

## Modelado Sísmico Multioffset VSP en Áreas de Geología Compleja

Ernesto Vieira\*, Ernesto Oropeza, PDVSA Exploración – División Oriente

### Resumen

Se realizó el diseño de un VSP Multioffset a través de modelado sísmico por trazado de rayos en un área estructuralmente compleja, donde el objetivo es una estructura exploratoria bajo varios yacimientos de un campo productor, por lo que el pozo en cual se colocaron los receptores fue perforado para producir en uno de los yacimientos mencionados.

El procesamiento se realizó en perfiles 2D tanto de las ondas PP como de las PS. Aunque, las ondas PP fueron migradas con el campo de velocidades del modelo geológico mientras que las ondas PS se migraron con campos de velocidad de capas horizontales, los registros de ondas convertidas presentaron un mejor ajuste con la sísmica de superficie.

**Summary** A Multioffset VSP design was done by ray tracing seismic modeling in a structural complex area. The target is an exploratory structure below several reservoirs in a producing field at Monagas Northern, which is why receivers were located in a well which has been drilled in order to produce on one of those reservoirs.

Furthermore, processing was done on 2D profiles for both PP and PS waves. Although, PP waves were migrated with geological model velocities whereas PS waves were migrated with horizontal layered velocity, these converted waves matched surface seismic more accuracy than compressed waves.

### Introducción

A pesar de que la sísmica de superficie representa la herramienta más importante para la interpretación de estructuras en el subsuelo, ésta se ve limitada cuando su adquisición es planificada con objetivos distintos a los que hoy en día se requieren. Este es el caso del Campo Orocuai ubicado en el Norte de Monagas, el cual posee datos sísmicos 3D y campos someros en producción. Actualmente esta área se encuentra en exploración pero con objetivos más profundos, donde se ha interpretado una estructura sobre un volumen sísmico adquirido 14 años atrás y en la cual se está planificando la perforación de un pozo exploratorio en la localización A (Ver Figura 1, cuyo objetivo es alcanzar dicha estructura.

Paralelamente, y como plan de producción, se perforó recientemente el Pozo B, ubicado a aproximadamente 3000 pies de la localización A, el cual alcanzó el yacimiento

inmediatamente superior a la estructura exploratoria (Ver figura 1).

Aprovechando la perforación del Pozo B, se planteó la factibilidad de realizar un estudio basado en la adquisición de sísmica de pozo con el objetivo principal de corroborar la existencia de la estructura exploratoria antes mencionada.

Adicionalmente, y como objetivo secundario, se estudió la posibilidad de definir una discordancia interpretada por pozos en un yacimiento más somero que es alcanzado por el Pozo B.

En este trabajo se presenta la planificación de dicho estudio utilizando la técnica de modelado sísmico por trazado de rayos. De igual forma, se muestran las actividades correspondientes a la adquisición y procesamiento de los datos, para finalmente culminar con los avances obtenidos hasta la fecha en cuanto a los resultados.

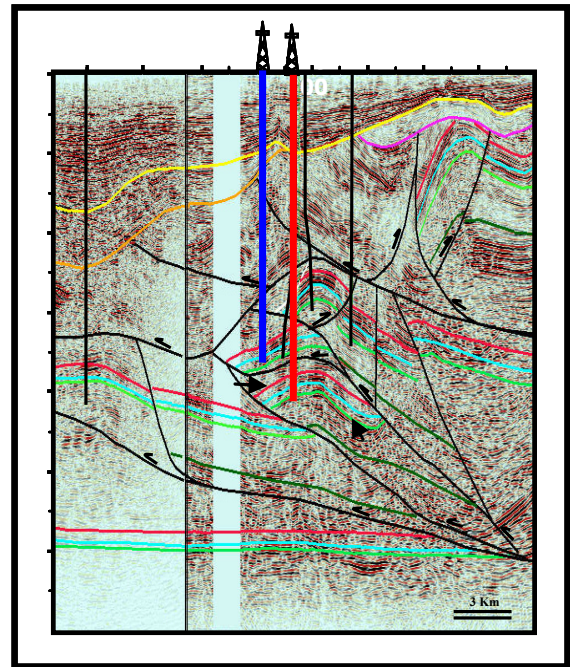


Figura 1. Interpretación sísmica del área. En Azul el Pozo B. En Rojo la Localización A

### Construcción del Modelo Geológico 3D

La construcción del modelo se realizó en un área de aproximadamente 117 km<sup>2</sup> centrada en la localización propuesta para el pozo A. La información estructural se tomó de la interpretación integrada del área.

Las velocidades utilizadas fueron obtenidas a partir de los registros de “check shot” corridos en los pozos en el área correspondiente al modelo. De igual forma, fueron consideradas las velocidades de formaciones fuera del alcance de los pozos, interpretadas según litología y las velocidades interválicas del procesamiento de sísmica de superficie.

Tal y como se muestra en la Figura 2, el modelo está basado en capas, asumiendo velocidades constantes dentro de las mismas.

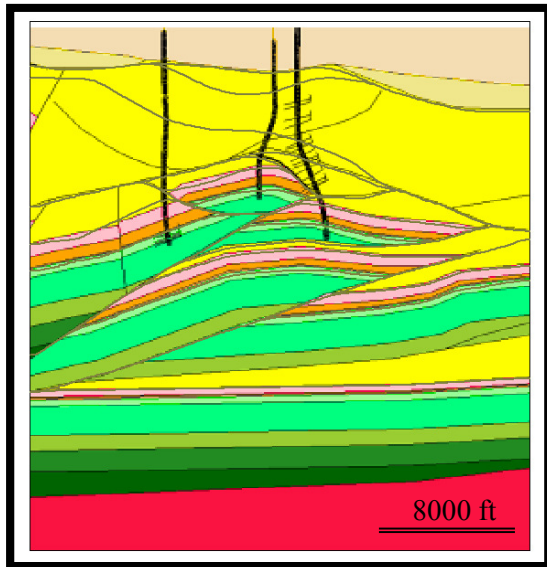


Figura 2. Modelo geológico del área

### Determinación de la separación entre receptores

El intervalo de muestreo espacial empleado fue determinado mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta z = \frac{V_{min}}{2 f_{max}} \quad (1)$$

Donde  $\Delta z$  representa el espaciamiento entre puntos receptores,  $V_{min}$  es la velocidad de onda compresional mínima de las formaciones penetradas por el pozo y  $f_{max}$  es la máxima frecuencia contenida en la ondícula fuente. La

ecuación (1) permite fijar la máxima distancia entre receptores para evitar el aliasing espacial (Hardage, 1985)

La máxima frecuencia recuperada empleada fue de 80 Hz, determinada mediante el análisis espectral de datos de VSP cercanos al área de estudio. (Ver figura 3). De igual forma, usando datos de pozos se determinó un valor de 8250 ft/s como la mínima velocidad de formación. Haciendo uso de la ecuación (1) se obtuvo un intervalo de muestreo espacial de 51.56 pies, sin embargo por motivos prácticos, para el estudio presentado se utilizó 50 pies.

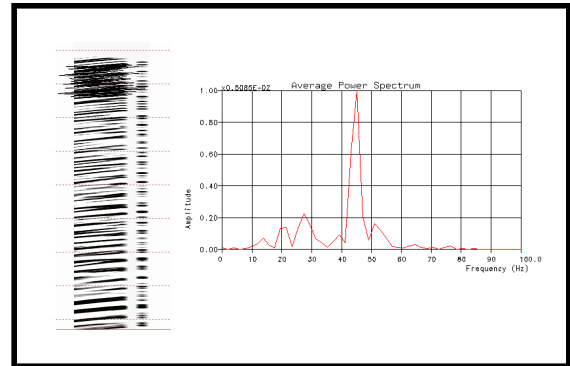


Figura 3. Análisis espectral de Registro de VSP Cercano

### Modelado sísmico por trazado de rayos.

El siguiente paso en esta actividad fue el estudio mediante trazado de rayos sobre el modelo descrito anteriormente, para lo cual se utilizaron doscientos (200) receptores a intervalos de 50 pies en las coordenadas del pozo B, desde 16400 pies (profundidad final) hasta 6400 pies de profundidad, lo que se consideró suficiente para estudiar ambos objetivos, el somero y el profundo.

Formado una línea recta entre el pozo y la localización, se colocaron puntos de disparo a intervalos de 1000 pies (Ver Figura 4). Sobre cada uno de los disparos se calcularon las trayectorias de rayos correspondiente a las reflexiones sobre los objetivos mencionados, para así calcular la cobertura sobre éstos, utilizando el total de los receptores considerados para el estudio (Ver Figuras 5 y 6).



Figura 4. Pruebas de offset para el trazado de rayos.

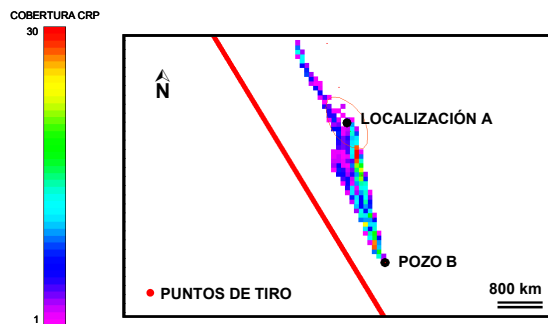


Figura 5. Cobertura sobre objetivo profundo

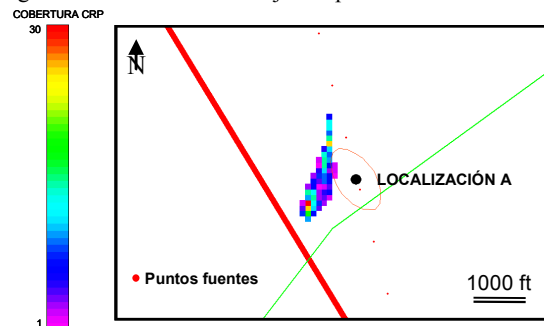


Figura 6. Cobertura sobre objetivo somero

Posteriormente, mediante la visualización de los disparos, se lograron determinar varios aspectos relevantes al diseño del VSP, tal como distancias disparos – pozo, intervalos de receptores y número de disparos a adquirir.

### Diseño y Planificación

El primer aspecto a evaluar en la visualización fue la distancia fuente receptor para iluminar la coordenada de fondo del pozo a perforar sobre el objetivo profundo. Para ello se determinó la contribución de cada disparo sobre la cobertura de ésta, y al mismo tiempo, los receptores necesarios para alcanzarla. De esta manera, se puede observar en la Figura 7 un disparo a 14000 pies del pozo, que a pesar de que ilumina la zona de interés, las trayectorias se hacen dispersas y produce lo que se denomina “zonas de sombra”. Ahora considerando el menor offset, el disparo ubicado a 1000 pies del pozo, presenta continuidad en la cobertura, sin embargo no ilumina el objetivo (Ver Figura 8). Al contrario de los disparos mostrados anteriormente, el ubicado a 9000 pies del pozo presenta ambas cualidades, no genera zona de sombras e ilumina el objetivo correctamente (Ver Figura 9)

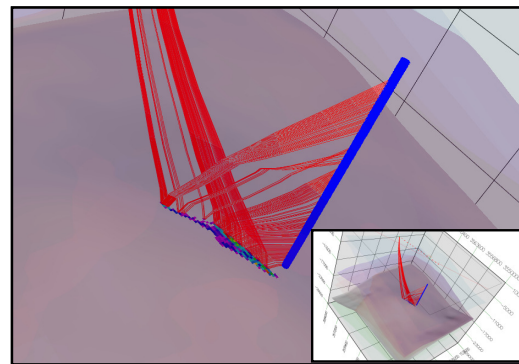


Figura 7. Geometría de rayos, offset 14000 pies.

Adicionalmente, siguiendo la trayectoria de los rayos, se puede observar que los receptores que captan la señal de las reflexiones sobre el objetivo son los ubicados en el intervalo somero.

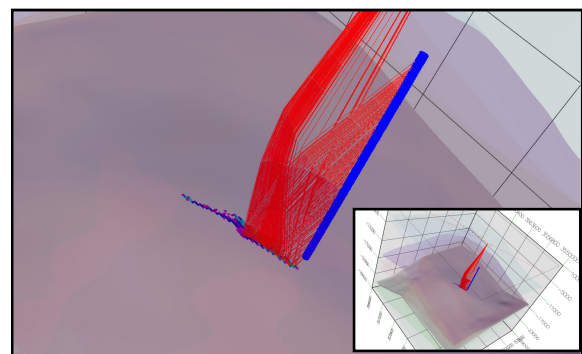


Figura 8. Geometría de rayos, offset 1000 pies.

## Modelado Sísmico Multioffset VSP en Áreas de Geología Compleja

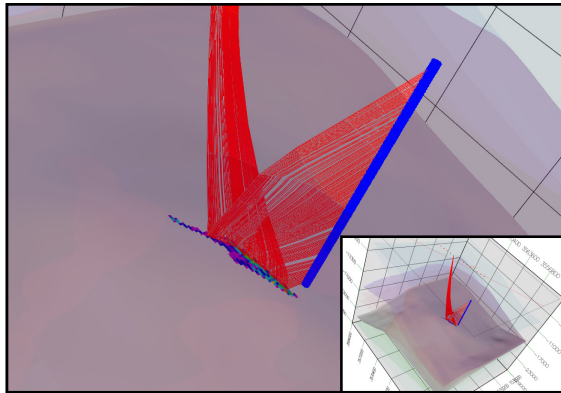


Figura 9. Geometría de rayos, offset 9000 pies.

Por otro lado, cuando se observa la cobertura sobre el horizonte del objetivo somero, se puede apreciar que ésta no se acerca de manera efectiva al límite del horizonte lo que puede indicar que es poco probable que el VSP cumpla su función con respecto a esta profundidad, y en los resultados no se pudiera diferenciar tal discordancia según la teoría de trazado de rayos (Ver Figura 6).

Una vez conocidas las características de la respuesta por trazado de rayos, se seleccionó el offset de 9000 pies para cumplir con la iluminación efectiva del objetivo profundo. Sin embargo, como se mostró anteriormente, los receptores someros son los que geoméricamente captarían tales reflexiones, lo que implica una mayor trayectoria en la propagación del frente de onda y por consecuencia pérdida de frecuencias. Para contrarrestar tal posible pérdida de frecuencias, se colocaron offsets a menor distancia (6000 y 3000 pies aproximadamente) con receptores en intervalos más profundos, a pesar de que estos no contribuirían a la cobertura del objetivo, con el fin de realizar un merge entre los tres registros y finalmente, la interpretación desde las cercanías del pozo receptor con sísmica con mayor frecuencia máxima, hasta el objetivo exploratorio con menor frecuencia, siempre superior a la sísmica de superficie.

Como parte del estudio se consideró la tomografía sísmica para determinar velocidades y de esta forma mejorar la imagen sísmica del área (Li, 2005), por lo que se tomaron disparos en diferentes acimut del pozo, con la finalidad de generar una densidad amplia de observaciones.

El diseño final consistió en 1240 niveles distribuidos en diez offset VSP's y un cero offset VSP tal y como se muestra en la figura 10. Los niveles considerados para el cero offset VSP se seleccionaron de manera tal que abarcara la totalidad de los niveles de los offsets restantes.



Figura 10. Ubicación final de fuentes

### Adquisición

La campaña de adquisición abarcó un total de 8 días, periodo en el cual se registraron el conjunto de niveles correspondientes al estudio, según los resultados arrojados por el modelado. La fuente sísmica empleada fueron camiones vibradores con una frecuencia de barrido lineal ascendente de 8 a 120 Hz y una longitud de barrido de 12 s. A través del modelado sísmico se determinó hasta 3 s de data, sin embargo con la finalidad de asegurar la grabación del total de las reflexiones provenientes de los objetivos se utilizó un tiempo de escucha de 5 s.

En la figura 11 se muestran un ejemplo de un registro correspondiente a una fuente ubicada a 9000 pies del pozo A. Los datos se presentan con una rotación horizontal con la finalidad de visualizar de forma más clara la energía correspondiente a las reflexiones (A), apreciable tanto en la componente vertical (izquierda) como en la horizontal (centro) y transversal (derecha).

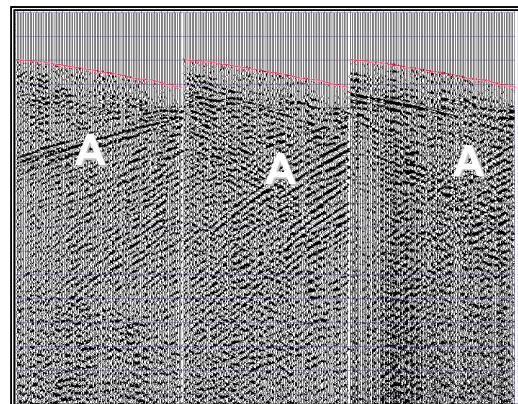


Figura 11. Registro de campo con procesamiento básico.

### Procesamiento y Resultados

Una vez obtenidos los registros de campo se realizó el procesamiento tanto de la onda compresional como de la onda convertida. La secuencia de procesamiento consistió básicamente en la separación de ondas ascendentes de descendentes, deconvolución, separación de ondas compresionales y ondas de corte y, finalmente, la migración por Kirchoff de los datos.

A pesar de tratarse de un estudio en 3 dimensiones, el procesamiento se realizó en 2 dimensiones, aproximando los disparos a 4 perfiles (Ver figura 12). De esta manera, los campos de velocidades utilizados para la migración de las ondas compresionales fueron los considerados para el modelado por trazado de rayos en sus correspondientes perfiles.

La migración de las ondas convertidas se realizó bajo un campo de velocidad de capas horizontales, el cual se estimó a partir de las velocidades interválicas del cero offset VSP.

En la figura 13 se muestra el merge de los tres disparos migrados de onda compresional sobre el perfil 2. En ellos se aprecia un ajuste muy bueno con la sísmica de superficie. Se puede determinar a simple vista, que en esta sección el VSP tiene un mayor contenido de frecuencias y como se había planificado, estas disminuyen en el offset largo, sin embargo, se pueden seguir fácilmente los eventos de interés. Además, se puede apreciar como la sección de offset lejano tiene cobertura sobre el objetivo somero, a pesar de que en el estudio por trazado de rayos se determinó que esto era poco probable. Sin embargo, para esta etapa no se ha realizado la interpretación de los datos para establecer la existencia de la mencionada discordancia.

Por otro lado, en el merge realizado sobre las ondas convertidas se puede apreciar un mejor ajuste con la sísmica de superficie que el que presenta la onda compresional. Sin embargo, este registro apenas alcanza la posición del objetivo profundo del pozo a perforar (Ver figura 14) debido a su corta cobertura en comparación a las ondas compresionales.

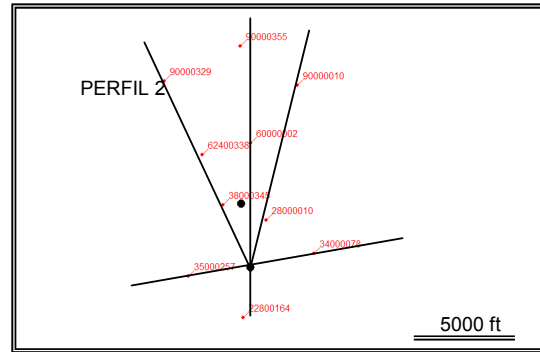


Figura 12. Perfiles de procesamiento.

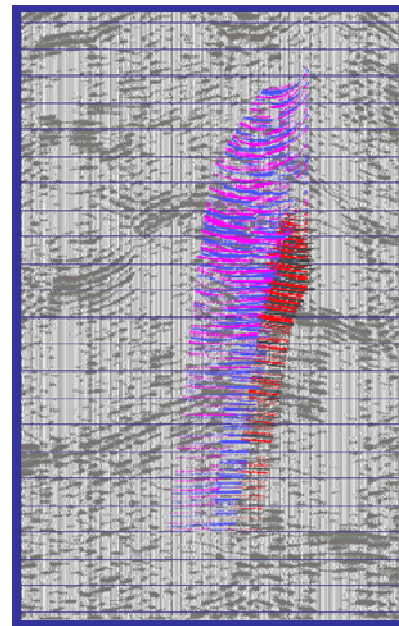


Figura 13. Merge ondas compresionales sobre la sísmica de superficie.

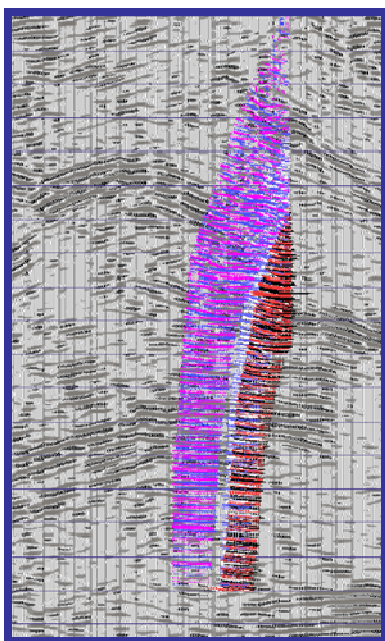


Figura 14. Merge ondas convertidas sobre la sísmica de superficie.

realizar la migración preapilamiento en profundidad y mejorar la imagen sísmica.

#### Referencias

Hardage, B. A., 1985, Vertical seismic profiling, Part A, principles (2d ed.): Amsterdam, Elsevier, 509 p.

Stewart, R. R., 1992, Exploration Seismic Tomography: Fundamentals, SEG Publications.

Li, Y., 2005, 3C VSP Tomography Inversion for Subsurface P- and S-Wave Velocity Distribution. SEG Annual Meeting

#### Conclusiones y Recomendaciones

- Se diseñó un estudio de VSP Multioffset por trazado de rayos en un área estructuralmente compleja
- Se obtuvo una sección sísmica de alta resolución en las adyacencias del objetivo exploratorio
- La cobertura estimada en el trazado de rayos para el objetivo exploratorio fue corroborada por los registros de campo
- A pesar de que el trazado de rayos no permitió predecir la iluminación de la discordancia sobre el objetivo somero, se obtuvo una imagen en esta área
- Se logró realizar un merge tal que mantiene la continuidad a lo largo de los objetivos
- Se obtuvo un mejor ajuste de la onda convertida con la sísmica de superficie, a pesar de haber sido migrada con un campo de velocidades de capas horizontales
- Se recomienda un estudio de actualización del campo de velocidades por tomografía sísmica usando los datos del VSP y la sísmica de superficie simultáneamente (Stewart, 1997), con la finalidad de