

## VACA MUERTA: MICROSÍSMICA Y SU RELACIÓN CON EL MODELO GEOMECÁNICO

Jose Luis Capuano<sup>1</sup>

1: Capex S.A. jose\_luis.capuano@grupocapsa.com.ar

Palabras clave: Microsísmica, Módulo de Young, Relación de Poisson, Fragilidad

### ABSTRACT

#### Vaca Muerta: Microseismic and its relationship with the geomechanical model

For hydrocarbon extraction in unconventional exploration due to characteristics of shales, mainly their lack of porosity and natural permeability, it is necessary to generate migration paths.

This is accomplished through appropriate fracturing, away from the conventional, with the intensive use of natural and material resources.

In order to maximize the chances of success in exploration, it is necessary to know the geomechanical behavior of the rock, which will indicate the most favorable zone for the use of fracturing, or the areas where natural fractures may occur.

Microseismic is a tool that will show, among other things, the direction and intensity of the events in the development of the fracture, through the reception of seismic events (microseismic because of their low intensity). These events are generated when fracture treatment penetrates the rock breaking it apart. At that moment, energy is released, generating acoustic waves that start travelling in every direction.

Using geophones in wells or on the surface in the proximity of the fracturing areas, we can detect these events, and starting from the arrival time and velocity of the event, we can locate where they were generated.

This behavior tied to the geomechanical model, is another tool to help us understand the behavior of unconventional formations.

In Agua del Cajón Field, located 20 km West of the city of Neuquén, as the first steps in unconventional exploration of Vaca Muerta Formation, two fractures were carried out in wells that had already been drilled, with the aim of analyzing the formation behavior. The fractures were done together with a microseismic study to understand the distribution of the fractures and their relationship to the geomechanical model, assuming that this is a way to understand the behavior of the rest of the field, in order to be able to select drilling sites for future wells.

The ADC-33 and ADC-42 wells in Agua del Cajón Field were fractured and a microseismic study carried out.

### ADC-42

#### Ubicación y dispositivos

El ADC-42, se realizó con dos pozos de escucha, el ADC-43 a 515 mts, con un arreglo de 15

mts y contenido mayormente en Vaca Muerta, y el ADC-31 a 325 mts con espaciamento de 20 mts y sólo 4 geófonos contenidos dentro de Vaca Muerta, el resto se ubicaron en la Formación Quintuco. La disposición de los geófonos en ambos pozos quedó supeditada a las condiciones de los pozos. Al ADC-42, se le realizaron punzados en la base, la parte central y el tope de Vaca Muerta Figura 1.

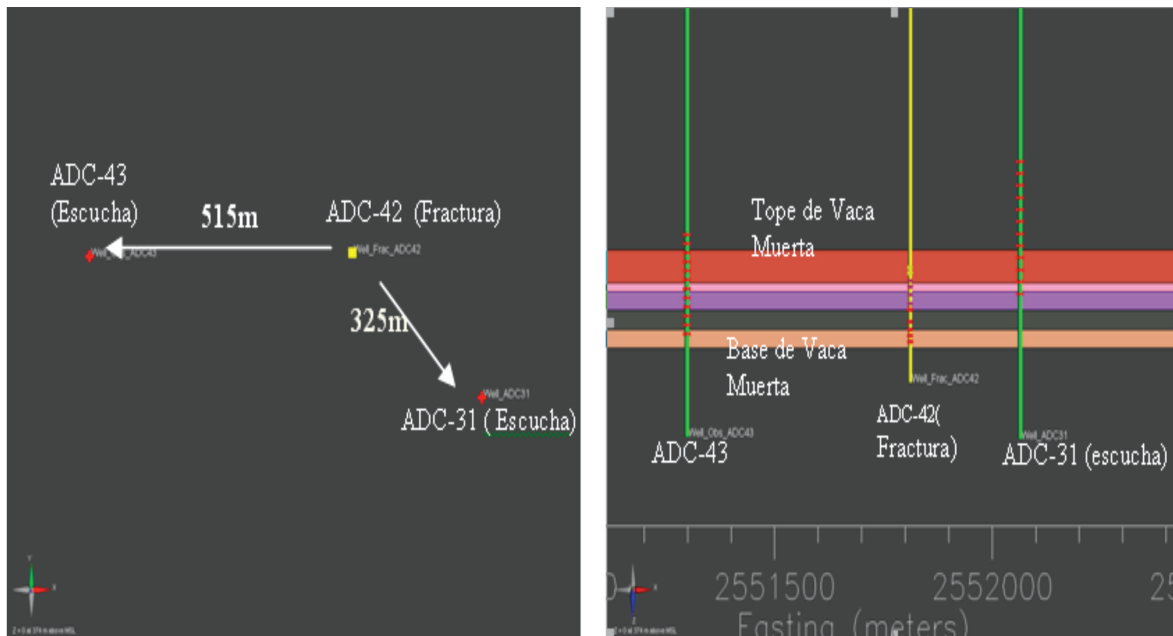


Figura 1. Mapa con pozos escucha y arreglo de geófonos.

Se realizaron tres fracturas, en la base, la zona intermedia y en la parte superior de Vaca Muerta. La primera etapa se realizó tres veces debido a fallas en el Blender, lo cual nos permitió evaluar la respuesta microsísmica en cada comienzo de fractura.

Las distintas etapas microsísmicas las relacionamos con el modelo geomecánico generado a partir de redes neuronales (ver Vaca Muerta, de la sísmica al modelo geomecánico, José Luis Capuano, (IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, noviembre de 2014 – Mendoza, Argentina).

### Situación estructural

El ADC42 se encuentra encajonado por dos fallas relativamente cercanas, 1 km aproximadamente. La Falla principal, se encuentra cercana al pozo escucha, ADC-31, mientras que la otra falla, esta ubicada entre medio del ADC-42 y el escucha ADC-43, Figura 2.

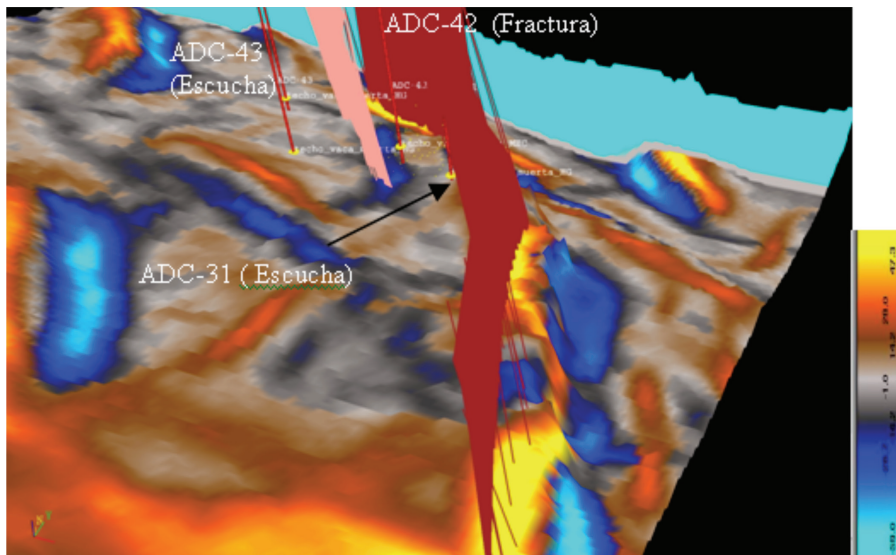


Figura 2. Curvatura a la base de Vaca Muerta, fallas y pozos.

### Relación con la curvatura

En la Figura 3 vemos en planta la curvatura cercana al tope de Vaca Muerta, con algunos puntos microsísmicos. Los lineamientos azules-grisáceos representan flexuras negativas y los naranjas-amarronados flexuras positivas.

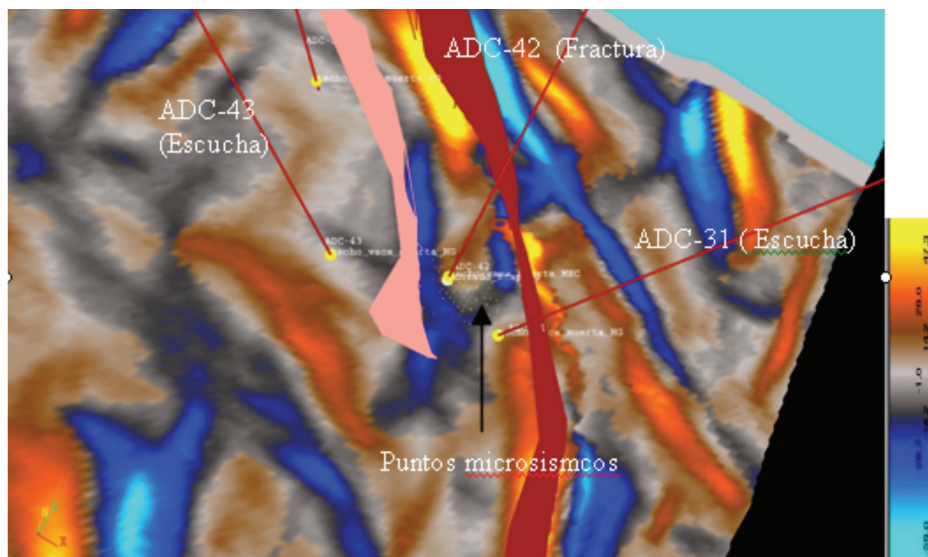


Figura 3. Curvatura al Tope de Vaca Muerta.

Las Figuras 4, 5 y 6 muestran los puntos microsísmicos con el color del atributo de curvatura, (es decir, los valores del atributo donde se produjo el evento) y la falla de fondo en color bordó. La falla rosada que se ve en la Figura 3 no se muestra para una mejor visualización.

La Figura 4 muestra como se desarrolla el primer intento de la primera fractura. Algunos puntos se desarrollan en la base de Vaca Muerta, pero la mayor parte se orienta hacia arriba, a través de zonas azules y grisáceas (flexuras negativas).

Como esta fractura se tuvo que recomenzar, en la prueba 2, Figura 5, ya la mayor cantidad de puntos se ubican en la parte media de Vaca Muerta, por arriba del punzado de la etapa uno. Esta prueba nuevamente se repitió por problemas del Blender, habiendo sido la cantidad de fluido inyectado en la fractura apenas superior al primer intento. Aquí vemos que los puntos dominantes atraviesan zonas de azules y grises. Ya el tercer intento se realizó en forma completa, y así se observa gran cantidad de puntos azules y grises, bien ubicados en la zona media de Vaca Muerta, lo que nos indica que los puntos atraviesan zonas flexuradas negativamente Figura 6.

La Figura 7 muestra la segunda etapa de fractura, desde el punzado\_segunda\_etapa, y aquí se ve claramente como los puntos microsísmicos siguen atravesando zonas flexuradas, (colores azules y grises), y la fractura se desarrolla, hacia arriba.

Ya en la última etapa de fractura, Figura 8 realizada desde el Punzado\_etapa\_3, una parte de la fractura se va hacia arriba, pero gran parte queda a la altura del punzado. El camino de la fractura nuevamente fue a través de las flexuras.

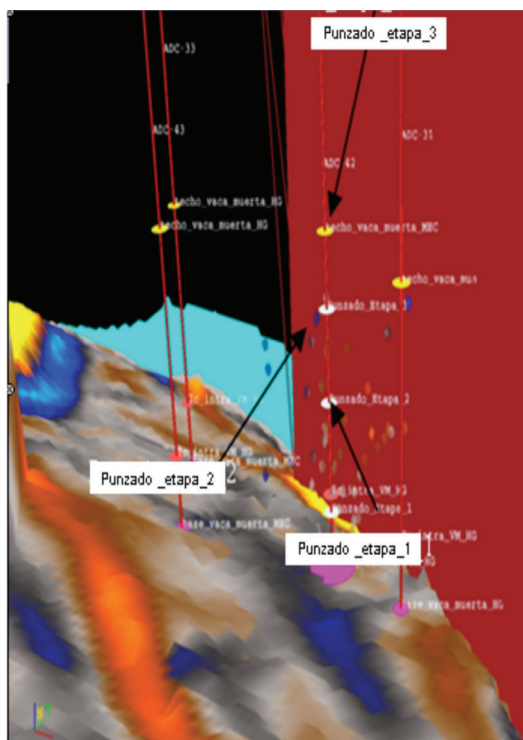


Figura 4. Curvatura\_1era\_etapa\_try1.

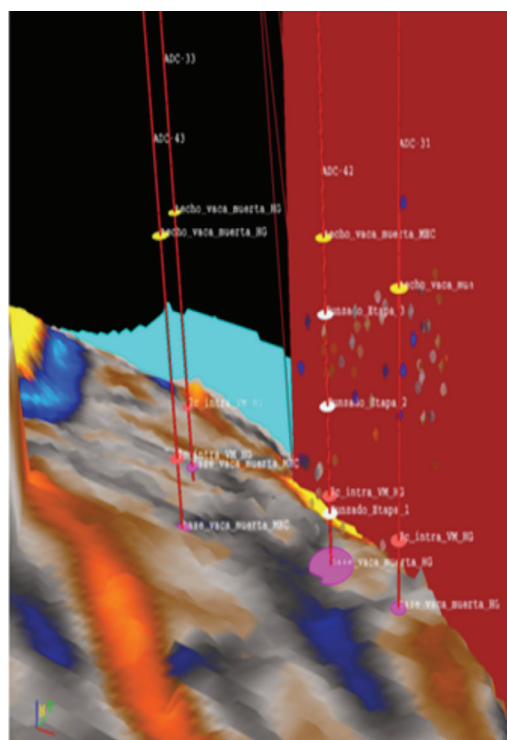


Figura 5. Curvatura\_1era\_etapa\_try2.



La Figura 9 muestra todas las pruebas de la etapa uno de fractura, marcándose claramente la disposición de la fractura de atravesar zonas flexuradas y disponerse hacia la parte superior de Vaca Muerta mientras que las Figuras 10 y 11 nos indican que la microsísmica quedo contenida dentro de las dos fallas.

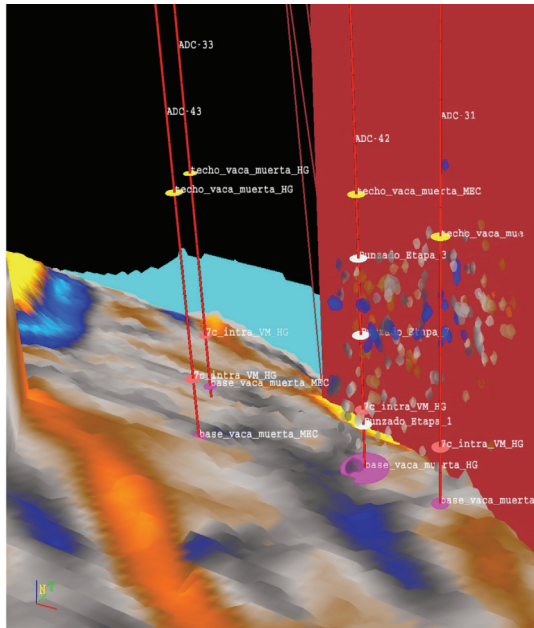


Figura 6. Curvatura\_1era\_etapa\_try3.

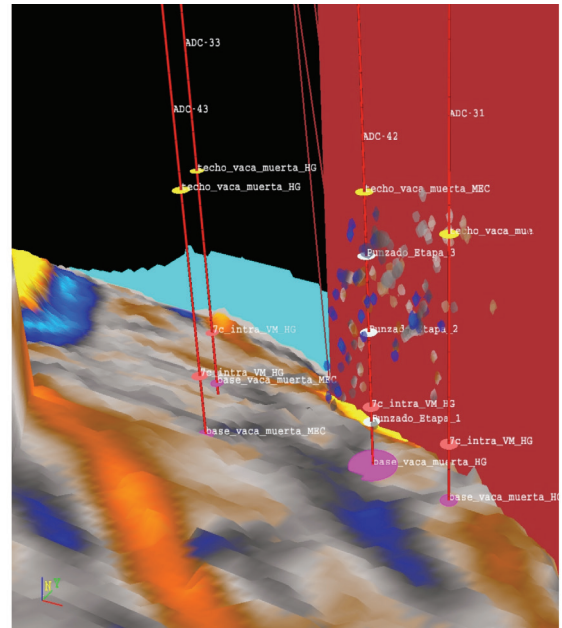


Figura 7. Curvatura\_2da\_etapa.

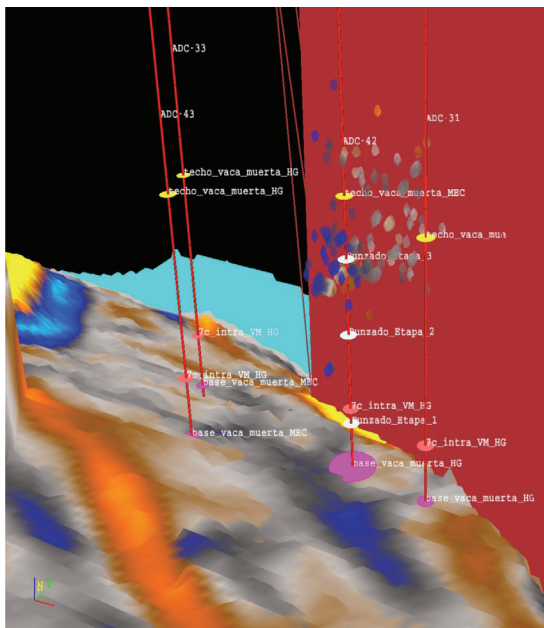


Figura 8. Curvatura\_3era\_etapa.

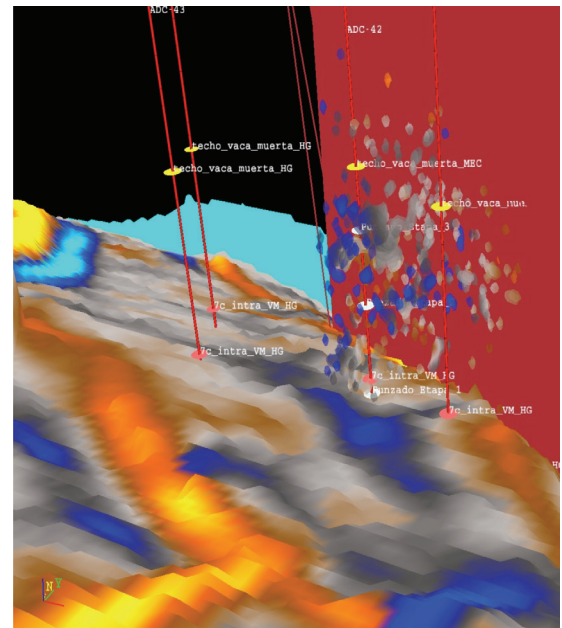


Figura 9. Curvatura\_todas\_las\_etapas.

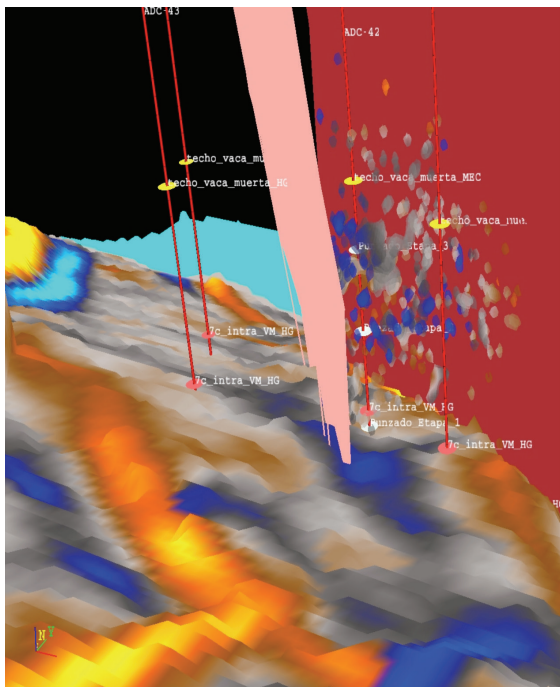


Figura 10. No hay puntos por atrás de las fallas.

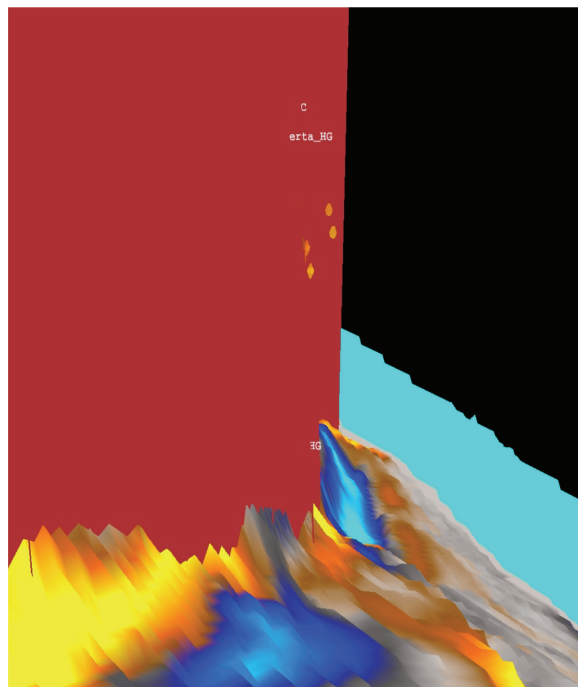


Figura 11. Sólo 4 puntos por atrás de la falla.

## Fragilidad

Los materiales más frágiles son los más propensos a la ruptura, un vidrio, con un esfuerzo mínimo, se romperá, mientras que si el mismo esfuerzo se lo aplicamos a una goma, ésta se deformara absorbiendo el esfuerzo sin llegar a la rotura.

Veamos cómo se comportó nuestra fractura. Vaca Muerta se comporta básicamente con una base dúctil, que disminuye en la zona media y se hace más frágil hacia el tope.

Son tres capas bien diferenciadas como muestra la Figura 12, donde vemos de fondo una línea extraída del cubo de fragilidad, las dos fallas y de base el atributo de curvatura.

Las Figuras 13, 14 y 15 muestran las 3 pruebas de la primer etapa de fractura.

En la Figura 13, vemos los pocos puntos que se desarrollan en la base de Vaca Muerta, zona dúctil marcada por puntos de color azul y luego los puntos se van hacia arriba buscando las zonas mas frágiles, puntos de color gris y naranja. Ya en la Figura 14, segunda prueba de la etapa 1, los puntos se ubican hacia la zona superior y frágil (color naranja), lo mismo que en la Figura 15, que es la prueba 3 de la etapa uno de fractura.

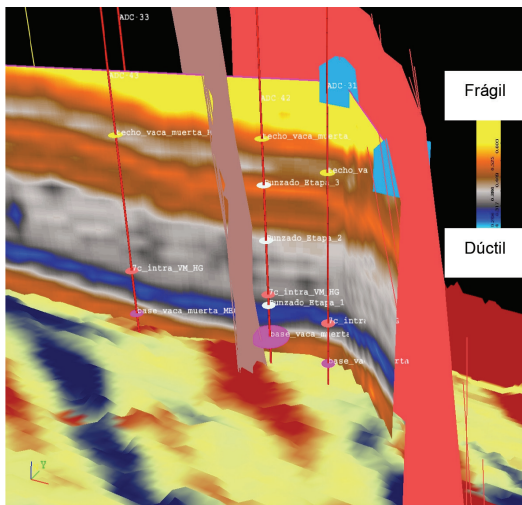


Figura 12. Línea de fragilidad con curvatura y fallas.

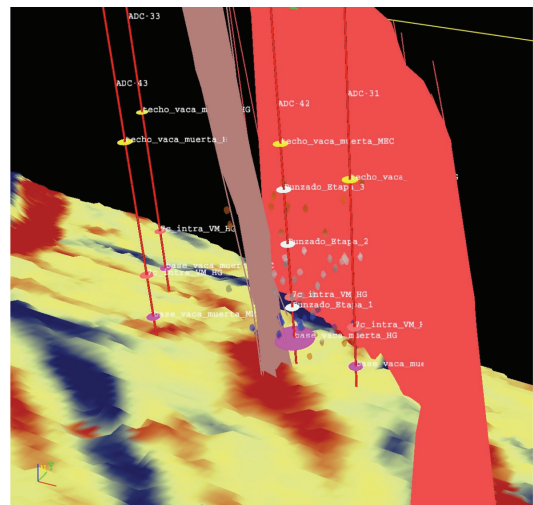


Figura 13. Puntos microsísmicos con el atributo de fragilidad 1era\_etapa prueba 1.

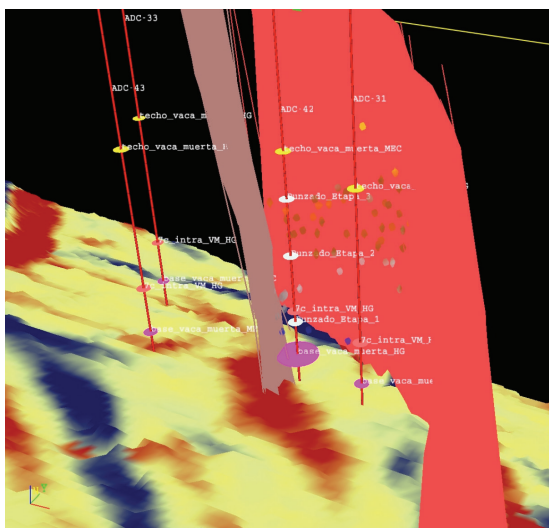


Figura 14. Puntos microsísmicos con el atributo de fragilidad 1era\_etapa prueba 2.

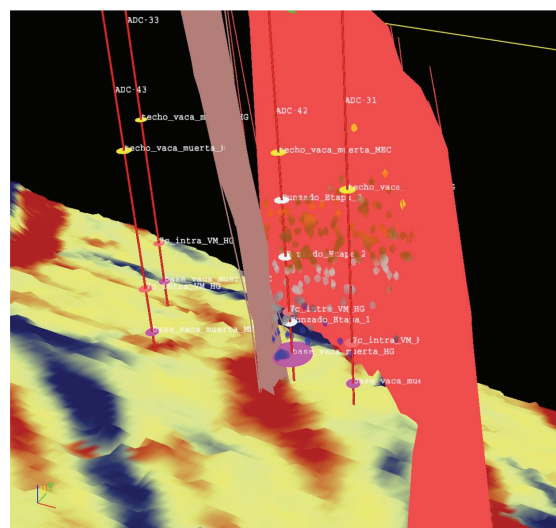


Figura 15. Puntos microsísmicos con el atributo de fragilidad 1era\_etapa prueba 3.

La Figura 16 es la vista en planta de los puntos microsísmicos de la primer prueba de la etapa uno de fractura, coloreados con el atributo de curvatura. Los puntos se ubican con una tendencia leve noreste suroeste. Ya en la segunda prueba, la dirección cambio al sureste noroeste, Figura 17, lo mismo que en la tercer prueba, Figura 18. Es evidente el cambio de dirección luego de la primer prueba. El fluido inyectado presurizó la zona y cambió el campo de tensiones, condicionando las pruebas siguientes.



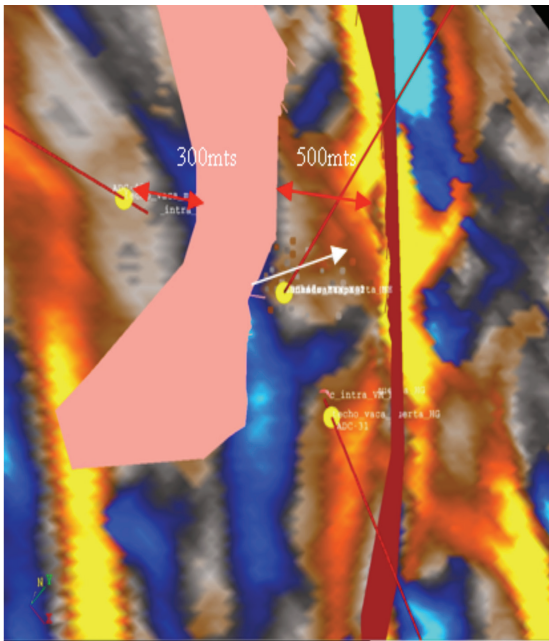


Figura 16. Puntos microsísmicos visto en planta 1era\_etapa prueba1.

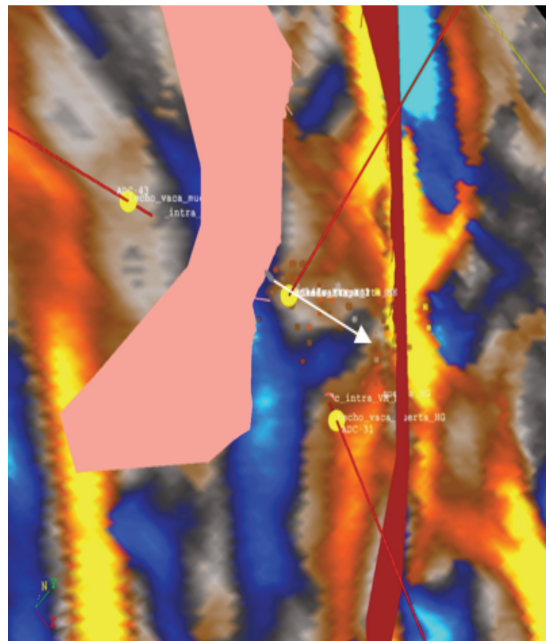


Figura 17. Puntos microsísmicos visto en planta 1era\_etapa prueba 2.

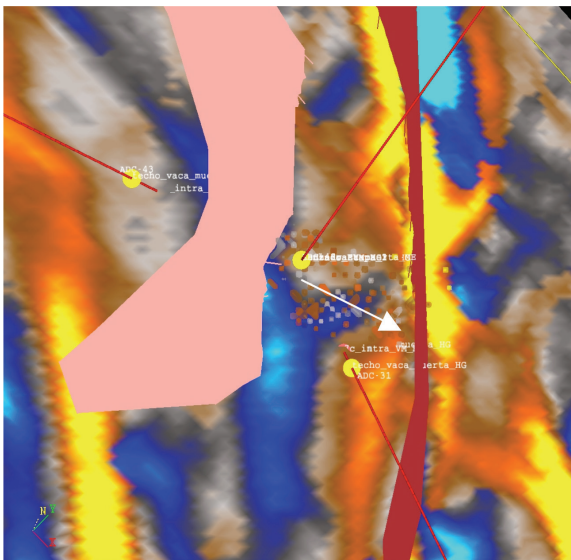


Figura 18. Puntos microsísmicos visto en planta 1era\_etapa prueba 3.

La Figura 19 muestra la segunda etapa de fractura realizada en el Punzado\_ etapa\_2. La fractura se desplaza hacia el tope de Vaca Muerta y la ruptura se manifiesta en las rocas más frágiles (puntos naranjas). La Figura 20 muestra la tercera etapa de fractura realizada en el punzado\_

etapa\_3, aquí algunos puntos se van hacia arriba, (color amarillo), pero una gran cantidad de otros puntos quedan en el mismo nivel del punzado, en zona de alta fragilidad. Las vistas en planta de los puntos microsísmicos contra la curvatura para la segunda y tercer etapa de fractura la apreciamos en las Figuras 21 y 22, y aquí podemos ver que los puntos se alinean con una tendencia semicircular alrededor de la curvatura negativa (color azul).

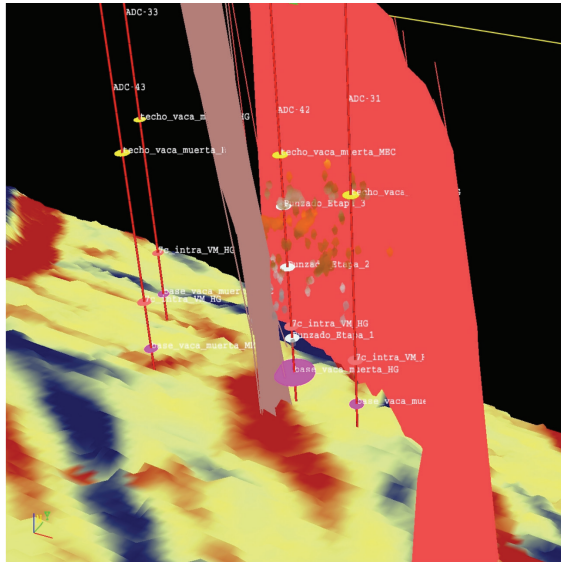


Figura 19. Puntos microsísmicos con el atributo de fragilidad 2da etapa.

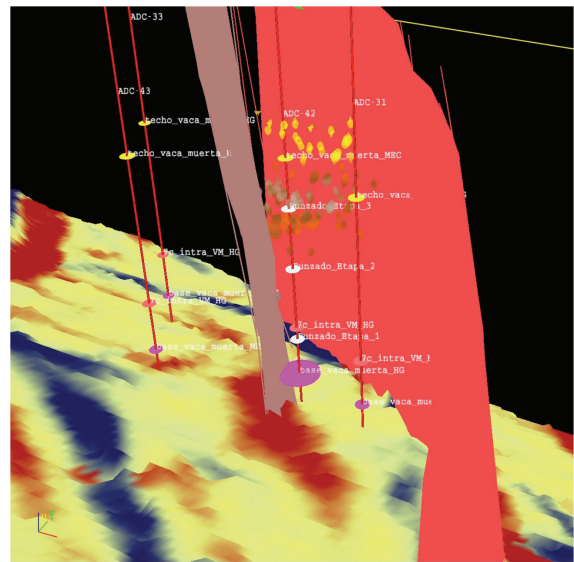


Figura 20. Puntos microsísmicos con el atributo de fragilidad 3era etapa.

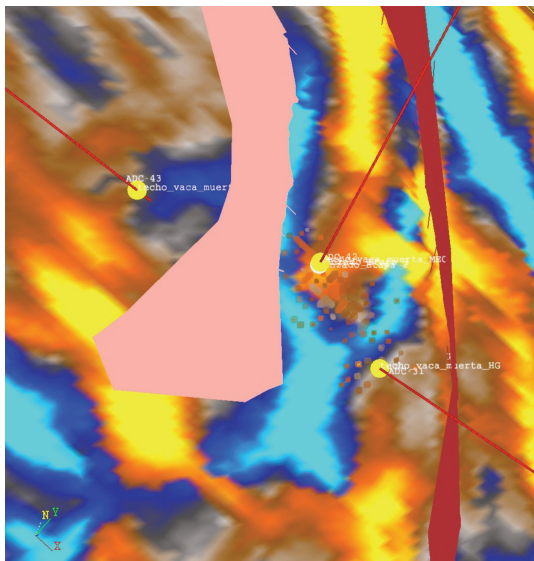


Figura 21. Vista en planta de los puntos de la segunda etapa con la curvatura al nivel del punzado 2.

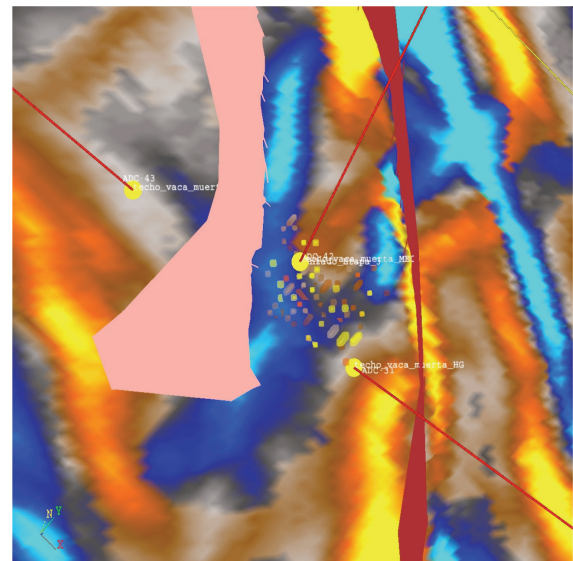


Figura 22. Vista en planta de los puntos de la tercera etapa con la curvatura al nivel del punzado 3.



La Figura 23 nos muestra todos los eventos microsísmicos de todas las etapas, como fondo está la falla bordó, la falla rosada fue sacada de la vista para una mejor visualización. Claramente se aprecia la tendencia del mayor contenido de eventos microsísmicos en las zonas mas frágiles de la formación, mientras que la vista en planta de los puntos contra la curvatura cercana al punzado 3, nos muestra la tendencia de una alineamiento circular marcado por la curvatura negativa Figura 24.

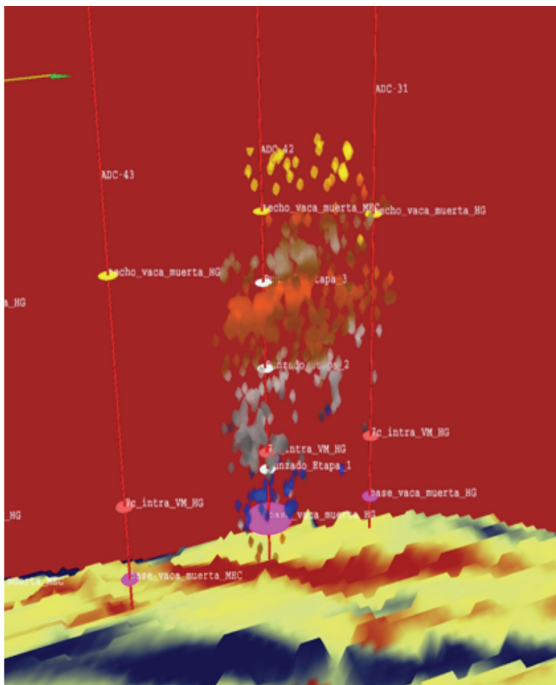


Figura 23. Eventos microsísmicos con el atributo de Fragilidad de las tres etapas juntas.

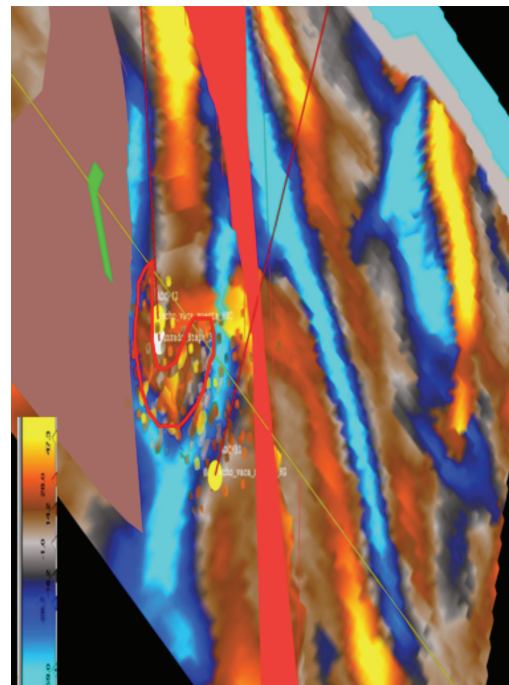


Figura 24. Vista en planta de los puntos de todas las etapas con el atributo de fragilidad y con la curvatura al nivel del punzado 3.

## Módulo de Young

El módulo de Young es un parámetro elástico que está relacionado con la fragilidad de los materiales, a mayor módulo de Young mayor fragilidad y por la tanto mayor facilidad a que los materiales se rompan. Las Figuras 25 y 26 muestran los puntos microsísmicos de todas las etapas de fracturas con los valores del módulo de Young, la Figura 25 muestra los puntos por arriba de una superficie de curvatura máxima cercana al punzado 3, y las Figura 26 los muestra por abajo. La mayoría de los puntos se ubican en las zonas de altos valores de Young, en la parte media y superior de Vaca Muerta, unos pocos valores bajos quedan en la base (zona dúctil).

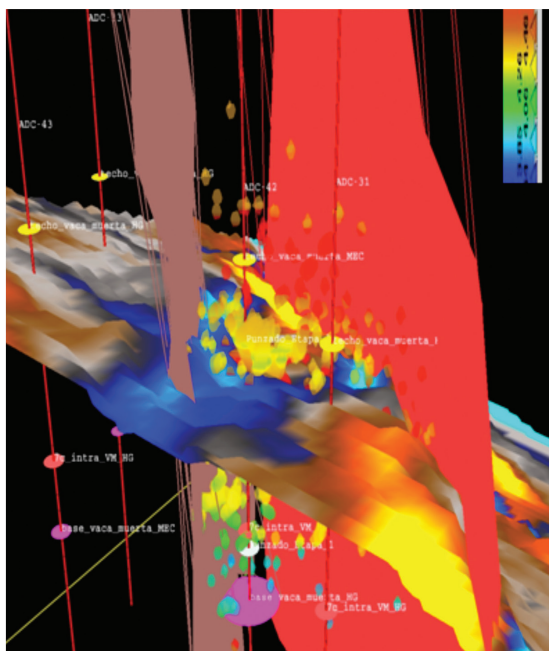


Figura 25. Eventos microsísmicos con el atributo módulo de Young de las tres etapas de fractura juntas.

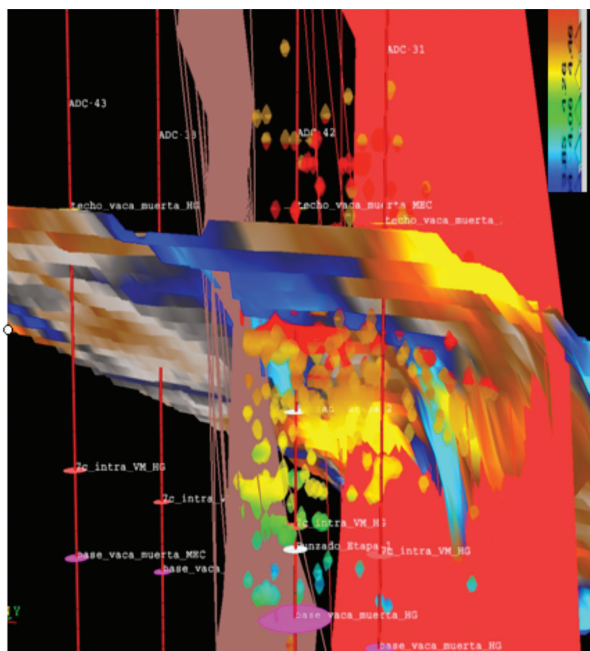


Figura 26. Eventos microsísmicos con el atributo módulo de Young de las tres etapas de fractura juntas.

## Relación de Poisson

La relación de Poisson es una propiedad importante para determinación del esfuerzo mínimo, dada por la expresión:

$$\text{ESFUERZO hor} = (\text{Poisson}/(1-\text{Poisson})) \text{ESFUERZO vert} + F(\text{presion poral}) + F(\text{tectónica})$$

En las zonas de menor Relación de Poisson menor esfuerzo mínimo, es decir, la zona más propicia para que se produzca una rotura.

La Figura 27 muestra los puntos microsísmicos coloreados con el atributo relación de Poisson, y a la derecha de la Figura, una línea quebrada con el mismo atributo.

La línea de Poisson muestra los máximos valores en color naranja y amarillo, aquí podemos apreciar una zona de bajos valores, (colores grises) rodeada por altos valores, (naranja), en la parte superior de Vaca Muerta del pozo ADC-42.

Los puntos microsísmicos muestran en su mayoría que se desplazaron a las zonas de bajos valores de Poisson, es decir, donde encontró menor resistencia o donde el esfuerzo mínimo tuvo los menores valores. Las Figuras 27 y 28 clarifican esto.

Las Figura 27 muestra todos los puntos de todas las etapas de fractura con el atributo de Poisson. La Figura 28 muestra los mismos puntos pero sin los máximos.

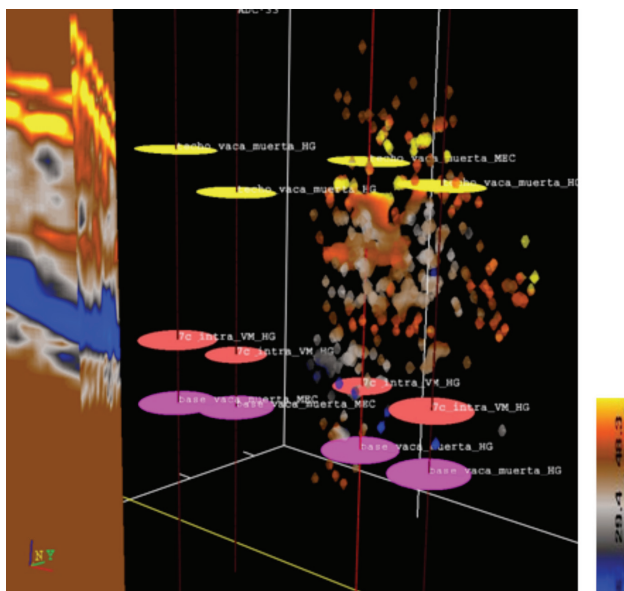


Figura 27. Eventos microsísmicos de todas las etapas de fractura con el atributo de Poisson y línea con el mismo atributo.

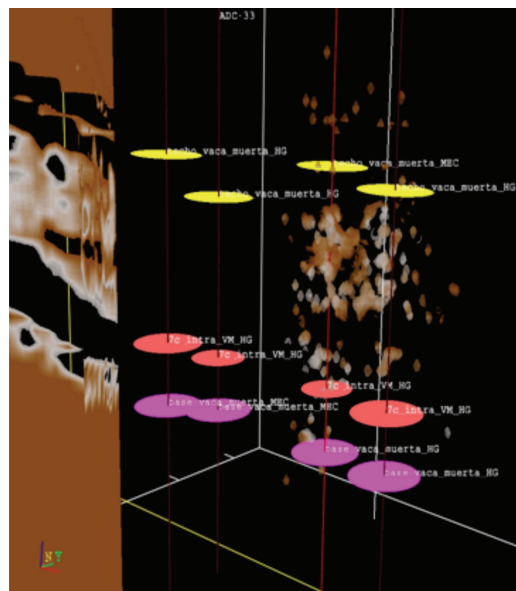


Figura 28. Eventos microsísmicos de todas las etapas de fractura con los valores mínimos del atributo de Poisson y línea con el mismo atributo.

## Pozo ADC-33 y comparación con el ADC-42

Habiendo visto el ADC-42, pasemos a analizar el ADC-33 y comparar ambos.

El ADC-33 fue un pozo que se punzó en zonas de Vaca Muerta muy parecidas al ADC-42, en la base, en la parte media y en el tope, donde las fracturas realizadas (3400 bolsas por fractura (promedio)) fueron un 25 % más chicas que ADC-42. El pozo escucha fue el ADC-45 situado a 310 mts.

La Figura 29, muestra la curvatura al techo de Vaca Muerta y se puede apreciar en ambos pozos la diferencia de curvaturas. El ADC-33 marca flexuras muy suaves, en comparación con la zona del ADC-42, y si vemos la Figura 30, los puntos microsísmicos se alinean muy bien con la leve flexura gris, la cual nos está marcando el camino de la fractura.

A nivel sísmico, esta leve flexura no se aprecia visualmente, Figura 31, mientras que en el ADC-42, la línea sísmica si muestra una variación apreciable, Figura 32.

La diferencia fundamental entre los pozos en estudio se encuentra en la cantidad de puntos microsísmicos generados en ambas fracturas y las magnitudes de las mismas. Si bien la fractura del ADC-42 es en 25% más grande que la del ADC-33, la cantidad de puntos es mucho más grande en el ADC-42 que en el ADC-33, ver Figuras 33 a 36. En estas Figuras también se observa que para el ADC-33, los puntos microsísmicos atraviesan la zona del lineamiento de curvatura color gris.

Durante el monitoreo microsísmico del ADC-42 se observó la generación de muchos eventos desde el comienzo de la fracturación. En el ADC-33 los puntos se ubican muy compactados siguiendo el alineamiento de curvatura (suave), mientras que en ADC-42 los puntos están más



dispersos, concordando también con la disposición de la curvatura, la cual es de mayor magnitud, favoreciendo a la generación de eventos microsísmicos. Estamos frente a dos zonas diferentes y bien definidas.

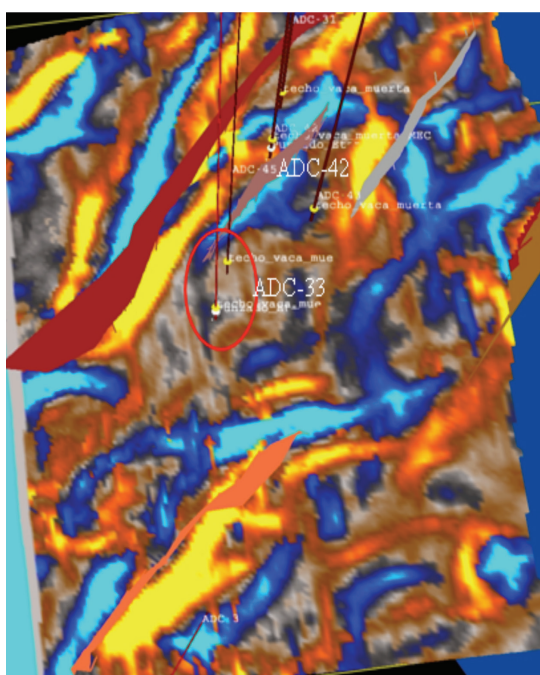


Figura 29. Curvatura Máxima.

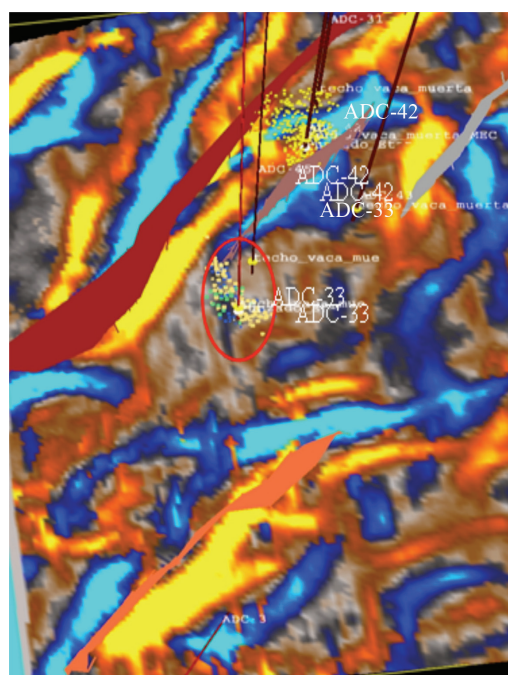


Figura 30. Curvatura Max. y Eventos micro sísmicos.

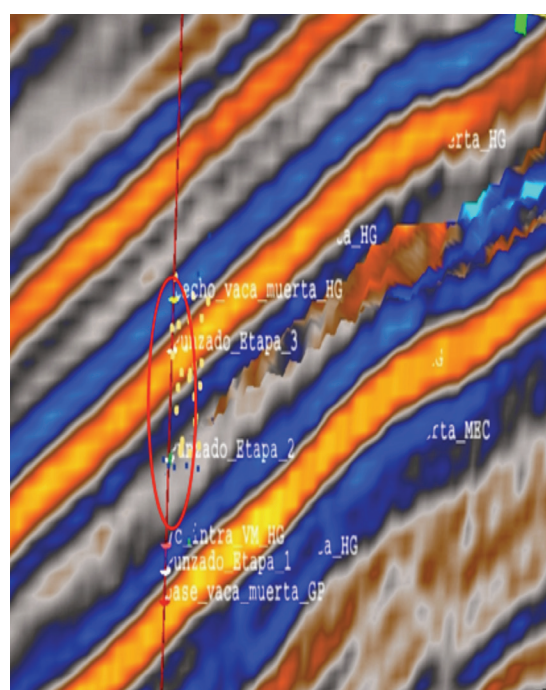


Figura 31. Línea sísmica que pasa por el ADC-33.

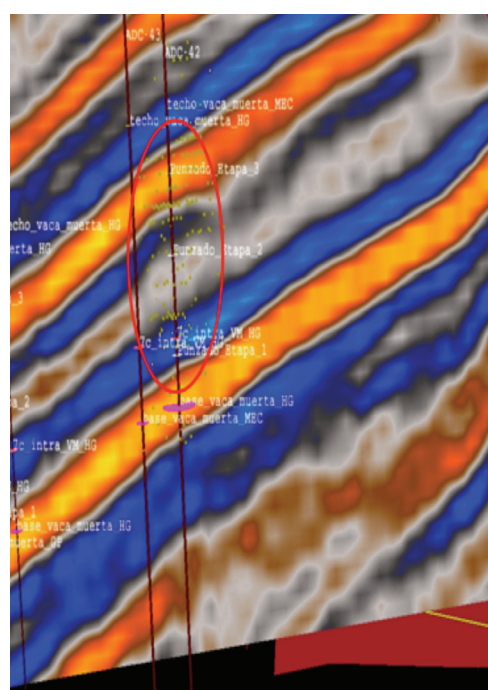


Figura 32. Línea sísmica que pasa por el ADC-42.



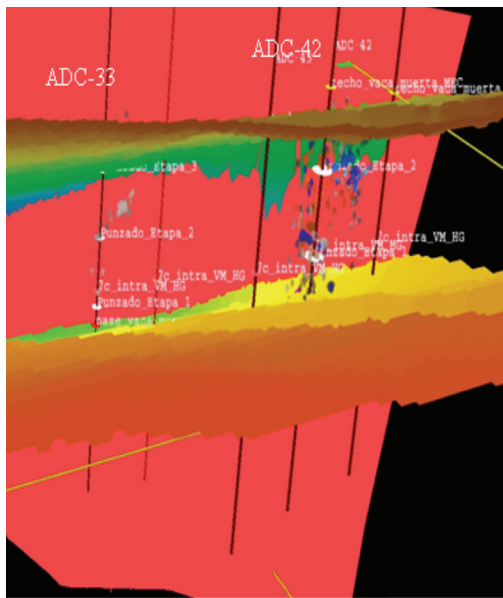


Figura 33. Primera etapa, puntos de Curvatura Máxima.

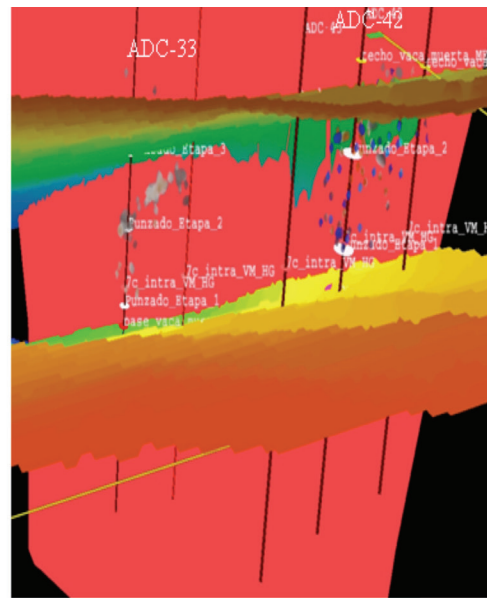


Figura 34. Segunda etapa, puntos de Curvatura Máxima.

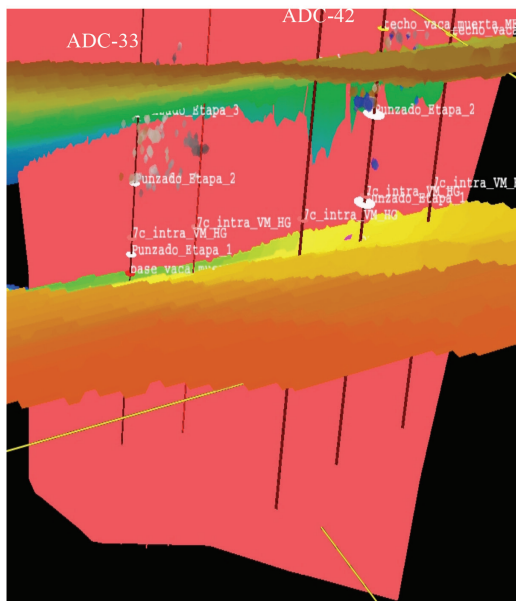


Figura 35. Tercera etapa, puntos de Curvatura Máxima.

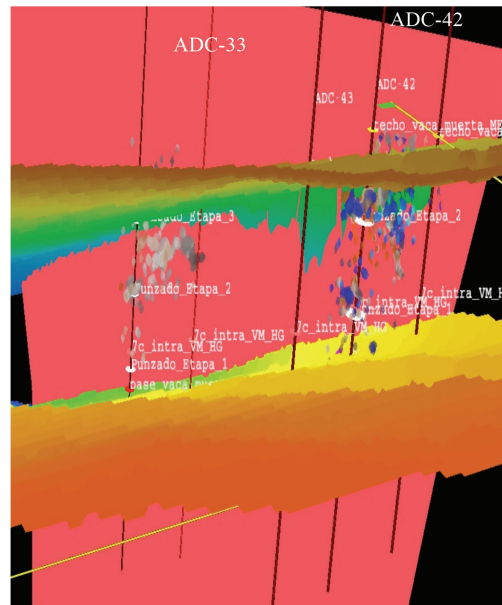


Figura 36. Todas las etapas, puntos de Curvatura Máxima.

## Fragilidad

Las Figuras 37 a 40, muestran los puntos microsísmicos con el atributo de fragilidad, entre los horizontes Tope y base de Vaca Muerta, para cada una de las etapas, para todas las etapas juntas,

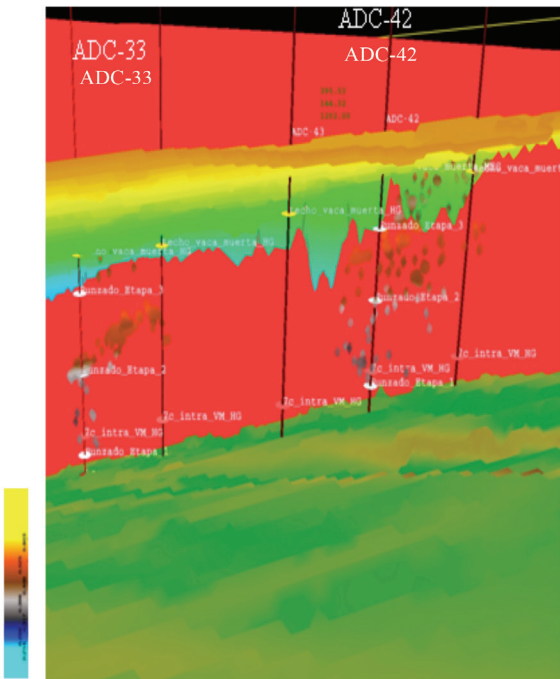


Figura 38. Segunda etapa, puntos de fragilidad.

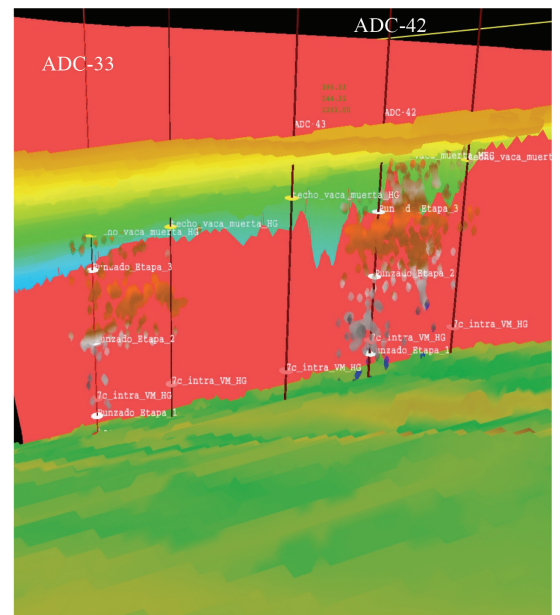


Figura 40. Todas las etapas, puntos de fragilidad.

## Relación de Poisson

La relación de Poisson se refleja en ambos pozos de igual forma, la mayoría de los eventos microsísmicos atraviesan las zonas de baja relación de Poisson, donde el esfuerzo es mínimo. Para el ADC-33, Figura 41, muestra los puntos microsísmicos con la relación de Poisson, y la Figura 42 los muestra con una línea del atributo de Poisson. Aquí se ve bien la zona de grises (valores bajos) entre la zona naranja, (valores altos). Las Figuras 43 a 45 muestran las etapas individuales de ambos pozos.

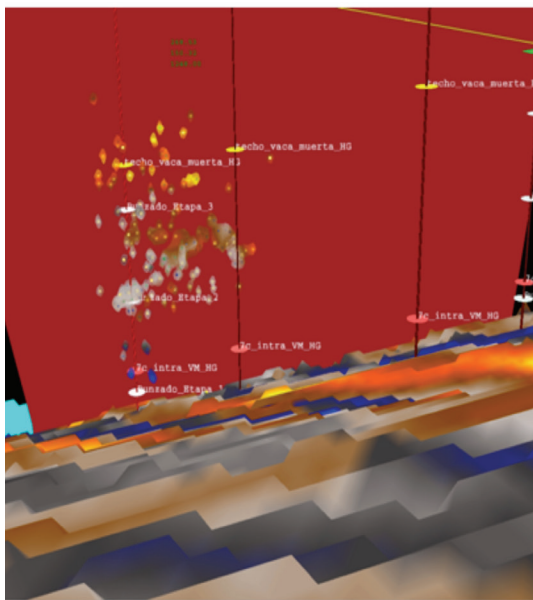


Figura 41. Todas las etapas ADC-33, puntos de Poisson.

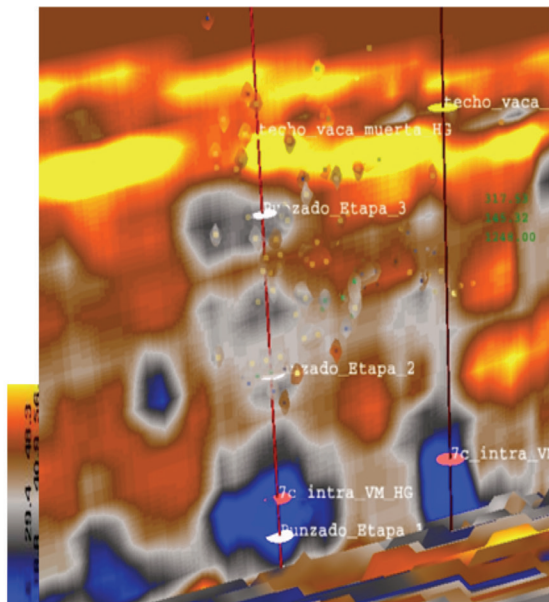


Figura 42. Todas las etapas, ADC-33 puntos Poisson y línea de Poisson.

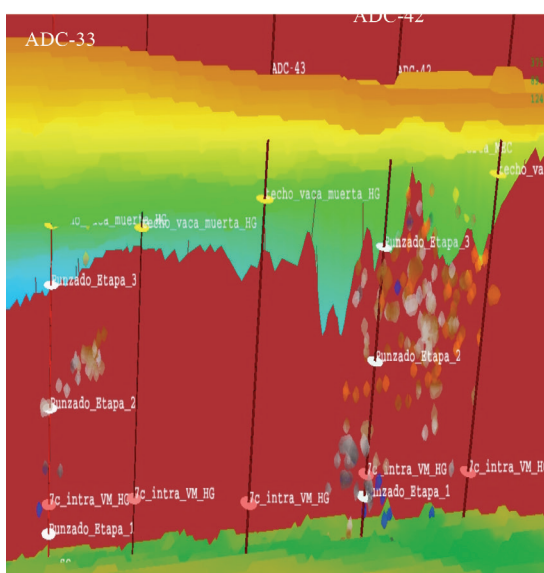


Figura 43. Primera etapa, puntos Poisson.

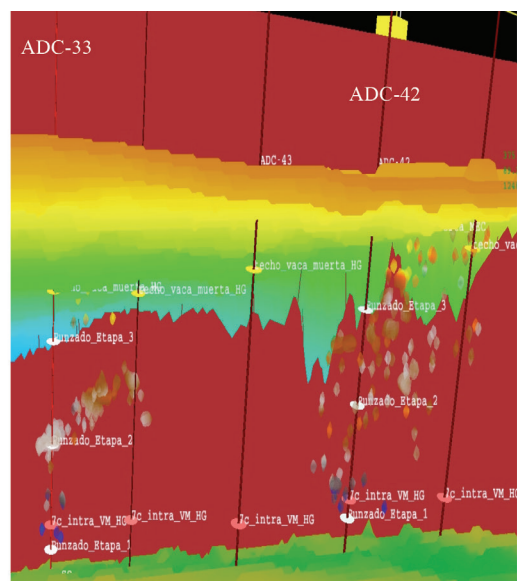


Figura 44. Segunda etapa, puntos de Poisson.

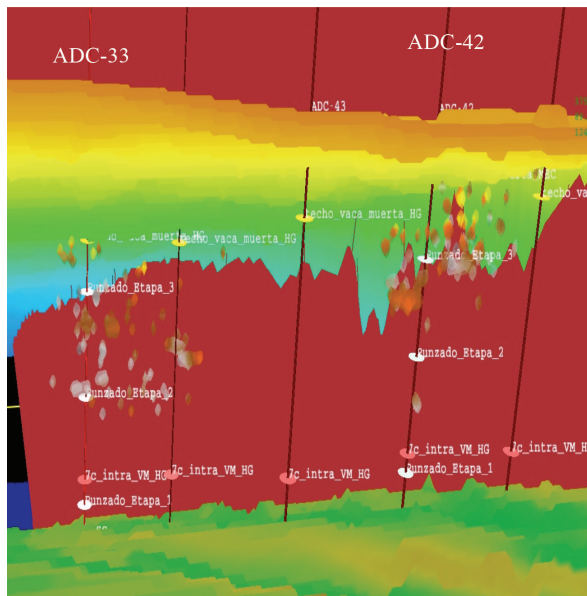


Figura 45. Tercera etapa, puntos de Poisson.

## Módulo de Young

Las Figuras 46 a 49 muestran los eventos microsísmicos con el atributo módulo de Young, para cada una de las etapas y todas juntas.

La fractura se comportó como era de esperar, atravesando las zonas de mayores valores de Módulo de Young, camino más fácil de fracturar. En ambos pozos la respuesta fue similar, los eventos se ubican en la zona entre el Punzado\_etapa2 y Punzado\_Etapa\_3.

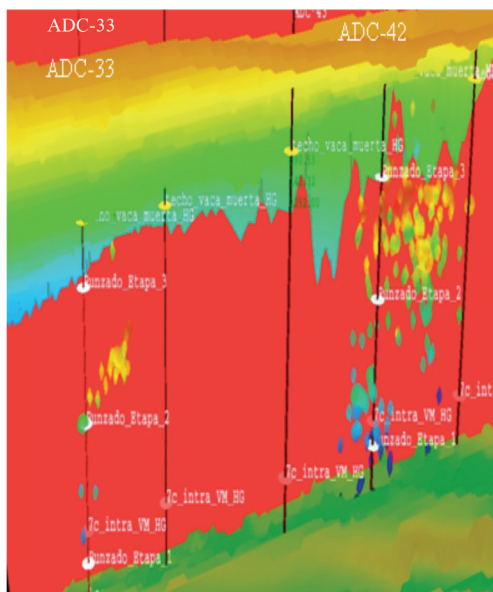


Figura 46. Primera etapa de fractura, Puntos con Módulo de Young.

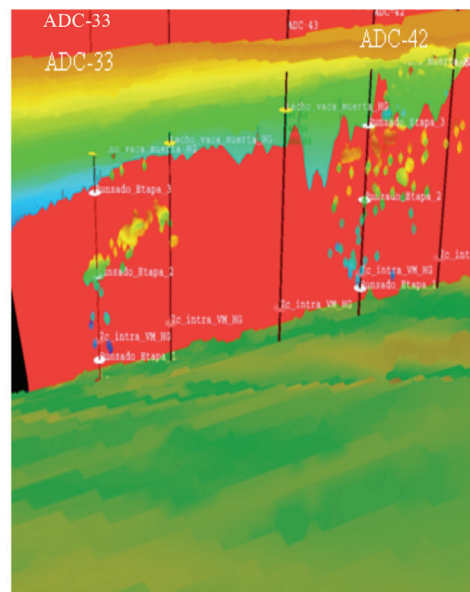


Figura 47. Segunda etapa de fractura, puntos de Módulo de Young.



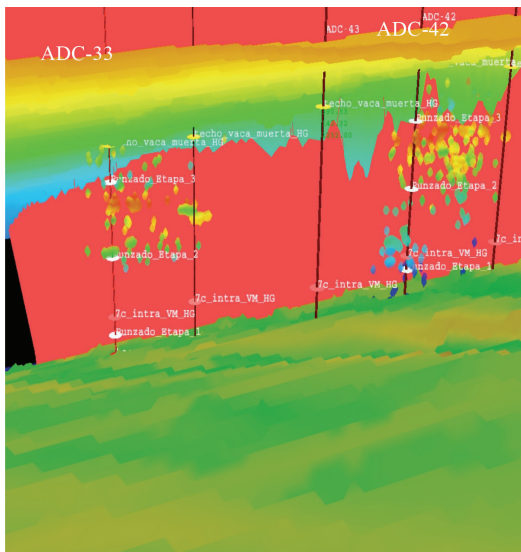


Figura 48. Tercera etapa de fractura, puntos de Módulo de Young.

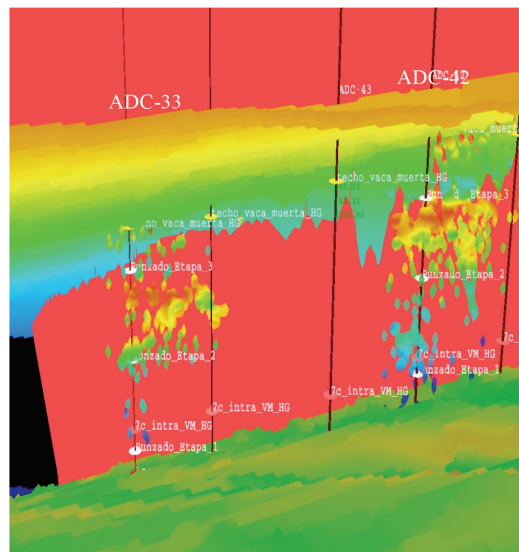


Figura 49. Todas las etapas de fractura, puntos de Módulo de Young.

## CONCLUSIONES

Habiendo generado el modelo geomecánico a través de redes neuronales, y habiendo realizado en dos pozos verticales fracturas no convencionales con monitoreo microsísmico, podemos concluir diversos aspectos, para cada pozo individual como para la respuesta de ambos pozos.

En el ADC-42 los eventos microsísmicos de las distintas etapas se desarrollan en su gran mayoría en la zona media y superior de Vaca Muerta, donde se encuentra la zona más frágil, con mayores valores de Módulo de Young. El camino de fractura siguió una zona de valores bajos de Relación de Poisson, donde el esfuerzo se hace mínimo, y concordante con valores de curvatura máxima marcando una zona flexurada, contenida entre dos fallas.

El ADC-33 se encuentra en una zona estructural más tranquila, con pequeños rasgos de flexuras. Los eventos microsísmicos se alinean y se concentran muy bien a través de estos rasgos. El comportamiento de la fractura es similar al ADC-42, los eventos se desarrollan hacia la parte media y superior de Vaca Muerta, zona de mayor rigidez y mayor módulo de Young, también esta zona posee los menores valores de Relación de Poisson.

La cantidad de eventos microsísmicos y su magnitud es bastante menor en el ADC-33 que en el ADC-42, si bien en éste la fractura fue un 25% mayor. Los eventos microsísmicos del ADC-42 se ubican en forma más dispersa que en el ADC-33, debido a las zonas más flexuradas, por lo tanto con más planos de debilidad, los cuales favorecieron la formación de eventos microsísmicos.

## AGRADECIMIENTOS

A la gerencia de Capex S.A. por permitir publicar este artículo.

## REFERENCIAS CITADAS

- Shaun Maxwell, Schlumberger, 2011, Microseismic hydraulic fracture imaging. The path toward optimizing shale gas production: The Leading Edge March 2011.
- C. Cipolla, S. Maxwell, M. Mack, R. Downie, Schlumberger, 2011, A practical guide to interpreting microseismic Measurements, SPE 144067.
- Adam Baig and Ted Urbanic, Engineering Seismology Group Canada, 2010, Microseismic moment tensors: A path to understanding frac growth: The Leading Edge March 2010.
- Peter M. Duncan, Eric B. Gardner and Douglas C. Nester, 3DX Technologies, Inc., 1997, 3-D seismic imaging in real-time What's stopping us: The Leading Edge October 1997.
- Leo Eisner, Sherilyn Williams-Stroud, Andrew Hill, Peter Duncan, and Mike Thorton, MicroSeismic, 2010, Beyond the dots in the box Microseismicity constrained fracture models for reservoir simulation: The Leading Edge October 2010.
- Leo Eisner and Peter M. Duncan, Microseismic, Werner M. Heilgl, Apache, William R. Keller, Chesapeake Energy, 2009, Uncertainties in passive seismic monitoring: The Leading Edge June 2009.
- Mark Norton and Wayne Hovdebo\*, David Cho\*\*, Shawn Maxwell and Mike Jones\*\*\*Progress Energy Resources, \*\*University of Calgary, \*\*\*Schlumberger, Integration of Surface Seismic and Microseismic for the Characterization of a Shale Gas Reservoir: CSEG Recorder January 2011.
- Ahmed Ouenes, Sigma<sup>3</sup> Integrated Reservoir Solutions, Denver, Colorado, USA, 2012, Seismically Driven Characterization of Unconventional Shale Plays: CSEG Recorder February 2012.
- Adam Koesoemadinata, George El-Kaseeh, 2011, Seismic reservoir characterization in Marcellus shale: Seg San Antonio 2011.
- Rick Rickman, Mike Mullen, Erick Petre, Bill Grieser and Donald Kundert, SPE, Halliburton, 2008, Sigma<sup>3</sup> Integrated Reservoir Solutions, Denver, Colorado, USA. SPE 115258.
- A practical use of shale Petrophysics for Stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett shale.
- Jack P. Dvorkin, 2008, Can gas sand have a large Poisson's ratio?. Geophysics, Vol. 73, N° 2 \_March-April 2008\_; P. E51-E57, 12 FIGS., 1Table. 10.1190/1.2821820.
- Marco Pérez\*, David Close, Bill Goodway, and Greg Purdue, Apache Canada Ltd, 2011, Developing Templates for Integrating Quantitative Geophysics and Hydraulic Fracture: SEG San Antonio 2011 Annual Meeting.
- Carl H. Sondergeld and Chandra S. Rai, University of Oklahoma Completions Data: Part I - Principles and Theory, 2011, Elastic anisotropy of shale: The Leading Edge March 2011.
- Amien M. Lucier, Ronny Hofmann, and L. Taras Bryndzia, Shell International Exploration and Production, Projects & Technology, 2011 Evaluation of

- variable gas saturation on acoustic log data from the Haynesville shale gas play, NW Louisiana, USA: The Leading Edge March 2011
- Melia Da Silva\* and Kurt Marfurt, The University of Oklahoma, 2012, Framework for EUR correlation to Seismic Attributes in the Barnett Shale, TX: SEG Las Vegas 2012 Annual Meeting
- Nicholas B. Harris, University of Alberta, Jennifer L. Miskimins and Cheril A. Mnich, Colorado School of Mines, 2011, Mechanical anisotropy in the Woodford Shale, Permian Basin: Origin, magnitude, and scale: The Leading Edge March 2011.
- Leon Thomsen Delta Geophysics, University of Houston, 2012, On the use of isotropic parameters  $\lambda$ ,  $E$ ,  $\nu$  to understand anisotropic shale behaviour: Istanbul International Geophysical Conference and Oil & Gas Exhibition, Istanbul, Turkey, 17-19 September 2012.
- Joaquín Cardoso\*, Eduardo Trincherro\* and Luis Vernengo\*, Pan American Energy LLC, 2012, A seismic characterization of a non conventional reservoir using geometric and geomechanical attribute: V Simpósio Brasileiro de Geofísica.
- David H. Johnston\*, 1987, Physical properties of shale at temperature and pressure. David H. Johnston\*: Geophysics, Vol. 52, N° 10 (October 1987); P. 1391-1401, 18 FIGS., 2 Tables.
- Manika Prasad, Arpita Pal-Bathija, Merrick Johnston, Marisa Rydzy, and Mike Batzle, Colorado School of Mines, 2009, Rock physics of the unconventional: The Leading Edge January 2009.
- Yanxia Guo, Kui Zhang, and Kurt J. Marfurt, University of Oklahoma, Seismic attribute illumination of Woodford Shale faults and fractures, Arkoma Basin, OK: SEG Denver 2010 Annual Meeting. Petroseis company, Seismic attributes for shale Analysis.
- Bill Goodway and Marco Pérez, Apache, John Vsrsek, Cenovus, Christian Abaco, EnCana, 2010, Seismic petrophysics and isotropic-anisotropic AVO methods for unconventional gas exploration: The Leading Edge December 2010.
- Arcangeo Sena, Gabino Castillo, Kevin Chesser, Simon Voisey, Jorge Estrada, Juan Carcu, Emilio Carmona, and Peggy Hodgkins, Hampson-Russell Software & Services, a CGGVeritas Company, 2011, Seismic reservoir characterization in resource shale plays: Stress analysis and sweet spot discrimination: The Leading Edge July 2011.
- David Paddock, Christian Stolte; John Young, Patricia Kist, Lei Zhang, Javaid Durrani, 2011, Seismic Reservoir Characterization of a Gas Shale Utilizing Azimuthal, Data Processing, Pre-stack Seismic Inversion and Ant Tracking: SEG Las Vegas 2008 Annual Meeting.
- John Henry Alzate\*, Roderick Pérez, Deepak Devegowda, Kurt J. Marfurt, The University of Oklahoma, The value of production logging combined with 3D surface seismic in unconventional plays characterization: SEG Las Vegas 2012 Annual Meeting.
- Yaping zhu, Enru Liu, Alez Martinez, Michel A Payne, and Christopher E. Harris, ExxonMobil Upstream Research Company, 2011, Understanding geophysical responses of shale-gas plays: The Leading Edge March 2011.
- Patrick Connolly, BP Amoco, Houston, Texas, U.S, 1999, Elastic impedance: The Leading Edge April 1999.
- Roger M. Slatt and Younane Abousleiman, University of Oklahoma, 2011, Merging sequence stratigraphy and geomechanics for unconventional gas shales: The Leading Edge March 2011.
- Lev Vernik and Jadranka Milovac, Marathon Oil Corporation, 2011, Rock physics of organic shales: The Leading Edge March 2011.

- Rune M. Holt, Norwegian University of Science and Technology and Sintef Petroleum Research.
- Mohammad H. Bhuiyan, and Morten I. Kolstø, Norwegian University of Science and Technology.
- Audun Bakk and Jørn F. Stenebraten, Sintef Petroleum Research, 2011, Stress-induced versus lithological anisotropy in compacted claystones and soft shales: The Leading Edge March 2011.
- Profesor Ronald Márquez, Materiales de Ingeniería Química, 2009, Comportamiento tenso-deformacional de los suelos.
- Pedro Albedo Poza Gómez, Facultad de Ciencias Físicas, Universidad Complutense de Madrid, 1996, Mecanismos de deformación y rotura de materiales compuestos de matriz metálica.
- Vladimir Labudovic, SPE, INA-Naftaplin, The Effect of Poisson's Ratio on Fracture Height.
- Adam Koesoemadinata, Seismic Reservoir Characterization in Marcellus shale.
- Collin M. Sayers, EAGE, 2010, Geophysics Under Stress: Geomechanical Application of Seismic and Borehole Acoustic Waves: 2010 Distinguished Instructor Short Course, Series No. 13.
- J. Herwanger, N. Koutsabeloulis, EAGE, 2011, Seismic Geomechanics: EAGE Publications.
- José Luis Capuano, Capex S.A., 2014 (IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, noviembre de 2014 – Mendoza, Argentina).