

---

### 3 Casos históricos de sismica superficial multicomponentes.

La combinación de las ondas S con las ondas P aporta información adicional para el estudio del subsuelo que nos permiten reducir la incertidumbre, acotar el riesgo geológico e identificar nuevas oportunidades para la exploración y desarrollo de campos, figura 3.1



Figura 2.3.1 Información adicional que proporciona la onda de cizalla, complementaria a la información de la onda P. (Modificado Maxwell et al 2006).

La interpretación conjunta de los reflectores de onda P y S ofrece la posibilidad de discriminar litología, estimar porosidad, caracterizar fracturas y diferenciar posibles fluidos. Usando los dos tipos de datos, ondas P y S, invariablemente se reduce el riesgo ya que provee una información más completa de la propagación y características de las ondas. Esta integración da un mayor soporte en la ubicación de las propuestas de pozos, asimismo en la definición de la extensión de los posibles yacimientos y su reserva asociadas, obteniéndose por consiguiente una mejor estimación del valor económico de los proyectos o campos petroleros. Dentro de las aplicaciones principales se encuentran las siguientes: mejoramiento de imagen sísmica a través de sedimentos saturados de gas, imagen estructural, de capas superficiales; estimación de litología, análisis de anisotropía, descripción de fluidos y monitoreo de yacimientos (Stewart et al, 2003).

---

### 3.1 Imagen sísmica

Mejoramiento de imagen sísmica. Dado que los datos PS contienen diferente información y diferentes trayectorias de los datos P, en teoría nos proporcionan una imagen diferente como en los casos siguientes.

Ver a través de sedimentos que contienen gas. La energía de la onda P cuando pasa por sedimentos saturados de gas se atrasa, dispersa y atenúa debido a que la saturación de gas afecta fuertemente a la compresibilidad,  $k$ , sin embargo, ésta no afecta tanto la rigidez,  $\mu$ , por consiguiente la energía de la onda S no sufre cambios sustanciales. En diferentes casos se ha demostrado la gran utilidad de las ondas convertidas donde se tienen zonas saturadas de gas que impiden o distorsionan los eventos sísmicos por debajo de éstas. Por ejemplo, en el campo Lomond se adquirió un multicomponentes 4C-2D. Este campo es de gas condensado, se encuentra a 233 Km al este de Aberdeen en el centro del Mar del Norte. La motivación de la adquisición de la onda convertida fue que los datos de la onda P estaban difusos debido a una nube de gas que no permitía ver el área del yacimiento. El éxito de de este ejemplo radica principalmente en la metodología de procesamiento la cual usa lo menos posible los datos de la onda P, figura 3.2.

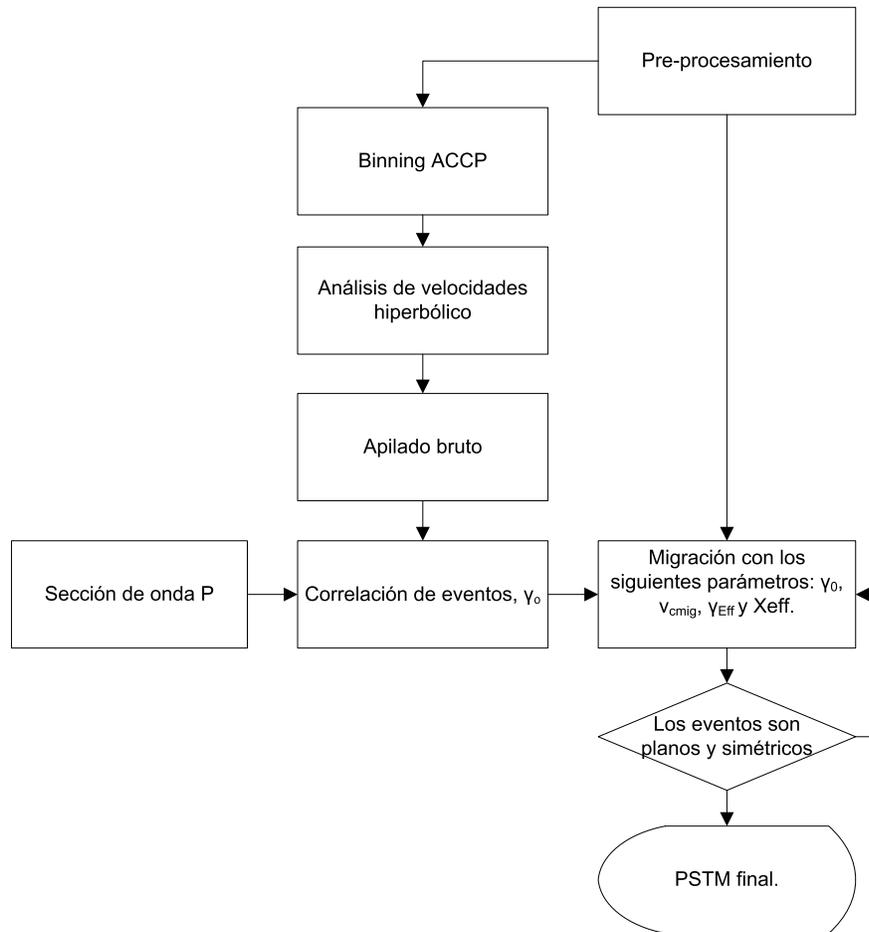


Figura 3.1.1 Flujo para el procesamiento de la onda convertida usado por Mancini et al en el campo Lomond. (Modificado Mancini et al, 2005)

Después del procesamiento se pueden comparar las imágenes de la onda P con la onda convertida, figura 3.3. Donde se pueden apreciar claramente las ventajas de las ondas PS debido a los efectos de gas en las capas superficiales y una mayor continuidad de los eventos sísmicos.

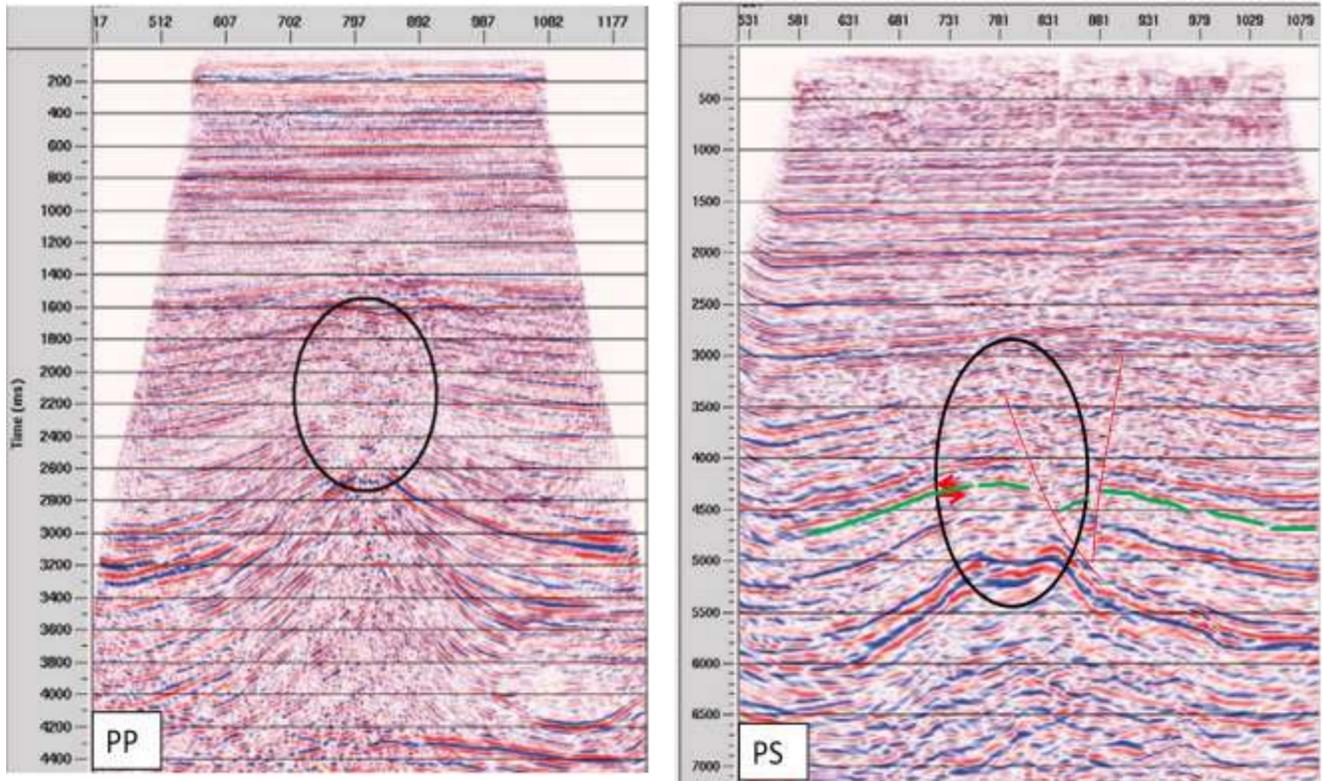


Figura 3.1.2 Comparación de la sección PP (izquierda) y la sección PS (derecha), se puede observar como el horizonte interpretado con verde se puede continuar, las fallas se definen mejor y los reflectores tiene una mejor definición. (Modificado de Mancini et al, 2005).

En este tipo de casos es importante tener en cuenta que la amplitud de la onda convertida es dependiente de la onda P que viaja hacia abajo, si pasa a través de la nube de gas la amplitud sería menor y la velocidad de apilado será diferente. A este fenómeno se le llama iluminación diódica. (Li et al, 2001).

### 3.2 Imagen estructural

La resolución de las características de los echados muy inclinados, en ciertas circunstancias, puede ser mejorada con las ondas convertidas. Purnell (1992) demostró por medio de datos de un modelo físico, figura 3.4, que se observan mejor los echados de  $0^\circ$  a  $30^\circ$  en capas de alta velocidad (HVL) sobrepuestas a capas de menor velocidad, con ondas P viajando hacia abajo y onda S viajando hacia arriba en la capa de mayor velocidad (PPPS).

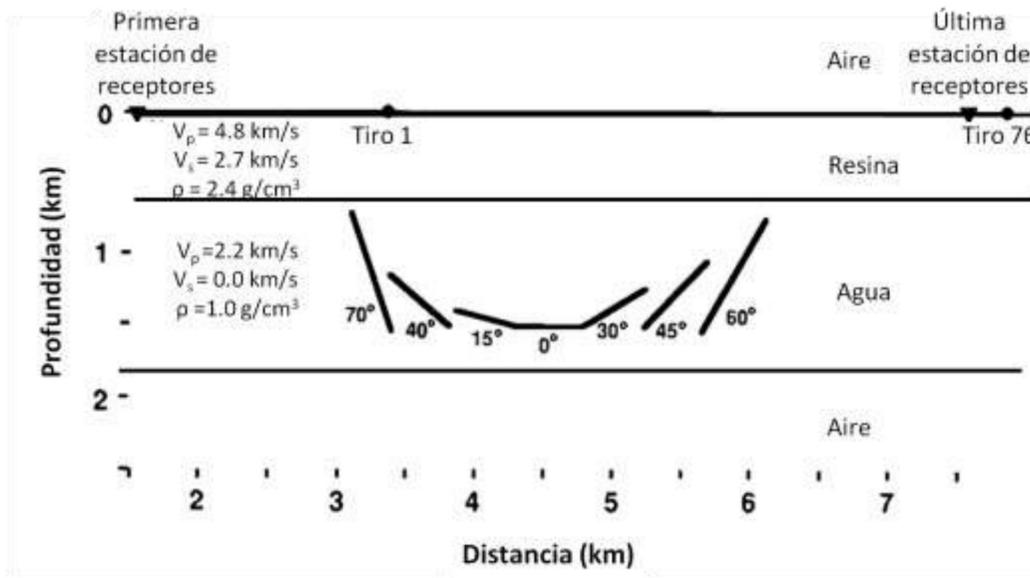


Figura 3.2.1 Modelo físico usado por Purnell. (Modificado de Purnell, 1992).

En la figura 3.5 observan los datos migrados PPPP antes de apilar en profundidad, se observan que los echados mayores de  $15^\circ$  no se pueden apreciar debido al problema del ángulo crítico. Comparando estos resultados con los datos de la ondas convertida, se pueden observar los echados de  $0^\circ$  a  $30^\circ$  en capas de alta velocidad (HVL) sobrepuestas a capas de no tan alta velocidad con ondas P viajando hacia abajo y onda S viajando hacia arriba en la capa de mayor velocidad (PPPS), figura 3.6. Por lo que se pueden usar las ondas convertidas para una mejor imagen estructural de echados pronunciadas por debajo de capas con alta velocidad.

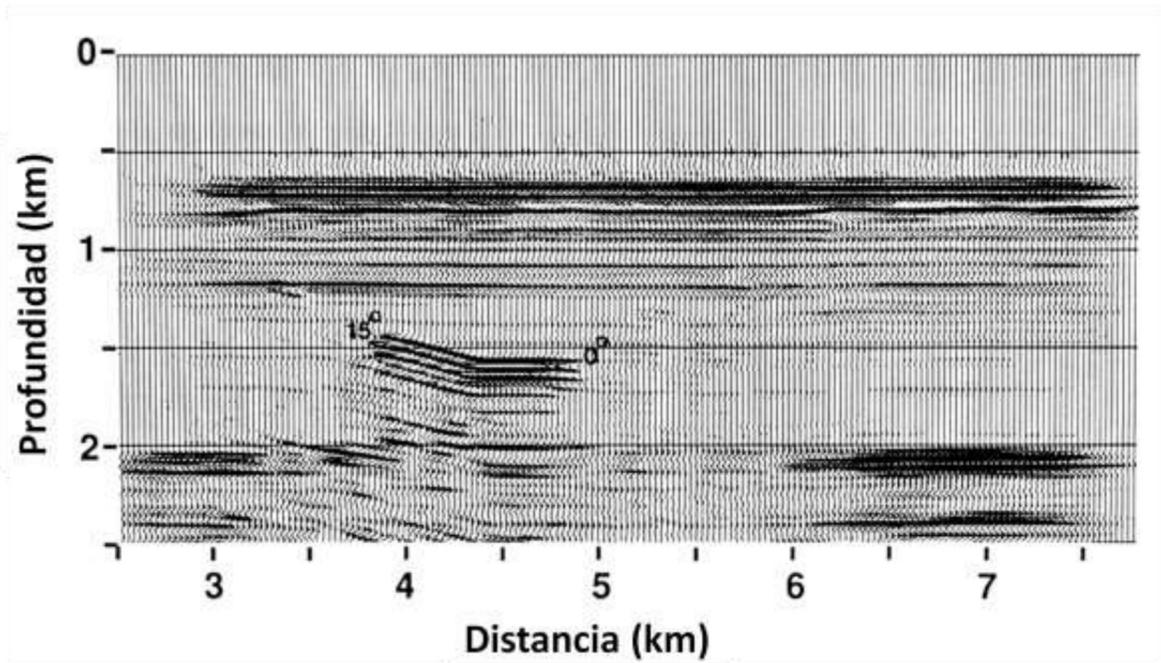


Figura 3.2.2 Datos migrados antes de apilar en profundidad PPPP. (Modificado de Purnell, 1992).

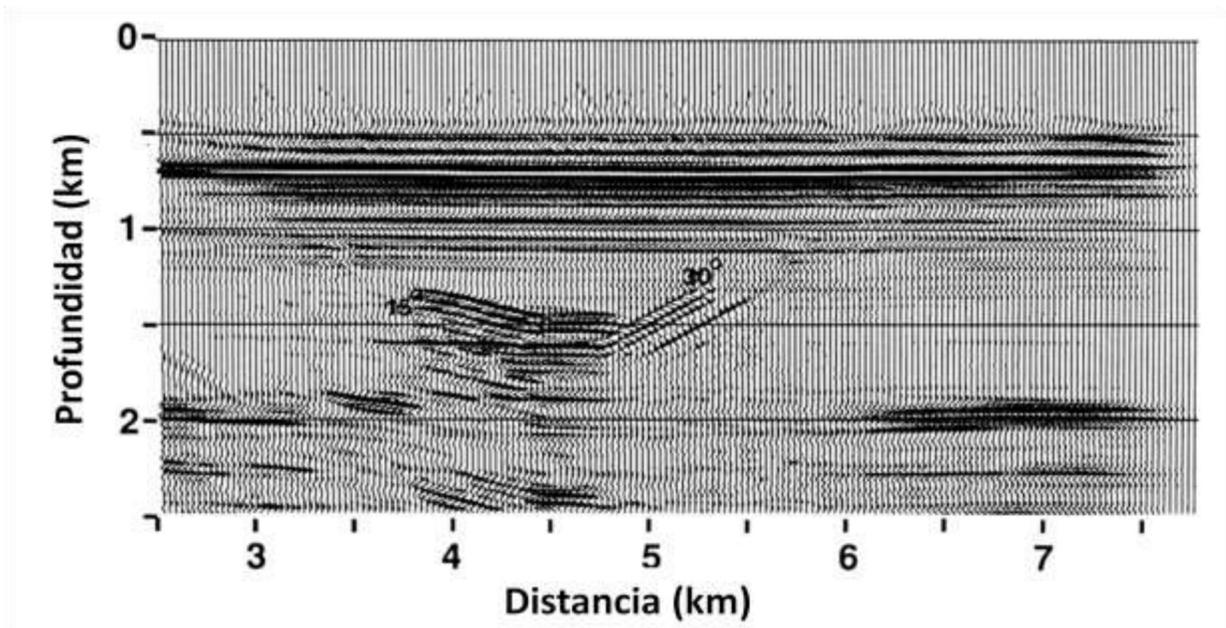


Figura 3.2.3 Datos migrados antes de apilar en profundidad PPPS. (Modificado de Purnell, 1992).

---

Cary y Couzens (2000) dieron ejemplo del campo Mahogany en el Golfo de México, donde mediante la imagen PS es posible definir mejor las fallas asociadas a la intrusión de la sal, figura 3.7.

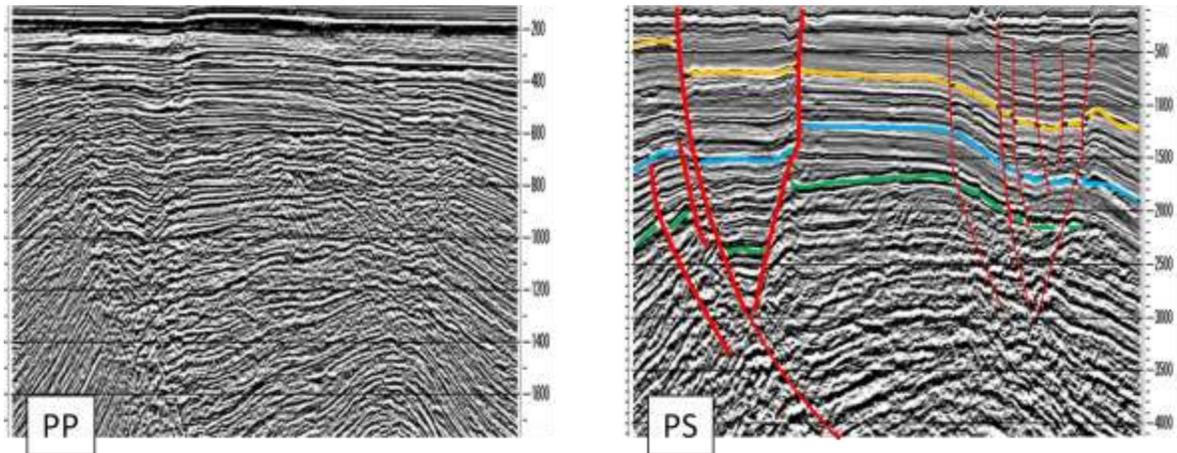


Figura 3.2.4 Se pueden apreciar mejor las fallas entre los tiempo a) Sección PP b) Sección PS. (Modificada de Stewart et al, 2003).

Otro ejemplo es en un campo en México donde en la sección PS tienen una mejor imagen de los rasgos estructurales de fallas terciarias, terminaciones sísmicas, acuñamientos de sedimentos de edad Cretácico contra la sal y la una mejor definición de la cima de sal, figura 3.8.

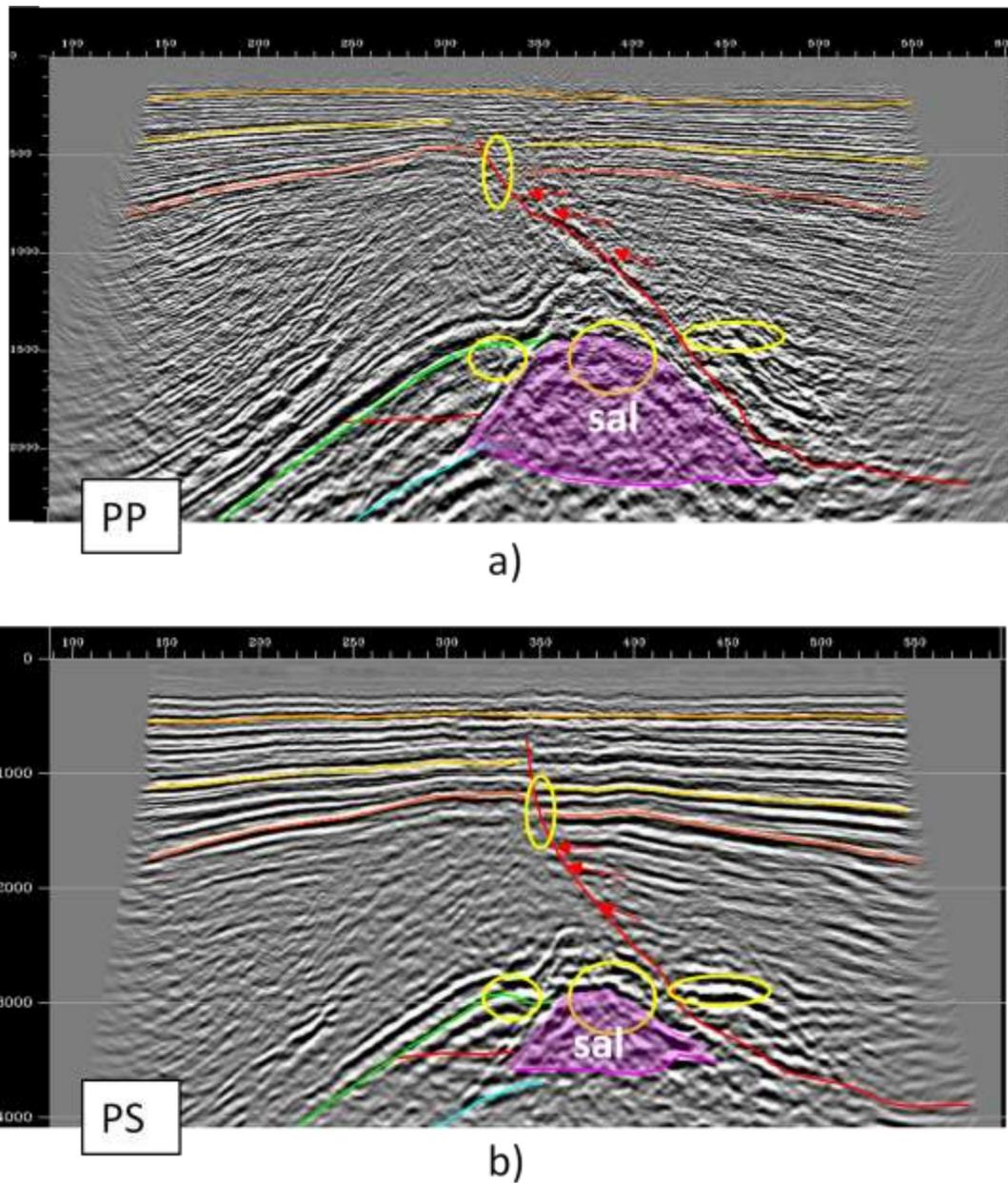


Figura 3.2.5 Sección 2D PP y PS con intrusión de sal y falla.

### 3.3 Imagen de las capas superficiales.

Generalmente se resuelven mejor los reflectores en las capas cerca de la superficie en las secciones PS que en las PP. Esto se puede deber a diferentes factores como: mayores cambios relativos en velocidades S contra P, un mayor impacto de los cambios de densidades en la

reflectividad PS que PP o a longitudes de onda corta de la onda S. Un ejemplo de esto es la línea sísmica 3C adquirida en el Río Steen en Alberta Canadá. Las secciones resultantes PP y PS se muestran en la figura 3.9. En los datos PS se puede ver un mejor detalle hasta los 1000 ms.

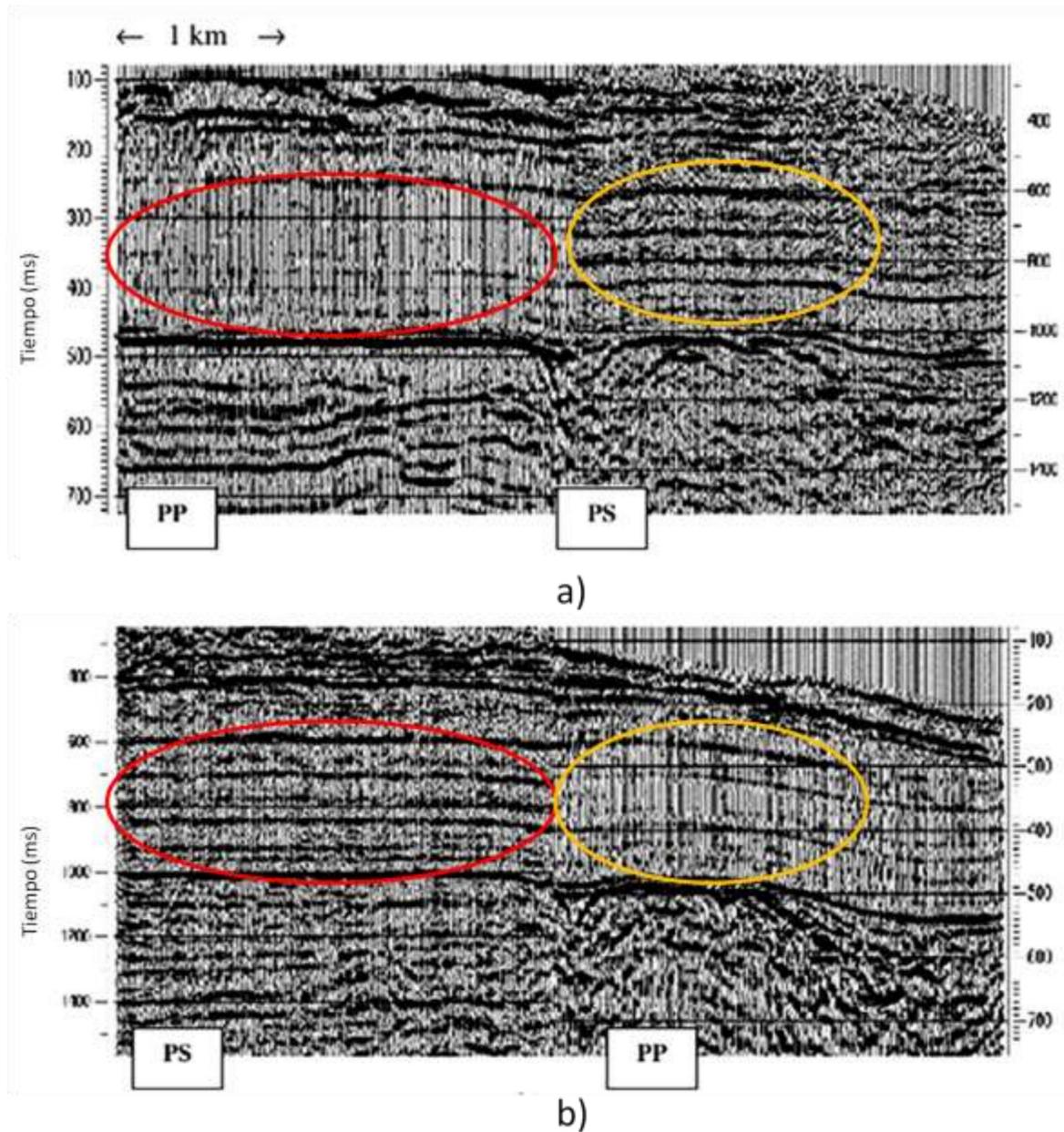


Figura 3.3.1 a) La mitad izquierda de la sección PP seguida de la mitad derecha de la sección PS. b) La mitad derecha de la sección PS y la mitad derecha de la sección PP. Se pueden notar que algunos eventos son más claros. (Modificada de Stewart et al, 2003).

---

---

Algunas de las aplicaciones se usan para mapear fallas sutiles someras menos de un metro, determinar el módulo de cizalla y otras propiedades geomecánicas de capas delgadas cerca del piso del mar, detectar peligros de flujo somero de agua y estimar concentraciones de hidratos de metano que pudieran afectar las operaciones de perforación en el piso marino.

### **3.4 Estimación de litología.**

Además de tener una mejor imagen sísmica, es importante estimar el tipo de roca que podríamos encontrar dentro del área de estudio. En ocasiones las imágenes de la onda P pueden ser ambiguas o limitadas para la estimación de litología, con la integración de la onda S se puede inferir propiedades adicionales de la roca. Gran parte de los análisis PS están basados en estimar los valores  $V_p/V_s$ . La velocidad  $V_s$  y la relación  $V_p/V_s$  en combinación con  $V_p$  han mostrado ser buenos indicadores del tipo de roca.

La aplicación más usual se encuentra en diferenciar litologías entre las arenas y la lutitas. Garotta et al (1985) utilizó datos PS y PP donde observó que las anomalías de amplitud de los datos PS y los valores bajos de  $V_p/V_s$  obtenidos a partir de las isócronas P-P y P-S correlacionan con los límites de yacimientos asociado a facies canalizadas. Así mismo, confirmó que el coeficiente de Poisson obtenido a partir de las isócronas de PP y PS aumenta monotónicamente con el incremento de  $V_p/V_s$ .

Estas afirmaciones realizada por Garotta en 1985, se confirman en el campo Blackfoot en Alberta figuras 3.10 y 3.11.

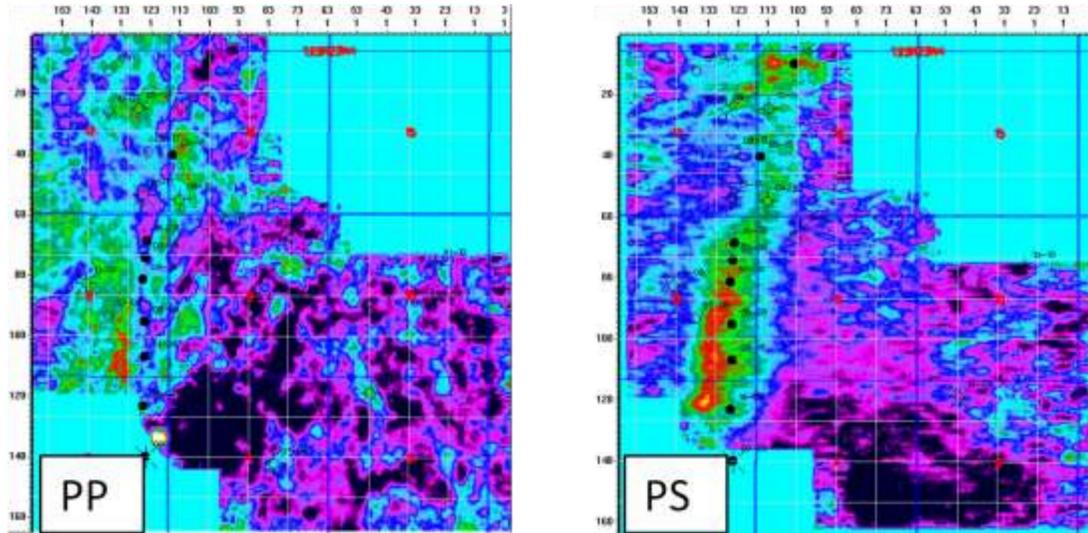


Figura 3.4.1 Rebanadas de horizontes (Time horizons) PP a la izquierda y PS a la derecha del canal de arena interpretado de la adquisición 3C-3D en el campo Blackfoot, Alberta. (Modificado de Stewart et al, 2003).

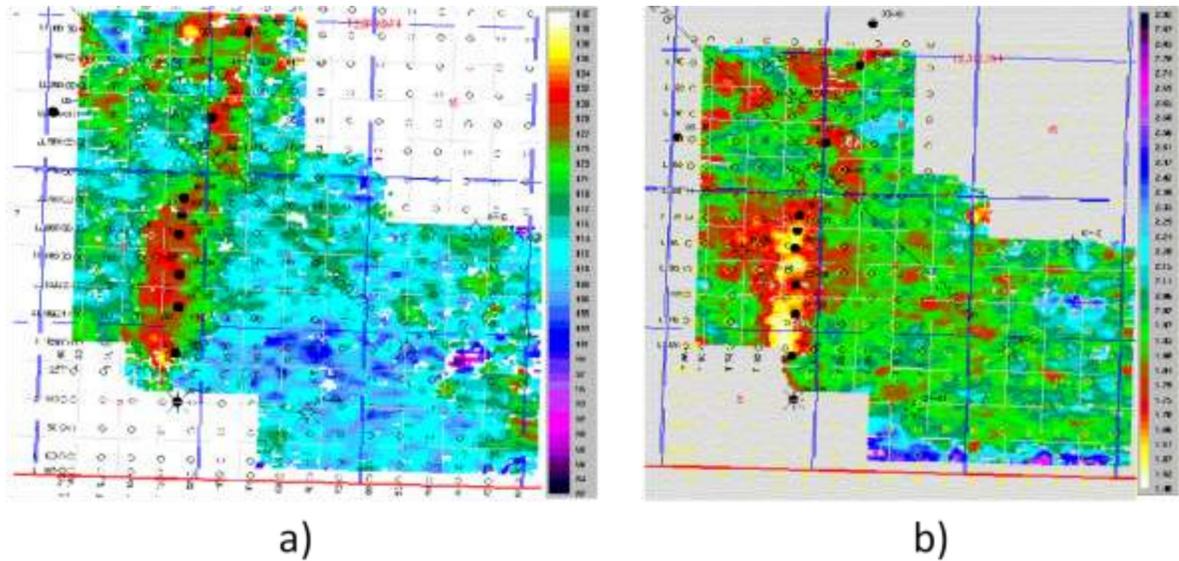


Figura 3.4.2 Mapas de amplitudes PS (izquierda) y valores de la relación  $V_p/V_s$  (derecha). (Modificado de Stewart et al, 2003).

Otro ejemplo representativo de las aplicaciones de las ondas convertidas para delinear canales de arenas se muestra en el campo Alba en el Mar del Norte (MacLeod, 1999a), donde se observa un

---

fuerte contraste en la velocidad de la onda S, figura 3.12, asociada al yacimiento que se refleja en un buen contraste de impedancias elásticas la cual facilita la interpretación sísmica y su delimitación.

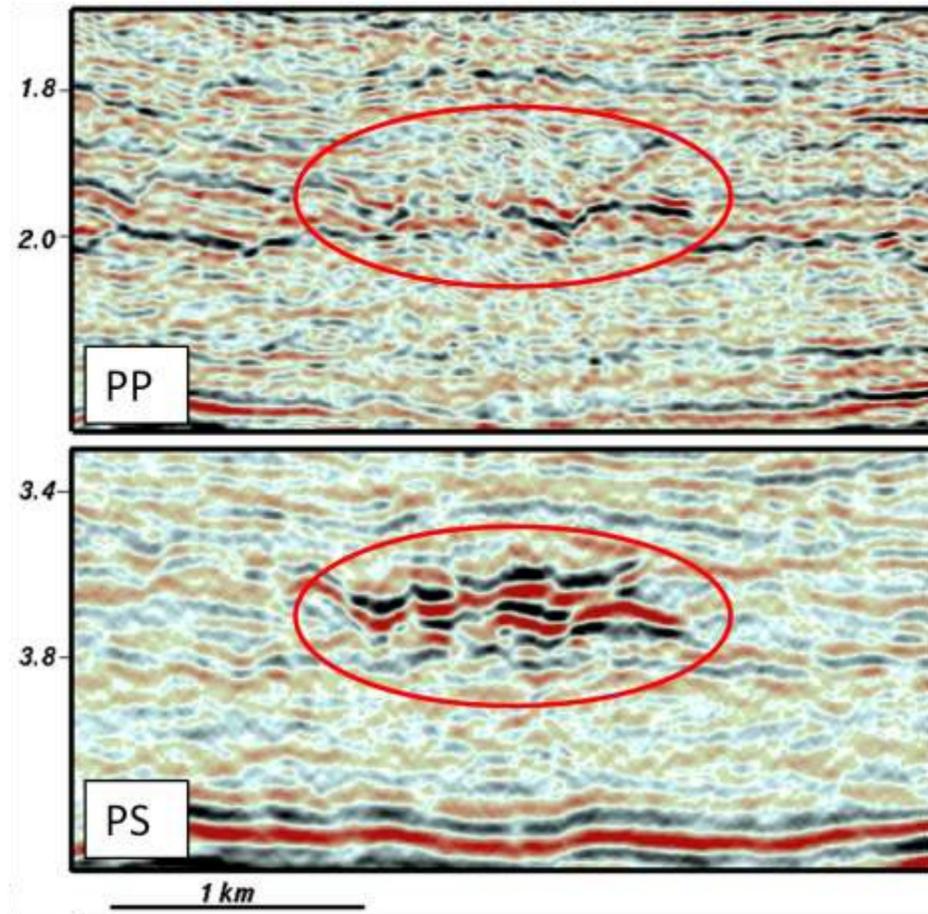


Figura 3.4.3 Secciones de datos de onda PP adquiridas con streamer y sección PS adquiridas con OBC. El óvalo rojo encierra la delimitación del canal claramente delimitado en la sección PS. (Modificada de Stewart et al, 2003).

Este se correlaciona con los datos de registro, como se puede ver la respuesta del yacimiento en onda P no es contrastante con el medio encajonante. En el registro de velocidad de onda S, la velocidad del yacimiento es contrastante con la del medio encajonante. Figura 3.13.

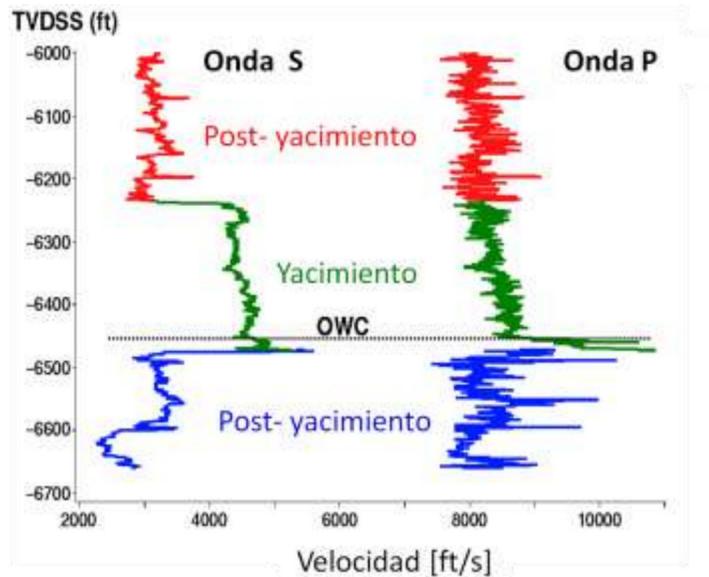


Figura 3.4.4 Registro sónico dipolar a través de las arenas del yacimiento Alba, mostrando un gran contraste en la velocidad de la onda S entre las arenas del yacimiento Alba y las lutitas circundantes, mientras que en la velocidad de la onda P no hay gran contraste. (Modificada de Stewart et al, 2003).

Las arenas del yacimiento pueden ser distinguidas de las lutitas encajonantes, permitiendo una mejor localización para los pozos. En la figura 3.14 se puede ver que los mapas de amplitudes de un horizonte del campo Alba, en el mapa PS se puede distinguir claramente el canal de arenas, adicionalmente muestra las “alas” de ese canal. Con esta información se puede tener un mejor entendimiento de la estructura del yacimiento

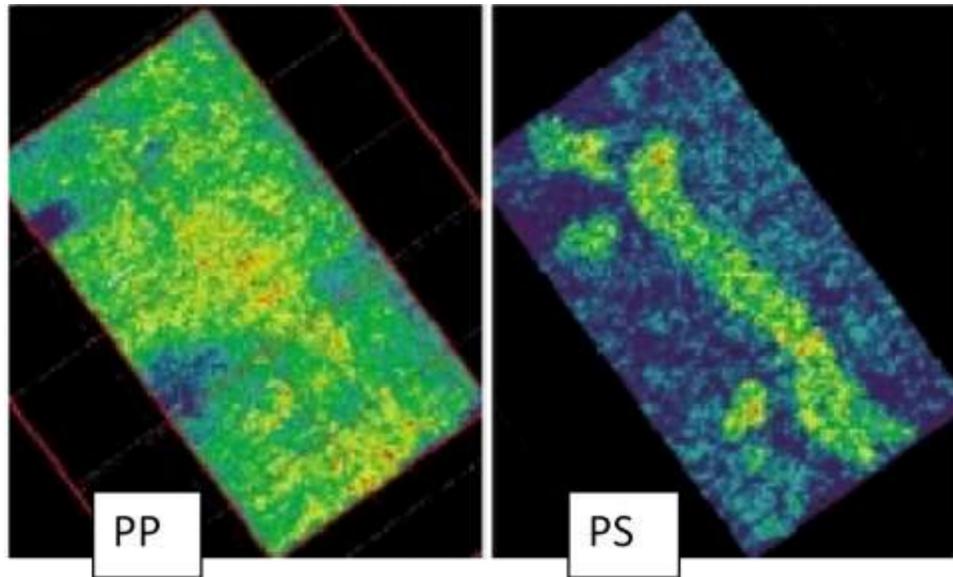


Figura 3.4.5 Amplitudes de horizontes PP y PS. En la sección PS, se puede identificar y delimitar fácilmente el canal de arena. ()

Con este tipo de limitación de litología y las anomalías de la onda PP, se describió al campo Alba como un canal de arena turbidítica pobremente consolidado de edad Eoceno con una longitud de 9 km, un ancho entre 1.5 y 3 km, un espesor por arriba de los 100 m figura 3.15.

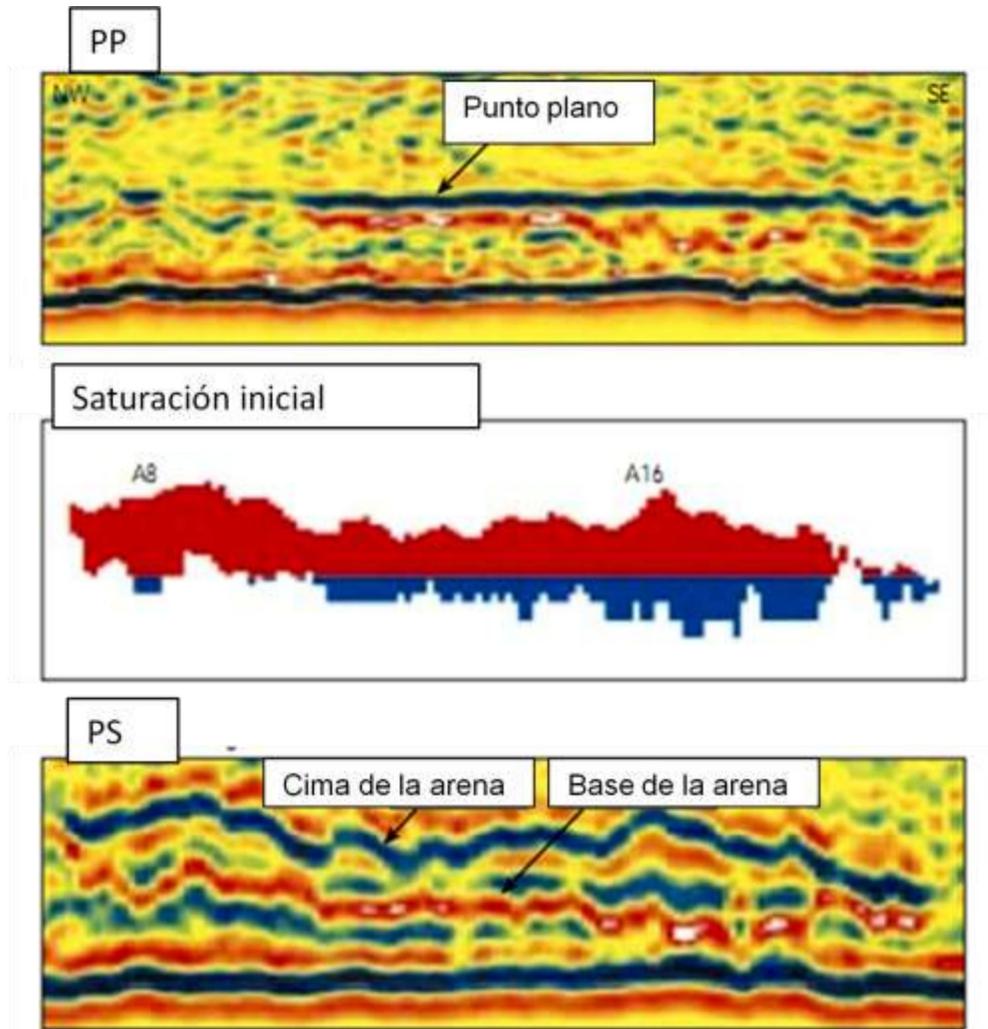


Figura 3.4.6 Incluyendo información de la sección PP y de la sección PS se puede hacer un modelo de la saturación inicial de hidrocarburos (Modificada de Caldwell et al, 1999).

Michelena et al (2001) emplearon redes neuronales considerando la velocidad de la onda S obtenida a partir de la inversión sísmica y registros geofísicos de rayos gamas y SP para diferenciar lutitas de las arenas presentes en el campo de aceite pesado Zuata en Venezuela. En la figura 3.16, se puede ver la separación de las arenas y lutitas en una gráfica densidad contra velocidad de la onda S, las arenas presentan una mayor velocidad que las lutitas, con rangos de densidades un poco menores.

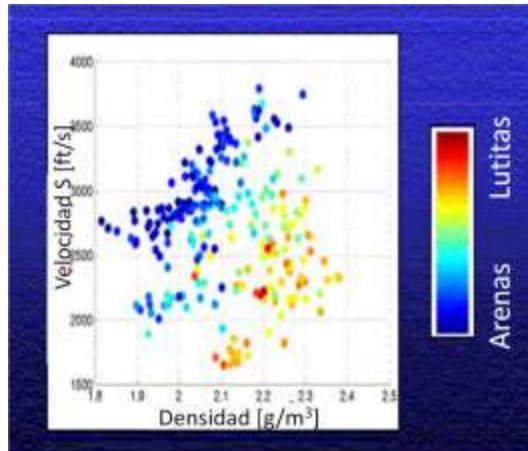


Figura 3.4.7 Gráfica de Velocidad de onda S contra densidad de los registros del campo de aceite pesado Zuata. (Modificada de Stewart et al, 2003).

En la inversión convertida en estimación de arenas y lutitas usando redes neuronales, se puede apreciar que existe buena consistencia entre la inversión y los registros de rayos gamma y de SP para la diferenciación de arenas, en colores fríos y lutitas en colores cálidos.

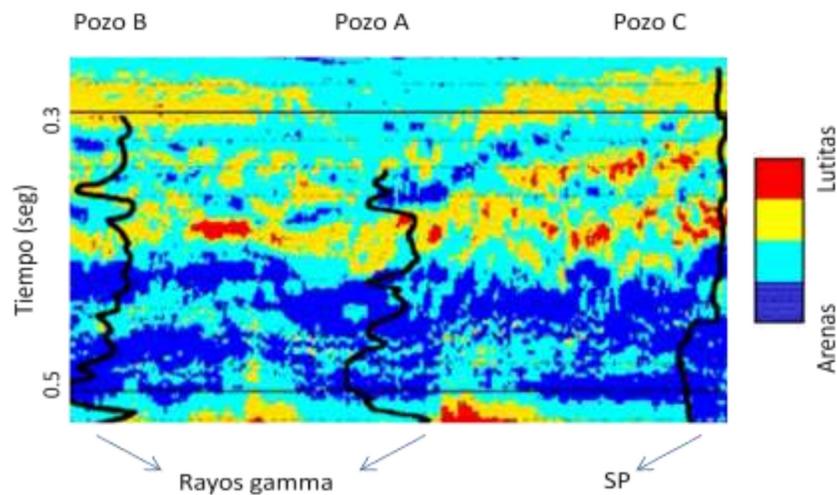


Figura 3.4.8 Estimación de arena (colores fríos) y lutita (colores cálidos) correlacionados con registros de rayos gamma y SP. (Modificada de Stewart et al, 2003).

Otro caso histórico, es el campo Manitou Lake localizado en la parte oeste-central de Saskatchewan, Canadá. El yacimiento de hidrocarburos se encuentra en canales fluviales de arena de

---

---

aceite pesado de 12° API de edad Cretácico inferior en las formaciones Colony y Sparky. Los registros geofísicos indican que los canales de arena pueden tener alta porosidad con valores arriba del 30%. La adquisición sísmica multicomponentes fue en un área aproximadamente de 10 km<sup>2</sup>, se contó con 3 pozos de los cuales sólo uno contaba con registro sísmico de onda S.

En esta área se identificaron que valores bajos de  $V_p/V_s$ , menores de 2.15, están asociados a arenas de las formaciones Colony y Sparky. Sin embargo la saturación de agua puede aumentar los valores de  $V_p/V_s$  tanto para arenas como arcillas.

Los sismogramas sintéticos permiten definir la correlación con los registros y la identificación de los horizontes sísmicos de interés asociados, en la figura 3.18 se muestra la correlación de las ondas PP y PS con las formaciones de interés Colony (flecha roja) y Sparky (flecha verde) y sus características de la relación  $V_p/V_s$  y los registros. En la comparación, mediante la onda PS se puede observar que el intervalo de las formaciones de interés está separado por dos reflectores bien definidos, por lo que ayuda a llevar el control de ese intervalo.

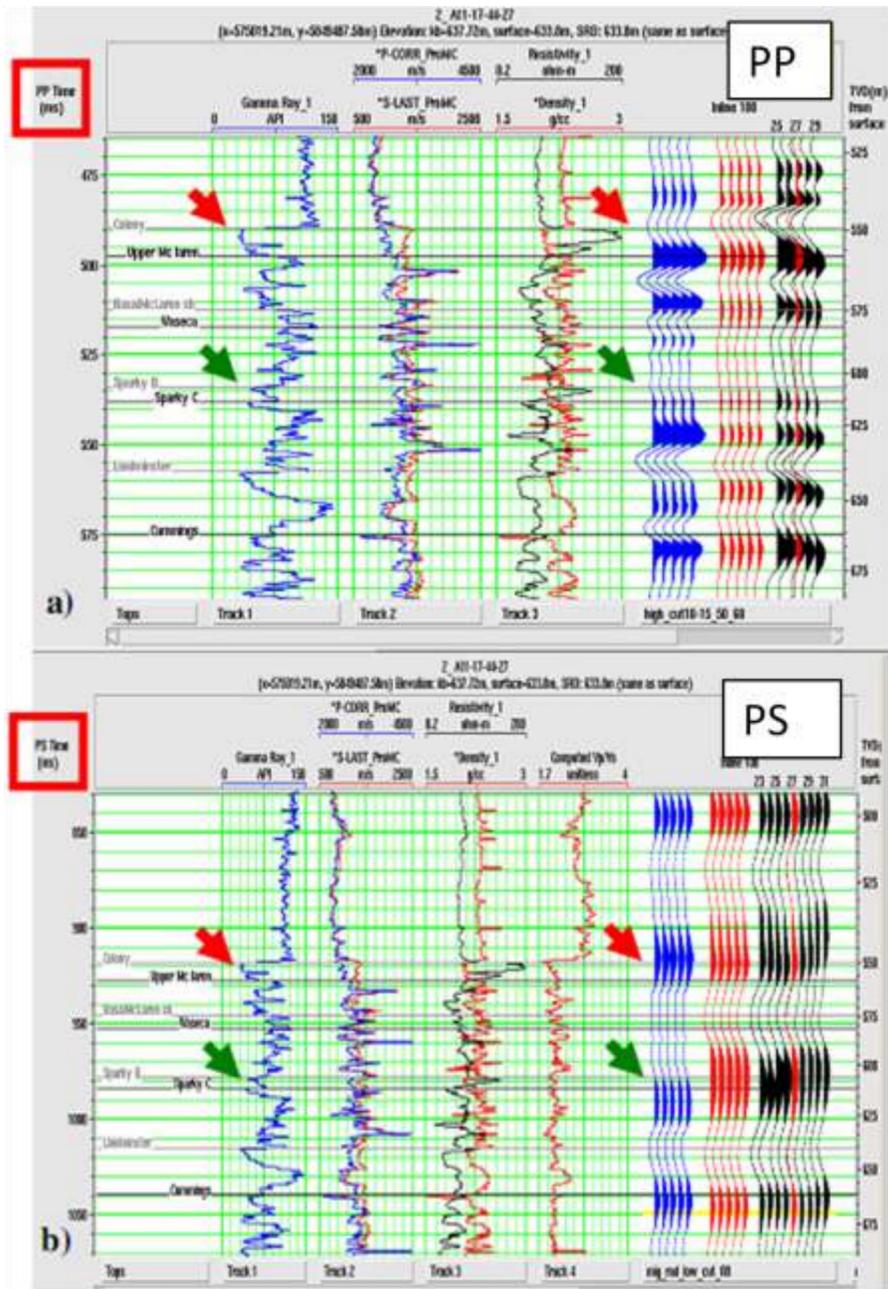


Figura 3.4.9 Correlación de la sísmica con los registros de rayos gamma en el primer panel, velocidades de onda P (azul) y onda S (roja) en el segundo panel, densidad (roja) y resistividad (negro) en el tercer panel y con las trazas de color negro con el sismograma sintético en color azul. a) para la onda PP b) para la onda PS. (Roxana et al, 2009).

Como se ha comentado anteriormente, se considera que las ondas P son más sensibles a los cambios del fluido de poro que las ondas S y la relación  $V_p/V_s$  dan la mejor diferenciación de litología, dado que para la onda S hay contrastes considerables entre arenas y lutitas, teniendo las arenas mayor

velocidad que las lutitas, la relación  $V_p/V_s$  será menor para las arenas y un poco mayor para las lutitas. Para el campo Manitou los valores de  $V_p/V_s$  se encuentran entre 1.7 a 2.17 para las arenas y de 2.15 a 3.0 para las lutitas, este resultado se obtuvo de la integración de la sísmica, registro y la estimación razón  $V_p/V_s$  a partir de las isócronas. En figura 3.19, se sobreponen los valores  $V_p/V_s$  y la sísmica de superficie PP y PS, en esta última se puede notar que es más fácil seguir el horizonte sísmico que en la PP aunque tenga menor resolución.

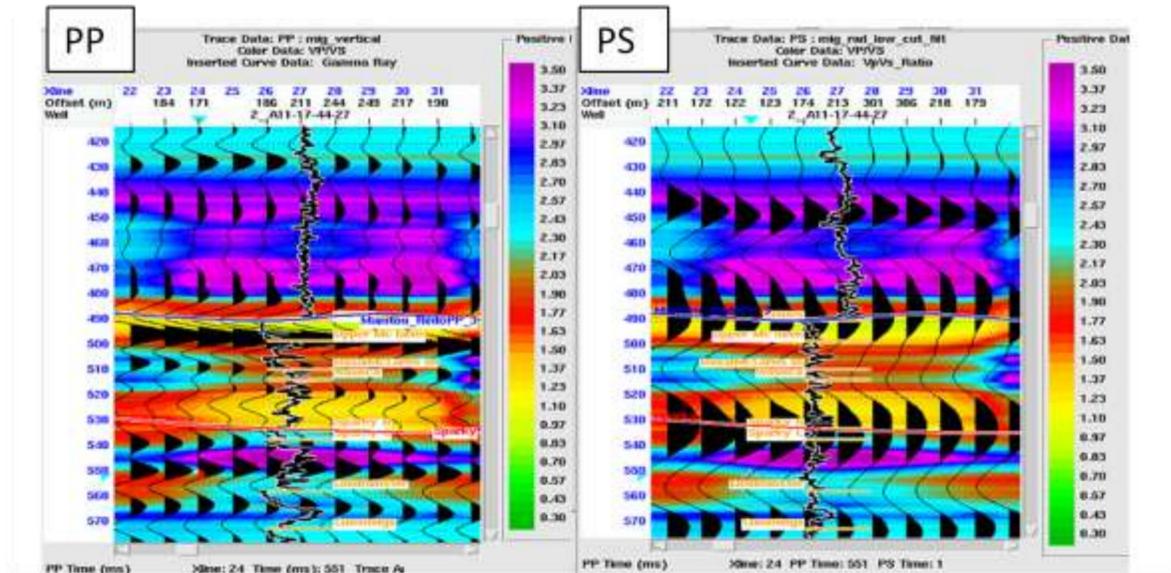


Figura 3.4.10 Secciones PP y PS ambas en tiempo de PP sobre puestas a valores  $V_p/V_s$ . En color azul está interpretado el horizonte de Colony y en rojo el horizonte Sparky. (Roxana et al, 2009).

A partir de las consideraciones anteriores y de la interpretación conjunta de los mapas de amplitud PS y PP en el Campo Manitou se identificó la distribución de los canales figura 3.20. Para la imagen de onda PP se observa con mayor claridad la base de los canales, mientras que la distribución de los lóbulos se puede identificar con mejor definición en la imagen de onda PS. Este tipo de integración ayuda a proponer mejores modelos geológicos y reducir la incertidumbre del tipo la roca.

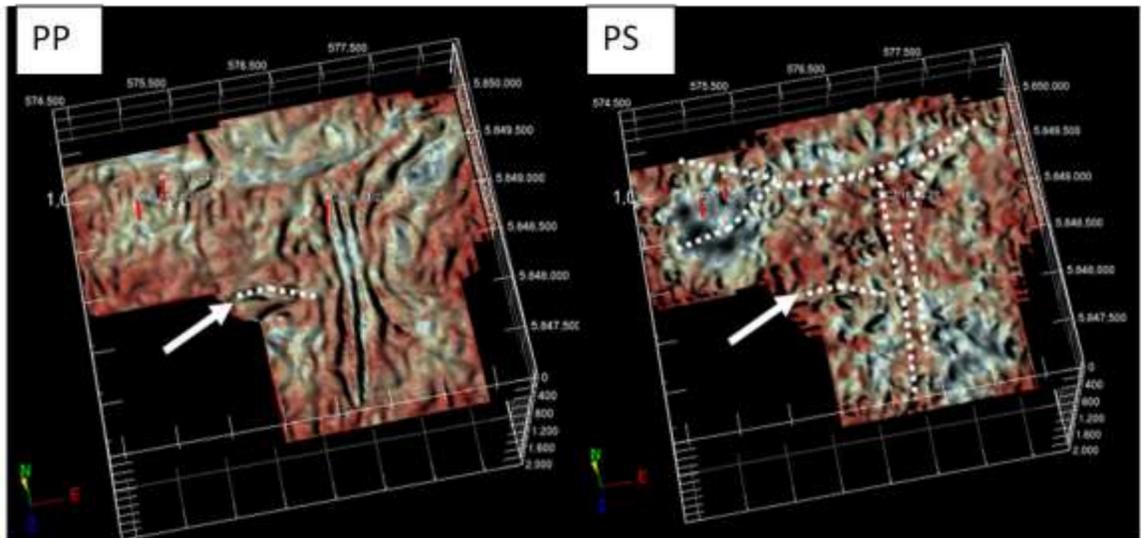


Figura 3.4.11 Amplitudes de la onda PP (izquierda) y PS (derecha). Se puede apreciar la base del canal muy bien definido en la onda P, mientras que en la onda S se pueden apreciar los lóbulos de los flujos. (Roxana et al, 2009).

Otro tipo de correlacionar litologías es mediante variaciones significativas en los valores  $\frac{V_p}{V_s} = \frac{2I_s}{I_p} - 1$ . Este criterio se ha aplicado en el play carbonatado en Lousana, Alberta por Miller (1996), donde calculó los intervalos  $V_p/V_s$  con las isócronas en la región de interés, obteniendo valores de  $V_p/V_s$  entre 2.2 a 2.5 en sedimentos clásticos de edad Cretácico y valores de 1.5 a 2,0 en rocas carbonatadas del Paleozoico asociado a arrecifes con aceite.

### 3.5 Análisis de anisotropía.

En México, en las Cuencas del Sureste, la producción de yacimientos carbonatados de edad Cretácica se asocia a la intensidad del fracturamiento. La comprensión de los sistemas de fracturas presentes en estos yacimientos es importante para los programas de perforación de pozos, el diseño de pozos horizontales y proyectos de recuperación secundaria.

Los esfuerzos presentes en el subsuelo hacen que la mayoría de las fracturas se alineen verticalmente, estas individualmente no es posible detectarlas a través de las ondas sísmicas ya que la longitud de onda es más grande que las fracturas, sin embargo, en especial las ondas de cizalla, pueden percibir las propiedades promedio de las fracturas para determinar su orientación y densidad

promedio. Las ondas S que se propagan a través de este tipo de medios presentan un fenómeno conocido como birrefringencia, o separación de la onda S (splitting), que es la separación de una onda S rápida y una onda S lenta, la polarización de la onda S rápida es la dirección promedio del rumbo de las fracturas y la lenta perpendicular. La diferencia en el tiempo de tránsito entre la onda S rápida y lenta está relacionada con la densidad de las fracturas (Barved et al, 2004).

Junto con la información estructural, estratigráfica, de la onda PP y de la onda PS se pueden resolver problemas asociados a los yacimientos fracturados. Por ejemplo, Nelson 2001, enuncia los problemas que se pueden resolver dependiendo del tipo de yacimiento, figura 3.21.

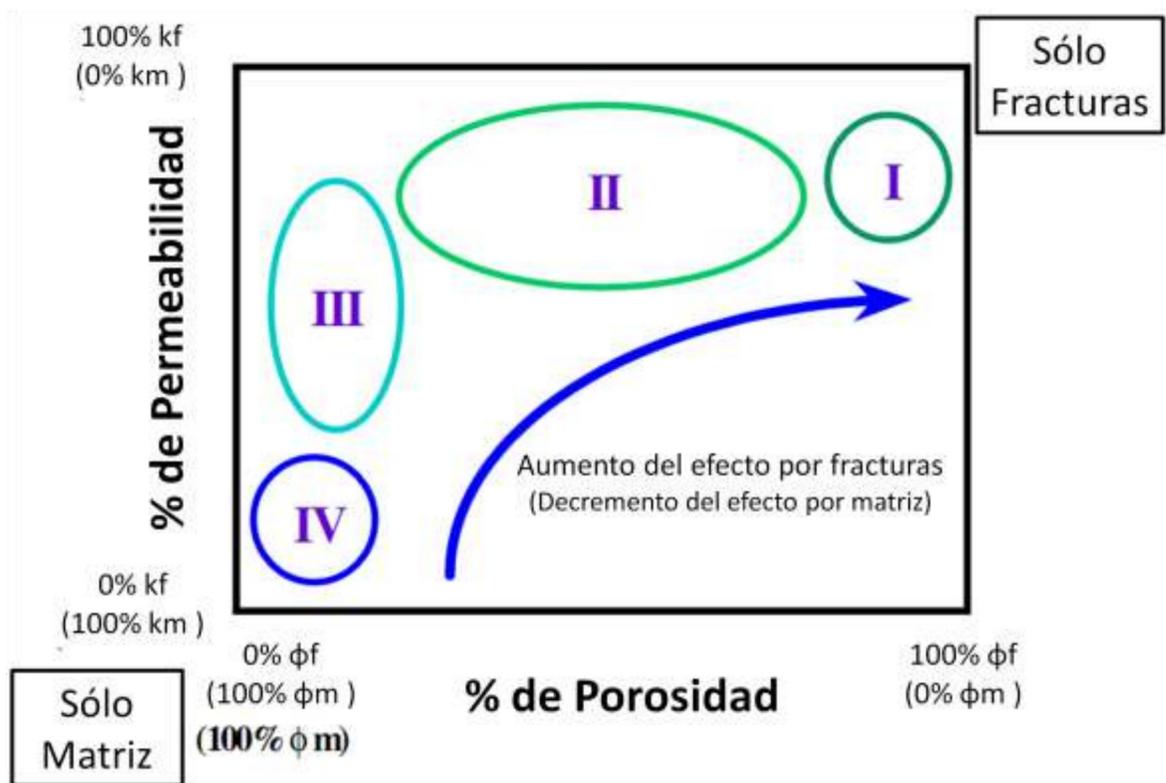


Figura 3.5.1 Clasificación de los yacimientos fracturados (Nelson, 2001) basado en el porcentaje de porosidad y permeabilidad en términos del porcentaje debido a la matriz y debido a las fracturas. (Gaiser, 2002).

---

---

Tipos de yacimientos y su aplicación:

- Tipo 1, donde las fracturas dominan la porosidad y la permeabilidad, se pueden definir las áreas de drenaje.
- Tipo 2, donde las fracturas controlan esencialmente la permeabilidad, se puede definir la intensidad de fracturas, la geometría y el cierre de fracturas en campos sobrepresurados.
- Tipo 3, donde las fracturas ayudan a la permeabilidad, para identificar la permeabilidad anisotrópica y en la respuesta inusual en recuperación secundaria.
- Tipo 4, donde las fracturas no proporcionan ninguna permeabilidad o porosidad adicional, para identificar los compartimientos donde la permeabilidad puede ser distinta a las fracturas<sup>19</sup>

Von Dok et al (1997) y Gaiser (1999) mostraron un análisis para estimar la anisotropía a partir de un levantamiento sísmico 3C-3D del campo Madden en la cuenca Wind River, Estados Unidos. Es un yacimiento naturalmente fracturado de arenas compactas de gas. En el análisis usaron la rotación de Alford y layer stripping para calcular la dirección de polarización de la onda de rápida de cizalla ( $PS_1$ ) y el porcentaje asociado a la anisotropía. En la figura 3.22 se muestra la componente radial y transversal de una línea sísmica Este – Oeste del campo Madden.

---

<sup>19</sup> Gaiser, 2002

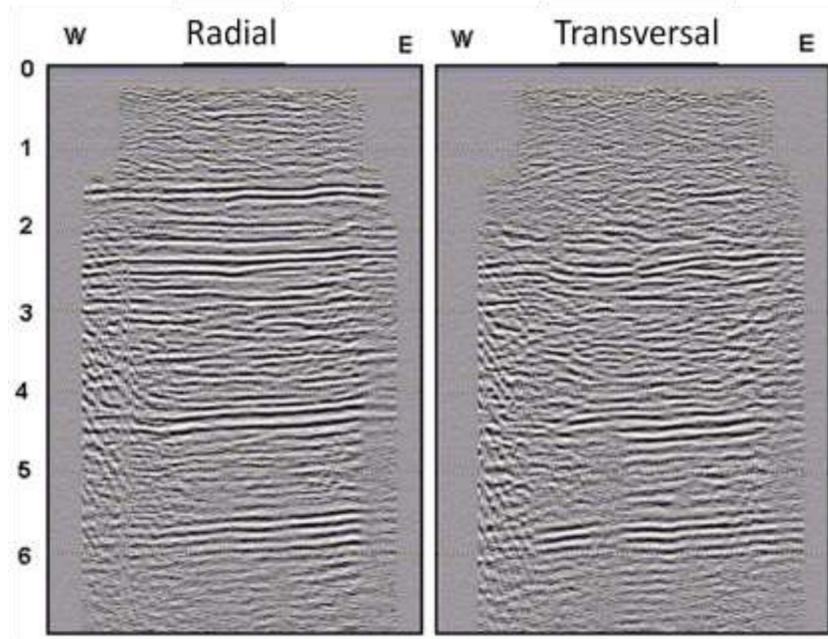


Figura 3.5.2 Secciones radial y transversal en el campo Madden. Se puede observar que hay energía en la transversal alrededor de los segundos 2.5, 4.5 y casi 6 siendo este un indicador de anisotropía. (Modificada de Stewart et al, 2003).

Para compensar los efectos de las propiedades que varían dependiendo de la profundidad, se analizan las reflexiones a 1.5 segundos para remover la birrefringencia de los efectos de sobrecarga. A pesar de que la energía en ese tiempo en la componente transversal es débil es fundamental remover los efectos de la sobrecarga para tener la birrefringencia de la onda S. En la figura 3.23, se muestra la dirección de la onda S rápida y su porcentaje asociado a la anisotropía, correspondiendo a una posible orientación de fracturas y densidades en los horizontes entre 2.2 y 3.3 segundos. El porcentaje de anisotropía que muestra el campo es debido a las fracturas. Adicionalmente, las áreas con mayor porcentaje de anisotropía son indicadoras de áreas sin drenar de productividad alta (sweet spots) asociadas a la fracturas.

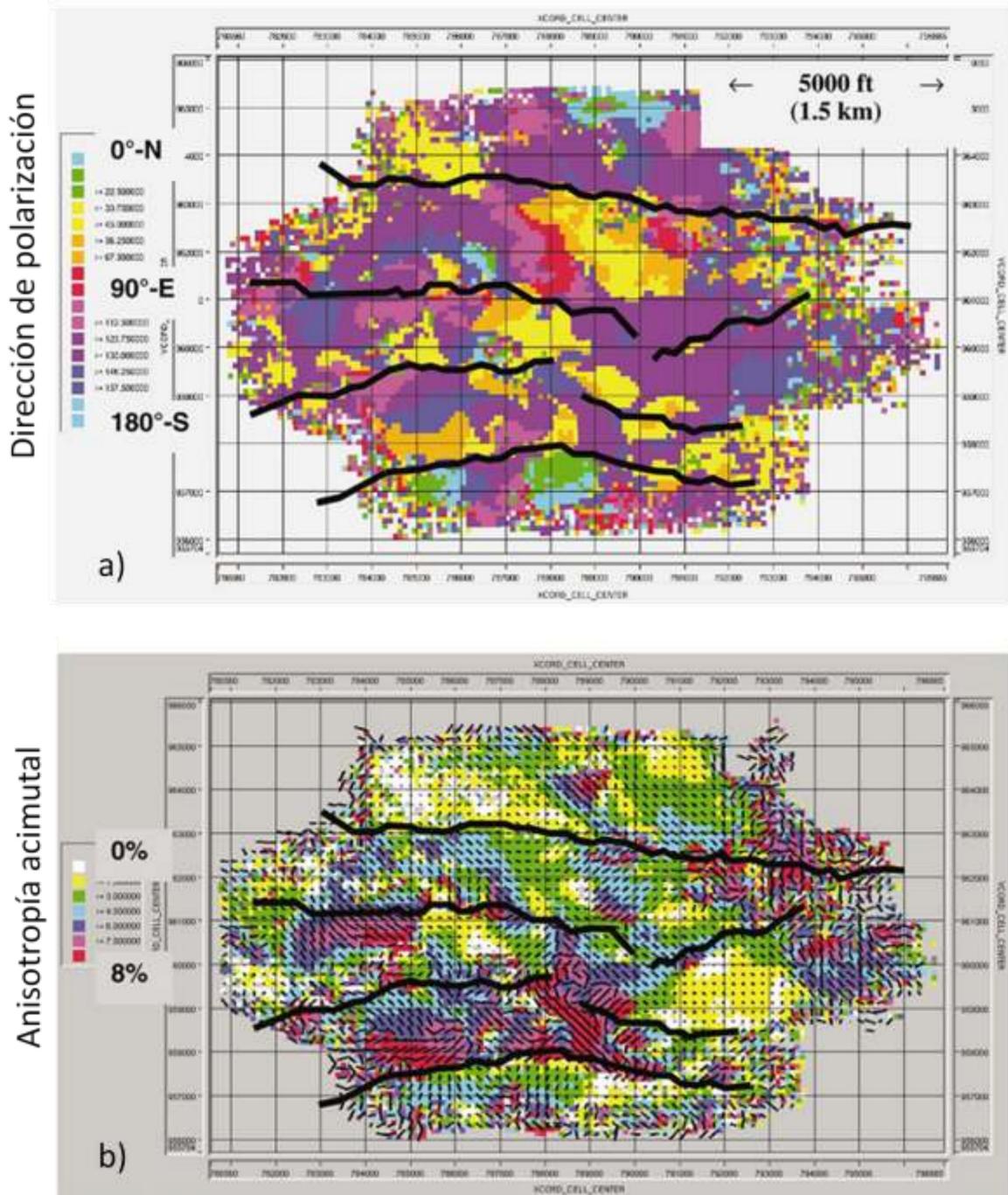


Figura 3.5.3 Anisotropía sísmica después de haber aplicado la rotación de Alford y layer stripping. a) Dirección de polarización, b) Porcentaje de la anisotropía en el objetivo entre las capas de 2.2 y 2.3 segundos. (Modificada de Stewart et al, 2003).

Otro ejemplo de análisis de anisotropía es en el campo Emilio, en el mar Adriático, en la costa de Italia. Es un yacimiento de carbonatos naturalmente fracturados, que presenta una compresión

---

---

significativa tectónica con orientación este-oeste, creando estructuras anticlinales de yacimientos de gas. Este campo se clasificó como tipo II donde las fracturas controlan la permeabilidad. En la figura 3.24 a) se muestra la dirección preferencial de la onda rápida evidencia dos tendencias ortogonales de fractura, la primera con una orientación casi este-oeste (amarillas-rojas) y la segunda con dirección sureste-noroeste (verde-azul), su distribución nos indicara la densidad de las fracturas en el campo. Otro aspecto importante es el porcentaje de anisotropía dependiendo del tiempo de retraso entre la onda lenta y la onda rápida, mostrada en la figura 3.24 b), este porcentaje está relacionado a la densidad de fracturas, por lo que a mayor porcentaje mayor es la posibilidad de que el hidrocarburo, en este caso gas, migre para esa zona. Por ejemplo, el óvalo rojo es la cresta de un anticlinal, ahí se encuentran la mayoría de los pozos perforados se caracteriza por tener un porcentaje grande de anisotropía y una dirección preferencial de 80° NE.

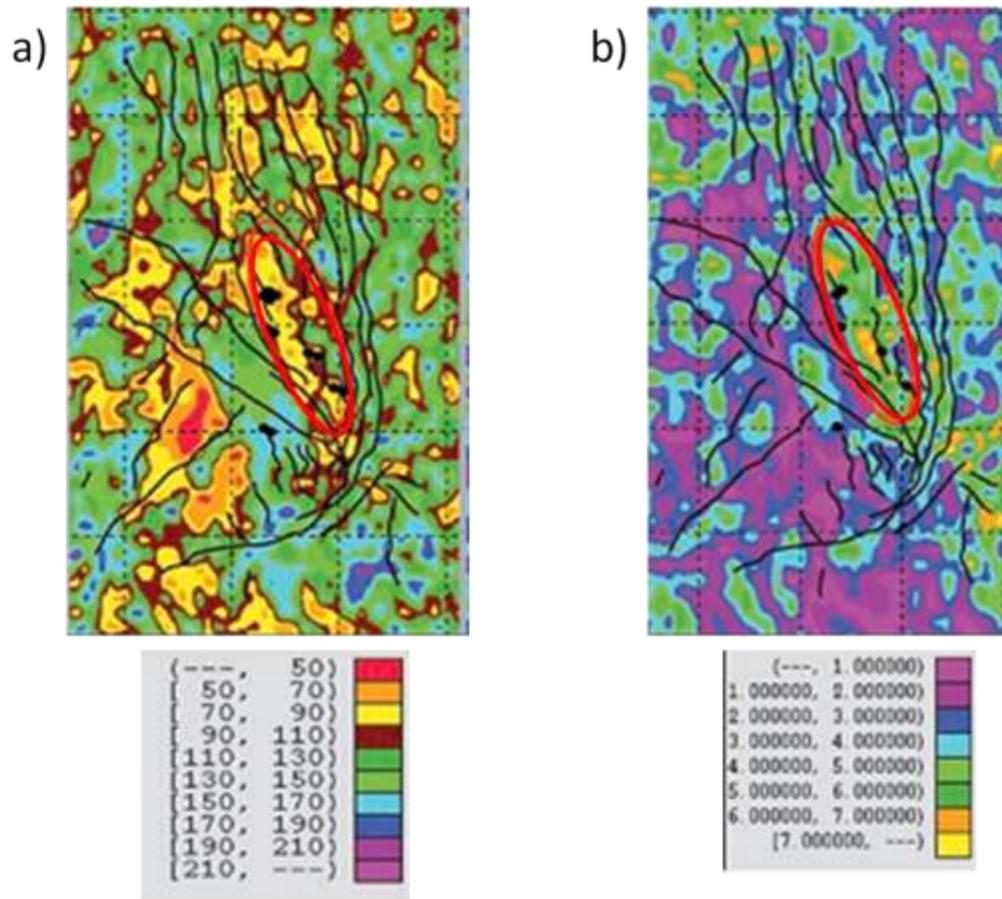


Figura 3.5.4 Campo Emilio a) direcciones preferenciales de la onda S rápida y b) porcentaje de anisotropía calculado por la diferencia de tiempos entre la onda PS rápida y la onda PS lenta ( Vetri et al, 2003).

### 3.6 Descripción de fluidos.

Se ha demostrado que la interpretación conjunta de secciones PS y PP han ayudado a reducir el riesgo de perforar pozos secos considerando las características particulares de cada sección sísmica, en este caso, en la sección sísmica de ondas convertidas se espera no tener evidencias de contraste de impedancias acústicas en presencia fluidos principalmente gas. Thompson et al (2000) presentaron resultados de sísmica multicomponentes en 2D en Noruega. En la figura 3.25 se puede apreciar que en las secciones PP y PZ se identifica un horizonte plano, mientras que en la sección PS no se observa, lo que indica que no es un efecto estructural sino un indicador de fluidos.

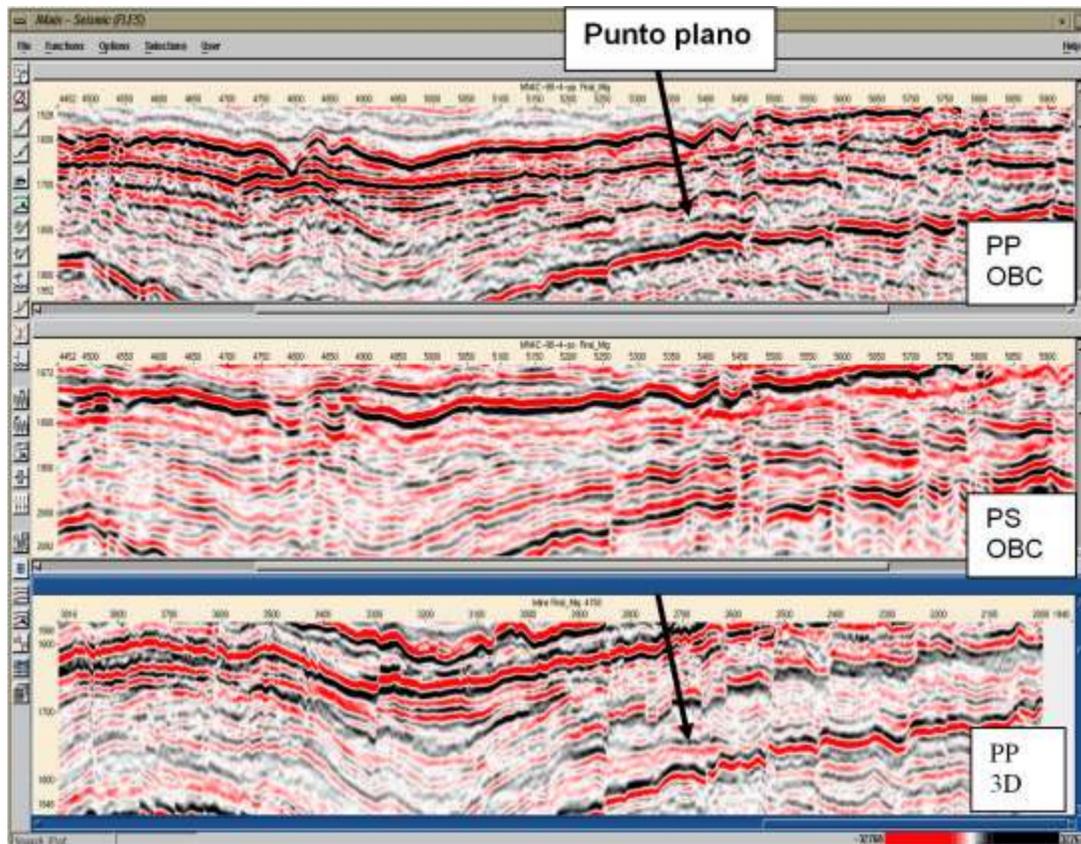


Figura 3.6.1 Secciones sísmicas PP OBC (superior), PS OBC (medio) y PP 3D con streamer (inferior). Se pueden apreciar los puntos planos en las secciones PP con una anomalía de amplitud, mientras en la sección PS no se observa ninguna anomalía ni palana ni de amplitud por lo que es buen indicador de un yacimiento productivo. (Modificada de Stewart et al, 2003).

Algunos intérpretes aprovechan la condición de que las ondas PS tienen respuesta muy pobre o nula a los fluidos, obteniendo diferencia de las amplitudes de las ondas PP y de las ondas PS para un horizonte específico, detectando zonas con posibilidades de contener hidrocarburos remanentes las cuales habían sido desapercibidas. Un ejemplo de esto es el área de Eugene Island, en el Golfo de México, donde se realizó un mapa de diferencia de amplitudes resaltando el potencial de hidrocarburo entrampado, figura 3.26.

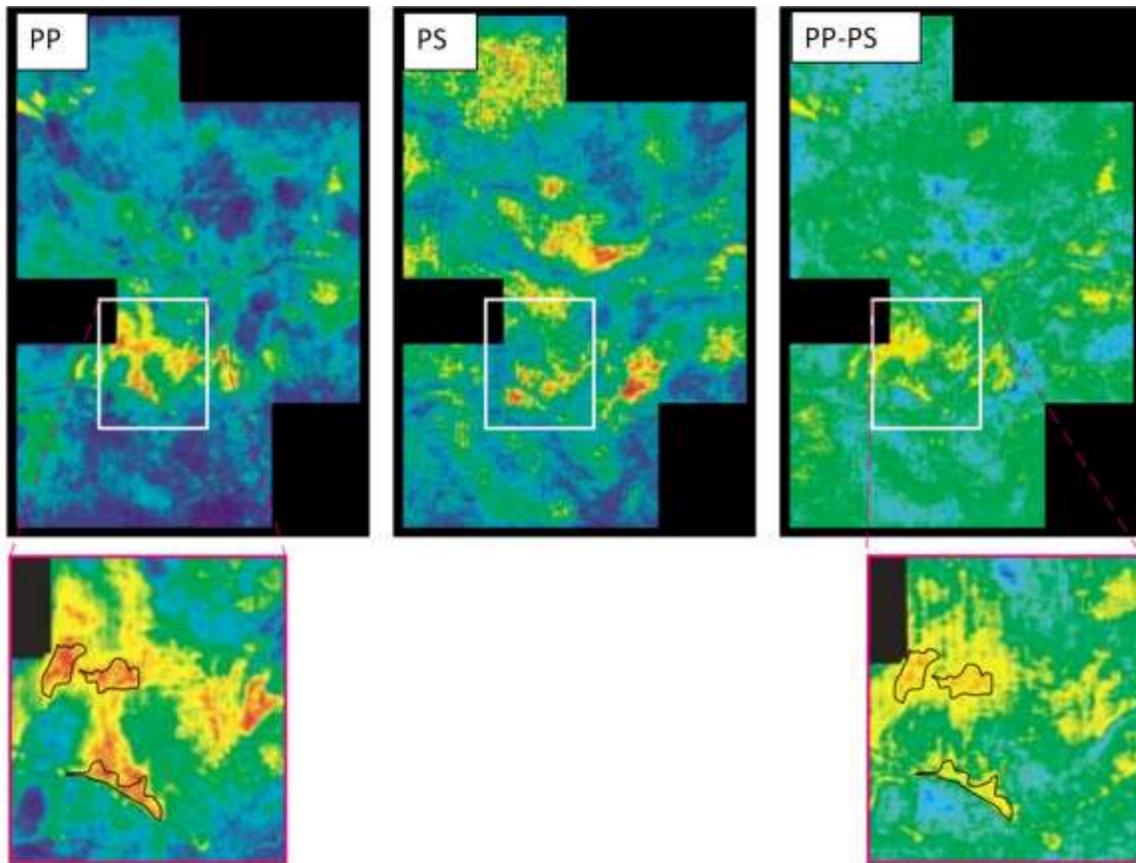


Figura 3.6.2 Amplitudes PP (extremo superior izquierdo), PS (centro) y la diferencia entre ellas (extremo superior derecho) de un horizonte para mapear hidrocarburos remanentes. Las zonas con mayor amplitud tanto en la sección de amplitudes PP como en la diferencia entre las secciones puede ser un buen indicador de puntos brillantes debido a hidrocarburos. (Barkved et al, 2004)

Otro ejemplo donde se han utilizado la información de P y S es para estimar la columna de aceite. Todorov and Stewart (2000) usaron los datos 3C-3D Blackfoot para calcularla. Calcularon las isopacas por medio de las isócronas calibradas con registros de pozos. Con el valor  $V_p/V_s$  obtenido de las isócronas obtuvieron la estimación del contenido de arcilla calibrado con el registro de rayos gamma. Se tomó en consideración que el intervalo clástico sólo consistía en arena y arcilla. Los datos PP, PS, inversión de  $V_p$  y  $V_s$ , y los registros de porosidad se usaron para predecir los valores de la porosidad. La saturación de agua en el yacimiento es de 25%. Por lo que la obtención de la columna de aceite se puede obtener con la siguiente fórmula:

$$OCH = isopaca \cdot \%arena \cdot porosidad \cdot saturación\ de\ aceite$$

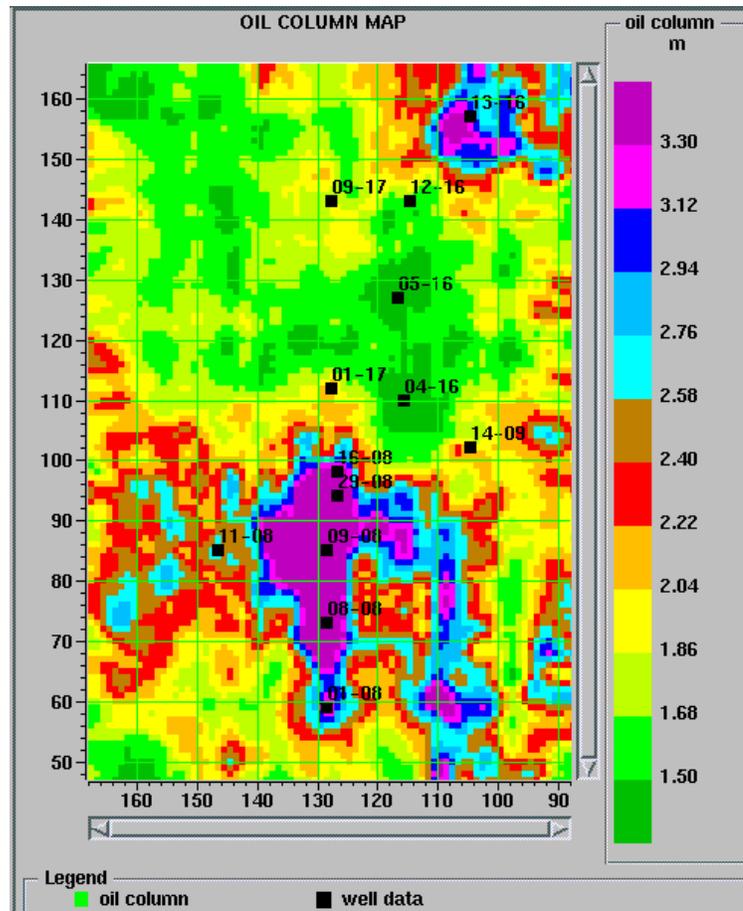


Figura 3.6.3 Estimación del espesor de la columna de aceite ponderada (OCH, Oil Column Height). (Modificada de Stewart et al, 2003)

En este campo con la información principalmente de la razón  $V_p/V_s$  y los registros, se estimó un volumen de hidrocarburos de  $1.2 \times 10^6 \text{ m}^3$  y después de un año de producción se calculó un nuevo volumen de  $1.36 \times 10^6 \text{ m}^3$ , indicando una variación del 13% con respecto al estimado con el apoyo de sísmica multicomponentes.

Una de las aplicaciones es la integración de información ondas PP y PS con la finalidad de identificar litología, discriminar tipo de fluidos y estimar la presión de poro, un ejemplo se realizó en Trinidad y Tobago. En la figura 3.28 se puede apreciar una interpretación que permite identificar la disminución de la relación  $V_p/V_s$  cerca de las fallas, asociadas a valores bajos de  $V_p$ , los cuales fueron interpretadas como arenas blandas sobrepresuradas saturadas de gas (círculo blancos). El área (ovalo

punteado) con un valor bajo de  $V_p/V_s$  observada en la parte del bloque que cae debido a la falla normal y con valores altos de  $V_p$ , representan arenas duras con presiones normales saturadas de gas (Sarmiento et al, 2008).

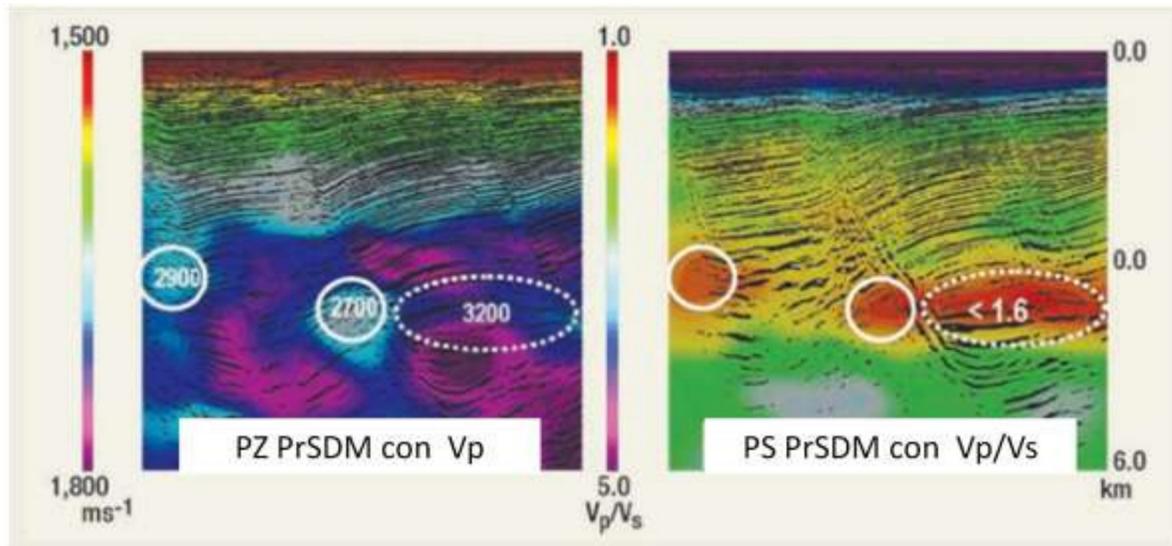


Figura 3.6.4 Correlación de velocidad de onda PP,  $V_p$ , y relación  $V_p/V_s$  para discriminar litología, presión de poro y contenido de fluidos. (Sarmiento et al, 2008).

Asimismo, se han dedicado grandes esfuerzos para determinar la saturación de fluidos por medio de mediciones sísmicas empleando AVO, inversiones sísmicas y recientemente con el análisis de la separación de las ondas S en los datos multicomponentes

Para ratificar los resultados obtenidos de los modelados, Qian et al (2007) usaron los datos 3D-3C con una cobertura de 20 km<sup>2</sup> del campo Shengli en China. Estos datos se procesaron en dos etapas. La primera fue determinar el sistema coordenado principal, i.e., la dirección de la polarización de las ondas rápidas y lentas. Los pasos principales de esta etapa fueron rotación, reducción de ruido, correcciones estáticas, análisis acimutal en la componente transversal. En la segunda etapa, se consideraron efectos de anisotropía horizontal (VTI) debido a las capas de arenas y lutitas suprayacentes y trayectorias asimétricas, asimismo, se mantiene la separación de ondas S en

---

diferentes sectores de acimut. Al final, se obtuvieron dos secciones de la onda P, una con dirección a  $45^\circ$  y otra a  $135^\circ$ , siendo las direcciones principales, y dos de onda S la rápida,  $45^\circ$ , y la lenta.

La interpretación de los datos empezó obteniendo la sección del gradiente del tiempo de retraso, a partir de las diferencias entre los horizontes sísmicos de la onda rápida a  $45^\circ$  y la lenta a  $135^\circ$  figura 3.29. En esta figura se puede ver una anomalía que de acuerdo a los modelados se espera una mayor separación de ondas S asociada a la presencia de agua.

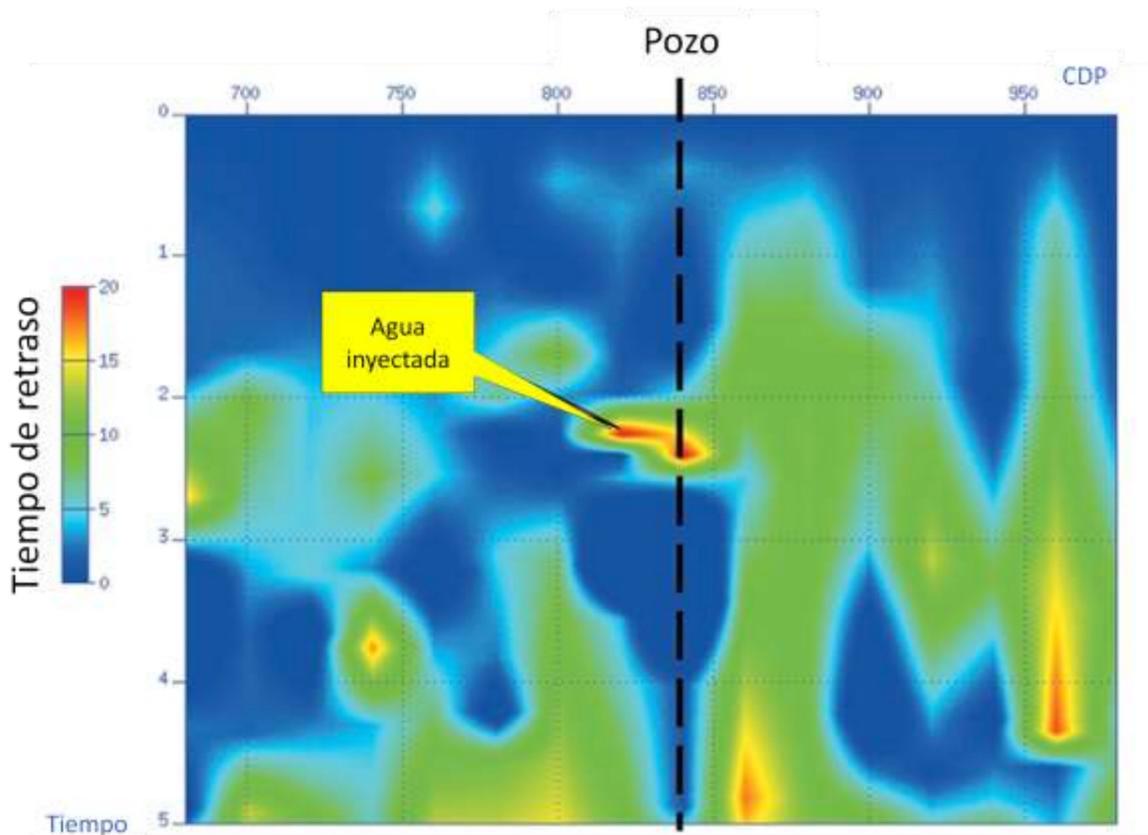


Figura 3.6.5 Sección del gradiente de retraso de tiempo. Se observa la anomalía en donde el agua ha sido inyectada. (Modificada de Qian et al, 2007)

En las secciones de onda PP y de onda PS se puede apreciar que en la sección de onda PP no presenta mucha diferencia en cualquiera de las dos direcciones, mientras que en las amplitudes de onda PS en zonas saturadas de agua se ven difusas.

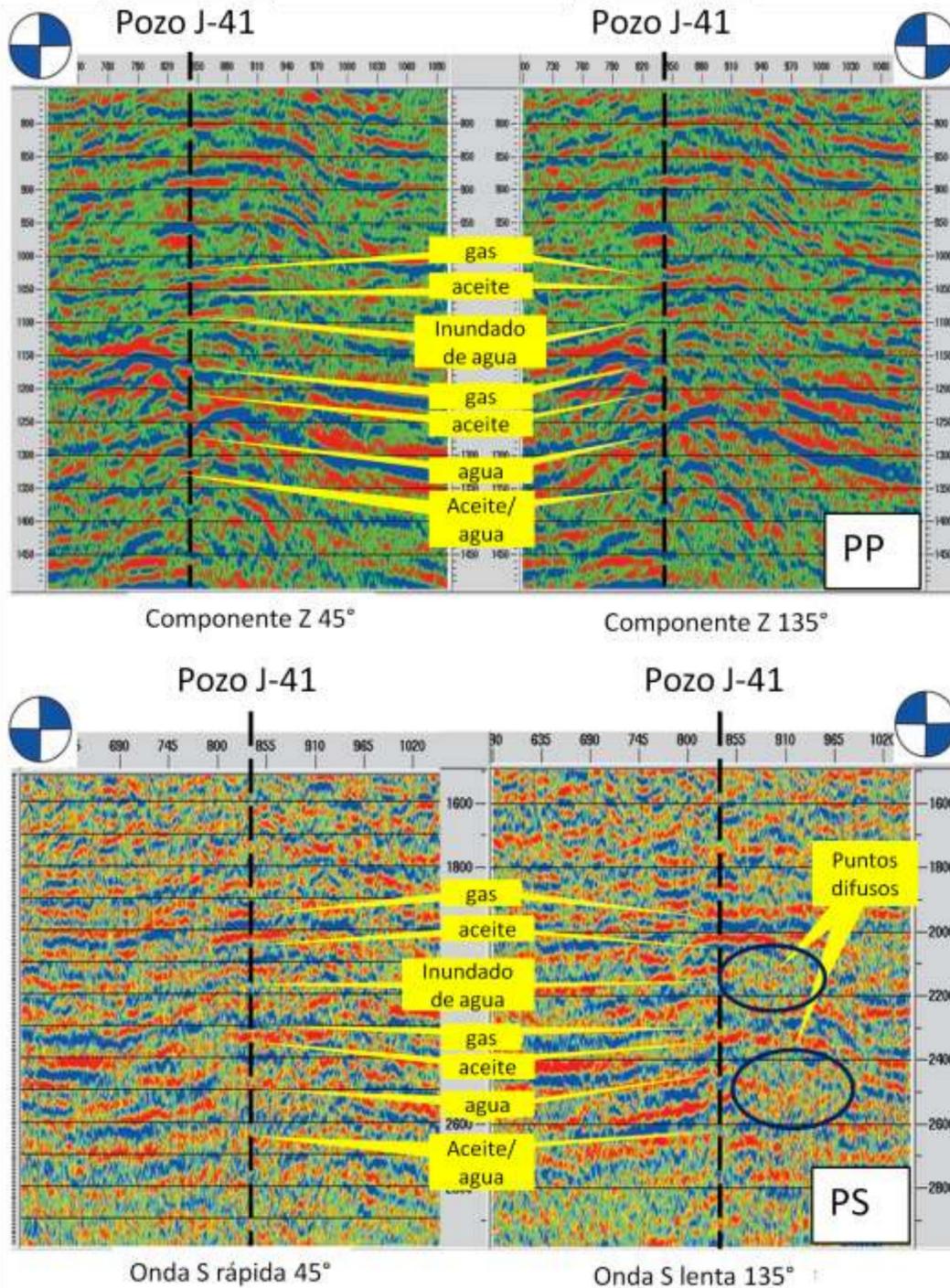


Figura 3.6.6 Secciones apiladas en la parte superior se encuentra las ondas PP y en la inferior las ondas convertidas, del lado izquierdo en dirección de la onda rápida a 45° y de lado izquierdo en dirección de la onda lenta a 135°. La secciones PP no hay diferencia entre las dos direcciones. Sin embargo se puede apreciar en la onda lenta (inferior derecha) que los sectores donde se encuentra el agua presentan una cierta difusión de la señal (círculos azul oscuro). (Modificada de Qian et al, 2007)

---

---

En ocasiones es mejor realizar el análisis de amplitudes en las rebanadas de tiempo (time slice-horizon slices), las cuales nos permiten darnos cuenta de las variaciones de las amplitudes en el área de estudio. En los time slices de las ondas S figura 3.31, se puede apreciar que la zona saturada de agua tiene amplitudes difusas con diferencias entre las direcciones rápidas y lentas. Mientras que en la zona con aceite presentan mayores amplitudes, con diferencias significativas en los acimuts rápido y lento, el acimut relacionado con la onda S lenta tiene mayor amplitud que la rápida.

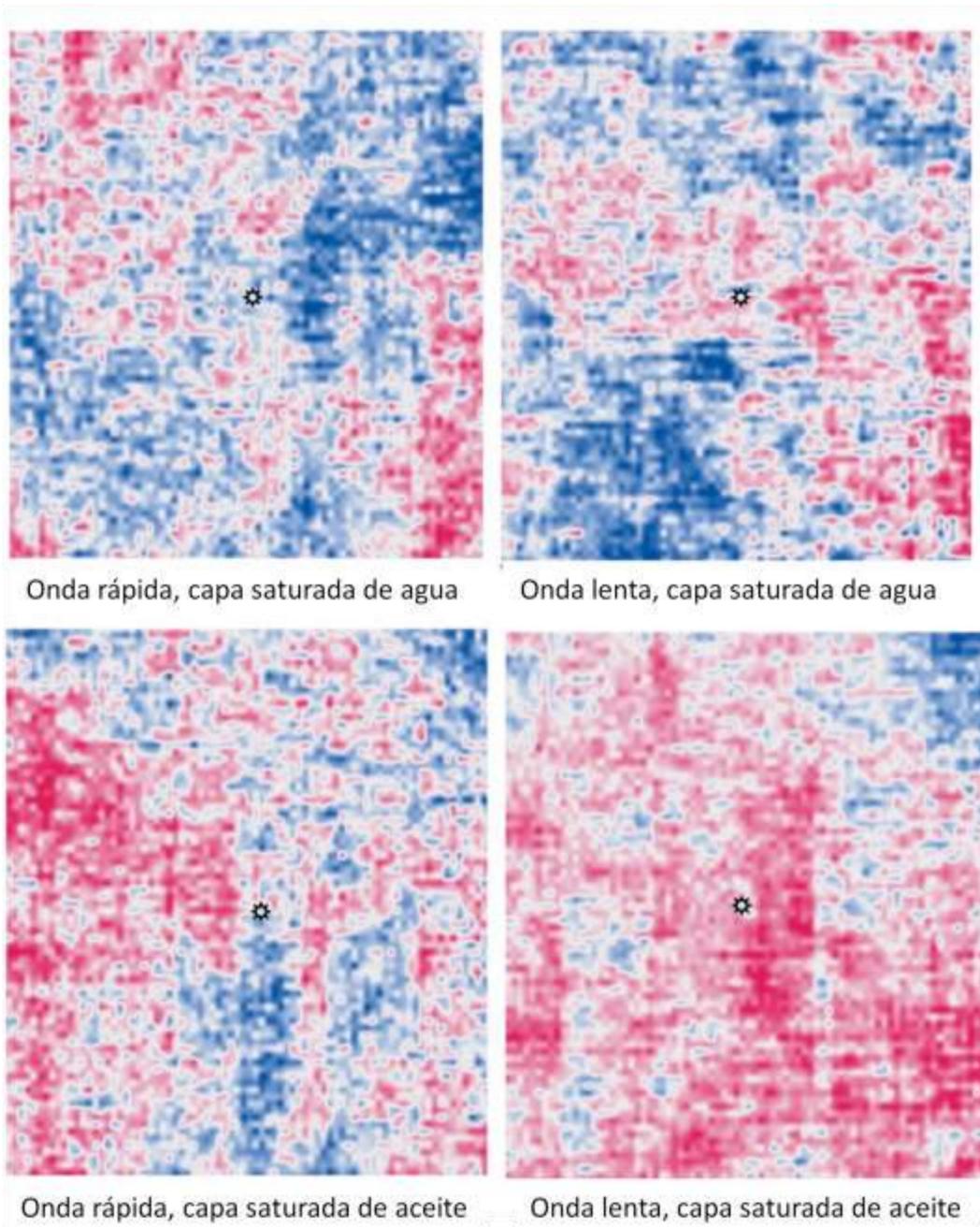


Figura 3.6.7 Amplitudes horizontales de las secciones convertidas. La parte superior son secciones saturadas de agua y las inferiores saturadas de aceite. Las secciones izquierdas son las secciones de onda rápida y las derecha son onda lenta. Se puede ver la diferencia de amplitudes entre la onda y lenta cuando la capa está saturada de aceite.

---

### 3.6.1.1 *Monitoreo del yacimiento.*

Una de las aplicaciones de mayor interés es el conocimiento de la madurez de un yacimiento conforme se va explotando. La sismica multicomponentes podría apoyar para el monitoreo del avance de la explotación. Los levantamientos de multicomponentes proporcionan importante información sobre los cambios causados en el yacimiento por el movimiento de fluidos. Un tipo de cambio es la compactación del yacimiento

Un ejemplo es el que se llevo a cabo por Issac (1996) donde muestra dos secciones PP y PS de un yacimiento de aceite pesado en Cold Lake en Alberta que está siendo sometido a inyección de vapor. Hay variaciones en las propiedades de la roca asociados a temperaturas y cambios de saturación. Usando adquisiciones repetidas, encontró que la relación  $V_p/V_s$  podría discriminar entre las partes calientes, cálidas y frías de un yacimiento. En las zonas donde se encontraban lejos de los pozos de inyección de vapor la relación  $V_p/V_s$  se mantuvo constante, sin embargo hay un aumento en estos valores en las zonas donde hubo inyección de vapor.

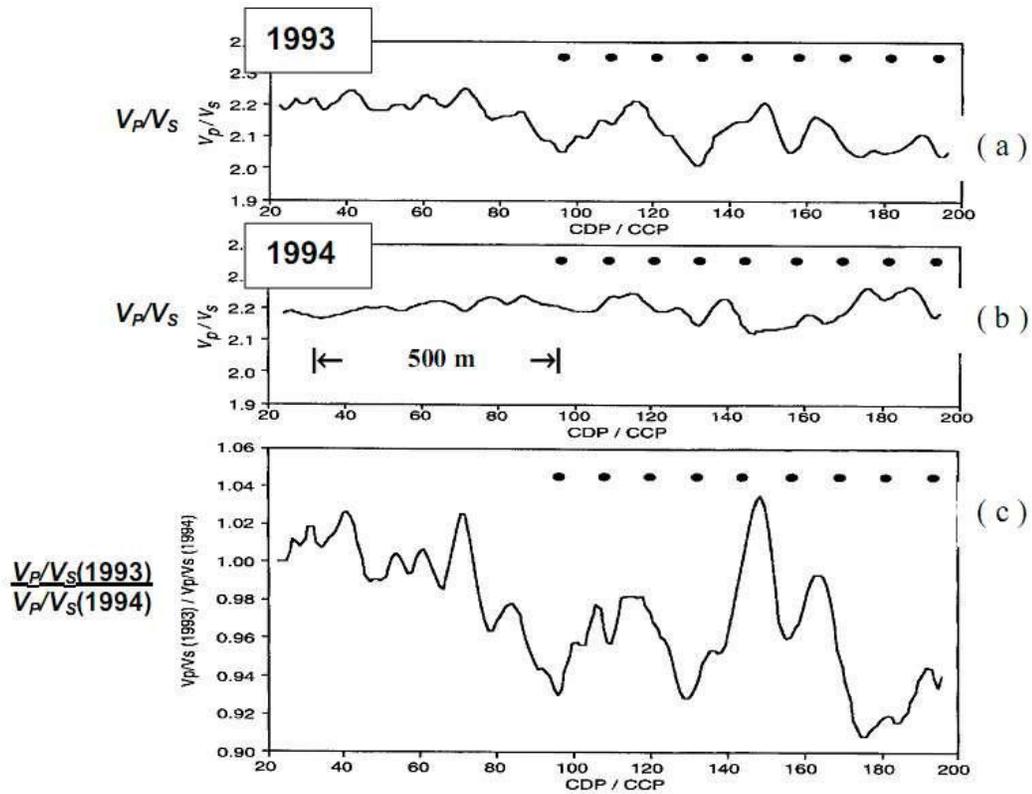


Figura 3.6.8 Valores de  $V_p/V_s$  de las línea 1993, 1994 y la razón de entre ellos. Se puede observar que el valor  $V_p/V_s$  es en general bajo en la regiones que no se le han inyectado vapor, lejos de los pozos (puntos), Issac (1996).

### 3.7 Resumen de casos históricos y su proyección en México.

A continuación, en forma de tabla se presenta un resumen de las aplicaciones de ondas convertidas, donde se muestran los objetivos, área, tipo de aplicación, resultados y potencial de aplicación en México.

Objetivo	Área Geográfica	Tipo de aplicación	Resultados obtenidos	Potencial en México	
Imagen sísmica.	Observar a través de gas.	Campo Cantarell, México.	PSTM en CIPs e interpretación PS.	Mejor definición en horizontes y por lo tanto mejor interpretación de estructuras.	Mejorar imagen sísmica asociada a estructuras geológicas complejas con variaciones laterales y verticales significativas de velocidad, en Mesozoico en la Región Sur y Región Marina Sureste, Cuenca de Veracruz y Cuencas del Sureste  Mejorar la imagen sísmica en yacimientos en donde se presenten nubes de gas en la Cuenca de Burgos y en las Cuencas del Sureste.  Precisar límites de cuerpos de sal y de horizontes terciarios cargados con hidrocarburos en la Cuenca Salina del Istmo
		Campo Lomond, Mar del Norte.	PSTM en CIPs e interpretación PS.	Mejor definición en horizontes y por lo tanto mejor interpretación de estructuras.	
	Imagen estructural hasta: 3s	Campo Mahogany, Golfo de México.	Migración después de apilar en CCP e interpretación PS.	Mejor definición en las fallas asociadas a intrusión de sal.	
		Campo Cantarell, México.	PSTM en CIPs e interpretación PS.	Mejor definición en fallas terciarias, acuñamientos y cima de sal.	
		0.7 s	Río Steen, Canadá.	Interpretación PS.	
	Estimación de litología.	Campo Blackfoot, Canadá.	Anomalías de amplitud y relación Vp/Vs.	Delimitación del canal de arena.	
Campo Alba, Mar del Norte.		Contrastes de impedancias acústicas, anomalías de amplitudes.	Definición del yacimiento, delimitación del canal de arena y estimación de saturación.		

Objetivo	Área Geográfica	Tipo de aplicación	Resultados obtenidos	Potencial en México
Estimación de litología.	Campo Zuata, Venezuela.	Redes neuronales, correlación de registros, velocidades y relación Vp/Vs.	Sección de litología, discriminación entre arenas y lutitas.	Mejorar los modelos de distribución de facies de calcarenitas del Eoceno en los campos Ku Maloob Zaap y Cantarell
	Campo Manitau, Canadá.	Interpretación PP y PS, correlación de registros y relación Vp/Vs.	Mejor definición de horizontes, delimitación de canales y lóbulos de turbiditas.	Evaluar la relación Vp/Vs para litologías de bancos oolíticos y brechas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico en las Cuencas del Sureste y la Cuenca de Tampico Misantla
	Play Lousana, Canadá.	Relación Vp/Vs.	Discriminación entre sedimentos clásticos y carbonatados.	Discriminar características de la roca almacén en Chicontepec
Anisotropía.	Campo Madden, EUA.	Análisis de fractura (Rotación Alford, layer stripping, mapas de anisotropía).	Reconocimiento de yacimientos altamente productivos (sweet spots).	Determinar heterogeneidades de lutitas gasíferas en las Cuencas de Sabinas y Burgos
	Campo Emilio, Italia.	Análisis de fractura (Rotación Alford, layer stripping, mapas de anisotropía).	Definición óptima de dirección de pozos.	Caracterizar sistemas de fracturas en yacimientos fracturados del Cretácico con tiempos doble de viaje PP someros 2 – 4 seg, principalmente en las Cuencas del Sureste (probar en mayores tiempos)

Objetivo	Área Geográfica	Tipo de aplicación	Resultados obtenidos	Potencial en México
Descripción de fluidos.	Noruega.	Comparación de amplitudes anómalas entre las sección PP y PS.	Confirmación de puntos brillantes (bright spots).	<p>Determinar las relación Vp/Vs, módulos de Poisson para crear secciones o cubos de presión de poro en las Cuencas de Sabina, Burgos, Tampico Misantla, Veracruz y Sureste</p> <p>Discriminar fluidos principalmente en las cuencas gasíferas de Burgos, Veracruz y Macuspana</p> <p>Evaluar yacimientos de aceite ligero en Terciario en las Cuencas del Sureste</p>
	Cuneca de Junggar, China.	Comparación de amplitudes anómalas entre las sección PP y PS.	Confirmación de puntos brillantes (bright spots) <sup>20</sup> .	
	Campo Eugene Island, EUA.	Diferencia de amplitudes entre PP y PS.	Discriminación entre litología y fluidos.	
	Campo Blackfoot, Canadá.	Cálculo de isopacas, relación Vp/Vs, calibración con registros.	Estimación de la columna de aceite.	
	Campo Shengli, China.	Diferencia de tiempos entre S1 y S2, anomalía de amplitudes, estudios de anisotropía dependiente de la frecuencia.	Discriminación de intervalos impregnados con agua o aceite.	
	Presión de poro.	Trinidad y Tobago.	Relación Vp/Vs, y velocidad Vp.	

<sup>20</sup> DANG et al, 2010.

Objetivo	Área Geográfica	Tipo de aplicación	Resultados obtenidos	Potencial en México
Monitoreo del yacimiento.	Campo Cold Lake, Canadá.	Time-lapse y relación Vp/Vs.	Interpretación de discriminación de partes calientes, cálidas y frías después de haber inyectado vapor.	Realizar una prueba de factibilidad donde el modelado sísmico presente buenos resultados, ejemplo en los campos Cantarell, Ku Maloob Zaap o los de la parte terrestre de las Cuencas del Sureste
	Campo Rulison, EUA.	Time-lapse y atributos de descomposición espectral tanto en secciones PP y PS.	Relación de anomalías de: 1.-Amplitud negativa en PP relacionadas a la ubicación de las mejores reservas estimadas (EUR <sup>21</sup> ). 2.-Frecuencia positivas a S o PS relacionadas a la producción de gas. <sup>22</sup>	
	Campo Valhall, Mar del Norte, Noruega.	Time-lapse viendo a través de gas, mapas de anisotropía,	1.- Correlación de la separación de onda de nivel somero con la subsidencia. 2.- Determinación de estrategia de drenaje, mejor planeación de pozos, identificación de reservas adicionales.	

<sup>21</sup> EUR, Estimate Ultimate Recovery.

<sup>22</sup> Rojas et al, 2009.