

EL ROL DE LA GEOFÍSICA EN LA SOLUCIÓN DE LOS MÚLTIPLES DESAFÍOS DEL DESARROLLO DE VACA MUERTA

Luis Vernengo¹, Carolina Crovetto², Juan Moirano³, Ruth Ehlich⁴, Maximiliano García Torrejón⁵

1: Pan American Energy S.L. lvernengo@pan-energy.com

2: Pan American Energy S.L. ccrovetto@pan-energy.com

3: Pan American Energy S.L. jmoirano@pan-energy.com

4: Pan American Energy S.L. rehlich@pan-energy.com

5: Pan American Energy S.L. mgtorrejon@pan-energy.com

Palabras clave: No Convencionales, Vaca Muerta, Sísmica, Inversión Sísmica, Microsísmica

ABSTRACT

Vaca Muerta Formation, in Neuquén Basin, is a world class shale play, which produces oil and gas since 2010. It has an extension of around 30,000 km² and shows a stratigraphy with continuous organic rich units up to 380 m thick. It is possible to identify and develop up to five different landings in one area. Geophysical studies have played a fundamental role in the analysis and evaluation of this stratigraphic complexity.

There are many important uses of seismic in the study of this formation: The availability of accurate depth seismic images is fundamental for the landing point definition and geosteering of horizontal wells. Seismic inversion results enable detailed sequential stratigraphic interpretations and prediction of rock properties in large areas. For example, inverted impedances are important for identifying high carbon content spots and proper geomechanical conditions to optimize hydraulic fractures. Microseismic monitoring is a helpful tool to evaluate those fractures. The sensitivity of seismic azimuthal anisotropy to the in situ stress behavior and the presence of natural fractures helps for the definition of DFNs (Discrete Fracture Network) and 4D seismic studies, 3D-3C seismic recording and Digital Acoustic Sensors (DAS) push the limits to understand the shale play. In addition, Machine Learning and geostatistical techniques contribute through seismic facies classification and electrofacies propagations to populate detailed stratigraphic grids on geocellular models.

In this paper we will resume the experience applying geophysical techniques to the study of the Vaca Muerta formation and we will show a case study with several of these technologies integrated in an unconventional reservoir characterization workflow on a selected field.

INTRODUCCIÓN

La Formación Vaca Muerta (FVM), situada en la cuenca Neuquina de Argentina, es una roca madre y reservorio no convencional de clase mundial productor de petróleo y gas (Minisini *et al.* 2020) (Fig. 1). Se trata de una roca de origen marino situada en la mayor parte de la cuenca

desarrollada en el centro-oeste del país, compuesta principalmente de materiales siliciclásticos y carbonáticos con alto contenido de materia orgánica. Su explotación comercial comenzó en 2010, desarrollándose hoy mediante la perforación de pozos horizontales estimulados a través de fracturas hidráulicas.

Los datos de sísmica 2D y 3D han estado disponibles en forma digital desde el principio de la exploración y desarrollo de estos reservorios durante las décadas de 1970 y 1990 y han sido reprocesados para sacar provecho de las importantes mejoras tecnológicas introducidas en los últimos veinte años en el tratamiento del dato sísmico. Aun siendo en gran proporción una cuenca de escasa complejidad estructural, la migración en profundidad antes de suma (PSDM por sus siglas en inglés) aporta modelos de velocidad interválica que se realimentan con las trayectorias de nuevos pozos perforados para su calibración. Sobre la base mencionada, la interpretación sísmica, a través de una calibración tiempo-profundidad ajustada, es imprescindible para diseñar la trayectoria de los pozos horizontales con precisión.

La inversión sísmica en sus varias modalidades resulta un elemento clave para caracterizar los múltiples objetivos en la FVM permitiendo realizar una mejor interpretación estratigráfica de las secuencias deposicionales. Si bien en la base de la formación difícilmente se obtengan reflectividades a ángulos de incidencia mayores de 30 grados debido a su muy baja velocidad e impedancia, con la inversión sísmica pueden obtenerse parámetros elásticos confiables. Luego, aplicando relaciones entre propiedades elásticas y de reservorio obtenidas del análisis petrofísico, como por ejemplo entre la impedancia de ondas P y el Contenido Orgánico Total, puede usarse la inversión para identificar las zonas de condiciones más favorables para el desarrollo. Los parámetros elásticos tales como Lambda-Rho, Mu-Rho, Módulo de Young y otros, pueden ser calculados directamente para emplearlos posteriormente en modelos geomecánicos y geocelulares (Convers *et al.* 2017).

La sísmica es utilizada también en la prevención de problemas de perforación, previendo altas presiones de poro de las rocas, o localizando fallas que pudieran ser reactivadas durante las fracturas (Fig. 3). También permite la identificación de elementos estratigráficos como bioconstrucciones calcáreas de comportamiento frágil que podrían complicar las operaciones (Smith *et al.* 2019).

El monitoreo microsísmico de fracturas hidráulicas se ha establecido como una herramienta valiosa para estimar la geometría de zona estimulada e inferir el tipo de fallamiento y su evolución espacial y temporal (Curia *et al.* 2018A). Con modelos numéricos calibrados pueden derivarse el distanciamiento óptimo entre pozos, entre etapas de fractura, o el tipo de estimulación a realizar. El procesamiento en tiempo real puede alertar si las fracturas salen por fuera de su zona de contención vertical. Extensas redes de monitoreo de sismicidad inducida activas en la cuenca permiten prevenir el impacto de las operaciones sobre la población local y mantenerlo bajo vigilancia y control.

Todas estas especialidades apuntan a resolver parte de los desafíos que se establecieron en la primera década del desarrollo de la FVM con el objeto de optimizar la metodología a aplicar para maximizar la productividad, eficiencia y seguridad ambiental del creciente desarrollo masivo de este extraordinario recurso.

En este trabajo mostraremos y mencionaremos ejemplos de aplicaciones geofísicas de la sísmica para la caracterización de reservorios, incluyendo registro, interpretación, procesamiento, producción de imágenes sísmicas de alta calidad en tiempo y profundidad, inversión, cálculo de atributos y el uso de técnicas especiales como geoestadística e inteligencia artificial para estimar parámetros de reservorio a partir de atributos elásticos. Nos referiremos también a otras aplicaciones útiles para el monitoreo de las terminaciones de los pozos horizontales o la vigilancia del nivel de sismicidad inducida. Finalmente tomaremos como caso de estudio los trabajos realizados en el área Lindero Atravesado.

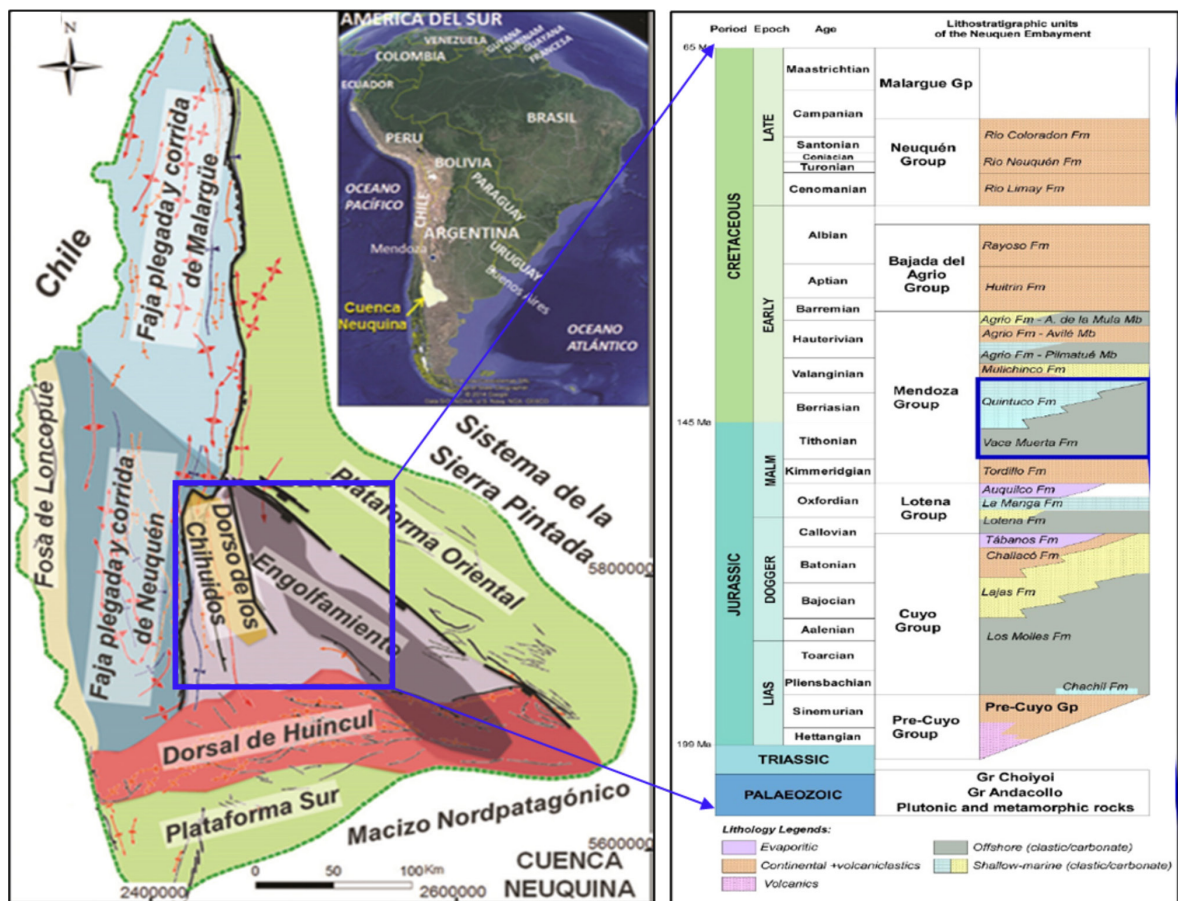


Figura 1. Ubicación de la cuenca Neuquina en Argentina y división interna. Columna Estratigráfica tipo de la zona del engolfamiento. Tomada de Gonzalez *et al.* 2015.

DESARROLLO

Debido a su protagonismo en la historia de la exploración y desarrollo del petróleo y gas en Argentina, existe una gran cantidad de datos sísmicos en la Cuenca Neuquina. En particular hay un gran número de relevamientos 3D que cubren la mayoría de las áreas productivas y que datan principalmente de la primera década del siglo XXI. En su mayoría, esta sísmica ha sido diseñada para iluminar reservorios más profundos y/o más someros que la FVM propiamente dicha. Esta característica de los registros sísmicos hace que los estudios actuales, apuntados a mejorar la caracterización de la FVM, si bien exitosos, resulten en parte limitados por diseños que no fueron optimizados para ese objetivo. En la última década en cambio, se han registrado algunos proyectos enfocados específicamente a obtener un mejor resultado sísmico en FVM (Zarpellón y Crovetto 2018).

La conveniencia de mantener grupos de Geofísicos, Geólogos, Ingenieros, Geomecánicos y Petrofísicos trabajando en conjunto en las áreas, da excelentes resultados en cuanto a la determinación de las mejores áreas, zonas de aterrizaje, perforación, dirección de los pozos y parámetros de terminación, los cuales inciden en la producción inicial y recuperación final de hidrocarburos. No obstante, es recomendable mantener una saludable cantidad de pozos pilotos verticales perforados y perfilados de manera completa incluyendo la obtención de coronas, para asegurar la calidad y realimentación de datos en este tipo de reservorios. Los estudios de estos campos realizados desde el comienzo del desarrollo han demostrado que dentro de una formación relativamente simple y con variaciones limitadas de la litología, es posible identificar mejores zonas de trabajo para hacer los desarrollos de pads (plataformas de perforación de pozos múltiples) más exitosos. La complejidad del problema del desarrollo de la FVM demanda una continua búsqueda de eficiencia operativa por incorporación de tecnología y conocimiento para cimentar el éxito económico.

Marco Geológico

La FVM cubre casi en su totalidad de la Cuenca Neuquina (Fig. 1). Todo el sistema sistema Quintuco-Vaca Muerta constituye el nivel de interés vertical para los estudios sismoestratigráficos. Tiene hacia su base una roca madre de origen marino que se depositó en tiempos Titoniano temprano a Valanginiano temprano (Weaver 1931). LA FVM está compuesta principalmente de materiales siliciclásticos y carbonáticos de grano fino, con alto contenido de materia orgánica y algunos depósitos aislados de areniscas y calizas. A diferencia de otros shales, Vaca Muerta presenta en general un porcentaje de arcillas menor al 40%, principalmente illita e illita-smectita, con una matriz mixta silícea carbonática que le confiere buena fracturabilidad (Mitchum y Uliana 1985). Los porcentajes de sílice y carbonatos van

variando vertical y lateralmente, encontrando generalmente un mayor aporte silíceo en su zona basal y un predominio de facies carbonáticas en la zona superior, dentro de Formación Quintuco (Gonzalez *et al.* 2015).

La FVM, en especial su tramo inferior conocido como la “cocina”, tiene baja a muy baja impedancia acústica con un comportamiento dúctil y en ella se observan frecuentemente condiciones de alta presión poral. Las reservas producibles para toda la cuenca están estimadas en más de 300 TcF de gas y 16 Bbbl de petróleo. La producción actual de Vaca Muerta representa el 39% del petróleo y el 37% del gas de la Argentina (Secretaría de Energía de la Nación 2022).

Numerosos trabajos regionales de geología y geofísica realizados a lo largo de transectas se han publicado desde el año 2010 (Gonzalez *et al.* 2015; Reijenstein *et al.* 2017; Minisini *et al.* 2020). En los mismos se pueden apreciar los cambios estratigráficos interpretables mediante técnicas de sismoestratigrafía (Fig. 2). Las transectas de la Figura 2 muestran la respuesta sísmica y de impedancia acústica del sistema Quintuco-Vaca Muerta. La interpretación sismoestratigráfica permite identificar las zonas de plataforma, talud, y centro de cuenca, y las variaciones laterales de las rocas depositadas asociadas a los cambios en el nivel del mar.

Registración Sísmica

En los últimos años, diferentes operadoras han registrado sísmicas modernas, enfocadas a la FVM.

En general sabemos que los registros existentes en la zona fueron diseñados para iluminar formaciones más someras o profundas, por lo que en general carecen de las distribuciones de acimuts y *offsets* óptimas para una correcta caracterización de esta formación. Cuando se registra específicamente para obtener resultados en la FVM, es necesario diseñar el tendido de registro y recepción acorde con las características de la roca que interesa analizar. Por ejemplo, hay dos puntos que deben reforzarse: por un lado, la anisotropía acimutal de la FVM precisa de una distribución homogénea de acimuts para poder trabajar sobre las diferencias de velocidad y gradientes de amplitud en distintas direcciones. Por otro lado, debe modelarse adecuadamente la relación entre ángulo de incidencia y *offset*, considerando el recorrido de los rayos al atravesar la zona de muy baja impedancia acústica relativa que caracteriza la sección inferior de la FVM ya que la pérdida de distribución angular que produce puede condicionar estudios posteriores.

Sumado a esto, ya se está trabajando con técnicas de registros nodales (un dispositivo por estaca) y secuencias y arreglos de barridos de Vibroseis® en simultáneo o con variación de fase de emisión. Esto provee alternativas para realizar registraciones muy densas sin incurrir en costos prohibitivos.

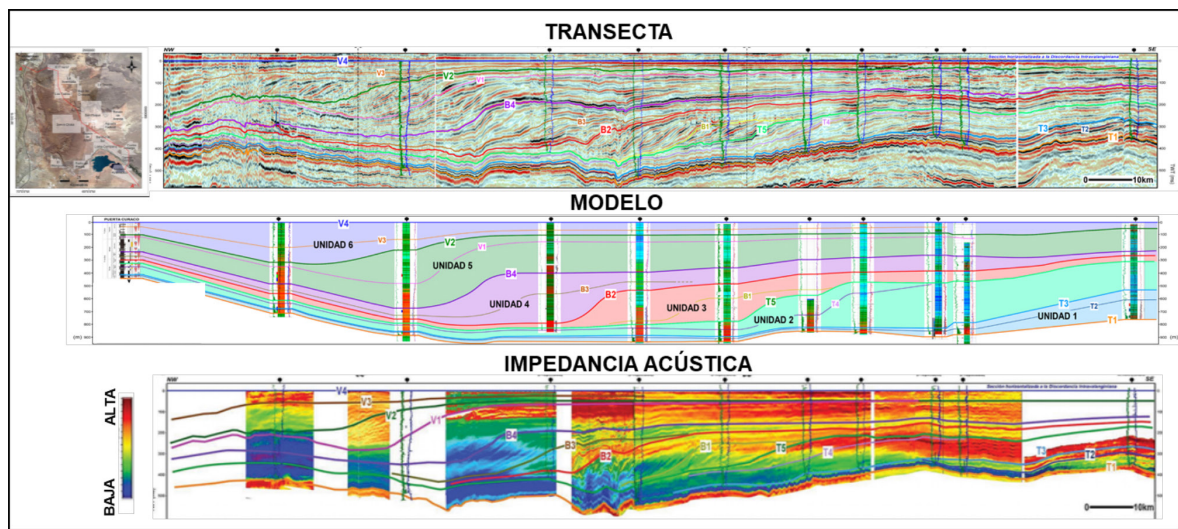


Figura 2. Transectas de la Formación Vaca Muerta. Tomadas de Gonzalez *et al.* 2015 y Reijenstein *et al.* 2017. Secciones horizontalizadas a V4, techo de Formación Quintuco; T1 representa la base de Vaca Muerta.

Procesamiento y generación de imagen sísmica

El procesamiento de los registros sísmicos debe ser realizado de forma de obtener la mejor imagen del subsuelo, garantizando la preservación de amplitudes para estudios de caracterización.

Debido a la historia de su desarrollo, es frecuente en esta cuenca disponer de imágenes resultantes de procesamientos dirigidos a objetivos estructurales o enfocados a formaciones diferentes a FVM. En estos casos es recomendable su reprocesamiento, empleando las mejores tecnologías disponibles para compensar las distorsiones causadas por la variabilidad de las velocidades en la capa meteorizada y los accidentes topográficos. Un párrafo aparte merece la dificultad causada por el muy frecuentemente insuficiente muestreo espacial de las ondas superficiales conocidas como ground roll. Esto hace poco efectivas las estrategias de atenuación basadas en velocidades aparentes y además resulta en la distorsión de las amplitudes en los ángulos de incidencia cercanos causando muchas veces su inutilización para fines de análisis de amplitudes hasta 7 u 8 grados. La buena calidad que en general presenta la sísmica de esta cuenca se ve afectada en ocasiones por cambios muy abruptos que se producen en las bardas y que resultan en disminuciones notables del ancho de banda sísmico, impactando negativamente la calidad de las imágenes y sobre todo en las inversiones sísmicas por imprimirle variabilidad espacial de la ondícula. Si bien la cuenca neuquina no presenta gran complejidad estructural, es deseable que el trabajo sísmico de procesamiento llegue a la instancia de PSDM para asegurar que la ubicación de las fallas sea la mejor posible, y tener un modelo de velocidades tomográficas anisotrópico robusto que pueda ser empleado para los flujos de inversión e inclusive en la generación de modelos de velocidad locales, de mayor resolución, empleados para la calibración sísmica y geonavegación de los pozos horizontales.

Interpretación sísmica

Una vez obtenida la mejor imagen posible, la primera tarea, compartida con el estudio de los reservorios convencionales, es la interpretación para la generación de mapas estructurales sísmicos asociados a la interpretación de *markers* geológicos en los pozos perforados. Esta interpretación mejora con el análisis conjunto de diversos atributos sísmicos, por ejemplo, los geométricos. Existe la posibilidad de potenciar la visualización y la interpretación combinando los horizontes interpretados con atributos geométricos extraídos sobre los mismos horizontes, para darle realce a la estructura. En la Figura 3 se muestra un mapa estructural combinado con un atributo geométrico de coherencia que permite ver la participación de fallas y otros eventos sobre el mapa. Por ejemplo, mapas como éste se utilizaron para localizar rápidamente las zonas con estructuras más simples, y avanzar con un programa piloto de perforación con el objetivo de determinar las áreas de mejor producción y avanzar en ellas hacia el desarrollo.

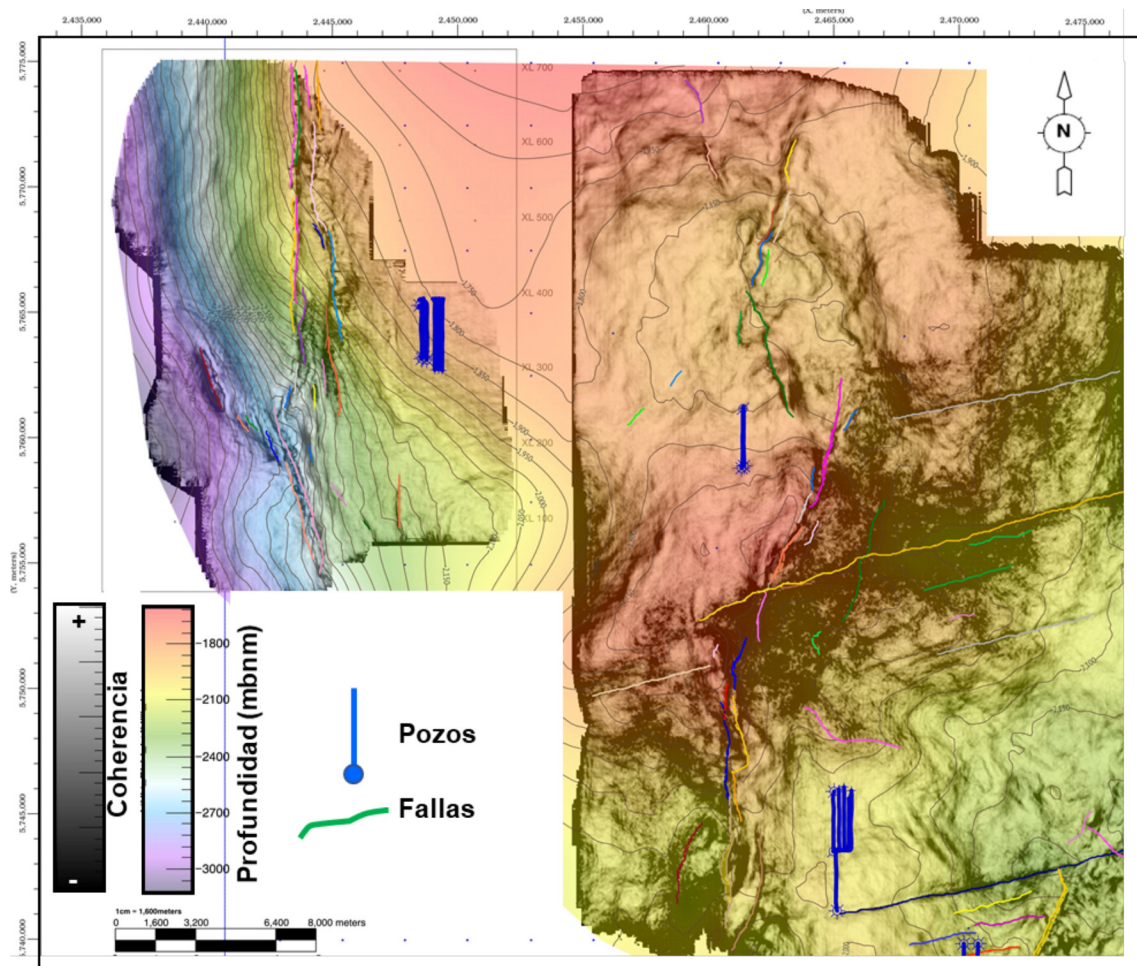


Figura 3. Mapa estructural con atributo geométrico de coherencia.

La interpretación detallada de fallas cobra particular importancia en este ambiente, ya que su mapeo es crítico para el posterior diseño de perforación y terminación de pozos horizontales. Por ejemplo, para la geonavegación de los mismos deben estar claramente identificadas las fallas junto con sus rechazos. Muchas veces, debido a la característica dúctil de la parte inferior de la FVM, las fallas más profundas suelen perder rechazo o directamente ser absorbidas dentro de la formación. Solamente las fallas de mayor rechazo son las que logran atravesar hacia arriba todas las formaciones depositadas, aunque todas deben ser mapeadas y reconocidas. En la línea sísmica de la Figura 4 se ve un ejemplo de fallas profundas que pierden rechazo dentro del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Marchal *et al.* 2020).

La detallada interpretación estructural debe estar acompañada de una adecuada calibración tiempo-profundidad o profundidad-profundidad, en función del dato sísmico empleado para la misma. Para ello, deben emplearse los datos de todos los pozos, incluso horizontales, realimentando el modelo a medida que se va avanzando en la campaña de perforación.

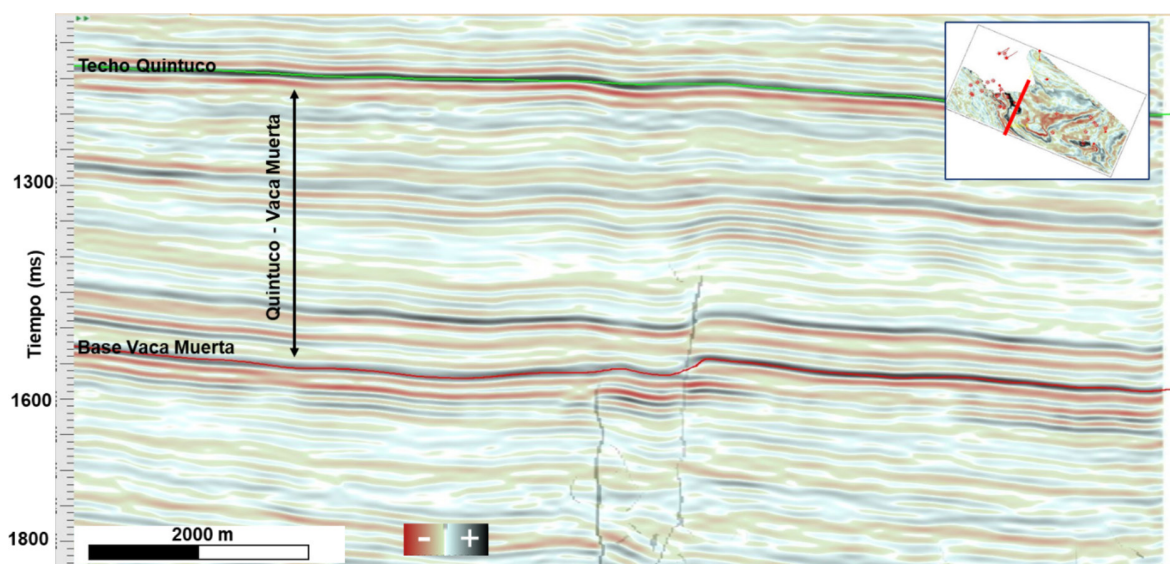


Figura 4. Línea sísmica de amplitud mostrando fallas que culminan en VM.

Inversión Sísmica

Existen varios tipos de inversión a partir de datos sísmicos y pozos: Acústica, Elástica, Simultánea y Geoestadística. El resultado de invertir un volumen de amplitudes sísmicas (que responde a contrastes de Impedancia Acústica entre capas) es un volumen de Impedancias, la cual es una propiedad intrínseca de las rocas. Dependiendo del tipo de inversión sísmica realizada, los resultados pueden ser sólo un volumen de Impedancias acústicas, volúmenes de Impedancias P, S y Densidad, o volúmenes de Impedancia Elástica (Russell *et al.* 2016). La resolución de estas salidas podrá ser similar a la de la sísmica o mayor si se emplean métodos geoestadísticos.

El dato sísmico de entrada debe tener preferentemente un procesamiento anisotrópico, ayudado por una secuencia de procesamiento especialmente diseñada seguida por un acondicionamiento sobre los gathers orientado a preservar los efectos de Amplitud Versus Offset (AVO). Este acondicionamiento debe incluir por lo menos supresión de ruidos aleatorios, atenuación de múltiples, corrección de moveout residual o estáticas de tipo trim, balance espectral, conversión de *offset* a ángulos utilizando las mejores velocidades disponibles (preferentemente de PSDM), y *re-binning* si las limitaciones de la geometría lo hicieran necesario. Es importante para el control de calidad generar gathers sintéticos a partir de perfiles de pozo y realizar el control de la variación de Amplitud Versus Ángulo (AVA) comparando con los preacondicionados.

En cuanto a los pozos, además de estar bien distribuidos dentro del área a invertir, se necesita un *set* completo de perfiles, coronas, sísmica de pozo, correlaciones de *markers* y modelos petrofísicos y de física de rocas en la mayor cantidad de pozos posibles.

Para realizar la inversión es fundamental proveer una interpretación sismoestratigráfica realizada sobre la sísmica de amplitudes. Esto ayuda a guiar los modelos iniciales a partir del cual se realiza un proceso iterativo que dará como resultado los volúmenes de las propiedades deseadas.

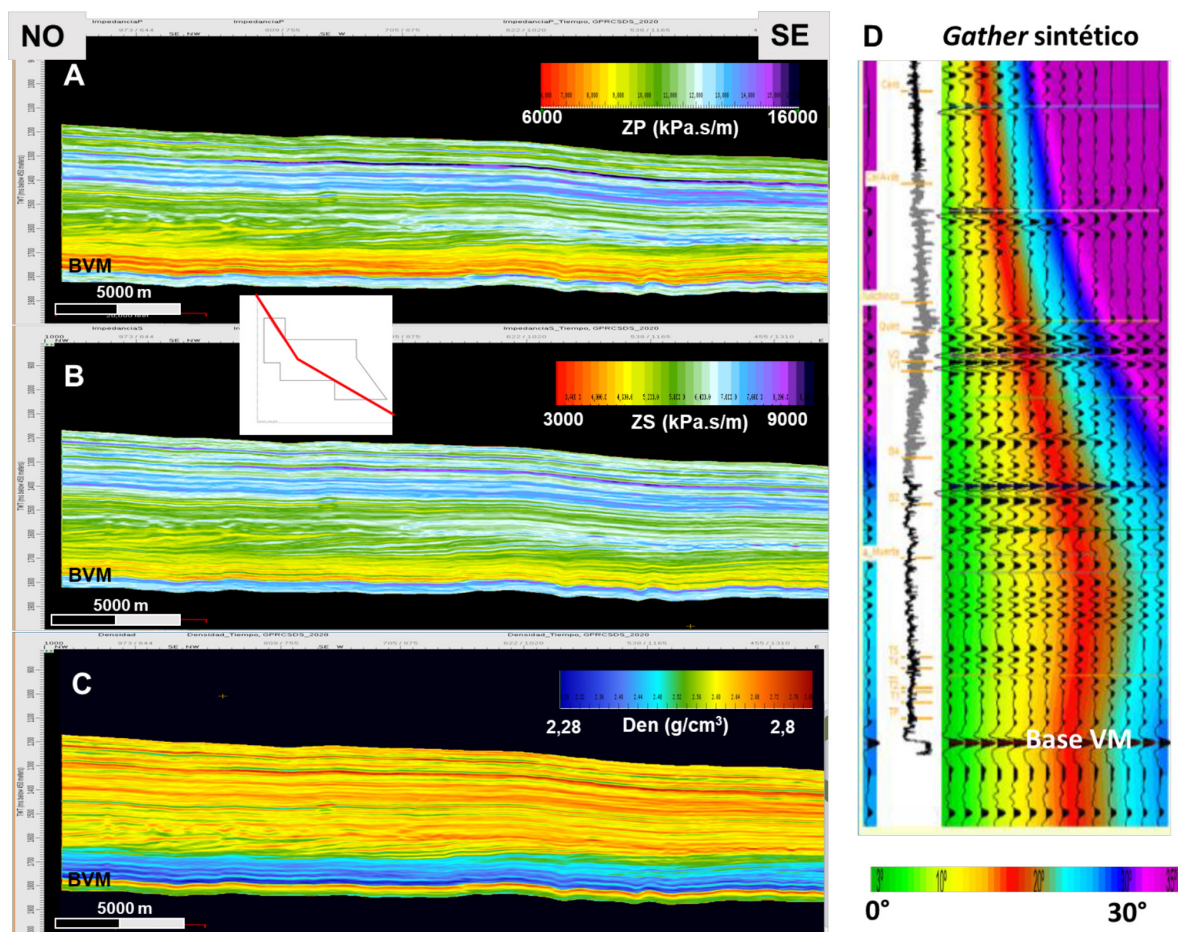


Figura 5. Resultado de Inversión Simultánea: A) Impedancia P (Zp). B) Impedancia S (Zs). C) Densidad. D) Offset Gather sintético coloreado por rango de ángulos. BVM: Base de Formación Vaca Muerta.

Una consideración importante es que, en la FMV en particular, el ángulo de incidencia máximo en la base difícilmente excede los 30° debido a su baja impedancia acústica, que fuerza a los rayos a acercarse a la vertical. Esto puede apreciarse en la Figura 5D, donde se muestra un gather en *offset* coloreado por el rango de ángulos correspondientes, y se ve al nivel BVM que los ángulos alcanzan unos 28° . Esto suele tener un fuerte impacto en la posibilidad de obtener un volumen de densidad aceptable cuando se hace una inversión prepilado. Por ejemplo, con este

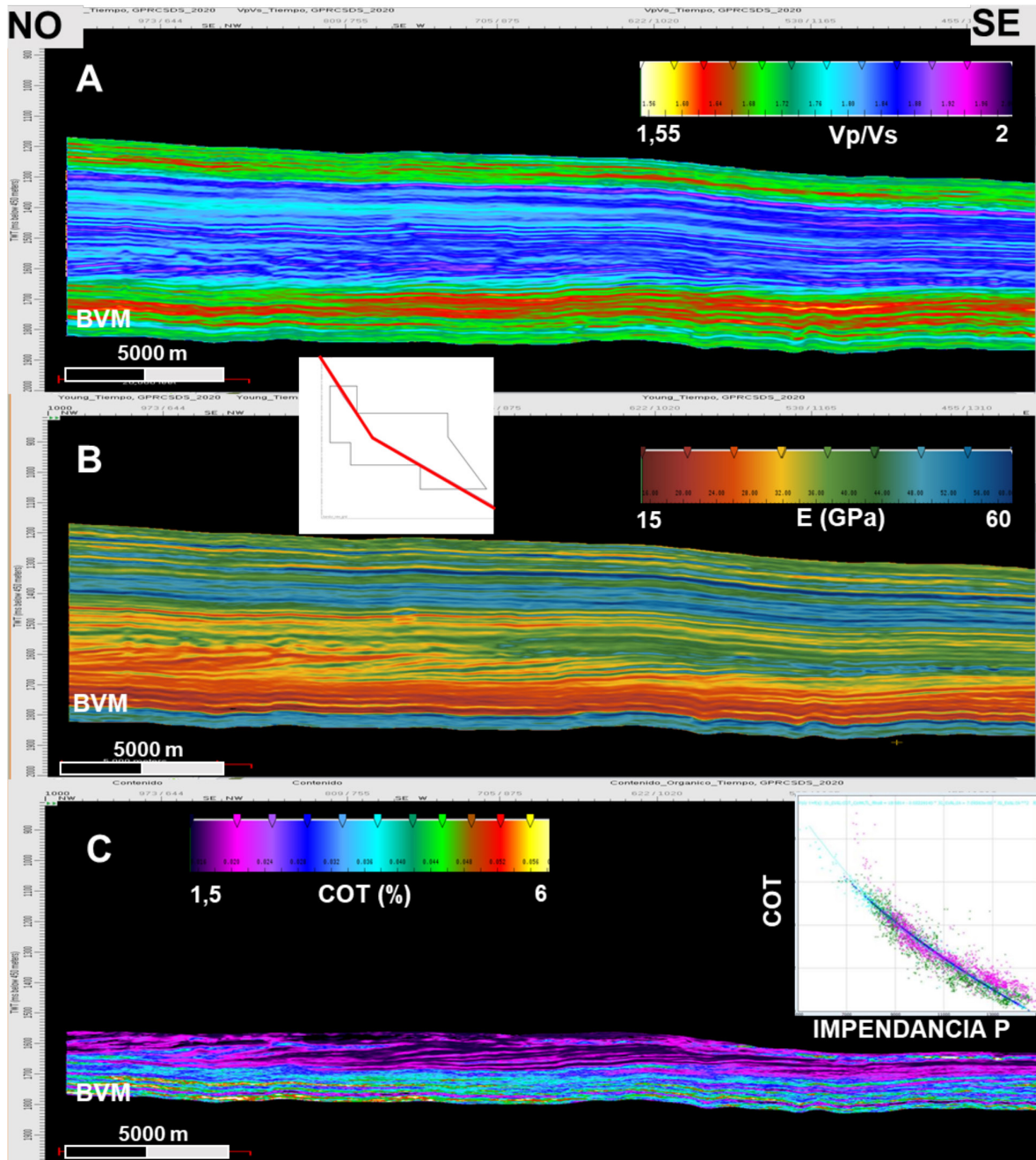


Figura 6. Ejemplo de secciones de propiedades derivadas a partir de Impedancias P, S y Densidad provenientes de una inversión simultánea. A) Vp/Vs. B) Módulo de Young. C) Contenido orgánico total (COT). BVM: Base de Formación Vaca Muerta.

tipo de inversión se entregan, en tiempo sísmico como eje vertical, volúmenes de Impedancia P, Impedancia S, relación de Velocidades y de ser posible, Densidad, las cuales son propiedades intrínsecas de las rocas correlacionadas fuertemente a la litología. En la Figura 5 se pueden observar las variaciones verticales y laterales de las mismas, resaltando las bajas impedancias P, S y densidad en la parte basal de la formación, y las intercalaciones debidas a los cambios de material depositado en los diferentes ciclos.

Los resultados de las inversiones pueden ser a su vez empleados para calcular propiedades elásticas, de reservorio y geomecánicas dinámicas de las rocas. Por ejemplo, se puede realizar la correlación entre la Impedancia de ondas P y el Contenido Orgánico Total (COT) a partir de pozos y así obtener un volumen de dicha propiedad (Fig. 6C). La Porosidad puede también ser predicha a partir de la Impedancia Acústica ya que en general presentan una clara correlación (Acevedo y Bande 2018). Las propiedades elásticas (Λ , μ) y geomecánicas (Módulo de Young, cociente de Poisson) pueden también ser calculadas directamente empleando fórmulas matemáticas, y otras propiedades, como el coeficiente de fragilidad, pueden ser derivadas de ellas (Convers *et al.* 2017). En general la FVM muestra un incremento de impedancia acústica desde la base, con ciclos de inundación y somerización que la hacen decrecer y aumentar (Fig. 5A). Esta característica se refleja en el comportamiento del resto de las propiedades (Fig. 6), mostrando en general valores de COT más altos en los estadios de inundación y menores en la somerización. De igual manera, el bajo módulo de Young de los períodos de inundación indica un comportamiento más bien dúctil de la roca, que contrasta con uno más frágil en los períodos regresivos, donde los materiales depositados tienen contenidos carbonáticos más elevados.

Los resultados de las inversiones pueden ser muy útiles también como ayuda para realizar la interpretación sismoestratigráfica en detalle, para la clasificación en sismofacies y pueden ser empleados para la construcción de modelos geocelulares de reservorios, como mostraremos a continuación.

Interpretación sismoestratigráfica

La interpretación sismoestratigráfica de las secuencias depositacionales dentro de FVM puede ser mejorada utilizando los productos de la inversión sumados a la sísmica en amplitud. Los ciclos de máxima inundación (baja impedancia) y somerización (impedancias más altas) son más visibles para interpretar en el volumen de impedancias (Fig. 7). La mayor definición de los datos invertidos proveen un medio mejor para determinar los aterrizajes y permiten identificar mayores detalles (Reijenstein *et al.* 2020).

La clasificación en facies sísmicas, por ejemplo mediante el uso de redes neuronales, es una herramienta útil que puede agregar valor al entendimiento de los paleoambientes dentro de

la formación. La utilización de los productos de la inversión en la clasificación de sismofacies genera predicciones más robustas que si se emplean solamente las amplitudes, además de permitir una clasificación de todo el volumen de datos y no sólo en un intervalo estratigráfico (Fig. 8) (Hami-Eddine *et al.* 2015). En el caso particular de reservorios no convencionales, las sismofacies vinculadas por medios estadísticos a las electrofacies han probado ser muy útiles en la predicción de facies ricas en contenido orgánico.

Los productos de la inversión son los indicados para alimentar los trabajos de propagación de facies mediante técnicas geoestadísticas. Como resultado se obtienen volúmenes de

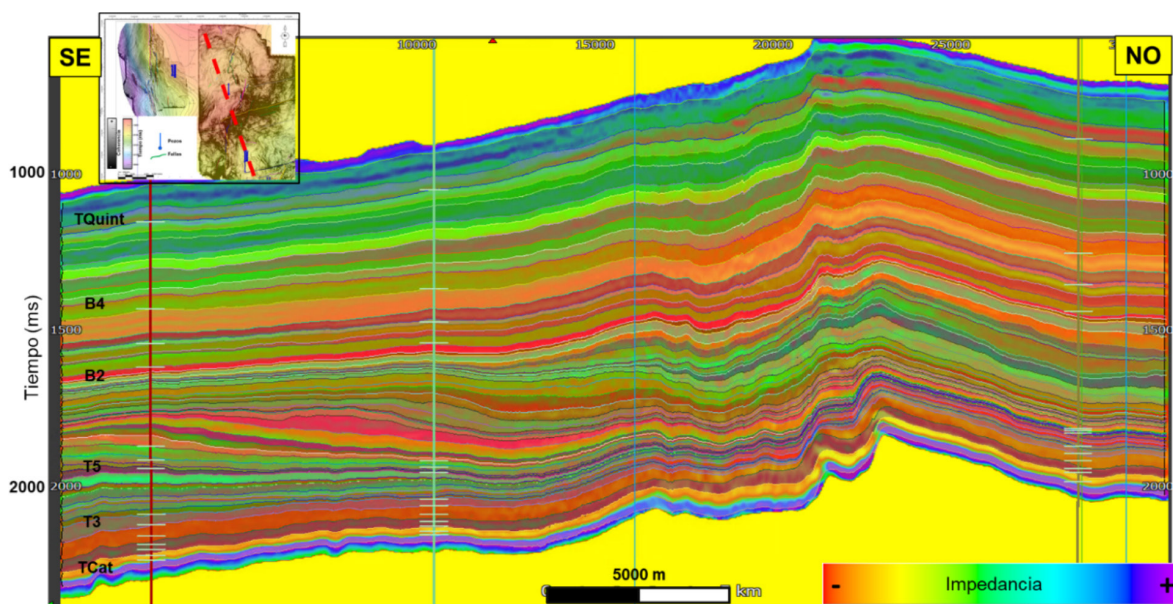


Figura 7. Sección sísmica de impedancia de ondas P obtenida de una inversión sísmica con interpretación sismoestratigráfica detallada.

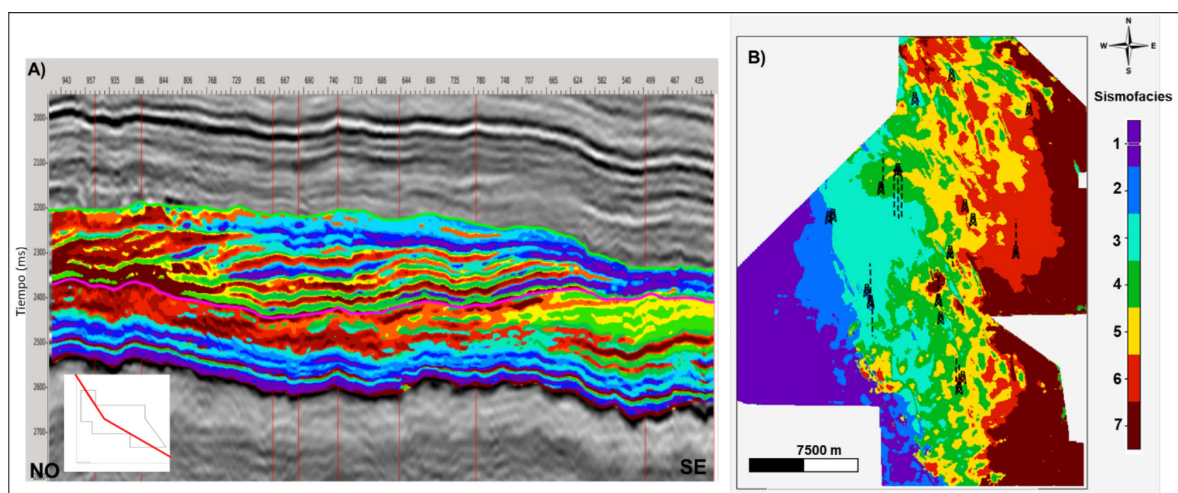


Figura 8. Ejemplo de clasificación de facies sísmicas. A) sobre una sección sísmica. B) Sobre un mapa.

propiedades más probables de mayor resolución que la de la sísmica, acompañados de sus volúmenes de incerteza.

Anisotropía acimutal para análisis de fracturas y estimación de esfuerzos horizontales

Cuando se dispone de una sísmica migrada pre apilado con preservación de los acimuts, los estudios de anisotropía acimutal AVAZ (Amplitud versus Acimut), cuyos parámetros pueden ser invertidos usando el modelo descrito en Rüger (1997) y Rüger y Tsvankin (1997), proveen una estimación de la densidad de fracturas que a su vez, junto con los parámetros obtenidos de la inversión, puede emplearse para la estimación de los esfuerzos horizontales siguiendo a Gray *et al.* (2012). Estas propiedades requieren de calibración en pozos mediante registros de imagen (fracturas) y modelos geomecánicos adecuados que incluyan los esfuerzos principales horizontales y vertical y la presión de poros.

La dirección de esfuerzos horizontales permite, en cada zona de la cuenca, elegir convenientemente la orientación de las ramas laterales de pozos horizontales para perforarlos perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo. De esta forma pueden ser hidráulicamente estimulados minimizando las presiones de inyección, ya que las fracturas generadas abren en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Además estos valores son fundamentales al momento de hacer el diseño de fractura. Conocer la variación lateral de densidad de fracturas de la formación permite priorizar zonas con valores altos para el desarrollo, las cuales permitirán generar fracturas complejas con ayuda de la estimulación, para maximizar el área de drenaje e incrementar producción. En la Figura 9 pueden verse dos secciones NO-SE con los esfuerzos

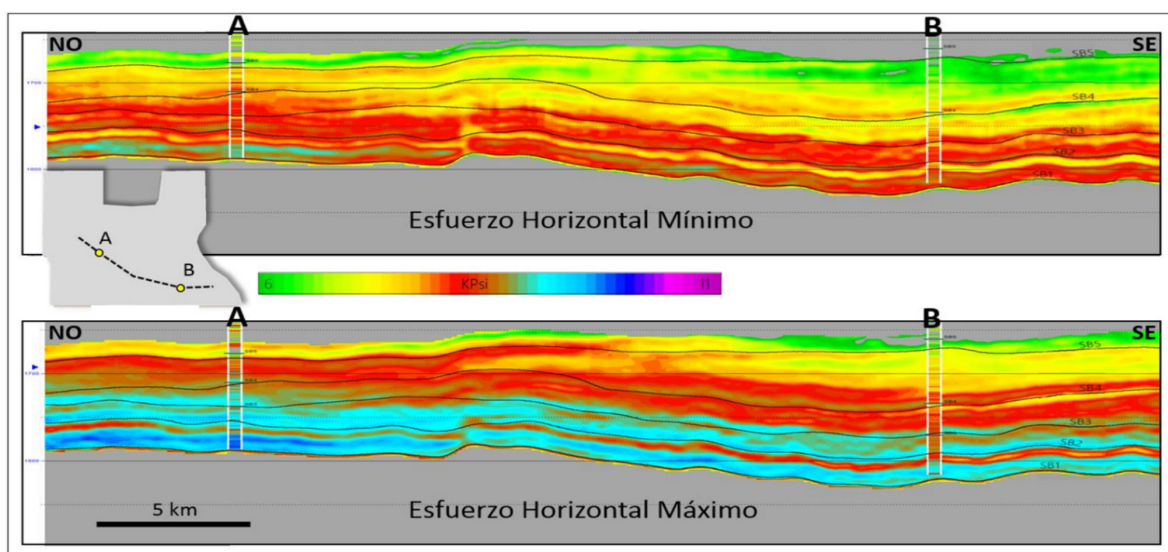


Figura 9. Estimación de esfuerzos horizontales máximo y mínimo a partir de resultados de Inversión simultánea (tomado de Carrero *et al.* 2022).

horizontales obtenidas mediante esta técnica, en donde se ven variaciones laterales y verticales que pueden favorecer la elección de cierta zona y cierto nivel estratigráfico para la navegación y estimulación de los pozos.

Modelo Geocelular

Un modelo geocelular integra Geofísica y Geología en una grilla estratigráfica con el objetivo de representar el subsuelo con el mayor detalle posible. Estos modelos permiten realizar un seguimiento detallado de las operaciones, por ejemplo durante las perforaciones de pozos horizontales en modo factoría o durante el diseño de las fracturas hidráulicas.

El flujo de trabajo comienza con una interpretación sísmica estructural y estratigráfica, la correlación detallada de los pozos disponibles, la construcción de modelos petrofísico, mineralógico y geomecánico de pozo en una dimensión (1D), y finalmente la integración en un programa de modelado de grillas con una simulación gaussiana u otro tipo de algoritmo (Gait y Crovetto 2020). Estos modelos se actualizan cuando se obtienen nuevos datos, de forma de contar siempre con el modelo más ajustado del subsuelo (Fig. 10).

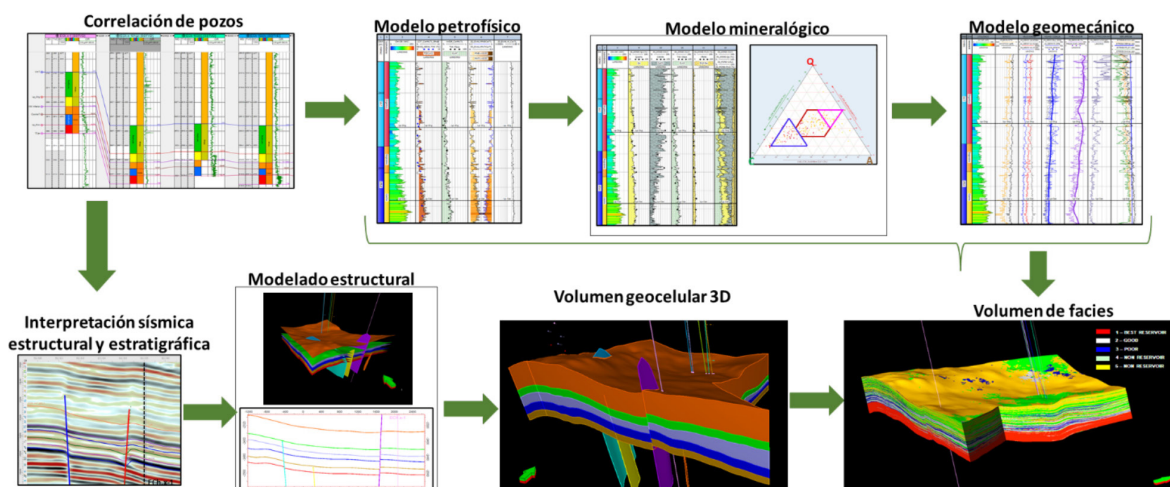


Figura 10. Flujo de Trabajo para la construcción de un modelo Geocelular de facies y propiedades combinando datos de pozos y sísmica. Tomado de Gait y Crovetto (2020).

Monitoreo microsísmico de fracturas hidráulicas

La microsismicidad que se genera al realizar una fractura hidráulica está caracterizada por eventos sísmicos con magnitudes negativas en un rango aproximado entre -2,5 y -1. Ésta puede ser registrada mediante un arreglo superficial de geófonos, con un arreglo de geófonos enterrado en forma permanente o con receptores que se disponen a la profundidad

del objetivo en uno o varios pozos mientras se fractura otro a una distancia de pocos cientos de metros. En la fase inicial de estudio de la FVM como reservorio no convencional usando pozos verticales, se realizaron registraciones microsísmicas de pozo (Trinchero *et al.* 2013). Ya en la actual fase de desarrollo, debido a la gran longitud de las ramas horizontales de los pozos perforados, se imponen los arreglos areales, mayormente en superficie y en algunos pocos casos se utilizan arreglos permanentes de geófonos enterrados algunas decenas de metros (Curia *et al.* 2018A).

En el caso de las microsísmicas de superficie se instala un arreglo de receptores en forma de estrella o en grupo, cubriendo un área mayor que la que se supone se extenderán las fracturas. En el caso de la FVM implica dispositivos con un largo del orden de 8 km más la longitud de la rama del pozo horizontal a monitorear y un ancho del orden de 8 km. Se instala además un sismógrafo que graba en forma continua durante las etapas de fracturas designadas. Actualmente existe también la opción de registrar con nodos independientes, lo cual simplifica la logística en el campo (Crovetto *et al.* 2022).

El principal objetivo de este tipo de estudios es averiguar las coordenadas (x,y,z) de los focos de los eventos microsísmicos y el instante de la ruptura de la roca. El conocimiento de la disposición espacial de los focos microsísmicos es utilizado para estimar el volumen de roca estimulado (SRV) en el proceso de fractura hidráulica, elemento relevante para poder ajustar de manera óptima la orientación y el tamaño de la grilla de desarrollo de un campo. Además, es posible estimar las magnitudes, asociadas a la energía liberada en cada caso y el tipo de mecanismo por el cual se produjeron las fracturas. Esto último aporta al modelado de las fracturas hidráulicas ya que permite verificar hipótesis acerca del régimen de esfuerzos y la existencia de eventuales orientaciones preferenciales de ruptura (Heidbach *et al.* 2018; Varela *et al.* 2020). Los estudios de microsísmica también indican claramente cuando las operaciones de terminación reactivan fallas cercanas, como puede verse en la Figura 11, en la cual los eventos se alinean en forma

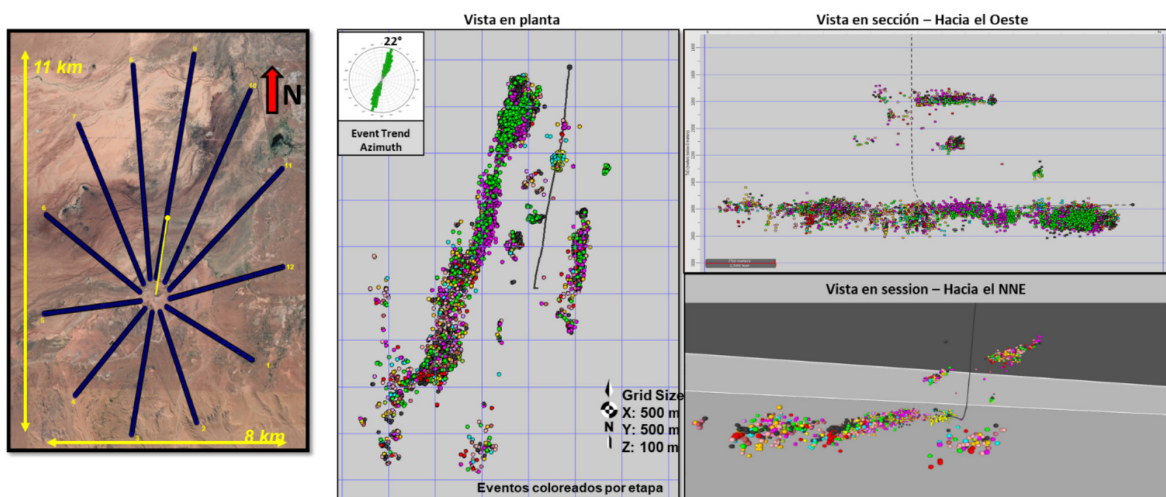


Figura 11. Ejemplo de Microsísmica de superficie en pozos de Vaca Muerta. Geometría de registro y eventos microsísmicos observados. Tomado de Ehlich *et al.* 2019.

paralela y alejados a la trayectoria del pozo. También contribuyen a analizar los procesos de interferencia con pozos cercanos (Pianelli *et al.* 2014; Ehlich *et al.* 2019; Crovetto *et al.* 2020).

Utilizando estos resultados para calibrar modelos numéricos de simulación, es posible determinar el espaciamiento óptimo entre pozos, si existe la interferencia física entre ellos o no, y así optimizar la distancia entre etapas y el tipo de tratamiento a realizar en futuros pozos (Crespo *et al.* 2020).

Monitoreo de Sismicidad Inducida

La microsismicidad que se genera durante las fracturas hidráulicas tiene magnitudes típicas negativas, con energías varios órdenes de magnitud por debajo del umbral de sensibilidad para la población en superficie. Existen indicios de que el tratamiento en pozos puede reactivar fallas preexistentes cercanas. Según sean las dimensiones de la falla, las magnitudes asociadas pueden ser positivas. El análisis y monitoreo de la ocurrencia de eventos de magnitudes positivas bajas a lo largo de la cuenca, incluyendo a los que puedan resultar de una eventual reactivación de fallas por la terminación de pozos cercanos, se puede realizar mediante el despliegue de redes sismométricas con sismógrafos locales, regionales fijos o semipermanentes (Fachal *et al.* 2022).

Nuevas tecnologías

Adicionalmente a las mencionadas en este trabajo, existen otras tecnologías o métodos geofísicos que se están empleando y pueden aportar mucho valor a la caracterización de la Formación Vaca Muerta.

Un ejemplo de esto es la adquisición de sísmica multicomponente 3D-3C. Existen casos exitosos adquiridos en FVM empleando geófonos triaxiales, los cuales luego del procesamiento de las tres componentes simultáneamente pueden dar información adicional sobre los parámetros elásticos y las propiedades geomecánicas (Curia *et al.* 2018B). Los datos de ondas compresionales y convertidas permiten obtener parámetros de anisotropía precisos para emplear en el procesamiento, y el estudio de los gathers permite realizar un análisis de las fracturas naturales existentes en las rocas.

La utilización ajustada de perfiles VSP en pozos a reservorios no convencionales ayuda a caracterizar la anisotropía de las formaciones con registros de tipo *walkaway* y *walkaround* (Curia *et al.* 2016). El *walkaround*, diseñado con variaciones de acimut cada 12°, permitió determinar las direcciones de máximo y mínimo esfuerzo horizontal. El registro de tres *walkaways* cada 60° permitió caracterizar la anisotropía VTI y estimar los parámetros de Thomsen en forma precisa. La caracterización de la anisotropía sísmica obtenida sirvió como dato de entrada de modelos geomecánicos 3D, con los cuales se optimizaron los diseños de pozos y fracturas.

Aprovechando los tendidos en superficie desplegados para hacer el monitoreo microsísmico de fracturas hidráulicas, se han implementado en Vaca Muerta varios programas de adquisición sísmica 4D (Achilli *et al.* 2019; Chao *et al.* 2022). Una vez colocados los receptores y previo a la estimulación, se realizan disparos con una fuente sísmica en posiciones determinadas. Luego se procede a la estimulación hidráulica monitoreando la microsismicidad en forma tradicional, y posteriormente, antes de levantar el tendido, se vuelve a disparar con la misma fuente sísmica en las mismas posiciones. De esa forma se combina una microsísmica con una adquisición de sísmica 4D en un área restringida. Poniendo especial cuidado en realizar un procesamiento dedicado a manejar señales muy débiles, los atributos 4D obtenidos permiten delinear anomalías coherentes con las zonas estimuladas, pero con una resolución mucho mayor a la de la microsísmica, debido a la diferente naturaleza física de los fenómenos registrados. La integración de estos resultados con datos microsísmicos permiten definir en forma más robusta el volumen de roca estimulado y los controles estructurales de la zona estimulada.

Otras tecnologías como el *Distributed Acoustic Sensing* (DAS) tienen cada vez más aplicaciones en el desarrollo de reservorios no convencionales, aunque su empleo en FVM es aún muy incipiente. Los DAS pueden ser desplegados en pozos que están siendo fracturados para determinar qué punzados y fracturas reciben mayor cantidad de fluido, y junto con datos de microsísmica registrados con un arreglo cercano, se pueden establecer relaciones entre los eventos microsísmicos y el recorrido del fluido de fractura (Webster *et al.* 2014). Los DAS pueden también ser desplegados en un pozo horizontal *offset al* estimulado y monitorear la interferencia entre pozos, es decir determinar cuándo el fluido de fractura llega. Ubicado de esta manera, permite registrar datos sobre la deformación del objetivo debida a la fractura, observar la apertura y cierre de la fractura, la creación y relajación de stress shadows y el asentamiento de bolas y tapones empleados durante la operación. Con estos datos es posible estimar el largo, densidad y ancho de la fractura. Colocados en pozos verticales monitores, la respuesta del DAS permite iluminar la extensión vertical de la fractura hidráulica mediante la medición de presión y temperatura (Jin y Roy 2017). En todos los casos, el análisis de los datos de DAS permite optimizar las terminaciones y el distanciamiento entre ramas laterales de pozos horizontales.

Por último, otra tecnología que va ganando espacio en este tipo de reservorios es *Diffraction Imaging*. Las difracciones o imagen no especular son eventos generados en heterogeneidades geológicas como por ejemplo fracturas y fallas. Debido a que las ondas difractadas están contenidas naturalmente en los registros de la sísmica de reflexión, no deben tomarse precauciones especiales a la hora de registrar sísmica para preservarlas. Estos eventos, a pesar de tener una mucho menor energía, pueden ser separados de la imagen especular y el ruido en la sísmica de reflexión mediante diferentes técnicas como las descriptas por Berkovitch *et al.* (2009), Koren y Raave (2010) o Klovov y Fomel (2012). Una vez lograda la separación, las zonas donde se concentra la energía difractada pueden ser interpretadas como afectadas

por discontinuidades, como nidos de fallas o aun fracturas individuales (Klokov *et al.* 2017; Rauch-Davies *et al.* 2014). Los campos de esfuerzos y la información estructural conocida deben coincidir con la imagen de difracción. Para los reservorios no convencionales se ha detectado la influencia importante que el campo de esfuerzos y las fracturas naturales tienen sobre la producción de gas y petróleo.

CASO DE ESTUDIO: YACIMIENTO LINDERO ATRAVESADO

Tomaremos como caso de estudio el yacimiento Lindero Atravesado, ubicado a 30 km al NO de la ciudad de Neuquén, operado por Pan American Energy en asociación con YPF (Fig. 12A). Este yacimiento, con amplia historia de producción desde los años 70 de reservorios convencionales y no convencionales del tipo de areniscas compactas del Gr. Cuyo y más recientemente de la FVM, sirve como ejemplo de la mayoría de las aplicaciones geofísicas previamente detalladas.

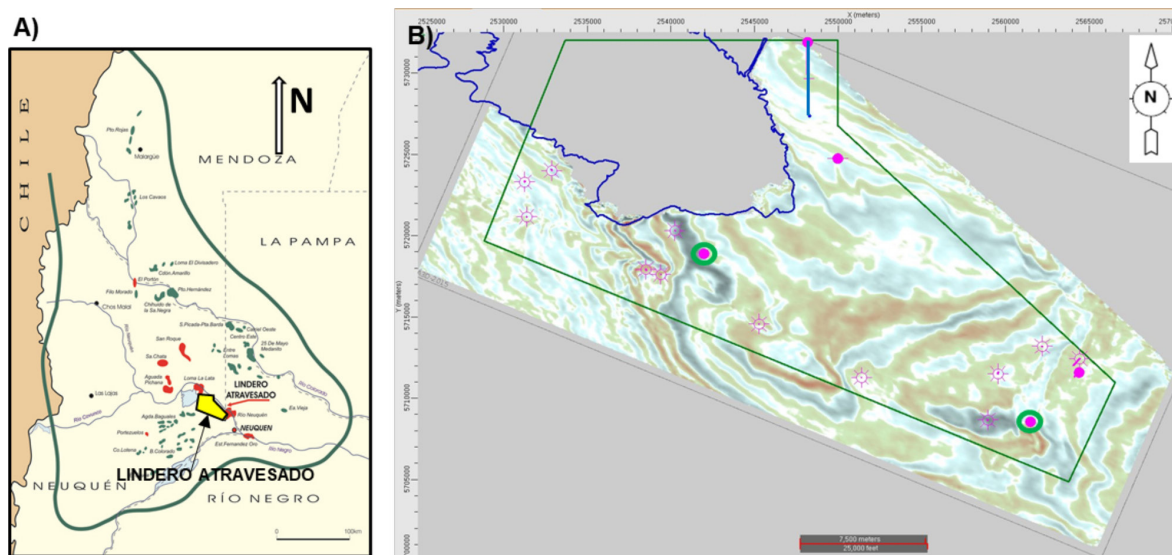


Figura 12. A) Ubicación del área de estudio dentro de la cuenca Neuquina. B) Cobertura sísmica. Pozos empleados para la inversión (rosa), pozos verticales con microsísmica (verde), y los dos primeros pozos horizontales perforados en Vaca Muerta (azul).

Adquisición sísmica

Este yacimiento contaba desde el año 2001 con cobertura sísmica 3D producto de dos campañas diferentes, las cuales habían sido adquiridas para iluminar las formaciones convencionales Quintuco y Sierras Blancas. Como muestran Zarpellón y Crovetto (2018),

el diseño de las sísmicas 3D fue ortogonal, de fold nominal 55, con un bin de 30 x 30 m y un patch de registración de 10 líneas x 132 canales cada una, generando una distribución de acimuts rectangular y offsets máximos de 4976 m. Esta sísmica tiene muy buena calidad para los objetivos para los que fue diseñada, y debido a su ubicación relativa, tiene muy buena calidad también para iluminar la FVM. Sin embargo, su distribución rectangular de acimuts, y su bin de 30 x 30 m, no la hacían óptima para una caracterización más detallada de la formación.

En el año 2015, acompañando el desarrollo de los reservorios de areniscas compactas profundos de Gr. Cuyo, se decidió registrar una nueva sísmica 3D cubriendo la totalidad del área y con un doble objetivo: los mencionados reservorios profundos, y su utilización futura para el análisis anisotrópico de Fm Vaca Muerta, que para el momento ya contaba con dos pozos verticales exploratorios perforados (Zarpellón y Crovetto, 2018). Se realizó el diseño con un fold nominal de 225, ubicando líneas receptoras y fuentes ortogonales distanciadas 300 m entre sí, con dirección NNE-SSW. 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 registración de 6400 m, y una densidad de 66,66 fuentes/km². El área de cobertura final fue de 630 km² (Fig. 12B). En Zarpellón y Crovetto (2018) pueden verse los mapas de fold y distribución de acimuts y offset máximos de esta nueva registración.

Procesamiento sísmico

Esta sísmica fue procesada realizando migración Kirchhoff post apilado en tiempo, luego migración Kirchhoff pre apilado en tiempo (PSTM), una migración Kirchhoff pre apilado en profundidad (PSDM) y finalmente una migración en profundidad en el dominio del ángulo local (PSDM Ángulo local). El objetivo principal de la PSDM, además de obtener una imagen en profundidad, fue obtener un buen modelo de velocidades para la correcta navegación de pozos horizontales y para ser empleado en la modelo de bajas frecuencias de la futura inversión sísmica simultánea. En Zarpellón y Crovetto (2018) pueden verse comparaciones de las imágenes sísmicas obtenidas mediante las diferentes migraciones realizadas.

Durante toda la secuencia se puso especial énfasis en la preservación de amplitudes en vistas realizar futuras inversiones, tanto en Grupo Cuyo (Zarpellón *et al.* 2018) como en Vaca Muerta. A los gathers migrados *pre-stack* se los acondicionó aplicando 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 en el sistema Quintuco-Vaca Muerta.

En este caso no se realizó una migración con preservación del acimut, por lo que no fue posible posteriormente realizar un flujo de caracterización de AVAZ.

La interpretación estructural y sismoestratigráfica realizada empleando los resultados del procesamiento de esta sísmica fueron utilizados, en conjunto con estudios de caracterización realizados con la sísmica previa, para delinear las zonas con mejor potencial y proponer la perforación de los primeros dos pozos horizontales a FVM en la zona norte del área, los cuales se perforaron a finales del año 2018, con producciones iniciales superiores a 160 m³/día de petróleo (Fig. 12B).

Inversión simultánea pre-apilado de los datos sísmicos

Los resultados de los dos primeros pozos horizontales impulsaron a realizar una caracterización más detallada de la formación para apuntalar el desarrollo.

En el año 2019 se comenzó un flujo de trabajo integrado (Fig. 13), que incluyó la evaluación petrofísica y confección del modelo de física de rocas de 17 pozos, de los cuales 2 contaban con datos de coronas y otros 9 con estudios de roca realizados sobre testigos laterales o recortes de perforación (Fig. 12B). También se incluyó el análisis de imágenes de 2 pozos para realizar una definición de facies detallada. Dentro del análisis de propiedades petrofísicas y de reservorio de los pozos, se hicieron estimaciones de contenido orgánico total y predicciones de fragilidad.

Como parte del flujo, se realizó la inversión sísmica simultánea pre apilado usando los 17 pozos previamente citados. Se evaluaron los tres conjuntos de gathers de entrada disponibles al momento haciendo la comparación entre las curvas de amplitud versus ángulo de éstos contra los *gathers* sintéticos generados en 4 pozos distribuidos en el yacimiento. Luego de un análisis detallado, se decidió avanzar con los *gathers* provenientes de la migración en profundidad en el dominio del ángulo local por ser los que mejor representaban la respuesta observada en los *gathers* sintéticos. Sobre estos *gathers* se realizó una secuencia de acondicionamiento que incluyó atenuación de ruido aleatorio y múltiples mediante transformada Radón, decimación de ángulos (3 hasta 45 cada 3 grados), balanceo espectral (4-8-60-70 Hz), estáticas de tipo *trim* en 2 ventanas, aplicación de escalares para compensación espacial (1 escalar para cada *gather*) y compensación de amplitudes cross-ángulo (1 escalar para cada ángulo). La Figura 14 muestra la comparación entre un *gather* sintético en la posición de un pozo, el de entrada y el acondicionamiento para el intervalo de interés, junto con la curva de amplitud versus ángulo (AVA) para el nivel T3, cercano a la base de Vaca Muerta.

Luego de este acondicionamiento, se realizó la calibración de todos los pozos y se extrajo la ondícula promedio para realizar la inversión. Para resolver la falta de estacionariedad de la ondícula tanto vertical como lateral, se resolvió dividir la ventana de inversión en cuatro sectores para optimizar las ondículas y parámetros de inversión en cada caso. Para los modelos iniciales de bajas frecuencias de Impedancias P, S y Densidad se emplearon los registros

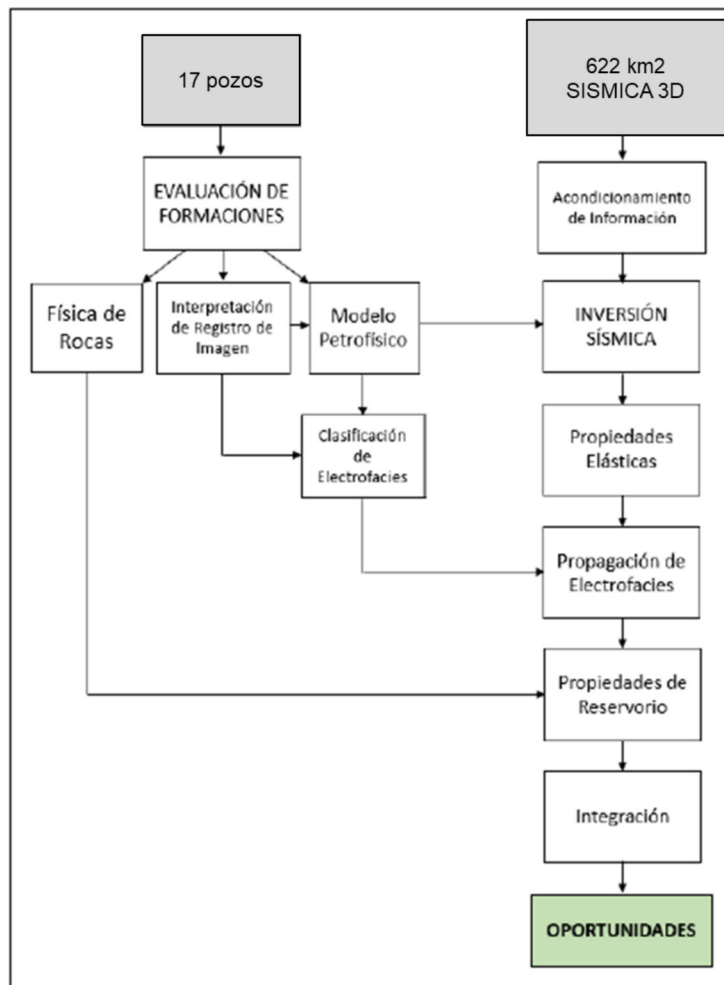


Figura 13. Flujo de trabajo de inversión simultánea y caracterización de FVM.

de pozos, los cuales se interpolaron empleando la interpretación estructural y filtraron a frecuencias inferiores a 9 Hz. Los volúmenes obtenidos mediante la inversión pueden verse en la Figura 15, donde se observa la variación lateral y vertical de las propiedades obtenidas, con valores bajos de impedancias y densidad en la parte basal de la formación; pueden identificarse varios ciclos de transgresión y regresión en los cuales se alternan valores bajos y altos de las mismas. La impedancia P predicha por la inversión en los pozos arroja una correlación global del 97%, la impedancia S una del 96%, la densidad una del 95% y la de V_p/V_s una del 89%. Estas altas correlaciones muestran que el proceso de inversión funcionó correctamente. No obstante, se realizó una mejora adicional empleando predicción por redes neuronales para incrementar la frecuencia por sobre la frecuencia sísmica utilizando los datos de los 17 pozos. Los resultados pueden verse en la Figura 16, donde la impedancia P de la inversión y

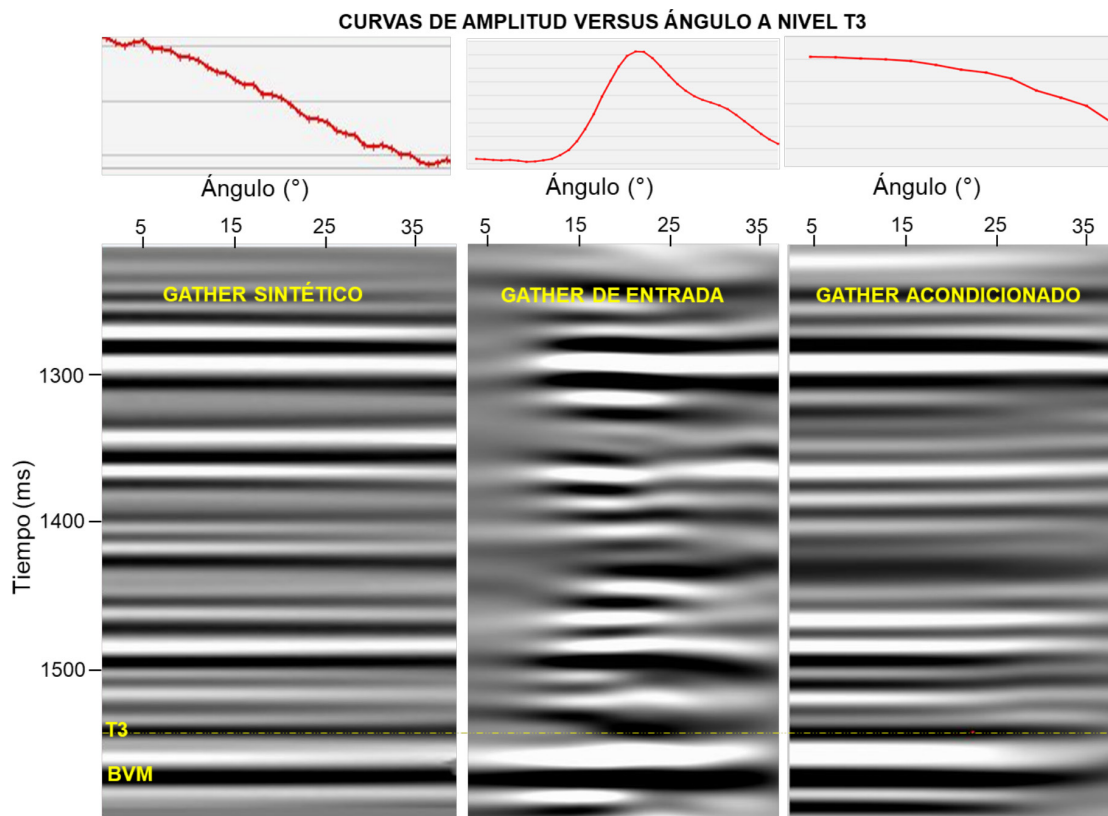


Figura 14. Gather sintético, gather de entrada y gather acondicionado con curvas de AVA a nivel T3.

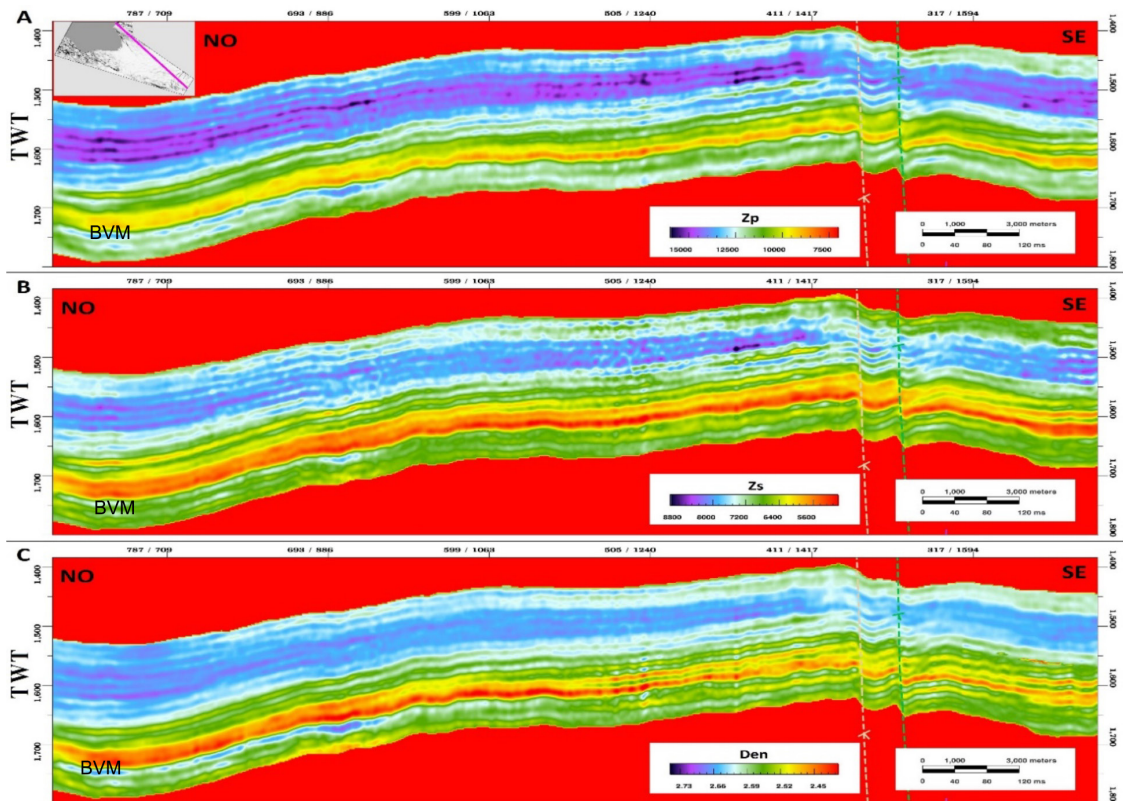


Figura 15. Sección NO-SE mostrando Zp (A), Zs (B) y Densidad (C) resultado de la inversión

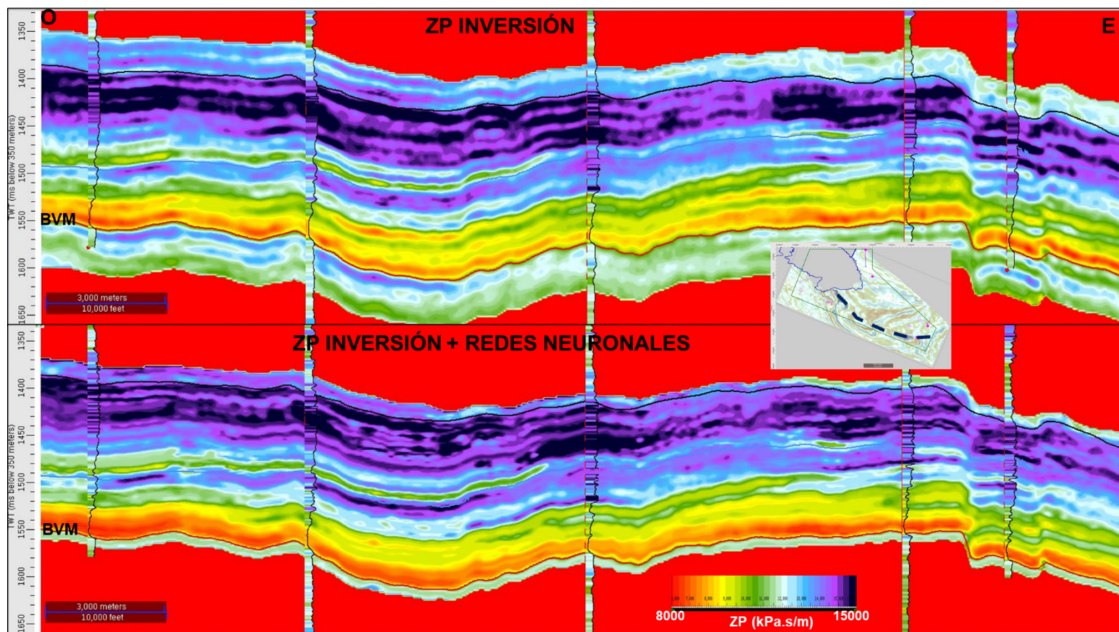


Figura 16. Sección O-E mostrando Z_p resultado de la inversión y Z_p mejorada por redes neuronales con los perfiles de Z_p de pozos superpuestos, filtrados a la resolución de la sección.

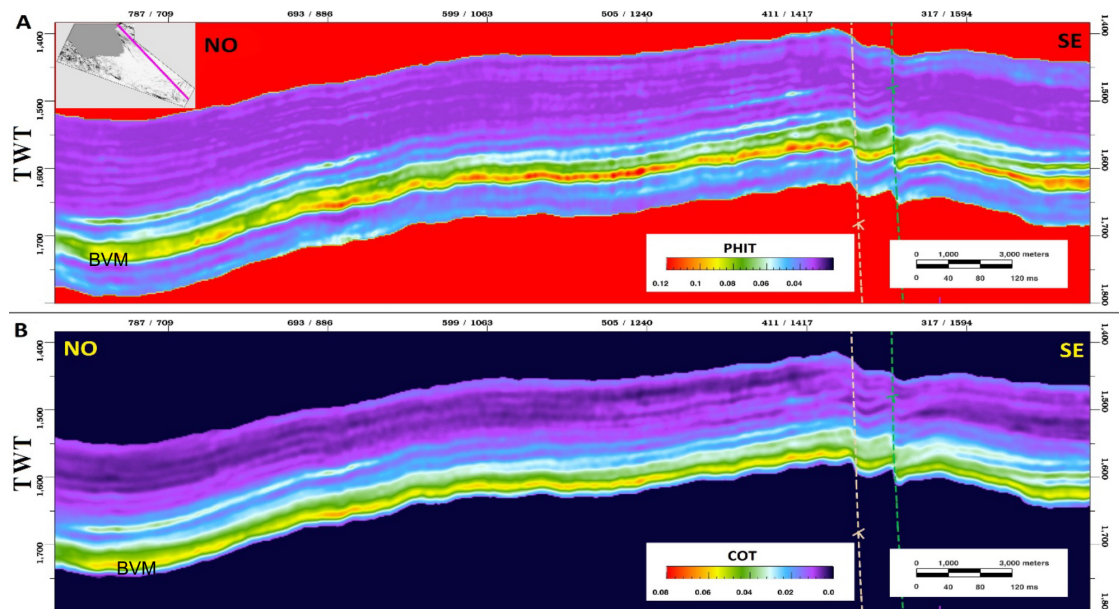


Figura 17. Sección NO-SE mostrando Porosidad (A) y COT (B) obtenidas a partir de la inversión

la versión mejorada por redes neuronales se comparan con los perfiles de impedancia de los pozos filtrados a las mismas frecuencias.

Con los resultados de la inversión en sus versiones mejoradas, se realizó el cálculo de propiedades elásticas, geomecánicas y de reservorio, empleando para ello correlaciones por intervalo y por facies definidas en los pozos (Fig. 17). Empleando los resultados de la inversión, se realizó la interpretación sismoestratigráfica del área.

Propagación geoestadística de facies

Para incrementar la resolución obtenida aún más, se realizó un modelo geocelular siguiendo el flujo mostrado en la Figura 10, donde se empleó la impedancia de ondas P derivada de la inversión como tendencia para poblar facies y propiedades en un modelo detallado del sector norte del área, donde se concentró el desarrollo hasta el momento (Gait y Crovetto 2020). Este último modelo está siendo extendido a toda el área en la actualidad, incorporando información de mayor cantidad de pozos.

Microsísmicas

Durante la etapa exploratoria del yacimiento se registraron dos microsísmicas de pozos durante la estimulación de los dos pozos exploratorios verticales realizados durante 2012 (Trinchero *et al.* 2013). Estas operaciones, una en el sector oriental y otra en el occidental (Fig. 12B), sirvieron para definir las direcciones de esfuerzos principales. La dirección del esfuerzo horizontal máximo en el sector occidental resultó Oeste-Este (N90°E), derivó en una dirección Norte-Sur para la perforación de los primeros pozos horizontales en la zona norte (perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo), para optimizar la estimulación hidráulica.

Luego de la perforación exitosa de los dos pozos horizontales en el sector Norte del área, los cuales se perforaron y terminaron sin mayores inconvenientes y tuvieron producciones iniciales mayores a 160 m³/día de petróleo, en el año 2019 se decidió avanzar con la perforación de cuatro pozos más en dicho sector. Durante la estimulación de dos de esos pozos terminados en modalidad *zipper frac*, se adquirió una microsísmica de superficie, con la cual pudieron iluminarse las fracturas provocadas por la estimulación hidráulica (Fig. 18) (Crovetto *et al.* 2020; Crovetto *et al.* 2022). Los resultados arrojaron una dirección N82°E para el esfuerzo horizontal máximo, mostrando una leve rotación respecto a lo previsto, que no llega a justificar una rotación de las trayectorias de los pozos a perforarse. Las fracturas obtenidas en esa dirección se encuentran contenidas dentro del nivel estratigráfico navegado (en este caso el nivel basal de FVM), habilitando entonces el desarrollo de otro nivel superior. Durante el tratamiento pudo observarse también la interacción con un pozo vecino (*frac hit*), que se aprecia con un cambio en la extensión de la nube de eventos registrados desde ese momento.

Empleando los resultados de esta microsísmica, se han realizado diversos estudios de simulación tendientes a optimizar las fracturas hidráulicas y el espaciamiento entre pozos. A partir de ellos se definió avanzar en ese sector del yacimiento con una perforación en modo factoría, con pozos multilanding de 3000 m de rama lateral, distanciados 300 m entre el mismo landing (Crespo *et al.* 2020).

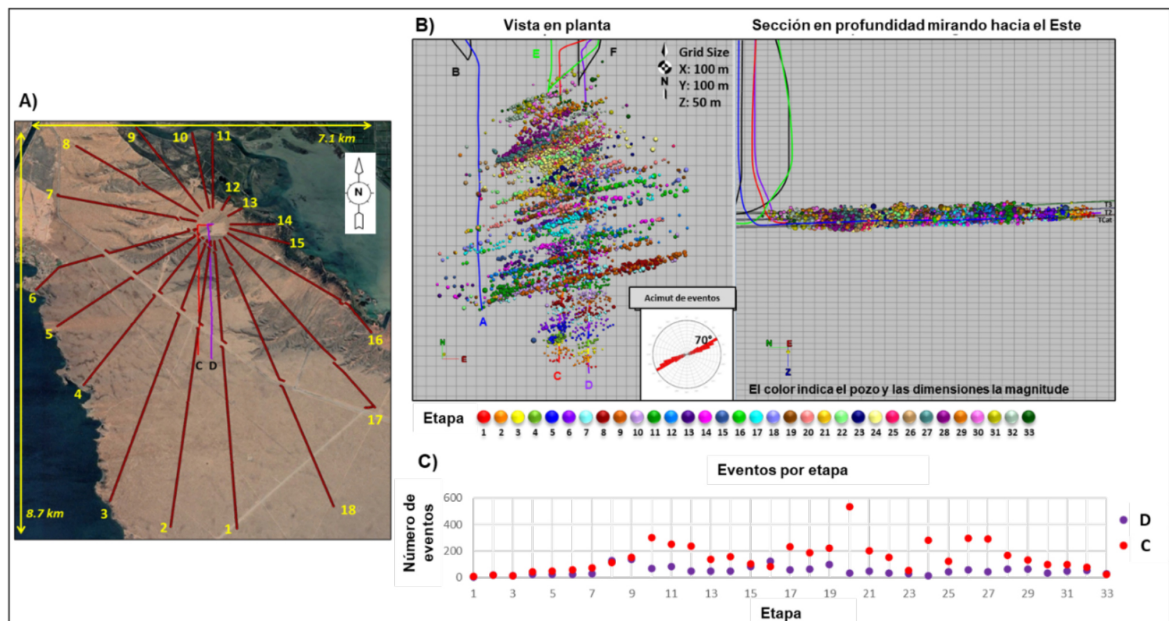


Figura 18. Resultados de Microsísmica de superficie en Lindero Atravesado. A) Geometría de registro. B) Eventos observados. C) Eventos detectados por etapa y por pozo. Tomado de Crovetto *et al.* 2020.

CONCLUSIONES

Luego de más de una década de trabajo en el desarrollo de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional hay una abundante experiencia en el empleo de diversas técnicas geofísicas que, en el marco de un trabajo integrado con la geología, la petrofísica y la ingeniería, han permitido abordar diversos problemas específicos de este desafío técnico.

La imagen sísmica y sus atributos derivados son de gran utilidad en toda la vida del yacimiento: desde la identificación de *sweet spots* en la fase exploratoria a la caracterización de objetivos a perforar y definición de zonas de aterrizaje de pozos horizontales y sus trayectorias en la fase de desarrollo. Contribuyen también, junto con la microsísmica, la sísmica 4D, el DAS y el modelado de la fractura hidráulica, a definir el distanciamiento entre pozos, entre etapas, concentraciones de propante y fluido, y otros parámetros de la terminación. El desarrollo masivo con estas metodologías es monitoreado mediante redes de sísmica pasiva.

En el caso de estudio analizado, una sísmica 3D adecuadamente registrada y procesada con preservación de amplitudes relativas permitió obtener una imagen migrada pre apilado en profundidad de alta calidad que fue base para una interpretación estructural y estratigráfica consistente con el análisis secuencial realizado en los pozos. La inversión sísmica pre stack, cuyos resultados fueron mejorados en resolución utilizando un proceso basado en la aplicación de redes neuronales, contribuyó a una interpretación estratigráfica más detallada. Los parámetros elásticos obtenidos permitieron encontrar relaciones para predecir propiedades como COT y porosidad. Los parámetros resultantes de la inversión junto con las electrofacies

fueron evaluados para el poblado de un modelo estratigráfico geocelular a través de técnicas geoestadísticas, con el que se definieron los objetivos a desarrollar.

El registro de microsísmica permitió analizar la extensión horizontal y vertical de las fracturas, la interacción de producción entre pozos vecinos, el volumen estimulado del reservorio y el estado de esfuerzos *in situ*. Estos resultados fueron claves en la definición de la grilla de desarrollo y los parámetros de terminación de los pozos.

Esperamos que en el futuro próximo, registraciones sísmicas de banda más ancha, con patches densamente muestreados en ángulo de incidencia y acimut, en combinación con la aplicación de nuevas técnicas de análisis en estudios integrados de geofísica, geología, petrofísica e ingeniería, contribuirán a una mejor comprensión y por lo tanto a un más eficiente desarrollo de este recurso.

REFERENCIAS CITADAS

- Acevedo, H y Bande, A., 2018. Characterization of lower Vaca Muerta at Fortín de Piedra in Neuquén Basin, Argentina, *The Leading Edge*, p. 255-260. <https://doi.org/10.1190/tle37040255.1>.
- Achilli, F., Chao, G., Rojas Arce, D., Sanz Perl, Y., Hubans, C. y Lafram, A., 2019. Método para calcular el volumen de roca estimulado (SRV) en la Fm. Vaca Muerta. Primera experiencia de sísmica 4D, *Petrotecnia* (1), p. 82-95.
- Berkovitch, A., Belfer, I., Hassin, Y. y Landa, E., 2009. Diffraction Imaging by MultiFocusing. *Geophysics*, 74(6), WCA75-WCA81.
- Carrero, J., Ehlich, R., Moirano, J., Weston, L. y Tavella, J., 2022. Caracterización de la formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el área Bandurria Centro, 11 Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Simposio de Geofísica.
- Chao, G., Achilli, F., Fachal, J.L., Sainz-Trápaga, M., Rojas Arce, D., Lafram, A., Vinchon, M., Fantín, M., Bergery, G. y Brosille, E., 2022. Time-lapse seismic integrated with surface microseismic for SRV characterization in the Vaca Muerta Formation, *The Leading Edge*, p. 166-171, <https://doi.org/10.1190/tle41030166.1>
- Convers, C., Hanitzsch, C., Curia, D., Davis, T. y Tura, A., 2017. Elastic parameter estimation for the identification of sweet spots, Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina, *The Leading Edge*, Special Section: Reservoir characterization, p. 948a1 - 948a10. DOI:10.1190/tle36110948a1.1
- Crespo, P., Pellicer, M., Crovetto, C. y Gait, J., 2020. Quantifying the Parent-Child effect in Vaca Muerta Formation, *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*, DOI 10.15530/urtec-2020-1035.
- Crovetto, C., Moirano, J., Vernengo, L., Pellicer, M., Duncan, P., Remington, C., McKenna, J., Khodabakhshnejad, A. y Barker, W., 2020. Imaging a Two-lateral Zipper Frac with a Surface Microseismic Array in Vaca Muerta, Argentina, *Unconventional Resources Technology Conference (URTeC)*, DOI 10.15530/urtec-2020-1503.
- Crovetto, C., Moirano, J., Vernengo, L., García Torrejón, M. y Pellicer, M., 2022. Monitoreo microsísmico de superficie durante la fractura hidráulica de dos pozos horizontales en formación Vaca Muer-

- ta. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos, IAPG, Simposio de Microsísmica y sismicidad inducida, Mendoza, Argentina.
- Curia, D., Corti, E., Paré, A., Linares, L. y Paris, M., 2016. The Use of Walkaway and Walkaround VSP Surveys to Characterize HTI and VTI Anisotropy at the Vaca Muerta Formation, SEG International Exposition and 86th Annual Meeting, p. 5587-5591. DOI:10.1190/segam2016-13869291.1
- Curia, D., Duncan, P., Greal, M., McKenna, J. y Hill, A., 2018A. Microseismic monitoring of Vaca Muerta completions in the Neuquén Basin, Argentina. The Leading Edge, 2018, p. 262-269. <https://doi.org/10.1190/tle37040262.1>.
- Curia, D., Hanitzsch, C., Galikeev, T., Elia, R., y Davis, T., 2018B. Multicomponent 3D-3C data acquisition and processing for characterization of Vaca Muerta Formation in Neuquén Basin, Argentina. The Leading Edge, 2018, p. 270-274, DOI:10.1190/tle37040270.1
- Ehlich, R., Pellicer, M., Duncan, P.M., Teran, O. y Remington, C., 2019, Completion and Wellbore Geomechanics in High Stress Settings—A Case Study from the Vaca Muerta Shale, International Conference and Exhibition, AAPG, Buenos Aires.
- Fachal, J.L., Maurel, L., Grausem, M., Achilli, M., Sainz-Trápaga, M. y Torres, J., 2022. 14 años de aportes de Total Austral a la geofísica petrolera, innovando con microsísmica, sísmica 4D y escucha pasiva para el desarrollo del no convencional, 11 Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Simposio de Microsísmica y Sismicidad Inducida.
- Gait, J. y Crovetto, C., 2020. Geocellular Model for Vaca Muerta Characterization, Unconventional Resources Technology Conference (URTeC), DOI 10.15530/urtec-2020-1540.
- González, G., Vallejo, D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R.F. (eds), Trancha regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos, IAPG-AGA, pp. 244.
- Gray, D., Anderson, P., Logel, J., Delbecq, F., Schmidt, D. y Schmid, R., 2012. Estimation of stress and geomechanical properties using 3D seismic data. First Break Vol. 30. March 2012, p. 59-68.
- Hami-Eddine, K., Klein, P., Richard, L., de Ribet, B. y Grout, M., 2015. A new technique for lithology and fluid content prediction from prestack data: An application to a carbonate reservoir. Interpretation, February, SC19-SC32. DOI:10.1190/INT-2014-0049.1
- Heidbach, O., Rajabi, M., Cui, X., Fuchs, K., Müller, B., Reinecker, J., Reiter, K., Tingay, M., Wenzel, F., Xie, F., Ziegler, M.O., Zoback, M.L. y Zoback, M.D., 2018. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales: Tectonophysics, 744, p 484-498, <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2018.07.007>
- Jin, G y Roy, B., 2017. Hydraulic-fracture geometry characterization using low-frequency DAS signal, The Leading Edge 975- 980, <https://doi.org/10.1190/tle36120975.1>.
- Klokov, A., y Fomel, S., 2012. Separation and imaging of seismic diffractions using migrated dip-angle gathers: Geophysics, 77, S131–S143, <http://dx.doi.org/10.1190/geo2012-0017.1>.
- Klokov, A., Pastore, C. y Lorenzo, D., 2017. Diffraction imaging for hydrocarbon identification in the Neuquén Basin, Argentina Alexander, SEG International Exposition and 87th Annual Meeting, p. 3056-3061 DOI:10.1190/segam2017-17642494.1

- Koren, Z., y Ravve, I., 2010. Specular/diffraction imaging by full azimuth subsurface angle domain decomposition: 80th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 3268–3272.
- Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R.F. y Sattler, F., 2020. Chapter 5: Structural Geology: Tectonic History, Macrostructures, Regional Fault Map, Fault Systems, Second-Order Structures, and Impact of the Inheritance. En Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H. (eds), *Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina*, AAPG Memoir 121, pp. 99-139.
- Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H. (eds), 2020. *Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina*, AAPG Memoir 121, pp 554.
- Mitchum, R.M. y Uliana, M.A., 1985. Estratigrafía sísmica de las formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, República Argentina, 1° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, IAPG, Actas p. 439-484, Buenos Aires, Argentina.
- Pianelli, L., Coetsee, F., La Vecchia, J. y Sánchez, A., 2014. Eventos microsísmicos anómalos en el monitoreo de la estimulación hidráulica de la Fm. Vaca Muerta en Loma La Lata. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Geofísica. La geofísica, puentes de integración. p. 269-281.
- Rauch-Davies, M., Deev, K., Pelman, D. y Kachachev-Shuifer, M., 2014. Diffraction imaging applied to pre-existing 3D seismic data to map fracture corridors in an unconventional play. *First Break* vol. 32, February, p. 87-90.
- Reijenstein, H., Domínguez, R.F., Bande, A., Vallejo, M., Notta, R., Guerberooff, D., Lanusse, I., Köhler, G., Borgnia, M., Benoit, S., Leanza, H., Gómez Rivarola, L., Weger, R., Gonzalez Tomassini, F., Kietzmann, D., Rodríguez Schelotto, M., Desjardins, P., Marchal, D., Martínez, A., Vittore, F., Fantín, M., Depine, G., Sattler, F. y Rosembat, A., 2017. Transecta sísmica regional del Sistema Vaca Muerta – Quintuco: Interpretación de facies sísmicas basada en impedancia acústica y litofacies dominantes. XX Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta, p: 130-134, San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Reijenstein, H., Posamentier, H., Bande, A., Lozano, F., Domínguez, R.F., Wilson, R., Catuneanu, O. y Galeazzi, S., 2020. Seismic Geomorphology, Depositional Elements and Clinoform Sedimentary Processes: Impact on Unconventional Reservoir Prediction. En Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H. (eds), *Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina*, AAPG Memoir 121, pp. 237-265.
- Rüger, A., 1997. P-wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry: *Geophysics*, 62, no. 3, p.713-722, <https://doi.org/10.1190/1.1444181>
- Rüger, A. y Tsvankin I., 1997. Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions. *The Leading Edge*, October, p. 1429-1434.
- Russell, B., Hampson, D. y Bankhead, B., 2016. *An Inversion Primer*, CSEG Recorder, p- 96-103.
- Secretaría de Energía de la Nación, 2022. Reportes de producción por pozo, yacimiento y concesión (Capítulo IV): Información estadística de hidrocarburos. Acceso 16 de mayo de 2022. <https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas>

- Smith, L. B., d'Hiriart, J. M., García Acebal, D., Bardelli, F. M., Varela, R. A. y Suppich, M. J., 2019. Integrated Characterization of Lower Quintuco Formation Drilling Hazard for Vaca Muerta Wells In Fortin De Piedra Area, Neuquén Basin, Argentina. International Conference and Exhibition, AAPG, Buenos Aires.
- Trincheró, E., Vernengo, L. y Cardoso, J., 2013. Geomechanical and geometric seismic attributes in an interpretation, *The Leading Edge*, p. 386-392.
- Varela, R., Marchal, D., Cuervo, S., Lomardo, E., Perl, Y., Hryb, D., Nielsen, O. y Pateti, P., 2020. Geomechanics: Pressure, Stress Field and Hydraulic Fractures. En Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H. (eds), *Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play*, Argentina, AAPG Memoir 121, pp. 351-376.
- Weaver, C., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of the West Central Argentina, *Memoirs of the University of Washington*, Volume 1, pp. 469.
- Webster, P., Cox, B. y Molenaar, M., 2014. Distributed Acoustic Sensing for Cross-well Frac Monitoring, *GeoConvention 2014: FOCUS*, p.1-8
- Zarpellón, C. y Crovetto, C., 2018. Estudios Sísmicos en el Área de Lindero Atravesado de la Cuenca Neuquina: Flujo de Trabajo Utilizado, 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos, IAPG, Simposio de Geofísica, p. 99-111, Mendoza, Argentina.
- Zarpellón, C., Crovetto, C. y Parra, D., 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, Simposio de Geofísica, p. 113-132, Mendoza, Argentina.

