



Vaca Muerta, desde el cubo sísmico al Modelo Geomecánico

Por **José Luis Capuano** (Capex S.A.)

Este trabajo ha sido galardonado con el 1º Premio del Simposio de Geofísica del IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mendoza, 2014).

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.

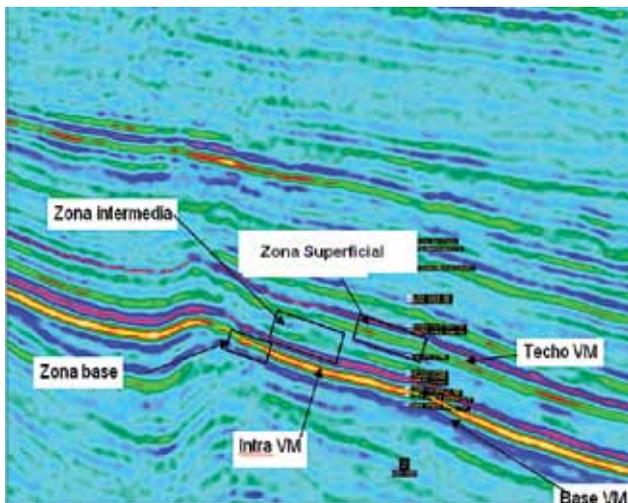


Figura 1. Línea sísmica.

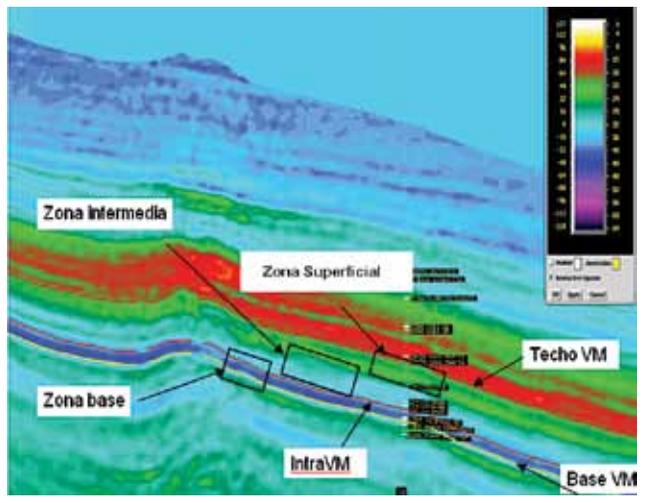


Figura 2. Impedancia acústica.

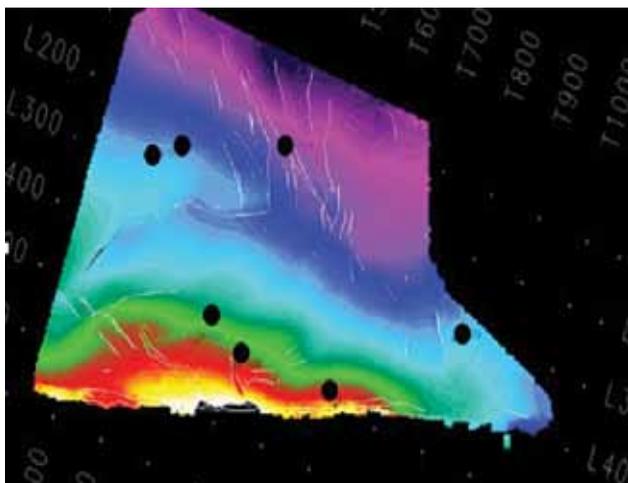


Figura 3. Pozos usados para el cálculo de atributos físicos de las rocas de Vaca Muerta. Isócrono de tope de Vaca Muerta. Mapa de tope de Vaca Muerta.

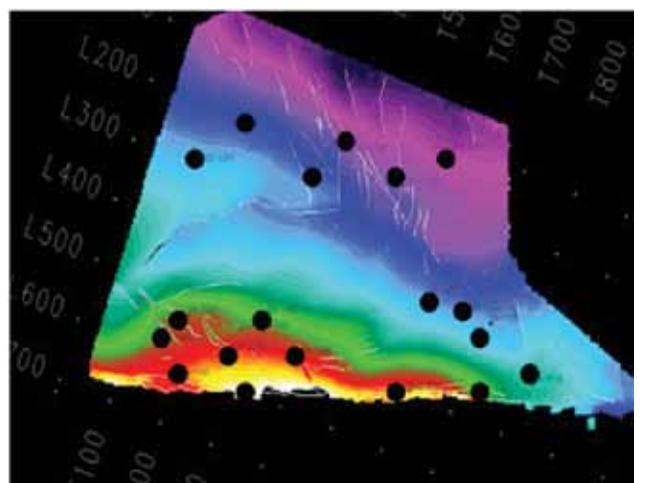


Figura 4. Pozos usados para el cálculo de TOC de Vaca Muerta. Isócrono de tope de Vaca Muerta.

La base de Vaca Muerta, con baja impedancia acústica, nos podría estar mostrando la presencia de alto contenido orgánico (Yaping Zhu, *The Leading Edge*, marzo de 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).

La figura 5 muestra la validación de los perfiles calculados con redes neuronales. Cada uno de estos perfiles fue calculado 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

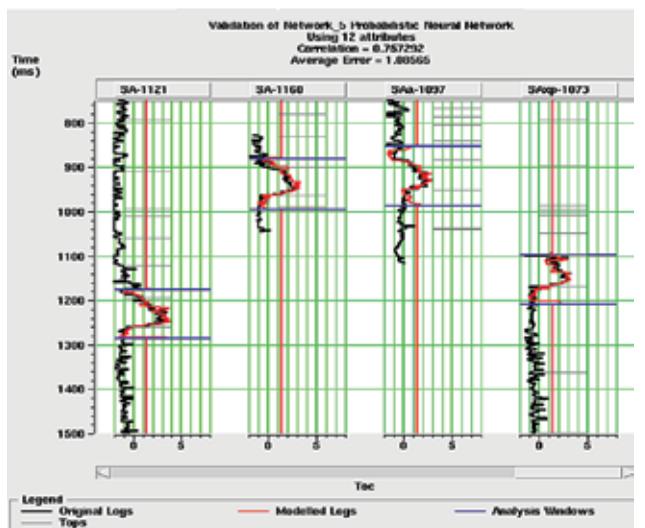


Figura 5. Validación.

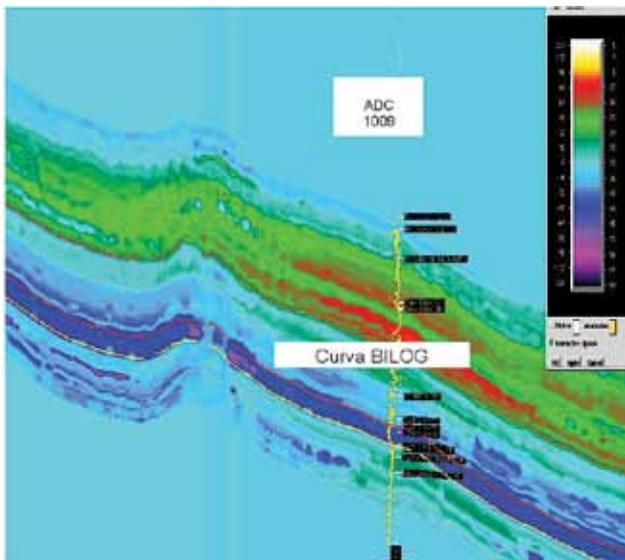


Figura 6. Línea de fragilidad.

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.

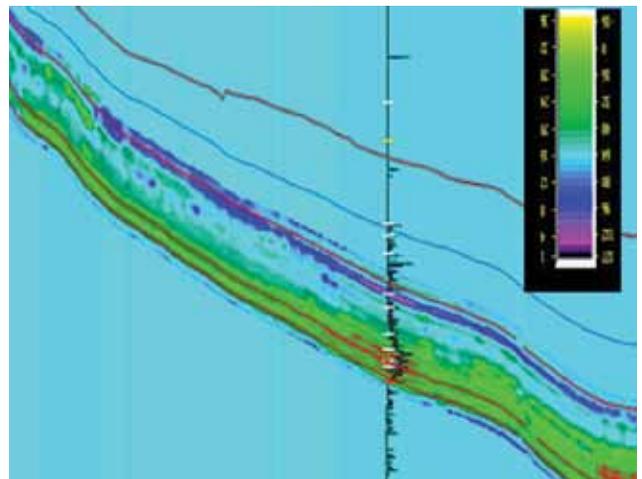


Figura 7. Línea de TOC.

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

AGUSTI L. S.R.L.

Subastas de Activos Industriales

Yerbal 2105 1er Piso Of. "A" C1406GJW | Ciudad de Buenos Aires | República Argentina

Tel/Fax: 011 5430.8000 | 011 5430.9000 | info@agustisubastas.com.ar | www.agustisubastas.com.ar

Especialistas en Subastas de Rodados, Equipos y Materiales del Sector Petrolero

“Un apellido con 50 años al servicio de la Industria”



ESFEROMATIC

El primer pozo de **Shale Gas** en Argentina produce con **Válvulas de Control Esferomatic...**



Licencia FOXBORO



Válvula de Control V1

Esferomatic fabrica, bajo licencia desde 1991, las Válvulas de Control Foxboro, siendo el único fabricante en el mundo.

Las válvulas de control V1S y V1C tienen certificación ISO 9001 de Det Norske Veritas.



Planta Industrial, Administración y Ventas: Gran Canaria 3010, Esquina Laprida - (B1878EEJ) Quilmes Bs. As. Argentina
Tel.: (54-11) 4278-3000 (Líneas rotativas) / Fax: (54-11) 4278-2317/2894 / E-mail: ventas@esferomatic.com.ar

www.esferomatic.com.ar

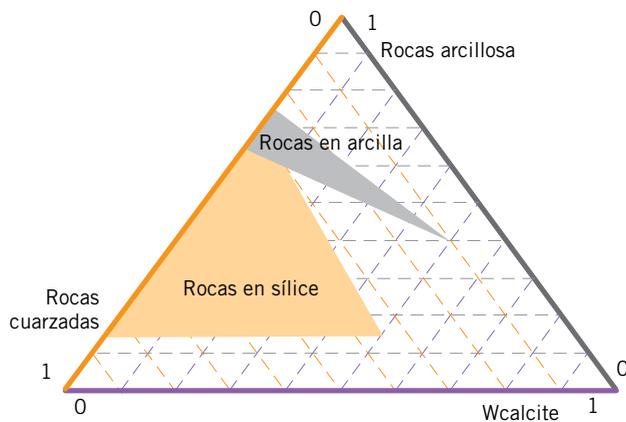


Figura 8. Plot Ternario de composición de minerales de varios reservorios de shale gas (adaptado de Passey et al., 2010).

contenido de fluidos, permeabilidad, campo de esfuerzos, etcétera, 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.

El Cross Plot de la figura 9 nos muestra la impedancia p , contra VP/Vs y el TOC.

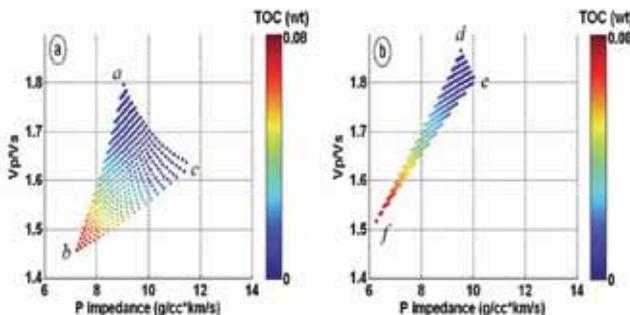


Figura 9. Cross Plot de impedancia P contra Vp/Vs (con escala de color de TOC) para dos escenarios: a. roca rica en silicio, y b: roca rica en arcilla.

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.

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.

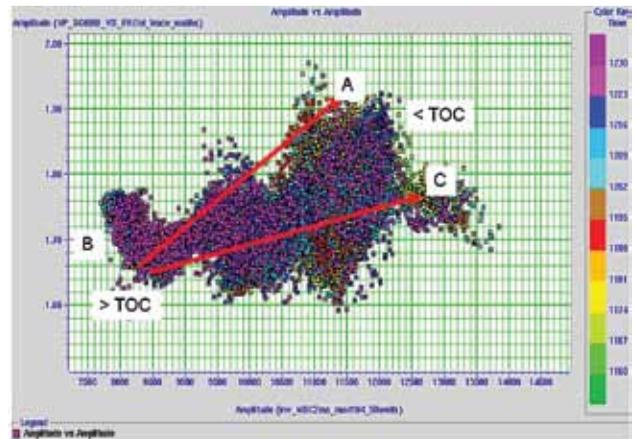


Figura 10. Cross Plot entre inline 350-355 y xlines 70-350.

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 9 b) 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 de que los datos obtenidos desde nuestros atributos tienen coherencia con la realidad física y mineralógica del yacimiento.

Ahora, veamos qué nos muestra un Cross Plot entre la velocidad P contra VP/Vs , y el TOC (figura 11).

Aquí se ve claramente cómo 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.

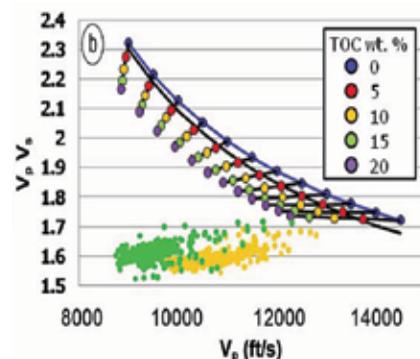


Figura 11. Cross Plot entre la velocidad P contra VP/Vs y el TOC.



VENIMOS CON ENERGÍA

Ya estamos en Av. Del Libertador y Salguero.

Somos AXION energy, una compañía de combustibles que integra la excelencia operativa y el desarrollo tecnológico alcanzado por Bidas en más de cinco décadas de historia en el país y por CNOOC la mayor productora offshore de gas y petróleo de China y la experiencia de Esso con más de 100 años en Argentina.

Para estar más cerca tuyo, venimos a ofrecerte la mayor calidad en todo. Por eso estamos ampliando nuestra refinería, produciendo más y mejores combustibles y expandiendo nuestra red de estaciones de servicio.

SOMOS ACCIÓN. SOMOS ENERGÍA.



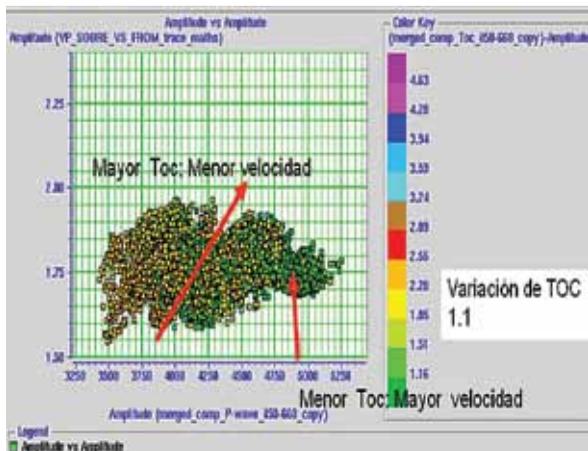


Figura 12. Muestra cómo se comporta el TOC con la velocidad.

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 aprecian claramente las relaciones anteriormente mencionadas.

El mismo *Cross Plot* 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.

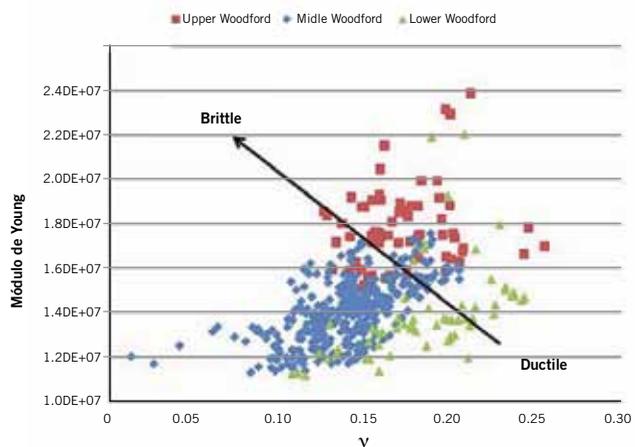


Figura 13. *Cross Plot* del módulo de Young (E) versus relación de Poisson (ν) en *Woodford Shale*.

Se observa tanto en el *Cross Plot* 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.

Veamos ahora las 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

Sabemos controlarlo. Podemos prevenirlo.



Más de veinte años de Servicios Comprobados en el **Control de Blowouts y Firefighting** a nivel internacional con Especialistas, herramientas y equipamiento propio.

Unido a una larga experiencia, potenciada con una capacitación permanente, nos permite presentar el **Programa Risk Management SAFE WELL**, para trabajar en la prevención de estas contingencias.

Única Compañía Nacional con trayectoria Internacional en Well Control Services, las 24 hs.

Risk Management SAFE WELL Program

RIG AND WELLHEAD INSPECTIONS & AUDITS:

- Relevamientos de Equipos Torre.
- Rig High Pressure Well Control Equipment.
- Inspecciones a Bocas de Pozos.
- Auditorias de Simulacros de Surgencias en Equipos Torre.

BLOWOUT CONTINGENCY PLANS - BOCP

- Actualizaciones, confecciones y seguimientos.
- Introduccion del DIRECTORIO DE SERVICIOS Y EQUIPAMIENTOS PARA BLOWOUTS.
- Training para optimizar estos recursos.

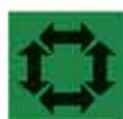
TRAINING:

- Lockwood es acreditado por WellCAP de la IADC, para dictar los Cursos de Well Control.



©AB

Ing. Luis A. Huergo 2914
PIN - Oeste
Q8302SJR - Neuquén - Argentina
Tel.: (+54) 0299 - 4413782/4413785/4413885
Fax: (+54) 0299 - 4413832
www.lockwood.com.ar
informes@lockwood.com.ar



LOCKWOOD
La satisfacción del saber hacer

COMMITTED TO PREVENT ENERGY LOSS

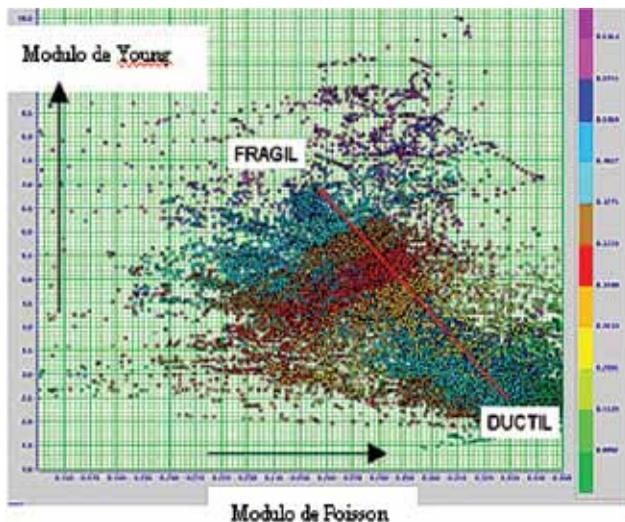


Figura 14. Cross Plot hecho con Perfiles de Rel. de Poisson y Mód. de Young.

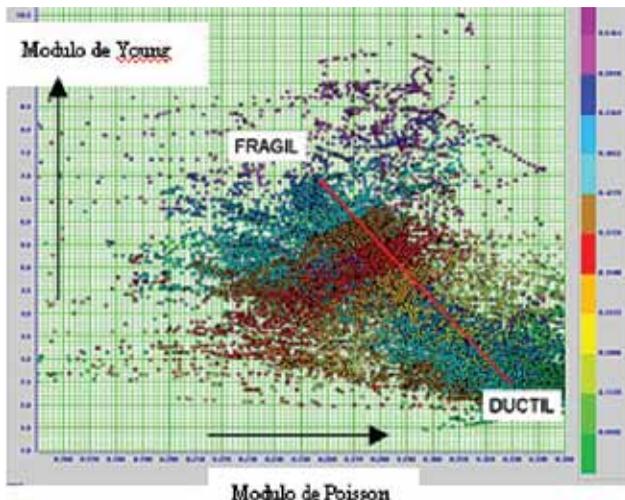


Figura 15. Cross Plot hecho con cubos de atributos de Rel. de Poisson y Mód. de Young.

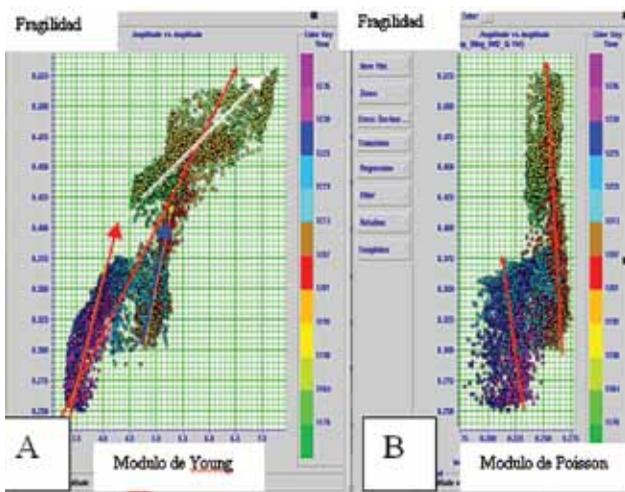


Figura 16. A: Cross Plot entre Fragilidad y Young. / B: Cross Plot entre Fragilidad y Poisson.

Fragilidad. La zona media con menor TOC se hace más frágil (flecha azul). La parte superior, aun 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 más calcáreo en el tope.

Por otro lado, tanto el módulo de Young como la relación de Poisson son parámetros geomecánicos que nos ayudarán 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. (*Integration of Surface Seismic and Microseismic for the Characterization of a Shale Gas Reservoir*; Mark Norton y Wayne Hovdebo*; David Cho**; Shawn Maxwell and Mike Jones***) (figura 17).

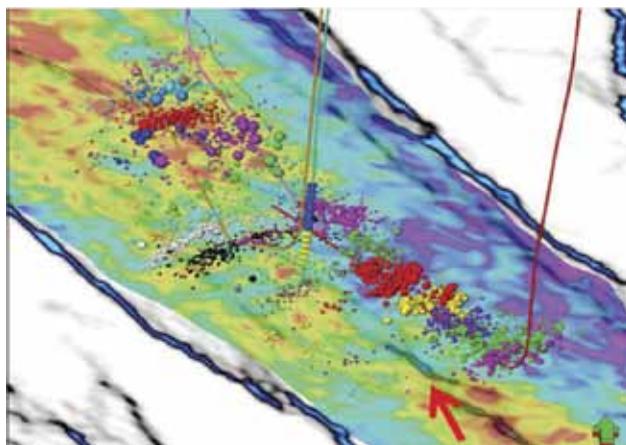


Figura 17. Integración de microsísmica con mapa de la relación de Poisson. Valores naranjas y amarillos son los menores valores de la relación Poisson. (Mark Norton y Wayne Hovdebo*; David Cho**; Shawn Maxwell y Mike Jones***)

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) usó en Barnett Shale la definición que combina el Módulo de Young (E) y la relación de Poisson σ .



CUBRIENDO **EL MAPA.** SATISFACIENDO **SUS NECESIDADES.**



PRODUCTOS PARA PERFORACIÓN | SERVICIOS PARA COMPLETACION Y WORKOVER | SERVICIOS PARA PRODUCCIÓN | SOLUCIONES TÉCNICAS Y SUBMARINAS

Superior soluciones que se extienden al mundo.

Somos una empresa que se compromete a satisfacer inmediatamente las necesidades de nuestros clientes de petróleo y gas, y siempre hemos creído en ir más allá de sus expectativas. Ese compromiso se extiende alrededor del mundo mientras continuamos ampliando nuestros servicios de perforación, terminación y producción a nuevos mercados internacionales. Donde sea que nos necesite, nuestro servicio es Superior.

Explore Superior soluciones en: www.superiorenergy.com

Esmeralda 1080 5º Piso, [C1007ABN] Bs.As. Argentina
Tel.: [+54-11] 5530-1150



SUPERIOR
ENERGY SERVICES, INC.

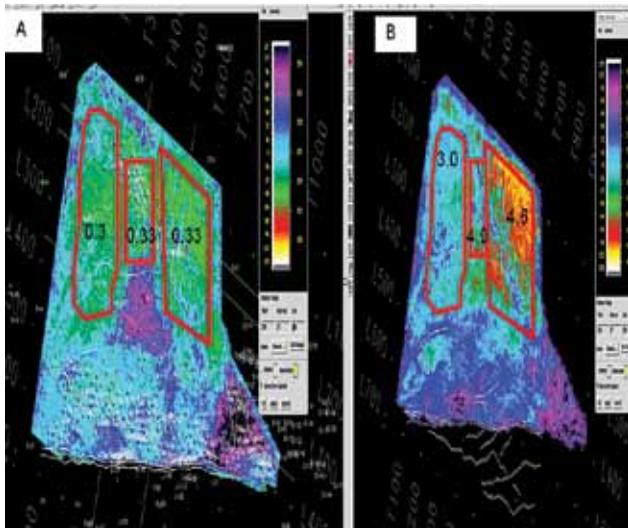


Figura 18. A: Fragilidad entre Intra VM y Base VM. B: (TOC) entre Intra VM y Base VM.

La fragilidad es asumida tener dos componentes, uno relacionado 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.

$$BRTE = (E - 1) / (8 - 1) * 100$$

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

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

La Fragilidad es definida como:

$$BRT = (BRTE + BRT \sigma) / 2$$

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 cómo es la dependencia con la

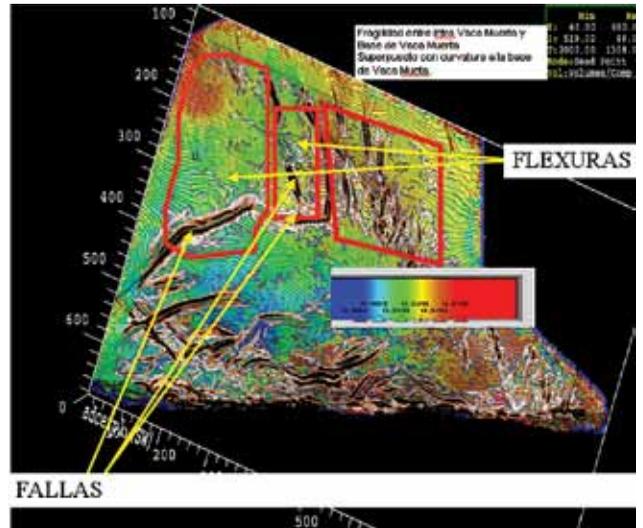


Figura 19. Curvatura a la base de Vaca Muerta.

relación de Poisson. Vemos que a menor Poisson menor esfuerzo, y más fácil de fracturar.

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

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

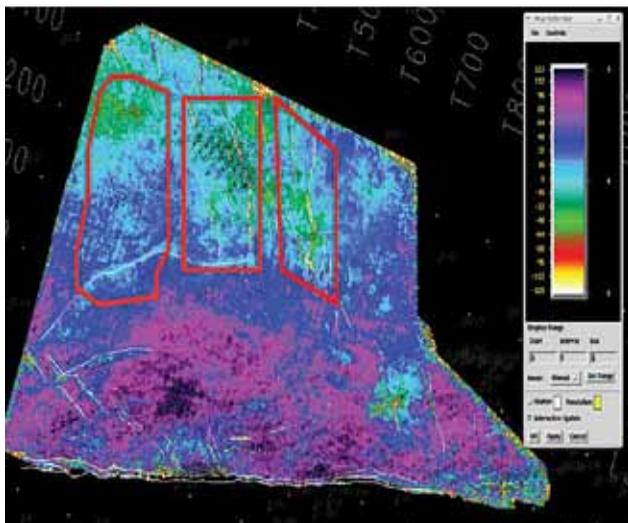


Figura 20. Módulo de Young entre Base e intra Vaca Muerta.

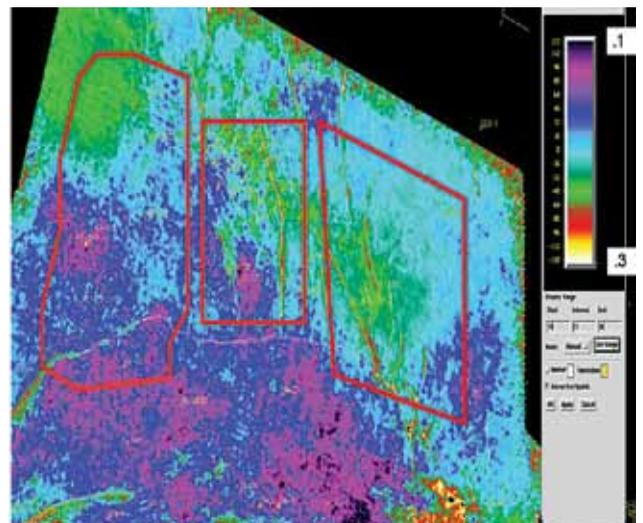


Figura 21. Relación de Poisson entre Base e intra Vaca Muerta.

indica que dicha área estuvo sometida a grandes esfuerzos. Como estamos en una zona relativamente frágil (al menos más 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.

El uso de *Cross Plot* de propiedades adecuadas, es una herramienta muy útil para definir zonas de interés. Si realizamos el *Cross Plot*, la relación de Poisson, como ya mencionamos, los valores altos de fragilidad nos marcarán zonas más propensas a fractura, y valores menores de Poisson marcarán las zonas de esfuerzos horizontales mínimos, el camino más probable de la fractura. La figura 23 muestra una línea de Fragilidad donde vemos bien definidas 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 *Cross Plot* 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.

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.



SOLUCIONES CON GASES PARA LA INDUSTRIA QUIMICA Y PETROQUIMICA, TECNOLOGÍA AVANZADA EN CADA PROCESO

Poliductos

Limpieza
Pruebas Hidráulicas
Inspecciones Geométricas
Secados
Inertizados

Tanques y Reactores

Blanketing
Sparging
Transporte Neumático

Gases de Alta Pureza

Aire Cromatográfico
Hidrogeno
Helio
Argón
Nitrógeno
Oxigeno

Mezclas Patrones

Control de Calidad
Control de Procesos
Control del Medio Ambiente
Control de Emisiones Vehiculares
Control de Fugas



Centro de Servicio al Cliente
0810 810 6003
www.indura.com.ar

INDURA
Grupo AIR PRODUCTS

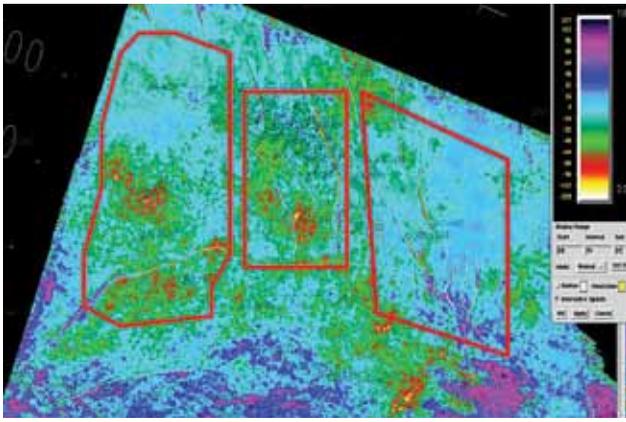


Figura 22. Indicador de mejor condición de fractura entre intra y base de Vaca Muerta. Módulo de Young dividido Poisson.

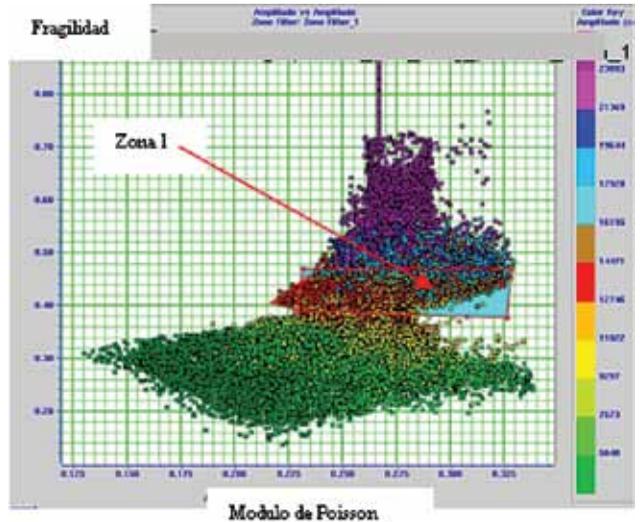


Figura 25. Cross Plot entre Relación de Poisson y Fragilidad, zona 1.

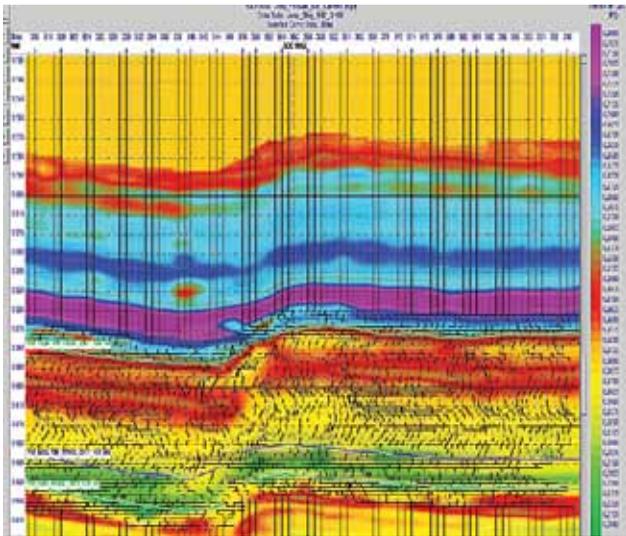


Figura 23. Línea de Fragilidad.

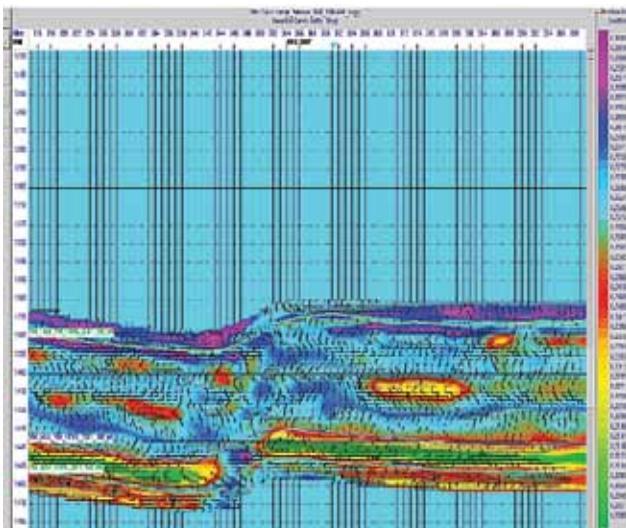


Figura 24. Línea de Relación de Poisson.

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, etcétera, 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 la publicación de este artículo.

Referencias

- Shaun Maxwell, Schlumberger, 2011. *Microseismic hydraulic fracture imaging. The path toward optimizing shale gas production*. The Leading Edge, marzo de 2011.
- C. Cipolla, S. Maxwell, M. Mack, R. Downie, Schlumberger, 2011. *A practical guide to interpreting microseismic Measurements*, SPE 144067.
- Adam Baig y Ted Urbanic, Engineering Seismology Group Canada, 2010. *Microseismic moment tensors: A path to understanding frac growth*. The Leading Edge, marzo de 2010.
- Peter M. Duncan, Eric B. Gardner y Douglas C. Nester, 3DX Technologies, Inc., 1997. *3-D seismic imaging in real-time What's stopping us*. The Leading Edge, octubre de 1997.
- Leo Eisner, Sheryl Williams-Stroud, Andrew Hill, Peter Duncan, y Mike Thornton, *MicroSeismic, 2010, Beyond the dots in the box Microseismicity constrained fracture models for reservoir simulation*. The Leading Edge, octubre de 2010.
- Leo Eisner y Peter M. Duncan, Microseismic, Werner M. Heilgl, Apache, William R. Keller, Chesapeake Energy, 2009,

LUFKIN

Expect More

Más **SISTEMAS**
Más **SERVICIOS**
Más **OFICINAS**



Las unidades de bombeo con legendaria calidad y fiabilidad, han sido la reputación de Lufkin por más de 100 años. En esa misma tradición, Lufkin ahora ofrece más sistemas de extracción artificial, más servicios de soporte y más oficinas para brindar servicios alrededor del mundo.

Estas soluciones de ingeniería, atendidas por nuestro experimentado staff, entregan una óptima producción a sus pozos de petróleo y gas.

Ahora más Servicios y Sistemas para reunir sus requisitos:

- Automatización
- Unidades de Bombeo
- Unidades de Bombeo Hidráulicas
- Bombas de Profundidad
- Bomba de Cavidad Progresiva
- Optimización del Producto
- Monitoreo de Pozos
- SCADA
- Plunger Lift
- Bombeo Neumático
- Productos de Completación de Pozos
- Mantenimiento y Reparación
- Capacitación

Escanee aquí para más información del producto



The Energy Flows Through Us®

LUFKIN.COM

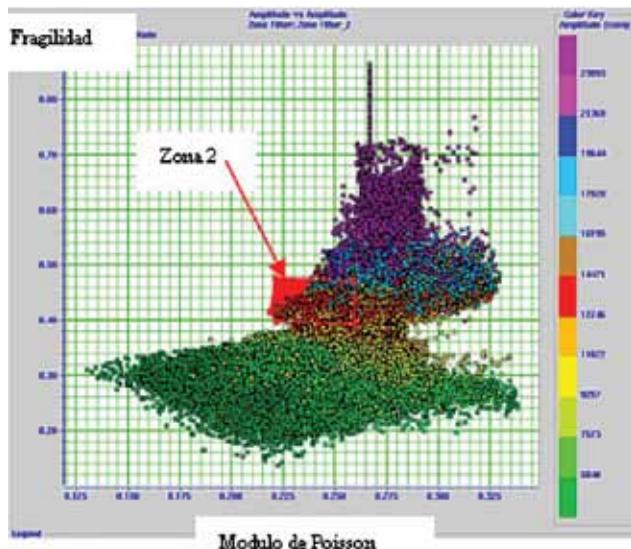


Figura 26. Cross Plot entre Relación de Poisson y Fragilidad, zona 2.

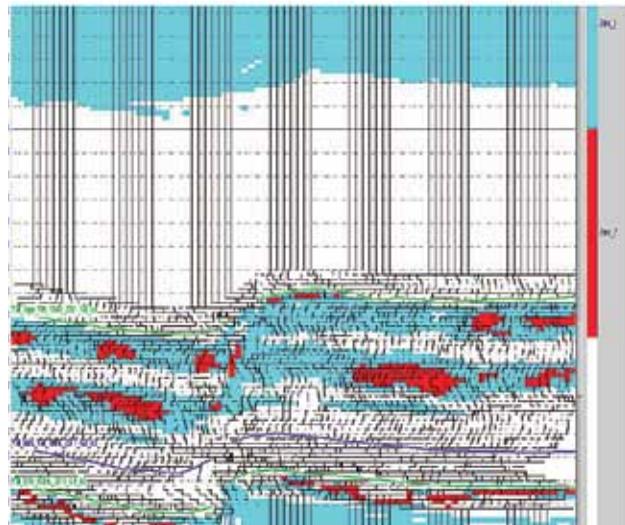


Figura 27. Línea con Zona 1 (celeste) y Zona 2 (rojo).

Uncertainties in passive seismic monitoring. The Leading Edge, junio de 2009.

Mark Norton y Wayne Hovdebo*; David Cho**; Shawn Maxwell y 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, enero de 2011.

Ahmed Ouenes, *Sigma3 Integrated Reservoir Solutions*, Denver, Colorado, USA, 2012, *Seismically Driven Characterization of Unconventional Shale Plays:* CSEG Recorder, febrero de 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 y 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, Nº 2, marzo-abril de 2008; P. E51-E57, 12 Figs., 1TABLE.10.1190/1.2821820.

Marco Perez*, David Close, Bill Goodway y Greg Purdue, Apache Canada Ltd, 2011, *Developing Templates for Integrating Quantitative Geophysics and Hydraulic Fracture:* SEG San Antonio 2011 Annual Meeting.

Carl H. Sondergeld y Chandra S. Rai, *University of Oklahoma Completions Data: Part I - Principles and Theory*, 2011, *Elastic anisotropy of shale.* The Leading Edge, marzo de 2011.

Amien M. Lucier, Ronny Hofmann y 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, marzo de 2011.

Melia Da Silva* y 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 y Cheril A. Mnich, Colorado School of Mines, 2011, *Mechanical anisotropy in the Woodford Shale, Permian Basin: Origin, magnitude, and scale.* The Leading Edge, marzo de 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 de septiembre de 2012.

Joaquín Cardoso*, Eduardo Trinchero* y 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, Nº 10 (octubre de 1987); P. 1391-1401, 18 Figs., 2 TABLES.

Manika Prasad, Arpita Pal-Bathija, Merrick Johnston, Marisa Rydzy y Mike Batzle, Colorado School of Mines, 2009, *Rock physics of the unconventional.* The Leading Edge, enero de 2009.

Yanxia Guo, Kui Zhang y 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 y Marco Perez, Apache, John Vsrsek, Cenovus, Christian Abaco, EnCana, 2010, *Seismic petrophysics and isotropic-anisotropic AVO methods for unconventional gas exploration.* The Leading Edge, diciembre de 2010.

Arcangeo Sena, Gabino Castillo, Kevin Chesser, Simon Voisey, Jorge Estrada, Juan Carcuz, Emilio Carmona y 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, julio de 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 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.



Oil & Gas Products & Services Argentina SA

PROMOVIENDO SOLUCIONES INTEGRALES PARA MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN NUESTRO PAÍS.



Dos décadas de trayectoria incrementando sostenidamente nuestro contenido local, nuestra participación y compromiso con el mercado energético Argentino, líderes en el mercado compartido de bombeo electro-sumergible.

- Equipos de bombeo electrosumergible con capacidad desde 15 m³/día.
- Sensores de fondo para uso extremo de temperatura y profundidad.
- Bombas de superficie para transferencia e inyección con capacidades hasta 10.000 m³/día y presiones de hasta 450 kg/cm².
- Variadores de frecuencia para toda la gama.



PLANTA INDUSTRIAL:
Dalle Mura 150, Barrio Industrial
Comodoro Rivadavia

CONTACTO
consultas.WPSArgentina@ge.com
Tel.: +54 0297 440 7500



imagination at work