

REGISTRACIÓN SÍSMICA CON ALTA DENSIDAD DE FUENTES SIMULTÁNEAS: PROCESAMIENTO, ATRIBUTOS, INVERSIÓN PRE APILADO Y RENDIMIENTO EN COMPARACIÓN CON MÉTODOS CONVENCIONALES.

Néstor Herrera¹, Neptalí Requena², Ezequiel Valeff³

1: Wellfield Services L.T.D.A. nestorherrera@wellfield.cl

2: Tecpetrol. neptali.requenagonzalez@tecpetrol.com

3: Tecpetrol. ezequiel.valeff@tecpetrol.com

Palabras clave: Registración, Fuentes Simultáneas, DSS, ISS, AVO, Atributos, Inversión, Caracterización

ABSTRACT

Simultaneous source seismic acquisition has become a standard tool in the seismic world since it presents a faster, cost-effective alternative to traditional 3d acquisition. In Argentina, this technology has become available thanks to the arrival to the market of different types of autonomous nodes which allow continuous data recording. Many papers describe examples around the globe where "safe" separation distances between sources operating simultaneously are mentioned. In order to work with several vibrators while honoring these safe separation distances, a large number of active nodes is required. Keeping these distances would render impossible the application of this technology in relatively small-size projects. Early in 2021, Wellfield Services Ltda., in collaboration with Tecpetrol, carried out a complete stress test for this type of acquisition in an operating area of approximately 40 km² in the Neuquén Basin.

This test allows us to contrast a DSS (Dynamic Slip Sweep) acquisition with an ISS (Independent Simultaneous Sweeping) acquisition where a large number of sources is concentrated in a small area. The later processing of both types of acquisition leads to some interesting conclusions about the validity of these different methods. Simultaneously, important conclusions can be drawn by analyzing production statistics and comparing them with the ones from a conventional acquisition.

INTRODUCCIÓN

En el mundo, la adquisición mediante fuentes simultáneas se ha aplicado con éxito en grandes registraciones terrestres, de varios cientos de kilómetros cuadrados en adelante. En estos casos, si bien se produce interferencia entre registros, existen diversos algoritmos para eliminarla con éxito (*deblending*).

El objetivo de este trabajo es implementar un caso extremo de registración por fuentes simultáneas, donde la superficie de proceso es limitada (60 km²) y la densidad de vibros es

mayor a la de una adquisición convencional (10 vibradores independientes). Estas características pueden extrapolarse a muchos proyectos típicos adquiridos en Argentina y, mediante la comparación de los resultados contra métodos convencionales, extraer importantes conclusiones respecto a la factibilidad de la aplicación de este método para muchas adquisiciones de similares características.

Dado que la adquisición estándar del proyecto utilizó la tecnología *Dynamic Slip Sweep* (DSS), se propuso a la dirección de Tecpetrol volver a registrar, durante la misma campaña, una pequeña sección con fuentes simultáneas (ISS) aprovechando que disponíamos en el momento de la tecnología necesaria para realizar dicha prueba. El principal objetivo fue generar un volumen con mayor productividad en la adquisición y mostrar que el factor distancia entre fuentes no es determinante en la calidad de imagen final.

Se escogió el área donde, debido a la logística de la operación, tendríamos la última zona disponible con nodos plantados, estimando una duración para la prueba de uno a dos días dependiendo de las condiciones climáticas.

Para la prueba se utilizaron un total de 4.578 shots y 3.320 receptores, en un área de 60 km². Se seleccionaron del proyecto principal las mismas posiciones de tiro y receptores a fin de que ambos *sets* de datos sean equivalentes.

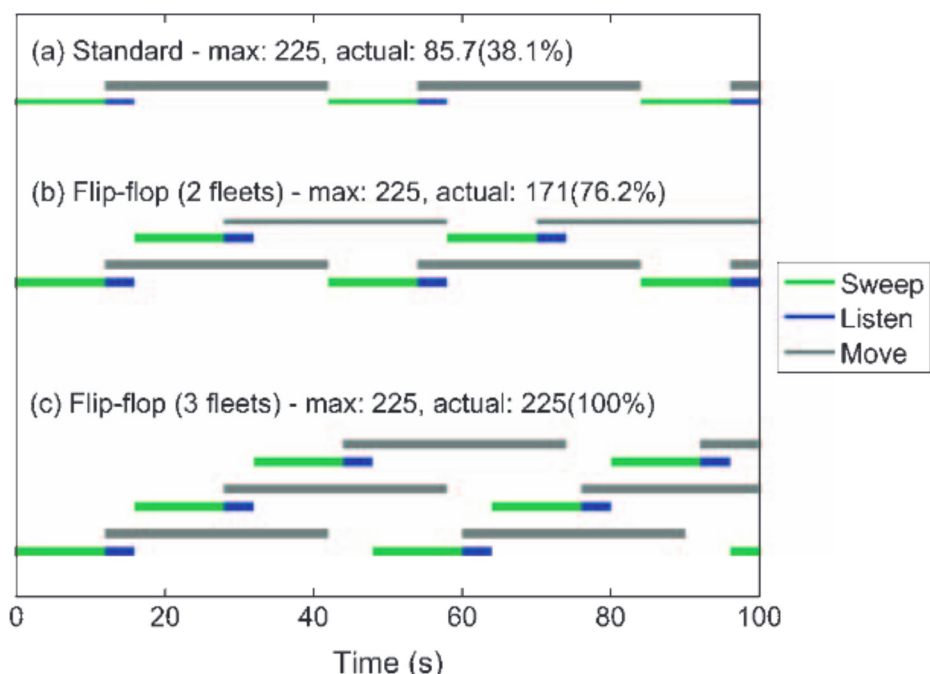


Figura 1. Método de adquisición Vibroseis convencional con diferentes configuraciones. Se representa en verde el tiempo de barrido, en azul el de escucha y en gris el movimiento del vibro. Los valores en el encabezado representan la cantidad de registros máxima que se podría lograr, la cantidad alcanzada con cada variante y su eficiencia. Tomado de Dean (2016).

MARCO TEÓRICO

Métodos de registraci3n Vibroseis Convencionales

Los sistemas vibradores se han convertido en la fuente de energí3 preferida para la registraci3n de grandes adquisiciones terrestres (método vibroseis) cuando las condiciones del terreno son adecuadas.

Esta tecnologí3 se basa en la transmisi3n de la energí3 hacia la tierra mediante un sistema de vibrado hidráulico a través de una plancha mantenida en el lugar mediante el peso del vehículo. Sobre la plancha, una masa reactiva de entre 3.500 y 5.000 kg es desplazada hidráulicamente de manera vertical para transmitir la seíal a la tierra. Esta seíal (barrido piloto) varí3 típicamente de manera mon3tona en un intervalo de frecuencias entre 8 y 100 Hz, sobre un periodo de tiempo determinado.

Los métodos convencionales de registraci3n vibroseis efectúan el barrido para cada posici3n seguido de un tiempo de escucha. Sólo después de finalizar el primer barrido es que se permite desplazar el vibro para pasar al siguiente punto. Esto implica que cada nuevo registro puede comenzar sólo cuando hubiera terminado de realizarse el anterior. El tiempo perdido durante el desplazamiento del vibro puede compensarse empleando varias flotas de vibradores, donde la productividad dependerá del número de flotas empleado, tal cual puede verse en la Figura 1.

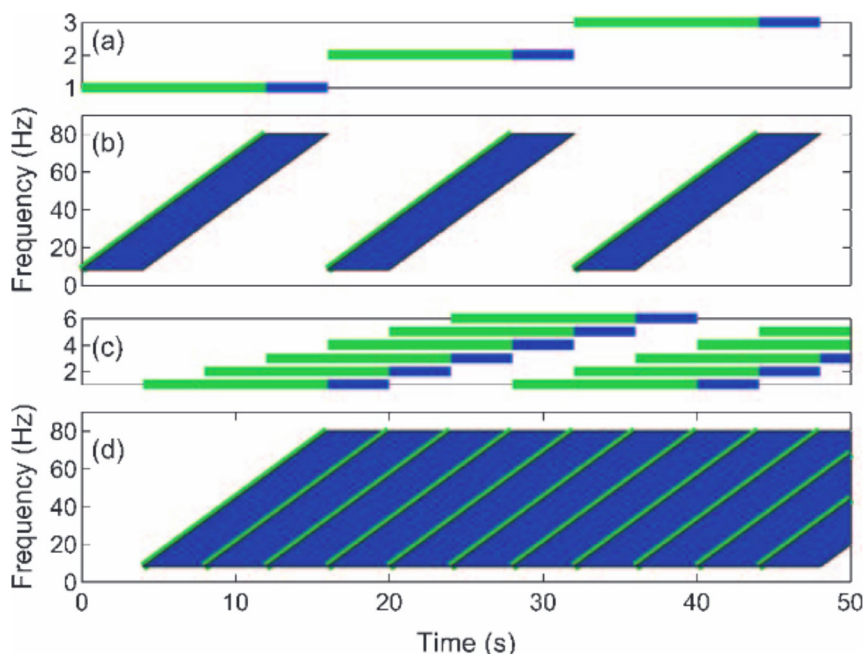


Figura 2. Método de adquisición slip-sweep vs adquisición convencional. Tomado de Dean (2016).

Slip Sweep (SS) y Dynamic Slip-Sweep (DSS)

Si bien los métodos convencionales parecen eficientes desde el punto de vista del tiempo empleado (Figura 2a), al observarlos en el dominio de la frecuencia-tiempo descubrimos que existe un tiempo considerable desperdiciado (Figura 2b).

La registración por el método de *Slip-Sweep*, presentada por Rozemond (1996), logra incrementar la productividad permitiendo que el nuevo barrido pueda comenzar antes que haya terminado el anterior mediante un tiempo de retardo establecido (Figura 2c). De esta manera podemos aprovechar al máximo el espacio libre en el intervalo frecuencia-tiempo (Figura 2d). Se define al tiempo de retardo (*slip time*) como el mínimo tiempo permitido entre un barrido y el siguiente.

Las registraciones del tipo *Dynamic Slip Sweep* (DSS) nacen a partir de la evolución del método anterior, pero ahora los tiempos de retardo entre cada barrido son variables en función de la distancia entre vibradores. Para disminuir el retardo se agrega una condición de distancia mínima que asegure que los barridos cercanos no se interfieran de manera crítica (interferencia primaria). Así, el sistema de adquisición controla el inicio de cada barrido (tono de disparo) verificando el retardo establecido según la distancia entre los vibradores, en función de la tabla “Tiempo/Distancia” diseñada para ello (Figura 3).

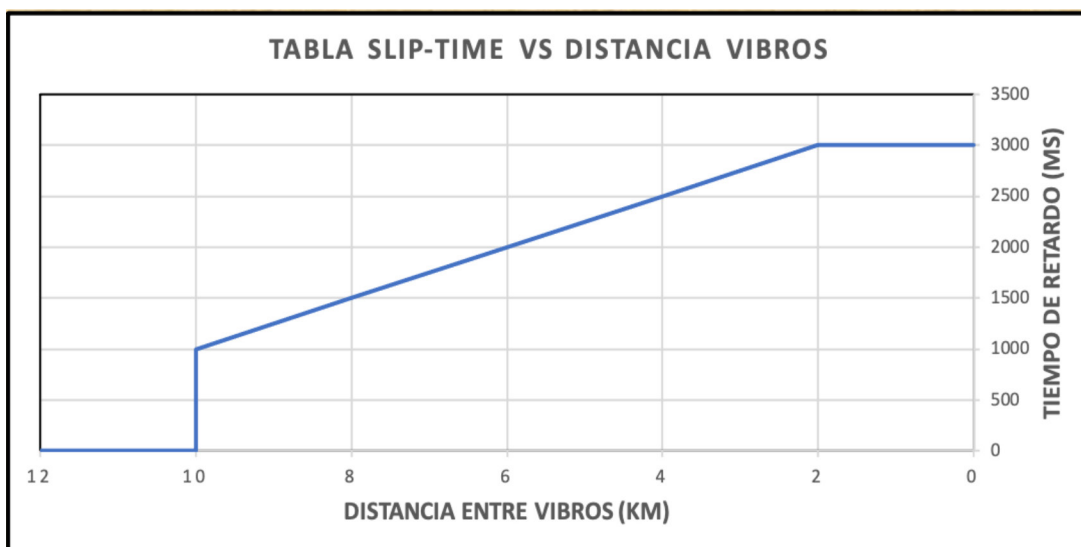


Figura 3. Ejemplo de Tabla utilizada para establecer el tiempo de retardo en función de la distancia entre vibradores.

Independent Simultaneous Sweeping (ISS)

Este método de adquisición, también conocido como blended acquisition, fue introducido por Howe *et al.* (2008). Aquí, cada flota (usualmente compuesta por un solo vibrador) adquiere los registros independientemente de lo que estén haciendo las demás, mientras los sistemas de registración se encuentran en periodo constante de escucha.

Las diferentes flotas trabajan simultáneamente sobre áreas específicas determinadas para cada una de ellas, sin la necesidad de un control o comunicación central. Esto hace que el método sea apropiado para registraciones en terrenos difíciles, donde el desplazamiento de los vibros es lento o donde la comunicación por radio es dificultosa.

En comparación con adquisiciones convencionales, los efectos de la interferencia entre registros (*crosstalk*) son mayores, y los mismos pueden ser eliminados mediante diferentes algoritmos de *deblending*.

La comparación entre los diferentes métodos mencionados puede verse en la Figura 4.

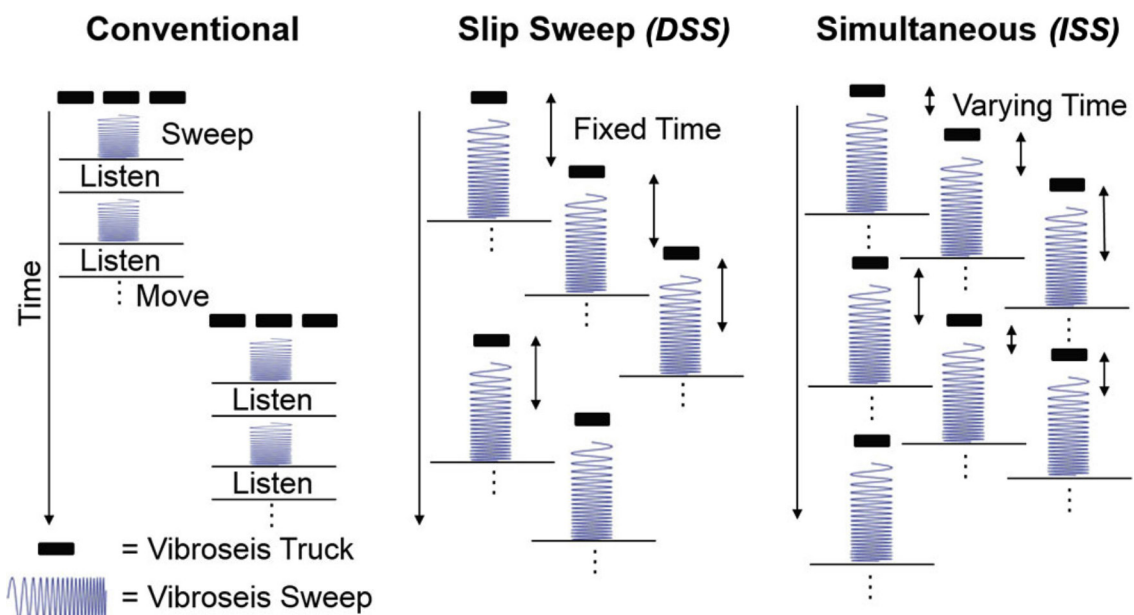


Figura 4. Diagrama representativo de los diferentes métodos de adquisición. Tomado de Crook (2018)

MÉTODO DE TRABAJO

El objetivo de este trabajo consiste en evaluar los resultados de una adquisición con fuentes simultáneas (ISS) donde los vibradores se encuentran concentrados en un área reducida, y su validez para la caracterización de reservorios. Esta adquisición se validará comparando los resultados del procesamiento con los de la adquisición general del proyecto, el cual utilizó el método DSS (*Dynamic Slip-Sweep*) donde la interferencia primaria entre registros es mínima.

Geometría y parámetros de adquisición de la prueba

Se registraron 4.578 puntos de tiro, con 3.320 receptores activos en escucha constante. La cantidad de receptores es ligeramente menor a la teórica del *patch* debido a que no se plantaron nodos en una pequeña sección al noreste del proyecto. Para la registración ISS se utilizaron 10 vibradores divididos en dos grupos, un grupo de cinco partiendo desde el norte del proyecto y otro con los cinco restantes partiendo desde el sur, separados 600 metros entre sí dentro de cada grupo (Figura 5).

Para garantizar la equivalencia entre las pruebas, se limitó el set de datos de la adquisición DSS (registración normal del proyecto) a la misma cantidad de registros y receptores y al mismo *patch* de registración utilizado en la adquisición ISS.

Los vibradores utilizados como fuentes, así como los nodos e instrumental de grabación, son exactamente los mismos para ambos sets de datos. A su vez, los parámetros de barrido y configuraciones de los equipos son idénticos para ambas adquisiciones, las cuales se llevaron a cabo de manera consecutiva durante la misma campaña.

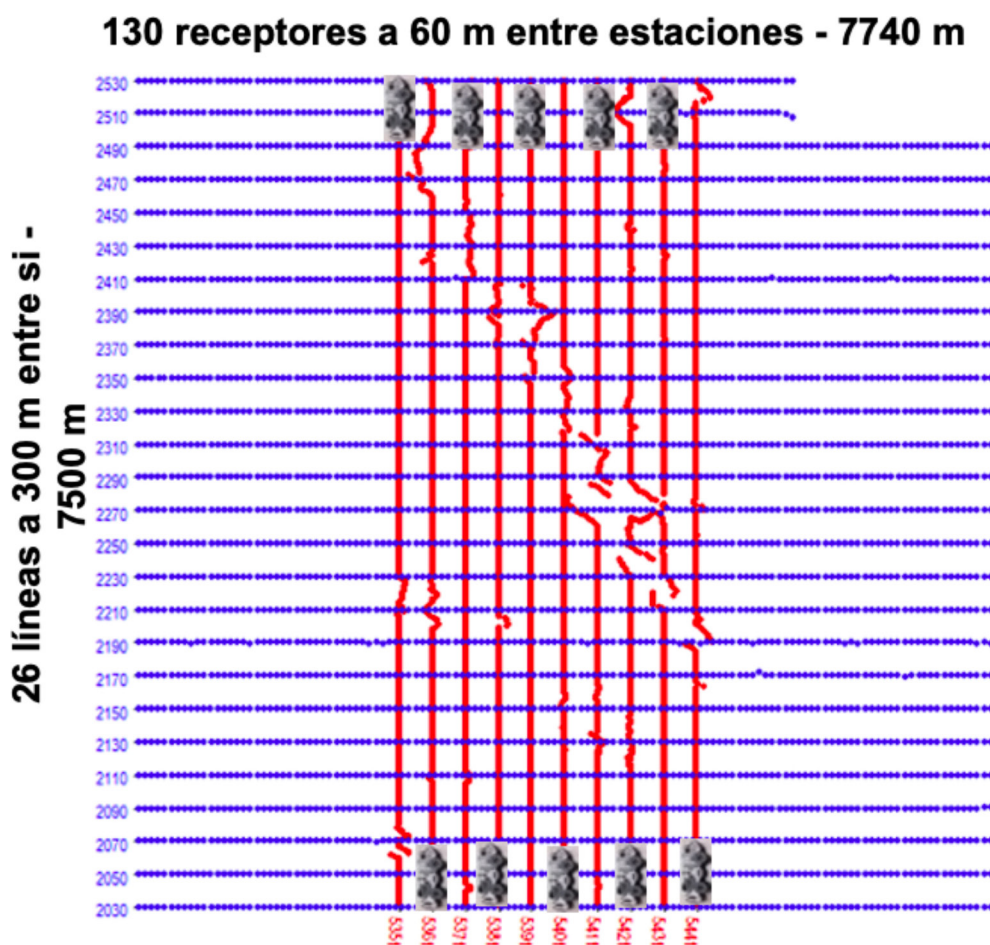


Figura 5. Diagrama de adquisición ISS y localización de Vibros.

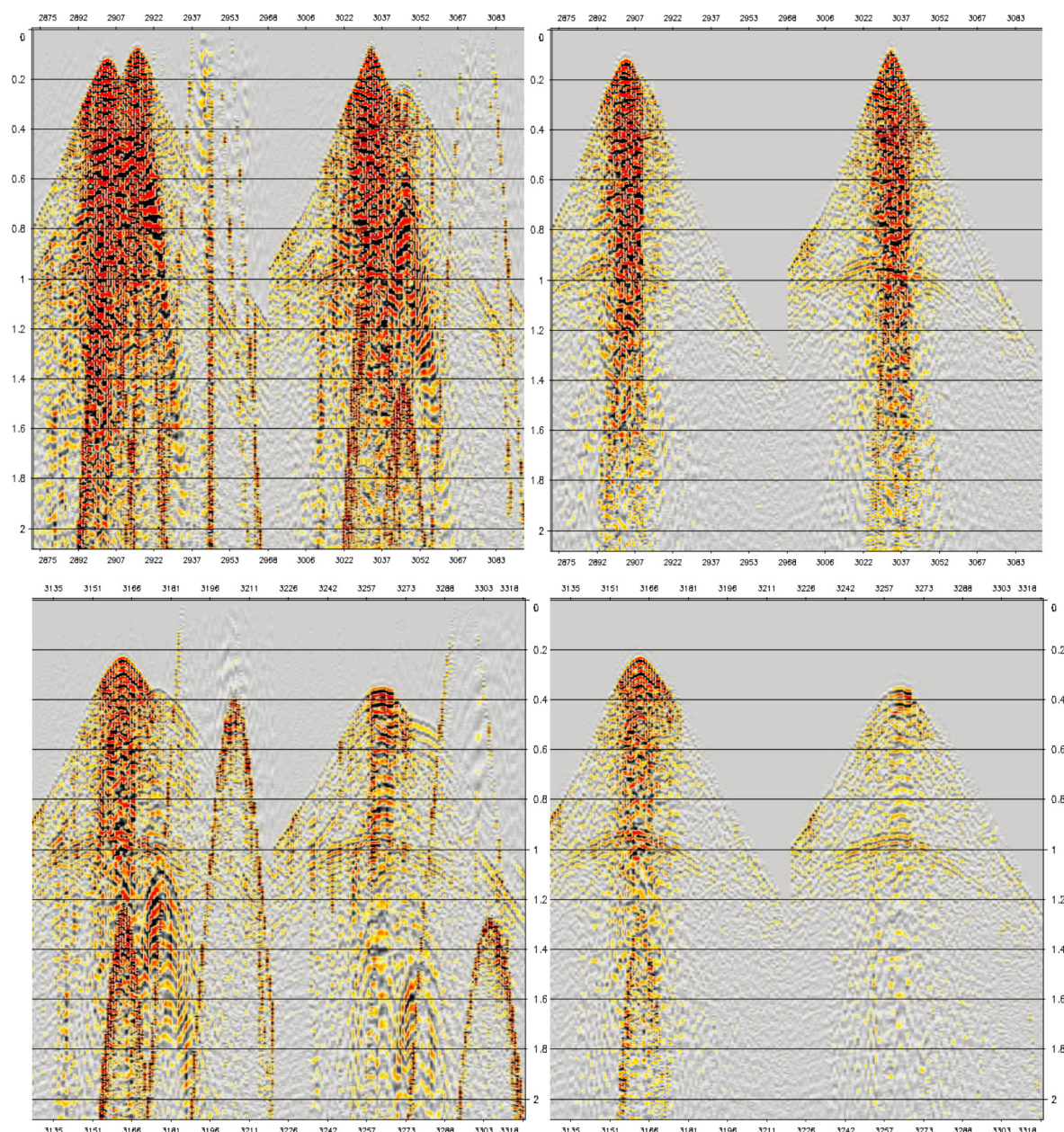


Figura 6. Adquisición ISS. Registros de campo (izquierda) y los mismos registros luego de aplicarles *deblending* (derecha)

Métodos de Deblending

El proceso de *deblending* consiste en remover de cada registro el ruido producto de la interferencia (*crosstalk*) de aquellos que están siendo adquiridos en el mismo intervalo temporal.

Existen varios métodos para efectuar este proceso, los cuales pueden dividirse en dos categorías principales. El primer método se basa en el reordenamiento del dato de entrada en un dominio diferente, donde el ruido de interferencia se muestra aleatorio respecto al resto

de la señal, para luego filtrar el mismo. El segundo método utiliza técnicas de inversión donde se modela el ruido de *crosstalk*, que luego es sustraído de la señal. En nuestro procesamiento utilizamos el primer método, ordenando el dato de entrada en *cross-spread*, donde la interferencia se muestra aleatoria para todos los registros en orden receptor. En la Figura 6 se observan los resultados para un par de registros en particular de la adquisición ISS, donde puede distinguirse la interferencia de al menos dos registros que están siendo adquiridos en el mismo intervalo temporal.

RESULTADOS

Secuencia de Proceso PSTM

Para cada una de las adquisiciones (DSS e ISS) se escogió la misma secuencia de proceso PSTM, con idénticos parámetros para cada una de las etapas. El procesamiento de ambas adquisiciones se realizó de manera individual y no comparte valores de estáticas o escalares aplicados, a fin de garantizar la independencia de los resultados.

La adquisición DSS está diseñada de manera tal de evitar interferencia primaria entre barridos cercanos mediante la implementación de la mencionada tabla “Tiempo/Distancia”. No obstante, existen interferencias no críticas localizadas debajo de los horizontes de interés. Por esta razón se corrió también sobre dichos registros un *deblending* menos agresivo a fin de eliminar dichas interferencias. Esta atenuación no afecta el dato sobre la zona de interés, por lo que podemos asumir con seguridad que el método DSS se comporta como una adquisición estándar a la hora de establecer comparaciones con la adquisición ISS.

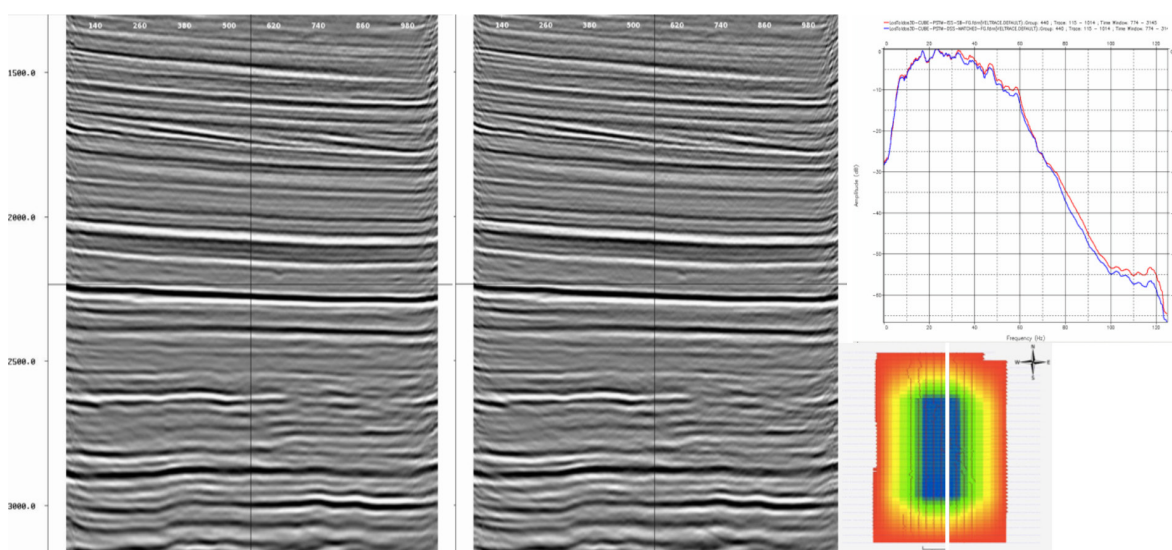


Figura 7. Secciones Migradas DSS (izquierda) e ISS (centro). En azul se muestra el espectro resultante de la sección DSS mientras que en rojo se muestra el correspondiente a la adquisición ISS (derecha)

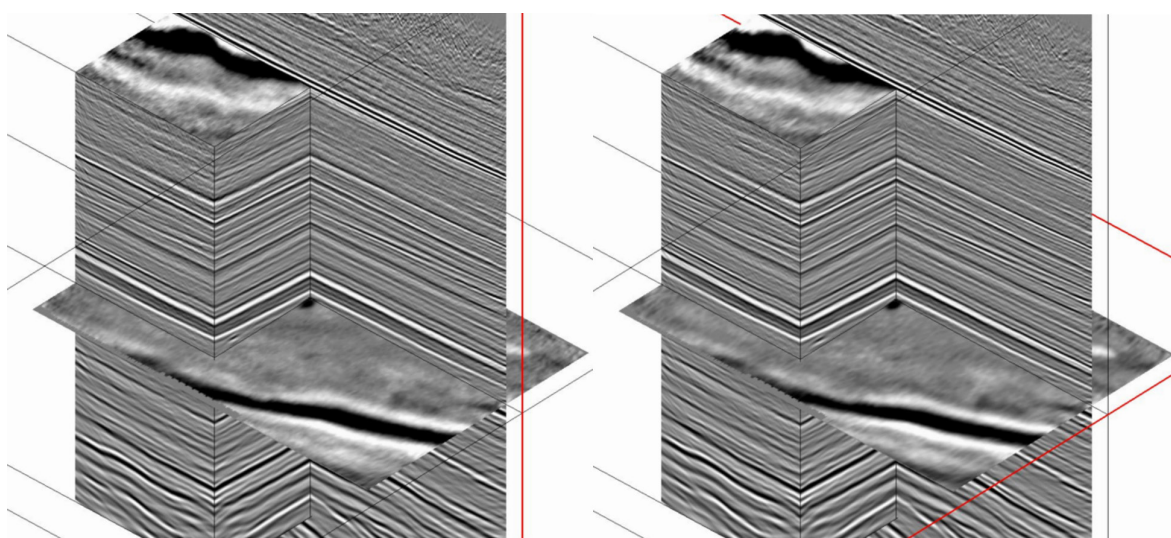


Figura 8. Cubo migrado PSTM para la adquisición DSS (izquierda), a la derecha puede observarse el mismo cubo para la adquisición ISS.

Se corrió una secuencia de proceso típica luego de la etapa de *deblending*, la cual comprende el cálculo de estáticas tomográficas; atenuación de ruido coherente y no coherente en el dominio de *shot*; *deconvolución spiking* consistente en superficie; atenuación de ruido coherente y no coherente en el dominio estación; dos pases de estáticas residuales consistentes en superficie; blanqueo espectral preapilado; compensación de amplitudes mediante el cálculo de escalares consistentes en superficie; estáticas residuales consistentes en cdp (con el fin de incrementar la resolución vertical en la zona de interés); atenuación de ruido aleatorio preapilado en dominio cross-spread y migración Kirchhoff preapilado (modelo isotrópico). Posterior al procesamiento en tiempo se efectuó el cálculo de atributos, análisis AVO y finalmente el cálculo de una inversión sísmica preapilado. Dado que ambas adquisiciones utilizaron los mismos parámetros y equipos de registración, no fue necesario realizar ningún estudio de fase relativa entre ambos sets de datos.

Las secciones migradas PSTM junto con el espectro de salida para ambas registraciones pueden observarse en la Figura 7, mientras que en la Figura 8 se muestra un corte del cubo resultante para cada una de ellas.

Interpretación de Amplitudes

El procesamiento de cada registración se realizó preservando las amplitudes. Como primera comparación, se extrajo sobre el cubo migrado PSTM de cada adquisición la amplitud RMS sobre un time slice a 1.600 ms. A continuación, interpretamos individualmente un horizonte de interés sobre cada uno de los cubos y se extrajo la amplitud RMS sobre los mismos.

A pesar de las pequeñas diferencias que pueda haber en la interpretación individual de cada horizonte, se observa una buena correlación entre las diferentes registraciones (Figura 9).

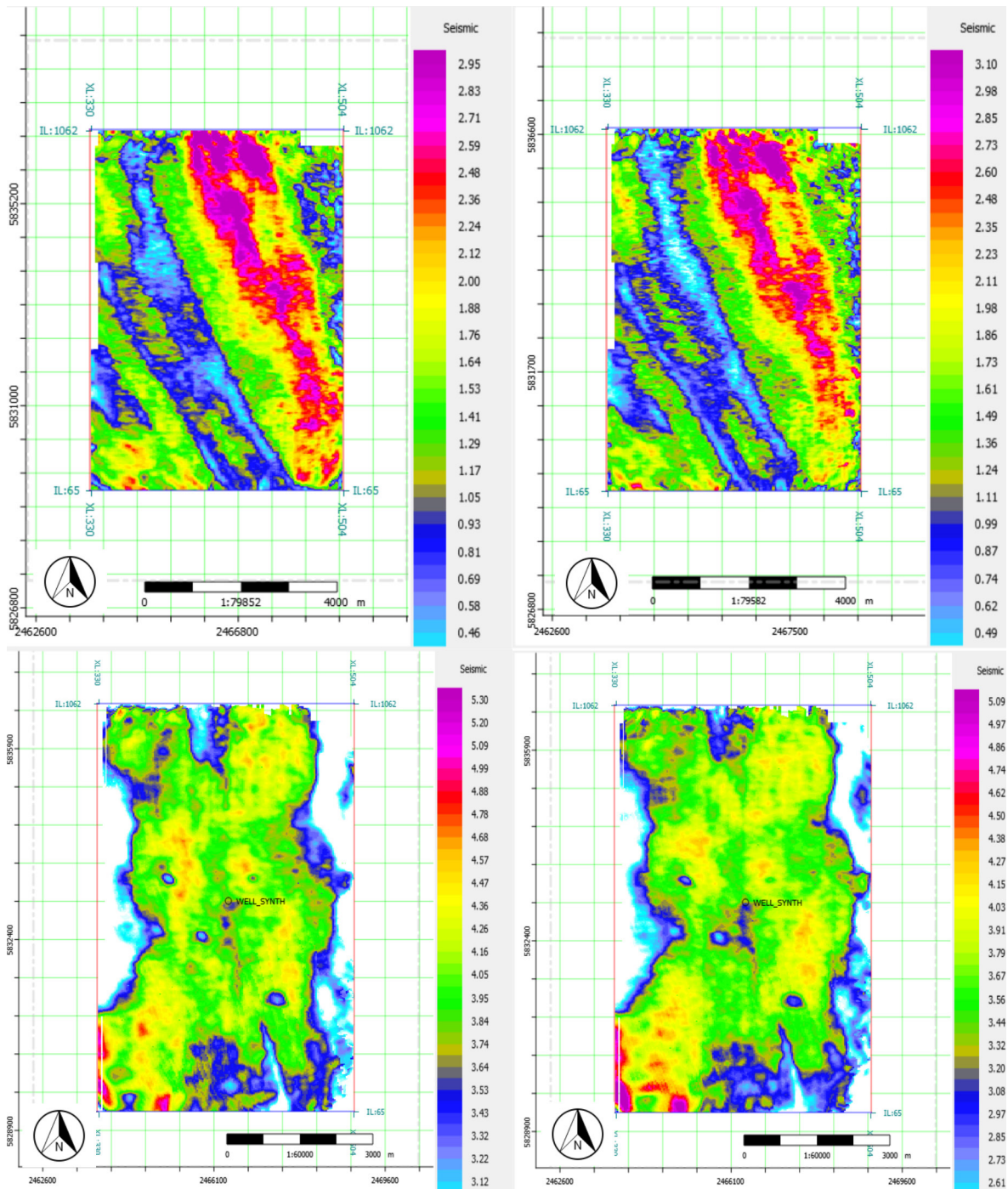


Figura 9. (Arriba) Time Slice obtenido a 1600 ms para adquisición DSS (izquierda) e ISS (derecha). Abajo pueden observarse las amplitudes obtenidas sobre horizontes interpretados individualmente para la adquisición DSS (izquierda) e ISS (derecha).

A fin de extender el análisis y cuantificar las diferencias de amplitud, se generaron mapas de correlación de amplitudes y diferencias de tiempos entre los cubos de ambas adquisiciones. Ambos mapas fueron calculados sobre una ventana de 200 ms centrada en el horizonte de interés.

El mapa de desplazamiento temporal tiene valores límites inferiores a la muestra y su valor medio es cero. La correlación entre amplitudes para cada registración en la ventana de análisis tiene un valor medio del 97%. Ambos mapas obtenidos pueden observarse en la Figura 10.

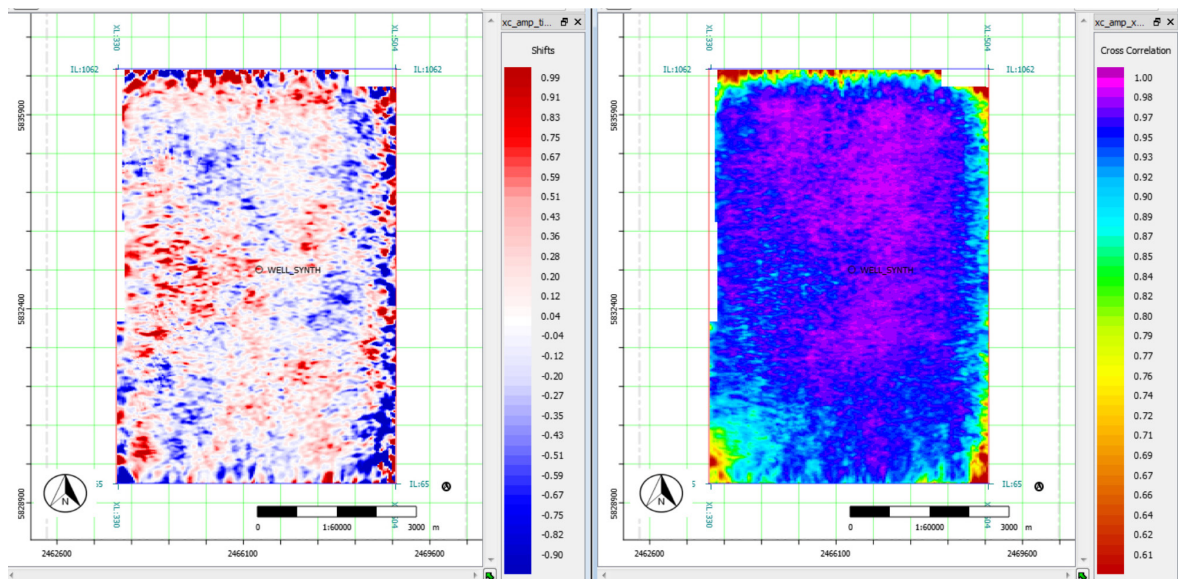


Figura 10. Mapa de diferencia de tiempos entre ambas adquisiciones (izquierda) y mapa de Correlación de amplitudes (derecha). Ambos mapas fueron calculados en una ventana de 200 ms sobre el horizonte de interés.

El cálculo de atributos permite destacar información presente en la sísmica que de otra manera sería difícil de detectar. Se generaron diversos atributos los cuales han presentado buena correlación entre ambas adquisiciones.

Cooper y Cowan (1998) marcan como un atributo de uso común el denominado total horizontal derivative (THD), utilizado para destacar discontinuidades laterales, el cual fue aplicado sobre los volúmenes de ambas adquisiciones y extraído sobre un time slice de 1500 ms. Adicionalmente se generó el atributo *Energy Ratio* (Chopra y Marfurt 2007), utilizado para destacar discontinuidades geológicas tales como fallas, el cual fue extraído sobre un time slice a 1.600 ms. La comparación de ambos atributos puede observarse sobre sus respectivos time slice en la Figura 11.

Vernengo y Trincherro (2015) describen la aplicación del atributo AVT (*amplitude volume technique*) sobre el dato sísmico para facilitar el análisis e interpretación de rasgos geológicos en

subsuperficie. En la Figura 12 se ofrece una vista en sección de este atributo calculado sobre los cubos PSTM obtenidos para cada adquisición, con una muy buena correlación entre los mismos.

En todas las comparaciones relativas a extracción de amplitudes, interpretación y cálculo de atributos, si bien la comparación ofrece imágenes similares, es posible encontrar diferencias menores a nivel local, especialmente hacia los bordes. Debido a que cada prueba ha sido adquirida individualmente (lo mismo ocurre con su procesamiento e interpretación), pequeñas alteraciones en el cálculo de estáticas, acoplamiento y niveles de ruido pueden generar sutiles diferencias entre ambas imágenes, las cuales son magnificadas por los atributos dada la naturaleza de los mismos a resaltar los detalles. No obstante, dichas diferencias no alteran la interpretación global y las conclusiones que pueden extraerse a partir de la misma.

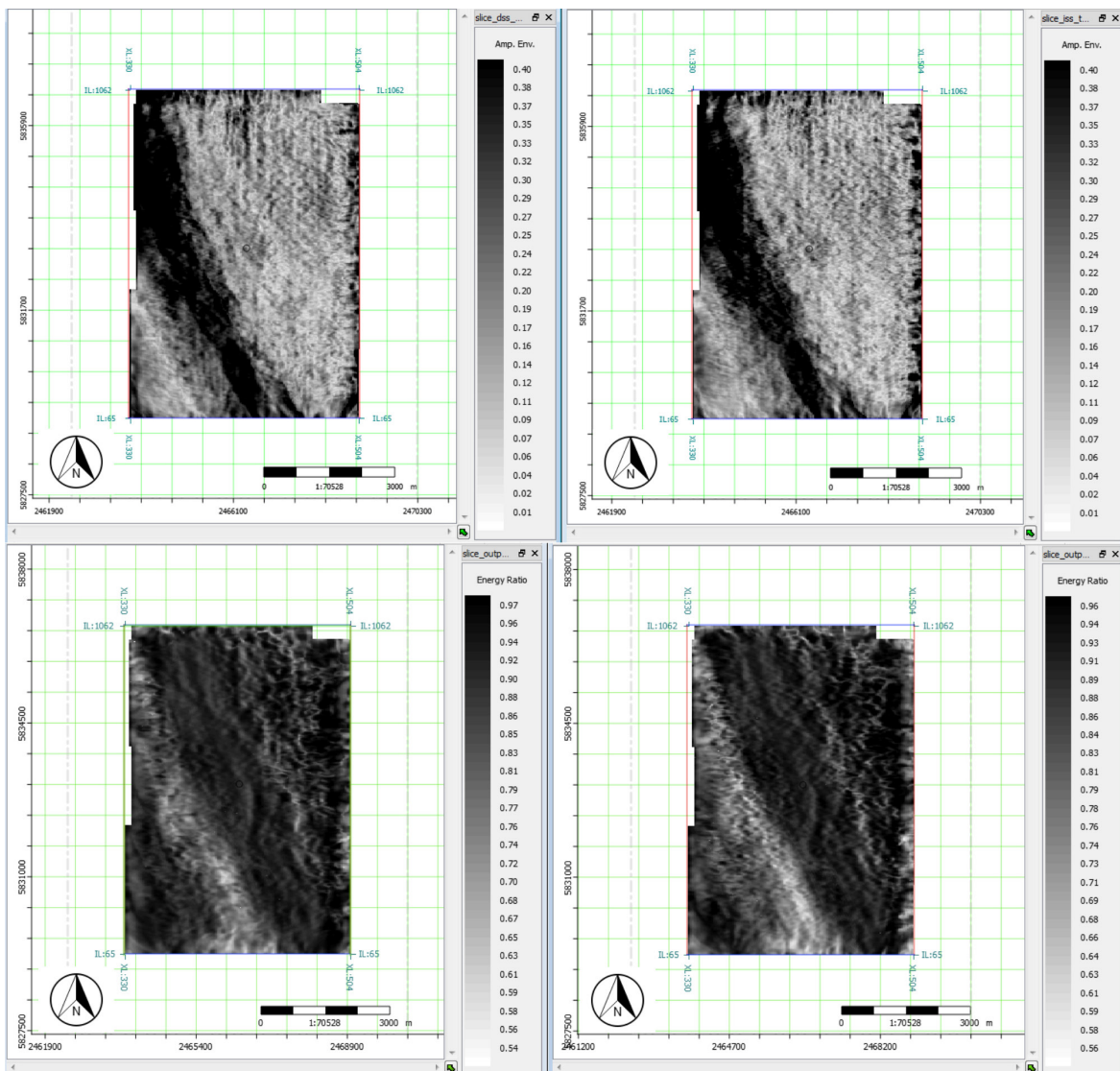


Figura 11. Time slice a 1.500 ms del atributo Total Horizontal Derivative (THD) (arriba) y time slice a 1.600 ms del atributo Energy Ratio (abajo). Las imágenes de la izquierda corresponden a la adquisición DSS, mientras que las de la derecha corresponden a su homólogo ISS.

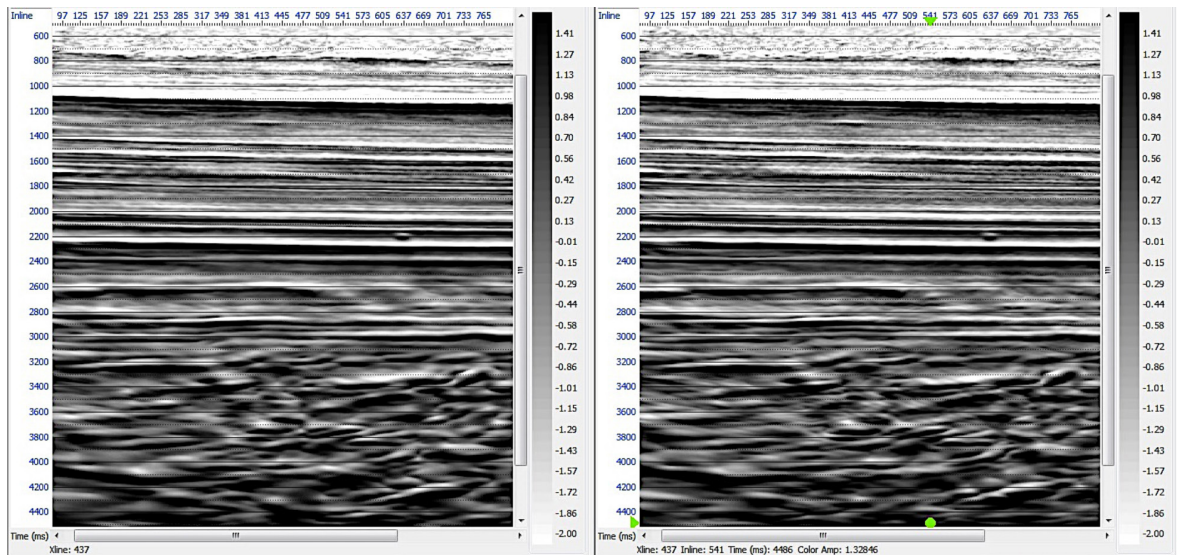


Figura 12. Vista en sección del atributo AVT (Amplitude Volume Technique) calculado sobre la adquisición DSS (izquierda) y sobre la adquisición ISS (derecha).

Análisis de amplitud versus Offset (AVO)

En la práctica, uno de los primeros trabajos que se efectúan sobre los gathers PSTM es el estudio de la variación de amplitud con el offset (AVO). Al realizar un análisis de gradiente sobre los mismos encontramos buena coincidencia entre ambas adquisiciones, como puede verse en la Figura 13.

Para evaluar de manera global la correlación entre ambas adquisiciones se generaron *crossplots* intercepto-gradiente para distintas zonas del proyecto y se resaltaron puntos alejados de la zona de tendencia para cada adquisición. Observando esta información junto con el resto

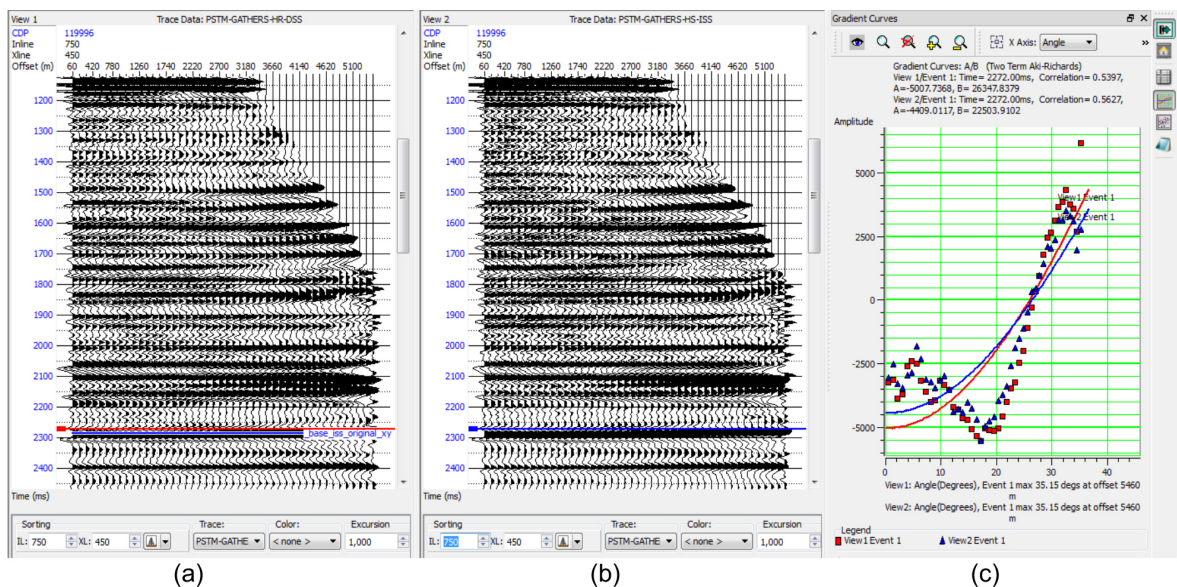


Figura 13. (a) Gathers PSTM DSS, (b) Gathers PSTM ISS. (c) Amplitudes y curva intercepto-gradiente para gathers DSS (rojo) e ISS (azul)

de los puntos del *crossplot* encontramos que ambas adquisiciones mantienen la misma separación entre tendencia y anomalía para los puntos evaluados, además de compartir el mismo tipo de anomalía AVO (figura 14).

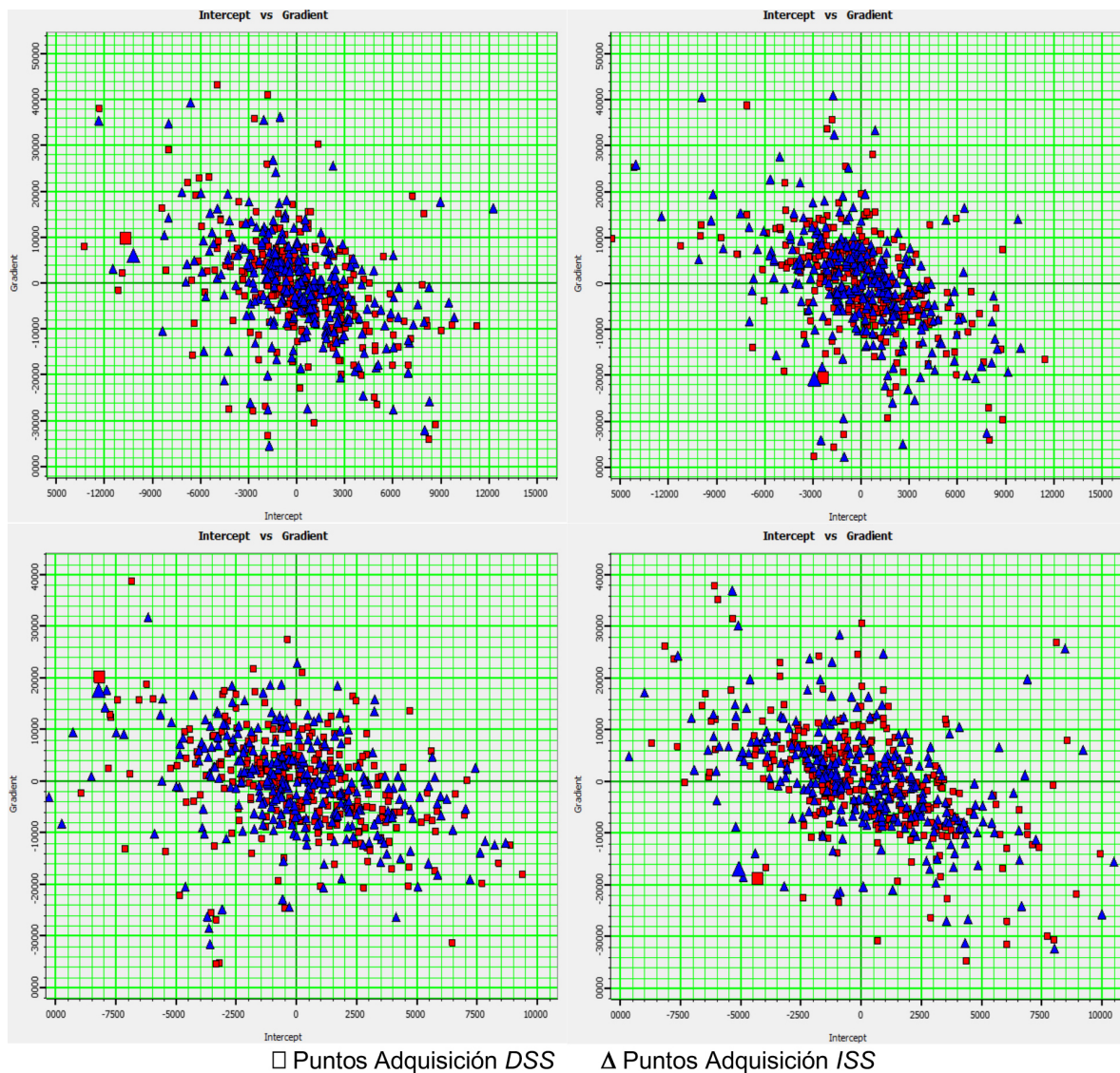


Figura 14. *Crossplot* de atributos AVO (intercepto y gradiente) sobre distintas áreas del proyecto. En rojo se ven los puntos para la adquisición DSS mientras que en azul se ven los correspondientes a la registración ISS. Los puntos resaltados corresponden al análisis de valores anómalos y comparten tanto el tipo de anomalía AVO como la separación del cúmulo de tendencia.

Inversion Pre-Apilado

La inversión sísmica se utiliza con el objetivo de predecir, con cierto nivel de confianza y a partir de la combinación de información sísmica y de pozos, propiedades de la roca (litología, porosidad, contenido de fluidos, etc.). La inversión aplicada entrega como resultado los valores de impedancia P, S y densidad.

Debido a que en el área de prueba no existe información de pozos, se generó un pozo sintético a partir de información recopilada de varios pozos en áreas linderas. Independientemente de la calidad del producto obtenido de la inversión, el objetivo es comparar los resultados que se obtienen a partir de cada adquisición y evaluar similitudes y diferencias entre los mismos. Será a partir de estos resultados que podremos extraer valiosas conclusiones en función de los productos obtenidos para cada registración.

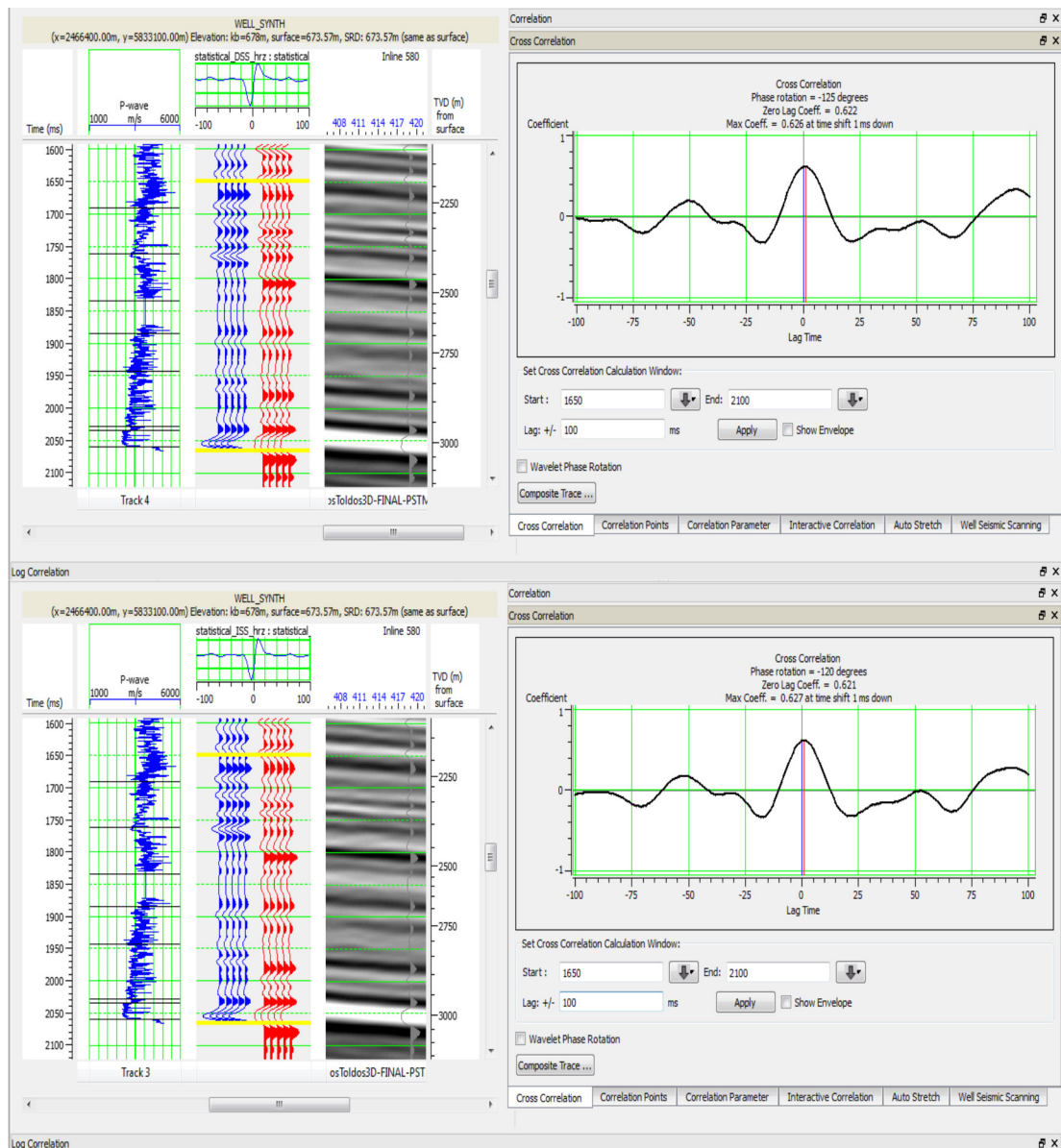


Figura 15. Atado de Pozos para adquisición DSS (arriba) e ISS (abajo). Las estadísticas resultantes son idénticas.

El atado de pozos inicial con la sísmica y la extracción de ondícula presentan resultados idénticos para las diferentes adquisiciones (Figura 15), tanto en la traza sintética resultante como en su correlación con la sísmica.

La correlación entre los datos de pozo y los resultados de la inversión, tanto para Z_p como Z_s , se muestra en la Figura 16. Este *crossplot* permite trazar una recta de regresión y evaluar la

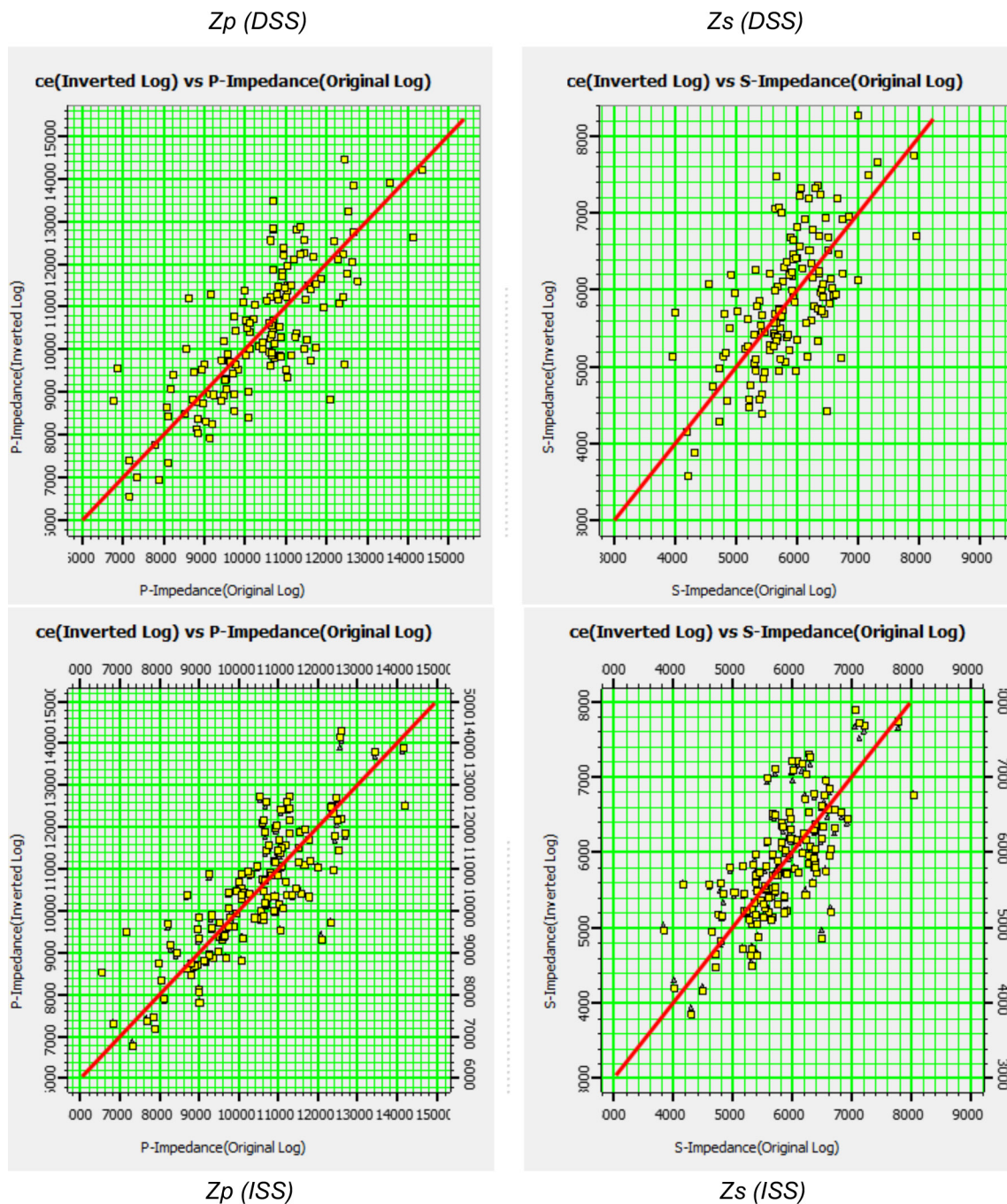


Figura 16. *Crossplot* entre valores invertidos y datos de Pozo para Z_p (izquierda) y Z_s (derecha). En la parte superior se muestran los resultados para la inversión sobre la adquisición DSS mientras que los resultados para la inversión ISS se muestran en la parte inferior.

calidad de la inversión en base a la dispersión de los puntos respecto a la recta central. Para ambas registraciones los resultados de la inversión resultan muy parecidos, aunque la dispersión para la adquisición DSS es ligeramente superior. Al evaluar Z_p , la correlación entre los datos de pozo y el resultado de la inversión es del 78% para la adquisición DSS, mientras que para la adquisición ISS es del 81%. Respecto a los valores de Z_s , la correlación es del 71% para DSS y 73% para ISS.

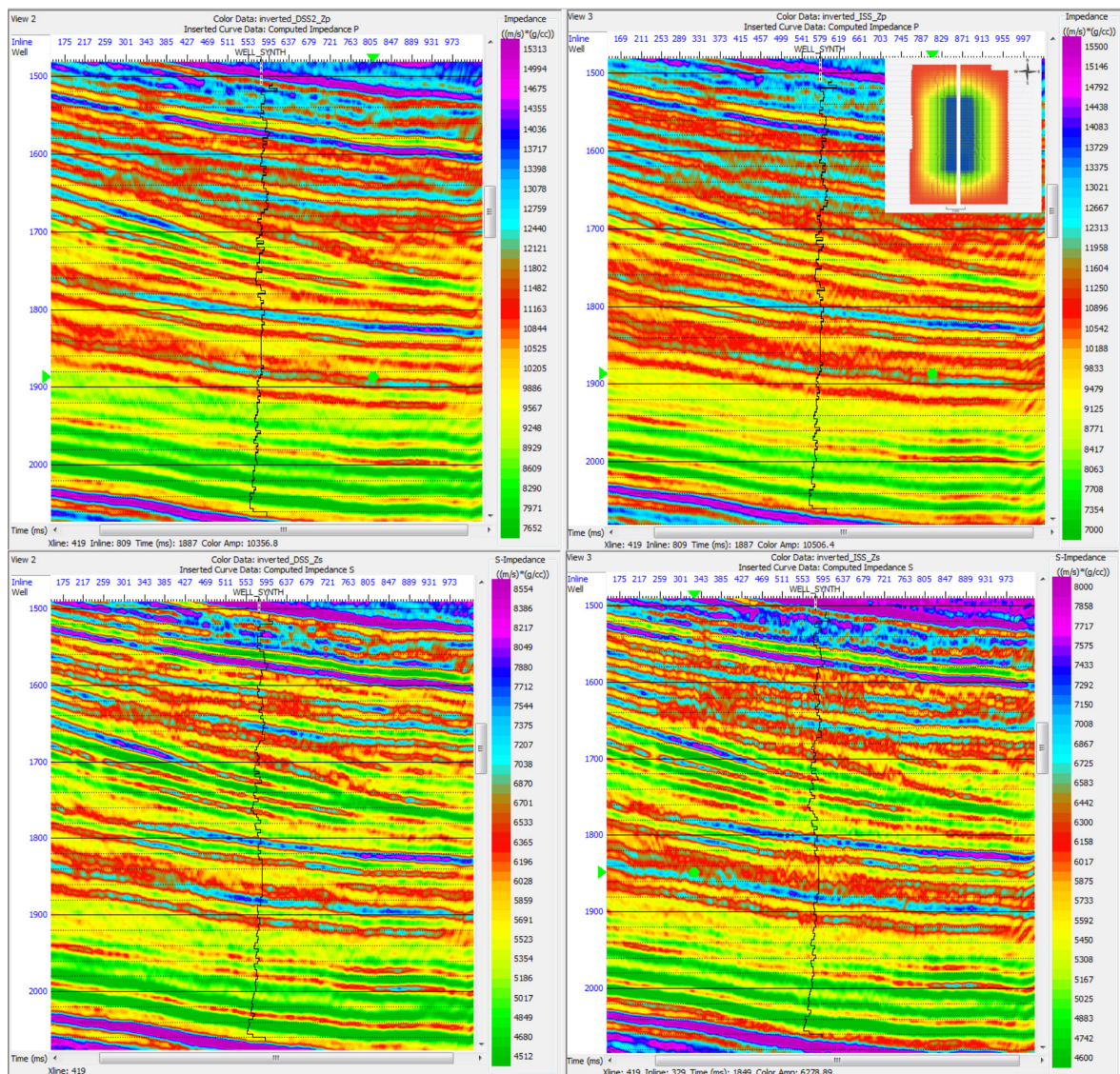


Figura 17. Resultados de la inversión preapilado para impedancia P (arriba) e impedancia S (abajo). A la izquierda se observan los resultados obtenidos a partir de la adquisición DSS mientras que a la derecha se muestran los de la adquisición ISS.

Los resultados finales de la inversión para los parámetros de impedancia P y S muestran buena correlación entre ambas adquisiciones, donde pueden observarse coincidencias incluso con alto nivel de detalle (figura 17).

A fin de cuantificar la diferencia entre cada registración para los resultados obtenidos de la inversión, se calculó un volumen porcentual que representa la variación en los valores invertidos de Z_p y Z_s entre adquisiciones. Dichos valores responden a la siguiente expresión:

$$Diff(Z_p) = 100 * \frac{|Z_{p_{dss}} - Z_{p_{iss}}|}{(Z_{p_{dss}} + Z_{p_{iss}})/2} \quad Diff(Z_s) = 100 * \frac{|Z_{s_{dss}} - Z_{s_{iss}}|}{(Z_{s_{dss}} + Z_{s_{iss}})/2}$$

A partir de los volúmenes obtenidos, generamos mapas con el valor medio extraído del cubo porcentual sobre una ventana de tiempo asociada al horizonte de interés (figura 18). En dicho mapa, la diferencia porcentual entre adquisiciones para los valores invertidos de Z_p tiene un valor medio del 1,2%, mientras que para los valores invertidos de Z_s es del 1,9%.

El análisis geográfico de ambos mapas porcentuales presenta un pequeño incremento de las diferencias respecto a la media en el centro del proyecto, tanto para Z_p como para Z_s (ignoramos las diferencias hacia los bordes debido a que son zonas de bajo *fold*). Esto se debe a que el recorrido de los vibros de la adquisición ISS genera una concentración de los mismos en esta zona en un mismo periodo temporal (se puede inferir este resultando analizando la Figura 5). Este incremento en la diferencia puede atribuirse más a la concentración de ruido aleatorio que introduce la maquinaria de vibros que a la interferencia (*crosstalk*) entre los mismos. No obstante, su influencia es mínima ya que el error porcentual en dicha zona no supera el 1,8% para los valores de Z_p y el 3,5% para los valores de Z_s .

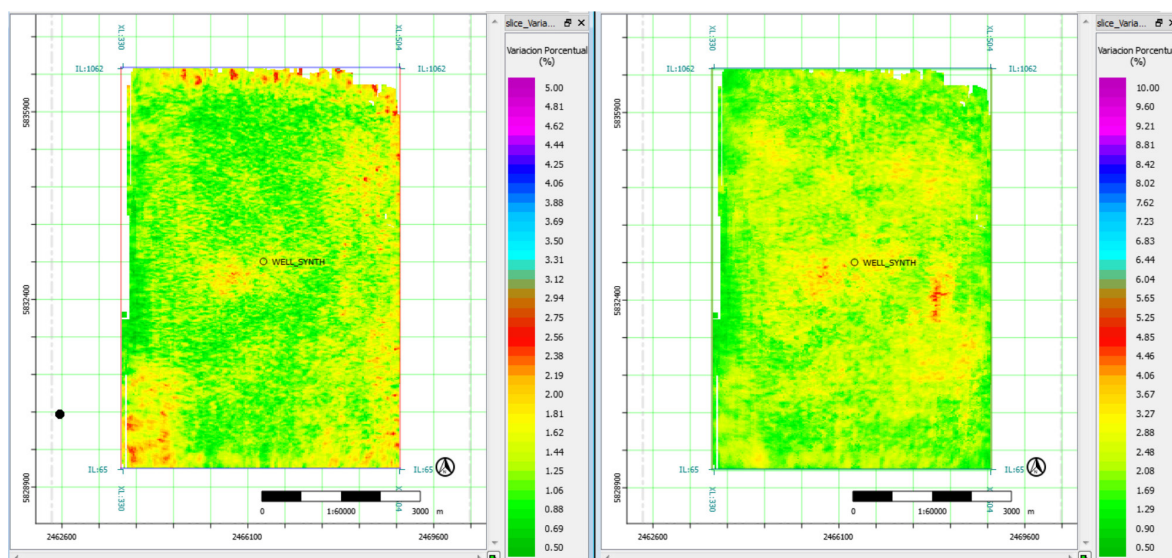


Figura 18. Diferencia porcentual entre las adquisiciones DSS e ISS sobre la ventana de interés para los valores invertidos de Z_p (izquierda) y Z_s (derecha).

A partir de los resultados de la inversión obtenidos para ambas adquisiciones, calculamos los parámetros Lambda-Rho y Mhu-Rho para cada una de ellas y generamos su correspondiente crossplot sobre una ventana de 200 ms en la zona de interés (Figura 19). Los puntos coloreados responden al valor del producto del intercepto por el gradiente, donde valores extremos de los mismos pueden asociarse a la presencia de hidrocarburos.

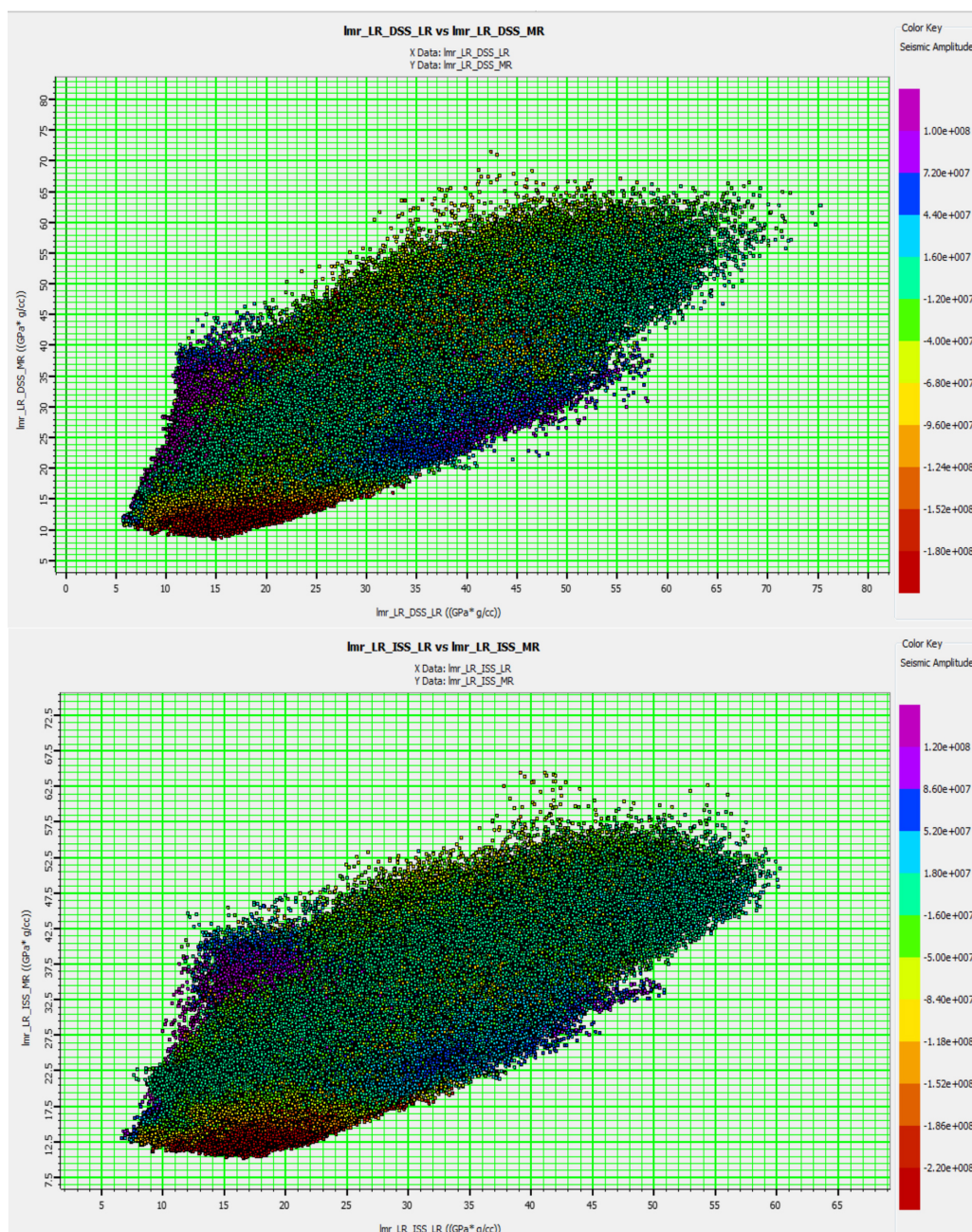


Figura 19. Crossplot de parámetros Lambda-Rho y Mu-Rho para la adquisición DSS (arriba) y la adquisición ISS (abajo) sobre una ventana de análisis de 200 ms. El color de los puntos representa el producto Intercepto x Gradiente. Notar como se mantiene la morfología y la distribución dentro del cluster de datos para ambas adquisiciones.

Es notable destacar que, si bien los crossplots no son idénticos para ambas adquisiciones, los mismos presentan la misma morfología. Al analizar en detalle la distribución de valores del producto intercepto-gradiente, vemos que mantienen la misma disposición dentro del cluster para ambas adquisiciones, por lo que podrán extraerse las mismas conclusiones sobre ambos sets de datos.

Estadísticas de Producción

Desde el punto de vista teórico, la adquisición ISS incrementa el nivel de producción respecto a su equivalente DSS. Sin embargo, debemos ser cuidadosos al extender este análisis a la práctica, donde numerosos factores pueden alterar el desempeño y eficiencia de ambos métodos.

Para nuestro análisis utilizamos como principal fuente de información los tiempos transcurridos entre el comienzo de un registro y el siguiente, y analizamos la estadística de

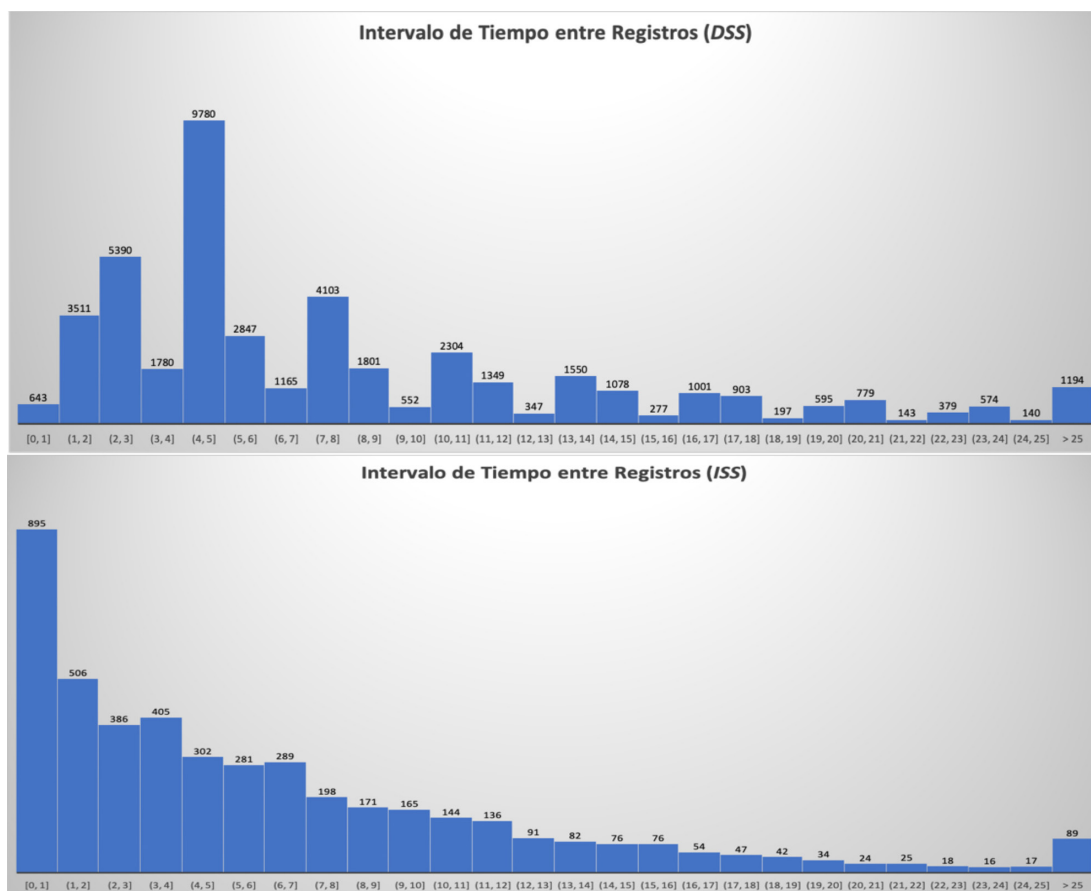


Figura 20. Estadísticas de producción del proyecto completo DSS (arriba) y de la prueba ISS (abajo).

producción a partir de dichos valores. En la Figura 20 se observa la distribución estadística de estos tiempos para la adquisición estándar del proyecto (DSS) y las pruebas de adquisición con fuentes simultáneas (ISS).

La adquisición DSS presenta gran cantidad de registros con una separación en tiempo de 5 segundos, principalmente debido a que, al tiempo de demora teórico establecido por la tabla “tiempo/distancia” entre un registro y el siguiente, debemos agregar el retardo introducido por el intercambio radial de datos entre vibros y sismógrafo para respetar dicha tabla. La adquisición ISS no tiene este retardo debido a que el sistema de registración se encuentra en periodo constante de escucha.

Tomando el promedio de los tiempos de producción del proyecto llegamos a un valor de 5.14 shots por minuto (2.468 shots por cada día de 8 horas de producción) para la adquisición DSS. La prueba de adquisición ISS alcanzó un promedio de 7.36 shots por minuto (3.533 shots por cada día de 8 horas de producción), con un incremento de eficiencia en la práctica del 43%.

CONCLUSIONES

La principal ventaja de la registración mediante fuentes simultáneas (ISS) radica en la eficiencia de adquisición. Esta tecnología permite adquirir información sísmica en menor cantidad de tiempo que cualquier método previamente utilizado, logrando una notable disminución de costos y un incremento en la densidad de fuentes.

La principal desventaja de este método radica en la aparición de interferencia entre registros adquiridos simultáneamente. Cuando llevamos la tecnología a casos extremos de alta densidad de fuentes en un área reducida como hemos visto en esta prueba, también debemos considerar el ruido aleatorio generado por la maquinaria de los vibros cercanos. Aun así, bajo estas condiciones, hemos verificado que la distancia entre fuentes no es un factor condicionante para la calidad de imagen, ya que los algoritmos de *deblending* eliminan eficientemente la interferencia entre registros.

En las publicaciones relativas a esta nueva tecnología, los ruidos remanentes son compensados incrementando la densidad espacial de fuentes. En nuestras pruebas, la cantidad de registros para cada adquisición es la misma, en detrimento de los resultados para la adquisición ISS. No obstante, los productos finales entre ambas adquisiciones conservan un alto grado de similitud, confirmando la validez de la aplicación de esta tecnología para nuevos proyectos.

La factibilidad de la caracterización de reservorios en registraciones con fuentes simultáneas se ha evaluado en trabajos anteriores como el de Shipilova *et al.* (2016), donde se generó artificialmente un set de datos ISS a partir de una registración estándar, comparando sus resultados con la misma. El objetivo principal de nuestro trabajo ha sido exigir al

máximo la tecnología disponible, evitando la generación de datos sintéticos al adquirir en la práctica la información sísmica con fuentes simultáneas, generando un nuevo *set* de datos ISS el cual ha sido procesado y comparado con la adquisición (DSS) del proyecto.

La cuantificación de las diferencias y semejanzas entre ambas adquisiciones durante la secuencia de proceso constituye una excelente métrica para evaluar el grado de similitud entre ambos sets de datos a la hora de caracterizar reservorios. Para resumir el análisis se han condensado los resultados en la Tabla 1.

Finalmente podemos afirmar con confianza, luego del análisis cualitativo y cuantitativo de las diversas etapas posteriores a cada tipo de adquisición (procesamiento, interpretación, análisis de amplitudes e inversión preapilado), que con la adquisición ISS es posible obtener los mismos resultados y extraer las mismas conclusiones que con adquisiciones convencionales.

Resultados por Tipo de Adquisición							
		Adquisición DSS		Adquisición ISS		Observaciones	
Atado De Pozos	Shift	1 ms		1 ms		-	
	Correlación	63%		63%		-	
Inversión Pre-Apilado	Correlación entre valores Invertidos y datos de Pozo para Zp	78%		81%		-	
	Correlación entre valores Invertidos y datos de Pozo para Zs	71%		73%		-	
Comparación DSS vs ISS - Análisis Estadístico sobre ventana de interés							
		Min.	Max	Media	D.E.	Observaciones	
Correlación de Amplitudes entre adquisiciones	Shift	-1,2 ms	1,5 ms	0,04 ms	0,28 ms	Valores Inferiores a la muestra	
	Correlación de Amplitudes	88,1%	99,4%	97,3%	1,5%	-	
Correlación Atributos AVO entre adquisiciones	Intercepto	80,2%	99,5%	95,7%	2,0%	Los mapas de distribución son similares morfológicamente y comparten las mismas anomalías AVO.	
	Gradiente	65,9%	99,1%	93,1%	3,4%		
Diferencia en resultados de Inversión Preapilado entre ambas adquisiciones	Valores Invertidos Zp	0,5%	2,9%	1,2%	0.23%	-	
	Valores Invertidos Zs	0,7%	4,4%	1,9%	0,4%	-	

Tabla 1. Tabla comparativa de resultados entre adquisición DSS e ISS.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo agradecemos a Tecpetrol y Wellfield Services por permitir la publicación de los resultados.

A su vez expresamos nuestro agradecimiento a Santiago Borthelle quien ha sido el principal impulsor de esta prueba, Jorge Sánchez Littau por su revisión de esta publicación, y en especial para Juan “Toto” Tavella por sus útiles comentarios y sugerencias que permitieron clarificar los resultados de los estudios de AVO e inversión preapilado.

REFERENCIAS

- Bouska, J., 2009. Distance separated simultaneous sweeping, for fast, clean, vibroseis acquisition. *Geophysical Prospecting*, N° 58, p. 123-153.
- Chopra, S. y Marfurt, K., 2007. *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*, Society of Exploration Geophysicists, 457pp.
- Crook, A., 2018. *Seismic Acquisition Innovations Applied in Canada*, CSEG Recorder, 2018, N° 43, p. 22-29.
- Dean, T., 2016. High Productivity Vibroseis Techniques: a Review, *Preview*, 2016, N° 184, p. 36-40.
- Howe, D., Foster, M., Allen, T., Taylor, B., y Jack I., 2008. Independent simultaneous sweeping -a method to increase the productivity of land seismic crews, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 2008, p. 2826-2830.
- Rozemond, H., 1996. Slip-sweep acquisition. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 1996, pp. 64-67.
- Russell, B. y Ribordy, C., 2014. New edge detection methods for seismic interpretation, *CREWES Research Report*, 2014, N°26, p. 67.1-67.14.
- Shipilova, E., Barone, I., Hugonnet, P., Dupinet, C., Boelle, J., Giboli, M. y Piazza, J., 2016. Simultaneous-source seismic acquisitions: Do they allow reservoir characterization? A feasibility study with blended onshore real data. *SEG International Exposition and Annual Meeting*, 2016, p. 107-112, Texas, Estados Unidos.
- Vernengo, L. y E. Trincherro, 2015, Application of amplitude volume technique attributes, their variations, and impact, *The Leading Edge*, 2015, N° 34, p. 1246-1253.

