. 2014, Caprioglio et al. 2020). Estos reservorios fueron definidos de dos tipos: como *shale* híbridos de gas/petróleo (Fasola et al. 2016; Salvarredy Aranguren et al. 2022) y como *tight* gas/petróleo (Salvarredy Aranguren y Coetsee 2022). Para que estos reservorios sean interesantes en términos prospectivos, deben contar con una extensión areal y un espesor importante (Stinco y Barredo 2014), ya que tiene un reducido volumen de hidrocarburos dado su baja porosidad (Utgé et al. 2014). Para poder producirlos, es necesario realizar una estimulación hidráulica (Holditch 2006; Jarvie 2011, Zhang et al. 2016, Jiang et al. 2017ab). Es decir, para llevar a cabo el análisis, estudio y caracterización de este tipo de reservorios se deben tener en cuenta: riqueza orgánica, espesor, extensión areal, madurez térmica, fracturabilidad, sobrepresión, profundidad, porosidad-fracturación y capacidad de adsorción (Basile et al. 2014).

En este contexto, el dato sísmico, su calidad e interpretación adquieren un peso muy significativo para la visualización de oportunidades de desarrollo de esta formación. El objetivo de este trabajo es mostrar el flujo metodológico utilizado durante los últimos años para estudiar la Formación Pozo D-129 a partir de datos de sísmica 3D complementado con datos de pozos. Las interpretaciones realizadas para la sección superior de la unidad, que presenta un carácter predominante lacustre, permiten un mejor entendimiento del modelo paleoambiental. Los resultados que se presentan se concentran en los estudios realizados para el sector de Los Perales en el flanco oeste de la CGSJ.

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Golfo San Jorge está ubicada en el Sur de la República Argentina en las provincias de Chubut y Santa Cruz (Fig. 1a). Es la cuenca productiva más antigua del país,

con más de 100 años de historia (Hechem 2015, Hechem et al. 2022) y posee una extensión total de 180.000 km² incluyendo el sector *offshore* (Utgé et al. 2014).

La Formación Pozo D-129 es la unidad litoestratigráfica basal del Grupo Chubut (Lesta 1968, Lesta y Ferello 1972, Clavijo 1986, Fig. 1b) o «Chubutiano» (*sensu* Feruglio 1949, Hechem et al. 1990) en la cuenca del Golfo San Jorge. La unidad tiene una distribución espacial en subsuelo que excede 150.000 km² y 1.500 m de potencia (Fitzgerald et al. 1990). Esta unidad fluvio-lacustre del Cretácico Temprano (Barremiano-Aptiano) presenta importantes heterogeneidades litológicas, ya que durante su depositación existió un marcado aporte del arco volcánico activo ubicado en el sector occidental de la cuenca. Esto generó un arreglo litofacial complejo, en parte debido a los distintos tipos de aportes litológicos (clásticos y piroclásticos) y al control tafrogénico que controló el espacio de acomodación (Figari y Garcia 2018). Los intervalos de facies lacustres han sido caracterizados clásicamente por arcillitas gris oscuras a negras con altos contenidos de materia orgánica y calizas oolíticas (Clavijo 1986, Hechem et al. 1987, Fitzgerald et al. 1990, Figari et al. 2002). Hacia el ámbito occidental y norte del área de estudio la Formación Pozo D-129 engrana lateralmente con facies fluviales de la Formación Matasieta (Sciutto 1981, Paredes et al. 2007), con una disminución significativa de los espesores de las secuencias continentales respecto a las lacustres (Miller y Marino 2018). Ambas unidades apoyan sobre el ciclo neocomiano en discordancia angular en el extremo oeste de la cuenca, mientras que en el sector de estudio y hacia el este, dicha relación es paraconcordante sobre los depósitos lacustres neocomianos (Miller y Marino 2018).

A partir del estudio integral y regional de la Formación Pozo D-129 que se realizó internamente en YPF (Basile y Utgé 2011), se diferenciaron tres secciones verticales para esta formación que se detallan a continuación. Estos tres ciclos son una simplificación de las observaciones originales de Clavijo (1986) o del modelo de asociaciones de facies propuesto por Vela y Hechem (1997). El criterio de segmentación en tres secciones a la formación es el seguido por este trabajo, así como por otros trabajos recientes (Ferreira et al. 2018, Caprioglio et al. 2020, Alaimo et al. 2022).

La sección inferior está compuesta principalmente por tobas y delgadas intercalaciones de arcillitas de color gris oscuro-negro y niveles arenosos que puede alcanzar los 400 m de potencia (Clavijo 1986). Estos niveles pelíticos se diferencian de los de la sección superior por poseer menor riqueza orgánica y potencial para la generación de hidrocarburos (Basile y Utgé 2011). Existen pozos que han encontrado niveles productivos en esta sección, pero son escasos dado la profundi-

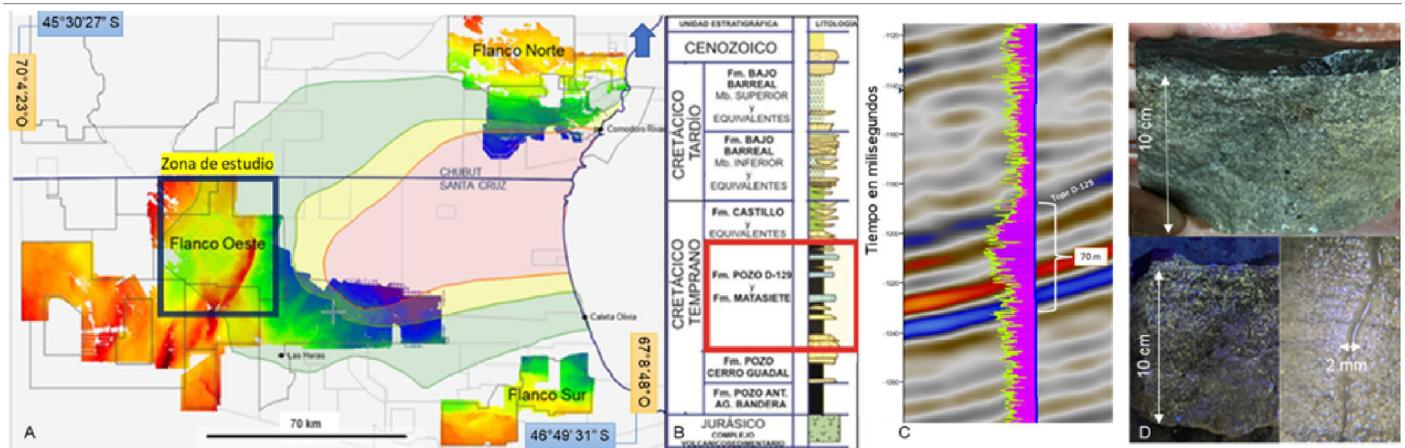


Figura 1. a) Ubicación del área de estudio en el ámbito de la CGSJ. Se muestran isócronos de la Formación Pozo D-129 de algunas áreas seleccionadas en flanco norte, sur y oeste y las ventanas de petróleo (verde), condensados (amarillo) y gas (rosado). b) Columna sedimentaria de la cuenca (Figari et al. 1999) destacando en recuadro rojo la formación objetivo. c) Rasgo sísmico y perfil sónico de la sección superior de la Formación Pozo D-129. d) Corona de Anticlinal Perales mostrando las facies reservorio de esta unidad.

dad importante a la que se encuentran.

La sección media presenta interdigitación de tobas vítreas, tobas arenosas y areniscas que generalmente poseen rastros e impregnaciones de hidrocarburo. Esta sección se caracteriza por una sedimentación de colores verdosos que responden a la alta influencia piroclástica (Clavijo 1986). Su espesor oscila entre 50 y 700 m, con un promedio de 430 m, siendo la sección de mayor espesor de la formación. Su tope correspondería con el reflector que definieron Fitzgerald et al. (1990) para separar la unidad en dos secciones (superior e inferior).

La sección superior, que se caracteriza por poseer el mayor potencial oleogénico, y a su vez hidrocarbúfero, está compuesta principalmente por pelitas de color gris oscuro a negro, laminadas o macizas con ausencia de bioturbación y presencia de material carbonoso (Van Nieuwenhuise y Ormiston 1989, Salvarredy Aranguren et al. 2022). En forma subordinada se observan en las coronas niveles de calizas oolíticas retrabajadas que no superan los 15 cm de espesor. Además, existen esporádicas intercalaciones de tobas vítreas y tobas arenosas, areniscas y areniscas tobáceas de color gris claro a blanquecino y cuyos espesores aumentan hacia borde de cuenca (Raineri et al. 2022), alcanzando en las coronas potencias de hasta 2 metros que pueden actuar como reservorio *tight* y/o híbrido (Salvarredy Aranguren et al. 2022).

La sección superior está caracterizada por presentar hacia el tope de esta un intervalo homogéneo y de espesor variable denominado informalmente “cuello pelítico” (Atencio et al. 2015). El mismo está compuesto por arcillitas negras, que representan la última y más extendida transgresión lacustre de Formación Pozo D-129, que están en contacto con areniscas y tobas de ambiente fluvial pertenecientes a la Formación Castillo. La importancia desde el punto de vista hidrocarbú-

rífero de este cuello pelítico es doble: ha actuado como uno de los principales niveles oleogénicos cuando se encuentra en ventana de maduración (Figari et al. 2022), por otra parte, sirve como sello regional de a la migración de hidrocarburos cuando éstos no han alcanzado una vía de migración, en una cuenca en donde prevalecen las migraciones cortas (Jalfín et al. 2002).

DATOS Y METODOLOGÍA

El número de pozos que alcanzan en el área de Los Perales la Formación Pozo D-129 es bajo (~30 pozos en 1200 km²) y no posee una distribución espacial homogénea. Por lo que cuando se desea estudiar e interpretar la distribución de las potenciales zonas de interés hidrocarbúferas de la unidad, la mejor herramienta resulta ser la interpretación sísmica.

La zona de estudio cuenta con cobertura de sísmica 3D que data en su mayoría de mediados de la década de 1990-2000. En el año 2015 se realizó una combinación (*merge*) y reprocesamiento de 19 cubos 3D del área. Esta reprocesamiento, permitió generar un nuevo volumen sísmico “Flanco Oeste 5D” con 3782 Km² que es el que se utilizó principalmente para realizar este trabajo. El nuevo cubo “Flanco Oeste 5D”, con una homogeneización de los parámetros sísmicos, mejora de calidad del dato en algunos sectores y otorga practicidad para trabajar, permitiendo realizar interpretaciones integrales gracias a la visión regional de las estructuras presentes. Para el análisis de rasgos estratigráficos en algunos sectores específicos, se consultaron los cubos sísmicos 3D anteriores para descartar toda posibilidad de existencia de artefactos sísmicos producto del interpolado y reprocesamiento

obtenida en el *merge*.

Atencio et al. (2015) destacan que el tope de la Formación Pozo D-129 presenta una respuesta característica del perfil sísmico (Fig. 1c) evidenciando un aumento del tiempo de tránsito debido al contraste de litología entre la base de la Formación Castillo (tobas y areniscas tobáceas) y las limoarcillitas lacustres (“cuello pelítico”) de Formación Pozo D-129. A nivel sísmico, este mismo contraste litológico se manifiesta con un fuerte cambio de impedancia acústica, habitual para sucesiones ricas en materia orgánica y en arcillas (Vernik y Nur 1992), que facilita notablemente su interpretación en varios sectores de la CGSJ. Para este trabajo se realizó la interpretación del marco estructural y un laborioso refinamiento de algunos horizontes (Tope D-129, D-40, D-70) claves a nivel regional para la sección superior de la unidad mencionada (Salvarredy Aranguren et al. 2016, Aguil 2019, Alaimo et al. 2022). La elección de estos horizontes radica en que los mismos presentan un carácter sísmico distintivo, de alta amplitud y continuidad regional asociables a superficies de máxima inundación (punto de máximo de carbono orgánico total, COT) que le imparten un gran contraste sísmico que facilita su interpretación.

Además de la definición de estos horizontes, el flujo de trabajo completo incluyó la calibración sísmica - pozo, interpretación de fallas, generación de mapas estructurales en tiempo e isocronopáquicos, aplicación de atributos sísmicos y mapas de sismofacies.

Los atributos de descomposición espectral fueron los que mejores resultados otorgaron para profundizar el análisis sismoestratigráfico. Se analizaron los espectros de frecuencias en el intervalo de interés y se utilizó la técnica *blend* de colores RGB que permite agrupar señales con frecuencias bajas, medias y altas, asignándoles los colores: rojo (R), verde (G) y azul (B) respectivamente. De esta manera, se enfatizan eventos sísmicos con diversas características geológicas en diferentes grupos de frecuencias los cuales generalmente están ocultos o son difíciles de reconocer al usar el ancho de banda completo en amplitud (Chopra y Marfurt 2007). El análisis de los atributos generados, complementan la información brindada por los mapas isocronopáquicos y mapas de sismofacies para distintos niveles de la Formación Pozo D-129. A partir de estos diferentes abordajes metodológicos se pudieron interpretar importantes rasgos sedimentarios que permiten generar un modelo paleogeográfico de la sección superior de la Formación Pozo D-129. Este modelo brindaría una explicación a la ocurrencia de facies reservorios y no reservorios en los distintos sectores del área Los Perales para la sección de columna estratigráfica estudiada.

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INTERPRETACION PARA LA FORMACIÓN POZO D-129 EN LOS PERALES.

La construcción del mapa isocronopáquico entre los horizontes D-129/D-40 (Fig. 2) revela dos direcciones de acumulación de sedimentos preferenciales: N-S y NNO-SSE. Estas direcciones no son casuales, sino que se corresponden con un control estructural de la cuenca caracterizado por las fallas que limitan los hemigrábenes que han definido los depocentros (Jalfín et al. 2002, Vittore et al. 2011, Pagán et al. 2016). Estos lineamientos de fallas o sistemas de fallamiento se continúan en muchos casos hasta por fuera del área deposicional de la unidad, brindando así un engranaje lateral por el que ingresaron aportes sedimentarios al paleolago. Estos controles estructurales-sedimentarios han sido denominados corredores sedimentarios (Allard et al. 2015 y 2017) y sus emplazamientos actuaron críticamente en el desarrollo de zonas de potencial desarrollo de reservorios convencionales, *tight* y/o híbridos para la unidad analizada (López Angriman et al. 2014, Salvarredy Aranguren et al. 2018a).

Para sustentar la fiabilidad de los resultados de los mapas isocronopáquicos se realizaron cortes sísmicos en distintas direcciones y analizaron las geometrías de esos reflectores. Las secciones sísmicas fueron horizontalizadas (*flattening*) respecto a un horizonte específico, en este caso D-40 (Fig. 3), lo que nos permitió evaluar las variaciones laterales de la acumulación de sedimentos en tiempo entre reflectores y su relación con las fallas.

De acuerdo con los resultados obtenidos en la zona analizada, para la Formación Pozo D-129 superior, el corredor sedimentario principal sería el N-S, ingresando el material sedimentario por el norte del área estudiada que corresponde al yacimiento El Huetel (Fig. 4a). Este ingreso de sedimentos se habría efectuado a través de sistemas fluviales deltaicos (Fig. 4a) descritos por Eckerman et al. (2022) durante buena parte de la sedimentación ocurrida para la sección superior de la Formación Pozo D-129. Estos sistemas fluviales pueden observarse a distintos tiempos (que equivalen a distintas profundidades) y están conformados por rasgos canalizados de diversa jerarquía (Figs. 4 b y c) que muestran un sistema donde los cursos de principal jerarquía se disponen en dirección N-S. Estas imágenes obtenidas en distintos niveles (*horizons slices*), resultan presentar patrones muy similares a los que se desarrollan en deltas modernos similar a lo observado en el delta del río Paraná (Fig. 4d). Cuando se realizaron los análisis usando los horizontes claves como para el intervalo delimitado entre el horizonte interno de la unidad D40 y D70

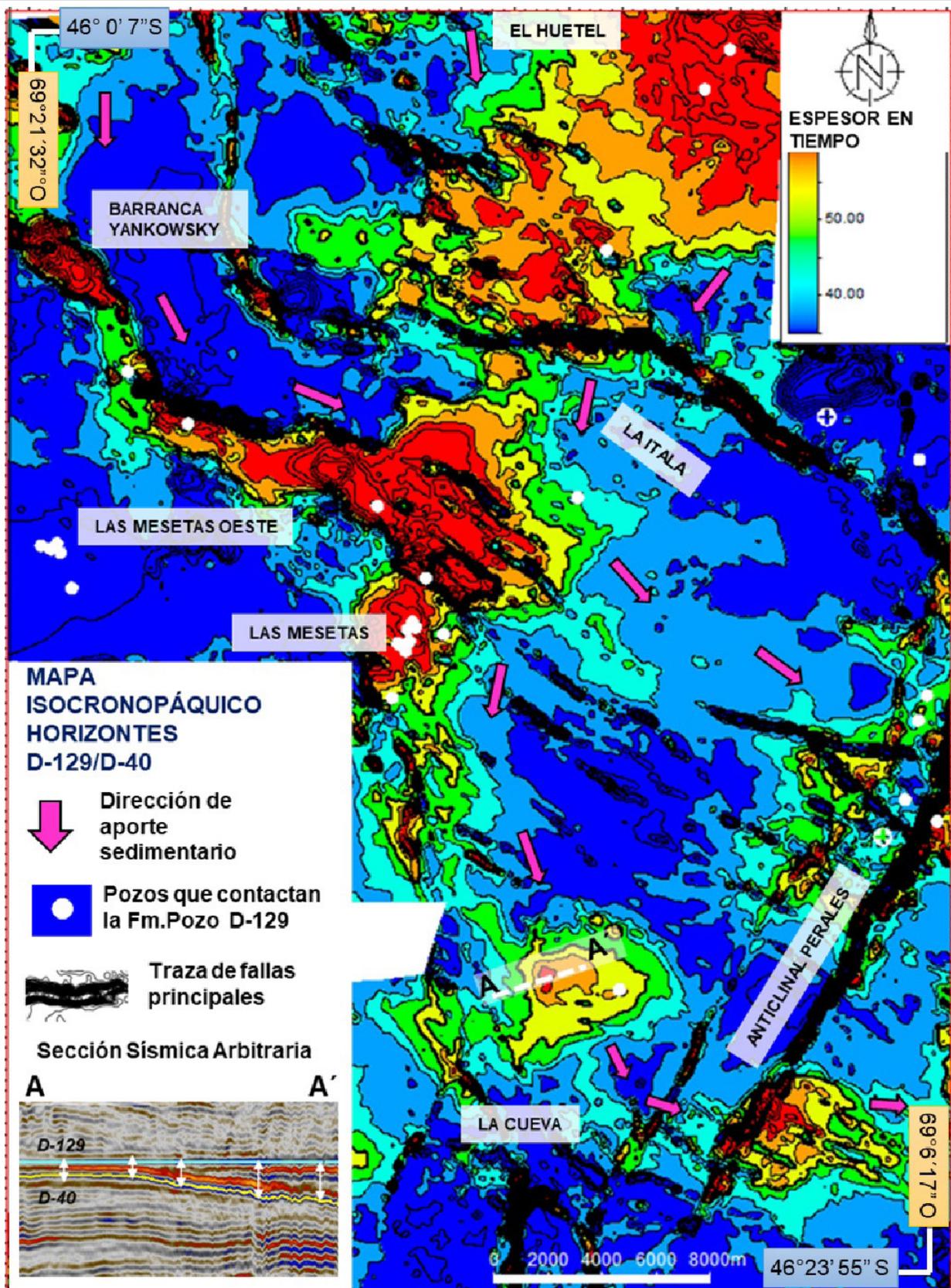


Figura 2. Mapa isocronopáquico D-129/D-40. Escala de los espesores sedimentarios: colores fríos representan espesores de poca potencia, los colores cálidos indican mayor potencia sedimentaria. Se interpreta sobre el mismo direcciones principales de los corredores sedimentarios que alimentaban al paleoalago. Las trazas negras representan los lineamientos de fallamiento. En color blanco se muestran los pozos que contactan la Formación Pozo D-129.

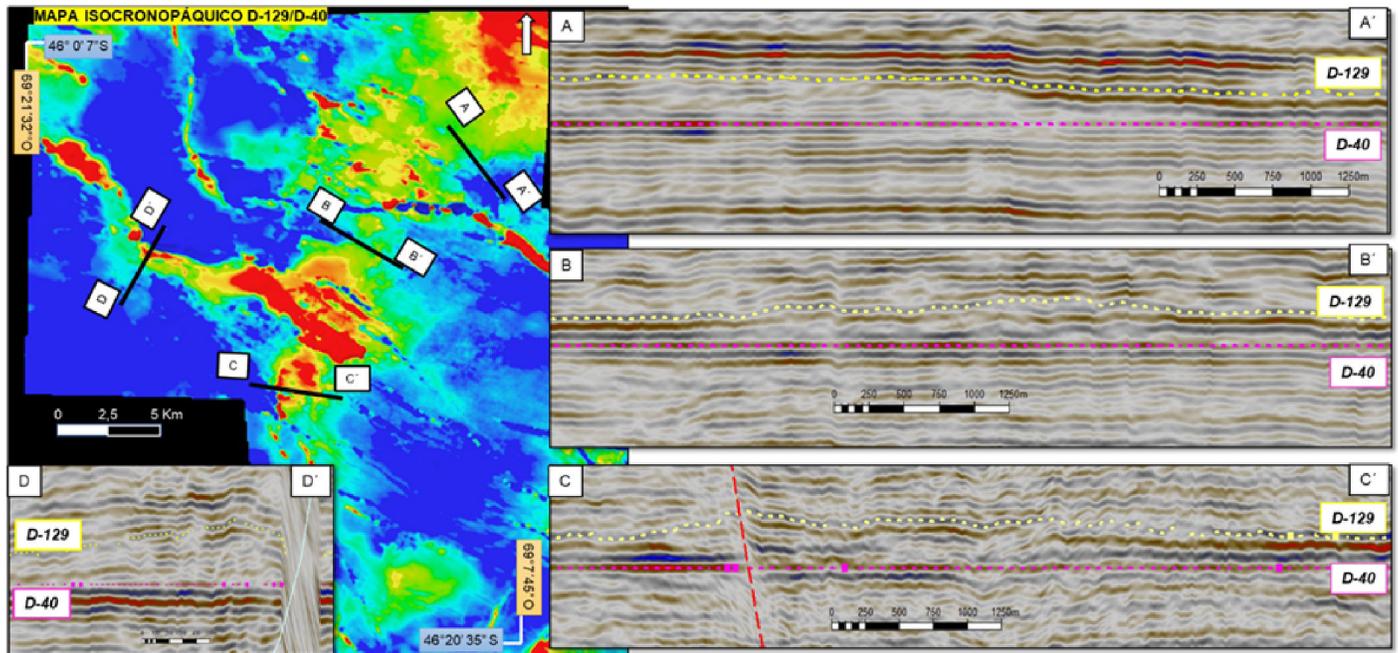


Figura 3. Las trazas negras representan las ubicaciones de las secciones sísmicas horizontalizadas al reflector D-40 para visualizar las variaciones de los espesores en tiempo de los depósitos en distintos sectores.

(Figs. 5b y c), que se sitúan entre unos 50 a 220 m más abajo del tope de la unidad respectivamente, se observan diferentes familias de canalizaciones. La tendencia principal de estas geoformas canalizadas tiene una dirección predominante N-S, donde se infiere que la pendiente de estos cursos habría sido influenciada por la pendiente regional. En tanto, una segunda familia de canales presenta una dirección NE-SO que sería condicionada por el tren de fallas neocomianas reactivadas durante la extensión post-neocomiana generando el espacio para la depositación del Grupo Chubut. Estas dos familias de canales confluyen a la zona próxima de la falla mayor, en donde sísmicamente es posible identificar clinoforras y un marcado aumento de espesor. Estos elementos arquitecturales son asociables a un delta que podría estar recibiendo el influjo de sedimentos de los corredores sedimentarios propuestos por Allard et al. (2017) al norte de la zona de estudio. La litología observada en este intervalo corresponde arenas alternadas con pelitas, con un leve predominio de las primeras hacia el tope de este intervalo. En dicha sucesión sólo se identifica un solo evento calcáreo oolítico, pero es muy frecuente que el cemento de las arenas sea calcáreo. Este banco calcáreo puede interpretarse como un ambiente lacustre somero restringido (Hechem et al. 1989). La secuencia presenta una tendencia granocreciente, con bancos de arenas de mayor espesor hacia el tope del intervalo. Todos estos aspectos sutilmente presentes en el control geológico indican un ambiente litoral proximal para este intervalo de la sección superior de la Formación Pozo D-129. Este sistema

de transición al lago cambia súbitamente a un sistema enteramente subáqueo, luego de una falla de gran magnitud con rumbo NO-SE con buzamiento al SO que actúa de lindero entre los bloques de El Huetel y La Itala (Figs. 3 y 4a).

La sedimentación de carácter deltaico en el bloque El Huetel sólo se ve interrumpida para el momento de máxima expansión geográfica del paleolago alcanzado al tope de la unidad (sensu Fitzgerald et al. 1990). Esto se puede apreciar ya que en el análisis de su horizonte sísmico superior de la unidad (Fig. 5a), no permite identificar geocuerpos (ni canalizados, ni lóbulos). El análisis de descomposición espectral para este horizonte brinda una respuesta homogénea de la sísmica en planta y de reflectores continuos lo que se interpreta como facies clásicamente lacustres. La imagen sísmica condice con la información del control geológico de los 3 pozos que alcanzan la Fm Pozo D-129 (Figs. 2 y 5) donde se observa una predominancia de las limolitas tobáceas gris oscuras, alternando con fangolitas gris negruzcas y con menor participación de arenas tobáceas gris y tobas arenosas grises. Este carácter es asociable a la transgresión lacustre que ocurre hacia el tope de la unidad, clásico para varias zonas de la cuenca. La interpretación de los horizontes sísmicos, así como de las litologías de los controles geológicos dan cuenta de lo extremadamente dinámico de dicho ambiente sedimentario para el Bloque El Huetel, así como también de las fluctuaciones del nivel del lago.

Hacia el sur de la falla que actúa de lindero entre los bloques de El Huetel y La Itala (Fig. 6a), se opera un cambio

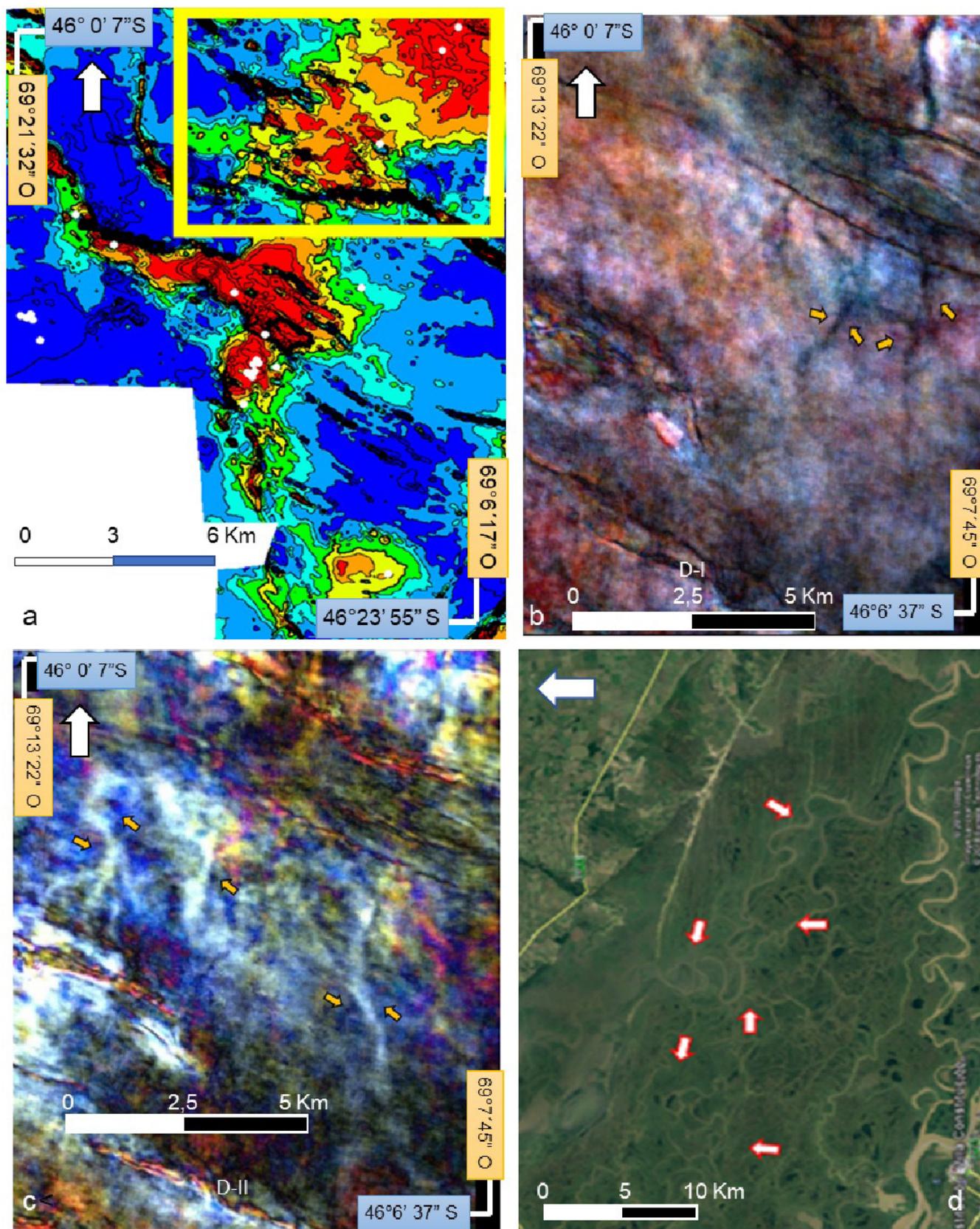


Figura 4. Cortes horizontales (*horizon slices*) de descomposición espectral a diferentes niveles en el bloque de El Huetel que nos permite ver la geometría de las canalizaciones dentro de la Formación Pozo D-129, propias de un sistema deltaico (créditos Eckerman y Salvarredy Aranguren). a) Isocronopáquico mostrando el bloque El Huetel en recuadro amarillo. b) 1780 ms en D-I: (27, 38 y 51 Hz). c) 1857 ms en Base de D-II (15, 28 y 56 Hz). d) Análogo de sistema deltaico actual.

del estilo de los depósitos en esta sección superior del lago (Fig. 5b). Estos depósitos se observan en el bloque de La Ítala como geocuerpos encauzados, similar a lo observado por Salvarredy Aranguren y Coetsee (2022) en el Flanco Norte de la CGSJ. Estos cuerpos encauzados de ancho amplio, no asimilables al estilo característicos fluviales observados para las unidades geológicas fluviales del Grupo Chubut por autores previos (Foster e Iovine 2008, Salvarredy Aranguren et al. 2018b), se desarrollan con continuidad hacia el sur alimentando reservorios contactados por pozos en el área de Las Mesetas y subsiguientemente al sector de La Cueva (Fig. 6b). La geometría de estos cuerpos está controlada por la paleobatimetría del fondo cuencal (Beaubouef y Friedmann 2000; Salvarredy Aranguren y Coetsee 2022) y dicha paleobatimetría es producto del fallamiento extensional (Fig. 6a). El fallamiento controla así el acomodamiento sedimentario y condiciona su geometría (Fig. 2). Este corredor sedimentario N-S, destaca una gran magnitud y aporte de sedimentos en comparación con el secundario de dirección NNO-SSE y con rasgos más canalizados, ingresando desde el bloque Barran-

ca Yancowsky con un control estructural neto desde un ambiente probablemente fluvial y depositando sedimentos en los sectores con mayor espacio de acomodación del paleolago como se indica en la figura 2.

Este mecanismo de transporte de sedimentos depositados cada vez más distantes en el ámbito lacustre genera acumulaciones de sedimentos de arenas muy finas (Fig. 1d) demarcadas por un espesor isocronopáquico que condice con una mayor amplitud (Figs. 6a, 6b y 7). Este es el caso de los reservorios del bloque de Las Mesetas para la Formación Pozo D-129, donde existe un desarrollo de estos reservorios que configuran un yacimiento de *tight* gas. Los pozos más productivos se sitúan asociados a esta anomalía de amplitudes bajo el tope de la Formación Pozo D-129 que se aprecia en las secciones sísmicas (Fig. 7). En planta la descomposición espectral permite visualizar el cuerpo canalizado de hasta 950 m de ancho (Fig. 7.3). En la figura 8 brindamos un detalle de la respuesta eléctrica por perfil de pozo de dicho rasgo sísmico que se corresponde con un intervalo de unos 50 m de espesor donde la presencia de facies de areniscas

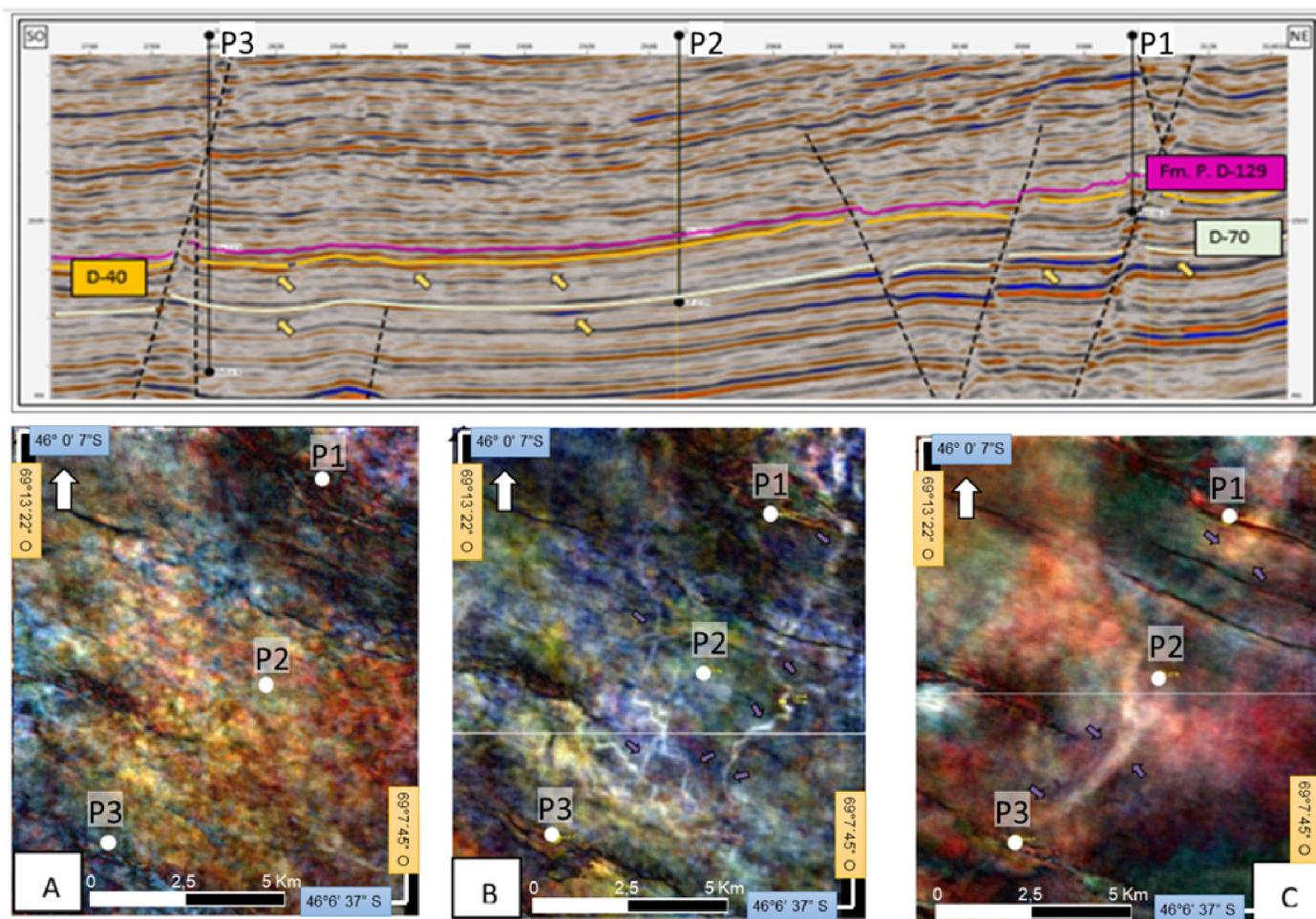


Figura 5. Sección sísmica arbitraria que contiene los horizontes sísmicos utilizados en el trabajo. Las flechas indican las variaciones en amplitud. a, b y c: Descomposiciones espectrales para los horizontes interpretados Tope Pozo D-129, D-40 y D-70 respectivamente.

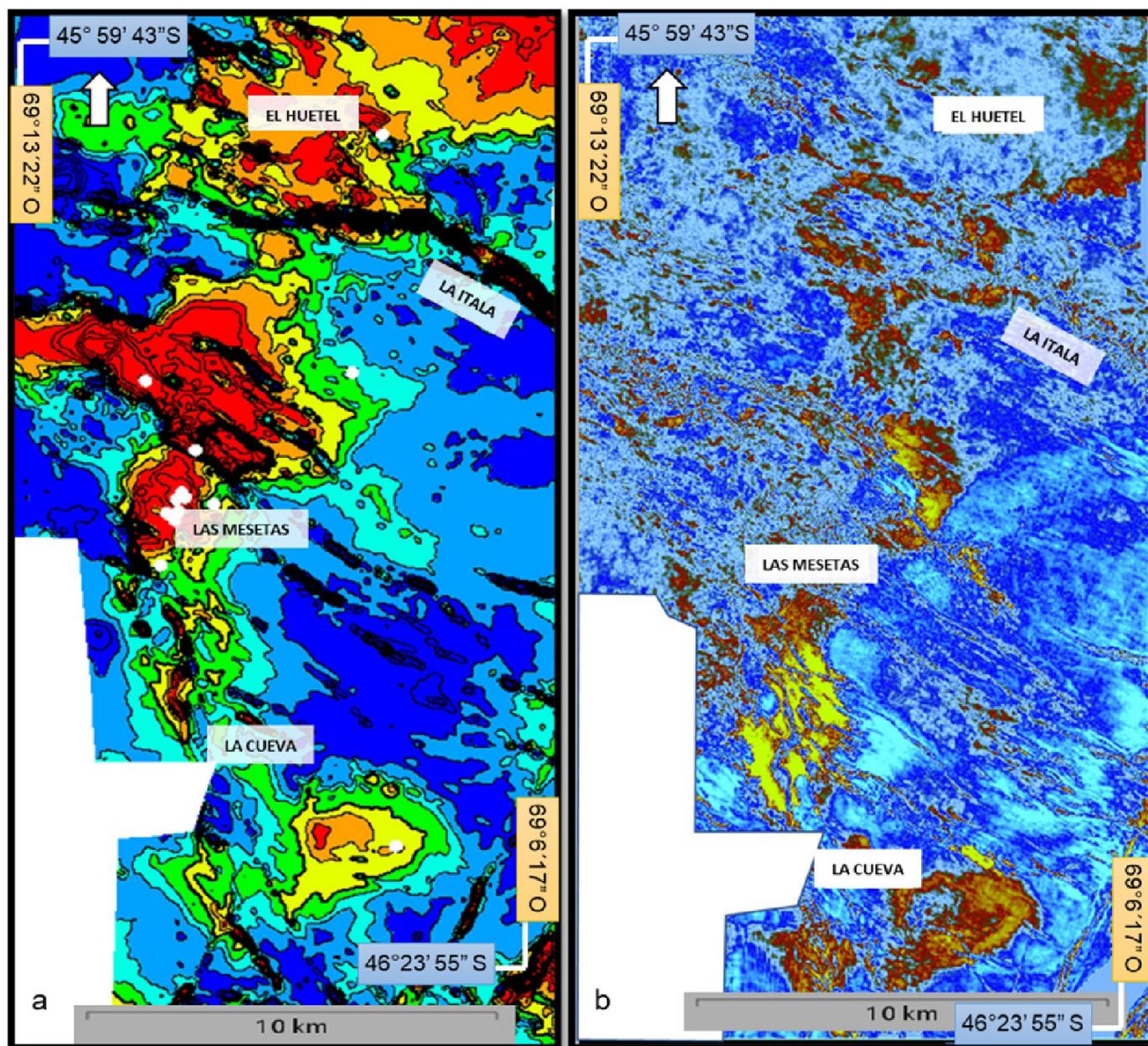


Figura 6. Geometría de los depósitos en D-129. a) Mapa isocronopáquico D-129/D-40. b) Corte horizontal amplitud 1644 ms (~ base D-40) se aprecia un rasgo canalizado de magnitud orientado N-S.

se hace más recurrente (intervalos en amarillo en las facies sintéticas y colores claros de la imagen de pozo estática) que en otros intervalos de la unidad en estudio. Las facies sintéticas fueron producto de la calibración de la información de perfiles eléctricos, imagen de pozo y de una corona que se encuentra en la misma unidad por arriba de la zona de la anomalía (Salvarredy Aranguren et al. 2023). El estudio en detalle de la imagen de pozo permite identificar facies sedimentarias ricas en areniscas que se caracterizan como pequeñas sucesiones grano decrecientes, en concordancia con lo observado por la curva de rayos gama. Estos depósitos exhiben rasgos eléctricos en la imagen de pozos asociables a electrofacies

de alta energía, como presencia de un registro de inclinaciones muy variables en la laminación para el intervalo 2707 a 2712 m interpretado como facies de slump en que se aprecia con detalle en la imagen extractada de 2709 a 2710 m. En tanto en el intervalo 2669 a 2670 m puede observarse la presencia de clastos (recuadrados en azul en la imagen) que están embebidos en secciones de la imagen de respuesta más oscura, interpretado como facies de matriz más finas que podrían ser interpretadas como un conglomerado matriz soportado (fanglomerado, Salvarredy Aranguren et al. 2023). El carácter granodecreciente de las sucesiones queda ejemplificado en las ventanas de detalle que se ofrece sobre la

imagen por ejemplo cuando analizamos el tramo 2657 a 2658 m, donde a la base se aprecia un contacto erosivo (línea celeste) y una granulometría presumiblemente más gruesa que hacia el techo de la sucesión. Este comportamiento grano-decreciente es consistente con lo observado en el tramo de corona obtenido en este mismo pozo más cercano al techo de la unidad (Salvarredy Aranguren et al. 2023). Este intervalo fue puesto en producción a través de una fractura obteniendo buenos caudales de gas.

Este concatenado de geocuerpos que se desarrolla en el flanco oeste de la CGSJ (Fig. 6), alcanzan las zonas más profundas del depocentro del área de Los Perales. En la zona de La Cueva el fallamiento juega un rol mayor en la depositación de un cuerpo lobular de la sección superior de la Formación Pozo D-129 en términos estratigráficos y productivos. El sello vertical de estos reservorios está garantizado por los diferentes intervalos pelíticos con que intercalan estas sucesiones lacustres. Este lóbulo se emplaza entre un arreglo de fallas conjugadas de rumbo NNO-SSE y NE-SO dieron lugar a un acomodamiento más amplio (Fig. 9a). En la zona apical del lóbulo se observa en un detalle de sección sísmica la presencia bien definida del canal alimentador (Fig. 9b) que si se realiza el horizontalizado al tope de la Formación Pozo D-129 permite ver con claridad la potencia del mismo (Fig. 9c). Dicho lóbulo fue contactado por un pozo verificando la existencia de un reservorio de 20 m de espesor tipo *tight oil* (Fig. 9d).

Uno de los rasgos más distintivos a partir del análisis sísmico es el lineamiento NE-SO que se observa por respuesta sísmica para el tope de la Formación Pozo D-129 (Fig. 10). Este rasgo fue propuesto por Iovine et al. (2014) como línea de costa del paleolago. Sin embargo, Alvarez Lobbé et al. (2018) analizaron una corona de 7 m hacia el oeste de esta en el bloque de Las Mesetas y se observó una secuencia de tendencia grano-estrato decreciente de colores negro a gris oscuro. Se caracteriza por sedimentos finos con estratificación planar y bioturbación, no se observan superficies de exposición subaérea. La excepción son eventos arenosos de escaso espesor granodecreciente con estructuras tractivas. La descripción de la corona permitió establecer con precisión la variación de litologías de escala decimétrica y efectos de cementación y correlacionarla con el perfil de imagen, controles geológicos y estudios petrográficos de testigos rotados. A partir de esta interpretación comparada, se avanzó en la interpretación del resto de la unidad, pudiéndose definir facies lacustres en un ambiente ligeramente reductor con predominancia de procesos de decantación. La presencia de depósitos de arenas con estructuras tractivas debe asociarse a eventos ocasionales de mayor energía. Estas observaciones no son compatibles con una línea de costa. Más aún la in-

formación de pozo en pozos vecinos, tales como controles geológicos e imágenes de pozo, permiten extender el criterio de la corona de un ambiente franco lacustre a toda la sección superior de la Formación Pozo D-129. Es decir, los reservorios *tight* pueden inscribirse como un ambiente lacustre en el que predominan sedimentos finos sobre los sedimentos arenosos. Es por lo que Salvarredy Aranguren et al. (2018a) interpretan este rasgo sísmico descrito por Iovine et al. (2014) como un quiebre de la plataforma del paleolago. Este rasgo lineal se sitúa al inicio de una zona con alta amplitud en la sísmica, y con una respuesta de aumento de los tiempos del perfil sísmico cuando se contacta el tope de la unidad Pozo D-129 en facies pelíticas (Fig. 10a). El rasgo es consistente y puede ser observado mediante distintos atributos sísmicos (Figs. 10 b y c).

A partir de ese límite y hacia el este, los reflectores son en general continuos de una impronta típica lacustre (Fig. 10c). Sin embargo, se identifican perturbaciones en dicho ámbito distal caracterizadas por arreglos sísmicos que se interpretan como depósitos más gruesos que los esperables para este sector distal del paleolago. Estas singularidades a través de las distintas técnicas utilizadas de interpretación geofísica revelan la existencia de cuerpos canalizados subácueos (que pueden alcanzar los 800 m. de ancho) que finalizan en depósitos lobulares, como el identificado en La Cueva (Fig. 9). Este geocuerpo no es el único que se ha identificado, al realizar un mapa de sismofacies se identifican varios lóbulos (sismofacies: rojas, azules y amarillas, (Fig. 10d), que se ubican al este del rasgo lineal como límite de la plataforma somera del lago. Al oeste de este límite predominan las sismofacies rojas que podrían ser asociadas a un relleno lacustre más proximal y por ende con una mayor participación de arenas, descrito por Pagán et al. (2017) como litoral. Esta configuración de geoformas es también consistente aplicando otras variantes de interpretación (Figs. 10 b y c).

DISCUSION SOBRE LAS DISTRIBUCIÓN DE LAS GEOFORMAS OBSERVADAS Y SU IMPLICANCIA PARA LOS RESERVORIOS DE LA SECCIÓN SUPERIOR DE LA UNIDAD

Un análisis de la distribución de rasgos sísmicos, más la información de subsuelo (de menor densidad) aportada por la revisión de información de los pozos, indica que el área estudiada presenta una sucesión de ambientes sedimentarios bien definidos sísmicamente. Así en la zona norte del Área Los Perales, en el ámbito del yacimiento El Huetel se obser-

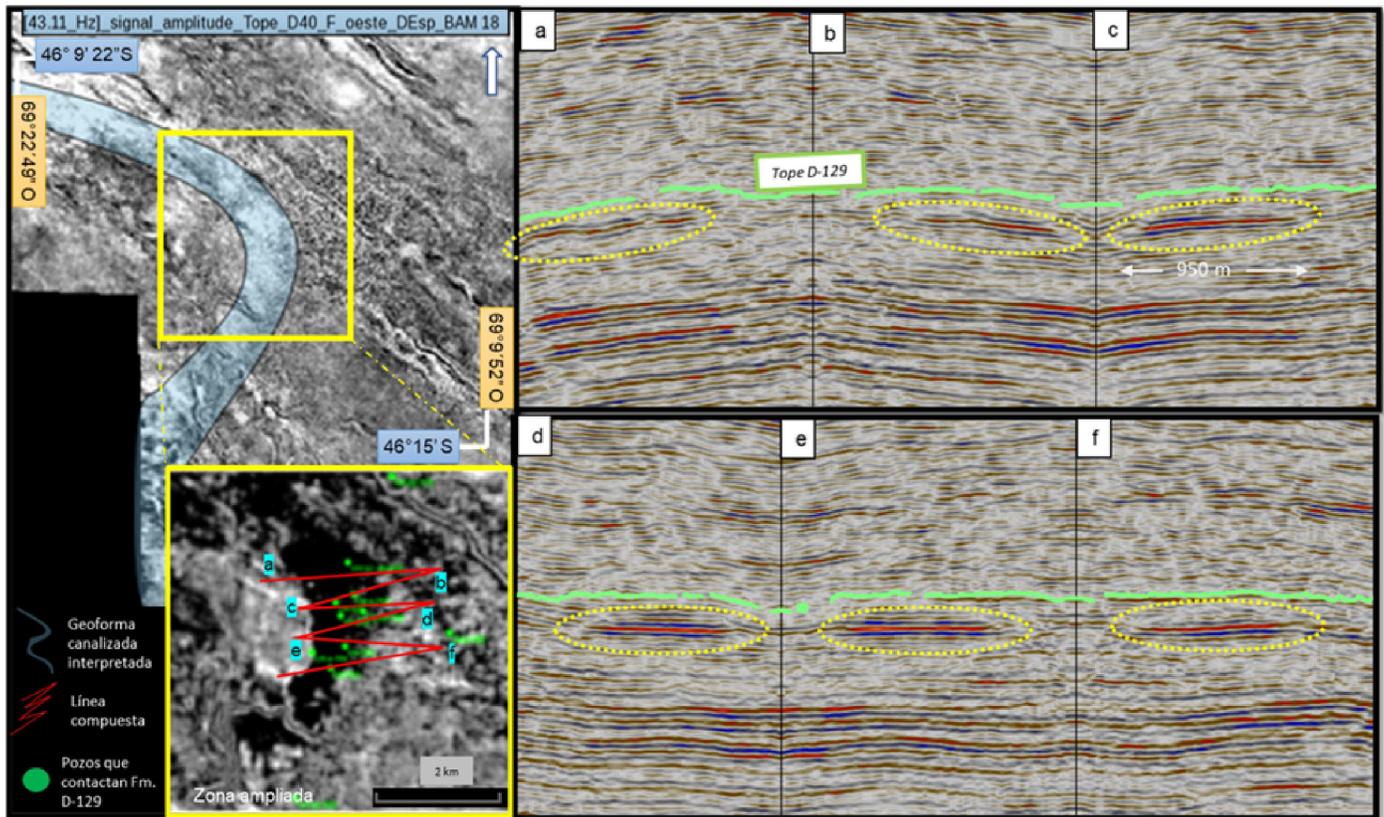


Figura 7. Secciones sísmicas compuestas que permiten identificar un rasgo sísmico de gran amplitud correspondiente a la geoforma canalizada interpretada a partir de atributo sísmico de descomposición espectral. En la zona ampliada se aprecia el detalle de la traza de una sección compuesta arbitraria que permite observar los cambios de amplitudes asociados a la anomalía interpretada como una geoforma canalizada en las secciones sísmicas (a, b, c, d, e, f). Los pozos que contactaron esta anomalía mostraron productividades económicas de gas.

va para la sección superior de la Formación Pozo D-129, el ingreso de sedimentos se habría efectuado a través de sistemas fluviales deltaicos. Este ámbito asegura la presencia de reservorios interdigitados con material pelítico generando trampas estratigráficas puras y/o combinadas (Eckerman et al. 2022). Los espesores de esos reservorios serán los típicos del ámbito fluvial (1 a 6 m, Figs. 4 y 5).

Hacia el sur de El Huetel existe un gran lineamiento de una falla de rumbo NW-SE, a partir del cual la distribución de los sedimentos se encausa en grandes geoformas canalizadas (Fig. 6). Por lo que dicho lineamiento post-neocomiano debe entenderse como un primer quiebre de plataforma lacustre, separando una zona litoral-transicional de una francamente lacustre. Estos reservorios han sido contactados tangencialmente (Fig. 6a), muestran espesores entre los 6 a 10 m., pero de facies más finas por estar en zonas de borde la geoforma descrita (Fig. 6b).

Otro control estructural post-neocomomiano, semejante al descrito entre El Huetel y La Itala, proviene desde el ámbito de Barranca Yankowsky, que controla también el encausamiento de aporte sedimentario al paleolago. En el ámbito del yacimiento Las Mesetas (Fig. 2) los trenes estructurales

mencionados proveniente del bloque del Huetel y de Barranca Yankowsky convergen creando una zona de depositación de sedimentos arenosos relevante en el ámbito lacustre (Salvarredy Aranguren et al. 2020; 2021). Estas grandes canalizaciones subácueas permiten el aporte de sedimentos más gruesos a las típicas facies finas lacustres (Salvarredy Aranguren et al. 2022) creando un engrosamiento de los espesores significativo para la sección superior de la Formación Pozo D-129 (Fig. 3c).

En el sector de Las Mesetas, los sectores de mayor engrosamiento reflejados en el mapa isocronopáquico, coinciden con una anomalía de amplitudes significativa en las secciones sísmicas (Fig. 7) que analizada en planta revela una forma canalizada de gran magnitud. Es justamente en esta zona donde se desarrollan los mejores reservorios de *tight* gas del área, allí los pozos contactan espesores de entre 10 a 20 m de areniscas tobáceas finas. Esta geoforma canalizada desemboca más hacia el SE en un geocuerpo en forma de abanico (Fig. 9). Este geocuerpo ha sido contactado brindando reservorios *tight oil* de 10 a 18 m de espesor de areniscas finas tobáceas. Estos rasgos distintivos de la interpretación sísmica del cubo del Flanco Oeste se asemejan a aquellas

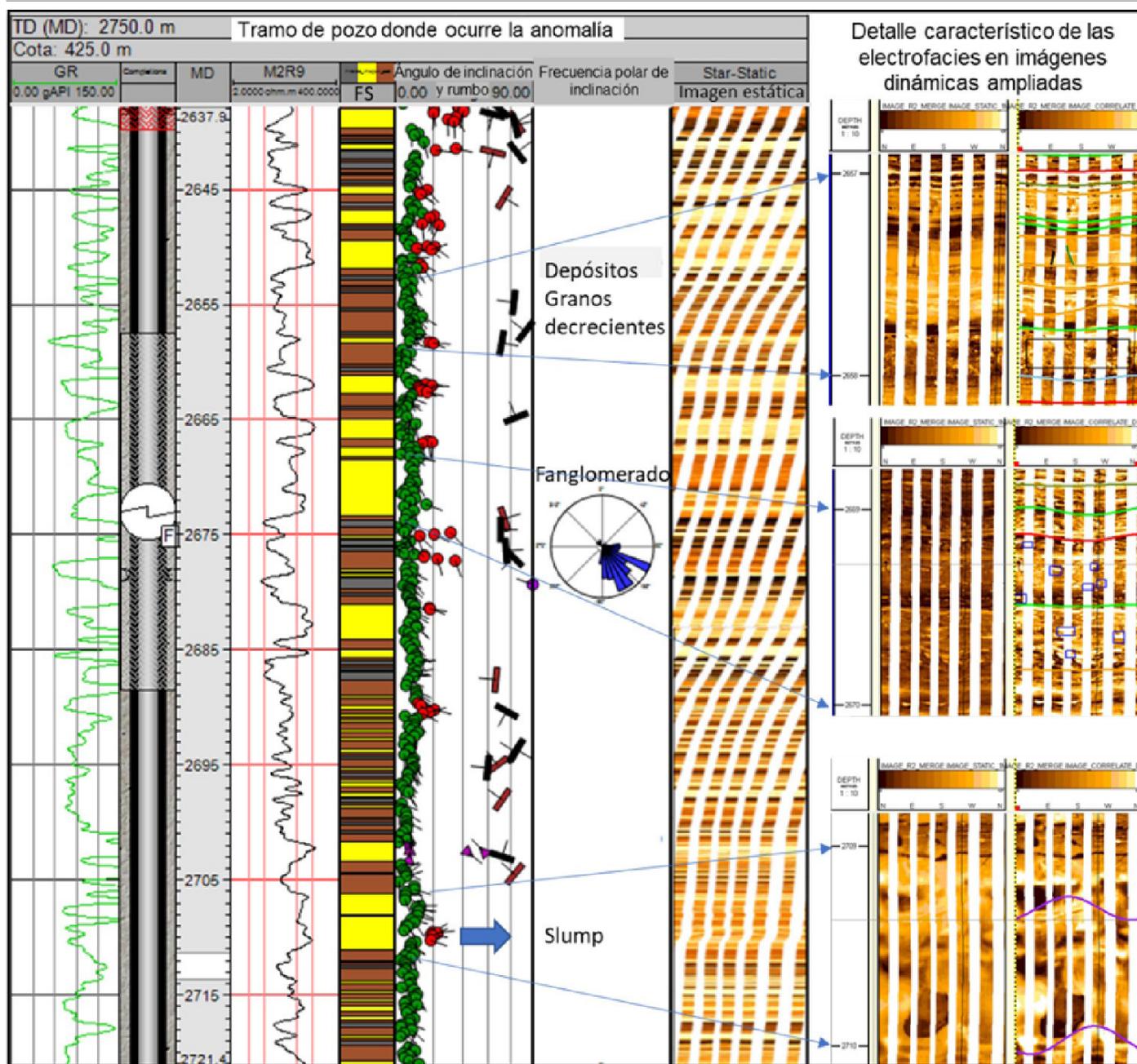


Figura 8. Tramo de pozo asociable a la anomalía de amplitud detallada en la figura 7. Se brinda detalle de: las curvas de rayos gama (GR); diseño del entubado de pozo, detallando punzados y fractura (F); curva de resistividad profunda (M2R9); facies sintéticas de modelado a partir de curvas eléctricas del pozo (FS), en amarillo facies de areniscas, en marrón facies heterolíticas, en negro facies pelíticas; interpretación del rumbo e inclinaciones de las laminaciones sedimentarias a partir de la imagen de pozo; imagen de pozo estática y detalle de las electrofacies características descritas a partir de márgenes de pozo dinámicas ampliadas, que de arriba abajo corresponden a depósitos granos decrecientes, un fanglomerado y una sucesión perturbada por un slump.

descriptas en diversos ámbitos marinos profundos (Beaubouef y Friedmann 2000; Stow y Mayall 2000; Shanmugam et al. 2009). Estas semejanzas entre los de un cuerpo lacustre grande con aquellos del ámbito marino responde probablemente a que los mecanismos de depositación en juego para estos cuerpos sedimentarios más gruesos que los propios de un ámbito de decantación son similares, pero de una escala diferente (Salvarredy Aranguren y Coetsee 2022; Salvarredy

Aranguren et al. 2022). Estos mecanismos de depositación para lagos han sido descriptos y conceptualizados por Zavala y Pan (2018) y se corresponden con irrupciones súbitas de flujos de mayor densidad en el cuerpo lacustre. Estos flujos son de origen extracuenal (Zavala y Pan 2018), como lo verifican Alvarez Löbbe et al. (2018) y Salvarredy Aranguren et al. (2022) a través de observaciones sedimentarias y geoquímicas. Estos flujos ingresaban al paleolago focalizados sobre

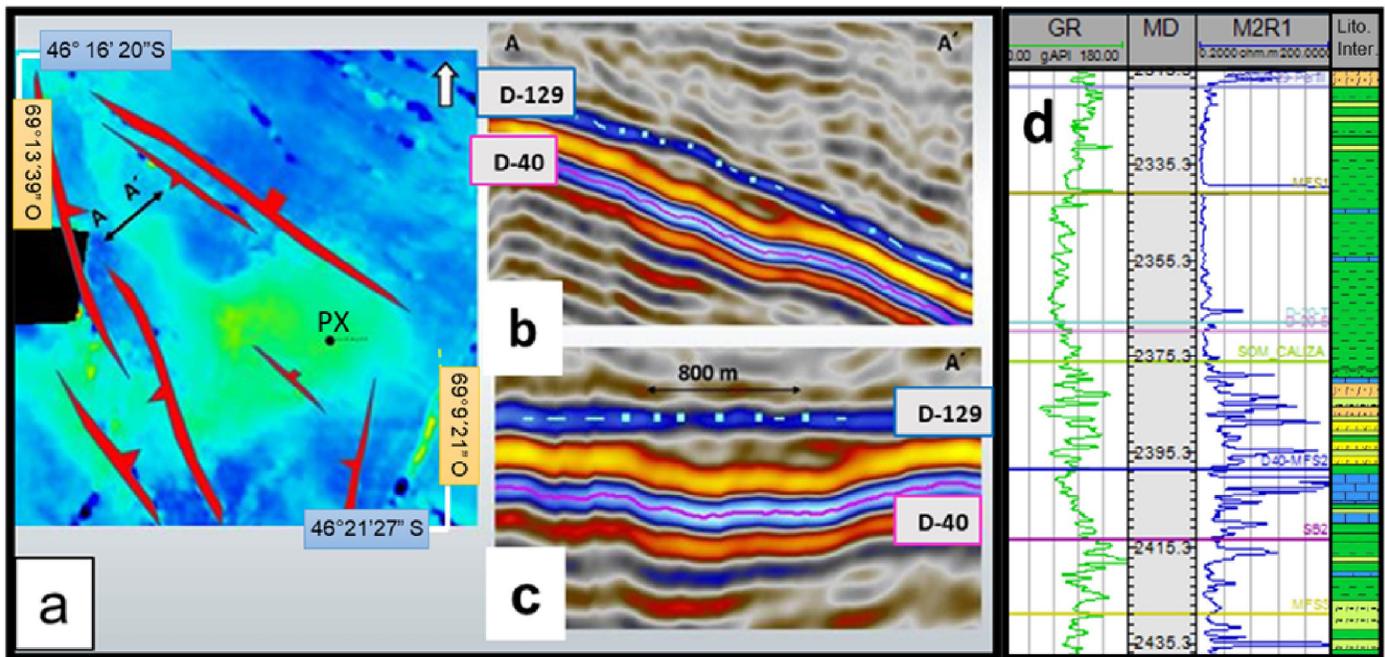


Figura 9. a) Detalle de mapa isocronopáquico en planta del rasgo sísmico del depósito subácueo (800 m de ancho en el sector canalizado) de la Cueva, PX es el pozo que contacta el lóbulo, b) corte transversal en zona apical del lóbulo sin restituir a la horizontal y c) corte tranversal en apical en el canal alimentador antes de explayamiento del lóbulo con sección horizontalizada al tope de la Formación Pozo D-129; d) Control geológico del pozo PX perforado en lóbulo alcanza el lóbulo constatando 20 m de espesor de sedimentos arenosos en una posición distal del lago.

los corredores sedimentarios (Allard et al 2015; 2017, Figari y García 2018), como estos estaban controlados estructuralmente, su emplazamiento permitía una recurrencia temporal beneficiando un apilamiento preferencial en ciertas zonas de la cuenca lacustre. Mientras el flujo disponía de energía, y no había cambios súbitos de pendientes, se generaron formas canalizadas de envergadura no compatibles con el ambiente fluvial. Estos flujos permitían que sedimentos de arenas finas alcanzaran zonas distantes de la costa, donde normalmente la depositación era sólo posible por decantación. Esto explicaría el rasgo lineal coherente observado por varias técnicas de interpretación sísmica (Fig. 10). Este rasgo y el emplazamiento de cuerpos lobulados por debajo del mismo (Fig. 10d), en el caso del Flanco Oeste parece corresponderse con un límite entre una plataforma somera litoral (Pagán et al. 2017) y una profunda, que podríamos denominar talud siguiendo a Lopez Angriman et al. (2014). En la primera predomina los procesos de depositación tractivos y en la segunda de decantación (Salvarredy Aranguren et al. 2018a). En tanto los lóbulos se corresponden con eventos de depositación súbita, pero debido a los controles estructurales que regían la paleobatimetría permitió en algunos casos la recurrencia de un apilamiento de estos eventos en mismos emplazamientos.

Los sedimentos pudieron ser transportados y depositados varios kilómetros paleolago adentro, tanto en la actual posición del Anticlinal Los Perales y por detrás del mismo (Fig.

10). El aspecto de los depósitos arenosos depositados bien por detrás de la línea de talud se puede observar en la figura 1d.

CONCLUSIONES

La interpretación sísmica realizada en este sector a partir de la utilización de distintos flujos metodológicos, sumado al análisis geológico a partir de datos de coronas y perfiles eléctricos, ha permitido brindar un modelo sedimentario, pudiendo definir: zonas de aporte de la red de drenaje que alimentaban al paleolago y dominios de plataforma somera y profunda que se establecen a partir de un rasgo sísmico consistente que podría denominarse línea de talud.

Dicho talud sería diferente al observado en los Flancos Norte y Sur de la cuenca, dado que en el Flanco Oeste se situaría para una importante porción de la zona central del Área de Los Perales orientado cuasi perpendicular a la orientación del fallamiento predominante post-neocomiano reactivante de las fallas neocomianas (Fig. 2). Dicha orientación traería como consecuencia un mayor desarrollo de un ámbito de plataforma somera y menos escalonada que en los Flanco Sur y Norte de la CGSJ.

La combinación y correcta utilización de diversas técnicas geofísicas permiten obtener modelos robustos que son

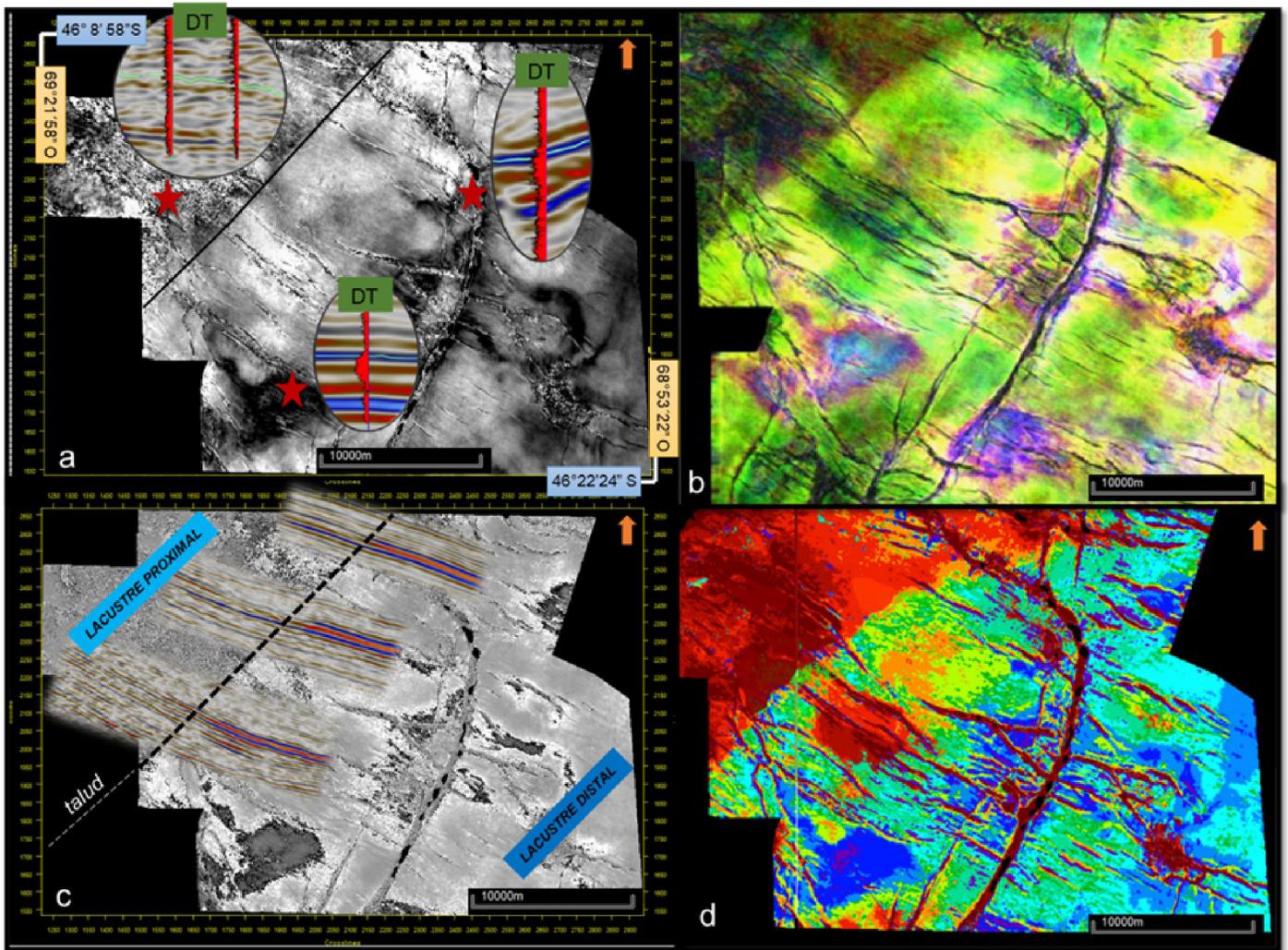


Figura 10. Atributos sísmicos al tope de la Formación Pozo D-129. a) *Horizon slice* de atributo *weighted mean frequency*. Se muestra la línea NE-SO interpretada como quiebre de plataforma y definiendo un límite entre lacustre proximal y distal. También se observan geoformas canalizadas con dirección de NO-SE. DT: perfil sísmico de los pozos indicados con una estrella roja (el horizonte en celeste es el tope de la Fm Pozo D-129). b) *Horizon slice blend* descomposición espectral (cortesía Eckerman) c) *Horizon slice* de atributo *instantaneous Q*. d) Mapa de sísmofacies entre D-129/D-40. En la primera imagen se detalla la ubicación geográfica que abarca idéntica área de procesamiento para los distintos atributos sísmicos.

fundamentales para el desarrollo de reservorios con gran heterogeneidad como los presentes en la CGSJ. Los mapas isocronopáquicos resultaron de gran utilidad para determinar sectores de mayor espesor sedimentario y establecer zonas de aporte/corredores sedimentarios. Los atributos sísmicos, principalmente la descomposición espectral nos ofrece un mayor detalle y resolución de las geometrías canalizadas y rasgos sedimentario. Mientras que los mapas de facies sísmicas confirman y amplían los mismos resultados obtenidos, pero considerando no solo la amplitud, sino también la fase y la frecuencia de la forma de la traza, otorgándonos una impronta de combinación litológica más amplia sobre la traza en una asociación cualitativa de la respuesta pozos-sísmica.

Estos estudios establecen relaciones directas entre las mayores acumulaciones sedimentarias, detectadas por los mapas isocronopáquicos, y las zonas con mayor potencial

productivo para esta sección superior de la unidad Pozo D-129.

Estos engrosamientos sugieren un mayor espacio de acomodamiento, que facilitó la captura de depósitos sedimentarios con potencial para ser reservorios. Estos apilamientos preferenciales se corresponden, en muchos casos, a un marcado control estructural, que condicionó el emplazamiento de las geoformas. En particular, en este sector y como se observa en la figura 2 se observan dos familias principales de fallas en el área: (1) fallas normales de orientación NO-SE; y (2) fallas de orientación NNE-SSE a N-S. Las primeras fallas tuvieron nula o moderada inversión tectónica, en tanto las segundas por su orientación registraron una inversión tectónica con deformación compresional en niveles de Pozo D-129, durante la fase de tectónica andina. Por lo que es en las segundas donde el trabajo de picado de horizontes se debe realizar

de modo más cauteloso para que honren de mejor modo los espesores en tiempo.

En este trabajo se han abordado de modo integrado la información sísmica 3D, registros de pozos y datos de coronas, esto ha permitido disminuir riesgos e incertidumbres a la hora de realizar sondeos exploratorios o de avanzada en reservorios de la Formación Pozo D-129 que dado su vasta extensión aún presenta muchas áreas subexploradas que pueden representar un potencial remanente para el desarrollo de hidrocarburos en la CGSJ con un marco de alta demanda energética.

AGRADECIMIENTOS

Nuestro agradecimiento a YPF S.A. por brindar los permisos de uso de datos y de publicación, a las Gerencia de Geociencias Regional Sur y a la anterior Gerencia de Tight Formación Pozo D- 129 por estimular estos estudios.

A Mario Atencio por sus críticas constructivas para la revisión interna del texto en YPF S.A.

A los revisores de la Revista de la Asociación Geológica Argentina, Dr. E. Figari y al revisor anónimo, así como al editor general de la revista Dr. R. A. Astini, por sus comentarios que perfeccionaron el texto para una mejor comprensión de los futuros lectores.

REFERENCIAS

- Aguil, B. 2019. Interpretación Sísmica de la Fm. Pozo D-129 en el ámbito del flanco oeste: La relevancia del dato sísmico para disminuir las incertidumbres en el proyecto de Las Mesetas- Los Perales. Kimn II de YPF (inédito).
- Alaimo, A.A., Salvarredy Aranguren, M.M., Aguil, B., Alvarez Löbbe, M.S., Raineri, N. y Santana, T. 2022. Interpretación sísmica y geológica en reservorios tipo tight. Caso de estudio: Formación Pozo D-129. Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG (Ed.), Actas: 295-307, Mendoza.
- Allard J., Paredes J., Foix, N, y Giacosa R. 2015. Conexión cretácica entre las cuencas del Golfo San Jorge y Cañadón Asfalto (Patagonia): paleogeografía, implicancias tectonoestratigráficas y su potencial en la exploración de hidrocarburos. Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1): 21-37.
- Allard, J.O., Foix, N., Clavijo, R., Ferreira, L., Iovine, G., Urrez, N., Sánchez, F.M., Rodríguez, A.R. y Buetti, S.A. 2017. Corredores sedimentarios cretácicos (Barremiano-Aptiano) en la Cuenca del Golfo San Jorge: origen, arquitectura e impacto en la exploración de hidrocarburos. 20° Congreso Geológico Argentino, Actas (ST1): 7-12, San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Alvarez Lobbé, M.S., Salvarredy Aranguren, M.M., Andino, R., Aguil, B. y Eckerman, M.L. 2018. Integración de información de subsuelo para la definición paleoambiental de la Sección Superior de la Fm Pozo D-129 en el Yacimiento Las Mesetas (Santa Cruz). 16° Reunión Argentina de Sedimentología, Actas, General Roca.
- Atencio, M., Juken, E., Basile, Y. Utge, S. y Spath, F. 2015. Geomorfología sísmica de la última transgresión lacustre de la Formación Pozo D-129 en la región de la faja plegada, cuenca del Golfo San Jorge. Revista de la Asociación Geológica Argentina 72 (1): 136-147. Basile, Y., S. Utgé, V. Martínez Cal y Ponce C. 2014. Avances en el conocimiento sobre la capacidad generadora de la Fm. Pozo D-129: aspectos litológicos y geoquímicos. Cuenca del Golfo San Jorge. Argentina. 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Beaubouef, R y Friedmann, S.J. 2000. High Resolution Seismic/Sequence Stratigraphic Framework for the Evolution of Pleistocene Intra Slope Basins, Western Gulf of Mexico: Depositional Models and Reservoir Analogs. En: P. Weimer (Ed.), Deep-Water Reservoirs of the World, Society for Sedimentary Geology (SEPM).
- Caprioglio, P. A., Jarque, G., Irigoyen, M., Maiztegui, G., Luz, N., D'Agostino, A., Casal, M., Villalba, D., Villar, H. J. 2020. Pozo D-129 Formation: The Case of a Recent Shale Oil Discovery in a Lacustrine Source Rock in El Huemul Field, Golfo San Jorge Basin, Southern Argentina. 2020 Latin America Unconventional Resources Technology Conference, Actas.
- Chopra, S. y Marfurt K. 2007. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization. Geophysical Developments N°11, Society of Exploration Geophysicists (Ed.), 464 p.
- Clavijo R. 1986. Estratigrafía del cretácico inferior en el sector occidental de la Cuenca Golfo San Jorge. Boletín de Informaciones Petroleras 9:15-32, Buenos Aires.
- Eckerman, M.L., Salvarredy Aranguren, M., Coetsee, F. 2022. Interpretación sismoestratigráfica de la sección superior de la Fm. Pozo D-129, yacimiento El Huetel, Cuenca del Golfo San Jorge. 21° Congreso Geológico Argentino, Actas, 1527-1528.
- Fasola, M., Basile, Y.A. y Martínez Cal, V. 2016. Formación Pozo D-129, nuevo play exploratorio tipo shale? Caso de estudio en el Yacimiento Estancia Cholita, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 2° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Actas: 88-89, Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Ferreira, M.L., Martínez Cal, V., Mussel, F., Utgé, S. y Basile, Y.A. 2018. Los reservorios de la Formación Pozo D-129. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani G. (Eds.), Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, 2° Ed.: 175-196. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires.
- Feruglio, E. 1949. Descripción geológica de la Patagonia, Tomo 1, Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales: p. 350. Buenos Aires.
- Figari, E.G., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M.S., Courtade, S.F., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R. y Villar, H. 1999.

- Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG), Actas: 197-237, Mar del Plata.
- Figari, Eduardo, Strelkov, E., Paz, M.S., Celaya, J., Laffitte, G. y Villar, H. 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. 15° Congreso Geológico Argentino, Actas: 571-601, El Calafate.
- Figari, E.G. y García D.G. 2018. Modelos Analógicos Superficie Subsuelo para el Chubutiano Inferior de las Cuencas de Cañadón Asfalto y del Golfo San Jorge, Argentina. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Sesiones Generales, Actas: 669-688, Mendoza.
- Figari, E.G., Hechem, J.J., Continanzia, M.J., Gavarrino, A., Urrez, N. y García, D.G. 2022. Cuencas Hidrocarburíferas, sus Sistemas Petroleros y Principales Yacimientos. En: Giacosa, R.E.(Ed.), Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Chubut, XXI Congreso Geológico Argentino, Relatorio, 1416-1448. Buenos Aires.
- Fitzgerald, M. G., Mitchum, R. M., Uliana, M. A. y Biddle, K. T. 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 74 (6), 879-920.
- Foster, M. y Iovine G. 2008. Geometría y Paleodrenaje regional de los sistemas fluviales de la Formación Castillo y Sección Tobácea, cuenca del Golfo San Jorge. 7° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas, Mar del Plata.
- Hechem, J.J. 2015. Cien años de modelos geológicos en la Cuenca del Golfo San Jorge. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 72(1):1-11.
- Hechem, J.J., Figari, E. y Musacchio, E. 1987. Hallazgo de la Formación Pozo D-129. *Petrotecnica* 28: 13-15.
- Hechem, J.J., Homovc, J. F. y Figari E. G. 1989. Estratigrafía del Chubutiano en la Sierra de San Bernardo. Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Chubut. Informe de YPF S.A., 59 p., Comodoro Rivadavia.
- Hechem, J.J., Homovc, J.F. y Figari, E.G. 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 11° Congreso Geológico Argentino, Actas (3): 173-176. San Juan.
- Hechem, J.J., Figari, E.G. y Gavarrino A. 2022. Recursos hidrocarburíferos de Chubut: visión actual y potencial. En: Giacosa, R.E.(Ed.), Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Chubut, XXI Congreso Geológico Argentino, Relatorio, 1416-1448. Buenos Aires.
- Holditch, S. 2006. Tight Gas Sands. *Journal of Petroleum Technology* 58 (6), 86-93.
- Hongliu, Z., Xiaomin, Z., Rukai, Z. y Qingshi, Z. 2012. Guidelines for seismic sedimentologic study in non-marine postrift basins. *Petroleum exploration and development* 39 (3): 295-304.
- Iovine, G., Ferreira, L y Clavijo, R. 2014. Evidencias de geoformas delticas cretácicas: Aplicación en la Prospección de Hidrocarburos en la Cuenca del Golfo de San Jorge, Argentina. 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas, Mendoza.
- Jalfin, G.A., Bellosi, E.S. Smith, E. y Laffitte G. 2002. Generación de petróleo y carga de reservorios en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo San Jorge: un caso de exploración en áreas maduras. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas, Mar del Plata.
- Jarvie, D. M. 2011. Shale Resource Systems for Oil and Gas. En: John Breyer (ed.), *Shale Reservoirs – Giant Resources for the 21st Century*. AAPG Memoir 97.
- Jiang, S., Feng, Y.-L., Chen, L., Wu, Y., Xu, Z.-Y., Jiang, Z-L, Zhou, D.-S., Cai, D.-S. y McKenna E. 2017a. Multiple-stacked Hybrid Plays of lacustrine source rock intervals: Case studies from lacustrine basins in China. *Petroleum Science* 4: 459–483.
- Jiang, S., Chen, L., Wu, Y., Xu, Z.-Y., Jiang, Z-L y Mc Kenna E. 2017b. Hybrid plays of Upper Triassic Chang7 lacustrine source rock interval of Yanchang Formation, Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 159:182–196.
- Lesta, P. 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge, 3° Jornadas Geológicas Argentinas, Actas: 251-289, Comodoro Rivadavia.
- Lesta, P. y Ferello R. 1972. Región Extra-andina del Chubut y norte de Santa Cruz, en: Leanza A. (Ed.) *Geología Regional Argentina*, Academia Nacional de Ciencias: 601-654, Córdoba.
- López Angriman, A., C. Zarpellón, F. Mussel y Cohen M. 2014. Modelo Paleogeográfico de la Sección Superior de la Formación Pozo D-129. Su aplicación al desarrollo de reservas en la cuenca del Golfo San Jorge. Argentina. 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas: 489-510, Mendoza.
- Miller, M. y Marino J. 2018. Sistemas de Depocentros Neocomianos en el oeste de las provincias de Chubut y Santa Cruz. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Sesiones Generales: Energía y Sociedad, aliados inseparables del desarrollo, Actas: 357-371, Mendoza.
- Pagan, F., Martínez Cal, V. y Clavijo R. 2016. La geomorfología sísmica como indicador de control estructural, Formación Pozo D-129 y Formación Pozo Anticlinal Cerro Guadal. 2° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Actas: 66.
- Pagán, F. J., Martínez Cal, V., Riveiro Rivas, S., Simonetto, L., Vottero, A. y Catuneanu O. 2017. Ocurrencia de facies reservorio en ambientes costeros, interpretados a través de un análisis sismoestratigráfico de detalle. Formación Pozo D-129, CGSJ. 6° Jornadas de Geociencias YPF S.A. – “Compartiendo Geociencias, Impulsando Comunidades”, 2 p.
- Paredes, J., Foix, N., Piñol, F., Nillni, A., Allard, J. y Marquillas, R. 2007. Volcanic and climatic controls on fluvial style in a high-energy system: The Lower Cretaceous Matasiete Formation, Golfo San Jorge basin, Argentina. *Sedimentary Geology* 202, 96-123.
- Raineri, N., Alaimo, A., Perez, C. y Montagna, A. 2022. Modelo estratigráfico-sedimentológico de la Formación Pozo D-129 en el área de reserva Seco-León. Esbozo de analogía con la Formación Rayoso de la Cuenca Neuquina. 21° Congreso Geológico Argentino, Actas: 80-81.
- Rojo, L. 2022. La producción de hidrocarburos en Argentina. Informe anual 2021 de Instituto Argentino de la Energía “Enrique Mosconi”, p. 41.

- Salvarredy Aranguren, M. M. y Coetsse F. J. 2022. Un modelo para arenas Tight productoras de hidrocarburos en medios de facies lacustres finas, Fm. Pozo D-129, Yacimiento El Trebol, Provincia del Chubut. 21° Congreso Geológico Argentino, Actas: 1551-1552. Puerto Madryn.
- Salvarredy Aranguren, M.M., Martin, F.S., Kamerbeek, Y., Pyczil, D.E., Tennerini, G.A. y Alaimo, A.A. 2016. Reservorios de la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129 del Yacimiento Ea. Cholita, Cuenca del Golfo San Jorge, Santa Cruz, Argentina. 2° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge (Eds. Paredes, J.M., Foix, N. & Allard, J.O.), Actas: 88-89, Comodoro Rivadavia, Argentina.
- Salvarredy Aranguren, M.M., Alvarez Lobbé, M.S., Alaimo, A.A., Andino, R., Aguil, B. y Eckerman, M.J. 2018a. Análisis semiregional de los depósitos lacustres de la Sección Superior de la Fm. Pozo D-129 del Flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge (Provincia de Santa Cruz). 16° Reunión Argentina de Sedimentología, Actas, General Roca.
- Salvarredy Aranguren, M.M., Terrería, M. y Álvarez, P. 2018b. Características de los paleocauces fluviales del Grupo Chubut en el ámbito del cubo sísmico 3D de Laguna Janarez, Cuenca del Golfo San Jorge. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos, Actas: 59-74, Mendoza.
- Salvarredy Aranguren, M.M., Eckerman, M. L. y Ciapparelli H. 2020. Informe de Geofísica y Geología de Estudio Tight-D129, Área de estudio: Barranca Yankowsky (inédito), 17 p.
- Salvarredy Aranguren, M.M., Coetsee, F., Aguil, B. y Ciapparelli H. 2021. Análisis sismoestratigráfico del área de estudio adyacente a BY.x-1 del yacimiento Barranca Yankowsky. Informe de Geofísica y Geología de Estudio Tight-D129 (inédito), 16 p.
- Salvarredy Aranguren, M.M., Alvarez Lobbé, M. S., Ciapparelli, H., Aguil, B., Blasiyh Nuño, G., Biurrun, M.C. y Montagna A. 2022. Génesis de los reservorios tight en la Fm. Pozo D-129 en El Guadal Sur, facies distales lacustres, Provincia de Santa Cruz. 21° Congreso Geológico Argentino, Actas: 1549-1550. Puerto Madryn.
- Salvarredy Aranguren, M. M., Alvarez Lobbé, M. S. y Aguil B. 2023. Reinterpretación de una corona de la Fm. Pozo D-129, implicancias paleoambientales, cuenca del Golfo de San Jorge. 18° Reunión Argentina de Sedimentología y 9° Congreso Latinoamericano de Sedimentología, Actas, La Plata.
- Sciutto, J.C. 1981. Geología del Codo del Río Senguer, Chubut, Argentina. 8° Congreso Geológico Argentino, Actas (III): 203-219, Buenos Aires.
- Shanmugam, G., Shrivastava, S.K. y Bhagaban D. 2009. Sandy debrites and tidalites of Pliocene reservoir sands in upper-slope canyon environments, Offshore Krishna-Godavari Basin (India): Implications. *Journal of Sedimentary Research*, 79, 736-756.
- Stinco, L. y Barredo S. 2014. Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la Argentina. *Petrotecnia* (octubre) 45-66.
- Stow, D.A.V. y Mayall M. 2000. Deep-water sedimentary systems: New models for the 21st century. *Marine and Petroleum Geology* 17: 125-135.
- Utgé, S.M., Martínez Cal, V, Basile, y. A. y Ponce, C. 2014. Evaluación del potencial de la Formación Pozo D-129 como reservorio no convencional Shale Gas/Oil. 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de recursos no convencionales, Actas: 117-135, Mendoza.
- Van Niewenhuise, D. S. y Ormiston, A. R. 1989. A model for the origin of source rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. 1° Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, Actas (II): 853-884.
- Vela, M. L. y Hechem J. J. 1997. Petroleum System of the San Jorge Basin, Argentina. *Stratigraphy*, 2, Energy and Geoscience Institute Report, University of Utah, 71 p.
- Vernik, L. y Nur A. 1992. Ultrasonic velocity and anisotropy of hydrocarbon source rocks. *Geophysics* 57: 727-735.
- Vittore, F., G. Nicora, M. Foster, F. Pompei y Solorzano P. 2011. Estudio integrado y caracterización de los niveles reservorios de la Fm Pozo D-129 en el Yacimiento Ea. Cholita, CGSJ, Argentina. Informe interno YPF S.A. (inédito). 20 pp.
- Zavala, C. y Pan S. 2018. Hyperpynal flows and hyperpynites: Origin and distinctive characteristics. *Lithologic Reservoirs* 30: 1-27.
- Zhang, X.S., Wang, H.J., Ma, F., Sun, X.C., Zhang, Y. y Song, Z.H. 2016. Classification and characteristics of tight oil plays. *Petroleum Science* 13: 18-33.