

10^o CONGRESO DE
**EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**
Energía y Sociedad, aliados inseparables



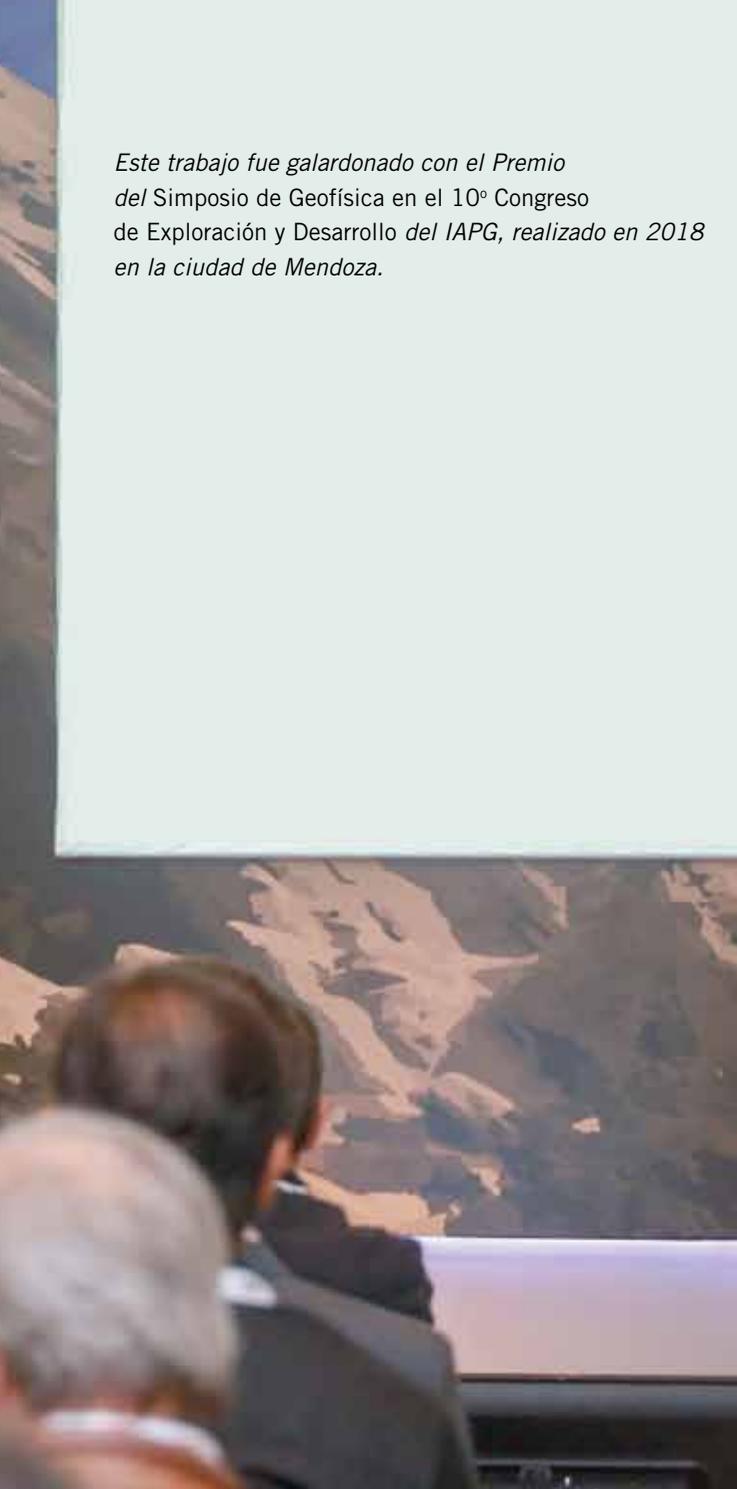
iapg

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Por *Mario Profeta*, *Marcelo Roizman* (Geonodos),
Eduardo Trincheró y *Luis Vernengo* (Pan American Energy)

La tomografía como herramienta de interpretación

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de Geofísica en el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.



El Modelo Tomográfico Procesado (MTP) tiene carácter sísmico y brinda información interpretable para la zona indicada a partir de la misma superficie topográfica. De este modo, los geocientistas pueden disponer de una herramienta que complementa la visión de las características del subsuelo en el área de estudio.

Introducción

Es muy común que en las secciones o cubos sísmicos exista una zona somera de muy pobre calidad de información (e incluso a veces nula), ubicada entre la superficie topográfica y los primeros reflectores sísmicos claramente interpretables. Para resolver este problema, se ha generado un novedoso producto que resulta del procesamiento del modelo de velocidades tomográfico.

Este producto, que se ha denominado Modelo Tomográfico Procesado (MTP), tiene carácter sísmico y brinda información interpretable para la zona indicada a partir de la misma superficie topográfica. Así, los geocientistas disponen de una herramienta que complementa la visión de las características del subsuelo en el área de estudio.

La secuencia de trabajo para generar el MTP se inicia con la lectura (o "picado") cuidadosa de los tiempos correspondientes a los primeros arribos de los registros sísmicos de campo (Figura 1a). Posteriormente, se realiza la Inversión Tomográfica (IT) de estos tiempos, proceso que se muestra en forma esquemática en la figura 1b.

El modelo de velocidades tomográficas resultante de la IT está en profundidad (Figura 2a). Al procesar este modelo, se obtiene la componente de alta frecuencia espacial de variación de las velocidades, a la cual se le imprime carácter sísmico durante el procesamiento. Esta componente resultante de alta frecuencia es el producto llamado Modelo Tomográfico Procesado (Figura 2b).

En la secuencia habitual de procesamiento de los datos sísmicos (2D y 3D), la tomografía sísmica de primeros arribos se utiliza en la mayoría de los casos para el cálculo de las correcciones estáticas. Con la metodología innovadora presentada en este trabajo, se muestra que si se utiliza el mismo algoritmo de tomografía sísmica se puede obtener el MTP e incorporarlo en el flujo de trabajo de la interpretación sísmica.

Además, debido a que MTP brinda información a partir de la superficie topográfica, independientemente de donde se haya ubicado el plano referencia (o Datum Final) de la sísmica, es una herramienta apropiada para utilizar en casos donde, por ejemplo: 1) se desea vincular la información de la geología de superficie con los reflectores sísmicos más someros conocidos en el área, para así completar la geometría del modelo del subsuelo en estudio, especialmente, en contextos geológicos complejos, 2) para estudiar áreas poco profundas que la línea o el cubo sísmico disponible no cubran adecuadamente con la calidad requerida para la interpretación y 3) para reconocer e interpretar los horizontes relacionados con acuíferos someros, de este modo se podrán diseñar las cañerías guía de los pozos para cubrirlos y protegerlos.

Para verificar la efectividad de esta metodología, se aplicó a datos sísmicos sintéticos 2D y también a datos reales 2D y 3D. En todos los casos los resultados fueron satisfactorios.

Metodología

La obtención del Modelo Topográfico Procesado

La tomografía sísmica es una herramienta que permite establecer cuál es la distribución de las velocidades en el

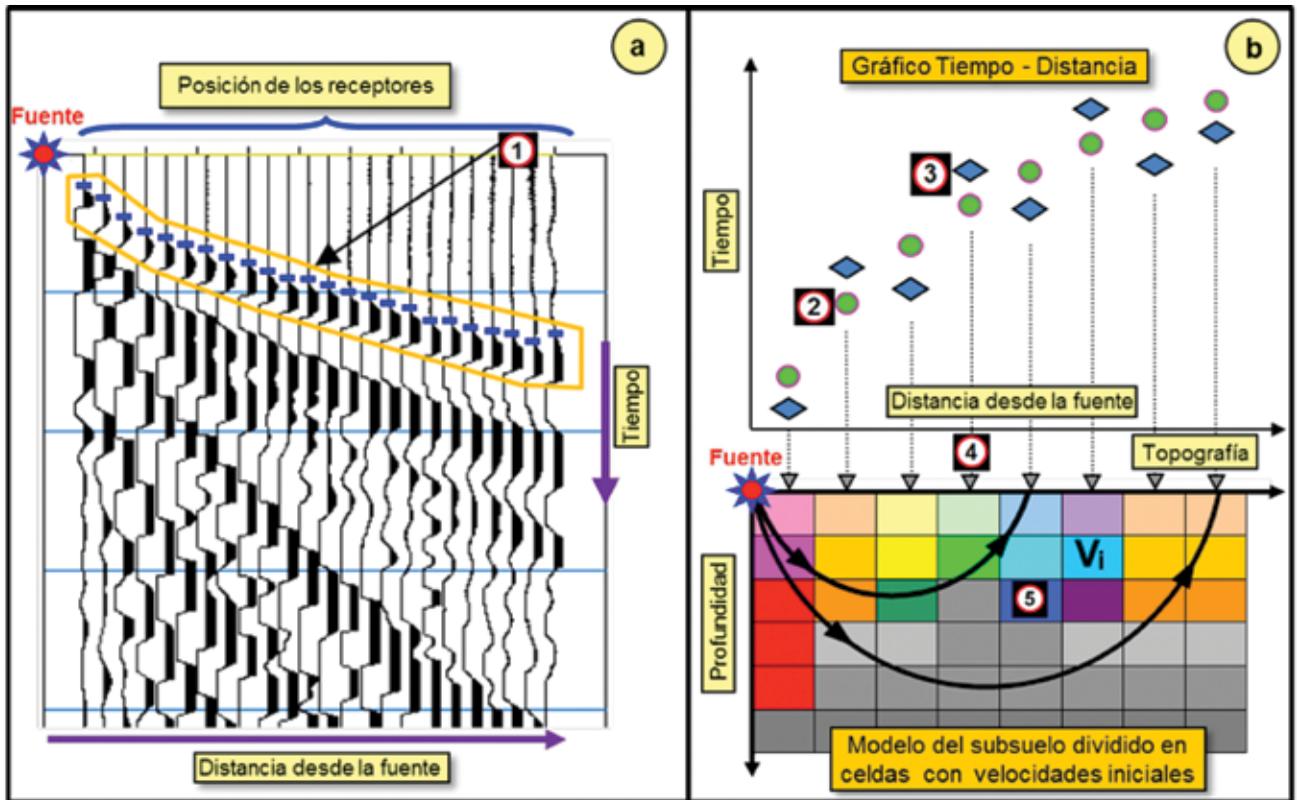


Figura 1. 1a. La lectura (o "picado") de los primeros arribos en parte de un registro sísmico de campo; referencia: 1) los pequeños segmentos azules indican el tiempo leído o medido para cada uno de los primeros arribos. 1b. Esquema del proceso iterativo de Inversión Tomográfica (IT); referencias: 2) círculos, tiempos medidos para cada primer arribo; estos tiempos permanecen invariables durante la IT, 3) rombos, tiempos calculados durante la IT por trazado de rayos, estos tiempos se corrigen o modifican en cada iteración, 4) posición de la fuente de energía y los receptores (triángulos) en la superficie topográfica del modelo del subsuelo, 5) celdas tomográficas con velocidades iniciales V_i . El trazado de rayos está representado por las curvas de color negro mostradas en el modelo del subsuelo con celdas. El proceso iterativo de la IT consiste en variar la velocidad de las celdas hasta que la diferencia entre los tiempos medidos y los calculados sea menor que un valor prefijado (o que la cantidad de iteraciones haya alcanzado una cantidad pre-establecida). Lograda esta condición, se obtiene en la grilla un modelo final de velocidades de subsuelo llamado Modelo de Velocidades Tomográficas.

subsuelo. Utiliza simultáneamente una gran cantidad de observaciones del tiempo de viaje de la onda sísmica, desde la fuente de energía hasta las diferentes posiciones de recepción, Lo *et al.*, (1994), Kanli (2007 y 2009). En este trabajo se considerará que tanto la fuente como las posiciones de recepción están ubicadas en la superficie topográfica. A continuación se indicará el procedimiento para generar el Modelo Tomográfico Procesado (MTP).

Primero es necesario realizar una cuidadosa lectura (o "picado") de los primeros arribos de todos los registros de campo ubicados dentro y alrededor del área de estudio (Figura 1a). Dado que se pretende alcanzar la máxima profundidad posible con los datos disponibles, es necesario incluso picar las trazas más lejanas de cada registro, pues cuanto mayor es la distancia fuente-receptor, mayor es la profundidad que se alcanza en el modelo de velocidades resultante de la Inversión Tomográfica (IT).

Para comenzar con el proceso de la IT, se debe definir un Modelo Inicial (MI) de velocidades del subsuelo. En este caso, dicho MI se generó a partir de los mismos primeros arribos picados.

El topé del MI es un plano ubicado a unos pocos metros sobre la máxima elevación topográfica, desde ese plano hasta la superficie topográfica el modelo es rellenado con la velocidad del aire y, por debajo de la superficie to-

pográfica, el modelo está compuesto por celdas de igual tamaño (Figura 1b), donde a cada celda se le asigna un valor de velocidad inicial, valor que luego será modificado durante el proceso iterativo de la IT.

En la topografía del MI están ubicadas las fuentes de energía y de los receptores de todos los registros de campo para los que se picaron sus primeros arribos. Con su ubicación se realiza un trazo de rayos (siguiendo la teoría de rayo curvo), se parte desde cada posición de fuente a sus correspondientes posiciones de recepción. Para cada rayo trazado, se calcula el tiempo empleado para ir de la posición de la fuente a la del receptor, atravesando en su camino distintas celdas del modelo con velocidades iniciales (Figura 1b). A este tiempo se lo denomina tiempo calculado.

Al finalizar el trazado de rayos, cada traza de los registros de campo tendrá asociados dos tiempos: el tiempo del picado del primer arribo (tiempo medido o tiempo leído) y el tiempo calculado (resultante del trazado de rayos). Con ellos se calculará, para todas las trazas de todos los registros involucrados, la diferencia entre los tiempos medidos y calculados. Estas diferencias de tiempos se utilizarán luego para corregir en forma simultánea, mediante un adecuado algoritmo, la velocidad de las celdas del MI.

La modificación de las velocidades del modelo del sub-

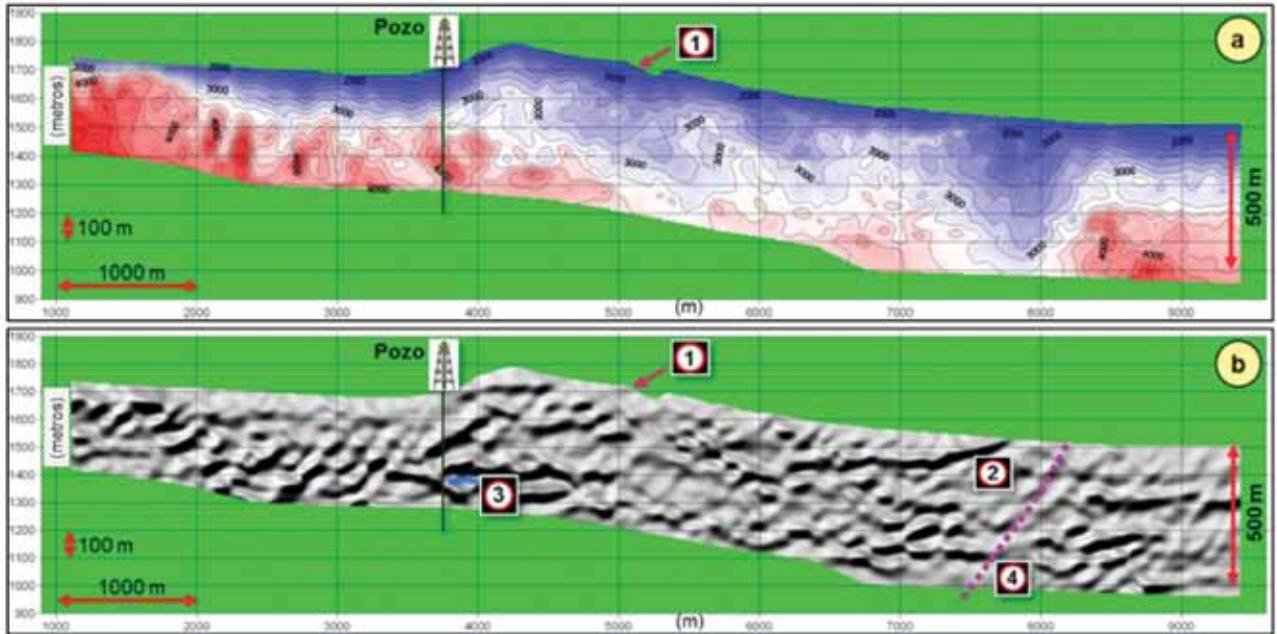


Figura 2. 2a. Modelo de Velocidades Tomográficas (MVT, en profundidad) resultante de la inversión. Las curvas de isovelocidad están cada 200 m/seg; los colores rojos indican altas velocidades y los azules, bajas. En varias partes del modelo se observan inversiones de velocidad. 2b. Modelo Tomográfico Procesado (MTP) generado a partir del MVT, representado en el modo "relieve sombreado" y en metros; brinda información interpretable desde la superficie topográfica. Referencias: 1) superficie topográfica, 2) afloramiento de un cuerpo ígneo, 3) geometría de roll-over (zona resaltada en color azul) y 4) zona de fallas. El geocuerpo productivo 3) y la zona de falla mencionada, no se observan en el correspondiente cubo sísmico migrado pre-stack. Notas: en los gráficos, las escalas vertical y horizontal son diferentes. La información de este ejemplo es de la Cuenca Neuquina, Argentina.

suelo, que se realiza al finalizar cada iteración, tiene como objetivo lograr que, en la siguiente iteración, se reduzca la diferencia entre los tiempos medidos y calculados.

Este procedimiento iterativo de trazado de rayos y modificación de velocidades de las celdas del modelo, se repite reiteradas veces hasta que la diferencia entre los tiempos medidos y calculados sea menor que un determinado valor o que la cantidad de iteraciones haya alcanzado un valor preestablecido.

Como resultado del proceso iterativo de la IT, se obtiene un modelo de velocidades, en profundidad, el cual corresponde a la geología sub-superficial que fue alcanzada por el trazado de rayos realizado en cada iteración (Figura 2a). Este Modelo de Velocidades Tomográfica (MVT) es el que luego se procesa con el objetivo de generar un novedoso producto interpretable.

Como se mencionó, el MVT es el que mejor en ajustar los tiempos calculados a los tiempos de medidos. Pero este modelo no es único y depende principalmente de la elección del MI y de los parámetros seleccionados para la IT. Para que el MVT alcanzado sea útil y aporte conocimiento a la geología del área de estudio, se debe confrontar con información geológica precedente, ya sea de superficie o próxima a ella.

Si suponemos que el MVT resultante de la IT es una adecuada representación de la geología del subsuelo próximo, se puede extraer información interpretable valiosa.

Por otro lado, se sabe que el MVT generado de este modo tiene información de alta frecuencia espacial de variación de las velocidades, información que está enmascarada por los valores de velocidad del modelo regional de baja frecuencia.

La obtención de la tendencia regional y su correspondiente sustracción del MVT (con alta y baja frecuencia) permiten generar el modelo de alta frecuencia espacial (MAFE) de variación de las velocidades.

El MAFE puede mostrar únicamente las variaciones de velocidades que existen en subsuelo. Por lo cual, este modelo será similar, pero no igual, a la reflectividad sísmica de área de estudio. La similitud se debe a que el campo de reflectividades sísmicas es originado por los cambios de impedancia acústica (el producto de la velocidad por la densidad), mientras que el MAFE muestra solamente los cambios de velocidades del subsuelo.

Finalmente, para convertir el MAFE en un producto que tenga carácter sísmico y se lo pueda interpretar, primero se asigna un *spike* en cada cambio de velocidad y luego se convoluciona el campo de *spikes* resultante con una ondícula. El ancho de banda de esta ondícula se limita a las frecuencias de la sísmica de reflexión registrada en el área de estudio.

De este modo, se ha podido obtener un modelo que: (I) tiene carácter sísmico, (II) puede ser convertido a tiempo, (III) se lo puede interpretar como si fuera una sísmica de superficie y (IV) proporciona información detallada de la geología subsuperficial desde la misma superficie topográfica. A este producto se lo llamó Modelo Tomográfico Procesado o MTP (Figura 2b).

Es claro que los eventos visibles en el MTP pueden ser, entre otras razones, debidos a los cambios litológicos, cambios de fase, fallas de diferente orden y complejidad, estructuras, cambios laterales de las propiedades de las rocas y otras características particulares del subsuelo que pueden ayudar a la interpretación geológica.

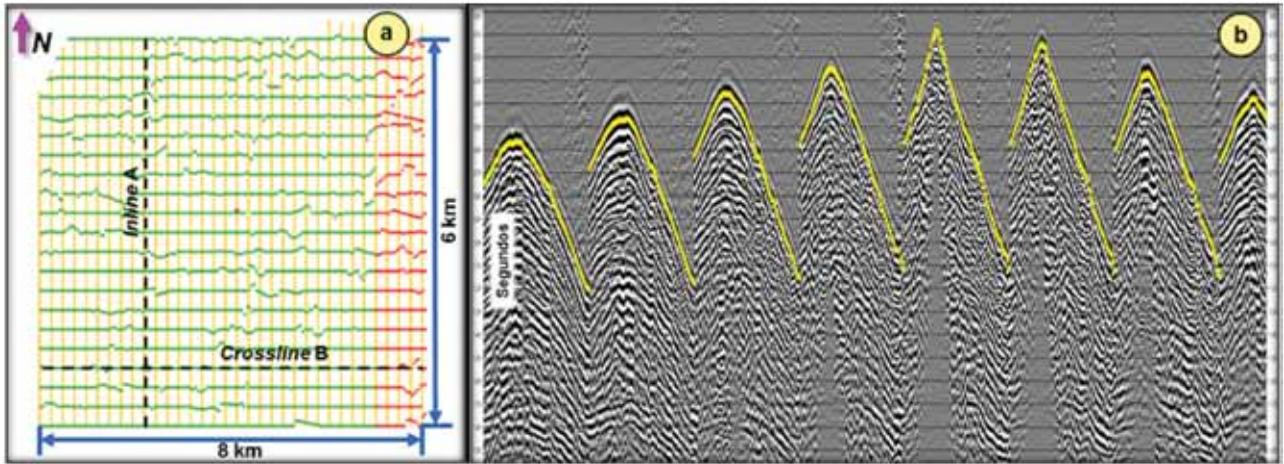


Figura 3. 3a. Prospecto sísmico 3D estudiado (48 km²) ubicado en la Cuenca Golfo San Jorge, Argentina. Referencias: *Inline A* y *Crossline B*, líneas seleccionadas como ejemplos en las siguientes figuras. b) Ejemplo del picado de los primeros arribos (en color amarillo) realizado en parte de uno de los registros sísmico de campo del proyecto 3D analizado. Los primeros arribos fueron picados hasta el *offset* máximo de 2.500 m.

El Modelo Tomográfico Procesado y el dato sísmico

El objetivo principal del Modelo Tomográfico Procesado (MTP) es generar una herramienta que permita a los intérpretes sísmicos utilizarla de forma que las tareas relacionadas con el flujo de interpretación se puedan realizar eficientemente y que la dirección de las diferentes tareas apunte a un mejor y enriquecido resultado.

El MTP puede ser útil, por ejemplo, para reconocer fallas, variaciones de velocidad, anomalías geométricas, estructuras, conformaciones tecto-sedimentarias y otras aplicaciones dentro del flujo de trabajo de la interpretación sísmica (2D o 3D). Además, como el MTP se lo puede convertir a tiempo, se lo puede visualizar junto con los datos sísmicos con una covisualización de ambos.

En la figura 3 se puede observar a modo de ejemplo la distribución de *Inlines* y *Crosslines* de un cubo sísmico registrado en Cuenca Golfo San Jorge, para el que se calculó su correspondiente MTP 3D. En la parte derecha de esta figura, por ejemplo, se muestra parte de un registro sísmico de campo del proyecto mencionado en el que se

identificó con color amarillo los tiempos leídos de los primeros arribos. Los tiempos de todos los registros de campo se utilizaron para generar el correspondiente MTP 3D, que luego se lo convirtió a tiempo.

En la figura 4 se muestra para la posición de la *Inline A* (de la figura 3 a) la correspondiente sección tomográfica extraída del MTP 3D convertido a tiempo. En esta sección es posible apreciar la información de la primera parte de la columna geológica desde la superficie topográfica. Se muestran la geometría de los diferentes eventos y su definición, que permiten construir el modelo más superficial de la geología en toda el área procesada. En la figura 4, además se indica la superficie topográfica.

Por lo tanto, resulta interesante apreciar la covisualización de la información de la sección tomográfica (proveniente del MTP 3D) conjuntamente con la información de la correspondiente sección sísmica, como se puede observar en la figura 5. Ambas secciones vistas en conjunto permiten obtener un producto de carácter interpretativo que enriquece y potencia las posibilidades de definir el modelo estático

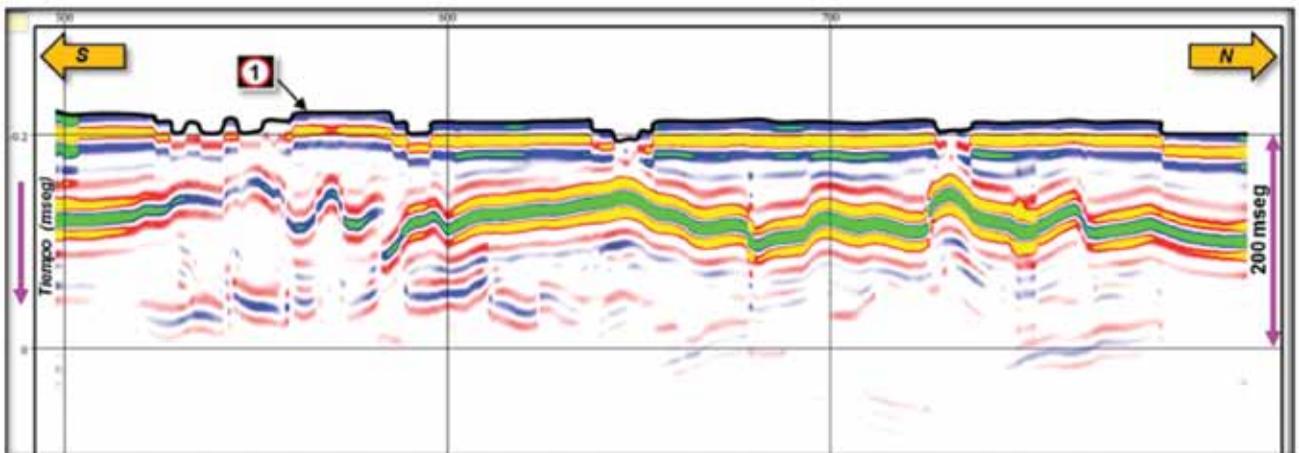


Figura 4. Sección tomográfica correspondiente a la posición de la *Inline A* (Figura 3a), extraída del MTP 3D convertido a tiempo. Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

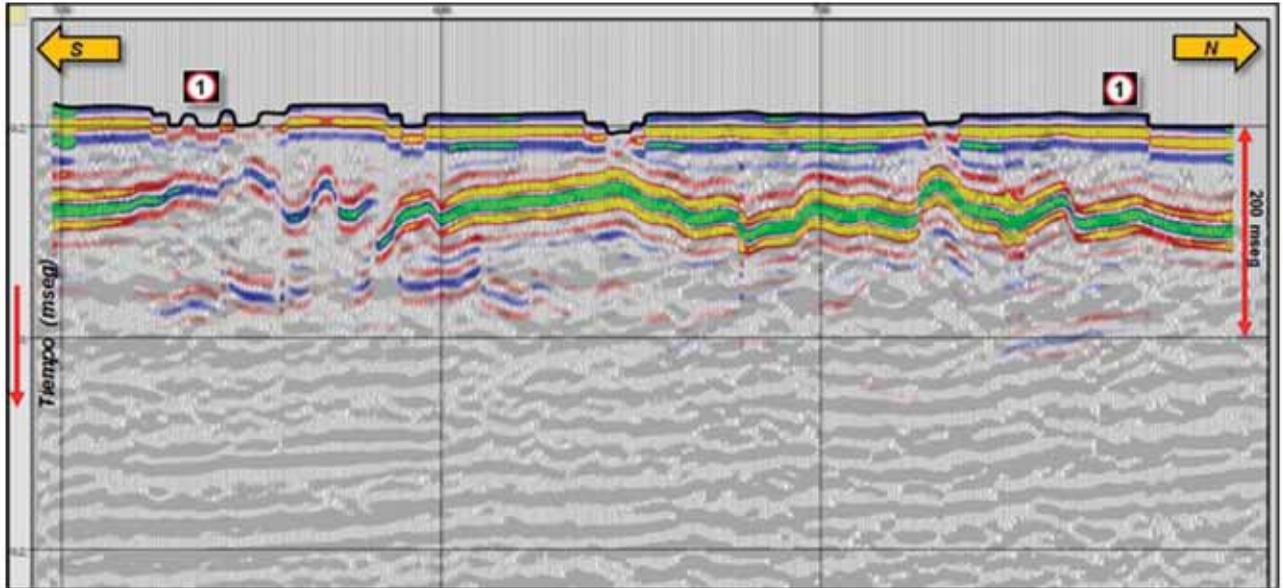


Figura 5. Covisualización para la posición de la *Inline A* (Figura 3a) de la sección tomográfica extraída de MTP 3D (en tiempo) y la sección sísmica extraída del Cubo Sísmico. Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

completo, es decir, desde la superficie topográfica. Esta presentación conjunta para una misma línea, agregará valor al flujo de trabajo de la interpretación y mejorará las características y particularidades de los eventos reconocidos.

De la misma manera, para la posición de la *Crossline B* (Figura 3a) se puede ver la expresión del MTP en la parte superior de la figura 6a. En la parte inferior de la figura (Figura 6b), se ve la sección extraída del cubo sísmico correspondiente a esa misma posición. Como se ha descrito,

en la figura 7 puede apreciarse la notable riqueza visual interpretativa que se logra a través de la covisualización sísmica y tomográfica para esa *Crossline*.

En las figuras anteriores se indicó la posición de la superficie topográfica en tiempo y se puede observar que en la sección tomográfica los datos interpretables comienzan desde esa superficie. En la figura 7 se observa que en el extremo izquierdo a la sección sísmica le faltan aproximadamente 200 mseg de información para alcanzar la superficie

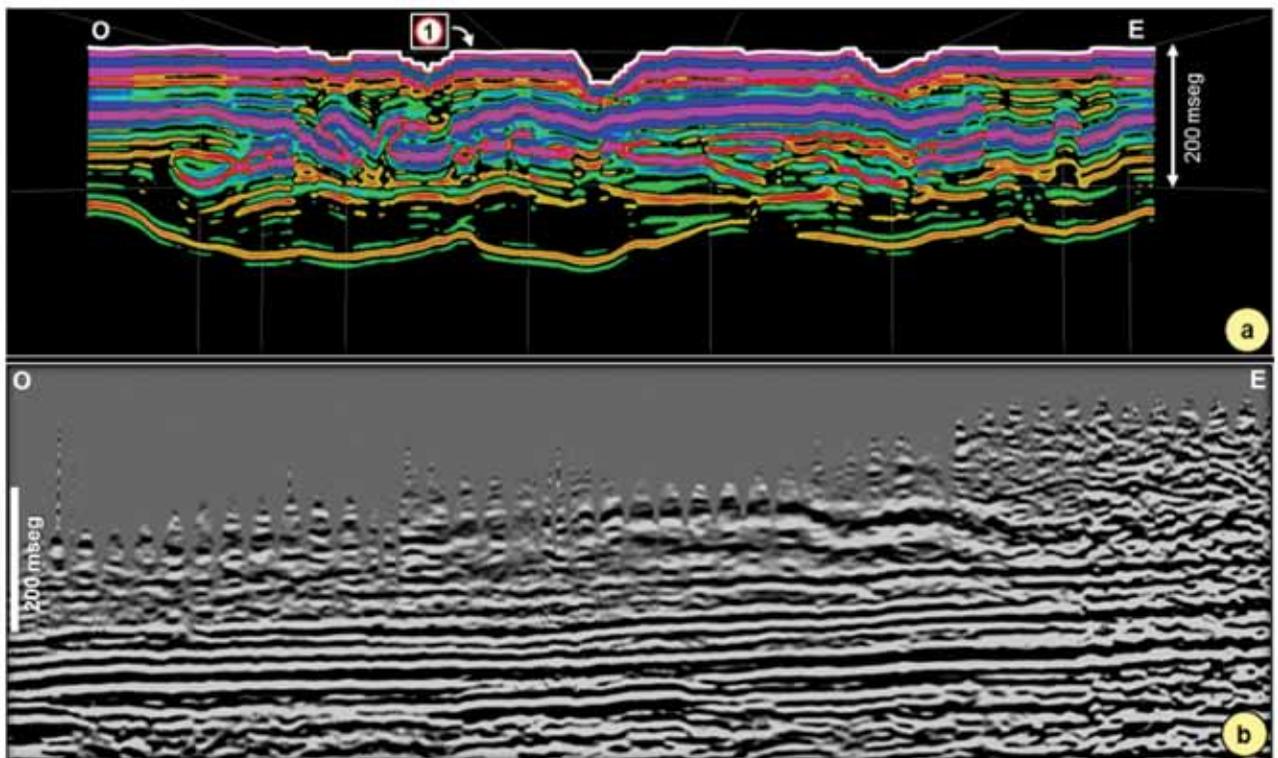


Figura 6. a) *Crossline B* (ver Fig. 3 a) extraída del MTP 3D convertido a tiempo. b) La misma *Crossline B* extraída del cubo sísmico (procesado en 1997). Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

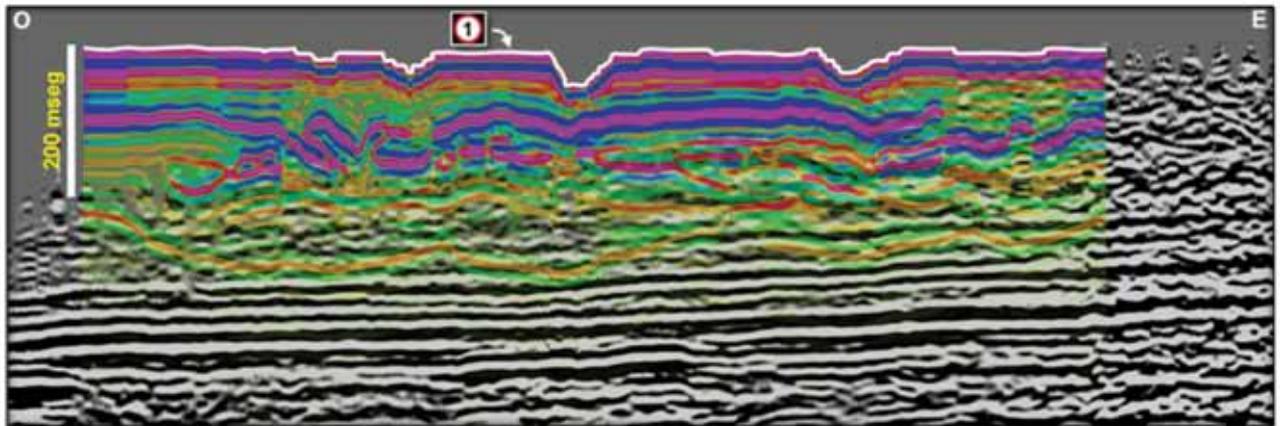


Figura 7. Cοvisualización para la posición de la *Crossline B* (Figura 3a) de la sección tomοgrάfica extraída del MTP 3D convertido a tiempo y la sección sismica extraída del cubo. Referencia: 1) Superficie topοgrάfica en tiempo.

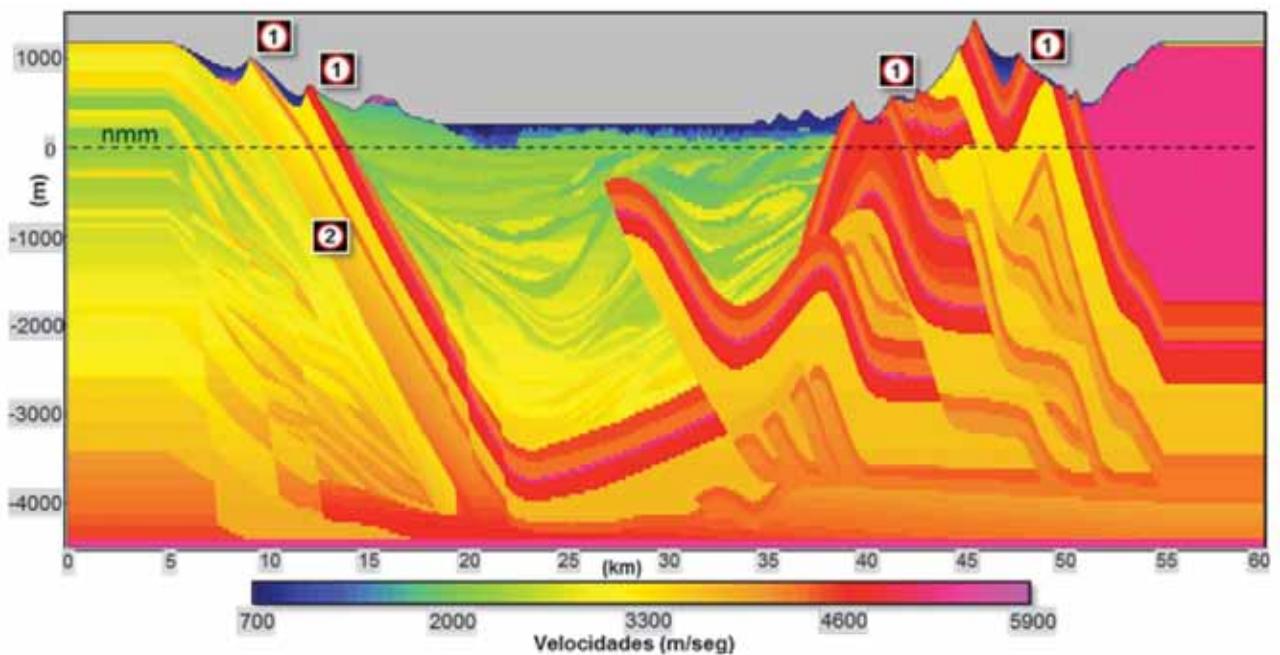


Figura 8. Modelo geolοgico sintético con velocidades. Las escalas vertical y horizontal son distintas. Referencias: 1) Superficie topοgrάfica y afloramientos, 2) Buzamiento aproximado de 28°. Nota: Cortesía de la base de datos de la SEG. Información del Modelo: datos de prueba para estáticas, Amoco, 1994. Autores: Mike O'Brien y Carl Regone. Con la sigla "nmm" se indica nivel medio del mar.

topοgrάfica. En cambio esta informaciòn está presente en la sección tomοgrάfica. Este enriquecimiento que adquieren los datos como un todo, mejora la capacidad de observaciòn del intérprete y se transforma en una herramienta de gran versatilidad en el flujo de trabajo realizado.

Para avanzar un paso más allá de lo expuesto hasta este punto, se probó la metodolοgía propuesta en situaciones geolοgicas más complejas. Para ello, se utilizaron los registros sismicos sintéticos pùblicos disponibles en la base de datos con los archivos de la *Society of Exploration Geophysicists* (SEG). Los autores de estos registros son Mike O'Brien y Carl Regone (Amoco, 1994). Los registros se generaron con un modelo geolοgico sintético muy complejo (Figura 8). Dado la gran complejidad del modelo geolοgico, esta fue una prueba muy exigente para el proceso tomοgrάfico propuesto.

En la figura 9 se apreciar un ejemplo de un registro

sismico sintético perteneciente al modelo mencionado. En este registro, la línea roja indica el picado de los primeros arribos, los cuales fueron interpretados en todos los registros hasta su *offset* máximo de 7.500 m.

En la figura 10 se muestra el MTP generado para esta línea. Se obtiene informaciòn hasta una profundidad aproximada de 2.800 m medida desde la superficie topοgrάfica. Finalmente, en la figura 11 se muestran conjuntamente el modelo geolοgico sintético de la figura 8 y el MTP, ambos representados en las mismas escalas. Se indican ademàs, las zonas de afloramientos y una zona somera de muy alta velocidad.

Como puede verse, incluso en estos casos con buzamientos importantes y geometrías complejas, la metodolοgía desarrollada para generar el MTP es viable y permite obtener una imagen que puede complementar, desde la superficie topοgrάfica, los datos sismicos disponibles. En

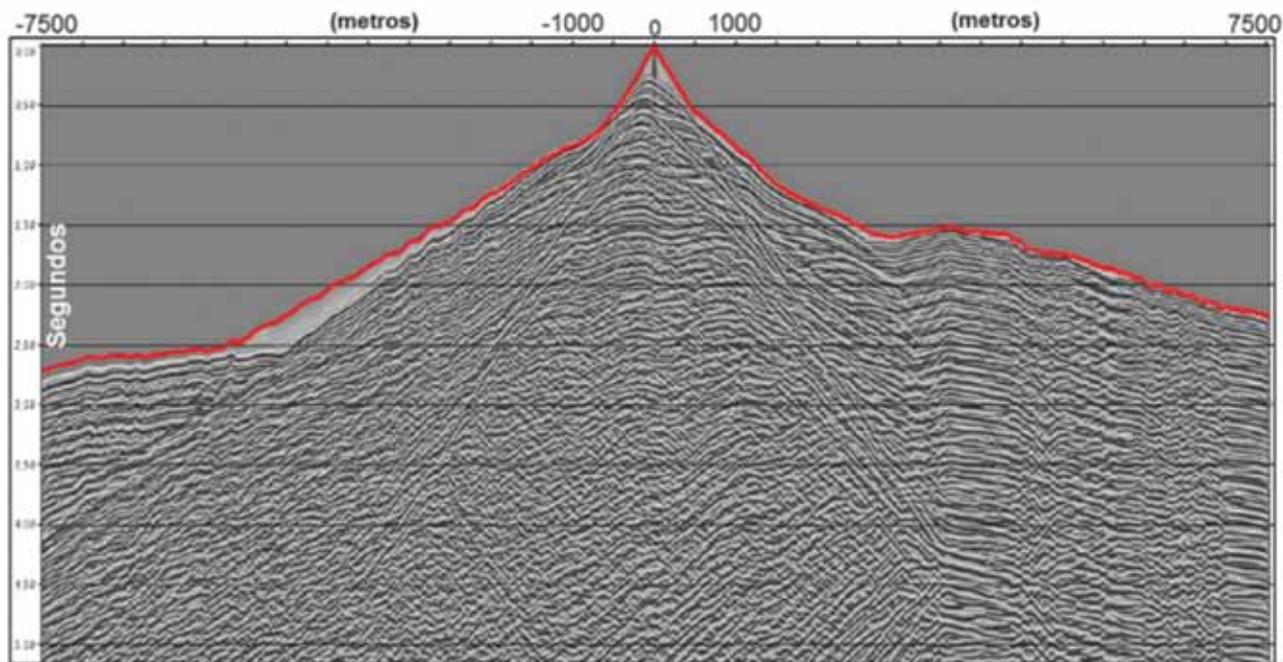


Figura 9. Ejemplo de registro sísmico sintético del modelo de la figura 8. Referencias: la línea roja indica los primeros arribos interpretados o leídos. Los primeros arribos de todos los registros fueron picados hasta el *offset* máximo de 7.500 m.

este tipo de estructuración, la identificación de las capas cercanas a la superficie y los detalles de los afloramientos vinculados a la conformación geométrica de las estructuras, contribuye a definir el modelo estático y su relación con las áreas prospectivas.

Es ventajoso disponer de información desde la superficie topográfica a los reflectores más someros que muestran cierta continuidad en los datos sísmicos, ya que esto puede aparecer como una solución que en muchos casos podría resolver situaciones indefinidas en lugares donde la información sísmica es de pobre calidad o simplemente no está disponible.

La covisualización del MTP, conjuntamente con el dato sísmico, es la presentación apropiada para la interpretación de toda la columna de interés geológico.

Otro aspecto interesante es el cálculo de los atributos que se puede realizar con los datos del MTP. Esta posibilidad es muy útil para reconocer eventos geológicos superficiales complejos, describir detalles de la conformación estructural y estratigráfica, realizar covisualizaciones múltiples utilizando estos productos y obtener nuevas imágenes como ayuda a la interpretación y caracterización del modelo estático del subsuelo.

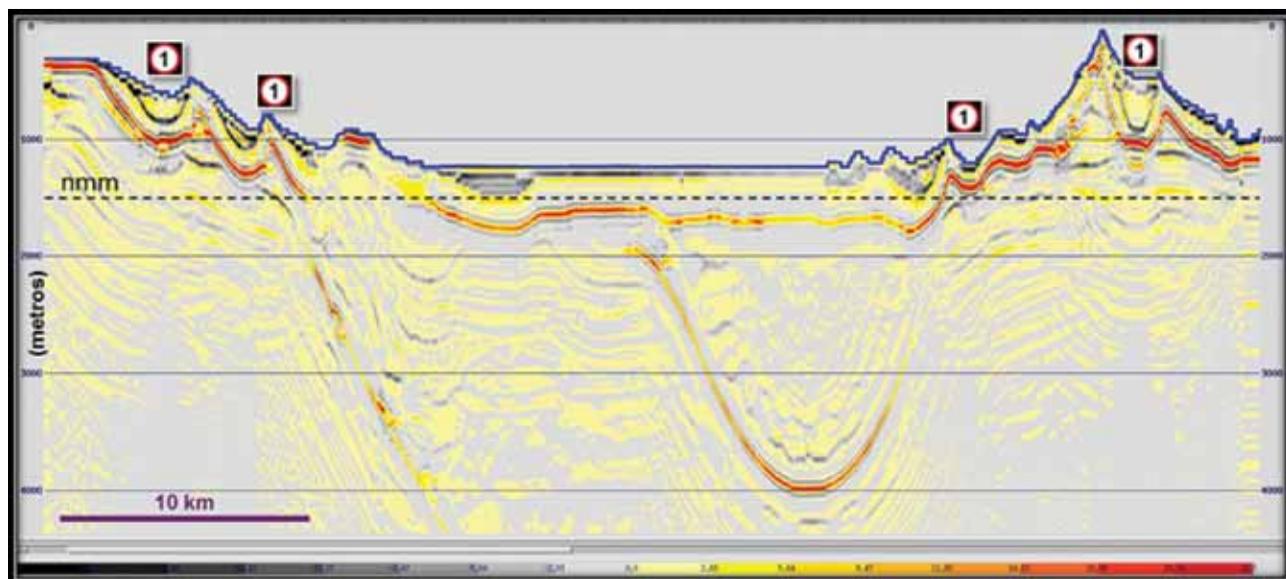


Figura 10. Modelo Tomográfico Procesado. Se ha obtenido información hasta una profundidad aproximada de 2.800 m medidos desde la topografía. Referencia: 1) Superficie topográfica (línea de color azul) y afloramientos.

De modelos simples a complejos. Casos históricos

Los diferentes grados de complejidad geológica que puede presentar el subsuelo del área de estudio es la condición más rigurosa en términos de la calidad que se puede esperar del modelo final y los subproductos del procesamiento tomográfico. Por supuesto, también la información sísmica reflejará esta condición de complejidad en la calidad de los datos disponibles. En cualquier caso, la tomografía procesada según la metodología propuesta en este trabajo y covisualizada junto con los datos sísmicos, en casi todos los casos proporcionará nuevos elementos de análisis para el intérprete sísmico.

Obviamente, además de esta situación general, existen casos particulares en los que la disponibilidad del cubo tomográfico y la visualización conjunta con la información sísmica pueden resolver problemas específicos que surgen en las actividades de prospección y el desarrollo de hidrocarburos. De esta forma, considerando los cálculos propuestos en el flujo de trabajo del intérprete, se obtendrá una visión más integral de los proyectos. A continuación, se presentan los dos casos históricos.

Caso histórico 1

Teniendo en cuenta el MTP 3D calculado con información sísmica de la Cuenca Golfo San Jorge, Argentina, mencionado anteriormente (Figura 3), se presenta una situación que comúnmente se encuentra en los yacimientos en producción, que es la necesidad de determinar la ubicación de los acuíferos someros y su adecuada protección mediante la cañería guía.

El ejemplo que se mostrará, ha sido realizado en una zona donde la actividad de perforación es muy intensa y se viene desarrollando desde ya varias décadas, por lo cual, la determinación de la profundidad de la cañería guía en la zona, y por ende la protección de los acuíferos someros, ya fue realizada con bastante antelación a la realización de este estudio tomográfico.

En este caso histórico, primeramente se verán algunas de las propiedades del MTP en la zona de estudio y posteriormente se mostrará su correlación con la información de un pozo.

Como se ha mencionado, el potencial que se ha visto que tiene MTP se refleja claramente en la mejora que pue-

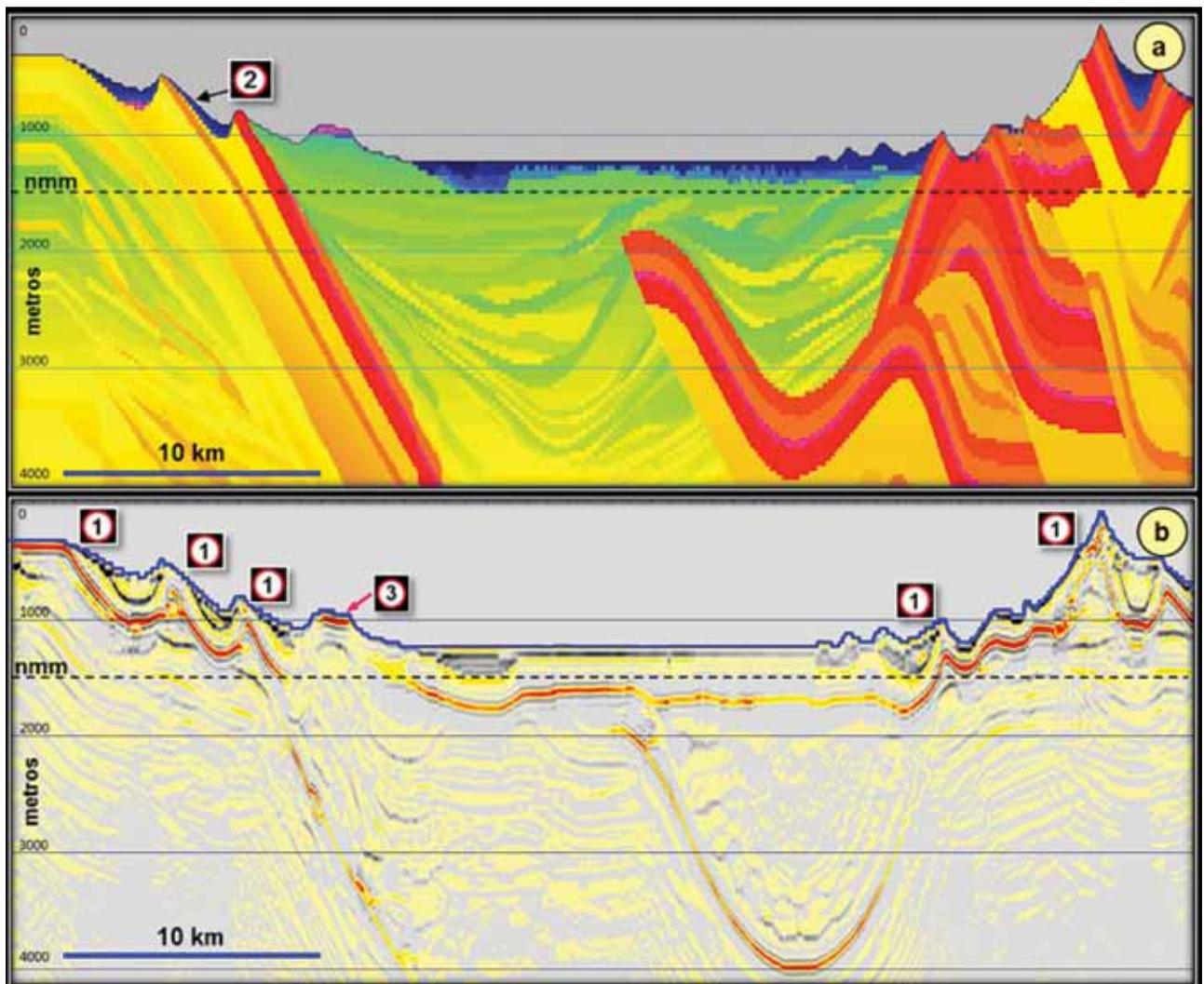


Figura 11. a) Modelo geológico sintético cortesía de la SEG, mostrado antes en la figura 8. b) El resultante Modelo Tomográfico Procesado. Referencias: 1) Zonas de afloramientos, 2) Superficie topográfica, 3) Zona de muy alta velocidad en la superficie topográfica. Ambas figuras tienen las mismas escalas.

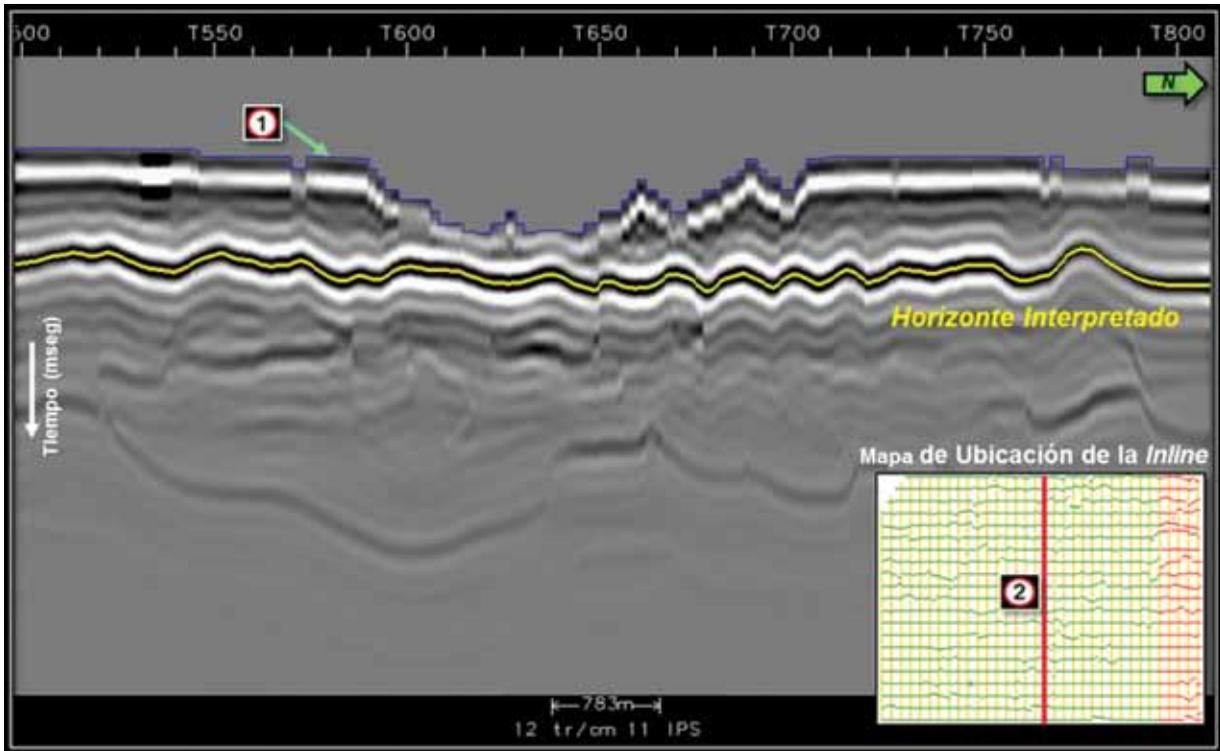


Figura 12. Inline (en tiempo) extraída del MTP 3D y horizonte interpretado (en color amarillo). Referencias: 1) Superficie topográfica en tiempo, 2) Ubicación de la sección Inline del proyecto de la figura 3, en Cuenca Golfo San Jorge, Argentina.

de brindar al flujo de trabajo de la interpretación, especialmente cuando se visualiza con información sísmica. En la figura 12 se muestra una sección norte-sur del MTP 3D convertido a tiempo. Se resaltan la superficie topográfica y los primeros niveles de la sección tomográfica, que no es posible visualizar en las secciones sísmicas.

Puede observarse que la información parte desde la misma superficie topográfica y luego se visualizan los eventos que pueden ser interpretados en las estaciones de trabajo, siguiendo la rutina habitual del intérprete. Se indica en la figura la ubicación de la sección dentro del área del proyecto y un horizonte interpretado (en color amarillo) en modo *autopicking* (esto valida en cierta forma el uso

de herramientas de interpretación interactiva en los datos tomográficos procesados). Claramente se observa que el *autopicking* se propagó por el evento tomográfico como si fuese un evento sísmico.

En la figura 13 se muestra una visualización 3D de una *Inline* (en tiempo) extraída del MTP 3D y el desarrollo espacial que presenta el horizonte interpretado de la figura 12. El algoritmo de interpretación puede reconocer los eventos tomográficos procesados y propagarlo en todo el proyecto y luego generar una superficie del horizonte interpretado. Otra visión de estas posibilidades se puede apreciar en la figura 14, donde se muestra el horizonte interpretado en todo el MTP 3D, apreciándose la imagen de

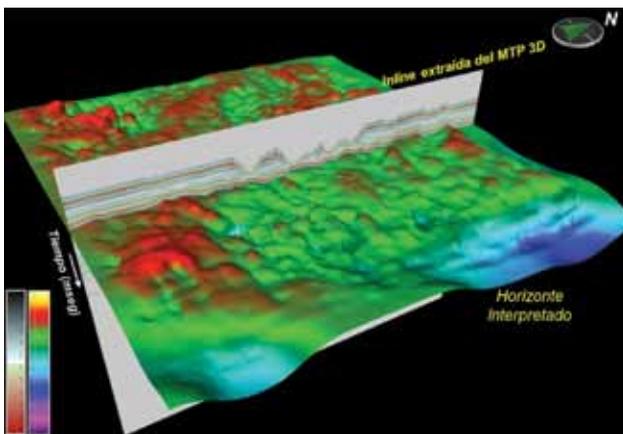


Figura 13. Visualización 3D. Inline y horizonte interpretado extraídos del MTP 3D.

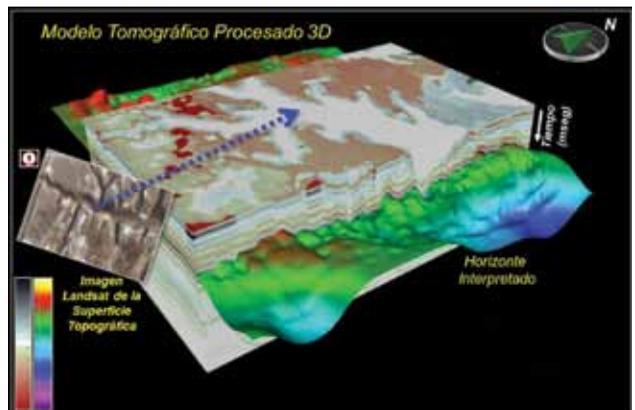


Figura 14. Visualización 3D del horizonte interpretado en el MTP 3D. Referencia: 1) imagen Landsat de la superficie topográfica. La flecha punteada de color azul indica aproximadamente el mismo rasgo topográfico en la imagen y en el primer slice del MTP 3D.

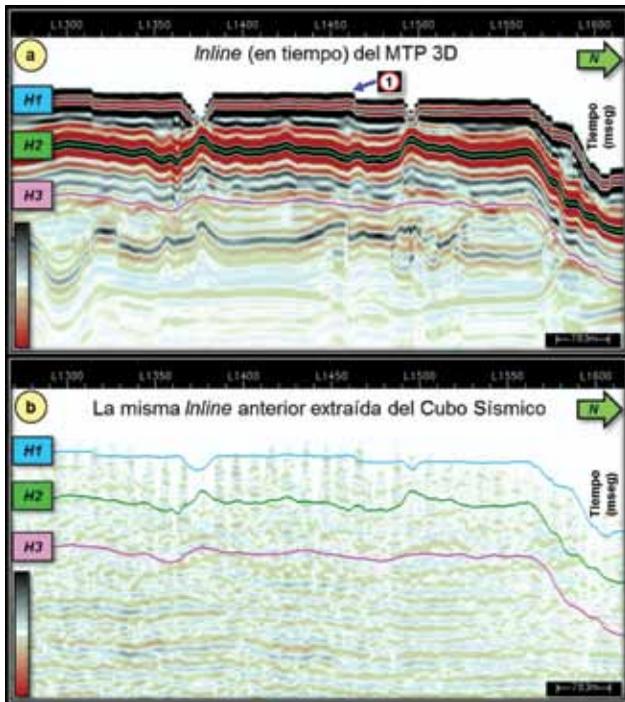


Figura 15. a) Inline del MTP 3D, en la cual se interpretaron tres horizontes. b) La correspondiente Inline del cubo sísmico, sobre la cual se volcaron los tres horizontes interpretados en la Inline tomográfica.

la superficie topográfica (en el *slice* más superficial del volumen) y comparándolo con la imagen Landsat del terreno; la flecha punteada de color azul indica el mismo rasgo en ambas superficies.

Para mostrar la capacidad interpretativa de los datos del MTP, se puede ver en la figura 15 la interpretación de tres horizontes (H1 color azul claro, H2 color verde y H3 color rosa oscuro) en una sección del MTP 3D. En la parte inferior de esta figura se presenta, para la misma posición, la correspondiente sección extraída ahora del cubo sísmico, con los tres horizontes superpuestos ahora sobre esta sección sísmica. En este caso, claramente se observa que la contribución de la sección tomográfica a la comprensión del modelo de subsuperficie es notoria, constituyendo una herramienta muy útil en el flujo interpretativo.

En la figura 16 se muestran diferentes salidas de cálculo de atributos utilizando como entrada el MTP 3D pasado a tiempo. Por ejemplo, atributos geométricos, como el *AVThf*, Vernengo *et al.*, (2015) y atributos instantáneos, como envolvente de amplitud, fase instantánea, respuesta en fase, respuesta en frecuencia y coseno de la fase muestran la versatilidad de la información tomográfica procesada para generar con ella diferentes herramientas de apoyo a la interpretación. Estos atributos contribuyen, en su medida, a definir situaciones geológicas particulares y se pueden tener en cuenta con la misma confianza como si se hubieran calculado sobre datos sísmicos, como se muestra en los seis paneles presentados.

Respecto de la idea sobre los acuíferos someros, puede decirse que adquiere mucha relevancia disponer de información interpretable y confiable desde la superficie topográfica, cuando se desea determinar la profundidad que debe alcanzar la cañería guía para proteger los acuíferos de agua dulce.

Tener un cubo tomográfico procesado es de suma aplicación para el caso mencionado, no solo para reconocer

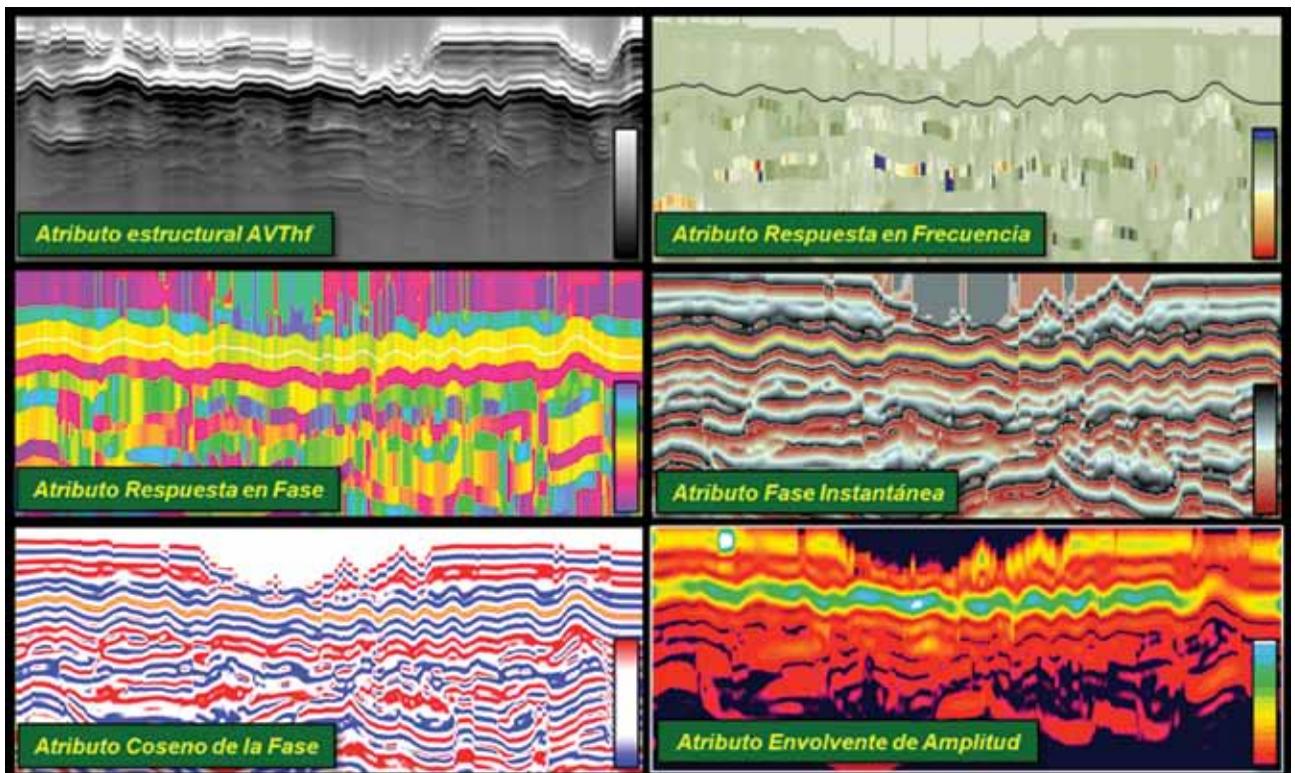


Figura 16. Atributos sísmicos geométricos e instantáneos, calculados sobre los datos del MTP 3D.

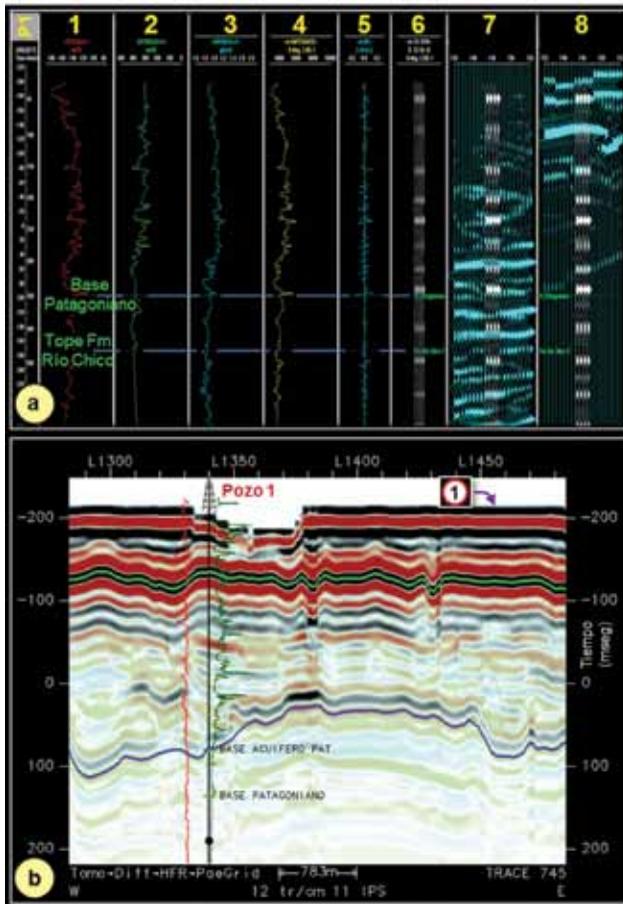


Figura 17. a) Sismograma sintético procesado con datos del Pozo 1 (o P1), que se muestra sobre trazas sísmicas y sobre trazas tomográficas del MTP 3D. Referencias: 1) Sónico de ondas P, 2) Sónico de ondas S, 3) Densidad, 4) Impedancia acústica, 5) Coeficiente de reflexión, 6) Sismograma sintético, 7) Sismograma sintético y trazas sísmicas y 8) Sismograma sintético y trazas tomográficas. b) Sección tomográfica de orientación este-oeste, donde se muestra el referido pozo con el perfil SP (línea roja) y el perfil de Resistividad (línea verde). Además se pueden ver los markers correspondientes a la base del Patagoniano y a la base de uno de los principales acuíferos del Patagoniano, la cual está interpretada sobre la sección tomográfica (horizonte azul). Para la posición del Pozo, la base del acuífero está a una profundidad de 350 m medidos desde la superficie topográfica. Referencia: 1) Superficie topográfica en tiempo.

en estos datos los eventos relacionados con los acuíferos dulces, sino para interpretar su desarrollo espacial.

Como ejemplo de esta situación, en la figura 17 puede verse una sección tomográfica extraída del MTP 3D en tiempo. Después de perforar el Pozo 1 indicado en la figura, se realizó una calibración de la información sísmica y tomográfica procesando un sismograma sintético (Figura 17a), se utilizaron para el cálculo los registros indicados en los diferentes *tracks* de la figura. Una vez calibrado convenientemente a través de los *markers* geológicos del pozo, fue posible identificar el evento vinculado al acuífero de agua dulce (denominado Base Acuífero Patagónico en la figura 17b, el cual se encuentra en el Pozo 1 a una profundidad de 350 m medidos desde la superficie topográfica. Posteriormente, se interpretó el horizonte (de color azul) correspondiente al acuífero en todo el proyecto.

En consecuencia, con el MTP pueden reconocerse los eventos relacionados con uno de los principales acuíferos

de agua dulce en la región; de esta manera sería posible determinar (si fuese necesario) la profundidad de la cañería guía en las distintas zonas de un yacimiento. Este es un ejemplo de aplicación del MTP y un caso histórico de gran utilidad práctica.

Caso Histórico 2

Este caso está relacionado con un proyecto en un ambiente geológico más complejo ubicado en la Cuenca del Noroeste, Argentina. En este tipo de contexto geológico es fundamental elaborar un modelo para apoyar y analizar las perspectivas prospectivas. En general, en esas zonas la información sísmica es de pobre calidad y, en muchos casos, no es fácil extraer de ella información valiosa para contribuir a la construcción del modelo indicado, especialmente en la zona más superficial del subsuelo.

En la figura 18a es posible apreciar la ubicación de la Cuenca del Noroeste, Argentina, una de las cuencas productivas más importantes del país. Por el contexto geológico que presenta la misma, en general las estructuras principales son muy complejas e involucran buzamientos, fallas y pliegues de gran importancia, con lo cual la elaboración de modelos para tratar de comprender las geometrías que incluye es fundamental para ubicar lugares de interés prospectivo.

En la figura 18b se muestra la ubicación de un pozo (que se ha denominado Pozo 2) en una sección transversal balanceada, Este-Oeste, del Modelo Geológico Estructural de la zona. La figura 18c es la Sección Sísmica 2D (que se ha denominado Sección Sísmica A), de orientación Este-Oeste y de 28,8 km de longitud, en el mismo plano de la mencionada sección balanceada.

Al observar la Sección Sísmica A es fácil de visualizar

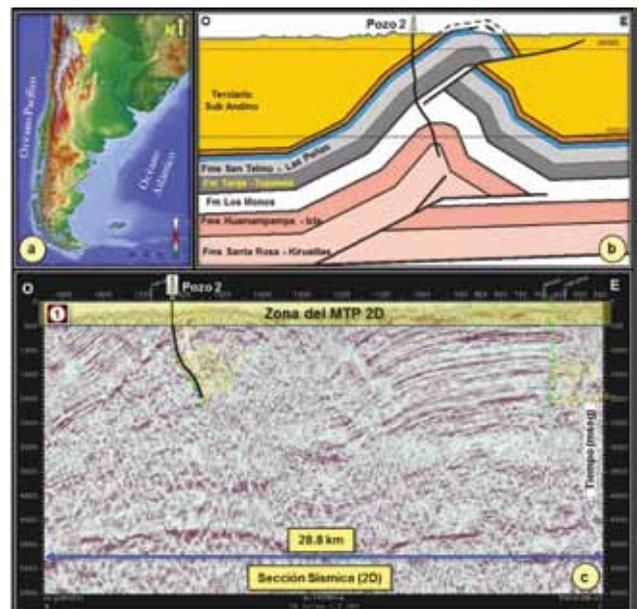


Figura 18. a) Ubicación de la Cuenca del Noroeste, Argentina (sombreado color amarillo). b) Ubicación del Pozo 2 en una sección balanceada del Modelo Geológico Estructural (Este-Oeste). c) Sección Sísmica A (2D), coincidente con la posición del Modelo. Se muestra la trayectoria del Pozo 2. Referencia: 1) Zona cubierta por el MTP 2D, como se verá en la figura 20.

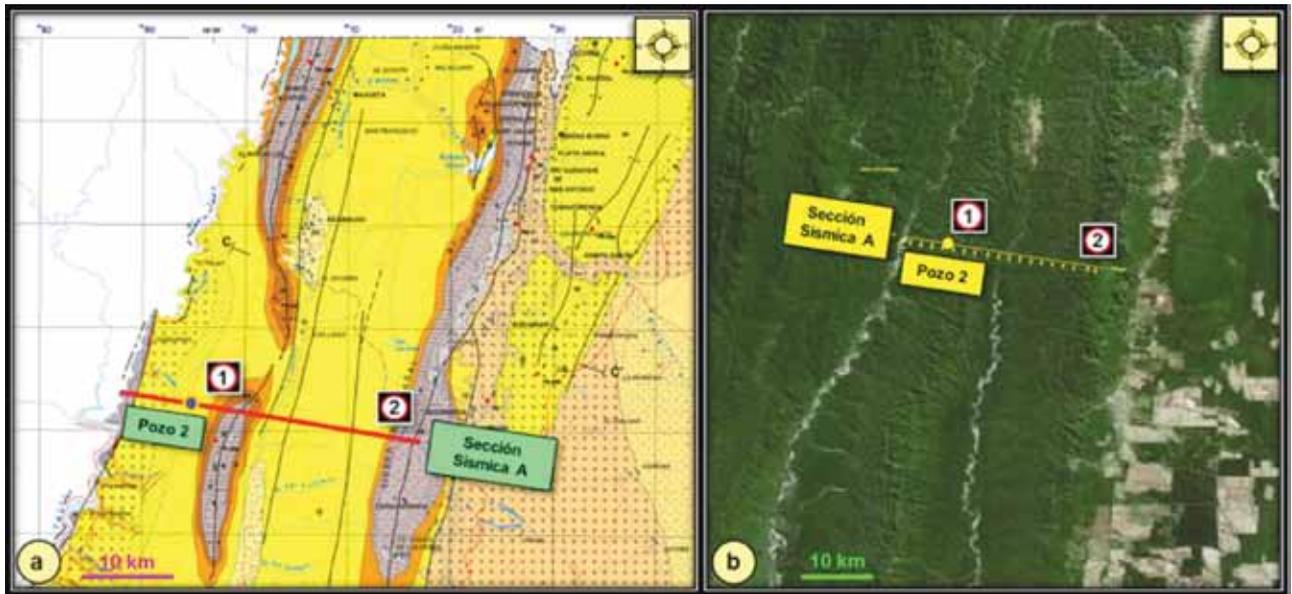


Figura 19. a) Parte de la Carta Geológica del Noroeste, Argentina. Se muestra la ubicación de la Sección Sísmica A (2D) y del Pozo 2 que se muestran en la figura 18. b) Imagen Landsat de la misma región donde se observan la Sección A y el Pozo 2. Referencias: 1) y 2) Zonas de afloramientos sobre la Sección Sísmica.

que la pobre calidad de los datos en estos lugares está especialmente condicionada por la geología compleja, la variable topografía, las fuertes variaciones de velocidades y los espesores de la capa meteorizada, los grandes buzamientos y los sistemas de fallas involucrados. En estos casos, la primera parte de la sección tiene poca información de confianza o no tiene información. Por eso, en estas situaciones, la información que brinda el Modelo Tomográfico Procesado (MTP) será una buena solución para entender lo que sucede en esa parte somera (ver el área remarcada con el rectángulo color amarillo en la figura 18c).

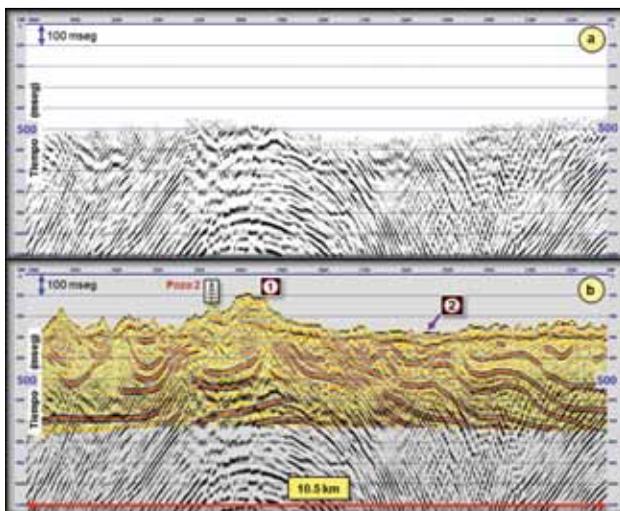


Figura 20. a) Parte la Sección Sísmica A que se muestra en la figura 18 c). b) Covisualización de la Sección Sísmica A y su correspondiente MTP convertido a tiempo. Se indica la ubicación del Pozo 2 que se muestra la figura 18. Referencia: 1) Afloramiento indicado antes con el mismo número en la figura 19, 2) Superficie topográfica en tiempo.

Para complementar la situación regional, en la figura 19a se incluye una carta geológica con la ubicación de la Sección Sísmica A y el Pozo 2 y, además, se indican los afloramientos principales (con números 1 y 2) cruzados por esta Sección. En la figura 19b se puede observar la imagen Landsat del área con la ubicación de la Sección Sísmica A, el Pozo 2 y de los dos afloramientos. Esta información complementaria pone en evidencia las características de la complejidad descrita que posee el área.

Finalmente, en la figura 20a se muestra parte de la Sección sísmica A, y en la figura 20b, la covisualización de la sección con su correspondiente MTP 2D convertido a tiempo. Estas dos figuras dan cuenta de la gran cantidad de información somera interpretable que aporta MTP (desde la misma superficie topográfica), información que en la Sección sísmica A no existe o podría ser poco confiable.

Como se puede observar, el MTP 2D es muy útil para el trabajo de interpretación y permite a los equipos de G & G mejorar los detalles geométricos de las estructuras someras. Con la información de la figura 20b es posible ajustar los modelos estructurales en este tipo de contextos geológicos y contribuir a definir mejor los diferentes elementos arquitectónicos de las secciones transversales balanceadas en las zonas de estudio, de este modo se maximiza la calidad de los resultados obtenidos.

Conclusiones

El Modelo Tomográfico Procesado, 2D o 3D, proporciona elementos clave para ayudar en la ubicación de nuevos pozos y también proporciona un mejor contexto para el diseño de pozos exitosos.

Este innovador producto permite a los intérpretes comprender mejor toda la columna geológica y, en muchos

casos, resolver situaciones problemáticas. La covisualización de secciones tomográficas procesadas y de los datos sísmicos permite mejorar las posibilidades de ajustar los modelos, completar las geometrías de las estructuras y sus detalles, definir mejor el diseño de las cañerías guía, reconocer eventos tecto-sedimentarios y otras aplicaciones relacionadas con distintos contextos geológicos.

Es decir, la covisualización de la sísmica y el Modelo Tomográfico Procesado permite resolver problemas específicos que surgen en las actividades de prospección y desarrollo de hidrocarburo. Esta integración de información sísmica e información tomográfica con carácter sísmico, le brindará al intérprete la posibilidad de alcanzar una visión optimizada y más completa de sus proyectos.

La planificación detallada de cada etapa en el procesamiento tomográfico, y luego en la etapa de la interpretación interactiva, implica una serie de decisiones que deben concatenarse para que la conjunción del esfuerzo intelectual del grupo de trabajo resulte en una solución única y exitosa, en la que la decisión de hacer es una cascada lógica y constructiva en la integración del equipo multidisciplinario.

La visión integral de una interpretación generadora de valor por medio de las nuevas tecnologías se centraliza en el aprendizaje de la tarea grupal. Cuando los equipos de G & G tienen más y mejores herramientas de interpretación, pueden centrarse mejor en sus objetivos principales y planificar asertivamente sus estrategias de análisis.

Agradecimientos

Agradecemos a Pan American Energy LLC por haber permitido publicar los ejemplos de este trabajo.

Referencias

- Amoco, 1994, Modelo de estáticas: http://software.seg.org/datasets/2D/Statics_1994/.
- Kanli, A., 2007, "Image Reconstruction and Limitations in Seismic Tomography", 13th EAGE European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, September 2007.
- Kanli, A., 2009, "Initial velocity model construction of seismic tomography in near-surface appli-

- cations", Journal of Applied Geophysics, Volume 67, No.1, pp. 52-62, January 2009.
- Lo, T., and Inderwiesen, P., 1994, "Fundamentals of Seismic Tomography", Geophysical Monograph Series, No. 6, Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- Vernengo, L. y Trincherro, E., 2015, "Application of amplitude volume technique attributes, their variations and impact", The Leading Edge, Society of Exploration Geophysicists (SEG), pp. 1246-1253.