

LA ANISOTROPÍA EN LAS VELOCIDADES SÍSMICAS Y SU IMPACTO EN LA TOMA DE DECISIONES EN LA EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE CAMPOS

Rubén D. Martínez¹

1: ruben.martinez@pgs.com

Palabras clave: anisotropía, velocidades, pozos, imagen, sísmica

ABSTRACT

Seismic velocity anisotropy and its impact in the exploration and development decision making process
Today, it is well recognized that seismic velocity anisotropy impacts the seismic events positioning in the tridimensional space after depth imaging. This effect is of considerable importance in placing new exploration and development wells.

In this paper, I will briefly explain the reasons behind the effect of anisotropy on the seismic velocities. Afterwards, I will demonstrate with synthetic and field seismic data this effect and how it impacts the geometry of the geologic structures obtained after depth imaging. The consequences of ignoring seismic velocity anisotropy may imply that the positioning of new wells and the tie with existing wells are not optimum yielding unacceptable economic results.

INTRODUCCIÓN

El efecto de la anisotropía sísmica en los datos sísmicos migrados isotrópicamente en profundidad empleando la PSDM (*prestack depth migration*) es el principal responsable de que las profundidades de los horizontes geológicos interpretados en la imagen sísmica no amarren con las profundidades correspondientes medidas en los pozos (Martínez, 2003). Para resolver este problema, que es común, en áreas de geología compleja, es necesario estimar los parámetros de la anisotropía que definen el medio anisótropo e incorporarlos en el proceso de la construcción de las imágenes en profundidad.

La incorporación de los parámetros de anisotropía, a lo largo de la secuencia de proceso, elimina la necesidad de realizar calibraciones post-migración, las cuales sólo desplazan los datos en profundidad verticalmente utilizando velocidades de pozo y velocidades sísmicas corregidas por un factor. Este procedimiento no es óptimo debido a no se consideran cambios de posicionamiento laterales en las estructuras geológicas.

En este trabajo describo los parámetros principales que caracterizan la anisotropía en las velocidades sísmicas. Analizo su significado y cómo estos parámetros afectan las imágenes sísmicas

en profundidad. Se observa que la incorporación de las correcciones por anisotropía en las velocidades empleadas para la migración pre-apilamiento en profundidad reduce significativamente el riesgo en la ubicación de los nuevos pozos de exploración o de desarrollo.

EL EFECTO DE LA ISOTROPÍA TRANSVERSAL CON EL EJE DE SIMETRÍA VERTICAL (VTI)

Como antecedente al tema principal de este trabajo, ahora hago una breve descripción del efecto de la VTI.

La isotropía transversal con el eje vertical de simetría (VTI) es muy común en áreas donde las cuencas sedimentarias están compuestas por secuencias gruesas de capas delgadas. Estas capas delgadas suelen tener espesores menores al de una longitud de onda sísmica. Cuando esto sucede, las velocidades medidas a diferentes distancias fuente – receptor (*offset*) varían aún en presencia de capas planas horizontales (Figura 1).

En la Figura 1, la velocidad medida a lo largo del vector vertical (negro) será diferente a la velocidad medida a lo largo del vector diagonal (azul). Esta diferencia en la magnitud de la velocidad se debe al efecto de la VTI creado por la secuencia de capas delgadas cuyo espesor, h , es menor que la longitud de onda λ .

Las velocidades isotrópicas de intervalo (V_{inmo}) estimadas con tomografía u otro método, están afectadas por la anisotropía. Esto es debido a que las velocidades de intervalo NMO medidas a diferentes distancias fuente – receptor (*offset*) tienen diferente magnitud. Thomsen (1986) desarrolló fórmulas que permiten relacionar los parámetros de la anisotropía del tipo VTI con las velocidades de intervalo en una forma práctica. Estas fórmulas están desarrolladas asumiendo que la anisotropía en el medio es débil.

Los dos parámetros anisótropos de intervalo más utilizados en el proceso de construcción de imágenes en medios VTI son: δ_i y ϵ_i . Estos parámetros se relacionan con las velocidades de intervalo en la siguiente forma:

$$V_{\text{inmo}} = V_{i_o} \sqrt{1 + 2\delta_i} \quad (1)$$

$$V_{i_h} = V_{i_o} \sqrt{1 + 2\epsilon_i} \quad (2)$$

dónde:

V_{inmo}	=	velocidad de intervalo isotrópica;
V_{i_h}	=	velocidad de intervalo horizontal;
V_{i_o}	=	velocidad de intervalo vertical;
δ_i y ϵ_i	=	parámetros de anisotropía de intervalo de Thomsen.

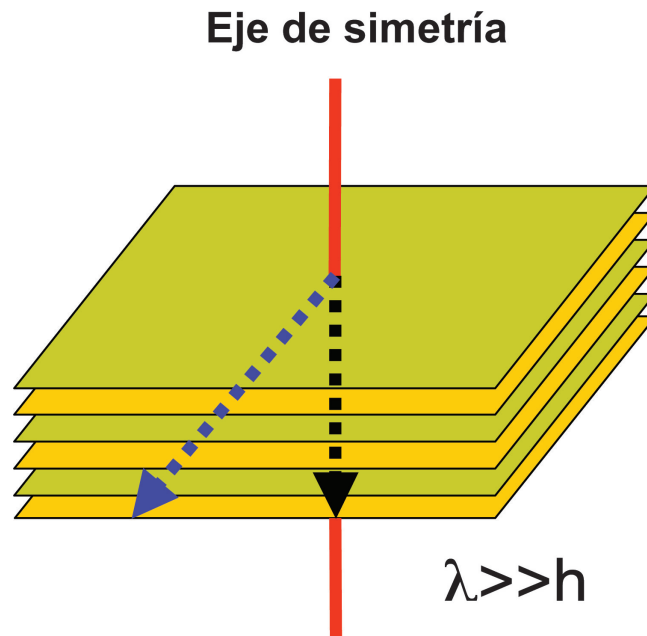


Figura 1. Dibujo que representa una secuencia de capas isotrópicas, homogéneas y delgadas, de espesor h cada una. λ es la longitud de onda sísmica. El eje de simetría es vertical y el efecto de la anisotropía es del tipo VTI.

El parámetro ε_i controla el enfoque de energía en la migración en profundidad de los datos sísmicos pre-apilados. Y el parámetro δ_i controla la precisión en la profundidad obtenida en la migración en profundidad de los datos sísmicos pre-apilados.

Cuando la migración en profundidad no se realiza con la corrección por el efecto de anisotropía en las velocidades, las profundidades obtenidas y el posicionamiento en el espacio 3D de los contactos geológicos no son correctos. Esto tiene como consecuencia que los pozos no amarren los datos sísmicos en profundidad. Asimismo, la calidad de la imagen sísmica no es óptima.

A continuación ilustro este concepto con datos sísmicos sintéticos preapilados generados con el modelo mostrado en la Figura 2-a. Este es un modelo típico que contiene un domo salino. Todas las capas en el modelo son isotrópicas con excepción de la primera capa. Los parámetros que caracterizan cada capa son la velocidad vertical de la onda P, V_{0i} y la densidad, ρ . Únicamente en la primera capa, que es la más somera, se asume con anisotropía caracterizada por los parámetros V_{0i} , δ_i y ε_i . De los dos últimos se calcula η_i . La sección de la Figura 2-b, muestra el apilado de los datos migrados en profundidad antes del apilamiento asumiendo que todas las capas son isotrópicas. Las líneas rojas representan las profundidades verdaderas de los contactos geológicos

del modelo. Se puede observar que las profundidades obtenidas con la migración en profundidad asumiendo un medio isotrópico son incorrectas. Por otro lado, la Figura 2-c muestra el apilado de los datos migrados en profundidad antes del apilamiento tomando en cuenta la capa definida como un medio *VTI* (con anisotropía). Las profundidades obtenidas ajustan muy bien con las profundidades verdaderas y en general con el posicionamiento espacial de los eventos. Esto se puede notar en la imagen del subsuelo obtenida en los flancos del domo salino del modelo.

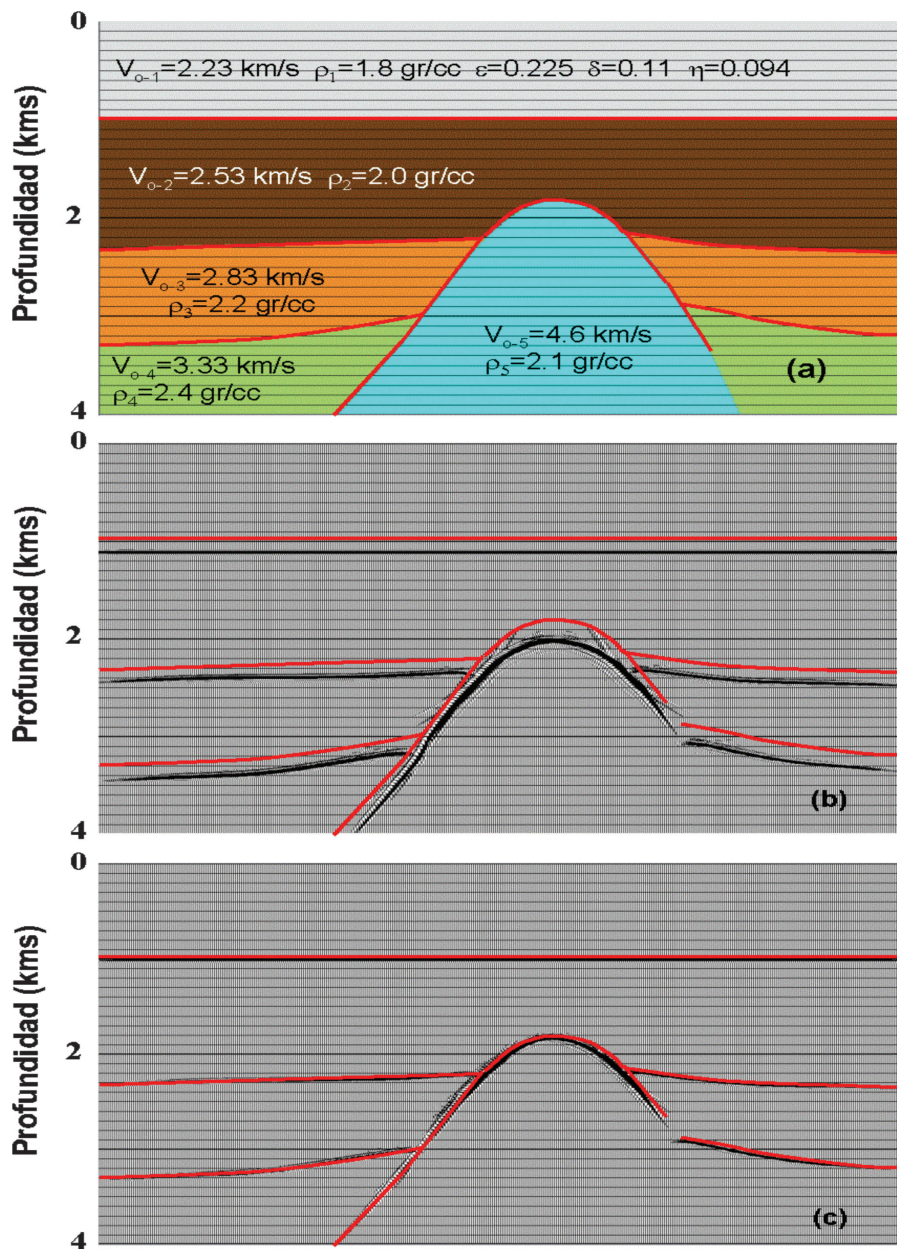


Figura 2. (a) modelo de subsuelo. La primera capa se caracteriza con parámetros que describen la *VTI*. (b) Apilado en profundidad obtenido con la migración Kirchhoff en profundidad aplicada antes de apilar asumiendo isotropía en todas las capas. Los horizontes rojos denotan las profundidades verdaderas. (c) La misma información presentada en (b) pero asumiendo la presencia de la *VTI* en la primera capa únicamente

Este modelo simple muestra claramente que el efecto de la *VTI* presente en una sola capa puede generar una imagen del subsuelo en profundidad errónea. Esto sucede si el efecto de la *VTI* es ignorado durante la construcción de la imagen del subsuelo en profundidad mediante el proceso de migración en profundidad antes de apilar. También este modelo muestra la alta probabilidad de que, en el caso de datos sísmicos reales migrados en profundidad, éstos no ajusten con las cimas detectadas en los pozos.

A continuación, se presenta un ejemplo empleando datos reales. La Figura 12 muestra dos secciones apiladas en función de la profundidad. La sección marcada con (a), es la obtenida con el proceso de migración isotrópica en profundidad de los datos pre-apilados. Mientras que la sección marcada con (b) es la sección equivalente en profundidad pero migrada asumiendo un medio *VTI*, es decir, la migración anisótropa pre-apilamiento fue empleada. En el centro de la sección se insertó un registro sísmico para comprobar el ajuste de las profundidades registradas en el pozo en relación a las mostradas por la imagen sísmica en profundidad. En esta área las condiciones geológicas son de tal manera que hacen que las velocidades varíen de capa a capa en forma discreta. Es decir, que la variación de velocidades es controlada por los cambios litológicos principalmente.

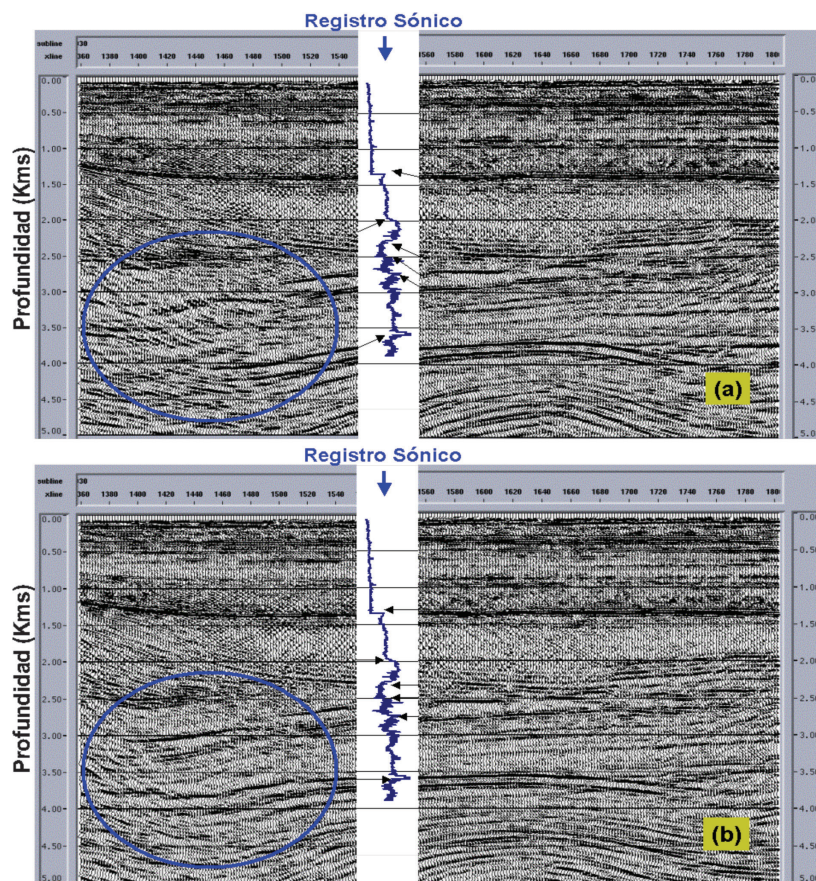


Figura 3. Secciones apiladas resultado de la migración antes de apilar en profundidad con el método de Kirchhoff. (a) Resultado obtenido asumiendo isotropía en el medio y (b) resultado asumiendo anisotropía (*VTI*) en el medio.

He seleccionado seis cimas importantes en esta columna geológica y aparecen indicadas en la figura con flechas. En la sección marcada con (a), se puede observar que los desajustes con el pozo son significativos; las profundidades registradas por los datos sísmicos son más profundas que las verdaderas. La sección marcada con (b) muestra las profundidades de los datos sísmicos ajustando bastante bien con las cimas registradas en el pozo. Las flechas casi horizontales señalan claramente un ajuste con las cimas registradas en el pozo. Podemos también ver en estos despliegues que la calidad del enfoque de la energía es mejor en la sección (b) (elipse marcada con color azul) que la mostrada en la sección (a). La sección (b) es en la que se considera la corrección de la *VTI* durante el cálculo de los tiempos de viaje con el trazador de rayos para medios *VTI*.

EL EFECTO DE LA ISOTROPÍA TRANSVERSAL CON EL EJE DE SIMETRÍA INCLINADO (TTI)

Como se apuntó anteriormente, un medio *VTI* lo definen tres parámetros; V_{0i} , δ_i y ϵ_i . En el caso de un medio *TTI* dos parámetros adicionales son necesarios, estos son: los buzamientos en las direcciones X y Y; S_x y S_y . Estos buzamientos están relacionados al buzamiento dominante θ y al azimut ϕ de dicho buzamiento. El eje de simetría de la anisotropía del tipo *TTI* es inclinado (Figura 4).

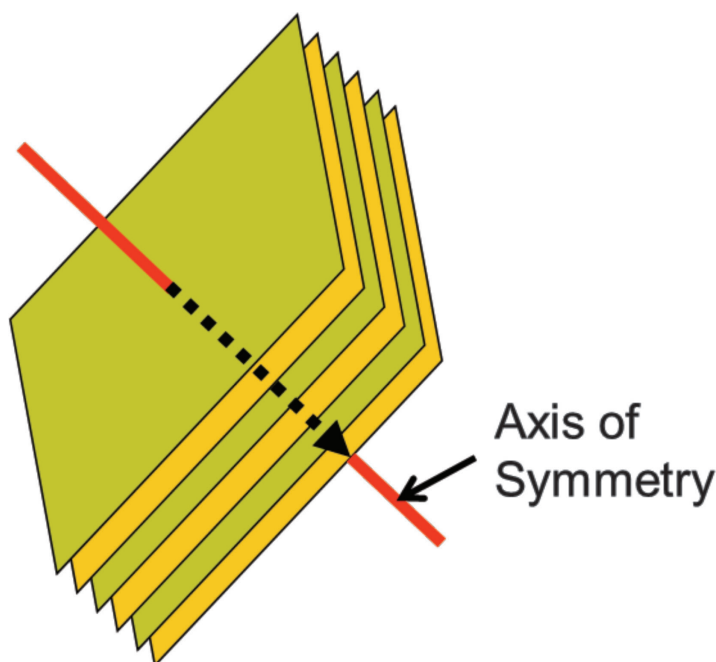


Figura 4. Dibujo que representa una secuencia de capas inclinadas, isotrópicas, homogéneas y delgadas de espesor h cada una. El eje de simetría es inclinado y el efecto de la anisotropía es del tipo *TTI*.

La anisotropía del tipo *TTI* es más realístico que la del tipo *VTI* para áreas geológicamente complejas. Cuando se realiza la migración en profundidad con correcciones para los efectos de la anisotropía *TTI*, los resultados en las imágenes sísmicas son de tal manera que las estructuras geológicas son más anchas que las obtenidas con migraciones isotrópicas y/o anisotrópicas *VTI* y más someras que las obtenidas con migraciones isotrópicas.

En la Figura 5, se presenta un ejemplo en donde se compara una migración preapilamiento en profundidad isotrópica con una del tipo *TTI*. Los datos son sintéticos. En este ejemplo, se puede observar como la imagen sísmica isotrópica muestra distorsiones considerables en las zonas marcadas con las flechas negras. La imagen sísmica *TTI*, por otro lado, muestra una muy buena imagen en las zonas muy complejas del modelo como se muestra en la Figura 5 (derecha).

En la Figura 6, se ilustra como la migración preapilamiento en profundidad isotrópica resulta en un desajuste importante con los dos pozos presentes a lo largo de esta línea (Figura 6-A). Asimismo, la estructura geológica aparece distorsionada. El resultado obtenido con la migración preapilamiento en profundidad tomando en cuenta la anisotropía del tipo *TTI* produce resultados superiores en relación a la imagen y amarre con los dos pozos. Además, la correlación geológica entre los pozos es más lógica en la versión de la imagen *TTI*. La estructura que muestra la imagen isotrópica entre los pozos no es validada por la imagen *TTI*, esto implica que el efecto de la anisotropía es importante en este caso y tiene un impacto significativo en la interpretación estructural final.

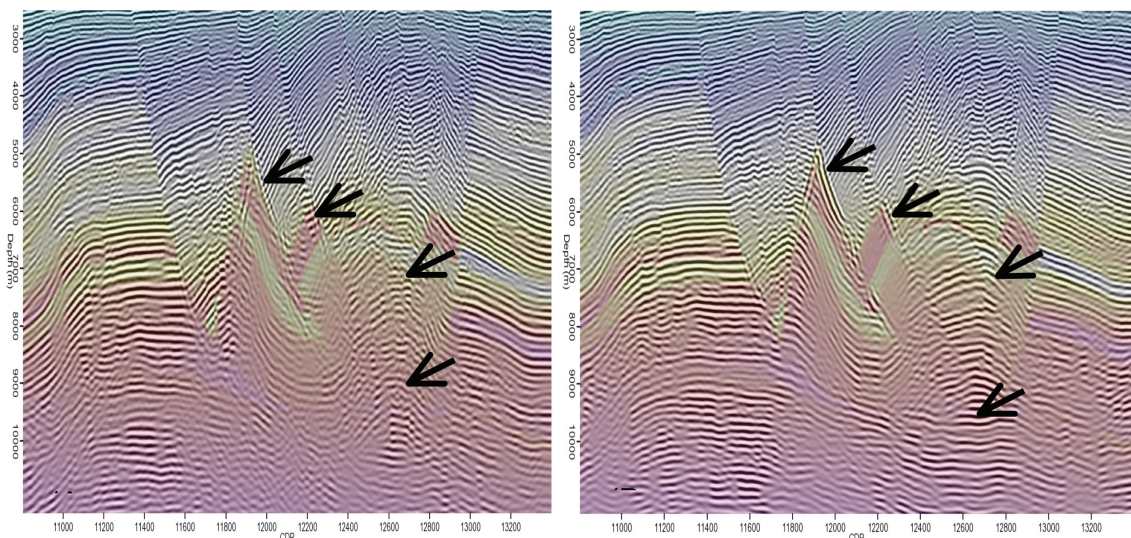


Figura 5. Ejemplo de datos sísmicos sintéticos que muestran como la corrección por el efecto de anisotropía del tipo *TTI* produce una imagen sísmica en profundidad más precisa (derecha) que la generada con una migración en profundidad isotrópica (izquierda). La migración pre-apilamiento en profundidad tanto isotrópica como anisótropa fue realizada con el algoritmo de RTM (*Reverse Time Migración*) (Datos sintéticos cortesía de BP).

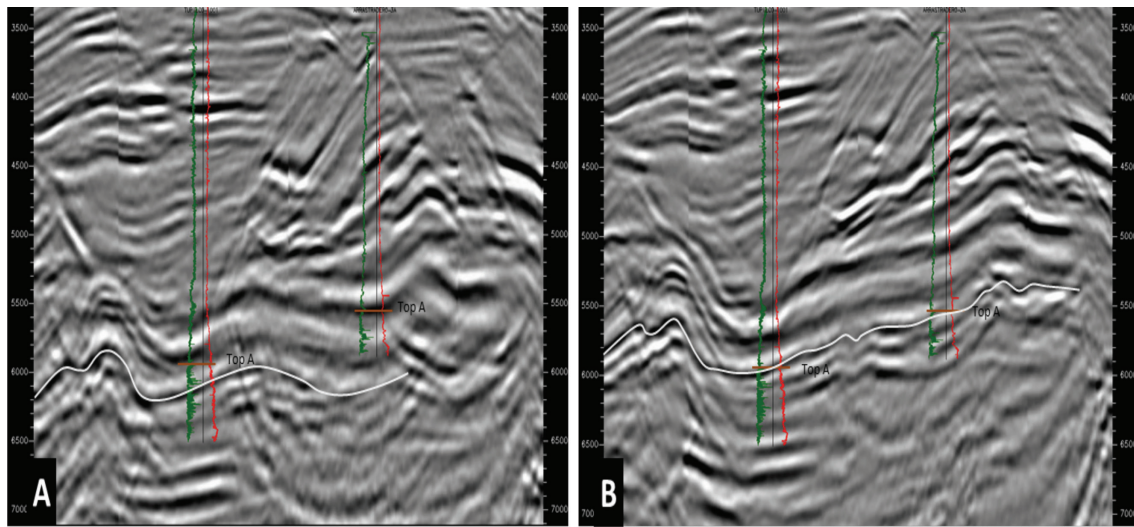


Figura 6. Ejemplo de datos sísmicos reales y de pozos que ilustra como el amarre de los pozos es mejor cuando las correcciones por anisotropía del tipo *TTI* se lleva a cabo durante la migración pre-apilamiento en profundidad (B). Este resultado se compara con la migración pre-apilamiento en profundidad isotrópica (A).

CONCLUSIONES

En base a este trabajo se puede llegar a las siguientes conclusiones:

1. Las velocidades sísmicas isotrópicas estimadas durante el procesamiento de datos sísmicos comúnmente empleadas para convertir los datos a profundidad dan como resultado profundidades erróneas y por consecuencia los datos sísmicos en profundidad no amarran los pozos.
2. La anisotropía y particularmente la asociada a un medio isotrópico transversal con eje vertical simétrico (*VTI*) contamina las velocidades sísmicas isotrópicas estimadas en el procesamiento de datos sísmicos.
3. El efecto de la *VTI* se genera cuando existe una secuencia estratigráfica compuesta por capas muy delgadas horizontales cuyo espesor es menor al de una longitud de onda sísmica. Esta condición es muy común en casi todas las cuencas geológicas del mundo. Además la anisotropía intrínseca de las rocas puede contribuir aún más a hacer que este efecto sea más importante.
4. El efecto de la anisotropía del tipo *TTI* se genera cuando existe una secuencia estratigráfica compuesta por capas muy delgadas inclinadas cuyo espesor es menor al de una longitud de onda sísmica. Esta condición es muy común en áreas caracterizadas por geología compleja. Además la anisotropía intrínseca de las rocas puede contribuir aún más a hacer que este efecto sea más importante.
5. La estimación de los parámetros que describen los medios anisótropos ya sea del tipo *VTI* o *TTI* es complicada, pero es posible. La información obtenida de los pozos es

necesaria para una mejor estimación de los parámetros de anisotropía.

6. Los resultados obtenidos en los ejemplos presentados emplean la migración pre-apilamiento en profundidad considerando los efectos de la anisotropía. Por consecuencia, las profundidades de las formaciones geológicas estimadas de los datos sísmicos son más precisas. Además, los buzamientos y el estilo estructural de las formaciones aparece mejor definido. Asimismo, las dimensiones estructurales son estimadas en forma más precisa.
7. La conclusión anterior impacta directamente los resultados de la caracterización de yacimientos y por ende la estimación de reservas. Al mismo tiempo reduce el riesgo en la toma de decisiones para la ubicación de nuevos pozos de exploración y/o desarrollo.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a la compañía Petroleum GeoServices (PGS) por otorgarme el permiso para publicar este artículo. Asimismo, quiero hacer un reconocimiento a mis colegas de PGS que de una forma u otra contribuyeron en este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Martínez, Rubén D., 2003, ¿Por qué los pozos no amarran los datos sísmicos en profundidad? Boletín de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE), Vol.43 No4 Octubre-Diciembre 2003.
- Thomsen, L., 1986, Weak elastic anisotropy: Geophysics, 51, 1954-1966.

DATOS DEL AUTOR

Obtuvo el grado de Ingeniería Geofísica en el Instituto Politécnico Nacional en México, la Maestría en Ciencias con especialidad en Geofísica en la Colorado School of Mines y el Doctorado en Geociencias en la Universidad de Texas.

Ha estado activo en la industria de la geofísica por 39 años, adquiriendo una amplia experiencia en adquisición, procesamiento, construcción de imágenes e interpretación sísmica 3D, 4D y 4C. Después de laborar en varias empresas, en 1998 pasó a formar parte de la compañía Petroleum Geo-Services (PGS). Actualmente es Jefe de Geofísica en la división de procesamiento de datos y construcción de imágenes sísmicas de PGS en las Américas.

Es autor y co-autor de más de setenta artículos técnicos publicados en revistas especializadas. Ha hecho presentaciones técnicas especializadas en congresos en más de treinta países. Ha sido también instructor internacional de numerosos seminarios y cursos. Actualmente es instructor de educación continua de la SEG. Recientemente fue galardonado en el Congreso Mexicano del Petróleo 2014 con el premio nacional “Antonio García Rojas” que otorga la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE) a geofísicos que han hecho contribuciones significativas a la industria internacional de la geofísica.

Es miembro activo de la Society of Exploration Geophysicists (SEG), European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE), Geophysical Society of Houston (GSH) y Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE) de quien es también presidente delegacional en Houston Texas.