

CARACTERIZACIÓN MULTI-ESCALA DE FRACTURAS NATURALES PARA LA EVALUACIÓN DEL VOLUMEN DE ROCA ESTIMULADO EN LA FM. VACA MUERTA, AGUADA PICHANA ESTE, PROVINCIA DE NEUQUÉN

Sebastián Estrada¹, Diego Delucchi¹, Yonatan Sanz Perl¹, Sandrine Vidal Gilbert², Bertrand Gauthier²

1: Total Austral, sebastian.estrada@total.com, diego.delucchi@total.com, yonatan.sanz-perl@total.com

2: Total, sandrine.vidal-gilbert@total.com, bertrand.gauthier@total.com

Palabras clave: Fracturas naturales, Volumen de roca estimulado, Modelo discreto de fracturas, Reactivaciones, Aguada Pichana

ABSTRACT

Multi-scale natural fractures characterization for stimulated rock volume assessment in Vaca Muerta Fm., Aguada Pichana Este field, Neuquen basin.

Natural fractures affect the hydraulic stimulation and can be an upside for shale productivity. The understanding of the interaction between hydraulic fractures created by well stimulation and pre-existing natural fractures plays a significant role in the optimization of well completion design. The presence of natural fractures can improve the permeability of the reservoir rock and, in consequence, well productivity. The methodology applied consisted in the compilation of multi-scale natural fracture data from image logs, cores and structural seismic attributes. In this work the integration of seven image logs, eight microseismic surveys and four seismic structural attributes helped us to make a complete structural analysis in the area of interest. The results of this work confirmed the assumed best horizontal well spacing applied during the pre-development drilling phase in the Aguada Pichana Este field.

INTRODUCCIÓN

La caracterización de fracturas naturales en un *play* no convencional como la Fm. Vaca Muerta es fundamental para la comprensión del volumen de roca estimulado (SRV –por las siglas en inglés de *stimulated rock volume*) que se crea a partir de la estimulación hidráulica de la roca generadora. El campo de esfuerzos de la región, las posibles barreras verticales de fracturas y la interacción con la red de fracturas naturales críticamente estresadas son determinantes para la estimación del volumen de roca estimulado.

La adquisición de datos durante las diferentes fases del proyecto permitió la integración de información a distintas escalas como coronas, perfiles de imágenes de pozo, atributos estructurales sísmicos y microsísmica (de pozo y superficie).

La misma ayudó a realizar un modelo discreto de fractura (DFN – por las siglas en inglés

de *discrete fracture network*) que fue utilizado para la simulación de operaciones de fracturas hidráulicas. Esto permitió caracterizar las dimensiones de las fracturas hidráulicas, y definir mejor el espaciamiento entre ramas laterales en vista al desarrollo para evitar posibles interferencias entre pozos horizontales.

El objetivo de este trabajo es caracterizar cada una de las familias de fracturas naturales que son potencialmente reactivadas durante la estimulación hidráulica a escala del reservorio con el fin de avanzar en el entendimiento del volumen de roca estimulado en relación con el desarrollo de la Formación Vaca Muerta.

Ubicación y características del reservorio no convencional

El bloque de Aguada Pichana Este está ubicado en la región central de la cuenca Neuquina (Fig. 1) sobre el flanco oriental del anticlinal de los Chihuidos (Fig. 2). Posee una extensión de 761 km² y es operado por Total Austral desde el año 1994 con objetivos convencionales y no convencionales (Scaricabarozzi *et al.* 2014). En el año 2011, comenzó la actividad exploratoria con objetivo en la Formación Vaca Muerta que continuó con una fase de delineación y piloto de desarrollo (Fig. 2).

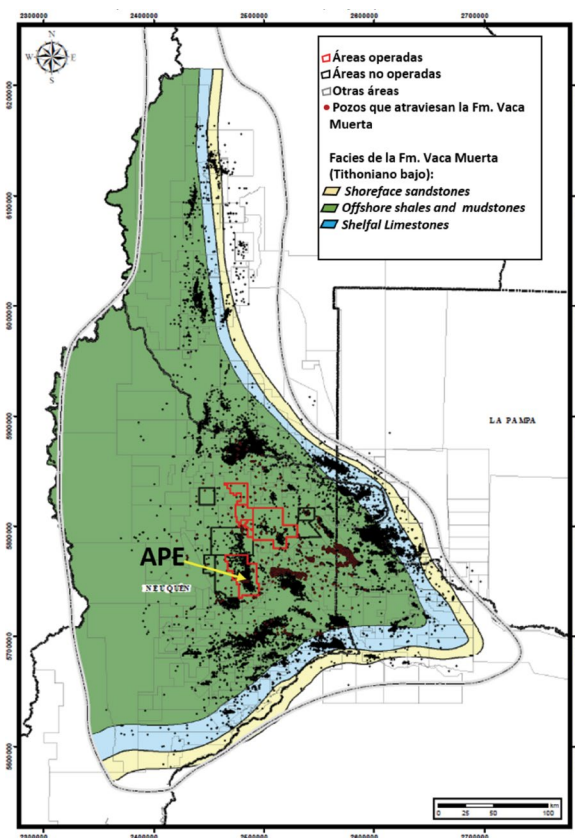


Figura 1. A) Mapa de la Cuenca Neuquina con los ambientes de deposición de la Formación Vaca Muerta para el Titoniano inferior y bloques operados por Total en rojo. Ubicación del área de Aguada Pichana Este (APE).

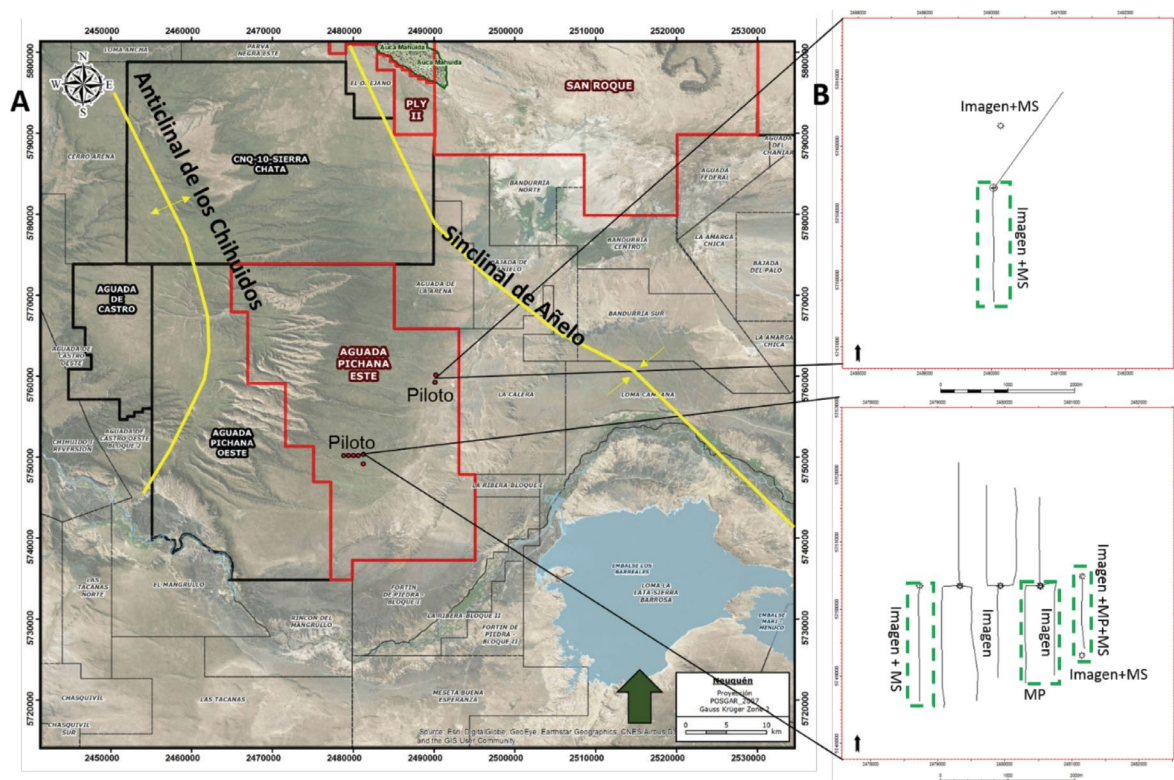


Figura 2. A) Mapa de ubicación del piloto de gas para la Formación Vaca Muerta en Aguada Pichana Este. B) Adquisición de imágenes de pozo, microsismica de pozo (MP) y de superficie (MS).

Las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta (Jurásico superior a Cretácico inferior) se enmarcan en un ambiente de plataforma carbonática a mixta que prograda desde facies de cuenca proximal a distal (Legarreta y Uliana 1989). Los quiebres de plataforma de las clinoformas migran de SE hasta NO (Pose *et al.* 2014 y Dominguez *et al.* 2017), donde las facies de plataforma corresponden a la Formación Quintuco (calizas, areniscas calcáreas y limos) mientras que las facies de talud y cuenca corresponden a la Formación Vaca Muerta (fangolitas silíceas y calcáreas principalmente con alto tenor orgánico en las facies de cuenca). La Formación Vaca Muerta presenta una alta heterogeneidad vertical (Sagasti *et al.* 2014). Dominan los *mudstones* orgánicos intercalados con fracturas horizontales rellenas de calcita (*beefs*) (Cobbold *et al.* 2013, Lejay y Larmier 2017), niveles centimétricos de cenizas volcánicas reemplazadas por arcillas o carbonatos y nódulos calcáreos, que afectan la propagación de la fractura hidráulica. En el yacimiento Aguada Pichana Este, el reservorio no convencional se encuentra a una profundidad aproximada de 2750m y la presión de formación alcanza los 530 bares.

METODOLOGÍA

Para caracterizar las familias de fracturas naturales se analizó en primera medida el fallamiento y el régimen de esfuerzos presentes en el área de Aguada Pichana. Luego se estudiaron los datos

disponibles (imágenes de pozo, microsismica y atributos estructurales sísmicos) (Fig. 2) y se definieron planos de fracturas críticamente estresados para la creación del modelo discreto de fractura (DFN) que luego fue utilizado para caracterizar el volumen de roca estimulado.

Fallamiento y régimen de esfuerzos

En el bloque de Aguada Pichana Este se distinguen al menos tres familias de fallas y fracturas naturales que afectan la Formación Vaca Muerta (Fig. 3). Las mismas son observables a escala sísmica y de pozo (imágenes de pozos y microsismica).

Tal como fueron identificadas por otros autores (Brinkworth *et al.* 2011, Gangui y Grausem 2014, Vittore *et al.* 2014), se interpretan fallas transcurrentes con una orientación NW-SE. Las mismas corresponden a hemigrábenes precuianos invertidos y cizallados con transcurrencia dextral (Gangui y Grausem 2014) durante las diferentes etapas de compresión que afectaron a esta parte de la cuenca (Fig. 3). Estas estructuras se habrían formado durante la primera fase de rifting de la cuenca, afectando la cobertura sedimentaria desde el Precuyo hasta la base de la Formación Vaca Muerta.

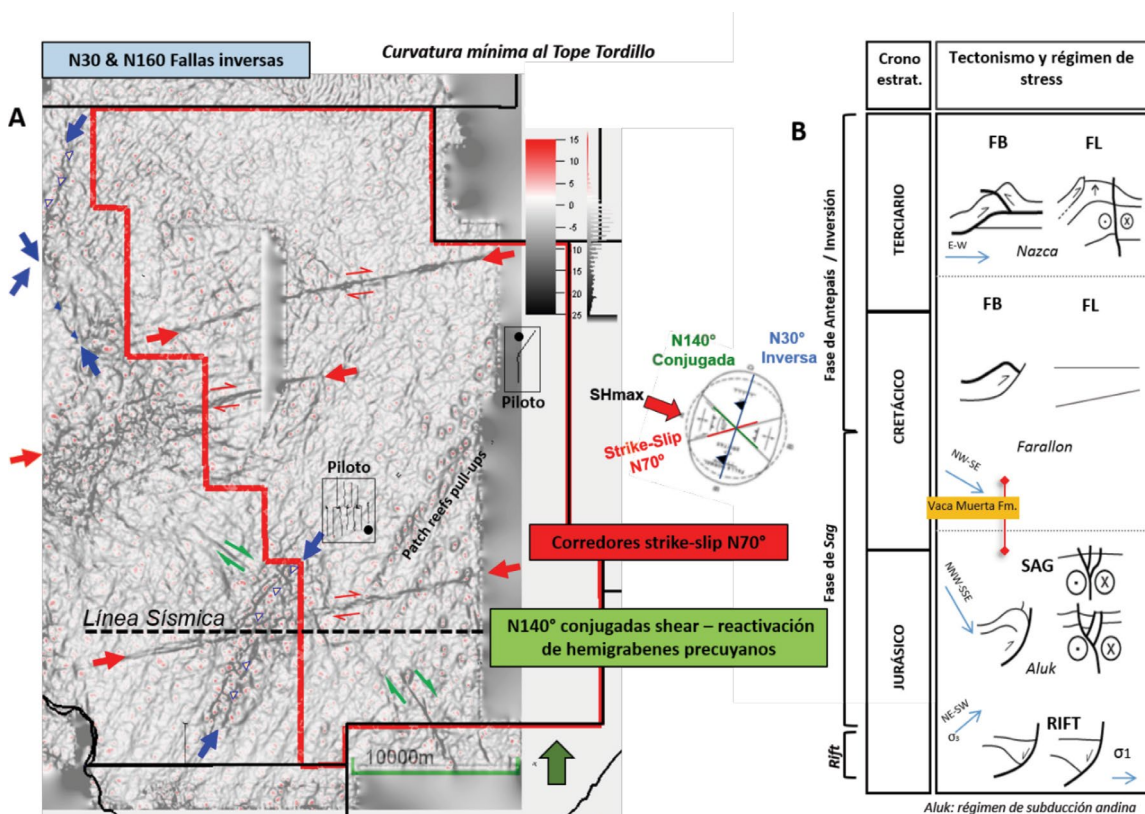


Figura 3. A) Mapa de curvatura mínima correspondiente al tope de la Formación Tordillo con la ubicación de la línea sísmica de la Fig. 4. B) Esquema de la historia tectónica de la cuenca neuquina (modelo de ruptura con una orientación del esfuerzo horizontal máximo de N110°). En rojo se indica el intervalo de tiempo correspondiente a la deposición de la Formación Vaca Muerta.

Una segunda familia está dada por fallas de desplazamiento de rumbo subverticales con una orientación N70° (Fig. 3) que afectan toda la cobertura de la Formación Vaca Muerta hasta los niveles carbonáticos de plataforma de la Formación Quintuco (Valanginiano).

Finalmente, una tercera familia corresponde a un juego de fallas inversas de rumbo general NNE-SSE que despegan en el yeso de la Formación Auquileo (Fig. 4) y afectan la estratigrafía de las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta. Estos corrimientos tienen mayor incidencia en el alto de los Chihuidos hacia el oeste del bloque.

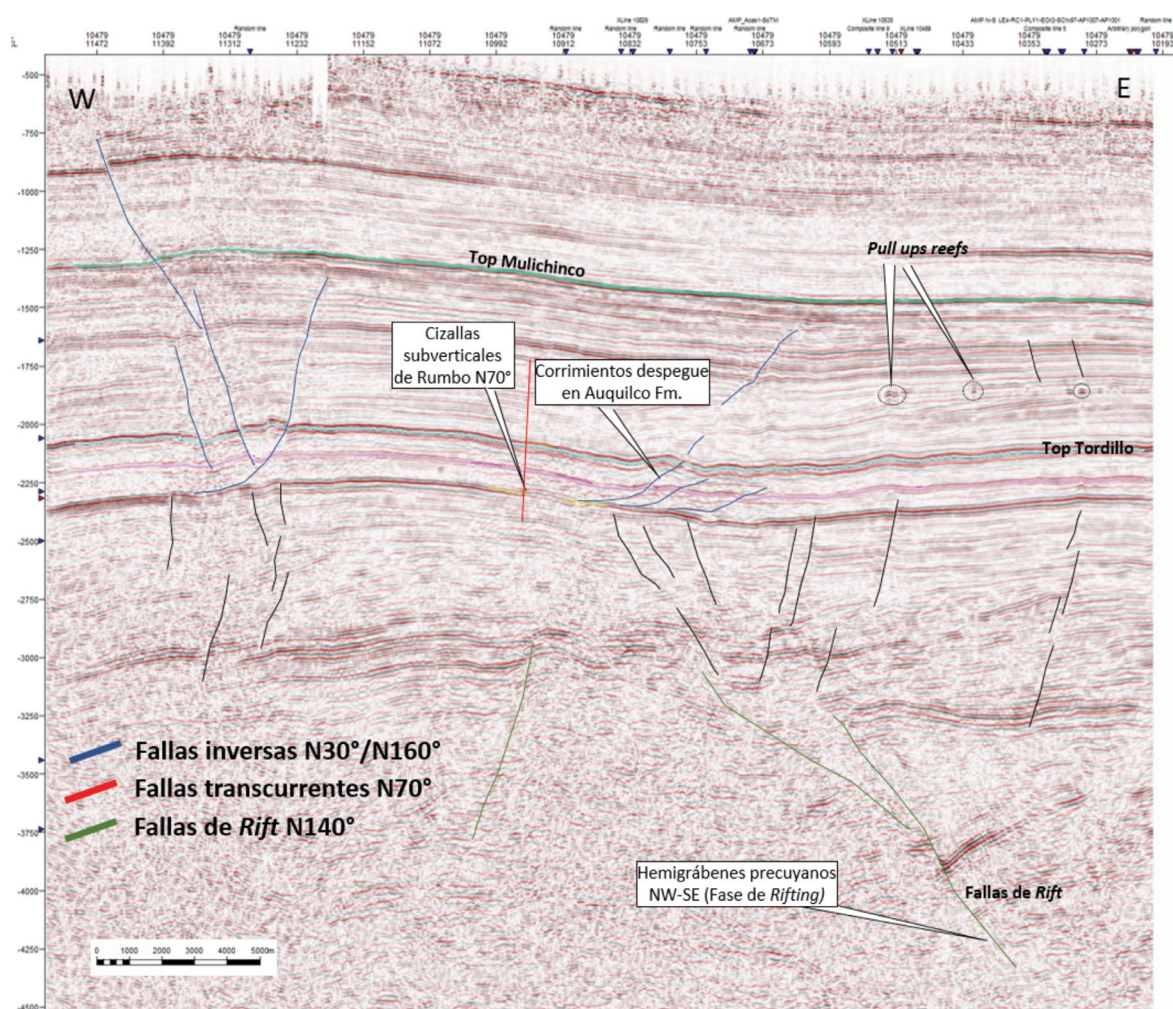


Figura 4. Corte sísmico Este-Oeste con estilo estructural del área adyacente al piloto de Aguada Pichana Este. Caracterización de las tres familias principales de fallas presentes en el bloque.

El régimen de esfuerzos actual en Aguada Pichana corresponde a un modelo *strike-slip* ($Sh_{max} > S_v > Sh_{min}$) con un esfuerzo horizontal máximo orientado en una dirección N110° (Fig. 5) calibrado por fracturas inducidas y breakouts en pozos verticales (Gangui y Grausem 2014).

En este contexto, las fracturas de modo I (fracturas en *tensile* – fracturas hidráulicas) serán verticales y paralelas al S_{hmax} . Las fracturas reactivadas de modo II (fracturas en *shear*) tienen una orientación de $\pm 30^\circ$ al S_{hmax} (Su *et al.* 2014).

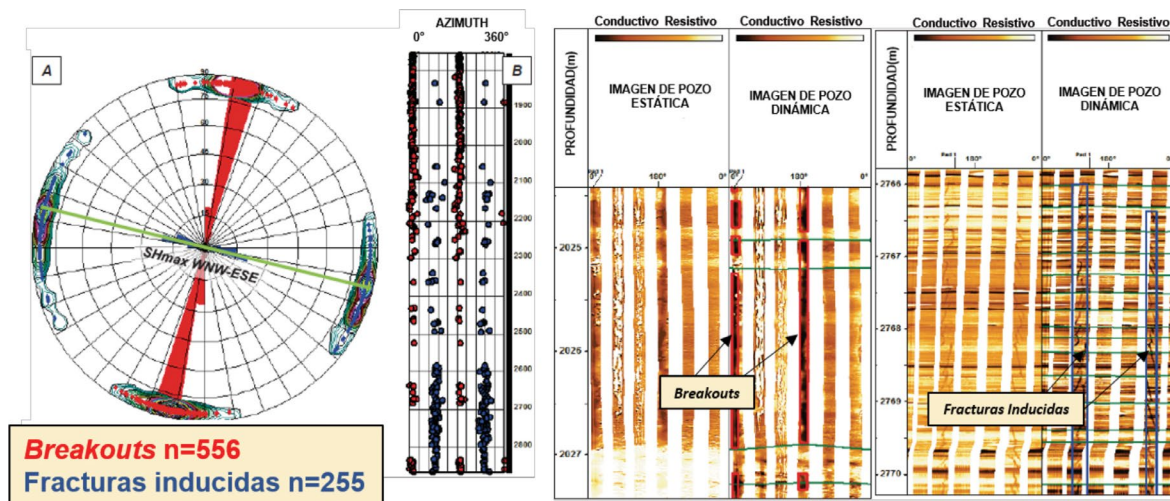


Figura 5. A) Diagrama estereográfico de *breakouts* y fracturas inducidas para el intervalo de las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta. B) Ejemplos de *breakouts* y fracturas inducidas en la imagen de pozo.

Imágenes de pozo, microsísmica y atributos estructurales sísmicos

Durante la fase exploratoria, de delineación y piloto se adquirieron juegos de perfiles eléctricos completos para caracterizar el reservorio. Para caracterizar la fracturación natural, se registraron imágenes de pozos en dos sondeos verticales y cinco horizontales (sobre dos niveles de aterrizaje distintos) que permitieron estimar la orientación e intensidad de fractura definida a la escala de imagen de pozo, para cada familia de fractura presente. Además, se registró microsísmica de pozo (en tres pozos horizontales a partir de la colocación de geófonos en un pozo monitor vertical) y de superficie (en dos pozos verticales y tres horizontales) para caracterizar la creación de la fractura hidráulica a partir de los mecanismos focales interpretados, identificar cuáles eran las familias de fractura reactivadas durante la estimulación hidráulica. Por otra parte, se cortaron coronas (141 m recuperados de siete coronas en un pozo vertical y 36m de dos coronas en otro pozo vertical) donde se midieron todas las fracturas naturales presentes y se calcularon atributos estructurales sísmicos (curvatura mínima y máxima, coherencia y antracking).

Las fracturas naturales interpretadas en las imágenes de pozo (Fig. 6) y en coronas (Fig. 7) fueron consistentes en cuanto a la orientación con los lineamientos estructurales observados a escala sísmica y microsísmica.

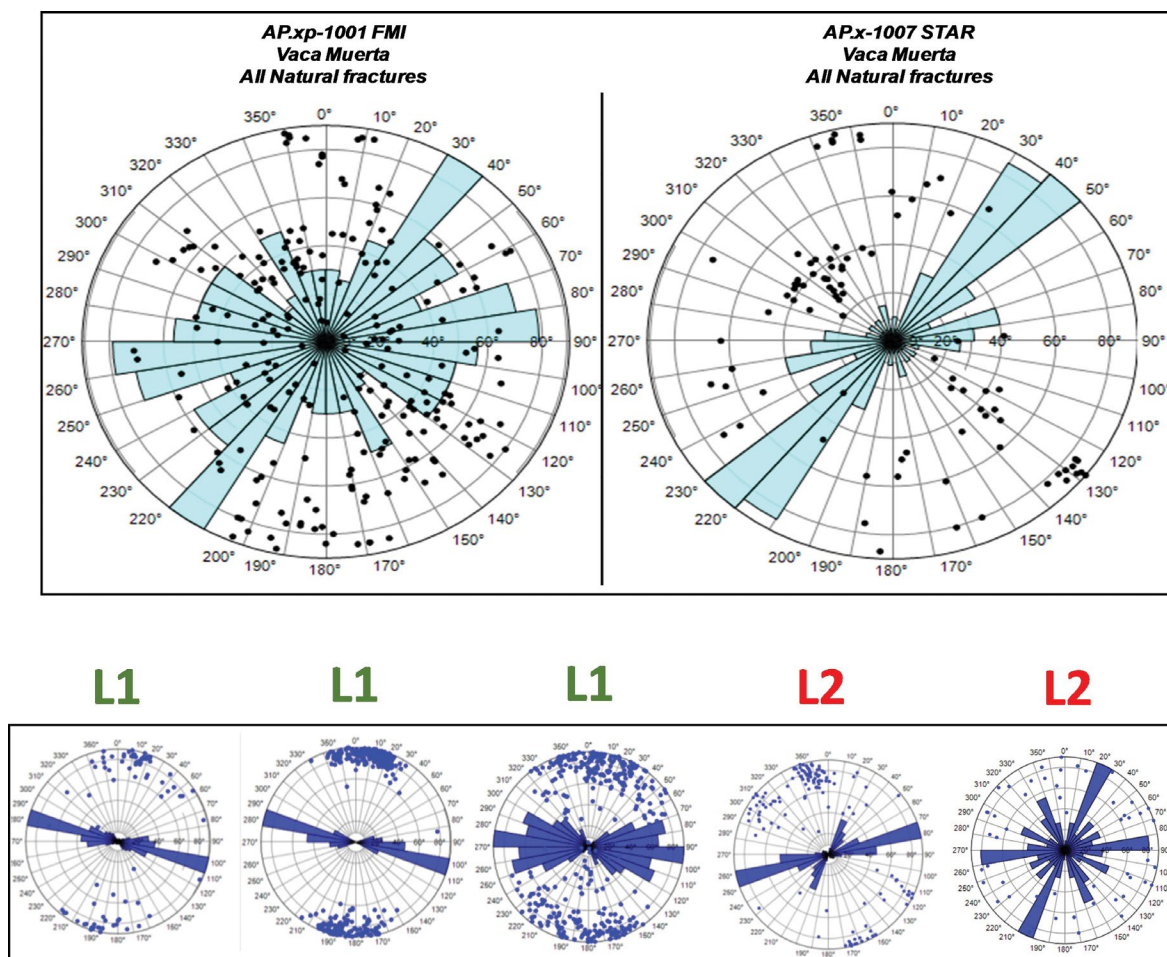


Figura 6. Roseta de fracturas naturales de pozos verticales (arriba) y pozos horizontales en dos niveles de navegación diferentes (abajo) en el piloto de Aguada Pichana Este.

Los diagramas estereográficos de las imágenes de pozo (Fig. 6) corresponden a dos niveles de navegación distintos, L1 y L2 (Fig. 8). A continuación se detallan las principales características de cada zona de aterrizaje:

L1: Facies de cuenca (*Bottomset*). *Bedding* formacional de bajo ángulo, fracturación subvertical observada en pozos horizontales y en menor medida en pozos verticales. Alto tenor orgánico ($\text{TOC} > 2\%$)

L2: Facies de talud distal (*Foreset*). *Bedding* formacional de mayor ángulo que L1, estructuras sindeposicionales tipo *slumps* (Gangui y Grausem 2014) y fracturación de alto y bajo ángulo. Alta actividad microsísmica registrada y bajo tenor orgánico ($\text{TOC} < 2\%$).

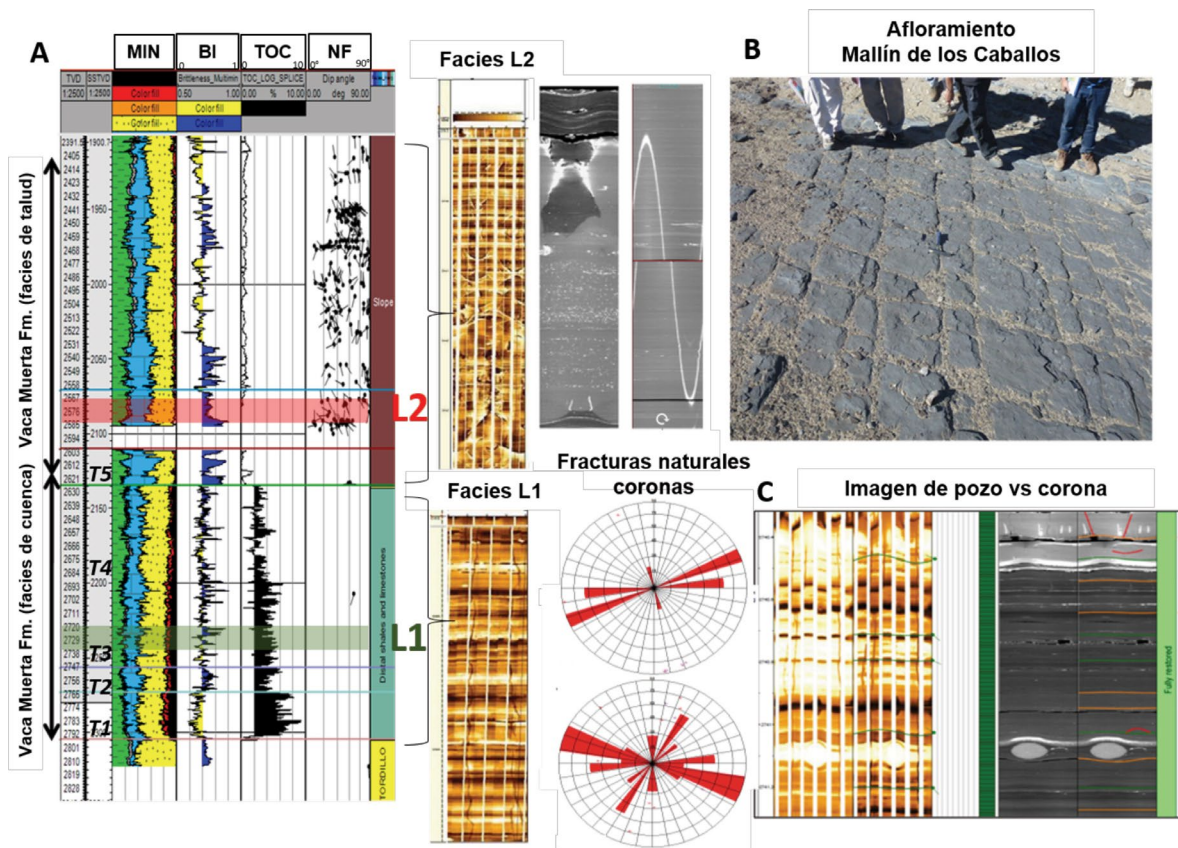


Figura 7. A) Perfil de pozo vertical con la interpretación petrofísica multiminerál (MIN), la fragilidad mineralógica (BI), el contenido de materia orgánica (TOC) y la interpretación del perfil de imagen (NF) con la ubicación de las zonas de aterrizaje del piloto (L1 y L2). B) Afloramiento fracturado de la Fm. Vaca Muerta (vista en planta) en el área de Mallín de los Caballos. C) Comparación de orientación e inclinación de fracturación natural a escala de coronas e imágenes de pozo.

La geometría del volumen de roca estimulado (SRV) es controlada por la dirección del esfuerzo horizontal máximo en primera medida (N110°), y luego por la red de fracturas naturales reactivadas.

Las nubes de eventos microsísmicos son una buena primera aproximación a la geometría del SRV (Haddad *et al.* 2017, Vidal-Gilbert *et al.* 2018). Los eventos microsísmicos fueron clasificados en eventos wet si participan de la estimulación hidráulica y dry si son reactivaciones que no contribuyen al volumen de roca estimulado ni a la producción del pozo (Achilli *et al.* 2018- este congreso).

En la microsísmica de superficie, los mecanismos focales interpretados de los planos reactivados fueron comparados con los mapas de atributos estructurales de la sísmica y los planos de fractura interpretados en las imágenes de pozo (Fig. 8). La correlación en términos de orientación en el piloto del yacimiento Aguada Pichana Este es muy buena para los eventos *strike-slip* subverticales de orientación N70°. Esto sirvió de guía para implementar corredores de fractura en el modelo DFN.

Para comparar los lineamientos estructurales observados en la microsísmica y las imágenes de

pozo, se calcularon atributos estructurales: curvatura mínima y máxima, coherencia y antracking. Los corredores de fractura con orientación N70° se alinean con los eventos microsísmicos y permiten definir un espaciamiento entre corredores estimado en 250m.

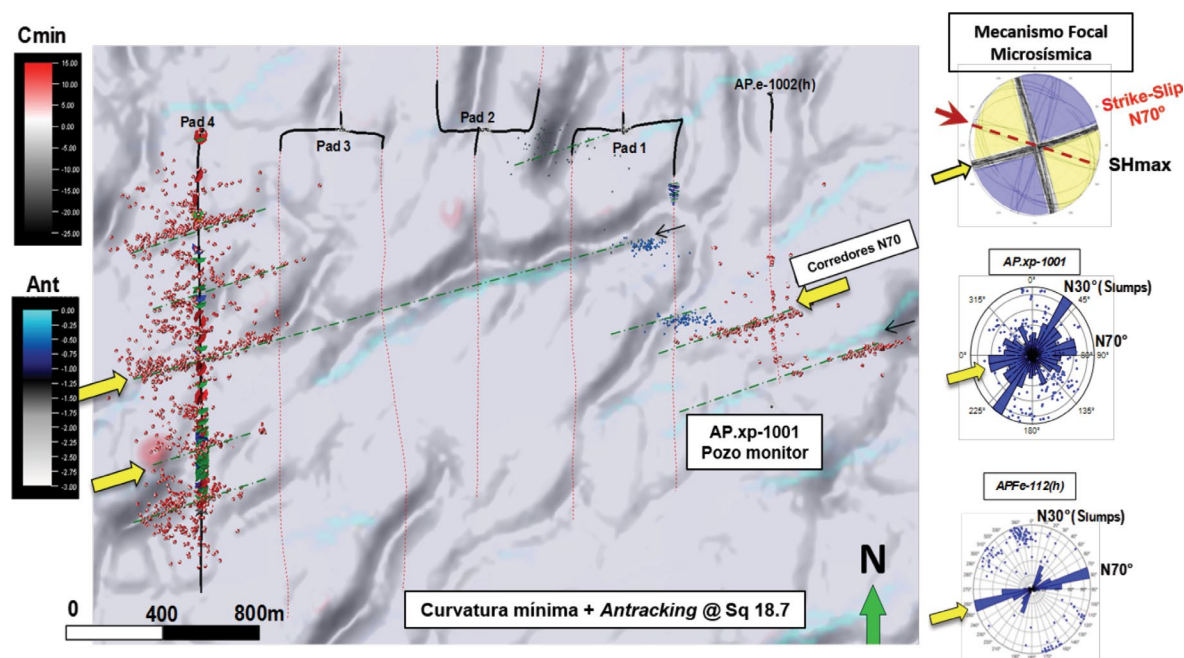


Figura 8. Correlación entre eventos microsísmicos (con sus mecanismos focales), fracturas interpretadas en imágenes de pozo y atributos estructurales sísmicos (curvatura mínima y antracking) en el piloto del yacimiento Aguada Pichana Este. Interpretación de corredores de fractura de orientación N70° (línea verde punteada).

Las fracturas naturales interpretadas en coronas resultan más abundantes en términos de intensidad que las observadas en imágenes de pozo. Esto mismo se observó en afloramientos fracturados de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 7). Para la construcción del DFN se consideró una intensidad de fractura a una escala de imagen de pozo con valores comprendidos entre 0,01 y 2 fracturas por metro.

Fracturas críticamente estresadas y modelo de reactivación

Durante la estimulación hidráulica, la presión poral aumenta entre 7 y 8 MPa. De acuerdo al campo de esfuerzos existente en el yacimiento Aguada Pichana Este y el criterio de Mohr Coulomb, sólo las fracturas críticamente estresadas podrán ser reactivadas durante el tratamiento de fracturación hidráulica (Su *et al.* 2014). Solamente estas fracturas fueron incluidas en el modelo DFN.

En la figura 9 se observan los planos de fracturas críticamente estresadas en función de la orientación e inclinación de los mismos respecto al esfuerzo horizontal máximo en un régimen

strike-slip como el de Aguada Pichana. Los mismos se ubican con colores cálidos rojizos mientras que los planos que corresponden a colores fríos azulados difícilmente se reactivan durante la operación de fractura hidráulica (Fig. 9).

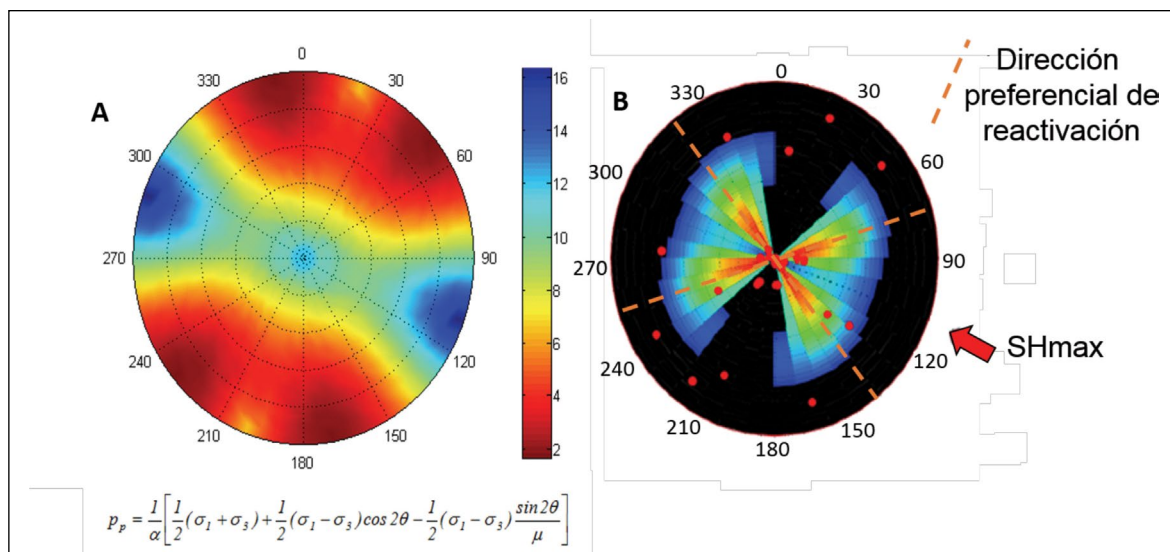


Figura 9. A) Stereonet de incremento de presión poral (megapascuales) necesario para reactivar planos de fracturas (polos) en las condiciones de stress de la Formación Vaca Muerta en Aguada Pichana. B) Modelo de reactivación con una orientación del esfuerzo horizontal máximo de N110° y un régimen *strike-slip* (modificado de Su *et al* 2014).

Por ese motivo la familia de fracturas N30° no fue considerada en la construcción del modelo discreto de fractura (DFN).

La figura 10 muestra la roseta de fracturas naturales del pozo vertical de referencia con los planos de fracturas críticamente estresadas (puntos rojos) y aquellos que no son reactivados durante

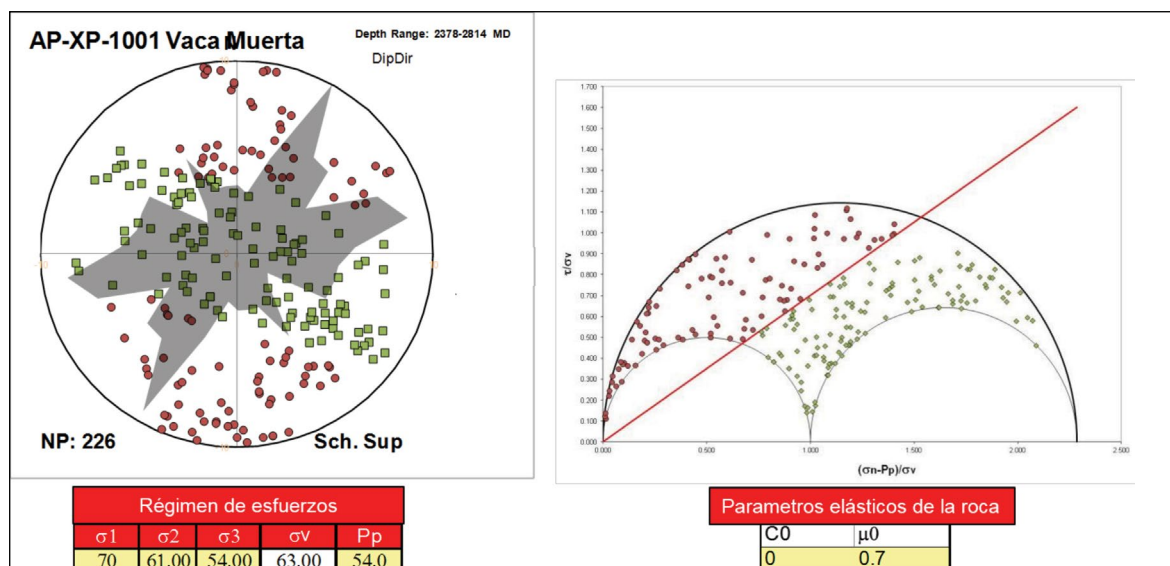


Figura 10. Diagrama estereográfico de fracturas naturales en el pozo vertical de referencia. Circulo de Mohr con las fracturas críticamente estresadas interpretadas en el perfil de imagen del pozo vertical AP.xp-1001 (puntos rojos).

la estimulación hidráulica (puntos verdes). En el contexto de la fractura hidráulica, la presión poral es igual al esfuerzo horizontal mínimo.

De esta manera las fracturas críticamente estresadas fueron subdivididas en tres familias de acuerdo a la orientación de las mismas (Fig. 11):

1. N110°: fracturas subparalelas al esfuerzo horizontal máximo de modo 1 *tensile*
2. N70°: fracturas subverticales de cizalla modo 2
3. N140°: fracturas subverticales de cizalla modo 2

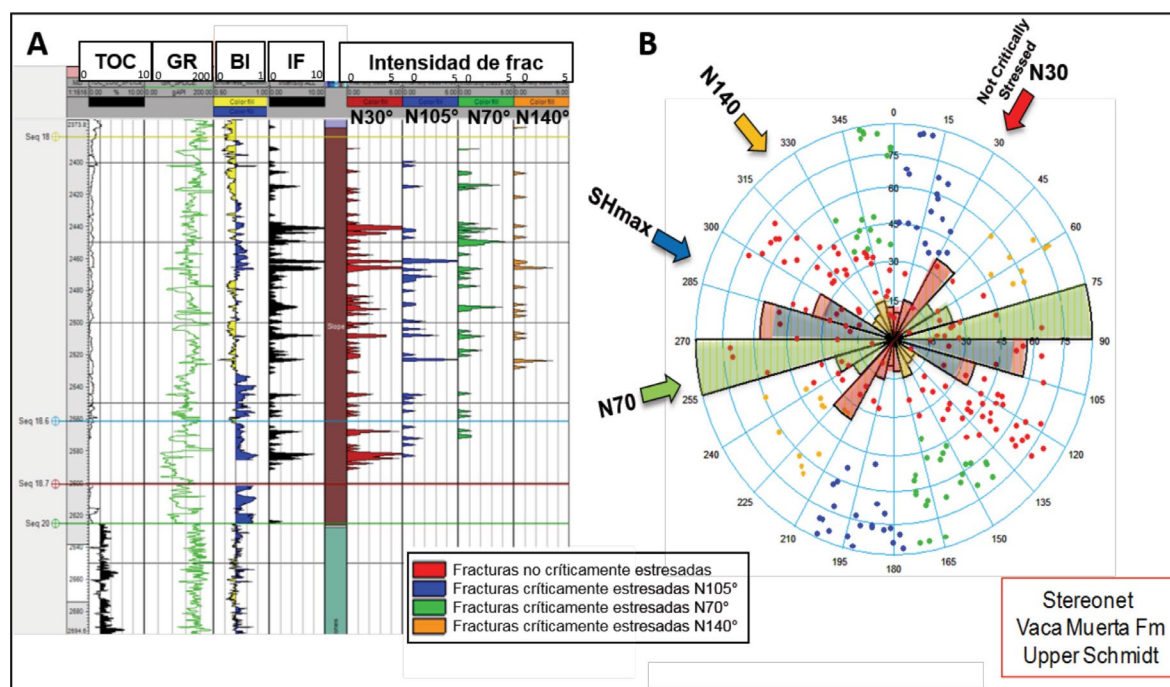


Figura 11. A) Perfil del pozo vertical AP.xp-1001 con el contenido de materia orgánica (TOC), el perfil de rayos gamma (GR), el índice de fragilidad mineralógico (BI) y la intensidad de fractura (IF) definida a la escala de imagen de pozo, calculada para cada set de fracturas (rojo, azul, verde y naranja). B) Stereonet (hemisferio superior) de fracturas críticamente estresadas en el pozo de referencia.

RESULTADOS

Para la construcción del modelo DFN en Aguada Pichana Este se revisaron todas las escalas de fracturación disponibles (imágenes de pozo, microsísmica, coronas y mapas de atributos sísmicos). Las intensidades de cada familia se definieron a una escala de imágenes de pozo (Marret *et al.* 1999, Ortega *et al.* 2006). Esta simplificación en las intensidades de fractura medidas en coronas se realizó para garantizar la correcta simulación de la fractura hidráulica con la tecnología actual (las imágenes de pozo resuelven aproximadamente un 10% de las fracturas vistas en coronas).

Se construyó un modelo DFN en el yacimiento de Aguada Pichana Este rodeando el pozo horizontal AP.e-1002(h) con un área de 1,5 km x 1,2 km y una altura de 200m. Se utilizaron las

imágenes de pozo de los dos niveles de aterrizaje del piloto para la construcción de un modelo discreto de fractura 3D.

El layering vertical se definió con los contrastes de perfiles eléctricos (*Gamma ray* y Sónico) y facies de corona descritas en el pozo vertical AP.xp-1001 (unidades mecánicas) y fue del orden decimétrico.

La mayor parte de las fracturas observadas en imágenes y coronas resultaron rellenas de calcita y fueron consideradas con la misma importancia que las fracturas abiertas y microfisuras para el cálculo de intensidad, considerando que todos los planos de debilidad podrían ser reactivados.

Las intensidades de los corredores de fractura N70° fueron calibrados con las imágenes de pozos horizontales que los atravesaron. La apertura cinemática (Marret *et al.*, 1999) de las microfisuras fue estimada en cortes delgados de la Formación Vaca Muerta en 0,1mm y fue utilizada en las realizaciones del DFN. El largo máximo de las fracturas en el modelo es de 100m, acorde a los estudios de afloramiento de la Formación Vaca Muerta realizados por Gale *et al.*, (2007, 2014).

El modelo DFN (Fig. 12) construido en Aguada Pichana Este se utilizó como input principal en las simulaciones de fracturas hidráulicas, utilizando como geometría de fractura el UFM (de las siglas en inglés unconventional fracture model), donde se tienen en cuenta la red de fracturas naturales pre-existentes en la simulación del volumen de roca estimulado.

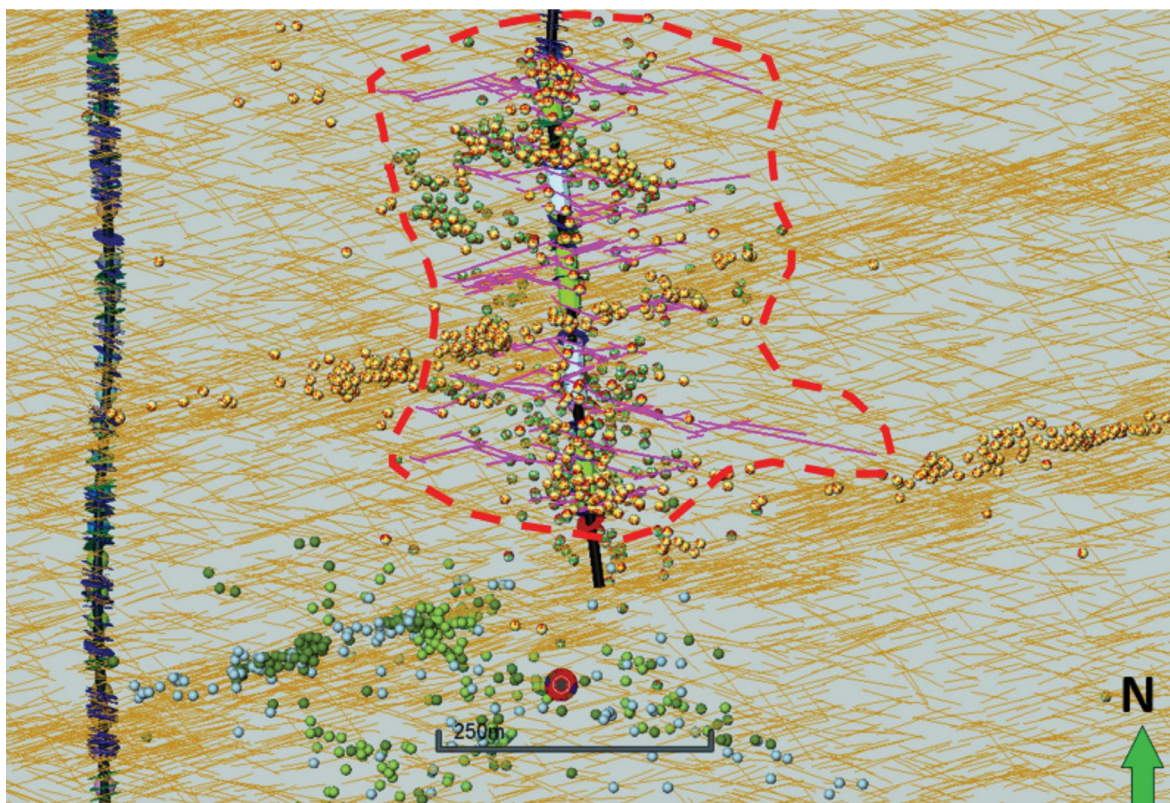


Figura 12. Vista en planta de la simulación del Stimulated Rock Volume en el pozo AP.e-1002(h) en color magenta y envolvente en línea punteada roja. Las líneas de fondo representan el modelo DFN utilizado y los puntos corresponden a los eventos microsísmicos.

Con la caracterización del ancho del volumen de roca estimulado (Fig. 12), se estimó un espaciamiento óptimo entre ramas horizontales de 400 m para la perforación de la fase de piloto.

CONCLUSIONES

Este trabajo permitió realizar una síntesis estructural a distintas escalas de fracturación con el fin de construir un modelo DFN representativo para el área de Aguada Pichana Este. El mismo fue utilizado para definir el SRV y realizar sensibilidades en el diseño de fractura y en el espaciamiento entre pozos horizontales para optimizar el desarrollo del reservorio no convencional de la Fm. Vaca Muerta. A partir de dichas simulaciones se definió un espaciamiento óptimo de 400m entre pozos horizontales al mismo nivel de aterrizaje para la fase de piloto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a los socios de la UTE de Aguada Pichana Este: YPF, Wintershall y PAE por la publicación de este trabajo.

A la Gerencia de Recursos No Convencionales de Total Austral por apoyar la publicación del manuscrito y a Rodrigo Bobba de Filippis por la colaboración en las imágenes del trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Achilli, F., G. Chao, D. Rojas Arce, Y. Sanz Perl, C. Hubans y A. Lafram, 2018, "Método para calcular el volumen de roca estimulado (SRV) en la Fm. Vaca Muerta. Primera experiencia de sísmica 4D". Relatorio X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina (este volumen).
- Brinkworth, W., F. Pose y A. Gangui, 2011, "Rasgos estructurales del subsuelo en el área Aguada Pichana, Provincia de Neuquén, Argentina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 531 p., Mendoza, Argentina.
- Cobbold, P., A. Zanella, N. Rodrigues y H. Løseth, 2013. "Bedding-parallel fibrous veins (beef and cone-incone): Worldwide occurrence and possible significance in terms of fluid overpressure, hydrocarbon generation and mineralization". Marine and Petroleum Geology. 43, 2013, 1-20.
- Domínguez, R., Reijenstein, H., Köhler, G., Sattler, F., Moreno, M., Gómez Rivarola, L. y Borgnia, M., 2017. Distribución Regional de Quebres de Clinoformas del Sistema Vaca Muerta-Quintuco. Simposio 5. Geología de la Formación Vaca Muerta. XX Congreso Geológico Argentino, Tucumán. p38-45.
- Gale, J., R.M. Reed y J. Holder, 2007, "Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments", AAPG Bulletin, V.91, No.4, p.603-622.

- Gale, J., S.Laubach, J.Olson, P.Eichhubl y A.Fall, 2014, "Natural fractures in shale: A Review and new observations", AAPG Bulletin, V.98, No.11, p.2165-2216.
- Gangui, A. y M. Grausem, 2014, "Tectonismo y estilos estructurales en el Engolfamiento neuquino: Implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsísmica en la Formación Vaca Muerta". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 341 p., Mendoza, Argentina.
- Haddad, M., J. Du y S. Vidal-Gilbert, "Integration of Dynamic microseismic data with a true 3D modeling of hydraulic-fracture propagation in the Vaca Muerta shale". SPE Journal December 2017, p. 1714-1738.
- Legarreta, L. y M.A. Uliana, 1989. Análisis estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior), Argentina. X Congreso Geológico Argentino, Simposio Cuencas Sedimentarias Argentinas, p.221-243, Tucumán.
- Lejay, A. y S. Larmier, 2017, "The Role of Porosity in the Development of Parallel Bedded Calcite Filled Fractures (or Beef) in the Vaca Muerta: An Integrated Analysis from High Resolution Core Data". Unvenconctional Resources Technology Conference (URTeC), N°2668071, Austin, Texas, USA.
- Marrett, R., O. Ortega y C. Kelsey, 1999, Extent of power-law scaling for natural fractures in rock: Geology, v. 27, no. 9, p. 799– 802.
- Ortega, O., R. Marrett y S.E. Laubach, 2006. A scale-independent approach to fracture intensity and average spacing measurement. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists 90 (2), 193–208.
- Pose, F., A. Gangui, S. Galeazzi, 2014, "Estratigrafía secuencial del intervalo Quintuco-Vaca Muerta en el Engolfamiento Neuquino, Cuenca Neuquina, Argentina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 211 p., Mendoza, Argentina.
- Sagasti, G., A. Ortiz, D. Hryb, M. Foster y V. Lazzari, 2014, "Understanding geological heterogeneity to customize field development: an example from the Vaca Muerta unconventional play, Argentina". Unvenconctional Resources Technology Conference (URTeC), N°1923357, Denver, Colorado, USA.
- Scaricabarozzi, N., M. Borgnia y S. Estrada, 2014, "Distribución anómala de fluidos en la formación Mulichinco y su relación con el dorso de los Chihuidos Bloque de Aguada Pichana - Cuenca Neuquina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 459 p., Mendoza, Argentina.
- Su, K., A.Onaisi, S. Galeazzi, 2014, "Geomechanical characterization and fracability assessment of the Vaca Muerta shale play, Neuquen Basin Argentina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 531 p., Mendoza, Argentina.
- Vidal-Gilbert, S., R. Cugnart, Y. Sanz-Perl, S. Estrada, Y. Wu y V. De Gennaro, 2018, "An integrated geomechanics fracturing and reservoir simulation workflow for optimized stimulated rock volume in the Vaca Muerta, Argentina", EAGE 80th Annual Conference, Copenhagen, Denmark.
- Vittore, F., D. Licitra, J. Quiroga, A. Rosemblat, E. Lovrinkevich, 2014, "Caracterización estructural, estratigráfica y sedimentológica de la Fm Vaca Muerta en el yacimiento Loma Campana, Cuenca neuquina,Argentina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 653 p., Mendoza, Argentina.