

14 AÑOS DE APORTES GEOFÍSICOS AL DESARROLLO NO CONVENCIONAL, INNOVANDO CON MICROSÍSMICA, SÍSMICA 4D Y ESCUCHA PASIVA

José L. Fachal¹, Laszlo Maurel², Marc Grausem², Federico Achilli³, Mariana Sainz-Trápaga³, Jorge P. Torres³

1: Formerly Total Austral S.A., Argentina. Currently retired. fachaljoseluis@gmail.com

2: TotalEnergies, Exploration and Production, La Défense, France.

laszlo.maurel@totalenergies.com, marc.grausem@totalenergies.com

3: TotalEnergies, Exploration and Production, Argentina. federico.achilli@totalenergies.com,
mariana.sainz-trapaga@totalenergies.com, jorge.torres@totalenergies.com

Palabras clave: microsísmica, 4-D, *time-lapse* seismic, escucha pasiva, Vaca Muerta

ABSTRACT

The growth of Unconventional exploration & development in the last decades was certainly linked to the introduction of new technologies allowing multiple fractures in horizontal wells. Those induced fractures and their effectiveness accounts for successful and economic development projects. An early application in local context was the generation of planar fractures on Tight Gas Reservoirs (TGR), enabling horizontal wells to produce at economic rates from the Mulichinco Fm. in the Aguada Pichana area.

With the dawn of the shale plays, the technique was adapted to create the so-called stimulated rock volumes (SRV); that means the creation of reservoir conditions through the generation of an interconnected complex fracture network in a naturally non reservoir source rock.

In Argentina, the Vaca Muerta Formation (VM) was an excellent source rock candidate to be evaluated with the fracture stimulation technology.

In that sense, measuring, mapping, and modelling the SRV network have become a main topic for the industry.

Consequently, a significant constant technical and economic effort have been done to optimize, innovate and test new applications of geophysical techniques to monitor the SRV by pushing the limits on microseismic, and pioneering on the use of 4D seismic as well as installing an early passive monitoring network to know the background seismicity level of the potential producer areas.

This work summed up the acquired experience and results in these 14 years journey on the use of the different techniques fulfilling the original objectives in terms of innovation, value creation and sustainability.

INTRODUCCIÓN

En 2009 Total Austral se posicionó estratégicamente en el dominio minero de Vaca Muerta (VM), tomando nuevos bloques con la intención de completar el espectro de ventanas de

fluidos, desde el gas seco y su transición hasta el petróleo negro, ya sea como operador en seis áreas o como asociado acompañando e incentivando la exploración en otras cinco áreas.

Los recursos de VM podían cambiar el contexto energético del país y los planes a largo plazo de las operadoras, cuya producción declinaba inevitablemente pese a los esfuerzos exploratorios convencionales y a los métodos de recuperaciones secundarias y/o terciarias de los yacimientos existentes.

Tales recursos, en el portafolio de Total Austral, eran infinitamente mayores al remanente de los reservorios convencionales o no convencionales tipo areniscas compactas o *Tight Gas Reservoirs* (TGR, por sus siglas en inglés), con menor potencial de desarrollo, en las mismas áreas.

Sin embargo, la producción de una roca madre era inimaginable de manera convencional. Para romper esa limitación, era necesario crear condiciones de reservorio en esa roca impermeable para ser producida económicamente. Dichas condiciones se lograrían mediante la fracturación hidráulica, generando un “reservorio artificial”, el SRV (*Stimulated Rock Volume*).

Los ingenieros de completación y geomecánicos pasaron a jugar el rol principal en el trabajo interdisciplinario de la industria petrolera. Diseñaban el tamaño de una fractura a realizar basados en modelos geomecánicos provistos generalmente por los contratistas, y luego de la fracturación solo había indicios indirectos del SRV generado basados en la interferencia entre pozos cercanos, trazadores químicos, o microsísmica desde un pozo cercano (entre otras observaciones indirectas).

Era necesario entender el impacto de una estimulación hidráulica, pues solo conociendo el SRV se podrían optimizar los diseños de los pozos de producción, maximizar los EUR (*Estimated Ultimate Recovery*), acelerar el perfil de producción, y minimizar costos y riesgos.

El presente trabajo recapitula la experiencia de 14 años de Total Austral y el aporte de las diferentes metodologías geofísicas al entendimiento del SRV y al desarrollo sustentable, que han cumplido con creces los objetivos técnicos, de innovación, negocio y aceptabilidad que Total Austral se había fijado como operador responsable.

Se dedicará más espacio a ilustrar la metodología del monitoreo microsísmico, concebido para estimar el SRV con una red de geófonos en superficie, pues fue de su implementación e interpretación, que surgieron las ideas que dieron origen tanto a las adquisiciones sísmicas 4D (una innovación para la medición del SRV), como a la utilización de una red sismológica temprana para el monitoreo pasivo de la sismicidad inducida.

MICROSÍSMICA DE SUPERFICIE

La actividad microsísmica se debe a la liberación de energía elástica durante la creación y propagación de las fracturas generadas por una estimulación hidráulica, así como a la reactivación inducida de algunas fracturas y/o fallas preexistentes desestabilizadas en un medio que se encuentra en un régimen de estrés tectónico crítico.

Las primeras experiencias hechas por Total Austral, para intentar visualizar la extensión, de una fractura generada por estimulación hidráulica fueron realizadas en las areniscas compactas (TGR) de la Fm. Mulichinco, con gas y condensado, en Aguada Pichana.

En 2007, cuando no se hablaba de Vaca Muerta, la estrategia de Total Austral se concentró en el desarrollo masivo de esas areniscas producidas con pozos horizontales de varios cientos de metros de drain multifracturados. Dicha estrategia permitió reducir el franco declino de los pozos convencionales hasta 2016. Los pozos al TGR eran ubicados siguiendo criterios geológicos con ayuda de la inversión sísmica en impedancia acústica y, sumado a ello la estimulación hidráulica, Scaricabarrozzi N. *et al.*, (2016).

El resultado de dichos pozos y su economicidad dependía en gran medida de la eficacia de la fracturación y ésta solo se podía estimar empíricamente luego de meses de producción. En la búsqueda de maximizar la recuperación del gas *in situ* y su economía, se planteó entonces la necesidad de conocer el espaciamiento óptimo entre drenajes horizontales, determinado por la densidad de etapas de fracturación y la consecuente extensión lateral y vertical de las fracturas.

En colaboración con el centro de investigación de la casa matriz de Total (hoy TotalEnergies) que ya trabajaba en la misma temática en otras partes del mundo, y junto con un contratista, se planificó una prueba Piloto. Dicha prueba se basó en la experiencia de la industria en EEUU, donde la técnica se había comenzado a aplicar más asiduamente para la caracterización de reservorios tipo shale por lo general desde pozos de observación verticales u horizontales vecinos o, rara vez por un arreglo de geófonos o sismógrafos desde la superficie

Prueba de Concepto

En 2008, con el objetivo de seleccionar un dispositivo de monitoreo para los futuros pozos horizontales del TGR Mulichinco, a 1600 m de profundidad, se llevó a cabo un Piloto para monitoreo pasivo de eventos microsísmicos con fines de “caracterización de reservorio”. Se combinaron a ese efecto, y de manera simultánea, 4 arreglos diferentes de detectores.

Debido a la poca disponibilidad de pozos verticales en las cercanías de los proyectados drain horizontales, el objetivo principal del Piloto era probar si era posible independizarse del pozo de observación cercano y aun así realizar un monitoreo eficiente. De lograrlo se podría monitorear cualquier pozo.

1- microsísmica en un mismo pozo, (Pozo 1) estimulado solo con agua, “fractura en blanco” (sin agente sostén para evitar la erosión del dispositivo) y registrada con 3 geófonos multicomponentes (3C) ubicados lo más cerca posible del nivel a fracturar (Fig. 1, izquierda). Una vez conocida la respuesta geomecánica, luego se podía diseñar la refrac mayor con agente sostén.

A efectos comparativos se combinó con el monitoreo de 8 geófonos 3C profundos (lo estándar en EEUU) colocados en un pozo cercano (Pozo 2, a 250 m de distancia). Se complementó con dos redes (antenas) alternativas, la adquisición desde un arreglo de geófonos e hidrófonos colocados en 5 pozos someros (3 de ellos con un agregado extra de geófonos) y con una red de 3120 geófonos distribuidos en la superficie.

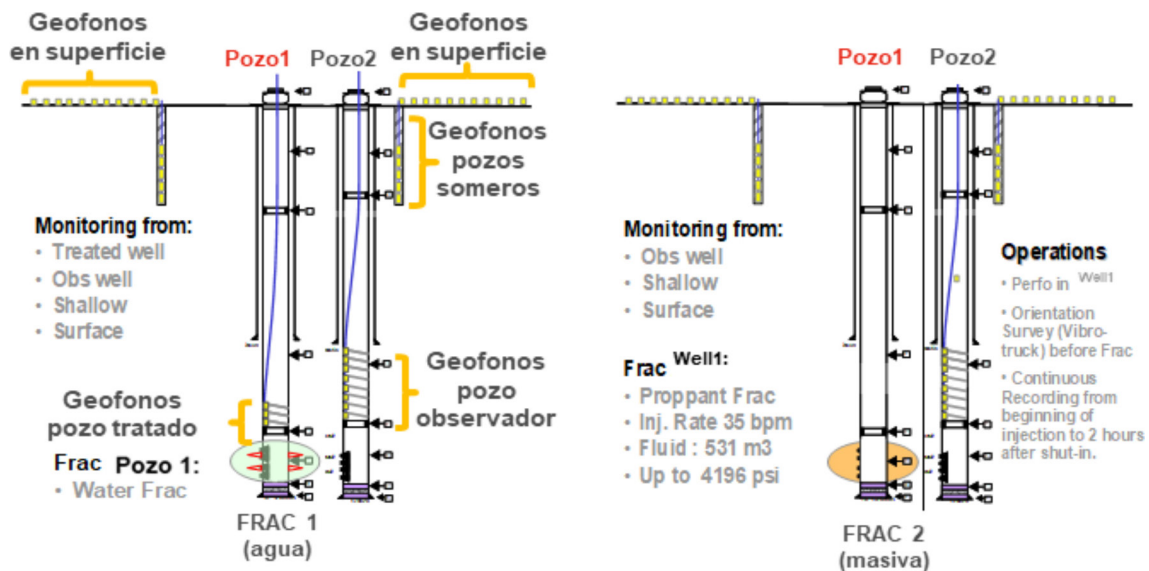


Figura 1. Configuraciones variables de escucha para la fracturación Tomado de Drapeau D. *et al.*, (2009).

2- microsísmica desde un pozo cercano, de una “fractura masiva” (Fig. 1, derecha) con agente de sostén.

La microsísmica fue registrada en el pozo vertical cercano (Pozo 2).

A efectos comparativos se combinó con la escucha en los 5 pozos someros y la red de superficie.

Esta prueba se repitió en los dos pozos, intercambiando sucesivamente sus roles.

3- microsísmica de superficie registrada por un arreglo de 3120 geófonos en distribución “radial” (Fig. 2). Ese diseño eliminaría al máximo los ruidos industriales (camiones, bombas inyectoras, etc).

La idea era conocer su sensibilidad, tanto en amplitud como en la localización espacial de la señal.

Se basaba en la redundancia de datos, y en el potencial de obtener información cualitativamente superior en caso de poder identificar los mecanismos focales de los eventos microsísmicos (aunque el procesamiento no estaba estandarizado en los *softwares* comerciales).

Esta información adicional, no provista por el monitoreo en pozos cercanos, podía ser muy útil no solo para entender la generación y extensión de los microsismos *per se*, sino también para

conocer variaciones locales del estrés tectónico, tanto vertical como regionalmente, y ser usado para el entendimiento de los estilos estructurales a mayor escala, interpretados con las sísmicas 2D/3D convencionales, como así también para ayudar en la interpretación entre eventos “wet” (conectados al SRV) y “dry” (no conectados al SRV).

Redes de monitoreo:
pozo tratado + pozo observador+ pozos someros + Superficie

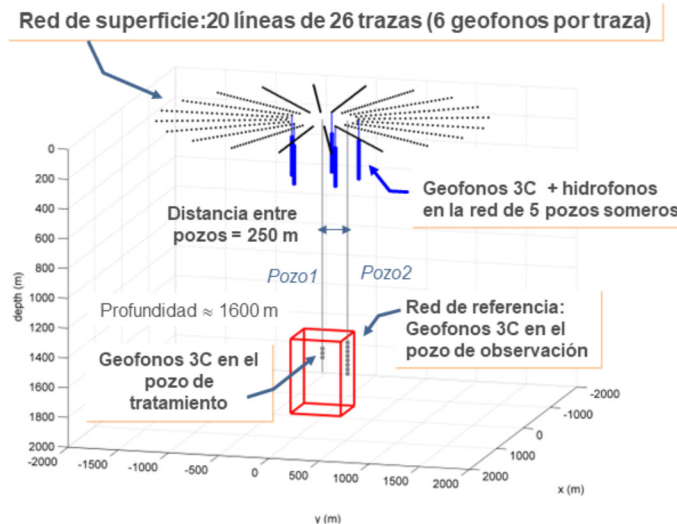


Figura 2. Configuración esquemática de los geófonos en superficie. Tomado de Drapeau D. *et al.*, (2009).

4- microsísmica de pozos someros registrada con 5 pozos de 400 m profundidad, cada uno con 15 geófonos 3C e hidrófonos, ubicados en un arreglo pentagonal, que optimizaría su función de “antena” (Fig. 2). Los cinco pozos tenían el mismo arreglo de geófonos, pero a tres de ellos (formando un triángulo) se les agregó otro arreglo extra diferente para testear una segunda configuración de escucha y hacer combinaciones.

Como resumen de la conclusión de dichos tests, se puede decir que:

- el monitoreo usando el mismo pozo en tratamiento (con agua) fue decepcionante, la relación señal/ruido, excesivamente baja, tenía una pobre capacidad de calcular el azimut de los eventos.
- el monitoreo con una antena de pozos poco profundos no justifica su inversión (necesita más trabajo sobre el diseño del arreglo, en particular con respecto al ángulo de emergencia del rayo saliente del evento microsísmico, y tampoco atenuaba significativamente los ruidos superficiales de la operación).
- el monitoreo con un pozo observador cercano dio muy buenos resultados. Pero para ello debería encontrarse a menos de 350 m del pozo en tratamiento para una óptima relación señal ruido, algo no usual en el contexto de las operaciones.

- d) el arreglo geométrico de geófonos superficiales probó ser el dispositivo más barato y suficiente, para obtener la imagen mínimamente clara que se necesitaba (Fig. 3). Era muy versátil y tenía menor riesgo operativo. También probó la posibilidad de identificar el mecanismo focal de los eventos.

De este modo se concluyó que no disponer de un pozo observador cercano no iba a ser impedimento para estimar el tamaño de las fracturas en un contexto como el de Neuquén.

Desde el punto de vista petrolero las imágenes microsísmicas para el Mulichinco se interpretaron como fracturas asimétricas (extensión mayor al Este que al Oeste) y “*bi-wing*” (masivas en longitud, no en ancho) con los planos alineados en la dirección del máximo esfuerzo tectónico horizontal local (Fig. 3).

La altura del intervalo fracturado se estimaba, en esa época, por la distribución espacial de los eventos luego de haber sido filtrados, vía una interpretación, en “*wet*” y “*dry*”.

Obviamos acá de contar la batería completa de tests de procesamientos diferentes, y sus combinaciones, que incluyeron, por ejemplo, la utilización de las polarizaciones de las ondas S, registrada por los sensores 3C.

MONITOREO DE POZO VERTICAL FRACTURADO: COMPARACIÓN DE EVENTOS REGISTRADOS POR UN POZO OBSERVADOR Y UNA RED DE SUPERFICIE

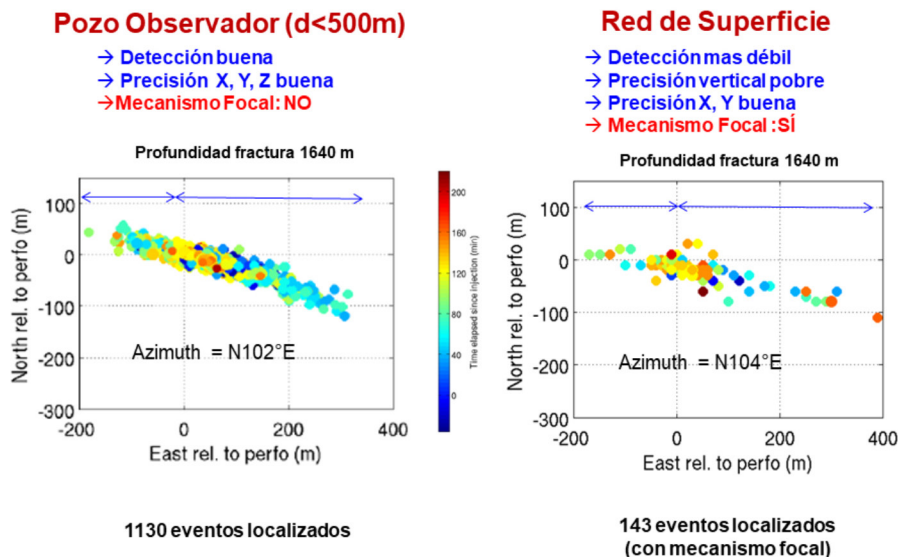


Figura 3. Comparación microsismos pozo cercano vs. Superficie. Tomado de Grausem M. (2012).

En base a la bibliografía consultada y a la recopilación de experiencias de otras operadoras, ésta sería la primera experiencia de microsísmica de superficie en Argentina para el monitoreo de una fracturación hidráulica.

Los resultados de estas Pruebas de Concepto fueron compartidos en Argentina por Drapeau D. *et al.* (2009) en el IAPG, Buenos Aires, 18 agosto 2009, y por Maurel, L. *et al.* (2009), Buenos Aires, 5 - 9 octubre de 2009, y en el exterior por Maurel, L. *et al.* (2009), AAPG, y por Cerda F. *et al.* (2009), EAGE.

Implementación en TGR y shale VM

En 2009, basados en el resultado exitoso del 2008, se realizó la primera aplicación industrial de una adquisición microsísmica con un arreglo de geófonos adaptado para el monitoreo de las fracturas en un pozo horizontal multifracturado. El diseño implementado era el que vislumbrábamos para el desarrollo masivo de los reservorios compactos TGR del Mulichinco.

Esta medición se realizó en la ubicación ya conocida del primer test del pozo vertical, pero en un pozo con drain horizontal (H-1) y con las fracturas distantes a más de 500 m de un pozo observador vertical, como lo muestra esquemáticamente la imagen para la primera etapa del set de fracturas (Fig. 4).

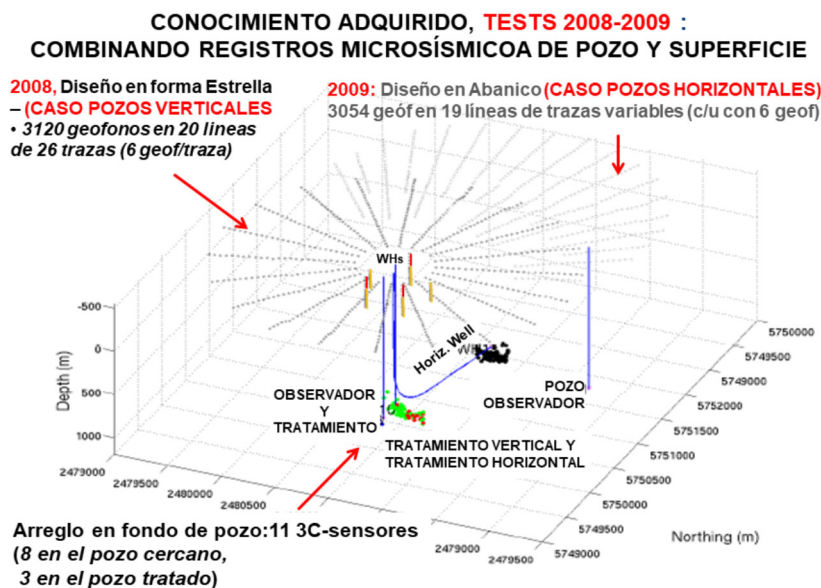


Figura 4. Configuración esquemática de los geófonos en superficie (para pozo vertical y horizontal). Modificado de Grausem M. (2012).

En 2010, gracias a nuevos tests de reprocesamientos de datos microsísmicos de superficie realizados con contratistas dedicados (que no usaban normalmente los *softwares* de geofísica petrolera convencional) se pudieron identificar los mecanismos focales ya de manera confiable (ver más adelante los “*beach-balls*”) y en consecuencia conocer la dirección del desplazamiento de cada fractura que daba origen a cada microsismo.

Esta interpretación permitió distinguir modos de rotura, ya sea fracturas de tensión (tensiles) relacionadas al tratamiento de la fractura, o de cizalla (de rumbo, normal, inversa o intercapa) generalmente asociadas a la reactivación de un sistema de estructuras preexistente de escala variable (sísmicas o subsísmicas).

Los mecanismos focales, utilizados tradicionalmente para interpretar la actividad sísmica tectónica profunda, ya eran utilizados también para entender la actividad microsísmica de eventos superficiales generados por la industria de la generación de energía geotérmica y monitoreados por estaciones sismográficas (no con geófonos “sísmicos”), ver Feng and Lees (1998).

Esto cerró el debate sobre el tipo de monitoreo de las fracturas: cuantitativamente la microsísmica de pozo podía registrar 10 veces más de eventos, en particular de mucha menor intensidad dada su cercanía a la fractura y poseía menor incertidumbre en la posición vertical de los eventos. Pero la microsísmica de superficie prestaba un servicio cualitativamente superior: podía proveer los mecanismos focales, imposibles de obtener con un arreglo de geófonos en un pozo observador.

En 2011, durante el desarrollo del TGR del Mulichinco, y tres años después de haber comenzado a estudiar a las rocas madres como posibles objetivos exploratorios en sus áreas, Total Austral perforó su primer pozo con objetivo Vaca Muerta.

Se decidió utilizar nuevamente la técnica del monitoreo microsísmico desde superficie para estimar el volumen de roca estimulada (SRV) de VM, por cada fractura, ahora más profundas

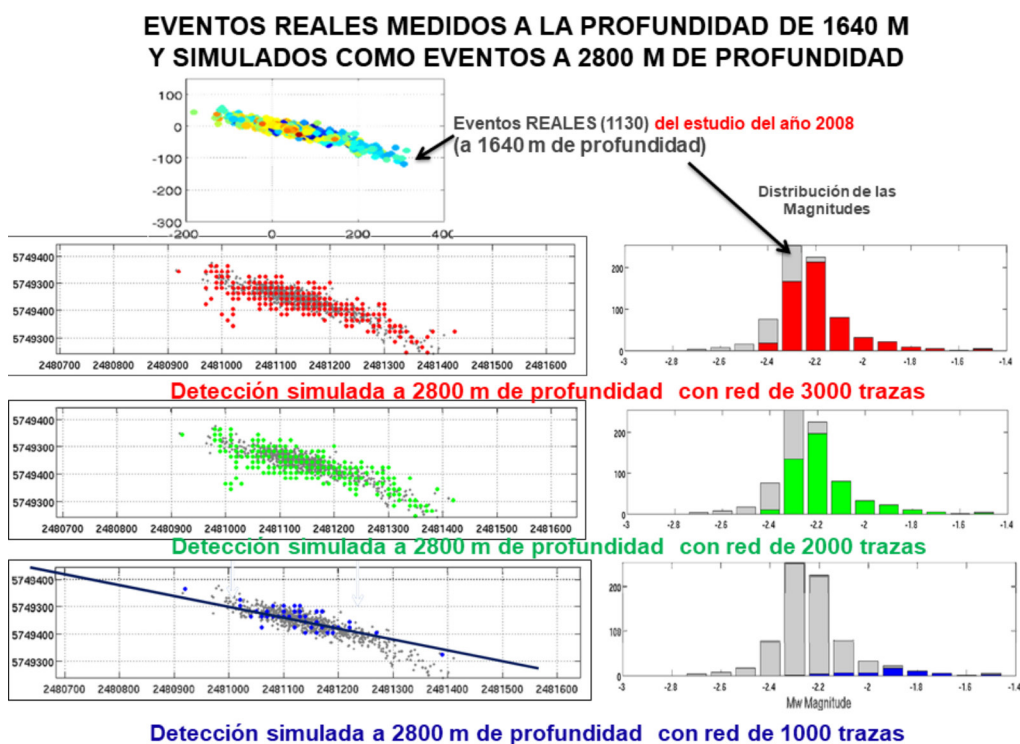


Figura 5. Simulación del número de microsismos con la profundidad. Tomado de Grausem M. (2012).

y en litología diferente. Ya no se trataba de un reservorio de areniscas, sino de las lutitas de la roca madre, con distinta reología.

Para su factibilidad, se usó una extrapolación de los eventos registrados en el Mulichinco a la profundidad de VM en el área (de 1600 a 2800 m). El objetivo era modelizar la atenuación de la energía de las fracturas inducidas que podía llegar a la superficie y se hicieron sensibilidades sobre el número de geófonos necesarios para detectar los microsismos (Fig. 5).

Se testeó un nuevo diseño geométrico de superficie, con arreglo paralelo de las líneas receptoras, en vez del arreglo radial (“estrella”) ya utilizado para el Mulichinco.

En 2012 se realizaron varias fracturas en ese primer pozo vertical al VM que se monitorearon de acuerdo con los resultados de la factibilidad.

El hecho de testear un arreglo de receptores diferente a los del Mulichinco, nos dio la oportunidad de llevar a cabo una nueva prueba de procesamiento para comparar las capacidades de diferentes *softwares* para identificar los mecanismos focales.

Se realizó entonces una prueba de sensibilidad/calidad de los softwares disponibles en el mercado petrolero utilizando 5 contratistas diferentes, a los cuales se les proporcionó la misma base de datos e información. No todas fueron capaces, en esa época, de proveer una identificación de los mecanismos focales (Fig. 6).

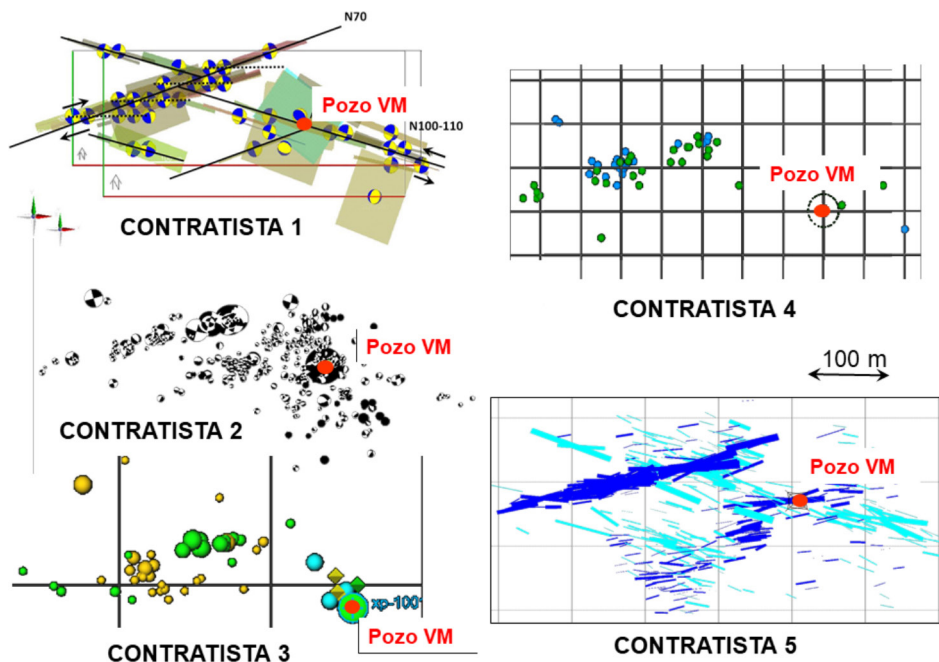


Figura 6. Comparación de resultados de diferentes compañías procesadoras. Tomado de Grausem M. (2012).

Los resultados de los procesamientos resultaron comparables desde el punto de vista de la detección de los microsismos y sus ubicaciones espaciales, útiles para la estimación de parámetros geométricos básicos como el ala de fractura, Badgem E., Grausem M. (2013). Sin embargo la capacidad de identificar los mecanismos focales fue muy diferente. Este parámetro se consideraba clave e indispensable por dos razones: por un lado para entender el régimen de estrés y su vínculo con la creación y propagación de las fracturas generadas (porosidad secundaria) por la estimulación, y por el otro, para la identificación de fracturas y/o fallas preexistentes reactivadas de manera inducida que pudiesen condicionar la locación y/o dirección de los futuros pozos de desarrollo de VM.

La importancia de la identificación de los mecanismos focales reside en que se pueden obtener hasta cuatro señales compresionales diferentes provenientes de un mismo evento microsísmico, dependiendo de si el primer arribo de cada señal (Fig. 7 derecha) que llega a cada geófono de superficie, es compresional o de dilatación (Fig. 7 izquierda).

El origen en el subsuelo, de esos diferentes arribos en superficie, se puede esquematizar como una fuente acústica puntual (hipocentro) que se ve deformada por compresión en la dirección del máximo esfuerzo, y con dilatación en la dirección del mínimo esfuerzo (Fig. 7 central inferior), codificada en colores como las conocidas “beach ball” (Fig. 7 central superior) donde las flechas rojas muestran los posibles desplazamientos laterales relativos de las caras de la fractura puntual generada en el instante de la emisión microsísmica.

La interpretación de los mecanismos focales nos dio información para comparar el alineamiento de los eventos microsísmicos con el conocimiento del contexto tectónico local y las direcciones estructurales principales de la Cuenca conocidos por la sismica convencional, Gangui A., Grausem M. (2014).

MECANISMOS FOCALES (BEACH BALL)

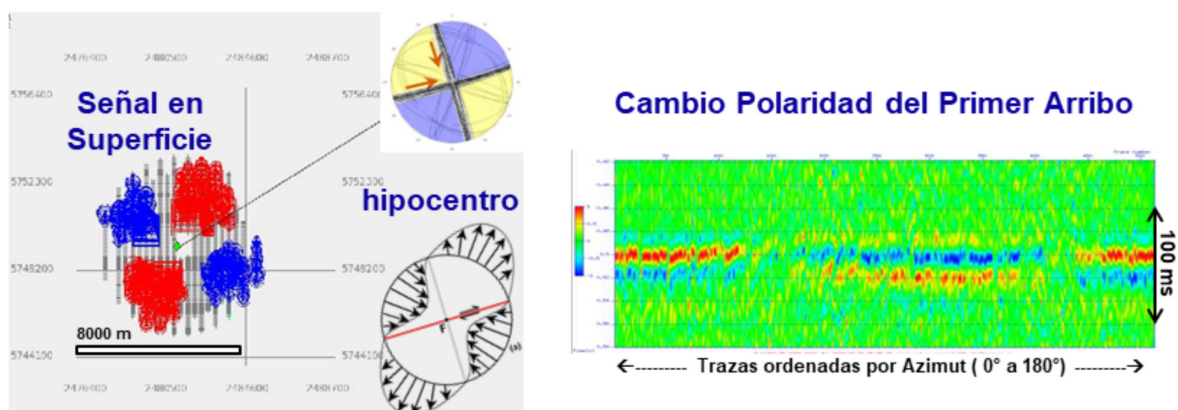


Figura 7. Mecanismo focal. Modificado de Grausem M. (2012).

Este proceso de aprendizaje condujo a concebir un sistema de escucha pasiva para ser implementado en proyectos futuros durante la etapa de Desarrollo intensivo de Vaca Muerta, una vez terminada la etapa de los diferentes pilotos de factibilidad técnico-económica (ver ítem correspondiente al monitoreo de sismicidad).

En particular, esa interpretación explicó la observación de casing deformados y/o cizallados, como se vio en improntas reales tomadas durante algunas operaciones de completación en Vaca Muerta.

Entre 2013 y 2019 se realizaron en las áreas de Total Austral 6 microsísmicas de pozo y 19 microsísmicas de superficie, las tres últimas complementadas en sinergia con sísmicas 4D (ver más adelante). Basados en los tests mencionados se privilegió el diseño radial.

Sin embargo, en la última microsísmica de 2019, sobre un PAD de 4 pozos a tres *landings* diferentes, se volvió al diseño paralelo para priorizar la señal 4D, aunque manteniendo similar la cantidad de canales y los espaciamientos.

Otra prueba de oportunidad, como las hechas en paralelo en algunas operaciones de campo, fue testear la posibilidad de bajar costos, y mejorar la relación señal/ruido, utilizando unos pocos patches de geófonos distribuidos geométricamente, en vez de diseños “star” o paralelos.

Como ilustración de la implementación de algunas adquisiciones, se probaron diferentes ejemplos de diseños de geófonos para monitorear tanto pozos verticales como horizontales, utilizados en 7 pozos de Vaca Muerta de 3 áreas diferentes (Fig. 8). Nótese en particular el Pozo V1 de la Figura 8, izquierda, donde la microsismicidad (con sus mecanismos focales) se registró con el ruido ambiente de 40 pozos cercanos, productores convencionales (compresores en cabeza, ductos, operaciones de mantenimiento, vehículos, etc.).

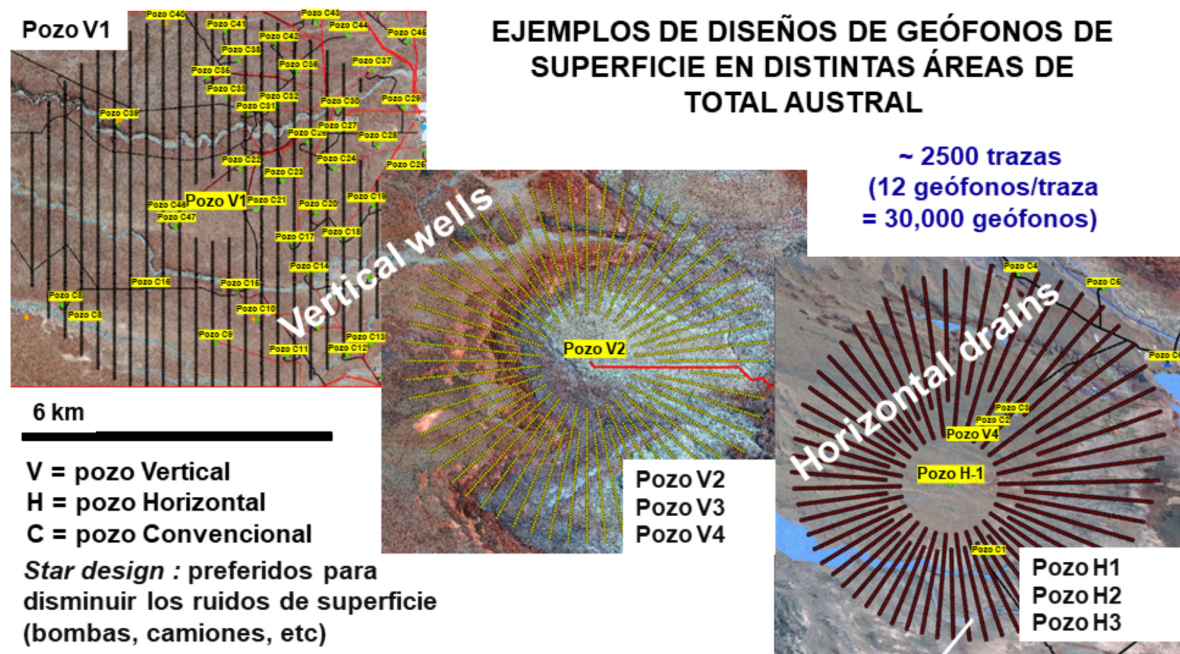


Figura 8. Comparación de diferentes geometrías adaptadas al tipo de pozo y topografía, en diversas áreas.

Los resultados sobre microsísmica y mecanismos focales fueron compartidos por Grausem M. (2012) en el AAPG – GTW Vaca Muerta, Buenos Aires.

Una integración de datos de microsísmicas con sísmicas 3D utilizadas para la interpretación de los diferentes estilos estructurales, observados en Vaca Muerta, fue compartido por Gangui. M., Grausem M. (2014), en el IX Congreso ConExplo, Mendoza.

TIME-LAPSE SEISMIC (4D)

La sísmica 4D (o *Time-lapse* Seismic) es una metodología tradicionalmente muy utilizada en reservorios convencionales para estudiar las variaciones en las condiciones petroelásticas de un reservorio en producción. Los cambios observados se asocian en general a cambios en la presión de fluido (e.g. depleción o inyección para el almacenamiento de gas), cambios en la saturación de un fluido (e.g. aparición de un casquete de gas en un yacimiento de petróleo por debajo del punto de burbuja durante la recuperación primaria, o por el barrido de una inyección para recuperación secundaria), y/o para efectos geomecánicos (e.g. compactación del reservorio por subsidencia debida a la depleción), etc.

Las distintas condiciones petroelásticas provocan diferentes respuestas acústicas que son capturadas por registros de sísmica obtenidos en diferentes estadios de la producción. La comparación de dichos registros entre sí permite explicar el comportamiento del reservorio. Por lo general son señales muy débiles y difíciles de identificar dentro del ruido ambiente.

La idea es simple, pero requiere experiencia en el procesamiento y gran repetitividad en la adquisición.

Prueba de concepto en VM

En 2012 comenzó la curva de aprendizaje para la utilización de la técnica 4D en Total Austral.

Aprovechando las pruebas de parámetros de adquisición previas a la adquisición de una sísmica marina 3D en la Cuenca Austral, se registraron dos *swaths* (barridos simples multi *streamers*) sobre un yacimiento en producción cercano. Dicho yacimiento contaba con una sísmica 3D previa al inicio de la producción y serviría como referencia inicial o sísmica de “base”.

Un *swath* se adquirió donde se esperaban los mayores cambios laterales en la saturación de gas, y el segundo *swath* en una zona donde no debería haber mayores variaciones laterales de saturación.

Los dos *swaths* servirían como “monitores”, si el procesamiento probaba detectar una información 4D.

El costo de dicha prueba de oportunidad fue solo el del procesamiento.

En 2014, luego del procesamiento e inversión 4D, se pudo comparar la variación modelizada de la saturación de gas asociada a la producción, con la variación porcentual de la velocidad, $\Delta V/V$ (que es un atributo sísmico resultante de la inversión 4D) medida a la fecha de adquisición (2012) de los monitores, o sea los *swaths* reales (Fig. 9 central). Esto permitió confirmar y calibrar las predicciones del modelo dinámico de reservorio (Eclipse™, Fig. 9 izquierda).

La señal 4D detectada fue claramente coincidente con la zona de mayor cambio de saturación esperada (Fig. 9 derecha) y su magnitud fue muy superior al nivel de ruido encontrado, como lo demostraba el segundo swath: donde no se esperaban mayores cambios laterales de saturación no se detectó señal 4D.

Fue una demostración cualitativa de que el modelo geológico 3D utilizado reflejaba correctamente la dinámica de los fluidos en el subsuelo y ayudaba a la estrategia de producción, ya que disminuía los riesgos geológicos para la siguiente etapa de desarrollo planificada, la cual era aumentar el número de pozos productores.

Ese éxito de la 4D, a nuestro entender el primero en Argentina, significó la prueba de concepto para la utilización de una técnica que aporta valor al entendimiento de la dinámica del reservorio, y fue a la vez el disparador para imaginar su aplicación a futuros proyectos como VM.

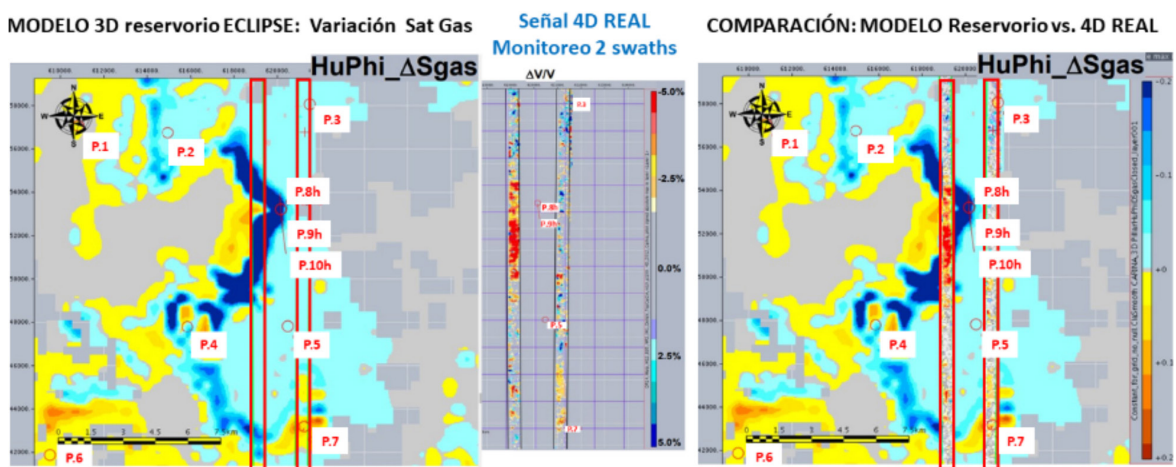


Figura 9. Comparación variación de saturación estimada por el modelo de reservorio y un parámetro 4D real.

En 2015, con el objetivo de extender una sísmica 3D sobre un PAD de dos pozos horizontales al VM, ubicados justo afuera de una 3D regional (Fig. 10 central), se aprovechó el tendido (radial) de geófonos de una microsísmica de superficie (Fig. 10 derecha) destinada a monitorear la estimulación hidráulica de un pozo horizontal de orientación N-S, con objetivo en el nivel orgánico superior de VM.

Era una mini 3D de oportunidad, solo había que agregar los camiones vibradores adaptándose al arreglo radial de geófonos existente (poco ortodoxo para una 3D).

Pero, aprovechando la secuencia de adquisición 3D-fracturación-adquisición de microsísmica, y teniendo la disponibilidad de los vibros *in situ*, surgió como segunda operación de oportunidad, el probar la tecnología 4D como una herramienta potencial para mapear directamente el volumen estimulado de roca (SRV). Solo había que agregar, al fin de la secuencia de adquisición, una segunda 3D extra (que se llamaría “monitor”) repitiendo la primera de manera idéntica (y que serviría de “base-referencia”).

El PAD constaba de dos pozos (Fig. 10 derecha) y era parte de un piloto de producción de Aguada Pichana (luego llamado APE, Fig. 10, izquierda). El segundo pozo horizontal de dirección SO-NE, con objetivo en el nivel orgánico inferior, no se fracturó por problemas operativos pero sirvió para calibrar la existencia de señal 4D. Esa zona había sido explorada por un pozo vertical muy cercano a las cabezas de los pozos del PAD piloto, por lo que se disponía de un registro completo de perfiles del pozo, incluyendo sónico y densidad.

El costo de esta prueba fue solo el costo operativo de los vibradores más el test de procesamiento 4D, pero el valor agregado de la nueva información significó un gran salto cualitativo en el entendimiento de la creación y de las dimensiones del SRV generado.

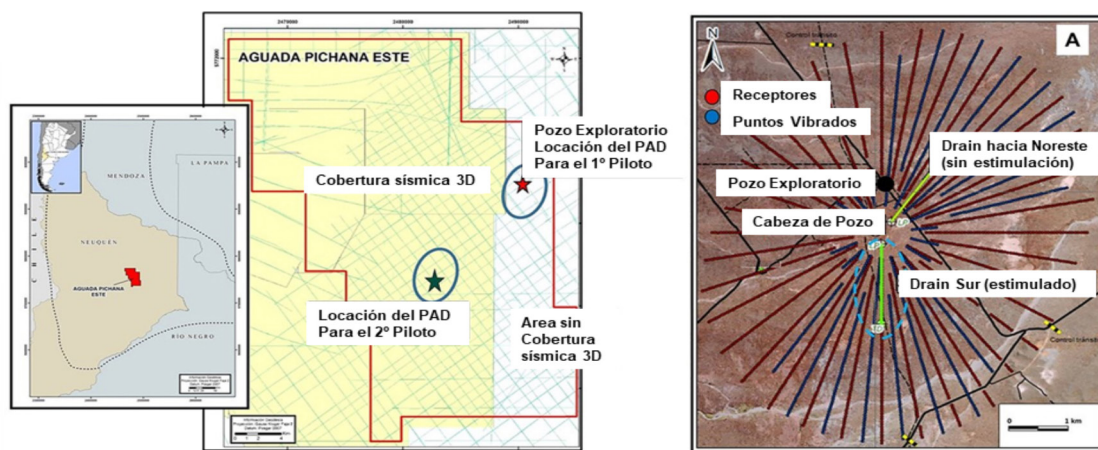


Figura 10. Ubicación de los tests 4D en VM, y un diseño de registración. Tomado de Chao G. *et al.* (2018)

En 2016, se procesaron los datos sísmicos. Primero se hizo con un contratista local, en un procesamiento “*fast track*” supervisado con una “filosofía 4D” por Total Austral, con el objetivo de demostrar cualitativamente la prueba del concepto. Esto se logró usando métricas de la repetitividad de las señales como la “fidelidad” y la “NRMS” (Raíz cuadrada de la amplitud media al cuadrado de la diferencia (RMS), normalizada (N)) por intervalos de tiempo. Luego se optimizó el procesamiento 4D en Francia, bajo la supervisión de la casa matriz, con el objetivo de un uso cuantitativo posterior, vía una inversión 4D hecha por Total Austral.

Para explicar la señal 4D obtenida, se partió de un modelo de roca fracturada cualitativo simple: conceptualmente la “estimulación” de la VM consiste en la inyección de agua a alta presión junto con un agente de sostén (*proppant*), usualmente arena. El agua fractura esta roca madre creando una inmensa red de fracturas nuevas interconectadas que se mantienen más o menos abiertas por el agente de sostén, el cual pasa a ser parte del nuevo esqueleto rocoso. El resto de la red abierta, que contiene el agua inyectada, pasa a jugar el rol de una nueva “porosidad secundaria” (o “porosidad de fractura”).

Esa “porosidad secundaria” se puede estimar fácilmente, pues se conoce el volumen de agua inyectada, y como ésta es incompresible, el volumen total de porosidad secundaria creada es igual al volumen de agua inyectado en superficie. Con esa hipótesis se puede estimar la porosidad media secundaria dividiendo el volumen de agua inyectado con el *gross rock volume* total de roca fracturada (FRV, *Fracture Rock Volume*) medida en las imágenes 4D, ala, largo y altura de la imagen 4D envolvente (tomando en cuenta las incertidumbres de la resolución sísmica, o de la inversión 4D realizada).

El impacto de esa nueva porosidad secundaria se puede modelizar generando sismogramas sintéticos a partir de los perfiles originales reales del pozo exploratorio (“base”) y de nuevos perfiles sintéticos de sónico y densidad (“monitores”), modelados con aproximaciones tipo Gassman, u otra más adecuada al fenómeno local. La comparación con los datos sísmicos reales (Fig. 11) permite confirmar la pertinencia de las hipótesis del modelo de roca fracturada para explicar la medida 4D del FRV real.

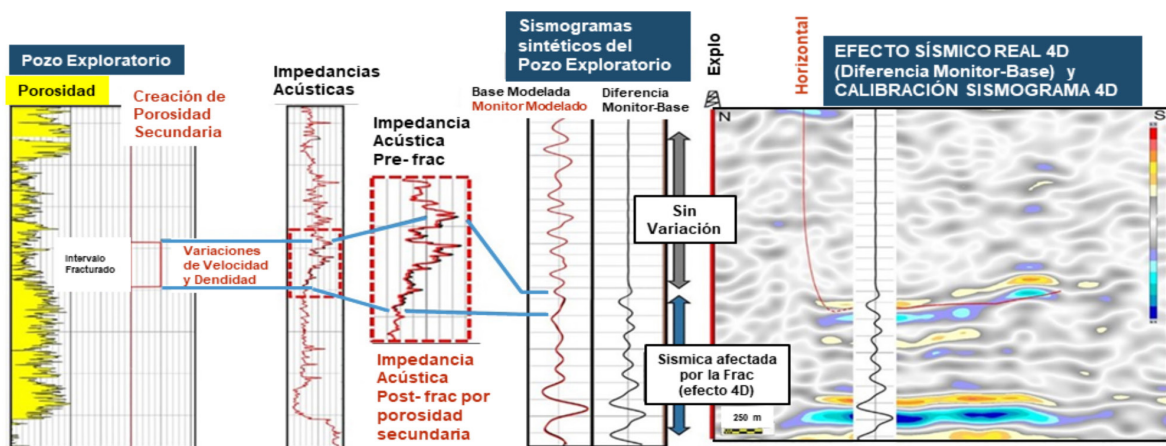


Figura 11. Generación de un sismograma sintético 4D y su comparación con datos sísmicos 4D reales. Tomado de Chao G. *et al.* (2018)

Excepto en el caso del pozo Bajada del Palo.a-7 (YPF.Nq.BP.a-7, perforado en 1983), donde la VM se encontró con una fracturación natural abierta excepcional, los pozos considerados no convencionales producen solo gracias a la estimulación hidráulica de la roca madre misma. Eso

quiere decir que estos pozos no encuentran una red natural de fracturas abiertas, o en caso de tenerlas, las mismas están muy pobremente desarrolladas y/o muy mal interconectadas. La gran mayoría de las fracturas naturales se encontrarían cerradas, cementadas.

Por lo tanto, si las fracturas abiertas preexistentes contribuyen marginalmente, el volumen de la porosidad secundaria generada por la estimulación hidráulica, el FRV, se lo puede asimilar al SRV.

Entonces, excepto casos muy particulares (donde una parte del FRV podría propagarse a lo largo de los laterales de una fractura preexistente), la reactivación de fracturas abiertas preexistentes no impactaría en la sísmica 4D (la sísmica 4D ve la nueva porosidad creada, no la preexistente) aunque esta reactivación sí podría generar un efecto acústico microsísmico muy importante para el entendimiento de la propagación estratigráfica y estructural del SRV.

Está claro que son dos informaciones diferentes, pues el mecanismo de la generación de los eventos microsísmicos no tiene nada que ver con el efecto sísmico 4D, al ser fenómenos de origen físico diferentes. La microsísmica es la registración de ondas compresionales emitidas espontáneamente y de las cuales se pueden identificar sus mecanismos focales; mientras que la 4D responde a la registración de ondas compresionales reflejadas en el objetivo a estudiar (en este caso el SRV), sin mecanismo focal asociado alguno.

Una gran ventaja de la interpretación geofísica de la 4D es que es directa, independiente de todo modelo de velocidades del subsuelo y de las distintas posibilidades de clasificación e interpretación (y por ende inciertas) de los eventos microsísmicos identificados como “wet” y “dry”.

Por primera vez se demostró que la interpretación del SRV mediante el uso de los eventos microsísmicos, aun filtrando las fracturas “dry” con la interpretación de los mecanismos focales, sobreestimaba considerablemente el volumen de roca puesta en producción. Así la 4D puso entonces en evidencia la limitación y sesgo del SRV estimado únicamente en base a datos microsísmicos.

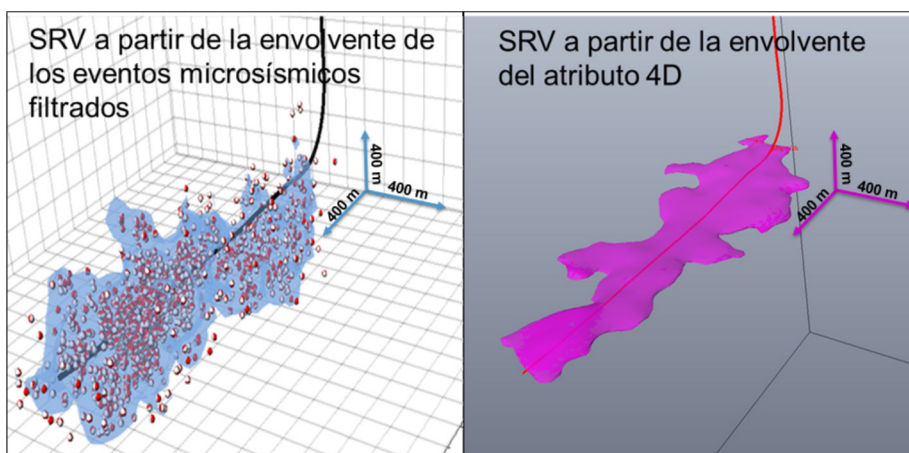


Figura 12. Comparación del SRV estimado con microsísmica, con el medido por la sísmica 4D. Tomado de Chao G. *et al.* (2018)

Una comparación, a la misma escala, entre los “volúmenes de roca estimulada” (SRV) estimado con la microsísmica y el medido con la sísmica 4D puede verse en la Figura 12.

La superposición conjunta de los datos de microsísmica y los datos de una inversión 4D, sobre una sección transversal de la sísmica de base 3D, permitió visualizar, también por primera vez, el control estructural importante que tienen las fallas preexistentes en la geometría del SRV medida con la 4D.

Ambos métodos proveen información que se complementan, la microsísmica ilustra el impacto estructural de las fallas subsísmicas o sísmicas, sobre el SRV, mientras que la 4D ilustra la extensión volumétrica de la porosidad secundaria generada (SRV), la cual es en definitiva la que condicionará el EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) del hidrocarburo en producción.

Acá es necesario remarcar que la señal 4D registrada en un tan corto “*time-lapse*” (un par de semanas entre base y monitor) muestra hasta donde se extendió el agua inyectada y como la densidad de fracturación dentro del SRV es heterogéneo, resultando en un aporte a su vez heterogéneo de la matriz a la red de fracturas.

Esta imagen ilustraría un SRV contactado “transitorio”, no reflejaría necesariamente el SRV final “permanente” (o “efectivo”) contactado y conectado para (y durante) la producción. Durante el *flowback* (producción del agua inyectada) la relajación del estrés local debido al reemplazo del agua por el hidrocarburo (en particular si es gas por su alta compresibilidad) haría que las fracturas generadas perpendicularmente al esfuerzo tectónico se cierren excepto las que pudiesen haber sido llenadas por el agente de sostén, y éste a su vez no haberse empotrado, o triturado, etc. Por el contrario las fracturas generadas en dirección paralela al esfuerzo tectónico tenderían a permanecer abiertas por el mismo esfuerzo, casi independientemente de si el agente de sostén llegó, excepto para la fracturación horizontal, la cual mayoritariamente se cerraría con la depleción, a menos que la rugosidad, luego de un mínimo desplazamiento cizallante, juegue un rol de sostén allí donde la arena no llegó.

Históricamente, en los reservorios convencionales, la “*time-lapse seismic*” se repite periódicamente durante la vida de un yacimiento (e.g. casi anualmente en el caso de “Girasol”, yacimiento *offshore* de TotalEnergies en Angola) para entender los cambios del fluido, o del reservorio, debido a la producción y así optimizar el gerenciamiento de cada uno de los pozos, de producción y/o de inyección secundaria, para asegurar un barrido de recuperación homogéneo, y garantizar el *plateau* de producción para el que fueron diseñadas las instalaciones de tratamiento y exportación, o para decidir intervenciones de remediación en algún pozo, o incluso para diseñar fases posteriores de desarrollo. La adquisición de datos siempre depende de la relación costo-beneficio.

En VM, debido a la gran estimulación local de la roca madre, “un reservorio” no convencional, la mayor parte del EUR se produce en pocos años por lo que la repetición de una “*time-lapse seismic*” tiene otro objetivo, ya que el plateau de producción es solo garantizado por

la perforación continua de pozos (tipo “factoría”). El monitoreo del SRV de un mismo pozo por segunda vez en corto tiempo (e.g. seis meses) permitiría optimizar la estimulación en pozos futuros análogos del mismo proyecto, pues la segunda 4D del mismo pozo, permitiría entender qué cambió “permanentemente” respecto de la sísmica base (“referencia” inicial), es decir, nos mostraría el SRV “efectivo” drenado por el pozo (sería una medición indirecta de la distribución de la efectividad del *proppant*, ya sea por sostén, empotramiento, o trituración).

Registrar una 4D global solo parece adecuado de hacerlo una vez terminada una fase del proyecto, para conocer, por ejemplo, si hay potencial para pozos infill, y diseñar eventualmente una nueva fase (e.g. en el mismo nivel o en un nivel estratigráfico intermedio a los desarrollados).

La interferencia entre pozos cercanos también puede ser ilustrada gráficamente por la microsísmica en el caso de reactivaciones de fallas preexistentes (*frac hits*), o por las imágenes de 4D en caso de solapamiento, o contactos, de los respectivos SRV vecinos.

Esta prueba logró la imagen publicada a nivel mundial más clara del efecto 4D asociado a la estimulación de un reservorio no convencional, y fue también la primera experiencia de 4D terrestre en Argentina.

Este trabajo fue compartido por Achilli F. *et al.* (2018) en el X ConExplo, Mendoza.

En 2018, se hizo un segundo piloto (Fig. 10 central).

El objetivo en este caso era confirmar el potencial de la metodología 4D en otro intervalo de la roca madre, correspondiente al *landing* más profundo, la llamada “cocina” de la Vaca Muerta, con características litológicas diferentes, con los valores más altos de TOC de toda su columna y con características geomecánicas diferentes.

Los resultados fueron positivos y demostraron que, de la litología supuesta más dúctil y profunda de la Vaca Muerta, también se podían detectar señales suficientemente claras que permitiesen medir el SRV sin ambigüedades.

Este segundo piloto correspondía al otro extremo del espectro de litologías esperadas en la columna de la Formación, lo que validó la utilidad de la 4D para cualquier tipo de proyecto, independientemente de la petrofísica del *landing* en cuestión, y sobre todo, dado lo desafiante que significó el procesamiento e inversión 4D para lograr capturar una señal a pesar de la proximidad del tope de la Formación Tordillo, la cual presenta un contraste de impedancia muy importante que perturba las señales muy débiles.

Para los pozos de la siguiente etapa de desarrollo concebida con PADS *multi-drains*, esto permite diseñar, ya no por prueba y error sino por analogía con una medición real, el espaciamiento óptimo, tanto lateral como vertical, entre ramas horizontales de un mismo PAD o vecinos.

Este trabajo fue compartido por Chao, Fachal *et al.* (2019) en el AAPG ICE de Buenos Aires, 2019, y publicado más tarde, ver Chao, Achilli *et al.* (2022).

Implementación en multi-drains

En 2019, se hizo un estudio de factibilidad con el objetivo de evaluar la posibilidad de identificar y cuantificar los SRV individuales asociados a cada uno de los drains de un PAD multi-pozo, *multi-landing* con drains cercanos separados a priori de manera óptima tanto vertical como horizontalmente. Se comenzó una factibilidad, vía modelos sintéticos, con diferentes niveles de “ruido” y de resolución.

El “ruido 4D” (o la falta de repetitividad del monitor respecto de la base) no solo se debe a posibles ruidos reales externos (viento, industriales, etc), o a adquisiciones con geometrías de adquisición y fuentes diferentes, sino también, para el caso de adquisiciones “idénticas”, a posibles perturbaciones inherentes a los acoples geófonos-suelo entre las adquisiciones de la Base y el Monitor (pudo haber llovido y perturbado el acople, o a trazas del arreglo pisadas o desconectadas accidentalmente por animales, etc) o a la no repetitividad perfecta de los camiones vibradores (compactación del suelo, locaciones muy cercanas pero no idénticas, suelo más o menos húmedo, errores en la coordinación de los vibros haciendo que no vibre un mismo punto el mismo camión, etc). Esto define precisamente la “fidelidad” necesaria del dispositivo (repetitividad del experimento con generación de ruido mínimo asociado al dispositivo mismo de registración) para lograr detectar las señales reales esperadas, y muy débiles, de la 4D.

También se hicieron sensibilidades a la resolución cambiando la frecuencia de la señal modelada y tests de inversión 4D, etc.

Se muestra como ejemplo un corte transversal (perpendicular a las ramas horizontales) de un modelado sintético de 4 *drains* fracturados en tres *landings* diferentes con un ala de fractura de aproximadamente 150 m (Fig. 13, izquierda) que ilustra cualitativamente el tipo de señal prevista luego de una inversión 4D de Impedancia Acústica ($\Delta AI / AI$). Ningún filtrado del ruido simulado en la adquisición fue aplicado para la inversión. Por construcción los SRV simulados son homogéneos, con igual “porosidad secundaria” en toda su extensión. La heterogeneidad observada en los colores de la figura está asociada al nivel de ruido simulado.

El mismo año se adquirió una *time-lapse* seismic (4D) en Aguada Pichana para el monitoreo de 4 pozos de un mismo PAD, perforados en 3 *landings* diferentes de Vaca Muerta.

Como en los casos anteriores, donde mostramos las pruebas de oportunidad que se realizaban aprovechando la sinergia de alguna operación de campo, también en este caso se aprovechó para testear nuevas tecnologías aplicadas a la 4D, tanto en la adquisición (test de Fuentes Simultáneas Independientes, ISS, y diferentes estrategias operacionales de registración nuevas) como en el procesamiento, y continuar innovando en las aplicaciones geofísicas y su valor agregado.

En 2020 se terminó el procesamiento para este tipo de monitoreo, ya estandarizado.

Las imágenes reales obtenidas han tenido un impacto operacional significativo para el calibrado de los espaciamentos inter-drains tanto laterales como verticales de los pozos de desarrollo (Fig. 13, derecha).

El resultado real de la 4D, con el atributo DeltaV/V, luego de la inversión 4D, no tiene ambigüedades. La relación señal/ruido fue claramente mejor a la prevista, lo cual prueba una calidad muy alta de repetitividad de la adquisición. La distorsión por ruido parece ser solo del orden del 20% de la señal máxima de la 4D (+/- 0,01 según la escala en colores de la derecha, considerar que los pozos atraviesan el corte de modo perpendicular, en las zonas de mayor DeltaV/V, o sea en el rojo más intenso).

Nótese las diferentes geometrías de los SRV y en particular el solapamiento evidenciado para las fracturas de los *landings* al nivel estratigráfico inferior, lo que pronostica una interferencia entre esos drains durante la producción.

En todos los casos nótese, debido a la distribución de esfuerzos y reología, el gran crecimiento lateral, respecto del vertical, quedando el SRV estratigráficamente contenido.

Las variaciones laterales de DeltaV/V no son iguales para cada *landing* lo cual, excepto deficiencias del procesamiento o por resolución sísmica, deberían interpretarse como variaciones heterogéneas reales en la densidad de la fracturación o “porosidad secundaria” creada, ya que esas variaciones laterales de la señal 4D tienen valores claramente mayores al ruido medido.

Mientras que los SRV del nivel inferior (L0) muestran una variación lateral cuasi-lineal del DeltaV/V con la distancia, desde los pozos hacia el Este y el Oeste, los SRV se muestran más heterogéneos entre ellos, en el solapamiento, quizás debido al estrés in situ modificado por la fractura lateral previa. El *landing* del nivel intermedio (L1) muestra particularmente una geometría con menor ala y con menor variación de DeltaV/V cerca del pozo, manteniendo valores altos en una zona más homogénea. Se interpretaría como una fractura más compacta, con una zona más extensa de alta densidad de fracturación cercana del pozo, terminando más abruptamente hacia los extremos de cada ala. Mientras que el *landing* del nivel superior (L1b) muestra otra vez una variación de DeltaV/V cuasi lineal con la distancia al pozo, pero más simétrica que los del *landing* inferior (L0), quizás debido a menores variaciones del estrés in situ, al no haber un pozo fracturado en su cercanía.

La comprensión final del SRV está, todavía, lejos de ser entendida, y la seguimos estudiando, pero la información que se puede obtener hoy en día es de innegable gran valor agregado.

Los resultados detallados de esta implementación 4D para medir los SRV individuales de dichos *multi-landing* son compartidos en este mismo Congreso XI, por lo que se obvian aquí, ver Chao, Canatelli, *et al.* (2022).

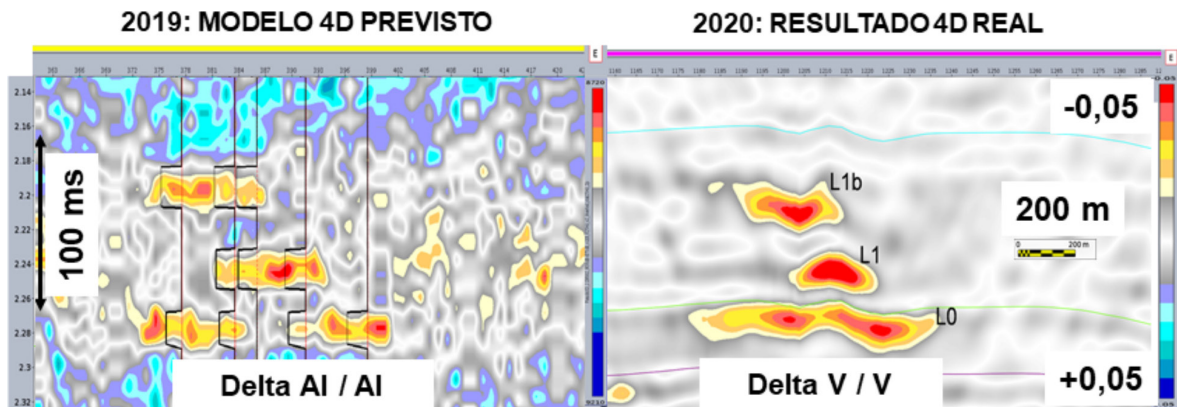


Figura 13. Comparación sintético vs. 4D real para una implementación en multi-drains con diversos *landings*.

En 2021 se realizaron los procesamientos de varios tests, entre ellos uno asociado a entender la dinámica de la creación del SRV, monitoreando la evolución continua en el tiempo del SRV asociado a la fracturación sucesiva de cada etapa. Esto podría permitir conocer el impacto del cambio del estrés local inducido por una etapa de estimulación sobre la etapa siguiente del mismo pozo.

Los resultados de estos tests de optimización 4D (para medir la evolución del SRV, registración ISS, etc.) son compartidos en este mismo Congreso XI, por lo que también se obvian en este texto, ver Chao, Sainz-Trápaga, *et al.* (2022).

MONITOREO PASIVO

El potencial de Vaca Muerta parecía ser muy importante en los bloques operados por lo que, de comenzar su desarrollo, éste podría ser masivo, tipo “factoría”.

Hasta ese momento, el conocimiento de Total Austral (quizás incompleto) de la Cuenca Neuquina era que luego de muchas decenas de años de explotación convencional de hidrocarburos, e inyección del agua producida, no había sido detectada actividad sísmica alguna asociada a la industria hidrocarburífera.

Sin embargo, como es una región con actividad sísmica natural, debido al estrés tectónico andino, la inducción de alguna actividad debido a un desarrollo masivo tipo “factoría” no era para descartar. Aún en desarrollos convencionales, en EE.UU. se había observado actividad inducida desde hacía muchos años, ver Nicholson C. *et al.* (1992).

Anticipándose a este potencial nuevo impacto, los geofísicos de Total Austral, junto con los expertos de casa matriz, discutieron la necesidad de contar con el conocimiento temprano de la sismicidad natural en los bloques operados, y participados, mediante el registro de una línea de base previo a la primera fase de desarrollo de Total Austral.

De esta manera, una vez más, la Geofísica demostró su carácter innovador y pionero agregándole la arista de aceptabilidad de las operaciones, al hecho meramente técnico,

concretando un test de factibilidad que luego derivó en el contrato de una red de escucha pasiva como se detalla más adelante.

Total Austral entonces consideró que un monitoreo pasivo de la sismicidad en cada área en la que tenía participación permitiría eventualmente manejar las operaciones de estimulación de acuerdo con la información recibida por una hipotética red de escucha diseñada *ad-hoc*, y así asegurar la sustentabilidad a largo plazo, respetando no solo el consejo técnico-científico de Geociencias, sino asegurando una política de responsabilidad Societal para su Desarrollo.

Prueba de concepto

En 2012, probada por la microsísmica de superficie, usada en el desarrollo del Mulichinco, que esos datos se habían podido procesar para conocer los mecanismos focales, se entendió entonces que se podrían identificar no solo la presencia de eventos asociados a la creación del SRV, sino también la presencia de eventos inducidos en estructuras preexistentes.

La constatación de la existencia de estructuras críticamente estresadas o en equilibrio crítico, sumado a la experiencia recolectada de otros contextos similares, abrió paso a la idea de monitorear de manera continua la sismicidad natural de la zona, aprovechando las pocas operaciones de fracturas, que podían enmascarar la sismicidad natural, de los pozos de Exploración y Apresiasión al Vaca Muerta (independientemente del monitoreo para estimar el SRV).

En otras palabras, la idea era disponer de un registro de referencia de la sismicidad natural temprana, o “de base”, que permitiese identificar luego si se inducía alguna actividad anómala.

En el 2012 no era tan evidente el desarrollo económico de VM, como lo es hoy. Por lo tanto, era una anticipación, pues si los pilotos de producción proyectados demostraban la economicidad de un desarrollo posterior, entonces antes se necesitaba conocer el perfil de base de la actividad sismológica natural local.

En 2013 se encargó un estudio de factibilidad para monitoreo pasivo a una contratista privada, ya que no era económicamente viable desplegar un arreglo de geófonos como los usado en microsísmica localmente.

En 2014, siguiendo la propuesta del estudio de factibilidad, se importaron temporalmente dos tipos diferentes de sismógrafos para realizar la prueba de escucha pasiva de actividad sismológica durante 30 días (agosto).

La fecha se programó para hacer otro tests de oportunidad, que era testear la sensibilidad, a efectos comparativos, del nuevo dispositivo de escucha a la fracturación de 10 etapas en un pozo horizontal, cuya microsismicidad se monitoreaba en paralelo con un arreglo clásico de geófonos de superficie (Fig. 8, derecha).

Es de remarcar que el procesamiento de los datos microsísmicos fue realizado por la misma compañía que adquirió y proceso los datos del test sismológico, es decir que contaban con los

eventos microsísmicos detectados con miles de geófonos, lo que permitía orientar la búsqueda, entre los datos registrados por los sismógrafos, y así aumentar el grado de confianza y calibrar las magnitudes entre los distintos dispositivos.

Los sismógrafos se instalaron en diferentes áreas de Total Austral para hacer también tests comparativos entre sensores de baja y alta frecuencia, primero localmente, cerca de la Planta de Aguada Pichana para medir y calibrar el impacto del ruido industrial en la escucha y testear la transmisión de los datos (Fig. 14 izquierda) y luego a escala regional (Fig. 14 derecha).

Se instaló la telemetría para la transmisión de los registros y así testear también la posible detección de eventos en tiempo real.

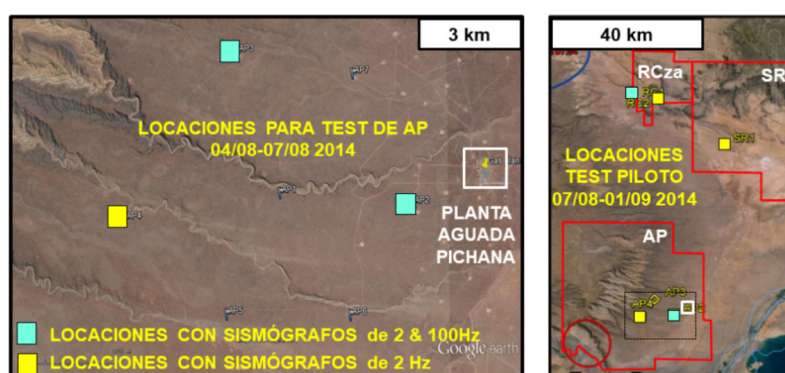


Figura 14. Locaciones de los sismógrafos de prueba para escucha pasiva.

Durante este test se pudieron detectar 19114 eventos (éstos definidos como señales recibidas de amplitudes con una relación Señal/Ruido >6) de los cuales se pudieron identificar espacialmente 375 eventos sísmicos.

De ellos 8 correspondieron a sismos lejanos (Mendoza, Chile y Perú) y correlacionaron bien con datos del INPRES (Instituto Nacional de Prevención Sísmica) o del CSME (Centro Sismológico Euro-Mediterráneo) (Fig. 15).

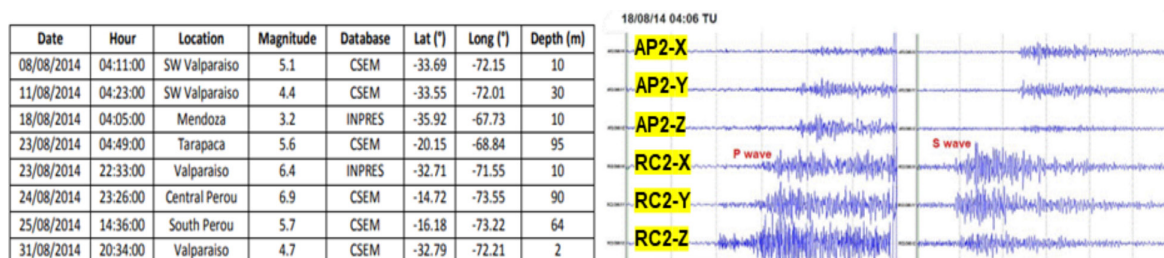


Figura 15. Sismos lejanos, detectados por INPRES y/o CSEM, izquierda. A la derecha un ejemplo de las 3 componentes de las señales P y S detectadas por dos sismógrafos del test (para el sismo de menor magnitud, Mendoza, 18/08/2014).

Otros 2 eventos, en el otro extremo causal, correspondieron a actividad humana clara, “*blasting shots*”, pues pudieron ser correlacionados con explosiones en trabajos viales y de ingeniería civil.

Y los restantes 365 microsísmos correspondieron a eventos locales ($<190\text{km}$), ubicados en 4 zonas, todas ubicadas al Oeste del arreglo de sismógrafos (Fig. 16 izquierda).

Los 31 eventos de la zona A (ceranos al volcán Copahue) y los 3 de la zona B fueron interpretados como eventos geológicos naturales (profundidades entre 44 y 97 km) de muy baja magnitud ($<3,1$).

Muy llamativa fue la repetitiva y numerosa actividad registrada en la zona C, por casualidad ubicada dentro de un área donde Total Austral era socio no Operador y que por lo tanto sabía fehacientemente que no había actividades de fracturación (las únicas fracturas, y pequeñas, por haber sido hechas en un pozo vertical exploratorio, habían sido realizadas dos años antes, y en el otro extremos del área, a 15 km de distancia, por lo que no tenían relación alguna de causalidad). Se detectaron 330 eventos de los que no se pudo definir su origen natural o industrial, ya que no figuran fracturas realizadas tampoco en áreas cercanas según el Capítulo IV de la Secretaría de Energía, ni en los informes de los *Scout-Meetings* de Exploración, pero que podrían estar relacionados a otra actividad tipo minera (e.g. una cantera), que no pudimos investigar. Solo 8 de esos eventos (con profundidades relativamente superficiales, estimadas entre 14 y 19 km y con magnitudes $< 2,3$, de las cuales 7 en una misma semana) fueron detectados por la red completa, mientras que el 95% fueron detectadas solo por las dos estaciones más cercanas.

El evento aislado, muy débil, de la zona D fue solo registrado con mucha claridad por el sensor más cercano (magnitud estimada en solo 0,1) y tampoco pudo identificarse su origen.

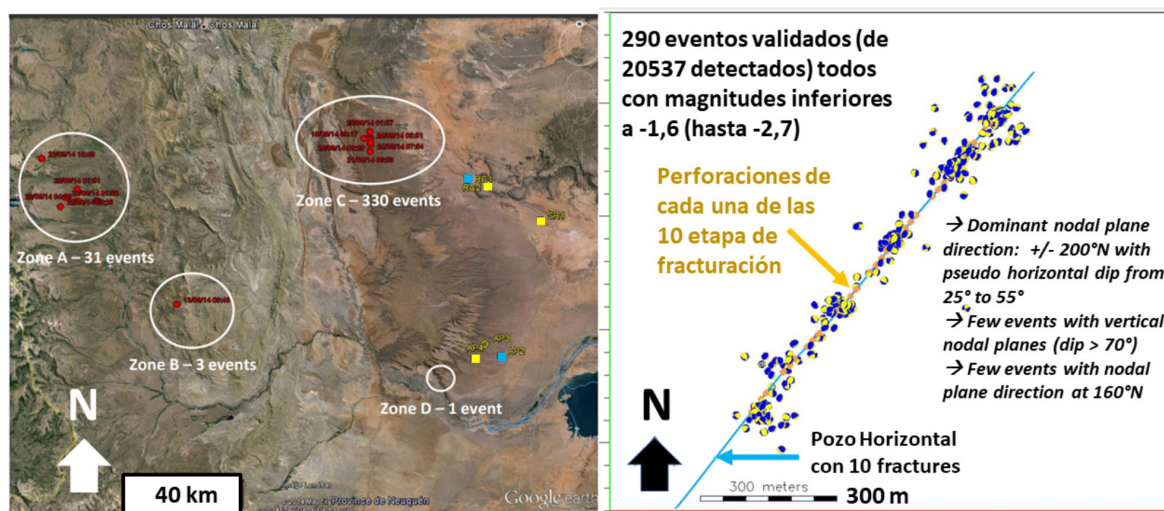


Figura 16. Izquierda: Ubicación de los eventos locales. En amarillo y celeste las estaciones sismográficas. Derecha: Microsísmica de superficie sobre un pozo horizontal, a menos de 5 km de estaciones sismográficas.

No se registró ningún microsismo originado por la fracturación del pozo horizontal local, ubicado a menos de 5 km de algún sismógrafo, entre el 25/08 y el 01/09, mientras que el monitoreo con la red de microsísmica de superficie no tuvo inconvenientes en registrar 290 microsismos (con magnitudes inferiores a -1,6) asociados a las 10 fracturas realizadas en ese período (Fig. 16, derecha).

Esa actividad estuvo por debajo del umbral detectable (magnitudes mayores a 0,1) de los sismógrafos del test, lo que demostraron que los registros de microsísmica de superficie, focalizados al entendimiento del SRV, debían seguir siendo registrados, independientemente del monitoreo de la sismicidad natural o inducida.

Es por comparación con esta experiencia que, en su momento, la contratista descartó que los eventos de la zona C estuviesen relacionados a sismicidad inducida por una fracturación hidráulica. Recién luego de sus conclusiones se les confirmó la ausencia de actividad de fracturación en esa zona C.

Se los dejó trabajar independientemente, sin aprioris condicionantes, excepto el hecho que ellos mismos procesaban los dos conjuntos de datos, y eso sí los condicionó en un esfuerzo mayúsculo de unicidad de la información. Quedó demostrado que la no unicidad se debía a limitaciones técnicas en la adquisición de datos, no a los softwares disponibles, o a errores humanos de interpretación durante el procesamiento.

Los monitoreos pasivos con geófonos y sismógrafos tienen dos objetivos técnicos diferentes, uno se enfoca en el entendimiento del SRV y el otro se utiliza para la detección de sismicidad anómala inducida (entiéndase como “anómala” la que se apartase del patrón natural, o “de base” registrado durante el periodo temprano de baja o nula actividad de fracturación). Son escalas normalmente diferentes, basados en un mismo fenómeno físico, la liberación de energía mecánica y acústica relacionada a la desestabilización de una roca que se encuentra sometida a un estrés tectónico crítico, el cual es variable de un lugar a otro de la cuenca, pues depende de su historia sedimentaria y tectónica, ver Gangui A., Grausem M. (2014).

Como conclusión, los resultados demostraron que:

1) la actividad microsísmica relacionada con la fracturación de 10 etapas de un pozo muy cercano (<5000m) se encontraba, al menos para ese caso particular, por debajo de la sensibilidad de los sismógrafos del test.

2) la repetitiva y numerosa actividad registrada en la zona C (con potencial para Vaca Muerta) mostraba actividad aparentemente natural a profundidades relativamente superficiales (quizás más superficiales que lo calculado, dado la poca precisión del modelo de velocidades en la zona). Eso confirmaba una sismicidad heterogénea en la región, posiblemente extrapolable a escala de la cuenca.

3) Desde el punto de vista de la factibilidad, los resultados de este piloto no podían considerarse como la línea de base, por su duración, pero la viabilidad de registrar una línea de base

temprana de la sismicidad natural de la zona estaba probada, y a la vez sirvió como experiencia clave para el diseño de una futura red de monitoreo local o regional, por lo que el paso siguiente fue contratar un servicio ad hoc.

Implementación de la Red de Monitoreo Diferido

En 2015, Total Austral inició el proceso para la instalación de una red a gran escala capaz de monitorear la totalidad de sus bloques operados, o participados, por la compañía.

Es importante destacar que esta red solo pretendía monitorear su operación con el objetivo de la aceptabilidad de sus operaciones, sin pretensión de sustituir a ningún organismo oficial o autoridad competente en la materia, y solo como mero registro para el conocimiento de la línea de base de la actividad sísmológica natural en sus áreas, previo al inicio de las operaciones de su primer desarrollo a mayor escala.

Se inició el proceso de contratación para un servicio de monitoreo pasivo de mayor escala que el Piloto.

La recomendación técnica fue que la contratista debía ser una tercera parte, independiente, local, no ser subsidiaria de una empresa relacionada a la industria, con demostrada experiencia, formación científica y capacidad tecnológica para garantizar un servicio a largo plazo por su competencia en la materia.

En 2016, respetando esas condiciones, Total Austral firmó un primer contrato de servicio para el registro del monitoreo pasivo de todas las áreas en las que tuviese participación (operando o no).

Aparte de la registración, la contratista debía encargarse también del procesamiento de los registros usando una metodología neutra, identificando la localización de los eventos registrados reales “a ciegas”, sin influencia de las operaciones de campo de Total Austral. De esa manera se evitaría cualquier sesgo involuntario que pudiera condicionar el resultado del procesamiento.

Se firmó también una cláusula de confidencialidad, equivalente a los estándares para cualquier compañía de adquisición y/o procesamiento de datos.

Total Austral se encargaría luego de hacer el filtrado espacial de los eventos para identificar aquellos generados en las áreas en las que participaba, y realizar una interpretación estructural en coherencia de causalidad espacio-temporal, no solo con sus operaciones de campo, sino también integrada con el conocimiento estructural previo obtenido a gran y pequeña escala en base a las sísmicas 2D y 3D de reflexión convencional y a las microsísmicas de monitoreo adquiridas previamente.

O sea, el objetivo era no solo registrar la línea de base de la sismicidad natural, sino también ir ganando experiencia a diferentes escalas, aprendiendo a integrar esta nueva información geofísica con las bases de datos de sísmica convencional y de microsísmicas.

Para esto se consideró suficiente utilizar una primera red de monitoreo diferido: se registraban y almacenaban los datos *in situ* (3 meses) y luego se recuperaban los datos para su procesamiento (1 mes).

Ese tipo de red era el adecuado según la visión de la actividad de perforación de ese momento, y los tiempos del proyecto del desarrollo previsto. La ausencia de sismicidad inducida detectable durante el monitoreo de las 10 fracturas del test de agosto 2014 confirmaba la no urgencia de un monitoreo temprano en tiempo real.

Más aún, como se planificaba comenzar a desarrollar primero VM en Aguada Pichana, y en esta área no hay centros poblados, parecía entonces que era una oportunidad óptima para aprender a manejar los riesgos, si se materializasen, en una zona monitoreada sin, o con muy bajo, impacto superficial.

La distribución inicial de las estaciones sismográficas incluía una red muy local, para el inicio de operaciones en APE, de 5 estaciones sismográficas de período corto y de una red con 17 estaciones de banda ancha para cubrir el resto de las áreas de interés operativo o participativo.

Los registros de ambas redes fueron recibidos de manera ininterrumpida desde el 2016 y cumplió con el objetivo inicialmente planteado de obtener la línea de base de sismicidad que se buscaba conocer.

Luego de la captura de la línea de base, el plan a posteriori era utilizar una red con telemetría y procesamiento en tiempo real con el objetivo de la toma de decisiones en las operaciones de campo al momento de la fracturación masiva.

En 2018, durante las jornadas del X ConExplo de Mendoza, algunas empresas contratistas extranjeras también recomendaban el monitoreo de la sismicidad y ofrecían sus servicios en tiempo real desde sus oficinas centrales. La conveniencia de ese monitoreo ya se discutía comercialmente.

Se debe remarcar que no solo Total Austral consideró de interés registrar una línea de base de la sismicidad. En noviembre del 2014 se instaló una red de sismógrafos para investigar la actividad sismológica de la cuenca a nivel regional o semi-regional, ver Correa-Otto *et al* (2016).

Más aún, se complementaron los registros de sismicidad con datos de gravimetría, geología estructural regional e información de pozos (análisis de breakouts) en un intento de identificar el origen de la actividad sismológica registrada, ver Correa-Otto *et al* (2017). Un análisis más detallado de los principales eventos, registrados en noviembre de 2015, explica la diferencia de magnitudes que para un mismo evento pueden ser reportadas, inherentes a los procesos de adquisición de las medidas, y justifica la mayor confianza que se le puede tener a las medidas por una red local, ver Correa-Otto *et al* (2018).

Implementación de la Red de Monitoreo en Tiempo Real

En 2019, poco después de lanzar una segunda fase de desarrollo, se firmó un segundo contrato y se adaptaron algunas estaciones para su monitoreo en tiempo real, algo que estuvo operativo en 2020. El objetivo principal fue el de perfeccionar la red y obtener alertas inmediatas en caso de actividad anómala, y así garantizar la sustentabilidad de las operaciones del desarrollo.

También en 2019, aprovechando que el área de cobertura de la red incluía la denomina “core área de Vaca Muerta” se comenzó a discutir con otras empresas la apertura del contrato existente.

En 2020 adicionalmente, la Provincia de Neuquén volvió a remarcar la necesidad de instalar una red de monitoreo operada por un ente oficial.

Total Austral, sin discontinuar su registración existente, probada su eficacia desde el 2016, adhirió también al segundo proyecto. Una redundancia de datos no podía más que reforzar su política de HSE y de responsabilidad Societal.

En 2021 se logró un acuerdo entre 6 empresas (de las cuales solo 2 no eran socias de Total Austral) y se estableció un Acuerdo de Cooperación Conjunta para la firma de un tercer contrato de monitoreo.

La mecánica de trabajo continúa siendo la misma utilizada desde 2016 en términos de registro, procesamiento y perfeccionamiento de la red, además de haberse establecido un protocolo de actuación para proceder en caso de ocurrencia de eventos considerados anómalos.

En 2022 continúan las consultas de otras empresas para sumarse al mismo proyecto.

A la actualidad se llevan registrados más de 6 años de monitoreo sísmico, tres de ellos en tiempo real.

Esta información, integrada a las bases de datos de símica convencional y microsísmicas, ha enriquecido el conocimiento estructural y su dinámica asociada a la actividad de fracturación, confirmando el comportamiento sismológico heterogéneo, ya evidenciando por el test piloto de agosto del 2014.

Los eventos registrados en las áreas operadas, o coparticipadas, han sido de magnitudes suficientemente bajas (la magnitud máxima registrada por el monitoreo ha sido inferior a 2,5) como para que fuese necesario que Total Austral interrumpa sus operaciones enviando alertas al campo. Tampoco fue necesario hacer advertencias preventivas a los operadores de las áreas en las que Total Austral es, o era, socia (áreas coparticipadas) y que por lo tanto monitoreaba también con atención.

La Figura 17 sintetiza el histórico del proyecto de monitoreo pasivo de sismicidad de Total Austral.

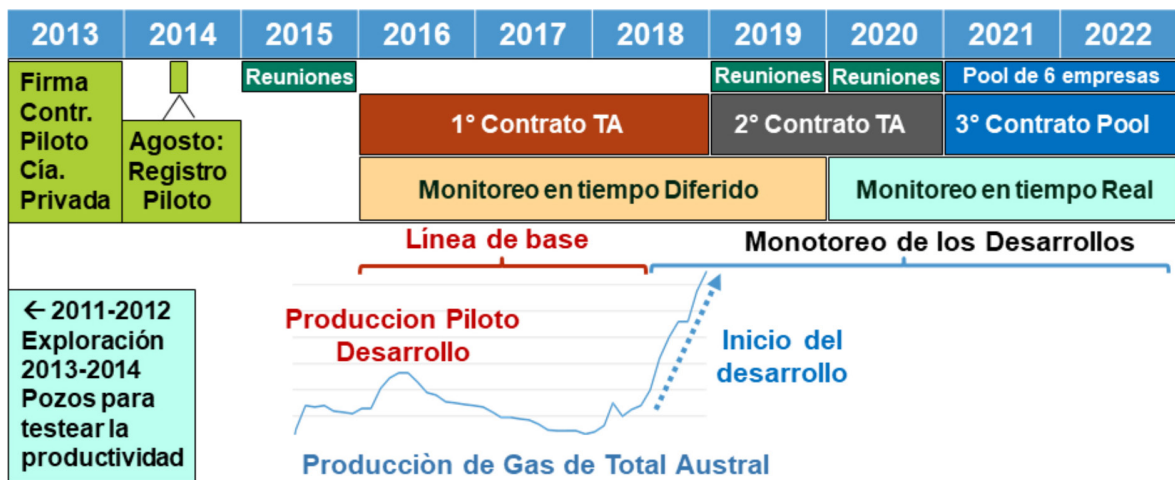


Figura 17. Cronograma general del proyecto de monitoreo pasivo liderado por Total Austral (TA).

Se puede concluir para este ítem que la red cumplió el objetivo principal de registrar una línea de base, fundamental para entender e interpretar la actividad del área y actualmente con el segundo objetivo de transmitir en tiempo real con bajos márgenes de error a los fines de asegurar operaciones de campo responsables.

Luego de más de seis años de monitoreo, no se evidenciaron en los áreas de Total Austral, o participadas, sismos de magnitud relevante, ni percibidos en superficie.

CONCLUSIONES

Total Austral, desde un principio, ha acompañado el desarrollo de Vaca Muerta, demostrando tener gran experiencia y responsabilidad como operador en la exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales pero también desafiando los límites técnicos con propuestas ambiciosas, de innovación continua y proactivas para la aceptabilidad de sus operaciones.

La búsqueda de la excelencia técnica para poner en valor el aporte geofísico a los desafíos de la industria, proveyendo soluciones a problemas concretos ha sido parte de ese intenso recorrido.

Si bien para Total Austral la aventura operativa en Vaca Muerta comenzó con la primera perforación en 2011, no hay que olvidar que su experiencia en el desarrollo de reservorios no convencionales (e.g. areniscas consolidadas del Mulichinco) había comenzado en 2008, y con ello el primer test multi-monitoreo microsísmico con el objetivo de estimar la geometría de la roca estimulada por una fracturación hidráulica.

En Argentina fue pionera con el diseño de monitoreos desde superficie, demostrando su nivel cualitativamente superior respecto del monitoreo desde un pozo observador cercano, al entender el potencial de los mecanismos focales para intentar discernir entre fracturas nuevas y las reactivaciones de estructuras preexistentes y su impacto.

Su continua atención a no perder oportunidades operativas realizando diversos “tests de oportunidad” la llevó a ser también pionera en Argentina, en el uso de la *time-lapse* seismic (4D), tanto terrestre como marina.

Total Austral demostró la superioridad de esta técnica, respecto de las microsísmicas, para la medición directa y cuantitativa, del SRV (*Stimulated Rock Volume*) y explicó con un modelo básico la fenomenología que subyace su detección por reflexión acústica.

Utilizando la experiencia adquirida en los monitoreos microsismos de superficie, y en base a ejemplos análogos mundiales, Total Austral también fue pionera en testear la escucha pasiva con sismógrafos *ad-hoc* para el monitoreo local de la sismicidad natural de base, y anticiparse a la eventual detección de sismicidad anómala gracias a la implementación temprana de una red sismográfica dedicada, proveyendo una herramienta para la aceptabilidad de sus proyectos.

Así, minimizando los riesgos geológicos y operativos, busca maximizar continuamente la recuperación de los hidrocarburos in situ optimizando la economía de los proyectos con competencia profesional y clara política de responsabilidad Societal.

En el no-Convencional lleva casi 15 años continuos de contribución al aprendizaje, la innovación y la valorización del conocimiento geofísico, con una inversión de más de 20 millones de dólares destinados a la innovación en esta disciplina, y que consolida, junto a las otras disciplinas de la Geociencia, una base de datos conformada también por más de 1100 de metros de coronas, diversos y exhaustivos ensayos de laboratorios, los más variados registros de perfiles, resultados de ensayos dinámicos en todo el espectro de fluidos, etc, que en su conjunto le permiten tener un conocimiento consolidado para la explotación racional y sustentable de Vaca Muerta.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren hacer explícito su agradecimiento a:

Pablo Ferguson, y en él a todos los geofísicos de operaciones involucrados en los diferentes tests innovadores y en las adquisiciones de oportunidad, que supieron solucionar con ingenio los problemas in situ,

Gabriel Chao, y en él a los equipos de Total Austral y TotalEnergies que aportaron soluciones informáticas, ideas a las interpretaciones, opiniones y soluciones con entusiasmo,

UGA, GeoNodos, Seismic Prospect, Magnitude y CGG (Pau, France) por acompañar las innovaciones con predisposición y voluntad de cooperación,

Total Austral, TotalEnergies, YPF, Wintershall DEA, PAE Group, por permitir la publicación de los datos.

Los autores quieren hacer explícito que lo redactado, y sus conclusiones, son de su exclusiva responsabilidad, y que podría no reflejar necesariamente la interpretación de las compañías que proveyeron los datos.

REFERENCIAS CITADAS

- Achilli, Chao, *et al.* (2018). Método para Calcular el Volumen de Roca Estimulado (SRV) en la Formación Vaca Muerta, Primera Experiencia de Sísmica 4D. IAPG, X Con. Explo y Des. De Hidroc., Mendoza, nov.2018.
- Badgem, E., Grausem, M. (2013), Comparación entre distintos procesamiento de microsísmica de superficie y evaluación de las diferencias entre distintos contratistas. Seminario IAPG, 17 abril 2013.
- Cerda F, Maurel L. *et al.* (2009), Multi-network microseismic monitoring of fracturing jobs. Neuquén TGR application: 71st Conference & Exhibition, EAGE, Amsterdam, Netherlands, Exonaded Abstracts, junio 2009.
- Chao, Achilli, *et al.* (2022). *Time-lapse* seismic integrated with surface microseismic for SRV characterization in the Vaca Muerta Fm. SEG, The Leading Edge, Volume 41, Issue 3, p.166-171, March 2022.
- Chao, Canatelli, *et al.* (2022) Caracterización de volúmenes de roca estimulados (SRV) en un PAD multi-well *multi-landing* en Vaca Muerta, IAPG, en este XI Con. Explo y Des. De Hidroc., Mendoza, noviembre 2022.
- Chao, Sainz-Trápaga, *et al.* (2022), Optimización del monitoreo sísmico del SRV en yacimientos no convencionales, IAPG, en este XI Con. Explo y Des. De Hidroc., Mendoza, noviembre 2022.
- Correa-Otto S. *et al.*, (2016), Seismological study at the highest oil exploitation region in Argentina. Primer Simposio de Tectónica Sudamericana, Chile, 14-16 noviembre 2016.
- Correa-Otto S. *et al.*, (2017), Sísmica en la cuenca Neuquina, monitoreo de la actividad de fracking en la formación Vaca Muerta. 1º Congreso Binaconal de Investigación Científica, San Juan, 24 noviembre 2017.
- Correa-Otto S. *et al.*, (2018), Intraplate seismicity recorded by a local network in the Neuquén Basin, Argentina, Journal of South American Earth Sciences, Vol 87, pag. 211-220, 2018.
- Drapeau D. *et al.* (2009) en el IAPG, durante las Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios Tight, Buenos Aires, 18 agosto 2009,
- Gangui A. y Grausem M. (2014). Tectonics and Structural Styles in the Neuquen Embayment: Implications in the Interpretation of Microseismic Monitored Fractures in the Vaca Muerta Formation. IAPG, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, 2014.
- Grausem M., (2012). Microseismic Monitoring Of Hydraulic Fracturation Using Surface Recording Network: A Vaca Muerta Fm Case Study, Neuquén, Argentina. AAPG – Buenos Aires, Argentina, December 2-4, 2012.
- Feng and Lees (1998), Microseismicity, stress, and fracture in the Coso geothermal field, California, Tectonophysics 289 (1998) 221–238.
- Chao, Fachal, *et al.* (2019) Time Lapse Seismic Integrated with Surface Microseismic for SRV Characterization in the Vaca Muerta Formation (Neuquén, Argentina), AAPG ICE, Buenos Aires, agosto 2019.
- Maurel, L., Cerda, F. *et al.* (2009), Fracture Imaging

- Pilot designed to compare various microseismic monitoring techniques. AAPG Convention, Denver, junio 2009
- Maurel, L., Cerda, F. *et al.* (2009), Fracture Imaging Pilot designed to compare various microseismic monitoring techniques. World Gas Conference (WGC), Buenos Aires, 5 - 9 octubre de 2009
- Nicholson C. *et al.* (1992) Triggered Earthquakes and Deep Well Activities, Pure and Applied Geophysics, Vol. 139, No. 3/4 (1992). Scaricabarozzi N. *et al.* (2016) Tight Contribution in a Mature Gas Field Mulichinco Fm., Aguada Pichana, Buenos Aires, AAPG – GTW, Buenos Aires, Argentina, 16-18 noviembre 2016.