

Estratigrafía mecánica de detalle aplicada al modelado geomecánico elástico anisotrópico en la Formación Vaca Muerta

Agustin SOSA MASSARO¹, Marcelo FRYDMAN² y Silvia BARREDO¹

¹Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Departamento de Petróleo. Buenos Aires, Argentina. Email: asosa@itba.edu.ar, sbarredo@itba.edu.ar.

²Schlumberger Technology Integration Center, Buenos Aires, Argentina. Email: MFrydman2@slb.com

RESUMEN

La evaluación geomecánica detallada de las rocas en un yacimiento hidrocarburífero es de suma importancia para proporcionar parámetros elásticos que permitan diseñar estrategias de perforación y terminación, como así también, predecir las tasas de producción de un pozo petrolero, a partir del conocimiento del volumen de roca estimulado. En particular, las secuencias compuestas por pelitas, margas y carbonatos con altos contenidos orgánicos, muestran ser textural y mineralógicamente heterogéneas. Los pozos que atraviesan estas rocas necesitan ser fracturados hidráulicamente para su estimulación. En entornos tectónicos complejos, la fábrica de la roca y los regímenes de esfuerzos in situ, influirán fuertemente en la geometría de propagación de la fractura. Este trabajo presenta una caracterización combinada entre datos de pozo y laboratorio de las propiedades geomecánicas de la concesión El Trapial, utilizando información de cuatro pozos con interés sobre la Formación Vaca Muerta, de la Cuenca Neuquina, Argentina. El estudio utiliza los resultados de pruebas triaxiales con medidas acústicas en testigos de roca obtenidos de coronas de pozo, generando correlaciones dinámicas a estáticas sobre la base del modelo elástico anisotrópico detallado (MEAD). Tal modelo, muestra ventajas sobre el modelo elástico isotrópico (MEI), ideal para una visión general rápida, y el modelo elástico anisotrópico (MEA), con buena adaptación a rocas heterogéneas y anisotrópicas, pero sin discriminación de las diversas facies de la roca.

Palabras clave: *mineralogía, heterogeneidad, ITV, elasticidad, esfuerzo horizontal.*

ABSTRACT

Detailed mechanical stratigraphy applied to the geomechanical anisotropic elastic model in the Vaca Muerta Formation.

Accurate geomechanical evaluation of oil and gas reservoir rocks is essential to provide the design parameters for drilling, completion and for predicting production rates from the stimulated rock volume. In particular, shale reservoir rocks are highly heterogeneous because of their texture and mineralogy. Wells need to be hydraulically fractured for stimulation and, in complex tectonic environments, rock fabric and in situ stress, strongly influence fracture propagation geometry. This article presents a combined wellbore-laboratory characterization of the geomechanical properties of El Trapial concession, with data obtained from four wells, over the Vaca Muerta Formation, located in the Neuquén Basin in Argentina. The study uses the results of triaxial tests with acoustic measurements in rock plugs from field cores and corresponding dynamic to static correlations considering a detailed anisotropic elastic model (DAEM). Such model shows advantages over other models as the isotropic elastic model (IEM), ideal for a quick overview, and the anisotropic elastic model (AEM), which suits well to anisotropics and realistic rocks, but do not offer rock facies discrimination.

Keywords: *mineralogy, heterogeneity, TIV, elasticity, horizontal stress.*

INTRODUCCIÓN

La Formación Vaca Muerta, ubicada en la Cuenca Neuquina (Argentina), es considerada la segunda mayor reserva probada en reservorios de tipo *shale* (lutitas/pelitas), y la cuarta más grande del mundo con respecto a petróleo, según la US Energy Information Administration (EIA 2014).

Las pelitas exhiben propiedades anisotrópicas a diversas escalas debido a que frecuentemente presentan alta laminación intrínseca, así como microfracturas en orientaciones preferenciales. Por otra parte, las pelitas (en particular las lutitas) presentan una gran heterogeneidad espacial, lo que implica que las propiedades del material serán diferentes según su posición en el espacio, especialmente en dirección vertical (Mokhtari *et al.* 2014).

Los parámetros mecánicos obtenidos en laboratorio se pueden utilizar para calibrar modelos geomecánicos de pozo. El conocimiento de las propiedades mecánicas como los parámetros elásticos, los parámetros de resistencia y los regímenes de esfuerzos locales, son esenciales para tratar los problemas de estabilidad de pozo, las operaciones de fracturamiento, los problemas de subsidencia, arenamiento, etc.

La anisotropía mecánica de las rocas ha sido ampliamente reportada en laboratorio (módulos de Young vertical / módulos de Young horizontal), tanto para condiciones estáticas (Amadei 1996, Suarez-Rivera *et al.* 2011, Cuervo y Lombardo 2017) como dinámicas (Wang 2001, Sosa Massaro *et al.* 2017, Varela y Hasbani 2017), pudiendo llegar en casos extremos hasta el 400%. La anisotropía en la Formación Vaca Muerta puede llegar hasta 250%

(Frydman *et al.* 2016), mientras que en la zona de estudio se ha reportado una anisotropía variable entre el 15% y 250% (Cuervo *et al.* 2014, Cuervo y Lombardo 2017). Si se asumen propiedades isotrópicas en modelos mecánicos, se pueden subestimar las propiedades elásticas horizontales reales y, por consiguiente, la magnitud de los esfuerzos horizontales (Cuervo *et al.* 2014, Frydman *et al.* 2016, Sosa Massaro *et al.* 2017, entre otros).

Para caracterizar adecuadamente la anisotropía en la Formación Vaca Muerta en el área de estudio (Fig. 1), se han desarrollado correlaciones locales entre las propiedades dinámicas y sus equivalentes estáticos a partir de los datos de laboratorio disponibles en diferentes litologías, para un mayor detalle, ver el trabajo de Sosa Massaro *et al.* (2017). Los módulos elásticos estáticos se midieron usando carga deviatorica axial; mientras que los módulos elásticos dinámicos se midieron utilizando ondas ultrasónicas, midiendo las velocidades en diferentes direcciones para obtener los cinco coeficientes de rigidez independientes C_{11} , C_{13} , C_{33} , C_{44} y C_{66} para caracterizar completamente las propiedades geomecánicas del modelo isotrópico transversal a la vertical (ITV) (Fjaer *et al.* 2008).

Es importante resaltar que la finalidad de este trabajo no se encuentra enfocada al cálculo de los esfuerzos locales ni regionales, si no, a la generación de una posible herramienta para mejorar los análisis relacionados con la mecánica estratigráfica, y los modelos elásticos anisotrópicos, donde cada litología tendría su propia correlación mecánica. A modo de ejemplo, fue calculado el esfuerzo horizontal menor para cada modelo, mediante el empleo de la ecuación poroelástica, estimando el

gradiente de fractura y denotando las diferencias obtenidas entre cada modelo.

MARCO GEOLÓGICO

La Formación Vaca Muerta de edad Jurásico Tardío - Cretácico Temprano abarca aproximadamente 25.000 km² en la Cuenca Neuquina. Representa la roca generadora más importante de Argentina, actualmente considerada reservorio de tipo no convencional.

Las intrusiones marinas esporádicas generadas a través del arco magmático provenientes del océano Paleo-Pacífico ubicado hacia el oeste (Gulisano *et al.* 1984, Mitchum y Uliana 1985, Legarreta y Gulisano 1989 y Legarreta *et al.* 1993), el alto espacio de acomodación y la naturaleza cíclica de los depósitos sedimentarios, proporcionaron las condiciones adecuadas para la acumulación de materia orgánica en el ambiente marino de la Formación Vaca Muerta (Barredo y Stinco 2013). Los niveles productivos se caracterizan por una secuencia rítmica de pelitas bituminosas, margas y calizas, relacionada con una rampa externa con condiciones restringidas. Hacia el borde de la cuenca, estas facies se interdigitan con areniscas proximales situadas hacia el oeste (Mitchum y Uliana 1985, Legarreta y Gulisano 1989).

Los controles tectónicos y eustáticos dieron como resultado una serie de rocas heterogéneas que comprenden vertical y lateralmente una gran variedad de litologías: pelitas, lutitas, margas, carbonatos, areniscas calcáreas y areniscas (Fig. 2), siendo las facies carbonáticas las más desarrolladas en áreas proximales de la cuenca (Leanza 1973, Leanza *et al.* 1977,



Figura 1. Ubicación del área de trabajo. Yacimiento El Trapial / Curamched, al este (polígono amarillo) y afloramientos Yesera del Tromen / Aguada de los Tamariscos / Puerta Curaco, al oeste (en verde).

Gulisano 1981, Gulisano *et al.* 1984, Uliana y Legarreta 1993, Urien *et al.* 1995, Spalletti *et al.* 2000, Scasso *et al.* 2002, Kietzmann *et al.* 2011, 2014, 2016, entre otros). El contenido de materia orgánica es máximo en la base, asociado a una rápida transgresión marina.

En la zona de estudio, el análisis detallado de las rocas muestra que las calizas son arcillosas, dominadas por *mudstones bioclásticos*, *wackestones*, *packstones*, *floatstones* y *rudstones* (según clasificación de Dunham 1962). La mineralogía determinada a partir del análisis de diagramas de difracción de rayos x (DRX), microscopio electrónico de barrido (MEB o SEM, por Scanning Electron Microscope) y cortes delgados observados en microscopio óptico, consiste principalmente en fracciones de cuarzo, calcita y bajo porcentaje de arcilla (principalmente illita y esmectita). En afloramiento (Fig. 2) puede observarse que la alternancia de láminas de fracción limo y arcilla da lugar a cuerpos laminados delgados, a veces perturbados por bioturbación, concreciones y venas paralelas a la laminación de calcita fibrosa (*beef*) (Rodriguez *et al.* 2009).

METODOLOGÍA

Para comprender y medir la anisotropía mecánica de la Formación Vaca Muerta se realizaron ensayos triaxiales sobre una gran variedad de testigos de roca,

las cuales fueron seleccionadas según las diversas litologías mayoritarias que componen la columna sedimentaria (Sosa Massaro *et al.* 2017). Para el análisis de los ensayos geomecánicos, se utilizó una celda triaxial (gentileza del laboratorio de la Universidad de Austin en Texas - UT), la cual permitió realizar ensayos a diversas presiones de confinamiento y controlar el esfuerzo axial hasta el pico de tensión deviatorica, donde se produce la ruptura de la muestra. La alta rigidez de la celda de carga proporciona control en la deformación antes y después del fracturamiento del testigo, permitiendo así, obtener las propiedades elásticas de la roca. Las muestras fueron colocadas entre dos terminales metálicas, cada una equipada con tres transductores piezoeléctricos para medir la propagación de las ondas P (compresionales) y las ondas S (de corte) que poseen la capacidad de propagar en planos perpendiculares entre sí (S_x y S_y) a lo largo del eje del testigo. Los ensayos fueron llevados a cabo en tres direcciones preferenciales, en testigos de roca obtenidos de coronas de tres pozos, pertenecientes a la concesión El Trapial. Se obtuvieron así, muestras perpendiculares a la laminación de la roca (verticales), paralelas a la laminación (horizontales) y a 45° de la laminación, todas ellas de 1 pulgada de diámetro por 2 pulgadas de largo. Se realizaron pruebas de carga deviatoricas de una sola etapa (SST=Single Stage Test) y de etapas múltiples (múltiple

confinamiento a diferentes compresiones - MST=Multi Stage Test) con medición de la deformación axial y radial y medición de velocidad ultrasónica. Los confinamientos aplicados tanto para SST como para MST, fueron de 100 PSI, para simular el estado sin confinamiento, 1800 PSI, para simular el estado de esfuerzos *in situ*, y 4300 PSI, para simular el estado de esfuerzos luego de la depletación. Cabe mencionar que tanto los ensayos realizados por el laboratorio comercial designado por Chevron, como los ensayos realizados en UT, se llevaron a cabo con el mismo tipo de celda triaxial, sobre muestras drenadas, de igual tamaño y a temperatura ambiente, por lo que se podrían analizar en forma conjunta. Los resultados permitieron realizar una estimación de las propiedades elásticas anisotrópicas (dinámica y estática) para desarrollar correlaciones y establecer puntos de calibración para cada litología, obteniéndose resultados consistentes con datos publicados por Suarez-Rivera *et al.* (2011). Tales ensayos permitieron calcular las propiedades de elasticidad estática y dinámica (módulos de rigidez $C_{\alpha\beta}$, módulo de Young, relación de Poisson, módulo de corte y módulo de compresibilidad - ver flujo de trabajo en ecuaciones 9 a 29 en Sosa Massaro *et al.* 2017), y las propiedades de resistencia de la roca (ángulo de fricción, cohesión y resistencia a la compresión con y sin confinamiento hasta alcanzar la falla).

En forma conjunta, se procedió con la generación de una estratigrafía mecánica mediante la discretización litológica a partir de una serie de valores de corte (*cut-off*) aplicados al registro de espectroscopía de rayos gamma, más precisamente, al contenido de carbonatos totales. Tal como se demostrará en la sección 4.1 figura 5, esta componente mineralógica posee un fuerte control sobre los parámetros fundamentales utilizados para el cálculo de los parámetros elásticos dinámicos (densidad volumétrica de la roca, lentitud de la onda compresiva y lentitud de la onda de corte), tanto en laboratorio, como en el pozo. De esta forma, y basados en el diagrama ternario, modificado y simplificado, de Gamero-Díaz *et al.* (2012) para pelitas orgánicas, fue posible generar correlaciones mecánicas individuales a partir de grupos (*clusters*) de testigos de



Figura 2. Fotografía mostrando la apariencia general de la base de la Formación Vaca Muerta en el afloramiento de Yesera del Tromen.

rocas de igual litología, para cada uno de los diversos intervalos identificados en la estratigrafía mecánica.

RESULTADOS

Estratigrafía Mecánica

La Formación Vaca Muerta presenta diversas litologías, siendo dominantes las pelitas, las margas y las calizas. Se utilizaron los volúmenes de cuarzo-feldespato-plagioclasa, carbonatos totales y arcillas totales (principalmente illita y esmectita), para realizar la clasificación petrofísica, según el diagrama ternario modificado y simplificado de Gamero-Díaz *et al.* (2012) (Fig. 3). El estudio de la facies carbonáticas se basó en Dunham (1962). Con el propósito de generar una subclasificación litológica, se han aplicado valores de corte para el contenido de carbonato obtenido a partir del registro petrofísico (pista 6 en la Fig. 10). Dicha subclasificación permitió realizar una estratigrafía mecánica (pista 8 en la Fig. 10), la cual se correlaciona con el perfil Selley (pista 9 en la Fig. 10), donde las facies litológicas principales son pelitas (Carb. Total < 33%), pelitas calcáreas (33% < Carb. Total < 50%), calizas arcillosas (50% < Carb. Total < 66%) y calizas (Carb. Total > 66%).

La subclasificación generada para el intervalo comprendido por la Formación Vaca Muerta, a partir de la aplicación de valores de corte (*cut-off*) en el contenido de carbonatos para los cuatro pozos, arrojó un 4% de calizas, 19% de calizas arcillosas, 46% de pelitas calcáreas, y 31% de pelitas (Fig. 4). Debe tenerse en cuenta que, que las rocas que componen la Formación Vaca Muerta son de grano muy fino y composición mineralógica variada.

La clasificación litológica propuesta a partir de los cortes de carbonato, prueba ser pertinente para su aplicación en geomecánica. A modo de prueba del control ejercido por el contenido de carbonato en las diversas litologías, se muestra en la figura 5 una serie de histogramas de dispersión de litología vs. RHOB (densidad volumétrica), litología vs. DTCO (lentitud de la onda compresiva) y litología vs. DTSM (lentitud de la onda corte), variables de suma importancia para los cálculos de las propiedades elásticas de las rocas:

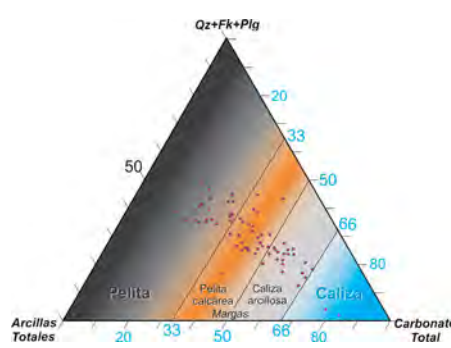


Figura 3. Diagrama ternario de clasificación para pelitas orgánicas basado en la concentración en volumen de las principales componentes mineralógicas (cuarzo+feldespato+plagioclasa, arcillas totales y carbonatos totales). Notar la subclasificación de margas propuestas para la estratigrafía mecánica. Modificado y simplificado de Gamero-Díaz *et al.* (2012).

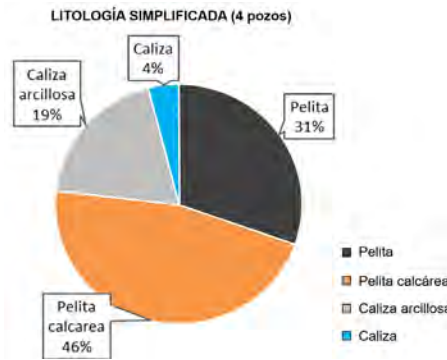


Figura 4. Composición litológica porcentual para la Formación Vaca Muerta en los cuatro pozos analizados. Considerar que la clasificación realizada posee el fin de analizar las propiedades mecánicas de la roca (estratigrafía mecánica).

$$G = \frac{RHOB}{DTSM^2} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$K_b = \frac{RHOB}{DTCO^2} \cdot \frac{4}{3} \cdot G \quad \text{Ecuación 2}$$

$$E = \frac{9G \cdot K_b}{G + 3K_b} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\nu = \frac{1}{2} \left(\frac{DTSM^2 - 2DTCO^2}{DTSM^2 - DTCO^2} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

donde, G representa el módulo de cizalla (o corte), K_b representa el módulo de compresibilidad, E representa el módulo de Young y ν representa la relación de Poisson. Se destaca el aumento en la densidad de la roca al aumentar el con-

tenido del mineral calcita (Fig. 5b), del mismo modo que se observan marcados aumentos en la lentitud de las ondas compresional y de corte con la disminución del mineral calcita (Fig. 5c-d), (o lo que es lo mismo, el aumento de la velocidad de las ondas con el aumento del mineral calcita). Los efectos mencionados anteriormente darán como resultado diversos comportamientos mecánicos según la litología analizada, por lo que se considera pertinente su debida discretización y análisis, a partir de un fuerte conocimiento de la geología del área y comprensión de la composición de las diversas litologías. Tal concepto difiere de lo analizado en el trabajo de Varela y Hasbani (2017), quienes a pesar de resaltar la existencia de una gran variedad de litofacies, la alta heterogeneidad y la alta anisotropía de la Formación Vaca Muerta, sostienen que no es necesario diferenciar entre tipos de rocas para arribar a un modelo geomecánico representativo y calibrado. En la figura 11 se demuestra que no considerar el análisis de detalle trae como resultado subestimar el esfuerzo horizontal menor, por ende, el gradiente de fractura, además de la pérdida de definición de las posibles barreras al fracturamiento hidráulico.

Modelo geomecánico elástico

El modelo de esfuerzo-deformación más simple asume una relación lineal entre los esfuerzos y las correspondientes deformaciones (Fig. 6). Bajo ciertas condiciones, como podría ser la aplicación de un esfuerzo pequeño con deformaciones reversibles, el comportamiento de la roca puede seguir el supuesto elástico lineal (Winkler *et al.* 1998). Tal es el caso de la propagación de las ondas elásticas en las rocas ya que puede ser estudiada usando el supuesto elástico lineal (Mavko *et al.* 1995).

La teoría de la elasticidad lineal indica que la deformación y los esfuerzos están relacionados a través de un factor de proporcionalidad según:

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl} \cdot \epsilon_{kl} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\epsilon_{ij} = S_{ijkl} \cdot \sigma_{kl} \quad \text{Ecuación 6}$$

donde C_{ijkl} es conocido como tensor de rigidez, S_{ijkl} es el tensor de conformidad (S_{ijkl}

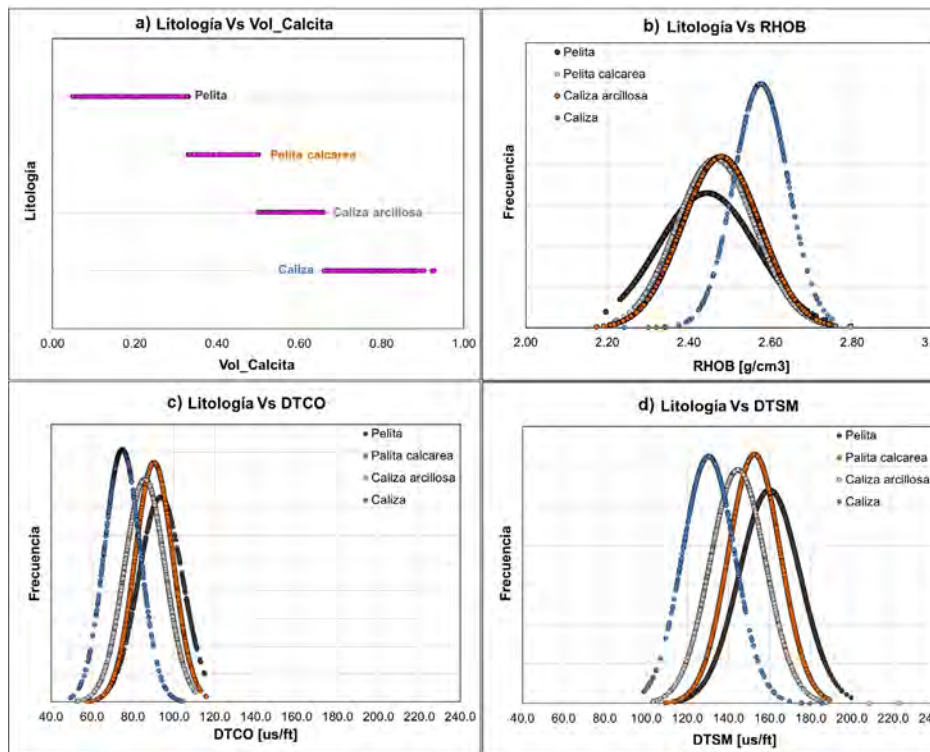


Figura 5. Histogramas de distribución según: a) Litología vs. Vol_Calcita (volumen de calcita); b) Litología vs. RHOB (densidad volumétrica); c) Litología vs. DTCO (lentitud de la onda compresiva); d) Litología vs. DTSM (lentitud de la onda corte).

$= C_{ijkl}^{-1}$), σ es el tensor de esfuerzos, y ε es el tensor de deformación.

Cuando el material tiene simetría en su estructura, el número de variables se reduce. Las rocas que componen la Formación Vaca Muerta muestran que las propiedades paralelas a la laminación (horizontales) y perpendiculares (verticales) son diferentes. Es posible utilizar diferentes modelos donde se representan diversas direcciones de isotropía y anisotropía para describir el comportamiento elástico de las rocas, tales modelos son conocidos

como el modelo isotrópico y los modelos anisotrópicos con sus subtipos: ITV (simetría isotrópica transversal a la vertical), ITH (simetría isotrópica transversal a la horizontal) y ortorrómbico (ortotrópico) (Fig. 7). Entre ellos, el modelo ITV es el más utilizado en geomecánica debido a su relativa simplicidad matemática (Thomsen 1986). Es importante agregar que la anisotropía también se puede asociar con diferencias en las direcciones y magnitudes de los esfuerzos horizontales y verticales (Nur y Simmons 1969, Rüger 1996, entre otros).

Particularmente en este trabajo, se tratará el caso del modelo elástico anisotrópico de detalle litológico (MEAD), de tipo ITV, el cual requiere de cantidades significativas de datos geológicos, petrofísicos y geomecánicos, prolongados tiempos de procesamiento y la integración de varias disciplinas para su realización. A pesar de ser considerado un modelo demandante desde el punto de vista técnico, muestra ventajas sobre otros modelos, tal como el modelo elástico isotrópico (MEI), el cual ofrece una visión general rápida, pero con pérdida de detalle sobre la heterogeneidad y el comportamiento anisotrópico de la roca. Cabe mencionar que, si se asumen propiedades isotrópicas en los modelos mecánicos, se pueden subestimar las verdaderas propiedades elásticas horizontales de la formación y, en consecuencia, la magnitud de los esfuerzos horizontales (Cuervo *et al.* 2014, Frydman *et al.* 2016, Sosa Massaro *et al.* 2017, entre otros). El modelo elástico anisotrópico (MEA) se adapta bien a una roca heterogénea y anisotrópica, pero no ofrece discriminación de las diversas facies litológicas de la roca.

Modelo elástico anisotrópico de detalle (MEAD)

La principal diferencia con el modelo elástico anisotrópico sin distinción litológica (MEA), es que cada grupo de facies tiene su propia correlación (Fig. 9), diferenciada por su contenido de carbonatos.

La figura 10 muestra el modelo elástico MEAD para la sección media de la Formación Vaca Muerta, más específicamente, la zona donde fueron extraídos varios

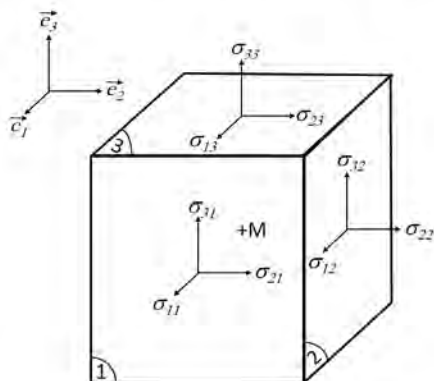


Figura 6. Componentes de esfuerzos actuantes sobre 3 planos perpendiculares, donde e es la deformación y σ es el esfuerzo aplicado.

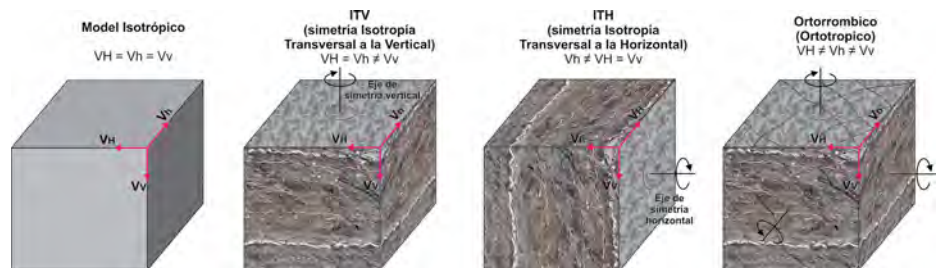


Figura 7. Modelos geomecánicos isotrópicos/anisotrópicos aplicables a las rocas como las encontradas en la Formación Vaca Muerta. Modelo isotrópico básico; modelo ITV, para rocas laminadas horizontalmente; modelo ITH, para rocas laminadas y buzamiento pronunciado (capas verticales); y el modelo ortorrómbico, para combinaciones de fracturas naturales y rocas multicapa. Referencias: VV: Velocidad vertical, VH: Velocidad horizontal rápida y Vh: Velocidad horizontal lenta.

sets de coronas que totalizan 130 metros. Cada grupo de litologías representado en la estratigrafía mecánica, posee una correlación mecánica específica, elaborada a partir del cálculo de los coeficientes de rigidez dinámicos $C_{\alpha\beta}^{dyn}$ y estáticos $C_{\alpha\beta}^{sta}$ obtenidos en laboratorio (Sosa Massaro *et al.* 2017). Es importante mencionar las

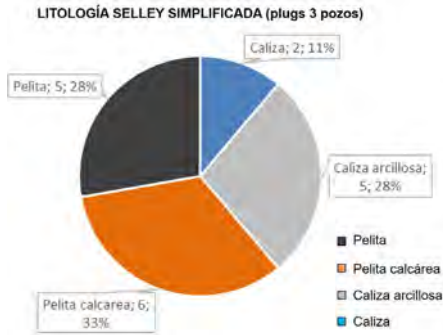


Figura 8. Diagrama de torta para las diferentes litologías analizadas (caliza, caliza arcillosa, pelita calcárea y pelita).

complejidades presentadas al momento de la extracción de muestras en cada profundidad, donde finalmente, se obtuvo una menor cantidad de muestras que lo esperado. Para el caso de estudio, se analizaron 18 grupos de muestras (cada uno perteneciente a un intervalo en profundidad), en muestras provenientes de 3 pozos, con un total de 54 plugs, separados en 4 litologías (Fig. 8).

El cálculo de los coeficientes de rigidez dinámicos $C_{\alpha\beta}^{dyn}$, permitió generar correlaciones entre las propiedades horizontales (paralelas) y verticales (perpendiculares) a la laminación de las rocas para cada litología (Fig. 9). Las pelitas y pelitas calcáreas (puntos negros y anaranjados respectivamente en la figura 9) presentan bajo contenido de calcita, mientras que las calizas arcillosas y las calizas (puntos grises y azules respectivamente en la figura 9) contienen un mayor porcentaje de calcita. La pendiente de las correlaciones varía de azul,

gris, naranja y negro, siendo cada vez más empinadas y pronunciadas, lo que sugiere que tienen diferentes comportamientos. El cambio en la pendiente se considera directamente relacionado con la anisotropía de la roca, con un aumento en el comportamiento anisotrópico desde las calizas a las pelitas. La tendencia lineal, paralela, y cercana a la línea 1:1 (línea de guiones negra) implica que esas rocas son más similares entre sus ejes de simetría, tal como sucede con las rocas isotrópicas. Estos resultados son consistentes con los datos publicados por Suarez-Rivera *et al.* (2011). Por otra parte, los puntos negros, naranjas y grises muestran un comportamiento similar entre ellos, siendo además menos rígidos que los puntos azules (calizas).

En la pista 10 de la figura 10, se puede observar que las curvas de rigidez estáticas se correlacionan bien con sus mediciones de laboratorio, mostrando picos positivos y negativos pronunciados debido al con-

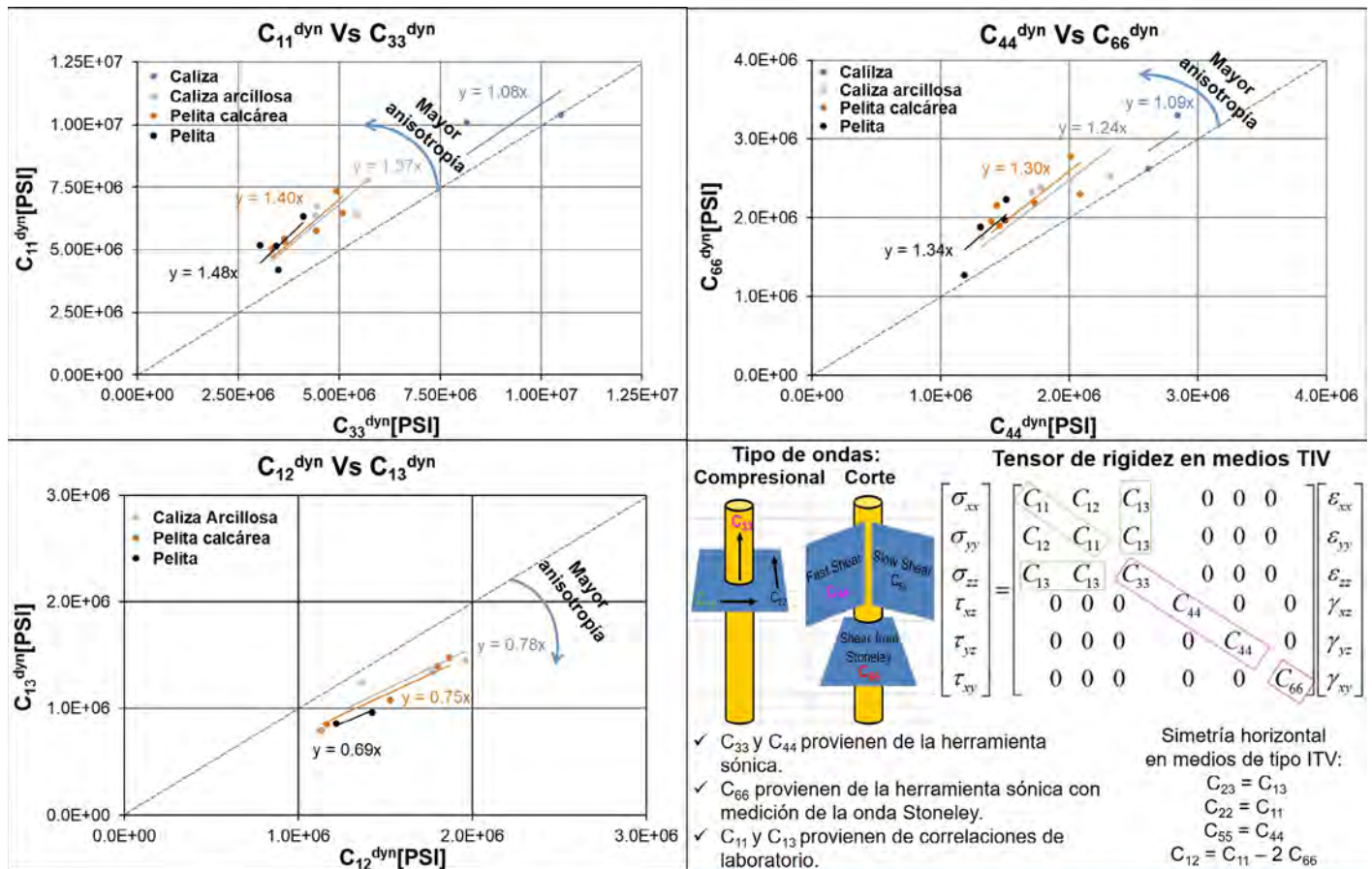


Figura 9. C_{11}^{dyn} , C_{13}^{dyn} , C_{33}^{dyn} , C_{44}^{dyn} y C_{66}^{dyn} , son los cinco coeficientes de rigidez elástica dinámicos e independientes, que caracterizan un material transversalmente isotrópico. Las correlaciones representan la cantidad de anisotropía entre las direcciones verticales y horizontales para diferentes litologías (puntos azules = calizas, puntos grises = calizas arcillosas, puntos naranjas = pelitas calcáreas, y puntos negros = pelitas). Notar el aumento en el grado de anisotropía con la reducción en la concentración del mineral calcita.

traste entre los grupos litológicos. La pista 11 de la figura 10 muestra los módulos de Young horizontal y vertical, estáticos, calculados a partir de los coeficientes de rigidez estáticos. El módulo de Young horizontal tiende a ser más alto que el vertical en la mayor parte del intervalo, generando picos positivos con acercamiento entre las curvas en las secciones más calcáreas y en los filones volcánicos, lo que sugiere una menor anisotropía (pista 12 de la figura 10). La pista 13 de la figura 10 muestra la relación de Poisson horizontal y vertical, estáticos, también calculados a partir de los coeficientes de rigidez estáticos. El comportamiento de estas curvas sigue un patrón similar a lo observado en las curvas de los módulos de Young horizontal y vertical (pista 14 de la figura 10).

Con estos resultados se pudo identificar un grado de anisotropía variable entre el 40% y el 45% para el módulo de Young (E_H / E_V) en un modelo MEA y entre el 20% y el 70% para un modelo MEAD (pista 7 de la figura 11), demostrando que la variabilidad de litologías en la Formación Vaca Muerta presenta diversos grados de anisotropía según su composición mineralógica. El modelo MEI no es recomendable para rocas altamente heterogéneas como la Formación Vaca Muerta, debido a su alto nivel de anisotropía mecánica, como se ha demostrado en trabajos previos (Willis y Tutuncu 2014, Hryb *et al.* 2014, Cuervo *et al.* 2014, Cuervo y Lombardo 2017, Rohmer *et al.* 2015, Frydman *et al.* 2016, Belobraydic *et al.* 2017, Pichon *et al.* 2017, Sosa Massaro *et al.* 2017). Si un mode-

lo geomecánico requiere celeridad y los datos son escasos, un modelo isotrópico podría funcionar como un enfoque de primer orden, particularmente en áreas con anisotropía débil. En este tipo de modelo, los parámetros elásticos se encuentran bien calibrados en la dirección vertical, esto se debe a la naturaleza intrínseca de la propagación de la onda ejercida por la herramienta sónica (Haldorsen 2006), en dirección vertical dentro de la formación, desde el emisor al receptor. Por lo tanto, la calibración de la curva solo requerirá pruebas de laboratorio llevadas a cabo en muestras verticales (perpendiculares a la laminación en un pozo vertical). El módulo de Young isotrópico (curva discontinua negra en la pista 7 de la figura 11) se superpone al módulo de Young vertical aniso-

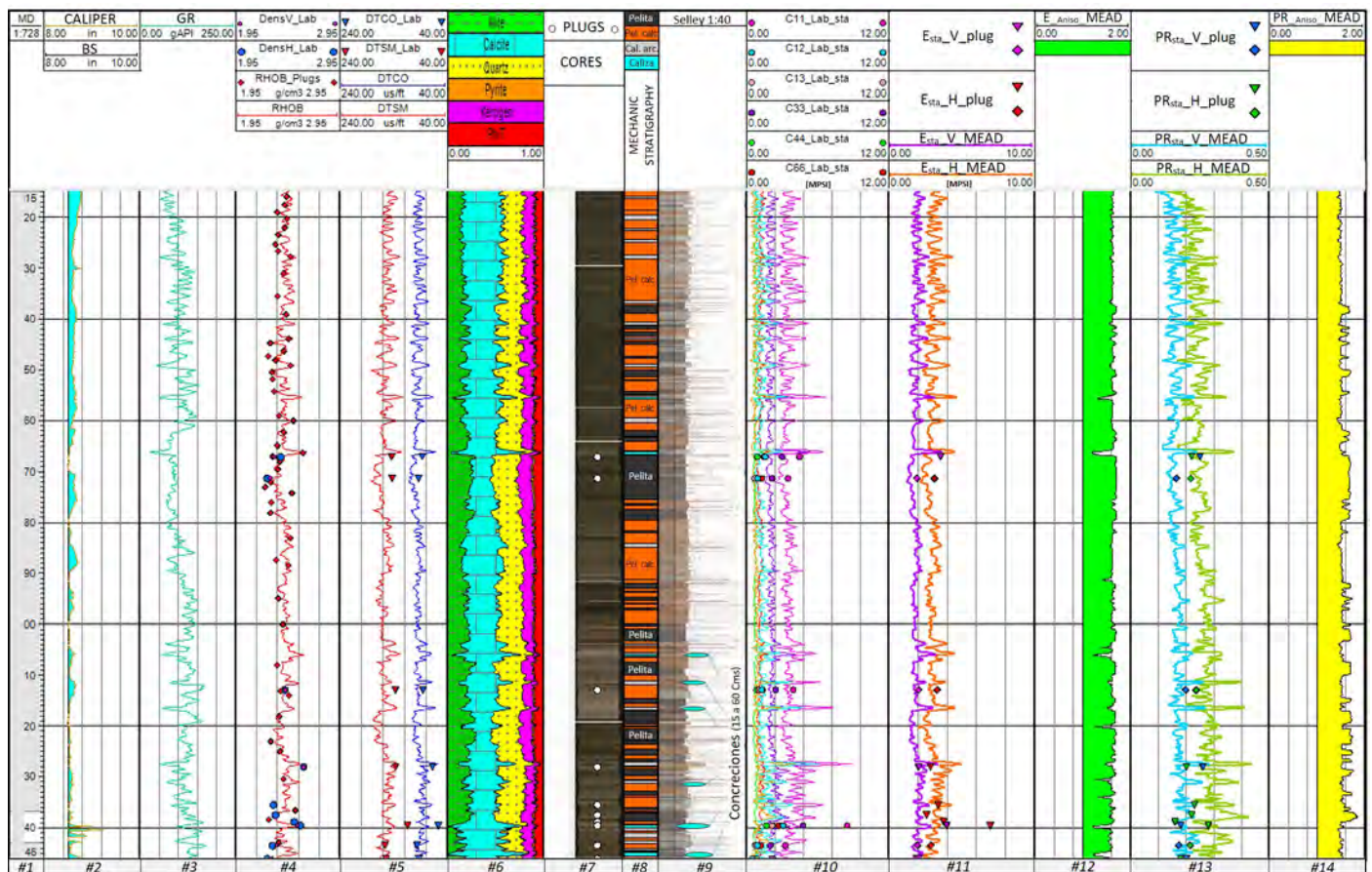


Figura 10. Modelo elástico anisotrópico de detalle (MEAD). Los puntos sobre las curvas representan las mediciones realizadas en laboratorio para calibración de las diversas curvas medidas en pozo (pistas 4 y 5) y las calculadas en gabinete (pistas 10, 11 y 13). Cabe aclarar que la diferencia entre rombos y triángulos en las pistas 11 y 13, se debe a que las mediciones fueron realizadas en distintos laboratorios. Notar como el perfil petrofísico y el perfil Selley muestran una buena correspondencia con la estratigrafía mecánica. Pista #1: MD: Measure Depth en metros; #2: CALIPER y BS (Bit Size) en pulgadas; #3: GR: Gamma Ray en gAPI; #4: RHOB: Bulk Density en g/cm³; #5: DTCO: Compressional Slowness y DTSM: Shear Slowness, ambos en us/ft; #6: CORE: Petrofísica a partir de herramienta espectroscópica de rayos gamma; #7: CORE: fotografías del intervalo de donde se extrajeron las coronas; #8: MECHANIC STRATIGRAPHY: Estratigrafía mecánica a partir de cut-off en contenido de CaCO_3 Total; #9: Selley: registro de interpretación geológica; #10: C_{00_sta} : Coeficientes de rigidez estáticos a partir de correlaciones generadas para el modelo MEAD en MPsi; #11: $E_{sta_H_MEAD}$ y $E_{sta_V_MEAD}$: módulos de Young horizontal y vertical estáticos para el modelo MEAD en MPsi; #12: $PR_{sta_H_MEAD}$ y $PR_{sta_V_MEAD}$: relación de Poisson estático horizontal y vertical estáticos para el modelo MEAD; #14: $PR_{sta_Ani_MEAD}$: relación de anisotropía para la relación de Poisson estática.

trópico (curva rosa) y el módulo de Young vertical perteneciente al modelo anisotrópico de detalle (curva violeta). Esto último no es tan claro en la relación de Poisson isotrópica (curva discontinua negra), la que pareciera ser un promedio entre las propiedades anisotrópicas verticales y horizontales (pista 8 de la figura 11).

A partir del cálculo de los parámetros elásticos (para los tres modelos analizados: MEI, MEA y MEAD, en Sosa Massaro *et al.* 2017), los coeficientes de Biot horizontal y vertical obtenidos a partir de los coeficientes de rigidez, según la metodología de Suarez-Rivera y Fjaer (2012), la curva de presión poral (la cual, según un gradiente de sobrepresión para el sector medio y basal de la Formación Vaca Muerta, fue estimado en 0,9 PSI/ft, encontrándose por debajo de lo obtenido por Cuervo *et al.* (2014), quienes obtuvieron mediante el método de Bowers, un valor de 1,02 PSI/ft), y la curva de sobrecarga litostática (estimada en 1,08 PSI/ft a partir de la integración del registro de densidad según procedimientos estandarizados de la industria y coincidente en un 99% con lo obtenido por Cuervo *et al.* (2014) para la misma área), fue posible arribar al cálculo del esfuerzo horizontal menor estimando las deformaciones tectónicas (ϵ_h y ϵ_H) (pista 9 de la figura 11). Cabe destacar que, para el cálculo del esfuerzo horizontal menor, se utilizó la ecuación poroelástica en su versión simplificada para el modelo isotrópico, según la ecuación número 7, y para los modelos anisotrópicos, según la ecuación número 8 (Thiercelin y Plumb 1994):

$$\sigma_{h,min}^{iso} = P_p \cdot \alpha_{iso} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \cdot (\sigma_v - P_p \cdot \alpha_{iso}) + \left(\frac{E}{1-\nu^2} \right) \cdot \epsilon_h + \left(\frac{\nu \cdot E}{1-\nu^2} \right) \cdot \epsilon_H$$

Ecuación 7

$$\sigma_{h,min}^{Ani} = P_p \cdot \alpha_h + \left(\frac{E_h}{E_v} \right) \cdot \left(\frac{\nu_v}{1-\nu_h} \right) \cdot (\sigma_v - P_p \cdot \alpha_v) + \left(\frac{E_h}{1-\nu_h^2} \right) \cdot \epsilon_h + \left(\frac{\nu_h \cdot E_h}{1-\nu_h^2} \right) \cdot \epsilon_H$$

Ecuación 8

donde σ_h representan el esfuerzo principal horizontal menor y σ_v representan el

esfuerzo vertical, P_p representa la presión poral, α representa el coeficiente de Biot, ν representa la relación de Poisson, E representa el módulo de Young, ϵ_h y ϵ_H son las deformaciones tectónicas mínima y máxima respectivamente (siendo estos los principales factores de calibración, con $\epsilon_H > \epsilon_h$), los subíndices h y v representan las direcciones horizontal y vertical respectivamente, y los superíndices iso y Ani, representan los modelos isotrópico y anisotrópico respectivamente (Economides y Nolte 2000).

En este trabajo, al tratarse de pozos verticales dentro de un régimen de esfuerzos de transición entre transcurrente y normal, se ha utilizado para la calibración y ajuste del esfuerzo horizontal menor la medición de campo realizada durante el ensayo LOT (*leak off test* o prueba de goteo) y su medición del ISIP (*instantaneous shut in pressure* o cierre instantáneo con el cese del bombeo). Tal medición ha mostrado una muy buena correlación con la curva del esfuerzo horizontal menor "Sh_MEAD" calculada a partir del modelo elástico MEAD en el pozo ejemplo en este trabajo, donde el gradiente ronda los 0,96 PSI/ft (pista 9 de la figura 11). Dicha curva fue calculada para los cuatro pozos analizados en el área, mostrando todos ellos una buena calibración con sus respectivos ISIP. Cabe destacar que el ISIP podría usarse como límite superior para el Sh, más aún si existe una fractura compleja o si el plano de fractura no es perpendicular al Sh (Frydman *et al.* 2016). Del análisis de la pista 9 (Fig. 11), se puede corroborar que los modelos elásticos que intentan representar el comportamiento mecánico de la Formación Vaca Muerta, muestran un aumento en el estado del esfuerzo horizontal menor a medida que se generan modelos más complejos y detallados (Sh_ISO < Sh_MEA < Sh_MEAD).

Finalmente, a partir del cálculo del Sh, y mediante la ecuación 9, fue posible obtener el gradiente de fractura (GF) para los tres modelos analizados.

$$GF = S_{II} / (TVD * 3,281) \quad \text{Ecuación 9}$$

donde TVD representa la profundidad vertical verdadera y el valor 3,281 representa el factor de conversión de unidades de metros a pies.

Los gradientes de fractura para dichos modelos, se encuentran representados gráficamente en las pistas 10, 11 y 12 de la figura 11. Cabe destacar que los picos en color azul intenso sobre las curvas de gradiente de fractura "FG", representarían posibles barreras a la propagación de las fracturas hidráulicas.

CONCLUSIONES

La Formación Vaca Muerta presenta una alta heterogeneidad, representada principalmente por variaciones horizontales y verticales en la litología. Así mismo, y tal como fue posible demostrar en este trabajo, los esfuerzos horizontales y verticales varían con la profundidad y su orientación. Tales fenómenos conducen a un campo de esfuerzos anisotrópico que requiere de un profundo análisis geomecánico. El modelo ITV muestra ser el de mejor aplicación, dando valores adecuados a la naturaleza elástica anisotrópica encontrada en dicha formación rocosa.

Entre las propiedades de mayor relevancia para arribar a un modelo confiable de esfuerzos (y sobre la cual está orientado este trabajo), se encuentra el modelo elástico. El mismo puede variar en su complejidad, desde lo más básico (el modelo isotrópico, nombrado en este trabajo como el modelo MEI), continuando por un modelo de mayor complejidad (como es el caso del modelo anisotrópico, denominado aquí como el modelo MEA), y finalmente, el modelo MEAD, el cual se propone en este trabajo como un modelo anisotrópico más avanzado. Este posee una mayor impronta en la componente litológica de las rocas según su contenido de carbonatos, discriminando entonces entre diversas facies y conformando una estratigrafía mecánica, donde cada tipo de roca tendrá su propio comportamiento mecánico distintivo. Las variaciones anisotrópicas relativas a los módulos elásticos, son representadas con mayor fidelidad, permitiendo luego, una mejor calibración de los perfiles continuos de esfuerzos horizontales. Mejores calibraciones en el cálculo de los esfuerzos, conllevarán a no subestimar el esfuerzo horizontal menor (tal como ocurre con el modelo MEI e incluso

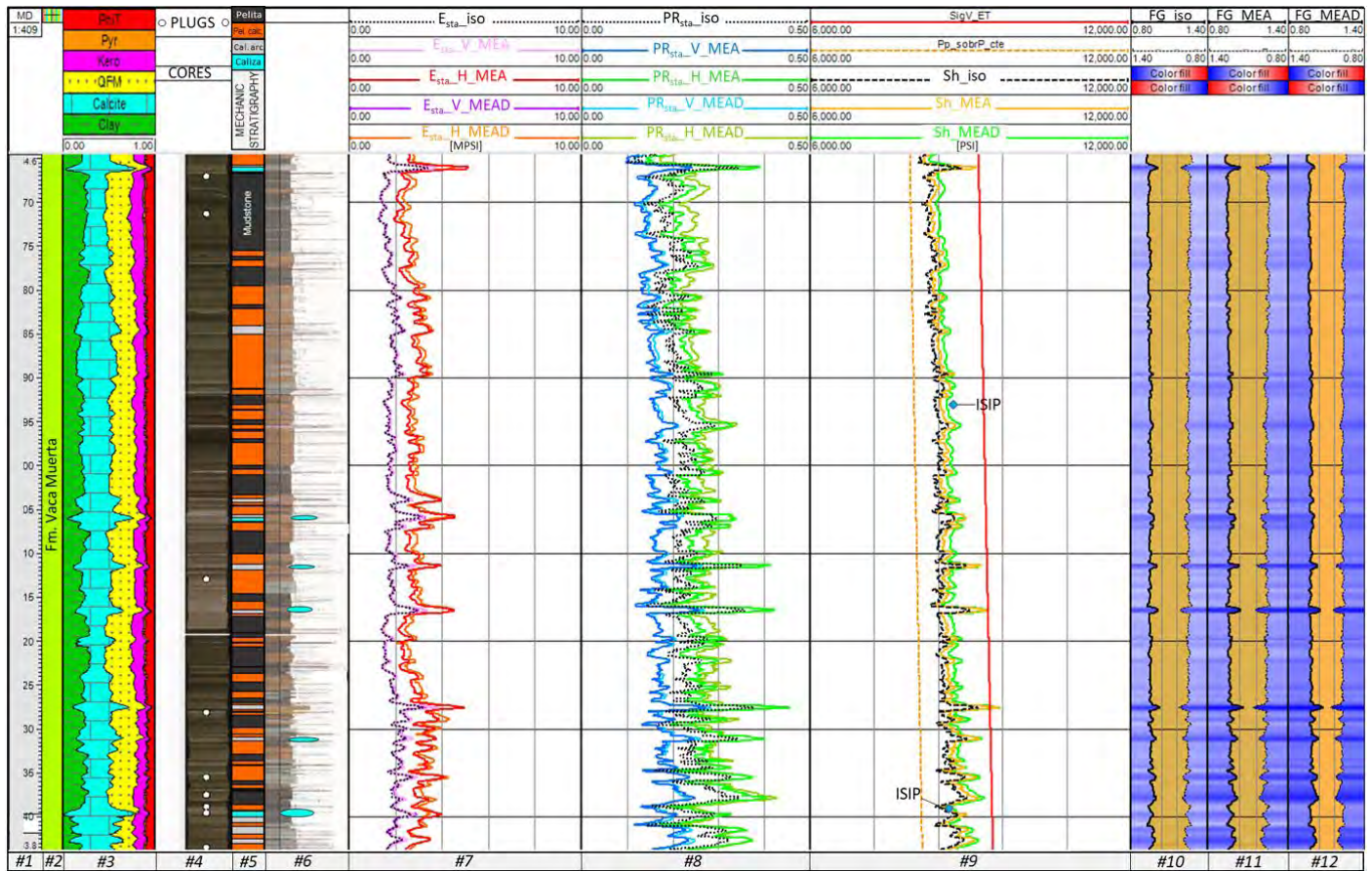


Figura 11. Comparación entre modelos MEI, MEA y MEAD, con puntos de calibración de campo para la tensión horizontal mínima y el gradiente de fractura obtenido a partir del esfuerzo horizontal menor. Pista #1: MD: Measure Depth en metros; #2: Formación Vaca Muerta; #3: Petrofísica a partir de herramienta espectroscópica de rayos gamma; #4: CORE: fotografías del intervalo del que se extrajeron las coronas; #5 MECHANIC STRATIGRAPHY: Estratigrafía mecánica a partir de cut-off en contenido de CaCO_3 Total; #6: Selley: registro de interpretación geológica; #7: E_{ita_iso} : módulo de Young estático isotrópico, $E_{ita_H_MEA}$ y $E_{ita_V_MEA}$: módulo de Young estático horizontal y vertical para el modelo elástico anisotrópico, $E_{ita_H_MEAD}$ y $E_{ita_V_MEAD}$: módulo de Young estático horizontal y vertical para el modelo elástico anisotrópico detallado en MPSI; #8: PR_{ita_iso} : relación de Poisson estática isotrópica, $PR_{ita_H_MEA}$ y $PR_{ita_V_MEA}$: Relación de Poisson estática horizontal y vertical para el modelo elástico anisotrópico, $PR_{ita_H_DAEM}$ y $PR_{ita_V_DAEM}$: relación de Poisson estática horizontal y vertical para el modelo elástico anisotrópico detallado; #9: $SigV_ET$: Esfuerzo vertical, Pp_SobrP_cte : presión poral constante (calibrada en sobrepresión mediante inlfujos, kicks, peso del lodo, etc.), S_{p_iso} : Esfuerzo horizontal mínimo isotrópico, S_{p_MEA} : Esfuerzo horizontal mínimo anisotrópico, S_{p_MEAD} : Esfuerzo horizontal mínimo anisotrópico detallado en PSI (calibrado con ISIP = *Instantaneous Shut in Pressure*, LOT = *Leak Off Test*, MFO = *Mini Fall Off*, etc); #10: FG_ita_iso: Gradiente de fractura isotrópico; #11: FG_MEA: Gradiente de fractura anisotrópico; #12: FG_MEAD: Gradiente de fractura anisotrópico detallado.

con el modelo MEA), demostrado para el caso anisotrópico simple por otros autores como Frydman *et al.* (2016) y Cuervo y Lombardo (2017). Luego, el gradiente de fractura obtenido permitirá identificar con mayor eficiencia las posibles barreras a las fracturas, acotando los intervalos a ser perforados horizontalmente y fracturados hidráulicamente.

El flujo de trabajo analizado podría subdividirse en una serie de pasos, el estudio de la roca para comprender su composición mineralógica (litología), la subdivisión en facies de variable comportamiento mecánico (estratigrafía mecánica), realización de diversos ensayos mecánicos de laboratorio junto con sus correlaciones para cada litotipo, cálculo de curvas de propiedades

elásticas continuas a lo largo del pozo en estudio, y finalmente obtener (junto con los parámetros intervinientes en la ecuación poroelástica) los esfuerzos locales. Dicho procedimiento puede ser aplicado en cualquier yacimiento donde la alta heterogeneidad deba ser considerada como un factor de alto impacto en la perforación, completación y producción. El comportamiento mecánico de las diversas litologías analizadas en este trabajo para la Formación Vaca Muerta, muestra que las rocas más carbonáticas poseen comportamientos más isotrópicos, mayor rigidez y fragilidad, pudiendo actuar como barreras al fracturamiento hidráulico, mientras que las rocas más arcillosas mostrarían un comportamiento opuesto (dúctil).

Es importante resaltar que este trabajo representa un intento de mejorar los modelos anisotrópicos utilizados normalmente en la industria. Para arribar a modelos más fiables, serán necesarios realizar una mayor cantidad de análisis de laboratorio, a partir de los cuales poder obtener controles estadísticos y correlaciones de mayor valor. Por otra parte, se sugiere para modelos de mayor resolución, en lo que a la estratigrafía mecánica respecta, realizar análisis de heterogeneidad de rocas a partir de la implementación del registro sísmico de alta resolución y del registro de resistividad de alta resolución, obtenido junto con las imágenes microresistivas de la pared del pozo. Tal estudio, permitiría la identificación de propiedades geome-

cánicas entre las interfaces de las rocas, dando lugar a la predicción del comportamiento del crecimiento de la fractura en la vertical.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Chevron por el financiamiento, por los informes y estudios compartidos, por los testigos de roca cedidos, y por el permiso para publicar este artículo. Al Instituto Tecnológico de Buenos Aires por intermediar y proporcionar la posibilidad del trabajo en conjunto con la Universidad de Texas en Austin (UT). A la UT por financiar y proporcionar el equipamiento específico junto con su operador para la asistencia en laboratorio. Por último, a Schlumberger Argentina por proporcionar software especializado y soporte técnico.

REFERENCIAS

- Amadei, B. 1996. Importance of anisotropy when estimating and measuring in situ stress in rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* 33: 293-325.
- Barredo, S.P y Stinco, L.P. 2013. A Geodynamic View of Oil and Gas Resources Associated to the Unconventional Shale Reservoirs of Argentina. *Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)*. American Association of Petroleum Geologists. URTEC 1593090: 10 p., Denver.
- Belobraydic, M., Reynolds, L., Frydman, M., Makarychev, G.V., Faulkner, Y., Pacheco, F., Luneau, B.A., Higgins-Borchardt, S., Kaufman, P., Caniggia, J., Nielsen, O., Ponce, J. y Graf, G.C. 2017. Integrating Pilot Well Measurements for Horizontal Well Planning - a Case Study, Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/185555-MS.
- Cuervo, S., Dolores Vallejo, M. y Crousse, L. 2014. Caracterización Integrada Petrofísica y Geomecánica de la Formación Vaca Muerta en el Área de El Trapial. 9º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales, Actas: 613-629, Mendoza.
- Cuervo, S y Lombardo, E. 2017. Pore Pressure and Elastic Moduli Estimation Considerations for a Simplified Geomechanical Model for Unconventional Plays. A case study in the Vaca Muerta Formation. *Unconventional Resources Technology Conference (URTEC)* DOI 10.15530/urtec-2017-2688826.
- Dunham, R.J. 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. En: Ham, W.E. (ed.), *Classification of carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 1*: 108-121, Tulsa.
- Economides, M.J. y Nolte K.G. 2000. *Reservoir Stimulation*. John Wiley & Sons, Ltd., New York.
- Energy Information Administration 2014. Country Analysis note. United State. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=14431>
- Fjaer, E., Holt, R., Horsrud, P., Raaen, A. y Risnes, R. 2008. *Petroleum related rock mechanics*. Elsevier, 514 p., Amsterdam.
- Frydman, M., Pacheco, F., Pastor, J., Canesin, F., Caniggia, J. y Davey, H. 2016. Comprehensive Determination of the Far-field Earth Stresses for Rocks with Anisotropy in Tectonic Environment. *SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium held in Buenos Aires, Argentina*. SPE-180965-MS.
- Gamero-Díaz, H., Miller, C., y Lewis, R. 2012. Core: a Classification Scheme for Organic Mudstones Based on Bulk Mineralogy. *Search and Discovery Article #40951*.
- Gulisano, C.A. 1981. El Ciclo Cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza. 8 Congreso Geológico Argentino, Actas: 579-592, San Luis.
- Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A.R. y Digregorio, R.E. 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. 9º Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 236-259, Bariloche.
- Haldorsen, J.B., Johnson, D., Plona, T., Sinha, B., Valero, H. y Winkler, K. 2006. Acústica de Pozo. *Oilfield Review*, Summer 2006-p.36-45, Ridgefield.
- Hryb, D.E., Archimio, A., Badessich, M., Ejofodomi, E.A., Diaz, A., Cavazzoli, G.D., Zalazar, F.A., Lagarrigue, E.A. y Pichon, S. 2014. Unlocking the true Potential of the Vaca Muerta Shale via an Integrated Completion Optimization Approach. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/170580-MS.
- Kietzmann, D.A., Palma, R.M., Riccardi, A.C., Martín-Chivelet, J. y López-Gómez, J. 2014. Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian - Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentary Geology* 302: 64-86.
- Kietzmann, D.A., Martín-Chivelet, J., Palma, R.M., López-Gómez, J., Lescano, M., and Concheyro, A. 2011b. Evidence of precessional and eccentricity orbital cycles in a Tithonian source rock: the mid-outer carbonate ramp of the Vaca Muerta Formation, Northern Neuquén Basin, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin* 95: 1459-1474.
- Kietzmann, D., Ambrosio, A., Suriano, J., Alonso, M.S., Tomassini, F., Depine, G. y Repol, D. 2016. The Vaca Muerta-Quintuco system (Tithonian-Valanginian) in the Neuquen Basin, Argentina: A review from the outcrops in the Chos Malal fold and thrust belt. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin* 100: 743-771.
- Leanza, H.A. 1973. Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico-Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 28: 97-132.
- Leanza, H.A., Marchese, H.G. y Riggi, J.C. 1977. Estratigrafía del Grupo Mendoza con especial referencia a la Formación Vaca Muerta entre los Paralelos 35 y 40 ls Cuenca Neuquina-Mendocina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 32: 190-208.
- Legarreta, L. y Gulisano, C. 1989. Análisis estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior). En: Chebli, G. y Spalletti, L. (eds.), *Simposio Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica* 6: 221-243, San Miguel de Tucumán.
- Legarreta, L., Gulisano, C. A. y Uliana, M.A. 1993. Las secuencias sedimentarias jurásicas-cretácicas. *Relatorio Geología y Recursos Minerales de Mendoza*. 8º Congreso Geológico Argentino y 2º Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1: 87-114, Mendoza.
- Mavko, G., Mukerji, T. y Godfrey, N. 1995. Predicting stress-induced velocity anisotropy in rocks. *Geophysics* 60: 1081-1087.
- Mitchum, R.M. y Uliana, M.A. 1985. Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic - Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina. En: Bero, B.R. y Woolverton, D.G. (eds.), *Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 39: 255-274, Tulsa.

- Mokhtari, M., Honarpour, M., Tutuncu, A. y Boitnott, G. 2014. Acoustical and geomechanical characterization of Eagle Ford shale – Anisotropy, heterogeneity and measurement scale. Society of Petroleum Engineering Annual Technical Conference and Exhibition: 27-29, Amsterdam.
- Nur, A. y Simmons, G. 1969. Stress induced velocity anisotropy in rock: An experimental study. *Geophysics* 74: 6667–6674.
- Pichon, S., Cafardi, F., Cavazzoli, G. D., Diaz, A., y Lederhos, M. R. 2017. Fracturing-to-Production Integrated Completion Sensitivities for Horizontal Well Design in the Vaca Muerta Shale. Society of Petroleum Engineers, doi:10.2118/185499-MS
- Rodrigues, N., Cobbold, P.R., Loseth, H., y Ruffet, G. 2009. Widespread bedding-parallel veins of fibrous calcite (“beef”) in a mature source rock (Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina): evidence for overpressure and horizontal compression. *Journal of the Geological Society* 166: 695-709.
- Rohmer, B., Raverta, M., Boutaud de la Combe, J.L. y Jaffrezic, V. 2015. Minifrac Analysis Using Well Test Technique as Applied to the Vaca Muerta Shale Play. Society of Petroleum Engineers, doi:10.2118/174380-MS
- Rüger, A. 1996. Reflection Coefficients and Azimuthal AVO Analysis in Anisotropic Media. Tesis doctoral, Center for Wave Phenomena, Colorado School of Mines (inédito).
- Scasso, R.A., Alonso, M.S., Lanés, S., Villar, H.J. y Lippai, H. 2002. Petrología y geoquímica de una ritmita marga-caliza del Hemisferio Austral: El Miembro Los Catutos (Formación Vaca Muerta), Tithoniano medio de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 57: 143-159.
- Sosa Massaro, A., Espinoza, N., Frydman, M., Barredo, S. y Cuervo, S. 2017. Analyzing a Suitable Elastic Geomechanical Model for Vaca Muerta Formation. *Journal of South American Earth Sciences* 79: 472-488.
- Spalletti, L.A., Franzese, J.R., Matheos, S.D. y Schwarz, E. 2000. Sequence stratigraphy of a tidally dominated carbonate-siliciclastic ramp; the Tithonian–Early Berriasian of the Southern Neuquén Basin, Argentina. *Journal of the Geological Society* 157: 433-446.
- Suarez-Rivera, R., y Fjaer, E. 2012. How Important is the Poroelastic Effect to Completion Design On Tight Shales? American Rock Mechanics Association. 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium.
- Suarez-Rivera, R., Deenadayalu, C., Chertov, M., Hartanto, R. N., Gathogo, P., y Kunjir, R. 2011. Improving Horizontal Completions on Heterogeneous Tight-Shales. Society of Petroleum Engineers, doi: 10.2118/146998-MS.
- Thiercelin, M.J. y Plumb, R.A. 1994. Core-Based Prediction of Lithologic Stress Contrasts in East Texas Formations. *SPE Formation Evaluation*: 251-258.
- Thomsen, L. 1986. Weak Elastic Anisotropy. *Geophysics* 51: 1954-1966.
- Uliana, M.A. y Legarreta, L. 1993. Hydrocarbons Habitat in a Triassic-To-Cretaceous Sub-Andean Setting: Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* 16: 397-420.
- Urien, C.M., Zambrano, J.J. e Yrigoyen, M.R. 1995. Petroleum basins of southern South America: an overview. En: Tankard, A.J., Suarez Soruco, R. y Welsink, H.J. (eds.), *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 63-77, Tulsa.
- Varela, R.A y Hasbani, J. 2017. A Rock mechanics laboratory characterization of Vaca Muerta formation. *ARMA* 17-167.
- Wang, Z.Z. 2001. Fundamentals of Seismic Rock Physics. *Geophysics* 66: 398-412.
- Willis, M. y Tutuncu, A. 2014. Integration of Core Drilling, Microseismic and Well Log Data for Geomechanical Property Determination and Monitoring in the Argentinian Vaca Muerta Shale Formation. Unconventional Resources Technology Conference, 25-27, URTeC 1922481.
- Winkler, K.W., Sinha, B.K. y Plona, T.J. 1998. Effects of Borehole Stress Concentrations on Dipole Anisotropy Measurements. *Geophysics* 63: 11-17.