

PERFIL SÍSMICO VERTICAL EN UN POZO DESVIADO PARA ILUMINAR UN RESERVORIO CON ESTRUCTURAS DE BAJO BUZAMIENTO USANDO ONDAS CONVERTIDAS

José Martínez¹, Ovidio Almanza², Luis Montes³

Resumen

Martínez, J., O. Almanza, L. Montes: Perfil sísmico vertical en un pozo desviado para iluminar un reservorio con estructuras de bajo buzamiento usando ondas convertidas. Rev. Acad. Colomb. Cienc. **35** (134): 71-77, 2011. ISSN 0370-3908.

Después de entubar y cementar un pozo direccional exploratorio se decidió adquirir un perfil sísmico vertical (VSP) para mapear un reservorio iluminando la zona alrededor y debajo del pozo mediante ondas de cizalla (PS). Restricciones ambientales alrededor del pozo reducían las posibles geometrías de adquisición.

El objetivo principal del presente artículo es establecer y aplicar la metodología para definir la apropiada geometría de adquisición del registro sísmico vertical en pozos desviados, y seleccionar tanto los parámetros como la secuencia adecuada de procesamiento de datos VSP a fin de lograr una imagen con la cual mapear y delimitar lateralmente tope y base del yacimiento de hidrocarburos.

Con registros sísmicos y de densidad se construyó un sismograma sintético que amarró muy bien la sección sísmica migrada a lo largo de la trayectoria del pozo. En un modelo geológico 2D construido a partir de secciones sísmicas y registros sísmicos y densidad, se simuló un trazado de rayos, proveyendo iluminaciones con diferentes geometrías de adquisición y seleccionando aquella que conseguía mayor cobertura. Con el modelo geológico y la configuración óptima se generaron sismogramas sintéticos VSP que fueron posteriormente procesados. Se adquirió el VSP en configuración óptima y el procesamiento de sus datos con la misma secuencia usada en VSP sintéticos confirmó el modelo en profundidad, iluminando la zona de interés.

Palabras clave: registro sísmico vertical, VSP, trazado de rayos, sismograma.

¹ Schlumberger S. A., Bogotá.

² Departamento de Física, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá.

³ Departamento de Geociencias. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. Edificio Manuel Ancizar. Of. 326. Tels.: 316500-16539. Correo electrónico: lamontesv@unal.edu.co

Abstract

After cementing and casing a deviated well, the acquisition of a Vertical Seismic Profile (VSP) was considered in order to map a reservoir imaging the zone below and around the hole using shear waves (PS). Environmental restrictions on the area limited the possible survey geometries.

The main objective of this paper is to define and apply the methodology to select the appropriate VSP survey in a deviated well, and also establish the parameters and VSP data processing sequence to provide an image on which to map and delimit laterally the top and base of the hydrocarbon reservoir.

Using sonic and density logs, a synthetic seismogram was build and tied to a migrated seismic section along the well path. With ray tracing modeling, different geometrical surveys were simulated in a 2D geologic model build through sonic and density logs, providing several imaging scopes from which the optimal configuration was chosen. By simulating the optimal VSP survey in the 2D geologic model a synthetic VSP data set was supplied and processed. A VSP survey with the optimal configuration was run providing a data set that after processed with the same sequence applied to synthetic VSP data confirming the subsoil model and imaging the target zone.

Key words: vertical seismic profile, VSP, waves, ray tracing, seismogram.

Introducción

Los registros VSP han sido usados por la industria del petróleo desde el siglo pasado, suministrando únicamente imágenes de la onda acústica (P) ya que la herramienta correspondiente para adquirir onda de cizalla (S) solo se desarrolló recientemente. En yacimientos es frecuente que la respuesta de algunas litologías a la onda P no permita discernir los topes de las formaciones debido al bajo contraste de impedancia acústica. Una razón es que en el VSP con onda P la señal obtenida en la configuración de receptores y fuentes se atenúa por la doble trayectoria seguida por las ondas (descendentes y ascendentes), así como también que la conversión de tiempo profundidad se hace con velocidades estimadas lo que induce un porcentaje de error al amarrar el pozo con la sísmica. Sin embargo el mayor contraste de impedancia elástica provee una imagen de ondas de S que permite caracterizar el reservorio lo que ha incrementado su uso.

En caso de una geología compleja y una inadecuada geometría de adquisición es difícil el buen registro de ondas P y S, por lo que la planificada adquisición de un VSP y una secuencia apropiada de proceso de estos datos garantiza una imagen del subsuelo geológico más confiable.

Son pocas las publicaciones con información detallada de cómo adquirir y procesar ondas convertidas en registros sísmicos verticales, debido en parte a que dichas tareas las realizan compañías especializadas en este campo, como parte del “*know how*” corporativo. Sin embargo su

uso y los resultados que suministra son ampliamente tratados en los artículos relacionados con el tema, entre ellas hemos considerado algunas de interés por su relación con el presente trabajo.

Para suministrar información petrofísica para la evaluación de un yacimiento de carbonatos en Brasil se realizó un VSP con ondas convertidas en un pozo con una desviación de 50° en una cuenca offshore (Correa *et al.*, 2003). Un VSP en pozo desviado permitió discriminar un yacimiento de arenisca registrando ondas PS en un proyecto sísmico adquirido con cable sísmico sobre el fondo marino (OBC, *Ocean bottom Cable*). Un proyecto de sísmica multi-componente fue realizado para monitorear el desplazamiento de las burbujas de CO₂ durante el proceso de inyección del mismo gas en un reservorio de arenisca en el mar del Norte (Liu *et al.*, 2001). En el mismo trabajo se analizó la conversión de ondas tanto en superficie como en el registro sísmico vertical y la relación entre ellas.

Un trabajo similar al anterior, acerca de la conversión de ondas tanto en superficie como en pozo, es el presentado por Borland & Nakanishi (1997). El uso de ondas convertidas ha sido aplicado en la caracterización de formaciones geológicas tanto con información sísmica de superficie como con imágenes VSP con resultados muy confiables (Van Dok & Geiser, 1997; Zhang *et al.*, 1997). Para iluminar chimeneas de gas con ondas PS en un proyecto 3D-3C se adquirió un VSP a pasos (VSP walk away) que suministró una imagen más clara del yacimiento (Li *et al.*, 2010).

Para el caso concreto de este estudio, se perforó un pozo direccional con una desviación máxima de 40 grados donde se adquirieron registros de rayos gamma, caliper, sónico, densidad y resistivos. El pozo fue entubado, cementado y el cemento evaluado para asegurar su calidad y obtener una señal onda S con alta relación señal/ruido. La zona donde está localizado el pozo es muy sensible ambientalmente por lo que hay restricciones para ubicar la fuente en superficie. Los objetivos exploratorios son la definición de los topes de formación, la obtención de información por debajo del pozo, el cubrimiento lateral para delimitar la zona del reservorio y la calibración de la sísmica de superficie, para lo cual se requería registrar un VSP con ondas PS.

Se escogieron el intervalo entre receptores (GI) que evitara el “*aliasing*” espacial de las ondas S y la distancia fuente - boca (*offset*) del pozo buscando la mayor generación de las ondas convertidas. Se construyó un modelo 2D donde se simularon las adquisiciones y evitar la ocurrencia de ondas refractadas o de tubo. El conjunto de datos mostró un alto nivel de conversión P a S, con presencia de ondas ascendentes y descendentes debajo del pozo. Se adquirió un VSP de buena calidad cuyo proceso suministró imágenes que permitieron conseguir los objetivos de exploración.

Metodología

Usando un registro sónico y uno de densidad se generó un sismograma sintético que mostró un perfecto amarre con la imagen sísmica migrada (figura 1). Esto permitió crear un modelo geológico 2D en profundidad, basado en la línea sísmica interpretada que contiene la trayectoria del pozo. El modelo de 3200 m en la horizontal y 6000 m en la vertical permite simular la iluminación sísmica debajo de la máxima profundidad del pozo. Con el registro sónico se calcularon las velocidades de intervalo del modelo y debajo del pozo estas se estimaron. A lo largo de la trayectoria de pozo se ubicaron 90 geófonos, 70 con espaciado de 15 metros desde 3200 hasta 1900 metros y 20 geófonos con espaciado de 95 metros desde 1900 metros a superficie. Los 70 geófonos cubren la zona de interés para obtener una imagen importante del VSP y los 20 geófonos superiores, para completar el registro en todo el pozo, como lo muestra la figura 1.

Se simularon distintas geometrías de adquisición mediante trazado rayos de ondas PP y PS, colocando la fuente en diferentes sitios para determinar aquella con el mayor cubrimiento lateral del subsuelo. La figura 2 muestra la cobertura de ondas P con la fuente a 200m al SE del pozo.

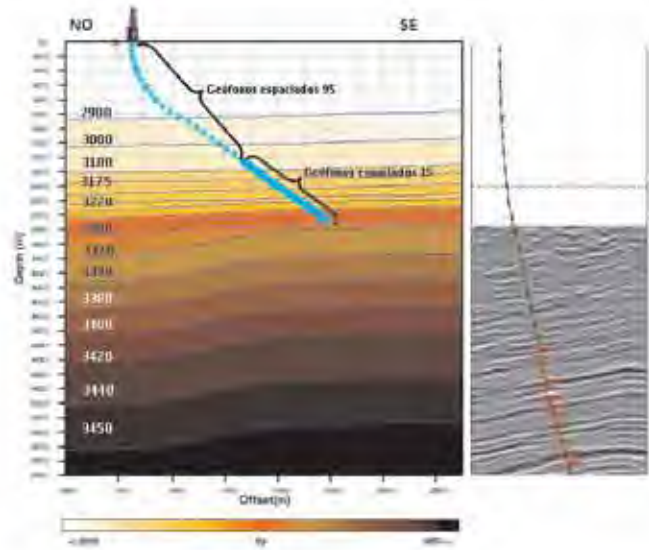


Figura 1. Modelo de velocidades en profundidad con la trayectoria del pozo desviado sobre la cual se observa la distribución de geófonos.

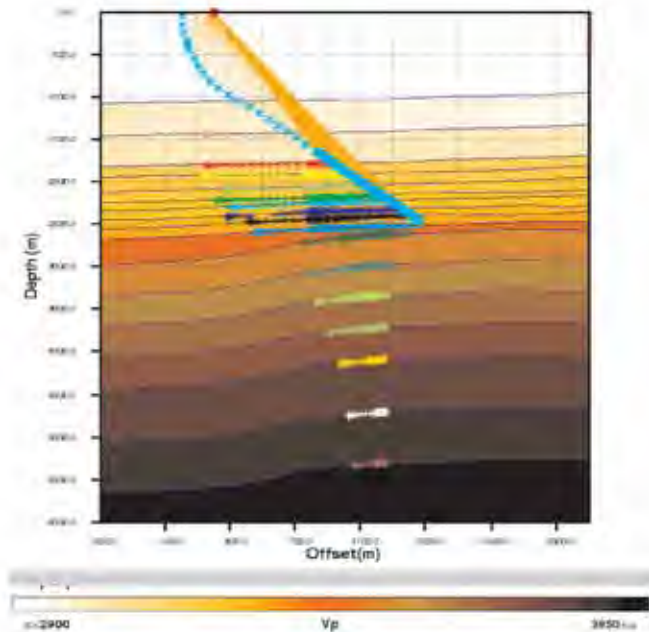


Figura 2. Mediante el trazado de rayos en el modelo se muestra la cobertura lateral sobre los reflectores, lograda con la onda P.

Los resultados determinaron que la fuente debe ser localizada 100m al NE del pozo para lograr un cubrimiento lateral de aproximadamente 800m, y en esta configuración se generó un registro VSP sintético. Con el modelamiento se observó que las ondas de tubo aparecían cuando la fuente estaba separada del pozo a una distancia menor de 60 m.

El procesamiento de este VSP sintético definió la secuencia a utilizar sobre los datos del registro VSP real que se adquirió en esa misma configuración.

La figura 3 muestra un VSP sintético con las ondas descendentes P y S con pendientes negativas y las ondas reflejadas ascendentes con pendiente contraria. La mayor densidad de datos se concentra en la zona de interés para mejor amarre con la sísmica de superficie, entre 1600 y 2400 m. Los datos VSP desde 0 hasta 1600 m se usaron para calcular las velocidades de intervalo. En el procesamiento de los VSP sintéticos, las ondas descendentes fueron separadas de las ascendentes usando un filtro de velocidades, mediante la deconvolución se eliminaron múltiples reflexiones y se incrementó el contenido de frecuencia de los datos para luego apilar y después migrar en tiempo para obtener una imagen VSP.

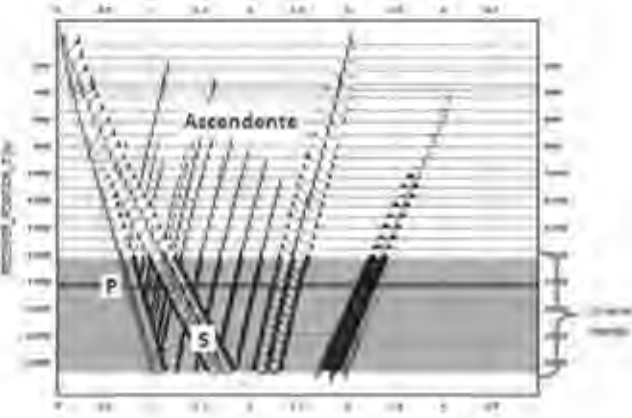


Figura 3. Registro VSP sintético generado en la configuración de adquisición óptima con mayor densidad en la zona de interés. Las ondas descendentes se ven inclinadas a la derecha y las ascendentes a la izquierda.

Estas etapas del proceso serán tratadas posteriormente en el procesamiento de datos VSP reales.

La imagen VSP sintética obtenida muestra un buen amarre con los principales reflectores en la sección sísmica migrada en tiempo a lo largo del pozo, como se observa en la figura 4, indicando lo apropiado del modelo geológico y garantizando buena cobertura de adquisición.

Se registró el VSP en el pozo revestido e incluyó 4 geófonos 3-axiales separados 15m entre sí. Se tomaron 70 niveles espaciados regularmente cada 15m desde el fondo hasta 1900m. De 1900m a la superficie, se tomaron 20 niveles de control no regularmente espaciados. Como fuente se usaron 2 cañones de aire sumergidos en una poza construida

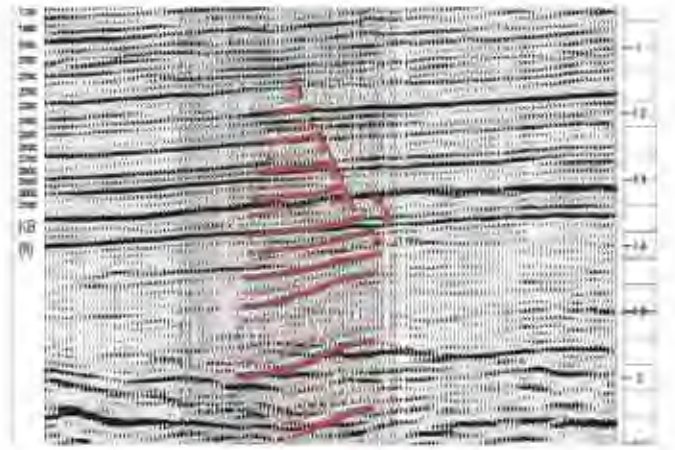


Figura 4. Imagen migrada del VSP sintético sobre la sección sísmica de superficie, con un buen amarre con los principales reflectores a lo largo del pozo.

con medidas y forma especiales. La onda de tubo se hace presente cuando la fuente está a menos de 60m del pozo revestido enmascarando la información. En el VSP no se observan ondas de tubo debido a que la fuente ubicada a 100m de la boca del pozo no propicia su presencia en el registro.

Procesamiento VSP

Mediante un filtro tipo *Notch* se eliminó un ruido de 60 Hz presente en los registros para después picar los primeros arribos. Se apilaron varios registros para mejorar la relación señal/ruido y luego se les aplicó un filtro Butterworth de 3^{er} orden. El ancho de banda entre 5 y 35 Hz se determinó mediante la transformada rápida de Fourier. Para retirar la atenuación de las ondas, se normalizaron a amplitud RMS en una ventana que contiene el primer arribo y la remoción del efecto de divergencia esférica se consiguió mediante una función de ganancia exponencial de la forma $t = T_0 \exp(1 + \beta)$ donde T_0 es el primer arribo, t es el tiempo de la muestra y el parámetro β fue ajustado a un valor de 1,2.

Las ondas descendentes (figura 5A) fueron separadas con un filtro *Mediana* que selecciona la mediana de una secuencia impar ordenada ascendentemente en una ventana de tiempo constante y mediante sustracción se obtuvo el campo ascendente observado en la figura 5B (Stewart, 1985). En datos VSP el filtro separa las ondas descendentes conservando las discontinuidades con un desempeño superior al filtro f-k (Chopra *et al.*, 2004). Se superpusieron las ondas ascendentes o reflejadas del registro VSP con las ascendentes del sintético y el buen amarre entre las dos reflexiones indica que las reflexiones registradas son ondas PS, como se ve en la figura 6.

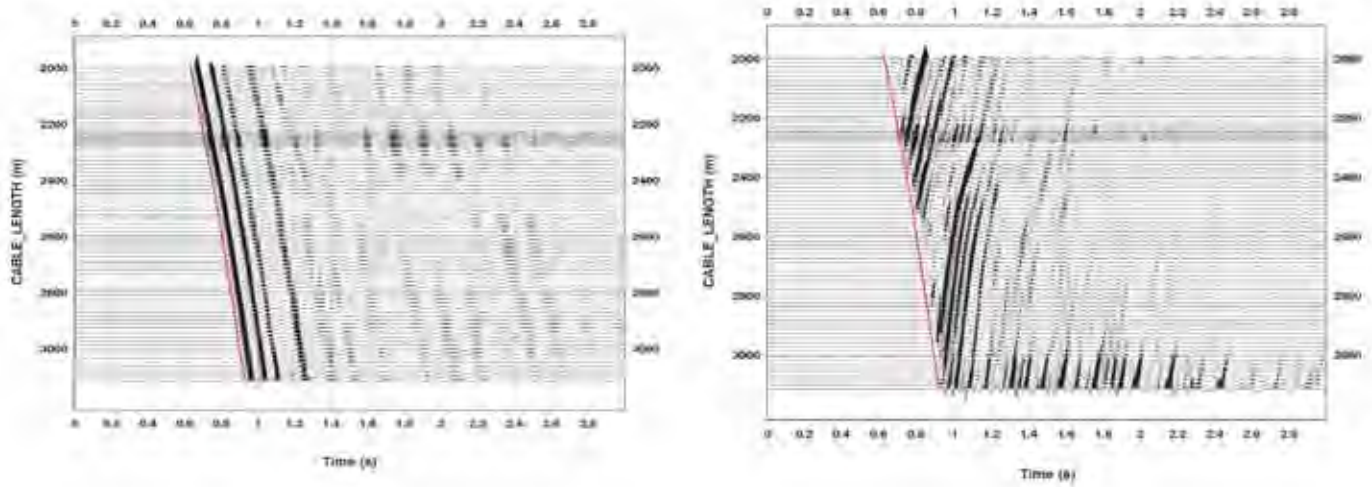


Figura 5. A) Campo de onda descendente y en B) el ascendente después de ser separados.

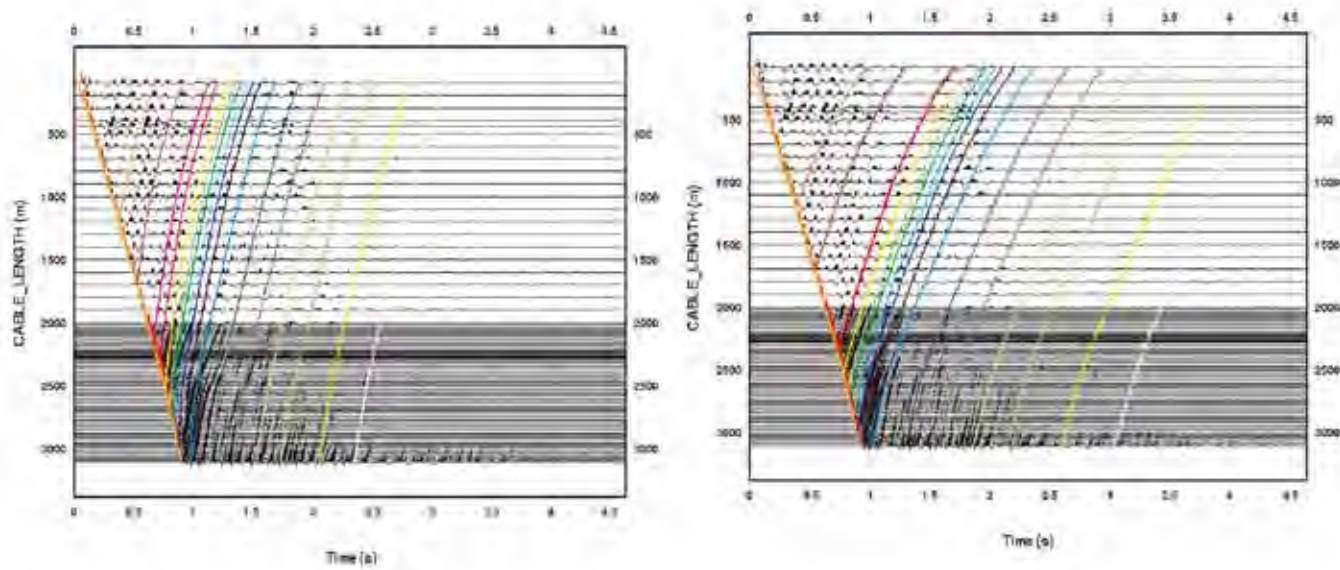


Figura 6. Se observa (A) una gran correlación entre las reflexiones PS reales con las PS sintéticas y (B) una pobre correlación entre las P reales y las P sintéticas.

La deconvolución mejoró la resolución temporal y eliminó múltiples presentes en el VSP, el resultado se observa cuando se compara la figura 5 con la figura 7, donde se evidencia en la segunda un mayor contenido de frecuencia y menos múltiples.

En la figura 8 se observan las trazas después de la deconvolución y dentro de las líneas paralelas el corredor con las trazas que se suman o apilan (*corridor stack*) para obtener una única traza, la cual se repite 10 para realzar los reflectores como se ve el cuadro a derecha en la figura 8.

La imagen apilada del VSP fue posteriormente migrada en tiempo.

Análisis de resultados

Un excelente ajuste entre los reflectores de la sección migrada en profundidad con los reflectores del sismograma sintético indica la validez del modelo geológico a lo largo del pozo construido a partir de registros sísmico – densidad. El amarre entre topes de formaciones identificados a lo largo del pozo con los reflectores visibles en la sección

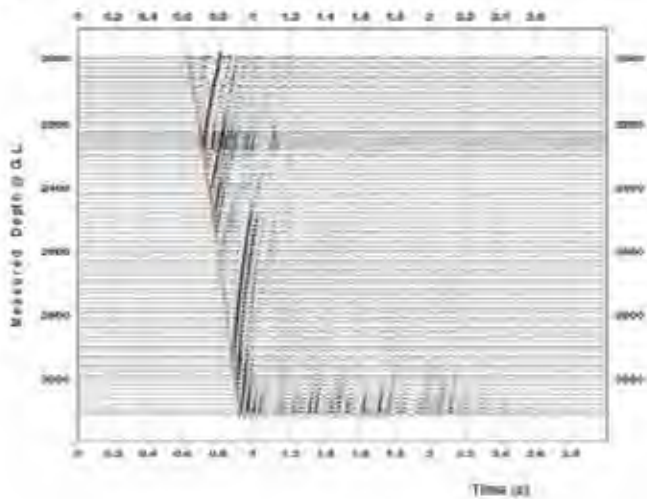


Figura 7. Ondas ascendentes después de la deconvolución, se observa un mayor contenido de frecuencias y menos reflexiones múltiples.

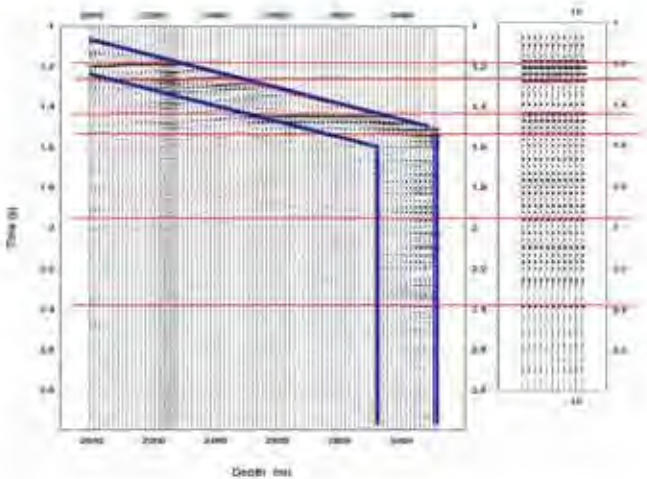


Figura 8. Dentro del recuadro las trazas de ondas ascendentes antes de apilar, la traza apilada al repetirse 10 veces realza los reflectores marcados con líneas.

sísmica migrada permite validar la precisión de los espesores (figura 1). Lo anteriores resultados definen un modelo geológico sobre el cual simulamos las adquisiciones con diferentes coberturas. Los reflectores en la imagen VSP sintética coinciden con los reflectores de la sección migrada, indicando que el modelo en la vecindad del pozo es acertado y por ende confiable la información del VSP (figura 4).

El buen ajuste observado entre los reflectores registrados en la componente Z y las reflexiones sintéticas tipo PS, así como la baja correlación entre la componente Z y reflectores sintéticos P, indican el alto contenido de energía convertida de la onda PS y el bajo contenido de energía en la

onda P, resultante del alto ángulo de desviación del pozo (figura 6).

Los anteriores resultados indican la validez del modelo geológico en la zona de interés, la garantía de registrar ondas PS en la componente Z en la configuración óptima y la adecuada secuencia de proceso de los datos VSP para obtener una imagen PS de la zona objetivo (figura 9).

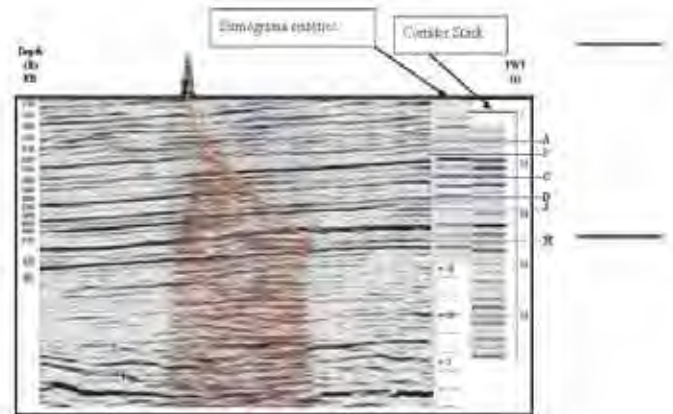


Figura 9. Sección sísmica migrada con imagen VSP superpuesta.

Conclusiones

Un pozo desviado define la geología del subsuelo, sin embargo solo a lo largo de su camino. Bajo incertidumbre este conocimiento se puede extrapolar al reservorio mediante correlación con una sección sísmica adquirida en superficie. Un VSP contribuye a disminuir esta incertidumbre y por ende el riesgo exploratorio.

En este artículo se presentó la metodología para reducir este riesgo, que incluye: Modelado con trazado de rayos para establecer la configuración fuente-receptores que consigue el mayor cubrimiento, registrando ondas PS en una zona objetivo con estructuras de bajo buzamiento que dificultan generación y registro. Definir la apropiada secuencia de procesamiento de ondas PS del VSP mediante el proceso de VSP sintéticos, producidos en configuración óptima. Aplicada a datos reales adquiridos en la configuración óptima, la secuencia de proceso suministró imágenes en profundidad de alta calidad, consistente con la información de pozo disponible y con el modelo geológico del subsuelo construido a partir de una sección sísmica migrada en profundidad y registros de pozo.

La comparación de ajuste entre reflexiones sintéticas y reflexiones reales, tanto para ondas P como PS, permitió

discernir que la información registrada en la componente Z correspondía a energía de onda convertida.

Como resultado final se iluminó la zona objetivo, extrapolando el conocimiento geológico al reservorio y por ende disminuyendo el riesgo exploratorio asociado.

Agradecimientos

Agradecimientos a la compañía Schlumberger por suministrar los datos VSP, las herramientas y el software usados en este proyecto. Al Geofísico Andre Khayan por el apoyo incondicional. Este artículo es un producto de la tesis de Maestría en Geofísica en la Universidad Nacional de Colombia por parte del Ingeniero José Martínez.

Bibliografía

- Borland, W. & Nakanishi, S.** 1997. Well Seismic Quicklooks - A Review. Seismic While Drilling - Oilfield Review, Summer 9(2):2-15.
- Chopra, S., Alexeev, V. & Lantaigne, J.** 2004. New VSP wavefield separation methods. Canadian Society of Exploration Geophysicists National Convention. Great exploration – Canada and beyond Pp. 1-5.
- Correa, F., Da Costa, E., Corti, E. & Moyano, B.** 2003. Using VSP in a directional well to help understanding of carbonate Banks in Pampo Field. 8th International Congress of the Brazilian Society.
- Da Costa, E., Oliveira, R., Escobar, D., Corti, E. & Foster M.** 2010. Offset VSP in a deviated well to support an OBC Project. The Leading Edge. Pp. 920-926.
- Li, Y., Chen, Y., Peng, J. & Jin, Q.** 2010. Walkaway VSP Multi-wave Imaging over a Gas Cloud Area., 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010. Barcelona, Spain, F036.
- Liu, E., LI, X.Y., Chadwick, A.** 2001. Multicomponent seismic monitoring of CO₂ gas cloud in the Utsira Sand: a feasibility study : Saline Aquifer Co₂ Storage Phase 2 (SACS2).
- Stewart, R.** 1985. Median filtering: review and a new f/k analogue design. Journal of the Canadian Society of Exploration Geophysicists 1(1):54-63.
- Van Dok, R. & Gaiser J.** 2001. Stratigraphic description of the Morrow Formation using mode-converted shear waves: Interpretation tools and techniques for three land surveys” the leading edge. Septiembre.
- Zhang, Q., Stewart, R. & Sun, Z.,** 1997, 3D borehole seismic imaging and correlation– a field experiment. Presented at the 59th Ann. EAGE Mtg E048.

Recibido: febrero 18 de 2011.

Aceptado para su publicación: febrero 28 de 2011.