

CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA COMO RESERVORIO NO CONVENCIONAL EN EL ÁREA BANDURRIA CENTRO

Javier A. Carrero¹, Ruth Ehlich², Juan Moirano³, Laurie Weston⁴, Juan A. Tavella⁵

1: GPB. jcarrero@gpbseismic.com

2: Pan American Energy S.L. rehlich@pan-energy.com

3: Pan American Energy S.L. jmoirano@pan-energy.com

4: Sound QI Solutions Ltd.. laurie@sound-qi.com

5: JT Reservoirs. jtavella@geofisika-jt.com

Palabras clave: Reservoirs No Convencionales, Vaca Muerta, Caracterización, Integración

ABSTRACT

Due to the degree of heterogeneity of the Vaca Muerta formation, some deal of controversy has arisen in the Argentine oil industry about the role of reservoir characterization in successfully predicting such variations and the way it could impact the profits of exploitation. In this context we applied an unconventional reservoir characterization workflow in the Bandurria Centro area, based on the integration of stratigraphy, petrophysics, geophysics, geostatistics and geomechanics that produced a set of attributes that could be a key input towards a more efficient drilling and completion planning. For that purpose, we considered: facies, organic matter content and its degree of maturity, brittleness, current mechanical conditions, existing fracturing and uncertainty of the prediction.

The workflow applied began with the definition of a geological framework based on the stratigraphic cycles that can be identified in seismic and correlated at well locations. Cycle limits, interpreted along the seismic volume as time horizons, set the framework to build a predictive tool based on simultaneous seismic inversion, whose results constitute a tridimensional model representing the variability of the sedimentary sub-environments deposited along each cycle. This variability was represented within each sub-environment as a set of facies defined in terms of mechanical behavior, mineral composition, compaction, texture, and preservation of organic matter. Formation evaluation collaborated in the description of features of the lithological column at each well location and assisted the facies classification. It also helped in the definition of facies specific rock physics relationships and in the prediction of facies distribution by means of geo-statistical propagation with seismic facies as soft data.

The stratigraphic framework and the facies distribution provided the information on where the greatest amount of organic matter might have been preserved, its disposition pattern and whether it would facilitate or not the hydraulic fracturing. In addition, as an unconventional reservoir is in fact created by hydraulic fracturing, current mechanical conditions were also predicted.

Understanding the quality of the dataset and its relationship with the geological framework, handling its uncertainty and limitations, add significant value for decision-making on the future data acquisition and development of the Bandurria Centro field.

UBICACIÓN

El yacimiento Bandurria Centro se encuentra en el centro de la provincia de Neuquén, en lo que se conoce como engolfamiento neuquino (Fig. 1). Actualmente el desarrollo del campo focaliza su interés en la producción de No Convencionales correspondientes al intervalo inferior del sistema Quintuco-Vaca Muerta.

INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de los no convencionales a nivel mundial, ha sido de mucha importancia la definición de nuevos flujos de trabajo para la caracterización y definición de la estrategia de desarrollo de los campos. En este caso, factores como la geoquímica y geomecánica toman mayor protagonismo en la estimación del comportamiento de producción esperado de los pozos. Ya no solo es importante encontrar zonas ricas en hidrocarburo, sino identificar los niveles en que se pueda tener una mejor eficiencia de producción tomando en cuenta que debido a la ausencia de permeabilidad, esta deberá ser generada a través del fracturamiento hidráulico, es decir, el reservorio como tal no producirá sin una correcta operación de estimulación por más que se tengan las condiciones geológicas y petrofísicas de mayor prospectividad en la zona. En consecuencia, el nuevo planteo de caracterización en estos casos debe tener como objetivo identificar zonas de mayor contenido de hidrocarburo que además presenten características que faciliten el fracturamiento. Esto último implica la necesidad de analizar características tales como la presencia de facies geológicas con una mineralogía con rasgos geomecánicos que faciliten la operación, la presencia de fracturamiento natural, el régimen de presión de poro y el estado de esfuerzos actuales como parámetros que tendrán incidencia en el desarrollo de las fracturas a generar.

Los objetivos planteados requieren un detallado análisis e integración de información de pozo y sísmica, que en este caso se implementó mediante el siguiente flujo de trabajo (Fig. 2).

MARCO GEOLÓGICO

A los fines del trabajo de caracterización, interesa conocer el contexto geológico de la formación objetivo a nivel regional y local, incluyendo los eventos estratigráficos y tectónicos que influyeron tanto en su depositación como en su diagénesis.

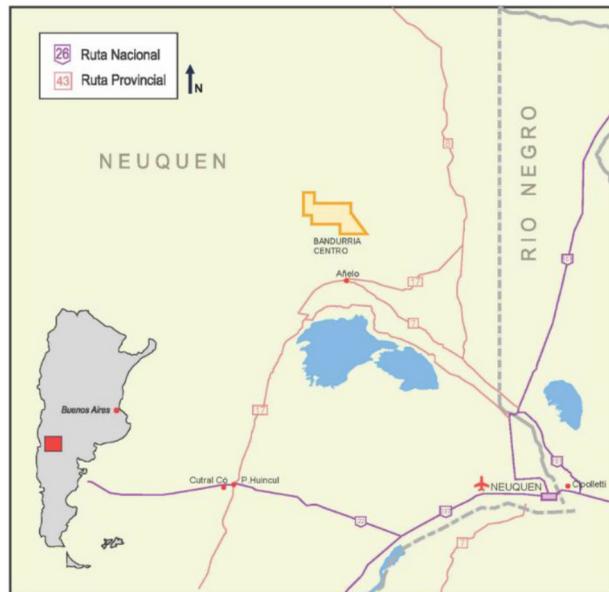


Figura 1. Mapa de ubicación área de Bandurria.

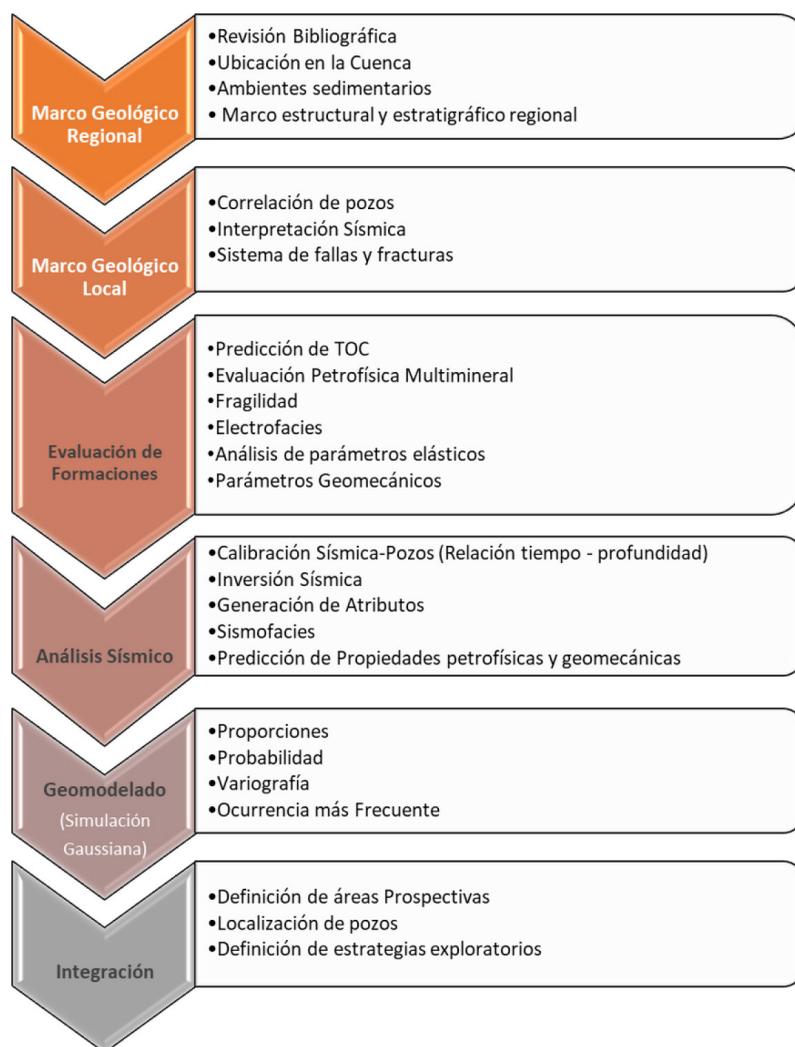


Figura 2. Flujo de trabajo implementado.

El sistema Quintuco – Vaca Muerta es el resultado de un ciclo transgresivo – regresivo compuesto por lutitas negras, margas y calizas; organizado en un arreglo de secuencias deposicionales que progradan hacia el Noroeste. La Formación Vaca Muerta, perteneciente al Grupo Mendoza Inferior (Minisini *et al.* 2020), representa los depósitos desde el talud hasta centro de cuenca, de una plataforma carbonática del Paleopacífico entre el Tithoniano temprano al Valanginiano temprano. La sección inferior (la cocina) se compone por limolitas calcáreas con altos valores de carbono orgánico total (COT) y un máximo de inundación correspondiente a la transgresión inicial del Tithoniano temprano. Sobre esta sección se observa un intervalo con menores valores relativos de COT, dominado por limolitas calcáreas bioclásticas y limo litas calcáreas en forma subordinada, que presenta buenas propiedades mecánicas para su explotación.

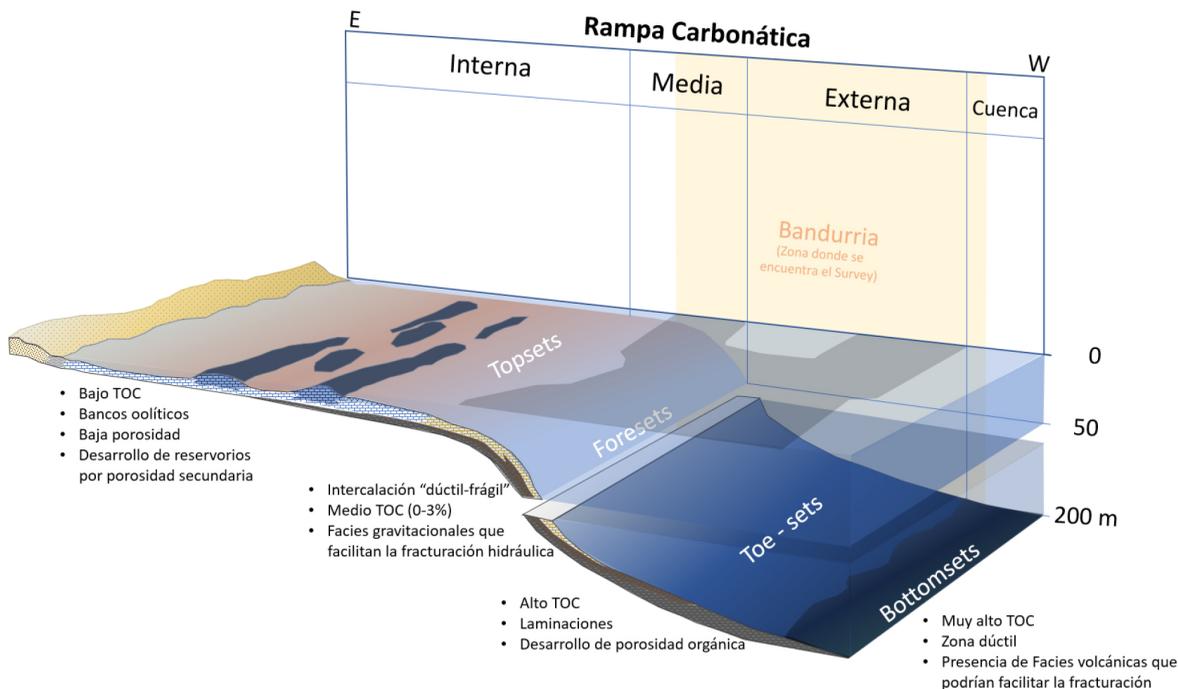


Figura 3. Modelo Estratigráfico y ubicación del bloque Bandurria dentro del ambiente depositacional de la Formación Vaca Muerta

De acuerdo con la ubicación en la cuenca y la variación de los ambientes identificados en los núcleos disponibles (Fig. 3), se procedió a la definición del marco estratigráfico secuencial del área, definiendo la correlación de los ciclos previamente a partir de los registros Gamma Ray, Densidad -Neutrón y Sónicos (Fig. 4), siendo finalmente revisados a partir del registro de COT predicho en la evaluación de formaciones. La definición de los ciclos se basó en el aumento (asociado a inundación) o disminución (asociado a regresión) del contenido de materia orgánica según la predicción obtenida y la respuesta de los registros a dichos eventos. Para el entendimiento de los ciclos de acuerdo con las clinoformas, se trabajó tomando como base la imagen sísmica, que resultó en la definición de 9 ciclos en ambientes que variaban desde bottomsets hasta foresets (definidos en los núcleos) dentro de la Formación Vaca Muerta (Howell *et al.* 2015).

Según la definición de los ciclos, se procedió a la interpretación sísmica tanto de los horizontes como de las fallas, para lo cual se contó con la amplitud, impedancia P y coherencia para la definición del marco geológico local (Fig. 5).

EVALUACIÓN DE FORMACIONES

En la evaluación de formaciones se utilizaron los pozos 4 y 2 con información muy completa (registros de imagen, tres núcleos por pozo, registros convencionales, resonancia

magnética y espectroscopía de captura) que permitieron crear modelos completos y precisos. Adicionalmente, se agregaron dos pozos más (1 y 5) que se encontraban muy cercanos, pero por fuera del cubo sísmico, que permitieron definir las tendencias y correlaciones hacia los extremos oeste y sur.

En la evaluación de formaciones de los reservorios no convencionales se definieron cinco p principales objetivos para la caracterización:

- Contenido de Materia Orgánica
- Proporciones mineralógicas y su relación con la fragilidad
- Porosidad como parte de la evaluación multimineral
- Electrofacies
- Relaciones elásticas de predicción de propiedades

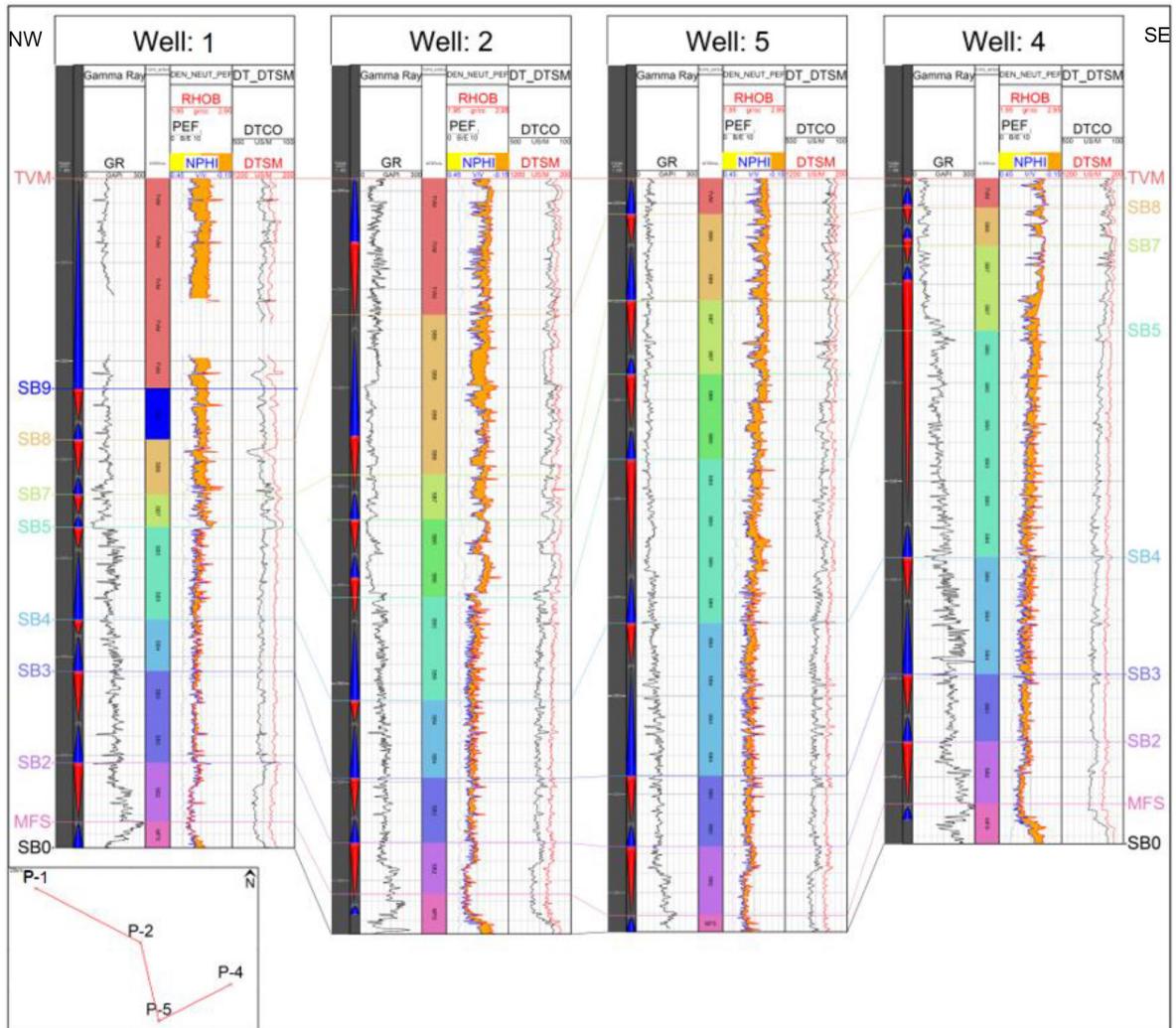


Figura 4. Definición y correlación de los ciclos estratigráficos de los pozos estudiados.

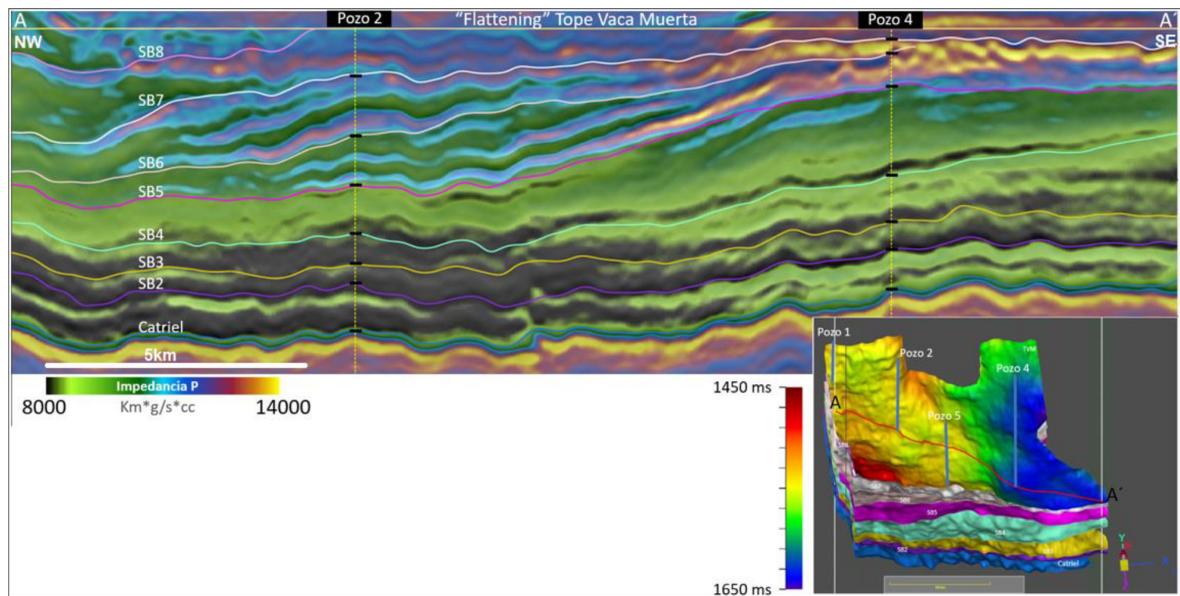


Figura 5. Conjunto de horizontes interpretados por cada uno de los ciclos definidos y ubicación de los pozos.

Para la calibración de la predicción del contenido de materia orgánica, se contó con datos de núcleo medidos a través de pirólisis. En este caso, como el primer objetivo de la predicción es utilizarla como registro de entrada en la evaluación petrofísica multimineral, se la requiere en forma de relación volumen/volumen. En consecuencia, una vez asegurada la correcta profundidad de los núcleos, se debió realizar la conversión de los resultados de laboratorio de la medición de COT, que viene en relación peso/peso, a una relación volumen/volumen de kerógeno. Esta conversión se realiza mediante la siguiente relación:

$$Ker(vol\%) = \left[\frac{(1 - \Phi) * \rho_{ma}}{\rho_{Ker} * C_{Ker}} \right] * TOC (wt\%)$$

Donde:

$Ker(vol\%)$ = Porcentaje en volumen de Kerógeno

Φ = Porosidad

ρ_{ma} = Densidad de Matriz

ρ_{Ker} = Densidad de Kerógeno

C_{Ker} = Porcentaje en peso de carbón en el Kerógeno

$TOC (wt\%)$ = Carbono Orgánico Total (porcentaje en peso)

El producto de la densidad de Kerógeno (varía entre 0,95 y 1,2 g/cc) por el porcentaje en peso del carbón en el Kerógeno (aproximadamente 0,9 w/w) es un valor muy cercano a uno por lo

que se suele asumir:

$$\rho_{Ker} * C_{Ker} \approx 1$$

Habiendo probado varias metodologías de predicción de materia orgánica, se decidió utilizar la metodología de Hester-Schmoker (Hester y Schmoker 1987) basada en el registro de densidad y en la relación entre el contenido de Kerógeno y Pirita, debido a una mejor calibración.

Este método subdivide el reservorio no convencional en cuatro componentes; matriz de roca, pirita, fluido en los poros intersticiales y materia orgánica. Por lo tanto, la densidad aparente de la formación es una función de esos componentes y se puede expresar de la siguiente manera:

$$Vol_{Ker} = \frac{\rho_b - 0.992 \rho_m - 0.039}{\rho_{Ker} - 1.1\rho_m + 1.5}$$

Una vez que se tiene la predicción calibrada del volumen de materia orgánica (Fig. 7), se incluye dentro de los datos de entrada para la evaluación petrofísica multimineral (Herron y Matteson 1993; Mayer y Sibbit 1980), y de esta manera cumplir con el segundo y tercer objetivos: proporciones mineralógicas y su relación con la fragilidad, así como la porosidad. Para ello, se debe disponer de tantos registros como componentes se deseen predecir (Fig. 6).

Posteriormente, ya realizados el análisis de certidumbre y de la tabulación de los valores de respuesta de los componentes para cada uno de los datos de entrada, se procede a la calibración con los modelos petrofísicos de núcleo mediante la integración entre difracción de rayos x, porosidad y materia orgánica (Fig. 8).

La relación de los componentes mineralógicos, de acuerdo con sus propiedades físicas, aportan características de fragilidad o ductilidad a la roca, por lo que se suele usar la relación de los minerales “frágiles” con respecto al total de la matriz como índice de fragilidad (Slatt *et al.* 2011):

$$\text{Índice de Fragilidad} = (\text{Vol_Cuarzo} + \text{Vol_carbonatos} + \text{Vol_feldespatos}) / (1 - \text{PHIT})$$

Para aquellas facies carbonáticas de granulometría muy fina (mudstone), no se tomó en cuenta el volumen de calcita en el numerador ya que, por textura, tiende a comportarse como dúctil en vez de frágil.



Figura 6. Datos de entrada disponibles y salida del modelo multimineral planteado.

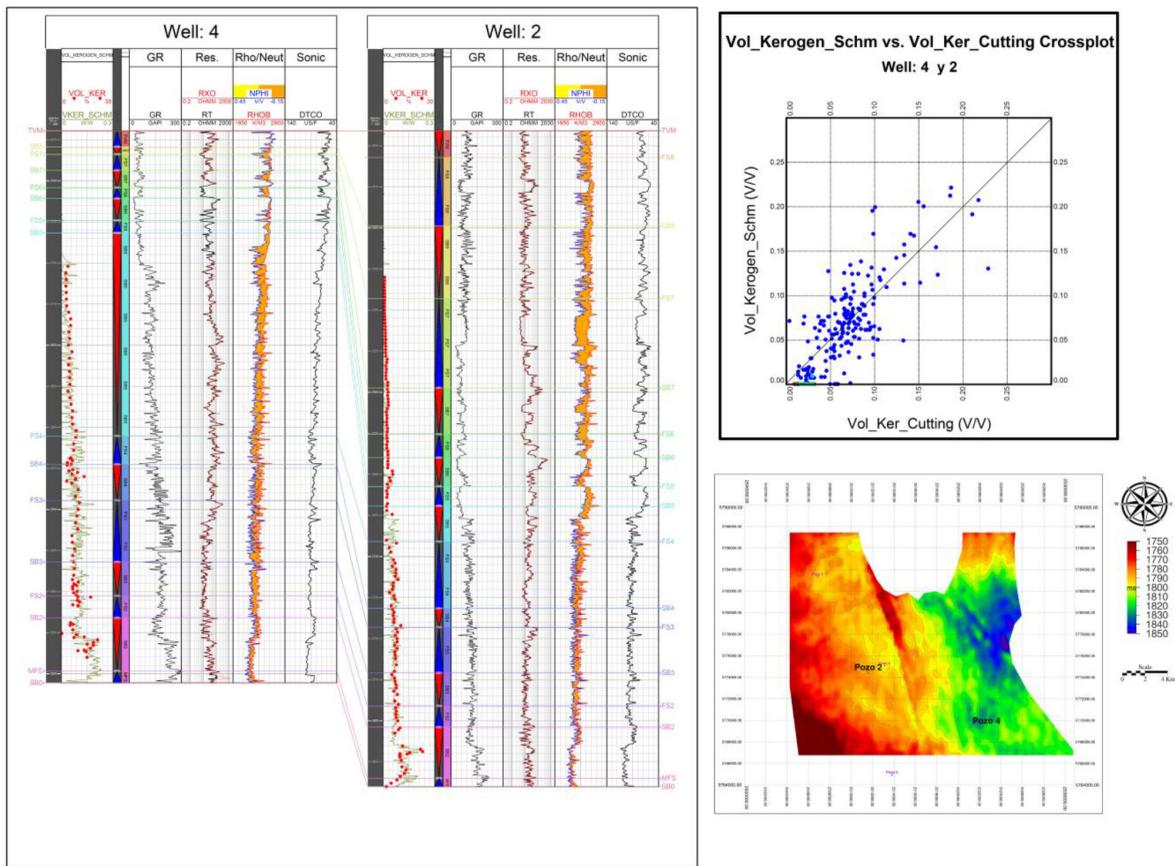


Figura 7. Predicción de Volumen de Kerogeno: Se visualiza en el primer track la comparación entre la curva resultante de la predicción y las muestras de laboratorio (puntos rojos). En la parte superior derecha, un gráfico cruzado entre la predicción y las mediciones para análisis de su correlación.

Para el cuarto objetivo de la evaluación de formaciones, fue importante definir las características principales que se querían clasificar en las electrofacies, para ello se seleccionaron criterios de clasificación que sirvieron de guía para la clasificación final, entre ellas, la textura de registros de imagen y los diagramas ternarios del contenido de arcillas, carbonatos y QFM (Cuarzo, feldspatos y micas), llegando a una clasificación final de diez electrofacies (Fig. 9).

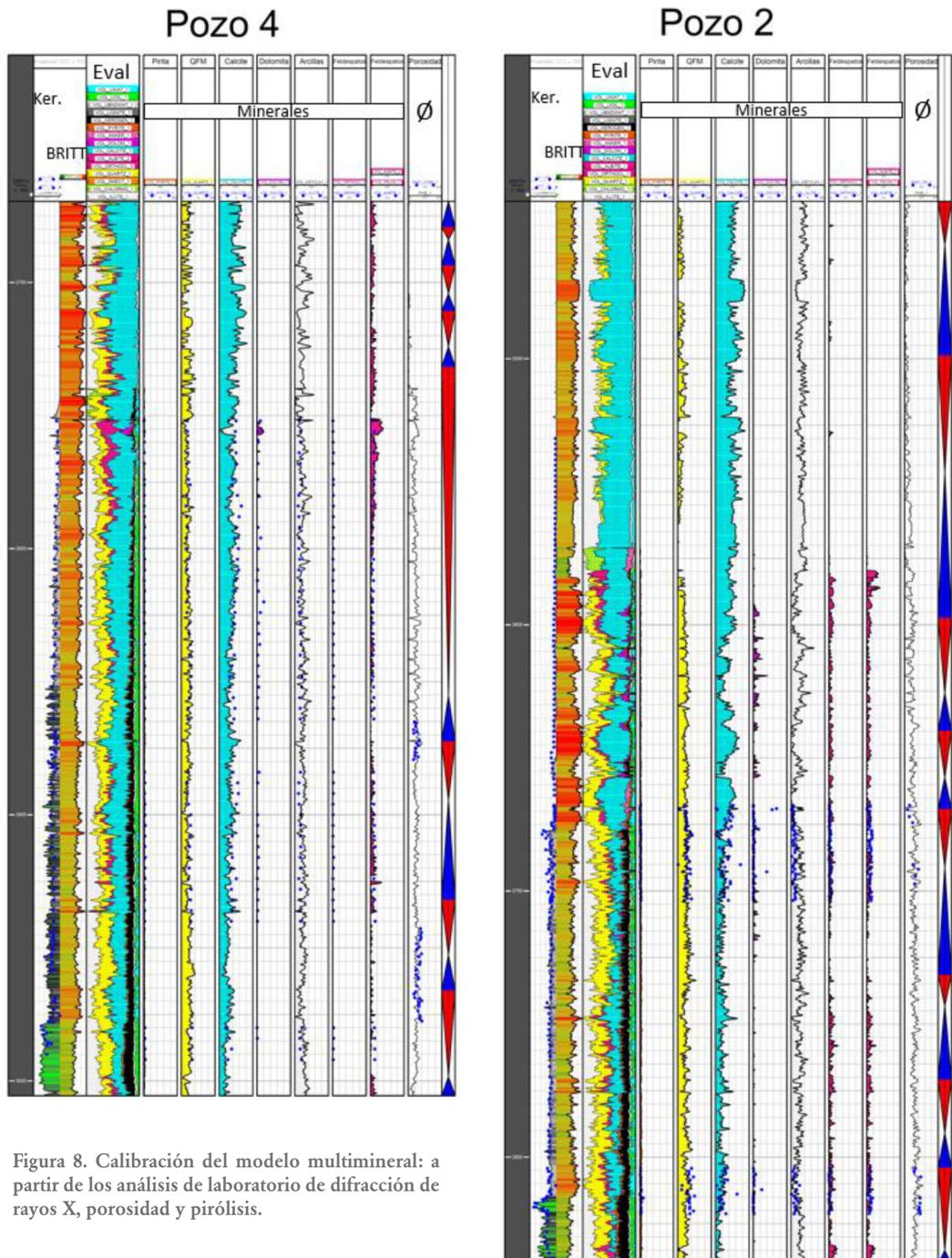


Figura 8. Calibración del modelo multiminerar: a partir de los análisis de laboratorio de difracción de rayos X, porosidad y pirólisis.

Una vez realizada la caracterización de la información de pozo, se buscaron relaciones entre los parámetros que discriminan los reservorios de interés con los parámetros elásticos con el objeto de predecir dichas propiedades a partir de la sísmica.

En primer lugar, es conocida la correlación de la impedancia P con el contenido de materia orgánica (asociada a la porosidad orgánica), que en este caso se analizó separadamente por cada electrofacies para encontrar una relación empírica cuadrática para estas dos propiedades por cada una de ellas. De esta manera se lograron independizar las variaciones de la impedancia de los cambios texturales y composicionales de la roca y tener una mayor precisión en la predicción de la distribución de la materia orgánica (Fig. 10).

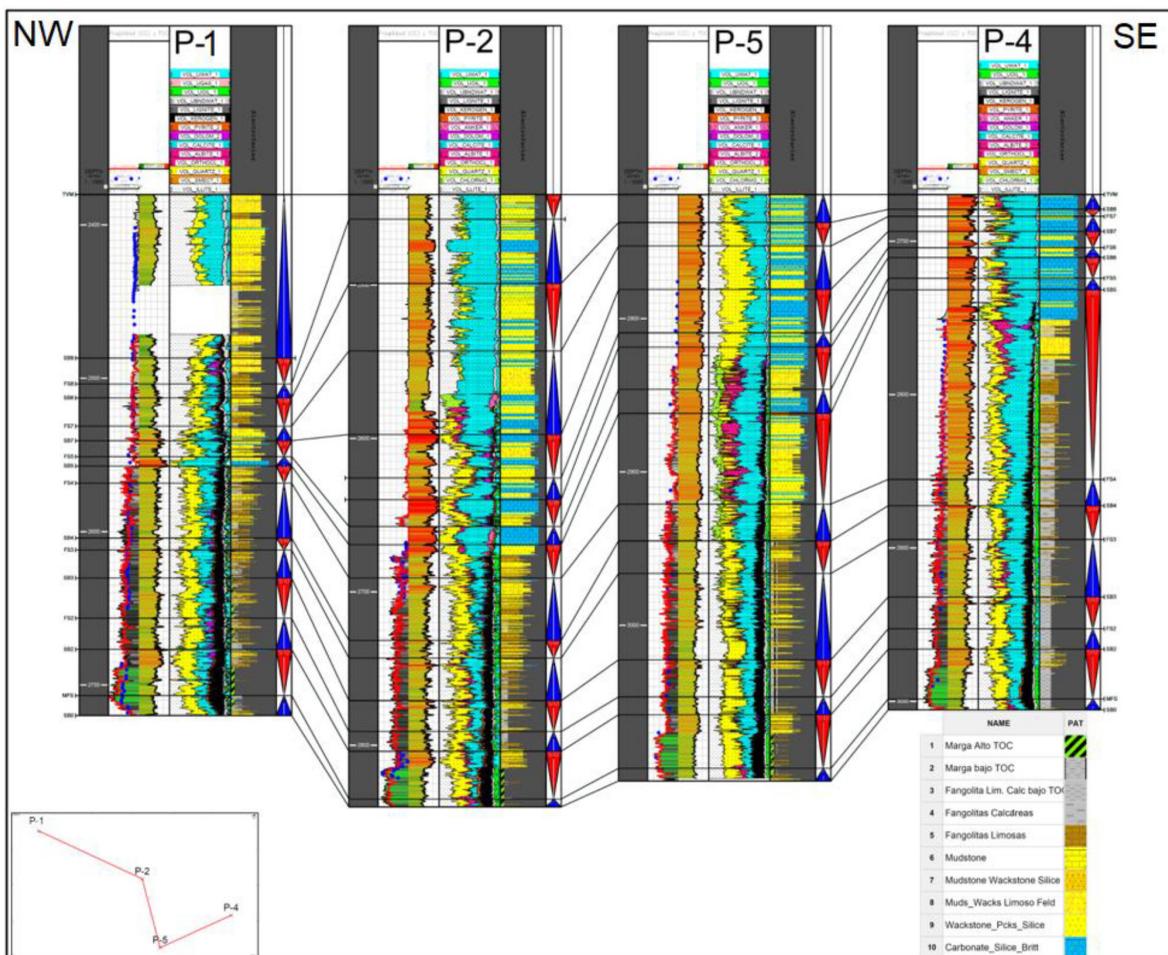


Figura 9. Sección de noroeste a sureste de los cuatro pozos en estudio con la evaluación petrofísica y clasificación de electrofacies

La fragilidad y su utilidad es un tema bastante discutido en la industria. No es un atributo que permita predecir por completo el comportamiento del reservorio ante el fracturamiento hidráulico ya que eso depende de varios factores. En cambio, si permite entender las variaciones de parámetros mecánicos en relación con los cambios de facies o de composición mineralógica para después integrarlo en un análisis de todos los elementos que pueden influir en el fracturamiento como son los esfuerzos y su anisotropía, la presión de poro y el contexto tectónico. En resumen, se debe entender el atributo de fragilidad como una generalidad de la estratigrafía mecánica que aporta elementos para la toma de decisiones en la ubicación de pozos.

Por lo antes descrito, se buscó definir la fragilidad mediante la relación entre parámetros elásticos y la fragilidad obtenida por la relación mineralógica, para lo cual se analizaron las correlaciones con los distintos parámetros consiguiendo la mejor correlación a través de una relación cuadrática con el módulo de compresibilidad (Bulk Modulus) en GPA:

$$\text{BRITT_KM} = (0.0446228 + 0.0428832 * (\text{KMOD}) - 0.0003782 * (\text{KMOD})^2)$$

ANÁLISIS SÍSMICO

La caracterización sísmica de la Fm. Vaca Muerta en sus distintos niveles y extendida a los 422 km² de extensión de la sísmica 3D, se llevó a cabo por medio de un sistema predictivo que se resume en el flujo de la Fig. 11.

La información sísmica empleada surge de una migración en el dominio del ángulo local con preservación acimutal con alta multiplicidad (CRAM); ésta exhibe alto muestreo tanto del ángulo de incidencia como del acimut. Esto permite, por un lado, extraer adecuadamente la información elástica por inversión preapilado y, por el otro, estimar la presencia de fracturas y distribución de esfuerzos in situ, merced a la preservación de la señal anisotrópica transversal en el eje horizontal (HTI).

Luego de una etapa de adecuación, que consistió básicamente en el control de las amplitudes frente a sísmica sintética generada en los pozos y el colapsado de la información acimutal, los gathers quedaron en el dominio del ángulo de incidencia, formato apropiado para la inversión elástica.

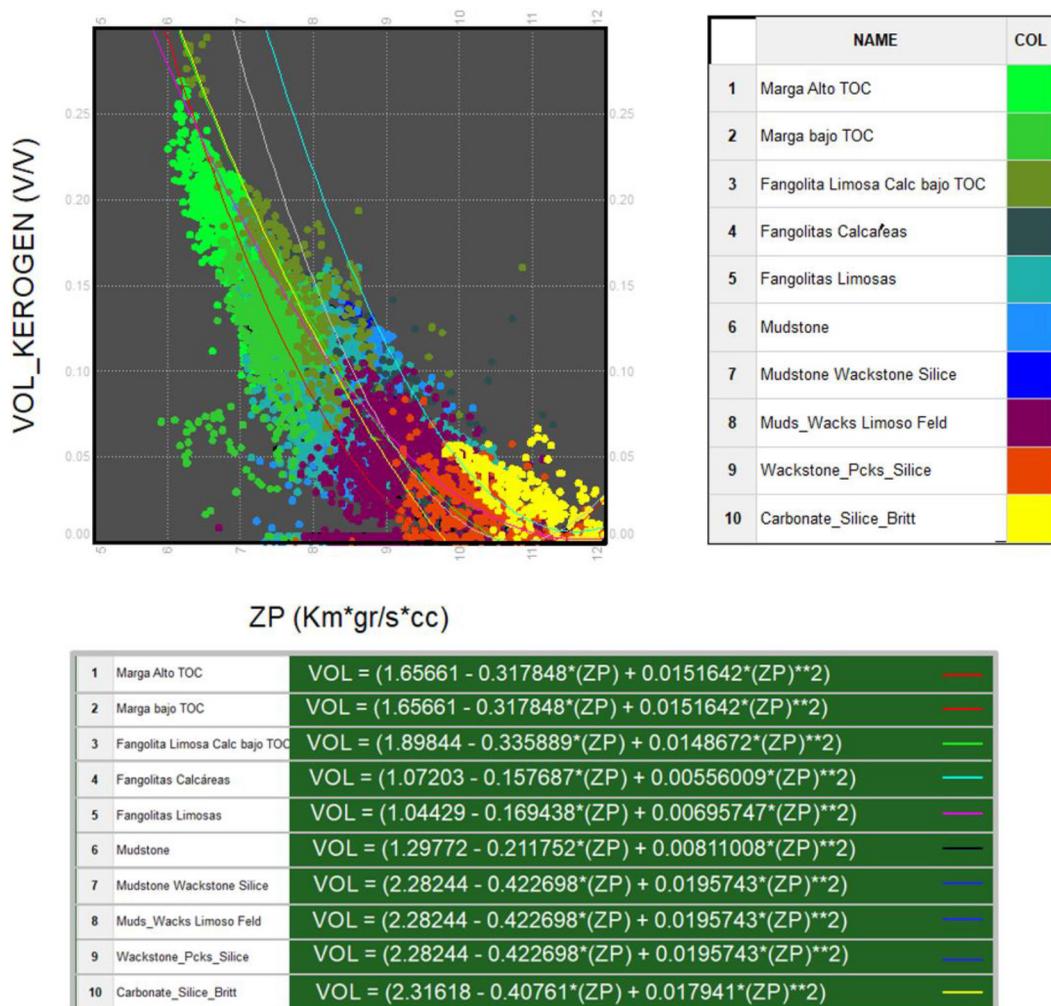


Figura 10. Gráfico cruzado entre la Impedancia P obtenida por registros de pozo y el contenido de materia orgánica con las relaciones cuadráticas empíricas conseguidas para cada electrofacies .

La inversión elástica preapilado tipo simultánea Model Based fue el núcleo de la caracterización al hacer la transformación que permitió estimar la distribución de las propiedades elásticas del terreno a partir de la respuesta sísmica (Hampson *et al.* 2005). De esta manera se obtuvieron impedancias, densidad y, posteriormente por análisis elástico, las propiedades derivadas como la razón de Poisson y los módulos de Young y de compresibilidad; estas últimas, necesarias para la estimación de propiedades de reservorio.

Los aspectos que conviene resaltar sobre la inversión son:

a.- ejecución en dos niveles temporales independiente y posterior merge con una transición suave, como forma de minimizar los efectos del apartamiento de la condición estacionaria en lo temporal de la respuesta sísmica. Se implementó una inversión superior desde Quintuco hasta SB5 y una inferior desde SB5 hasta Catriel (base de Vaca Muerta).

b.- incorporación de la velocidad interválica, producto del procesamiento sísmico, para la generación de los modelos iniciales, considerado muy importante dada la baja cobertura de control geológico de la inversión: sólo 4 pozos para más de 400 km² de extensión sísmica. Importantes zonas con ausencia de control de pozos se beneficiaron con las tendencias aportadas por la velocidad que, si bien no cubre toda la banda de carencia espectral, sí lo hace en las frecuencias ultrabajas (menor a 3 Hz), evitando en todo lo posible la interpolación para reemplazarla por procedimientos de predicción sísmica. No siempre la velocidad interválica de migración PSDM tiene correlación sólida con la velocidad de ondas compresionales del terreno, por lo que antes de decidir su uso se verificó la misma con los sónicos compresionales del proyecto por bandas de frecuencia. Un resumen de estos aspectos se puede ver en la Fig. 12.

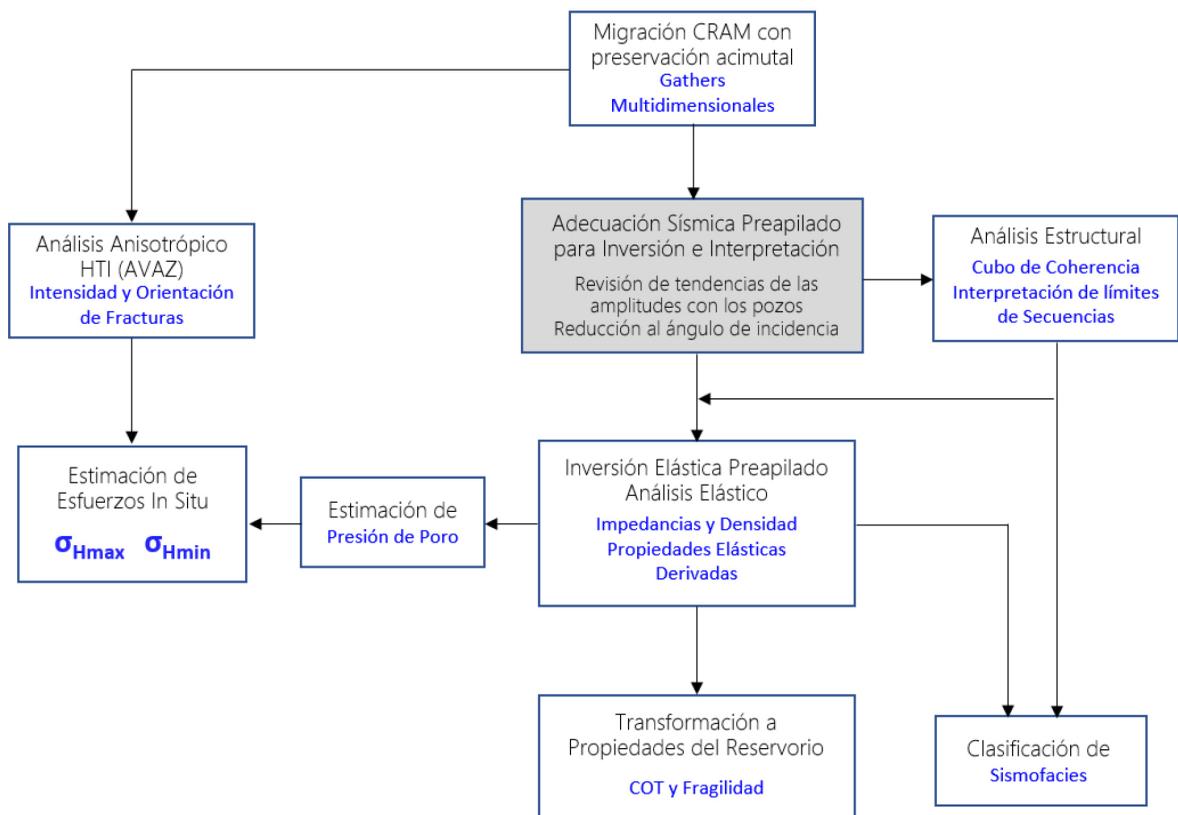


Figura 11. Flujo de trabajo en la Caracterización sísmica utilizado en el proyecto

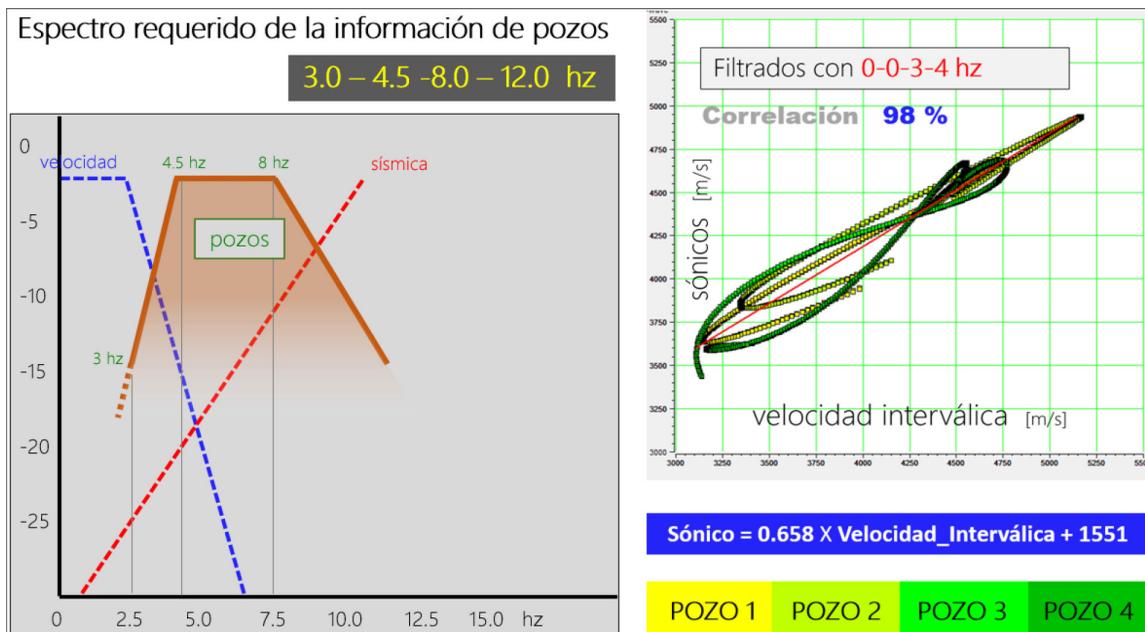


Figura 12. A la izquierda bandas espectrales: velocidad interválica (azul punteada), información sísmica (rojo punteada) y carencia que deberán aportar los pozos (marrón). A la derecha correlación de velocidad interválica procedente de PSDM vs sónicos compresionales para los cuatro pozos en la banda 0-0-3-4 Hz.

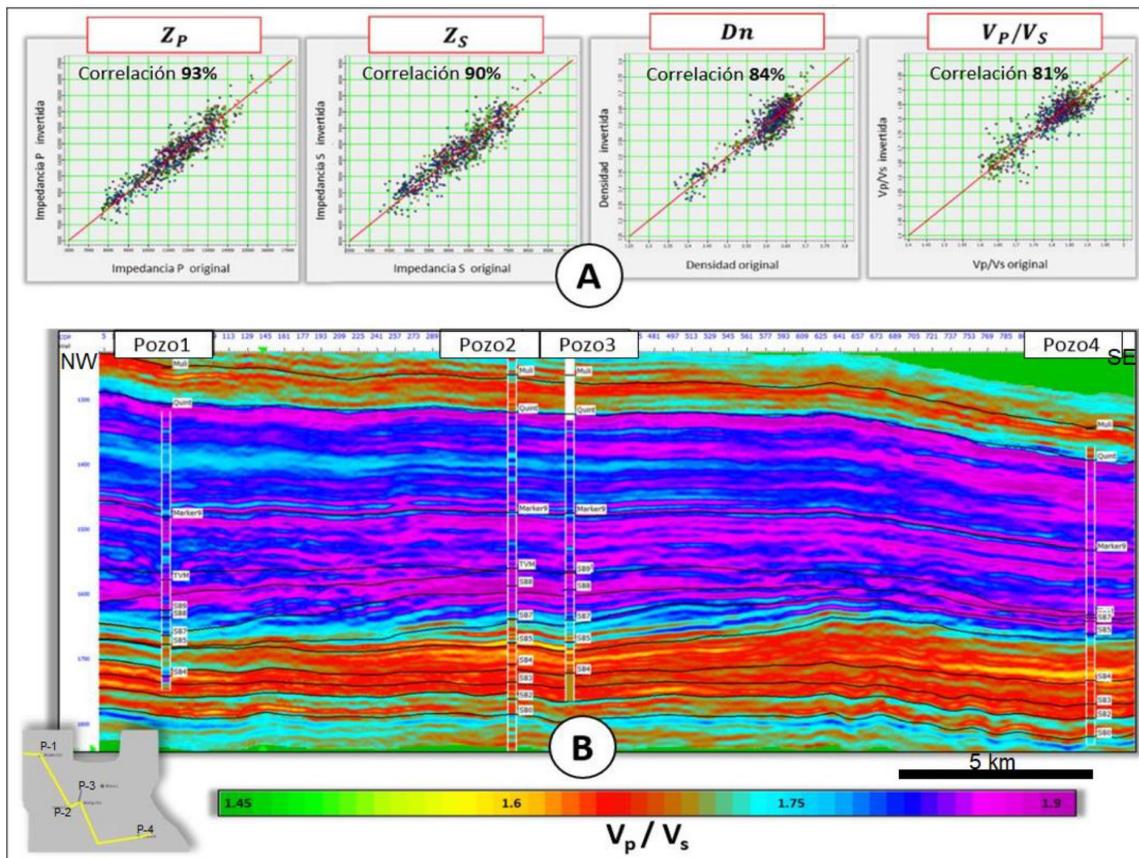


Figura 13. A: Gráficos cruzados entre Z_p , Z_s , Densidad y V_p/V_s de pozo y predichas por inversión para los cuatro pozos del área para el intervalo Quintuco-Vaca muerta. B: Sección de V_p/V_s predicha con los pozos insertos.

La excelente calidad del dato sísmico condujo a estimaciones sólidas de las propiedades elásticas, como lo reflejan las altas correlaciones obtenidas entre propiedades, y la sección de VpVs predicha con los pozos insertos, mostradas en la Fig. 13. Cabe recalcar que la predicción luce muy sólida, a pesar de ser VpVs una propiedad elástica difícil de estimar desde la respuesta sísmica.

Una vez obtenidos los volúmenes de propiedades elásticas básicas por inversión, se derivó el módulo de compresibilidad, quedando en condiciones de aplicar las relaciones obtenidas durante la evaluación de formaciones. Para el caso del COT se usaron las relaciones cuadráticas empíricas con la impedancia P que se muestran en la Figura 10 discriminadas por electrofacies, mientras que la fragilidad se estimó mediante la fórmula antes mencionada. De esta manera se llegó a los cubos de propiedades descriptivas del reservorio, COT y Fragilidad. La Fig. 14 muestra mapas de la distribución de contenido orgánico para dos niveles. Mientras que en la Fig. 15 se aprecia una sección de la predicción de fragilidad y su histograma de distribución de valores. El COT es una medida de la preservación de materia orgánica en la formación, de fuerte influencia en la producción de los pozos y la fragilidad una primera aproximación al tipo de conducta que adoptará la roca reservorio cuando se intente ponerla en producción mediante fracturación inducida, aunque la utilidad de este parámetro esté muy en discusión en este momento en la industria. Los valores altos de fragilidad estarían asociados a niveles con facilidad para la generación de permeabilidad secundaria por inducción de fracturas.

Otra propiedad de gran valor dentro del ámbito de la prospección de reservorios no convencionales es la presión de poros, considerada un buen estimador, junto con la permeabilidad, de la facilidad para drenar una vez establecida la red de fracturas: a mayor presión del fluido en los poros mayores producciones podrían esperarse. Sin embargo, es una propiedad de difícil estimación, principalmente por la carencia habitual de información de calibración y por la dificultad para adoptar un modelo de predicción. En este caso, con solo un DFIT en el pozo 2 como dato duro de presión a nivel de la cocina y aportes de estudios anteriores en el área, tanto de caracterización como de ingeniería, se adoptó el modelo de Bowers (1995) para la estimación de la sobrepresión.

En la Fig. 16 se pueden ver todos los elementos que permitieron calibrar el modelo mencionado. Es particularmente importante el uso adecuado de la única medida objetiva de presión (DFIT). Este elemento permitió cuantificar el pico de alta presión siempre asociado a la cocina de Vaca Muerta, vinculado a la zona de máxima preservación y maduración de materia orgánica. El Esfuerzo Efectivo decrece claramente al entrar en Vaca Muerta. Esto indica un régimen de expansión de fluidos, lo que justificó la adopción del modelo de Bowers.

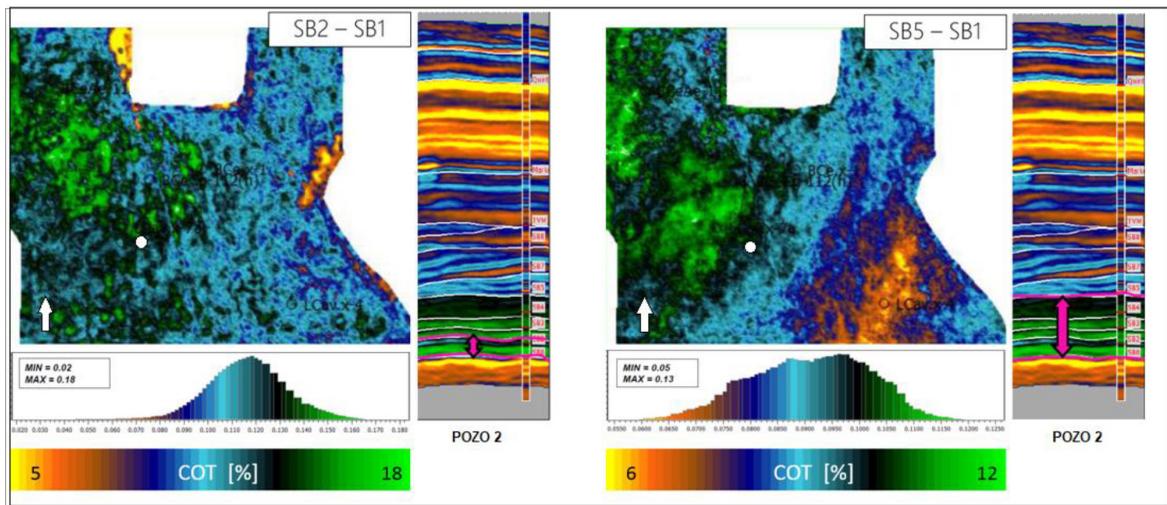


Figura 14. Distribución de COT para los intervalos SB2-SB1 (izquierda) y SB5-SB1 (derecha), mostrando la variabilidad de la formación, tanto lateral como verticalmente.

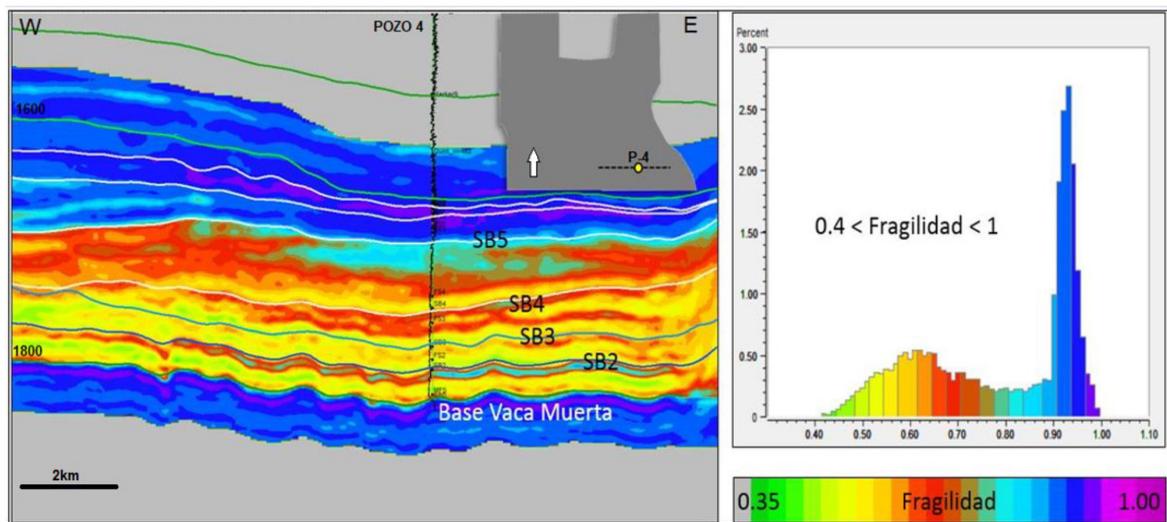


Figura 15. Sección de fragilidad e histograma para el intervalo intra Quintuco – Base de Vaca Muerta.

La Fig. 17 ilustra la distribución de las presiones máximas en dos niveles próximos dentro de la base de Vaca Muerta, lo que pone de manifiesto la alta variabilidad vertical de la distribución de presiones, lo cual es posible dada la bajísima permeabilidad vertical primaria de la formación.

Haciendo uso de las predicciones de presión de poro y de la intensidad de fracturas provenientes del estudio acimutal HTI, se pudo aplicar la formulación de Gray modificada para calcular los Esfuerzos Principales *in situ* (Gray *et al.* 2012). Esta formulación incorpora el término de presión de poro, justificado por las ecuaciones poroelásticas robusteciendo la calibración. A continuación, se muestran las fórmulas utilizadas:

$$\sigma_{Hmax} = \sigma_{Vert} \cdot v \cdot \frac{1 + E \cdot \beta \cdot I_{frac} + v}{1 + E \cdot \beta \cdot I_{frac} - v^2} + k \cdot \alpha \cdot \frac{1 - 2v}{1 - v} \cdot P_p$$

$$\sigma_{Hmin} = \sigma_{Vert} \cdot v \cdot \frac{1 + v}{1 + E \cdot \beta \cdot I_{frac} - v^2} + k \cdot \alpha \cdot \frac{1 - 2v}{1 - v} \cdot P_p$$

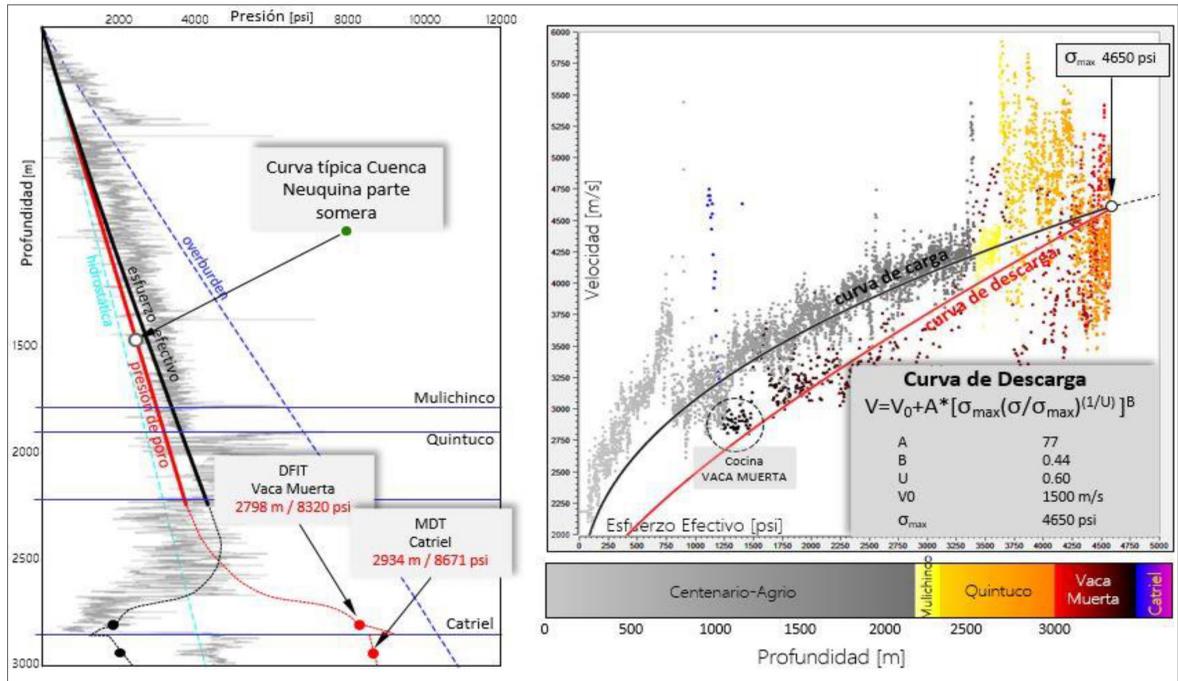


Figura 16. Calibración del modelo de Bowers para estimación de presión de poro. Izquierda: gráfico de presiones y esfuerzos involucrados en función de la profundidad y los elementos de calibración tanto medidos (DFIT) como estimados (curva roja típica de Cuenca neuquina). Derecha: ajuste de las curvas de carga y descarga en el gráfico velocidad vs Esfuerzo Efectivo. Valores adoptados.

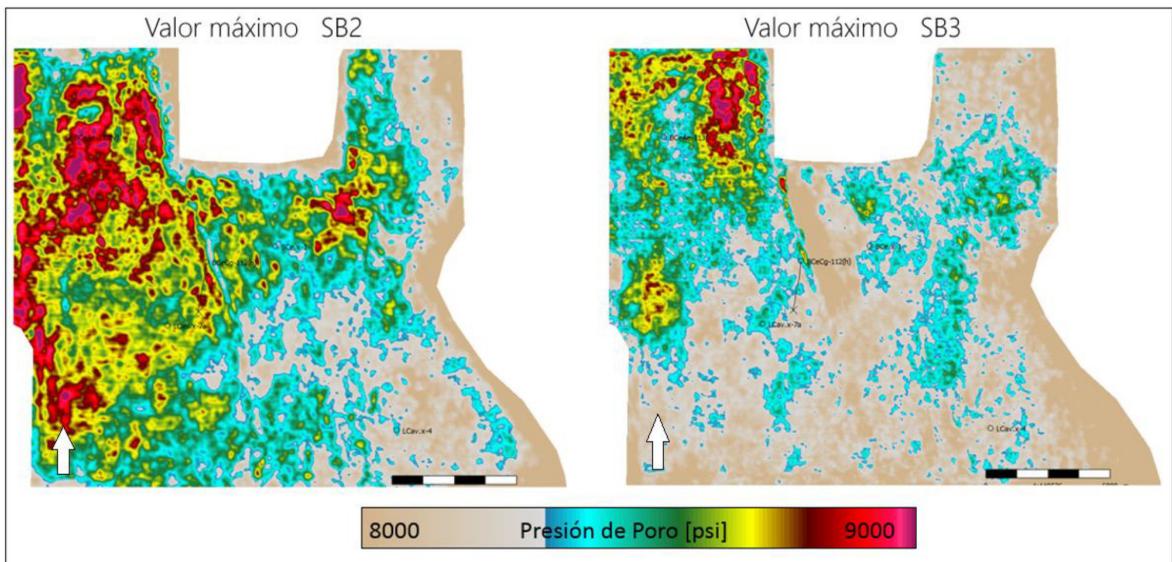


Figura 17. Mapas de distribución de presiones máximas predichas para dos niveles dentro de Vaca Muerta.

La calibración se hace en base a estimaciones de esfuerzos en dos pozos, provenientes del estudio geomecánico preexistente. La presión de poro que se usó en las predicciones fue la que se obtuvo como se mencionó anteriormente. En la Figura 18 se resume todo lo relativo a la calibración de las fórmulas para el cálculo de los esfuerzos. Nótese que las fórmulas contienen el parámetro I_{frac} , que es aproximado por la intensidad de fractura obtenido por medio de estudio del ángulo vs el acimut (AVAZ) (Rüger y Tsvankin 1997) sobre los gathers con preservación acimutal a partir de la señal anisotrópica HTI.

En la Figura 19 se muestra, para el pozo 4, la comparación de la calibración sin considerar fracturas ($\beta=0$) con la resultante de considerándolas con la aproximación de AVAZ. Es clara la conveniencia de considerarlas. La Figura 20 muestra perfiles de esfuerzos máximo y mínimo, obtenidos como se acaba de describir. Hay una más que aceptable correlación con las estimaciones del estudio geomecánico, máxime teniendo en cuenta la dificultad que estas propiedades suelen tener para ser predichas a partir de la información sísmica.

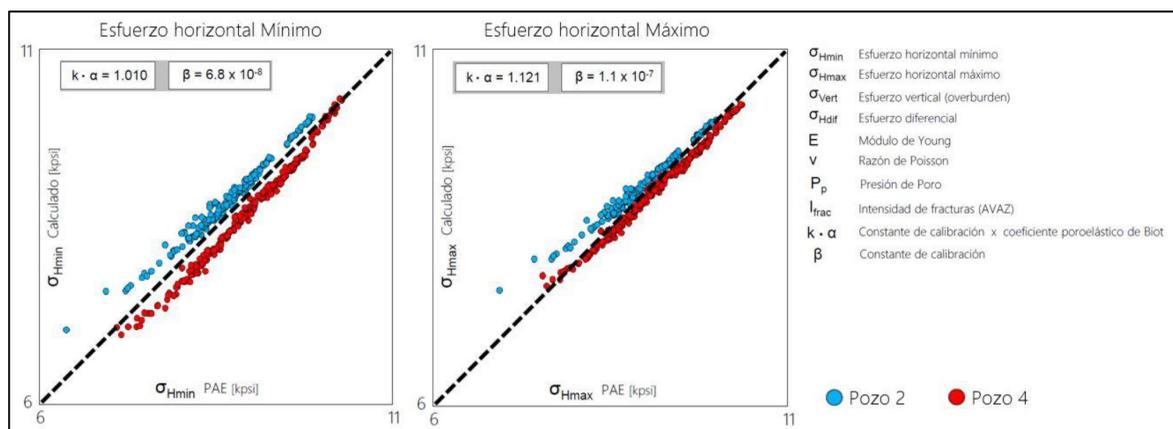


Figura 18. Predicción de esfuerzos. Calibración del modelo de las fórmulas de Gray modificadas. Descripción de los parámetros involucrados.

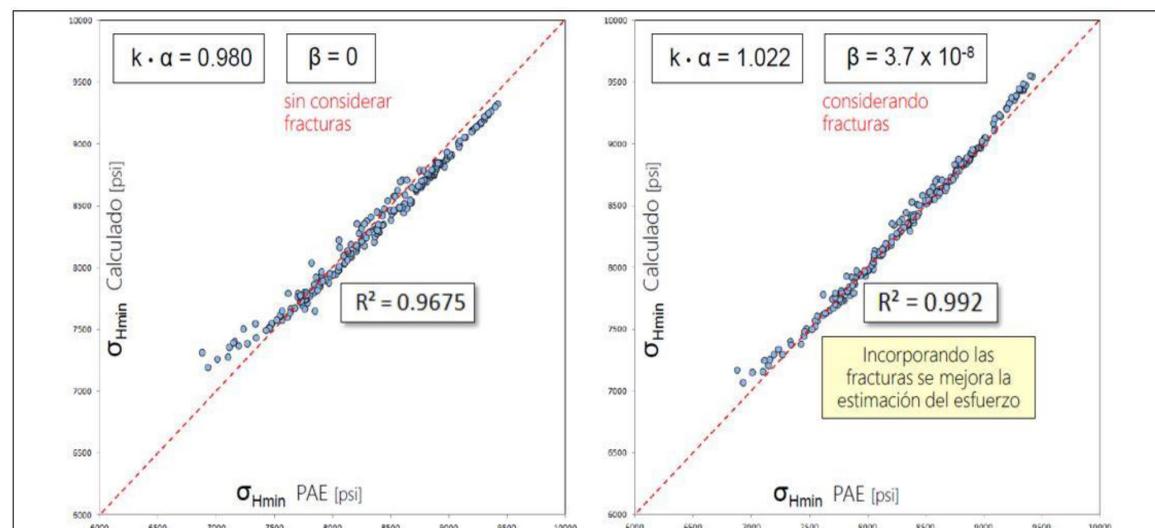


Figura 19. Calibración en el Pozo 4 considerando (derecha) y desestimando (izquierda) las fracturas.

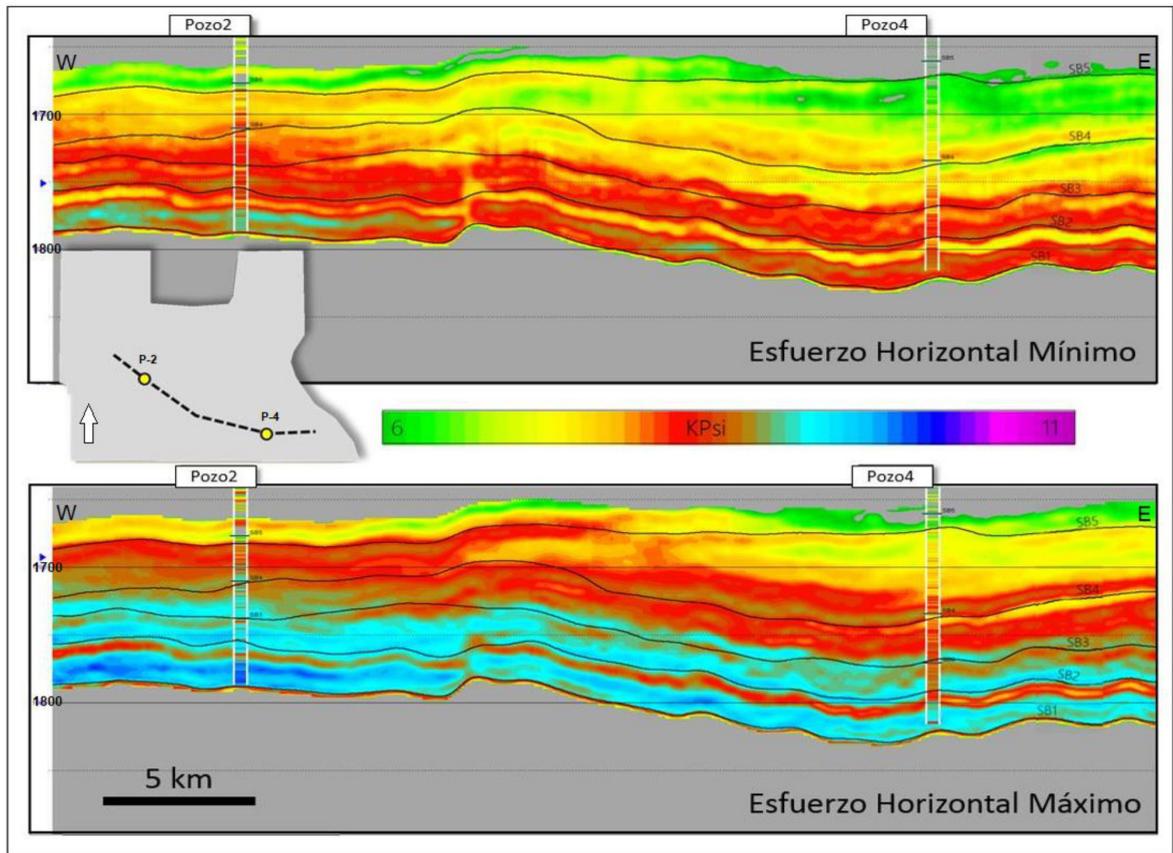


Figura 20. Secciones por los pozos 2 y 4 de los volúmenes de esfuerzos mínimo y máximo. Las curvas insertas en los pozos corresponden a las estimaciones provenientes del estudio geomecánico preexistente.

Finalmente, cabe mencionar que se generaron sismofacies para cada una de las unidades definidas. El objetivo de éstas es identificar rasgos asociados a características de interés, como pueden ser geocuerpos o estructuras, así como tendencias en el sentido del depósito o lineamientos asociados a los ambientes sedimentaros. Las sismofacies se consideran el dato suave que servirá como guía en la propagación de electrofacies; por esta razón es necesario que representen de manera general las tendencias esperadas o identificadas. Para ello, se utilizó la amplitud y los atributos generados en la inversión sísmica, de tal forma de realizar una clasificación por cada uno de los ciclos, a partir de un análisis previo de componentes principales y de acuerdo con las variaciones y distribución general conocidas por el marco geológico regional y local.

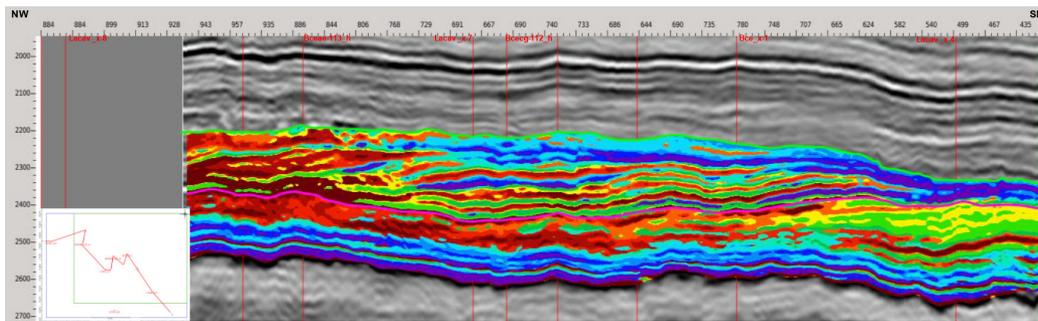


Figura 21. Sección del volumen de sismofacies.

GEOMODELADO

En la búsqueda de un modelo tridimensional de facies, se buscó integrar el análisis de electrofacies con el de sismofacies, la cual no se puede realizar por una correlación directa debido a las diferencias de resolución vertical, variación lateral y los datos de clasificación. El estudio se realizó a partir de la metodología de simulación Gaussiana (Mallet 2004) donde se analizan los datos de tres maneras: Cálculo de proporciones, probabilidad de ocurrencia y análisis variográfico, para luego entrar en múltiples realizaciones que permitieron las ocurrencias más frecuentes interpretadas como el modelo de facies en tres dimensiones final (Fig. 22).

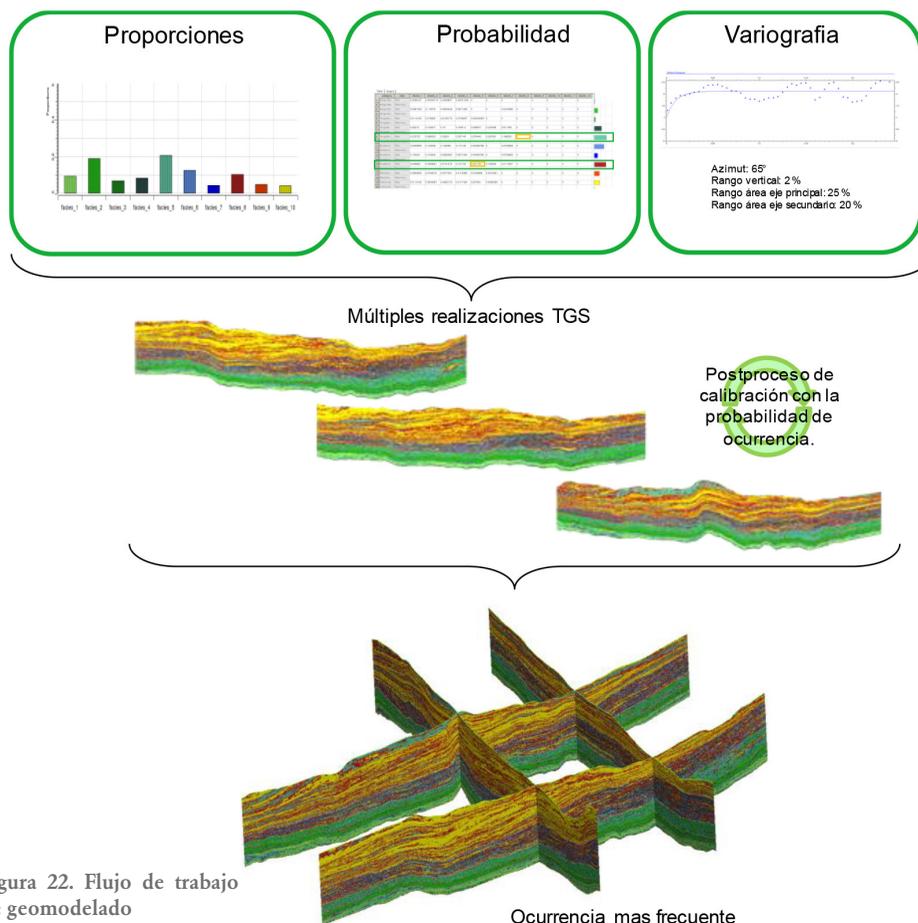


Figura 22. Flujo de trabajo de geomodelado

El modelo final obtenido captura la heterogeneidad del modelo sedimentario en base a las condicionantes que se han integrado en la propagación. Los controles de calidad correlacionan satisfactoriamente las facies observadas en los pozos con la propagación 3D. Se honra verticalmente la ocurrencia de facies en los pozos y lateralmente se controla con los variogramas y la distribución de las sismofacies, obteniendo así un modelo de facies 3D del cual se pueden hacer extracciones en cualquier punto para pronosticar lo que ocurre en posibles localizaciones o puntos de control de acuerdo con las características definidas en la evaluación de formaciones por cada electrofacies.

INTEGRACIÓN

Para realizar la integración de todos los estudios realizados se comenzó por el análisis del cubo de facies dentro del modelo geológico, con el objetivo de identificar los parámetros que en cada zona y cada ciclo definen las zonas más prospectivas (Fig. 23). Por ejemplo, en aquellos ciclos o zonas que se presenten con buena presencia de materia orgánica, el parámetro que define la mayor prospectividad es la intercalación con facies de mayor fragilidad y con aspectos geomecánicos favorables, en cambio, en aquellos intervalos o zonas de alta fragilidad y buenas condiciones geomecánicas para el fracturamiento, el parámetro que define la mayor prospectividad sería el COT.

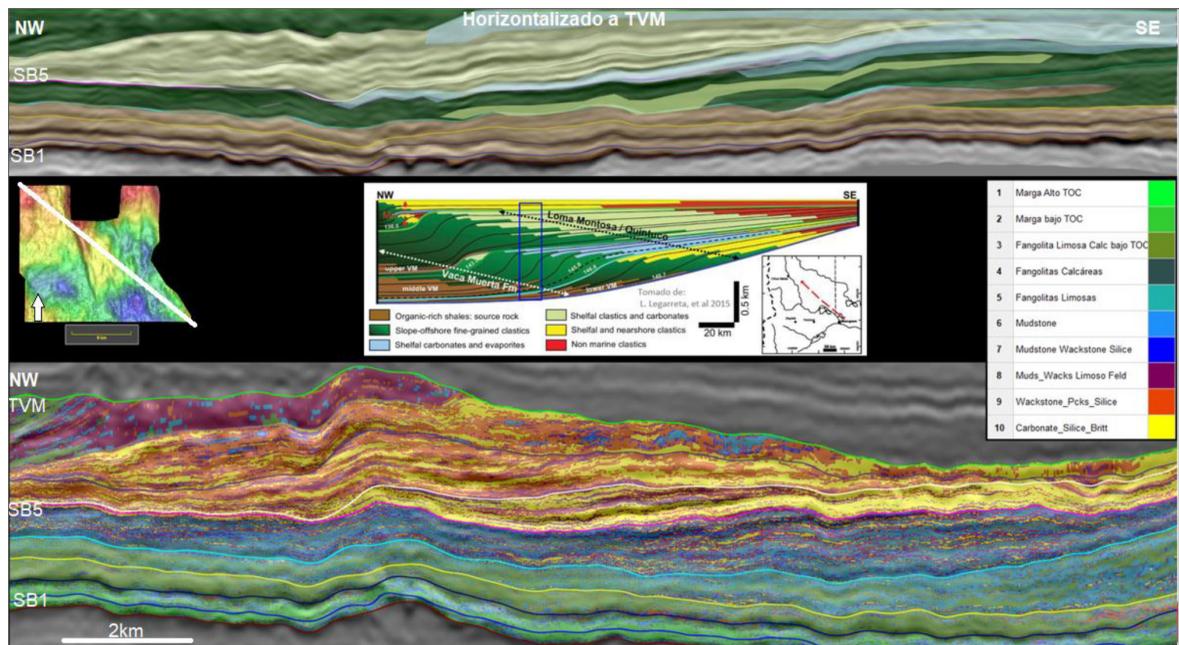


Figura 23. Análisis estratigráfico del cubo de sísmico NW-SE horizontalizado (superior); analogía con esquema de identificación de clinoformas (centro); y sección sobre cubo de facies resultante, utilizado para el análisis prospectivo (abajo).

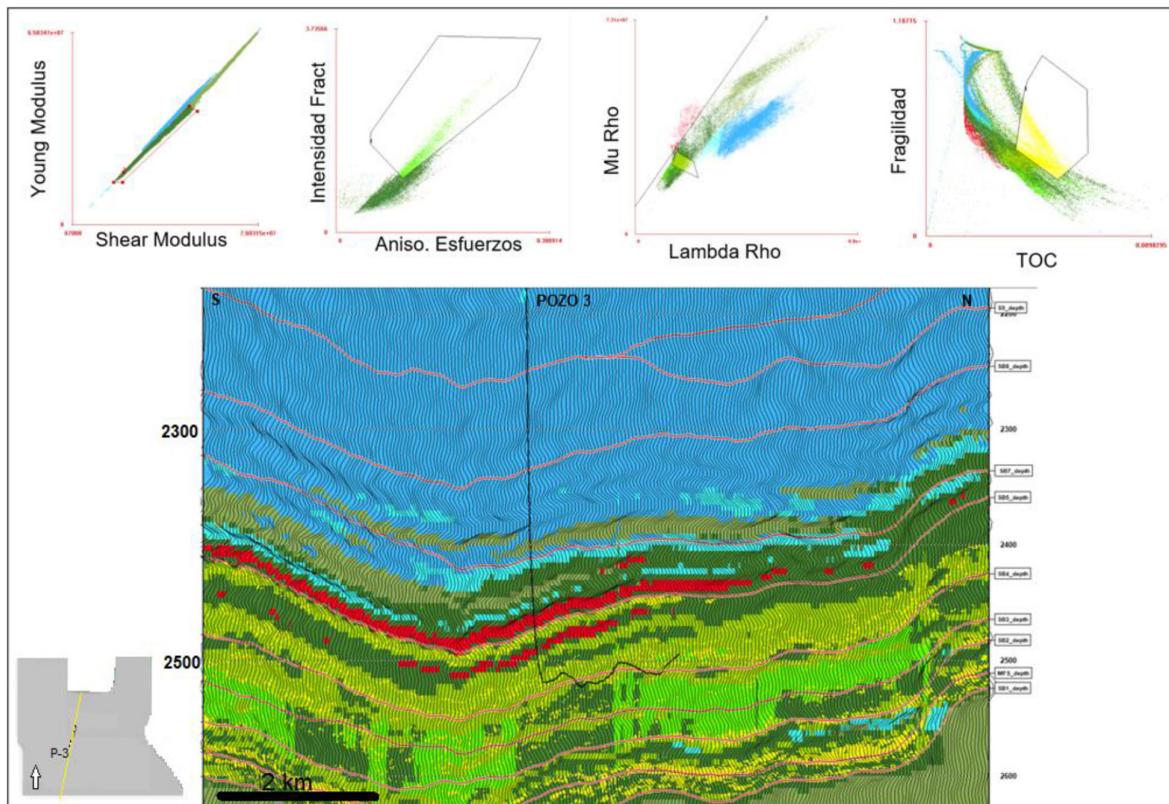


Figura 24. Análisis de gráficos cruzados para la definición de un cubo integrador resaltando y jerarquizando anomalías de los distintos atributos para la definición de zonas prospectivas. Los colores provienen de los polígonos de los gráficos cruzados.

Teniendo los atributos de la inversión sísmica (Densidad e Impedancias P y S), los atributos de parámetros elásticos (Poisson, Young, Lamda-Rho, Mu-Rho, Bulk, etc), los atributos estructurales (intensidad de fractura, anisotropía de esfuerzos) y los atributos de propagación de propiedades (COT, Fragilidad, Facies, Presión de Poro), se realizó un análisis integrado. Este consistió en la generación de un cubo único donde se definieron geocuerpos indicadores de zonas prospectivas según anomalías identificadas en los gráficos cruzados de las diferentes propiedades. En la Figura 24 pueden verse ejemplos de estos gráficos cruzados y el volumen de geocuerpos generado, sobre una sección S-N paralela a la trayectoria de uno de los pozos horizontales perforados en el área.

Al atributo resultante de la integración del análisis del crossplot se lo denominó Geocuerpo Resumen (Fig. 25), que define zonas prospectivas y permitiría, luego de analizar trayectoria y dirección, la ubicación de posibles pozos de desarrollo en forma rápida, aprovechando todos los atributos disponibles.

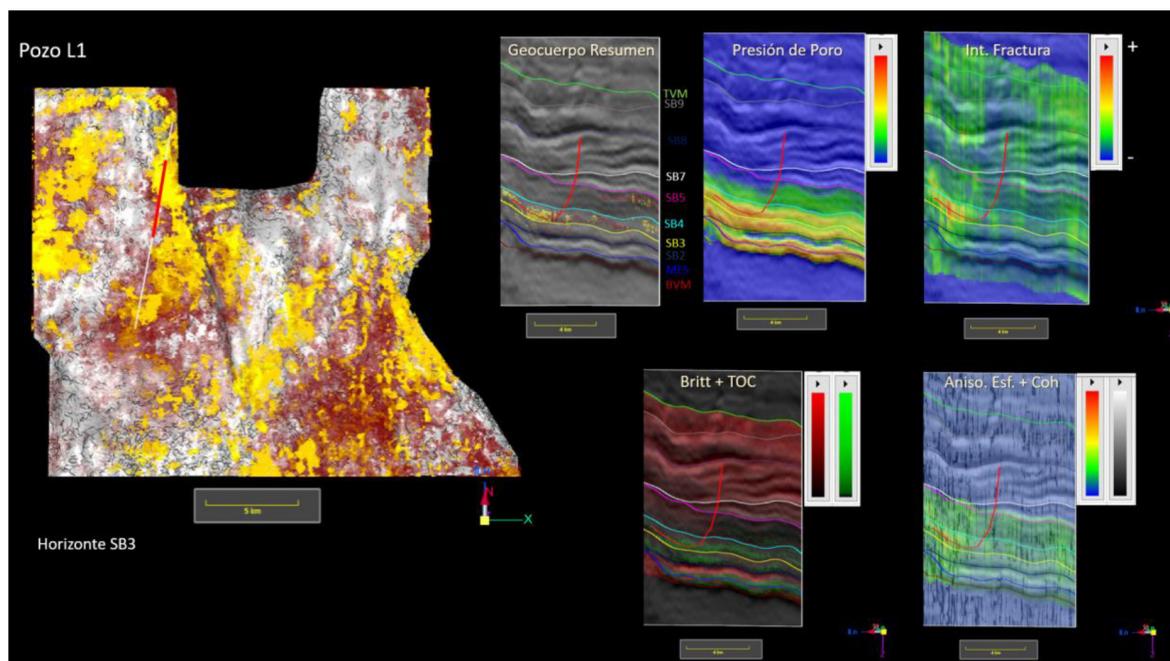


Figura 25. Ejemplo de localización de pozos a partir de los resultados obtenidos en la caracterización de reservorios no convencionales.

CONCLUSIONES

En este trabajo se mostró un flujo integrado de caracterización para reservorios no convencionales de Formación Vaca Muerta que, a partir de datos de pozos y de sísmica, podría aportar valor al entendimiento de un área y permitir una evaluación expeditiva de las zonas con mayor potencial en esta u otras formaciones de similares características.

A partir de los perfiles de pozos se realizó una evaluación petrofísica empleando un modelo multiminerar, el cual fue calibrado con datos de corona, y permitió la clasificación en electrofacies. Con estos modelos unidimensionales se establecieron las relaciones entre propiedades de reservorio y elásticas, que luego se emplearon para propagarlas a toda el área cubierta por datos sísmicos.

La sísmica, procesada con una migración acimutal, se empleó para realizar una inversión simultánea y obtener las impedancias, densidad, relación V_p/V_s , y el resto de las propiedades elásticas derivadas de ellas. Luego, empleando las relaciones de física de rocas establecidas en los pozos, pudieron propagarse también propiedades como el contenido orgánico total, porosidad y fragilidad a todo el volumen de datos sísmicos. Adicionalmente, y gracias al análisis anisotrópico realizado sobre la sísmica, se derivaron propiedades como la densidad de fracturas, fundamental para la estimación de los esfuerzos horizontales, y la presión poral. Estas dos propiedades resultan importantes a la hora de comprender las zonas donde la fracturación hidráulica podría resultar más eficiente.

El ejemplo de integración que se propone al final muestra como la combinación de toda la información disponible y relevante del subsuelo facilitará una evaluación más acertada de los prospectos, y ayudará a disminuir el riesgo de los proyectos no convencionales.

AGRADECIMIENTOS

A Pan American Energy por permitir la publicación de este trabajo. A la Dra. Carolina Crovetto por sus comentarios y sugerencias e inagotable capacidad para depurar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Bowers, G. L., 1995. Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction: SPE Drilling and Completion, Paper 27488, 515-530. 2002.
- Gray D., Anderson P., Logel J., Delbecq F., Schmidt D. y Schmid R., 2012. Estimation of stress and geomechanical properties using 3D seismic data, First Break Volume 30 (3), 59-68.
- Hampson, D., Russell B. y Bankhead B., 2005. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data, SEG Technical Program Expanded Abstracts: 1633-1637, December 07.
- Herron, M. y Matteson, A., 1993. Elemental Composition and Nuclear Parameters of Some Common Sedimentary Minerals, Nuclear Geophysics, Vol 7, No.3, pp 383-406.
- Hester T. y Schmoker, J., 1987. Determination of Organic Content from Formation-Density Logs, Devonian- Mississippian Woodford Shale, Anadarko Basin, Oklahoma”, USGS Open-File Report, 87-20.
- Howell, J., Veiga, G., Spalletti, L. y Schwarz, E., 2015. The Neuquén Basin, Argentina - A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics Geological Society, London, Special Publications 252 (1), 1-14.
- Mallet, J.-L., 2004. Space-time mathematical framework for sedimentary geology, Mathematical Geology, 36, 1-32. 2008, Numerical earth models: European Association of Geoscientists and Engineers, Education tour series.
- Mayer, C. y Sibbit, A. 1980. Global, a New Approach to Computer-Processed Log Interpretation, SPE 9341, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, September.
- Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H., 2020 (eds). Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina, AAPG Memoir 121, pp. 554.
- Rüger A. y Tsvankin I., 1997. Using AVO for fracture detection: Analytic basis and practical solutions, The Leading Edge, October, 1429-1434.
- Slatt R. y Abousleiman Y., 2011. Multi-scale, Brittle-Ductile Couplets in Unconventional Gas Shales: Merging Sequence Stratigraphy and Geomechanics, Search and Discovery Article 80181, AAPG.