

ESTUDIOS SÍSMICOS EN EL ÁREA LINDERO ATRAVESADO DE LA CUENCA NEUQUINA: FLUJO DE TRABAJO UTILIZADO

Cecilia Zarpellón¹, Carolina Crovetto¹

1: PanAmerican Energy LLC, czarpellon@pan-energy.com, ccrovetto@pan-energy.com

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Grupo Cuyo, sísmica 3D

ABSTRACT

Seismic studies in LinderoAtravesado Field, Neuquén Basin: employed workflow.

Due to the different petroleum systems present in Neuquén Basin, development plans in Lindero Atravesado field has been changing across time. From traditional oil and gas reservoirs in Quintuco, Sierras Blancas and Lotena formations, to exploratory wells in Vaca Muerta shale, to tight gas development in Grupo Cuyo, this field's life has been dynamic.

Seismic was part of these changes. Although 2D seismic was enough to locate the first wells, the structural complexity of the area made necessary a 3D seismic acquisition. Nevertheless, seismic surveys are designed to optimize imaging at certain depth in the subsurface, but if the target changes, 3D seismic data already acquired could be far from optimal to properly characterize the new reservoirs under study.

In this paper the workflow followed from the design, acquisition and processing of a new 3D seismic focused in deep reservoirs in Grupo Cuyo is shown. This information is being used for the reservoir characterization.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los reservorios convencionales en área Lindero Atravesado, ubicada en la Cuenca Neuquina, comenzó en la década del 60 cuando fueron perforados los primeros pozos (Fig. 1). Hoy en día hay perforados 132 pozos con objetivos petroleros y gasíferos a las formaciones Quintuco, Sierras Blancas y Lotena. Este desarrollo fue en parte guiado con información sísmica 2D resultante de distintas campañas sísmicas desarrolladas entre 1980 y 1993, totalizando casi 1000km lineales cubriendo incluso el área abarcada por el Embalse Mari Menuco. Entre 1999 y 2001 el bloque fue cubierto en su totalidad por sísmica 3D, adquirida en 2 etapas; la primera en el sector Oriental con 256 km² registrada en el año 1999/2000 y la segunda en el sector Occidental con 342 km² adquirida durante el 2001 (Fig. 2).

Toda la sísmica adquirida hasta ese momento estuvo diseñada para enfocar correctamente estas formaciones, las cuales se encuentran a profundidades del orden de 3000 m. El diseño de las sísmicas 3D fue ortogonal, de fold nominal 55, con 360 metros entre líneas, 60 m entre fuentes y

receptoras, y un bin de 30x30 m. El patch de registración fue de 10 líneas x 132 canales cada una, generando una distribución de azimuths rectangular y offsets máximos de 4976 m. Se empleó un barrido logarítmico de 12 segundos, vibrando entre 6 y 70 Hz, con 5 segundos de escucha. Esta sísmica tiene muy buena calidad para los objetivos para los que fue diseñada, y hasta ha permitido realizar inversiones simultáneas en formaciones Quintuco y Sierras Blancas para guiar el desarrollo del área (Martínez *et al.* 2005; Pecuch *et al.* 2005).

En el año 2000 se perfora el primer pozo del yacimiento con objetivos gasíferos a reservorios no convencionales de areniscas compactas de Grupo Cuyo, el LA.xp-89, alcanzando una profundidad de 4230 mbbpy atravesando las Formaciones Punta Rosada y Lajas. Durante laterminación se le realizaron 5 fracturas, una de las cuales fue de 6000 sacos de arena, y arrancó con una producción inicial de 250000 m³/d de gas. Al día de hoy el pozo lleva acumulados más de 8 bcf de producción.

Con este antecedente, en el año 2012 comienza el desarrollo gasífero de los reservorios no convencionales del Grupo Cuyo, con objetivo principal en la Fm Lajas y secundario en Fm Punta Rosada (Lamberghini *et al.*, 2017). Desde el comienzo se empleó la sísmica 3D existente para definir el marco estructural y ubicar los primeros sondeos; incluso se pudieron realizar interpretaciones sismoestratigráficas regionales del ambiente de depositación.

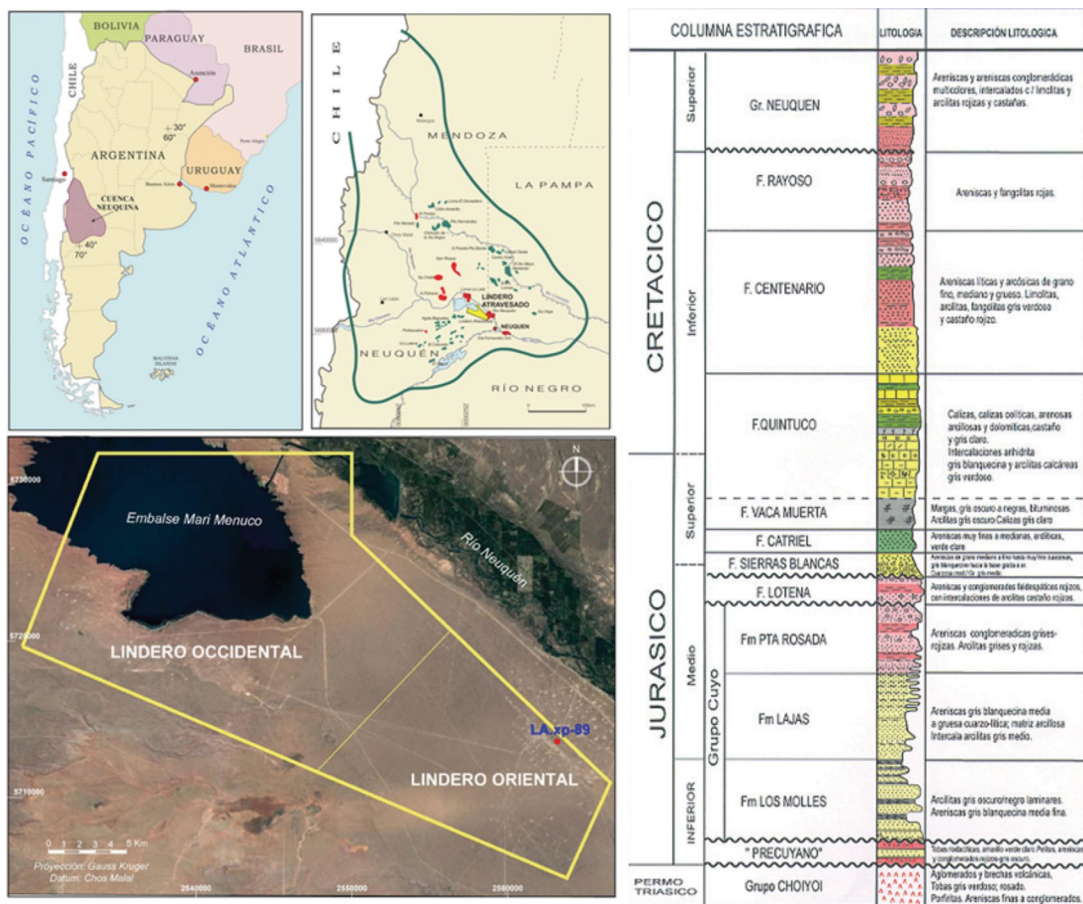


Figura 1. Ubicación de Lindero Atravesado, cuenca Neuquina. Columna extraída de Martínez *et al.* (2005)

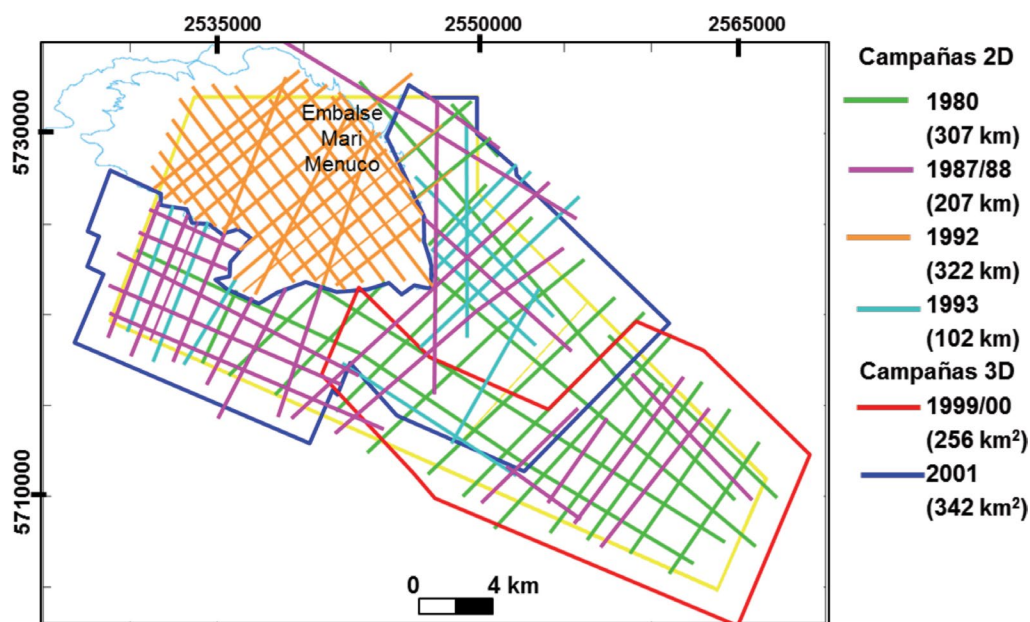


Figura 2. Cobertura sísmica en Lindero Atravesado para el año 2001.

Sin embargo, la baja resolución y los reducidos offsets que presentaba la sísmica preexistente para estos nuevos objetivos profundos del Grupo Cuyo, no permitían hacer un análisis estratigráfico detallado, ni identificación de las mejores zonas prospectivas. Además, la ubicación correcta de las fallas se convirtió en un aspecto crítico, tanto para evitar problemas de influjos provenientes de la base de Fm. Vaca Muerta durante la perforación de los pozos, como para evitar la pérdida de los reservorios más importantes. Surgieron también planes de perforación horizontal, los cuales debían ser acompañados por una imagen sísmica lo más acertada posible con una correcta estimación de profundidad. Todo esto llevó a plantear la necesidad de re-adquirir sísmica 3D diseñada con objetivos profundos, a fin de poder caracterizar correctamente estos reservorios y acompañar el desarrollo del área.

DISEÑO DE LA SÍSMICA 3D

El diseño de la nueva sísmica 3D se realizó enfocada al Grupo Cuyo, priorizando la utilización de largos offsets para garantizar un amplio rango de ángulos a la profundidad del objetivo.

Se eligió una distribución de azimuths regular, considerando su utilización futura para el análisis anisotrópico de Fm. Vaca Muerta. Se consiguió con el diseño un fold nominal de 225, ubicando líneas receptoras y fuentes ortogonales distanciadas 300 m entre sí, con dirección NNE-SSW, coincidentes con la dirección de las sísmicas previas. Las fuentes y receptoras se ubicaron a 50 m, generando un bin natural de 25 x 25 m. El patch de registración tuvo diseño cuadrado con 30 líneas de 180 canales cada una, totalizando 5400 canales, generando un offset máximo de

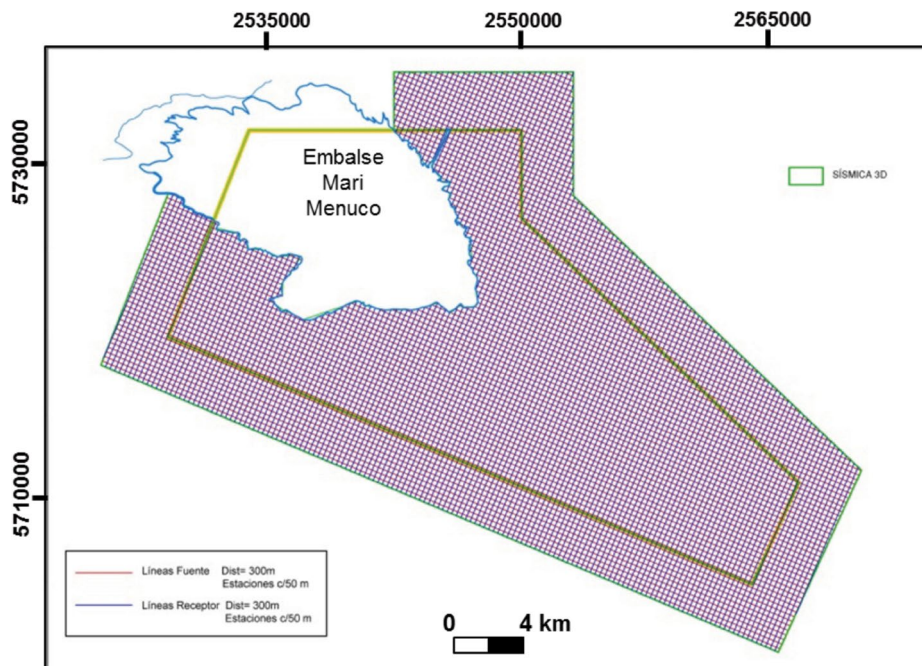


Figura 3. Preplot de la sismica según diseño original propuesto.

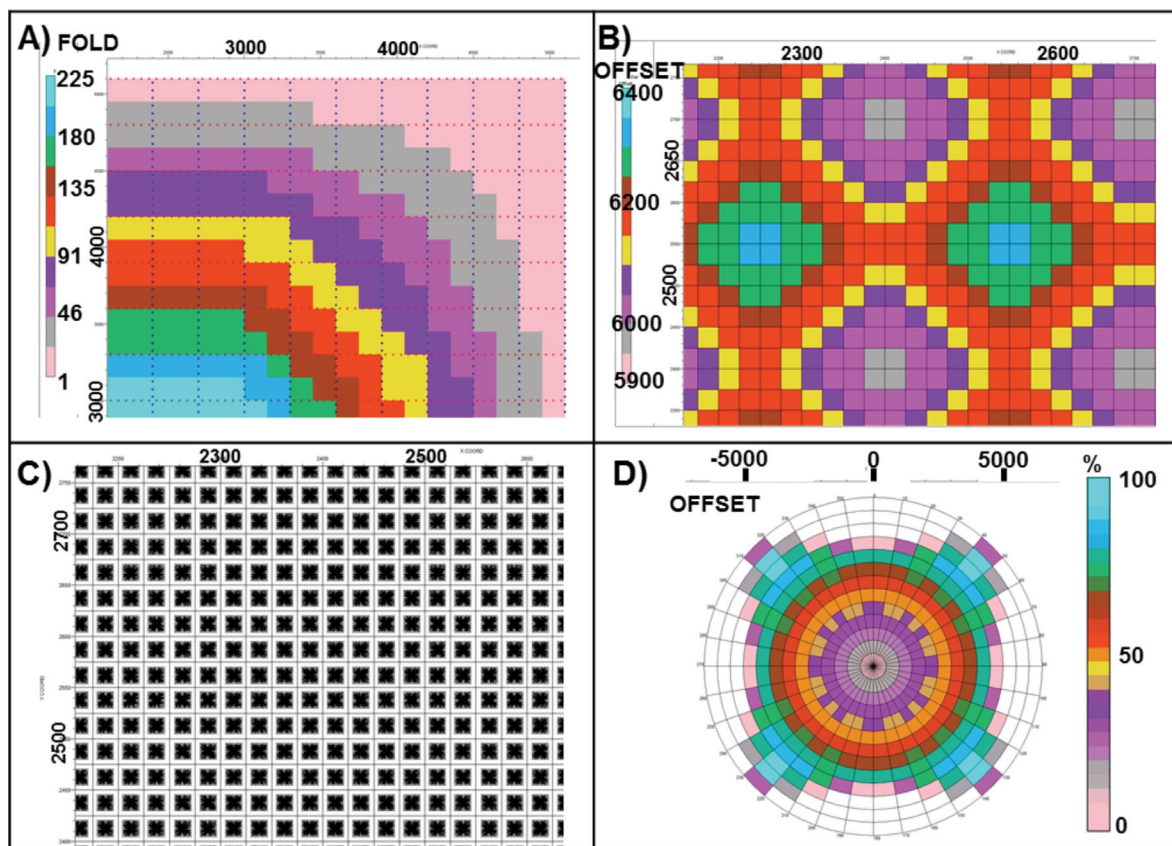


Figura 4. A) Rampa de fold. B) Offset máximo. C) Distribución de azimuths. D) Diagrama de rosa. Coordenadas relativas en metros.

registración de 6400 m, y una densidad de 67 fuentes/km² (Fig. 3). El área de cobertura propuesta fue de 692 km², con una extensión de 3 km fuera del área de concesión para garantizar suma completadentro de Lindero Atravesado. Con estos parámetros se consiguieron distribuciones de offsets y azimuths como se muestran en la Fig. 4.

ADQUISICIÓN

La adquisición de la sísmica 3D fue realizada entre enero y junio de 2015. Debido a la complejidad de acceso de algunas zonas, el polígono final se recortó a un área de 629 km², garantizando la óptima cobertura en la zona en desarrollo.

Se emplearon dos grupos de 4 camiones vibradores trabajando en modalidad ping pong, para acelerar la producción diaria, sumando un total de 41945 puntos vibrados, con un promedio de 327 puntos por día. Luego de las pruebas de emisión se eligió un barrido lineal de 12 segundos entre 10 y 80 Hz, con 2 barridos por punto de emisión en zonas/días de bajo ruido y 6 segundos de tiempo de escucha. Debido a los fuertes vientos de algunos días y a la actividad del yacimiento (5 equipos de perforación trabajando, 2 equipos de fractura, plantas compresoras, etc), se emplearon hasta 4 barridos por punto en las situaciones más desfavorables. No se registraron refracciones ni dromocronas, debido a la gran cantidad de datos disponibles de las campañas previas, los cuales fueron reprocesados y reinterpretados antes del comienzo de la adquisición.

PROCESAMIENTO

El procesamiento de la sísmica comenzó en julio de 2015. Se realizó primeramente una secuencia de procesamiento básica a los fines de obtener un fasttrack con migración post-stack Kirchhoff para soportar las perforaciones en curso, y luego se procedió hacia una secuencia PSTM y finalmente una migración en profundidad (Fig. 5).

Luego de la generación de geometría y correcciones de amplitudes, las correcciones estáticas se realizaron por tomografía a partir de un modelo de velocidades inicial construido con datos de antiguos up-holes y refracciones, registrados durante las campañas sísmicas previas. El análisis de velocidades comenzó con un distanciamiento de 2500 x 2500 m, llegando a 625 x 625 m luego de dos pasos de correcciones estáticas residuales. Luego de aplicar estáticas TRIM, se procedió a hacer el primer apilado, que luego de un balance espectral y de la aplicación de filtros se migró post-stack mediante el algoritmo de Kirchhoff. Como post-proceso se aplicaron nuevamente filtros y una deconvolución de fase cero para mejorar el contenido de frecuencias.

Con este volumen post-stack se comenzó la interpretación de la sísmica, obteniendo horizontes que fueron ajustados luego sobre la PSTM. Cabe destacar que para las formaciones someras (por encima de Fm. Catriel), los cambios entre ambos procesamientos fueron menores,

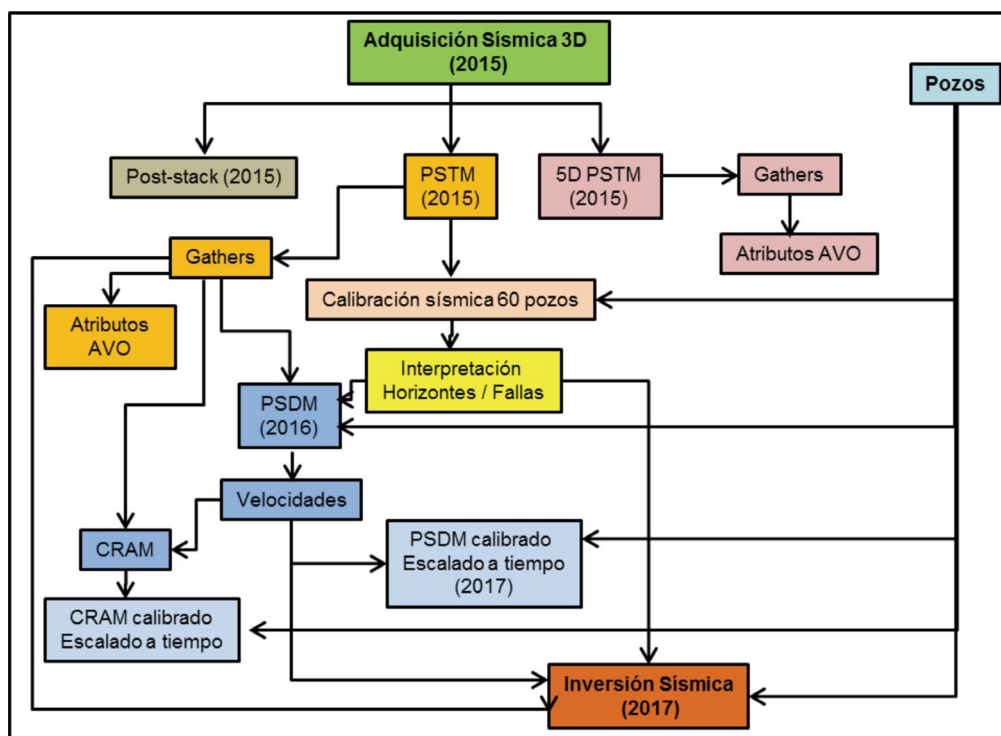


Figura 5. Esquema del flujo de trabajo realizado durante el procesamiento de la sísmica 3D.

encontrando mayores diferencias para los horizontes más profundos.

Para obtener una migración PSTM, se aplicaron filtros FXY en el dominio del cross-spread, se hizo migración Kirchhoff full pre-stack, y se hizo un post-proceso post apilado con el objetivo de mejorar la imagen y asegurar un contenido de frecuencias alto en la zona de interés profunda. La mejora en la zona profunda respecto a la sísmica precedente es notable (Fig. 6).

A los gathers migrados pre-stack se los acondicionó para la futura inversión simultánea, aplicando para ello filtros FXY y FKK en los planos de offsets, haciendo un análisis de anisotropía de eje de simetría vertical VTI, la cual se encontró importante sólo en las formaciones Quintuco-Vaca Muerta. Se realizaron los apilados parciales por ángulo, y gracias al diseño empleado, se pudieron obtener ángulos de más de 45° en el objetivo (Fig. 7).

En una línea de trabajo paralela, se realizó una interpolación 5D sobre los gathers sin migrar con el fin de suprimir aún más el ruido. Luego de la migración Kirchhoff pre-stack, el apilado se sometió al mismo post-proceso que en la secuencia anterior.

A partir de ambos CRP gathers, con y sin interpolación 5D, se generaron los atributos AVO. Se utilizaron tanto la aproximación de Shuey (empleando ángulos entre 3 y 30°) como la de Aki-Richards (con ángulos entre 3 y 45°). Se decidió eliminar para estos cálculos los ángulos entre 0 y 3° ya que las trazas cercanas se encuentran muy ruidosas. Estos atributos serán empleados para la caracterización de los reservorios, trabajo actualmente en curso.

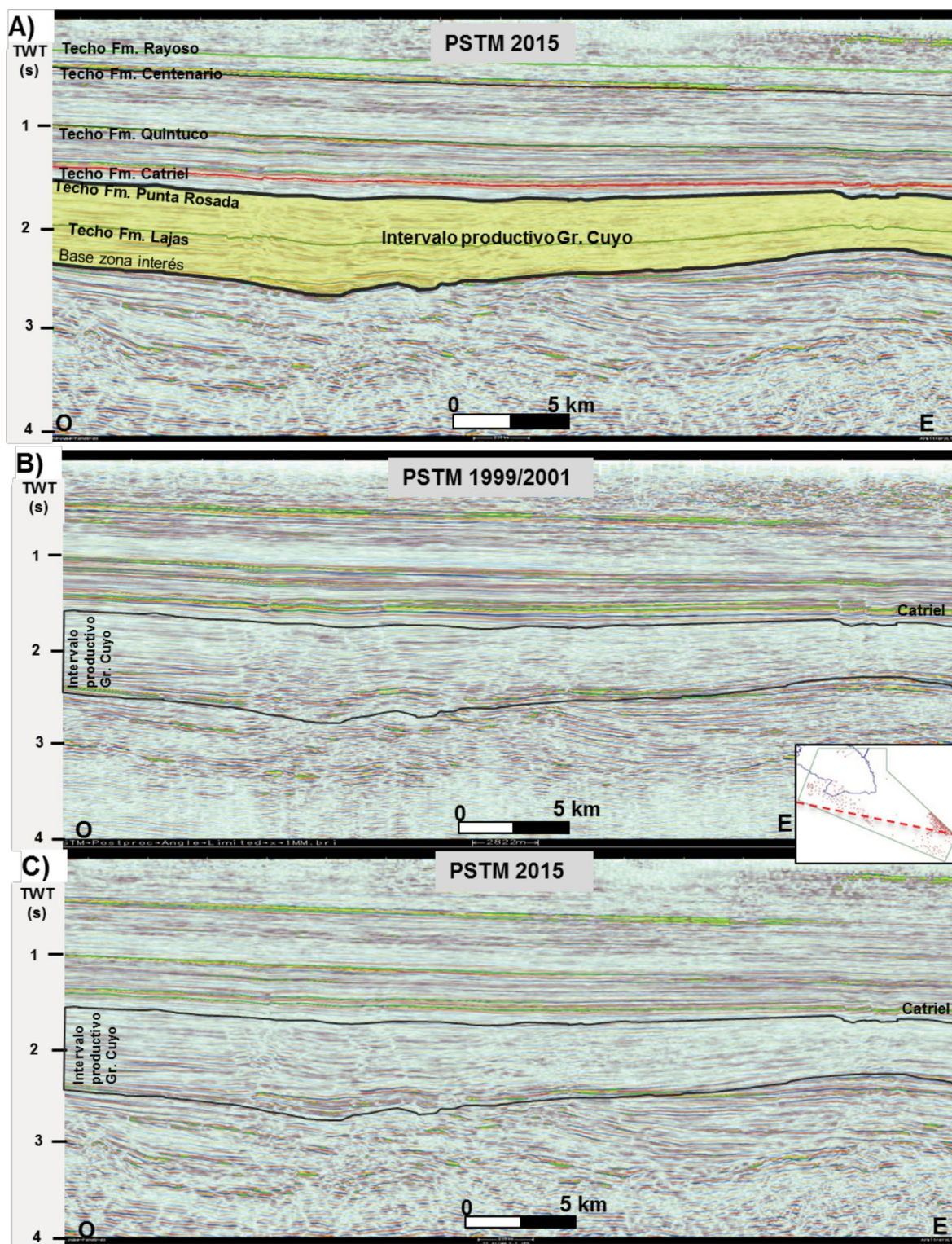


Figura 6. Sección sísmica O-E. Comparación entre volúmenes migrados en tiempo pre-apilado. A) PSTM sísmica 2015 con interpretación de horizontes principales, indicando zona de interés. B) PSTM sísmica 1999/2001. C) PSTM sísmica 2015.

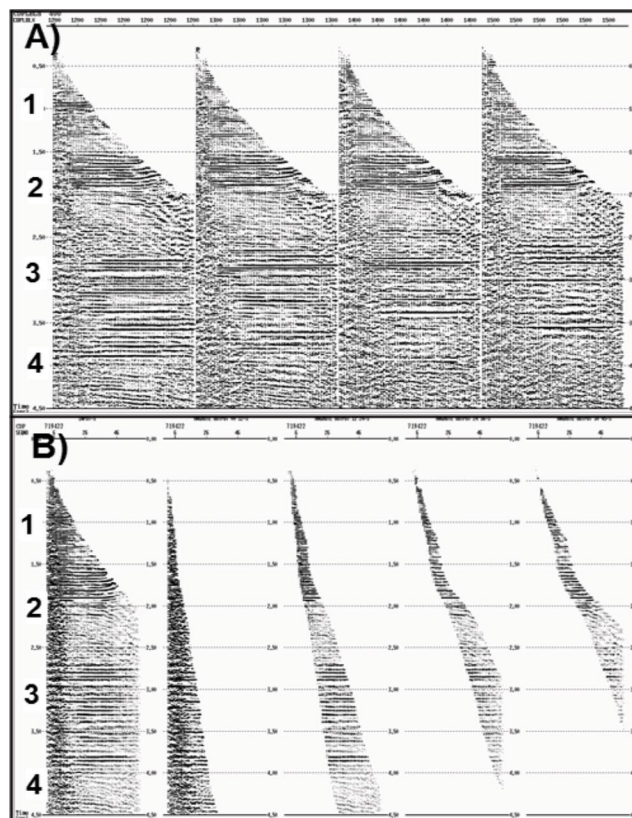


Figura 7. A) CRP gathers migrados pre-stack. B) gathers seleccionados por rangos de ángulo.

Una vez concluida la secuencia de procesamiento en tiempo, a mediados de 2016 se comenzó a realizar una migración en profundidad mediante tomografía y migración Kirchhoff, y posteriormente una migración en profundidad en el dominio del ángulo.

El objetivo principal de la PSDM, además de obtener una imagen en profundidad, fue obtener un buen modelo de velocidades, tanto para la correcta navegación de pozos horizontales como para ser empleado en el modelo de bajas frecuencias de la futura inversión sísmica simultánea. La migración en el dominio del ángulo local se testeó con el fin de mejorar aún más la definición estructural en las zonas más complejas (Koren *et al.*, 2002).

Para el modelo inicial de velocidades empleado en la PSDM se utilizaron 60 pozos con leyes de velocidad, 35 de ellos someros (hasta Fm. Sierras Blancas o Lotena) y 25 pozos profundos que atraviesan casi la totalidad de Grupo Cuyo. Se interpretaron e incorporaron al modelo 15 horizontes. Se realizaron 6 iteraciones de tomografía con el fin de ajustar las velocidades, definiendo una grilla de 300 x 300 x 175 m. Luego de la calibración con los pozos, los errores obtenidos para los reservorios de Grupo Cuyo, ubicados a ~4300 m de profundidad, resultaron menores a 30 m, lo cual representa menos de 1%.

La migración en el dominio del ángulo se realizó empleando el modelo de velocidades PSDM. Se hicieron correcciones manuales de delay times post-migración para horizontalizar

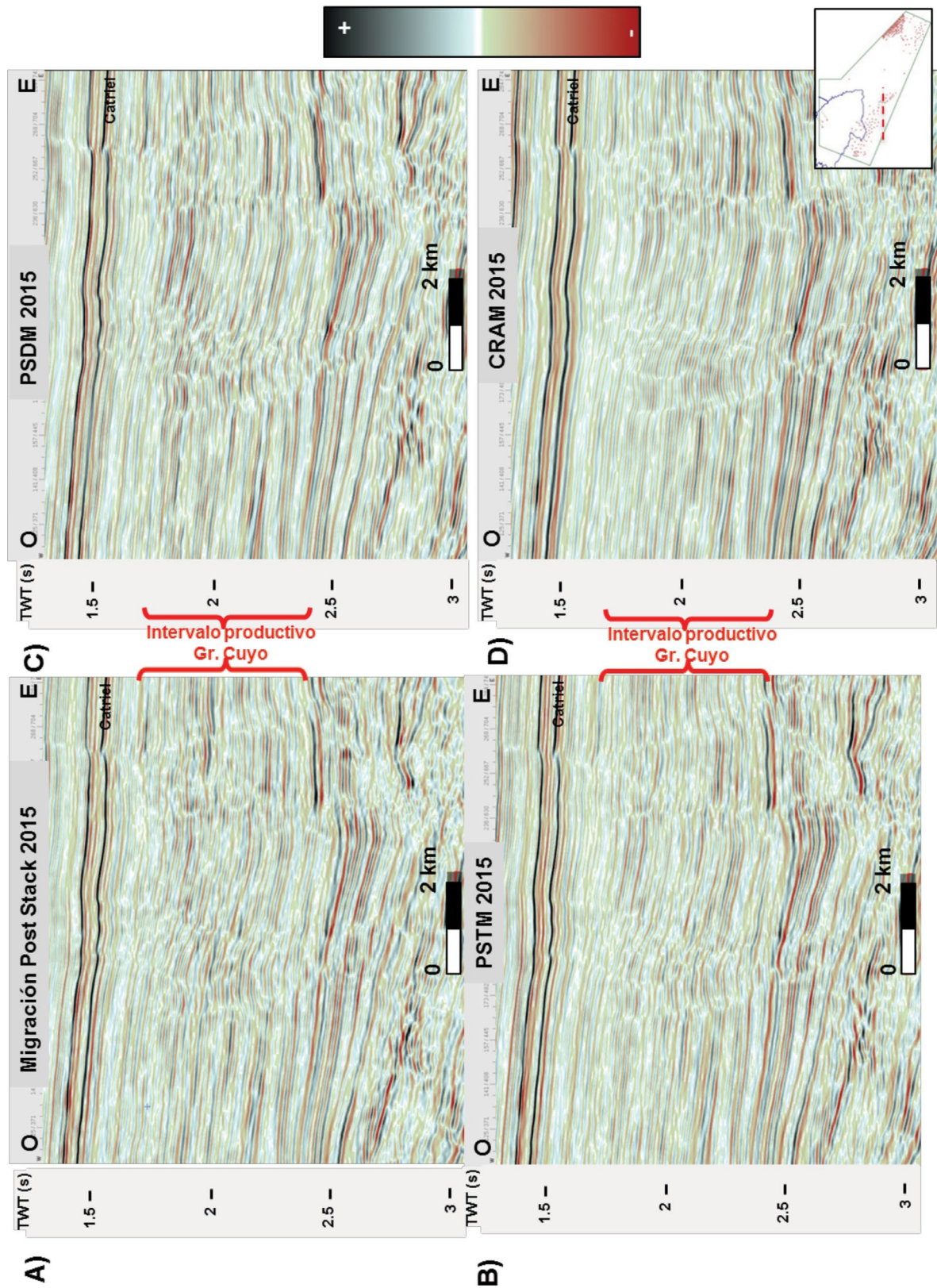


Figura 8. Sección sísmica O-E en tiempo. A) Migración Post-stack. B) PSTM. C) PSDM(escalada a tiempo). D) Migración en el dominio del ángulo (escalada a tiempo).

lo máximo posible los angle gathers, sobre todo para Gr. Cuyo donde la presencia de algunas múltiples interfería negativamente con el apilado. Luego de escalarlos a tiempo, los angle gathers fueron filtrados y sumados, aplicando un post-proceso al volumen apilado similar a los anteriores.

En la Fig. 8 puede verse una sección sísmica O-E que atraviesa un sector estructurado del yacimiento, donde se comparan las imágenes en tiempo de todas las migraciones realizadas. Puede observarse la mejor definición estructural que se logra con las migraciones en profundidad.

PROCESOS ESPECIALES

Para ayudar a la caracterización de los reservorios del Grupo Cuyo, a fines de 2016 se comenzó una inversión sísmica simultánea a partir de los gathers migrados en tiempo pre apilado (Filippova *et al.*, 2011).

La inversión comenzó con un acondicionamiento residual de los gathers, durante el cual se atenuó el footprint y se compensaron las variaciones laterales de amplitud no relacionadas a efectos geológicos. Se definieron las sumas parciales por rangos de ángulos entre 0-10°, 10-20°, 20-30°, 30-40°, y 35-45°. Dada la variación en respuesta sísmica que poseen Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas (ondícula con diferentes frecuencias), se definió realizar la inversión en dos ventanas independientes, una para cada formación (Fig. 9). Se emplearon 25 pozos con registros completos, los cuales se calibraron para cada angle stack, obteniendo en ambas ventanas de inversión ondículas estables de fase cero. Para estos pozos se hizo el análisis petrofísico detallado incluyendo la definición de litofacies.

Como resultado inversión sísmica simultánea se obtuvieron los volúmenes de impedancia de ondas p, impedancia de ondas s y relación V_p/V_s (Fig. 9). Las pruebas ciegas contra pozos que no fueron utilizados durante la inversión indican un muy buen ajuste en ambas formaciones.

Para Lindero Atravesado Oriental, el área de principal de desarrollo hasta el momento, se hizo además una inversión geoestadística aprovechando la gran cantidad de pozos ya perforados al momento del estudio, con información de registros muy completa (Vernengo *et al.*, 2014; Wang *et al.*, 2015). Ambas inversiones están siendo empleadas para realizar la caracterización de los reservorios, optimizar la ubicación de nuevos sondeos, y ampliar las fronteras exploratorias más allá de la zona en desarrollo, lo cual puede verse en Zarpellon *et al.*, 2018.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha mostrado el flujo de tareas completas que se realizaron para sustentar sísmicamente el desarrollo del Grupo Cuyo en el yacimiento Lindero Atravesado.

Se detectó a tiempo la necesidad de re-adquirir información sísmica que pudiera aportar valor al mismo, y en dos años y medio de trabajo se ha logrado diseñar, adquirir una nueva sísmica

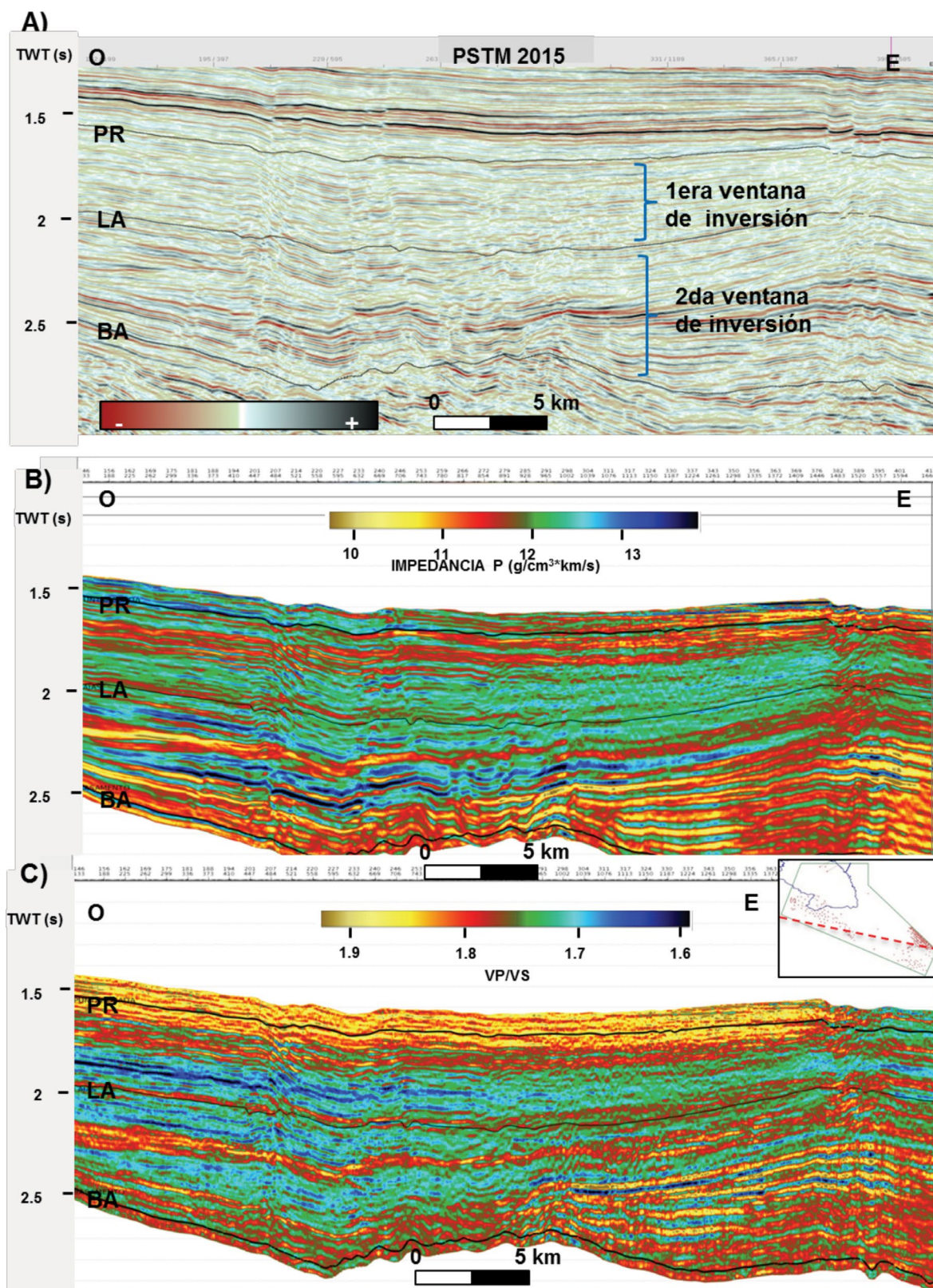


Figura 9. Sección sísmica O-E. A) PSTM sísmica 2015. B) Impedancia acústica. C) V_p/V_s . PR: Techo Fm Punta Rosada. LA: Techo Fm Lajas. BA: horizonte base de la inversión.

con objetivos profundos y procesarla con diversas secuencias, lo cual está ayudando actualmente a caracterizar los reservorios y disminuir la incertidumbre en la localización de nuevos sondeos.

La sísmica obtenida sienta las bases para el desarrollo que vendrá a futuro en Lindero Atravesado, tanto para reservorios profundos de Grupo Cuyo como para otros plays más someros, por ejemplo el shale de Fm. Vaca Muerta o reservorios convencionales de Fm. Quintuco, ya que la calidad de datos obtenidos supera ampliamente los disponibles previamente (rangos de ángulos de incidencia, distribución de azimuths, etc).

AGRADECIMIENTOS

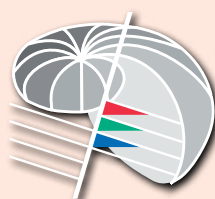
Las autoras desean agradecer a YPF y Pan American Energy por apostar al desarrollo de Lindero Atravesado y permitir presentar este trabajo. A las compañías UGA Seismic, Seiscenter, CGG, y Geonodos. A todos los sectores de Pan American Energy involucrados durante las distintas etapas del proyecto. Y especialmente a Juan Longhino por su decisivo rol durante la adquisición de la sísmica, a Martín Alayón por su intensa dedicación durante el procesamiento y a Luis Vernengo por su apoyo durante todo el trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Filippova, K., A. Kozhenkov and A. Alabushin, 2011, "Seismic inversion techniques: choice and benefits", *First Break*, volume 29, May, 103-114.
- Koren, Z., X. Sheng, and D. Kosloff, 2002, "Target-oriented common-reflection angle migration", 72nd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts.
- Lamberghini, L., D. Parra, E. Alonso, F. Sorenson, C. Espina, L. Viglione, D. Clem, and D. Ilk, 2017, "Performance Based Reservoir Characterization in a Tight Gas Reservoir System – Case Study from Lajas and Punta Rosada Formations in the Neuquén Basin, Argentina", *Unconventional Resources Technology Conference*, Austin, USA. URTeC: 2697509.
- Martínez E., D. La Salle, y D. Pecuch, 2005, "Entramamiento en el yacimiento Lindero Atravesado". En: Kozłowski, E., Vergani, G. & Boll, A. (Eds.): *Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina*. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG): 317- 330. Mar del Plata.
- Pecuch, D, D.LaSalle, y Larriestra, C., 2005, "Modelo predictivo de propiedades petrofísicas basado en la integración no lineal de datos sísmicos y de pozo", 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, Mar del Plata.
- Vernengo, L., R. Czeplowodzki, E. Trincherro, A. Sabaté, I. Tsybulkina and F. Morillo, 2014, "Improvement of the reservoir characterization of fluvial sandstones with geostatistical inversion in Golfo San Jorge Basin", *The Leading Edge*, May, 508-518.
- Wang, H., H. Titchmarsh, K. Chesser, J. Zawila, S. Fluckiger, G. Hughes, P. Kerr, A.Hennes, M.

Hofmann, 2015, “Maximizing Recoverable Reserves in Tight Reservoirs Using Geostatistical Inversion from 3-D Seismic: A Case Study From The Powder River Basin, USA”, Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, USA. URTeC: 2153909, 345-355.

Zarpellón, C., Crovetto, Carolina, 2018. “Caracterización sísmica de los reservorios de la Fm Lajas en el área de Lindero Atravesado, cuenca Neuquina”. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos, IAPG, Mendoza (este mismo congreso).



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018