

MONITOREO MICROSÍSMICO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS EN ARENAS COMPACTAS DEL GRUPO CUYO, CUENCA NEUQUINA

Carolina Crovetto¹, Cecilia Zarpellón², Juan Moirano³

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

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

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

Palabras clave: Grupo Cuyo, Cuenca Neuquina, Microsísmica

ABSTRACT

In Lindero Atravesado field, Neuquén Basin, *tight* gas sands from Lajas and Punta Rosada Formations (Gr. Cuyo) were developed through more than 100 vertical wells drilled to a mean depth of 4200 mbgl from 2000 to 2017. This development was supported by several studies carried on through time, including wellbore microseismic acquisition in two different drilling pads. In this paper we will show the acquisition, processing strategies and results achieved in a microseismic job registered in a four vertical well drilling pad, employing two wells as monitor wells while fracking the other two wells in a zipper frac scheme. Ten stages, five from each well were registered, all of them in Lajas formation.

Real time processing was done for all the stages. Afterward, one stage belonging to the main reservoir was selected to be processed by other three different companies to test the impact of different processing algorithms on results. The data registered by each monitor well was also processed independently.

This paper discusses similitudes and differences found after this exercise, and their impact on interpretation.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento Lindero Atravesado se encuentra ubicado en el sector Oriental de la Cuenca Neuquina, Argentina, a unos 30 km hacia el NO de la ciudad de Neuquén (Fig. 1). El mismo es operado por Pan American Energy en asociación con YPF, y posee a abril de 2022, una producción de 1.530 m³ de petróleo y 1,396 MMm³ de gas al día, con 283 pozos perforados.

El comienzo del desarrollo data del año 1974, y estuvo focalizado en la zona de Lindero Oriental con el desarrollo de petróleo y gas proveniente de las formaciones Quintuco y Sierras Blancas. A continuación, durante la década del 90, se desarrolló el gas proveniente de las formaciones Sierras Blancas y Lotena en la zona de Lindero Occidental (Martínez *et al.*

2005; Pecuch *et al.* 2005). Desde ese momento se perforaron 133 pozos en estas formaciones, alcanzando un pico de producción de gas de 5,77 MMm³/d en noviembre de 1989 y acumulando hasta la fecha más de 1 TCF (Fig. 2).

En el año 2000 fue perforado el pozo exploratorio LA.xp-89 en el sector Oriental con objetivo a las areniscas compactas del Grupo Cuyo, formaciones Punta Rosada y Lajas, alcanzando 4200 m de profundidad. El pozo tuvo una producción inicial de 250.000 m³/d de gas y lleva acumulado más de 246 MMm³ a abril de 2022. A pesar de estos buenos resultados iniciales, el proyecto no resultó rentable y no se avanzó con el desarrollo de estos reservorios en ese momento. En el año 2012, acompañado por los avances tecnológicos asociados a la fracturación hidráulica, se realizó un proyecto piloto para re-evaluar el desarrollo de este *play* no convencional. Como consecuencia de los buenos resultados obtenidos, entre 2012 y 2017 se perforaron y completaron 108 pozos con una profundidad promedio de 4200 m, alcanzando en su mayoría la base de Fm. Lajas (Lamberghini *et al.* 2017).

Para caracterizar los reservorios no convencionales de Gr Cuyo se realizó un gran esfuerzo de forma de encontrar los *sweet spots*, optimizar las completaciones y maximizar la productividad reduciendo costos de perforación y terminación. Para lograrlo, se acompañó el desarrollo con una masiva campaña de adquisición de datos, incluyendo registros completos en los pozos, muestras de roca, e inclusive en el año 2015 se adquirió una nueva sísmica 3D de 630 km², diseñada con el objetivo de lograr una mejor imagen estructural y estratigráfica (Zarpellón y Crovetto, 2018). Durante esa registración y aprovechando el tendido activo de receptores, se hizo una registración de microsísmica de superficie mientras se fracturaba un pozo recientemente perforado, la cual, por el elevado ruido ambiente, la baja magnitud de los eventos y la profundidad de la fractura no dio resultados, logrando únicamente detectar los punzados pero ningún evento de fractura durante su procesamiento. Por lo tanto, en los años posteriores se registraron dos microsísmicas de pozo para lograr caracterizar las fracturas hidráulicas de estos reservorios.

El desarrollo de Gr Cuyo fue el primer desarrollo no convencional de la compañía, en donde se logró incrementar la producción de gas en el bloque, llegando a los 3,45 MMm³/d a mediados de 2016 (Lamberghini *et al.* 2017) (Fig. 2) y acumulando 215 BCF a abril de 2022. Las últimas perforaciones de pozos *tight* se realizaron a fines del año 2017, a partir del cual comenzó en este bloque el desarrollo masivo de las arcillas bituminosas de la Formación Vaca Muerta, con producción de petróleo, convirtiéndose hoy en día en el proyecto principal en desarrollo en Lindero Atravesado.

Marco Geológico

El Grupo Cuyo comprende depósitos clásticos pertenecientes a las formaciones Lajas y Punta Rosada, reservorios del hidrocarburo generado en las pelitas de Fm. Los Molles (Fig. 1).

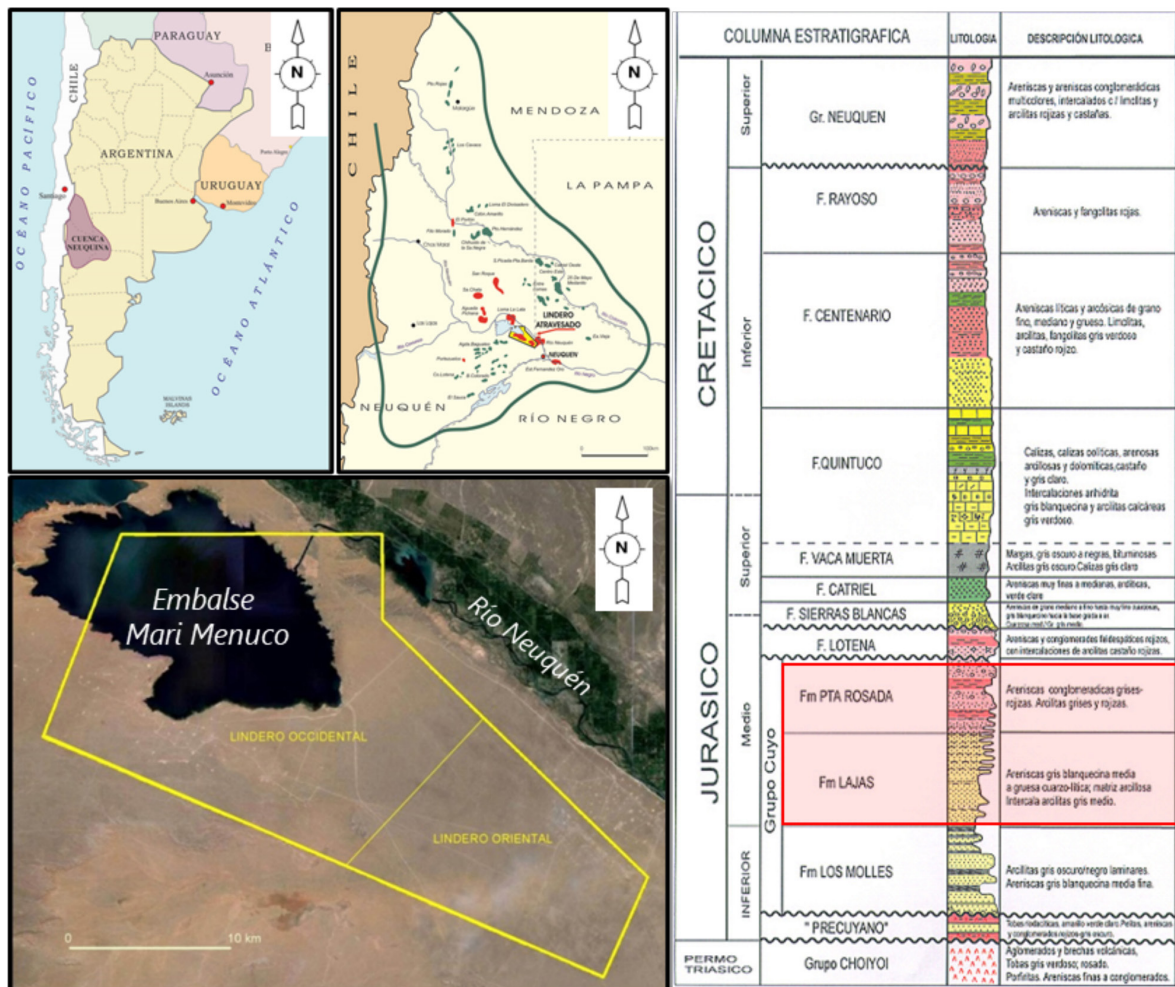


Figura 1. Ubicación del bloque Lindero Atravesado (Izq.) y posición de los Reservorios *tight* en la columna estratigráfica.

Estas unidades registran la transición de depósitos de plataforma a interior de cuenca (Fm. Los Molles) a depósitos costeros (litoral-deltaico de Fm. Lajas), siendo progradados por depósitos fluviales de Fm. Punta Rosada. El tipo de entrapamiento observado permite clasificarlo como una acumulación de gas de centro de cuenca (BCGA), donde a roca madre subyace los reservorios, los cuales se cargan verticalmente por sobrepresión en el sistema, comenzando por los reservorios de formación Lajas. Este sistema de migración favoreció la carga en algunas áreas del campo donde el fallamiento es más predominante, llegando a cargar incluso los reservorios más someros de Formación Punta Rosada. Este fenómeno se observa claramente en los registros de gas durante las perforaciones y en los niveles productivos de los pozos perforados (Zambrano *et al.* 2018).

La estructura a nivel del techo de Fm. Lajas dentro del yacimiento Lindero Atravesado muestra dos altos, uno al Oeste y otro al Este del área, el cual continuó su ascenso hacia el NE alcanzando el yacimiento vecino Río Neuquén, también con producción de gas *tight* de las mis-

mas formaciones (Fig. 3) (Zarpellón *et al.* 2018). El sector oriental fue el primero en comenzar a desarrollarse, y cuenta hoy con 100 pozos perforados, mientras que en el sector occidental hay solamente 9 pozos. El aumento de profundidad de las formaciones productivas hacia el centro del bloque, a más de 4600 m, ha hecho económicamente inviable el avance del desarrollo hacia ese sector.

La correcta evaluación de estos reservorios de areniscas compactas ha sido una de las claves que permitió el desarrollo masivo de los mismos. Como procedimiento casi estándar se registraron en los pozos perfiles tanto litológicos (mineralógicos, rayos gamma) como de porosidad (resonancia magnética, acústico, densidad y neutrón). En particular los perfiles mineralógicos permitieron una correcta cuantificación del volumen y tipo de arcillas presentes en estas areniscas. También favorecieron una correcta evaluación de las propiedades de matriz mixta, las cuales junto a los perfiles de porosidad combinados permitieron evaluaciones de porosidad y saturación de gas más ajustadas. Adicionalmente se hicieron perfiles de imágenes en algunos pozos, se extrajeron testigos rotados y una corona completa de 18 m de longitud.

El espesor total neto promedio de los reservorios en los pozos del bloque es de 100 m. De acuerdo con la interpretación de los registros, la formación Lajas puede ser dividida en 6 electrofacies diferentes: Arena Basal, Basal Superior, Maxi, Maxi Superior, Lajas inferior y Lajas superior, mientras que Punta Rosada se divide a su vez en 5 electrofacies diferentes. Entre todas, Arena Basal y Maxi representan los reservorios más importantes, con producciones que explican el 70 a 80% del total de producción de los pozos, medidas por PLT.

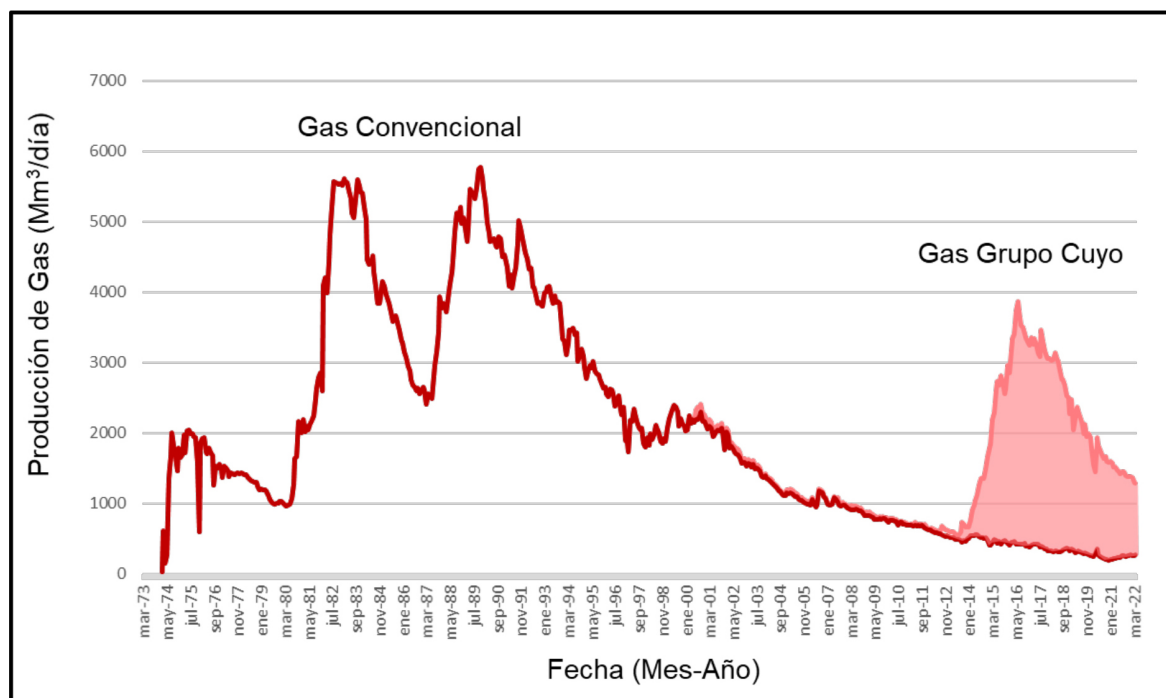


Figura 2. Producción de gas histórica del yacimiento Lindero Atravesado, con la contribución de Gr. Cuyo resaltada (en Miles de m3 al día).

La permeabilidad observada en estos reservorios está en el rango de los microdarcies (0,001-0,1 md) y las porosidades en el rango de las bajas, con promedios de 7% y máximos del 10% (Zambrano *et al.* 2018). Estos reservorios están saturados con gas seco y no producen agua de formación al ser puestos en producción. Las saturaciones de agua varían entre el 35 y 40% en los intervalos estimulados. Dentro de las áreas en desarrollo no se ha observado contacto agua-gas, y el sello se considera debido a la capilaridad; el sistema tiene sobrepresión con gradientes promedio de 0,65 psi/ft y presiones iniciales del orden de 8500-9000 psi (Lamberghini *et al.* 2017).

El desarrollo de estos reservorios se ha realizado mediante la perforación de pozos verticales o desviados, algunos solos y otros en drilling pads de 2 a 4 pozos con perfil tipo S. Los pozos se ubicaron sobre una grilla geométrica diseñada al comienzo del desarrollo considerando la orientación de las fallas principales. El área de drenaje inicial de los pozos fue de 40 acres. La completación estándar de los pozos consiste en una terminación sin equipo montado, con 7 etapas de fracturas hidráulicas promedio por pozo. Debido a las altas sobrepresiones a las que están sometidos estas formaciones por el soterramiento, se emplean propantes cerámicos de alta resistencia. En promedio se usan 20.000 sacos de propante por pozo, con una concentración promedio entre 100 y 200 sacos por metro de reservorio estimulado. Durante las estimulaciones se emplean diversos tipos de agentes divergentes para abarcar varias capas con una sola etapa de fractura. El tipo de fluido empleado ha ido variando con el tiempo, del gel *cross-linkado* que se utilizaba en los primeros pozos a un fluido híbrido con el 30-40% de agua, dando como resultado producciones superiores (Lamberghini *et al.* 2017).

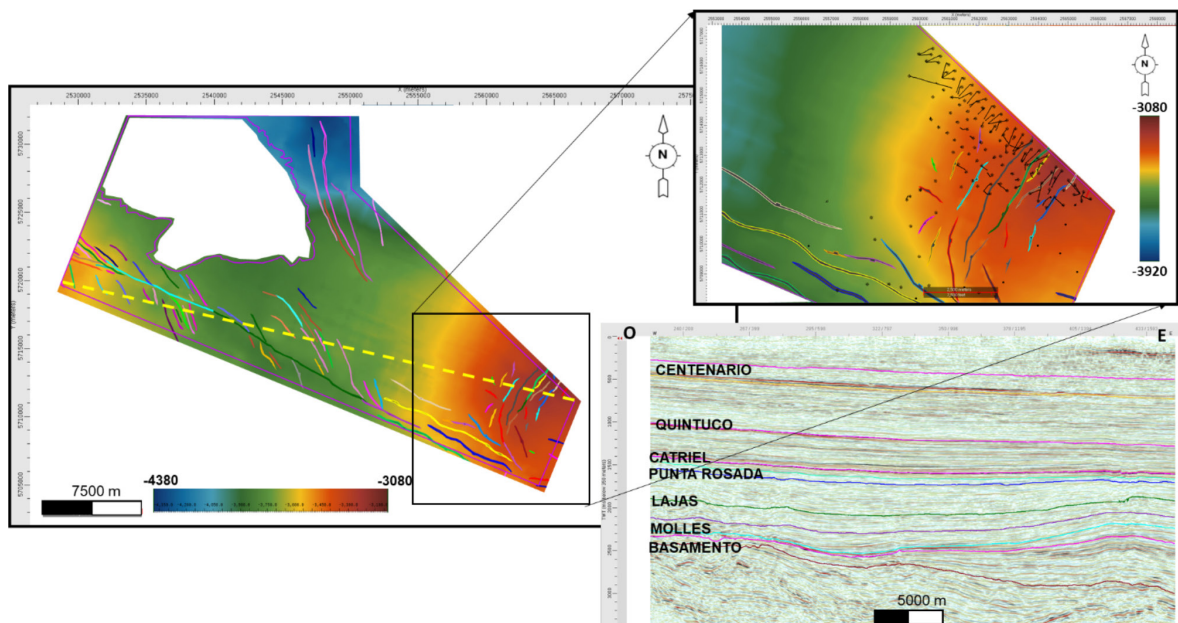


Figura 3. Mapa estructural del techo de Fm. Lajas con zoom en el área de estudio Lindero Oriental y sección sísmica Oeste-Este (en tiempo).

Al igual que con las perforaciones, se avanzó hacia un sistema de terminación por *pads*, permitiendo reducir costos y optimizar los tiempos de trabajo. Este tipo de completación multipozo permitió aprovechar el esquema para registrar microsísmica de pozos durante las fracturas hidráulicas, empleando algún pozo del pad como monitor mientras el resto eran estimulados. En particular, en Lindero Atravesado se realizaron dos adquisiciones de microsísmica en dos pads, uno en el sector oriental y otro en el occidental. Entre los objetivos planteados para estos estudios se pueden mencionar la estimación de la dirección y alcance de las fracturas hidráulicas generadas al momento de hacer la estimulación, la comparación y optimización de diferentes diseños de tratamiento, apuntando a mejorar el entendimiento de los reservorios y su respuesta ante la estimulación hidráulica con el fin de maximizar la producción.

En este trabajo describiremos la experiencia de una de ellas, la microsísmica adquirida en el sector oriental, sobre un pad de 4 pozos empleando dos monitores mientras los otros dos se fracturaban en un esquema tipo *zipper*.

ADQUISICIÓN

El trabajo fue ejecutado durante el mes de agosto del año 2016. El diseño de adquisición estuvo conformado por dos pozos monitores mientras se realizaba la estimulación hidráulica en los otros dos pozos (Fig. 4).

Dos compañías estuvieron involucradas en la adquisición, una realizó la estimulación hidráulica y otra efectuó el monitoreo y procesamiento de la información en tiempo real.

Si bien la cantidad de fracturas realizadas por pozo totalizan diez, sólo cinco fueron monitoreadas, tres de ellas correspondientes a los reservorios más profundos de la Arena Basal (3850 m TVDSS / 4250 m MD) y dos en los reservorios de la Maxi Fractura (3600 m TVDSS / 4100 m MD), todos pertenecientes a la Fm. Lajas (Fig. 5).

Las características generales de la estimulación realizada fueron las siguientes:

Horas de bombeo por etapa: 1 a 3 horas.

Tipo de perforación: plug & perf.

Gradiente de fractura: 0,92 -1 psi/ft.

Presión máxima de tratamiento en superficie: 12.000 psi.

Caudal de tratamiento: 20 a 40 barriles por minuto.

Cantidad de sacos: 800 a 2.500 por fractura.

Volumen de agua de tratamiento: 150 a 600 m³ de agua por fractura.

Acondicionamiento de pozos monitores

Los pozos monitores se encontraban entubados sin punzar en el momento del registro. Para eliminar ruidos provenientes de la superficie, el nivel del fluido en los dos pozos se bajó a aproximadamente a 350 metros por debajo de la boca de los mismos. Adicionalmente el fluido de los pozos fue reemplazado por agua limpia, y se esperaron 6 horas para constatar que cada pozo siguiera sin presión y en condiciones para el montaje de la herramienta de registro.

Arreglo de sensores

Se utilizaron dos arreglos de 10 geófonos tri axiales equiespaciados 30,5 m entre sí, conformando una longitud final del arreglo de 275 m. Se ubicó un arreglo de geófonos en cada pozo monitor, los cuales se fijaron en dos posiciones diferentes durante el trabajo, de modo que siempre enfrentaran las zonas de fractura (Fig. 6).

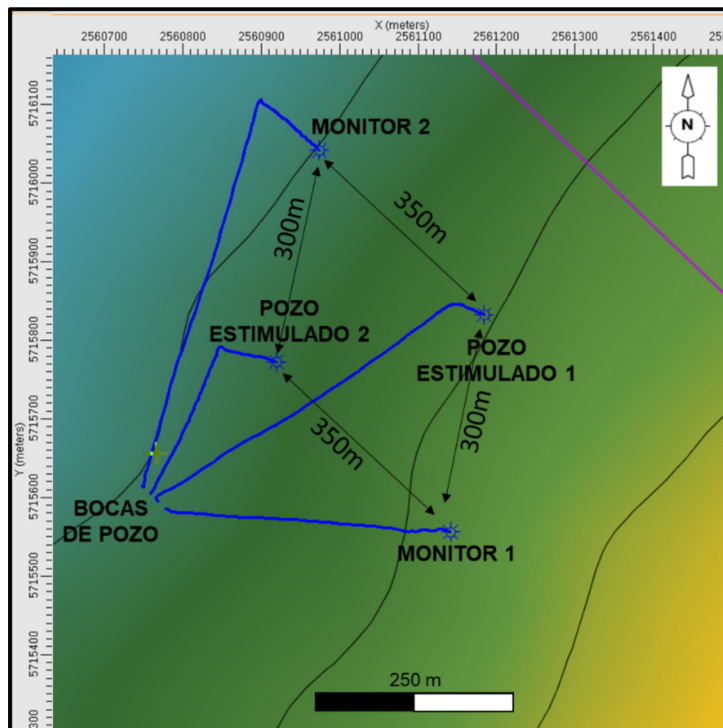


Figura 4. Ubicación de pozos monitores y estimulados. Mapa estructural cercano al reservorio estimulado.

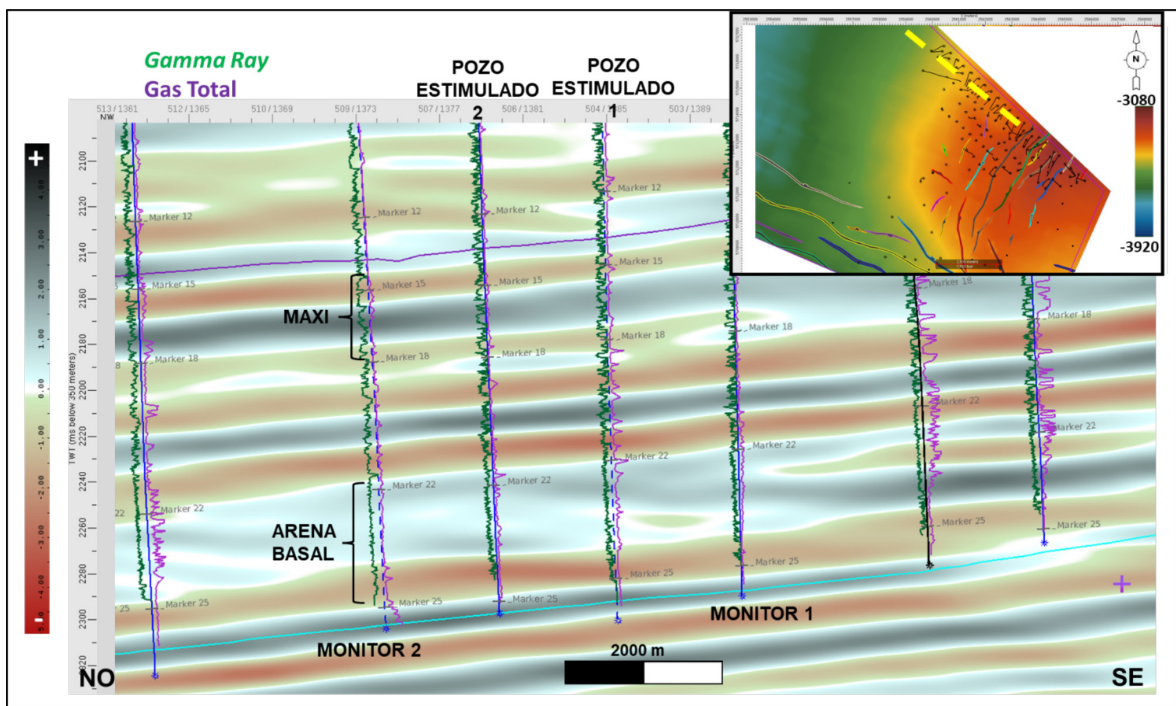


Figura 5. Sección sísmica Noroeste-Sureste mostrando los pozos monitores y estimulados.

Test de ruido

Con los receptores ya dentro de los pozos monitores, se realizó una prueba para evaluar el alcance de las interferencias de los ruidos superficiales al momento de realizar el monitoreo. Para ello se grabaron 10 min con el ruido mínimo en superficie (se detuvieron todos los motores y móviles) y otros 10 min con el máximo de ruido posible (se encendieron todos los motores, bombas, generadores y se hizo circular camiones cargados y maquinas cerca de las bocas de los pozos); luego se procesaron las escuchas y se sacó un ruido promedio en cada caso. Al compararlos se observó que la diferencia detectada era menor que el 0,1 % del valor medio del ruido, de manera que se pudo concluir que los ruidos de superficie no interferían las mediciones en profundidad (Fig. 7).

Tiempo de registración

Se registró desde 15 min antes y hasta 15 min después de cada punzado, y desde media hora antes hasta dos horas después de finalizada cada etapa de fractura. Es importante mencionar que, pese a haber sido solicitado a la compañía de servicio, no pudo registrarse el tiempo de inicio en los punzados (T0) por inconvenientes con el equipamiento necesario para tal fin.

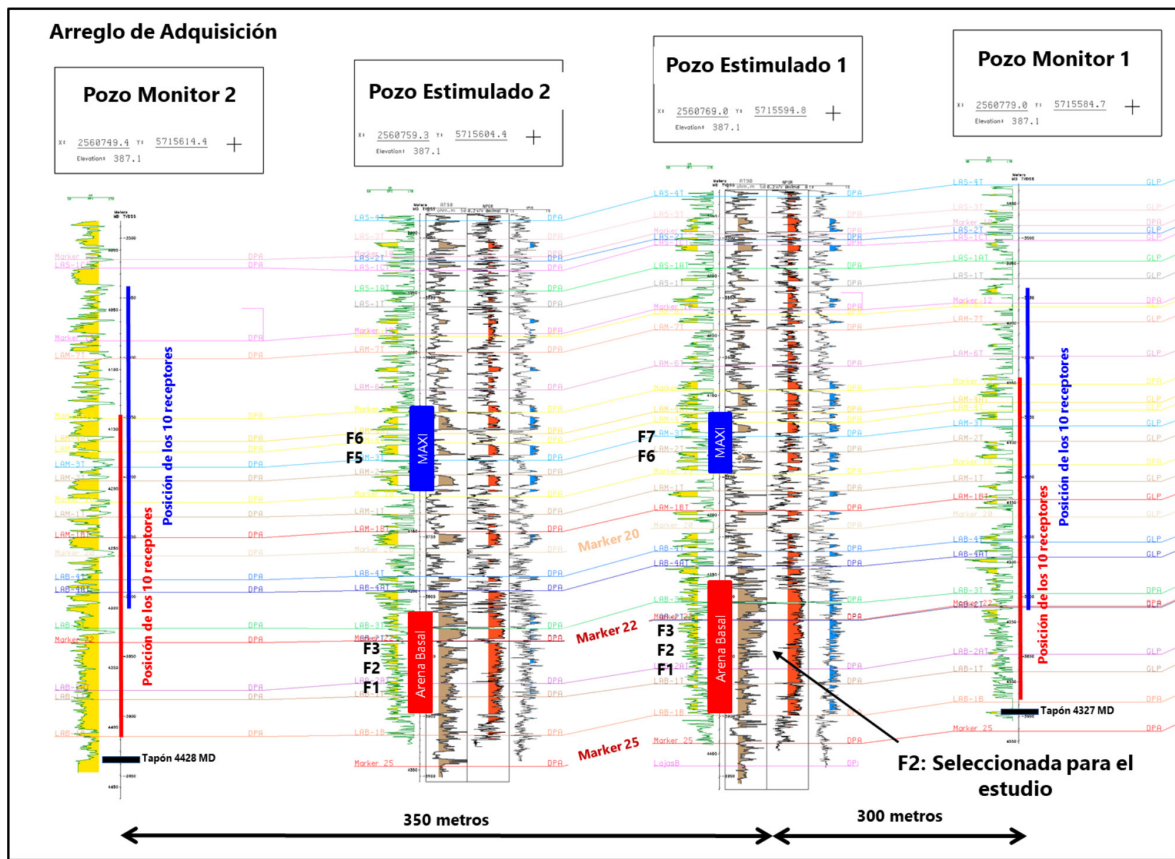


Figura 6. Sección cruzada entre pozos monitores y estimulados. En los pozos monitores se muestra la ubicación del arreglo de receptores correspondiente a cada conjunto de fracturas monitoreadas.

PROCESAMIENTO

El procesamiento de las 5 etapas de fracturas registradas en cada uno de los pozos estimulados se realizó en tiempo real por la compañía que hizo la adquisición, a la que llamaremos A, empleando los registros de los dos pozos monitores en simultáneo. Posteriormente, para evaluar diferentes algoritmos de procesamiento y sus implicancias en los resultados, se seleccionó la segunda etapa de fractura del pozo estimulado 1, correspondiente a la Arena Basal (Fig. 6), y se realizó el procesamiento con otras tres compañías diferentes, a las que llamaremos B, C y D. Cada compañía aplicó sus algoritmos y procedimientos para el tratamiento de los datos. Adicionalmente con estas tres compañías se procesaron en forma independiente los registros de cada pozo monitor por separado, para poder evaluar la incidencia en los resultados provenientes de los distintos arreglos de adquisición: sólo monitor 1, sólo monitor 2 y compararse al ya procesado con ambos pozos monitores.

La compañía A realizó el trabajo en tiempo real, y realizó un control de calidad en gabinete antes de entregar los resultados finales. Esta compañía no realizó pruebas de procesamiento con

un sólo pozo monitor por considerar que los resultados entre procesar con dos monitores no iban a diferir de procesar la información con un solo monitor.

Para describir las metodologías de procesamiento no discriminaremos los casos de dos o un pozo monitor ya que no varían fuera del hecho de que con un solo pozo monitor no es posible realizar la inversión del tensor de momento sísmico ni los análisis que se pueden derivar de sus resultados. Se describirán solamente las etapas principales del trabajo, que dieron resultados que se pudieron comparar entre las distintas compañías y se omitirán otras descripciones que, si bien fueron útiles, no son relevantes a los fines de este trabajo.



Figura 7. Pruebas de ruido. A) Antes de fractura sin ruidos en superficie. B) Antes del punzado con ruidos en superficie. C) Durante y después de la fractura.

Orientación de los sensores y calibración del modelo de velocidad

Para la construcción del modelo de velocidades, las cuatro compañías contaron con la siguiente información para los cuatro pozos: coordenadas, registros de desviación medidos durante de perforación (cada 30 m), control geológico, perfiles completos a pozo abierto (sónico dipolar orientado, densidad y otros), perfil de cemento y evaluación petrofísica (Fig. 6). Asimismo, se suministraron superficies en profundidad correspondientes a diversos markers y pases formacionales interpretados en los pozos.

Todas las compañías utilizaron los registros de los punzados correspondientes a una o ambas posiciones de los arreglos de geófonos dispuestos en los dos pozos monitores (Fig. 8). Además, utilizaron la profundidad medida para cada punzado en la traza del pozo. Las cuatro compañías lograron orientar los sensores y calibrar sus modelos de velocidades aún en ausencia de los tiempos T_0 de los punzados.

La compañía A estimó la orientación de los sensores triaxiales utilizando la técnica del picado de primeros arribos P y S de los punzados y análisis de hodogramas. Se propuso un modelo inicial a partir de los registros de velocidad de ondas P, ondas S, densidad y de parámetros de anisotropía ϵ , δ y γ , disponibles en el pozo estimulado, para construir un modelo de velocidades interválicas con anisotropía VTI. Este modelo se actualizó a partir de los

primeros arribos P, Sv y Sh picados en los registros correspondientes a los punzados mediante el ajuste de los residuos entre los tiempos de tránsito picados y los modelados a partir de un trazado de rayos anisotrópico. El error de localización de punzados fue menor a 4 m.

La compañía B estimó la orientación de los sensores a partir del picado de primeros arribos P, Sv y Sh en los registros de los punzados y análisis de hodogramas. Construyó un modelo inicial de velocidad intervállica anisotrópico de tipo VTI de 33 capas a partir del bloqueo de los registros de velocidad de ondas P y de ondas S, densidad y parámetros de anisotropía épsilon, delta y gamma del pozo estimulado. Este modelo de capas planas adoptó un buzamiento de 3,9 grados con un acimut de 60 grados consistente con la interpretación estructural aportada por PAE. El modelo se actualizó a partir de los primeros arribos P, Sv y Sh picados en los registros correspondientes a los punzados y una selección de eventos tempranos gran amplitud mediante el ajuste de los residuos entre los tiempos de tránsito picados y los modelados a partir de un trazado de rayos anisotrópico. El error de localización de punzados fue menor a 10 m en promedio.

La compañía C definió un modelo TTI de 20 capas basado en un bloqueo de los perfiles del pozo estimulado, con una inclinación de 3,9 grados y acimut de 60 grados basados en la interpretación estructural de PAE. Se utilizaron los registros de todos los punzados disponibles para picar primeros arribos P, Sv y Sh y se ajustaron en una primera iteración las orientaciones de los sensores para luego refinar el modelo de velocidad anisotrópico. La función de costo utilizada incluyó un término dependiente de los residuos entre tiempos de tránsito picados y modelados y otro que contiene la distancia entre la posición estimada y la conocida para los punzados. La minimización de la función de costo se realizó mediante el método de simulated annealing. El error de localización de punzados fue menor a 6 m.

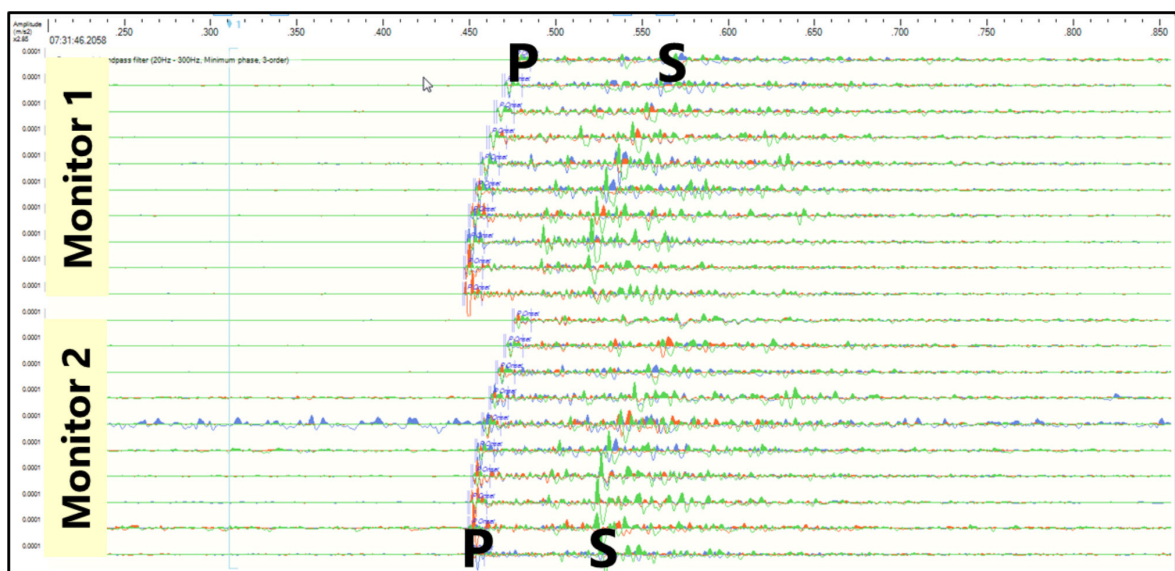


Figura 8. Ejemplo de detección de punzado con ambos pozos monitores.

La compañía D estimó la orientación de los sensores a partir del picado de primeros arribos P en los registros de los punzados. La componente Z se supuso vertical y se estimaron las orientaciones de los sensores a fin de lograr una polaridad consistente para todos los eventos analizados y en todos los punzados que corresponden a cada una de las dos posiciones de los sensores. Se construyó un modelo de velocidad intervállica P y S isotrópico de 16 capas a partir de un bloqueado de los perfiles del pozo estimulado, y se asignó una inclinación de 3,9 grados a 60 grados de acimut a partir de la interpretación estructural de PAE. El modelo de velocidad fue refinado a partir del ajuste de los tiempos de tránsito predichos por trazado de rayos a los primeros arribos P, Sv y Sh picados en los registros de los punzados. El error de localización de punzados fue menor a 24 m en todos los punzados.

Detección de los eventos y estimación de las posiciones de sus focos y magnitudes

La detección de eventos en registros en general ruidosos es una de las operaciones básicas que deben realizarse en esta etapa del trabajo. La mayoría de las compañías utilizaron técnicas basadas en el algoritmo *short-term average/long-term average* (STA/LTA) (Allen 1978; Withers *et al.* 1998), que se trata de una metodología de identificación automática de arribos sísmicos muy eficiente y simple. Consiste en analizar el cociente entre los promedios de las amplitudes absolutas calculadas en una ventana corta, del orden de 0,01 s, diseñada para detectar un arribo sísmico impulsivo, respecto de un promedio análogo calculado en una ventana larga, del orden de 2 s, diseñada para capturar las condiciones normales del registro, dominado por el ruido ambiente presente en el sitio de registración. Ese cociente se analiza a lo largo de la traza sísmica y cuando es mayor que cierto valor umbral, se considera detectada la llegada de una fase sísmica. Es un método que detecta energía y no requiere ninguna información *a priori* de la forma de onda. Fijar un nivel umbral adecuado y una lógica para detectar falsos positivos es condición para lograr un funcionamiento óptimo.

Compañía A: Utilizó la técnica STA/LTA para la detección de los eventos microsísmicos en ventanas de 300 ms con una relación de energía entre ventanas de al menos 2 en al menos el 50% de las trazas registradas. A partir de un conjunto de eventos candidatos utilizó una técnica de migración para hacer una búsqueda en el espacio (x,y,z,t) de soluciones que maximizaran un atributo de semblanza calculada utilizando tanto eventos P como S. Se calcularon magnitudes de momento según Maxwell *et al.* (2006)

Compañía B: Inicialmente realiza un preproceso de los registros atenuando ruidos monofrecuencia y señales de muy baja frecuencia. Luego, busca en los datos preprocesados eventos P y S con un moveout coherente a través de los arreglos de sensores. Luego, tomando los eventos identificados como candidatos, realiza una búsqueda en el espacio (x,y,z,t) y aplica un método de migración para la estimación de localización de los eventos microsísmicos. Utiliza un método de Monte Carlo para estimar la incertidumbre de la localización.

Compañía C: Aplicó una atenuación de ruido a los registros y luego realizó la detección de eventos mediante el método STA/LTA en que se identificó un evento cuando la relación STA/LTA superó el valor 8 en una ventana de 120 ms para al menos 4 sensores (12 canales). Estos valores se mantuvieron constantes para el análisis de todos los datos del proyecto, mitigando los efectos de la proximidad de los eventos a los sensores, el patrón de radiación y la complejidad de la formación en la conformación del catálogo. A partir de los eventos detectados se utilizó un método de migración 3C para la localización de los eventos. Este método no requiere el picado de los primeros arribos, sino que a partir del modelo de velocidad y una posición aproximada se calcula por trazado de rayos el *moveout* que le corresponde al evento en cada sensor y se suman todas las formas de onda usando una función de migración para los arribos P y S. Antes de sumar se rotan las componentes de cada sensor a las direcciones de polarización de las ondas P y S incidentes y se verifica que para el arribo P se registre una amplitud dominante en la dirección del rayo, mientras que para el arribo S la dominante sea las direcciones perpendiculares a la del rayo. Para estimar la localización del evento se ensaya este procedimiento en una grilla el espacio (x,y,z,t) dentro de un radio de búsqueda hasta encontrar un máximo. El éxito de este método depende de que haya consistencia entre las formas de onda de los sensores y de la calidad del modelo de velocidad. Una vez que se localizan los eventos de mayor relación señal/ruido, se utiliza una técnica de migración relativa para posicionar eventos menores cercanos a los principales. Esta metodología se aplicó tanto para el caso de un pozo monitor, como para el caso de dos monitores. Con dos monitores, se consideraron los valores absolutos de las sumas de amplitudes al combinar los pozos para prevenir el caso de polaridades opuestas entre ellos.

Compañía D: Utilizó la técnica STA/LTA con una relación mínima de 5 considerando las 3 componentes, detectada en al menos el 50% del total de trazas en ventanas de 300 ms. Los eventos detectados con mejor relación señal/ruido se utilizaron en un picado de primeros arribos P y S manual que se utilizó luego para estimar las locaciones por un método de triangulación. Realizó una estimación de Q_p y Q_s a partir de los 20 eventos de mejor relación señal/ruido con un método de desarrollo propio y utilizó los resultados para el cálculo de magnitudes. Las incertezas en las locaciones se estimaron por propagación de los errores de picado con la geometría de la triangulación para el caso de dos o un pozo monitor.

Respecto a las magnitudes de los eventos reportadas por las diferentes compañías, se realizó el análisis del logaritmo de la distribución de las magnitudes, el cual aporta información acerca del origen de las fracturas analizadas. En general esta distribución se puede ajustar mediante una recta cuya pendiente, llamado valor b (Schorlemmer *et al.* 2005), tendrá valores mayores que 1 en un ambiente extensional, con gran cantidad de fracturas de pequeña magnitud, se acercará

a 1 en el caso de un régimen de cizalla o para el caso de reactivación de fallas preexistentes, y será significativamente menor que 1 en el caso que predominen fracturas de gran magnitud, comunes en regímenes compresionales.

Análisis de mecanismos focales

Todas las compañías encontraron que la configuración de monitoreo dual y la calidad de un subconjunto estadísticamente representativo de la información registrada cumplieron las condiciones para la realización de un análisis de mecanismos focales por inversión del tensor de momento sísmico. La solución del problema para cada evento particular provee el acimut de la fractura (Acimut), el buzamiento del plano de la fractura (buzamiento), el ángulo entre la horizontal y el vector desplazamiento medido sobre el plano de la fractura (rake), el ángulo entre el vector desplazamiento y el plano de fractura (grado de apertura o cierre), la dirección del esfuerzo máximo (Sh Max) y la del esfuerzo mínimo (Sh Min). El método da pares de soluciones igualmente posibles; se debe decidir cuál es la correcta agregando información externa como el conocimiento previo de la dirección del esfuerzo máximo o el acimut de las fracturas naturales en el área.

La **Compañía A**, si bien ofrece la inversión del tensor momento sísmico como un servicio avanzado, realizó un procesamiento estándar en tiempo real que no incluyó ese aspecto por lo que los resultados a los que nos referiremos en esta parte del trabajo corresponden solamente a las compañías B, C y D.

Compañía B: Realizó la inversión del tensor momento sísmico. Para ello seleccionó un subconjunto de eventos con relación señal/ruido mayor que 4 en el evento P y un mínimo de 32 componentes detectadas por evento tanto para onda P como para ondas S. Estas componentes observadas se utilizaron para el ajuste de las componentes del tensor momento sísmico con el método propuesto en Pei y Warpinski (2015). Se controló la calidad de las soluciones analizando dos aspectos: el nivel de predicción de las amplitudes en las componentes picadas que se logra con el resultado de la inversión mediante el análisis de los residuos normalizados, y la estabilidad de la solución frente a variaciones del ruido en los datos mediante el condicionamiento de la matriz que multiplicada por el vector de las observaciones resulta en el vector de los parámetros estimados. Las condiciones elegidas para seleccionar los eventos a analizar fueron un nivel de residuos normalizados menor que 0,5 y un condicionamiento de la matriz para la estimación de los parámetros de foco menor que 100.

Compañía C: Realizó el análisis de mecanismos focales sobre un subconjunto de eventos seleccionados por magnitud bien distribuidos espacial y temporalmente usando el método descrito por Godano (2009) (Godano *et al.* 2010; Godano *et al.* 2012) que consistió en: 1- rotar los registros de cada sensor al sistema de ejes definido por la dirección de propagación,

2- picar manualmente los tiempos de arribo y amplitudes P, Sv y Sh, y 3- invertir el tensor de momento completo para todas las componentes explorando el espacio de la solución con el método de *simulated annealing*. Por las limitaciones de los datos analizados debido a la geometría de adquisición, no se invirtió el tensor completo sino ciertas combinaciones de mecanismos focales como doble cupla pura y doble cupla + isotrópico. El proceso de análisis de mecanismos focales se realiza en simultáneo con un ajuste iterativo de las magnitudes. Los parámetros de la fuente, incluyendo la caída del esfuerzo efectivo y las dimensiones de la fractura, así como también la magnitud de estos eventos, se calcularon por el método espectral descrito por Brune (1970) y calculando la caída del esfuerzo efectivo utilizando lo propuesto por Snoke *et al.* (1983). La inversión del tensor momento sísmico se realizó teniendo en cuenta las condiciones de una fractura hidráulica como se propone en Warpinski *et al.* (2001).

Compañía D: Realizó la inversión del tensor de momento sísmico para una selección de eventos cuya inversión no presentara un alto condicionamiento y en los que se pudiera identificar bien el arribo P. La técnica utilizada permite invertir la forma de onda completa o sólo los valores de amplitud de las fases detectadas. Si las amplitudes pueden estimarse de modo confiable, el resultado de la inversión es menos afectado por los errores en el modelo de velocidad, densidad y atenuación y es preferible al uso de la forma de onda completa (Staněk *et al.* 2015).

RESULTADOS

Procesamiento dual: dos monitores

En primer lugar se compararon los eventos obtenidos por las cuatro compañías procesando en modo dual; es decir, considerando los registros de ambos pozos monitores al mismo tiempo (Tabla 1). En la Figura 9 se puede ver una vista en planta de las nubes de eventos obtenidas para cada una, mientras que en la Figura 10 se observa una vista lateral, perpendicular a la dirección principal de la fractura.

Compañía	Monitor	Número eventos	Medio Largo (m)	Alto (m)	Ancho (m)	Acimut	Magnitud Media	Magnitud Mínima	Magnitud Máxima
A	dual	2703	217	102	35	66	-2,00	-2,60	-0,50
B	dual	2900	205	110	28	65	-1,60	-2,97	-0,33
C	dual	2829	199	134	33	67	-2,60	-2,96	-1,94
D	dual	818	150	100	20	68	-0,73	-1,03	-0,40

Tabla 1. Comparación de resultados de diferentes procesamientos sobre la segunda etapa de fractura del pozo estimulado 1.

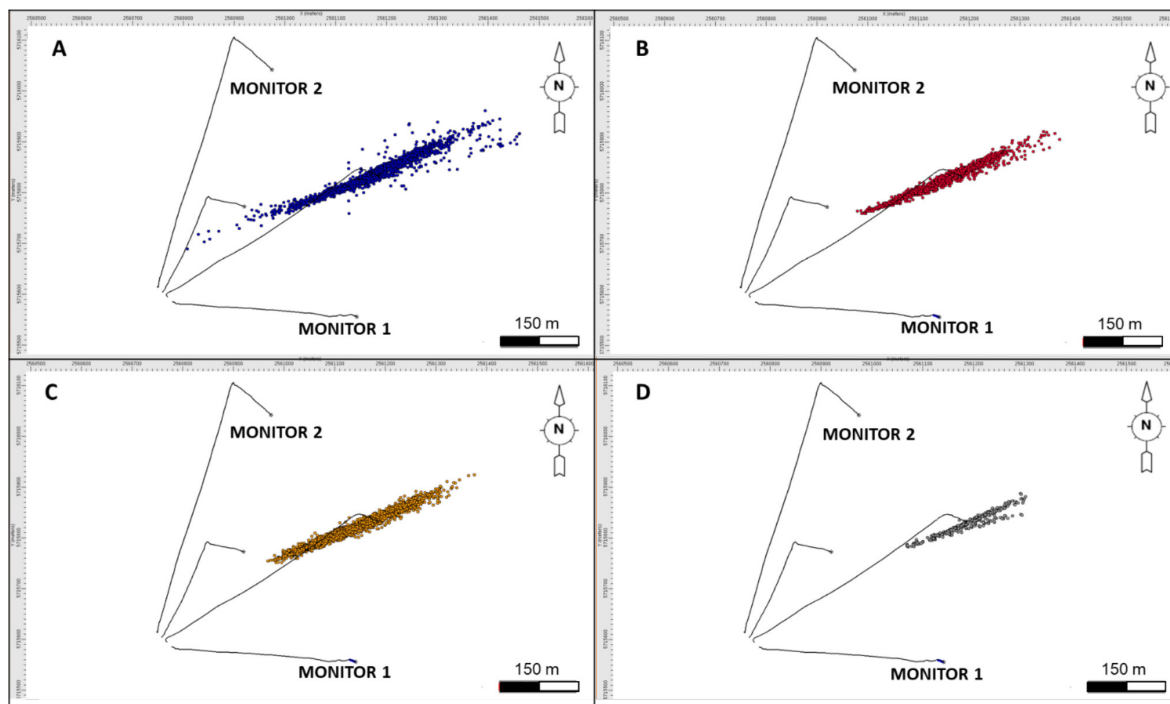


Figura 9. Vista en planta de las nubes de eventos obtenidas por las cuatro compañías.

En cuanto a la cantidad de eventos registrados, las compañías A, B y C tuvieron resultados similares, de alrededor de 2800 eventos, mientras que la compañía D localizó sólo 818. Esto tiene un impacto directo en la geometría de la nube: mientras las tres primeras compañías obtienen longitudes de fractura con alas del orden de 200 a 215 m, la compañía D obtiene fracturas más cortas, de sólo 150 m de ala. Todas las compañías registran fracturas simétricas y planares, con escaso crecimiento en la dirección perpendicular a la misma y muy poca dispersión en general; los anchos son del orden de 30 m en todos los casos. La altura de las fracturas es similar en los cuatro casos, del orden de 100 m, lo cual excede la altura punzada de esta etapa, que fue de 35 m.

El acimut principal de las fracturas obtenidas es similar en los cuatro casos, variando entre N65°E y N68°E, pero llama la atención que en los casos A y D se sugiere un acimut secundario en el cual se alinean algunos pocos eventos, más cercano a los N70°E. Esta orientación, no atribuible a ninguna falla visible en la sísmica de superficie a esta profundidad, podría estar relacionada con algún rasgo geológico previo a escala de la cuenca, observado claramente dentro de la Fm. Vaca Muerta en diversos bloques, incluido Lindero Atravesado (Marchal *et al.* 2020; Crovetto *et al.* 2020).

Los errores de localización de eventos fueron también evaluados por las diferentes compañías obteniendo incertezas comparables para las compañías B, C y D, resultando la compañía B levemente inferior que el resto. En el caso de la compañía A, cuyo procesamiento final consistió en realizar un control de calidad sobre los datos procesados en tiempo real, se observa que el error es mucho mayor sin incidir esto en la estimación del alto, ancho y acimut de la fractura.

(Tabla 1 y 2). En todos los casos, los errores fueron relativamente bajos en profundidad, lo cual es esperable para un monitoreo microsísmico desde pozo. Por la geometría de registración, en dirección Norte se obtuvieron las mejores localizaciones, mientras que los errores fueron bastante mayores en la dirección Este.

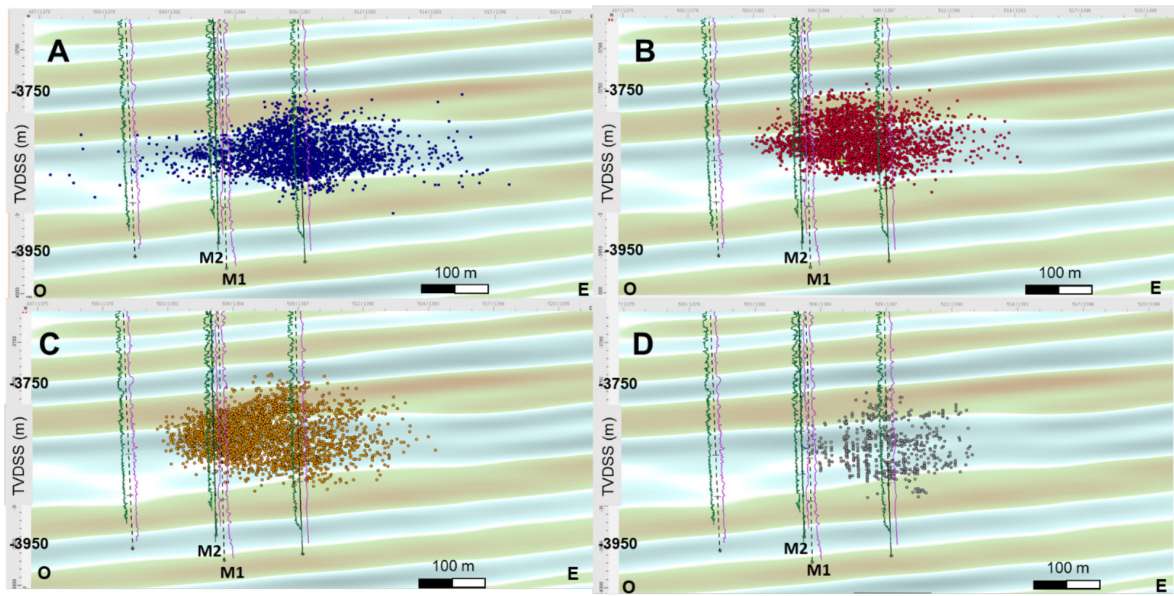


Figura 10. Vista lateral de las nubes de eventos obtenidas por las cuatro compañías.

Con respecto a las magnitudes de los eventos, se observa una mayor dispersión en los resultados reportados por las diferentes compañías. Si bien en todos los casos se observa una distribución normal (Fig. 11), los rangos de variación y los valores medios son diferentes. La compañía C registra las magnitudes más pequeñas, entre -3 y -2, mientras que los resultados de la compañía D están entre -1 y -0,4. Las otras dos compañías, A y B, encuentran valores situados entre estos extremos (Tabla 1). El ancho de la campana es también muy variable, siendo la compañía B la que presenta mayor dispersión de valores mientras que la compañía D tiene eventos de magnitudes más cercanas entre sí. Esta observación es muy importante, ya que muestra que las diferentes compañías de procesamiento poseen diferentes formas de cálculo para las magnitudes de los eventos detectados, por lo que sin una calibración común es inadecuado referirse a la magnitud de los eventos en forma absoluta, sino que sólo puede hacerse en forma relativa.

Adicionalmente, las compañías A, B y C analizaron el logaritmo de la distribución de magnitudes y encontraron una tendencia lineal más allá de la magnitud de completitud M_c que en todos los casos tuvo una pendiente (b value) significativamente mayor que 1, lo cual implica una gran mayoría de eventos de magnitudes pequeñas respecto de los de magnitudes mayores, consistente con el caso de eventos producidos por estimulación hidráulica sin reactivación de

fallas preexistentes. Los valores obtenidos fueron $b=2,0$ para la compañía A, $b=1,4$ para la B y $b=3,7$ para la C.

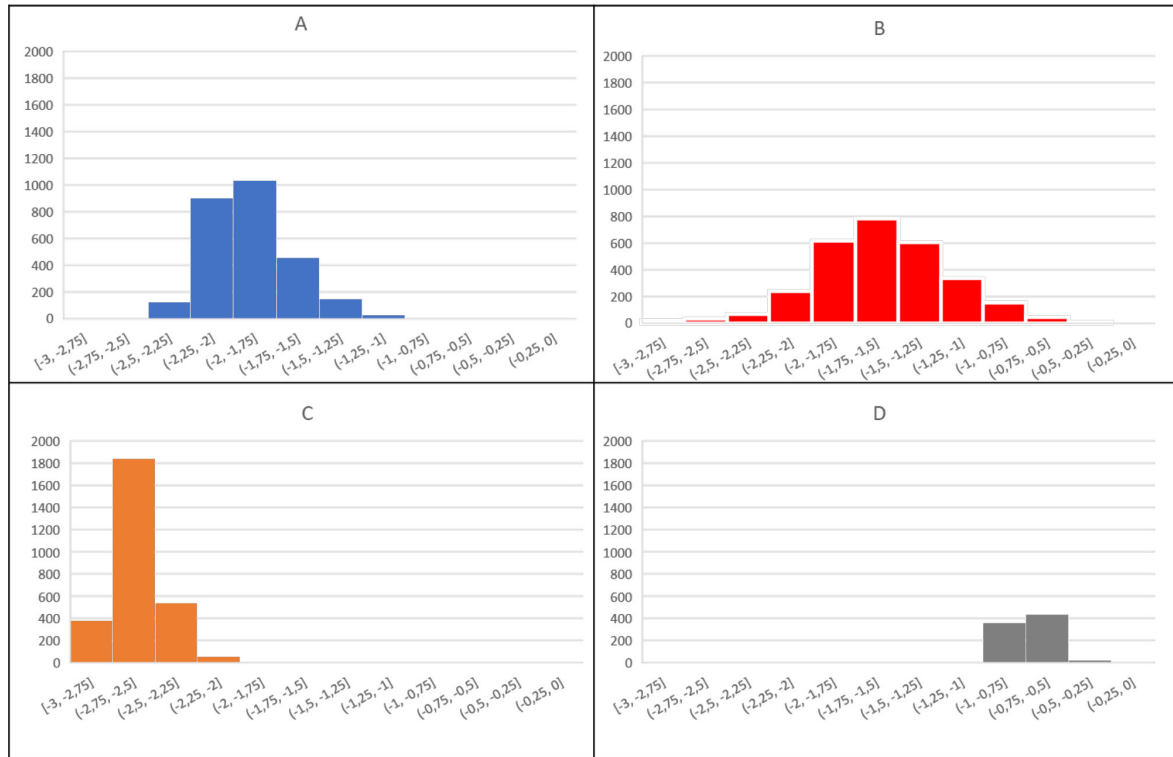


Figura 11. Histogramas de magnitudes de eventos obtenidas por las cuatro compañías.

Compañía	Monitor	Este (m)		Norte (m)		Profundidad (m)	
		Promedio	Máximo	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
A	dual	34	93	9	32	17	42
B	dual	5	19	1	7	1	8
C	dual	21	43	2	4	4	8
D	dual	17	39	2	5	5	12

Tabla 2. Errores de localización de eventos en monitoreo dual.

Procesamiento simple: un monitor

Aprovechando el sistema desplegado de dos pozos monitores registrando en forma simultánea, se procesaron los registros por separado para evaluar la incidencia de tener un solo pozo monitor en este tipo de estudios. Es sabido que tener un solo pozo monitor para un registro microsísmico impide realizar análisis más complejos como evaluar mecanismos focales, pero también tiene una clara incidencia en la localización de los eventos, ya que las ondas son registradas provenientes de una sola dirección, lo cual aumenta las incertezas.

Para esta parte del estudio se procesaron los registros del pozo monitor 1 y del 2 en forma independiente, como si el otro no hubiera estado registrando. Este procesamiento lo realizaron sólo las compañías B, C y D, por lo que no mostraremos resultados para la compañía A (Tabla 3). En la Figura 12 se puede observar una vista en planta de la nube de eventos obtenida al considerar como monitor sólo al pozo 1 y sólo al pozo 2. En la Figura 13 se observan los histogramas de magnitudes, y en la Figura 14 se observan ambos resultados en vistas laterales, perpendiculares a la dirección de la fractura.

Nuevamente se observa una diferencia en el número de eventos registrados por las tres compañías; B y C logran localizar menos eventos que en el caso de utilizar los dos monitores, pero ambos están en el mismo orden de magnitud, mientras que la compañía D sigue registrando menos de un tercio de los eventos. Es interesante notar que en los tres casos desde el pozo monitor 2 se localizan menos eventos que desde el monitor 1.

Respecto a la geometría de las fracturas, las nubes de eventos presentan una mayor dispersión que en el caso del procesamiento dual, mostrando fracturas con un mayor ancho y no tan planares. En los casos de las compañías B y C, las fracturas presentan un ancho del orden de 70 a 100 m, mientras que en la compañía D se hace más complicado su medición por la gran dispersión, alcanzando 170 m. Es interesante notar que las nubes son levemente curvas, cóncavas hacia el pozo monitor, producto de la llegada unilateral de las ondas (Fig. 12). Las longitudes nuevamente son del orden de 200 m cada ala, con algunos eventos localizados a distancias mucho mayores del pozo fracturado que en el caso dual. Las alturas determinadas son también levemente mayores que en el caso anterior, y similares en los dos monitores independientes (Fig. 14).

Compañía	Monitor	Número eventos	Medio Largo (m)	Alto (m)	Ancho (m)	Acimut	Magnitud Media	Magnitud Mínima	Magnitud Máxima
B	dual	2900	205	110	28	65,0	-1,60	-2,97	-0,33
	1	2830	208	110	100	70,0	-1,86	-3,47	-0,24
	2	2545	203	110	70	60,0	-1,76	-3,26	-0,25
C	dual	2829	199	134	33	67,0	-2,60	-2,96	-1,94
	1	2795	179	112	74	71,0	-2,50	-3,09	-1,91
	2	2666	185	134	94	64,4	-2,46	-3,13	-1,68
D	dual	818	150	100	20	68,0	-0,73	-1,03	-0,40
	1	818	180	120	170	68,3	-0,72	-1,03	-0,40
	2	446	195	112	133	56,6	-0,72	-1,03	-0,41

Tabla 3. Comparación de resultados de procesamientos dual y simple sobre la segunda etapa de fractura del pozo monitor 1.

Las magnitudes de los eventos detectados muestran una tendencia similar al caso del procesamiento dual, con magnitudes menores en la compañía B, seguidas por la C, y magnitudes más altas en la compañía D, volviendo a concluir que las fórmulas empleadas para su cálculo son diferentes y deben ser calibradas antes de compararse. Hay ahora una mayor dispersión de magnitudes que en el caso dual, sobre todo en las compañías B y C (Fig. 13).

Respecto a los errores de ubicación de eventos, la compañía B presenta menores incertezas, mientras que C y D fueron un poco más elevadas, pero nuevamente todos se encuentran dentro del mismo orden de magnitud (Tabla 4). Es interesante notar que las incertezas al considerar un solo pozo monitor aumentan respecto al monitoreo dual, llegando a errores de hasta el doble. Nuevamente en todos los casos, las incertidumbres fueron mayores en la dirección Este, pero a diferencia del caso de dos monitores, el menor error se encontró en la estimación de la profundidad, mientras que el error en estimación de la coordenada Norte aumentó debido a la geometría, ahora asimétrica, de registración

Compañía	Monitor	Este (m)		Norte (m)		Profundidad (m)	
		Promedio	Máximo	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
B	1	11	35	4	12	2	8
C	1	37	60	25	30	13	21
D	1	132	302	27	120	8	29
B	2	10	30	9	23	2	7
C	2	41	64	26	35	18	27
D	2	167	445	34	133	8	22

Tabla 4. Errores de localización de eventos en monitoreo simple.

Mecanismos focales

Para comparar los resultados del análisis de mecanismos focales tomaremos solamente las tres compañías que realizaron esta parte del trabajo. Para ello, la compañía B seleccionó 198 eventos, la compañía C utilizó 156 eventos mientras que la compañía D analizó 387 eventos. En todos los casos se logró analizar con éxito el mecanismo dominante en los eventos detectados como debidos a fracturas de desplazamiento de rumbo. En todos los casos, la selección de eventos realizada por las compañías para este análisis resultó espacialmente representativa del conjunto total de eventos detectados.

A continuación, resumiremos la distribución de mecanismos focales encontrados en los tres casos, siempre nos referiremos a la orientación de los planos principales que quedan en el cuadrante NE, aunque siempre existe su complementario a 90 grados.

De los 198 eventos analizados por la compañía B, una significativa mayoría se ajustaron a mecanismos en los que la componente de doble cupla que corresponde a desplazamiento de rumbo con orientación N65°E implica más del 80% del momento total.

Con los 156 eventos analizados por la compañía C, al proponer soluciones de doble cupla pura se obtuvieron mecanismos de doble cupla de tipo desplazamiento de rumbo, con una orientación bien concentrada alrededor de la dirección N72°E. Cuando se propusieron soluciones de tipo doble cupla combinada con isotrópica se obtuvieron mecanismos de doble cupla de tipo desplazamiento de rumbo con una componente del orden del 10% isotrópica. La

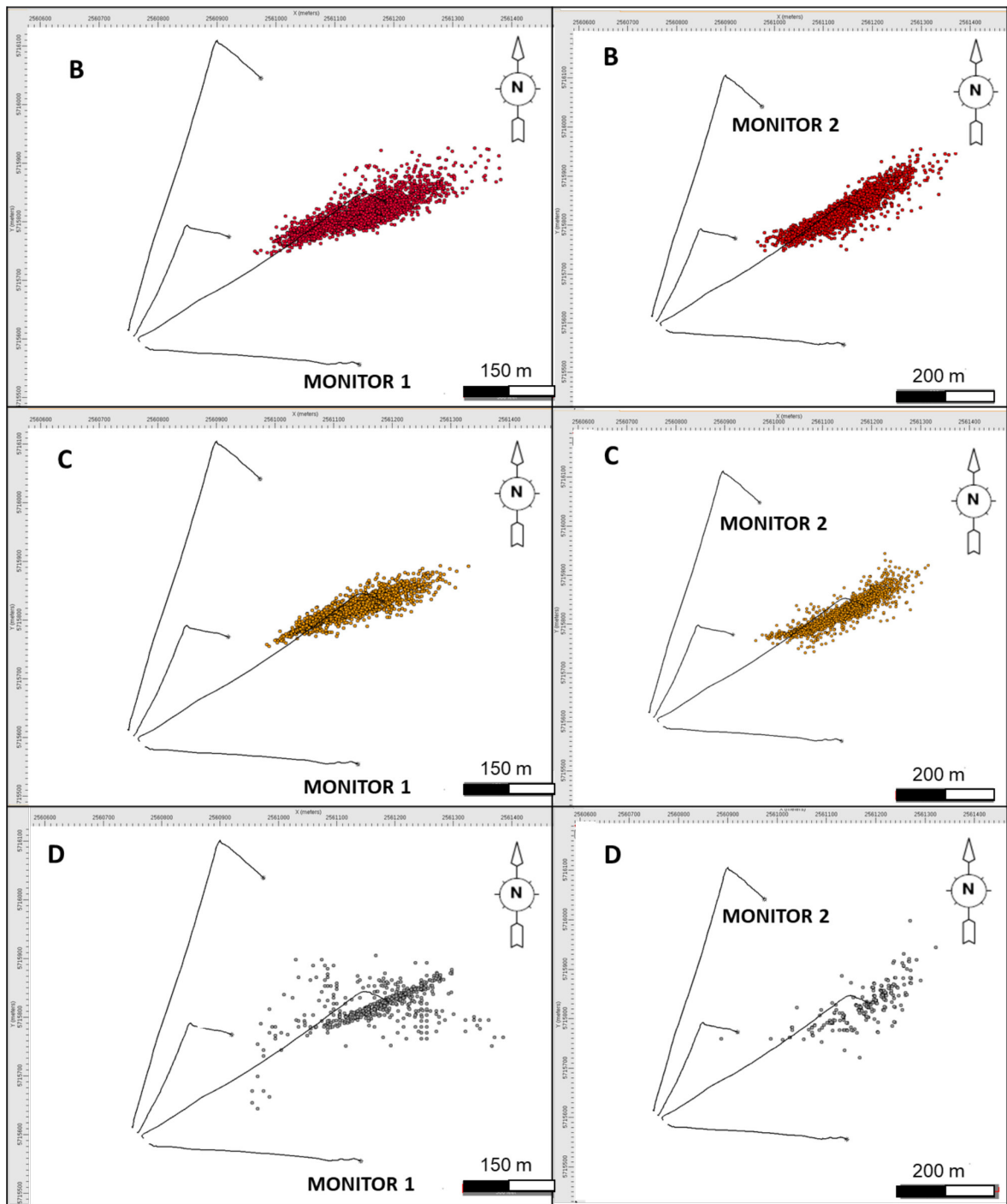


Figura 12. Vistas en planta de las nubes de eventos observadas por el monitor 1 y por el monitor 2 en forma independiente.

orientación de las fracturas presentó más dispersión que en el caso de doble cupla pura, pero siguió centrada en N72°E. En cuanto a la componente isotrópica, mostró una dirección de cierre cercana a la del esfuerzo horizontal máximo y una de apertura en dirección cercana a la del



Figura 13. Histogramas de magnitudes de eventos obtenidas desde el monitor 1 y desde el monitor 2.

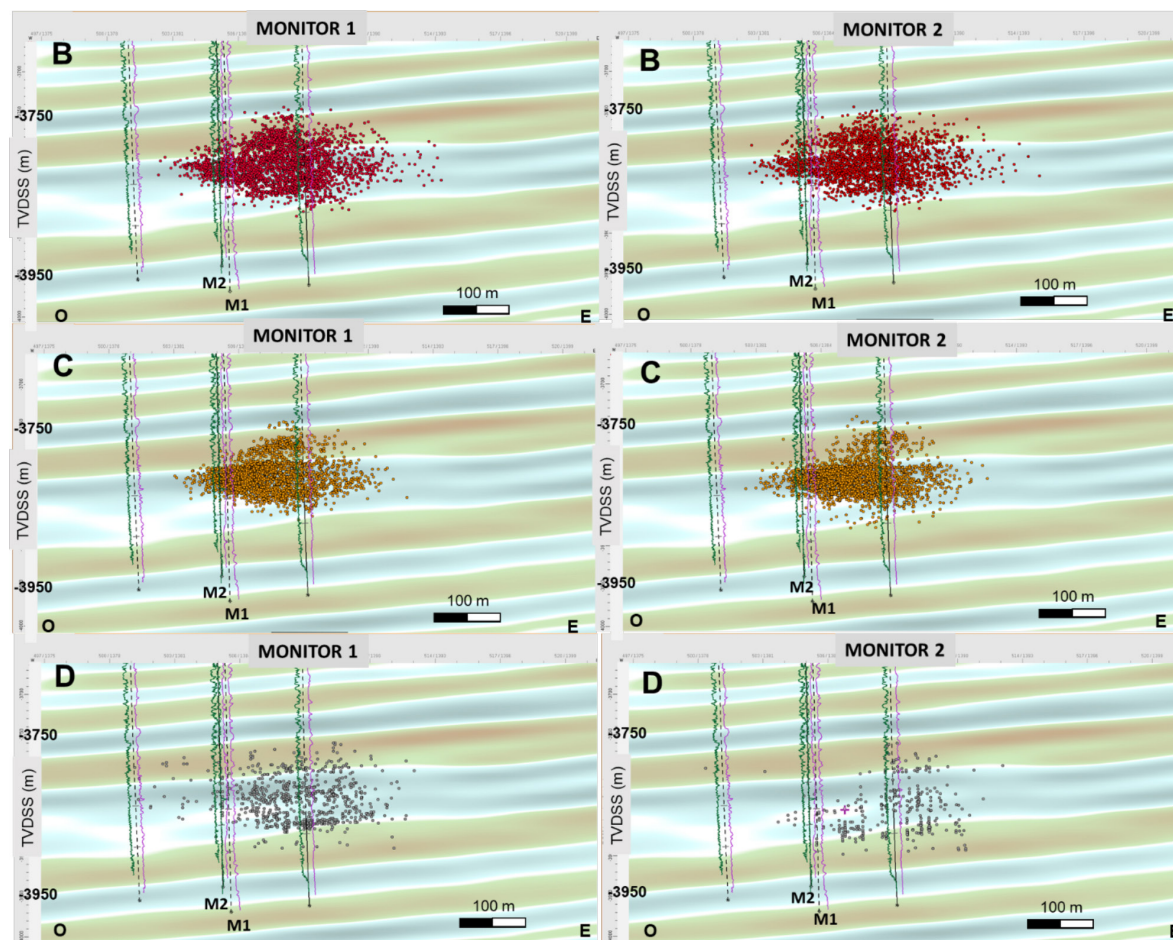


Figura 14. Vistas laterales de las nubes de eventos observadas por el monitor 1 y por el monitor 2 en forma independiente.

esfuerzo horizontal mínimo. La dirección del esfuerzo horizontal máximo se estimó en N65°E y el esfuerzo horizontal mínimo perpendicular a él a N155°E.

Dentro de los 387 eventos seleccionados para la inversión del tensor de momento sísmico, la compañía D encontró un 96% con mecanismo de doble cupla de tipo desplazamiento de rumbo con orientaciones concentradas dentro de 10° en dirección N45°E, un 3% con mecanismo de doble cupla de desplazamiento de rumbo más una componente isotrópica y orientaciones medias de N60°E, y un 2% de eventos de doble cupla de desplazamiento de rumbo con orientación media N25°E que pertenecen a una rama secundaria en la nube de eventos detectados. La dirección del esfuerzo horizontal máximo se estimó en N94°E. El esfuerzo mínimo fue el vertical, correspondiendo a un régimen de desplazamiento de rumbo.

DISCUSIÓN

Al observar los resultados obtenidos podemos notar que, si bien existen algunas diferencias importantes entre las compañías de procesamiento, en términos generales la geometría de las fracturas determinadas para el caso de dos monitores es bastante similar en largo y altura de fractura. La cantidad de eventos reportados es similar en los tres primeros casos, mientras que en la última compañía es un tercio de ese valor, pero en ese caso se han reportado sólo los eventos revisados y validados en forma manual. Esto nos permite concluir que, incluso sin una revisión manual exhaustiva, la geometría puede determinarse claramente mediante cualquier método de procesamiento. El caso de las magnitudes luce más complejo, entendemos debido a diferencias metodológicas que dan distribuciones significativamente diferentes en valor absoluto, lo que haría una comparación imposible en esos términos. Esto no sucede si se analiza cada distribución en relativo, como cuando se estima el b value, que en los tres casos en que fue analizado arrojó la misma conclusión. Queda claro que cualquier análisis basado en las amplitudes absolutas requeriría un acuerdo previo que establezca estándares para su cálculo.

Respecto a la diferencia entre el uso de uno o dos pozos monitores, en los tres casos la observación más importante es la altísima dispersión que se genera en la nube de eventos al emplear los registros de un solo pozo. En todos los casos se observaron fracturas con anchos hasta tres veces superiores a los observados con los dos monitores. El número de eventos no se modifica notablemente respecto al uso de dos monitores; es decir, no se pierden eventos por el uso de uno sólo, pero si aumentan considerablemente los errores de localización dando lugar a la dispersión ya mencionada. Entonces, en casos donde la adquisición deba realizarse con un pozo monitor únicamente, debe tenerse en cuenta que los resultados estarán influenciados por este efecto.

Respecto del análisis de mecanismos focales, se logró analizar con éxito el mecanismo dominante en los eventos detectados como debidos a fracturas de desplazamiento de rumbo.

Esta conclusión fue coincidente entre las tres compañías que realizaron el análisis de los registros de ambos monitores a pesar de haber seleccionado para ello diferentes muestras de la información disponible. En cuanto a las orientaciones de los planos de fractura estimados se observa que los resultados son más consistentes internamente dentro de cada procesamiento que al compararlos entre sí. Eso se ve más especialmente al comparar los resultados de las compañías B y C respecto de D. Un aspecto importante para resaltar que podría explicar esta dispersión es que los pozos monitores y el que fue tratado se encontraban aproximadamente alineados con el último al centro. Esa línea es aproximadamente perpendicular a la del máximo esfuerzo. Además, el mecanismo focal dominante fue de doble cupla con planos principales verticales con uno de ellos aproximadamente coincidente con la dirección de máximo esfuerzo. En consecuencia, para muchos eventos, los lóbulos de radiación S tenían sus máximos en la dirección de los dos pozos monitores. Esto hizo que en estos casos se pudieran registrar ondas S de muy buena calidad. Sin embargo, los lóbulos de radiación de las ondas P correspondientes quedan orientados a 45 grados de los anteriores y presentan planos nodales en la dirección de ambos monitores. Esto hizo muy difícil el picado de los arribos P para muchos eventos provocando el descarte de muchos candidatos para el análisis de mecanismos focales. Esto fue advertido por las compañías de procesamiento que implementaron distintas estrategias para resolver este problema evidentemente mal condicionado. Por eso en general no invirtieron el tensor de momento sísmico completo, sino que aplicaron distintas condiciones para simplificar el problema.

Evidentemente, si bien el uso de dos pozos monitores permite el análisis de mecanismos focales, optimizar la geometría de adquisición para resolver el problema de la inversión del tensor momento sísmico teniendo en cuenta esto no parece algo sencillo en la práctica ya que depende de parte de la información que se quiere obtener del estudio. En consecuencia, podríamos decir que a la hora de diseñar un monitoreo que incluya este tipo de análisis, conviene analizar la posibilidad de utilizar un arreglo en superficie, o más de dos pozos monitores bien distribuidos en acimut, o una combinación de monitoreo de pozo y superficie. Como ya se mencionó anteriormente, en nuestro caso, experiencias anteriores mostraron que un arreglo en superficie no tiene suficiente sensibilidad para la profundidad del objetivo por lo que un monitoreo con tres pozos podría ser la mejor opción.

Respecto a las aplicaciones de los resultados obtenidos en este estudio, uno de más interesantes fue la evaluación de la dirección de los esfuerzos principales en esta zona del yacimiento, la cual difiere levemente de la dirección Oeste-Este regional de la cuenca (Heidbach *et al.* 2018). El desarrollo de pozos de gas profundos en este sector se estaba llevando a cabo hasta el momento de este estudio siguiendo una grilla de orientación aproximada N45°E, en coincidencia con la dirección de las fallas principales en el área (Fig. 15A). A raíz de este estudio, donde se observó que el esfuerzo horizontal máximo está a aproximadamente N65°E, se realizó la rotación de la grilla de desarrollo de forma de minimizar la interferencia entre las fracturas de

pozos aledaños y maximizar el área drenada. Sumado a ello, y debido al escaso crecimiento de las fracturas en la dirección perpendicular (dirección esfuerzo horizontal mínimo), se concluyó que el distanciamiento entre los pozos podía disminuirse de forma de no dejar zonas del reservorio sin contactar, bajando el área de las celdas de 40 a 20 acres. Con esta visión se encontraron oportunidades de perforación de pozos *infill*, algunas de las cuales fueron perforadas obteniendo buenos resultados tras su puesta en producción (Fig. 15B). Finalmente, debido a los cambios en la estrategia de desarrollo del yacimiento, el cual se concentró en el *shale oil* de Fm. Vaca Muerta, no se pudo avanzar más allá en la implementación de cambios surgidos del análisis de esta microsísmica.

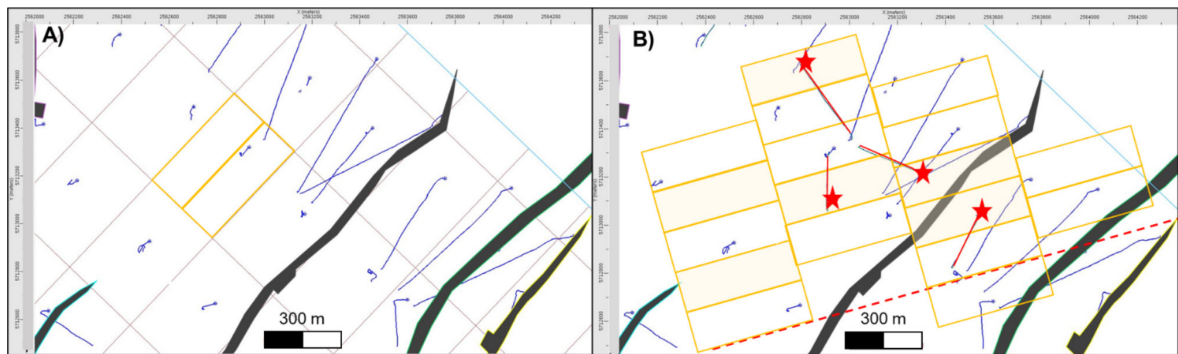


Figura 15. A) Grilla de desarrollo original siguiendo la orientación de las fallas principales. B) Celdas sombreadas: oportunidades de perforación *infill* debidas a la adecuación de la grilla de desarrollo post microsísmica. En línea punteada se muestra la orientación de las fracturas. En rojo, los pozos *infill* ya perforados.

CONCLUSIONES

Se puede concluir que la elección del arreglo de pozos monitores versus los estimulados fue correcta y fue la mejor opción para ejecutar el trabajo.

Tal como era de esperar, las estimaciones en el acimut, alto y ancho de fracturas resultan mejores cuando se usan dos pozos monitores que uno solo. Observamos también que las cuatro compañías arriban a valores similares independientemente de la metodología utilizada durante el procesamiento.

En función de cómo resultó ser la dirección preferencial de la fractura hidráulica con respecto al arreglo del pozo monitor – pozo estimulado, la dirección de la fractura estimada desde el pozo monitor 2 mostró un acimut menor, mientras que el acimut estimado desde el pozo monitor 1 fue mayor.

Debido a que el ancho de fractura está fuertemente afectado por la dispersión de los eventos, la cual es mucho mayor al usar un solo pozo monitor, se deberá tener esto presente al momento de hacer consideraciones sobre el volumen de roca estimulado calculado cuando se trabaja en esa condición.

Resulta muy importante, antes de comenzar el desarrollo masivo de un campo, tener estimadas correctamente y con la mayor precisión posible las direcciones preferenciales de fracturas, de manera que se pueda definir la mejor grilla para tal fin y optimizar el área de drenaje del yacimiento.

Por último, el análisis de mecanismos focales permitió estudiar el grado de complejidad de la red de fracturas generada y el régimen de esfuerzos local. La naturaleza de los patrones de radiación de las ondas P y S hacen que este tipo de análisis con dos pozos monitores esté en el límite de las posibilidades técnicas y se pierda parte de la información por escasez de cobertura acimutal. Para un objetivo profundo como el que nos ocupa en este trabajo, la opción más razonable para mejorar este aspecto sería realizar un monitoreo con tres pozos bien distribuidos en acimut.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Pan American Energy e YPF por la autorización a publicar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Allen, R. V., 1978. Automatic earthquake recognition and timing from single traces. *Bulletin of the Seismological Society of America*, 68(5), p. 1521-1532.
- Brune, J.N., 1970. Tectonic Stress and the Spectra of Seismic Shear Waves from Earthquakes. *Journal of Geophysical Research*, 75 (26), p. 4997-5009.
- 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. *Latam Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*, Buenos Aires, Argentina, DOI 10.15530/urtec-2020-1503.
- Godano, M., 2009. Étude théorique sur le calcul des mécanismes au foyer dans un réservoir et application à la sismicité de la saline de Vauvert (Gard). (Ph.D.), Université de Nice- Sophia Antipolis, Francia.
- Godano, M., Gaucher, E., Bardainne, T., Regnier, M., Deschamps, A., y Valette, M., 2010. Assessment of focal mechanisms of microseismic events computed from two three-component receivers: application to the Arkema-Vauvert field (France). *Geophysical Prospecting*, 58(5), p- 775-790.
- Godano, M., Bardainne, T., Regnier, M., Deschamps, A., y Valette, M., 2012. Spatial and temporal evolution of a microseismic swarm induced by water injection in the Arkema-Vauvert salt field (southern France). *Geophysical Journal International*, 188(1), p. 274-292.
- 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 da-

- tabase release 2016: Crustal stress pattern across scales: Tectonophysics, 744, p 484-498, <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2018.07.007>
- Lambergini, L., Parra, D., Alonso, E., Sorenson, F., Espina, C., Viglione, L., Clem, D. y Ilk, D., 2017. Performance Based Reservoir Characterization in a *tight* Gas Reservoir System – Case Study from Lajas and Punta Rosada Formations in the Neuquén Basin, Argentina, Unconventional Resources Technology Conference, Austin, USA. URTeC: 2697509.
- Marchal, D., Mancada, 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.
- Martínez E., LaSalle, D. y Pecuch, D., 2005, Entrampamiento en el yacimiento Lindero Atravesado. En Kozłowski, E., Vergani, G. y Boll, A. (eds.), Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 317- 330, Mar del Plata, Argentina.
- Maxwell, S.C., Waltman, C.K., Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., y Boroumand, N., 2006. Imaging Seismic Deformation Induced by Hydraulic Fracture Complexity. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, p. 24–27, San Antonio, Texas, U.S.A.
- Pecuch, D, LaSalle, D. y Larriestra, C., 2005, Modelo predictivo de propiedades petrofísicas basado en la integración no lineal de datos sísmicos y de pozo, 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, Argentina, Trabajos técnicos, actas en CD.
- Pei, D. y Warpinski, N.R., 2015. Downhole Microseismic Moment Tensor Inversion by Damped Least-Squares, SEG Annual Meeting, SEG-2015-5828988, New Orleans, Louisiana, USA.
- Schorlemmer, D., Wiemer, S., y Wyss, M., 2005. Variations in Earthquake Size Distribution Across Different Stress Regimes. Nature 437, p. 539–542. <https://doi.org/10.1038/nature04094>.
- Snoke, J. A., Linde, A. T. y Sacks, I. S., 1983. Apparent stress: An estimate of the stress drop. Bulletin of the Seismological Society of America, 73 (2), p. 339–348. doi: <https://doi.org/10.1785/BSSA0730020339>.
- Staněk, F., Jechumtálová, Z. y Eisner, L., 2015. Stress field orientation inverted from source mechanisms of microseismic events induced by hydraulic fracturing and geomechanical interpretation, SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2015 p. 2552-2556.
- Warpinski, N. R., Wolhart, S. L, y Wright, C. A., 2001. Analysis and Prediction of Microseismicity Induced by Hydraulic Fracturing. SPE Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA. SPE-71649-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/71649-MS>.
- Withers, M., Aster, R. C., Young, C. J., Beiriger, J., Harris, M., Moore, S., y Trujillo, J., 1998. A comparison of select trigger algorithms for automated global seismic phase and event detection. Bulletin of the Seismological Society of America, 88(1), p. 95-106.
- Zambrano, R., Parra, D., Lambergini, L., Saldungaray, P y Mosse, L., 2018, Desafíos y soluciones en la evaluación petrofísica de los reservorios *tight* gas. Caso lindero atravesado – formaciones Lajas

- y Punta Rosada, 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos, IAPG, Simposio de Evaluación de Formaciones: Maximizando la eficiencia a través de la innovación, p. 371-395, Mendoza, Argentina.
- 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.