



Método para calcular el volumen de roca estimulado (SRV) en la Fm. Vaca Muerta. Primera experiencia de sísmica 4D

Por **Federico Achilli**, **Gabriel Chao**, **Diego Rojas Arce** y **Yonatan Sanz Perl** (Total Austral);
y **Christian Hubans** y **Abderahim Lafram** (Total S.A., Francia)

La metodología de cálculo del volumen de roca estimulado (SRV) se utiliza aquí para la formación Vaca Muerta. Se trata de la primera experiencia sísmica en 4D en Aguada Pichana Este (APE), el primer yacimiento de *dry gas* no convencional de la formación.

Este trabajo fue galardonado con el 1° Premio del Simposio de Recursos No Convencionales en el 10° Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.

Introducción

Aguada Pichana Este (APE) es el primer yacimiento de gas seco de la Fm. Vaca Muerta (VM), en desarrollo por el consorcio operado por Total Austral S.A. en asociación con YPF, Wintershall Energy S.A. y Pan American Energy S.A., luego de completar la fase piloto en 2016.

La producción se realiza mediante la perforación de *pads* de dos o cuatro pozos en forma de "L", cuya sección horizontal (*drains*) "navega" en el nivel de VM que, posteriormente, se estimula con fracturación hidráulica. La estimulación se realiza para generar "reservorio" cuyo resultado se llama volumen de roca estimulado (SRV) que, cuanto más eficaz sea, mayor será la superficie de fracturas conectadas con los diminutos poros (escala nanométrica) de la roca madre y, por lo tanto, mayor será la producción del pozo.

El SRV es entonces el parámetro clave para maximizar la productividad y es quizás el más difícil de estimar, por eso diferentes compañías aplican distintas estrategias de adquisición de datos para su estimación.

En ese sentido, Total Austral fue pionera en el uso de microsísmica de superficie, en la Argentina, para el monitoreo de la extensión de las fracturas hidráulicas. Su utilidad fue probada en el reservorio de baja permeabilidad

(*tight*) de la Fm. Mulichinco. Maurel *et al.* (2008, 2009), Cerda *et al.* (2009), Bardainne *et al.* (2009).

El monitoreo de superficie también fue aplicado durante la exploración de la Fm. Vaca Muerta en pozos verticales y luego, en el monitoreo del SRV de pozos pilotos horizontales. Grausem (2012, 2015), Badgem y Grausem (2013).

También, Total Austral testeó simultáneamente microsísmica registrada en pozos observadores con la microsísmica de superficie y demostró comparativamente las ventajas y las desventajas de cada metodología (pozo o superficie). Gangui y Grausem (2014), Grausem (2015).

Respecto de las incertidumbres de estos datos, Total Austral realizó un análisis comparativo con cinco compañías de procesamiento para estimar la precisión de la localización de los mecanismos focales y así entender la incertidumbre asociada al cálculo de un SRV dado. Badgem y Grausem (2013).

En esta oportunidad, se presenta una secuencia de adquisición de datos geofísicos, en sinergia con otras operaciones con el fin de optimizar tiempo y costos. En esta secuencia se agrega un nuevo método para medir directamente el SRV con la tecnología 4D.

Los objetivos de este trabajo son los siguientes:

- Mostrar la sinergia, durante la operación de completación de un pozo, donde se registraron simultáneamente, microsísmica, sísmica 3D y 4D.
- En la búsqueda por evolucionar en el cálculo del SRV, mostrar la utilidad y los resultados de la tecnología 4D y su precisión para el mapeo directo del volumen estimulado de roca (SRV), objetivo buscado desde hace más de una década por los productores del *shale*.

Ubicación y características generales

El bloque de Aguada Pichana Este se encuentra localizado en el centro de la Cuenca Neuquina (Figura 1a). Estructuralmente, el área está controlada por dos estructuras regionales: el sinclinal de Añelo al Este y el flanco Este del alto del Chihuido hacia el Oeste. Brinkworth *et al.* (2012), Gangui y Grausem (2014), Scaricabarozzi *et al.* (2014). Históricamente, Aguada Pichana se trató de un yacimiento de gas en una trampa de tipo estratigráfico en la Fm. Mulichinco, ubicada principalmente en el centro-centro Oeste del bloque. Scaricabarozzi *et al.* (2014). La ubicación del contacto gas/agua no justificaba la adquisición de dato de sísmica 3D en el extremo Este del bloque.

El desarrollo de la Fm. Mulichinco está en la actualidad en estadios maduros, al mismo tiempo que aumenta la actividad en la temática no convencional de la Fm. Vaca Muerta (Figura 1B).

En el área de APE, la Fm. Vaca Muerta se encuentra a una profundidad de alrededor 2.800 mbnm, y su espesor promedio en el área es de unos 350 m. La exploración y su desarrollo en el bloque hace necesario extender la adquisición de datos hacia el este, y en ese sentido, esta experiencia se realizó en uno de los pilotos, localizado fuera de la cobertura sísmica 3D (Figura 2), donde el pozo de exploración había sido perforado sobre una línea 2D y un *pad* del piloto con las cabezas de los pozos un par de km al Sur, con dos *drains* de 1400 m, uno hacia el Sur y otro hacia el nor-noreste.

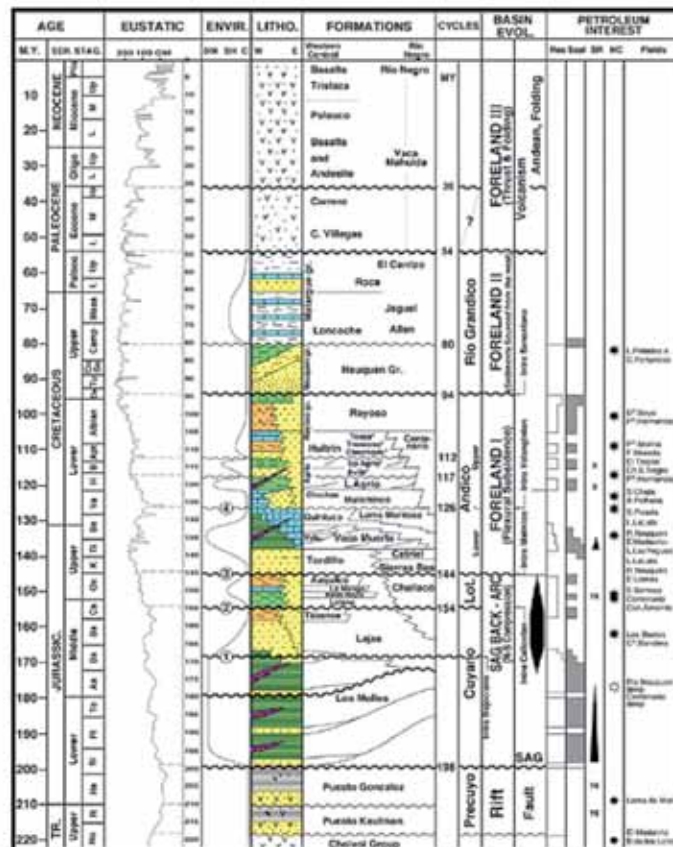


Figura 1. a. Ubicación de Aguada Pichana. b. Columna Estratigráfica general del área.

Descripción de la experiencia

La experiencia consistió en la adquisición conjunta, en sinergia con la completación de los pozos, de microsísmica de superficie y sísmica 3D. Con el fin de obtener una imagen sísmica 3D donde no hay (Figura 2), se aprovechó el tendido de geófonos de la microsísmica de superficie para monitorear la estimulación y, sobre ese mismo tendido, ubicar puntos de emisión adaptándose al arreglo existente. Además, aprovechando la secuencia de adquisición, se probó la utilidad de la tecnología 4D como una herramienta potencial para mapear directamente el volumen estimulado de roca (SRV).

A diferencia de la 4D convencional que monitorea la producción en reservorios convencionales, generalmente arenas, Lefeuvre *et al.* (2003), Brechet *et al.* (2010) o carbonatos Lafram *et al.* (2016), esta experiencia trata de monitorear la eficacia de la fracturación hidráulica y su propagación en la roca madre. Para ello, se utilizó como sísmica base una adquisición anterior de la estimulación y como sísmica monitor, la que se registró inmediatamente luego de terminada la estimulación del pozo.

Inicialmente, el objetivo era monitorear los dos *drains*, con lo cual se dispuso el arreglo de geófonos para microsísmica sobre los dos *drains*. Por razones operacionales, solamente se pudo estimular el *drain* sur; sin embargo, el *drain* norte serviría luego como calibración de una zona con dato, pero sin estimular, muy útil en la calibración de la respuesta 4D.

La secuencia de la operación se resume de la siguiente manera:

Regado de material → adquisición de base (1^{er} 3D) → etapas de fracturación + microsísmica de superficie → adquisición del monitor (2^{da} 3D).

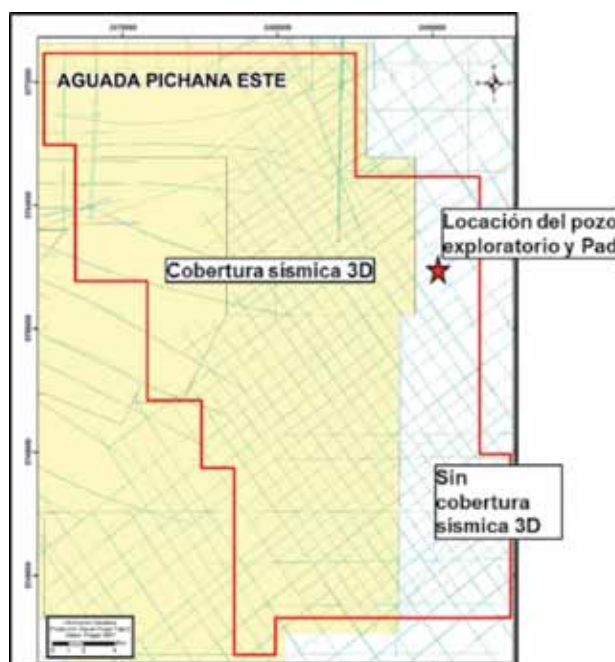


Figura 2. Bloque de Aguada Pichana Este con la cobertura sísmica 3D en amarillo y 2D en líneas celestes.

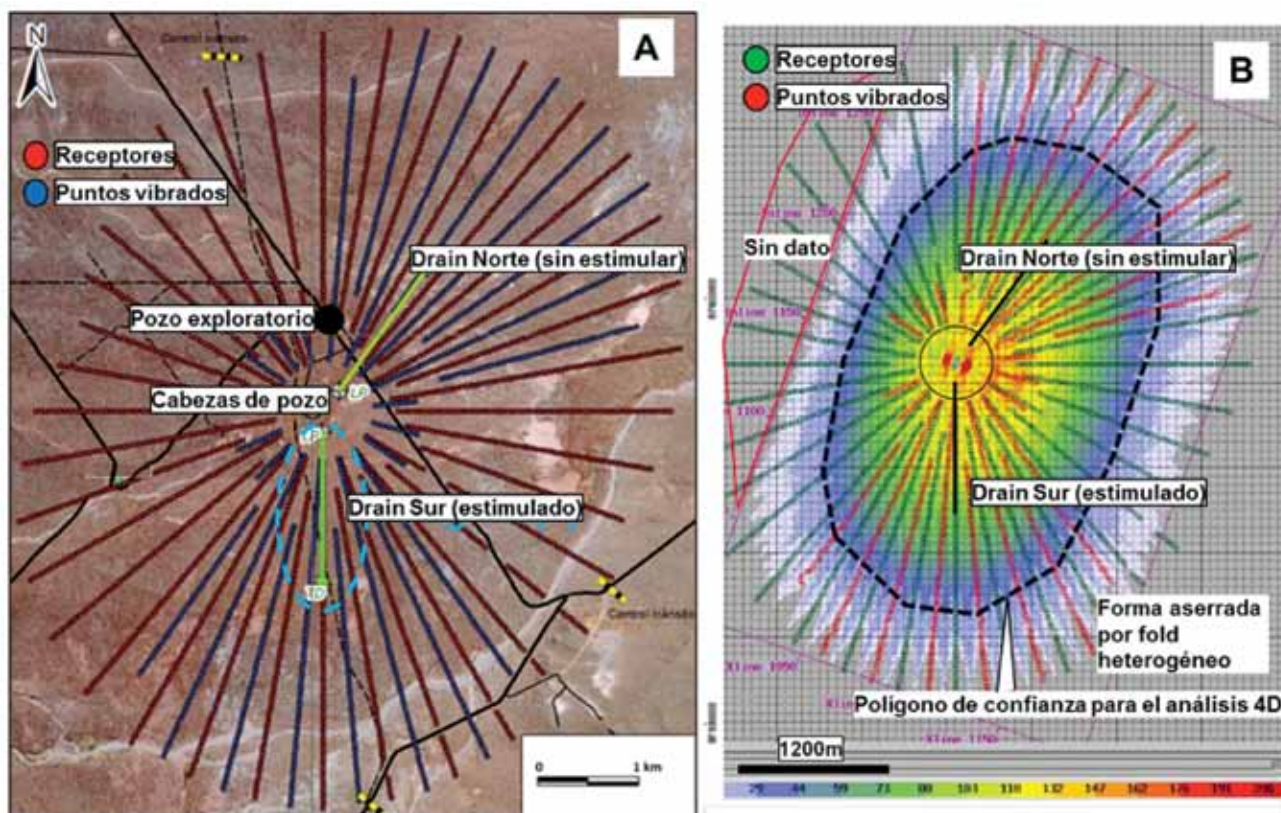


Figura 3. a. Geometría de adquisición de microsísmica utilizada para sísmica 3D. Los puntos rojos corresponden a los receptores y los azules a los puntos vibrados. b. Mapa de suma (Fold) con la geometría de adquisición superpuesta (receptores en verde y puntos de vibrado en rojo).

Adquisición

La geometría de adquisición de la microsísmica para el monitoreo de fractura consistió en 2000 receptores distribuidos radialmente con centro en la boca del pozo. Sobre este arreglo se consideró la oportunidad de la adquisición de sísmica 3D ubicando 1000 puntos de vibración intercalados entre las líneas receptoras (Figura 3a).

Para no interferir con las operaciones de pozo, por razones de seguridad y, a la vez, para evitar ruidos, un radio de 500 m alrededor de la boca del pozo se dejó libre de geófonos y de acceso para los vibros. Este efecto no perjudica la adquisición de los mecanismos focales de la microsísmica, pero fue una limitación del arreglo utilizado para los registros de sísmica 3D.

El mapa de suma (*fold*) para el producto suma completa (*full stack*) se ve bastante heterogéneo (cambios abruptos en distancias cortas) y tiene un área de suma completa de 13 km² sobre 34 km² (Figura 3b), además de la anomalía en boca de pozo. A pesar de estas limitaciones en la zona de borde de las sumas, aunque bajas, son aceptables para lograr una imagen sísmica coherente a la profundidad de la Fm. Vaca Muerta (Figura 4). Como una especie de resguardo, solo un polígono de confianza sobre el área de mayor suma es considerado para el análisis 4D posterior (Figura 3b).

Resultados

A pesar de que esta geometría particular de adquisición generó un componente importante de ruidos relacionados

a ondas de superficies, provocada por los vibros, que significó un esfuerzo de procesamiento para su eliminación, los resultados son aceptables y su integración con la sísmica 3D vecina existente fue posible (Figura 5). Se identifican y correlacionan las secuencias principales, se interpretan las direcciones de falla principales (Figura 6) y las características internas de cada secuencia, logrando una coherencia con la interpretación en el resto del bloque (Figuras 5 y 7).

En cuanto a la microsísmica, se localizaron alrededor de 6.000 eventos con sus mecanismos focales. Asimismo, las magnitudes registradas estuvieron dentro del rango esperado (Figura 8).

Se identificaron qué eventos se interpretan como directamente conectados con la fractura hidráulica ("eventos húmedos") y cuáles están desconectados ("eventos secos"). Este análisis resulta una pieza clave para evaluar el volumen de roca estimulado (SRV), ya que se considera que únicamente los eventos conectados hidráulicamente con el pozo son los que potencialmente aportan a la productividad. La clasificación de eventos microsísmicos se realiza de forma analítica, por ejemplo, considerando el desarrollo espacio temporal de la etapa de fractura, la distribución de mecanismos focales, el análisis del valor "b" según la ley de Guttenberg-Richter, conjuntamente con la identificación de las estructuras preexistentes (distintos atributos sísmicos). Sin embargo, también existen métodos algorítmicos, como el método de atenuación de la onda de corte (*shear*), Bergery (2015). De esta forma se identificaron los dos grupos de eventos en el pozo analizado (Figura 9), considerando únicamente los eventos húmedos, como los que generan el SRV.

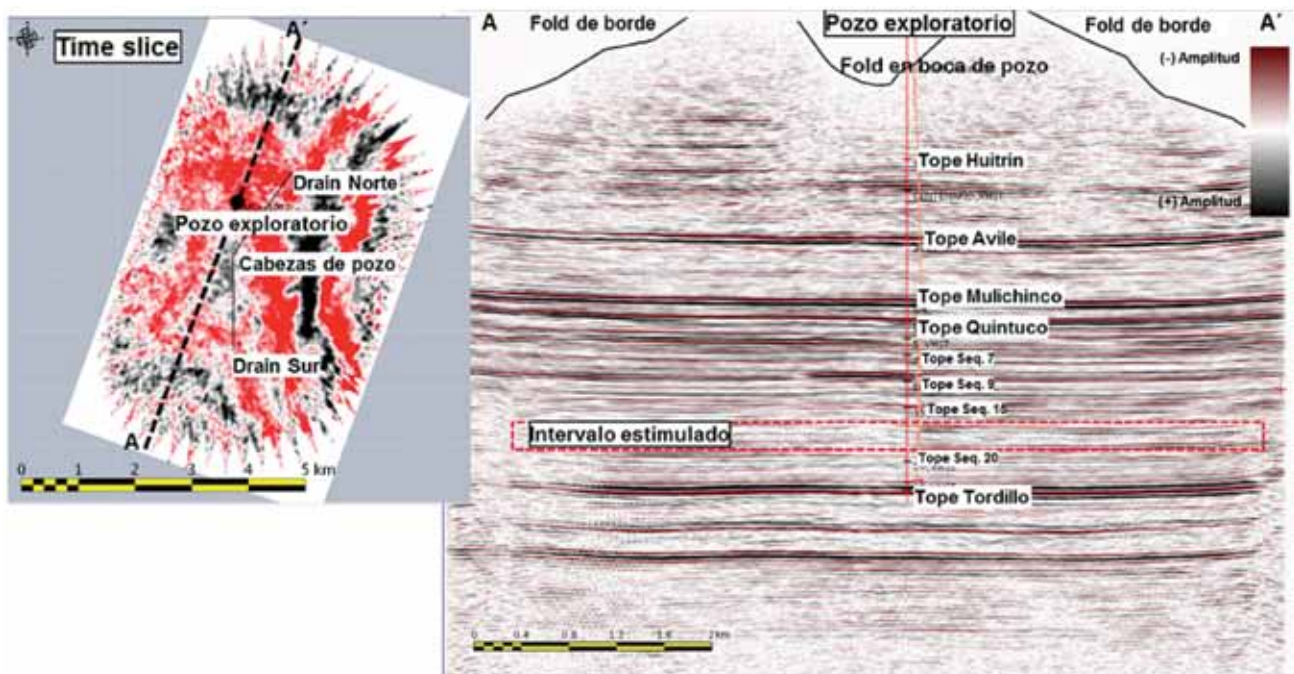


Figura 4. Ejemplo del dato 3D adquirido. Time slice y línea en el pozo exploratorio.

Piloto 4D: ¿Puede aplicarse la tecnología 4D en la Fm. Vaca Muerta?

En la producción de reservorios no convencionales, el objetivo principal es conocer y entender la productividad

de un pozo. Para ello, la variable más importante es conocer el volumen de roca estimulado (SRV) por la fracturación, es decir, su dimensión, saber cómo se fractura la roca y hacia dónde se propaga la fractura hidráulica. Además es importante conocer hasta donde llegan el fluido inyectado

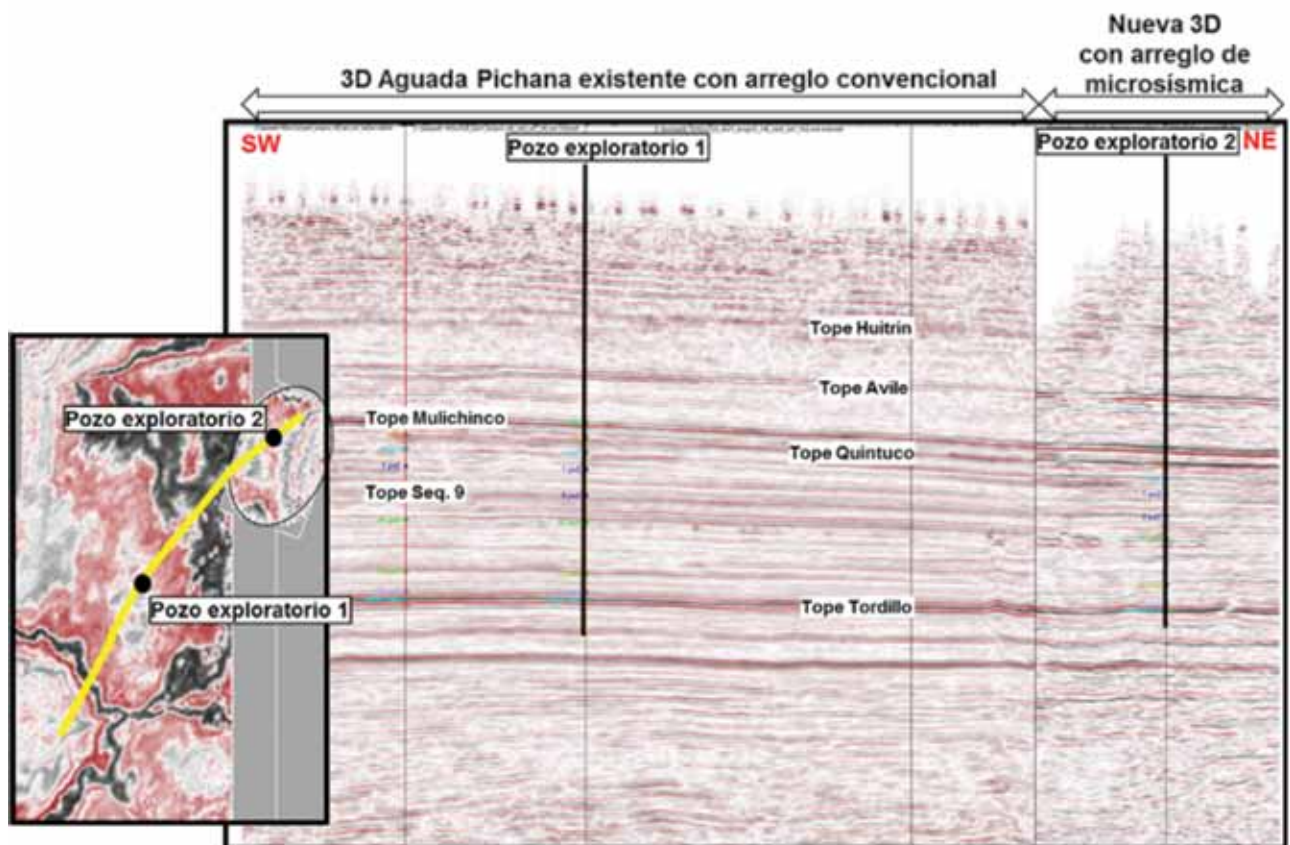


Figura 5. Integración de la nueva sísmica con la sísmica 3D existente en AP.

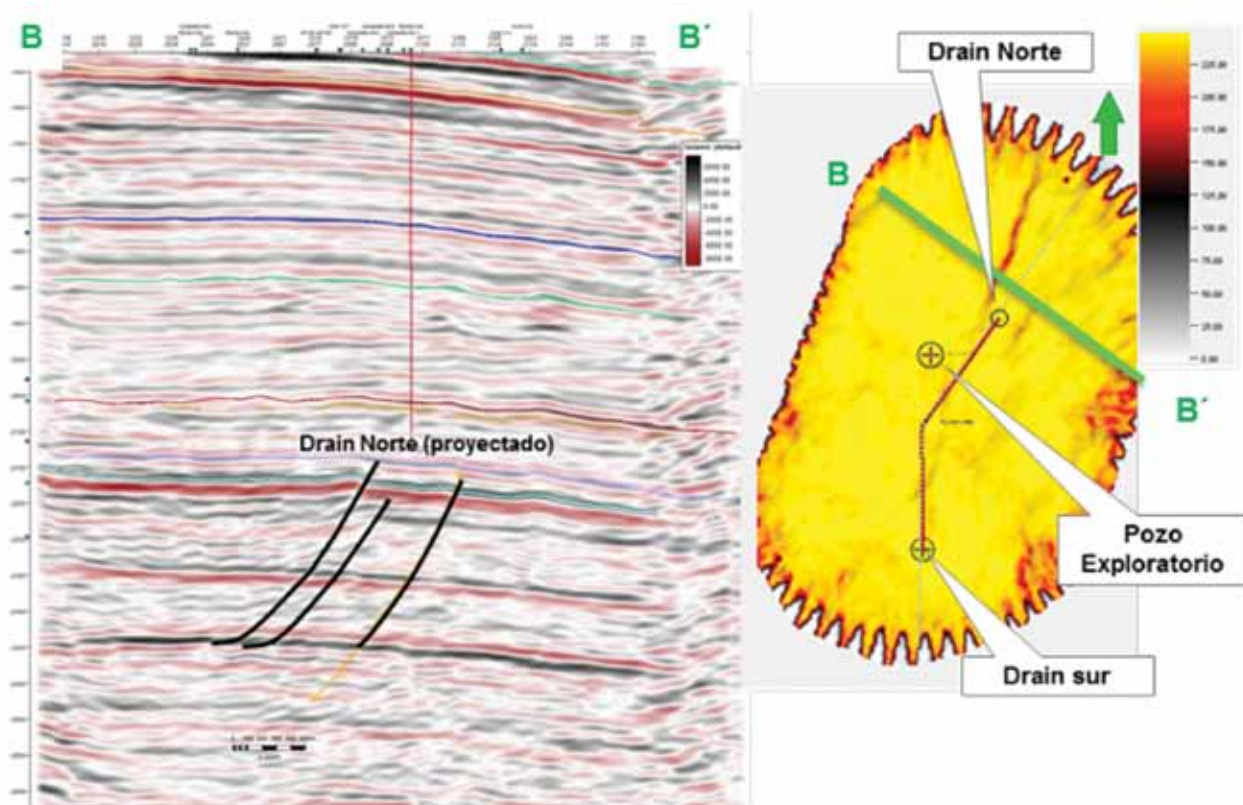


Figura 6. Calidad de la nueva 3D. Interpretación de las estructuras principales.

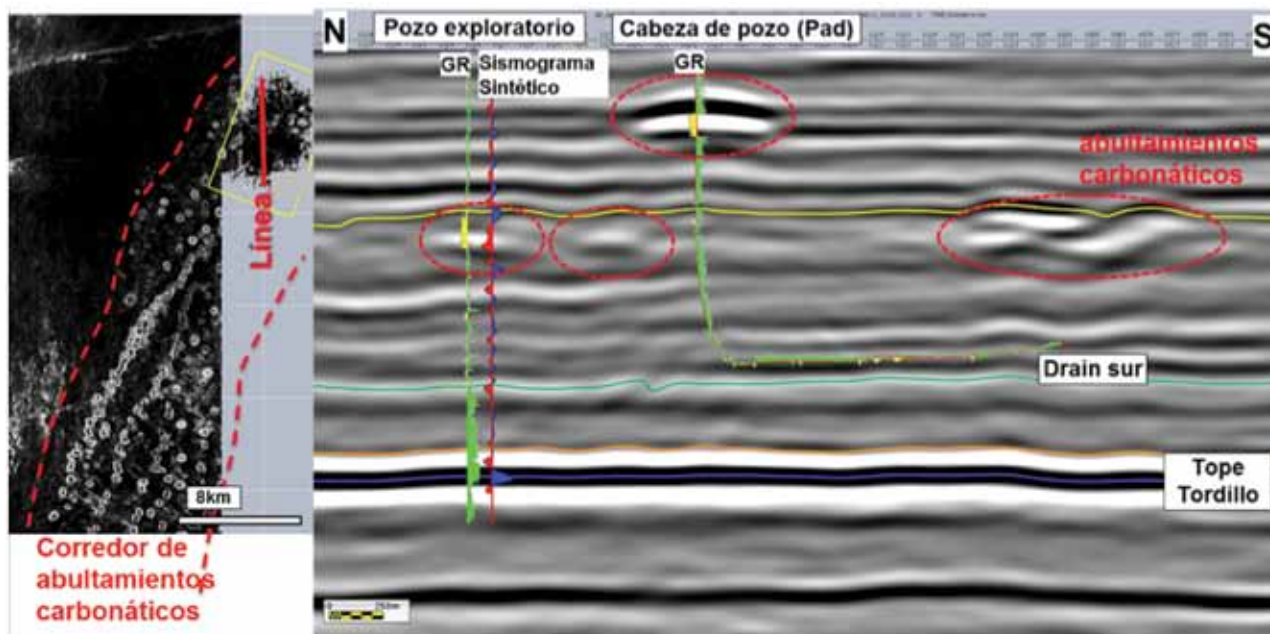
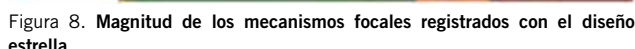


Figura 7. Izquierda: mapa de curvatura mostrando la continuidad de nivel de abultamientos carbonáticos entre AP y la nueva 3D. Derecha: línea en la nueva 3D ilustrando los abultamientos.

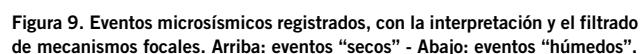
y el agente de sostén. Sin embargo, caracterizar el SRV es en sí mismo un desafío y hasta ahora se logran aproximaciones con el uso de la microsísmica (de pozo o de superficie) o mediante modelizaciones.

El primer antecedente publicado de aplicación 4D en shale fue en British Columbia en el play, de Horn River, Goodway et al. (2012), donde se realizó un test para ma-

pear el SRV, usando como “base” una 3D existente (2009) y como “monitor” una 3D registrada *posfracking* en conjunto con una microsísmica de pozo. Posteriormente, en 2014, un pequeño test en el Barnett Shale utilizó la 4D con la adquisición de tres monitores, de los cuales el primero falló, registrado con arreglos convencionales y se integró con microsísmica de superficie, Roy et al. (2014). Si bien,



En esta oportunidad se aprovechó el registro de una microsísmica de superficie para realizar un piloto y analizar el potencial uso de la sismica 4D para la caracterización del SRV en la Fm. Vaca Muerta.



Adquisición 4D y repetitividad

El grado de similitud entre las dos adquisiciones sísmicas se le denomina repetitividad y a mayor repetitividad, mayor es la posibilidad de detectar anomalías 4D pequeñas y menor la posibilidad de confundir ruido con señal 4D. Entre los atributos 4D que miden la repetitividad de dos adquisiciones se encuentra la *NRMS* (Raíz cuadrada de la amplitud media al cuadrado de la diferencia (*RMS*), normalizada (*N*)) o la fidelidad que se mide en valores porcentuales, Krag y Christie (2002), El-Emam *et al.* (1998). Un valor de *NRMS* de 0% y/o de fidelidad de 100% significa que las sísmicas Base y Monitor son idénticas si no fueron afectadas por nuevos fenómenos físicos, como cambios en la densidad y velocidad, debidos principalmente a cambios de porosidad.

Al calcular estos atributos en intervalos suficientemente someros, por arriba de los niveles que se estimularon, donde se cree que la estimulación hidráulica no llegó, se midieron valores mayores a 80% en fidelidad (o menores que el 40% en NRMS) lo que significa que existe un ruido de *background* relacionado a la falta de repetitividad perfecta en la adquisición (acople de geófonos y/o vibros, humedad, vientos, ruido ambiente, etc.) pero suficientemente bajo como para detectar señales de -16dB, lo cual es muy aceptable (Figura 11).

Identificación de la anomalía 4D

Calculando el atributo *NRMS* sobre un primer producto de procesamiento *fast track*, partiendo de una zona somera

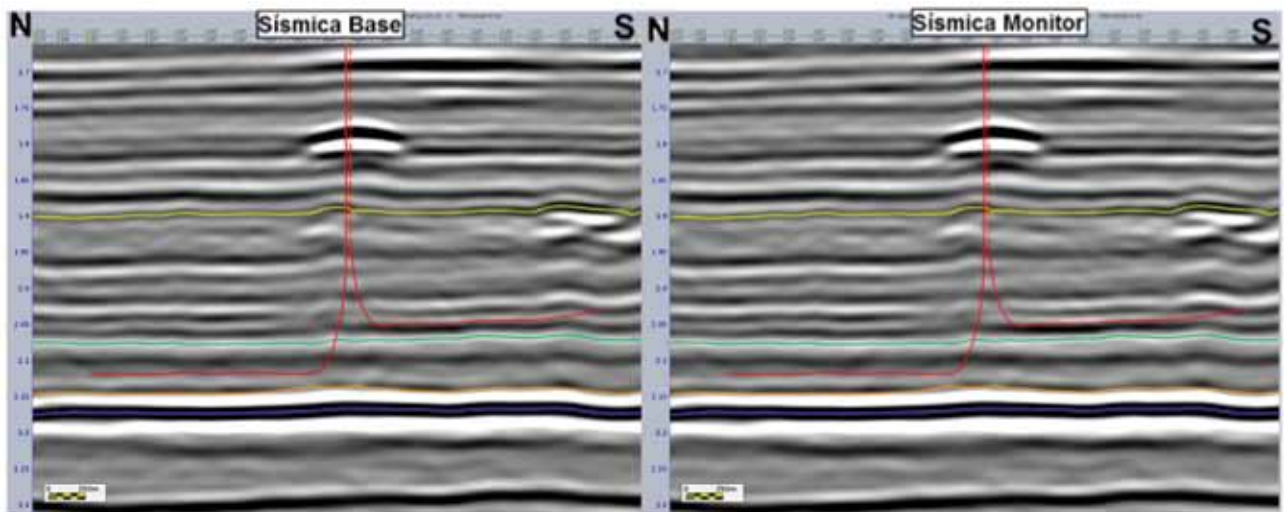


Figura 10. Sísmica Base y Monitor a lo largo del Pad.

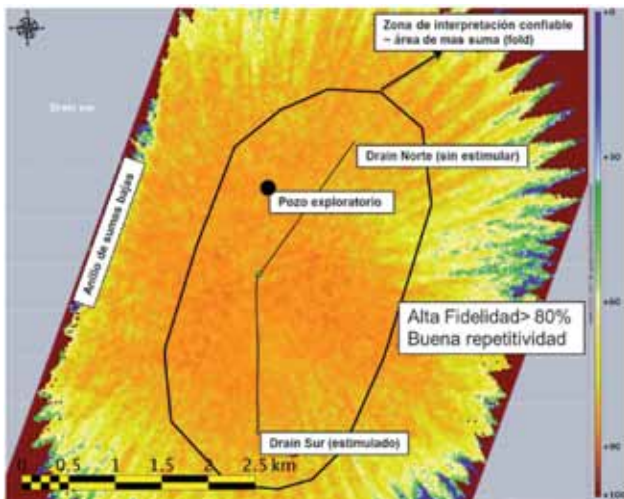


Figura 11. Mapa de fidelidad en un nivel más somero a la zona estimulada.

donde se sabe que la estimulación no ocurrió con mapas homogéneos y valores de *NRMS* bajos (Figura 12, mapas A a D), se observa que, a medida que la ventana se desliza hacia abajo, comienza a detectarse una anomalía a partir de 1900 ms TWT en las inmediaciones del *drain* sur con valores de *NRMS* más altos, pero rodeada de valores de *NRMS* bajos (Figura 12, mapa E). La profundidad donde aparece la anomalía coincide con la del intervalo estimulado. Una vez atravesada la zona estimulada, los valores de *NRMS* vuelven a bajar (Figura 12, mapas F y G) y a medida que se profundiza se empiezan a ver ruidos aleatorios (Figura 12, mapas H a I).

Al calibrar el ruido de repetitividad en los niveles superiores, se interpreta la aparición de esta anomalía (Figura 12, Mapa E, y Figura 13) como una verdadera señal 4D producto de la estimulación ocurrida temporalmente entre las dos adquisiciones sísmicas.

El concepto está probado: la 4D testeada captura cambios producidos en la roca luego de la estimulación, por lo que se prosiguió avanzando con un procesamiento 4D *ad*

hoc para refinar el resultado.

En el mapa E, cerca de la cabeza del pozo, se nota también una anomalía de *NRMS* donde se sabe no hubo estimulación (Figura 13). Esa anomalía es debida a otro fenómeno y se corrigió durante el procesamiento.

Tomando como hipótesis que la señal 4D tiene su origen, al menos parcialmente, en el aumento de la porosidad asociada a la fracturación generada por la estimulación hidráulica, se realizó un modelado de sísmica sintética y se calculó el efecto que se debería observar sobre el atributo *NRMS* (Figura 14).

El resultado del modelo 1D parece comprobar la hipótesis propuesta.

La *NRMS* no deconvolucionan los dos efectos principales que ocurren en la traza monitor, el estiramiento o encogimiento de la traza, provocado por la variación de velocidad de la zona estimulada y la variación de la amplitud, provocado por la variación de impedancia en la zona estimulada. Para ello se utilizan atributos más robustos, que se calcularon sobre los productos finales una vez terminado el procesamiento 4D adaptado, como la variación del tiempo, comúnmente llamado *time shift* 4D que mide el estiramiento y/o encogimiento de la traza (Figura 15) y la relación de la variación porcentual de Impedancia ($\Delta IP/IP$), producto de una inversión sísmica 4D.

Cuando se observa la diferencia bruta entre base y monitor, se puede ver la sección sin información organizada (o solo ruido de *background*), mientras que a partir del *drain* y hacia abajo se observa señal organizada producto del desfase de la traza monitor respecto de la base. El modelo 1D (basado en los datos del pozo de exploración) reproduce el mismo fenómeno (Figura 15).

El atributo *time shift* muestra el efecto aun de manera más clara, con valores cercanos a cero por arriba del *drain* y es acumulativo desde y hacia abajo (Figura 16). En mapas, está limitado solamente a la longitud y a la vecindad del *drain*. Esta coherencia sugiere interpretar la anomalía como debida al efecto de la variación de la velocidad luego de la estimulación. Nótese la eliminación del ruido cercano a la cabeza de pozo (Figura 16).

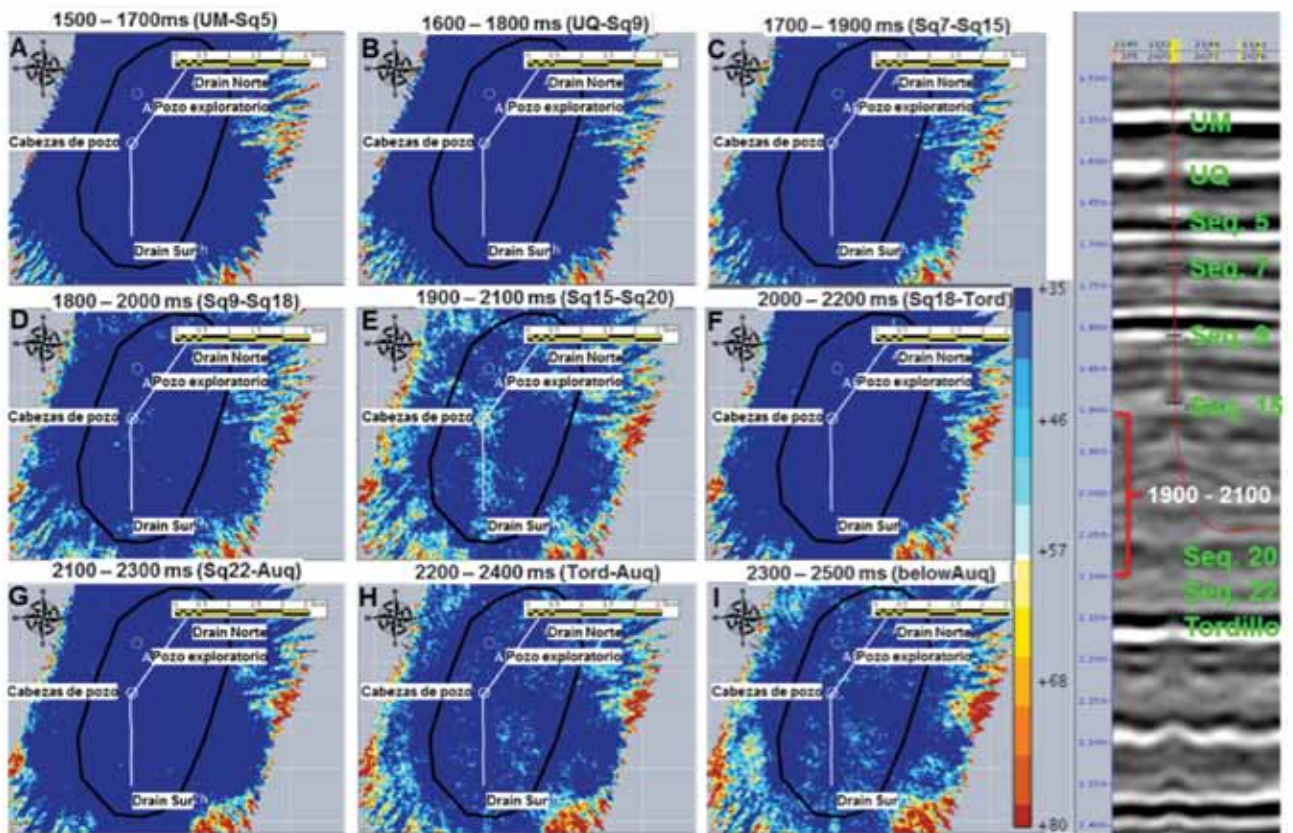


Figura 12. Evolución del atributo NRMS en profundidad. Identificación de la anomalía 4D.

El atributo $\Delta IP/IP$ producto de una inversión sísmica simultánea 4D también fue calculado. Este atributo muestra principalmente la variación de impedancia y resulta ser uno de los que mejor resolución vertical tiene. Una sección vertical entre los dos *drains* muestra claramente como señal coherente la anomalía en las cercanías del pozo estimulado sobre un *background* cuyo nivel de ruido es bajo y aleatorio. El espesor de la anomalía sugiere un intervalo estimulado limitado (Figura 17). Nótese la ausencia de anomalía coherente en el *drain* no estimulado y en la zona de la cabeza de pozo. En mapas, el atributo $\Delta IP/IP$ muestra

nuevamente la anomalía de variación de impedancia a lo largo del *drain* rodeada de un *background* aleatorio de poca variación de impedancia, confirmando y dando más detalle a lo observado en los atributos anteriores (Figura 17).

Puesto que se trata de una inversión, este algoritmo debería mostrar solo la región espacial donde se alteró la petrofísica de la Fm., o sea el SRV propiamente dicho.

Una sección del *drain* estimulado con el *background* en transparencia y la anomalía superpuesta a la sísmica 3D convencional, muestra que la anomalía está contenida en tres sectores diferentes dentro de un nivel estratigráfico re-

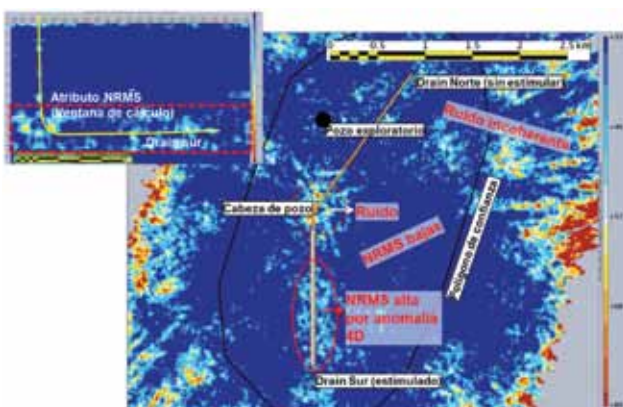


Figura 13. Mapa de NRMS a la profundidad de la zona estimulada. La sección arriba a la izquierda, en rojo punteado, muestra la ubicación de la ventana en el atributo NRMS.

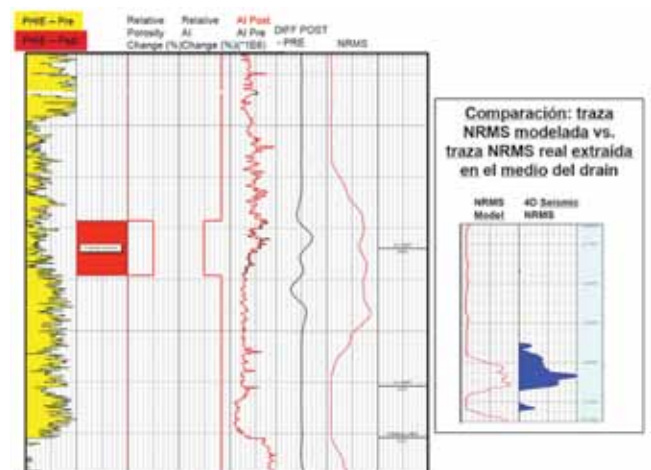


Figura 14. NRMS a la profundidad de la zona estimulada.

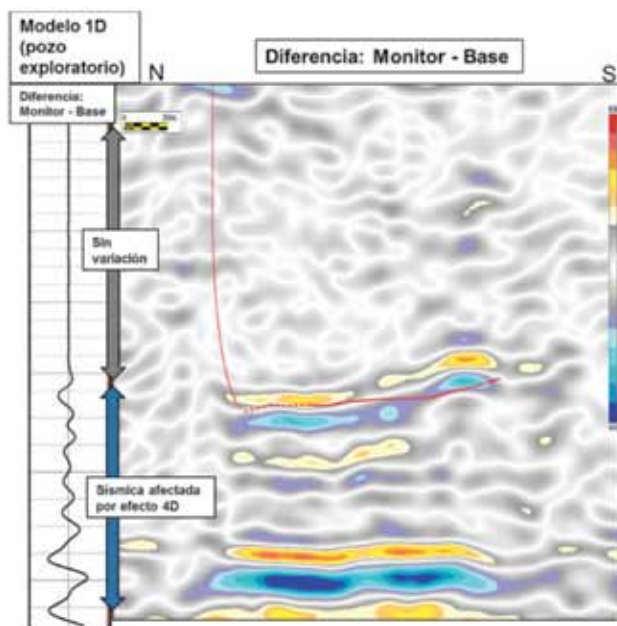


Figura 15. Modelo 1D Diferencia - Sección de diferencia.

lativamente concordante al inicio y fin del *drain* y ligeramente discordante en el sector medio (Figura 18).

La comparación y la integración de la anomalía 4D con los resultados de la microsísmica muestran el potencial de esta nueva tecnología.

Antes de entrar en detalle es necesario mencionar que la microsísmica mapea liberación de energía asociada al relajamiento del esfuerzo, mientras que la sismica 4D mapea zonas donde los coeficientes de reflexión acústica cambiaron con el tiempo. Además, la incertidumbre en la posición vertical de los eventos microsísmicos, depende fuertemente del modelo de velocidades utilizado, del cual la señal 4D es prácticamente independiente, Badgem y Grausem, (2013).

Cuando se observan la totalidad de los mecanismos focales, se pueden interpretar lineamientos que seguramente están relacionados a fracturas preexistentes que han sido reactivadas (Figura 19, mapa A). Esas direcciones son conocidas en Aguada Pichana en todas las escalas (Coherencia, FMI, microsísmica), Gangui y Grausem (2014), Brinkworth *et al.* (2012), Estrada *et al.* (2018). El efecto de las fracturas se verifica también en secciones donde se puede observar que don-

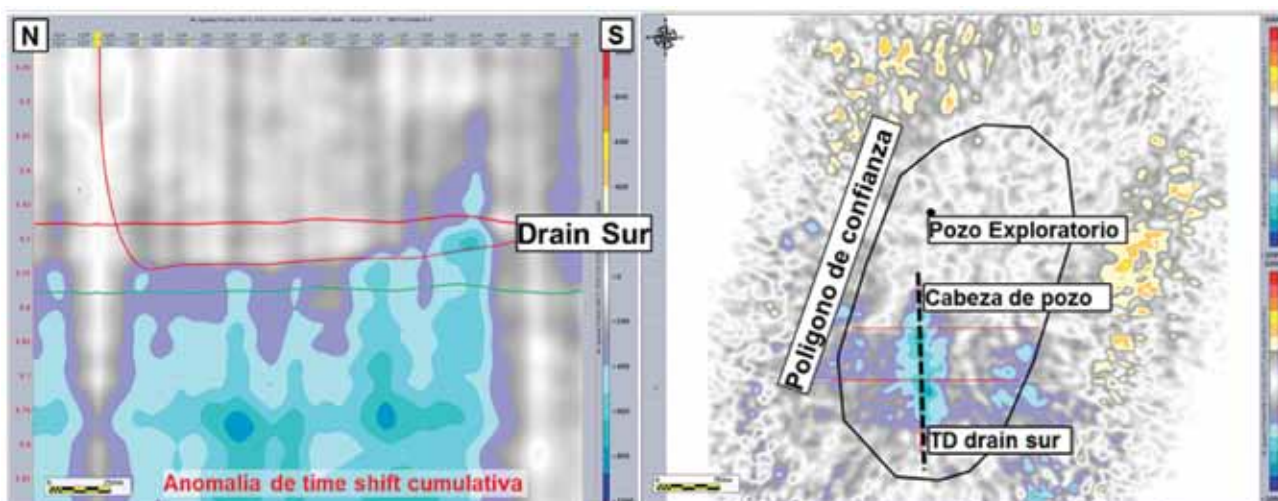


Figura 16. Izquierda: sección a lo largo del drain sur con atributo *time shift*. Derecha: mapa del atributo *time shift*.

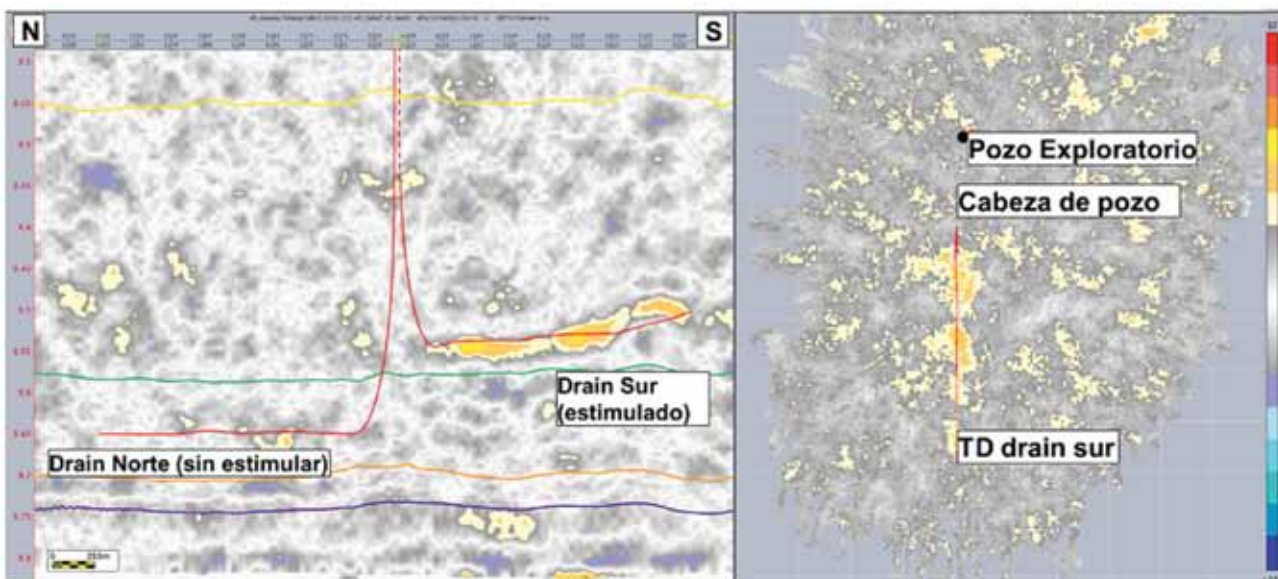


Figura 17. Izquierda: Sección a lo largo de los dos *drains* con el atributo $\Delta IP/IP$. Derecha: mapa de $\Delta IP/IP$ en la profundidad de la zona de estimulación.

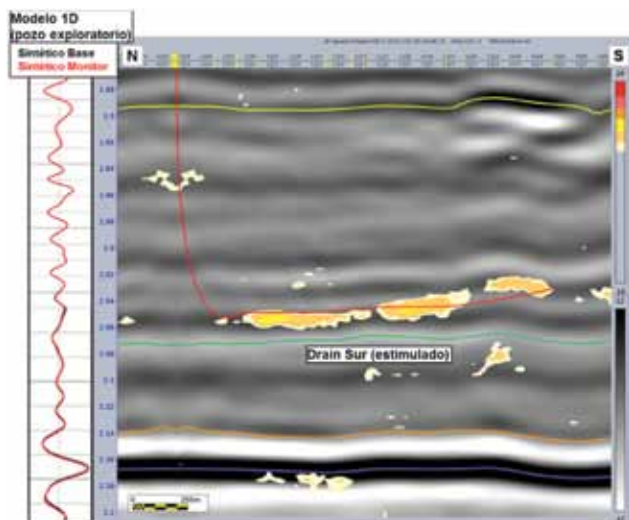


Figura 18. Sección en tiempo con $\Delta IP/IP$ superpuesto.

de la anomalía cambia el nivel estratigráfico que la contiene (Figura 18), coincide con una acumulación de mecanismos focales claramente organizados a lo largo de lo que se interpreta como una fractura preexistente (Figura 20).

Luego de filtrar los eventos no conectados al pozo (“eventos secos”), en general relacionados a pequeñas reactivaciones tectónicas, (Figuras 9 y 19 B) mediante el análisis de mecanismos focales, la envolvente de los eventos microsísmicos remanentes coincide, de manera sorprendente, con la anomalía 4D en planta (Figura 19, mapas C y D) pero no así en la vertical (Figura 20).

En base a estas observaciones e interpretaciones, los resultados de este test son concluyentes: la señal 4D parece mostrar realmente el volumen de roca estimulada de manera más precisa, mientras que los eventos “húmedos” microsísmicos mostrarían un relajamiento del esfuerzo local, que puede o no estar conectado hidráulicamente con el pozo.

Al aplicar *cutoffs* sobre los valores de $\Delta IP/IP$ se pueden obtener fácilmente el SRV para ser modelado dinámicamente (Figura 21), a priori con mayor confianza que el obtenido por medio de la microsísmica.

En 2018, la *Colorado School of Mines* realizó un test donde combina modelado 3D de fractura integrado con sísmica 4D y microsísmica en *Waternberg*, Colorado, Alfataierge *et al.* (2018). Si bien, la geología y la estrategia de producción son diferentes, la comparación con esos resultados sugiere que la Fm. Vaca Muerta es excelente candidata para

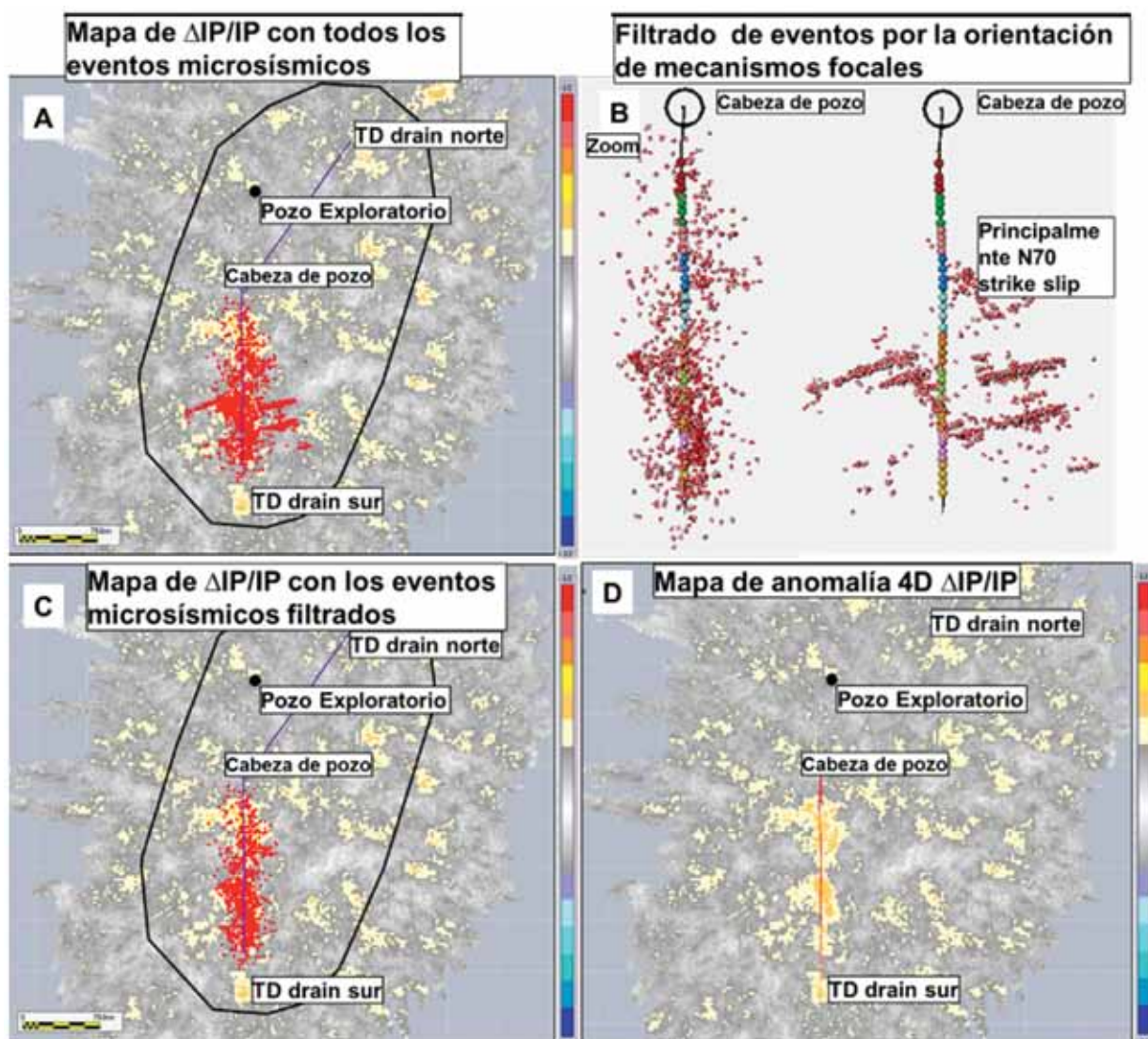


Figura 19. Integración de la microsísmica como control de calidad e interpretación de la anomalía 4D.

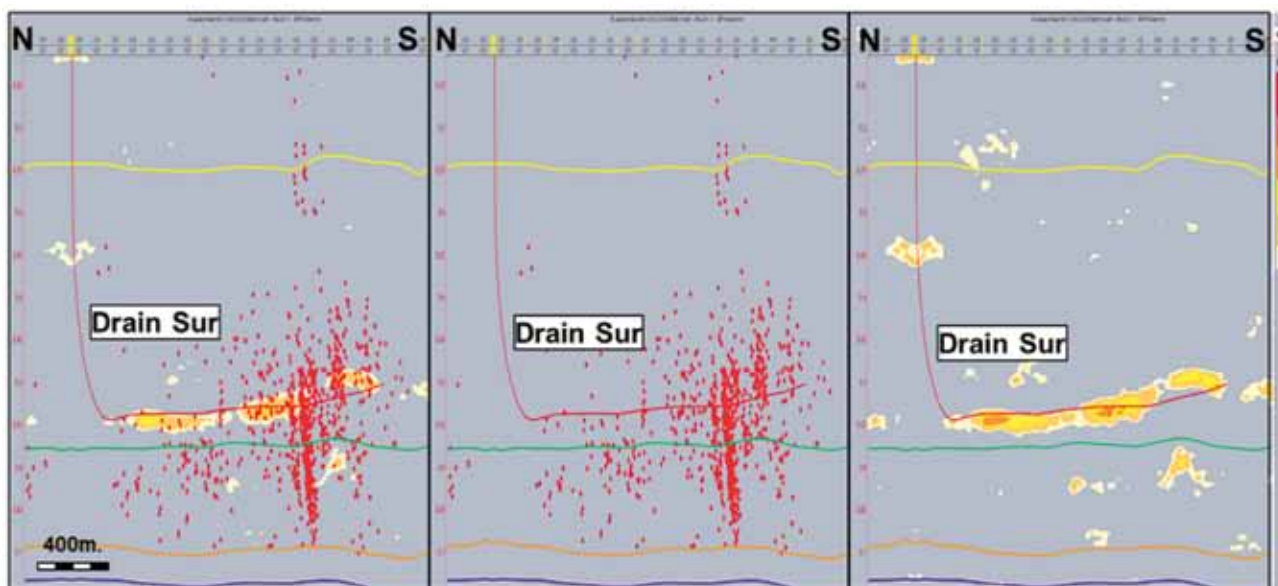


Figura 20. Integración de la microsísmica como control de calidad e interpretación de la anomalía 4D (sección).

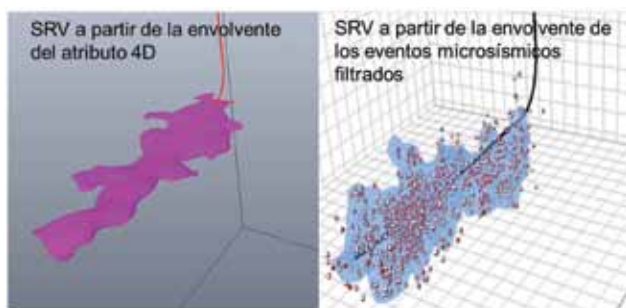


Figura 21. Cálculo esquemático del SRV a partir del atributo 4D vs. SRV calculado con envolvente de microsísmica.

aplicar este método con una mejor resolución y calidad de señal 4D.

Conclusiones

Primera conclusión

Por medio de una operación conjunta con el registro de una microsísmica de superficie se logró de manera exitosa una imagen 3D en una zona donde no existía este tipo de dato. Se trata de una idea innovadora, simple y de bajo costo para adquirir sísmica 3D en áreas pequeñas, y/o que permite llenar los vacíos entre sísmicas existentes y realizar una interpretación integrada. A su vez, sirve para la interpretación geomecánica y ayudar al filtrado de los mecanismos focales obtenidos con la microsísmica.

A pesar de tratarse de un diseño de adquisición no convencional para una sísmica 3D, el resultado es aceptable también para su uso con objetivos geológicos, como la caracterización estratigráfica y estructural.

Segunda conclusión

La experiencia en APE muestra que la señal 4D relacionada a la estimulación hidráulica, pudo ser recuperada del dato sísmico cuando se pone especial cuidado en la repetitividad de la adquisición y en un procesamiento dedicado

a señales muy débiles.

Los diferentes atributos 4D ponen en evidencia la existencia de una anomalía coherente con las zonas estimuladas pero con una resolución muy superior a la microsísmica, como resultado de registrarse fenómenos físicos diferentes.

La integración con los datos microsísmicos (que a partir de ahora sería simplemente un subproducto de una adquisición 4D) sugiere, en este ejemplo particular, un control estructural marcado.

Los resultados de esta experiencia demuestran que la tecnología 4D puede ser aplicada para entender mejor la generación de SRV y optimizar el desarrollo de la Fm. Vaca Muerta.

La 4D resulta entonces ser un método que brinda una mejor visualización directa del verdadero volumen de roca estimulado (SRV) con una mejora substancial en la resolución vertical, resolviendo en gran medida un problema planteado desde hace más de una década.

Agradecimientos

Agradecemos a las empresas Total Austral S.A., YPF, Wintershall Energía S.A. y Pan American Energy por la autorización para publicar este trabajo.

Un agradecimiento especial a José Luis Fachal por la dirección, mentoring y seguimiento de este proyecto, además del soporte, múltiples lecturas, sugerencias y correcciones para esta publicación.

A la Gerencia de Recursos No Convencionales por el apoyo en realizar esta experiencia.

A la Gerencia de Geociencias y Reservorio de Total Austral S.A. por el apoyo técnico para la generación de este trabajo. ■

Bibliografía

Alfataierge, A., Miskimins, J., Davis, T. y Benson, R., Colorado School of Mines, 2018, 3D Hydraulic Fracture Simulation Integrated with 4D Time Lapse Multicomponent Seismic and Microseismic Interpretation, Wattenberg F Colorado, SPE-189889-MS.

- Badgem, E. y Grausem, M., 2013, "Comparación entre distintos procesamiento de microsísmica de superficie y evaluación de las diferencias entre distintos contratistas". Seminario IAPG, 17 de Abril de 2013.
- Bardainne, T., Gaucher, E., Cerda, F. y Drapeau, D., 2009, Comparison of picking based and waveform based location methods of microseismic events: Application to a fracturing job. SEG Houston Expanded Abstract, octubre 2009.
- Bergery, G., Shuck, T., Diller, D. y Grausem, M. 2015, Inferring the presence of fluid-filled fractures using S-wave attenuation on microseismic events. SEG-2015-5887284, 2015 SEG Annual Meeting, New Orleans, 18 -23 Octubre 2015.
- Brechet, E., Jorge, H., Turpin, P. y Mausltzsch, S., 4D Fast Track Advanced Interpretation on Dalia Field, Block 17, Angola, 2010, 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010, Barcelona, España, 14 - 17 junio 2010.
- Brinkworth, W., Pose, F., y Gangui, A., 2012, "Rasgos estructurales del subsuelo en el área Aguada Pichana, provincia de Neuquén", IAPG VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Calvert, R., Insights and Methods for 4D Reservoir Monitoring and Characterization. 2005 distinguished Instructor Short Course. Sponsored by SEG and EAGE.
- Cerda, F., Drapeau, D., Maurel, L., Gaucher, E., Auger, E. y Nymann, E., 2009, Multinetwork microseismic monitoring of fracturing jobs. Neuquén TGR application, 71th EAGE Conference & Exhibition, Amsterdam, Netherlands, Expanded Abstracts, junio de 2009.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2017, Guidance on fracking: developing shale in the UK, Updated 13 January 2017. www.gov.uk
- Estrada, S., Delucchi, D., Snaz Perl, Y., Vidal-Gilbert, S., Gauthier, B., 2018. Caracterización multiescala de fracturas naturales para la evaluación del volumen de roca estimulado en la Fm. Vaca Muerta, Aguada Pichana Este, Provincia de Neuquén. Relatorio X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina (este volumen).
- El-Emam, A., Hugues, J. y Bunaim, H., 1998, Repeatability of land seismic surveys: a case study from Kuwait, 1998 SEG Expanded Abstracts.
- Gangui, A., Grausem, M., 2014, Tectonismo y estilos estructurales en el Engolfamiento Neuquino: Implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsísmica en la formación Vaca Muerta. IAPG IX Congreso de Exploración de Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, 3-7 de noviembre de 2014.
- Goodway, B., Monk, D., Perez, M., Purdue, G., Anderson, P., Iverson, A., Vera, V. and Cho, D., 2012, Combined microseismic and 4D to calibrate and confirm surface 3D azimuthal AVO/LMR predictions of completions performance and well production in the Horn River gas shales of NEBC, The Leading Edge, Special Section: Passive Seismic and Microseismic.
- Grausem, M., Microseismic monitoring of hydraulic fracturation using surface recording network: A Vaca Muerta case, Neuquén, Argentina, 2012 Geoscience Technology Workshop (GTW) Argentina, AAPG, Buenos Aires, 2 al 4 de diciembre de 2012, American Business Conference Shale Gas & Tight Oil Argentina II Conference, Buenos Aires, septiembre 2012.
- Krag, E., y Chrisitie, P., 2002, Seismic repeatability, normalized RMS, and predictability. The Leading Edge, July 2002.
- Lafram, A., Serieys, P., Hubans, C., Al Kaabi, A. y Benson, M., 2016, 4D Processing Pilot over a Giant Carbonate field, Offshore UAE, SPE-183551-MS.
- Lefevre, F., Medina, S., L'Houtellier, R. y Dubucq, D., 2003, Improved Reservoir through Rapid and Effective 4D: Girasol field, Angola, West Africa.
- Maurel, L., Cerda, F., Drapeau, D., Ferguson, P., Sanchez, R., Agut, R., Matheron, P., Maisons, C., Auger, E., 2009, Fracture Imaging Pilot designed to compare various microseismic monitoring techniques. AAPG Convention, Denver, Junio de 2009.
- Maurel, L., Cerda, F., Drapeau, D., Ferguson, P., Sanchez, R., Agut, R., Matheron, P., Maisons, C. y Auger, E., 2009, Fracture Imaging Pilot designed to compare various microseismic monitoring techniques. World Gas Conference (WGC), Buenos Aires, 5-9 octubre de 2009.
- Roy, B., Hart, B., Mironova, A., Zhou, C. y Zimmer, U., 2014, Integrated characterization of hydraulic fracture treatments in the Barnett Shale: The Stocker geophysical experiment, The Leading Edge Interpretation, 2014.
- Scaricabarozzi, N., Borgnia, M. y Estrada, S., 2014, Distribución anómala de fluidos en la Formación Mulichinco y su relación con el dorso de los Chihuidos, Bloque de Aguada Pichana, Cuenca Neuquina. IAPG IX Congreso de Exploración de Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, 3-7 de noviembre de 2014.