

PROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE SÍSMICA 3D A PARTIR DE DATOS 2D

Eduardo Trinchero¹, Luis Vernengo¹, Marcelo Roizman²

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

2: GeoNodos Aplicaciones Geofísicas S.A. marcelo.roizman@geonodos.com

Palabras clave: Datos 2D, procesamiento 3D, impacto ambiental, interpretación, sísmica offshore

ABSTRACT

Processing and interpretation of 3D seismic from 2D seismic data

The proposed strategy is using old 2D seismic data to generate a 3D volume, which proved to be a useful tool not only to have a three dimensional visualization of the subsurface, but also provides the possibility to take the generated 3D data as input of seismic attributes calculation that otherwise would not have had because the discrete 2D information. In addition to these advantages, to avoid the negative impact in the environmental sensitive areas that generates seismic acquisition is a very desirable goal in the oil industry. Nevertheless, with the proposed technique, many structural uncertainties can be geometrically solved or at least outlined, giving a real improvement in the evaluation of prospective areas or the delineation of the fields and generating new drilling strategies. The increasing restrictions of environmental and regulatory nature for recording 3D seismic, together with urban constrains, are preventing of the possibility to have new 3D seismic information. In those regions with available previous 2D seismic data we propose a methodology which provides to the interpreters, at a very low cost, a reasonable solution to have a 3D seismic data set. The geologic complexity will be a very important condition in understanding to achieve the final quality required for the obtained 3D volume. This data could solve not only many geometric uncertainties but define major structure alignments and some stratigraphic features too. This 2D to 3D technique basically consists of a prestack migration using 24 offset planes, limiting with a structure control, and using the spatial propagation of the migration operator. The results of this data treatment showed a homogeneous and consistent distribution of each processing attributes.

INTRODUCCIÓN

En la provincia argentina de Neuquén, en la región centro-este, fueron registradas en el año 1992, 27 líneas 2D sobre un Lago formado por un embalse artificial construido a fines de los años '80, el cual tiene una profundidad media de 65 m. El avance de la exploración y explotación de los distintos reservorios que se documentan en la columna geológica presente en el área, planteó la necesidad de contar con información sísmica de mejor calidad y mayor capacidad de pronóstico, a través de distintas herramientas de interpretación y procesos especiales.

Si bien en la zona de estudio, tal como se ha mencionado, existían líneas 2D registradas anteriormente, la calidad de las mismas era muy deficiente. Estas formaron parte de un mallado irregular con separación entre líneas sísmicas de 500 m hasta 1.200 m (aproximadamente), con tres líneas transversales. Se utilizaron en su registración 48 canales, con un *offset* mínimo de 150 m y un máximo de 1.350 m y una distancia entre fuentes y receptores de 25 m (Figura 1). Este proyecto de aguas someras fue registrado con una chalupa con fuente de cañones de aire y *streamer*. Además, las líneas fueron continuadas en tierra firme con geófonos y registrador aparte. Los datos resultantes fueron de calidad regular, aunque mediante su interpretación dieron soporte geofísico a la perforación de pozos dirigidos desde la costa (entre los años 1993 y 1997).

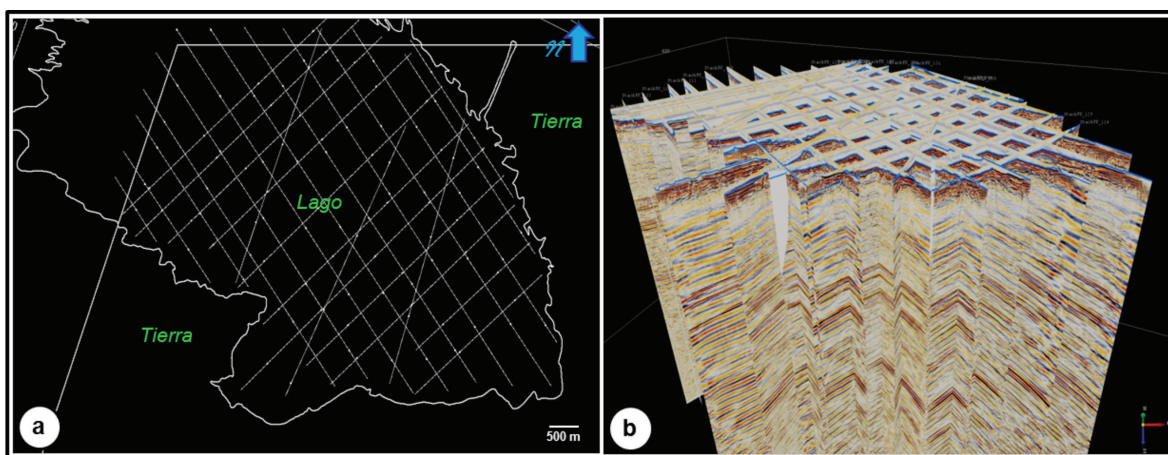


Figura 1. (a) Mapa base de las líneas 2D registradas sobre el Lago y (b) Vista tridimensional de las secciones sísmicas 2D y su ubicación geográfica en el Lago.

En el año 2012 se realizó el reprocesamiento de las líneas 2D existentes, previendo que la utilización de nuevos algoritmos aplicados a los diversos procesos del tratamiento del dato sísmico (*Prestack Time Migration* y estáticas tomográficas, por ejemplo) mejorarían la calidad disponible (Figura 2). Hay que tener en cuenta además, que existe en la zona costera del lago artificial, un crecimiento edilicio y un puerto deportivo con áreas recreativas, las cuales adquieren mayor relevancia en estos últimos años, siendo prácticamente imposible registrar nuevos proyectos sísmicos en la actualidad.

Teniendo en cuenta el contexto descrito, se desarrolló una estrategia para generar un cubo sísmico sobre el Lago, con los datos 2D registrados hace 20 años. Este desafío abarcó desde el diseño de un flujo de trabajo para el tratamiento de la información en forma consistente hasta la inclusión de nuevos procesos para el tratamiento y la aplicación de correcciones estáticas como si se tratase de datos sísmicos terrestres, ya que el fondo del Lago fue hasta hace unos años una superficie seca.

Así con este criterio es que fue aplicado el modelo de estáticas a datos registrados *offshore* en aguas someras.

Las características geológicas del subsuelo del área presentan las estructuras vinculadas a los reservorios económicamente explotables en general con un suave relieve, con pocas y pequeñas fallas.

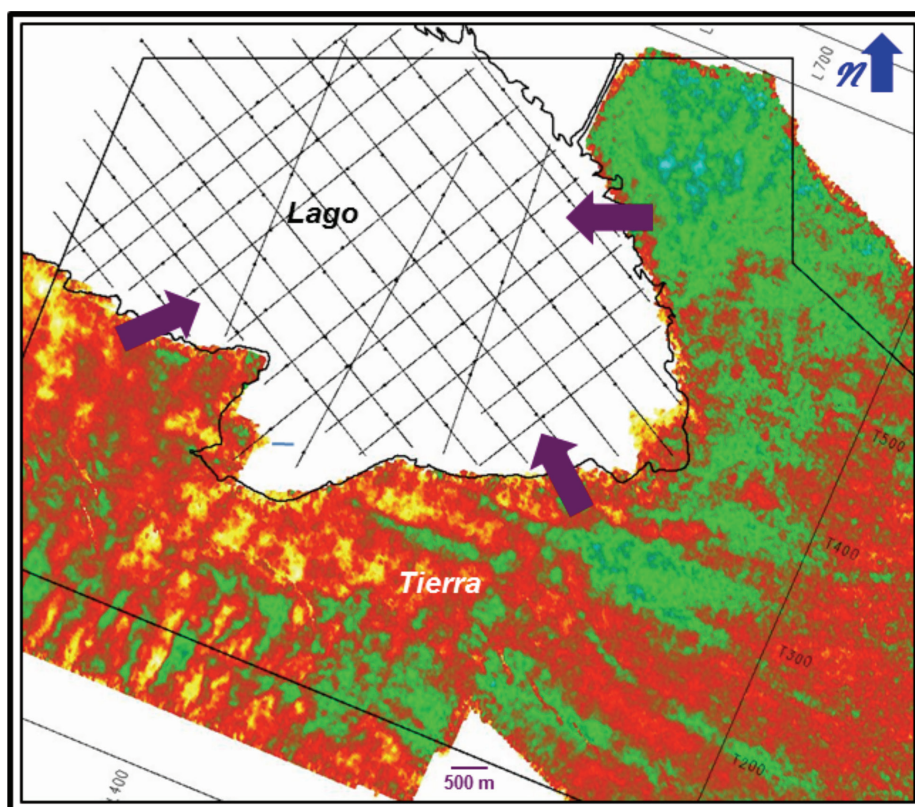


Figura 2. *Horizon slice* de atributo sísmico extraído de la sísmica 3D terrestre, y la necesidad estratégica de contar con la propagación de los procesos especiales (sus resultados) en la región del Lago.

Esto favorece el proceso diseñado, aunque el esquema estructural adquiere mayor relevancia hacia los niveles infrayacentes, impactando esto en la resolución de los esquemas geométricos interpretados. Utilizando *software* disponible en el mercado se obtuvo finalmente un cubo de datos continuo, además de las líneas 2D reprocesadas y mejoradas. La innovación de este proceso básicamente está relacionada a la metodología aplicada, más allá del criterio en el tratamiento del dato sísmico.

Disponer de datos continuos y confiables en regiones sobre las que se cuenta con información discreta (2D) obviamente permite tener acceso a una nueva visión del subsuelo, pero además brinda la posibilidad de realizar procesos especiales sísmicos que solamente pueden propagarse matemáticamente sobre superficies continuas (Figura 3). Esta nueva condición posibilita aplicar atributos y procesos especiales a los nuevos datos 3D, así como la calibración con pozos ya perforados que no tengan una trayectoria asociada a los planos definidos por las secciones 2D (Figura 4).

La potencialidad del proceso propuesto lleva a pensar en posibles aplicaciones sobre regiones que, contando con información sísmica 2D, fuera imposible registrar un proyecto 3D, como por ejemplo el caso de este estudio, o también sobre regiones densamente pobladas, reservas naturales, parques nacionales, reservas de la biosfera, o cualquier área protegida en donde adquiera importancia el impacto ambiental y socio-cultural de la registración sísmica.

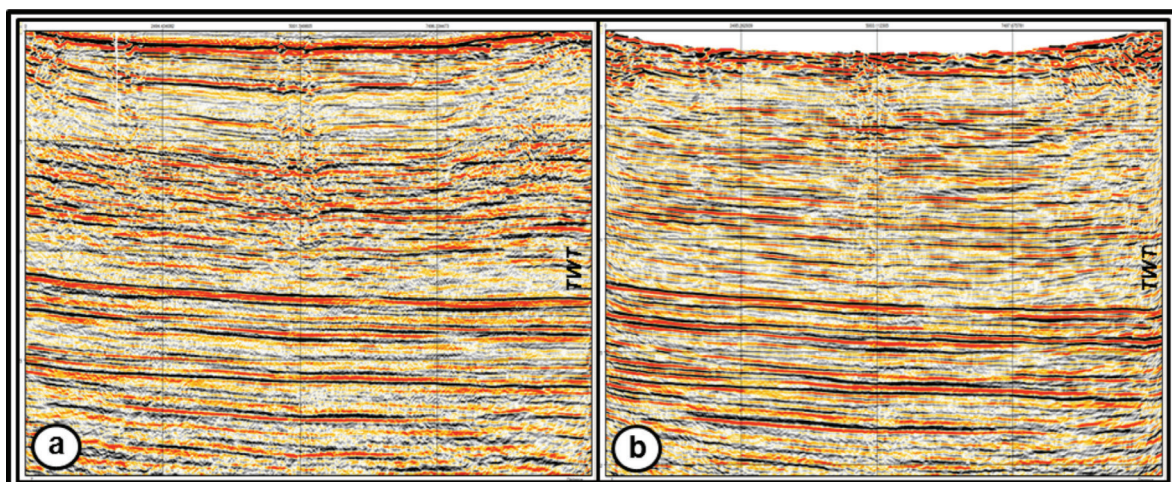


Figura 3. (a) Sección sísmica 2D registrada sobre el Lago en el año 1992 y (b) Sección sísmica 2D registrada sobre el Lago en 1992 y reprocesada en 2013. Puede observarse la mejora obtenida con el nuevo procesamiento. El carácter sísmico, la distribución de amplitudes, la cancelación de ruidos, entre otras, han sido las ventajas obtenidas del tratamiento criterioso dado a la información.

PROCESAMIENTO DE LOS DATOS

Desde el punto de vista del procesamiento de la información, en principio y con el objetivo de evaluar cuales podrían ser las posibilidades de agregar valor con un nuevo proceso a los datos sísmicos 2D disponibles, se programó una prueba o test de factibilidad.

Teniendo en cuenta que el objetivo principal de este test consistió en considerar si era factible obtener un cubo 3D con los datos 2D originales, por un lado se probaron diferentes técnicas con las líneas ya sumadas (test *post-stack*) y por otro lado se consideraron los datos sin sumar (test *pre-stack*).

El test *pre-stack* consistió en utilizar como entrada los registros pre-procesados de una sola línea 2D, ubicada en el área central del proyecto. Este dato fue tratado como fuera un dato 3D, extrapolando por medio del operador de migración, picando las velocidades y filtrando post-migración. La Figura 5 muestra el resultado del test de factibilidad para datos *pre-stack*, donde se puede ver el simulado cubo 3D. Con este resultado promisorio se decidió la construcción de un cubo partiendo de los datos *pre-stack*.

El reprocesamiento realizado sobre los datos de la sísmica 2D existente, incluyó una migración *prestack* en tiempo. Se aplicaron nuevas técnicas de reducción de ruido que no estaban disponibles en los años '90 y se calcularon además, correcciones estáticas de refracción, específicamente para los casos de sísmica *offshore* en aguas someras.

Entre los principales ruidos que afectan la calidad de la información existente, se destacan las reflexiones múltiples de corto período del fondo del Lago y los ruidos lineales con diferentes pendientes reflejados y refractados en los bordes costeros. Previamente se convirtió el dato a fase

mínima y se redujo el efecto de burbuja utilizando el campo cercano de los primeros arribos de la onda directa.

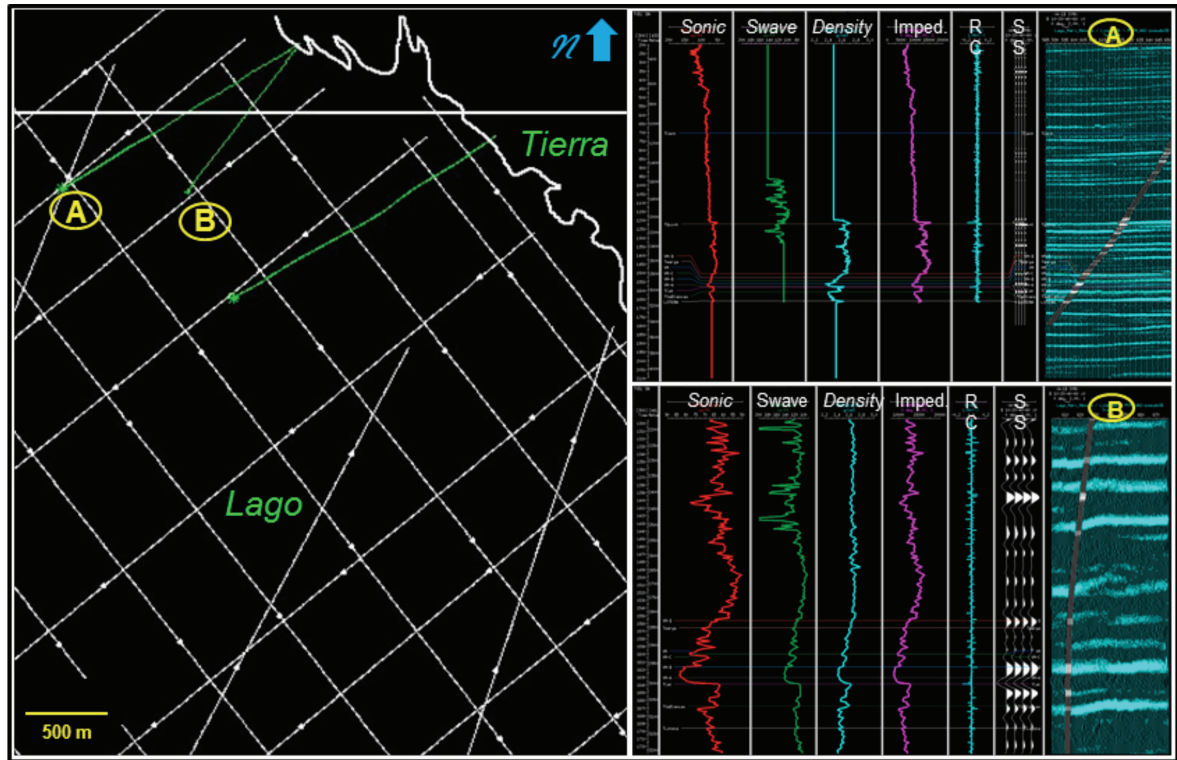


Figura 4. Sismogramas sintéticos calculados en pozos dirigidos perforados desde tierra hacia el Lago. Puede observarse a modo de validación de la sísmica 3D offshore obtenida a partir de los datos 2D, la buena correlación de los sismogramas con las trazas extraídas del nuevo cubo.

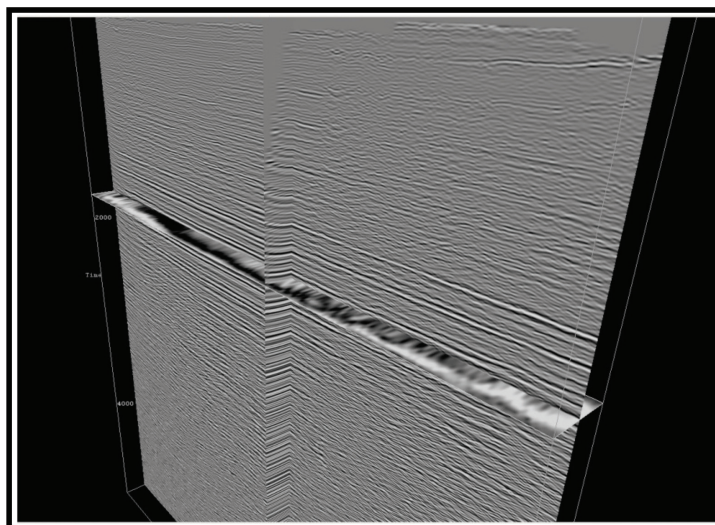


Figura 5. *Inline* central obtenida partiendo de la migración 3D del dato 2D empleado en el test de factibilidad.

La reducción de los arribos múltiples de corto período, fue aplicada en tres pasos sucesivos. El primer paso en la reducción de arribos múltiples consistió la extracción adaptativa de las múltiples modeladas previamente utilizando el método *Surface Related Multiple Elimination* (SRME), el cual utiliza un modelo convolucional para calcular los arribos múltiples del fondo lacustre. Este método necesita un espaciamiento regular de fuentes y receptores, y una adecuada distribución de *offsets* cercanos. En la Figura 6 (a) se puede ver un registro con aplicaciones de divergencia esférica, conversión a fase mínima y escalares consistentes en superficie con los *offset* regularizados y extrapolados desde 0.0 m a 1.337,5 m; con un intervalo de 12,5 m y un total de 108 trazas. La Figura 6 (b) muestra las múltiples modeladas con el método SRME y por último la Figura 6 (c) muestra el registro luego de la extracción adaptativa del tren de múltiples, Bendat y Piersol (1996), Robinson y Treitel, (1980).

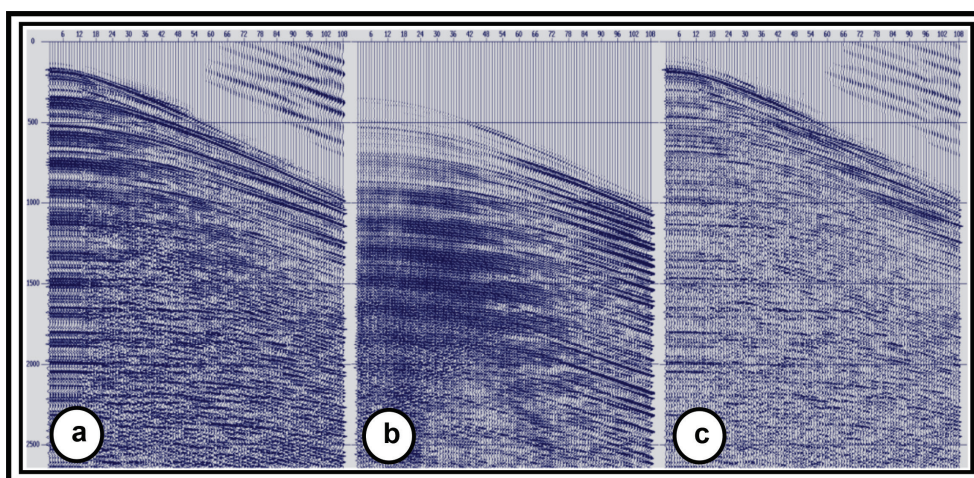


Figura 6. (a) Registro con *offset* regularizado, (b) ruido de múltiples modelado y (c) Registro filtrado donde se muestra el resultado de haber extraído el ruido (b) en forma adaptativa.

Como segundo paso, se aplicó una extracción adaptativa de múltiples modelada en el dominio de la Transformada Radon (T-p) de alta resolución, según un rango de *moveout* parabólico residual. Debido a la gran diversidad de arribos múltiples, fue necesario realizar dos etapas, una para *moveouts* positivos y otra para *moveouts* negativos. En la Figura 7, se pueden observar registros sintéticos simulando *moveouts* residuales positivos, con su representación en el dominio Radon, antes y después del filtrado, respectivamente. También en la Figura 8, pueden verse registros sintéticos simulando *moveouts* residuales negativos, con su representación en el dominio Radon antes y después de filtrar.

Los primeros arribos fueron picados sin mucha dificultad y se utilizó a tal fin el método de refracción para modelar las correcciones estáticas. Con el método de refracción se dio solución a dos problemas al mismo tiempo, primero al problema de las estáticas de largo

período en los bordes del Lago, debido a la presencia de una capa meteorizada preexistente a la formación del embalse y por el otro al inconveniente de no contar con datos batimétricos confiables.

Con la información preparada para la migración PSTM 2D, se creó una geometría 3D conformada por 460 *Inlines* y 660 *Crosslines*, utilizando un tamaño de *bin* de 25 x 25 m. Esta grilla con orientación según las *Inlines*, siguió la dirección predominante de las líneas de orientación NE-SW. Utilizando la geometría 3D se realizó una migración *full* 3D Kirchhoff, con los planos de *offset* presentes en la geometría 2D, con una apertura de migración de 2.500 m, para correr las líneas de velocidad coincidentes con las líneas 2D.

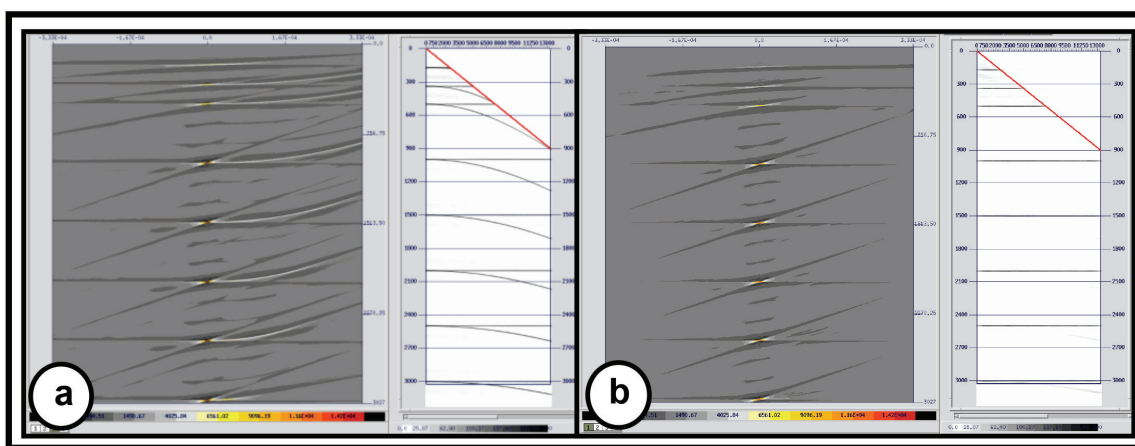


Figura 7. (a) Izquierda, Registro sintético con NMO y arribos múltiples con pendiente “positiva” y Derecha, Registro en el Dominio T-p, (b) Izquierda, Registro sintético con NMO y arribos múltiples con pendiente “positiva”, Derecha, Registro en el Dominio T-p, después de filtrado.

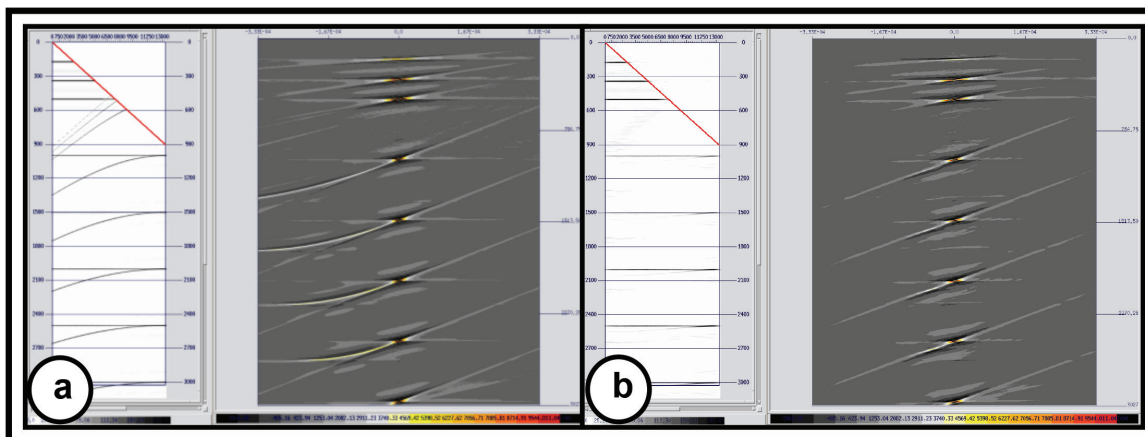


Figura 8. (a) Izquierda, Registro sintético con NMO y arribos múltiples con pendiente “negativa” y Derecha, Registro en el dominio T-p, (b) Izquierda, Registro sintético con NMO y arribos múltiples con pendiente “negativa” y Derecha, Registro en el dominio T-p, después de filtrado.

Se obtuvieron 24 planos de *offset* desde 150 m a 1.325 m con paso de 50 m, una media apertura de 3.000 m y un filtro anti-alias de 75 %. Los *gathers migrados full* 3D se acondicionaron reduciendo el ruido del operador utilizado y se picaron las velocidades para realizar la migración del cubo completo, Yilmaz (2000).

La técnica utilizada consistió básicamente en realizar la migración *prestack* de los datos utilizando 24 planos de *offset*, limitando las pendientes por un control de estructura. Luego fue necesario reducir los artefactos generados por los datos que resultaron dentro del plano de migración y los que estuvieron fuera del mismo, en las direcciones de las *Inline* y *Crossline*. Este proceso se realizó modelando el ruido como si se tratase de un operador de migración y luego extrayéndolo en forma adaptativa plano por plano.

Las líneas 2D existentes encierran una superficie aproximada de 200 km² y en la geometría del nuevo 3D, el cubrimiento debajo de las líneas 2D es nominal 48 y 96, básicamente en las zonas de cambio de rumbo. La reducción de ruido se realizó a través de modelar los ruidos discriminados por sus pendientes, para luego extraerlos de forma adaptativa de los datos migrados. Esto se aplica en cada uno de los planos de *offset*.

Se definió luego una grilla 3D donde se incluyeron los datos *prestack* 2D ya acondicionados y listos para una migración. Se migró *prestack* 3D cada plano de *offset*, extendiendo el operador más allá de los planos originales 2D de cada línea, permitiendo así que interfiera con las líneas vecinas. El método utilizado consiste en la propagación espacial del operador de migración, extrapolando y controlando la interferencia constructiva. Cada plano obtenido de la migración 3D fue filtrado utilizando un filtro de estructura ajustado según las pendientes.

A continuación se construyeron los CDP *bins*, a los cuales le fue aplicado nuevamente un filtro de arribos múltiples, multicanales y reinterpretando las velocidades antes de la suma final, obteniendo de esta manera un volumen PSTM 3D partiendo de datos sísmicos 2D.

Finalmente, colocando en fase los principales horizontes se eliminó el *footprint* en el dominio FKxKy, limitando luego por mínimo-máximo *offset* en 790 metros y reduciendo así los artefactos generados en los bordes del prospecto. Se picaron luego velocidades automáticas de alta densidad, muestra por muestra, para todos los CDP's, que fueron utilizadas para la corrección final. Los *gathers* obtenidos con este proceso se muestran en la Figura 9, seleccionado para ello bins sobre la *Inline* 1298 y se muestran además, los CDP sobre las líneas originales y apartados de la misma.

En la Figura 10 se pueden observar como control de calidad, diferentes atributos del 3D generado. La distribución de cada uno de ellos es homogénea y coherente con los resultados de cada etapa del procesamiento de datos realizado (sumatoria, distancia mínima al centro del *bin* y ubicación de la primera muestra viva), Blackman y Tukey (1958).

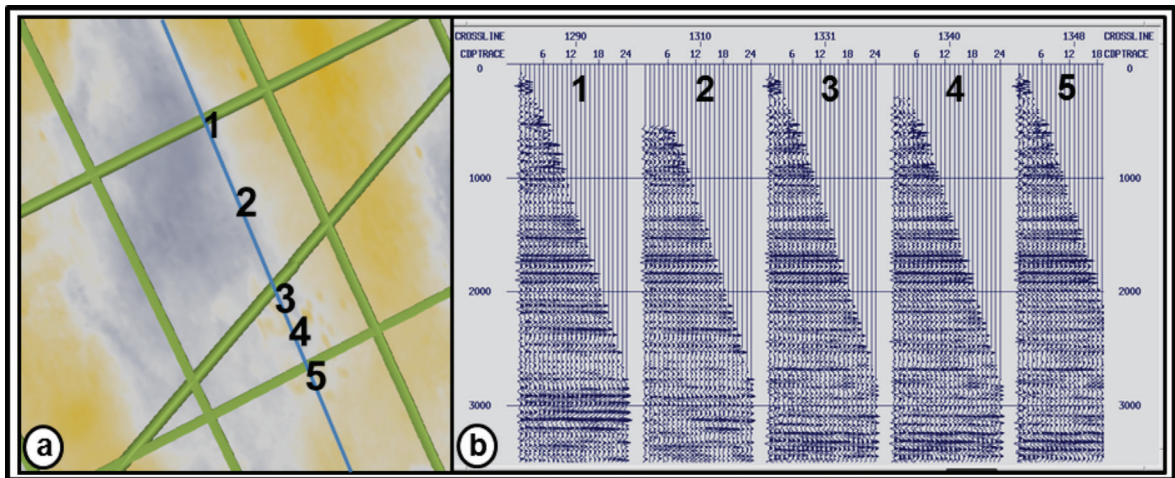


Figura 9. (a) Planimetría de un sector de las líneas 2D originales (en color verde). Los números de 1 a 5 indican la posición de los *gathers* seleccionados y b) *Gathers finales* extraídos de la línea 1298; los números 1 a 5 indican los *gathers* correspondientes a los puntos señalados en la planimetría. El 2 y el 4 fueron extraídos de sectores del nuevo 3D generado.

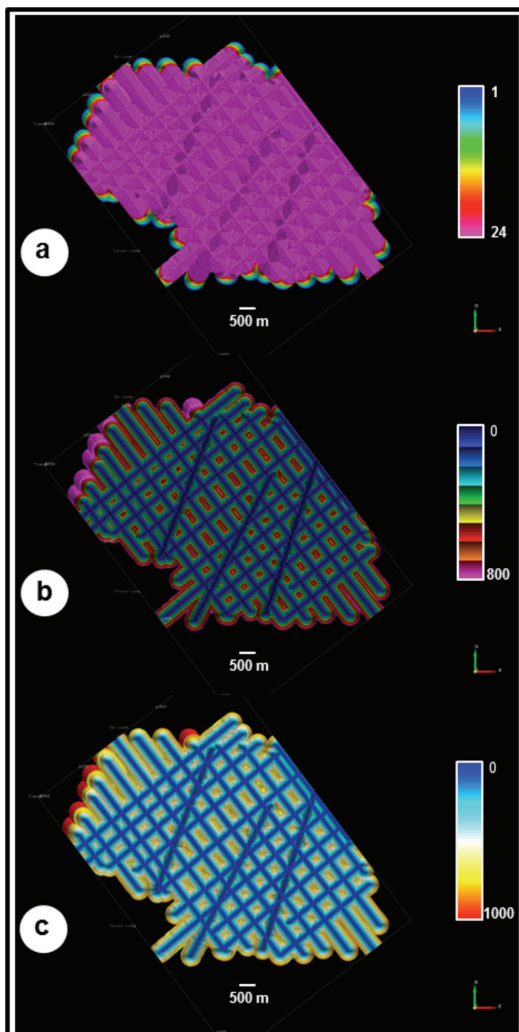


Figura 10. (a) Atributo de la nueva geometría del 3D, Sumatoria (*fold*), (b) Atributo de control de calidad de la migración *PSTM* del nuevo 3D generado, Distancia mínima al centro del *bin* y (c) Control de calidad del proceso. Mute, mapa de las primeras muestras vivas del nuevo 3D.

La suma final del dato interpolado fue rotada para hacerla coincidir con el 3D terrestre que rodea al Lago y aplicando un proceso para resaltar las frecuencias dentro de los límites del dato original y procurar así que la información generada tenga carácter sísmico (Figuras 11 y 12). En forma general, si representamos el resultado de la migración 3D como un cubo de amplitud $M(x, y, t)$, podríamos pensar a M como una función $M = f(G, R, P)$, donde cronológicamente G representa la geología del problema, R la geometría de la registración y P el procesamiento aplicado al dato.

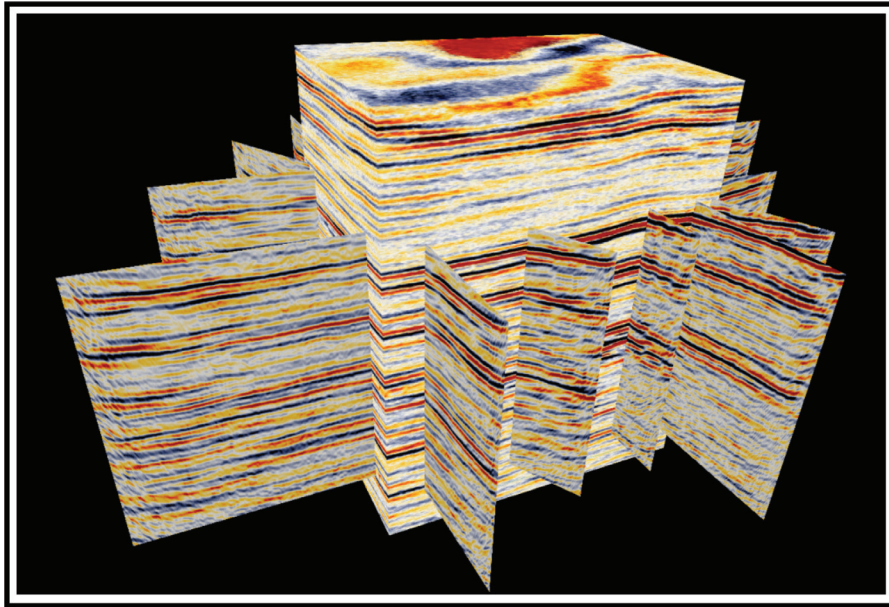


Figura 11. Vista compuesta de Secciones 2D reprocesadas y un sector parcial del cubo generado.

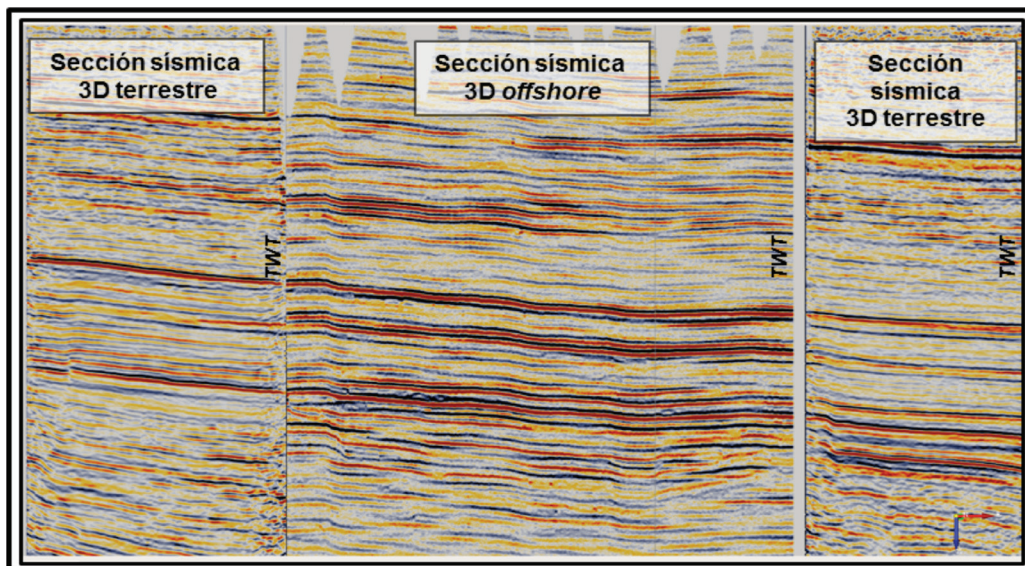


Figura 12. Sección sísmica compuesta por secciones extraídas de la sísmica 3D terrestre y del cubo sísmico obtenido mediante el proceso con las líneas 2D registradas *offshore* sobre el Lago. Si bien la nueva información presenta cierto carácter más uniforme, la continuidad de los eventos y la correlación de los reflectores evidencian un interesante engranaje lateral.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y VALIDACIÓN

Para validar a través de distintos puntos de vista la solidez del cubo sísmico generado, se realizaron diversos procesos e interpretaciones. La robustez de la metodología utilizada y la disponibilidad final de un cubo sísmico, no con características de pseudo 3D, sino propiamente con cualidades y prestaciones interpretables de un cubo 3D estándar aun teniendo en cuenta las limitaciones propias de esta realización, permite utilizar con confiabilidad las herramientas de cálculo y soporte convencionales de la interpretación sísmica.

Se calcularon varios sismogramas sintéticos en pozos dirigidos existentes en el Lago. Estos pozos en general describen en sus trayectorias planos que no coinciden con los planos definidos por las líneas 2D registradas. Tal como puede observarse en la Figura 4 dos sismogramas sintéticos a lo largo de pozo dirigidos que tienen una apropiada correlación con la sección sísmica extraída del cubo 3D generado.

La realización de un modelo sintético fue uno de los pasos fundamentales para corroborar la fortaleza del cubo obtenido. El mismo consistió en diseñar secciones 2D sintéticas mediante *spikes* distribuidos a profundidades prefijadas y luego realizar la migración de estas secciones. Posteriormente se aplicó la secuencia específica diagramada para el tratamiento de esta información, generando un cubo 3D cuyas características fueron consistentes con el modelo de entrada al proceso (Figuras 13, 14 y 15), Hilterman (2001).

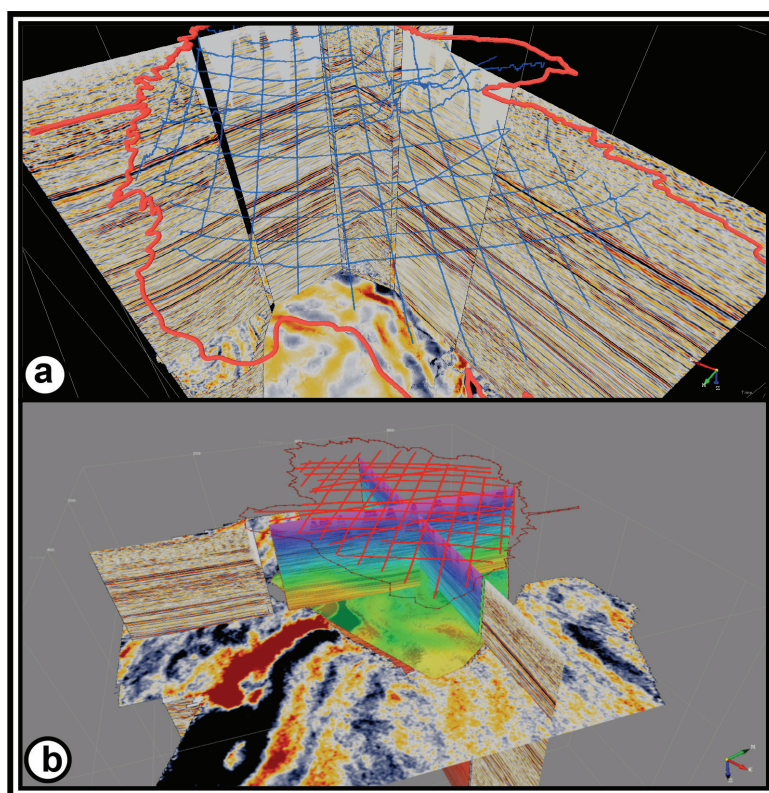


Figura 13. (a) Composición de secciones 2D extraídas de la información 3D terrestre y 3D del Lago, mallado de la sísmica 2D *offshore* (en color azul) y time slice de amplitudes extraído de ambos cubos y (b) Composición de atributo de velocidades HD, mallado de sísmica 2D (en color rojo), time slice compuesto 3D terrestre-3D Lago y secciones 2D extraídas de ambos cubos.

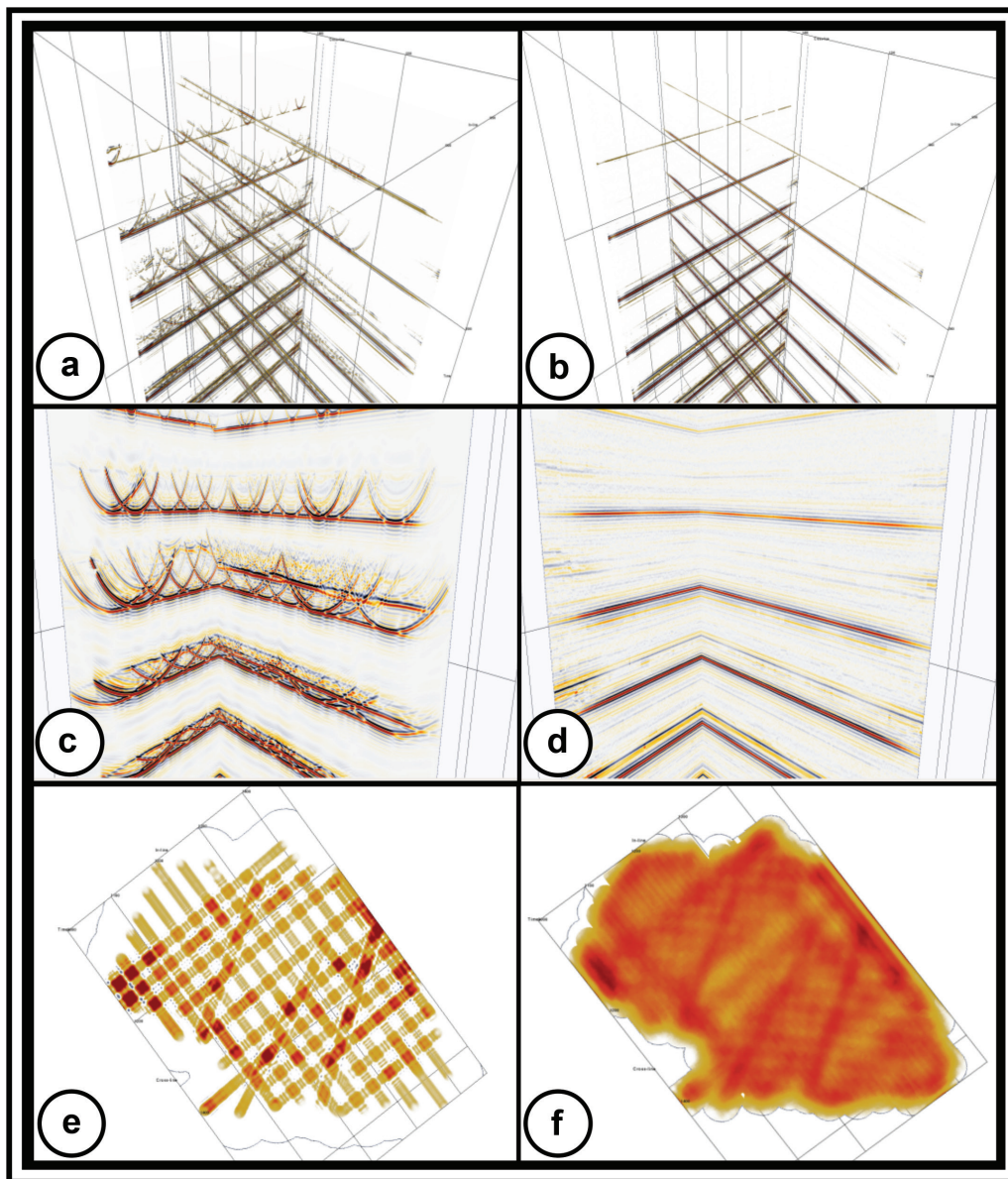


Figura 14. De (a) hasta (f) se pueden observar los distintos pasos de la secuencia de generación del cubo sintético procesado para corroborar y validar la metodología aplicada sobre las secciones 2D registradas en el Lago y luego utilizadas para la obtención de un cubo sísmico. En la figura (f) se destaca el *footprint* de las secciones sintéticas, rúbrica que fácilmente puede extraerse, pero no es el objetivo de esta comprobación.

Tal como se ha mencionado, se procesaron varios atributos para convalidar la consistencia y solidez del resultado obtenido (Figura 16). Extrayendo el volumen alabeado entre dos horizontes interpretados fueron calculados sobre el mismo, atributos sísmicos de volumen, entre ellos el EGY (Energía Total). Este atributo magnifica la potencia de las amplitudes y puede verse en el *horizon slice* de la Figura 17 la consistencia de los valores de EGY con los presentados en el *horizon slice* de amplitudes (Figura 16).

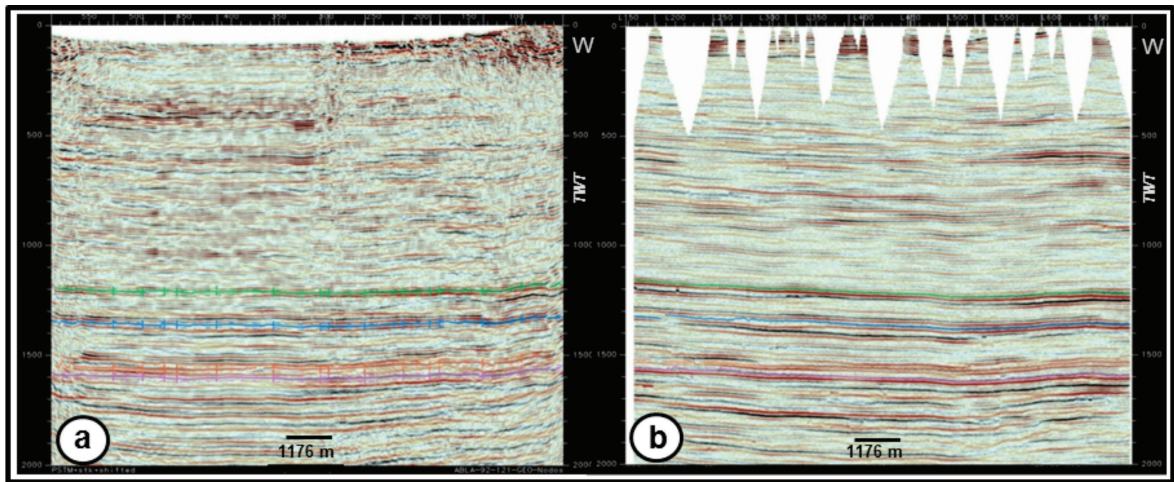


Figura 15. (a) Sección sísmica 2D del Lago reprocesada, (b) Sección extraída del 3D generado a partir de las secciones 2D. En ambas se pueden ver los mismos horizontes interpretados.

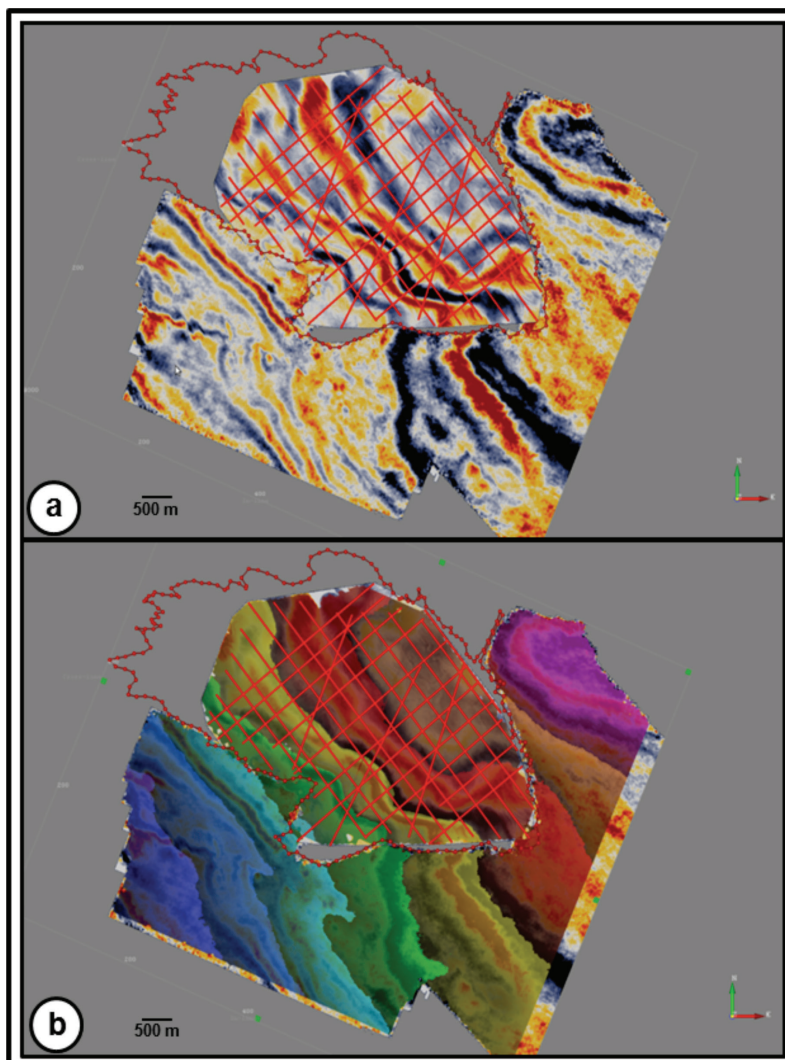


Figura 16. (a) *Time slice* de amplitudes extraído del *merge* de ambos cubos y (b) Composición de *time slice* de amplitudes de ambos cubos y *time slice* de amplitudes por bandas. Es notable la continuidad entre el bandeado de valores de cada uno de ellos.

Además se calculó el atributo de volumen MAA (máxima amplitud absoluta) dentro del volumen seleccionado, cuyos resultados, vistos en un *horizon slice* presentan similar asociación de alineaciones que los mostrados en el atributo EGY mencionado anteriormente y también en las amplitudes extraídas. También puede verse en los resultados del atributo MRF (máximo valor de frecuencia) que la distribución de los valores de máxima frecuencia se asocia de acuerdo a patrones determinados y muestran valores razonables para el dato sísmico (Figura 17).

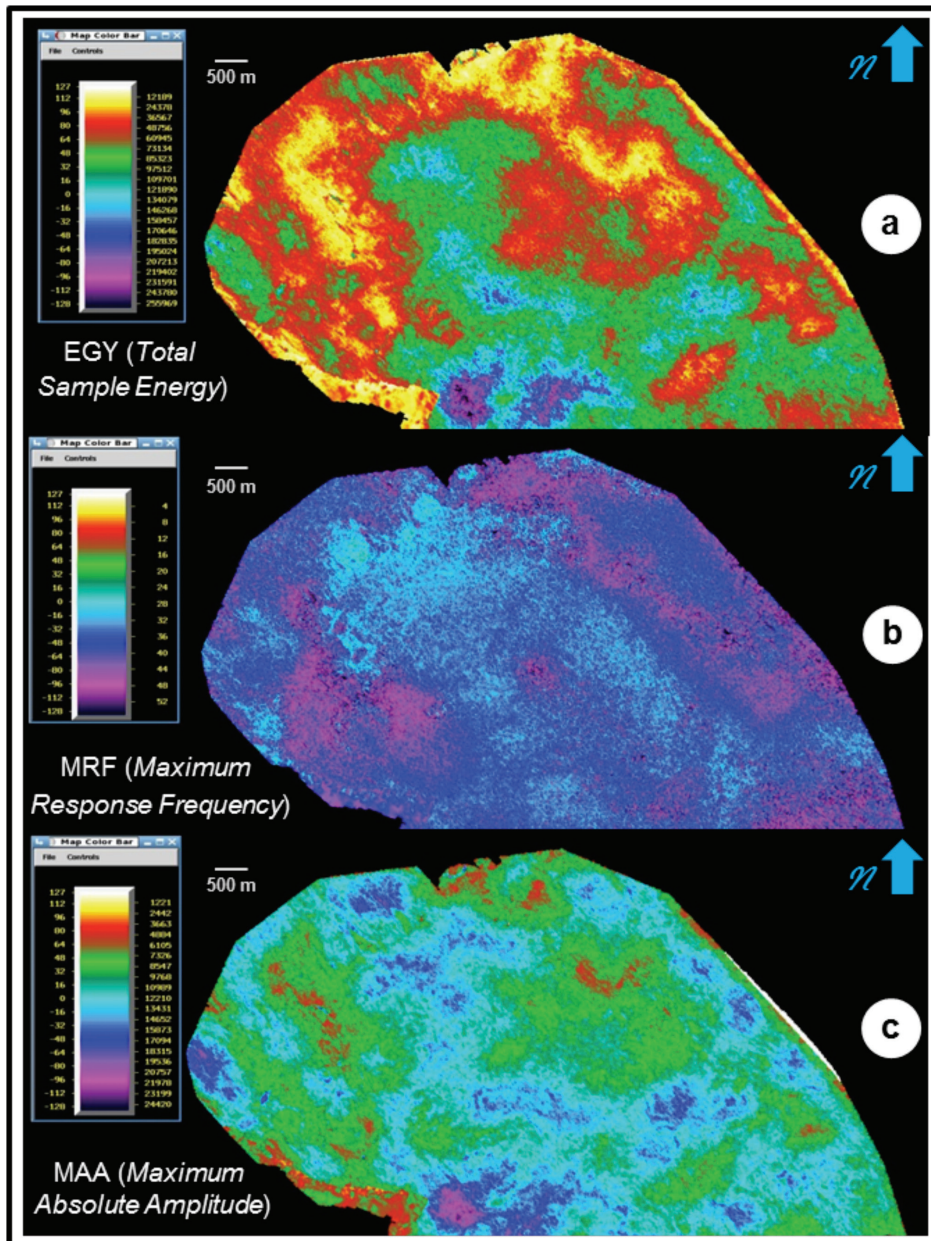


Figura 17. Atributos de volumen generados sobre los datos alabeados, extraído entre dos horizontes interpretados del nuevo 3D. (a) EGY (*energy gain*), (b) MRF (máxima respuesta en frecuencia) y (c) MAA (amplitud máxima absoluta).

Como parte de la secuencia de interpretación, se realizó una inversión de trazas sísmicas (*Colour Inversion*) sobre el 3D generado. En este tipo de Inversión se analizan varios espectros, tanto de sísmica como de pozos, para definir un operador que tenga la forma del promedio del espectro de la traza. Con esto se diseña el espectro de amplitud de un operador, junto con una rotación de fase de 90° . Además, del cubo registrado onshore se disponía de una Inversión Sísmica Simultánea. Para esta inversión, se tiene en cuenta que las variaciones de las amplitudes sísmicas con el offset contienen información tanto compresional como de cizalla de las rocas, así como de la densidad. Se puede realizar una inversión simultáneamente de sumas de ángulos parciales para esas propiedades y el resultado son volúmenes de Impedancia P, V_p/V_s y Densidad.

La Figura 18 muestra una sección extraída del cubo de Inversión Simultánea mencionado y la continuación de la misma, ahora sobre la zona del Lago, de la misma dirección, pero en este caso, extraída de la *Colour Inversion* realizada sobre el cubo generado con los datos 2D. Puede apreciarse que aun siendo los dos procesos consecuencia de algoritmos y metodologías distintas, las características básicas de los resultados de las inversiones correlacionan satisfactoriamente. Esta situación amplía el espectro de análisis ya que se dispone de mayor información y de nuevos puntos de vista consistentes, que contribuyen al modelo interpretativo.

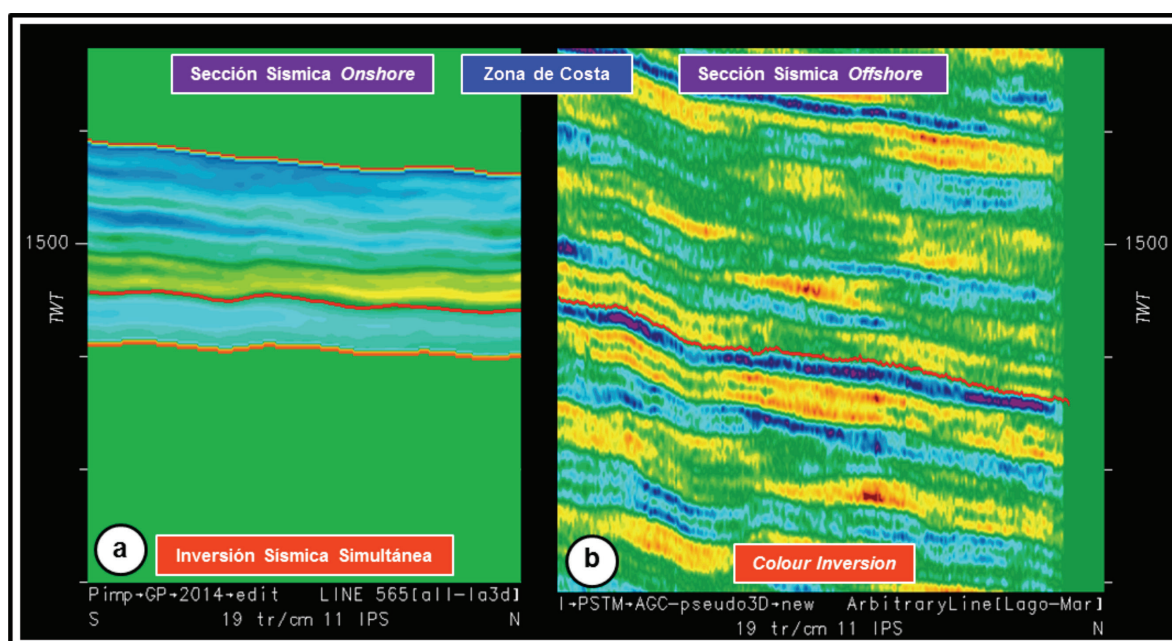


Figura 18. (a) Sección extraída del cubo de Inversión Simultánea *Onshore*, procesada sobre los datos 3D registrados en tierra en el área contigua al Lago. (b) Sección extraída del cubo de *Colour Inversion Offshore*, procesada sobre la información del 3D generado con los datos 2D. Se aprecia que aún utilizando los dos procesos algoritmos y metodologías distintas, las características básicas de los resultados de las inversiones correlacionan satisfactoriamente.

Por otro lado, puede verse en las Figura 19, los resultados del cálculo de la curvatura *most negative* y *most positive*, extrayendo un *horizon slice* de estos cubos de curvatura en una ventana próxima a una de las zonas de mayor interés prospectivo. Con suficiente claridad se evidencian alineaciones y geometrías que permiten realizar la asociación con determinados eventos estratigráficos propios del contexto geológico del subsuelo del área. También el *horizon slice* del cubo de coherencia que se muestra en la Figura 20, pone en evidencia rasgos de carácter particular para la caracterización sísmica de esta zona de interés.

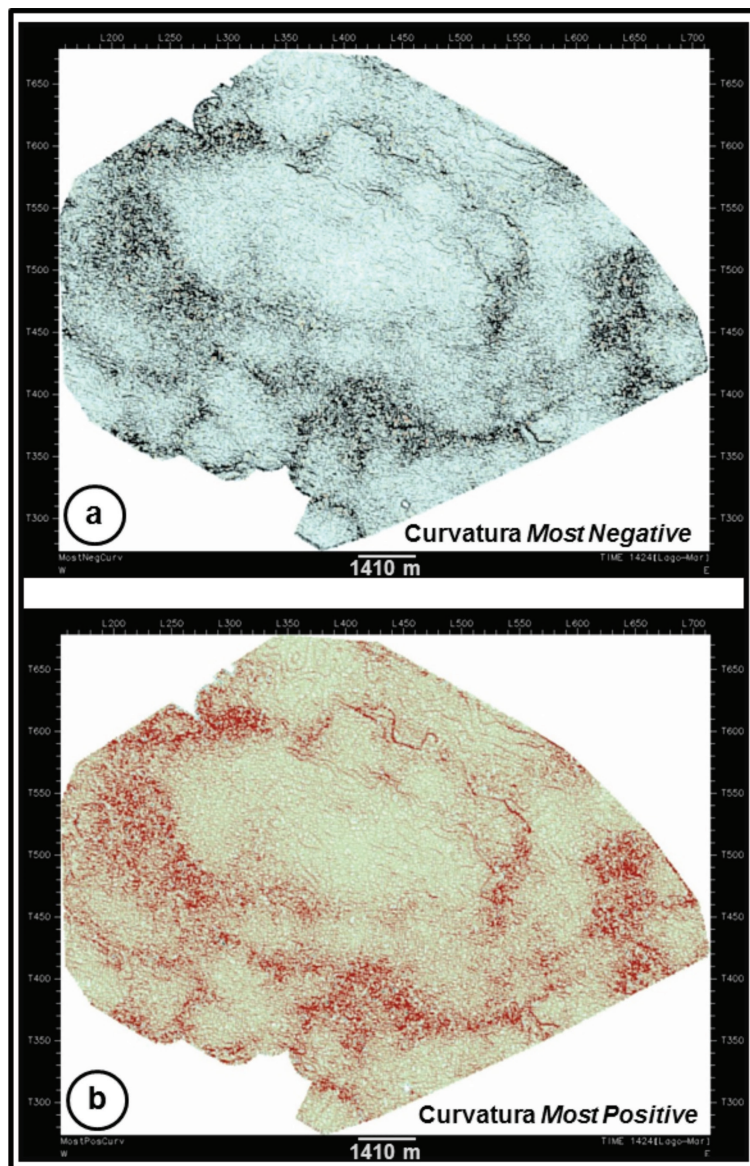


Figura 19. (a) Curvatura *Most negative* (*horizon slice*) y (b) Curvatura *Most positive* (*horizon slice*). Ambos atributos de horizontes se han extraído de los cubos de curvatura calculados a partir de los datos del nuevo 3D generado a partir de las secciones 2D. Pueden observarse rasgos asociados que validan la robustez del proceso.

Estos procesos calculados sobre el cubo generado a partir de las secciones sísmicas 2D, agregan valor interpretativo ya que pueden destacarse eventos y asociaciones geométricas consistentes con la realidad geológica del área, lo que da robustez al producto final obtenido.

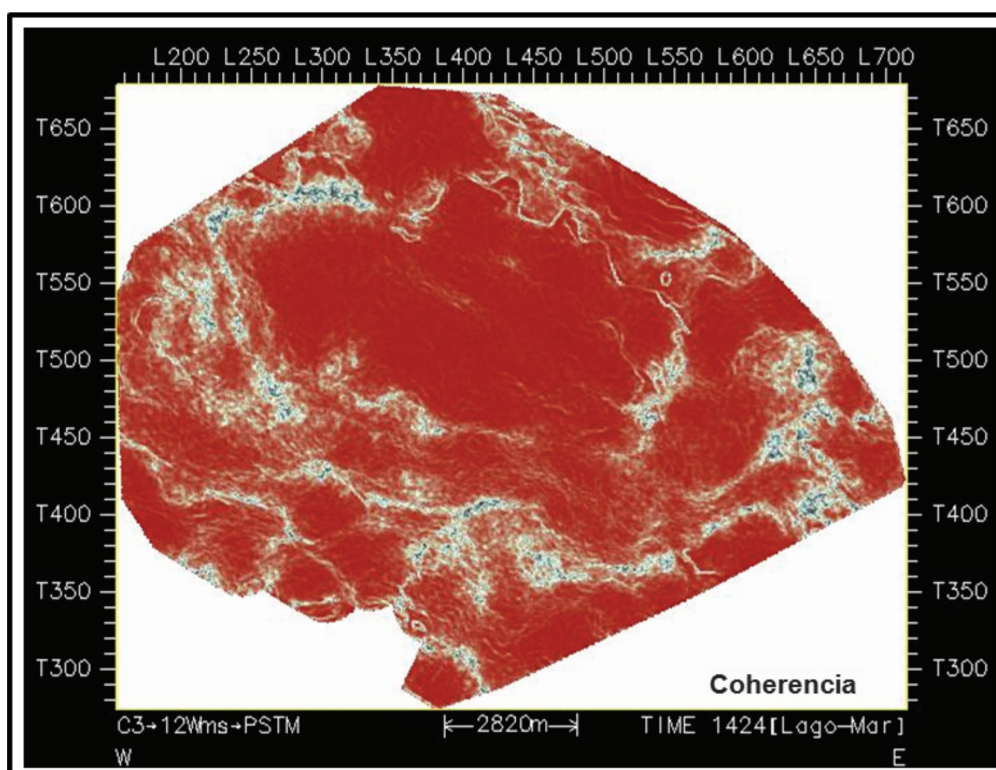


Figura 20. *Horizon slice* extraído del cubo de coherencia, calculado sobre el 3D generado de las secciones 2D. Puede observarse que se manifiestan alineaciones y agrupamientos de valores asociados a pequeños fallamientos y rasgos estratigráficos. Este resultado también fortalece la consistencia y robustez del nuevo 3D.

CONCLUSIONES

El aumento de las restricciones ambientales y regulatorias, tanto como el avance de situaciones socio-culturales sensibles que acotan las posibilidades de disponer de información sísmica de real aplicación, realzan la importancia de contar con metodologías que, a muy bajo costo comparativo, hagan reutilizables los datos, permitan ascender en la escala de valor útil de los mismos y se evite el impacto no deseado sobre el medio ambiente.

La posibilidad de contar con un cubo sísmico en áreas en donde solamente se disponga de información sísmica 2D y si además la zona es sensible desde el punto de vista ambiental o regulatorio, es una herramienta que brinda una alternativa de realizar interpretaciones y procesos continuos, especialmente en las zonas donde de otra manera no habría opción de contar con dato alguno.

Esta herramienta podrá soportar y dar salida a situaciones complejas que parecieran estar en un punto estanco y una salida técnicamente sólida y viable puede aportar un nuevo punto de vista que podrá hacer rentable prospectos antes enmascarados a los estudios geofísico-geológicos de la industria.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Pan American Energy LLC por permitirnos disponer de los ejemplos mostrados en este trabajo. Agradecemos especialmente a Joaquín Cardoso y a María Gabriela Goñi por su colaboración.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|--|
| Bendat, J. S. y A. G. Piersol, 1966, Measurement and analysis of random data, Nueva York: Wiley. | SEG, EAGE. |
| Blackman, R. B. y J. W. Tukey, 1958, The Measurement of Power Spectra, Nueva York: Dover. | Robinson, E. A. y S. Treitel, 1980, Geophysical Signal Analysis, Englewood Cliffs, N. J.: Prentice-Hall. |
| Hilterman, F. J., 2001, Seismic Amplitude Interpretation, | Yilmaz, Özdoğan, 2000, Seismic Data Processing. Society of Exploration Geophysicist. |