

IDENTIFICACIÓN DE CUERPOS SEDIMENTARIOS MEDIANTE PROCESOS ESPECIALES Y ATRIBUTOS SÍSMICOS EN LA FORMACIÓN MINA EL CARMEN, FLANCO NORTE DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Fabián Scazzioti¹, Eduardo Trinchero¹, Luis Vernengo¹

1: Pan American Energy LLC, fscazzioti@pan-energy.com, etrinchero@pan-energy.com, lvernengo@pan-energy.com

Palabras clave: Fm. Mina El Carmen, Atributos sísmicos, Inversión de trazas, Descomposición espectral, Cuerpos sedimentarios

ABSTRACT

Identification of Sedimentary Bodies through special processes and seismic attributes in Mina El Carmen Fm., North Flank of Golfo San Jorge Basin.

Mina El Carmen formation (Golfo San Jorge Basin, Argentina) contains numerous reservoirs whose contribution to the production of the Basin acquires important relevance. Its main reservoirs are linked to sedimentary bodies resulting from fluvial-lacustrine deposition in low relief plains developed in proximity to volcanic areas. Consequently, the lateral variations of facies, pinchouts and sedimentary discontinuities for example, generate low connectivity among the reservoirs. This situation sometimes becomes critical from the point of view of field development. In terms of thickness, reservoirs are generally below the seismic resolution, which implies important difficulty for the detection of sand bodies (potential reservoirs). Because of this, it is necessary to apply different interpretation tools and special processes in order to detect (and/or visualize) such reservoirs, establish their geometry, orientation, extension and position in the stratigraphic column.

It is well known that the stratigraphic factor has a very preponderant role when the objective is to identify combined traps. From the methodologies exposed in this study different examples result, tending to identify potential reservoirs in different oilfields. A detailed well-log correlation as well as a velocity model correctly adjusted with the available geological is required. Finally, one specific interpretation workflow is established which can help in planning and developing primary and/or enhanced oil recovery projects, as well as in providing necessary support for any advanced prospect in undeveloped areas. This will also apply to other prospects for deep exploration below the productive interval, in order to incorporate new reservoirs in this particularly complex geologic formation.

INTRODUCCIÓN

El área del presente estudio se ubica en el Flanco Norte de la Cuenca Golfo San Jorge y se encuentra incluida en la concesión de Cerro Dragón, en su porción SE. La misma abarca una superficie de 110 km² emplazándose inmediatamente al N del límite provincial Chubut-Santa Cruz (Fig. 1).

Se cuenta con cobertura total de sísmica 3D con migración “pre-stack” de calidad buena a

regular y un conjunto de pozos perforados a lo largo de las últimas décadas, alcanzando algunos de estos sondeos los niveles estratigráficos superiores de la Formación Mina El Carmen.

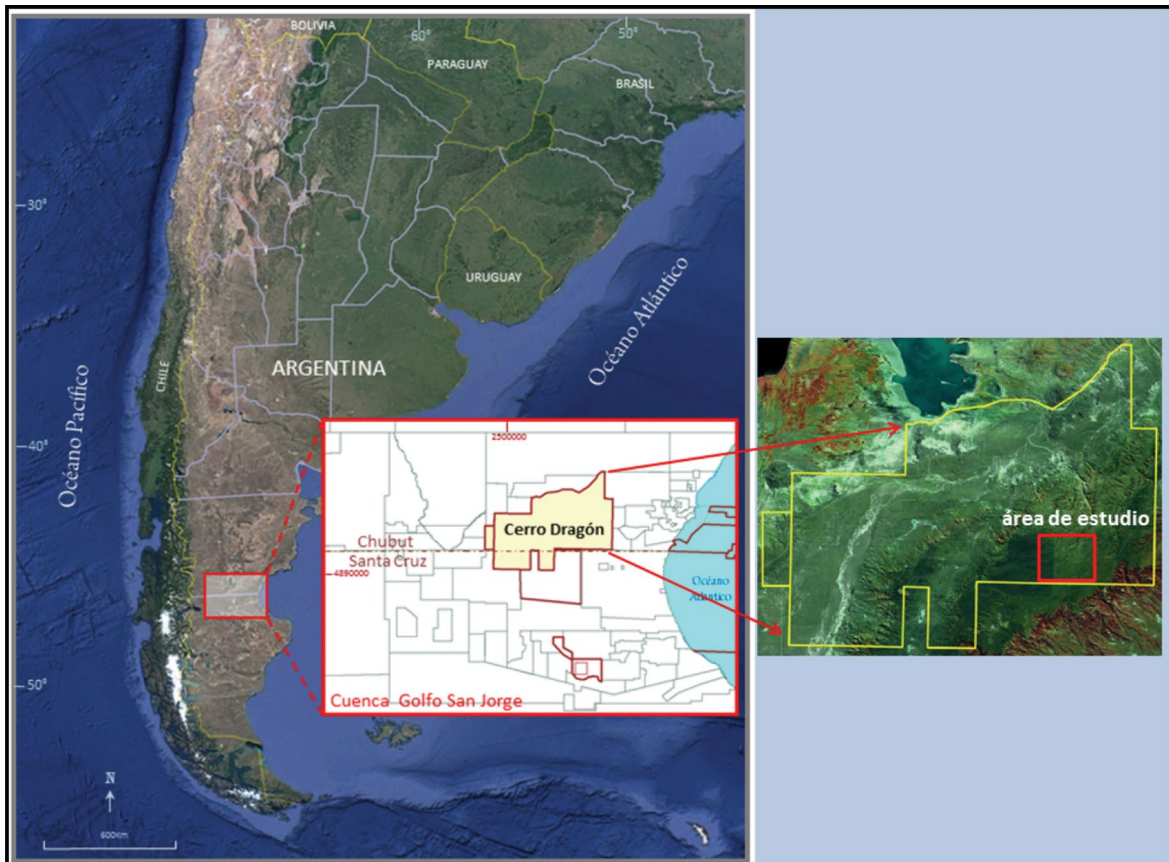


Figura 1. Ubicación del área de estudio en Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

El factor estratigráfico, bien conocido y descrito para esta unidad de origen continental, en el área del presente estudio, ofrece las mismas dificultades en relación a la búsqueda de trampas combinadas y análisis de reservorios, debido al bajo grado de conectividad entre los cuerpos arenosos, los acuñamientos, discontinuidades sedimentarias y variaciones laterales de facies. Esta situación se corrobora frecuentemente con aquellos pozos ubicados en una posición estructural más favorable (o similar) respecto del vecino productivo, que ni siquiera han contactado la capa mineralizada o la encuentran en condiciones petrofísicas desmejoradas. Al mismo tiempo, numerosos pozos que producen en zonas carentes de cierre estructural confirman el rol preponderante de dicho factor estratigráfico.

Tal situación descrita junto al bajo grado de fallamiento existente en algunas zonas, reducen las posibilidades de encontrar trampas estructurales, obligando en mayor medida a la búsqueda de prospectos estratigráficos (o mixtos), cuya existencia ha sido comprobada con diferentes sondeos tanto en el área de estudio como en bloques aledaños. Normalmente estos prospectos son de difícil detección y análisis en áreas con escasos pozos y muy distanciados entre sí.

Debido a esto, se debe recurrir a diversas herramientas de interpretación y procesos especiales para poder detectar (y/o visualizar) tales reservorios, establecer su geometría, orientación, extensión, espesor y posición en la columna estratigráfica.

A partir de las metodologías que se exponen en el presente trabajo se mostrarán ejemplos de aplicación tendientes a la identificación de reservorios mineralizados o las secuencias que los contienen en áreas de desarrollo. Para tal propósito es necesario contar con una detallada correlación de pozos y un modelo de velocidades correctamente ajustado con el dato geológico.

Mediante la extracción de atributos sísmicos, utilización de la técnica de descomposición espectral y estudios especiales (impedancia acústica), se trabaja en la detección de rasgos estratigráficos (potenciales reservorios) en diferentes intervalos analizados. También se utiliza la descomposición espectral como herramienta predictiva para la estimación de espesores relativos en aquellas zonas donde no existen sondeos o éstos se encuentran altamente distanciados.

La metodología de trabajo permite la posibilidad de extensión de áreas en desarrollo, como así también, brinda el soporte necesario para la implementación de proyectos de recuperación secundaria y propuestas de pozo de avanzada en áreas alejadas. También será de aplicación a prospectos de exploración profunda por debajo del intervalo productivo, con el fin de incorporar nuevos reservorios mineralizados, incrementando el conocimiento de los términos medios y basales de la Formación Mina El Carmen.

MARCO GEOLÓGICO

El Grupo Chubut constituye el mayor espesor del relleno sedimentario de la Cuenca Golfo San Jorge. El mismo suprayace mediante discordancia angular al Grupo La Heras, y se inicia con las sedimentitas comprendidas en la Formación Pozo D-129, (Lesta 1968), conteniendo esta unidad la principal roca generadora de la cuenca. Suprayacentemente se depositan los términos estratigráficos comprendidos en la Formación Mina El Carmen, (Lesta 1968). Litológicamente, la misma se encuentra conformada por areniscas, conglomerados, tobas y tufitas de edad Albiana. Esta unidad de origen continental es producto de la depositación fluvial-lacustre, donde los sistemas fluviales agradaron en planicies de escaso relieve desarrolladas en proximidad de áreas volcánicas más elevadas (González *et al.* 2002). La columna estratigráfica completa de la cuenca puede observarse en detalle en la figura 2.

La Cuenca Golfo San Jorge estuvo sometida a un régimen extensional durante el Mesozoico y fue parcialmente invertida desde el oeste durante el Neógeno (Fitzgerald *et al.* 1990). En el dominio perteneciente a los flancos existen fosas jurásico-neocomianas limitadas por fallas maestras de geometría listrica y rumbo predominante E-O a NO-SE. Las mismas se encuentran con una disposición escalonada hacia el centro de cuenca y al reactivarse forman sistemas de fallas antitéticas y sintéticas con generación de pliegues tipo “roll-over” en las unidades cretácicas.

Además de estas fallas buzantes al sur existen en el Flanco Norte, un importante conjunto de fallas de buzamiento contra-regional que dio lugar a pequeñas subcuencas a partir de la generación de grábenes y pilares, y cuyo relleno estuvo fuertemente controlado por la actividad tectónica. Este conjunto de fallas buzantes al norte deben su origen a la configuración del basamento, respondiendo a la reactivación de antiguos lineamientos durante la evolución del régimen extensional Jurásico-Cretácico. La disposición oblicua de algunos de los planos de falla puede localmente mostrar una ligera tendencia al desplazamiento de rumbo aunque de escasa magnitud (Jalfin *et al.* 2002).

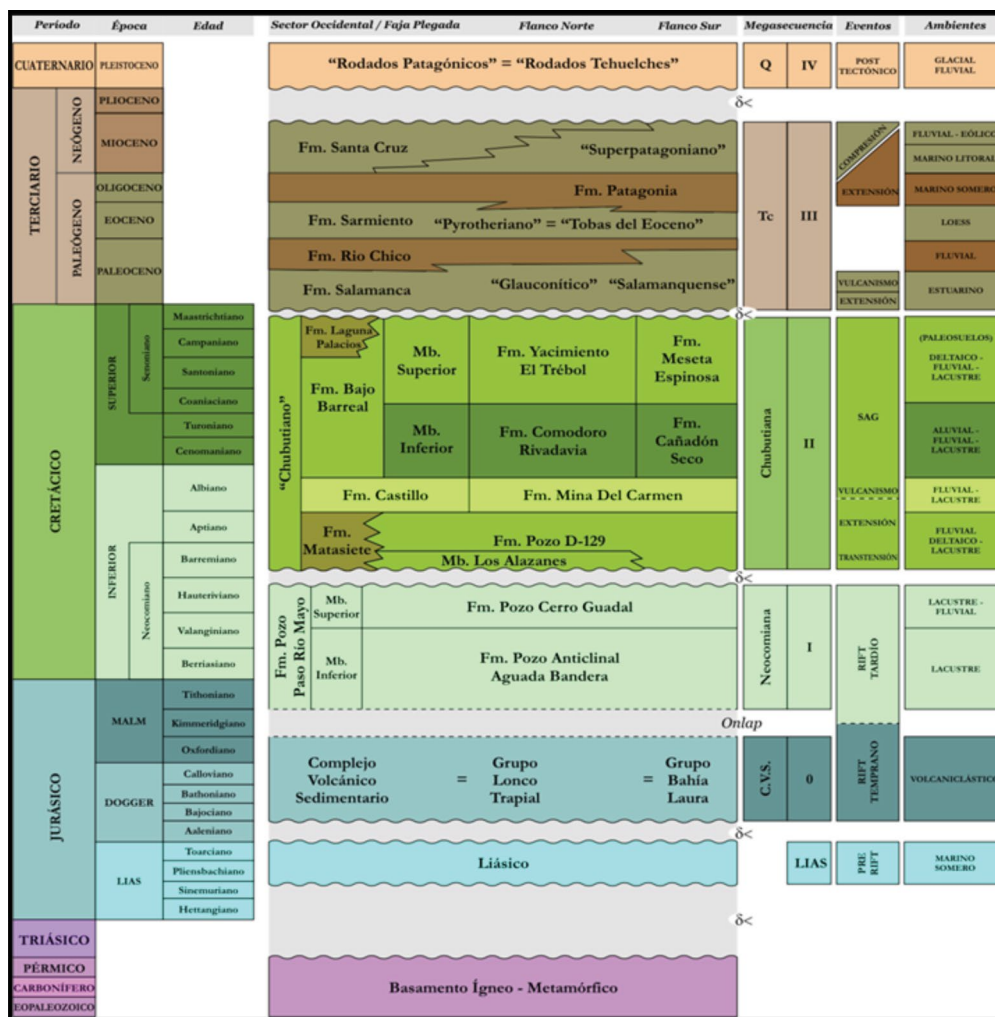


Figura 2. Columna estratigráfica tomada de Cayo *et al.* (2011).

Las fallas profundas que afectan al basamento se encuentran conectadas con toda la columna por la actividad recurrente en su evolución, aunque el mayor desplazamiento se genera en los comienzos de la apertura de la Cuenca (Sciutto 2008). Las mismas han desempeñado un rol fundamental para la existencia del sistema petrolero, constituyendo las vías de migración de

hidrocarburos como también controlando la concentración y dispersión de los mismos (Cayo *et al.* 2011).

En el área del presente estudio, una falla principal de alto ángulo (lítrica en profundidad) delimita un extenso bloque en su porción septentrional. La misma buza hacia el sur con un rechazo del orden de los 350 m para los niveles inferiores del Grupo Chubut generando un importante espacio de acomodación. En este bloque la Formación Mina El Carmen presenta espesores que van desde los 900 m hasta los 1200 m, estimados a partir de la interpretación sísmica, dado que ningún sondeo la ha atravesado en su totalidad, sino sólo parcialmente, alcanzando en su mayoría los primeros metros de la sección superior, destacando que en muy contados casos, algunos pozos penetraron parcialmente la sección media.

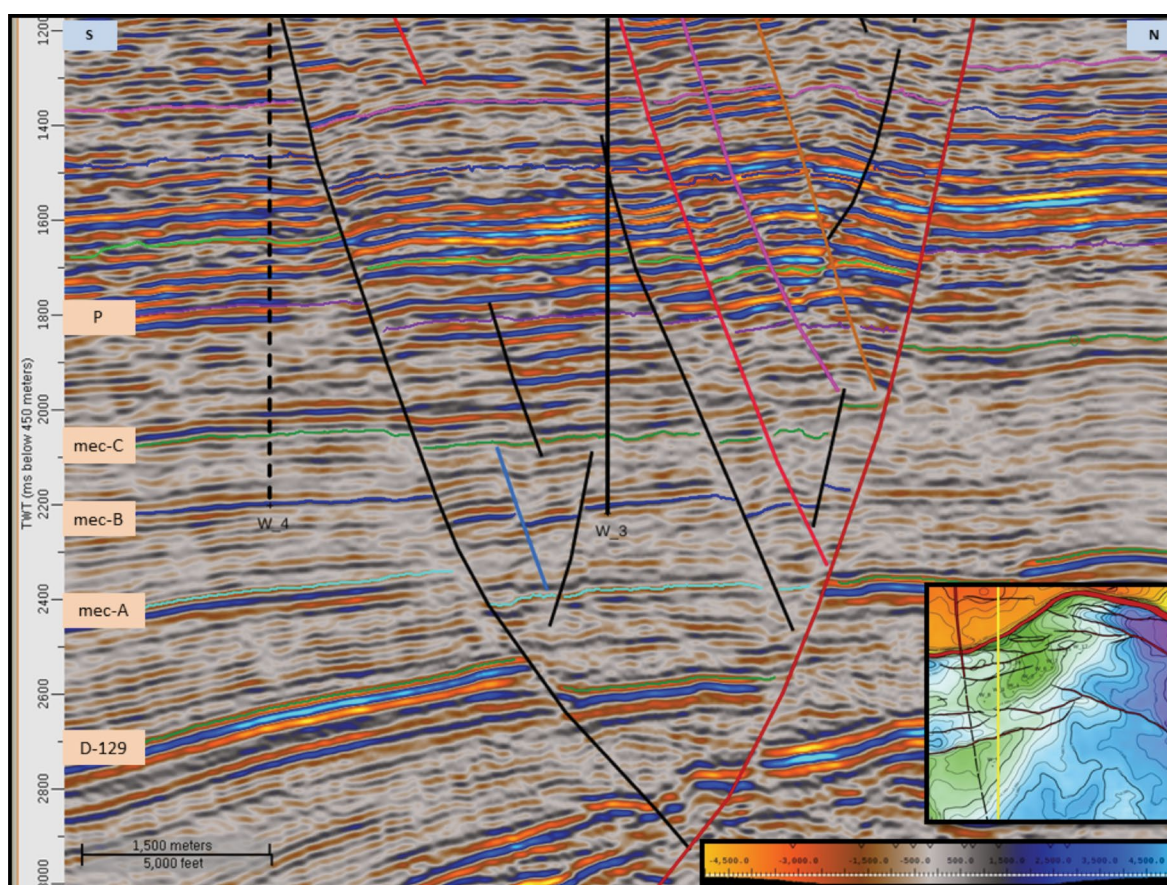


Figura 3. Línea N-S perpendicular a las principales estructuras. La falla antitética sur (color negro) genera espacio de acomodación para la depositación de las subunidades MEC-A y MEC-B. Obsérvese el incremento de espesor en bloque bajo respecto del bloque alto donde se perforó en pozo W_4.

El bloque colgante se encuentra altamente fracturado en su porción nor-occidental a partir de la generación de numerosas fallas antitéticas y sintéticas resultantes de diferentes reactivaciones a lo largo de la historia depositacional de las sedimentitas del Grupo Chubut (Figs. 3 y 4). El grado de fallamiento disminuye notablemente hacia el sur, el este y sudeste del área, al tiempo que la

pendiente estructural profundiza en tal sentido para los distintos niveles sedimentarios, siendo marcadamente mayores las pendientes para los términos estratigráficos más antiguos.

La generación de trampas tiene un origen estratigráfico-estructural, donde el cierre en sentido meridiano está dado por las fallas, mientras que el cierre en dirección E-O es consecuencia de los acúñamientos de los reservorios arenosos de las formaciones productivas.

Dado que en el área de estudio sólo un conjunto reducido de pozos alcanzan parcialmente los términos de la Formación Mina El Carmen, se continúa utilizando la división de esta unidad de acuerdo a las características sísmicas. De base a techo las subunidades se denominan: MEC-A, MEC-B, MEC-C y MEC-D (Cayo *et al.* 2011).

Esta última subunidad (MEC-D) fue incluida en el presente estudio por presentar una problemática similar a la de las tres secciones subyacentes en el sentido de la interpretación estratigráfica (análisis de atributos sísmicos).

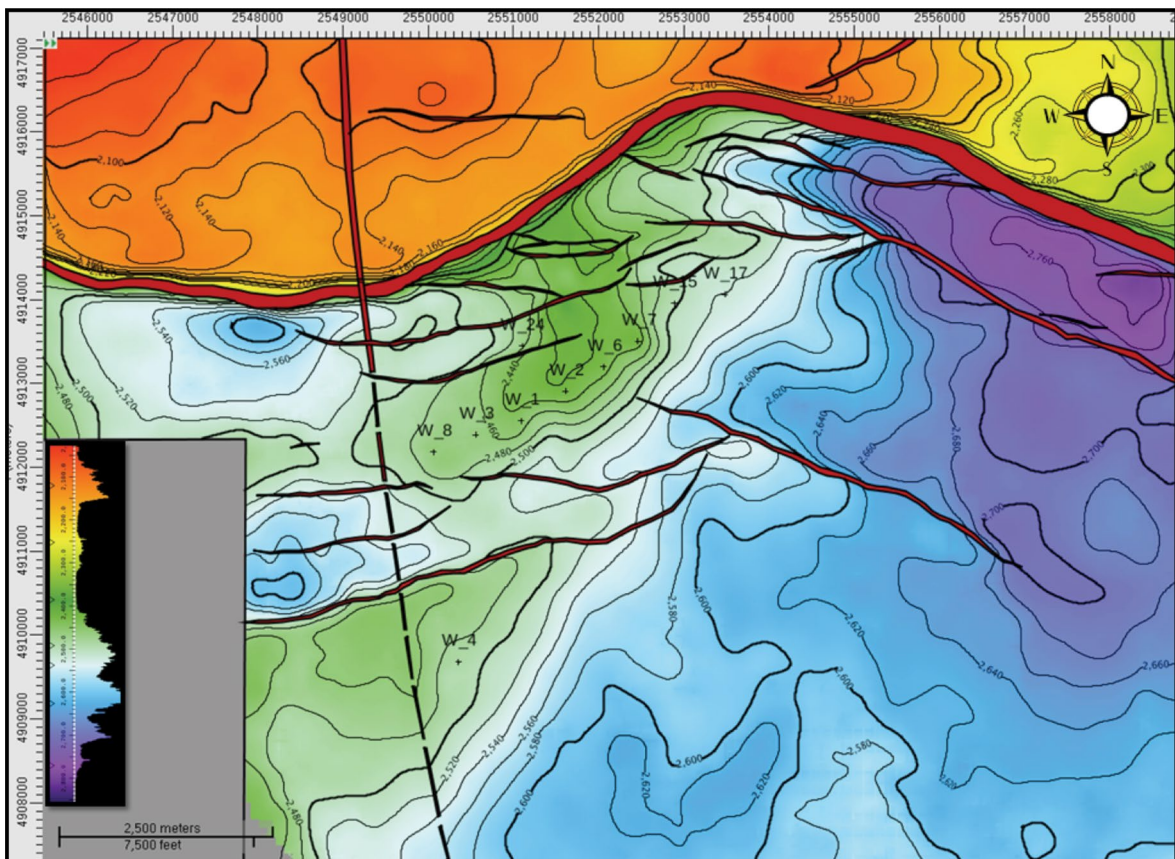


Figura 4. Plano estructural sísmico al tope de MEC-C, con 20 m de intervalo de contornos.

Sin embargo, Acuña *et al.* (2011), concluyeron, a partir del análisis detallado de perfiles eléctricos, que la subunidad MEC-D correspondería al pasaje transicional de la Formación Mina El Carmen a la Formación Comodoro Rivadavia, equivalente a la sección inferior de la Formación

Bajo Barreal (Sciutto 1981), y la denominada informalmente “Sección Tobácea” en diferentes yacimientos ubicados al sur y al este. La discusión de este punto excede el contenido y objetivo del presente trabajo.

METODOLOGÍA

Como fuera mencionado previamente, el estudio apunta a detectar cuerpos sedimentarios en diferentes niveles de la Formación Mina El Carmen, los que podrían constituir potenciales reservorios productivos.

La etapa de interpretación estructural comprendió tanto el mapeo del tope de la unidad como también diferentes niveles intraformacionales, y las numerosas fallas que los afectan compartimentalizando el bloque principal.

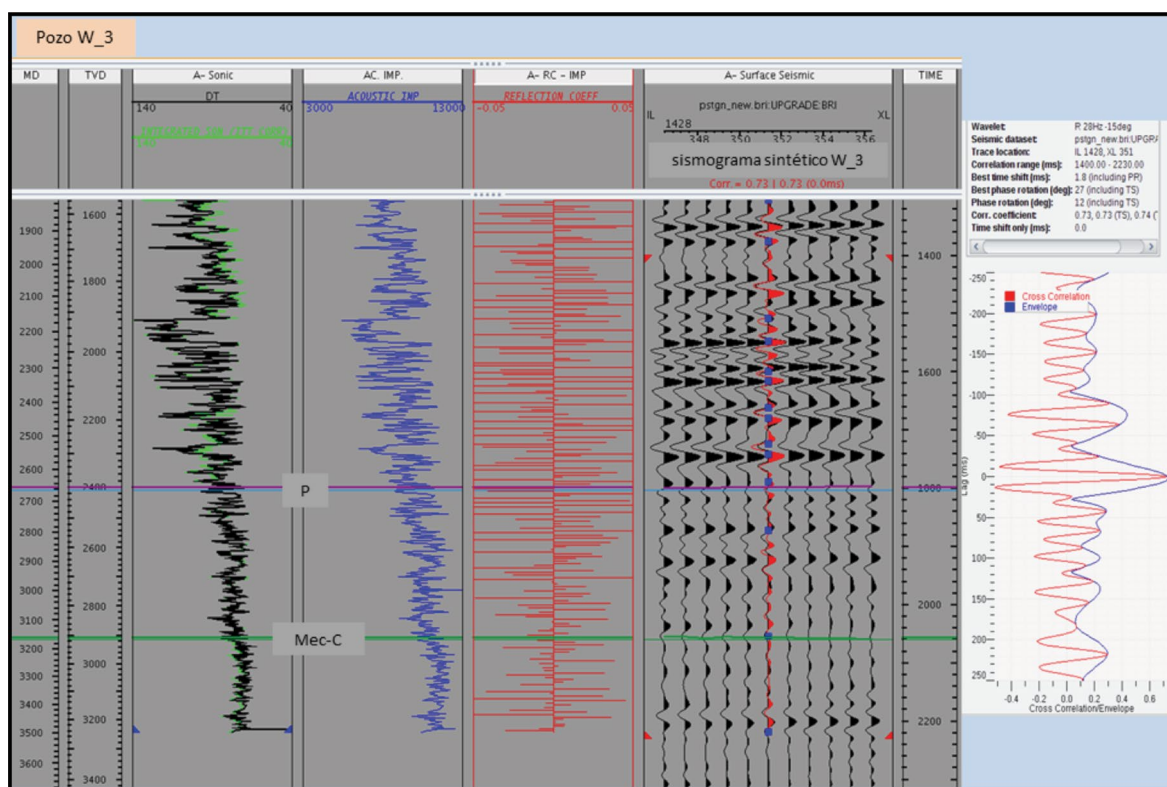


Figura 5. Sismograma sintético del pozo W_3 con los “markers” y horizontes “P” y “mec-C”.

De esta manera se interpretaron los horizontes “mec-C” y “mec-B” correspondientes al tope de cada subunidad de la Fm. Mina El Carmen, como también un horizonte denominado “P” (coincidente con un “marker” eléctrico) con buena continuidad regional y muy próximo al tope de la subunidad MEC-D. Los horizontes “P” y “mec-C” fueron interpretados con alto nivel de detalle cada 5 líneas y 5 trazas, luego rellenos mediante “auto-tracking” para el trabajo posterior

con atributos y descomposición espectral. Por otra parte, el horizonte “mec-B” cuenta con el máximo detalle al haber sido interpretado en todas las líneas del volumen sísmico.

Concluida la etapa de interpretación estructural (horizontes, fallas), se da inicio a la interpretación estratigráfica basada en el análisis de atributos sísmicos: extracción de amplitud instantánea sobre el horizonte y un atributo combinado entre amplitud y frecuencia instantánea. Con este último se intenta resaltar aquellos eventos caracterizados por alta amplitud y baja frecuencia. También se realizaron sismogramas sintéticos para lograr un amarre ajustado entre dato geológico y sísmico (Fig. 5). Finalmente con las leyes de velocidades (generadas a partir del sismograma sintético), horizontes y “markers” tomados de la correlación entre pozos se generó el modelo de velocidad que permitió el amarre final de aquellos pozos que no poseen perfiles sísmicos, como también la conversión a profundidad de los mapas estructurales (Fig. 4).

DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL

Posteriormente, la utilización de la técnica de Descomposición Espectral permitió corroborar los resultados obtenidos con atributos sísmicos.

La Descomposición Espectral (DE) se define formalmente como el análisis continuo tiempo-frecuencia a partir de una traza sísmica. Este análisis provee un espectro de frecuencia para cada muestra de tiempo (Partyka *et al.* 1999). Dicho de otro modo, es el proceso de descomponer o analizar una señal sísmica, que contiene todas las frecuencias posibles de recuperar dentro del ancho de banda que se ha emitido, en sus componentes espectrales o frecuencias constituyentes. En algunos casos esta técnica permite mejorar notablemente la definición de prospectos más allá de la resolución sísmica, ayudando a resolver caracteres geológicos que no llegan a resolverse en el dominio del tiempo.

La principal utilización de la DE es su aplicación a la detección de capas delgadas y de sus características geológicas más allá de los límites del análisis sísmico tradicional. Mediante la generación de mapas de interferencia entre la amplitud y la fase en el dominio de la frecuencia, se pueden identificar rápidamente cuerpos sedimentarios y límites estratigráficos que de otra forma pasarían desapercibidos en la delineación de las distintas facies y ambientes depositacionales, así como también en el mapeo estructural de detalle, involucrando sistemas de fallas complejos.

Los métodos de descomposición espectral se dividen en dos grandes grupos, según el criterio en el cual se basen: Los más antiguos se basan en la teoría de la Transformada de Fourier, mientras que los más recientes lo hacen seleccionando la ondícula sísmica y convirtiendo la señal del dominio del tiempo unidimensional a una señal en un dominio de dos dimensiones (frecuencia y amplitud). La manera más usual de caracterizar un reservorio utilizando la descomposición espectral es a partir de la generación de un “zone of interest tuning cube” o “cubo de sintonía” en el dominio de la frecuencia. Para ello se debe comenzar interpretando los horizontes limitantes de

la zona de interés (o cercanos a ella) definiendo además una ventana de análisis en milisegundos.

La animación de slices de frecuencia posibilita el mapeo de las variaciones laterales del subsuelo. Un reservorio de un espesor y velocidad dada exhibirá una amplitud máxima en la frecuencia de tuning. Esta se define como la frecuencia a la cual una capa de un espesor determinado exhibe su máxima interferencia constructiva. Entonces, mientras en el dominio del tiempo las amplitudes muchas veces no pueden separar espesores, en el dominio de la frecuencia pueden identificarse capas de distintos espesores, con amplitudes independientes.

COLOURED INVERSION

La Inversión de trazas sísmicas es la transformación de la amplitud de cada traza del dato sísmico en un pseudoperfil de Impedancias acústicas. Se han desarrollado diversos métodos para generar un perfil de Impedancias Acústicas, de amplio espectro, a partir de una traza sísmica de espectro limitado. El objetivo siempre es crear un modelo del subsuelo a partir de utilizar la respuesta sísmica como entrada al sistema de cálculo. Existen dos suposiciones básicas en las cuales se basan en general todos los métodos 1) se asume que la ondícula es única, bien definida, estática tanto en tiempo como en extensión (claramente esto no es estrictamente cierto, pero esta suposición es básica en el proceso de inversión) y 2) la traza sísmica está definida por la convolución de la función de reflectividad del subsuelo (el conjunto de los coeficientes de reflexión o serie de coeficientes de reflexión) con la ondícula.

El problema es que sólo se conoce la respuesta sísmica, por lo que se está en presencia de una ecuación con dos incógnitas. Como lo que se desea obtener es la función de reflectividad (y a partir de ella las impedancias) es necesario estimar de alguna manera la ondícula. Además otro problema a resolver es el de la no unicidad de la solución. Van a existir infinitas posibilidades de reflectividades que van a generar la misma traza (Oldenburg *et al.* 1983).

Una de las herramientas que se ha utilizado para el análisis de la secuencia de interés que se presenta en este trabajo, es la Coloured Inversión (CI). Básicamente esta inversión, aún con sus limitaciones, provee un resultado “fast track” que muchas veces resuelve o aproxima una solución consistente sin la necesidad de recurrir a otros tipos de inversión sísmica más complejas.

A este tipo de inversión se la llama discreta, y considera que el valor de la función de reflectividad obtiene un valor discreto sobre la frontera (proximidad) del horizonte. Tal como se ha mencionado, la CI es una técnica “fast track” para convertir datos sísmicos en Impedancias acústicas (IA) utilizando un solo operador convolucional y que puede procesarse en las estaciones de trabajo. El operador que se construye debe estar diseñado para dar forma al espectro sísmico promedio del espectro (promedio) del perfil de IA, por lo que puede considerarse como una inversión promediada globalmente, que depende de los datos sísmicos para proporcionar los detalles del conjunto de los datos invertidos (Lancaster *et al.* 2000).

En la CI se define un operador en el dominio de las frecuencias utilizando los espectros de las trazas sísmicas cercanas a los pozos. La imagen se obtiene directamente aplicando el operador a la sísmica y los valores obtenidos de las impedancias acústicas son relativos y permiten un análisis básicamente cualitativo. Además, no depende del modelo inicial y generalmente se procesa en fase cero (Walden *et al.* 1985) y (Velzeboer 1981).

El flujo de trabajo consiste en incorporar datos de pozos mediante la selección de uno o varios de ellos en la zona de estudio. Para áreas pequeñas es conveniente trabajar con un solo pozo para mantener la fase estable. Se realiza la selección de trazas alrededor de los pozos seleccionados y a partir de éstas se genera el espectro de amplitud, el cual puede ser suavizado. La sísmica debe mantenerse en lo posible en fase cero.

El diseño del operador es un dato en tiempo que se utiliza para convolucionar con el dato sísmico. Existen distintos parámetros para realizar el ajuste del mismo. El proceso de la CI es intrínsecamente estable y ampliamente compatible con el comportamiento conocido de las IA en el área de trabajo. La construcción del operador es un proceso simple y la implementación se puede realizar fácilmente en la mayoría de las estaciones de trabajo de interpretación.

No se requiere una ondícula explícita, y debe realizarse una prueba de rotación de fase. Como solo se aplica una convolución única, el proceso es una transformación directa de los datos sísmicos, esto implica que el resultado se puede ver como un caso base, que muestra cuál es la información en el dominio de las IA que proviene directamente de la sísmica. La CI requiere realizar previamente una atenuación de ruidos, de modo que el espectro sísmico esté dentro de los límites de frecuencia definidos para la inversión. Sin embargo, el proceso puede repetirse de modo que se realice una mayor atenuación del ruido con una inversión inicial, y se aplique un filtro de corrección para volver a dar forma al espectro óptimo deseado.

En el caso de la CI que se ha calculado para caracterizar los reservorios de la Fm Mina El Carmen en el área de estudio, previamente fueron acondicionados los datos de manera tal de contar con una atenuación de ruidos consistente y razonable. Luego se tuvo en consideración la información del pozo W_3 perforado en la zona. A través de la información del mencionado pozo, se extrae un operador el cual es utilizado para el cálculo de las impedancias. Además fue analizada la fase de la sísmica existente. Luego de realizado el proceso, se obtuvo un resultado sólido y preparado convenientemente para reconocer e interpretar el comportamiento de las respuestas obtenidas y su relación con los cuerpos en estudio.

CASOS DE ESTUDIO

Utilizando los horizontes “P” y “mec-C” se detectaron 2 cuerpos fluviales de orientación general N-S (Fig. 6). El denominado cuerpo P se encuentra en el tope de la subunidad MEC-D,

mientras que el cuerpo MC, estratigráficamente más profundo se emplaza en la zona transicional entre las subunidades MEC-D y MEC-C.

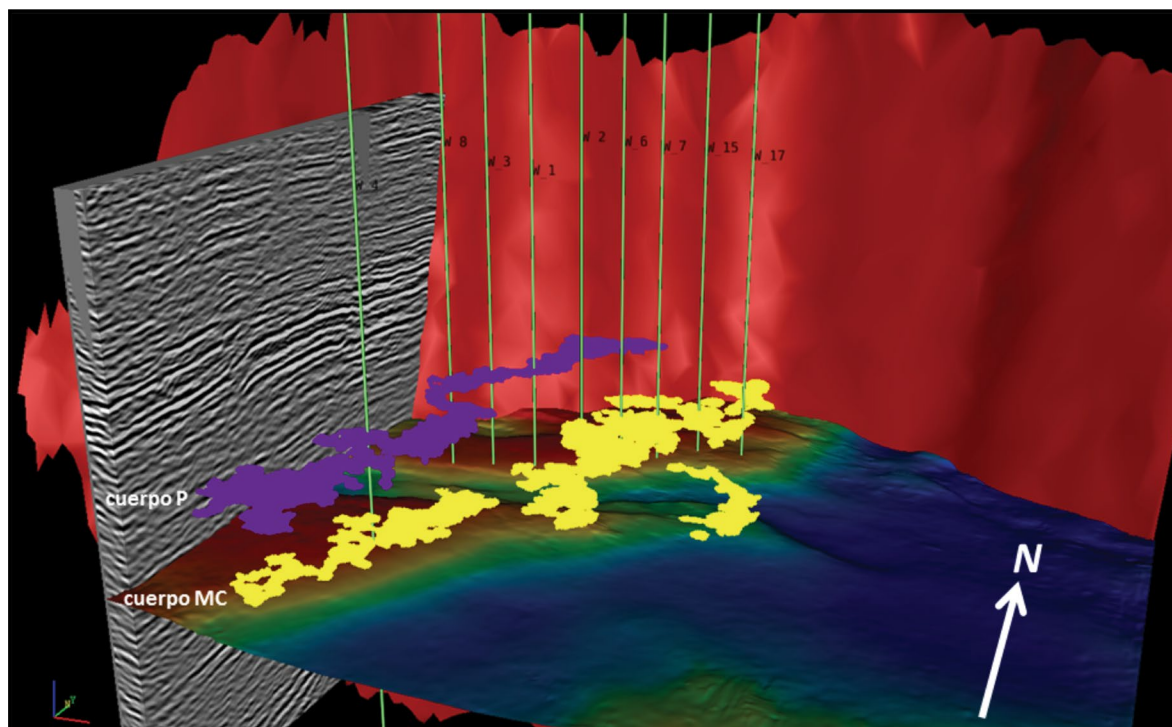


Figura 6. Visualización 3D con los pozos y los cuerpos fluviales de orientación general N-S. Isócrono al tope de MEC-B por debajo, y falla maestra (roja) limitando el bloque por el norte.

Ambos cuerpos se iluminan desplegando los atributos amplitud instantánea y el atributo combinado (amplitud instantánea/frecuencia instantánea) sobre cada uno de los mencionados horizontes (Figs. 7 y 8). Luego se realiza “slicing” del horizonte (movimiento según eje vertical) cada 2 mseg, de manera tal que el atributo se va actualizando muestra a muestra. El cuerpo P toma su máxima expresión desplazando el horizonte hacia abajo hasta 24 mseg. El cuerpo MC por el contrario, requiere de un “slicing” del horizonte “mec-C” hacia arriba hasta 36 mseg. Con este procedimiento se puede estudiar la geometría, orientación, extensión y variaciones de espesor del cuerpo sedimentario. Ambos cuerpos también se iluminan de igual manera utilizando el volumen de Impedancia P (Figs. 9 y 13), resultando el cuerpo superior (cuerpo P) de baja impedancia. Para el cuerpo MC se observa que la impedancia acústica puede separar claramente los 2 eventos arenosos comprendidos en la ventana de análisis de 40 ms. Dichos eventos poseen mayor desarrollo en los pozos W_6 y W_7 adelgazándose hacia los bordes en sentido E-O. (Fig. 15).

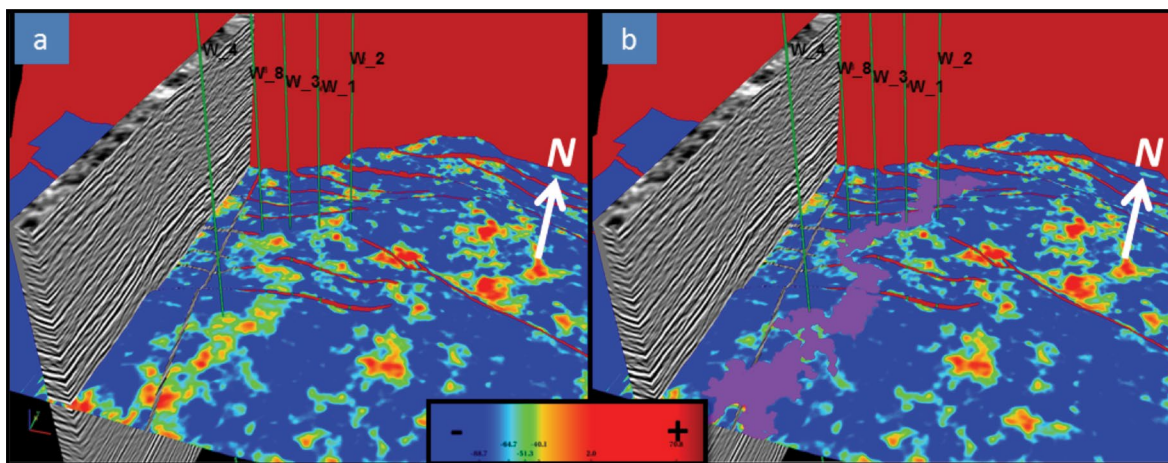


Figura 7. a) Amplitud instantánea sobre horizonte "P". b) Cuerpo P (violeta) desplegado sobre el atributo amplitud instantánea.

Ambos cuerpos fueron atravesados por algunos pozos que constatan la presencia de secuencias arenosas con intercalaciones pelíticas. Cada secuencia involucra de 2 a 4 reservorios alcanzando un espesor poroso/permeable suficiente para ser resuelto por la sísmica: 20 a 30 m para el cuerpo P, y 45 a 50 m para el cuerpo MC (Figs. 10 y 12). Muchos de estos reservorios involucrados en cada secuencia descrita, se encuentran mineralizados, contribuyendo en gran medida a la producción total del pozo.

Posteriormente, los resultados del análisis de atributos fueron corroborados aplicando la técnica de descomposición espectral. Se realizaron varias generaciones de volúmenes de frecuencia utilizando distintos tamaños de ventana en milisegundos guiadas por cada horizonte, así como también diferentes parámetros. Para el cuerpo P se utilizó una ventana de 36 msec por debajo del horizonte "P", mientras que para el cuerpo MC se usó una ventana de 40 msec por encima del horizonte "mec-C".

Animando los distintos "slices" de frecuencia se puede observar la buena definición del ambiente fluvial con sus subambientes asociados (Fig. 13), como también variaciones de espesor dentro de cada cuerpo determinado por sintonizar a distintas frecuencias. Adicionalmente, la heterogeneidad de las secuencias queda de manifiesto por las variaciones laterales de amplitud; también se observa dicha heterogeneidad desplegando la amplitud instantánea sobre ambos cuerpos sedimentarios (Figs. 7 y 14). Los límites estratigráficos mostrados por la descomposición espectral también fueron corroborados por los pozos.

El cuerpo P muestra los mayores espesores en el entorno de los pozos W_3 y W_1 (33 m en promedio), disminuyendo al oeste donde el pozo W_8 (en situación de borde) alcanza sólo los 15 m de espesor arenoso. También disminuye el espesor hacia el este, donde el pozo W_2 encuentra 22 m de espesor.

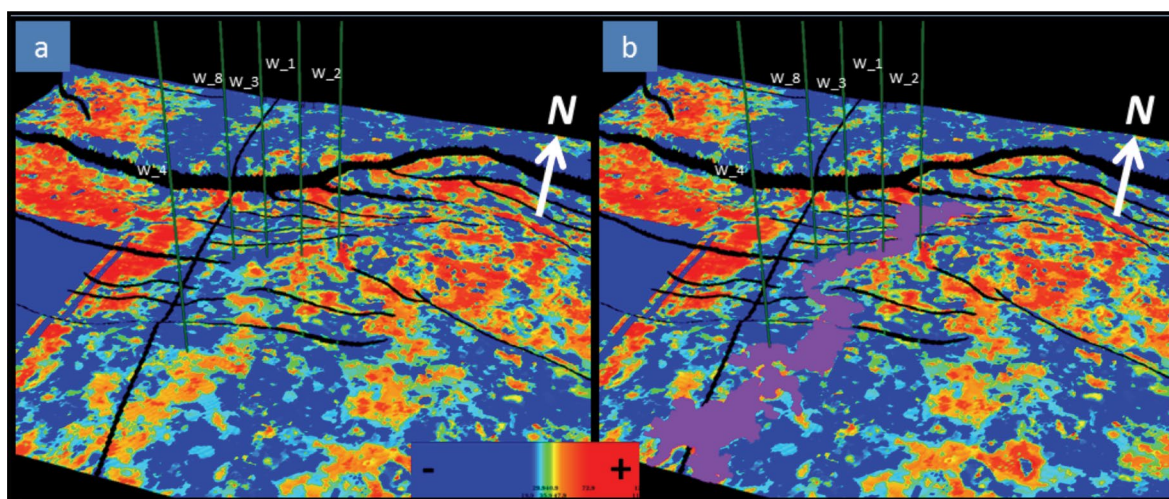


Figura 8. a) Atributo combinado (amplitud instantánea/frecuencia instantánea) sobre horizonte “P”. b) Cuerpo P (violeta) desplegado sobre el atributo.

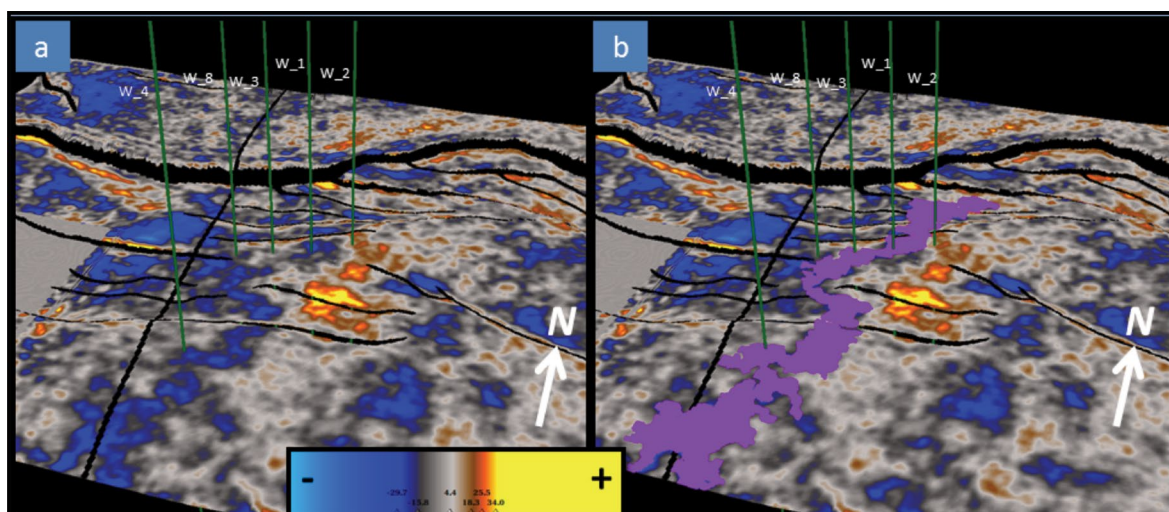


Figura 9. a) Impedancia acústica sobre horizonte “P”. b) Cuerpo P (violeta) desplegado sobre la impedancia.

El pozo W_6 se encontraría fuera del cuerpo P y los pocos reservorios presentes en la secuencia (16 m de espesor) corresponderían a cuerpos menores emplazados en la planicie de inundación. Se toma para el análisis la secuencia incluida en la ventana de 36 msec por debajo del horizonte “P” (Fig. 10).

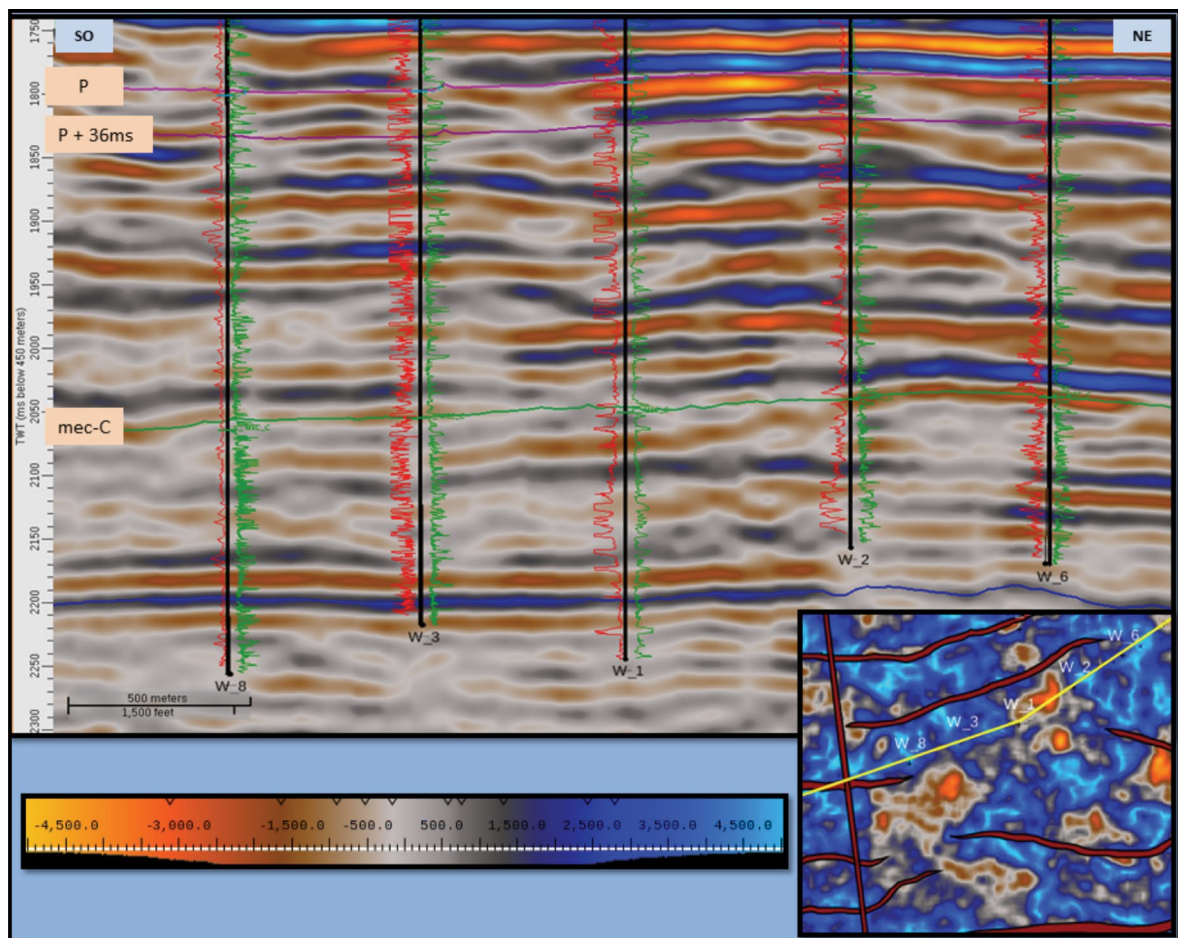


Figura 10. Sección sísmica con los pozos que atraviesan el cuerpo P y la ventana de 36 msec utilizada para la DE. Se observan mayores espesores de secuencia en los pozos centrales con adelgazamientos hacia el E y O.

El cuerpo MC muestra mayores espesores poroso/permeables (reservorios) en los pozos W_6 y W_7 (45/50m), disminuyendo hacia el oeste donde el pozo W_2 en zona de borde ve reducido el espesor hasta los 18 m. Mientras que el pozo W_1 al oeste del anterior, muestra una secuencia pelítica de 60 m de potencia con ausencia total de reservorio (Fig. 12). En consecuencia, el límite estratigráfico mostrado por la descomposición espectral se corrobora por la presencia de ambos pozos (W_2 y W_1). De manera similar se observa otro límite estratigráfico hacia el E del pozo W_17 que ve reducido el espesor permeable hasta los 16 m. En este caso se utilizó una ventana de 40 msec por encima del horizonte “mec-C” (Fig. 12).

A través de la aplicación del atributo AVThf y sus variantes (Vernengo y Trinchero, 2015), es posible generar imágenes que refuerzan la impronta estructural y las características estratigráficas y geométricas de los datos representados a partir de la información sísmica. Si este atributo además, es covisualizado con los datos de la inversión sísmica, se genera una perspectiva de alto impacto en los eventos interpretados que facilita y mejora la identificación y seguimiento de las geoformas bajo análisis.

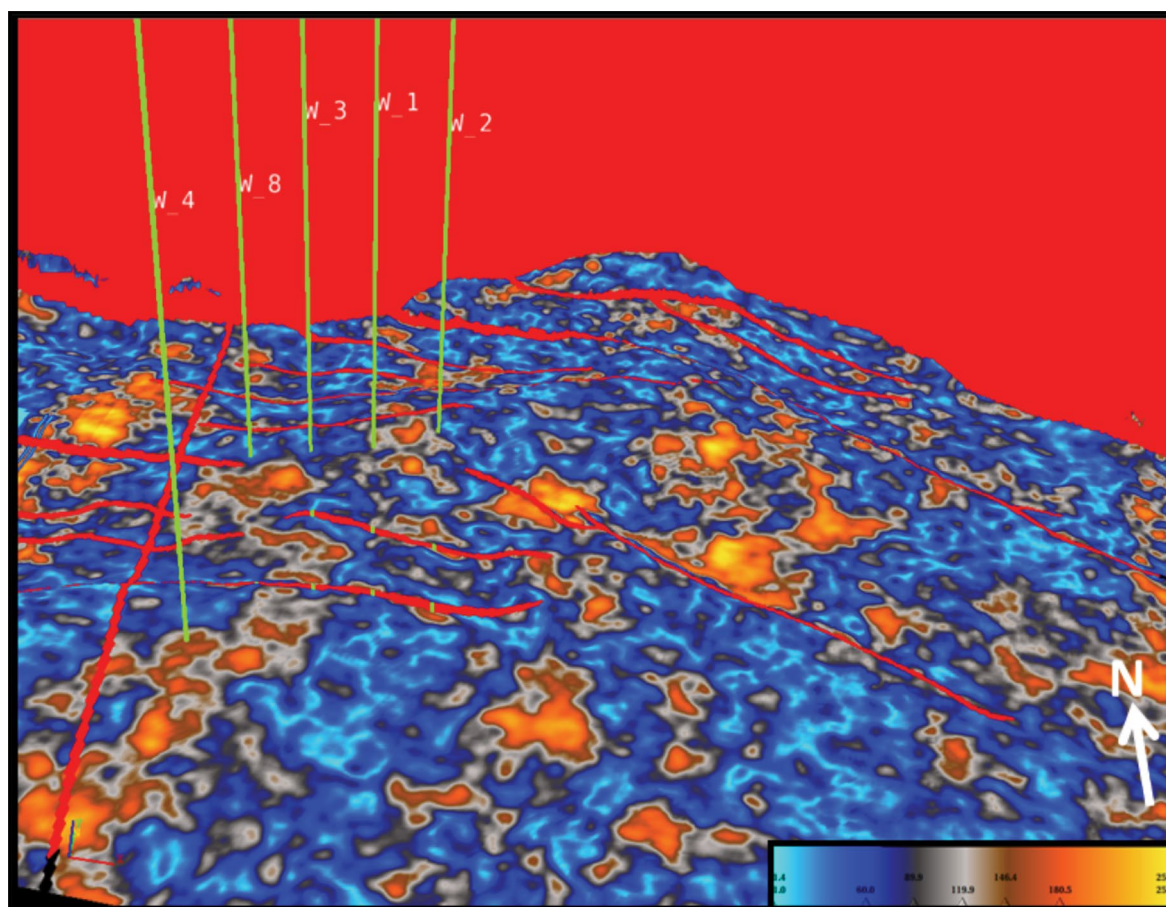


Figura 11. “Slice” de frecuencia de 32 hz. Se observan con buena definición los límites del cuerpo P y las variaciones laterales de facies reflejadas en las variaciones de amplitud.

En la figura 15 puede apreciarse como la visualización múltiple de atributos pone de manifiesto de manera más contundente los reservorios bajo estudio. La ventana de 40 msec utilizada para descomposición espectral involucra 2 eventos arenosos, con mayor espesor en la parte central (pozos W_6 y W_7), adelgazándose en ambos sentidos según la dirección E-O como fuera descripto. Es interesante observar cómo la impedancia acústica demuestra capacidad para separar ambos eventos, uno superior de baja impedancia y otro inferior de alta impedancia. Estos valores decaen hacia el oeste (altas y bajas impedancias) ante la ausencia total de arenas, lo cual es corroborado por el pozo W_1. A su vez, el límite estratigráfico occidental del cuerpo MC queda corroborado por el bajo espesor arenoso presente en el pozo W_2 (Figs. 13 y 15). Situación similar se observa al este del pozo W_17 con valores intermedios de impedancia acústica. Este último pozo ha sido perforado en proximidad del límite estratigráfico oriental del cuerpo MC.

La descomposición espectral y el volumen de impedancia acústica conjuntamente con el atributo AVThf adquieren relevancia para establecer dimensiones y orientación de los cuerpos sedimentarios presentes en el bloque. En la medida que existan pozos, dicha interpretación puede

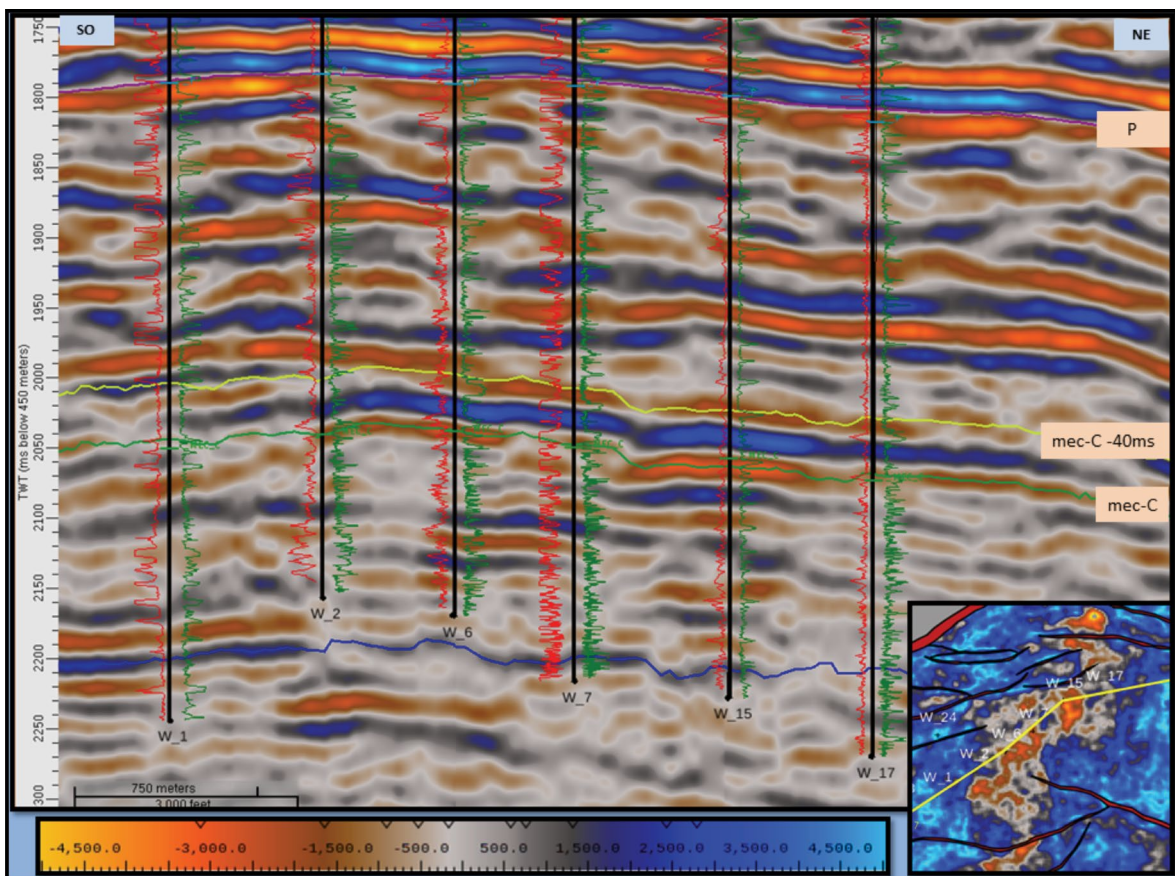


Figura 12. Sección sísmica con los pozos que atraviesan el cuerpo MC y ventana de 40 msec para la DE. Se observa al oeste en el pozo W_1 la ausencia total de reservorios. Hacia el este, el pozo W_17 muestra una marcada disminución del espesor de la secuencia, corroborando proximidad al límite estratigráfico observado con los atributos y DE.

realizarse con mayor grado de certeza, para ser finalmente aplicada en áreas alejadas para estudios de prospectos de avanzada y exploratorios.

Finalmente se trabajó con el horizonte más profundo denominado “mec-B” interpretado con máximo detalle (total de líneas y trazas) al tope de la subunidad homónima. Se generó a partir de

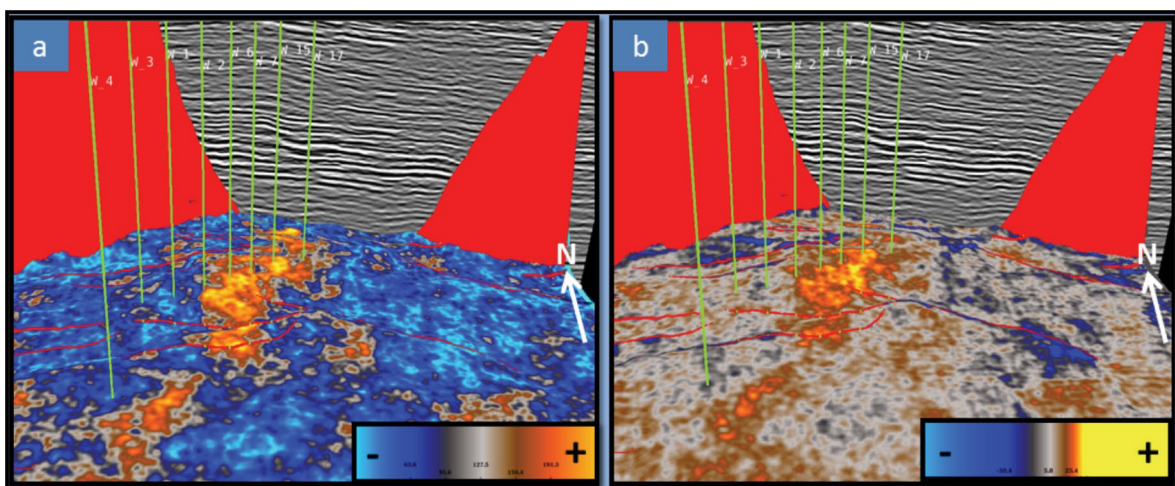


Figura 13. Cuerpo MC; a) “slice” de frecuencia de 36 hz. b) impedancia acústica sobre el horizonte “mec-C”.

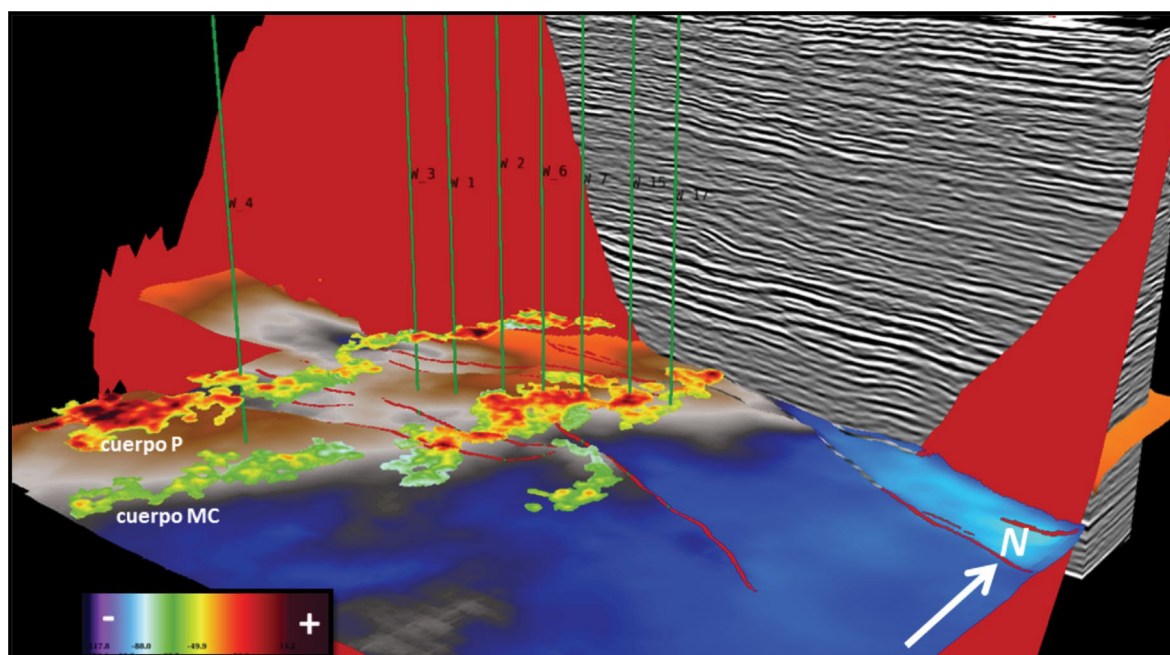


Figura 14. Amplitud instantánea sobre los cuerpos P y MC con disposición general N-S. La notable dispersión en los valores del atributo refleja las variaciones de facies (discontinuidades internas) existentes en cada cuerpo. Isócrono al tope de MEC-C por debajo y falla maestra (roja) al N.

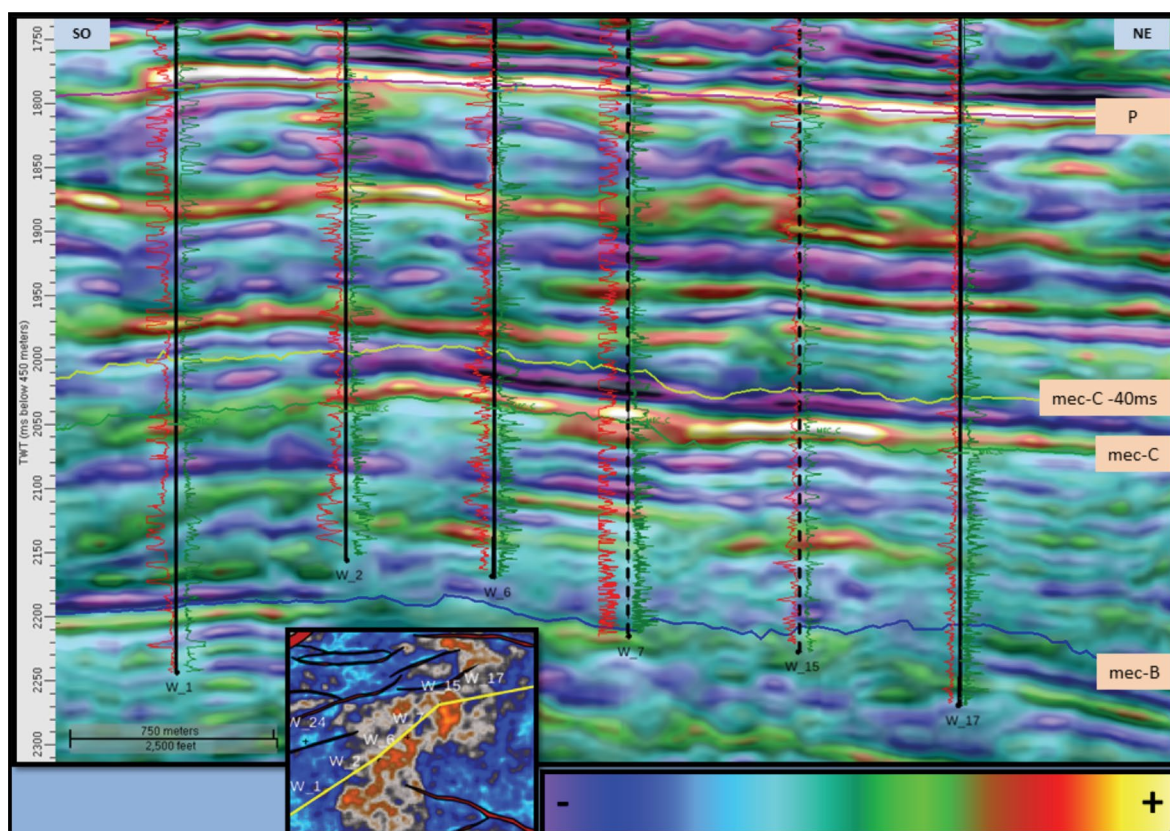


Figura 15. Sección sísmica arbitraria, de orientación NE-SO, generada a partir de la covisualización del atributo geométrico AVThf conjuntamente con los datos de la Inversión sísmica. Dentro de la ventana de 40 mseg utilizada para descomposición espectral, la impedancia acústica puede separar claramente los 2 eventos arenosos de la secuencia, con mayor desarrollo en los pozos centrales.

la descomposición espectral el volumen “tunning cube” de amplitudes, utilizando una ventana de 50 msec centrada en el horizonte.

El pozo W_24 fue perforado en el tope de una estructura con cierre contra una falla antitética, en bloque alto de la misma (al oeste del área de estudio). Si bien se podría haber considerado una trampa estructural, a partir de las variaciones de amplitud observadas en los “slices” de frecuencia, se interpretó que el factor estratigráfico se encontraba presente más allá del tipo de trampa.

Esto mismo fue corroborado a partir de la perforación del pozo W_24, el que muestra intervalos pelíticos intercalados entre los diferentes reservorios de la secuencia comprendida en la ventana de análisis (Fig. 16).

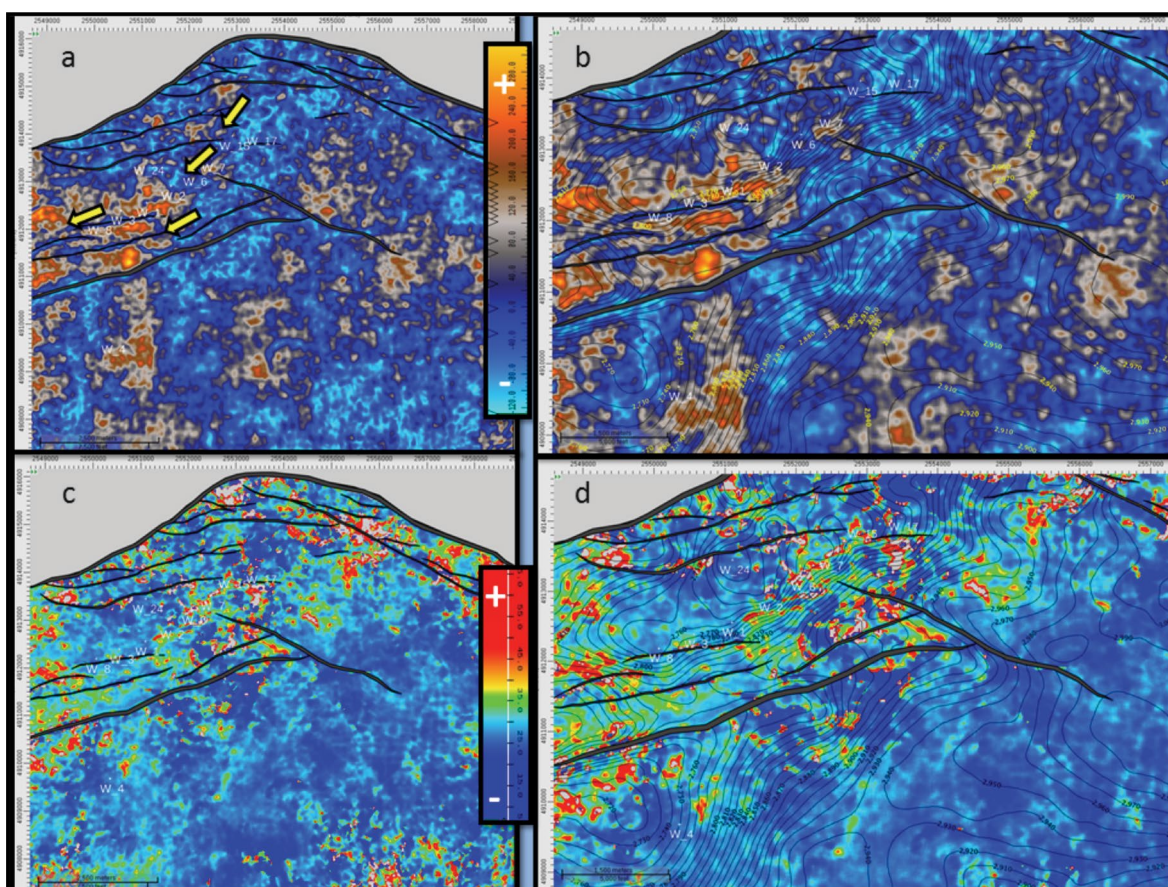


Figura 16. Tope de MEC-B. a) “slice” de frecuencia de 20 hz mostrando la orientación ENE-OSO de los cuerpos (flechas amarillas); b) contornos estructurales (cada 10 m) con el pozo W_24 al tope de la estructura. Las variaciones laterales de facies quedan reflejadas en las variaciones de amplitud; c) mapa de espesores relativos (msec) con menor espesor al tope de la estructura (pozo W_24) aumentando hacia el sur donde la actividad de las fallas antitéticas generan mayor espacio de acomodación; d) mapa de espesores relativos con superposición de contornos estructurales cada 10 m.

Además del volumen de amplitud (“tunning cube”) se obtuvo como salida el horizonte de frecuencia correspondiente al primer pico de la frecuencia espectral con el objeto de generar un mapa de espesores relativos. Esto es posible invirtiendo el horizonte (“First Peak Freq”), luego multiplicándolo por 1000, para que los valores en el mapa sean milisegundos, y finalmente

dividiéndolo por 2 ya que el tiempo sísmico es tiempo doble. El resultado del mapa de espesores relativos muestra menor espesor al tope de la estructura, con aumento de los espesores hacia el sur, es decir a favor de la profundización de la pendiente estructural, donde algunas fallas antitéticas (principalmente la del sur con 140 m de rechazo para “mec-B”) han generado mayor espacio de acomodación (Figs. 3 y 16). En la sección sísmica N-S puede observarse un rechazo aun mayor para el nivel “mec-A”, como también un considerable aumento de espesor del orden de los 80 mseg para el conjunto de las subunidades MEC-A/MEC-B en bloque bajo de la falla antitética profunda del sur (Figs. 3 y 16). Si bien no existen sondeos que alcancen la subunidad MEC-A, se estima (de acuerdo al modelo de velocidad) que los 80 mseg de incremento de espesor en bloque bajo podrían corresponder a 170/190 m. A partir de la interpretación sísmica y los resultados de la descomposición espectral, se concluye en que existió en el área un control tectónico de la sedimentación para los tiempos de la depositación de MEC-B (y más antiguos), razón por la cual las direcciones depositacionales predominantes N-S a NNE-SSO observadas en las subunidades MEC-C y MEC-D, varían por la actividad tectónica distensiva de estas fallas antitéticas, virando las direcciones de paleodrenaje hacia la orientación OSO-ENE (Fig. 16 a).

Esta interpretación es consistente con el estudio de Cayo *et al* (2011), quienes postulan que las fallas profundas permanecían activas en tiempos de depositación de las subunidades basales de la Formación Mina El Carmen (MEC-A y MEC-B).

CONCLUSIONES

A partir de la interpretación sísmica de detalle, combinación de atributos sísmicos, aplicación de la técnica de descomposición espectral y generación del volumen de impedancia P, se identificaron e iluminaron 2 cuerpos correspondientes a secuencias fluviales en diferentes profundidades estratigráficas de la Fm Mina El Carmen. La covizualización de la impedancia acústica con el atributo AVThf facilitó la identificación de geoformas (potenciales reservorios) y su seguimiento en sentido lateral.

La información geológica proveniente del dato de pozo corrobora la presencia de dichos cuerpos sedimentarios, contribuyendo a una correcta interpretación sismoestratigráfica resultante del análisis de atributos sísmicos y otros procesos geofísicos.

Se constató la existencia de actividad extensional hasta los tiempos de depositación de la subunidad MEC-B, determinándose cambios en la distribución y las direcciones de paleodrenaje de los sistemas fluviales comprendidos en la Fm Mina El Carmen. Se arriba en este sentido a una conclusión concordante con estudios publicados previamente.

Se elaboró una metodología simple de trabajo, que sin generar mayores costos en procesamientos mas complejos, contribuye en la resolución de la problemática geológica en

materia de caracterización de reservorios, donde el factor estratigráfico, comúnmente presente, interfiere con la calidad petrofísica de las capas productivas.

Dicha metodología se puede utilizar de manera predictiva, tanto para la perforación de futuros pozos en bloques productivos (primaria y secundaria), como nuevos prospectos en áreas alejadas. También resultará de utilidad en materia de exploración profunda, con el objetivo de incorporar nuevos niveles mineralizados comprendidos en los términos basales de la Fm. Mina El Carmen.

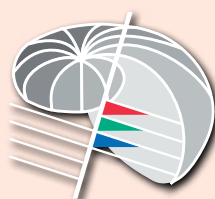
AGRADECIMIENTOS

Los Autores agradecen a Pan American Energy LLC por haber autorizado la publicación de los ejemplos mostrados en este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Acuña, C., Schiuma, A., Parra, D., Droeven, C., Bernedo, M. y Paredes, J., 2011. Modelo paleoambiental de la Formación Mina del Carmen en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Actas VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, págs. 419-442.
- Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M. y Paredes, J., 2011. Control tectónico sobre la sedimentación de la Formación Mina del Carmen (Albiano) en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Actas VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, págs. 397-418.
- Fitzgerald, M., Mitchum Jr., R., Uliana, M. y Biddle, K., 1990. Evolution of the San Jorge Basin. American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Bulletin, 74 (6), págs 879 - 920.
- González, M., Taboada, R. y Stinco, L., 2002. Los reservorios del flanco norte. En: Schiuma M., G. Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (Eds.), Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. Actas V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, págs. 135-153.
- Jalfin, G., Bellosi, E., Smith, E. y Laffitte, G., 2002. Generación de petróleos y carga de reservorios en Manantiales Behr, Cuenca del Golfo San Jorge: un caso de exploración en áreas maduras. Actas V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata. CD.
- Lancaster, S. y Whitcombe, D., 2000. Fast-track coloured inversion, SEG, Expanded Abstracts, págs. 1-4.
- Lesta, P., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. 3° Jornadas Geológicas Argentinas. Buenos Aires. Actas 1, págs. 251-280.
- Oldenburg, D., Scheuer, T. y Levy, S., 1983, Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms, Geophysics, Vol. 48, págs 1318-1337.
- Partyka, G., J. Gridley, and J. Lopez, 1999, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization, SEG, The Leading Edge, Vol. 18, págs. 353-360.
- Sciutto, J. C., 1981. Geología del Codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina. 8° Congreso Geológico Argentino, San Luis, Actas 3, págs. 203-219.

- Sciutto, J., 2008. Hoja Geológica 4569-IV, Escalante (Provincia del Chubut). Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina 1:250000.
- Velzeboer, C.J., 1981. The theoretical seismic reflection response of sedimentary sequences, *Geophysics* Vol. 46, No. 6, págs. 843-853.
- Vernengo, L. y Trinchero, E., 2015, Application of amplitude volume technique attributes, their variations, and impact, *Revista The Leading Edge*, SEG, Society of Exploration Geophysicists, <http://dx.doi.org/10.1190/tle34101246.1>, págs. 1246-1253, Octubre de 2015.
- Walden, A.T., y Hosken, J.W.J., 1985. An investigation of the spectral properties of primary reflection coefficients. *Geophysical Prospecting*, Vol. 33, págs. 400-435.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018