

"Una aplicación de la tomografía sísmica de reflexión 3D a datos reales"

Verónica L. Martínez, José Luis Fachal, Mario A. Vila

TOTAL AUSTRAL S.A.

Abstract

This work is an historic case of a 3D seismic depth conversion. Due to the special characteristics of the field in study, it was necessary to achieve errors down to 0.5% (5m/1000m) for the reservoir depth.

The aim was to prove if the 3D reflection tomography was capable to perform a depth conversion of high precision.

The algorithm used in this work respects the local geology and reproduce stack times and stacking velocities for a given threshold, but it was not conditioned to honor depths measured at well locations.

Hence it is indispensable for tomography to be able to modelized the stacking velocities anomalies existing on the area.

Results show that the final model obtained by tomography was compatible with the geology and reproduced the time surfaces (17600 points at 50m x 50m) with a mean square error inferior to 1 ms (rms=0.9 ms) and the stacking velocities (900 analysis at 250m x 250m) with a mean square error inferior to 20 m/s (rms=18.7 ms) over a surface of 50 km². Nevertheless, the error found on the two existing wells were 8.5m/1000m and 1m/1000m.

The final model achieved a good representation of the regional trend, but only few short wavelength anomalies could be modeled.

The predictability error at one of the wells it is hard conditioned by the quality of the seismic data nearby its location.

A third well drilled after to this work found an error of 7m/1000m regarding the final depth modeled at top Reservoir.

A comparison between the tomography predicted depth and a set of points asociated to the limit gas/liquid based on seismic amplitudes, indicated that for a 75% of the cases presents a dispersion of +/- 7.5 m.

A final model with a major resolution could be achieved by a reprocessing of the seismic data to assure the quality of the velocity analysis.

The results of this test encouraged subsequents evolutions of the algorithm.

Introducción

La estimación de las profundidades y las velocidades en un área donde la litología y las estructuras presentan significativos cambios laterales, resulta ser un paso fundamental al momento de evaluar un prospecto.

La estimación de las profundidades se realiza usualmente, convirtiendo los tiempos de viaje de offset cero, interpretados en secciones stack, a profundidad utilizando un modelo simple de velocidades basado en velocidades provenientes del análisis de NMO (normal moveout) y datos de pozos.

En zonas con cambios laterales complejos es necesario una representación precisa del campo de velocidades para obtener la correcta profundidad estimada.

Las dificultades surgen cuando en estos casos, las velocidades de stack presentan variaciones importantes, desviándose significativamente de la velocidad rms, puesto que el análisis de velocidades de stack asume que el medio es lateralmente invariable y que las trayectorias de los tiempos de viaje de las ondas reflejadas en los eventos son hiperbólicas en los gathers CDP.

Para variaciones laterales de velocidad de longitud de onda mayor que la longitud del cable de adquisición (máximo offset del tendido) la velocidad de stack suavizada es usualmente una buena representación de la velocidad rms; mientras que para variaciones laterales en la escala de la longitud del cable o menor pueden producir grandes diferencias entre las velocidades de stack y las velocidades rms. Son estas diferencias las que se les llama a veces "anomalías de la velocidad de stack".

Un método capaz de resolver dichas anomalías de velocidad es la tomografía de reflexión 3D. En un proceso iterativo, valiéndose de los tiempos de viaje y las velocidades de stack, la tomografía permite alcanzar una

mejor evaluación del campo de velocidades para obtener un modelo final en profundidad y en velocidad más realista (Bishop et al. , 1984).

En este caso particular se utilizó un método de tomografía de reflexión sísmica 3D desarrollado por Guiziou et al. ,1996.

Se utilizaron datos sísmicos correspondientes a un área offshore del Atlántico Sur.

La geología del lugar presenta como principales características una capa terciaria con progradaciones, capas de areniscas, arcillas y el principal interés un reservorio cretácico con muy poco gradiente estructural real.

La conversión a profundidad de esta zona resulta compleja por la presencia de anomalías de velocidad asociadas a las mencionadas progradaciones, produciendo en tiempo, una imagen distorsionada de los niveles inferiores entre ellos el reservorio.

Se consideró que la Tomografía 3D podría ser un método adecuado para estimar correctamente el modelo de velocidades y simultáneamente los mapas estructurales en profundidad.

1. Introducción al método de la tomografía 3D

1.1. Principios de la tomografía sísmica de reflexión

La tomografía sísmica permite la creación de un modelo del subsuelo en profundidad y en velocidad a partir de los datos de la sísmica de reflexión 3D. El objetivo es obtener una precisa conversión a profundidad de los horizontes interpretados.

Para la tomografía los datos de referencia son los tiempos y las velocidades de stack. Estos datos provienen de los análisis de velocidad NMO de stack y de la interpretación sobre el cubo sísmico stack (o eventualmente de la demigración de la interpretación sísmica).

El método de inversión es un algoritmo iterativo, por lo que es necesario construir un modelo inicial con otro método. El modelo apriori es un conjunto de horizontes en profundidad y velocidades intervállicas, construido a partir de los datos de pozo y la interpretación sísmica. Este modelo debe ser geológicamente posible para lograr una rápida convergencia de la inversión tomográfica a una solución aceptable.

Sobre este modelo inicial se realiza el trazado de rayos a fin de modelar los tiempos de viaje para cada uno de los offsets registrados. Dicho trazado de rayos se basa en el Principio de Fermat, es decir que se busca el tiempo mínimo de viaje entre fuente y receptor. A partir de este se calculan los tiempos y las velocidades de stack para el modelo. Estos se comparan con los datos observados. Si la comparación no es satisfactoria, se construye un nuevo modelo basado en las perturbaciones de la profundidad y de la velocidad que son función de los residuos. De esta manera el proceso continúa, hasta que encuentra el mejor modelo final, con coherencia geológica, que hace mínimas las diferencias entre los datos modelados y los observados para un error dado. Es decir que el modelo final debe satisfacer la siguiente minimización, en el sentido de cuadrados mínimos:

$$\min \left\{ \frac{\sum (T_{0\text{ obs}} - T_{0\text{ mod}})^2}{\sigma_{T0}^2} + \frac{\sum (V_{S\text{ obs}} - V_{S\text{ mod}})^2}{\sigma_{Vs}^2} \right\}$$

donde:

$T_{0\text{ obs}}$ tiempo de stack observado

$T_{0\text{ mod}}$ tiempo de stack modelado

$V_{S\text{ obs}}$ velocidad de stack observada

$V_{S\text{ mod}}$ velocidad de stack modelada

σ_{T0} desviación estándar del tiempo de stack

σ_{Vs} desviación standard de la velocidad de stack

2. Creación de un macro-modelo en un área offshore para la inversión tomográfica

2.1 Modelo geológico

La zona de estudio es un área marina de la Cuenca Austral, al este de Tierra del Fuego.

En cuanto a la lito-estratigrafía, se hará una breve descripción de las principales características de los niveles que se tomaron en cuenta para este trabajo.

En esta zona, el basamento (compuesto de rocas metamórficas paleozoicas y del mesozoico temprano) se encuentra a una profundidad que varía entre los 1000 m y 1500 m bajo el nivel medio del mar. Sobre él se depositaron principalmente rocas volcánicas (serie Tobífera, Jurásico Medio a Superior, asociadas a la etapa de rift que originó la apertura del Atlántico Sur) que se encuentran por lo general en las grandes depresiones topográficas (hemigrabens y grandes valles) con espesores que varían entre muy pocos metros a varios centenares.

Inmediatamente por encima aparece la Formación Springhill (areniscas continentales y marinas del Cretácico inferior) roca reservorio de la zona, cuyo espesor varía entre cero y cincuenta metros aproximadamente.

Luego aparecen principalmente arcillas marinas (Cretácico Inferior y Superior asociadas a la definitiva transgresión marina) son a la vez roca madre y sello de las posibles trampas de hidrocarburos. En la zona su espesor es de unos 400 m, lo que hace que el tope del Cretácico (Horizonte "K") se encuentre aproximadamente a 600m bajo el nivel medio del mar. La velocidad de esta serie es relativamente baja y constante.

El nivel Terciario se caracteriza por un gran aumento de flujo desde el sector oeste de sedimentos clásticos gruesos que presentan figuras progradantes, asociadas a la orogenia andina, que admiten importantes variaciones de velocidad según varía su litología (arcillas, limolitas o areniscas).

En esta zona la profundidad de estas progradaciones varía entre 200 y 500 m. Entre ellas se destacan dos como las más significativas, que fueron interpretadas como Progradación 7 y Progradación 10.

El horizonte "A", a unos 500m por debajo del nivel medio del mar, es el tope de una capa de areniscas

La columna sedimentaria se termina con sedimentos glaciarios muy retrabajados que forman el fondo del mar actual. (profundidad de agua actual ≈ 85 m)

2.2. Interpretación del área

La interpretación sísmica de los horizontes arriba mencionados, mostró que tanto el nivel top "K" como el del reservorio se encuentran deformados en tiempo.

Dicha deformación podría deberse a estructuramientos reales y/o a la presencia de las progradaciones (figura 1) ya mencionadas, cuyas variaciones laterales de velocidad podrían también deformar la imagen en tiempo.

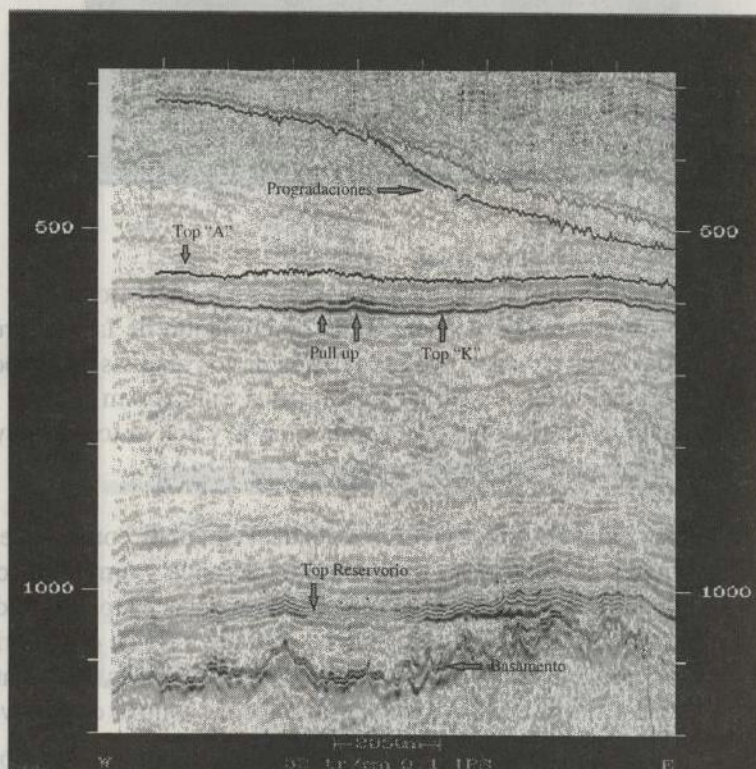


Figura 1. línea sísmica: horizontes principales del estudio; geometría de las progradaciones existentes en el área de estudio.

El área en estudio cuenta con dos perforaciones. Los datos disponibles en estos pozos se utilizaron para el control del trabajo de inversión, como así también para el diseño del modelo inicial. De esta manera, la interpretación de las velocidades de sónico registradas en los pozos y las características litológicas de las distintas capas, contribuyeron a establecer el criterio a seguir para la distribución de velocidades del modelo durante el trabajo de inversión.

2.3. Modelo inicial

Las interfaces en tiempo son los datos que provienen de la interpretación sobre el cubo sísmico de migración.

El modelo inicial fue construido con seis capas delimitadas por siete interfaces. Estas fueron obtenidas por el método clásico de “layer cake”. Es decir, el Top K se convirtió a profundidad usando la interpretación en tiempo y la velocidad de stack filtrada, a partir de este nivel se transformaron los siguientes (Top “ A”, Prog. 10, Prog.7 y Top Reservorio) tomando los isócronos correspondientes y las velocidades medias de los pozos del área para esos intervalos.

El modelo apriori de las velocidades está formado por seis capas de velocidad constante basadas en los datos de los pozos, como se explicó en la sección anterior.

El modelo no posee estructuras complejas ni “pinchouts” entre las interfaces. Está bien calibrado en los pozos del área a evaluar en términos de profundidad de las interfaces. La calibración en velocidad, es débil, especialmente para las velocidades del terciario.

Corte del modelo inicial.

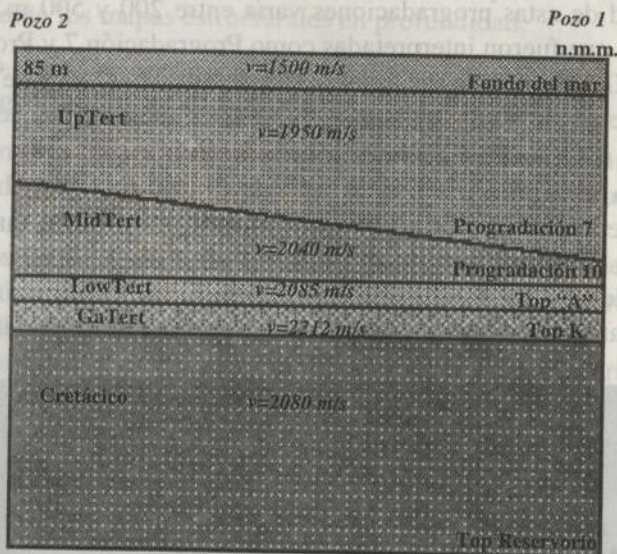


Figura 2

3. Datos observados: tiempo y velocidad de stack

Para el presente trabajo los datos disponibles tienen las siguientes características:

Los tiempos sísmicos (T_0) fueron obtenidos después de la demigración de la interpretación sísmica de los horizontes de interés. Las velocidades de stack (V_s) provienen de los análisis de velocidades disponibles en el área. En este caso una interpretación de velocidades automática cada $250\text{ m} \times 25\text{ m}$.

Se eligió el tiempo y la velocidad de stack consistente con el top K y con el top Reservorio como control del trabajo de inversión (es decir como restricciones a respetar).

3.1. Calidad de los datos

Las velocidades de stack observadas (Análisis automático de velocidad consistente con Top “K” y Top Reservorio) mostraban variaciones de velocidad cuyas longitud de onda y amplitud son compatibles con las anomalías de velocidad calculadas para un modelo geológico de la zona. Estos datos de velocidad presentan además ruido en forma de pulsos (spike) que fue previamente filtrado a fin de eliminarlo.

Globalmente, los análisis automáticos de velocidad mostraban velocidades coherentes con las esperadas. Sin embargo, siendo los dos pozos del área los principales puntos de control de la inversión tomográfica, se evaluó la calidad de los datos en estas locaciones, con más detalle.

Se encontró que en el Pozo 1 el dato era de pobre calidad y que podría estar “contaminado” por variaciones de velocidad de longitudes de onda corta, entre 100- 200m (figura 3). Esto dificultaría la aproximación hiperbólica del modelado.

Mientras que para el Pozo 2 la calidad del dato era en general buena (figura 4).

Estos extremos en cuanto a la calidad de los datos podrían contribuir a evaluar la sensibilidad del método en ambos casos.

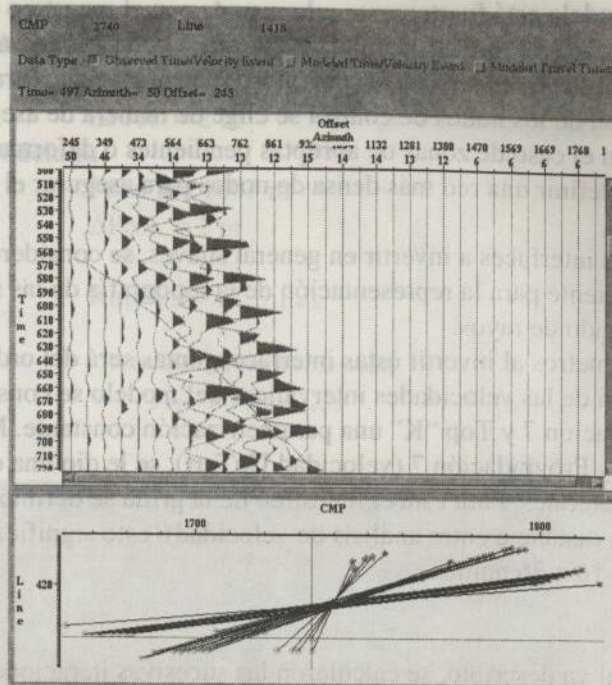


Figura 3 Calidad del dato sísmico en el área del pozo 1

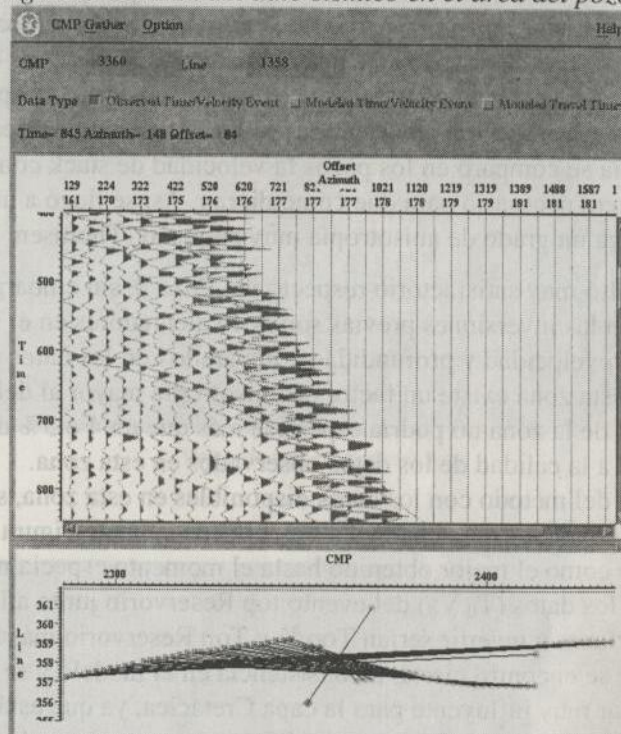


Figura 4. Calidad del dato sísmico en el área del pozo 2

3.2. Parametrización del modelo

El modelo inicial, así como los siguientes en la inversión, están definidos por un conjunto de capas geológicas. Estas están limitadas por las interfaces, tope y base que provienen de la interpretación sísmica. Estas capas son las que contienen la información de las velocidades de propagación de las ondas sísmicas que las atraviesan, las cuales parametrizarán la inversión tomográfica.

Las interfaces y las velocidades de las capas deben ser parametrizadas de manera de poder cuantificar sus variaciones de una iteración a la siguiente. Por lo tanto este resulta ser un punto importante para hacer más eficiente el procedimiento de inversión.

La parametrización del modelo involucra dos puntos:

- un conjunto de superficies trianguladas que representan las interfaces entre los estratos geológicos.
- un conjunto de funciones que describen el comportamiento lateral y vertical del campo de velocidades

La parametrización del modelo está fuertemente relacionada con el muestreo de datos disponibles, en este caso los tiempos de stack cada 50 m y las velocidades de stack cada 250 m en ambas direcciones (NS y EO). La parametrización de las interfaces se realiza sólo en aquellas a invertir, para este estudio Top "K" y Top Reservorio. La distribución de los nodos de control se elige de manera de asegurar una buena cobertura para el trazado de rayos. Así en el caso de zonas de abruptas pendientes o deformaciones estructurales importantes es necesario definir una red más densa de nodos para asegurar el impacto de los rayos en estas regiones (ver Apéndice 1).

En este estudio, siendo las interfaces a invertir en general suaves, se consideró que una separación entre nodos de 300m sería suficiente para la representación de la topografía de las superficies y asegurar una buena cobertura en el trazado de rayos.

Luego, el número de parámetros al invertir estas interfaces juntas será del orden de 2900.

En cuanto a la parametrización de las velocidades interválicas del modelo se consideró para cada una de las cinco capas entre Progradación 7 y Top "K" una parametrización constante. Mientras que en el caso de la capa entre fondo del mar y Progradación 7 (velocidad UpTert), se le dio una especial parametrización permitiendo variaciones laterales. Para ésta el muestreo de la grilla se definió cada 500 m (en general se recomienda el doble de la distancia entre análisis de velocidad), esto significa que la velocidad estará definida por una grilla de 16 x 36 puntos.

4. Inversión

A partir del modelo inicial ya descripto, se calcularon las sucesivas iteraciones de tal manera de mejorar progresivamente el ajuste del modelo de velocidades del terciario y la profundidad de la interface Top K, teniendo como control la velocidad y el tiempo de stack a este nivel. Sin embargo se llegó a un modelo donde se evidencio cierta inconsistencia con los datos, ya que los parámetros cinemáticos no podían ser explicados. Entonces se consideró la posibilidad que existiera cierta anisotropía en el medio (dentro del terciario) que no había sido considerada y por ello no podían modelarse correctamente las velocidades. Para cuantificar esta anisotropía se comparó en los pozos la velocidad de stack con la velocidad rms y se probó que factor de anisotropía era necesario para que coincidieran. Así se llegó a un factor de 3% para las capas del terciario el cual implica un grado de anisotropía muy pequeño (Thomsen, 1986).

El modelo resultante resultó muy satisfactorio respecto del Pozo 2, sin embargo para el Pozo 1 los resultados si bien son mejores que en las inversiones previas son poco alentadores en el sentido que aun existen importantes diferencias en velocidad y profundidad comparado con los datos del pozo. Una posible explicación sería que en esta zona existe un factor de anisotropía mayor al del Pozo 2 ($> 10\%$), pero por las características geológicas de la zona no podría esperarse más que un 4 o 5% de anisotropía. Por lo tanto se adjudicó dicha diferencia a la calidad de los datos observados en esta zona.

Advirtiendo la limitación del método con los datos disponibles en esta zona, se priorizó conseguir un buen modelo cerca del Pozo 2 donde los datos parecían tener buena calidad (figura 4).

Considerado este modelo como el mejor obtenido hasta el momento especialmente en el área de Pozo 2, el próximo paso fue incluir los datos (T_0, V_s) del evento top Reservorio junto a los de Top K para una nueva inversión, donde las interfaces a invertir serían Top K y Top Reservorio más la velocidad de la capa UpTert. Sin embargo nuevamente se encontró cierta inconsistencia en el modelo y se volvió a considerar la anisotropía como un factor muy influyente para la capa Cretácica, ya que está compuesta por arcillas cuya compactación diferencial puede causar importantes diferencias entre las velocidades horizontal y vertical. Así se analizó, al igual que para las capas del terciario, que factor de anisotropía debía afectar la velocidad de stack V_s de esta capa para ser comparable a la velocidad rms en el pozo. Se estimó un factor de 10 % de anisotropía, para la capa Cretácica que es un valor aceptable en el rango de anisotropía débil.

Modelo final

Para un ajuste final se realizó una inversión global, se invirtieron las profundidades de Top K y Top reservorio y la velocidad de la capa UpTert, usando como restricción los datos (T_0, V_s) de los eventos Top K y Top reservorio y se asumió una anisotropía de 4 % para las capas del Terciario y una del 10 % para la capa del Cretácico.

Los resultados obtenidos fueron,

Uptert velocidad interválica

Pozo 1 = 2063.5 m/s

Pozo 2 = 1824 m/s

$\Delta v_{el} = 69.5$ m/s

$\Delta v_{el} = -21$ m/s

$\Delta v_{el} = \text{Velocidad tomo- Velocidad pozo}$

TopK profundidad modelada

Pozo 1 = 546 m

Pozo 2 = 573 m

$\Delta Prof.$ = 14.5 m

$\Delta Prof.$ = 2 m

$\Delta Prof$ = Profundidad tomo- profundidad pozo

TopRes profundidad modelada

Pozo 1 = 999 m

Pozo 2 = 1007 m

$\Delta Prof.$ = 8.5 m

$\Delta Prof.$ = 1 m

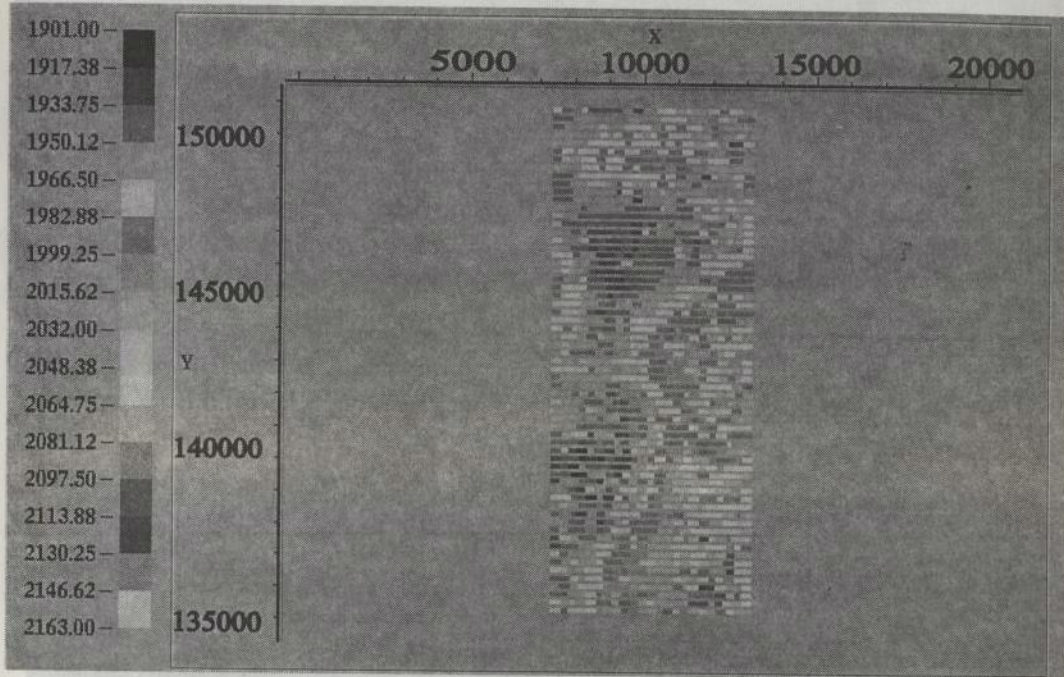
Valores globales rms

Rms T_0 = 0.88 ms

Rms V_s = 18.7 m/s

Velocidad de stack observada

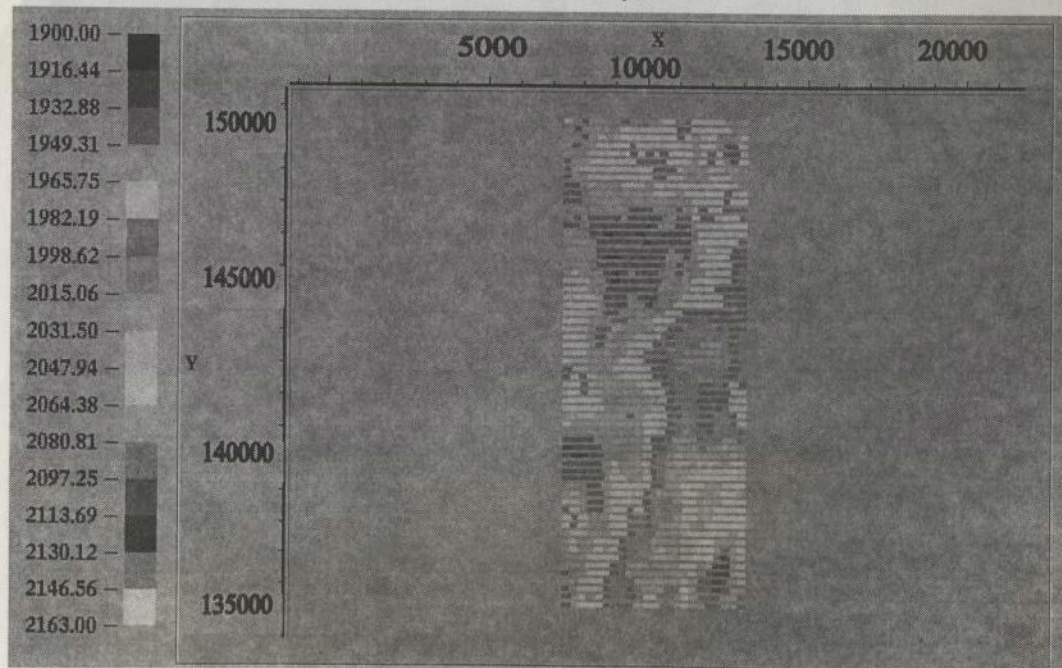
Top "K" invel_250



Velocidad de stack modelada

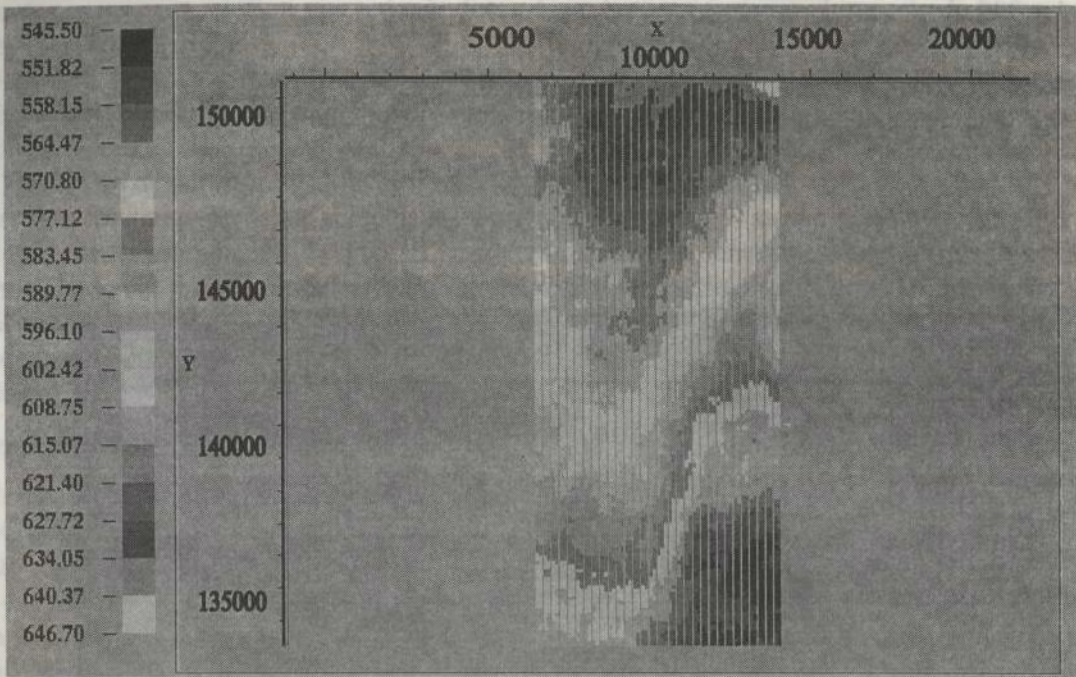
top K

Modelo :final



Tiempo de stack observado

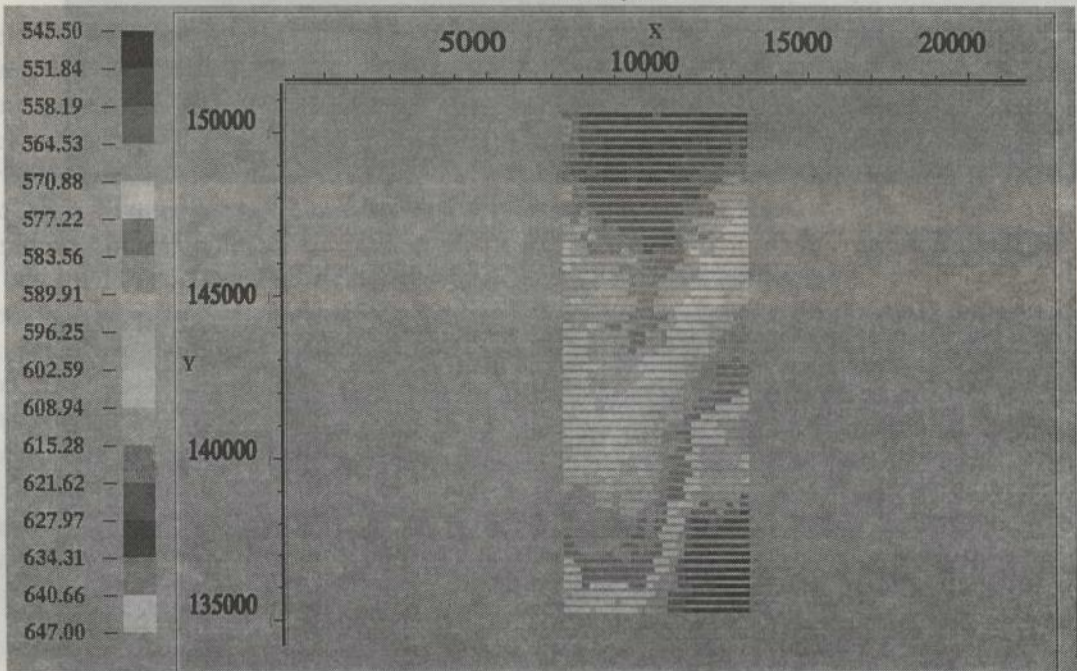
Top "K"



Tiempo de stack modelado

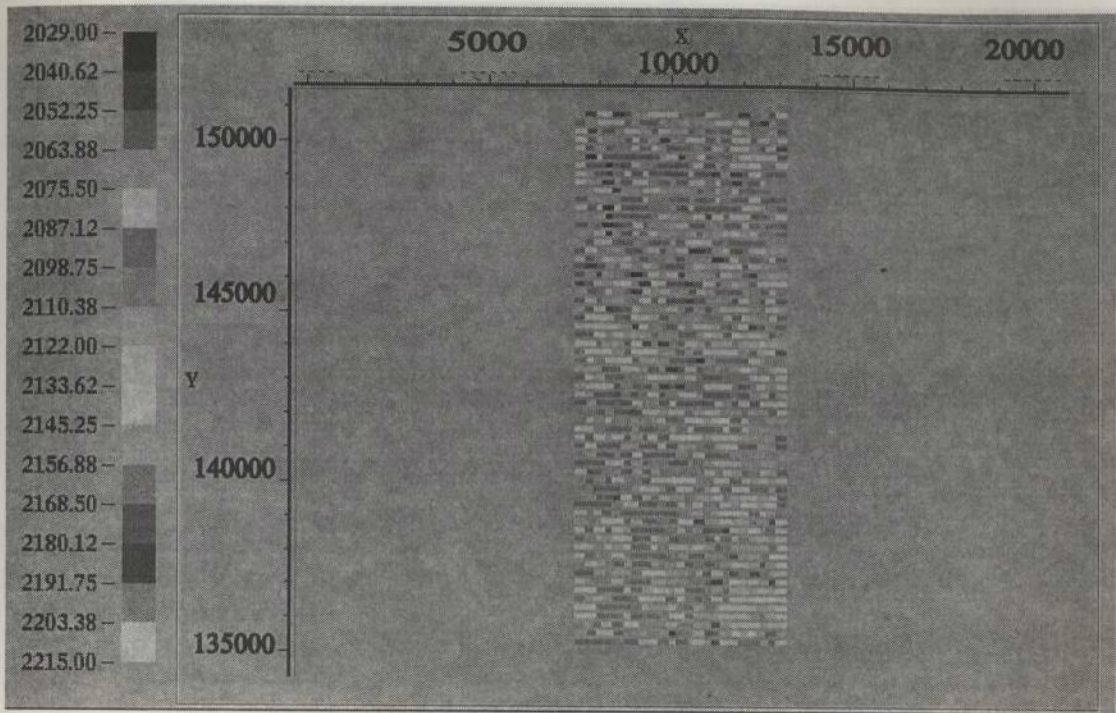
top K

Modelo final



Velocidad de stack observada

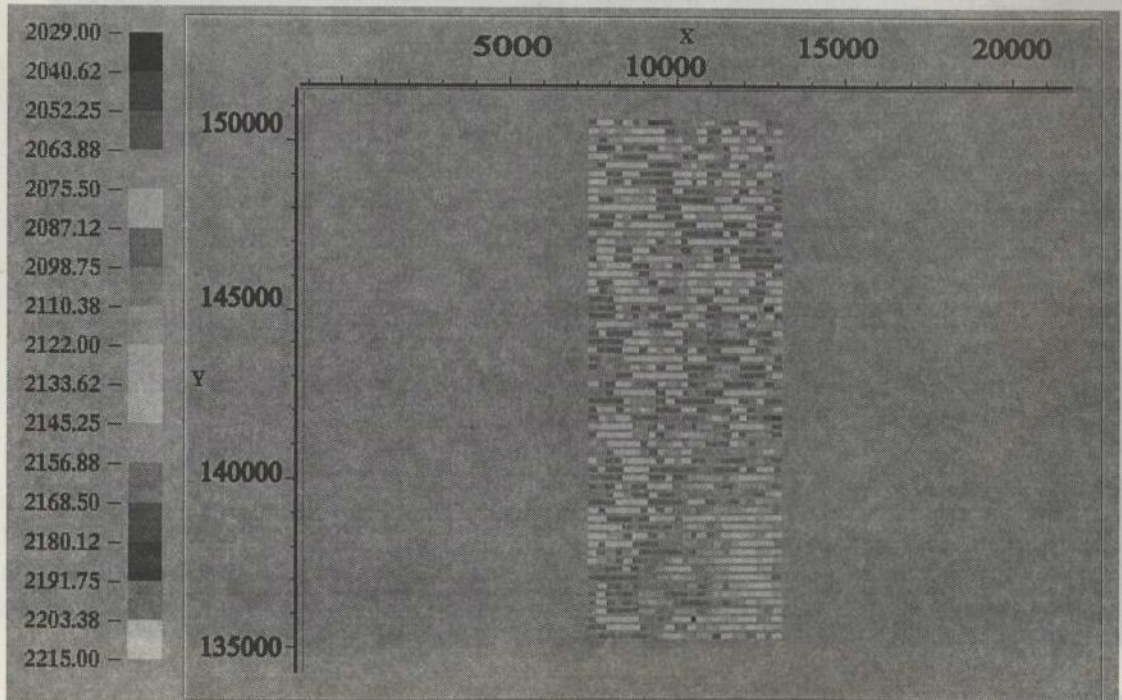
Top reservorio invel_250



Velocidad de stack modelada

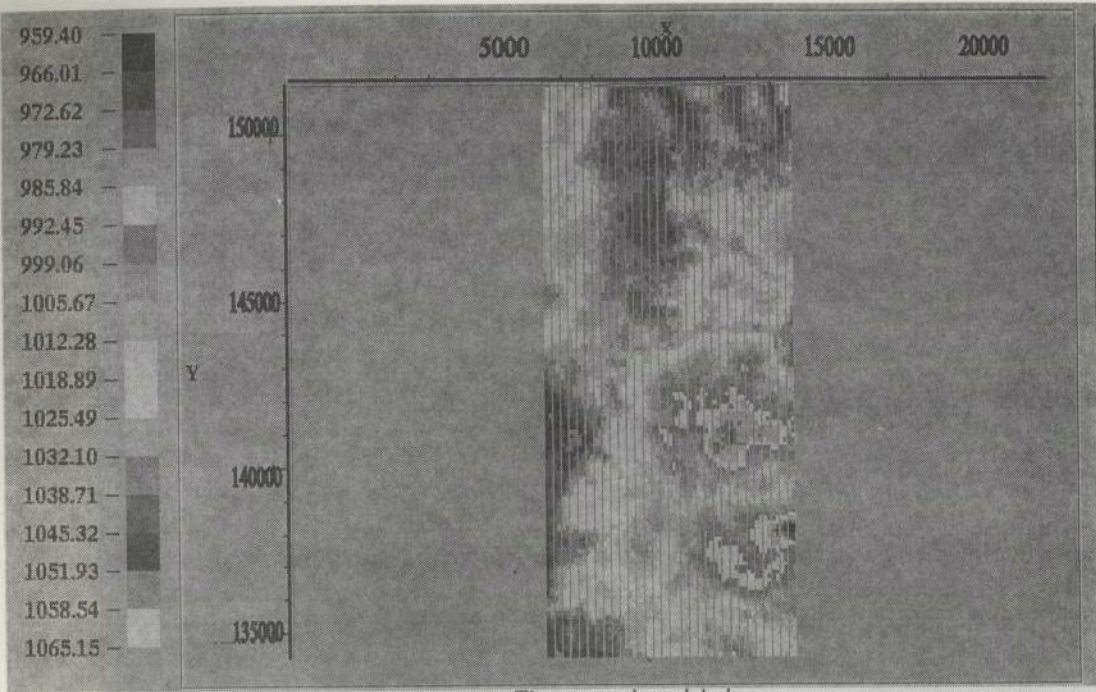
top reservorio

Modelo final



Tiempo de stack observado

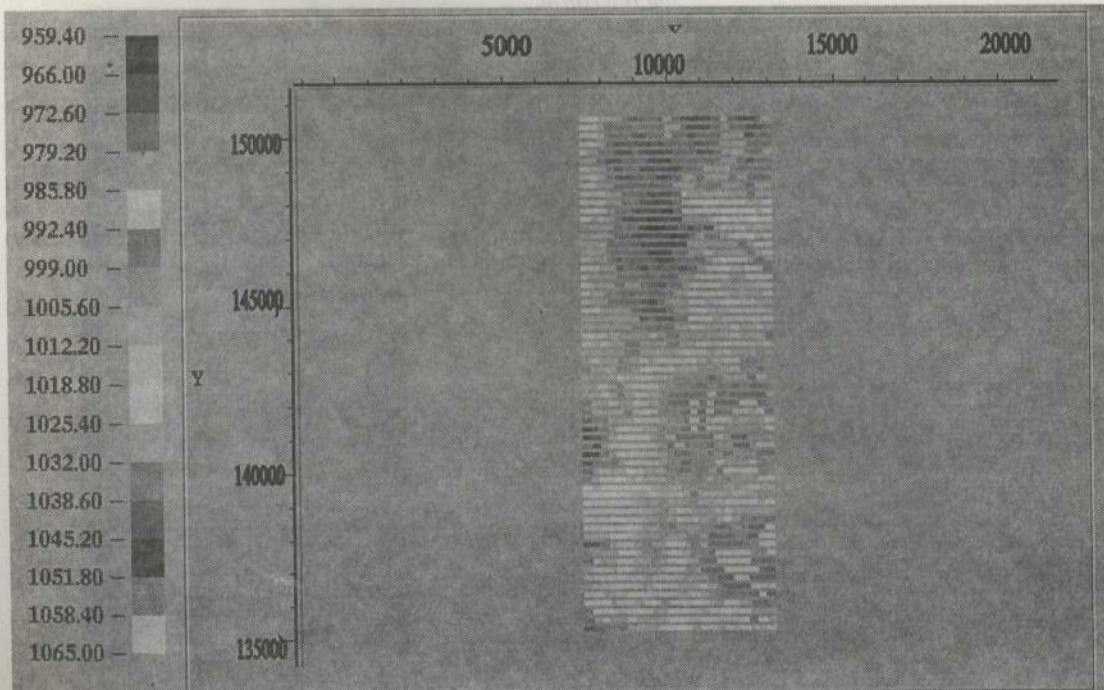
Top reservorio



Tiempo stack modelado

top reservorio

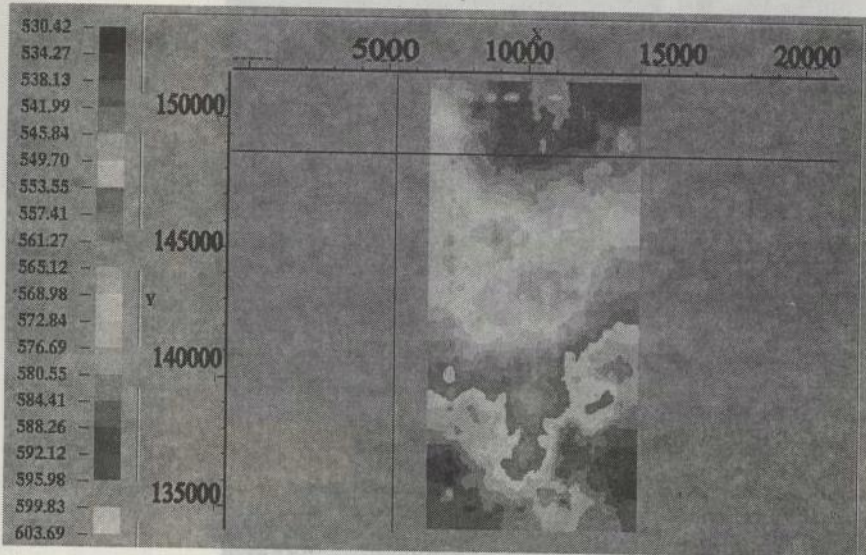
Modelo final



5. Resultados

El mejor modelo que la tomografía pudo obtener con los datos disponibles (figuras 5a, 5b) tiene un factor de 4% de anisotropía para las capas del terciario y 10% para las capas del Cretácico, ya que T_0 y V_s son mejor explicados de esta manera.

Modelo inicial en profundidad
Top K



Modelo final en profundidad
Top K

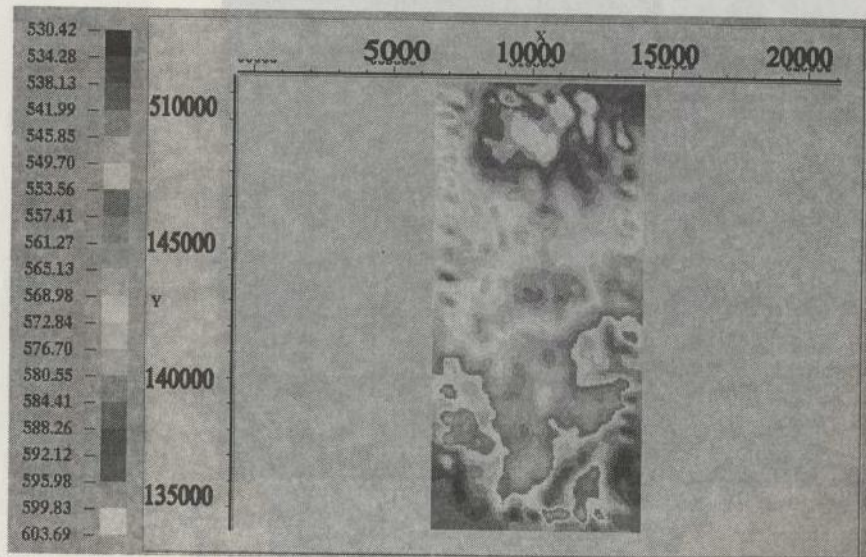
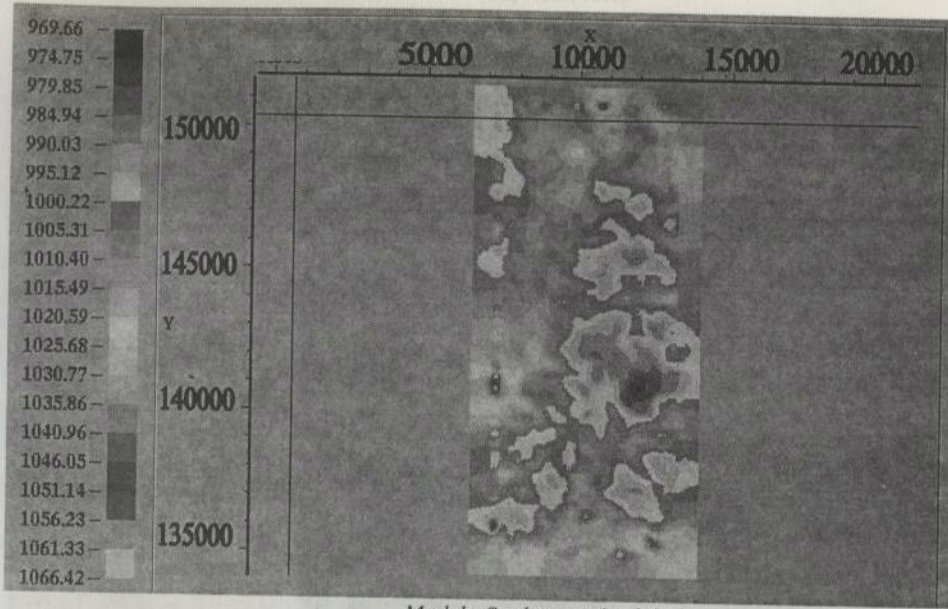


Figura 5a

Modelo inicial en profundidad

Top Reservorio



Modelo final en profundidad

Top Reservorio

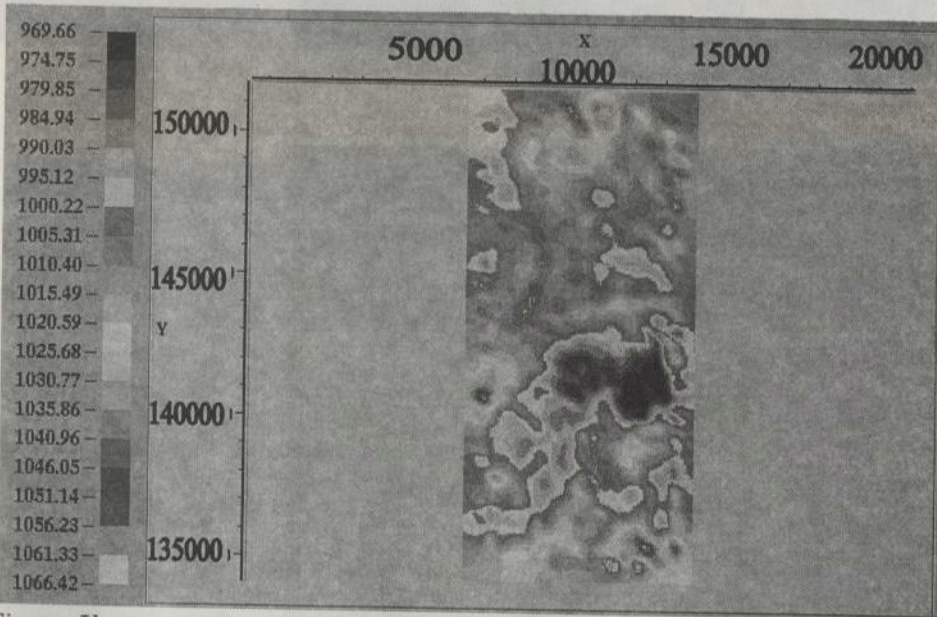


Figura 5b

Control con los datos de Pozos

El modelo final está muy bien calibrado en el Pozo 2 en términos de profundidad al igual que en términos de la velocidad de la capa del terciario. Sin embargo, en el Pozo 1 no se logró un buen ajuste a los datos de pozo, muy probablemente debido a la pobre calidad de los datos en esta área (baja relación señal/ruido, variaciones de velocidad de longitud de onda menor o igual a 200 m o problemas de adquisición / procesamiento de los gathers)

Control con los datos de "brigh spot"

A partir de un mapa de amplitudes sísmicas se interpretó un conjunto de puntos asociados con el límite gas/líquido, el cual en general es considerado de profundidad constante. Dichos puntos son proyectados sobre el mapa final de la profundidad del Top Reservorio tal como lo muestra la figura 6a. La figura 6b muestra el histograma de la profundidad predicha por la tomografía en la locación de dichos puntos de control. Se observa en el histograma que la mayor frecuencia ocurre a profundidades entre 1005 m y 1010 m y además el 75% de la población está entre 1000 m y 1015 m. Este resultado es compatible con los datos de fluidos observados en los pozos.

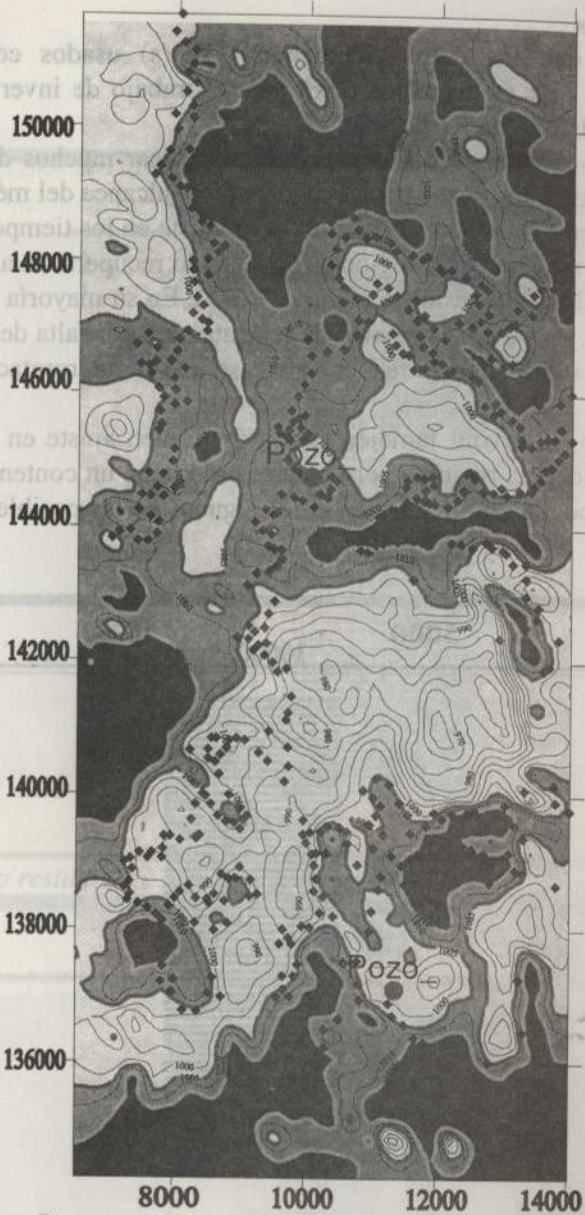


Figura 6a. Top Reservorio en profundidad vs. puntos de control de "brigh

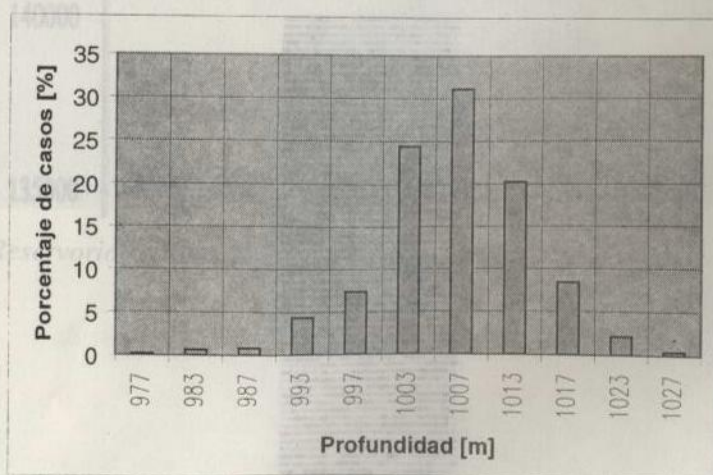


Figura 6a. Histograma de profundidades tomográficas en puntos de control

5.1. Residuos en T_0 y V_s

La tomografía asume que los datos cinemáticos (T_0, V_s) usados como control del proceso son lo suficientemente buenos, éste es un punto clave para el trabajo de inversión, ya que bajo esa hipótesis se tratará de reproducir el dato lo mejor posible.

En este estudio, éste es el punto débil, pero ayuda a explicar muchos de los altos residuos obtenidos. La diferente calidad del dato en los pozos parece evidenciar el alcance del método.

En el caso del evento Top K, a pesar de tener un buen ajuste en los tiempos de stack T_0 , para las velocidades de stack V_s sólo se logró la tendencia regional (no se pudo recuperar la alta frecuencia) teniendo en algunas zonas claramente definidas altos residuos (figuras 7a-7b). En su mayoría tienen su explicación en la calidad de los datos observados, ya sea por la calidad de los gathers o por falta de ajuste en el picado de la velocidad como sucede en la zona sur-oeste del área, en este caso una re-interpretación de la velocidad podría mejorar los resultados.

Respecto del evento top Reservoir, también se logró un buen ajuste en T_0 y en lo referido a V_s recuperó satisfactoriamente la tendencia regional pero en este caso tiene un contenido de más alta frecuencia (figuras 8a-8b), alcanzando a modelar en unos pocos casos algunas de las posibles anomalías de interés (figuras 9a, 9b).

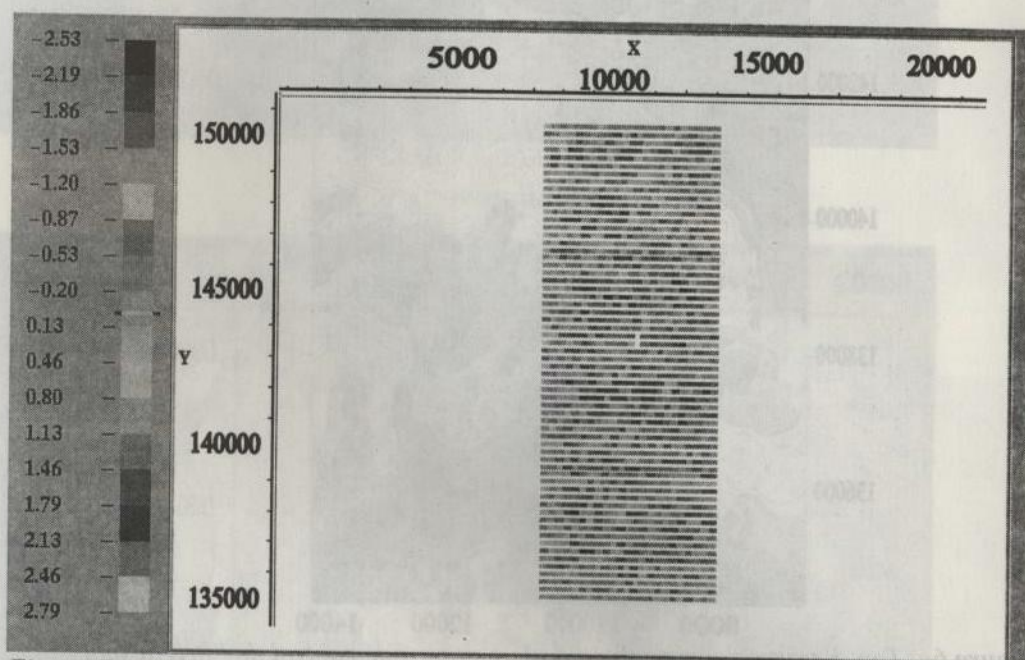


Figura 7a. Top "K" residuos de los tiempos de stack

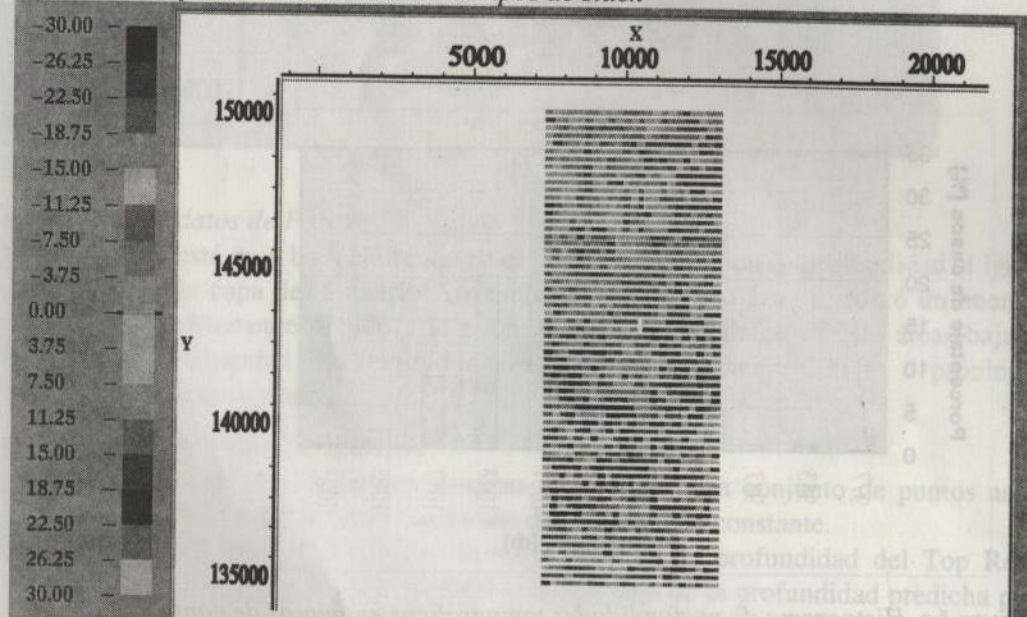


Figura 7b. Top "K" residuos de velocidad de stack

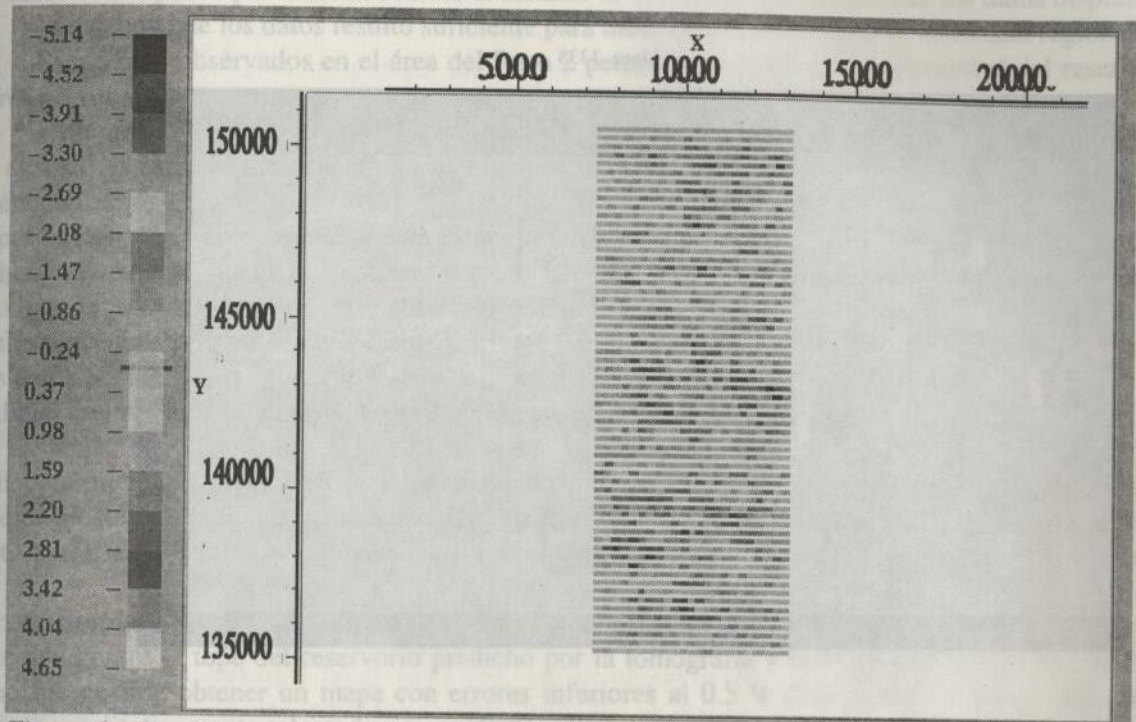


Figura 8a. Top Reservoir residuos de los tiempos de stack

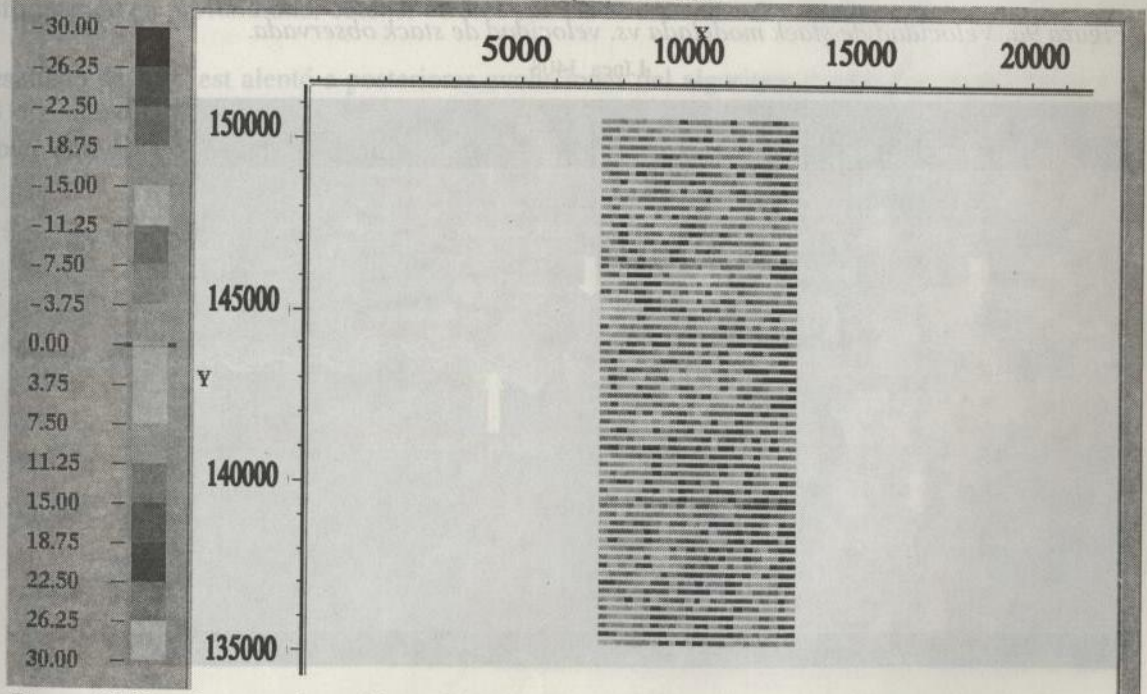


Figura 8b Top Reservoir residuos de la velocidad de stack

5.1. Residuos en T_b y V_b

La topografía indica que los datos sísmicos (T_b/V_b) usados como control del proceso son lo suficientemente buenos, éste es un punto clave para el trabajo de inversión, ya que bajo esta hipótesis se puede mejorar el dato lo mejor posible.

Línea 1338

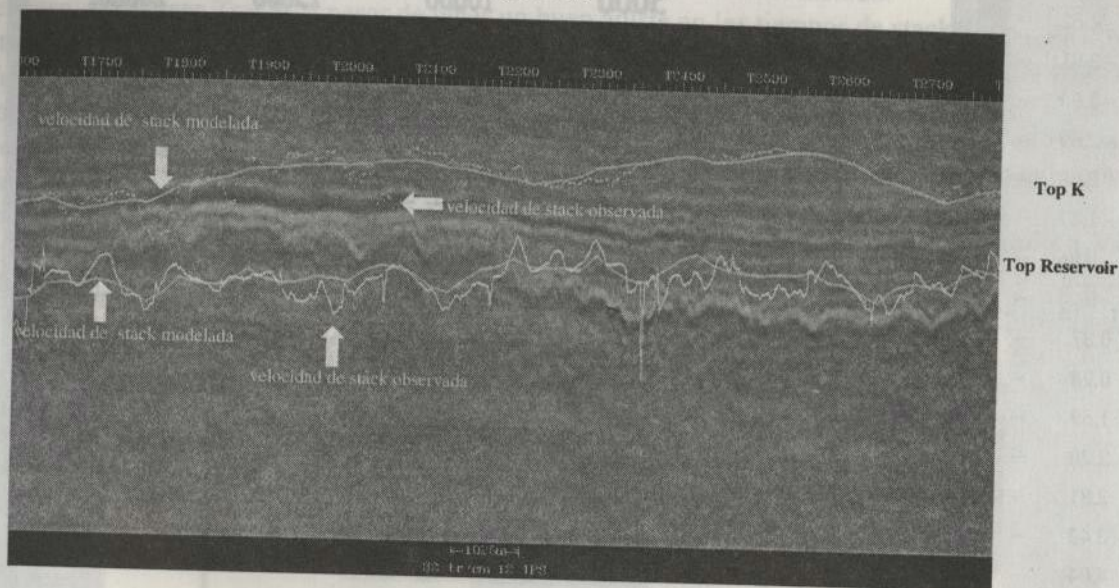


Figura 9a. Velocidad de stack modelada vs. velocidad de stack observada.

Línea 1408

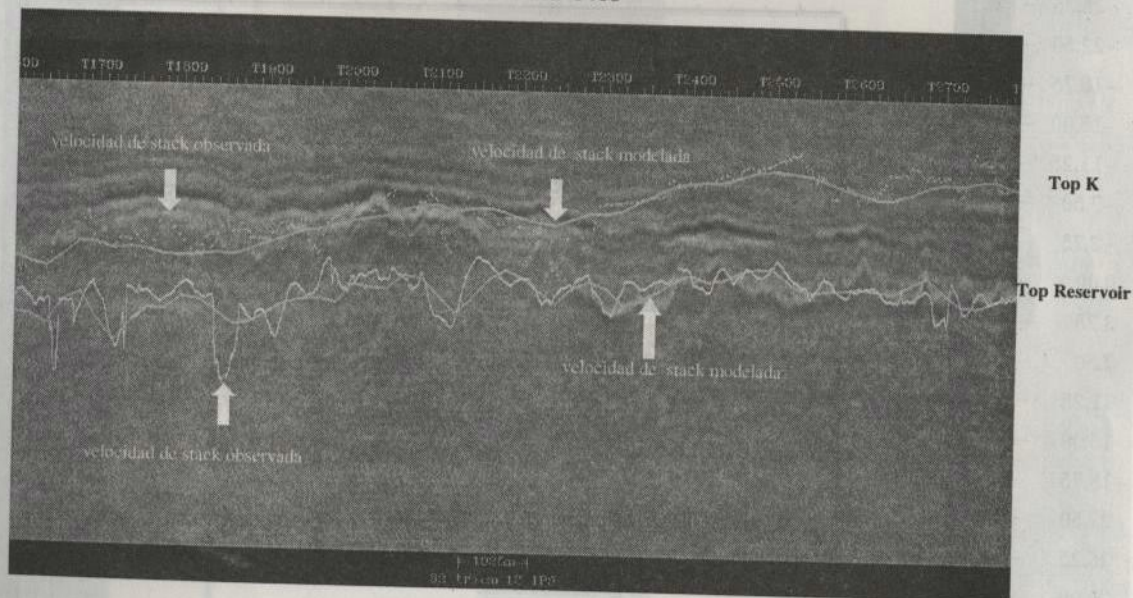


Figura 9b. Velocidad de stack modelada vs. velocidad de stack observada

Conclusiones

- Los datos en los pozos permitieron evaluar el alcance de la tomografía respecto de los datos disponibles:
 - La calidad de los datos resultó suficiente para modelar eficientemente la tendencia regional.
 - Los datos observados en el área del Pozo 2 permitieron obtener la profundidad del reservorio con un error de 1m/1000m.
 - Mientras que para el Pozo 1 la profundidad del reservorio se obtuvo con un error de 8.5m/1000m.
 - Se destacó la notable necesidad de un buen dato observado para lograr modelar los rasgos de alta frecuencia.
 - La predicción de la profundidad por la tomografía en los puntos de control correspondientes al límite de "bright spot" muestra que en el 75 % de los casos la población está entre los 1000m y 1015 m, mientras que la máxima frecuencia ocurre a 1007 m compatible con los datos de fluidos observados en los pozos.
 - La alta precisión necesaria en este trabajo, error < 0.5%, se vio principalmente afectada debido a la calidad de los datos observados. (figuras 3, 4)
- La calidad de los datos cercanos al Pozo 2 podría garantizar la precisión deseada.

- El modelo inicial resultó lo suficientemente bueno en cuanto al modelado regional, sin embargo para lograr un mejor ajuste en los pozos y disminuir los residuos en Vs fue necesario tener en cuenta cierto factor de anisotropía. Esto permitió un muy buen ajuste en el Pozo 2 y resaltó los problemas de datos en el Pozo 1

Con posterioridad al trabajo de tomografía, se perforó entre el pozo 1 y el 2 un tercer pozo. La diferencia en profundidad entre el tope del reservorio predicho por la tomografía y el observado fue de 7m. Esto prueba que no fue posible obtener un mapa con errores inferiores al 0.5 % (5m/1000m). Pero no deja de ser un resultado cualitativamente alentador si se tiene en cuenta que en general, para cualquier método de transformación en profundidad, obtener errores del 1% es considerado satisfactorio.

El resultado de este test alentó a posteriores evoluciones del algoritmo basado en restricciones a valores de pozo o puntos de control (ya publicado 68th SEG meeting) y en inversiones "multi-cubos" que mejora notablemente la performance de la tomografía 3D.

Parametrización geométrica del modelo

Para el método de tomografía aquí empleado, las superficies de las interfaces están caracterizadas de la siguiente manera (Mallet 1989a):

- Superficies completamente tridimensionales, en el sentido que hacen posible la discretización de cualquier superficie 3D.
- Cada superficie está definida por un conjunto de triángulos de diferentes formas y tamaños, cuyos vértices son llamados "átomos".
- Una sub red de átomos llamada "nodos de control" determina de forma unívoca la posición del resto de los átomos.
- El interpolador discreto DSI (discrete smooth interpolation) estima la posición de los átomos de manera de minimizar un criterio de rugosidad de la superficie.

Está demostrado la unicidad de la solución de DSI para una topología y un conjunto de nodos de control dados (Mallet 1989b). En el método de tomografía empleado las posiciones de estos nodos dependen sólo de la topología, es decir de las conexiones entre los átomos. Para cada superficie el número de parámetros a calcular es igual al número de nodos de control si se considera que su posición varía sólo a lo largo del eje z. Luego es suficiente calcular los valores en z para los nodos de control y luego calcular los z relativos de los otros átomos a los nodos de control de la superficie.

Parametrización del modelo de velocidad 3D.

Con el fin de obtener un modelo realista, es necesario considerar las variaciones de la velocidad en todas las direcciones en el espacio. De esta manera puede hacerse una conversión a profundidad más precisa. Si se puede asumir un gradiente vertical constante de velocidad sísmica para una capa dada, entonces la velocidad puede ser parametrizada con la siguiente ley:

$$V(x,y,z) = V_{ref}(x,y) + K(Z-Z_{ref})$$

- $V_{ref}(x,y)$ representa las variaciones laterales de velocidad para una profundidad dada (Z_{ref})
- K gradiente vertical de velocidad para una capa dada; esta constante puede ser determinada a partir de los datos de pozo.

La parametrización de las variaciones laterales de velocidad debe ser adaptada a los fenómenos geológicos. Para la tomografía, la parametrización del campo de velocidades está basada en funciones B-spline. Por esta razón es necesario que la definición del dominio de la ley de velocidad considerada, este representada por una grilla rectangular y regular de dimensiones $M_x * M_y$. Así la función $V_{ref}(x,y)$ se define en el espacio (x,y) como el producto tensorial de los siguientes splines cúbicos $F_i(x) G_j(y)$:

$$V_{ref}(x,y) = \sum \sum c_{ij} F_i(x) G_j(y)$$

Los valores de V_{ref} están condicionados por los coeficientes c_{ij} asociados a los nodos de la grilla, son estos coeficientes los que deben ser estimados por la inversión tomográfica.

La densidad de los nodos define la mínima longitud de onda que puede ser modelada por la función $V_{ref}(x,y)$.

Bibliografía,

Bishop et al, 1984

Tomographic determination of velocity and depth in laterally varying media.
Geophysics, Vol. 50, 903-923.

CGG-Petrosystems, 1996

TOMCAD user's manual.

Guiziou et al., 1996

3D seismic reflection tomography on top of GOCAD depth modeler.
Geophysics, Vol. 61 no.5, 1499-1510

Mallet J.L., 1989

Discrete Smooth Interpolation

ACM Transactions on Graphics, vol. 8, no. 2, 121-144

Press et al. , 1986

Numerical Recipes, the art of scientific computing.

Cambridge University Press.

Tarantola A. & Valette, 1982

Generalized non-linear inverse problems solved using least square criterion
Rev. Geophys. And Space Phys. ,Vol. 20 no 2, 219-232

Thomsen, 1986

Weak elastic anisotropy.

Gephysics, Vol. 51 no 10, 1954-1966

Le Stunff, Grenié, 1998

Taking into account a priori information in 3D tomography.

68th SEG meeting, Expanded abstract, S19.3

Agradecimientos

Los autores agradecen la colaboración y la posibilidad de utilizar los datos que hicieron posible este trabajo a Total Austral S.A., Deminex, Pan American Sur S.R.L., como así también un especial agradecimiento a Patrick Blondel e Yves Le Stunff que asesoraron a los autores en este trabajo.

Secuencia de
depósitos de
"wedge-top"

Secuencia de
depósitos de
"foredeep"