

MONITOREO MICROSÍSMICO DE SUPERFICIE DURANTE LA FRACTURA HIDRÁULICA DE DOS POZOS HORIZONTALES EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA

Carolina Crovetto¹, Juan Moirano², Luis Vernengo³, Maximiliano García Torrejón⁴, Marcelo Pellicer⁵

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

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

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

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

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

Palabras clave: Microsísmica, Vaca Muerta, Fractura hidráulica

ABSTRACT

Microseismic monitoring is a very useful tool to evaluate hydraulic fracture in wells, especially in horizontal drilling in unconventional reservoirs.

In Lindero Atravesado field, Neuquén Basin, Argentina, two horizontal wells were drilled and stimulated at the same stratigraphic level in Vaca Muerta Formation in June 2019. The hydraulic fracture treatments were monitored with full coverage surface microseismic array. The data acquired was processed to locate event hypocenters and to evaluate focal mechanisms and stress regime. Results present several interesting observations about the fracking and the interaction of the treatment with a nearby, previously completed producing well. Additionally, events location distribution was employed to calibrate frac simulators and optimize future wells' spacing and fracture strategies.

In this paper we will show acquisition, processing, and interpretation of these useful results.

INTRODUCCIÓN

El registro de microsísmica es una herramienta ampliamente difundida para monitorear las fracturas hidráulicas de pozos. En particular, en los reservorios no convencionales donde la permeabilidad natural de la roca es muy baja y se requiere de grandes caudales de inyección para la estimulación, es de vital importancia conocer la respuesta real de la roca para hacer un desarrollo eficiente del campo.

El yacimiento Lindero Atravesado está ubicado en la cuenca Neuquina, dentro del sector del engolfamiento (Fig. 1). La Formación Vaca Muerta comenzó a ser explorada como recurso

no convencional dentro del bloque en el año 2012 mediante la perforación de dos pozos verticales, uno en el sector oriental y otro en el occidental. Estos pozos contaron con un conjunto completo de perfiles, coronas e incluso microsísmica de pozos para monitorear sus fracturas hidráulicas. Con estos datos se realizó una caracterización de la formación en toda el área, apoyada en los resultados de una inversión sísmica simultánea realizada sobre un conjunto de datos sísmicos 3D. Como resultado, se decidió avanzar en la perforación de los primeros pozos horizontales en la parte Norte del bloque, donde las condiciones de contenido de materia orgánica y fracturabilidad de la roca se mostraban económicamente prospectables.

En el año 2018 se perforaron los primeros dos pozos horizontales, geonavegados en la parte basal de la formación conocida informalmente como “la cocina”. Los buenos resultados de producción, con picos de más 160 m³/día, alentaron la continuidad del plan piloto, perforando en 2019 otros cuatro pozos horizontales, tres con objetivo en el mismo intervalo y otro evaluando un objetivo superior (Fig. 2). Durante la terminación de dos de dichos pozos con rama lateral de 2500 m, se realizó un registro microsísmico con forma de estrella desde la superficie durante las 66 etapas de fractura (Crovetto *et al.* 2020).

Marco geológico

La Formación Vaca Muerta cubre casi la totalidad de la Cuenca Neuquina, y es una roca madre de origen marino depositada durante el Titoniano temprano – Valanginiano temprano (Weaver 1931). Está compuesta principalmente de materiales siliciclásticos y carbonáticos de grano fino, con alto contenido de materia orgánica (COT) y algunos depósitos aislados de areniscas y calizas. La formación ha sido estudiada y perforada como un shale play no convencional en diferentes partes de la cuenca desde 2010. Las reservas producibles están estimadas en más de 300 TcF de gas y 16 BBl de petróleo. La producción de Vaca Muerta a abril de 2022 representa el 39% del petróleo y el 37% del gas de la Argentina (Secretaría de Energía de la Nación 2022).

El ambiente sedimentario en Lindero Atravesado varía de cuenca profunda a rampa (Mitchum y Uliana 1985; Legarreta y Uliana 1991), y posee un espesor promedio de 150 m en el área. Los 20 m inferiores representan la primera transgresión marina y está limitada hacia arriba por la superficie de máxima inundación (MFS). Esta porción posee las más altas concentraciones de contenido de materia orgánica y valores altos de GR. Por encima de la MFS se suceden secuencias progradantes, agradantes y retrogradantes asociadas a cambios en el nivel medio del mar. Las litologías más abundantes son las fangolitas de matriz mixta, con una contribución menor de calizas. La sílice representa el 50% del contenido mineral, mientras que los minerales de arcilla (principalmente illita y esmectita) representan menos del 30% del contenido mineral; el resto lo componen los carbonatos. Los valores máximos de COT en el yacimiento son del

orden del 5%, mientras que la reflectancia de vitrinita presenta valores de entre el 0,9 y el 1,1% indicando variaciones en la madurez térmica de la roca dentro del área (González *et al.* 2016).

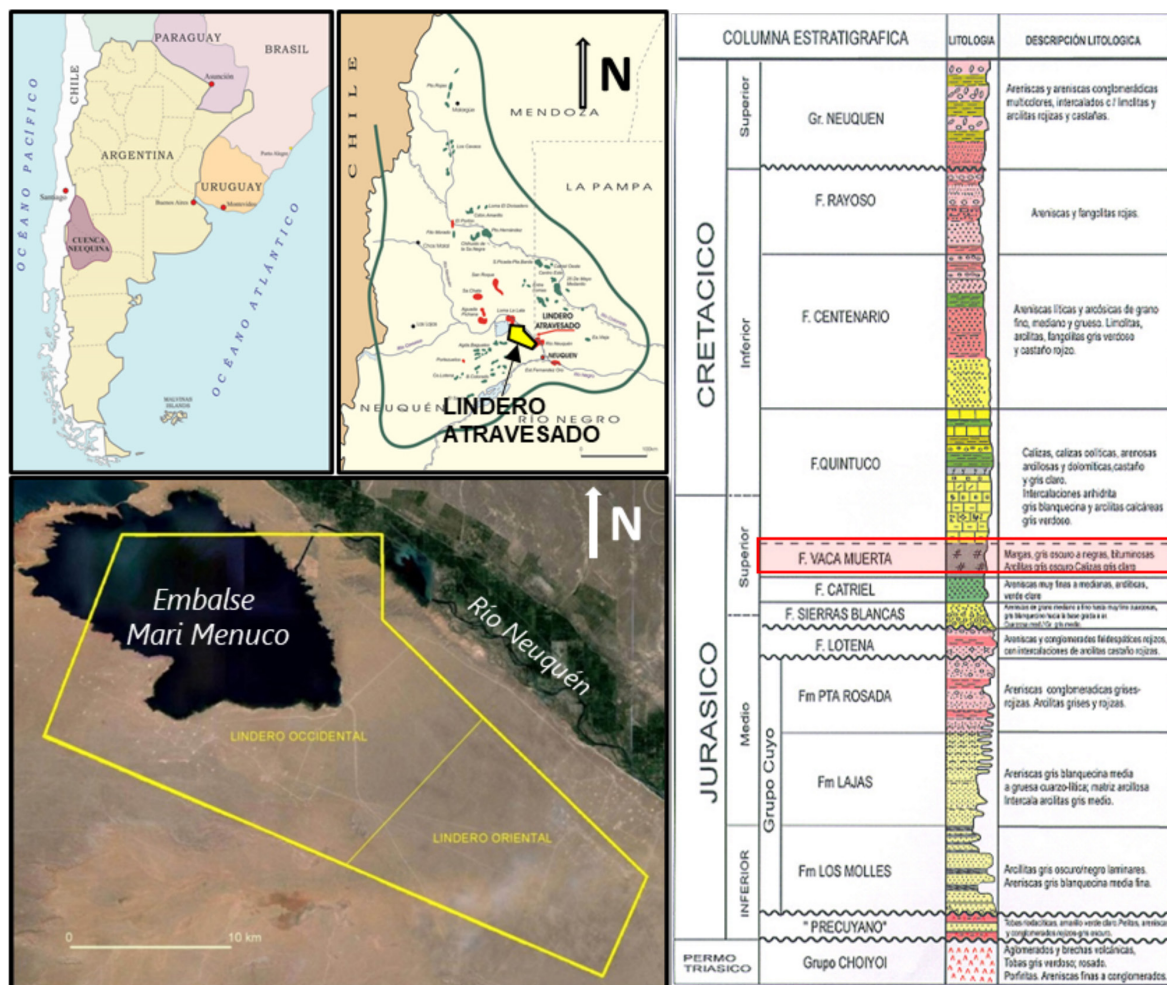


Figura 1. Ubicación de Lindero Atravesado en la Cuenca Neuquina y columna estratigráfica del área.

METODOLOGÍA

Adquisición

La zona donde se realizó el estudio consiste en un pad de cuatro pozos, C y D con ramas hacia el sur de 2500 m de longitud y E y F con ramas hacia el norte de 2000 m de longitud (Fig. 2); las ramas paralelas están distanciadas 250 m entre sí. La completación de los dos primeros pozos perforados hacia el sur comenzó una vez que terminó su perforación, mientras se estaba perforando el primer pozo E de la rama norte.

Los pozos C y D se fracturaron en un esquema de zipper frac, totalizando 33 etapas de fractura en cada uno con un espaciamiento entre ellas de 75 m. La profundidad media de las ramas estimuladas fue de 2669 m bajo el nivel del mar. Estos pozos tuvieron esquemas de fracturación levemente distintos: en el pozo C se fracturó con mayor volumen de fluido y menos propante, con promedios de 14770 barriles por etapa y 2500 libras/pie de propante, mientras que en el pozo D se inyectó mayor concentración de propante con menor cantidad de fluido, promedio 12000 barriles con 2800 libras/pie respectivamente por etapa. El caudal de bombeo se mantuvo estable durante todas las etapas y la presión de bombeo promedio fue inferior en el pozo D (Fig. 3). Esta variación interpad se hizo adrede para evaluar su efecto en la producción final de los pozos. Se aprovechó el registro microsísmico para contribuir al análisis del impacto de esta variación.

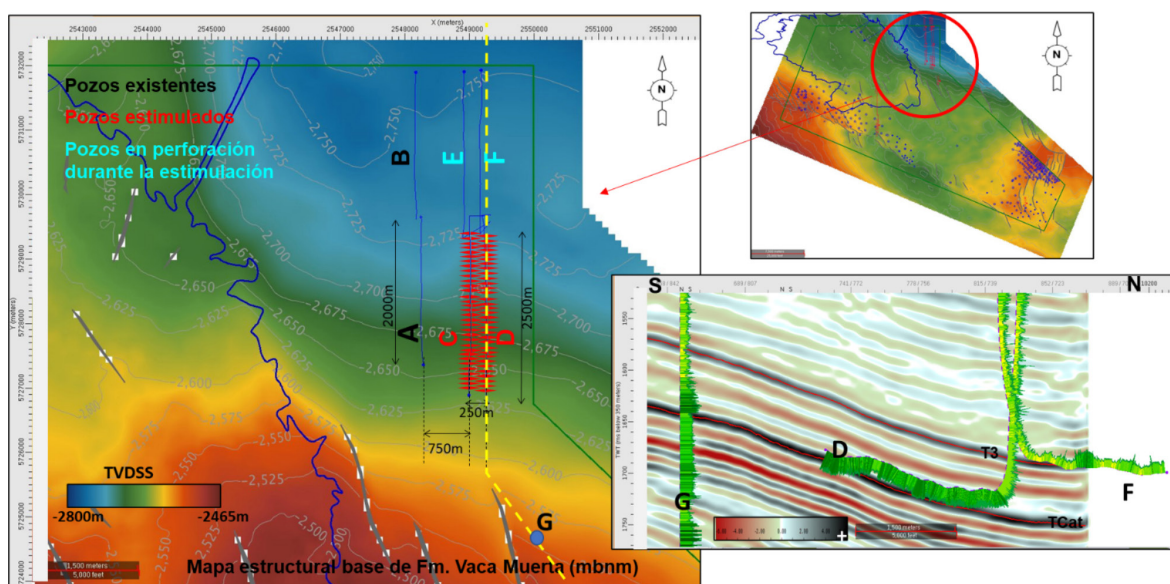


Figura 2. a) Mapa estructural a la base de Fm. Vaca Muerta, zoom mostrando El Chañar en el sector norte del yacimiento. b) Sección sísmica S-N mostrando dos pozos horizontales navegados en la formación.

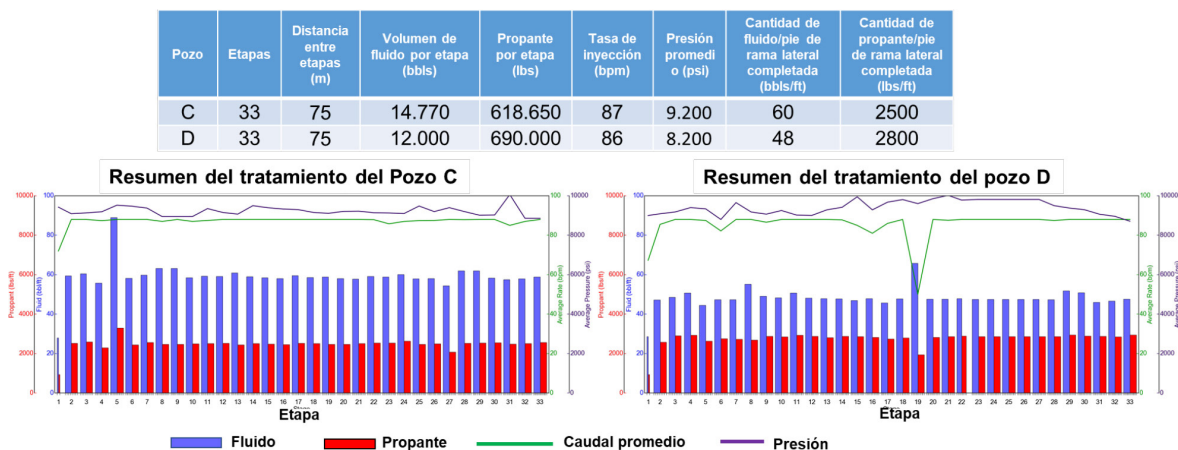


Figura 3. Resumen de parámetros de fracturas hidráulicas por etapas.

El monitoreo microsísmico se realizó desde superficie, empleando un tendido en forma de estrella asimétrica de 18 ramas, sumando un total de 2345 estaciones (Fig. 4) y cubriendo un área de 25,3 km². La forma del tendido estuvo condicionada por la cercanía al Río Neuquén hacia el Noreste, donde no se pudieron ubicar receptores. Se emplearon estaciones receptoras distanciadas 25 m entre sí, consistentes cada una en un arreglo simétrico lineal de 12 geófonos centrados en la estación, paralelo a la rama, de 22 m de largo. Las receptoras ubicadas al norte de la Ruta Provincial 51 (RP51) fueron conectadas por cable al sismógrafo, pudiendo realizar un control de calidad básico de los registros en tiempo real. Las estaciones ubicadas al sur de la RP51 quedaron desconectadas del sismógrafo, utilizándose geófonos tradicionales conectados a unidades autónomas con un sistema de memorias descargadas en forma diaria e inalámbrica.

Se empleó un sistema de registro continuo durante 24 días con muestreo de 2 ms, separados en archivos de 30 s, que durante los 22 días que demandó la terminación de los pozos registró tanto los punzados como las etapas de fractura. El registro de los punzados se usó para calibrar el modelo de velocidad en la etapa de procesamiento de datos. El trabajo terminó sin incidentes ni contratiempos, y se removió el material de campo en pocos días luego de finalizar el mismo.

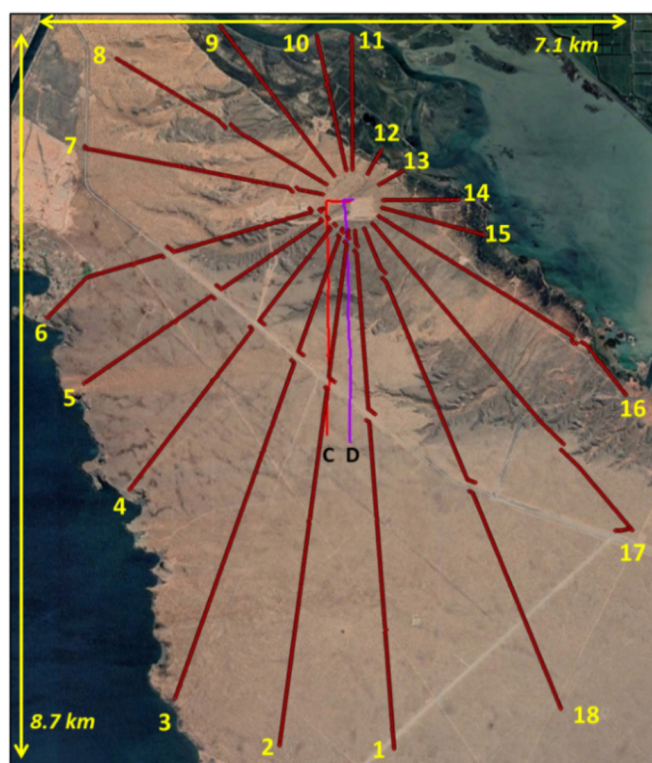


Figura 4. Arreglo de monitoreo en forma de estrella. Los pozos fracturados se muestran en rojo y violeta.

Procesamiento

Para el procesamiento de los datos se empleó un flujo de trabajo acordado con la compañía de servicios contratada, aprovechando las ventajas de tener una sísmica 3D recientemente adquirida y procesada incluyendo una migración *pre-stack* en profundidad (Zarpellón y Crovetto 2018) en la zona de trabajo. El flujo comenzó con la conversión de registros de campo a formato SEG-Y, siguió con la asignación de la geometría de campo, la remoción de la componente continua (Debias) y la aplicación de correcciones estáticas tomográficas surgidas del procesamiento de la sísmica 3D (Fig. 5). Luego se aplicó una corrección estática residual por receptor, un filtro para atenuación de ruidos, y finalmente un filtro pasabanda limitando el dato entre 10 y 90 Hz. La localización de eventos se realizó con tecnología desarrollada por la compañía de procesamiento.

Para la construcción del modelo de velocidades se emplearon como base las velocidades intervállicas producto del trabajo previo de migración *pre-stack* en profundidad mencionado más arriba, horizontes interpretados sobre el mismo conjunto de datos y perfiles de velocidad de ondas P de pozos verticales cercanos. Se introdujeron parámetros de anisotropía en el modelo a fin de lograr una óptima calibración usando los punzados registrados en las 66 etapas. Una vez calibrado el modelo de velocidades se definió una grilla de búsqueda dentro de la cual se ubicaron los hipocentros de los microsismos detectados. Originalmente la grilla de procesamiento estuvo restringida a las inmediaciones de los pozos fracturados, pero por una necesidad posterior se realizó dos años después la extensión de la grilla a toda el área cubierta por el arreglo de recepción, encontrando algunos eventos adicionales por fuera del área originalmente evaluada. En la Figura 6 se muestra un ejemplo del registro de un evento luego de la corrección de fase a partir de la solución de mecanismo focal, donde se puede observar la muy buena relación señal ruido del mismo.

Prueba de sensores nodales

Simultáneamente al dispositivo de producción, se realizó una prueba de uso de nodos con el objetivo de evaluar si su empleo pudiera servir para este tipo de registros microsísmicos desde superficie.

Para ello se desplegaron 493 nodos con sensores de 5Hz separados cada 12,5 m, la mitad de distanciamiento entre los receptores (arreglos de 12 geófonos), únicamente sobre la rama principal del tendido (línea 1, Fig. 4). Si bien la sensibilidad de los nodos es 2,7 veces mayor a la de un geófono individual, la sensibilidad del arreglo de 12 geófonos resultó 2,2 veces mayor a la de un nodo.

Terminado el monitoreo de todas las etapas de fractura, se realizó la comparación de los registros obtenidos mediante los dos sistemas en dicha línea. En la Figura 7 puede verse un ejemplo de un evento microsísmico detectado por ambos sistemas, donde se observa el registro

a lo largo de toda la línea y la amplitud de la señal sumada de todos los receptores. Se observa claramente un aumento en el ruido del registro de los nodos (Fig. 7B) respecto al de geófonos (Fig. 7A) y una disminución de la amplitud de la señal sumada correspondiente a un evento.

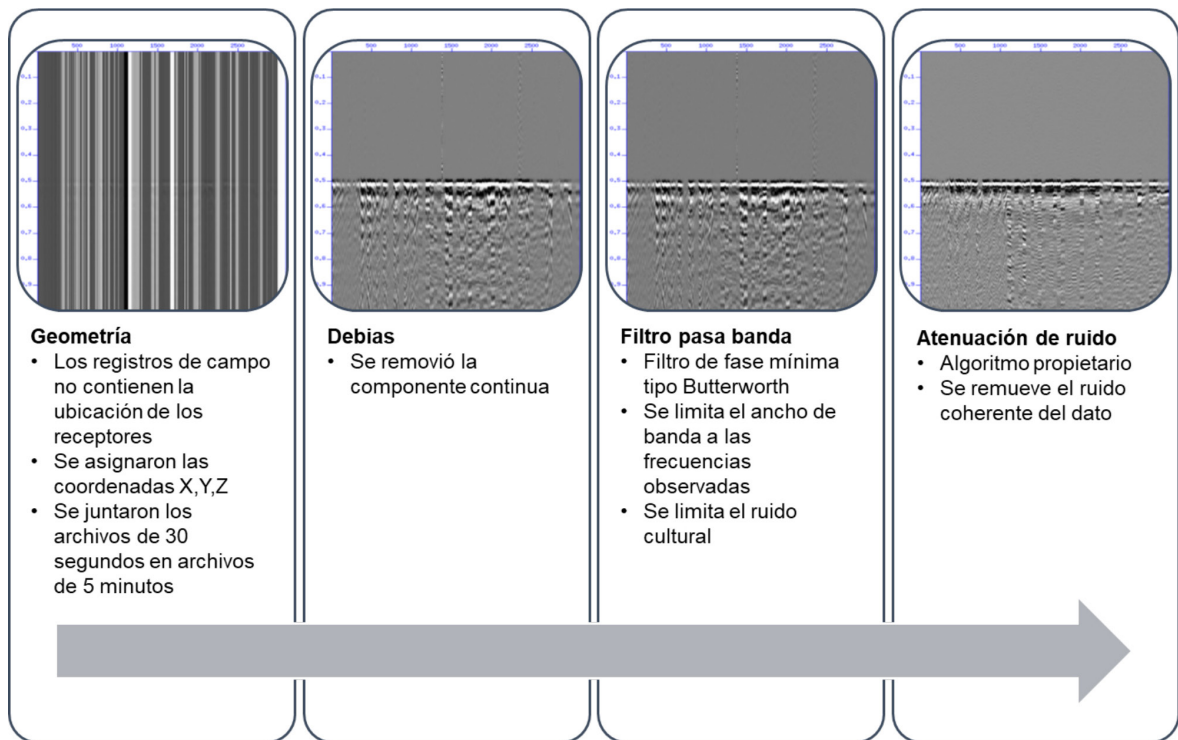


Figura 5. Flujo de trabajo de acondicionamiento de datos registrados previos a la localización de eventos

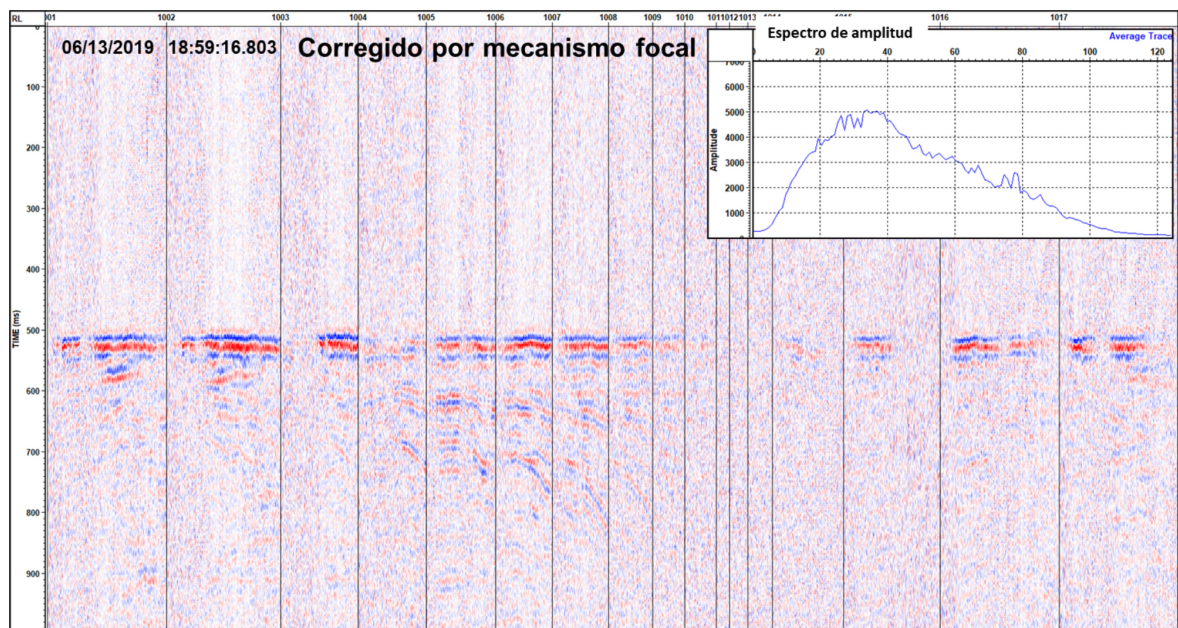


Figura 6. Ejemplo de evento registrado acondicionado y ya corregido por moveout y mecanismo (fase).

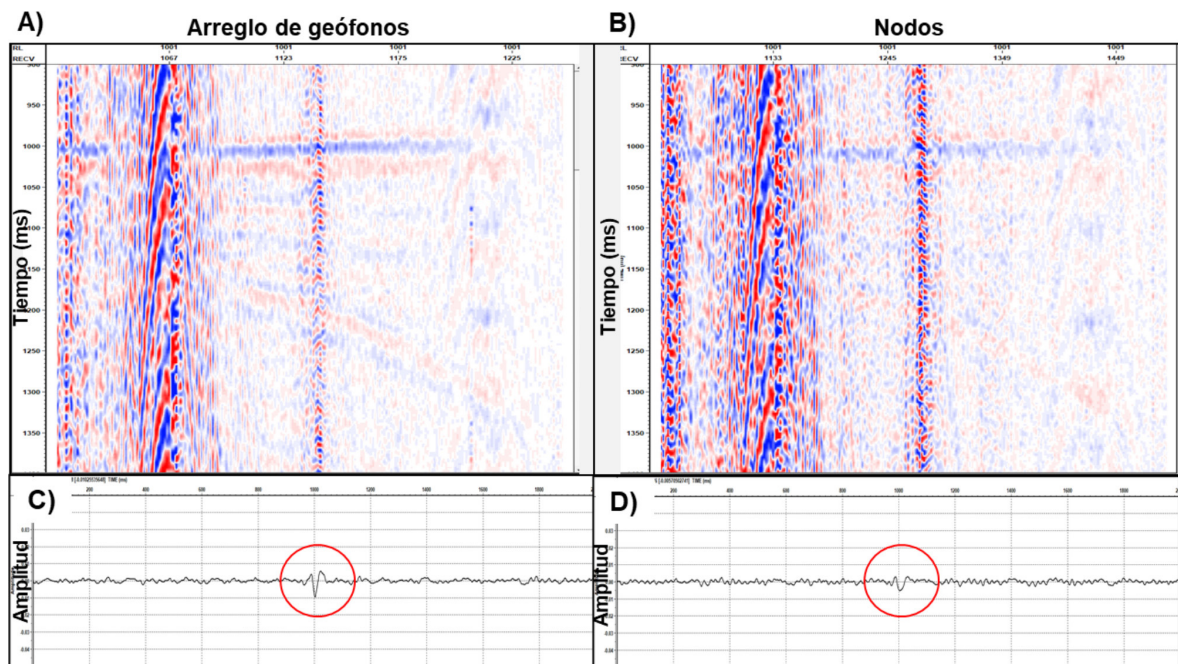


Figura 7. A) Evento detectado por el arreglo de geófonos sobre la línea 1. B) Evento detectado por los nodos sobre la línea 1. C) Amplitud de la señal sumada en el arreglo de geófonos. D) Amplitud de la señal sumada para los nodos.

Luego de analizar 56 eventos fácilmente identificables en ambos registros, el ruido ambiente promedio registrado por los nodos resultó ser 2,6 veces superior al registrado por el arreglo lineal de geófonos, mientras que la relación señal ruido de los nodos fue en promedio 40% menor que la de arreglo. Eso significa que, de haberse desplegado todo el tendido con este tipo de receptores, se hubieran detectado solamente el 60% de los eventos detectados por el dispositivo de producción utilizado.

Teniendo en cuenta estas observaciones, concluimos que los receptores nodales podrían ser empleados para trabajos de adquisición de microsísmica de superficie si fuese operativamente más conveniente, sólo en caso de contar con número suficiente de nodos. Para que sus resultados sean comparables en calidad a un arreglo de geófonos, debería conformarse una red más densa que la aquí evaluada, que consta del doble de estaciones.

RESULTADOS

Eventos detectados

El número de eventos microsísmicos detectados durante el tratamiento resultó ser muy diferente en ambos pozos, de acuerdo con el programa de inyección. En el pozo C se inyectó más fluido y menor cantidad de propante, lo cual dio como resultado 4999 eventos. Mientras tanto, en el pozo D, donde se inyectaron menores caudales de agua y mayor concentración de propante, se registraron sólo 1940 eventos (Fig. 8). Las magnitudes de los eventos se encuentran

dentro del rango esperable para este tipo de trabajos, entre -0,8 y -2,5 (Fig. 9) y el análisis de su distribución según el modelo de Gutenberg-Richter arroja una mínima magnitud completa M_c de -2,0 y un valor del coeficiente b value de 2,36 consistente con un origen para los eventos asociado a una fractura hidráulica (Gutenberg y Richter 1954).

La Figura 10 muestra la distribución de los eventos por magnitud, mostrando la efectividad del arreglo para la detección en distintas zonas, resultado que se compara con el mapa de magnitud mínima completa estimado a priori, en color en la misma figura.

Los errores de localización de los eventos están en por debajo de los 2 m en promedio en la horizontal y de los 7 m de promedio en la vertical, con valores máximos del orden de 30 m, siendo mayores los de los eventos con menor cobertura directa de receptores en superficie. Estos errores no se comportan aleatoriamente, sino que están correlacionados con la magnitud y con la posición respecto del eje del arreglo. En la Figura 11 se muestra la distribución de los errores en la horizontal y en la vertical respecto de la magnitud, para grupos de eventos cercanos a cinco locaciones indicadas con estrellas. Puede observarse que la componente vertical se comporta

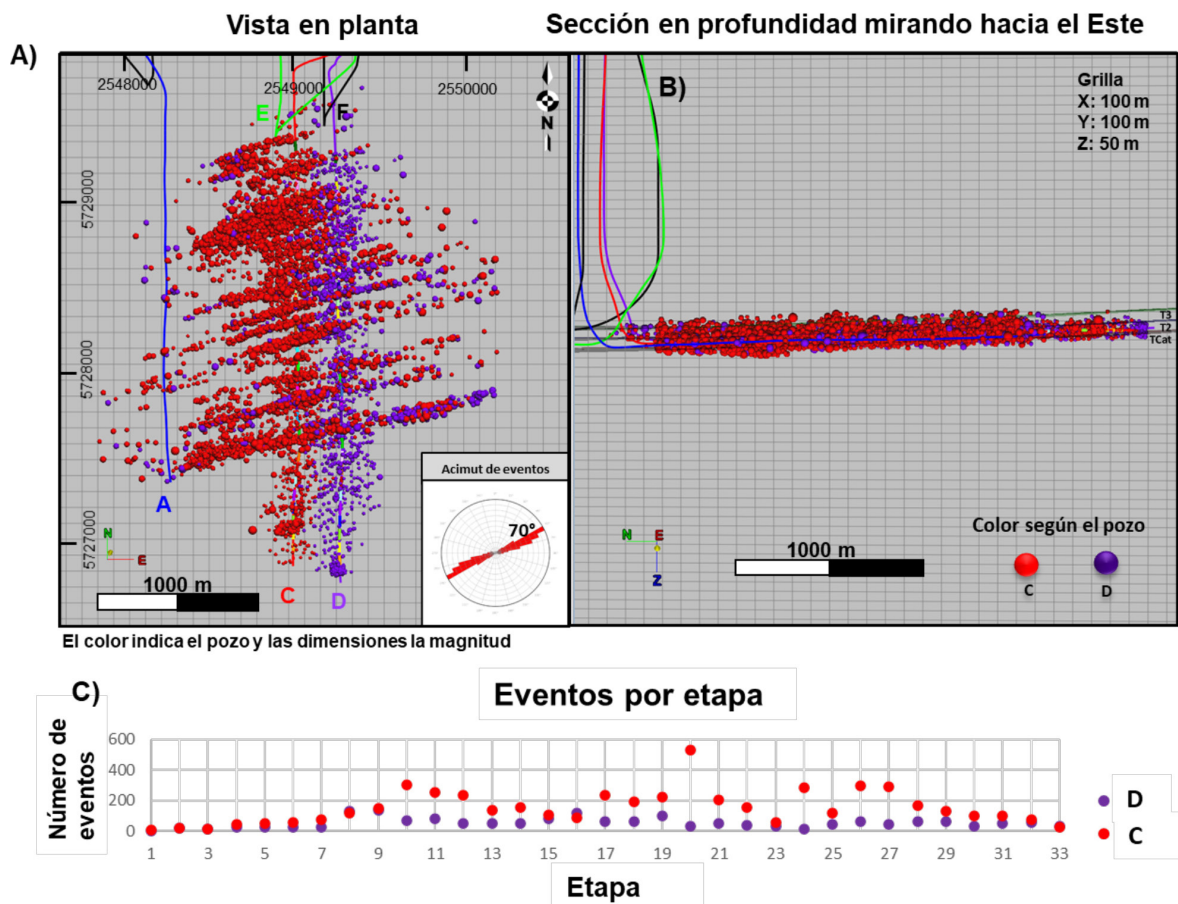


Figura 8. Ubicación de hipocentros para los pozos C y D. Los eventos están coloreados por pozo y el tamaño representa la magnitud. El diagrama de rosa muestra la tendencia principal de los eventos. A) Vista en planta. B) Vista lateral. C) Número de eventos por pozo y por etapa de fractura.

de manera similar a la horizontal, aunque los mismos son mayores por un factor aproximado de 2. Se ve que la correlación de los errores con la locación relativa al eje del arreglo es menos importante que con la magnitud, pero sí se puede observar que los errores aumentan levemente al alejarse del mismo.

Por otra parte, en la Figura 12 se pueden observar la clasificación de los eventos coloreados por etapa de fractura, donde se ve claramente que a partir aproximadamente la etapa 5 a 7, la geometría de la fractura cambia radicalmente, obteniendo fracturas mucho más extensas lateralmente. Sin embargo, en altura, la fractura sigue estando contenida dentro del reservorio estimulado.

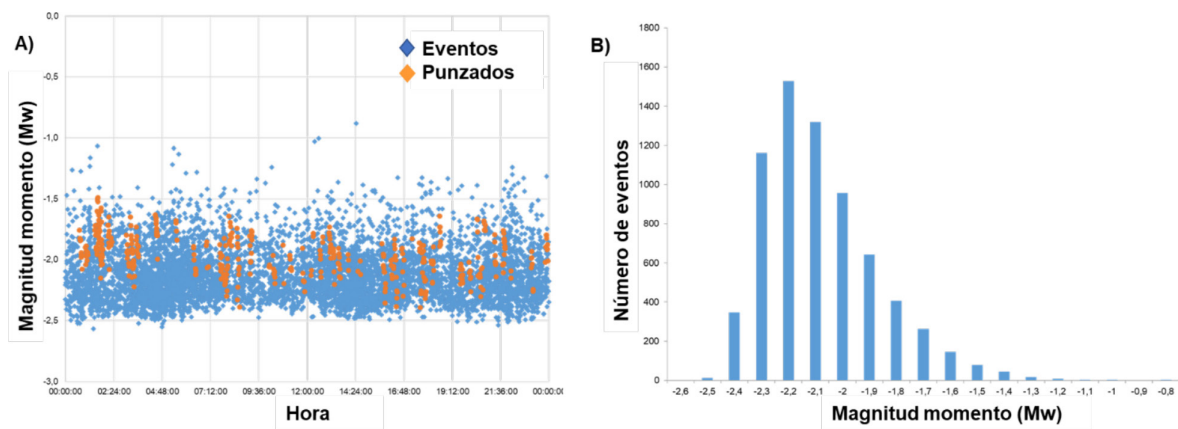


Figura 9. A) Distribución de magnitud de eventos detectados en función del tiempo. Celeste: eventos microsísmicos. Naranja: punzados. B) Histograma de magnitudes de eventos.

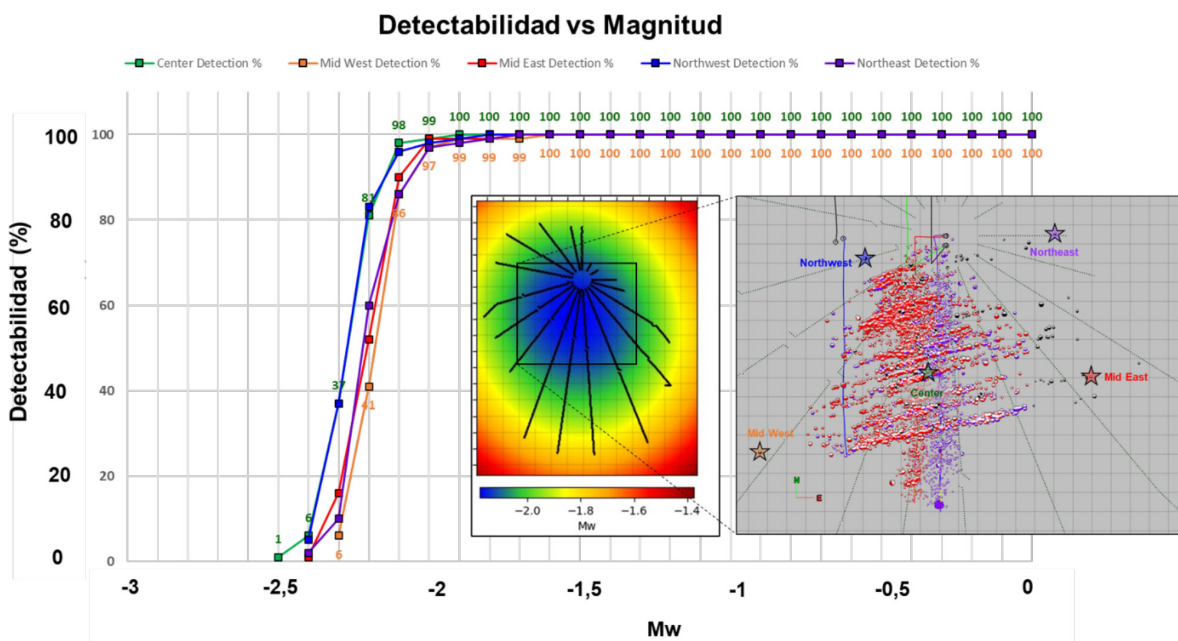


Figura 10. Detectabilidad de la red en función de la magnitud Mw de los eventos para distintas posiciones.

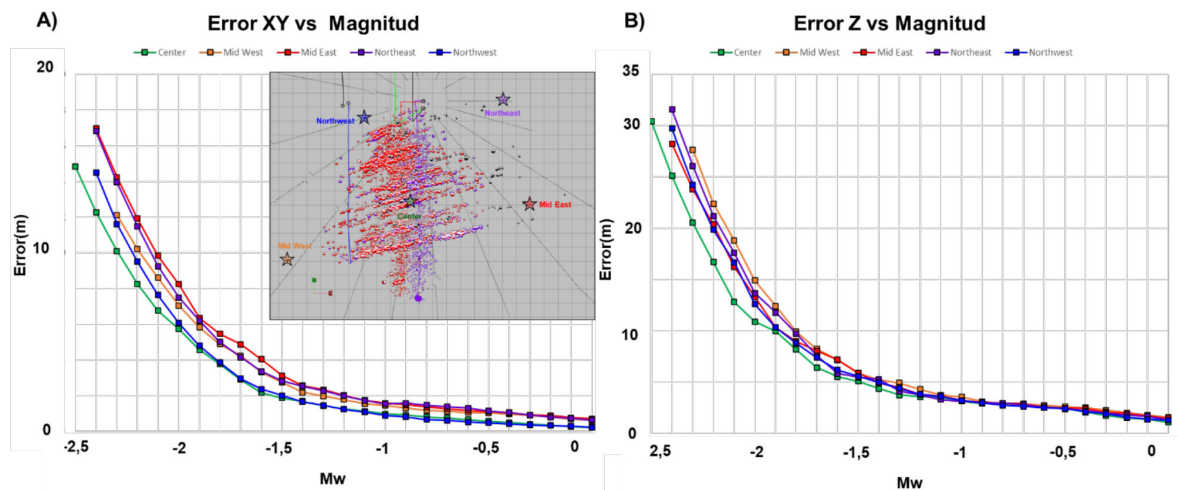


Figura 11. Errores de localización en función de la magnitud para distintas posiciones. A) Horizontales. B) verticales.

Red discreta de fracturas y volumen con propante

Para los eventos detectados con mejor calidad ($S/N > 4$), se estimaron también los mecanismos focales mediante la inversión del tensor de momento sísmico, de forma de entender la manera en que la roca se fracturó (2570 eventos para el pozo C y 506 para el D). Cada uno de esos eventos puede ser reemplazado por un “plano de fractura”, respetando la magnitud, el buzamiento y el acimut obtenido mediante este proceso, y ubicándolo en los hipocentros definidos durante la localización. El conjunto de estos planos conforma una idealización llamada red discreta de fracturas (DFN) que utilizamos para representar los efectos de la fractura hidráulica en la roca, y a partir de la cual puede determinarse el volumen de roca estimulado durante el tratamiento. La DFN estimada puede verse en la Figura 13A.

Para estimar la distribución final de propante dentro de la fractura generada, se realizó un balance de materia en una grilla de 30 m x 30 m. El volumen total de propante bombeado durante cada etapa se distribuye desde los punzados a través de la red de fracturas estimada hacia la roca hasta que el propante se termina (Oda 1985). En las figuras 13B y 14 se puede observar la relación final entre el volumen de roca estimulado total y el volumen de roca estimulado llenado con propante según esta aproximación.

Luego de aplicar esta metodología, la nube de eventos obtenida muestra fracturas con 1090 m de longitud y 120 m de altura, mientras que la porción con propante disminuye a 220 m de longitud total y 50 m de altura. De la misma manera el SRV calculado total disminuye a un 20% cuando se calcula el SRV lleno con propante (Tabla 1). Verticalmente, más del 70% del volumen estimulado está centrado en la porción de la formación alemana a la trayectoria de los pozos, mientras que el resto se distribuye por encima y debajo del objetivo.

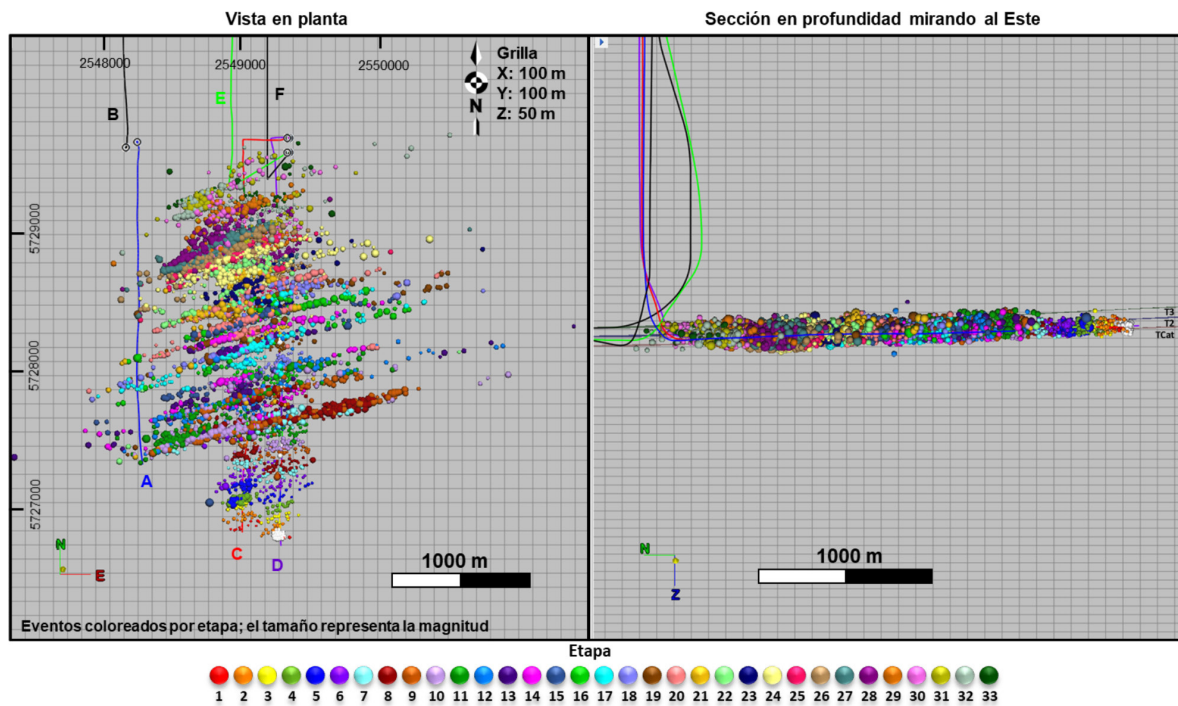


Figura 12. Ubicación de hipocentros para los pozos C y D. Los eventos están coloreados por etapa de fractura y el tamaño representa la magnitud. A) Vista en planta. B) Vista lateral.

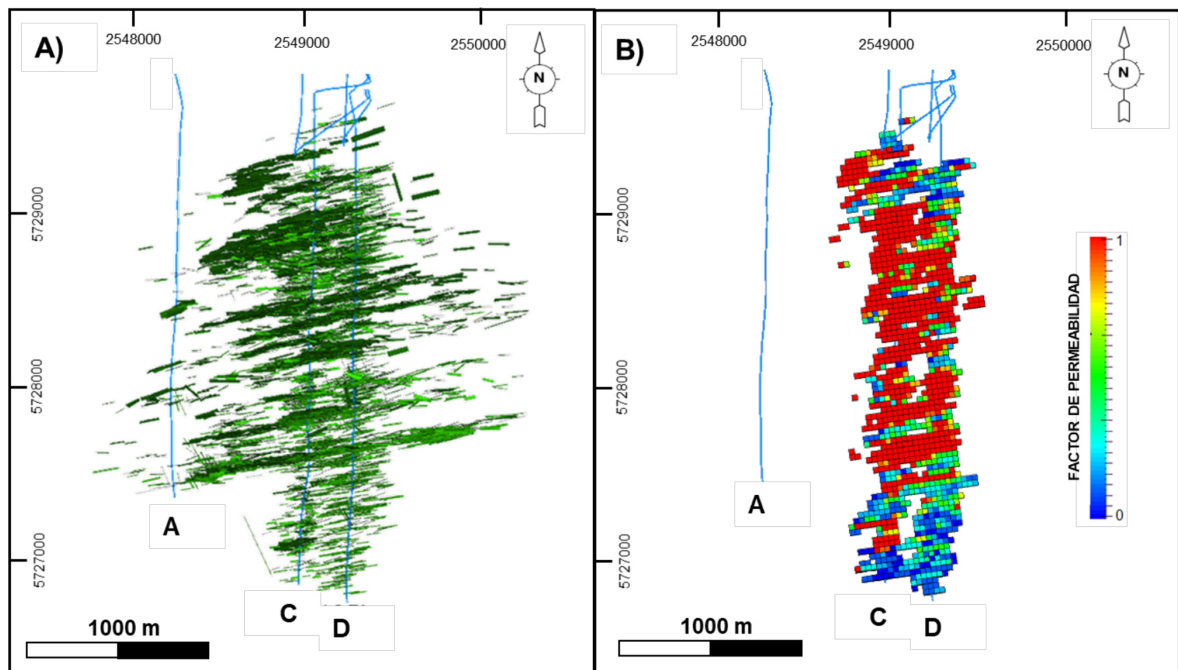


Figura 13. A) DFN total para los pozos C y D. B) Volumen de roca con propano, coloreado por un factor de permeabilidad relativa. Vista en planta.

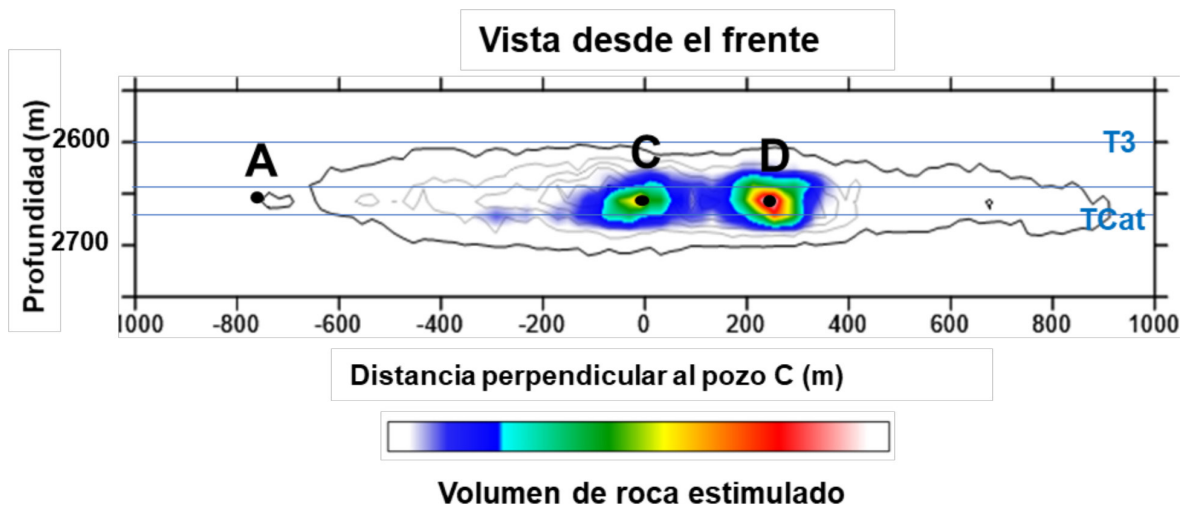


Figura 14. Vista frontal desde el sur del volumen de roca estimulado total (contornos negros) y el volumen de roca con propano (colores).

	Sin propano	Con propano
Media longitud (m)	545	110
Altura (m)	120	50
Volumen de roca estimulado (m ³)	367.585.900	76.116.190

Tabla 1. Geometría promedio de las fracturas y geometría de la zona con propano.

Análisis de esfuerzos principales

La inversión del tensor de momento sísmico para los eventos principales determinó un esfuerzo horizontal máximo con acimut 82° , totalmente de acuerdo con los valores regionales y locales medidos de otras formas (Heidbach *et al.* 2018). No se observa rotación de esta dirección en la vertical dentro de la formación evaluada. Existe sin embargo una población de eventos de tipo cizalla oblicua, muy marcados, con un acimut de 70° . Estos eventos representan fracturas pre-existentes que fueron estimuladas durante el tratamiento hidráulico, posiblemente relacionadas con rasgos de cizallas observadas a escala regional en toda la cuenca (Marchal *et al.* 2020). El régimen de esfuerzos es de tipo normal, siendo el esfuerzo vertical el máximo; el stress ratio es 0,56, en concordancia con lo mostrado por Varela *et al.* (2020). En la Figura 15 se muestran los eventos representados como planos y coloreados según su mecanismo focal. Los eventos tipo dip-slip y oblique-slip, en colores azul, celeste y amarillo, resultaron más simples de estimular que los eventos tipo strike-slip (en rojo).

Interacción detectada con pozo vecino: frac-hit

Durante el tratamiento se observó una muy fuerte interacción de la fractura con el pozo vecino A, ubicado a 750 m al oeste (Fig. 13A). El pozo A había sido puesto en producción 7 meses antes de la fractura de estos dos pozos, y estaba produciendo en ese momento. Cuando el avance del tratamiento llegó a la etapa de fractura con la dirección principal alineada al comienzo de la rama del pozo A, la forma de las fracturas cambió dramáticamente, como se observa en Figura 16. Las fracturas se alargaron, llegando a producir un impacto en el pozo A, que inmediatamente perdió su presión y su producción. El pozo se mantuvo cerrado hasta la finalización del tratamiento, luego del cual se intervino y recuperó la producción de petróleo anterior en poco tiempo, previo a sacar el todo volumen de agua contactado por el pozo emisor.

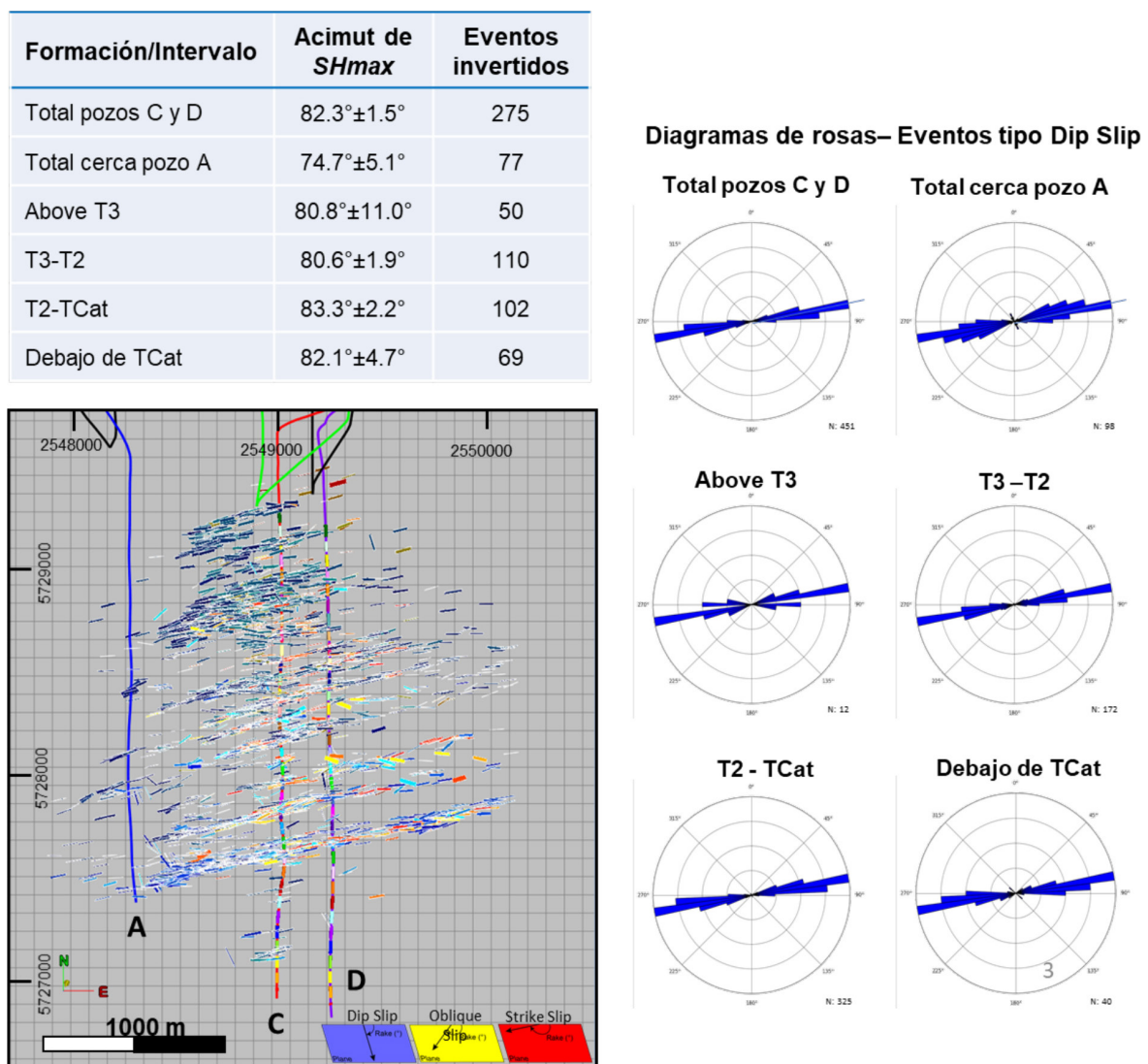


Figura 15. Análisis de esfuerzo horizontal máximo por intervalo y mecanismos focales de los eventos.

Simulación de efecto padre-hijo

Empleando los resultados de este trabajo, se realizó una simulación para cuantificar la interacción de una fractura con pozos previamente perforados y en producción, conocido como efecto *parent-child* (Crespo *et al.* 2020). Se construyó un modelo estático en el cual se propagaron las propiedades de reservorio al área circundante a los pozos en tratamiento (Gait y Crovetto 2020). El primer paso para calibrar el modelo fue ajustar la presión del tratamiento y la geometría de fracturas con los resultados de la microsísmica de superficie, para luego realizar al ajuste de producción. Para ello se emplearon 8 meses de historia de producción, contando adicionalmente con un análisis PVT de los fluidos de producción como dato de entrada.

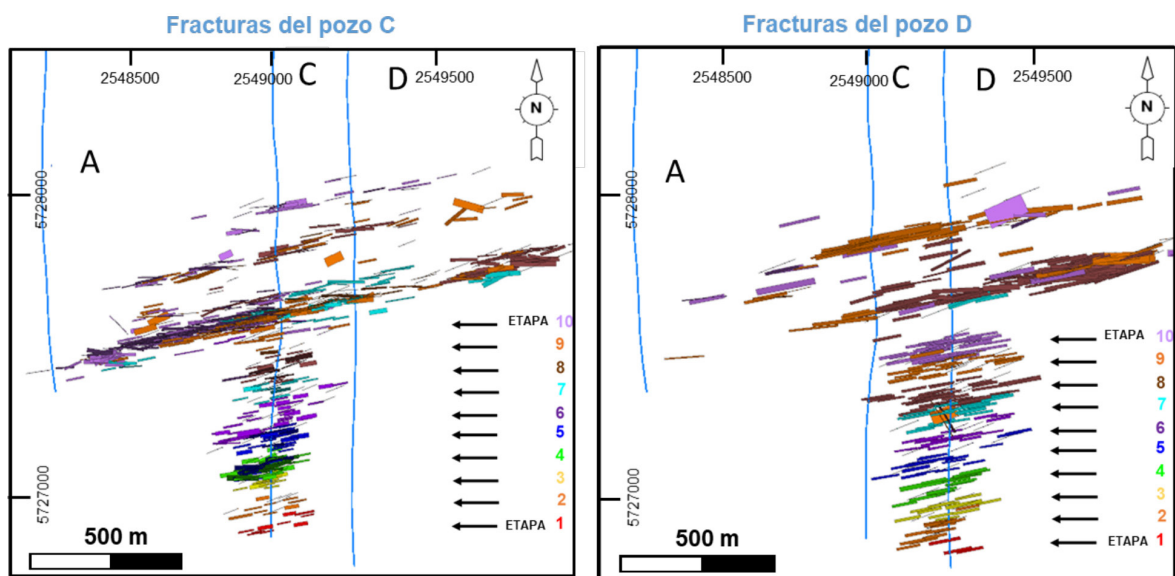


Figura 16. Geometría de las fracturas al alcanzar las cercanías de la TD del pozo pre-existente A.

Una vez calibrado el modelo, se plantearon diferentes escenarios para cuantificar el efecto que genera el pozo previo sobre la geometría de las fracturas y la producción acumulada final de los pozos posteriores. Se evaluaron tres distanciamientos diferentes entre pozo “padre” y pozos “hijos” de 200, 300 y 400 m, y seis escenarios de depleción considerando distintos períodos de producción previa para el pozo padre. Se encontró que el impacto en el EUR final puede llegar a mostrar hasta un 40% de disminución si el pozo hijo se perfora luego de 5 años de producción del pozo padre, en el caso más severo con 200 m de distanciamiento entre ellos. Al contrario, para 400 m de distanciamiento, el impacto es nulo, aunque se deja área entre pozos sin drenar. Es decir, el impacto negativo del EUR depende fuertemente del distanciamiento entre pozos y del tiempo de producción del pozo padre.

Efecto del tratamiento en la producción

Un aspecto para resaltar es el efecto que ha tenido la diferencia entre las estimulaciones de los pozos C y D (Fig. 3), con menor y mayor concentración de propante, sobre la producción de los pozos. Hemos visto ya que el efecto a nivel de eventos microsísmicos registrados fue muy importante, con casi el triple de eventos en el pozo estimulado con mayor caudal de fluido por etapa (pozo C) respecto al pozo D donde se inyectó mayor concentración de agente sostén. Sin embargo, respecto a la producción de los pozos, se observa muy poca diferencia de producción de petróleo entre ellos durante los casi tres años desde su puesta en marcha (Fig. 17). Este hecho estaría indicando cierta interferencia entre los pozos.

A partir de estos resultados, sumado a las simulaciones previamente descriptas, se incrementó el distanciamiento entre ramas laterales de los pozos subsiguientes a 300 m y se implementó un programa de fractura con menor concentración de fluido y similar concentración de propante debido a sus ventajas operativas.



Figura 17. Producción pozos C y D a Abril de 2022.

CONCLUSIONES

El monitoreo microsísmico del tratamiento de fractura hidráulica de los pozos C y D con un arreglo en superficie extendido resultó una excelente herramienta para comprender los detalles de las fracturas obtenidas. Se observó un crecimiento en altura moderado, con fracturas

confinadas al intervalo estratigráfico donde navegan los pozos, lo cual habilitó comenzar un desarrollo multinivel con mínima interferencia vertical.

La microsísmica permitió calibrar simulaciones y determinar el espaciamiento óptimo entre ramas, que luego de este estudio se incrementó a 300 m, y optimizar el tratamiento en los pozos futuros.

La fuerte predominancia de los lineamientos *strike-slip* a 70° es un factor importante para el desarrollo tipo factoría, ya que permite predecir los eventos de frac-hit que podrían darse en pozos en producción. También se han implementado fracturas más cortas con mayor número de etapas para mitigar este efecto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Pan American Energy S.L. e YPF por la oportunidad de compartir este trabajo, a UGA, Juan Longhino y MSI por su invaluable participación en el mismo, y a los revisores por sus sugerencias.

REFERENCIAS CITADAS

- 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.
- 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., Jait, D., Benoit, S. y C. Silwan, 2016. Cap 5: Lindero Atravesado, En González, G., Vallejo, D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R.F. (eds), Transecta regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos, IAPG-AGA, pp. 45-58.
- Gutenberg, B. y Richter, C.F., 1954. Seismicity of the earth and associated phenomena, Princeton University Press, pp. 310.
- 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>
- Legarreta, L. y Uliana, M.A., 1991, Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill, Central Argentine Andes, En McDonald, D. (eds), Sea level changes at active plate margins: pro-

- cess and product, International Association of Sedimentology, Special Publication 12, pp. 429-450.
- 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.
- 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.
- Oda, M., 1985, Permeability tensor for discontinuous rock masses, *Geotechnique*, 35, p 483-495.
- 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>
- 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.
- Zarpellón, C. y Crovetto, C., 2018. Estudios Sísmicos en el Área de Lindero Atravesado de la Cuenca Nuequina: Flujo de Trabajo Utilizado, 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos, IAPG, Simposio de Geofísica, p. 99-111, Mendoza, Argentina.