

Transecta geomecánica de la formación Vaca Muerta. Un nuevo proyecto de cooperación

Por *Agustín Sosa Massaro (Pluspetrol)*; *Marcelo Frydman (Phoenix Global Resources)*; *Ezequiel Lombardo (Chevron Argentina)*; *Axel Canatelli (TotalEnergies)*; *Jorge Argüello, Teresa De Barrio y Denis Marchal (Pampa Energía)*; *Claudia Terán y Damián Hryb y Elanor Díaz (YPF)*; *Leonardo Cruz (Equinor)*; *Martín Paris (Consultor)*; y *Alejandro Nawratill (Capsa Capex)*

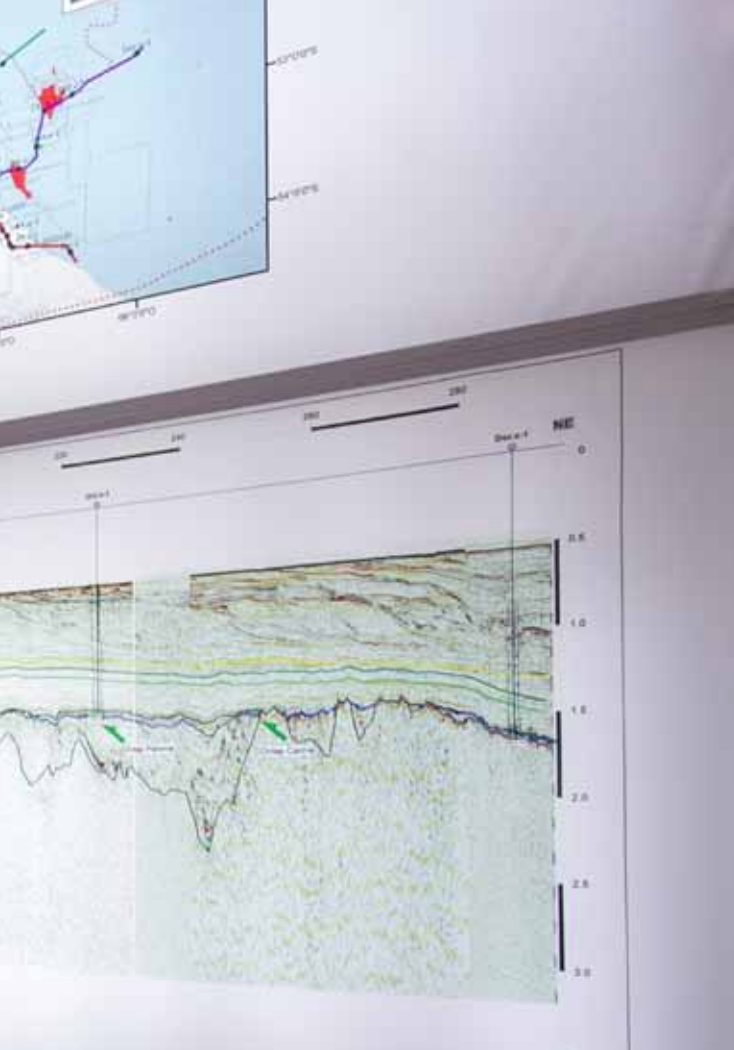
Este trabajo geomecánico fue realizado en conjunto por las empresas que operan en Vaca Muerta. Completa el trabajo iniciado en 2016.

Trabajo seleccionado sobre tema de Geomecánica del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG

En 2016 se elaboró una transecta regional de más de 300 km de extensión (Figura 1, ver línea punteada blanca), donde se integró información de subsuelo, como sísmica, registros de pozos y testigos corona, junto con información de afloramientos (González *et al.*, 2016). En el trabajo citado, el sistema Vaca Muerta-Quintuco se subdividió en seis unidades sísmicas (U1-U6) delimitadas por superficies de distribución regional (Sattler *et al.*, 2016) teniendo en consideración criterios de estratigrafía sísmica y análisis previamente realizados por otros autores (Figura 2).

Durante 2017 tuvo lugar la conformación de una Subcomisión de Geomecánica, dependiente de la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG, que luego del Congreso CONEXPLO 2018 y con cambio de autoridades, fue recatalogada a Comisión de Geomecánica.

Con el marco teórico provisto por la Transecta Regional, que permitió explicar la gran complejidad observada en la génesis de las formaciones correspondientes al



sistema Quintuco-Vaca Muerta y una vez definidos cada unidad y cada intervalo que la componen, se dio lugar a una segunda instancia de profundización en el conocimiento de la formación Vaca Muerta, a partir de la construcción de una transecta geomecánica (Figura 1, líneas llenas azul, verde y rojo) generada a partir de modelos geomecánicos 1D en pozos pertenecientes a 13 bloques y la inversión sísmica de la mayor parte de esta transecta, en lo que se conoce como la transecta geofísica (Figura 1, línea punteada amarilla). Esto permitirá aportar información fundamental en las diferentes etapas del desarrollo de este *shale*, desde la perforación y completación hasta la producción.

El flujo de trabajo común ha sido abordado por geomecánicos de distintas empresas que operan en la cuenca, empresas de servicio y consultores independientes, quienes han compartido información y conocimientos, en lo que se conoce hoy como “cooperación”, para generar una mejor comprensión de las variaciones geomecánicas de la formación Vaca Muerta, tanto en nivel local como regional en una transecta de dirección predominante NO-SE. Los parámetros analizados fueron aquellos que conforman el modelo geomecánico acorde para este tipo de formaciones, como propiedades elásticas y de resistencia anisotrópicas, presión poral y los esfuerzos principales.

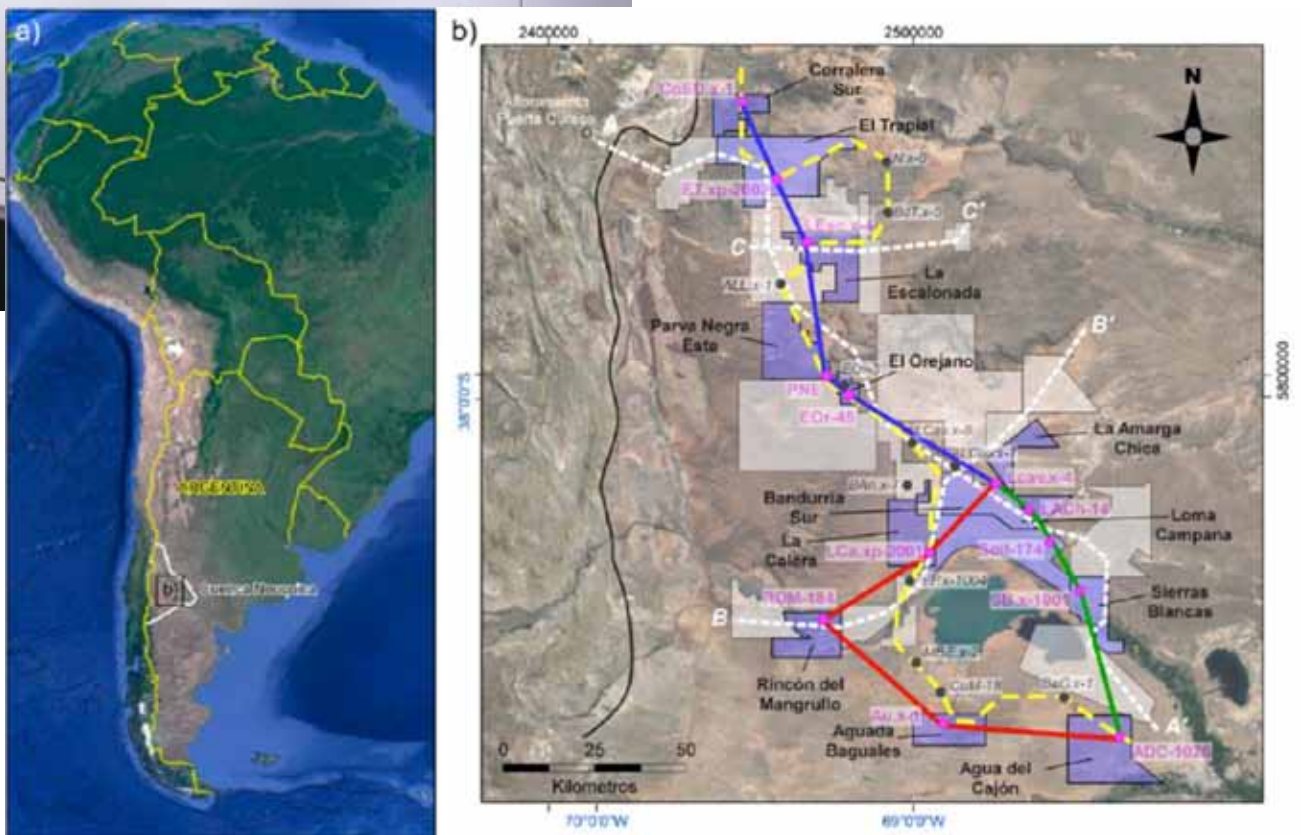


Figura 1. Mapa del área de trabajo en el que se observa en línea llena azul la transecta regional geomecánica propuesta en este estudio, bifurcándose hacia el sur en un transecta oeste, en rojo coincidente con la transecta regional geofísica - línea punteada amarilla; y otra hacia el este coincidente con la transecta regional del sistema Vaca Muerta-Quintuco - línea punteada blanca (Sattler *et al.*, 2016).

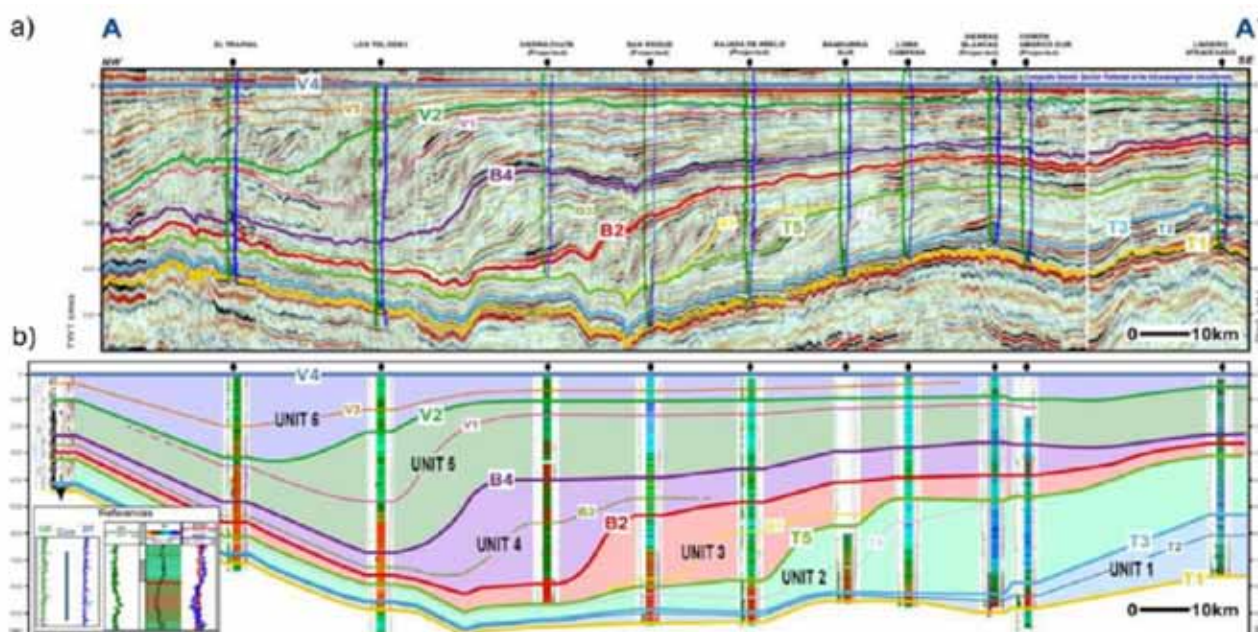


Figura 2. a) Transecta regional del sistema Vaca Muerta-Quintuco (Sattler *et al.*, 2016). b) Subdivisión del sistema Vaca Muerta-Quintuco en unidades sísmicas (Sattler *et al.*, 2016) (U1-U6: Unidad 1-Unidad 6; T: Tithoniano; B: Berriasiano; V: Valanginiano).

Marco geológico

La cuenca Neuquina está ubicada en la región centro-oeste de la Argentina. Se encuentra limitada al oeste por el arco magmático andino, al noroeste por el sistema de la Sierra Pintada y al sureste por el macizo Norpatagónico (Vergani *et al.*, 1995; Ramos *et al.*, 2011). Presenta una forma triangular y ocupa una superficie de 160.000 km² (Vergani *et al.*, 1995), que abarca un espesor sedimentario de hasta 7000 m compuesto por una variedad de litologías. Constituye una cuenca de retroarco con una compleja historia geológica.

La formación Vaca Muerta es una potente unidad que se extiende desde el Tithoniano al Valanginiano inferior y abarca aproximadamente 30.000 km² de la cuenca Neuquina (Ramos *et al.*, 2020). Limita hacia la base,

y de forma neta, con las formaciones Tordillo y Quebrada del Sapo (y equivalentes); y hacia el tope, de manera transicional y diacrónica, con la formación Quintuco y sus equivalentes (Leanza *et al.*, 2020) (Figura 3). La formación Vaca Muerta constituye los términos distales de los depósitos asociados a las clinoformas (*foresets* y *bottomsets*) compuestos por mudstones y margas intercaladas con calizas y finas capas volcanoclasticas; mientras que los depósitos proximales (*topsets*) corresponden a la formación Quintuco, conformada principalmente por *grainstones*, *bindstones*, *wackstones* y dolomías (Kietzmann *et al.*, 2020).

La transecta geomecánica se dispone en dirección noroeste-sureste (NW-SE), la mayor parte de su recorrido sigue lo que se conoce como el Sinclinal de Añelo (Figura 4). Esta estructura representa un bajo a escala cuenca,

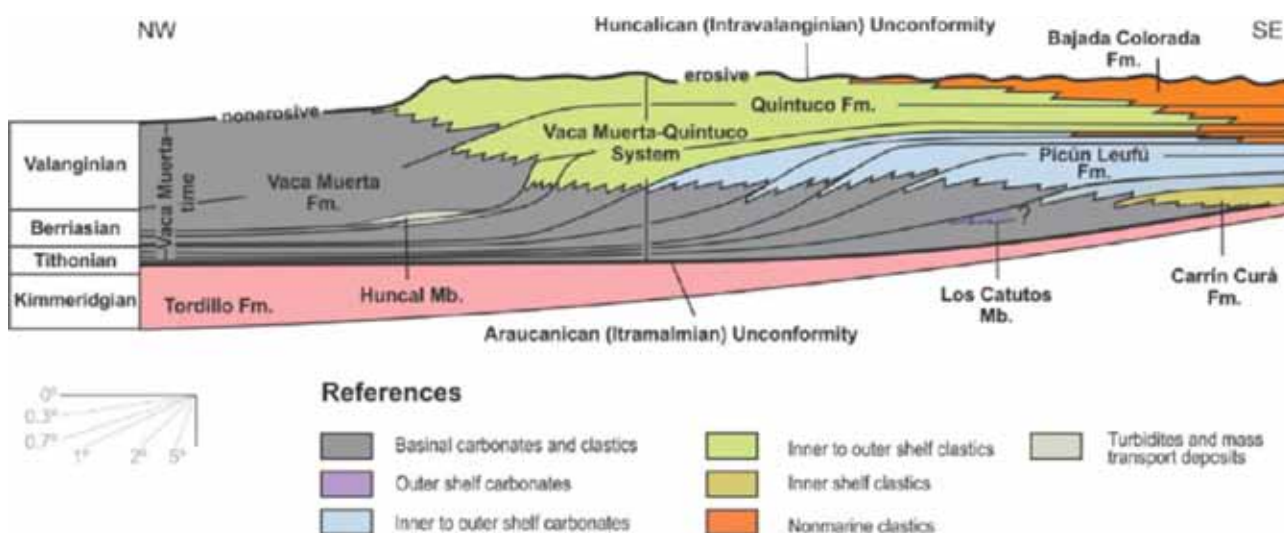


Figura 3. Corte esquemático NO-SE del engolfamiento neuquino que ilustra el sistema Vaca Muerta-Quintuco (modificado de Leanza *et al.*, 2020).

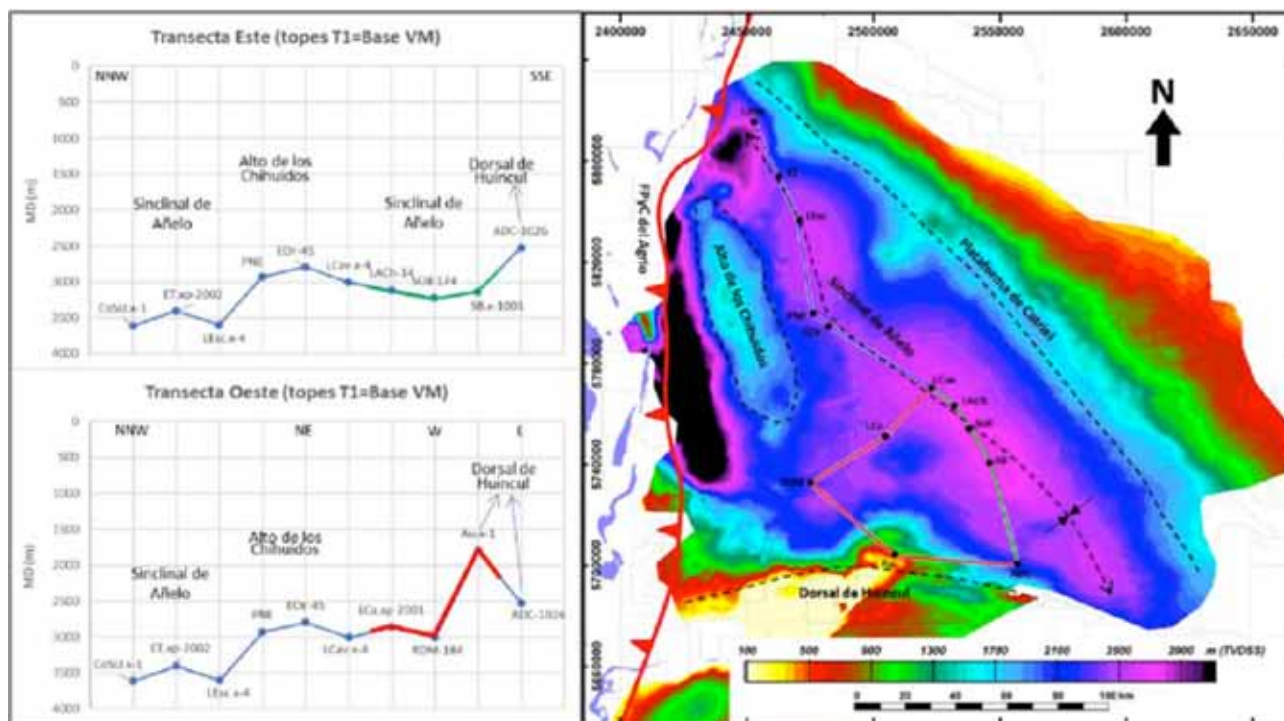


Figura 4. Izq.: perfiles estructurales a la base de la formación Vaca Muerta para el sector Este (traza en verde) y Oeste (traza en rojo) de la transecta geomecánica. Der.: mapa estructural a la base de la formación Vaca Muerta que muestra sus principales rasgos estructurales y la traza correspondiente a la transecta geomecánica.

que a su vez se profundiza hacia el NO (bloques Corralera Sur, El Trapial y La Escalonada) por efecto de la sobrecarga litostática producto del apilamiento tectónica de la Cordillera de los Andes (Faja Plegada y Corrida del Agrio). Hacia el sector centro de la transecta, los bloques Parva Negra Este y El Orejano se encuentran en una posición estructural elevada, producto de la influencia del Alto de los Chihuidos, pasando hacia el sur a una nueva profundización dentro del Sinclinal de Añelo, para luego ascender nuevamente a las profundidades más someras de la transecta generadas por la Dorsal de Huincul (bloques Aguada Baguales y Aguada del Cajón).

En línea con lo observado en las figuras 2, 3 y 4, sumado al conocimiento regional de la cuenca, se describe cada bloque a partir del sector donde se encuentra ubicado respecto de la transecta, las facies y litologías que componen las formaciones Quintuco y Vaca Muerta, su condición morfo-estructural y la ventana de generación de hidrocarburos en la cual se encuentran. En la figura 5 se resume lo explicado anteriormente, además permite comprender las variaciones laterales y verticales observadas en las diversas propiedades geomecánicas estudiadas a lo largo de la transecta.

Metodología

A partir de los diversos debates y presentaciones llevadas a cabo durante 2020 a 2022 dentro de la Comisión de Geomecánica, donde se incluyó además un *Workshop* integrador entre empresas, se propuso compartir conocimientos y lecciones aprendidas. El plan fue unificar los modelos geomecánicos de tipo 1D, primero analizando

el marco geológico regional y tomando como base lo que se analizó en la transecta regional del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Sattler *et al.*, 2016). Luego se estudió la información disponible en todos los pozos intervinientes en esta nueva transecta (“auditoría de datos”), con el fin de asegurar buena calidad y cantidad en la información para obtener modelos confiables y comparables. Asimismo, se realizó un “análisis de eventos geomecánicos” ocurridos durante las perforaciones de estos pozos, con la intención de comprender y ubicar aquellos eventos más comunes que pueden ocurrir en las distintas zonas y profundidades/intervalos dentro de la cuenca Neuquina, y específicamente dentro de la formación Vaca Muerta. En lo relacionado con las propiedades mecánicas de las rocas, se analizaron y compararon utilizando los mismos criterios, ecuaciones y correlaciones, las “propiedades elásticas dinámicas isotrópicas y estáticas anisotrópicas”, las “propiedades de resistencia anisotrópicas” (Resistencia Máxima a la Compresión sin Confinamiento o UCS, por sus siglas en inglés; y la Resistencia Máxima a la Tensión sin Confinamiento o TS, por sus siglas en inglés). En cuanto a los esfuerzos, se estimaron la Sobrecarga litostática, la Presión poral junto con su Coeficiente de Biot isotrópico, los Esfuerzos Horizontales (mínimo y máximo), y la Dirección del Esfuerzo Horizontal Máximo.

En líneas generales, se propuso analizar la información de los trece (13) pozos intervinientes en la Transecta geomecánica, para estimar sus propiedades según la lista que se detalla a continuación:

- 1) Auditoría de datos
- 2) Análisis de eventos geomecánicos
- 3) Propiedades elásticas dinámicas isotrópicas y estáticas anisotrópicas

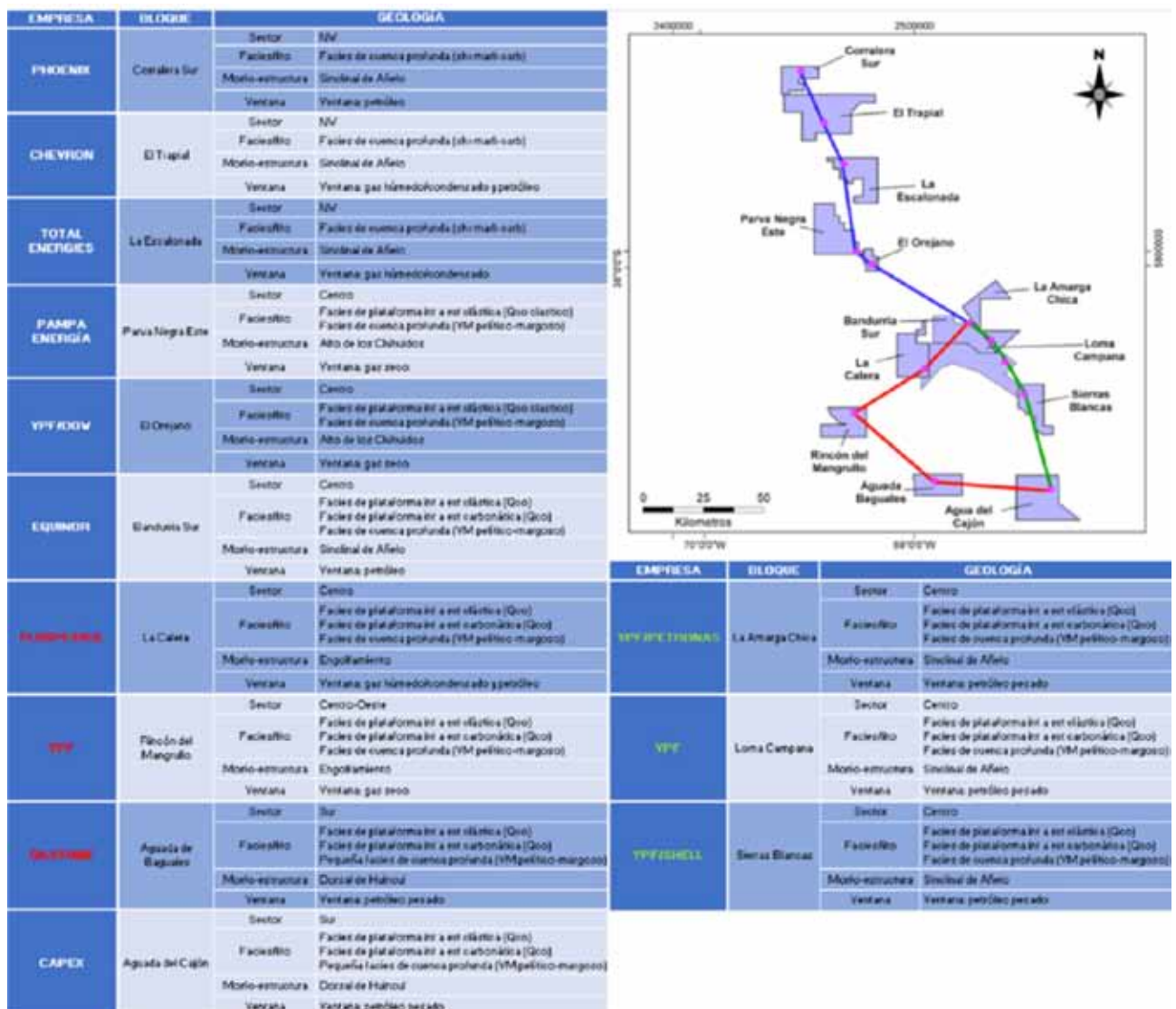


Figura 5. Resumen de propiedades geológicas descriptivas de cada bloque a lo largo de la Transecta Geomecánica. Los nombres de las empresas en color blanco conforman la transecta en color azul, aquellas en color rojo conforman la transecta oeste, y en verde la transecta este.

- 4) Propiedades de Resistencia: UCS y TS horizontales y verticales
- 5) Sobrecarga Litostática
- 6) Presión poral y Biot isotrópico
- 7) Esfuerzos horizontales (mínimo y máximo)
- 8) Dirección de esfuerzos

El orden es el propuesto según el siguiente flujo de trabajo de cuatro niveles de análisis y nueve pasos de trabajo (Figura 6).

1) Auditoría de datos

Se realizó la auditoría de datos con el fin de coleccionar y evaluar la disponibilidad y la calidad de estos. En la figura 7 se muestra en detalle la cantidad de cada tipo de dato en los pozos utilizados en este trabajo.

Se puede observar muy buena disponibilidad de información referente a datos durante la perforación y perfiles de pozo. Respecto de las propiedades mecánicas se tiene una buena cobertura siendo el coeficiente de Biot el dato de menor disponibilidad por la complejidad del

ensayo para obtenerlo. Para la calibración de presión poral, se pudieron utilizar datos de DFIT (diagnóstico de inyección de fractura) en 7 pozos de los 13 en total. Luego, para la calibración de esfuerzo mínimo, se tiene una media a escasa cantidad de presiones de cierre que se complementa con una buena información de ISIP's (cierre instantáneo de presión).

2) Análisis de eventos

La figura 8 presenta una síntesis por bloque de aquellos eventos ocurridos en los pozos utilizados para este trabajo, que en muchos casos son comunes para todos los bloques.

En forma resumida, se observa que la mayoría de las empresas informan realizar sus perforaciones utilizando la técnica de UBD (*Underbalance Drilling*), asociada al uso de MPD (*Managed Pressure Drilling*) como medida de mitigación para tener un control de las presiones ejercidas por el fluido de perforación en condiciones dinámicas y estáticas (perforación, cambio de BHA, conexiones de tubería, etc.) y en ocasiones el uso de píldoras densas y material sellante (LCM-Loss Circulation Material).

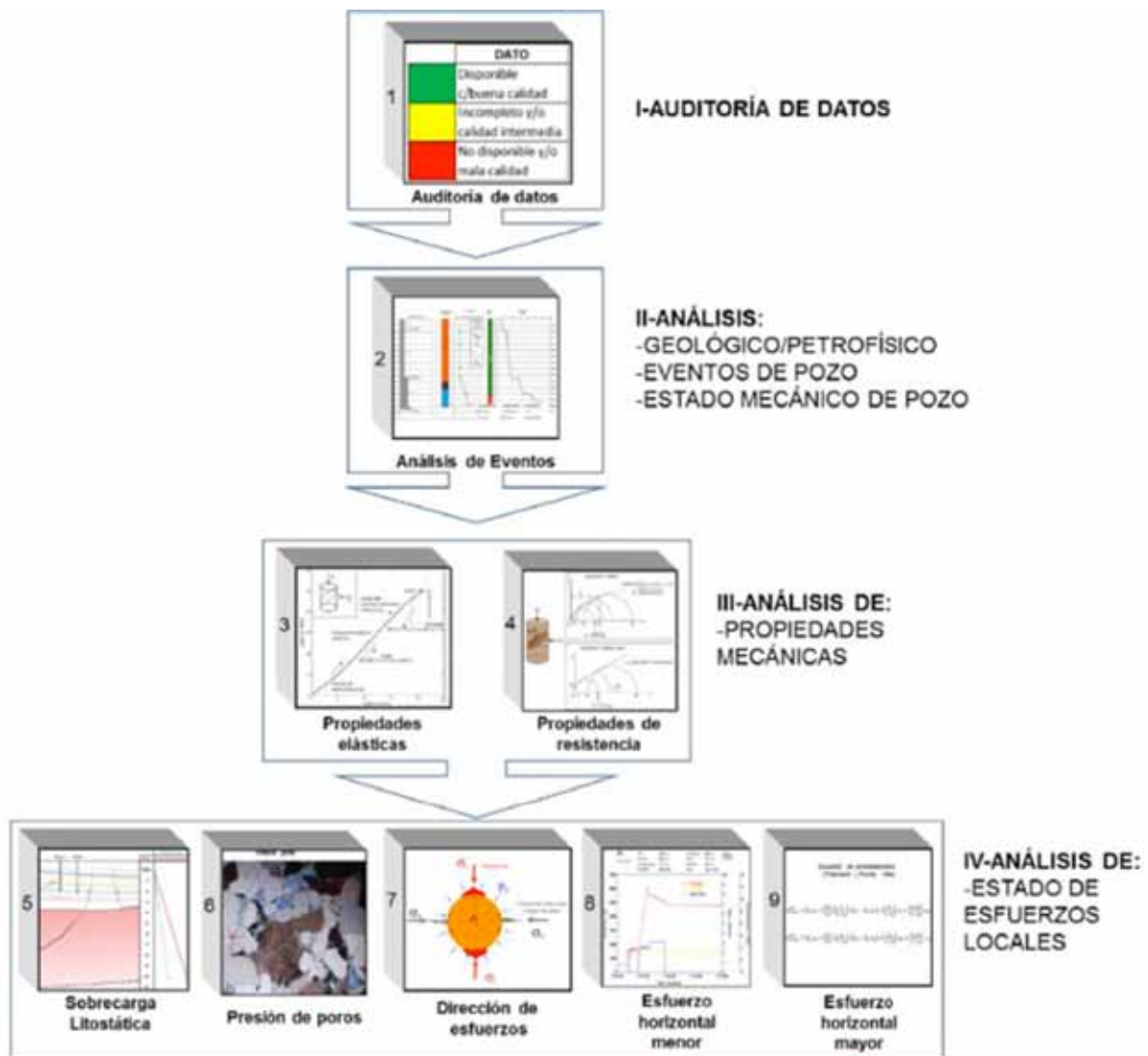


Figura 6. Esquema de flujo de trabajo coordinado entre empresas (tomado y modificado de Sosa Massaro, 2019).

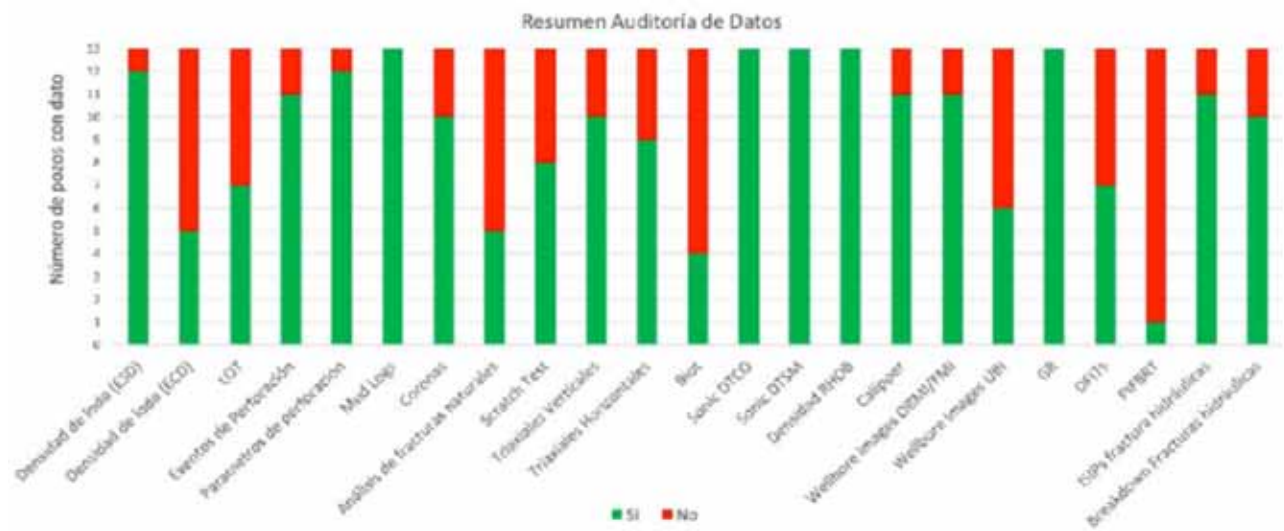


Figura 7. Tabla comparativa de datos utilizados por pozo. El color verde indica el porcentaje de pozos con el dato mencionado en el eje "x", mientras que el color rojo indica el porcentaje de pozos con faltante del dato.

EMPRESA	BLOQUE	Técnica de perforación y Formas de control	EVENTOS GEOMECAÑICOS
PHOENIX	Corralera Sur	UBD	Influjos. En la rama horizontal: admisiones y derrumbes.
CHEVRON	El Trapal	UBD y MPD	Picos de gas total y gas de conexión al ingresar al Sist. Qco-VM. Breakouts escasos y de limitado desarrollo. Fracturas inducidas escasas, únicamente en Qco.
TOTALENERGIES	La Escalonada	MPD Material sellante	Presencia de gas en puntos identificados, con aumento hacia las secciones ricas en TOC.
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	MPD	Influjos en Qco y VM.
YPF/DOW	El Orejano	MPD Material sellante	Gasificaciones
EQUINOR	Bandurria Sur	No reporta	Presencia de gas mitigada con ajustes en el peso del lodo.
PLUSPETROL	La Calera	MPD Material sellante	Aporte de gas durante perforación, conexiones y viajes. Mayormente debidas a la presencia de fracturas naturales hacia la base de la Fm. Qco y tope de VM. Asentamientos en intercalaciones carbonáticas.
YPF	Rincón del Mangrullo	MPD Material sellante	Influjos.
OILSTONE	Aguada de Baguales	No reporta	A pesar de haber sido perforado con densidad de lodo equivalente a la hidrostática no reporto problemas.
YPF/PETRONAS	La Amarga Chica	MPD Material sellante	Gasificaciones
YPF	Loma Campana	MPD Material sellante	No se observaron eventos.
YPF/SHELL	Sierras Blancas	MPD Material sellante	Influjos controlados con aumento en la densidad del lodo. Fricciones y pérdidas parciales durante el bombeo de píldoras viscosas.
CAPEX	Aguada del Cajón	No reporta	Incremento en la magnitud de influjos a medida que se profundiza desde el tope de Qco.

Figura 8. Resumen de eventos de perforación ocurridos en los pozos pertenecientes a la transecta geomecánica.

Los eventos de mayor incidencia durante la perforación del sistema Quintuco-Vaca Muerta son los influjos, pérdidas parciales de circulación y asentamientos. Estos eventos son más frecuentes en los niveles inferiores de la formación Quintuco y superiores de la formación Vaca Muerta.

3) Propiedades elásticas dinámicas isotrópicas y estáticas anisotrópicas

En la industria del petróleo y el gas, las propiedades mecánicas de las rocas se derivan de datos de registros sísmicos y sísmicos. Las pruebas de mecánica de rocas

de laboratorio son esenciales para la calibración de las propiedades elásticas y de resistencia derivadas de los registros sísmicos y de densidad. Para la formación Vaca Muerta a nivel cuenca incluyen, pruebas triaxiales (plugs verticales, horizontales y a 45° con respecto a la laminación de la roca).

En la figura 9 se presenta un diagrama del aprendizaje automático supervisado utilizado como herramienta para estimar propiedades mecánicas. En este modelo, se utilizan registros eléctricos del pozo piloto vertical para entrenar algoritmos que predicen resultados de laboratorio. Esta metodología permite un aprendizaje automá-

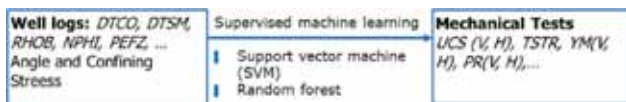


Figura 9. Aprendizaje supervisado como herramienta para estimar propiedades mecánicas.

tico, o sea, el modelo aprende a medida que nuevos ensayos de laboratorio estén disponibles. Se utilizó *Support Vector Machine* (SVM) y *Random Forest* como procesos de aprendizaje automático.

Estas regresiones se verificaron por coherencia con las desarrolladas por otros autores (Varela y Hasbani, 2017; Frydman *et al.*, 2016 y Sosa Massaro, 2019), que se construyeron utilizando cientos de pruebas de laboratorio de mecánica de rocas a partir de muestras de núcleos para la formación Vaca Muerta a lo largo de la cuenca Neuquina.

3a) Propiedades elásticas dinámicas isotrópicas

Los medios elásticamente isotrópicos poseen propiedades iguales en sus tres ejes de simetría. No es recomendable utilizar modelos basados en isotropía en rocas altamente heterogéneas como la formación Vaca Muerta, debido a su alto nivel de anisotropía mecánica, pero pueden resultar la base para construir un modelo más complejo a partir de ciertas asunciones y correlaciones para transformarlas en propiedades anisotrópicas estáticas, como se realizó en este trabajo.

Las propiedades dinámicas isotrópicas fueron calculadas de la forma convencional según las siguientes ecuaciones (Warpinski *et al.*, 1998 y Thorne y Wallace, 1995):

$$G^{\text{dyn}} = 13474,45 \cdot \frac{\rho}{\text{DTSM}^2} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$K_b^{\text{dyn}} = 13474,45 \cdot \frac{\rho}{\text{DTCO}^2} - \frac{4}{3} \cdot G^{\text{dyn}} \quad \text{Ecuación 2}$$

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

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

donde G^{dyn} representa el módulo de cizalla en unidades de MPSI,

K_b^{dyn} representa el módulo E^{dyn} de rigidez en MPSI, representa el módulo de Young en MPSI, y ν representa la relación de Poisson. Estas propiedades se obtienen a partir de relaciones entre la densidad volumétrica de la roca (ρ RHOB en g/cm³) y la lentitud (en inglés *slowness*) de la onda de corte DTSM (en $\mu\text{s}/\text{ft}$), obtenida a partir de la inversa de la velocidad de la onda de cizalla (o de corte) “Vs”, y la onda compresional DTCO (en $\mu\text{s}/\text{ft}$), obtenida a partir de la inversa de la velocidad de la onda compresional “Vp”.

3b) Propiedades elásticas estáticas anisotrópicas

Para poder obtener los parámetros elásticos estáticos (módulo de Young y relación de Poisson) a partir de los perfiles registrados en los pozos es necesario obtener una ley de transformación de propiedades dinámicas a propiedades estáticas. Para evaluar el grado de anisotropía de las propiedades mecánicas se realizan ensayos a compresión confinada con plugs orientados perpendicular y transversalmente a las laminaciones. En la figura 10, se representan la importancia (*Feature Importance Ranking*) de cada uno de los registros eléctricos utilizados como datos de entrada para generar la regresión de las propiedades elásticas anisotrópicas. Los más relevantes son el ángulo de orientación (vertical, horizontal o 45°), densidad (RHOB), tiempo de tránsito de cizalla (DTSM), tiempo de tránsito de compresional (DTCO) y las propiedades dinámicas.

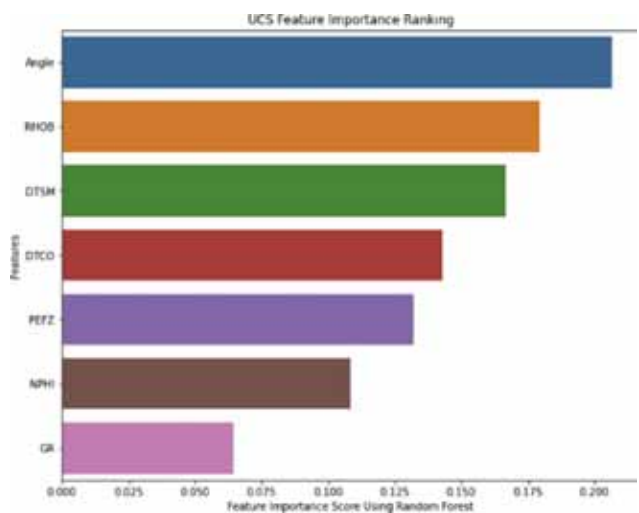


Figura 10. Importancia de los factores que impactan la calibración de propiedades elásticas.

Las correlaciones utilizadas en este trabajo para obtener los módulos de Young vertical y módulo de Young horizontal fueron estimadas a partir de los estudios desarrollados por Varela y Hasbani (2017). Es importante tener en cuenta que las propiedades estáticas se evaluaron en plugs, mientras que las dinámicas en registros. Hay una diferencia importante de escala. Sin embargo, fue posible reducir la incertidumbre asociada a las propiedades dinámicas generadas por las variaciones de frecuencia entre las mediciones de registros sísmicos en pozo y datos ultrasónicos de laboratorio. Los autores consideran una suposición razonable para caracterizar la heterogeneidad del *shale* en el reservorio no convencional.

Las ecuaciones utilizadas para la obtención de los módulos elásticos isotrópicos fueron las siguientes (Varela y Hasbani, 2017):

$$E_{\text{sta}_V} [\text{Mpsi}] = 69845 \cdot \text{DTCO}^{-2.28} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$E_{\text{sta}_H} [\text{Mpsi}] = 2,4396 \cdot E_{\text{sta}_V}^{0.6052} \quad \text{Ecuación 6}$$

donde E_{sta_V} representa el módulo de Young vertical y E_{sta_H} representa el módulo de Young horizontal.

$$PR^{sta}(V \text{ o } H) = -1,93e-07 * CS + 6,24e-04 * Angle + 5,04e-03 * E^{dyn} - 1,45e+00 * PR^{dyn} - 1,40e-02 * DTCO + 7,30e-03 * DTSM - 5,75e-02 * RHOB + 0,79$$

Ecuación 7

Donde,
 CS = Confining Stress (psi): (Ovb_Grad – Pp_Grad) *
 TVD(m) * 3,28 Ovb_Grad = overburden gradient (psi/ft)
 Pp_Grad = pore pressure gradient (psi/ft)
 Angle = 0,0 para vertical y 90,0 para horizontal
 Edyn = módulo de Young dinámico isotrópico en Mpsi

Las figuras 11 y 12 presentan los resultados de la regresión para el cálculo de propiedades elásticas (vertical y horizontal) en un pozo de referencia en la formación Vaca Muerta. Para el módulo de Young, la correlación de Varela y Hasbani (2017) en azul es consistente con los resultados de regresión. Sin embargo, la práctica recomendada por Varela y Hasbani (2017) de utilizar la relación de Poisson dinámico no representa las mediciones de laboratorio.

En este trabajo, se utilizó el análisis de ciencia de datos recomendado por uno de los profesionales involucrados (M. Frydman) para obtener la relación de Poisson Estático vertical y horizontal según la ecuación de esta página.

4) Propiedades de resistencia: UCS y TS horizontales y verticales

La resistencia a la compresión no-confinada de la roca (UCS-*Unconfined Compressive Strength*) se utiliza en la determinación de la falla de las paredes del pozo durante la perforación, la producción de arena debida a la reducción de la presión de formación (*drawdown*) y otros. Las pruebas de resistencia no-confinada en núcleos pueden ofrecer un método de calibración puntual para los registros continuos calculados. Existen varias ecuaciones empíricas para calcular el valor del UCS a partir de registros, por ejemplo, Chang *et al.* (2006).

En la figura 13 se muestra el grado de importancia de cada uno de los registros eléctricos utilizados como datos de entrada para generar la regresión del UCS (*Feature Importance Ranking*). Para estimar el UCS anisotrópico, los parámetros más relevantes son: el ángulo de orientación (vertical, horizontal o 45°), densidad (RHOB), tiempo de tránsito de cizalla (DTSM) y tiempo de tránsito compresional (DTCO).

En este trabajo, para el cálculo del UCS vertical y horizontal se utilizaron las correlaciones de Varela y Hasbani (2017), representadas por las siguientes ecuaciones:

$$UCS_V[psi] = 400000000 \cdot DTCOV^{-1.779}$$

Ecuación 8

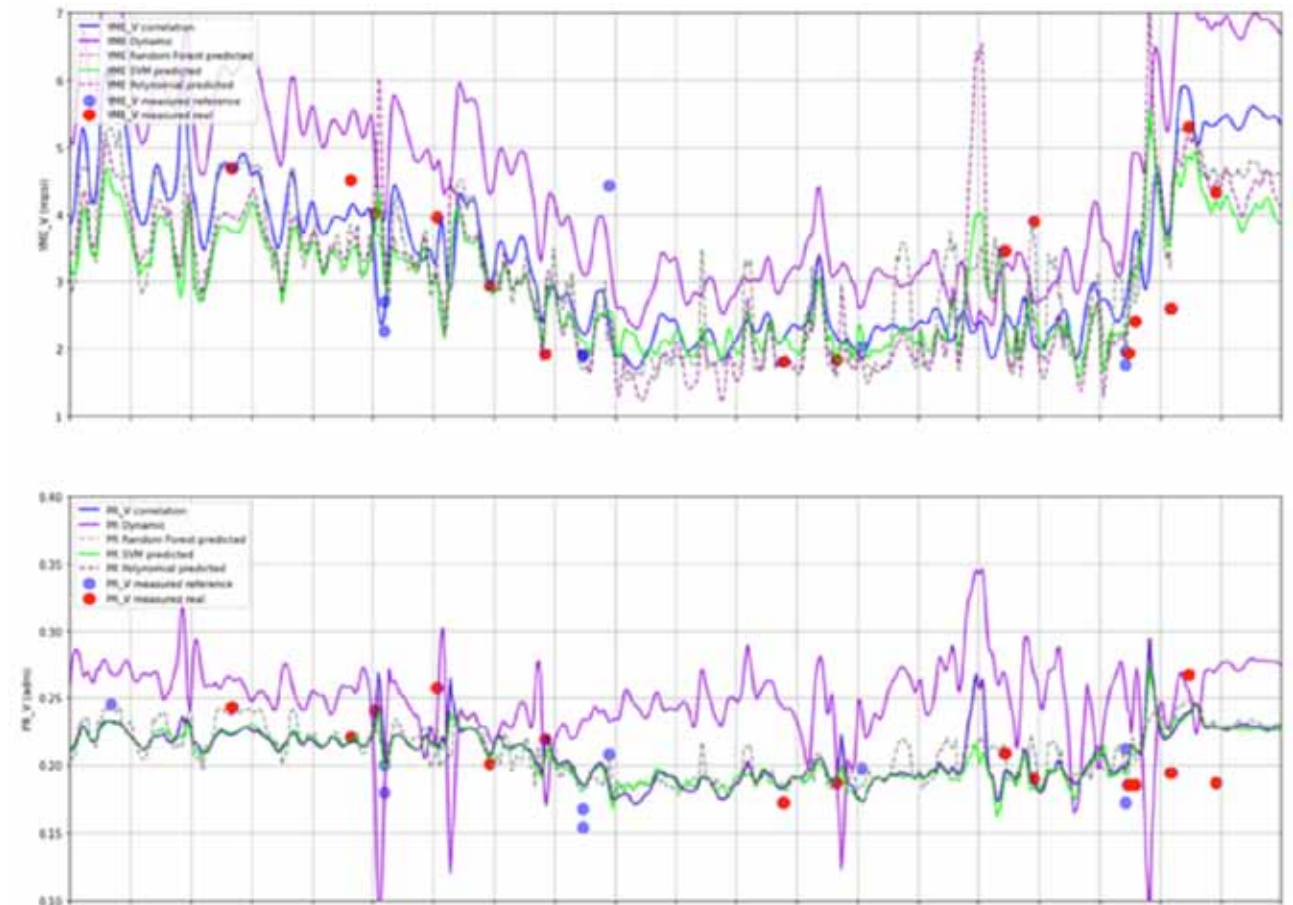


Figura 11. Regresiones para cálculo de las propiedades elásticas verticales (arriba: módulo de Young, abajo: relación de Poisson).

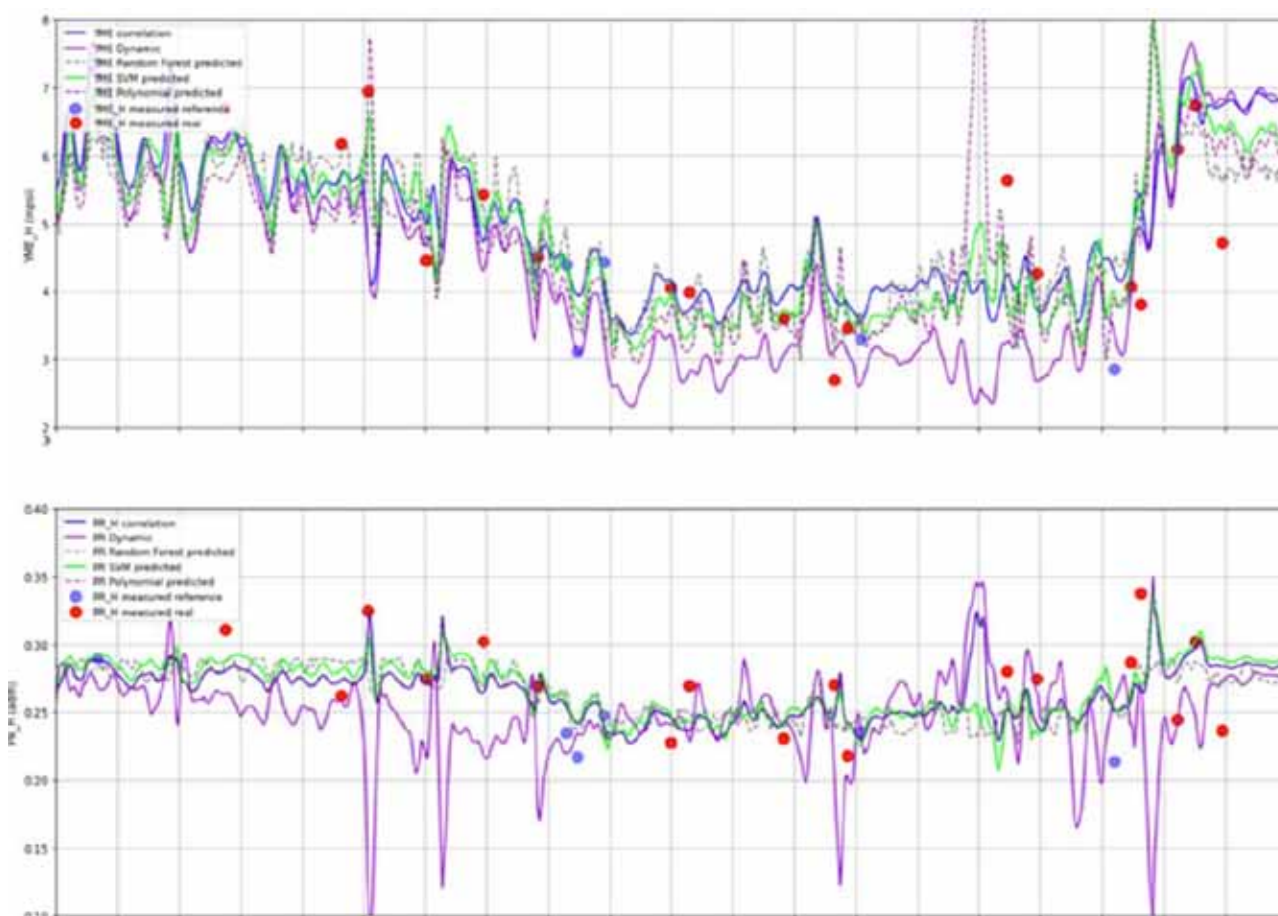


Figura 12. Regresiones para cálculo de las propiedades elásticas horizontales (arriba: módulo de Young, abajo: relación de Poisson).

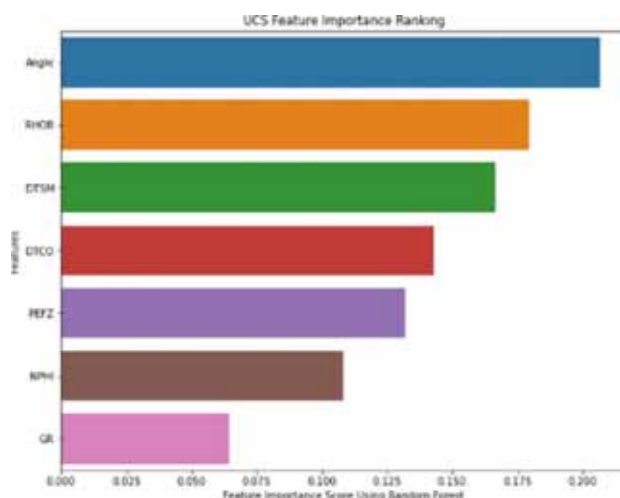


Figura 13. Importancia de los registros eléctricos para generar la regresión del UCS.

$$UCS_H[\text{psi}] = 0,7035 \cdot UCS_V$$

Ecuación 9

En la figura 14 se presentan los resultados de la regresión para el cálculo del UCS vertical y horizontal en un pozo de referencia. La correlación de Varela y Hasbani (2017) en azul es consistente con el resultado de *Random Forest* y mediciones de laboratorio, mientras que

SVM sobrestima el UCS horizontal. Los puntos en rojo corresponden a medidas directas en este pozo, mientras que los puntos en azul corresponden a otros pozos en nuestra base de datos con mismos DTCO, DTSM y RHO, y diferencias menores a un 2,5%. Es importante notar que el pozo de referencia puede ubicarse en áreas geográficamente diferentes, pero los autores del estudio de transecta geomecánica recomiendan realizar ensayos geomecánicos en las áreas prospectivas para evaluar si existen impactos asociado a condiciones de Vaca Muerta diferentes a la zona de interés.

En cuanto a la estimación de la Resistencia a la Tracción (*TS-Tensile Strength*), puede ser obtenida y calibrada sobre la base de correlaciones realizadas a partir de ensayos denominados como pruebas brasileñas. Para los fines prácticos de este trabajo, se decidió unificar criterios y simplificar, por ello se utilizó simplemente el 10% del UCS vertical y horizontal, como se demuestra en trabajos previos.

5) Sobrecarga litostática (Sig^V)

La sobrecarga o gradiente litostático hace referencia al peso total entre la suma de las diferentes formaciones rocosas apiladas y los fluidos que las saturan a una profundidad determinada, y en el caso de pozos costa afuera, el espesor del agua de mar. La integración del registro de densidad en la dirección vertical del pozo proporciona generalmente una buena estimación del esfuer-

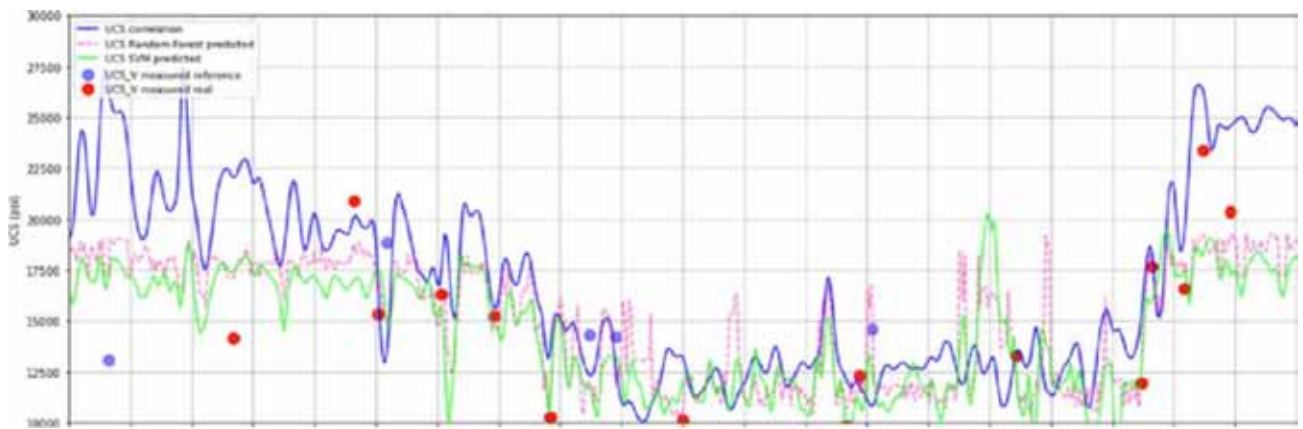


Figura 14. Regresiones para cálculo de UCS.

zo vertical (ecuación 10), en particular en áreas de baja actividad tectónica.

$$\sigma_v = \sigma_v = \int_{z=0}^{z=TVDD} \rho(z) \cdot g \cdot dz$$

Ecuación 10

6) Presión poral y Biot isotrópico

La Presión poral (P_p) se estimó como una constante con un gradiente tal que calibre con las observaciones y mediciones realizadas en campo, como DFIT, fracturas hidráulicas, estimaciones de reservoristas, influjos, campos vecinos, estimaciones generadas a partir de Eaton o Bowers, etc. Según la posición dentro de la cuenca y las consideraciones llevadas a cabo por cada interprete, se pueden observar dos o más cambios de pendientes.

Para el cálculo del coeficiente de Biot isotrópico se utilizó la propuesta ofrecida por Terán para este trabajo. A partir de pruebas experimentales en muestras de corona de los distintos niveles productores de la formación Vaca Muerta, se estableció una correlación que vincula la densidad total de la roca y el coeficiente de Biot. Se utilizaron un total de 8 ensayos de compresibilidad drenada y no drenada de la roca, a partir de los cuales se obtuvieron la compresibilidad Bulk (total) y de los granos, y mediante la ecuación 11, se realizó la estimación del Coeficiente de Biot en cada caso.

$$\text{Biot} = 1 - \frac{\left(\frac{\partial(V_p)}{\partial(P_p)} \right) P_p}{\left(\frac{\partial(V_p)}{\partial(P_c)} \right) P_c}$$

Ecuación 11

Como resultado del análisis se obtuvo una correlación tipo polinómica de grado 3, con un ajuste aceptable de R^2 de 0,97 (ecuación 12). Con los mismos datos, se puede tener una aproximación lineal con un R^2 de 0,9433 (ecuación 13). Cabe destacar que esta correlación tiene un rango de validez para densidades entre 2,30-2,80 g/cc y de Biot entre 0,3-0,9; que utiliza además un valor de 0,7 como un *cut-off* mínimo. A continuación, se muestra esta correlación, a partir de la cual se puede observar que el coeficiente de Biot es inversamente proporcional a la densidad de roca (Figura 15).

$$y = 17,506x^3 - 133,15x^2 + 335,36x - 279,11 \quad (\text{con } R^2 = 0,9721)$$

Ecuación 12

$$y = -1,4457x + 4,2888 \quad (\text{con } R^2 = 0,9433)$$

Ecuación 13

Donde,

Y: Biot, X: RHOB [g/cm³]

7) Esfuerzos horizontales anisotrópicos (mínimo y máximo)

Con los parámetros estimados hasta aquí, se calcularon los esfuerzos horizontales mínimo

($\sigma_{h_min}^{Ani}$) y máximo ($\sigma_{H_max}^{Ani}$) utilizando la ecuación poroelástica anisotrópica (ecuaciones 14 y 15), con la salvedad de la utilización de un coeficiente de Biot variable en función de la densidad de la roca e isotrópico. Los cuales fueron calibrados con distintas observaciones y mediciones de campo según análisis e interpretación de cada empresa.

$$\sigma_{h_min}^{Ani} = P_p \cdot \alpha + \left(\frac{E_h}{E_v} \right) \cdot \left(\frac{\nu_v}{1 - \nu_h} \right) \cdot (\sigma_v - P_p \cdot \alpha) + \left(\frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \right) \cdot \nu_h + \left(\frac{\nu_h \cdot E_h}{1 - \nu_h^2} \right) \cdot \nu_h$$

Ecuación 14

$$\sigma_{H_max}^{Ani} = P_p \cdot \alpha + \left(\frac{E_h}{E_v} \right) \cdot \left(\frac{\nu_v}{1 - \nu_h} \right) \cdot (\sigma_v - P_p \cdot \alpha) + \left(\frac{E_h}{1 - \nu_h^2} \right) \cdot \nu_h + \left(\frac{\nu_h \cdot E_h}{1 - \nu_h^2} \right) \cdot \nu_h$$

Ecuación 15

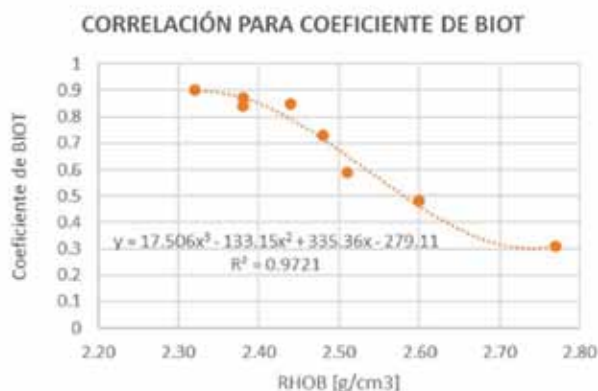


Figura 15. Regresiones para cálculo de UCS.

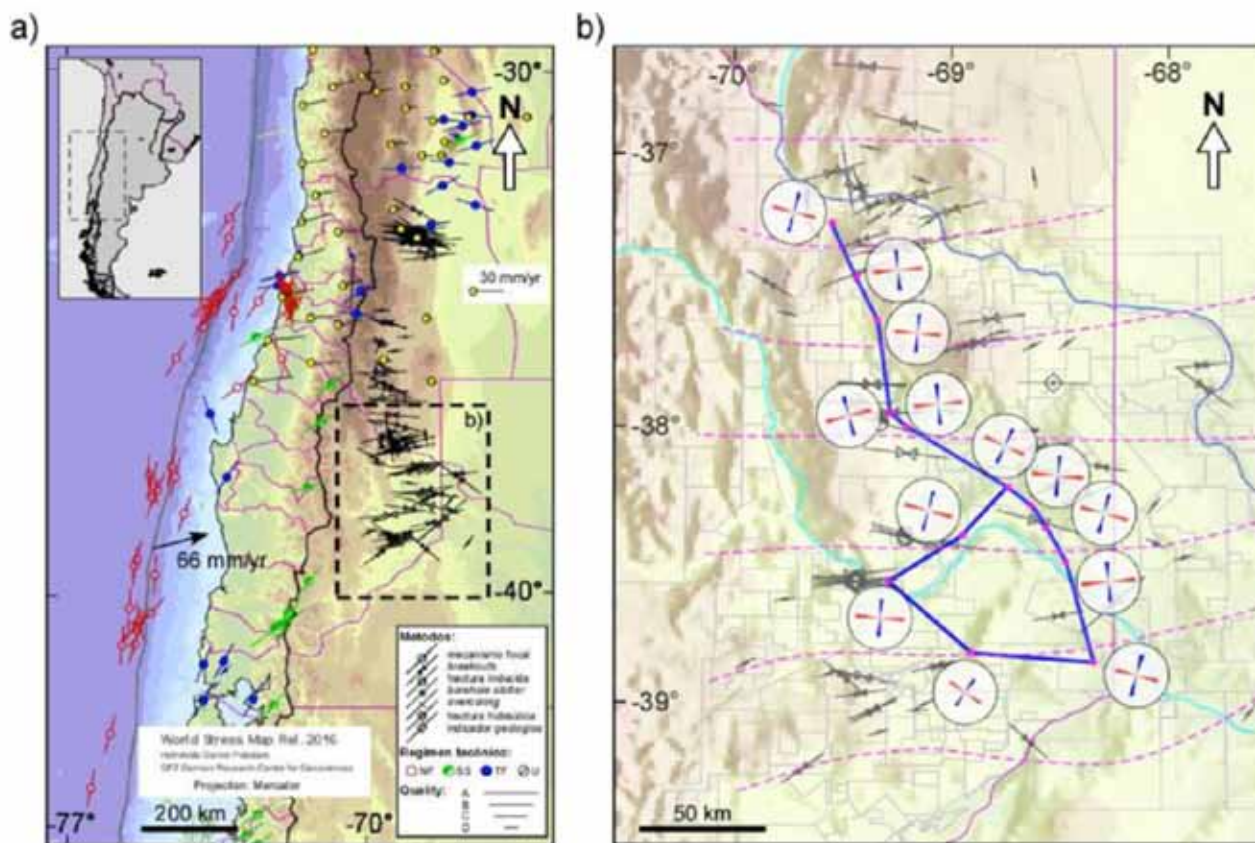


Figura 16. Orientaciones de los esfuerzos horizontales. a) World Stress Map (Heidbach *et al.*, 2016) centrado en el centro-oeste de Argentina. La dirección y la magnitud del vector de convergencia de placas Nazca-Sudamérica son de Iturrieta *et al.* (2017). Los datos de velocidad del GPS (círculos amarillos con marcas negras) son de Brooks *et al.* (2003). Regímenes tectónicos: NF=fallamiento normal; SS=fallas transcurrentes; TF=fallas inversas; U=desconocido. b) Rosetas de SHmáx (rojo) y SHmin (azul) en los pozos (puntos rosas) constituyendo la transecta geomecánica (línea azul). El largo de los pétalos indica el grado de anisotropía entre esfuerzos y la magnitud (pétalos con largos similares=baja anisotropía, pétalos cortos, baja magnitud de esfuerzos). En grises, datos de SHmáx recopilados en Varela *et al.* (2020). Líneas punteadas rosas: trayectoria de SHmáx publicadas por Guzman *et al.* (2007).

8) Dirección de esfuerzos

La determinación de las direcciones de los esfuerzos horizontales (máximo y mínimo) dentro de cada área de interés se obtuvo mediante análisis a diferentes escalas, partiendo desde datos regionales, como el mapa mundial de esfuerzos horizontales de Heidbach *et al.* (2016) (Figura 16a), y de estudios más locales, como el análisis de eventos microsísmicos, el estado de la pared del pozo mediante herramientas de registro de pozos como el calibre multibrazos, las imágenes de pozo y el procesamiento de herramientas sónicas (Figura 16b).

Los datos utilizados en este artículo provienen mayormente del análisis de *breakout* y/o fracturas inducidas durante la perforación en imágenes de pozos. Debe considerarse que los indicadores de direcciones de stress son fidedignos siempre que los pozos sean verticales. Mastin (1988) y Peska y Zoback (1995) advierten que en pozos desviados, las direcciones de *breakout* pueden ser significativamente diferentes a las medidas en pozos verticales. Al respecto, Moreno y Osorio (2022) proponen una metodología para estimar orientación y magnitud de los esfuerzos principales en pozos altamente desviados.

El aporte de este trabajo se centró en la conformación de rosetas de dirección de esfuerzos, con la intención de complementar el conocimiento ya existente en gran cantidad de pozos dentro de la cuenca, y ofrecer

una visualización a lo largo de la transecta geomecánica para poder comprender las variaciones en grados de anisotropía, además de magnitudes y direcciones de esfuerzos (Figura 19).

De esta forma, el largo de los pétalos (SHmáx en rojo y SHmin en azul) indica el grado de anisotropía entre esfuerzos, donde largos similares representan baja anisotropía. Además, el largo de los pétalos da una idea cualitativa de magnitud de esfuerzos, siendo los pétalos cortos bajas magnitudes de esfuerzos.

Resultados

Luego de analizar todos los pozos de los bloques intervinientes de cada operadora, se procedió a generar un análisis comparativo de las propiedades elásticas, de resistencia, presión poral y esfuerzos a lo largo de la transecta. La intención fue visualizar y comprender aquellas variaciones en las propiedades estimadas para poder ofrecer una explicación razonable con base en el conocimiento geológico de la cuenca.

Propiedades elásticas

Los parámetros elásticos fueron estimados siguiendo

EMPRESA	BLOQUE	PROPIEDADES ELÁSTICAS					
		EstaV [Mpsi]	EstaH [Mpsi]	Aniso E	PR_V	PR_H	Aniso PR
PHOENIX	Corralera Sur	2,0 a 4,0	4,0 a 7,0	NR	0,15 a 0,25	0,20 a 0,30	NR
CHEVRON	El Trapial	1,5 a 4,7	3,2 a 4,7	NR	0,15 a 0,23	0,21 a 0,3	NR
TOTALENERGIES	La Escalonada	1,3 (min)	8,0 (max)	30 a 100%	0,15 (min)	0,3 (max)	24 a 35%
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	1,5 a 6,3	3,0 a 7,4	65% a 90%	0,15 a 0,27	0,20 a 0,32	29%
YPF/DOW	El Orejano	1,7 a 4,9	3,3 a 6,3	80% (max)	0,16 a 0,23	0,22 a 0,29	35% (max)
EQUINOR	Bandurria Sur	3,4 (prom)	5,0 (prom)	47%(prom)	0,21 (prom)	0,26 (prom)	24%
PLUSPETROL	La Calera	2,0 (max) (base)	8,35 (max) (tope)	86% (max)	0,18 (min) (base)	0,295 (max) (tope)	29%
YPF	Rincón del Mangrullo	2,26 a 3,8	3,9 a 5,5	70%	0,19 a 0,21	0,24 a 0,27	30%
OILSTONE	Aguada de Baguales	3,91 (tope) 2,82 (base)	5,52 (tope) 4,53 (base)	NR	0,21 (tope) 0,2 (base)	0,27 (tope) 0,25 (base)	NR
YPF/PETRONAS	La Amarga Chica	2,0 a 6,0	3,7 a 8,3	85%	0,20 a 0,24	0,25 a 0,30	0,27%
YPF	Loma Campana	2,0 a 7,5	4,3 a 8,3	90%	0,20 a 0,25	0,25 a 0,30	25%
YPF/SHELL	Sierras Blancas	2,3 a 7,0	4,4 a 8,1	85%	0,20 a 0,24	0,26 a 0,30	24%
CAPEX	Aguada del Cajón	3,3 a 6,3 (tope) 2,2 y 3,9 (base)	5,1 a 7,4 (tope) 4,0 y 6,0 (base)	20% (tope) 42% (base)	0,22 (tope) 0,19 (base)	0,28 (tope) 0,22 (base)	21%

Figura 17. Resumen de propiedades elásticas por bloque. (NR= No Reportado).

la metodología propuesta en este trabajo y resumidos en la figura 17. Dichos parámetros fueron calibrados en la mayoría de los pozos con ensayos de laboratorio.

Hacia el norte de la transecta, los módulos elásticos presentan poca variabilidad lateral. Esta característica es consecuencia de las facies distales que conforman la formación Vaca Muerta en este sector de la cuenca (apilamiento de *bottomsets*). En forma general, se observa que los valores mínimos en los módulos de Young se ubican en las zonas de mayor contenido orgánico total (sección basal “Cocina”), mientras que los valores máximos se encuentran hacia el tope de la secuencia, y coinciden con los niveles más carbonáticos. Este hecho viene acompañado por un aumento en la anisotropía de estos parámetros hacia la base de la formación Vaca Muerta. De igual modo en que los parámetros elásticos disminuyen dentro de la formación Vaca Muerta de tope a base (aumento su anisotropía), se observa la disminución de estos parámetros de SE a NO, acompañados con aumento en la anisotropía (ver Figura 21 en Anexo).

Hacia el sector centro (ejemplo, pozos EOr-45 y LCa-

2001) se observan contrastes mecánicos importantes a lo largo de la sección vertical principalmente en los niveles B4, B2, T5 y T4, los que suelen estar asociados a derrumbes y conformación de escalones generadores de asentamientos durante la perforación y bajada de cañerías.

Propiedades de resistencia

Los parámetros de resistencia fueron estimados siguiendo la metodología propuesta en este trabajo y resumidos en la figura 18. Estos parámetros fueron calibrados en la mayoría de los pozos con ensayos de laboratorio, como el de resistencia a la compresión y ensayos tipo Scratch y el TS con ensayos de resistencia a la tensión indirecta (*Brazilian Test*). De igual modo que en las propiedades elásticas, se observan diferencias de tope a base y de SE a NO, las que se corresponden con facies más carbonáticas hacia el tope y el SE, y más ricas en materia orgánica y grano más fino hacia la base (“Cocina”) y NO siguiendo las arquitecturas progradacionales del sistema Quintuco-Vaca Muerta, (ver Figura 22 en Anexo).

EMPRESA	BLOQUE	PROPIEDADES DE RESISTENCIA				
		UCSv [Kpsi]	UCSh [Kpsi]	Aniso UCS	TSv [psi]	TSh [psi]
PHOENIX	Corralera Sur	10 a 20		NR	1000 a 2000	
CHEVRON	El Trapial	9 a 22	6,5 a 15	NR	920 a 2240	650 a 1570
TOTALENERGIES	La Escalonada	29 (max)	5,8 (min)	42%	2900	580
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	8 a 30	6 a 20	NR	900 a 2800	600 a 2000
YPF/DOW	El Orejano	9 a 25	6 a 18	NR	900 a 2500	600 a 1800
EQUINOR	Bandurria Sur	11 a 34	7 a 24	43%	1100 a 3400	700 a 2400
PLUSPETROL	La Calera	31 (max) (tope)	6,8 (min) (base)	42%	3000 (max) (tope)	741 (min) (base)
YPF	Rincón del Mangrullo	8 a 30	6 a 20	NR	800 a 3000	600 a 2000
OILSTONE	Aguada de Baguales	19,1 (prom) 14,8 (base)	13,5 (prom) 10,2 (base)	NR	1910 (prom) 1480 (base)	1350 (prom) 1020 (base)
YPF/PETRONAS	La Amarga Chica	13 a 30	9 a 20	NR	1300 a 3000	900 a 2000
YPF	Loma Campana	13 a 32	9 a 22	NR	1300 a 3200	900 a 2200
YPF/SHELL	Sierras Blancas	14 a 31	9 a 22	NR	1400 a 3100	900 a 2200
CAPEX	Aguada del Cajón	14 a 34	9,8 a 23,8	NR	1400 a 3400	980 a 2380

Figura 18. Resumen de propiedades de resistencia por bloque. (NR= No Reportado).

Presión poral y esfuerzos principales

El cálculo de los esfuerzos principales representa en este trabajo la sección más importante ya que es función de todo lo analizado anteriormente, incluyendo la estimación de la presión poral.

Del análisis regional se desprende que las presiones porales controlan fuertemente la magnitud de los esfuerzos principales, observándose que hacia el SO, donde se encuentran las zonas estructurales más someras (bloques Aguada Baguales y Aguada del Cajón), el tipo de régimen de esfuerzos se corresponde con el tipo normal ($S_v > S_H > S_h$), diferente al del resto de la transecta donde el régimen común es de tipo transcurrente ($S_H > S_v > S_h$) (ver figuras 19, 23 y 24 en el Anexo). Esto se encuentra bien calibrado en la gran mayoría de los pozos que conforman la transecta, en los cuales se utilizaron datos de DFIT para la presión poral, y para la calibración del esfuerzo horizontal mínimo se emplearon presiones de cierre a partir de información de ISIP's. Por su parte, el esfuerzo horizontal máximo se calibró a partir de análisis de *breakouts*, y en aquellos pozos sin imágenes se estimó a partir de obtener un régimen de esfuerzos acorde a su ubicación dentro de la cuenca.

A continuación, se describen cada uno de los pozos y bloques analizados para la transecta, comenzando desde el NO. Los valores de esfuerzos y presiones provienen del flujo de trabajo propuesto en este estudio, y se agregan además las metodologías de calibración de cada uno. Al finalizar se presenta una tabla comparativa (Figuras 19 y 20) con los gradientes de esfuerzos principales y presiones porales en psi/ft para el intervalo de la "Cocina":

Phoenix: en el pozo CoSu.x-1 se ejecutó un DFIT en la "Cocina", obteniéndose un gradiente de presión de poro de 0,869 psi/ft. La sobrecarga litostática (esfuerzo vertical) presenta un valor aproximado de 1,05 psi/ft para este mismo intervalo. Las medidas directas de esfuerzos como un FIT a 3139 m (MD) sugieren un *break-down* superior a 2050 g/l (0,89 psi/ft). También a partir de un DFIT en la "Cocina" fue posible obtener una presión de cierre (SHmin) de 0,966 psi/ft. Considerando que el modelo geomecánico debe reproducir todos los eventos de estabilidad observados, así como las condiciones de la pared registradas por los registros de imágenes y calibre, se llegó a un valor de 1,05 psi/ft para el SHmáx.

Chevron: dentro del bloque El Trapial la sobrepresión comienza en el tope de la formación Quintuco, y se hace máxima dentro del intervalo con alto COT en la formación Vaca Muerta. Esta presión ha sido estimada en 0,89 psi/ft a partir del análisis de un DFIT en el pozo analizado. La sobrecarga litostática presenta un gradiente promedio de 1,05 psi/ft. Los gradientes correspondientes a los esfuerzos horizontales mínimo y máximo fueron estimados en 0,97 psi/ft y 1,15 psi/ft, respectivamente. El SHmin fue calibrado con la presión de cierre de las fracturas hidráulicas (ISIP's), y con la presión de cierre del DFIT obtenido en el mismo pozo. El SHmáx fue ajustado mediante el criterio de rotura de Mohr-Coulomb, calibrando las predicciones de *breakouts* del modelo, a partir de lo observado en la imagen de pozo. Por último, la dirección del SHmáx ha sido estimada mediante la orientación de los *breakouts*, asumiendo que el esfuerzo

horizontal máximo se dispone a 90° de estos, concluyendo entonces que el SHmáx en la zona de estudio tiene una orientación promedio de 85°N.

TotalEnergies: en el pozo Lesc.x-4 la presión poral presenta un gradiente constante, calibrado a partir de un DFIT en el intervalo del orgánico inferior, dando un valor de 0,89 psi/ft. El esfuerzo de sobrecarga se estimó en 1,05 psi/ft. El esfuerzo horizontal mínimo se calibró con la presión de cierre del mismo DFIT, que indicó un gradiente de 0,94 psi/ft. El SHmáx se calibró a partir del ancho de *breakout* en una zona cercana a donde se realizó el DFIT, lo que indicó un gradiente de 1,10 psi/ft. Vale aclarar que la mayoría de los *breakout* se encuentran hacia el tope de la formación Vaca Muerta, mientras que hacia la base se evidencian en general menos fracturas inducidas durante la perforación y las predominantes son por tensión. Tanto los *breakout* como las fracturas por tensión se encuentran en concordancia a lo largo de la vertical, lo que indica una dirección para el esfuerzo horizontal máximo de N 90°. El régimen esfuerzos es en promedio de tipo transcurrente, con una tendencia a un régimen compresivo (o inverso) hacia el tope de la formación Vaca Muerta y una tendencia a un régimen distensivo (o normal) hacia la base de la formación Vaca Muerta.

Pampa Energía: en el pozo PNE las formaciones Quintuco y Vaca Muerta se encuentran sobrepresionadas. A partir de datos de eventos de perforación (influjos) y producción, se estima un gradiente de presión de poros de 0,91 psi/ft para la sección basal de la formación Vaca Muerta, disminuyendo hasta llegar valores de 0,85 y 0,8 psi/ft en la formación Quintuco. El gradiente de sobrecarga litostática se encuentra en el orden de 1,07 psi/ft. El SHmin, fue calibrado según datos de presión de cierre instantáneo, y en la zona de la “Cocina” se encuentra en el orden de 0,99 psi/ft. El SHmáx se estima en el orden de 1,14 psi/ft, que resulta en una anisotropía de esfuerzo horizontal del 15%. Los datos de calibración de SHmin y SHmáx fueron obtenidos de pozos vecinos en bloques operados por Pampa Energía.

YPF-DOW: en El Orejano el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, encontrándose en el orden de 0,90 psi/ft en los niveles objetivo de orgánicos y “Cocina”. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,08 psi/ft, para el SHmin de 0,99 psi/ft, el cual fue calibrado con pruebas PIFBRT (*Pump In Flowback Rebound Test*) en los distintos niveles y para el SHmáx de 1,13 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

Equinor: en el pozo LCav.x-4 la presión poral fue calibrada con eventos de perforación y peso del lodo. Su gradiente fue estimado en 0,79 psi/ft (límite inferior). El gradiente de presión de la sobrecarga litostática es de 0,97 psi/ft, mientras que el SHmin fue estimado en 0,92 psi/ft, basado en mediciones de pozos cercanos.

Pluspetrol: el pozo LCa.x-2001 presenta sobrepresiones desde la formación Quintuco hasta la base de la Formación Vaca Muerta. Esto se debe a que el yacimiento

se encuentra dentro de la transición entre petróleo líquido y gas, expresándose dentro de la formación Quintuco a partir de la red de fracturas naturales. El gradiente de presión poral estimado fue de 0,88 psi/ft, calibrado con la densidad del lodo, un influjo en la formación Quintuco y un DFIT en la base de la formación Vaca Muerta. Por su parte, el gradiente de presión de la sobrecarga litostática fue de 1,04 psi/ft. El SHmin fue calibrado con un ensayo de LOT en la formación Quintuco, y la presión de cierre derivada de un DFIT en la base de la formación Vaca Muerta, dando como resultado un valor de 0,97 psi/ft. Por su parte, el SHmáx fue calibrado a partir de la identificación y análisis de *breakouts* y fracturas inducidas, dando un valor de 1,17 psi/ft. Del análisis general, se desprende que el régimen tectónico es de tipo transcurrente. Es importante mencionar que las calibraciones fueron realizadas en un pozo vecino dentro del bloque.

YPF-Chevron: en Loma Campana el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, dando un valor en el orden de 0,87 psi/ft en los niveles objetivos. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,03 psi/ft, para el SHmin de 0,97 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's en todos los niveles de interés y para el SHmáx de 1,16 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

YPF-Petronas: en La Amarga Chica, el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, en los niveles objetivos se encuentra en el orden de 0,85 psi/ft. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,03 psi/ft, para el SHmin de 0,95 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's en todos los niveles de interés y para el SHmáx de 1,10 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

YPF-Shell: en Sierras Blancas el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, y dio un valor en el orden de 0,80 psi/ft en los niveles objetivos. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,04 psi/ft, para el SHmin de 0,97 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's y para el SHmáx de 1,10 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima como transcurrente.

YPF: en Rincón de Mangrullo, el gradiente de presión de poro se estimó a partir de ensayos DFIT's, en los niveles objetivos se encuentra en el orden entre 0,80 y 0,83 psi/ft. En cuanto a los esfuerzos, se tiene un valor promedio para el gradiente de sobrecarga de 1,07 psi/ft, para el SHmin de 0,94 psi/ft calibrado también con ensayos DFIT's en todos los niveles de interés y para el SHmáx de 1,10 psi/ft. El régimen de esfuerzo se estima entre transcurrente y normal.

Oil Stone: en el pozo Au.x-1 el gradiente de presión poral fue estimado en base al método de Eaton (utilizando el perfil acústico) en 0,68 psi/f. La sobrecarga litostática ha sido estimada en 1,03 psi/f. El SHmin fue estimado en 0,78 psi/ft, habiendo sido calibrado con la presión

EMPRESA	BLOQUE	POZO	S_h [psi/ft]	S_H [psi/ft]	S_v [psi/ft]	P_p [psi/ft]	SH_{Dir}
PHOENIX	Corralera Sur	CoSU,x-1	0,97	1,05	1,05	0,87	105°
CHEVRON	El Trapial	ET,xp-2002	0,97	1,15	1,05	0,89	85°
TOTALENERGIES	La Escalonada	LEsc,x-4	0,94	1,10	1,05	0,89	90°
PAMPA ENERGÍA	Parva Negra Este	PNE	0,99	1,14	1,07	0,91	74°
YPF/DOW	El Orejano	EOr-45	0,99	1,13	1,08	0,90	84°
EQUINOR	Bandurria Sur	Lcav,x-4	0,92	1,02	0,97	0,79	110°
PLUSPETROL	La Calera	LCa,xp-2001	0,97	1,17	1,04	0,88	105°
YPF	Rincón del Mangrullo	RDM-184	0,94	1,10	1,07	0,83	90°
OILSTONE	Aguada de Baguales	Au,x-1	0,78	0,89	1,03	0,68	120°
YPF/PETRONAS	La Amarga Chica	LACH-14	0,95	1,10	1,03	0,85	94°
YPF	Loma Campana	Soil-174	0,97	1,16	1,03	0,87	100°
YPF/SHELL	Sierras Blancas	SB,x-1001	0,97	1,10	1,04	0,80	84°
CAPEX	Aguada del Cajón	ADC-1026	1,03	1,07	1,08	0,79	105°
Promedio			0,95	1,08	1,04	0,84	96°

Figura 19. Comparación multiempresa que muestra gradientes de S_v , S_h , S_H , P_p y SH_{Dir} , para el intervalo correspondiente a la “Cocina”.

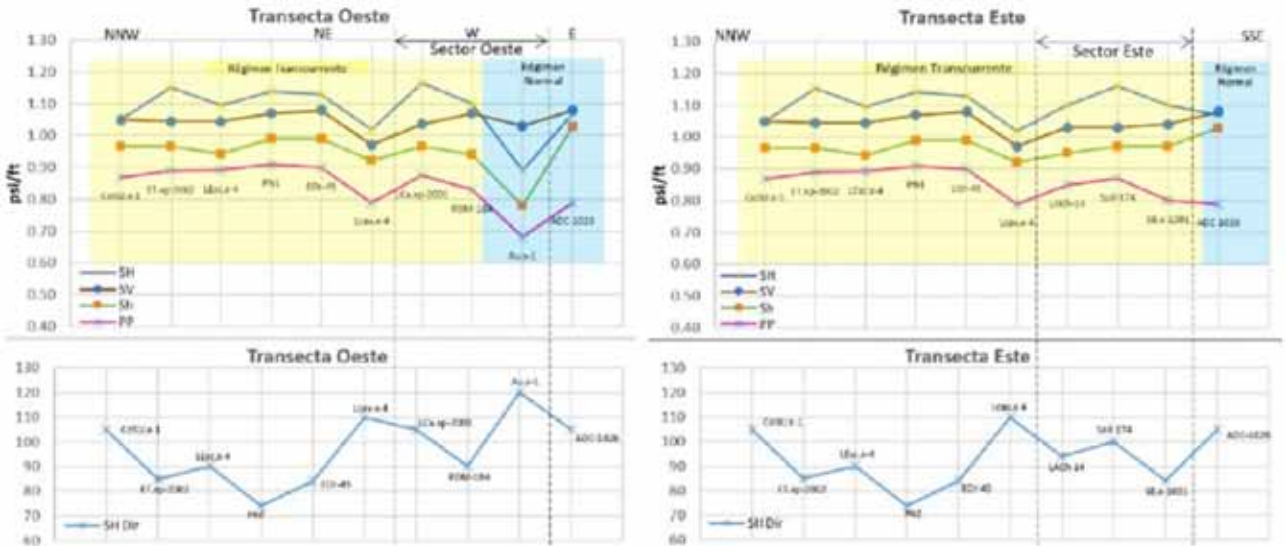


Figura 20. Correlación de gradientes de S_v , S_h , S_H , P_p y SH_{Dir} , para el intervalo correspondiente a la “Cocina”.

de cierre de dos ensayos de fractura y un DFIT, todos realizados en la formación Vaca Muerta. La magnitud del $SH_{m\acute{a}x}$ fue estimada de manera que no genere anisotropía suficiente para ocasionar roturas por cizalla, ya que no se han observado *breakout* en la imagen de pozo en la formación analizada. La dirección de $SH_{m\acute{a}x}$ fue determinada con un azimut de 120° mediante la identificación de fracturas inducidas durante la perforación de la formación Quintuco con el empleo de imágenes de tipo eléctricas en el pozo. Dicha dirección ha sido corroborada con la anisotropía acústica.

CAPEX: en el pozo ADC-1026 la presión poral fue calibrada con eventos de perforación, peso del lodo y el método de Eaton, obteniéndose un gradiente de 0,79 psi/ft. La sobrecarga litostática presenta un gradiente de 1,08 psi/ft. El SH_{min} tiene un gradiente de 1,03 psi/ft y se calibró con el ISIP y presión de cierre de un Minifrac realizado en la formación Vaca Muerta, mientras que para el $SH_{m\acute{a}x}$ se obtuvo un gradiente de 1,07 psi/ft, sin calibrar.

Como complemento al estudio de los esfuerzos principales, este trabajo aporta una correlación basada en la variación de los regímenes de esfuerzos a lo largo de la transecta. En forma resumida, el régimen de esfuerzo o

régimen de falla es una configuración geológica/geomecánica definida por la magnitud relativa de los 3 esfuerzos principales (S_i) que indica cómo se desarrollaría una fractura o falla. Los tres regímenes principales de falla son normal, transcurrente e inverso.

Para llegar a una forma gráfica de transecta de regímenes de esfuerzos (ver Figura 24 en Anexo), se utilizó el parámetro de forma generalizada (A_Φ). Este es un parámetro propuesto por Simpson (1997) que permite dar cuenta de todos los posibles regímenes de falla previamente clasificados por Anderson (1951). El parámetro A_Φ se define en términos de S_i y un coeficiente n que adopta los valores 0, 1 y 2 para régimen normal, transcurrente o inverso, respectivamente, mediante la expresión:

$$A_\Phi = (n + 0,5) + (-1)^n (\Phi - 0,5) \quad \text{Ecuación 16}$$

con: $\Phi = \frac{S_2 - S_3}{S_1 - S_3}$

A_Φ es básicamente una variable continua con rango de 0 a 3, que indica un dominio totalmente distensivo cuando $A_\Phi=0$ (color violeta), régimen de falla normal cuando $A_\Phi=0,5$ (color azul), transcurrente cuando $A_\Phi=1,5$ (color amarillo), régimen de falla inverso cuando $A_\Phi=2,5$ (color rojo) y un dominio totalmente compresivo cuando $A_\Phi=3$ (color bordó). En Zoback (2019) es posible encontrar numerosos ejemplos de aplicación de este parámetro para el mapeo de régimen de falla en el nivel regional para *plays* de América del Norte.

Conclusiones

En línea con lo ya realizado en la transecta estratigráfica regional para la formación Vaca Muerta (año 2014), una vez más se demostró la importancia de la cooperación entre empresas para lograr un mejor entendimiento de un activo tan productivo y útil para el desarrollo de un país como son los depósitos de hidrocarburos de tipo no convencional. De esta forma, la unión de profesionales con datos y conocimientos diversos permitió la integración y la formulación de un flujo de trabajo unificado para lograr mejorar el entendimiento regional de las diversas variables geomecánicas. Estas quedaron plasmadas en correlaciones de propiedades elásticas, de resistencia, de esfuerzos principales, y de regímenes de esfuerzos, más la integración con la inversión sísmica, donde se pobló el modelo con las propiedades del módulo de Young vertical y se colocaron las estimaciones de esfuerzos principales y presión poral en los pozos (Figura 25). El trabajo de inversión sísmica fue realizado a partir de los cubos de impedancia P y la densidad obtenidos a partir del cálculo de un volumen de DTC. Con dicho cubo más otros adicionales, se trabajó con una red neural usando como target (curva a predecir) el Young vertical estático. Se entrenó el modelo en 15 pozos, de los cuales 6 son comunes entre geofísica y geomecánica (ADC-1026, PNE, LCa. xp-12001, Au.x-1, CoSu.x-1 y LEsc.x-4) y para los otros 9 se calculó la curva target con la fórmula utilizada en este trabajo.

De la puesta en común de información se desprende

que la mayoría de las empresas perforan sus pozos con la técnica de *Underbalance Drilling* controlando y mitigando eventos con el uso de la herramienta MPD y el uso de píldoras densas/material sellante. Entre los eventos más comunes dentro del sistema Quintuco-Vaca Muerta se dan los influjos, pérdidas parciales de circulación y asentamientos, que presentan mayor frecuencia en los niveles inferiores de la formación Quintuco y superiores de la formación Vaca Muerta.

Desde el análisis de la mecánica de la roca, se destaca el impacto de una alta heterogeneidad, que genera un campo de esfuerzos anisotrópicos producto de variaciones tectono-estratigráficas en la horizontal y en la vertical dentro de la formación Vaca Muerta. Para su mejor comprensión, se propuso en este trabajo el uso de un modelo de tipo ITV (Isotrópico Transversal a la Vertical), el que muestra ser de mejor adaptación, con valores adecuados a la naturaleza elástica anisotrópica de la roca. Además, se utilizó un coeficiente de Biot variable correlacionable con la densidad total de la roca. En forma general se observa que las concentraciones de arcillas y carbonatos en las diversas litologías posee un impacto en las variables elásticas y de resistencia. El resultado es una disminución en los valores absolutos de estas propiedades hacia las facies más arcillosas y ricas en COT, siguiendo el tren progradacional hacia facies más profundas. Esto se ve acompañado por un aumento en el grado de anisotropía para estas variables dentro de la formación Vaca Muerta hacia la base y de SE a NO.

El gradiente de fractura obtenido a partir del esfuerzo horizontal menor se encuentra fuertemente controlado por la presión poral, observándose hacia el SO (zona estructural elevada) valores en gradiente más altos, pero con un régimen de esfuerzos de tipo normal, que para el resto de la transecta es de tipo transcurrente, con una dirección promedio del esfuerzo horizontal máximo variable entre 74° y 120° con un promedio de 96° .

Las conclusiones obtenidas han permitido comenzar el camino hacia la integración a escala regional de las características geológicas, petrofísicas, geofísicas y geomecánicas dentro de la formación Vaca Muerta a lo largo de una transecta NO-SE (bifurcada hacia el sector sur) con un total de 366 km. De esta forma se pudo colaborar con una mejor comprensión del modelado geomecánico y sus aplicaciones en la industria petrolera. Este estudio podría ser utilizado como un modelo para la descripción de parámetros tendientes a mejorar la ubicación de los pozos horizontales, considerando niveles de interés productivos y la magnitud de los esfuerzos locales.

Agradecimientos

Agradecemos a las empresas involucradas que compartieron sus datos, sus profesionales y sus conocimientos para poder llevar a cabo este trabajo multiempresa. Además, agradecemos al IAPG por darnos la oportunidad y el espacio para presentar la transecta geomecánica y este artículo. Asimismo agradecemos a Juan Tavella por generar la imagen de la transecta a partir de propiedades geofísicas. Finalmente, agradecemos el aporte de los revisores Jose Gildardo Osorio (Pluspetrol) y Nicolas Espinoza (Universidad de Texas).

Anexo: Transectas

Referencias bibliográficas

Anderson, E. M., 1951. *The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain*, Oliver and Boyd.

Brooks, B. A., Bevis, M., Smalley Jr. R., Kendrick, E., Manceda, R., Lauría, E., Maturana, R., y Araujo, M. (2003). Crustal motion in the Southern Andes (26-36S): Do the Andes behave like a mi-croplate? *Geochim, Geophys, Geosyst*, 4(10), 1085. doi:10.1029/2003GC000505.

Chang, C., Zoback, M. y Khaksar, A. (2006). Empirical

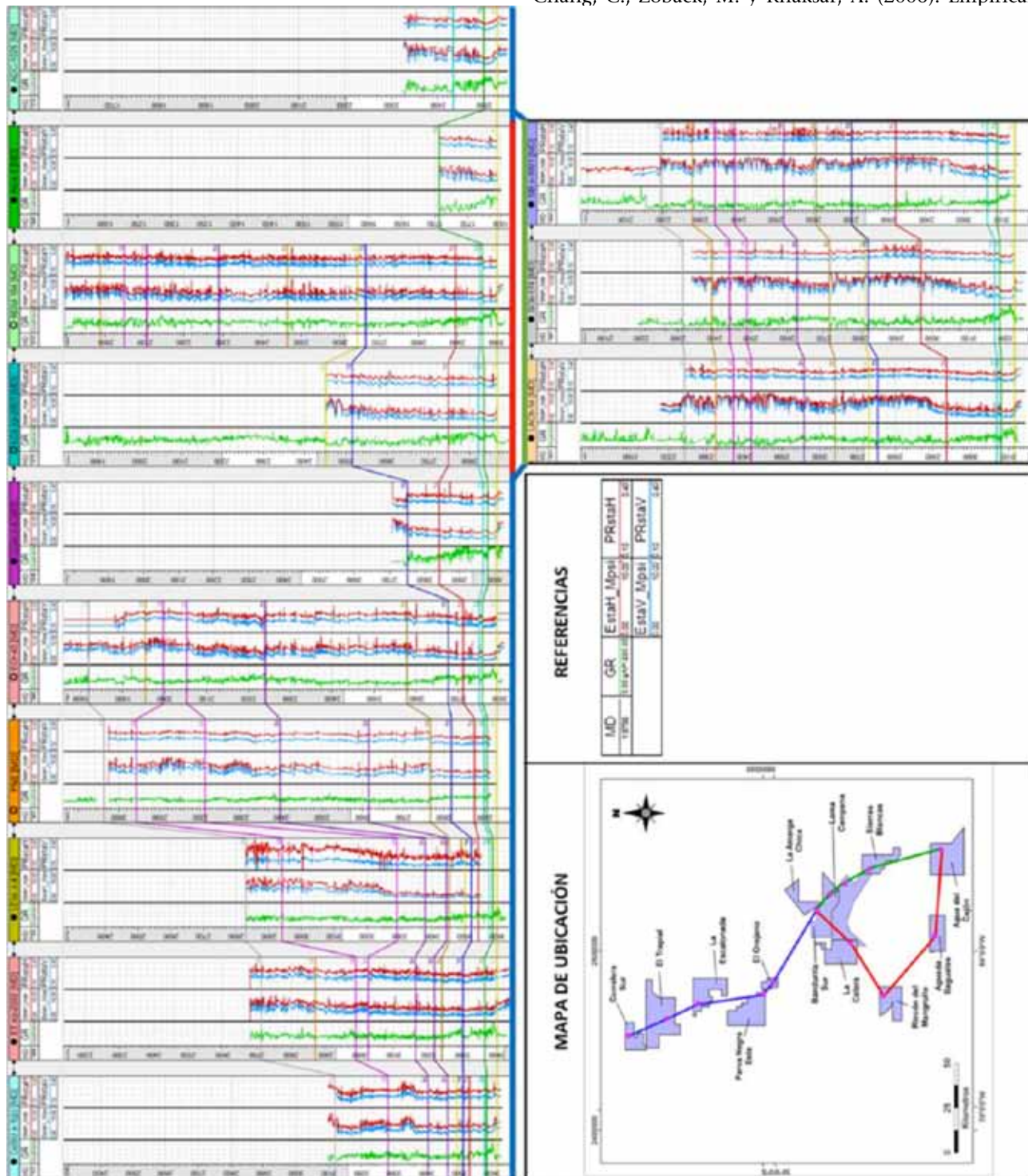


Figura 21. Correlación a lo largo de la transecta con Track 1: profundidad; Track 2: GR; Track 3: módulo de Young estático horizontal y vertical; y Track 4: relación de Poisson estática horizontal y vertical.

Frydman, M., Pacheco, F., Pastor, J., Canesin, F. C., Caniggia, J. y Davey, H. (2016). Comprehensive Determination of the Far-Field Earth Stresses for Rocks with Anisotropy in Tectonic Environment. *Society of Petro-*

leum Engineers, doi:10.2118/180965-MS.
González, M., Vallejo, D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., González Tomassini, F., Gómez Rivarola, L., y Domínguez, R.F. (eds.). (2016). Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Publicación especial del *Instituto Argentino del Petróleo y del Gas* (IAPG).

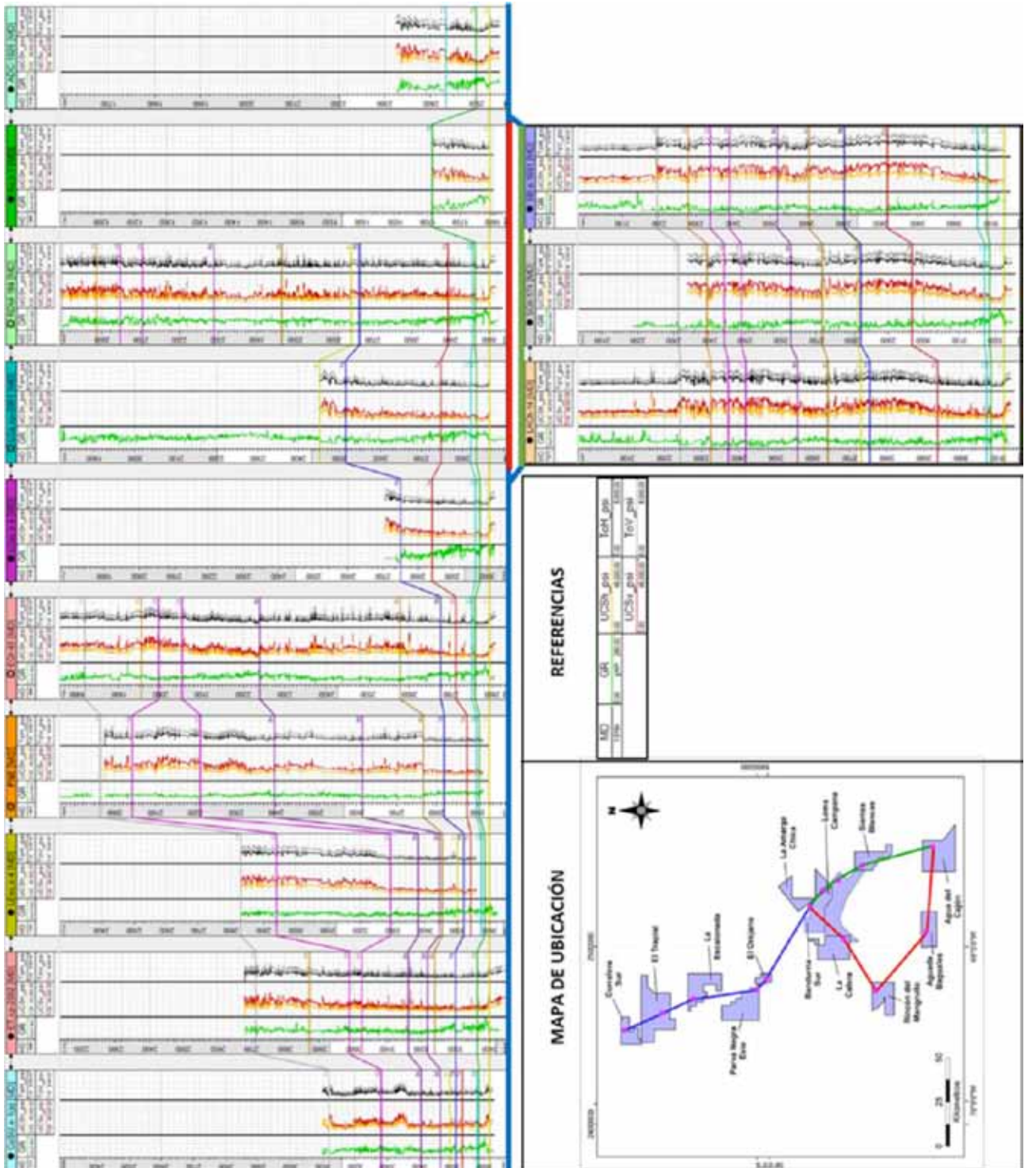


Figura 22. Correlación a lo largo de la transecta con Track 1: profundidad; Track 2: GR; Track 3: propiedades de resistencia de la roca Anisotrópicas (UCS y TS horizontales y verticales).

Guzman, C., Cristallini, E, y Bottesi, G. (2007). Contemporary stress orientations in the Andean retroarc between 34S and 39S from borehole break-out análisis, *Tectonics*, 26, p, TC3016.

Heidbach, O., Rajabi, M., Reiter, K, y Ziegler, M. (2016). World Stress Map 2016: GFZ Data Services, DOI:10.5880/ WSM.2016.002.

Iturrieta, C., Hurtado, D. E., Cembrano, J. y Stanton-

Yonge, A. (2017). States of stress and slip partitioning in a continental scale strike-slip duplex: Tectonic and magmatic implications by means of finite element modeling, *Earth and Planetary Science Letters*, 473, 71-82.

Kietzmann, D. A., González Tomassini, F. y Smith, T., 2020. Grain association, petrography, and lithofacies. in Minisini D., Fantín M., Lanusse Noguera I. y

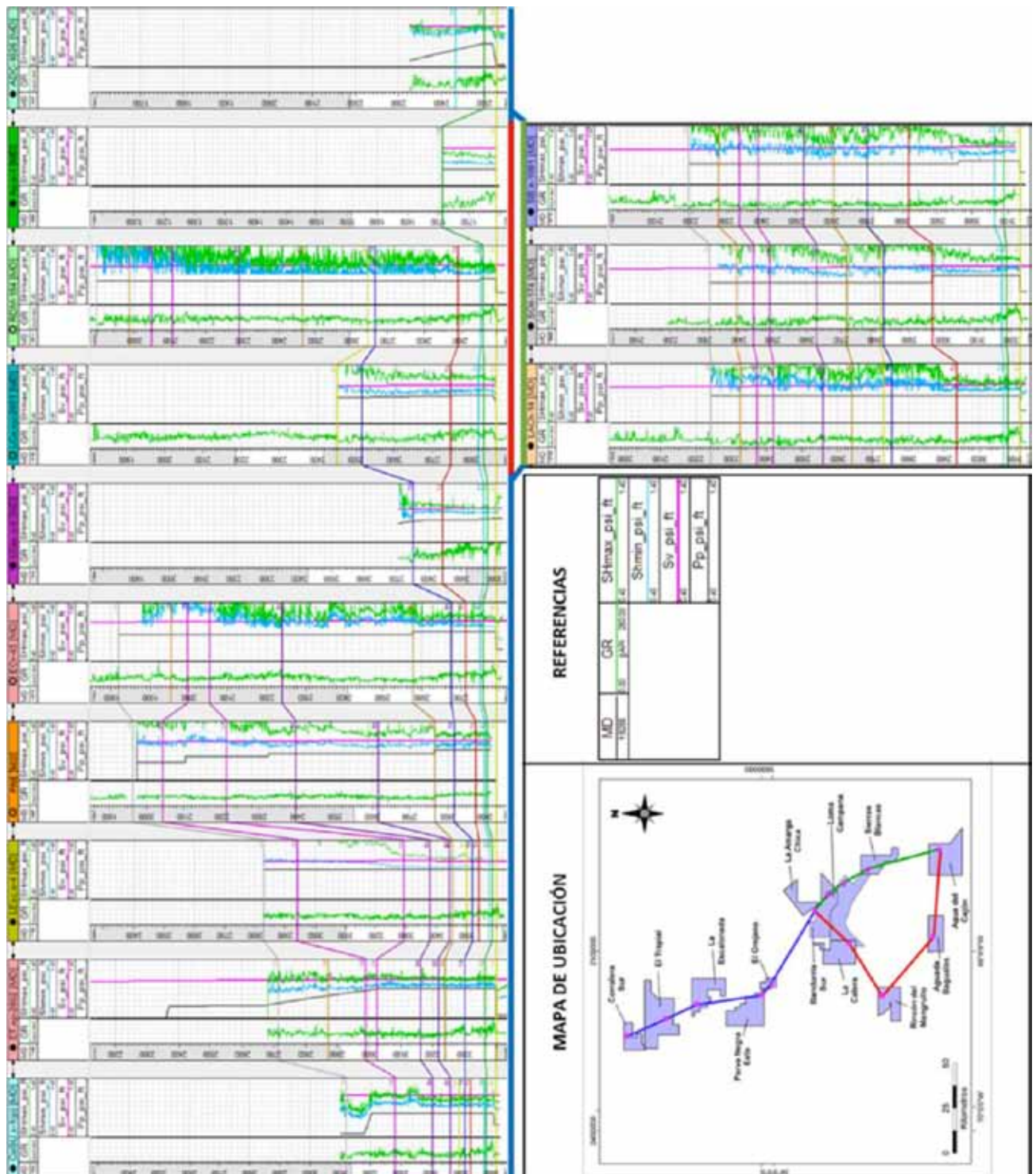


Figura 23. Correlación a lo largo de la transecta con Track 1: profundidad; Track 2: GR; y Track 3: presión poral, esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo.

Leanza H. A., (eds.). Integrated Geology of Unconventionals: The case of the Vaca Muerta Play, Argentina, *AAPG Memoir* 121, 267-296.

Leanza, H. A., Kietzmann, D. A., Iglesia Llanos, M. P. y Kohan Martínez, M. (2020). Stratigraphic context: Cyclostratigraphy, magnetostratigraphy, and seismic stratigraphy. In Minisini D., Fantín M., Lanusse No-

guera I. y Leanza H. A. (eds.), Integrated Geology of Unconventionals: The case of the Vaca Muerta Play, Argentina: *AAPG Memoir*, 121, 39-60.

Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R. F. y Sattler, F. (2020). Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance. In

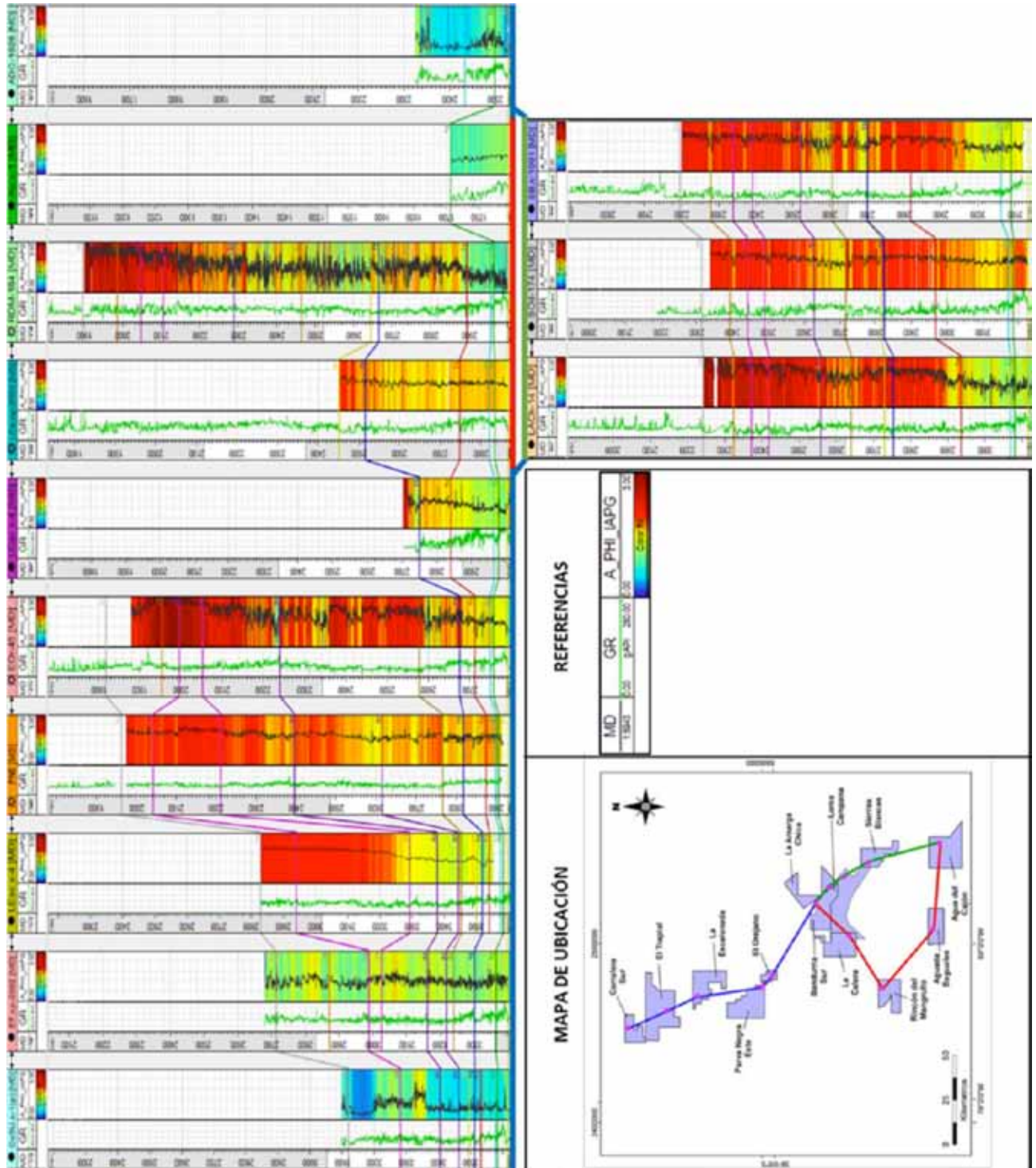


Figura 24. Variación de los regímenes de esfuerzos a lo largo de la transecta basado en el parámetro de forma generalizada “ $A\phi$ ” (Simpson, 1997). Colores rojos se corresponden con un régimen inverso, verdes-amarillos con un régimen transcurren, y azul con un régimen normal.

Minisini D., Fantín M., Lanusse Noguera I. y Leanza H. A., eds., Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina, *AAPG Memoir* 121, 99-140.

Mastin, L. (1988). Effect of borehole deviation on breakout orientations. *J. Geophys. Res.*, 93(B8), 9187-9195.

Moreno, P. y Osorio, J. G. (2022). Metodología para la caracterización de orientación y magnitud de esfuerzos principales en pozos desviados a partir de registros de calíper orientados de múltiples brazos. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO), Mendoza, Argentina.

ración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO), Mendoza, Argentina.

Peska, P. y Zoback, M. D. (1995). Compressive and tensile failure of inclined wellbores and determination of in situ stress and rock strength, *Journal of Geophysical Research*, 100(B7), 12791-12811.

Ramos, V. A., Mosquera, A., Folguera, A. y García Morabito, E. (2011, 2-6 mayo). Evolución tectónica de los Andes y del engolfamiento neuquino adyacente. In H. A., Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J. C., Danieli, y J. M. Vallés (eds.). *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino*, Neuquén, Argentina, 335-348.

Ramos, V. A., Naipauer, M., Leanza, H. A. y Sigismundi, M. E. (2019). The Vaca Muerta Formation of the Neuquén Basin: An Exceptional Setting along the Andean Continental Margin. In Minisini D., Fantín M., Lanusse Noguera I. y Leanza H. A. (eds.). *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*, *AAPG Memoir* 121, 25-38.

Sattler, F., Domínguez, R. F., Fantín, M., Desjardins, P., Reijenstein, H., Bande, A., Liberman, A., Nielsen, O., Santiago, M. y Marchal, D. (2016). Anexo 2: Transecta Regional NO-SE. In G, González, G., Vallejo, D., Desjardins, P., González-Tomassini, F., Kietzmann, D., Rivarola, L., Domínguez, R. F. (eds.). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta, Integración de sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos*, Instituto Argentino.

Simpson, R. W. (1997). Quantifying Anderson's fault types. *Journal of Geophysical Research*, 102, 909-919.

Sosa Massaro, A. (2019). *Estudio geomecánico regional de la Formación Vaca Muerta y su aplicación a los reservorios no convencionales del tipo shale oil/gas*. [Tesis de doctorado], Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Buenos Aires, <http://ri.itba.edu.ar/handle/123456789/1576>.

Thorne, L. y Wallace, C. (1995). *Modern Global Seismology*. Chapter 2: Elasticity and Seismic Waves, p. 50.

Varela, R. A. y Hasbani, J. G. (2017). A Rock Mechanics Laboratory Characterization of Vaca Muerta Formation. American Rock Mechanics Association.

Varela, R. A., Marchal, D., Cuervo, S., Lombardo, E. F., Perl, Y. S., Hryb, D. E., Pateti, P. y Nielsen, O. (2020). Geomechanics: Pressure, stress field, and hydraulic fractures. In Minisini D., Fantín M., Lanusse Noguera I. y Leanza H. A. (eds.). *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*, *AAPG Memoir* 121, 351-376.

Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H. y Welsink, H. (1995). Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. In A. Tankard, R., Suárez & H. Welsink (eds.). *Petroleum basins of South America*, *AAPG Memoir* 62, 383-402.

Warpinski, N. R., Peterson, R. E., Branagan, P. T., Engler, B. P. y Wolhart, S. L. (1998). *In situ Stress and Moduli: Comparison of Values derived from Multiple Techniques*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, SPE 49190.

Zoback, M. D. y Kohli, A. H. (2019). *Unconventional reservoir geomechanics*, Cambridge University Press.

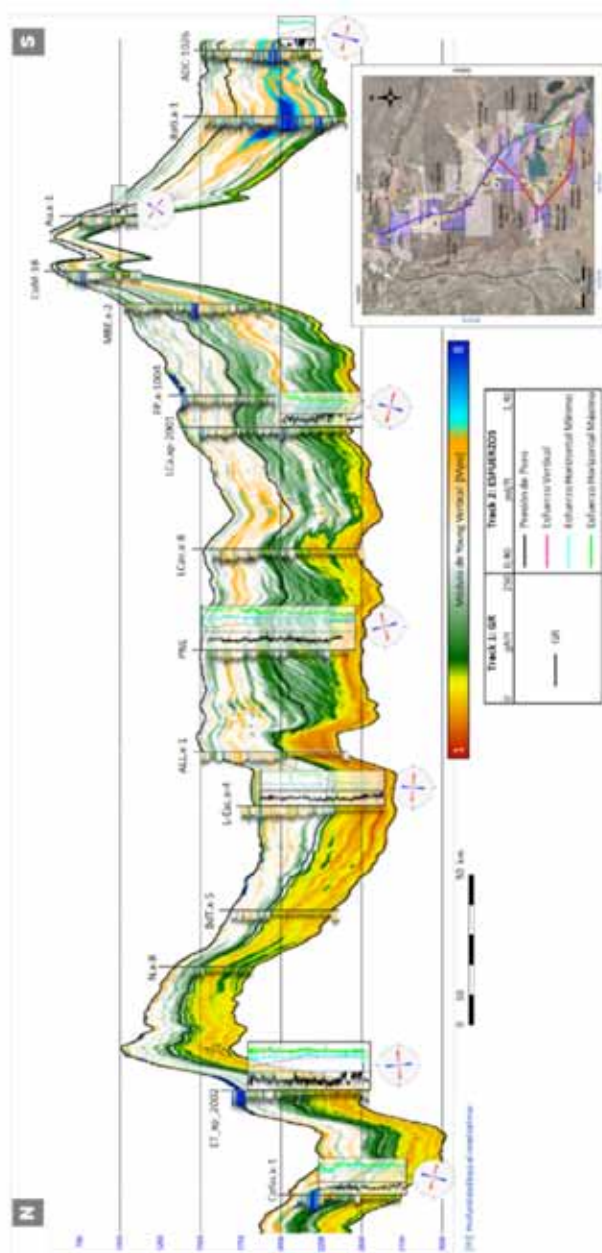


Figura 25. Transecta integrada entre Geomecánica y Geofísica que muestra los registros de GR, Pp, SigV, SHmin y SHmax, y de fondo el módulo de Young vertical obtenido a partir de la inversión sísmica. (*La proyección corresponde a la traza de la transecta de geofísica).