

ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS 3D CON NODOS Y MODALIDAD “DYNAMIC SLIP SWEEP” EN LA CUENCA NEUQUINA

Ezequiel Valeff¹, Neptalí Requena², Alejandra Galán³, Jorge Muñoz⁴, David Silva⁵, Jorge Sánchez⁶

1: Tecpetrol S.A. ezequiel.valeff@tecpetrol.com

2: Tecpetrol S.A. neptali.requenagonzalez@tecpetrol.com

3: Tecpetrol S.A. alejandra.galan@tecpetrol.com

4: Wellfield Services Ltda. jmunoz@wellfield.cl

5: Wellfield Services Ltda. dsilva@wellfield.cl

6: Wellfield Services Ltda. jorgesanchez@wellfield.cl

Palabras clave: Adquisición DSS, fuente simultánea, nodos

ABSTRACT

The following study describes a 3D acquisition survey of approximately 200 km² in Neuquén Basin, the primary objective being Vaca Muerta formation (2200 m TVDSS). There are intrusive bodies in the survey area, which could represent potential hazards in drilling, completion and performance of future wells. One of the primary objectives of the study was the identification of these geologic hazards, both deep and shallow. The technique of acquisition selected to that end was Dynamic Slip Sweep (DSS) with nodal land system. One of the main challenges of this work was obtaining good quality data with a considerable time and costs reduction using nodes and DSS instead of geophones arrays and flip-flop with vibrator arrays. As a result, excellent quality data (suitable for reservoir characterization) was obtained. The use of nodes instead of geophone arrays and the DSS acquisition technique led to approximately 200 million traces, with max offset 10 km, incident angles up to 50-60° and nominal fold of 180. In addition, costs, time and personnel on the field were found to decrease between 35 and 50%, when compared to a conventional acquisition (geophones and flip-flop mode).

INTRODUCCIÓN

Con la continua demanda de adquisiciones 3D de gran densidad de datos y wide azimuth, sumada a los avances en las técnicas de procesamiento y de los equipamientos, las técnicas de adquisición con vibros de alta eficiencia han tenido un gran desarrollo en los últimos años. Varios tipos de técnicas han sido desarrolladas, dejando atrás el arreglo de fuentes (*flip-flop*) para dar paso a la fuente simultánea en sus diversas modalidades: *Slip-Sweep*, *Dynamic slip-sweep* (DSS), *Independent Slip-Sweep* (ISS). Shi Shuanghu *et al.* (2016). Los arreglos de fuentes con varios barridos por punto

utilizados con el fin de inyectar más energía al terreno y mejorar la relación señal/ruido, generan ruido *scattered* que no es bien muestreado durante el registro. Como este ruido *scattered* es coherente de barrido en barrido, se comprobó que el stacking de múltiples barridos en una misma locación no mejoraba significativamente la calidad del *shot record* (Quigley, 2000 and Cooper, 2002). Al pasar a una distribución más amplia de fuentes (menos fuerza inyectada por punto, pero con un número mucho mayor de puntos fuente) el muestreo de los ruidos *scattered* es más variado y entonces estos ruidos serán atenuados en el proceso de imaging. Desde el punto de vista de costos, es muy difícil de lograr con explosivos. El uso de vibros lo hace posible, pasando entonces de arreglos de vibradores con varios barridos por punto a un sólo vibrador por punto con un sólo barrido, menor intervalo entre fuentes y una mayor densidad de puntos fuente. Consecuentemente, se obtienen gran cantidad de trazas comparado a un diseño clásico, lo cual implica una ventaja en procesamiento. Este tipo de técnicas comenzaron a ser utilizadas recientemente en el país, y este trabajo describe una adquisición utilizando el modo de vibrado DSS con nodos en la Cuenca Neuquina.

METODOLOGÍA

Para la registración DSS se usaron un total de 11.000 nodos inalámbricos como receptores, colocados cada 60 m en líneas E-O separadas 300 m entre sí. Se emplearon 10 equipos Vibradores de 60.000 libras de *Hold Down*, barriendo cada 15 m, a lo largo de líneas N-S equiespaciadas 300

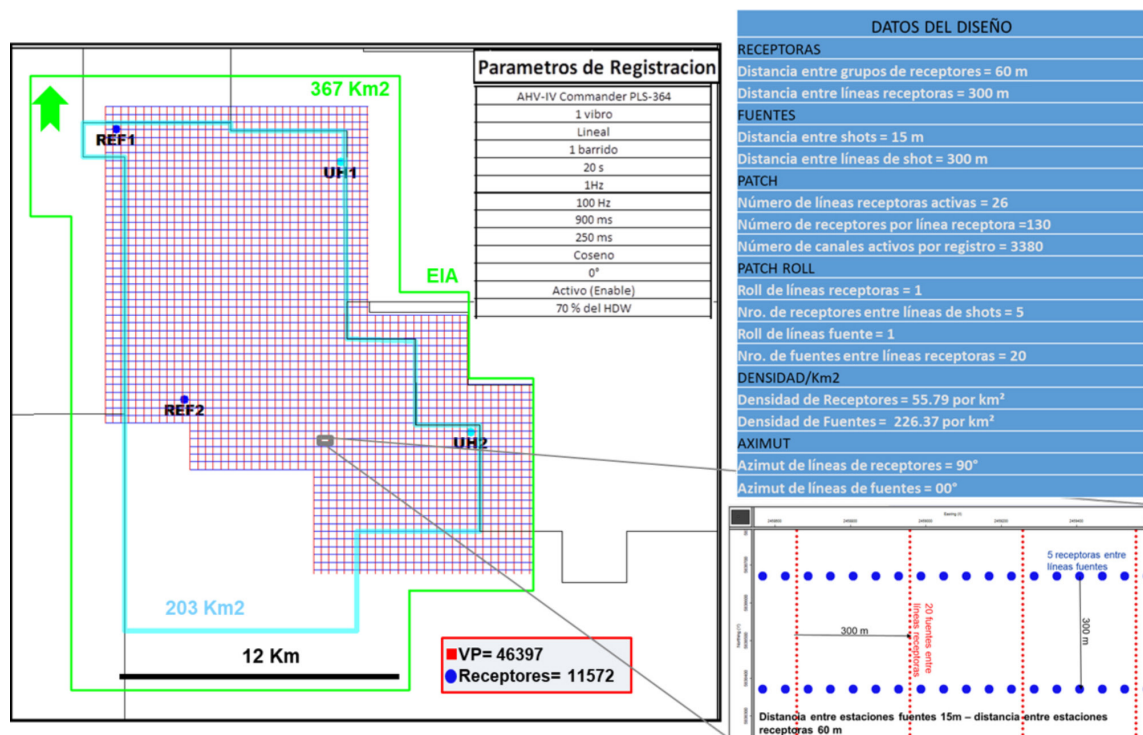


Figura 1. Detalle del diseño de adquisición. Pre-plot y ubicación de Upholes y refracciones.

m. El pre-plot del proyecto consideró la adquisición de datos en una superficie de 203 km² con un total de 46.397 estaciones fuentes y 11.572 estaciones receptoras, como se detalla en la figura 1. El desarrollo del proyecto incluyó trabajos de topografía, consideró también 2 *Upholes* de 100 m de profundidad cada uno y 2 refracciones de 800 m de longitud cada una. Si bien la cantidad de trazas es muy grande por la técnica utilizada, el objetivo de estas mediciones fue obtener datos extra para la mejor definición de la velocidad de la capa meteorizada para el procesamiento de datos (estáticas), y para comparar con varios Upholes y refracciones disponibles al Sur del bloque.

MODO DSS (EMISIÓN)

Luego de un extenso análisis de varias opciones y técnicas de adquisición R. Malcolm Lanseley (2014), tales como *Flip-Flop* con nodos, o *compressive seismic imaging* (CSI) Leo Brown *et al.* (2017), se optó por el modo DSS. *Dynamic Slip Sweep*, la cual es una técnica de adquisición de alta eficiencia que tiene en cuenta el slip-time y la distancia entre los vibros, y considera tanto la calidad del dato *raw* como la eficiencia en la operación. Este método permite iniciar un barrido, sin haber terminado el anterior, y con un criterio de separación en distancia entre vibradores, para incrementar la productividad. La interferencia de la señal es mayor cuando dos camiones están vibrando cerca. El *Slip Sweep* puro, solo establece un *delay* fijo, por lo general no menor al tiempo de escucha (en nuestro caso 5 segundos) para evitar interferencias críticas entre barrido cercanos. Con el DSS, este *delay* se puede disminuir, agregando una condición de distancia mínima a la cual los barridos cercanos no se interfieran de manera crítica (interferencia primaria). Por este motivo, se configuró en gabinete una tabla “Tiempo-Distancia” (Fig. 2), que luego fue probada y confirmada en campo previo a las pruebas de parámetros.

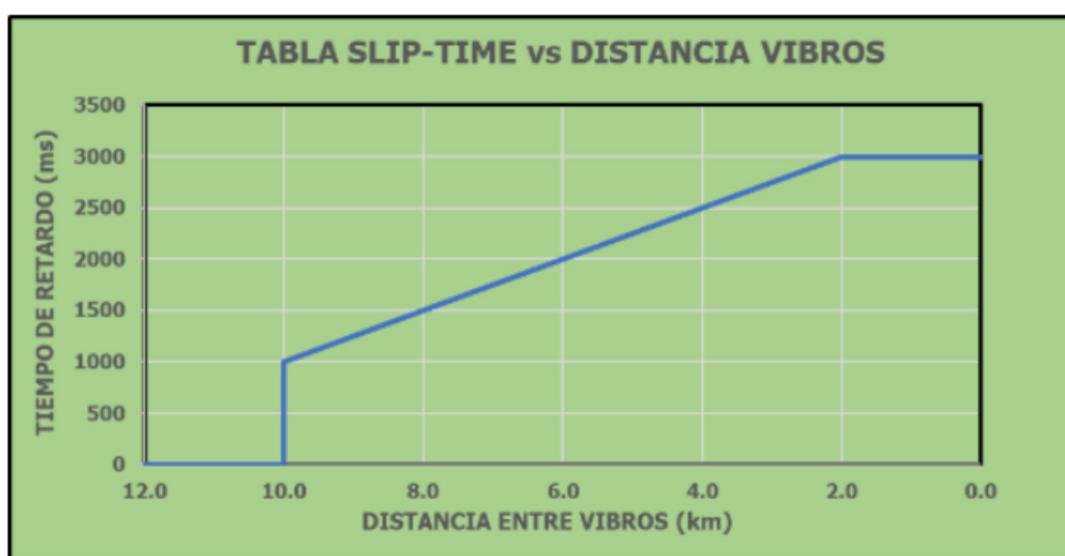


Figura 2. Tabla Slip-time vs Distancia entre vibros.

NODOS (RECEPCIÓN)

Para la adquisición de datos sísmicos en este proyecto, se utilizó el sistema nodal. Este sistema inalámbrico permite grabar datos sísmicos, de manera continua y autónoma, o en lapsos de tiempos predefinidos por el usuario, previo al deployment en campo. El nodo tiene un receptor de GPS integrado, el cual provee además de posición geográfica, el sincronismo necesario para la adquisición de datos en tiempo GPS. Los datos sísmicos de campo son grabados en memoria interna del nodo, y luego son bajados para su procesamiento en el “Transcriber”. El nodo posee como sensor sísmico, un acelerómetro digital MEMS. Este tipo de sensores muestran ventajas sobre los geófonos, tales como un ancho de banda superior (tanto para bajas como para altas frecuencias) y la fidelidad de la señal registrada. Nicolas Tellier *et al.* (2020). El sensor interno emite una señal digital que proporciona una representación con mucha mayor fidelidad de los movimientos del suelo frente a la proporcionada por geófonos analógicos. Tiene una amplitud plana y una respuesta de fase en el ancho de banda sísmica, además de mucha menor amplitud de distorsión respecto a los sensores analógicos. Los sensores tienen un ruido de suelo reducido en las frecuencias bajas hasta 0.1 Hz, lo que lo convierte en un sensor ideal para operaciones de banda ancha. La especificación de ruido (15) se encuentra en el nivel más silencioso del ruido ambiental medible en cualquier lugar de la tierra, o por debajo de éste. Una vez “plantado” en la estación receptora asignada en campo, el nodo se debe encender con un *switch* magnético. En forma automática, la unidad realiza un auto-test, verificando su funcionalidad interna (nivel de batería, GPS y sensor). Una vez que el nodo realizó su auto-test y toma señal GPS, está listo para iniciar grabación de señales sísmicas, de acuerdo con el plan de adquisición configurado.

PRUEBA DE PARÁMETROS

Se seleccionó un área representativa del proyecto para realizar las pruebas las cuales consistieron en registrar VPs puntuales probando diferentes especificaciones de los vibros como Fuerza, ancho de banda, longitud de barrido, taper inicial y final, tipo de barrido, etc. Para la prueba de parámetros se utilizaron tanto nodos como geófonos desplegados sobre una línea W-E, para poder tener datos en tiempo real en el sismógrafo (como en una adquisición clásica) junto con datos grabados en los nodos, que fueron descargados posteriormente para su comparación. Se utilizó un arreglo circular de 6 geófonos, con el nodo ubicado en el centro, como detalla la Figura 3.

Se realizaron un total de 20 pruebas puntuales, utilizando siempre un vibro y un barrido por punto, en las cuales se fueron variando distintos parámetros, entre ellos la fuerza total (entre 70% y 80%), la frecuencia (entre 1 y 140 Hz), la longitud del barrido (entre 16 y 24 segundos) y el taper, como podemos observar en la figura 4.

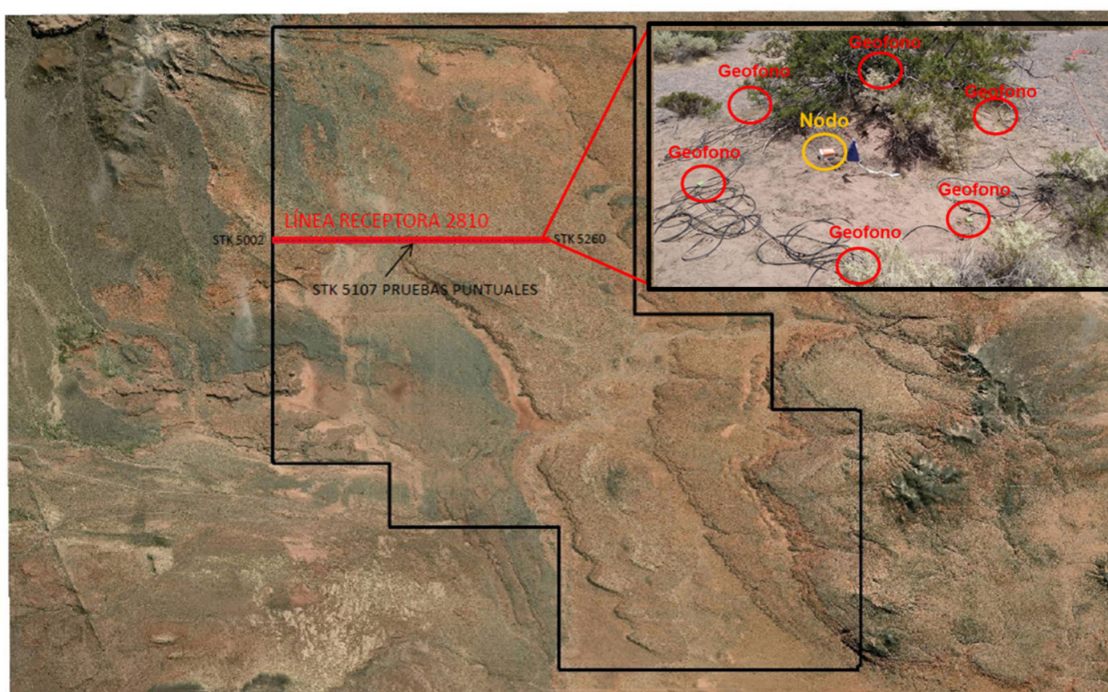
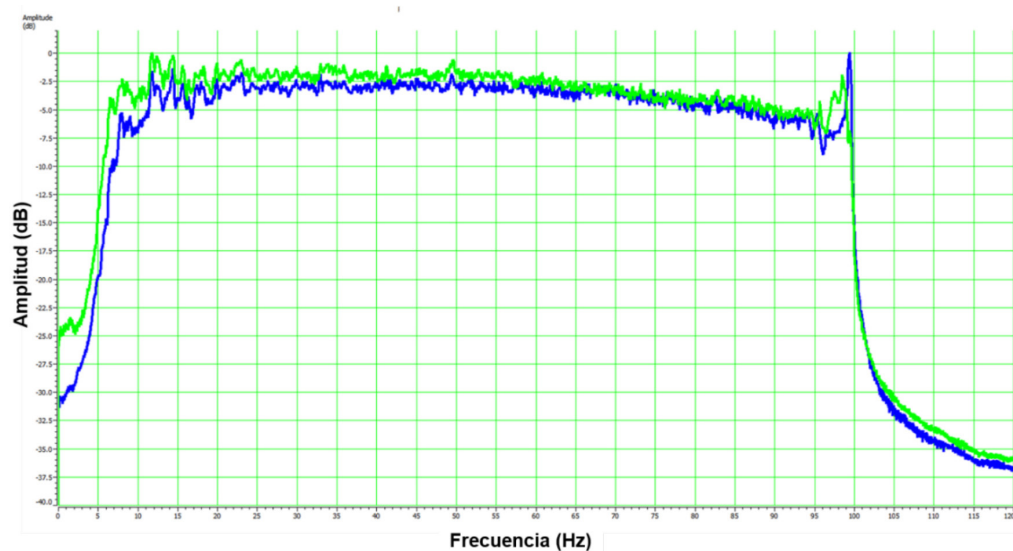


Figura 3. Ubicación de la línea de prueba, con un detalle del arreglo de geófonos.

La comparación del dato *raw* de campo entre nodo y geófono se puede observar en la Figura 5. A pesar de haber utilizado un solo vibro por punto y un solo barrido, la calidad del dato fue buena, con una clara ventaja del nodo sobre el arreglo de geófonos, ya que las hipérbolas de reflexión están mejor definidas, los espectros de amplitud son más planos (mejor aporte de las frecuencias medias y altas), y los registros están menos afectados por ruidos superficiales (*ground roll* y onda área).

File	FUERZA	FRECUENCIA	# DE BARRIDOS	TIPO DE BARRIDO	LONGITUD	TAPER	FASE DE INICIO DE BARRIDO
43	70%	1-80 HZ	1	LINEAL	16	900-250	0
44	70%	1-90 HZ	1	LINEAL	16	900-250	0
45	70%	1-90 HZ	1	LINEAL	16	900-250	0
46	70%	1-100 HZ	1	LINEAL	16	900-250	0
47	70%	1-90 HZ	1	LINEAL	24	900-250	0
48	70%	1-100 HZ	1	LINEAL	24	900-250	0
49	70%	1-120HZ	1	LINEAL	24	900-250	0
50	70%	1-140HZ	1	LINEAL	24	900-250	0
51	70%	1-80 HZ	1	LINEAL	20	900-250	0
53	70%	1-90 HZ	1	LINEAL	20	900-250	0
54	70%	1-100 HZ	1	LINEAL	20	900-250	0
55	70%	1-120HZ	1	LINEAL	20	900-250	0
56	70%	1-140HZ	1	LINEAL	20	900-250	0
57	70%	1-140HZ	1	LINEAL	20	900-250	90
58	70%	1-80 HZ	1	LINEAL	20	900-250	90
59	70%	1-100 HZ	1	3 db/oct	20	900-250	0
60	70%	2-100 HZ	1	LINEAL	20	1000-300	0
61	70%	2-100 HZ	1	LINEAL	20	1200-300	0
62	75%	1-100 HZ	1	LINEAL	20	900-250	0
63	80%	1-100 HZ	1	LINEAL	20	900-250	0

Figura 4. Listado de 20 pruebas de parámetros puntuales realizadas.



FUERZA	FRECUENCIA	# DE BARRIDOS	TIPO DE BARRIDO	LONGITUD	TAPER	FASE DE INICIO DE BARRIDO
70%	1-100 HZ	1	LINEAL	20	900-250	0

Figura 5. Comparación registro pruebas puntuales Nodo vs geófono (cable) con sus correspondientes espectros de amplitud (azul geófono-verde Nodo).

Luego se procedió a elegir los 4 mejores sets de parámetros (en base a las pruebas puntuales) y se realizaron líneas 2D de 130 canales receptores y 129 Vps espaciados a 60 m con el objetivo de poder comparar a nivel de *Stack*. La comparación de éstas líneas para geófonos y nodos se pudo observar en la figura 6.

Tipo de Vibrador	AHV-IV Commander PLS-364
Cantidad de vibros	1 vibro
Tipo de barrido	Lineal
Cantidad de barridos	1 barrido
Longitud de barrido	20 s
Frecuencia Inicial	1Hz
Frecuencia Final	100 Hz
Taper Inicial	900 ms
Taper Final	250 ms
Tipo de taper	Coseno
Fase de inicio del barrido	0°
Control de reducción de armónicas (HDR)	Activo (Enable)
Fuerza de Salida	70 % del HDW
Fuerza de Salida con viento superior a 50km/h	80 % del HDW

Figura 6. Tabla de parámetros finales utilizados en la adquisición.

Debido a la imposibilidad de los nodos de visualizar datos en tiempo real, la línea de prueba fue utilizada posteriormente durante toda la registración para el monitoreo de ruido. Las comparaciones

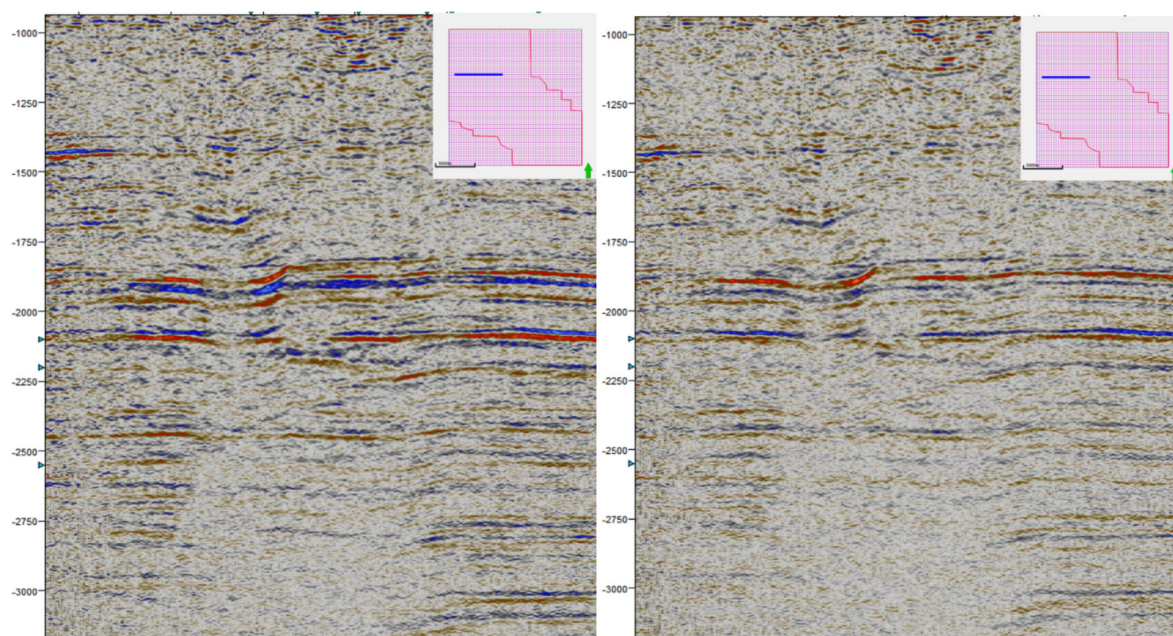


Figura 6. Comparación línea 2D pruebas puntuales con arreglo de geófonos (izquierda) vs nodos (derecha).

entre nodos y geófonos de las pruebas fueron claves para estimar un corte para el ruido ambiente de la adquisición con nodos, visualizando el registro en tiempo real en el geófono.

OPERACIÓN EN CAMPO

Como se mencionó anteriormente se utilizó la línea de prueba con geófonos para monitoreo del ruido ambiente. Se utilizaron los 10 vibros en simultáneo, barriendo el área de Norte a Sur, separados entre sí 2 o 3 líneas de fuente, y siguiendo la tabla calculada de tiempo-distancia, como muestra la figura 7.

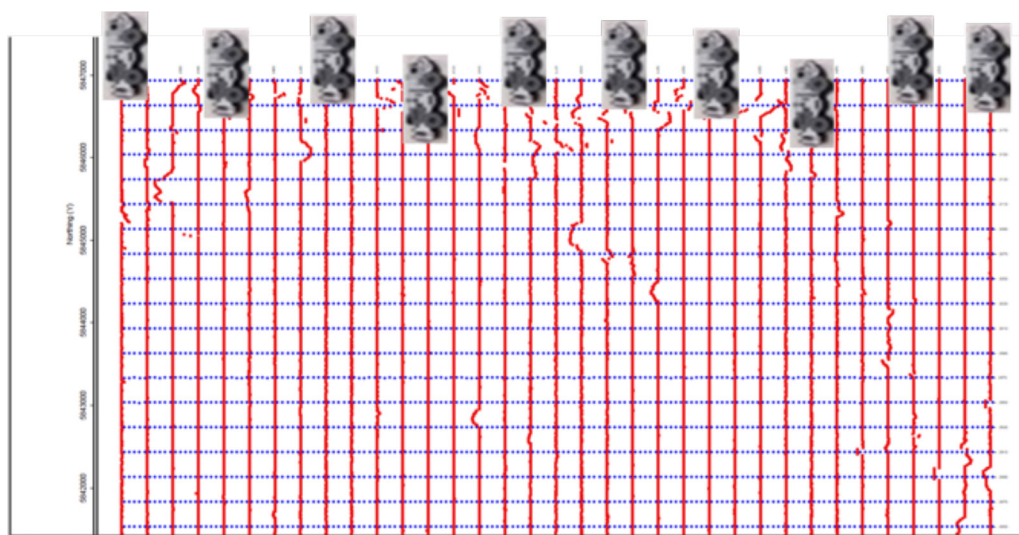


Figura 7. Camiones vibrando de Norte a Sur en simultáneo.

Los 11.000 nodos plantados fueron suficientes para la adquisición de casi la totalidad del área del proyecto, y luego fueron llevados a la base para la descarga de información. Una vez asegurado el dato, se borraron las memorias de 600 nodos para ser plantados nuevamente. Las fallas en los nodos estuvieron acorde a la especificación del fabricante (1-2 cada mil): 14 fallaron durante todo el registro, con tiempos de pérdida de datos desde minutos hasta 6 días completos como máximo en uno de ellos, lo cual no tuvo impacto alguno en la calidad del producto final. El dato no pudo ser monitoreado en tiempo real, pero si se pudo hacer un QC utilizando *Cross spreads* a medida que se descargaba la información del nodo en la base, como muestra la figura 8.

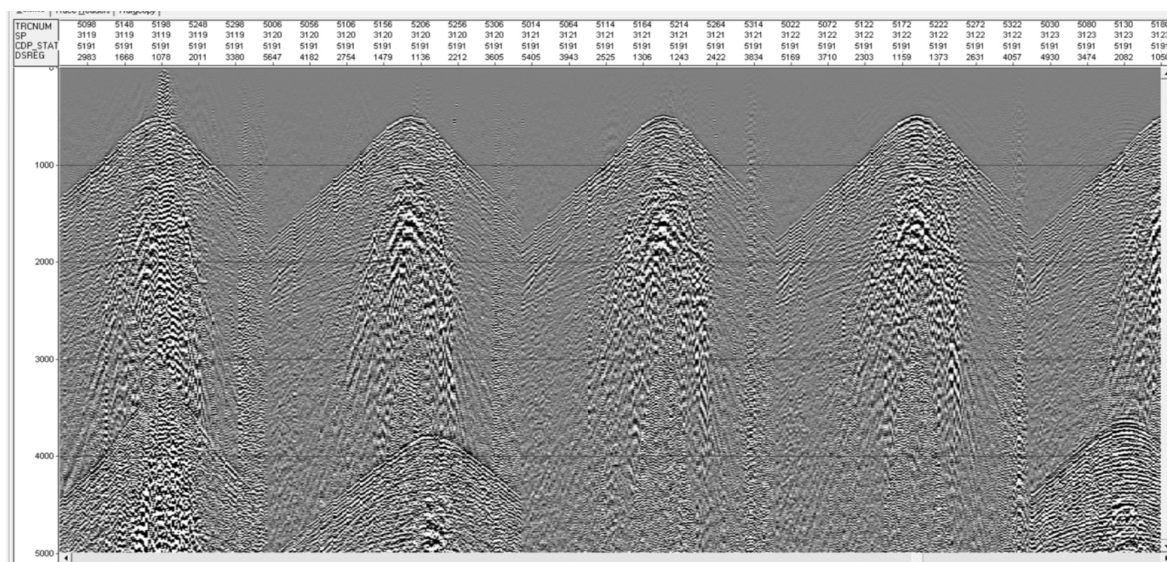


Figura 8. Qc x-spread por fuente común. Se puede observar la interferencia de fuentes cercanas vibrando en simultáneo.

Los días totales de registro fueron 16, con jornadas de 12 horas, obteniendo un promedio de 3.000 vp por día (Fig. 9).

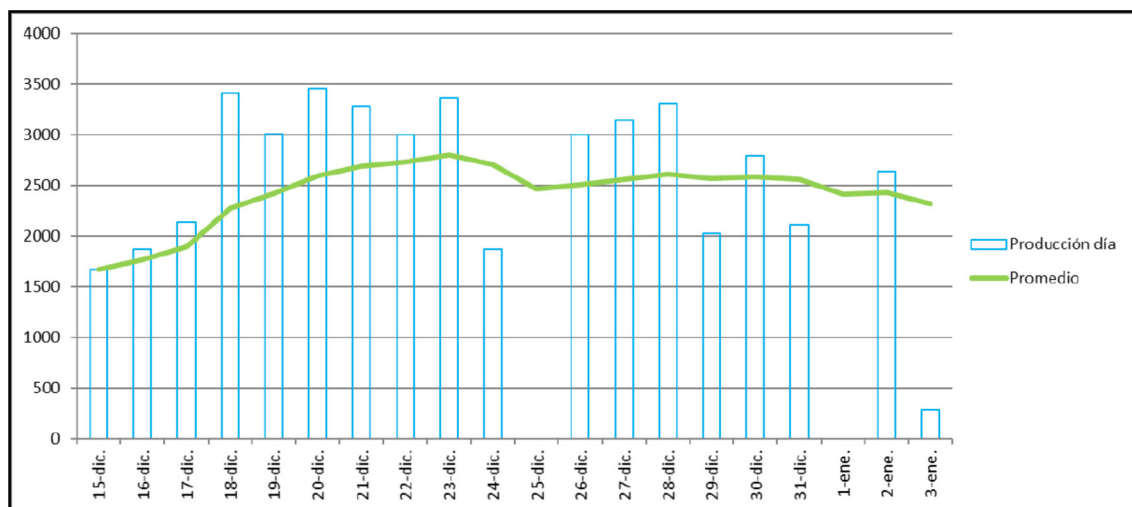


Figura 9. Registro diario vs. Promedio.

Debido a la topografía, obstáculos en superficie, terreno irregular, etc., se debieron reubicar varias de las estaciones, tanto de fuente como de receptores. La diferencia entre *pre plot* y *post plot* final se pueden observar en la Figura 11. El gráfico de *fold* nominal muestra que de todas formas se tienen suficiente cantidad de trazas para garantizar un dato de buena calidad.

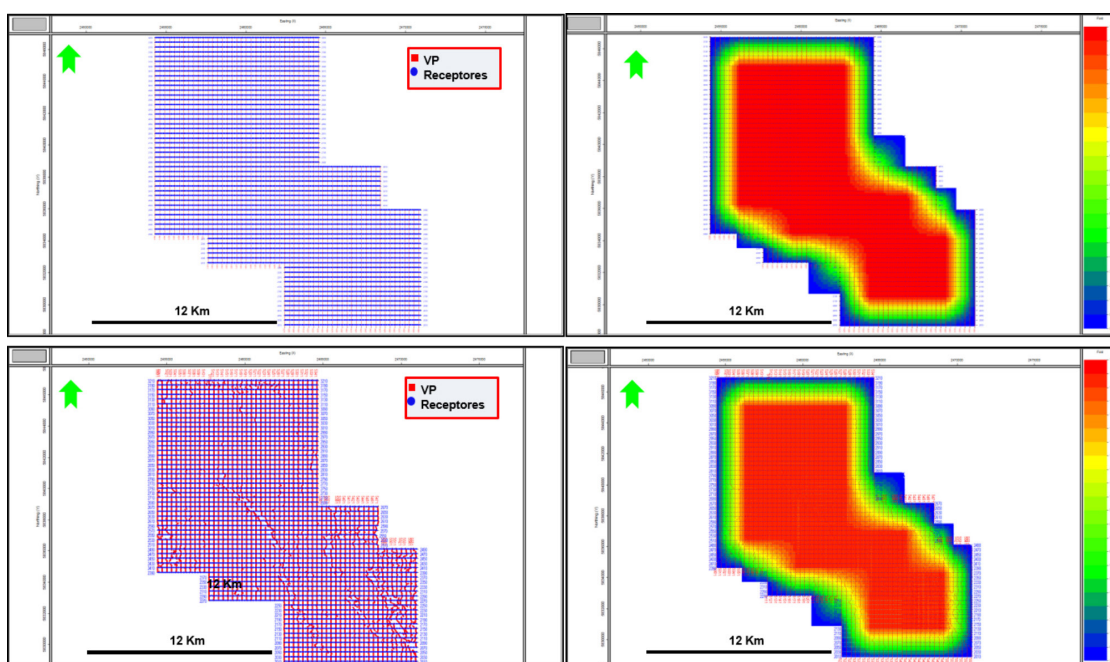


Figura 10. Comparación pre-plot vs post-plot a izquierda, y Fold nominal Pre y post-plot a derecha.

PROCESAMIENTO

Se decidió enviar el total de datos descargados de los nodos al centro de proceso, sin restringirse al *patch* del diseño original, lo cual es otra ventaja de este tipo de adquisiciones. El total de trazas fue de aproximadamente 2 millones. Una vez concluida la revisión de los datos, se decidió descartar *offsets* mayores a 8.5 km, haciendo una relación de compromiso entre tiempo de procesamiento, costos y calidad de dato. *Offsets* de hasta 8.5 km aseguraban tener ángulos de incidencia para el objetivo profundo mayores a 50°, los cuales fueron considerados más que suficientes para la calidad del dato PSTM y PSDM y para posteriores estudios, tales como AVO, inversión de traza sísmica, etc. El ahorro de tiempos logrado con la técnica de adquisición utilizada trae aparejado un aumento de tiempo de procesamiento, ya que la secuencia incorpora una primera etapa de *deblending*, en donde se pretende separar el ruido o la energía producto de la superposición de fuentes (intrínseco a la técnica utilizada) y ver la “iluminación” del registro que se está limpiando, es decir sin interferencia alguna. Este proceso sumó 1 mes a la secuencia clásica de procesamiento. Los resultados finales principales fueron volúmenes PSTM y PSDM de muy buena calidad (Fig. 12 y 14).

RESULTADOS

Para la registración DSS se usaron un total de 11.000 nodos inalámbricos como receptores, colocados cada 60 m en líneas E-O separadas 300 m entre sí. Se emplearon 10 equipos Vibradores de 60000 libras de *Hold Down*, barriendo cada 15 m, a lo largo de líneas N-S equiespaciadas 300 m. En cada punto fuente se utilizó 1 sólo vibro y un sólo barrido lineal de 20 s. La adqui-

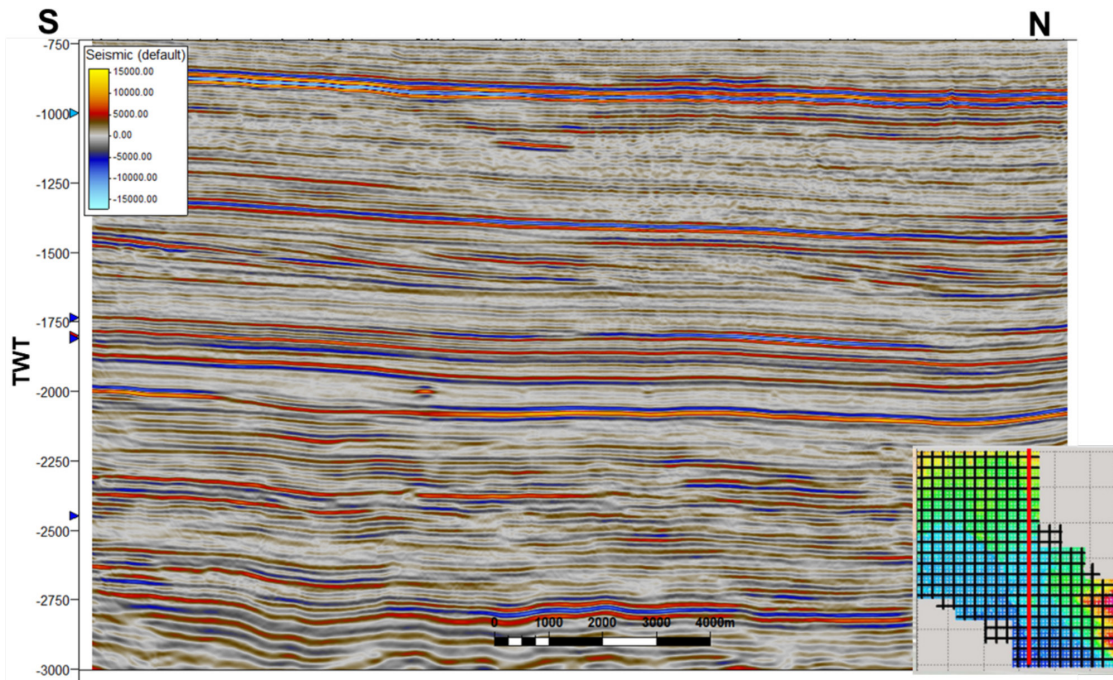


Figura 11. Xline PSTM final.

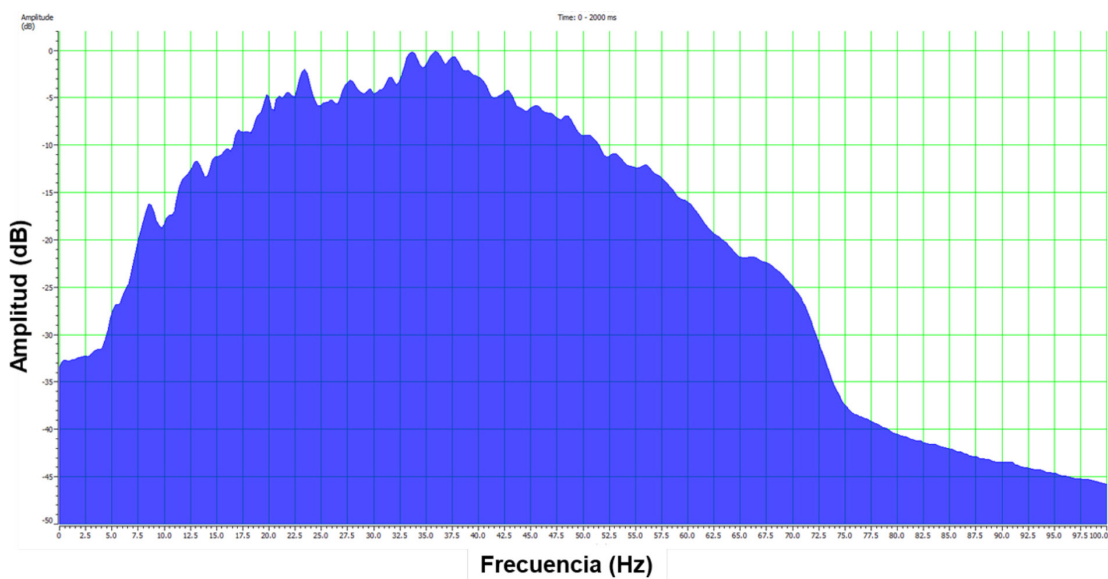


Figura 12. Espectro de amplitud PSTM final.

sición fue realizada en un período de 6 semanas (16 días totales de registro) entre mediados de noviembre de 2020, y principios de enero de 2021. Se registraron un total de aproximadamente 2 millones de trazas, con *offsets* de hasta 10 km y ángulos de incidencia para el objetivo profundo de aproximadamente 60° . Para el procesamiento se utilizaron *offsets* de 8.5 km de máxima, con ángulos de incidencia para el objetivo profundo mayores a 50° , y un *bin* de 30x30. Se obtu-

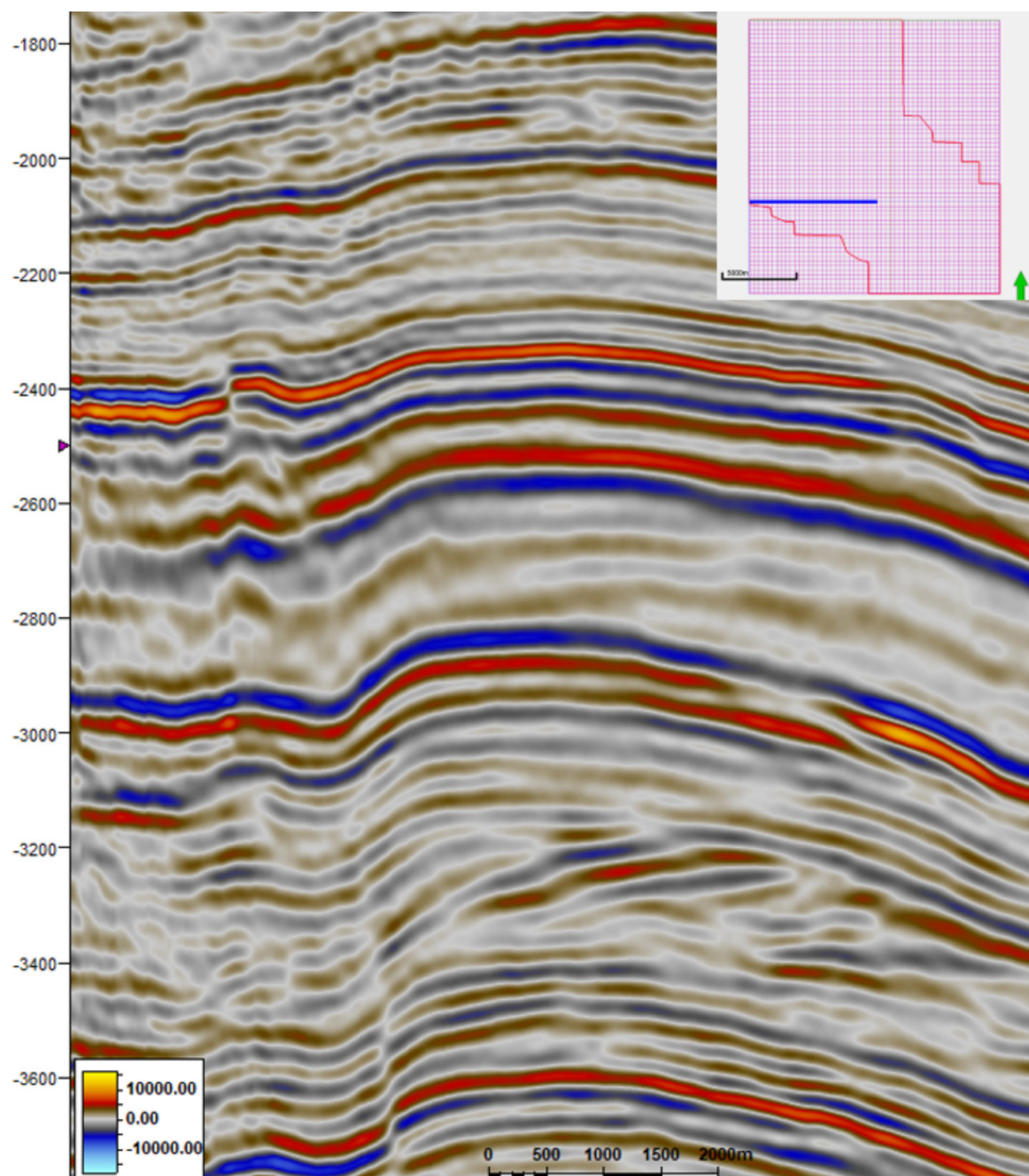


Figura 13. Corte sísmico de PSDM procesada a partir de registraci3n con nodos y barridos DSS.

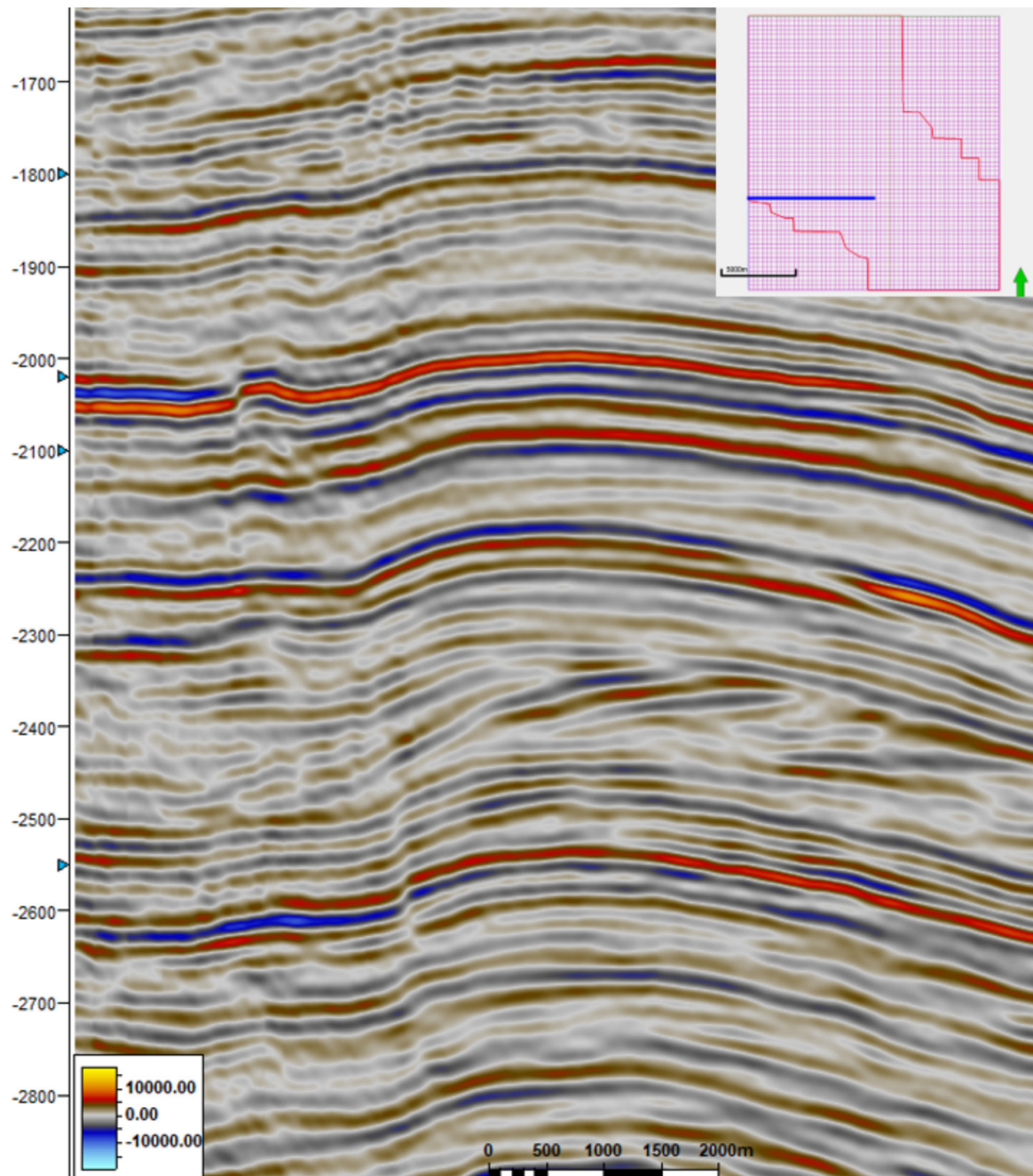


Figura 14. Corte sísmico de PSTM procesada a partir de registraci3n con nodos y barridos DSS, coincidente con corte sísmico de la figura 13.

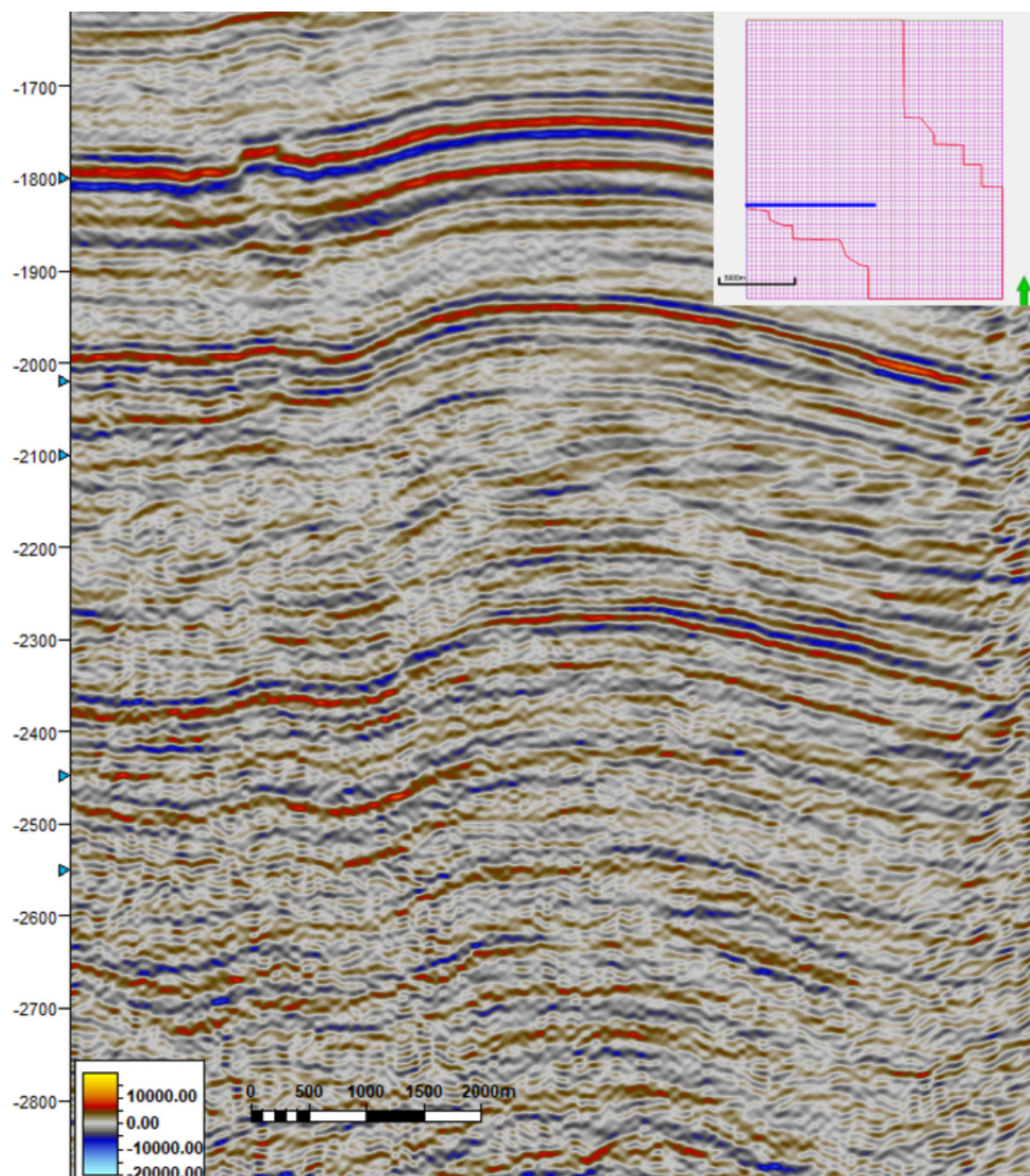


Figura 15. Corte sísmico de PSTM procesada a partir de registraci3n con cables y ge3fonos (coincidente con corte sísmico de la Figura 13).

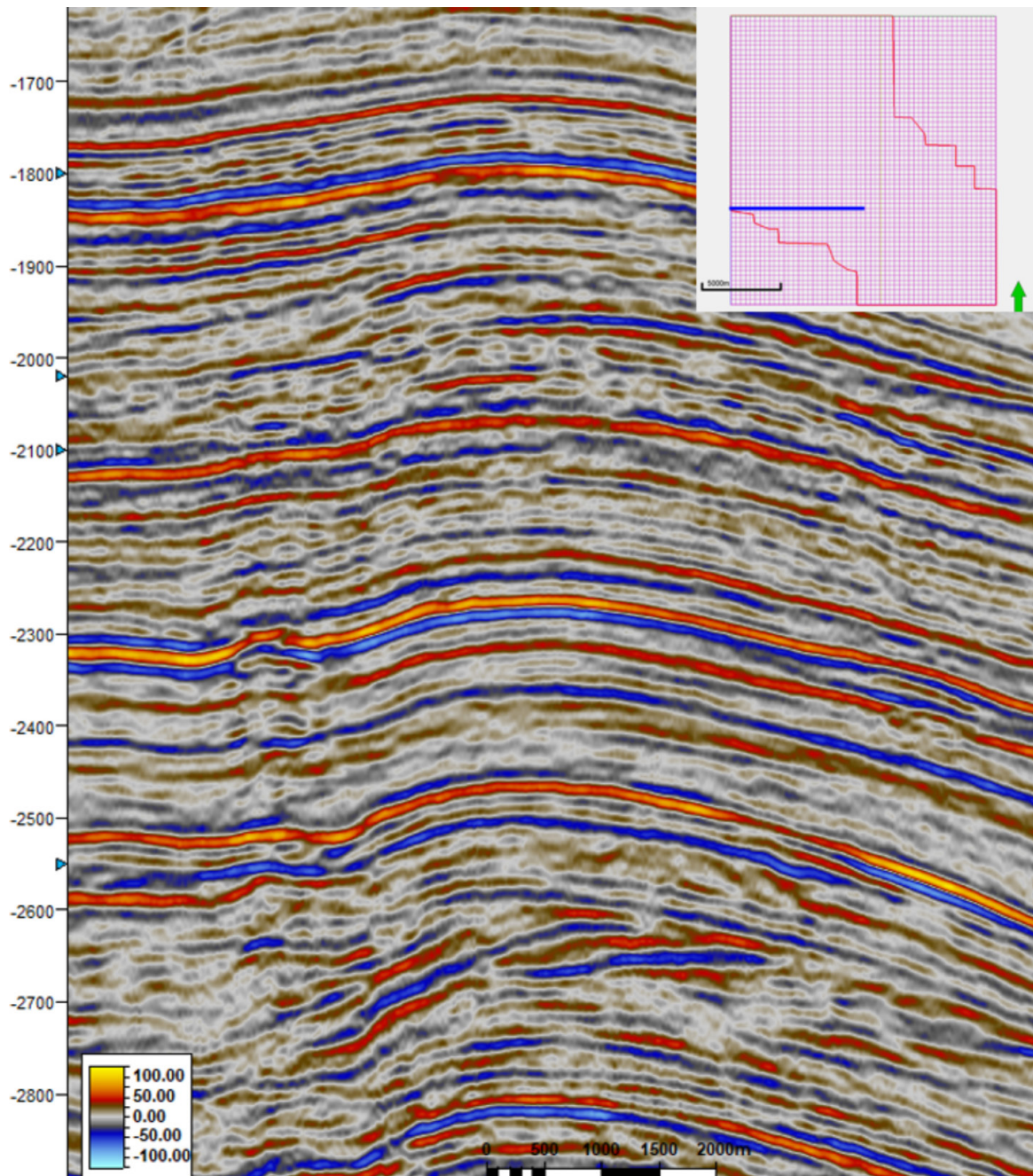


Figura 16. Línea 2D Oeste-Este en tiempo doble, coincidente con corte sísmico de la Figura 13.

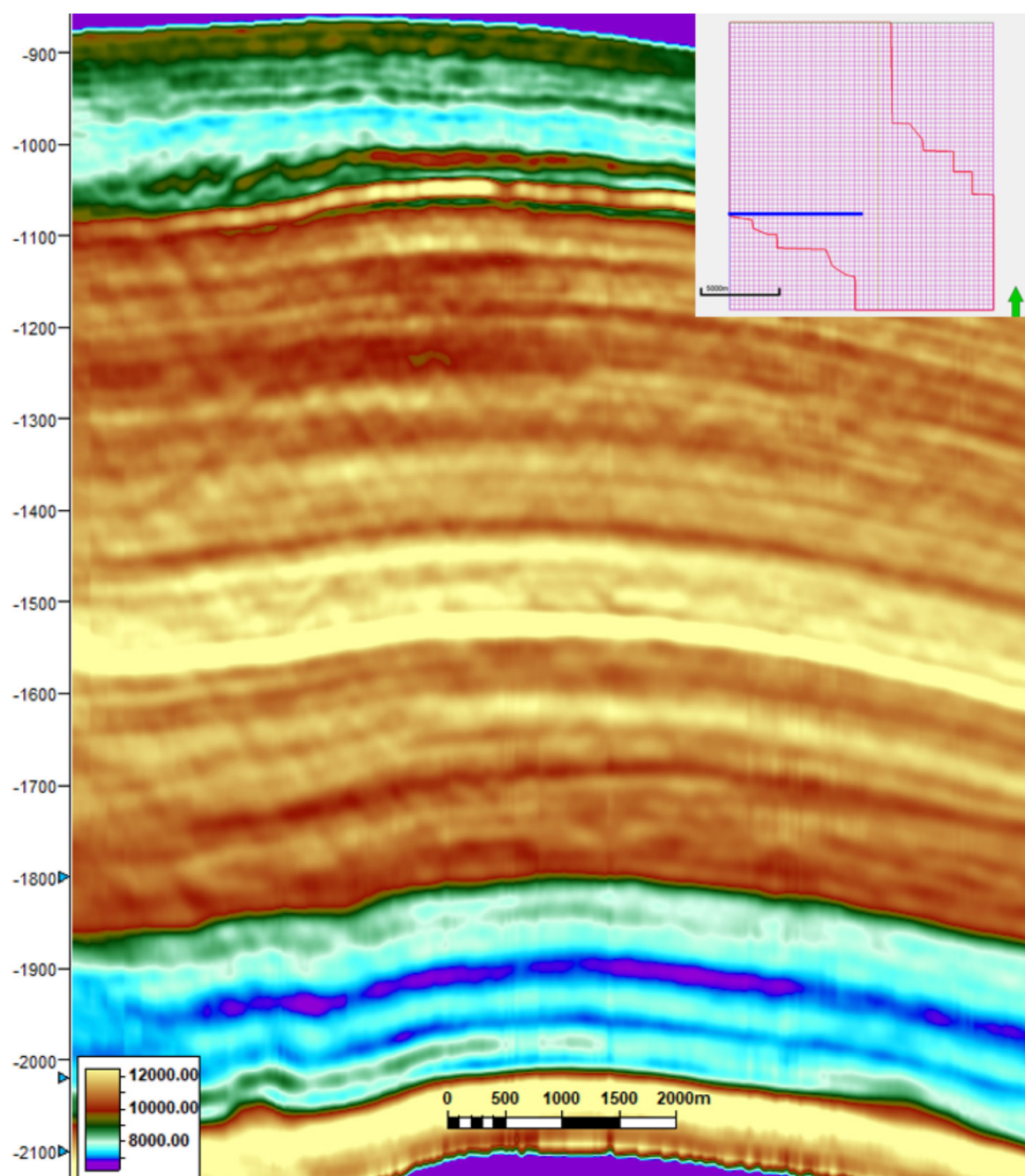


Figura 17. Corte sísmico de Impedancia compresiva (inversión post-stack a partir de registraci3n con nodos y barridos DSS), coincidente con corte sísmico de la figura 13.

vieron un cubo PSTM mostrado en la figura 11, con su correspondiente espectro de amplitud en la figura 12, y un cubo PSDM en la figura 13, ambos de muy buena calidad. Asimismo, se generaron los correspondientes *gathers*.

En los cortes sísmicos de las figuras 14 a 16, se evidencia la calidad superior del nuevo volumen PSTM con respecto al cubo PSTM de una registraci3n 3D anterior, realizada con ge3fonos y flotas de vibros. Adicionalmente, la nueva PSTM presenta un dato con mejor relaci3n se1al-ruído, que el de una l3nea 2D ubicada en la misma zona.

Finalmente, utilizando la PSTM se realiz3 una inversi3n *post stack* de muy buena calidad, (Figura 18) y con los *gathers* se realiz3 un an1lisis AVO.

CONCLUSIONES

La t3cnica de adquisici3n aplicada a este proyecto demostr3 mejorar sustancialmente la eficiencia sin comprometer la calidad del dato. Los datos obtenidos fueron de excelente calidad, y aptos para estudios de caracterizaci3n de reservorios. El uso de nodos en lugar de ge3fonos convencionales, as3 como la t3cnica de registro implementada (DSS), permitieron obtener aproximadamente 200 millones de trazas, con *offsets* m1ximos de 10 km (1ngulos de incidencia de hasta 50-60°) y un *Fold* nominal de 180. Las fallas de nodos estuvieron acorde a la especificaci3n del fabricante, y no tuvieron impacto alguno en la calidad del producto final. Adicionalmente se obtuvo un ahorro del orden entre 35 y 50% en tiempo, costos y personal en campo, comparado con un caso hipot3tico calculado para una registraci3n convencional. Los productos resultantes del procesamiento fueron una PSTM y una PSDM de gran calidad, con sus respectivos *gathers*. Estudios de AVO e inversi3n *post stack* ya fueron realizados, mostrando buenos resultados.

AGRADECIMIENTOS

Al personal de Wellfield Services LTDA. por ejecutar la registraci3n cumpliendo los tiempos, requerimientos de calidad, y pol3ticas SAS de Tecpetrol.

A los Supervisores de las tareas de permisolog3a, topograf3a, registraci3n y procesamiento, por su esfuerzo para garantizar el cumplimiento de las normas de calidad y SAS de Tecpetrol, en todos los trabajos.

Al personal de Tecpetrol que participo y superviso los temas relativos a SAS, Relaciones con la Comunidad, Permisolog3a, aspectos legales y administrativos, etc.

Al equipo de Seismic Prospect por el procesamiento de los datos cumpliendo los tiempos, requerimientos de calidad, y pol3ticas SAS de Tecpetrol.

REFERENCIAS CITADAS

- R, Malcom Lansley, 2014. Four decades of evolution and innovation In land data acquisition. An overview of recent changes in land survey design. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Simposio de Geofísica. La Geofísica: Puentes de Integración. Hotel Intercontinental- Mendoza, Argentina.
- Shi Shuanghu, Shan Qitong, Huang Yanlin, Qi Yongfei, Shang Yongsheng, 2016. Application of Dynamic Slip Sweep and its Supporting Techniques in Saudi Arabia, SPG/SEG Beijing 2016 International Geophysical Conference
- Nicolas Tellier, Stéphane Laroche and Philippe Hermann, 2020. Native true amplitude and phase broadband sensing now available with the latest MEMS sensors. 2020 Society of Exploration Geophysicists SEG International Exposition and 90th Annual Meeting
- Cooper, N. M., 2002. Vibroseis – a Counter-Intuitive Tool. Abstracts, CSEG Convention, Calgary.
- Quigley, J., 2000. Evolution of a seismic acquisition methodology through integrated testing - onshore Abu Dhabi, United Arab Emirates, 1996-2000. First Break, 18, 475-480.
- Leo Brown, Charles C. Mosher, Chengbo Li, Robert Olson, Jennifer Doherty, Tiffany C. Carey, Laurence Williams, Juntao Chang, Evan Staples (2017). Application of compressive seismic imaging at Lookout Field, Alaska. THE LEADING EDGE August 2017. Special Section: Impact of compressive sensing on seismic data acquisition and processing. Pag 670-676

