

## China 2019 - Propagacion

1

El subsuelo esta caracterizado por capas de illite saturada con agua (1 % de gas - 99 % de agua) y kerogeno capaz de generar gas (en este ejemplo 10 % de gas). Las fracciones de illite y gas son 0.6 y 0.4 respectivamente, representando de esta manera una formacion shale-gas.

Este material dispuesto en laminas, presenta una anisotropia TI con eje de simetria vertical. Sus modulos viscoelasticos equivalentes se determinan mediante un conjunto de experimentos numericos que simulan pruebas de laboratorio.

A partir de este background VTI, es posible representar una formacion shale-gas fracturada usando modelo de Helbig-Schoenberg modificado por Carcione y calcular los nuevos modulos viscoelasticos equivalentes. Un conjunto de fracturas verticales, que se han elegido en la direccion del plano  $(y,z)$ , originan una muestra de shale-gas fracturada respondiendo ahora a un material con anisotropia ortorrombica. La Figura 1 muestra un esquema 2D del mencionado material.

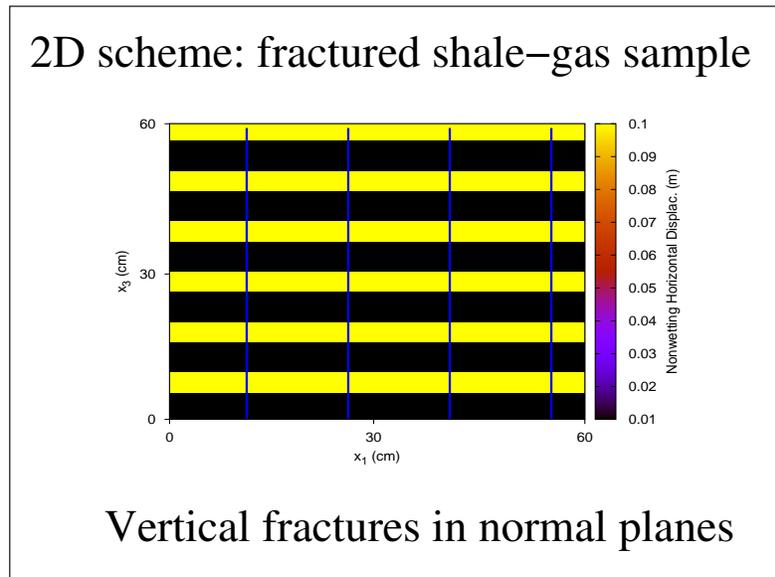


Figure 1: Esquema 2D de una muestra de shale-gas fracturada presentando anisotropia ortorrombica.

2

Un procedimiento de propagación de ondas se aplica para modelar datos de microsismica. La Figura 2 muestra una configuración de fuente y receptores en profundidad, analoga a una registracion de sismica pasiva durante una experiencia de fracking.

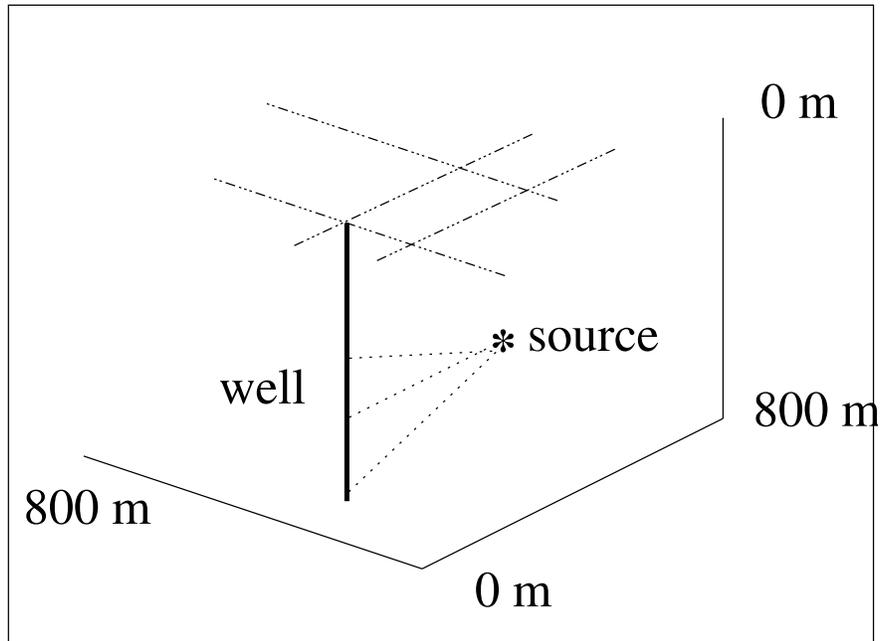


Figure 2: El dominio es un cubo de 800 m de lado. La malla tiene 5 m entre los nodos. En el pozo de monitoreo hay 20 receptores separados 30 m entre ellos con una separación del receptor central a la fuente de 500 m.

Entre nos: la fuente es una divergencia, no es la mejor fuente para representar un fracking.

### 3

En la Figura 3 se muestra la señal que arriba a los receptores en la dirección radial y dos snapshots a 150 ms y 250 ms, correspondientes a un plano vertical, en la dirección paralela a las fracturas y que contiene a la fuente y a los receptores.

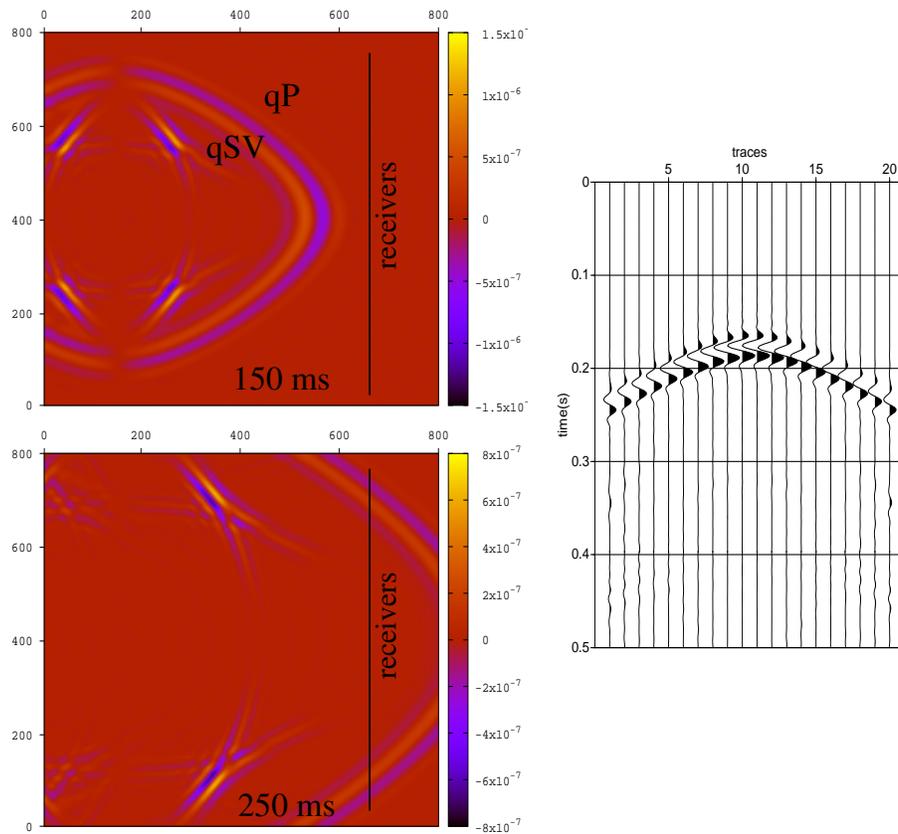


Figure 3: Snapshots del campo de velocidades y detección de la onda qP en los receptores del pozo. Las ondas S prácticamente no se registran debido a su alta atenuación.

4

En la Figura 4 se muestra la señal que arriba a los receptores en la dirección radial y dos snapshots a 150 ms y 250 ms, correspondientes a un plano vertical, en la dirección normal a las fracturas y que contiene a la fuente y a los receptores.

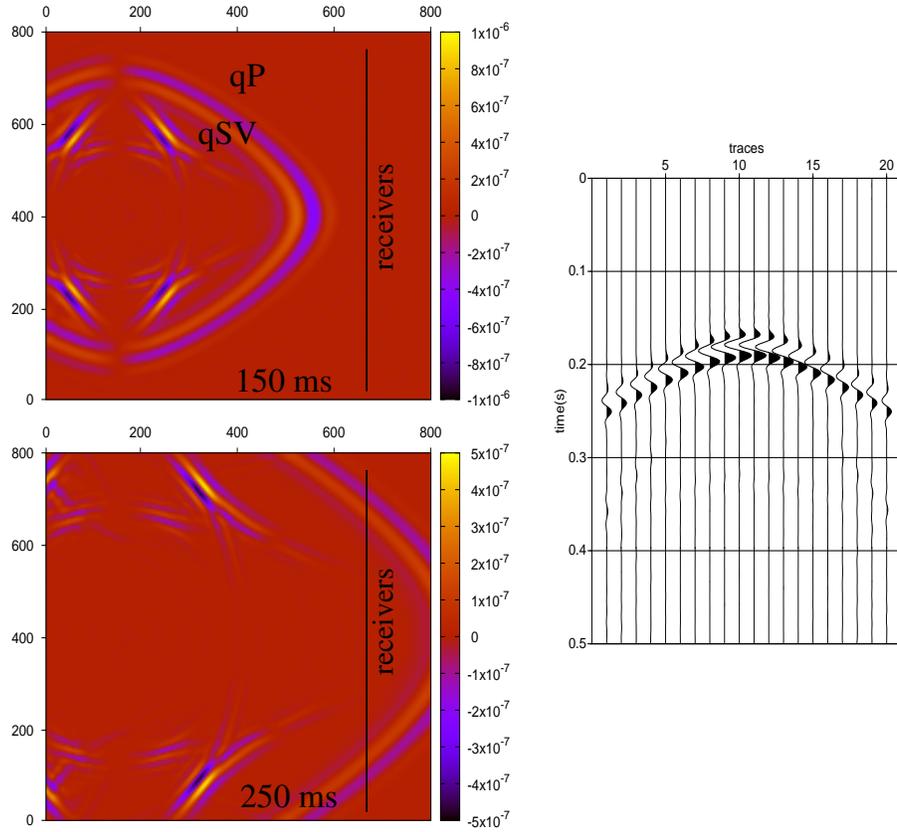


Figure 4: Snapshots del campo de velocidades y detección de la onda qP en los receptores del pozo. Las ondas S prácticamente no se registran debido a su alta atenuación.

Al comparar las Figuras 3 y 4 se observa la mayor velocidad de la onda P al propagarse en la misma dirección de los planos de fracturas; las señales están arribando un poco antes a los receptores en este caso y además, la hipérbola de la Figura 3 es menos cerrada que la de la Figura 4.

## 5

La llegada de la señal que arriba a los receptores en la dirección vertical se muestra en la Figura 5. Se pueden comparar las direcciones paralelas a las fracturas (graficos superiores) y perpendiculares a las mismas (graficos inferiores). Aquí puede notarse la diferencia entre las velocidades de onda S (onda de corte rápida en la dirección de los planos de fractura y la onda de corte lenta en la dirección normal).

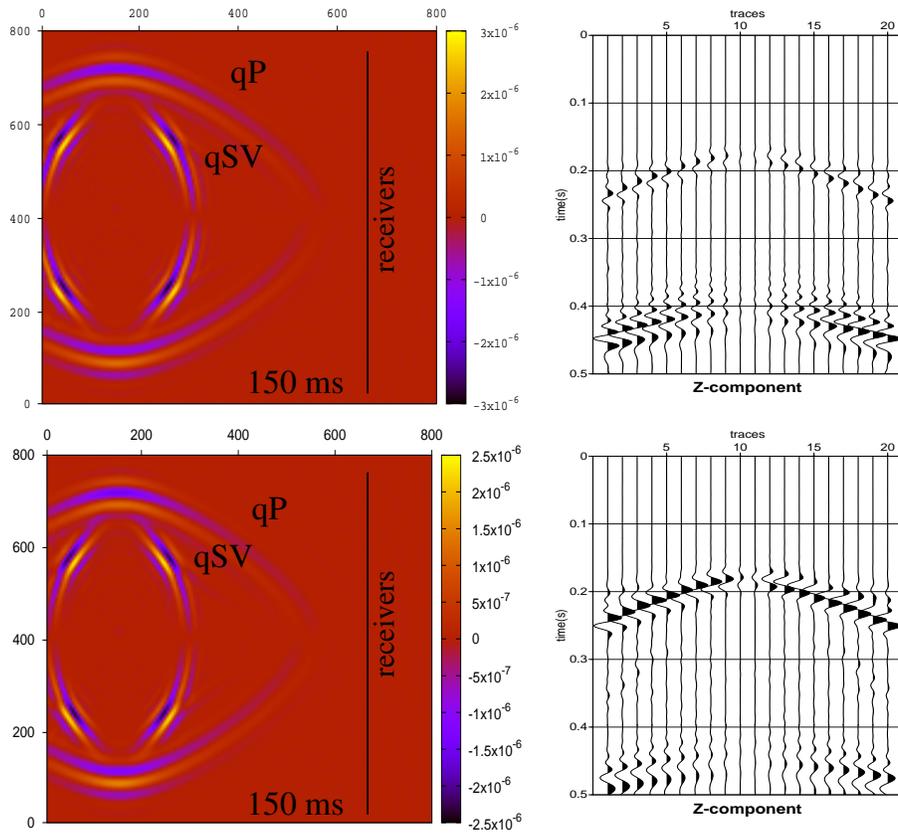


Figure 5: Snapshots del campo de velocidades y detección de las ondas compresionales y de corte en los receptores del pozo para la componente vertical. También se puede ver la separación de las ondas de cortes en rápida y lenta en ambos planos ortogonales.

## 6

Finalmente, se grafica la componente transversal (dirección horizontal normal a la dirección radial). En la Figura 6 se muestra el caso para un plano que corta perpendicularmente al sistema de fracturas (figuras superiores) y el caso de simetría VTI carente del fracturamiento. Los receptores detectan el arribo de las ondas de corte, debido a la fuerte atenuación de la onda P.

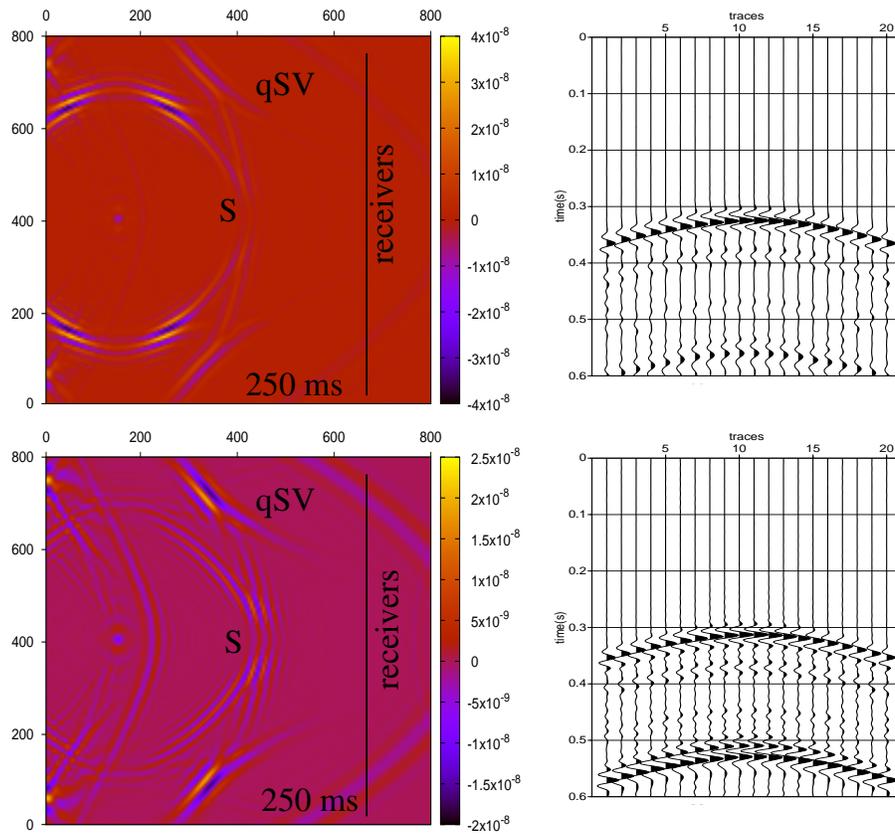


Figure 6: Snapshots del campo de velocidades y detección de ondas de corte en los receptores del pozo para la componente transversal. Se ejemplifica la influencia de las fracturas al comparar con el background de anisotropía VTI.

Este ejemplo sencillo muestra lo difícil que es interpretar datos de microsismica. El picado de los primeros arribos determinan la posición de las

fuentes y el estudio de las amplitudes daría la magnitud del momento sísmico y mecanismo focal de esas fuentes. De aquí, la importancia de usar el modelado como herramienta de asistencia y la necesidad de realizar una correcta caracterización del medio.