

VACA MUERTA, DESDE EL CUBO SÍSMICO AL MODELO GEOMECAÁNICO

José Luis Capuano¹

1: Capex S.A. jose_luis.capuano@grupocapsa.com.ar

Palabras clave: Sweet spots, TOC, Módulo de Young, Relación de Poisson

ABSTRACT

Vaca Muerta, from the seismic cube to geomechanical model

The exploration of Vaca Muerta Formation with the purpose of extracting hydrocarbons from shales has taken professionals to think of the exploration concept in a different way. We used to search high areas with seals and good porosities. Now we work on areas in any structural position, with no need of the classic seal and very low porosities.

This situation has made engineers use induced fractures to make way for the hydrocarbon drainage. Knowledge of rock geomechanics is fundamental for fracture design, and this is obtained from petrophysicists who have given us specific data of well logs and core samples.

The change in concept has made geophysicists adopt new ideas and see seismic data from other angles. The search is now focused on finding sweet spots, which are defined by the organic content, rock fragility, and content of natural fractures, efforts, anisotropy and maturity.

Young's module and Poisson's ratio are fundamental parameters to understand the geomechanical behavior of the rock.

Mentioned data are exact, and with seismic as external attribute, we can expand data in three dimensions, with the aim of giving geologists and engineers information on the behavior of the formation outside the actual well areas.

This paper will illustrate the steps applied, from the first observations of the seismic cube at different levels of the Vaca Muerta Formation to the definition of the geomechanical model.

PROCEDIMIENTO

Frente a la necesidad de encarar el estudio de Vaca Muerta, en el campo Agua del Cajón, situado a 20 km al oeste de la ciudad de Neuquén, el primer elemento observado fue la sísmica de superficie.

La Figura 1, muestra la migración *prestack* Kirchhoff de una línea sísmica, focalizada en Vaca Muerta. Aquí podemos observar, según el carácter sísmico, tres paquetes bien diferenciados. La base, delineada por horizontes continuos y de buena definición, la zona intermedia, donde el carácter sísmico es diferente al anterior con horizontes de baja definición, y la parte superior, (tope de Vaca Muerta), con una buena continuidad pero diferente a la base.

Esta primera observación básica, nos llevó a pensar que podíamos dividir a la formación en tres unidades.

El paso posterior fue generar una inversión acústica (Figura 2), para estudiar el fenómeno desde los parámetros acústicos. Aquí se ven claramente las tres zonas muy bien diferenciadas.

La base de Vaca Muerta, con baja impedancia acústica, nos podría estar mostrando la presencia de alto contenido orgánico (YAPING ZHU, The Leading Edge March 2011) Las capas superiores con menos impedancia acústica, mostrarían que el contenido orgánico disminuye. Estas fueron las primeras suposiciones en base a un parámetro acústico.

A partir de estas ideas, el próximo paso fue relacionar los datos de parámetros geomecánicos y de contenido orgánico, con la sísmica, la cual trae información intrínseca de esos parámetros.

Desde la petrofísica se generaron perfiles del Módulo de Young, relación de Poisson, Fragilidad, TOC. Por medio de redes neuronales, y tomando como atributo externo la impedancia acústica, se calcularon cubos de estos atributos.

Para el cálculo de atributos físicos se usaron 7 pozos distribuidos como muestra la Figura 3, y para el TOC, se usaron 19 pozos Figura 4.

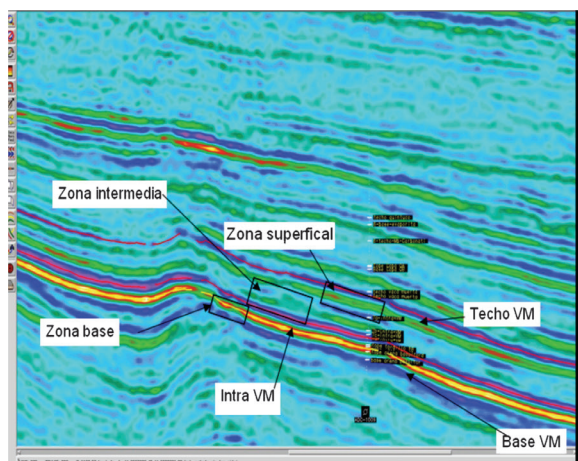


Figura 1. Línea sísmica.

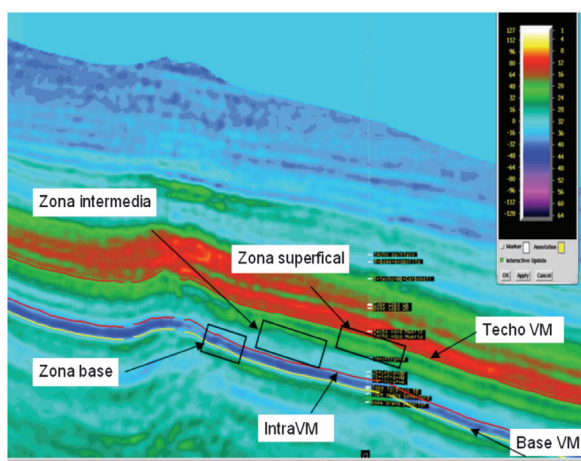


Figura 2. Impedancia Acústica.

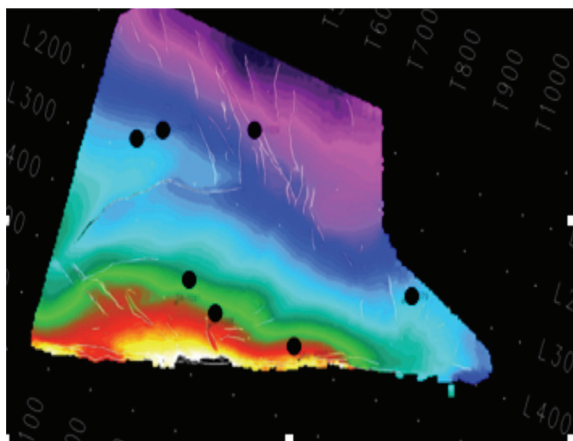


Figura 3. Pozos usados para el cálculo de atributos físicos de las rocas de Vaca Muerta. Isócrono de tope de vaca muerta.

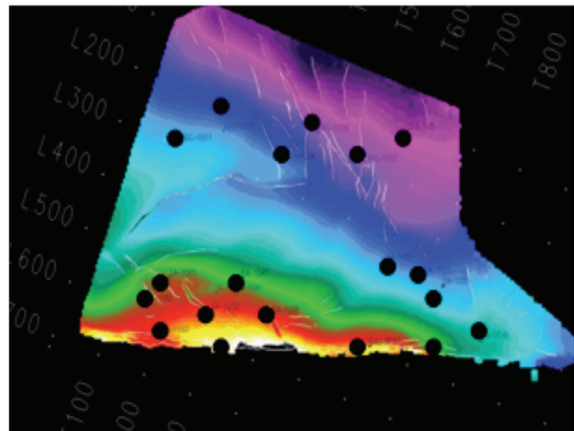


Figura 4. Pozos usados para el cálculo de TOC de Vaca Muerta. Isócrono de tope de vaca muerta.

La Figura 5 muestra la validación de los perfiles calculados con redes neuronales. Cada uno de estos perfiles, fueron calculados sin tener en cuenta el perfil del que disponemos como dato. El perfil predicho en esa posición, (en rojo en la figura), se puede comparar con el original y tener una idea concreta de la confiabilidad de la solución obtenida. Las correlaciones obtenidas fueron muy buenas, Figuras 5, 6 y 7.

La Figura 6 muestra una línea del cubo de fragilidad junto con el perfil.

La base de Vaca Muerta muestra la zona menos frágil, aumentando en la parte intermedia y haciéndose más frágil en la parte superior, debido a que el contenido orgánico disminuye.

En la Figura 7, se aprecia una línea extraída del cubo de TOC, junto con un perfil de TOC.

La base de Vaca Muerta muestra el mayor contenido de TOC, disminuyendo hacia la zona intermedia, y con valores menores aun en la parte superior.

Esto nos ratifica la hipótesis que habíamos planteado en base a la impedancia acústica, esto es menor impedancia mayor TOC.

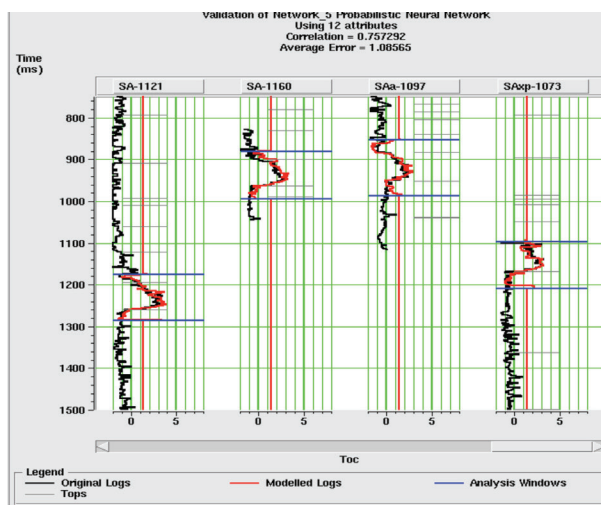


Figura 5. Validación.

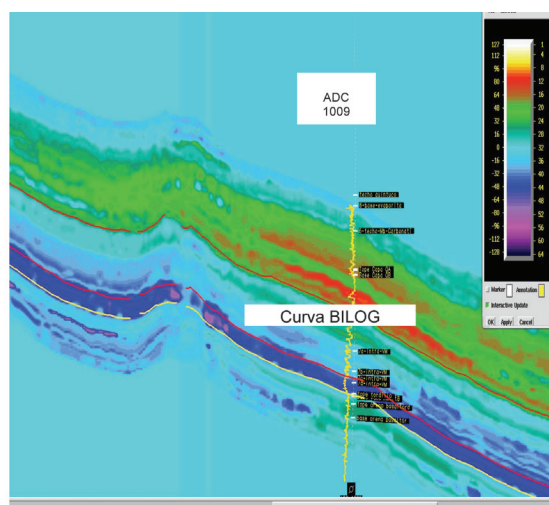


Figura 6. Línea de fragilidad.

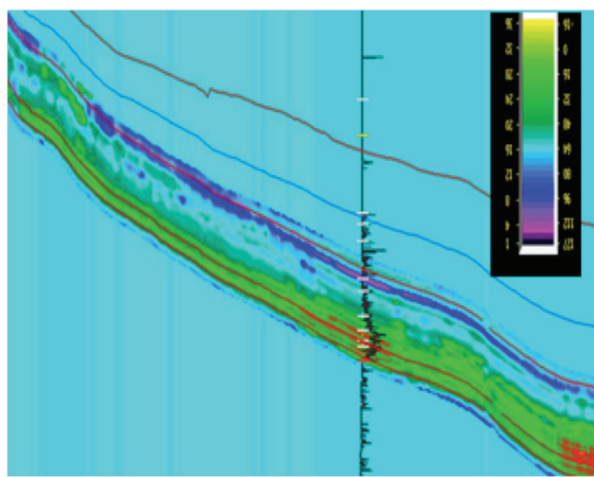


Figura 7. Línea de TOC.

Efectos de la materia orgánica (TOC) sobre los parámetros elásticos

La velocidad de las ondas acústicas en las rocas, es afectada por diversos elementos, tales como litología, porosidad, contenido de fluidos, permeabilidad, campo de esfuerzos, etc., y también por el contenido de materia orgánica, el cual es muy importante a la hora de definir un *sweet spot*.

Veamos cómo afecta la materia orgánica a los parámetros elásticos. De acuerdo al *Plot* ternario (Passey *et al.*; 2010) las *shale gas* pueden ser más ricas en ciertos minerales que en otros, Figura 8, aquí vemos en naranja la distribución de puntos para rocas más cuarzosas y en gris para más arcillosas.

Analicemos el comportamiento de la impedancia y velocidad respecto del TOC, para *shales* ricas en silicio y en arcilla.

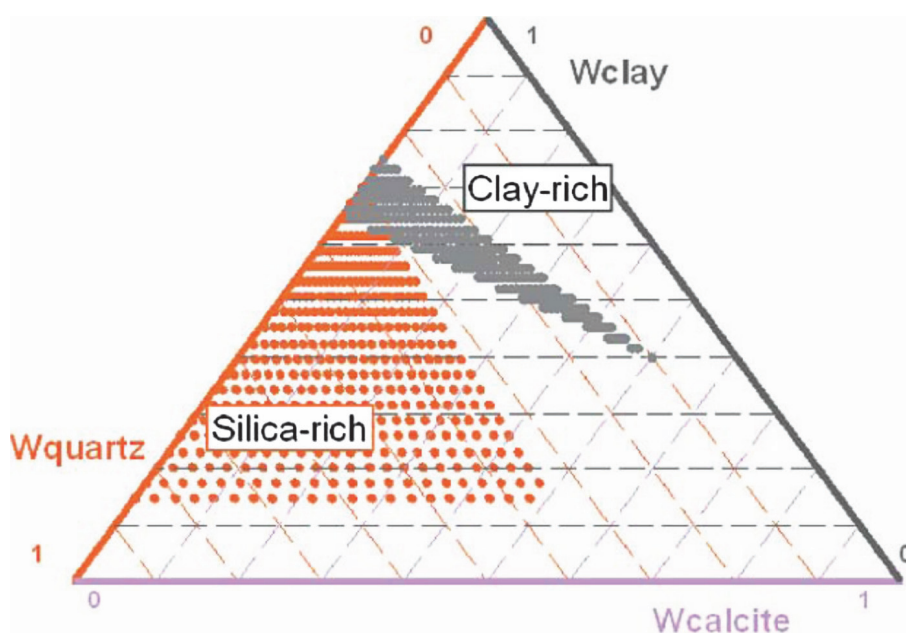


Figura 8. *Plot* Ternario de composición de minerales de varios reservorios de *shale gas* (adaptado de Passey *et al.*, 2010).

El *cross Plot* de la Figura 9, nos muestra la impedancia p , contra VP/Vs y el TOC.

La Figura “a” es para rocas ricas en silicio, y la “b” para rocas ricas en arcilla.

En ambas el mayor TOC está relacionado con bajas impedancias. En las rocas ricas en silicio, las variaciones de impedancia y Vp/Vs son mayores que en las rocas ricas en arcilla. Puntos a-c y d-e.

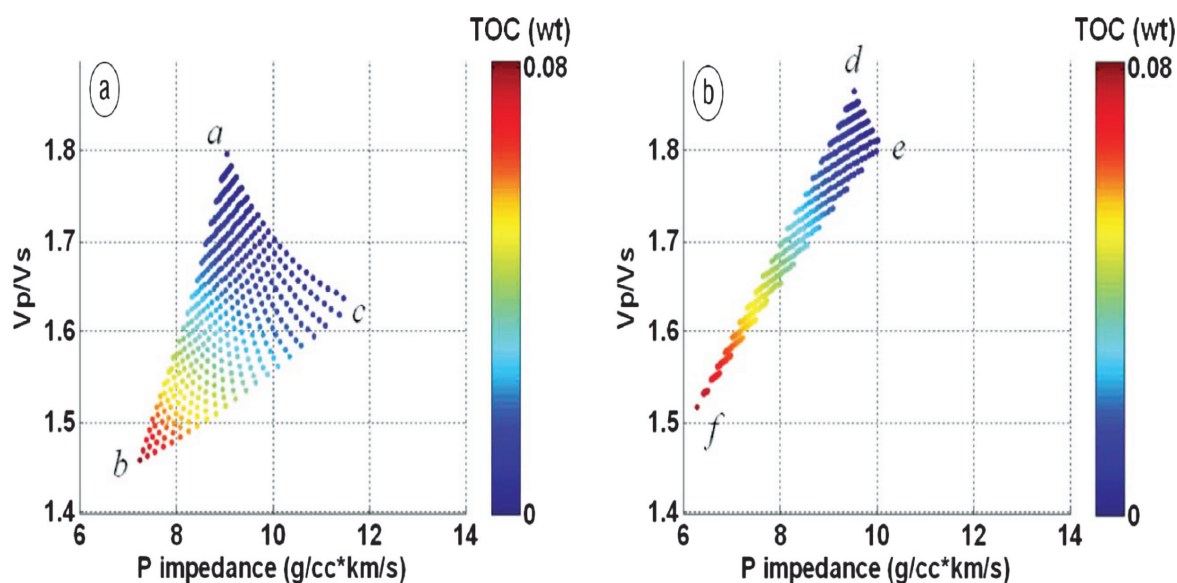


Figura 9. Cross Plot de impedancia P contra Vp/Vs (con escala de color de TOC) para dos escenarios: a. roca rica en silicio y, b: roca rica en arcilla.

Este mismo estudio lo realizamos con los datos de los cubos de propiedades, y los resultados se muestran en la Figura 10. En ella se observa que la nube con mayor densidad de puntos violeta, marca la zona más profunda de Vaca Muerta y es la que tiene mayor TOC. La zona de menor TOC, está representada por la nube de la parte superior izquierda, mostrando los puntos pertenecientes a zonas más superficiales.

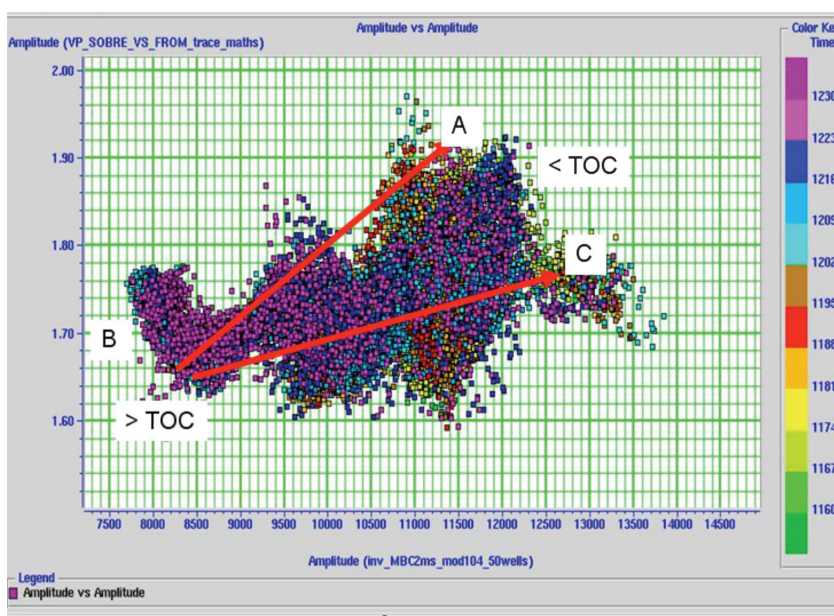


Figura 10. Crossplot entre inline 350-355 y xlines 70-350.

Si marcamos un triángulo y comparamos los tres gráficos vemos que en la Figura 9, rocas ricas en silicio tienen vértices:

A: 9000 – 1.8; B: 7000 – 1.45; C: 11900 – 1.63

Las rocas ricas en arcilla, (Figura 9b) tienen vértices:

D: 9500 – 1.85; E: 10000 – 1.8; F: 6000 -1.5

Mientras que en la Figura 10 los vértices son:

A: 11500 – 1.9; B: 8400 – 1.65; C: 12500 – 1.75

Comparando todas las figuras, podemos ver que nuestra curva se asemeja más a la curva rica en silicio que a la curva rica en arcilla.

Esta comparación toma más peso cuando desde la petrofísica se comprueba que nuestra *shale* es de bajo contenido arcilloso. Todo este análisis, no tiene un valor cuantitativo, pero sí nos da la idea que los datos obtenidos desde nuestros atributos tienen coherencia con la realidad física y mineralógica del yacimiento.

Ahora, veamos qué nos muestra un *crossPlot* entre la velocidad P contra VP/VS, y el TOC Figura 11.

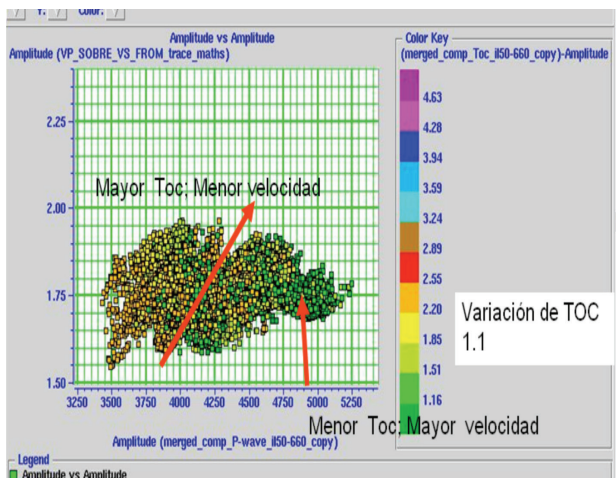


Figura 12. Muestra cómo se comporta el TOC con la Velocidad.

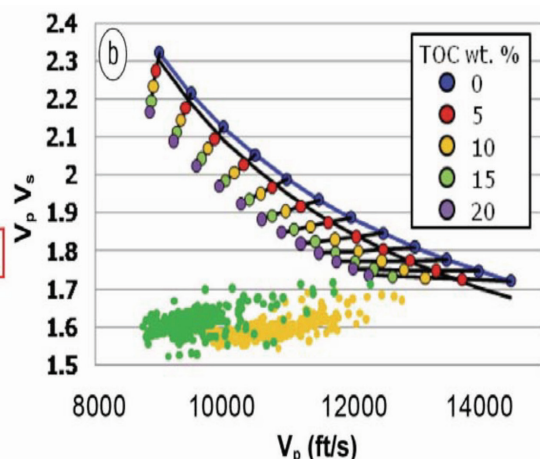


Figura 11. Del artículo *Evaluation of variable gas saturation on acoustic log from the Haynesville Shale gas play, NW Louisiana, USA*.

Aquí se ve claramente como las zonas de mayor TOC se muestran con menor velocidad, y cómo se discrimina.

Analizando el comportamiento en una parte de nuestro yacimiento, vemos en la Figura 12, una clara discriminación entre las velocidades y el TOC. La zona con menor velocidad está definida por los puntos amarillos (TOC 2.2 aproximadamente) y los puntos verdes, (TOC 1.1 aproximadamente).

Pudimos mostrar con este análisis cómo afecta la materia orgánica a la velocidad y la confiabilidad de nuestros datos obtenidos por redes neuronales.

Módulo de Young y Relación de Poisson

Rickman *et al.* (2008), sugirió que formaciones con valores altos del módulo de Young y baja relación de Poisson son más frágiles, mientras que bajos valores de Young y altos de Poisson, se tornan más dúctiles. Esta característica es importante en la estimulación de fracturas hidráulicas. La fragilidad, aparte de indicarnos la habilidad de iniciar una fractura, también nos indica la posibilidad de mantener su conductividad en el tiempo.

La figura 13 nos muestra un *cross Plot* de la relación de Poisson y Módulo de Young junto con la fragilidad en *Woodford Shale*. El *Woodford* inferior, formado por rocas ricas en arcilla y pobres en cuarzo, muestra la zona dúctil (verde). El *Woodford* superior con rocas ricas en cuarzo y pobres en arcillas, muestra la zona frágil, (rojo).

En nuestro yacimiento, el comportamiento es similar. La Figura 14, es un *Cross Plot* desde todos los pozos que tienen calculados el módulo de Young (estático) y se aprecia claramente las relaciones anteriormente mencionadas.

El mismo *crossPlot* se realizó con los cubos obtenidos a partir de estos datos, Figura 15, en una zona determinada del yacimiento, mostrando el mismo comportamiento.

Esto nos da un grado alto de confianza en el cálculo realizado.

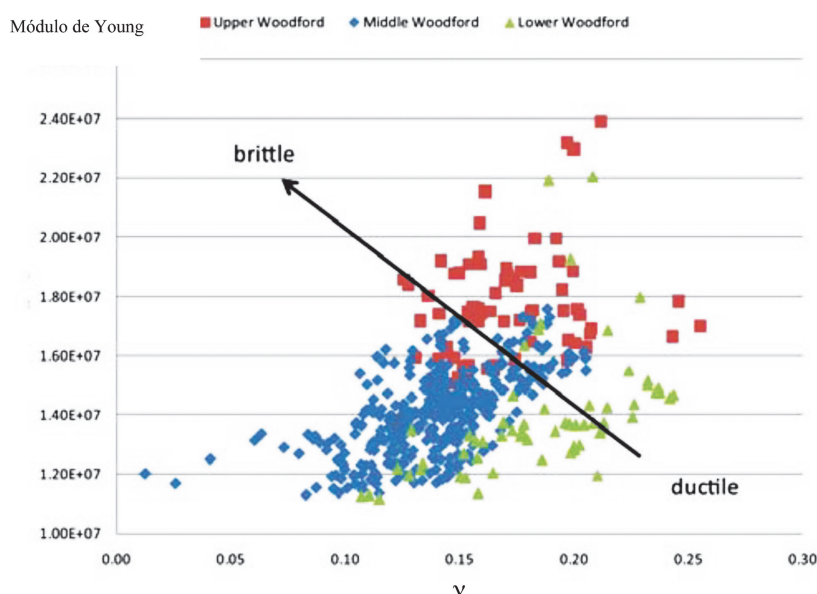


Figura 13. *Crossplot* del módulo de Young (E) versus relación de Poisson (ν) en *Woodford Shale*.

Se observa tanto en el *crossPlot* de pozos como en los cubos de atributos, que la fragilidad crece en el mismo sentido. Mayor módulo de Young mayor fragilidad, y menor relación de Poisson mayor fragilidad.

Se observa que para pasar de menor fragilidad a mayor, el módulo de Young varía de 30000 a 90000 MP, es decir 3 veces, mientras que Poisson varía de 0.3 a .25, (20 %) esto nos indica que las pequeñas variaciones de Poisson se corresponden con grandes variaciones en la fragilidad.

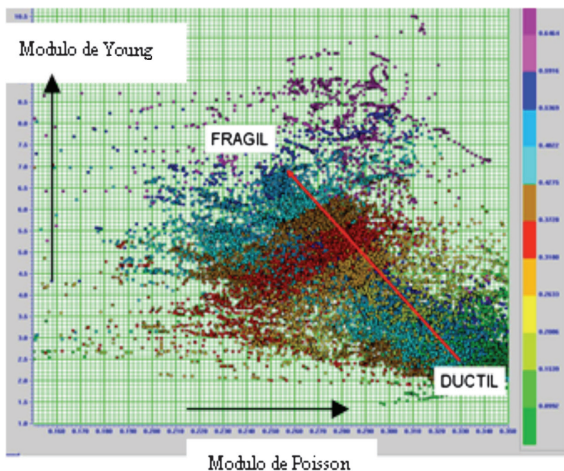


Figura 14. *Crossplot* hecho con Perfiles de Rel. de Poisson v Mod. de Young.

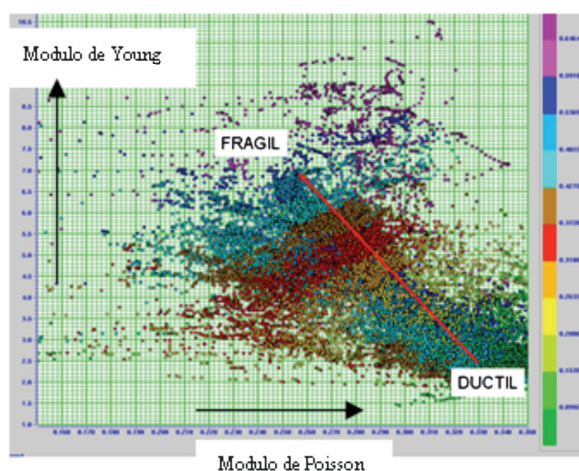


Figura 15. *Crossplot* hecho con cubos de atributos de Rel. de Poisson v Mod. de Young.

Veamos ahora la relaciones independientes entre la fragilidad y el Módulo de Young, y la fragilidad y la Relación de Poisson. En la Figura 16 a la izquierda, tenemos reflejado el Módulo de Young versus la Fragilidad, mientras que a la derecha mostramos la relación de Poisson versus fragilidad. En ambos casos la escala de colores representa las profundidades expresadas en unidades de tiempo.

En el gráfico de la derecha, se ve la tendencia para toda la formación Vaca Muerta (desde el tope a la base, en un área determinada del yacimiento (Flecha roja), mayor Young, Mayor Fragilidad.

Por otro lado, diferenciamos tres subzonas muy bien definidas, correspondientes a la base, la zona media y la parte superior de Vaca Muerta. La Base (flecha roja), con mayor TOC presenta los valores más bajos de Young y Fragilidad. La zona media con menor TOC se hace mas frágil (flecha azul). La parte superior, aún con menor TOC, muestra mayor fragilidad y mayor Young (flecha blanca). Por otro lado, las diferentes pendientes de estas flechas, son debidas a que el TOC disminuye desde la base al tope de Vaca Muerta.

El gráfico de la derecha, nos muestra las tres zonas observándose la base de Vaca Muerta, donde aumenta la fragilidad al disminuir Poisson, (flecha roja izquierda) y la zona intermedia y el tope, diferenciada de la anterior, con el mismo comportamiento (Flecha Roja derecha). Este comportamiento refleja muy bien las características de estas rocas, mayor TOC en la base y mas calcáreo en el tope.

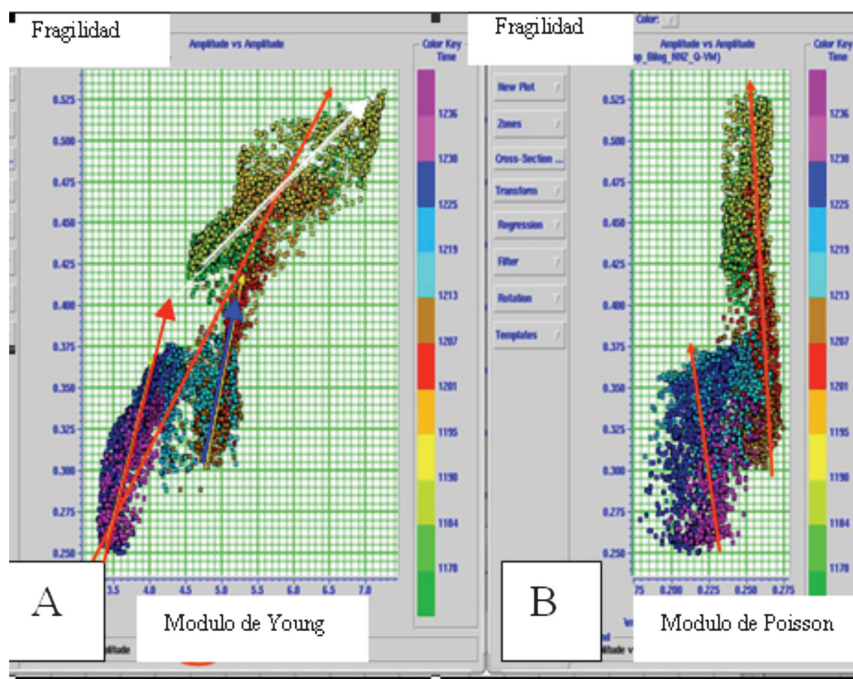


Figura 16. A: *Crossplot* entre Fragilidad y Young; B: *Crossplot* entre Fragilidad y Poisson.

Por otro lado, tanto el módulo de Young como la relación de Poisson, son parámetros geomecánicos que nos ayudaran a tener una idea de la dirección de propagación de la fractura inducida; las fracturas tenderán a propagarse hacia la zona de menores valores de Poisson, Figura 17.

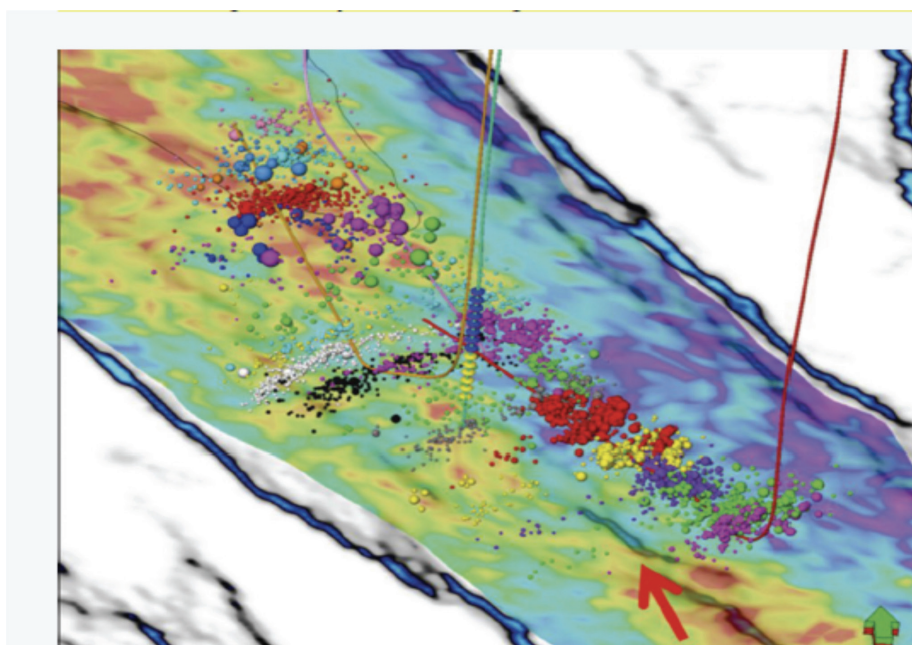


Figura 17. Integración de microsísmica con mapa de la relación de Poisson. Valores naranjas y amarillos son los menores valores de la relación Poisson. Mark Norton and Wayne Hoydebo*; David Cho*; Shawn Maxwell and Mike Jones***.

Análisis de atributos geomecánicos

Para la determinación de *sweet spots*, existen ciertas condiciones que se tienen que cumplir en la exploración de una *shale gas-oil*.

Asumiendo que la madurez es aceptable en la zona de estudio, las condiciones mínimas necesarias para entender el reservorio son tener un valor razonable de materia orgánica, superior a 2; tener una zona suficientemente frágil que favorezca a la fractura; tener fracturas naturales y conocer el esfuerzo horizontal mínimo (*Seismically Driven Characterization of Unconventional Shale Plays Ahmed Ouenes, Sigma³ Integrated Reservoir Solutions, Denver, Colorado, USA*).

La definición de fragilidad varía de autor en autor. Puede tomar diferentes significados dependiendo de la geografía del campo y del cientista.

Altindag (2003) discutió varias definiciones de fragilidad, Rickman *et al.* (2008) uso en Barnett Shale la definición que combina el Módulo de Young (E) y la relación de Poisson σ .

La fragilidad es asumida tener dos componentes, una relacionada a la Rotura (*failure*) BRT σ , que depende de la relación de Poisson, y otro relacionado a la capacidad de la roca de mantener abierta una fractura BRTE, dependiente del módulo de Young

$$\text{BRTE} = (E - 1) / (8 - 1) * 100$$

$$\text{BRT } \sigma = (\sigma - 0.4) / (0.15 - 0.4) * 10$$

Donde E es el módulo de Young y σ la relación de Poisson.

La Fragilidad es definida como:

$$\text{BRT} = (\text{BRTE} + \text{BRT } \sigma) / 2$$

Las zonas con fracturas naturales son muy favorables para definir *sweet spots*, ya que si están abiertas, son un lugar natural para acumulación de hidrocarburos, y si están cerradas, son relativamente fáciles de abrir y generan el camino para que el hidrocarburo fluya luego de una fractura inducida. A través de la geofísica el atributo de curvatura es apropiado para la demarcación de estas zonas (en una macroescala), como así también el análisis de amplitud con el azimut y por supuesto el conocimiento total del campo de esfuerzos.

En cuanto al esfuerzo horizontal mínimo la expresión simplificada nos muestra como es la dependencia con la relación de Poisson. Vemos que a menor Poisson menor esfuerzo, y más fácil de fracturar.

$$\text{ESFUERZO hor} = (\text{Poisson} / 1 - \text{Poisson}) \text{ESFUERZO vert} + \dots$$

En base al concepto de cada uno de los atributos, desde los cubos de atributos se obtuvieron los mapas correspondientes a tres zonas dentro de vaca muerta, la base, la zona intermedia y el tope.

A continuación mostraremos el estudio sobre la zona cercana a la base de Vaca Muerta.

La Figura 18 nos muestra un mapa de fragilidad y de TOC, calculado entre la base de Vaca muerta y un horizonte intra Vaca Muerta, donde podemos diferenciar dos grandes grupos. La zona sur, con bajos valores de TOC y Fragilidad, y la norte con mejores valores de ambos atributos.

Dentro de la zona norte, vemos 3 subgrupos, el del oeste, con valores aproximados de TOC de 3 y fragilidad de 0.3, el central con TOC de 4 y fragilidad de 0.33 y el este, con TOC de 4.6 y fragilidad de 0.33. Ya teniendo diferenciadas estas zonas, veamos qué nos dice el atributo de curvatura máxima en la Figura 19. Aquí observamos que la zona posee una serie de fallas y entre estas aparecen alineamientos marcándonos zonas con flexuras lo cual nos indica que dicho área estuvo sometido a grandes esfuerzos. Como estamos en una zona relativamente frágil, (al menos mas frágil que el sur) podemos pensar que aparecerán frecuentemente fracturas naturales, y estarán ligadas a los alineamientos flexurales.

Como vimos anteriormente, las zonas con altos valores del Módulo de Young y bajos valores de Poisson, serían las más favorables para las fracturas. Así generamos mapas de Young y Poisson, buscando esas condiciones. Las Figuras 20 y 21 muestran dichos atributos. La Figura 22 nos muestra un indicador de zonas más favorables para las fracturas. Este atributo es obtenido de dividir módulo de Young por la relación de Poisson. Las zonas con altos Young y bajos Poisson serán representadas por los mayores valores.

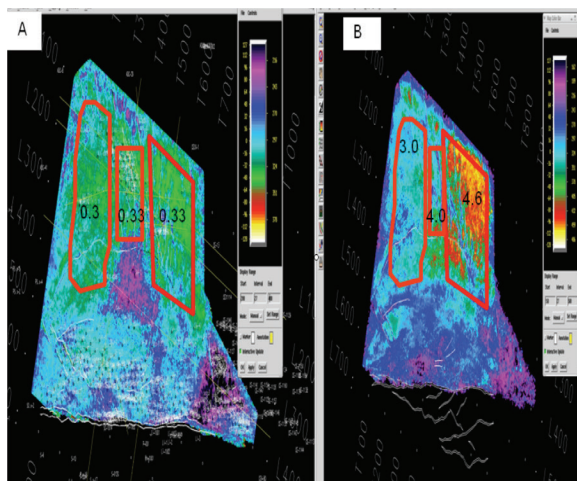


Figura 18. A. Fragilidad entre Intra VM y Base VM, B: (TOC) entre Intra VM y Base VM.

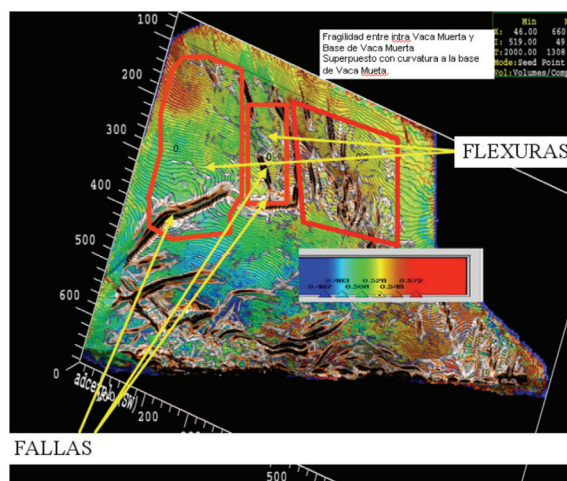


Figura 19. Curva a la base de Vaca Muerta.

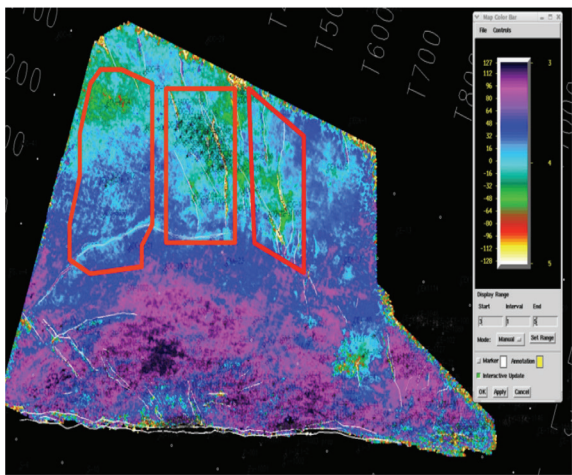


Figura 20. Módulo de Young entre Base e intra Vaca Muerta.

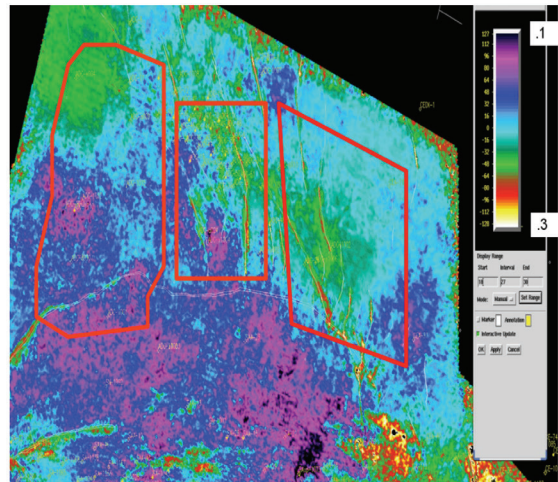


Figura 21. Relación de Poisson entre Base e intra Vaca Muerta.

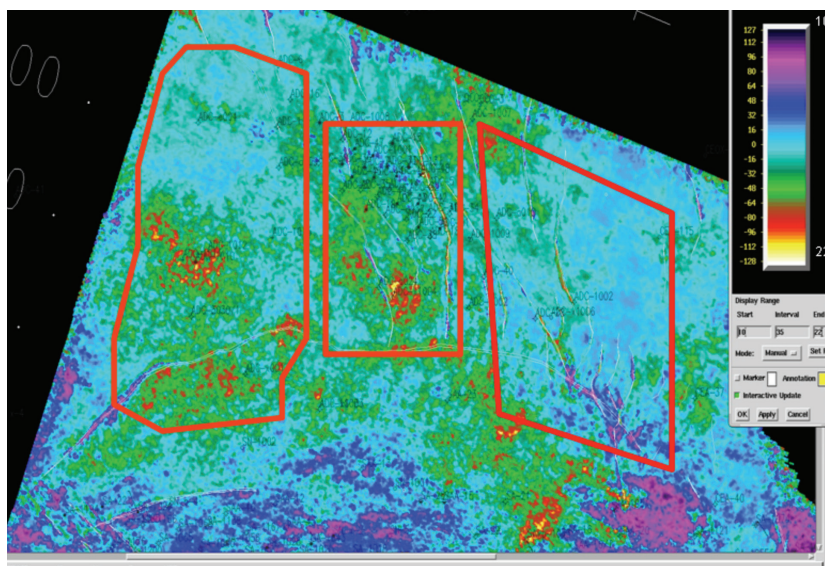


Figura 22. Indicador de mejor condición de fractura entre intra y base de Vaca Muerta. Módulo de Young dividido Poisson.

El uso de *crossPlot* de propiedades adecuadas, es una herramienta muy útil para definir zonas de interés. Si realizamos el *crossPlot* la fragilidad y la relación de Poisson, como ya mencionamos, los valores altos de fragilidad nos marcaran zonas más propensas a fractura, y valores menores de Poisson, marcaran las zonas de esfuerzos horizontales mínimos, el camino más probable de la fractura. La Figura 23 muestra una línea de Fragilidad donde vemos bien definida las zonas frágiles (amarilla a roja –marrón) y la dúctil (verde). La Figura 24, muestra la Relación de Poisson, con algunas zonas de menor valor (amarillo), dentro de una zona de valores más altos (azul). La

combinación entre estos valores y los valores altos de fragilidad, serían las zonas más propicias para guiar un pozo horizontal con buenas condiciones para la fracturación.

Para definir esa condición, realizamos un *crossPlot* entre ambos atributos como el de la Figura 25. Marcamos una zona 1 con valores relativamente altos de fragilidad y todos los valores de Poisson, y lo vemos en la Figura 27, en color celeste. Haciendo lo mismo, pero ahora seleccionando los valores bajos de Poisson entre todos los anteriormente marcados (Figura 26). Vemos en la Figura 27 la zona roja, que sería la zona con valores altos de Fragilidad y valores bajos de Poisson.

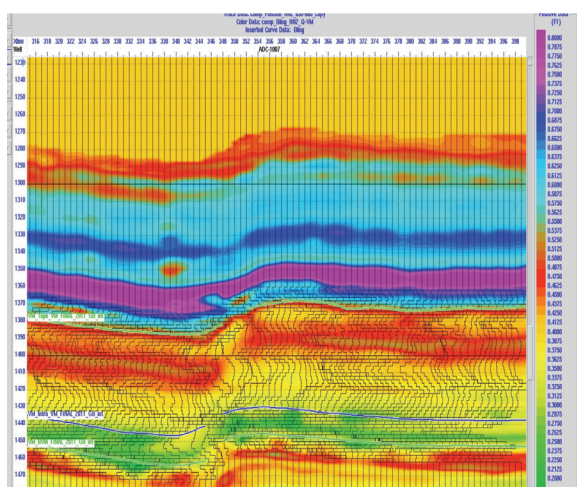


Figura 23. Línea de Fragilidad.

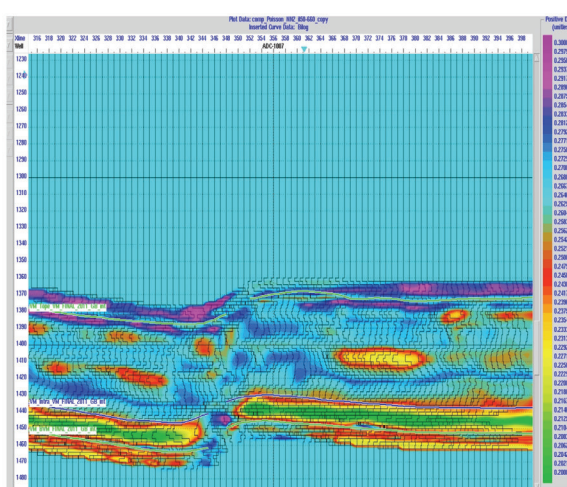


Figura 24. Línea de Relación de Poisson.

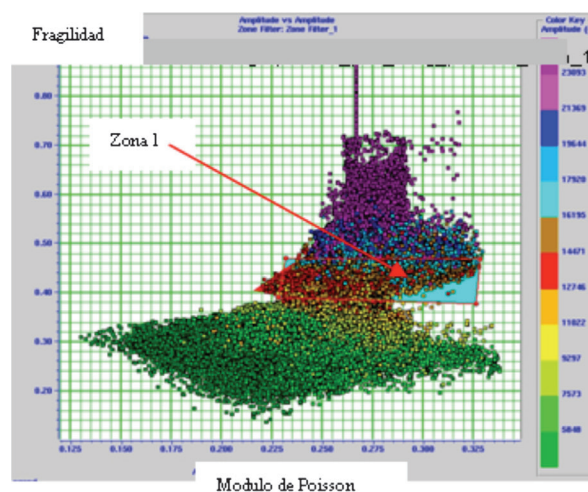


Figura 25. *Crossplot* entre Relación de Poisson y Fragilidad, zona 1.

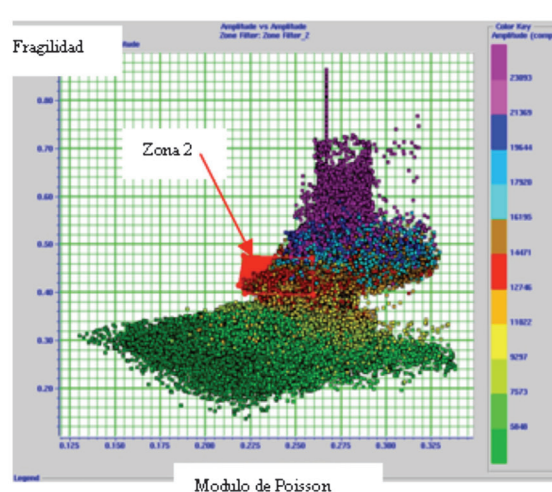


Figura 26. *Crossplot* entre Relación de Poisson y Fragilidad, zona 2.

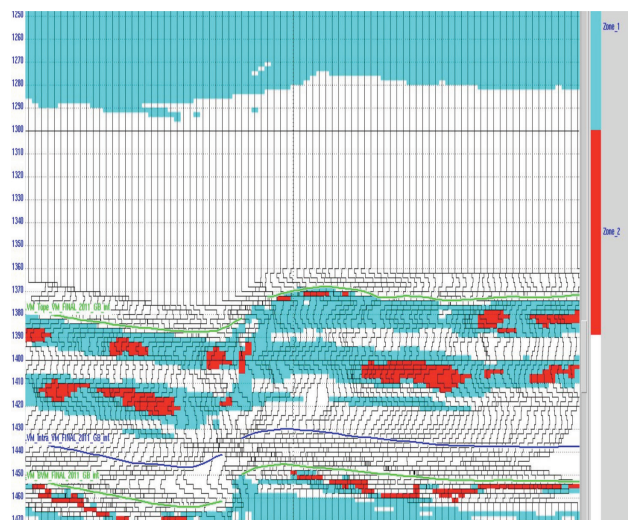


Figura 27. Línea con Zona 1 (celeste) y Zona 2 (rojo).

CONCLUSIONES

Frente a la necesidad de entender el comportamiento del yacimiento para la formación Vaca Muerta, se generaron por medio de redes neuronales y a partir de datos puntuales de curvas de Fragilidad, TOC, Módulo de Young, Relación de Poisson, los cubos de dichas propiedades para extenderlas a todo el yacimiento.

Dicho trabajo usó como atributo externo la impedancia acústica obtenida a partir de una inversión acústica.

Desde los cubos de propiedades, se obtuvieron mapas para tres niveles de Vaca Muerta. La base, una zona intermedia y el tope, este trabajo solo muestra el resultado con los datos de la base.

A partir de estos mapas, se buscaron las zonas donde se conjugaran el contenido orgánico, la fragilidad, la curvatura, y donde los valores de módulo de Young y Relación de Poisson sean apropiados para que los esfuerzos mínimos sean favorables a la fracturación. Por medio del *crossPlot* de propiedades podemos definir zonas apropiadas para la guía de pozos horizontales.

Toda esta información nos mostró la extensión de la zona más favorable del yacimiento, que se encuentra al norte, lugar donde tenemos que poner el esfuerzo en la primera etapa de la exploración.

Desde el punto de vista geofísico, todo el trabajo se realizó con los datos disponibles al momento del planteo de la exploración, los cuales se basaron en la inversión acústica como atributo externo desde una sísmica *prestack*.

Los pasos siguientes, deberían ser en base a una inversión AVO, o directamente hacer uso de nuevos algoritmos para obtener cubos de anisotropía, esfuerzos, presiones, etc. y así apoyar a los ingenieros y geólogos en forma más detallada.

AGRADECIMIENTOS

Al Geofísico Guillermo Vihari por haber llevado a cabo la generación de los cubos de atributos geomecánicos.

A la gerencia de Exploración y Desarrollo 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, Sigma³ 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, Sigma³ 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 Dhale 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 λ , E , ν to understand anisotropic *shale* behaviour: Istanbul International Geophysical Conference and Oil & Gas Exhibition, Istanbul, Turkey, 17-19 September 2012.
- Joaquín Cardoso*, Eduardo Trinchero* 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 Carcuz, 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 Perez, Deepak Devegoda, 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.