

## CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE LAS FORMACIONES PUNTA ROSADA Y LAJAS. INVERSIÓN PRE-STACK DE TRAZAS Y PRESIÓN PORAL EN EL BLOQUE RÍO NEUQUÉN, CUENCA NEUQUINA

Pablo Tramannoni<sup>1</sup>, Federico Späth<sup>1</sup>, Emiliano Santiago<sup>1</sup>, Francisco Chiachiarelli<sup>1</sup>,  
Federico Wagner<sup>1</sup>, Verónica Hammar<sup>1</sup>

1: YPF S.A. pablo.tramannoni@ypf.com, federico.spath@ypf.com, emiliano.santiago@ypf.com, francisco.chiachiarelli@ypf.com, federico.wagner@ypf.com, veronica.hammar@ypf.com

Palabras clave: Inversión Sísmica, Presión Poral, *Tight* Gas, Punta Rosada, Lajas

### ABSTRACT

The Rio Neuquén block is located 30 km Northwest of Neuquén city and is currently in a development phase of *tight* gas reservoirs of Punta Rosada and Lajas formations. These formations are composed of a succession of sandstones, siltstones and conglomerates, deposited in a deltaic to marginal fluvial and marine environment. These sediments are over than 1200 m thick and its structure responds to an anticline product of a tectonic inversion. The source rock, Los Molles formation, loads these deposits by direct contact and faults, reaching an overpressure up to 60%. Previous seismic characterization studies include an azimuthal seismic inversion for these two formations and a previous pore pressure model was carried out by the companies Pampa Energia S.A. and Schlumberger S.A. between 2015 and 2017. The pore pressure model, compared to measurements in new wells, overestimates the recorded pressure values. Between 2020 and 2021, a new pre-stack inversion was carried out using a 3D seismic volume of time-scaled PSDM gathers and incorporating profiles from 8 new wells. The results were used to calculate a new pore pressure volume using Eaton's methodology calibrated with 42-wells. The uncertainty of the pore pressure volume was estimated using error propagation method, establishing a confidence band around 20 percent. The difference between the actual pressure measurements and the calculated values was quantified. Although both models are within the confidence interval, the new volume substantially minimizes the error. The Pore Pressure Volume complements existing tools for new well proposals.

### INTRODUCCIÓN

El período Jurásico en el bloque Río Neuquén, ubicado en la provincia de Neuquén y Río Negro, está representado por las formaciones Punta Rosada (Digregorio 1972) y Lajas (Weaver 1931), las cuales, por sus características de entrapamiento, permiten clasificarlas como reservorios tipo “*tight*”. Estas unidades se encuentran presurizadas y saturadas con gas a una profundidad media de 3500 m.

La detección de presiones porales anómalas es importante en el reconocimiento de zonas e intervalos de gas con tales características. Es por ello, que diferentes técnicas geofísicas contribuyen al reconocimiento del sistema *tight-gas* junto a la integración de datos de pozos y visualización 3D de atributos sísmicos (Raggio *et al.* 2013).

Como antecedentes de caracterización sísmica en el bloque, entre los años 2015 y 2017, las compañías Pampa Energía SA. y Schlumberger S.A. realizaron para estas dos formaciones una inversión sísmica acimutal y un modelo de presión poral (Guerra *et al.* 2018). Dicho modelo, en comparación con la medición en nuevos pozos, sobreestima los valores de presión. Por este motivo, y con el objetivo de actualizar el modelo y sumar la información de 8 pozos, adquirida en los últimos años, se realizó una inversión de trazas *prestack* y el cálculo de un nuevo volumen de geopresiones para caracterizar la Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas.

El nivel de interés presenta desafíos como su profundidad, sus bajos contrastes de parámetros elásticos y la baja relación señal ruido del dato sísmico, entre otros. No obstante, la calidad del dato sísmico permitió realizar la inversión, obtener volúmenes confiables de impedancias P y S que luego fueron utilizados para el cálculo de los cubos de presión poral (PP) y gradiente de presión poral (GPP). Este estudio, basándose en nueva información de subsuelo y nuevos datos de pozos, tiene como objetivo mostrar el flujo de tareas y los resultados obtenidos en el área de Río Neuquén. Su análisis posterior permitió evaluar la precisión del actual modelo, confirmar la importancia del sistema de fallas en la migración y distribución del gas en el reservorio y complementar las herramientas existentes para la prognosis de futuras propuestas de pozo.

## Ubicación y generalidades del área

El Bloque Río Neuquén se encuentra en el sector sudoriental de la Cuenca Neuquina, a 30 km al noroeste de la ciudad de Neuquén (Figura 1). El mismo es operado por YPF S.A conformando una UTE con Pampa Energía S.A, Petrobras S.A y Edhipsa en Río Negro. Desde sus inicios en la década del 70, el desarrollo de este campo estuvo focalizado en la explotación convencional de las formaciones Lotena y Sierras Blancas (gas) y Quintuco (petróleo); desarrollando la Fm. Mulichinco (petróleo) a partir de 1997. Sin embargo, no fue hasta el año 2015 que comenzó la etapa de desarrollo del proyecto y que a la fecha lleva 70 pozos perforados con objetivo de Fm. Lajas y Fm. Punta Rosada.

El yacimiento Río Neuquén corresponde a un reservorio de tipo “*tight gas*”, de hasta 60% de sobrepresión que influye de manera lineal y directa en la productividad de los pozos. Litológicamente, las formaciones Punta Rosada y Lajas están compuestas por una sucesión de areniscas, limolitas y conglomerados con más de 1200 m de espesor, depositadas en un ambiente deltaico a marino marginal y fluvial. Los datos de corona de estos reservorios muestran una porosidad efectiva baja, del 4 a 10%, con permeabilidades del orden los micro Darcy (K: 0,0001



Las características de este régimen compresivo, registrado en varios pulsos tectónicos, han sido identificadas en secciones sísmicas por medio de discordancias. Podemos citar como principales la discordancia Intrajurásica, definida por Viñes *et al.* (1987) para los niveles medios de la Fm. Punta Rosada y la discordancia Intracalloviana (Dellapé *et al.* 1979), reconocida regionalmente por numerosos autores a partir de las relaciones de truncamiento (truncaciones y *onlaps*, principalmente), (Figura 2).

Finalmente, a partir del Cretácico inferior, termina la inversión tectónica y solo quedaría actuando el mecanismo de subsidencia diferencial, que ya venía actuando desde la finalización del ciclo precuyano y lo hará, disminuyendo su intensidad, hasta la actualidad (Cristallini y Olmos de la Cruz 2016).

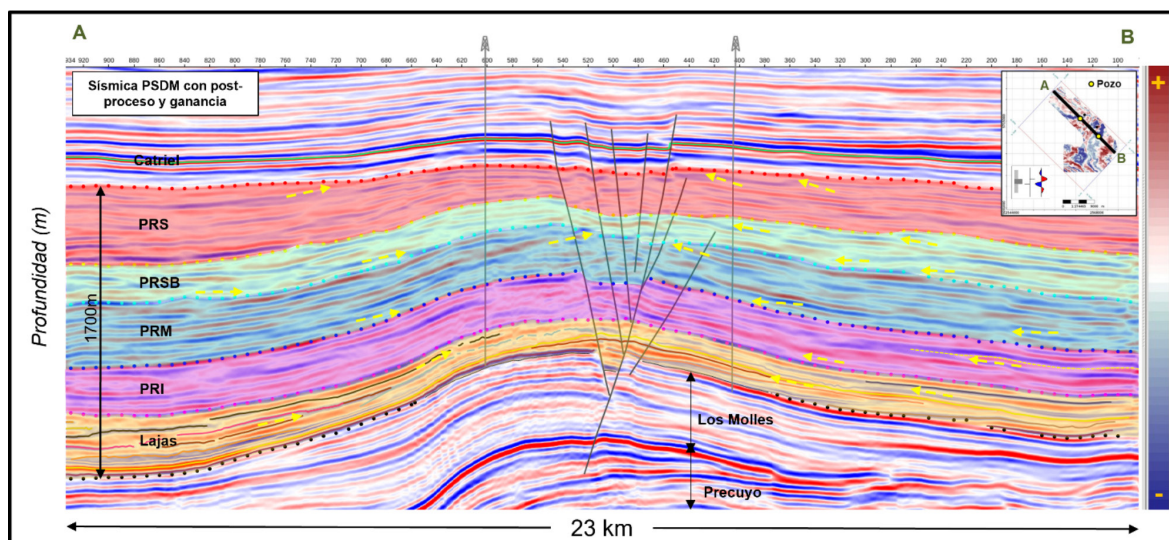


Figura 2. Sección sísmica NO-SE representativa mostrando la configuración estructural y las superficies interpretadas para el intervalo Punta Rosada-Lajas. Relaciones inter-estratales: truncaciones y onlap (flechas amarillas).

## Metodología

El flujo de trabajo aplicado consistió en 6 etapas principales: a) análisis y acondicionamiento de los datos, b) calibración sísmica-pozo, c) interpretación sísmica de horizontes; d) inversión simultánea *prestack* empleando un volumen sísmico PSDM gathers escalados a tiempo, e) Modelado 1D y cálculo de volúmenes de GPP y PP a partir de velocidades derivadas de la inversión y f) cálculo de la incertidumbre del modelo de PP e interpretación de los resultados.

La sísmica utilizada, que cubre 220 km<sup>2</sup> en superficie, fue adquirida en el año 2015 por UGA Seismic con un diseño enfocado al intervalo comprendido entre las formaciones Punta Rosada y Lajas (Figura 3). El dato fue procesado por Schlumberger Geosolutions en el período 2015-2016, con una secuencia de procesamiento que incluyó interpolación y regularización 5D y migración



*prestack* anisotrópica en tiempo (PSTM VTI) y en profundidad (PSDM VTI). Para este proyecto se trabajó con la sísmica PSDM escalada al dominio del tiempo empleando velocidades interválicas de procesamiento.

El estudio comprende un área de 142 km<sup>2</sup>, abarcando la parte norte y este del volumen (Figura 3). Sobre la sísmica PSDM-Stack en tiempo se interpretaron 7 superficies: Fm. Catriel, 4 superficies internas de la unidad Punta Rosada denominadas, Fm. Punta Rosada Superior (PRS), Punta Rosada Superior Basal (PRSB), Punta Rosada Medio (PRM) y Punta Rosada Inferior (PRI), Fm. Lajas y Fm. Los Molles (Figura 2). Se trabajó sobre la base de 15 pozos (Figura 3) que cuentan con los perfiles necesarios para realizar la inversión. Empleando los angle gather acondicionados mediante un filtro que emplea la transformada parabólica de Radón para eliminación de ruido

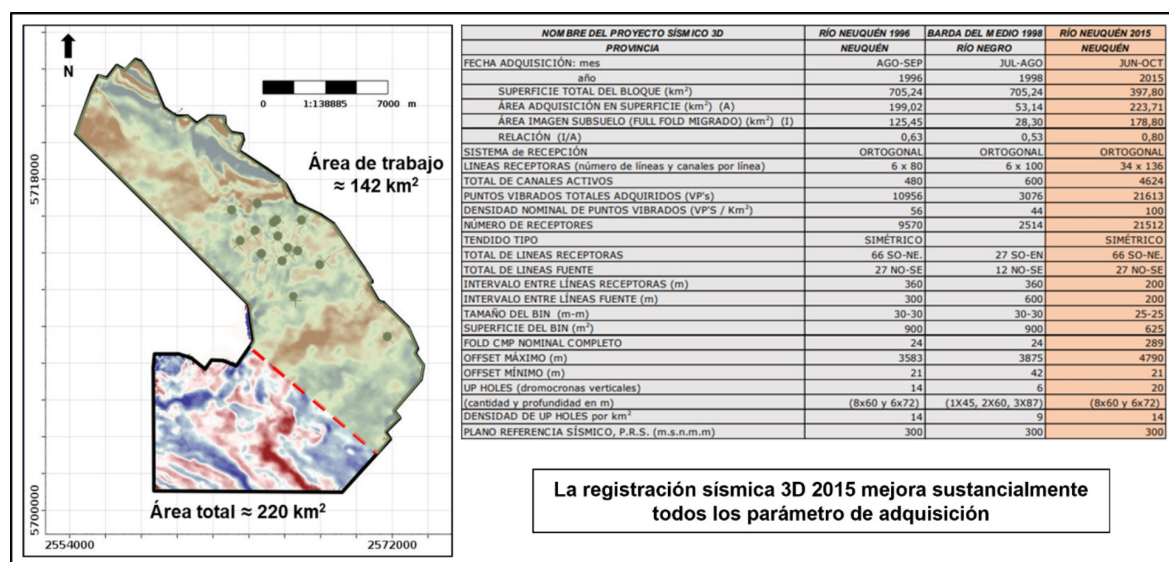


Figura 3. Mapa con la ubicación de pozos utilizados en el modelo y tabla comparativa con los parámetros de adquisición de sísmica 3D existentes en el bloque de Río Neuquén.

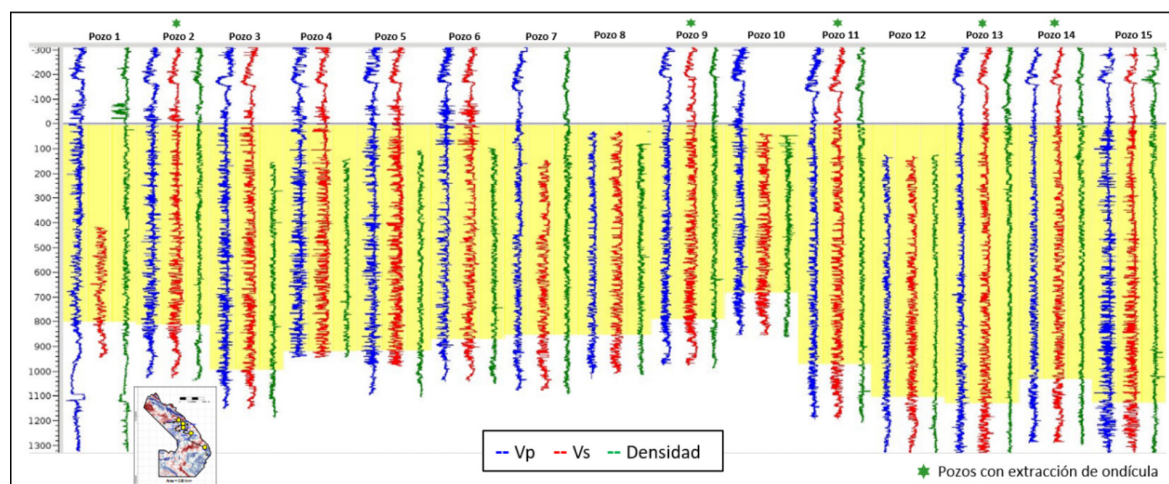


Figura 4. Perfiles de ondas P, ondas S y densidad de los 15 pozos del estudio. La zona sombreada en amarillo señala el intervalo Punta Rosada Superior – Lajas.

aleatorio y coherente (reflexiones múltiples), se realizó extracción determinística de ondículas variables en función del ángulo de incidencia empleando el método de Roy-White (1980). Se utilizaron solamente 5 pozos, que son los que cuentan con perfiles completos de velocidad P, velocidad S y densidad para el tramo de la Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas (Figura 4).

Para el ajuste sísmica-pozo se incluyó en la ventana de extracción el reflector sísmico correspondiente a la base de la Fm. Vaca Muerta. De esta forma la extracción fue robusta en cada pozo y consistente entre los diferentes pozos. La fase y el ancho de banda de las ondículas son estables a lo largo del proyecto sísmico para ángulos menores a 35 grados. Se generó una ondícula promedio, variable en función del ángulo de incidencia, a partir de las ondículas individuales extraídas en cada pozo y se realizó el amarre de los 15 pozos empleando la ondícula promedio. En la Figura 5 se muestra el amarre de uno de los 5 pozos para un ángulo de incidencia de 15 grados junto con la ondícula promedio empleada.

En función de la información sísmica disponible se realizaron diferentes procesos para su análisis y control de calidad:

Ancho de banda sísmico: se calculó un volumen de espectro de amplitud de la sísmica PSDM-Stack (Duloc 2015) para analizar la variabilidad del ancho de banda para las Fm. Punta Rosada y Lajas en el área de trabajo. El volumen resultante muestra un ancho de banda uniforme a lo largo del proyecto sísmico entre 8 y 55 Hz por lo que no fue necesario realizar un postproceso de la sísmica con el objetivo de mejorarlo (Figura 6).

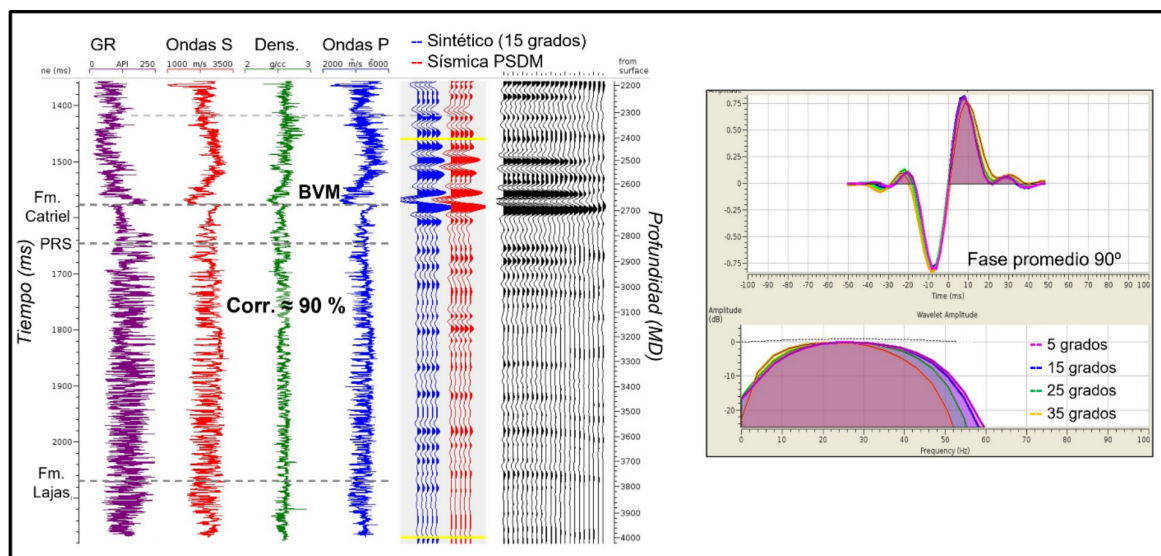


Figura 5. Amarre de uno de los pozos junto con la ondícula variable en función del ángulo de incidencia empleada.

Amplitudes sísmicas. La sísmica *PSDM-Stack* sin filtro y sin ganancia se empleó para identificar zonas de menor relación señal/ruido. En la Figura 7 se muestra un mapa de la amplitud RMS en una ventana de 500 ms por debajo de la base de la Fm. Vaca Muerta.



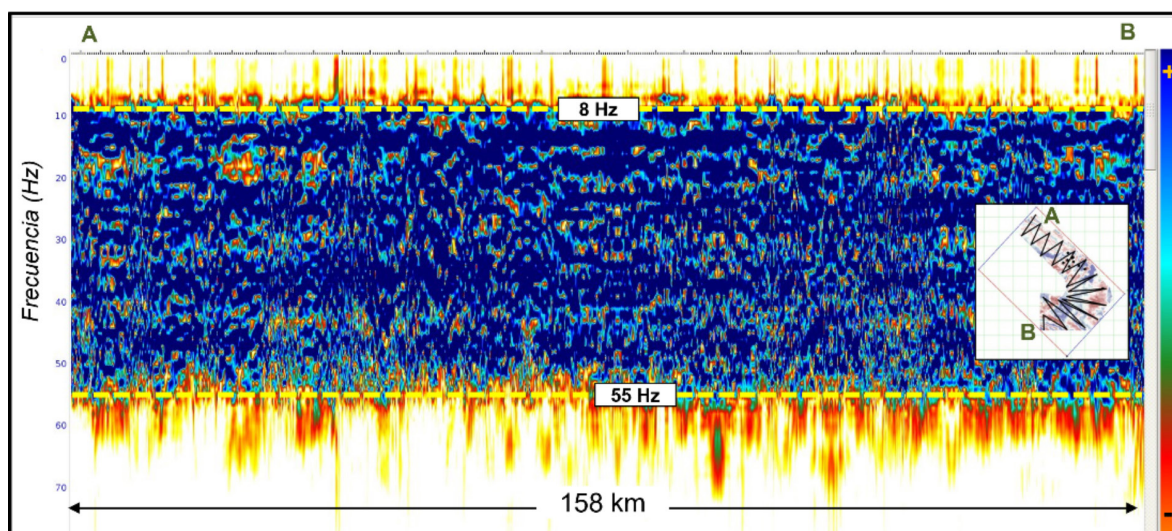


Figura 6. Sección arbitraria del volumen de espectro de amplitud.

Los valores de alta amplitud RMS (rojos) se pueden asociar a zonas de mayor reflectividad, mientras que las zonas de baja amplitud RMS (azules) se pueden asociar a menor reflectividad del dato sísmico. En la Figura 7 también se muestran los *angle gather* y la respuesta AVO (Amplitud Versus Offset) en la base de la Fm. Vaca Muerta y en el techo de la Fm. Los Molles en zonas con diferente reflectividad.

Angle gathers. Como dato de entrada para la inversión *prestack* se emplearon los angle gather acondicionados. El acondicionamiento consistió en atenuación de ruido aleatorio y ruido coherente (reflexiones múltiples) mediante un filtro que emplea la transformada parabólica de Radón. Además del filtrado se restringió el rango de ángulos de incidencia de  $59^\circ$  a  $45^\circ$  ya que las

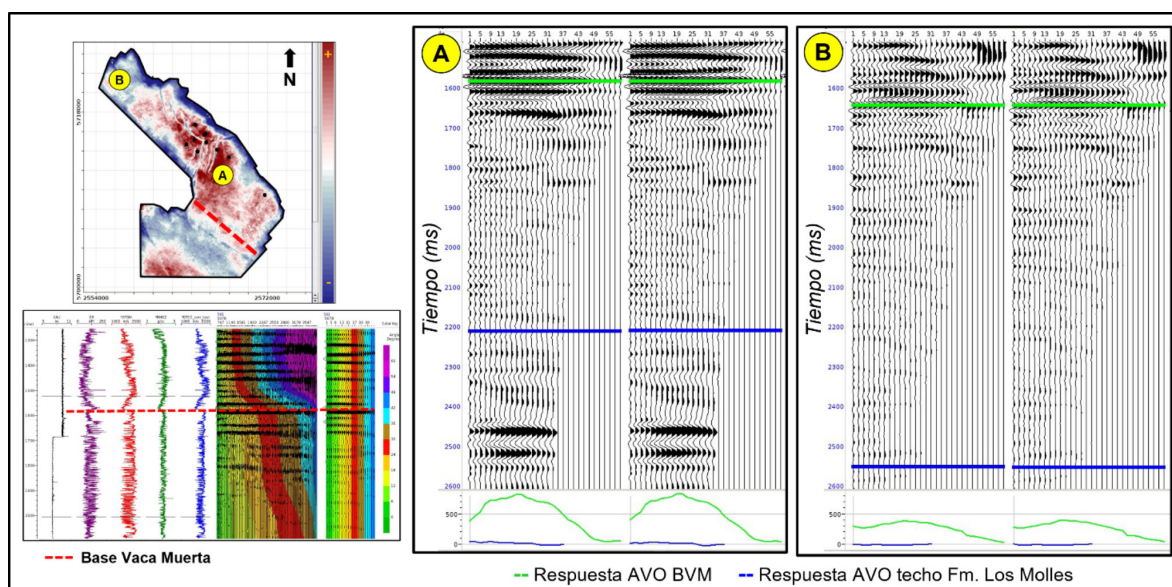


Figura 7. Arriba izquierda: mapa de amplitud RMS en una ventana de 500 ms por debajo de la base de la Fm. Vaca Muerta. Arriba derecha: se comparan angle gather en zonas con diferente reflectividad. Abajo izquierda: gráfico mostrando la pérdida de información sísmica a partir de los  $35^\circ$ .

trazas sísmicas no cuentan con información para ángulos grandes en la parte inferior de la Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas (Figura 7).

El acondicionamiento preserva las tendencias de la variación de la amplitud sísmica con el offset (respuesta AVO), además de compensar los valores anómalos de bajas amplitudes observados en los ángulos cercanos. Por último, se realizó el escalado a profundidad de la *PSDM-Stack* en tiempo empleando velocidades interválicas y se la comparó con la *PSDM-Stack* en profundidad.

**Modelo de bajas frecuencias.** Las bajas frecuencias, menores de aproximadamente a 8 Hz (Figura 6), no están presentes en la sísmica. Para la inversión se generan modelos de bajas frecuencias de diferentes parámetros elásticos interpolando y extrapolando los perfiles de pozos suavizados siguiendo los horizontes interpretados. El modelo final de bajas frecuencias de Impedancia P e Impedancia S se generó empleando los perfiles filtrados de los 15 pozos (pasabajos 0-0-8-15), interpolados empleando co-kriging guiado por las velocidades interválicas de procesamiento (Figura 8).

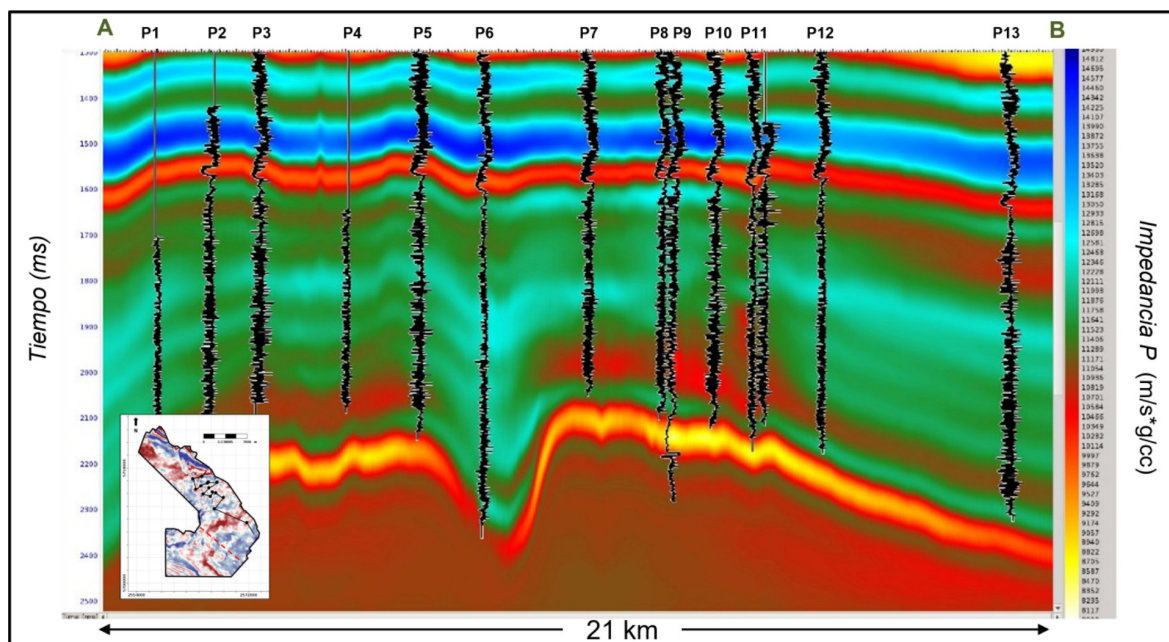


Figura 8. Sección sísmica arbitraria mostrando el modelo de baja frecuencias.

**Inversión sísmica.** Para la calibración de los parámetros de inversión se realizaron numerosas pruebas, que incluyeron: sensibilidad al número de pozos incluidos en el modelo de bajas frecuencias (5 a 14 pozos), sensibilidad del modelo de bajas frecuencias al método de interpolación (inversa a la distancia, *kriging* y *co-kriging* con velocidades interválicas de procesamiento) y cambios en la ventana de inversión y de cálculo del error. También, se fue modificando el rango de ángulos de incidencia de las trazas a invertir, cambiando el número de iteraciones y variando las relaciones iniciales  $\log(Z_s) - \log(Z_p)$  y  $\log(\text{Densidad}) - \log(Z_p)$ . La versión final empleó un rango de 1 a 33 grados y 4 iteraciones.



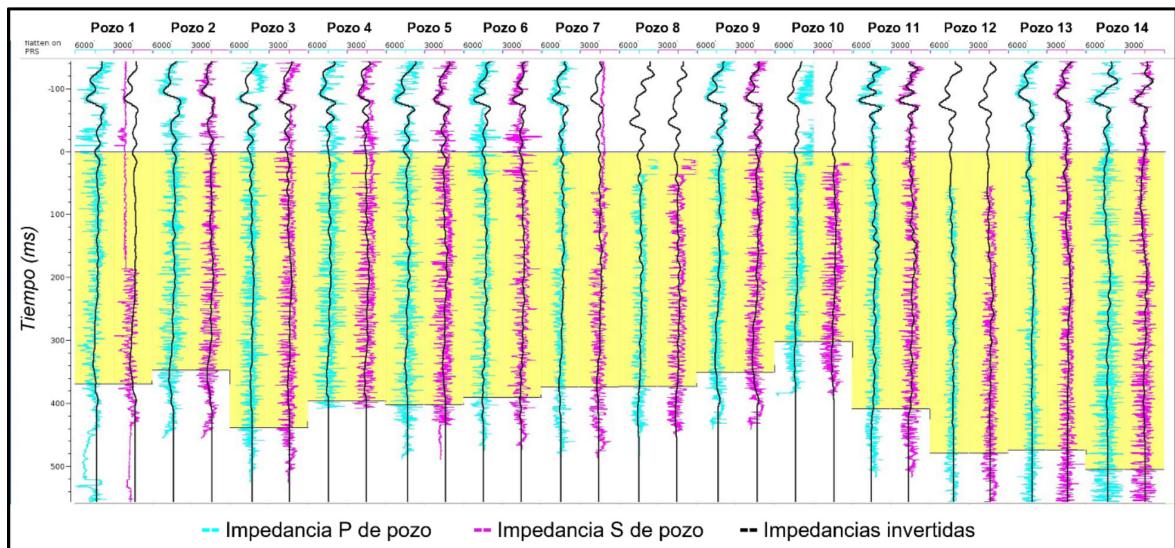


Figura 9. Control de calidad de los resultados de la inversión *prestack*. Se comparan los perfiles de impedancia P y S de cada pozo con las trazas de impedancia P y S invertidas.

**Resultados.** En líneas generales los resultados de la inversión sísmica muestran un correcto ajuste con los datos de pozos no utilizados en el modelo. En la Figura 9 se comparan los perfiles de impedancia P y S de cada pozo utilizado en el modelo con las trazas de impedancia P y S invertidas.

El error promedio de los 15 pozos es 5,3 % en la impedancia P y 8,5 % para la impedancia S. En la Figura 10 se muestran mapas de impedancia P y S para los primeros 30 ms de la Fm. Punta Rosada y en la Figura 11 podemos observar los mismos atributos sobre una sección sísmica arbitraria.

Para la estimación del volumen de PP se utilizó la  $Z_p$ . La  $Z_s$  junto con la  $Z_p$  se están empleando para la clasificación de facies. De todas formas, la inversión *prestack*, adecuadamente realizada cuando existe variación de la amplitud con el offset, permite una mejor estimación de la  $Z_p$  con relación a la inversión *poststack*.

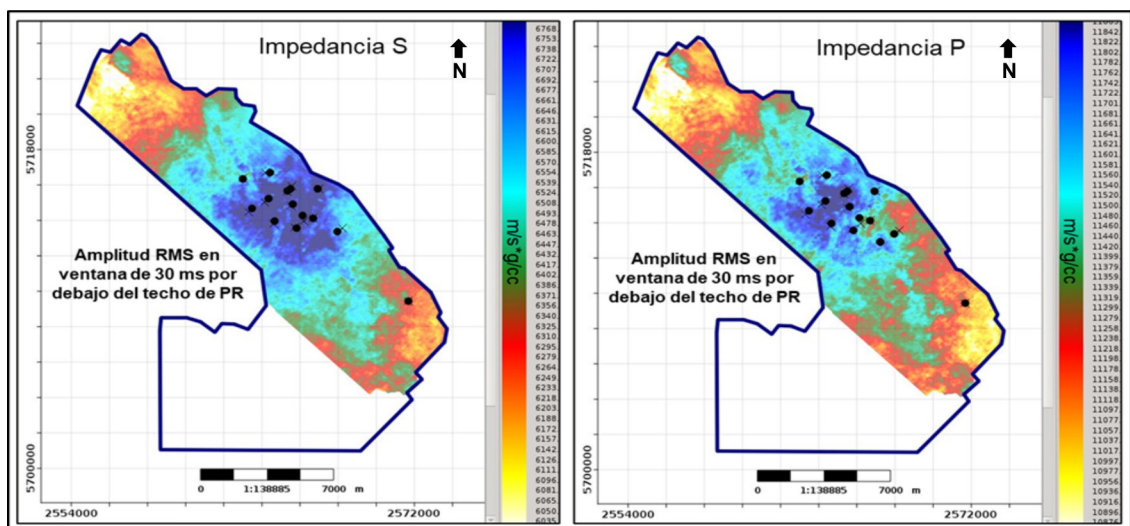


Figura 10. Mapas de impedancia P y S para los primeros 30 ms de la Fm. Punta Rosada.

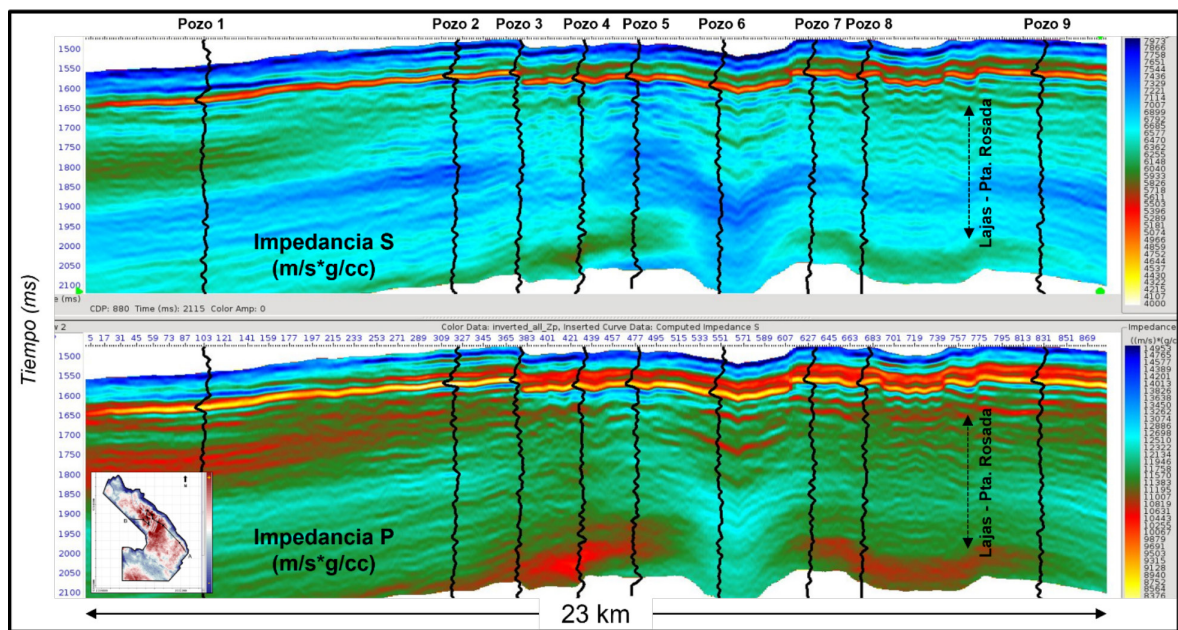


Figura 11. Sección sísmica arbitraria comparando los volúmenes de impedancias P y S con la traza de las impedancias invertidas. La similitud que se observa en estas secciones con respecto a la figura 8 es que los aportes de baja frecuencia del modelo tienen mucha más amplitud que lo que incorpora la sísmica. Las variaciones que debiera aportar la sísmica son de alta frecuencia y baja excursión y quedan mayormente “filtradas” por el ancho de banda sísmico.

Los productos resultantes de la inversión elástica, tales como  $Z_p$ ,  $Z_s$ ,  $Z_p/Z_s$  y otros derivados como  $\mu_{\rho}$  ( $Z_s^2$ ),  $\lambda_{\rho}$  ( $Z_p^2 - 2*Z_s^2$ ),  $K_{\rho}$  ( $Z_p^2 - (2.333*Z_s^2)$ ) y  $E_{\rho}$  ( $\mu_{\rho} * (3*Z_p^2) - (4*Z_s^2) / Z_p^2 - Z_s^2$ ), (Al-Dabagh H. *et al.* 2011, Sharma & Chopra 2015); se testearon para guiar las propiedades de los reservorios, tales como VSH, PHIE y  $S_w$ . Resultados preliminares se pueden apreciar en Carrizo *et al.* (2021).

## Modelado 1D de Presiones Porales

Se generaron perfiles de presión poral en 42 pozos del área. Para hacerlo, se utilizó el método de Eaton (Eaton 1975), que define la presencia de sobrepresiones a partir de las deflexiones observadas en un perfil indicador de porosidad con respecto a un tren de compactación normal definido previamente. En particular, se puede utilizar el sónico compresional para estimar la presión poral a través de este método usando la siguiente ecuación:

$$P_p = S_v - (S_v - P_h) * \left( \frac{DTCn}{DTp} \right)^{\alpha} \quad (1)$$

Donde  $P_p$  es la presión poral,  $S_v$  el esfuerzo vertical,  $P_h$  la presión hidrostática normal,  $DTCn$  el tiempo de tránsito de la onda P en condiciones de compactación normal,  $DTp$  el tiempo de tránsito de onda P medido por perfil y  $\alpha$  es un coeficiente que en la práctica se utiliza como parámetro de ajuste para poder calibrar el resultado con los datos medidos en el campo.

En primer lugar, se determinó el valor del esfuerzo vertical a través de la integración en profundidad de la densidad de la roca. En las zonas donde no se contaba con perfiles de densidad, se completó con una tendencia de tipo exponencial (densidad somera), (Figura 12).

El tren de compactación normal se definió ajustando en forma global una tendencia de tipo exponencial al perfil de tiempo de tránsito de ondas P en las zonas arcillosas con historia de compactación normal. La ecuación obtenida fue la siguiente:

$$DTCn = 187.935 * TVD^{-0.145036} \quad (2)$$

Por último, se ajustaron los perfiles de presión poral obtenidos con los datos de calibración disponibles para el campo, adquiridos mediante ensayos de formación o a través de ensayos DFIT (*Diagnostic Fracture Injection Test*) realizados durante la estimulación de los pozos (Figura 13).

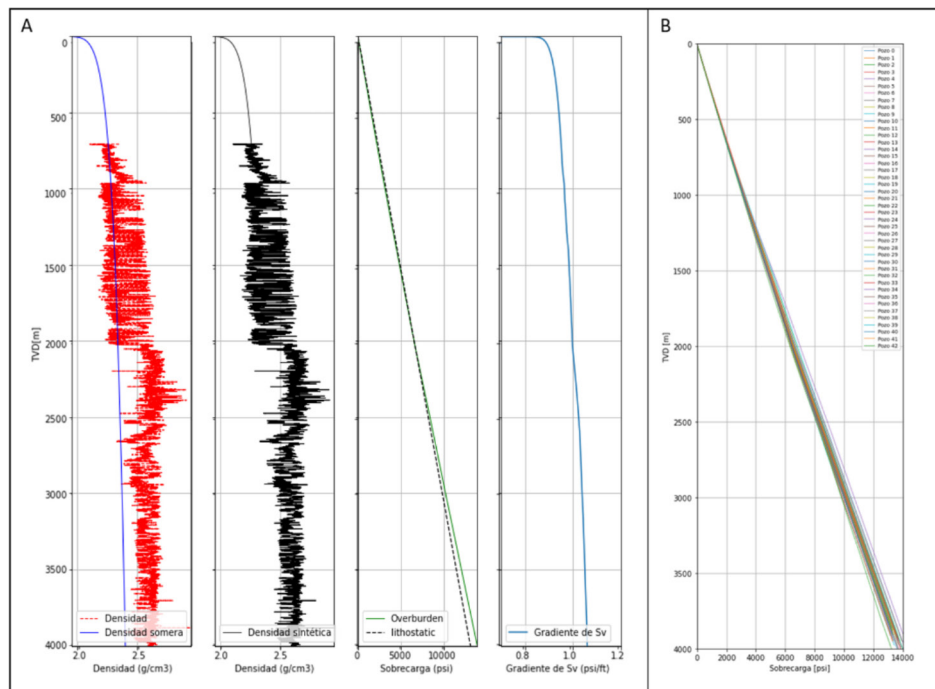


Figura 12. Izquierda: cálculo de esfuerzo vertical para un pozo. Derecha: Compilación de los esfuerzos verticales para todos los pozos a los que se calculó el modelo 1D de presiones.

Como se puede observar, las formaciones más someras presentan una presión hidrostática normal, la Fm. Lotena se encuentra depletada (producto de la producción histórica de esta unidad), mientras que las formaciones Punta Rosada y Fm. Lajas presentan una sobrepresión que aumenta en profundidad, variando entre 0.5 psi/ft en Punta Rosada Superior, hasta 0.7 psi/ft en la base de Lajas.



En primera instancia se utilizó un único exponente de Eaton (2.22), que permitía optimizar el ajuste de las predicciones con los datos medidos. Sin embargo, al analizar los datos de presión disponibles se comprobó que las presiones en Punta Rosada Superior y Punta Rosada Medio mostraban un comportamiento distinto al observado en Punta Rosada Inferior y Lajas (Figura 13).

Por esta razón, y buscando maximizar el ajuste con los datos de calibración, se utilizaron dos exponentes en la ecuación de Eaton, 1.17 para el intervalo superior y 2.55 para el tramo inferior. De esta manera, el error promedio en la estimación de presiones 1D fue de 570 psi (40 kg/cm<sup>2</sup>). En la Figura 14 se muestran algunos ejemplos de los modelos de presión 1D obtenidos donde se puede apreciar el ajuste correcto del resultado.

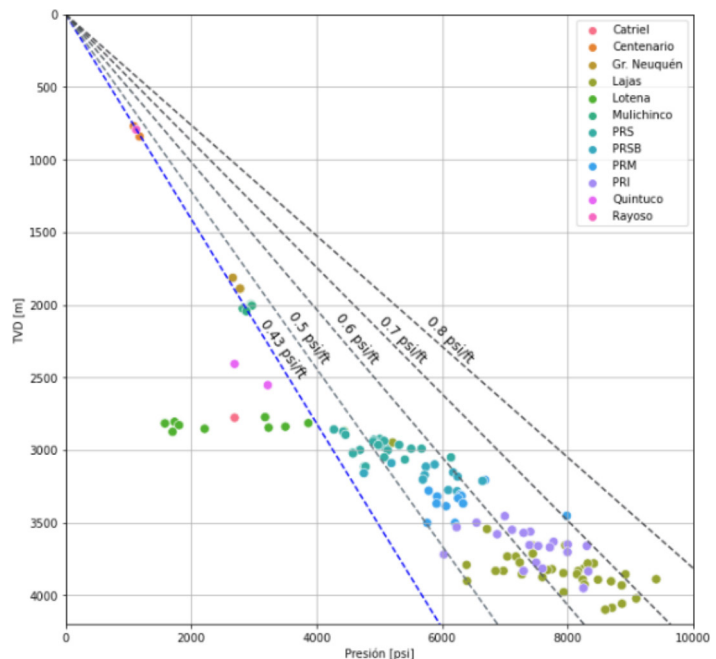


Figura 13. Mediciones de presión disponibles para el campo, obtenidas a través de DFIT y ensayos de formación.

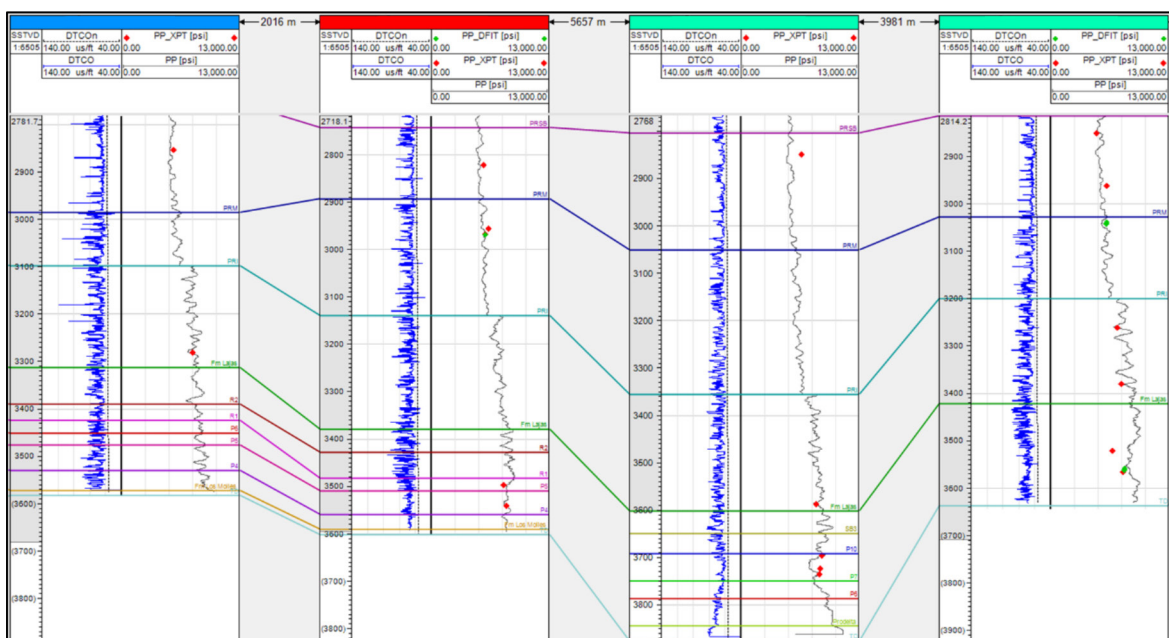


Figura 14. Modelos 1D de presión poral. Track1: Profundidad TVDss. Track 2: Sónico compresional y tren de compactación normal. Track 3: Curva de presión poral y datos de calibración.

### Modelo 3D

Una vez calculados y calibrados los modelos 1D de presiones porales se generó un volumen de GPP empleando el método de Eaton:

$$G_{PP} = G_{OB} - (G_{OB} - G_{Hid}) \left( \frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \quad (3)$$

Donde  $G_{OB}$  es el gradiente litostático,  $G_{Hid}$  el gradiente hidrostático normal (1,02 g/cc), LNC la velocidad de propagación de ondas compresionales en condiciones de compactación normal y  $V_{el}$  las velocidades de propagación de ondas compresionales en el subsuelo. El exponente  $a$  fue calibrado, para dos intervalos diferentes, al momento de calcular los modelos 1D: para Punta Rosada Superior y Medio; y para Punta Rosada Inferior y Lajas.

La ecuación indica que para el cálculo de un volumen de  $G_{PP}$  se requiere de tres volúmenes: uno de  $G_{OB}$ , otro de  $LNC$  y uno de  $V_{el}$ . La metodología de cálculo de estos volúmenes y del volumen de  $G_{PP}$ , descripta a continuación, se esquematiza en la Figura 15.

El volumen de  $G_{OB}$  se generó en el dominio del tiempo. En una primera etapa se construyó un volumen de densidades a partir de la interpolación y extrapolación guiada por horizontes de 15 perfiles de densidad completados hasta superficie con una tendencia de tipo exponencial. Luego el volumen de densidades se escaló a profundidad con un modelo de velocidades calibradas y se integró en función de la profundidad.

El volumen de  $LNC$  se calculó en el dominio de la profundidad empleando la ley de compactación normal global ajustada con los modelos 1D.

El volumen de  $V_{el}$ , que debe ser representativo de las velocidades de las diferentes litologías del subsuelo, se obtuvo a partir del volumen de impedancia  $P$  resultante de la inversión simultánea *prestack*. Empleando perfiles de pozos se calibró una relación lineal entre la impedancia  $P$  y la velocidad para fangolitas y limolitas de la Fm. Punta Rosada y Fm Lajas. La regresión ajustada,  $V_{el} \text{ (m/s)} = 0,3704 \times \text{IMP(m/s}^2\text{g/cc)} + 101,8$ , tiene una correlación del 93% y un error inferior al 5%. Una vez generado el volumen de velocidades empleando esta relación se escaló a profundidad.

El volumen de  $G_{PP}$  se terminó de ajustar a los 42 modelos 1D mediante el entrenamiento e implementación de redes neuronales.

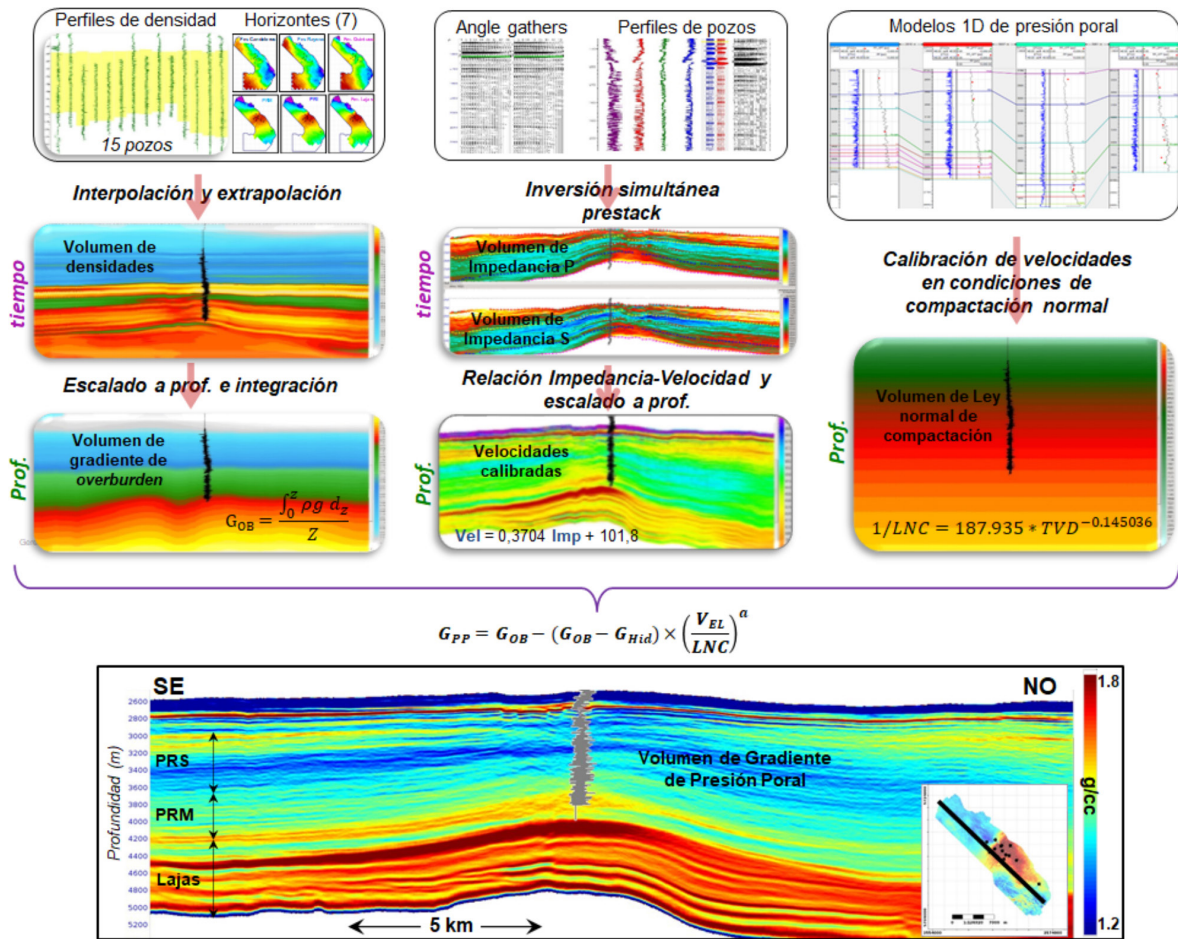


Figura 15. Esquema de la metodología empleada para el cálculo del volumen de Gradiente de Presión Porale.

## Presión poral y propagación de errores

Con el fin de comparar los modelos calculados con las mediciones realizadas, es de fundamental importancia tener en cuenta la incerteza propagada para, de esta forma, poder identificar cuando se ha logrado un ajuste aceptable, sin necesidad de seguir iterando sobre los modelos para lograr aportes significativos. Para ello recordemos que el gradiente de presión de poro puede estimarse a partir de la ecuación de Eaton:

$$G_{PP} = G_{OB} - (G_{OB} - G_{Hid}) \left( \frac{V_{el}}{LNC} \right)^{\alpha} \quad (3)$$

donde  $G_{OB}$  es el gradiente de presión de overburden,  $G_{Hid}$  es el gradiente de presión hidrostática,  $V_{el}$  la velocidad de propagación de las ondas compresionales,  $L$  es la ley normal de compactación y  $\alpha$  es un coeficiente adimensional que se calibra con mediciones de presiones porales.



Cada una de estas variables pueden ser medidas o calculadas y tienen su rango de incerteza. De esta forma, la expresión propagada de la incerteza en el gradiente de presión de poro, despreciando la incerteza en  $G_{Hid}$  es,

$$\Delta G_{PP} = \left| 1 - \left( \frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \right| G_{OB} \frac{\Delta G_{OB}}{G_{OB}} + a |G_{OB} - G_{Hid}| \left( \frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \frac{\Delta V_{el}}{V_{el}} + a |G_{OB} - G_{Hid}| \left( \frac{V_{el}}{LNC} \right)^a \frac{\Delta LNC}{LNC} \quad (4)$$

Podemos calcular el orden de magnitud de la incerteza propagada que podremos esperar. Por ejemplo, si consideramos valores e incertezas típicas:

$$G_{OB} = 2.35 \text{ y } \frac{\Delta G_{OB}}{G_{OB}} = 2\% \quad V_{el} = 4000 \text{ y } \frac{\Delta V_{el}}{V_{el}} = 4\% \quad LNC = 4266 \text{ y } \frac{\Delta LNC}{LNC} = 5\%$$

$$G_{Hid} = 1.04 \text{ y } n = 2.22 \quad G_{PP} = 1.2 \text{ y } \frac{\Delta G_{PP}}{G_{PP}} = 19\%$$

Aún con buena precisión sobre las variables medidas la incerteza sobre el gradiente de presión poral es de 19%.

## Modelos y mediciones

Para contrastar los modelos previo y actual consideraremos un conjunto de 53 mediciones de ensayos de presión y DFIT. En la Figura 16 y Figura 17 podremos ver los valores de presión poral predichos en ambos modelos donde se realizaron las mediciones. El error relativo es considerado como:

$$E_{rel} = \frac{|PP_{cal} - PP_{med}|}{PP_{med}} \quad (5)$$

donde  $PP_{cal}$  es la presión poral calculada y  $PP_{med}$  la presión poral medida.

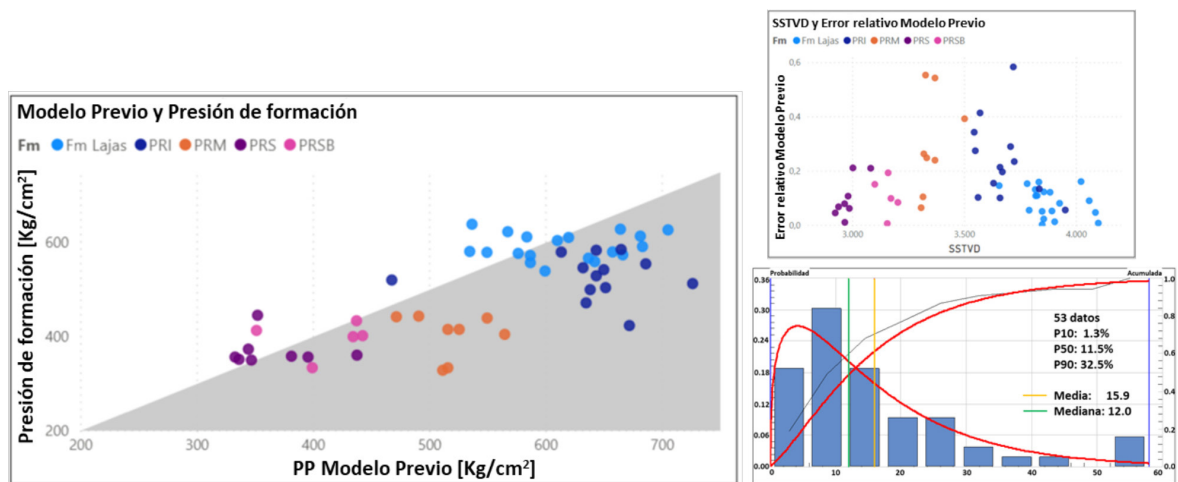


Figura 16. Izquierda: Valores de presión calculados con el modelo previo vs valores medidos. Arriba derecha: errores relativos de cada punto medido. En colores las diferentes secuencias de la Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas. Abajo derecha: Histograma de errores. El P50 del modelo previo es de 11.5%.

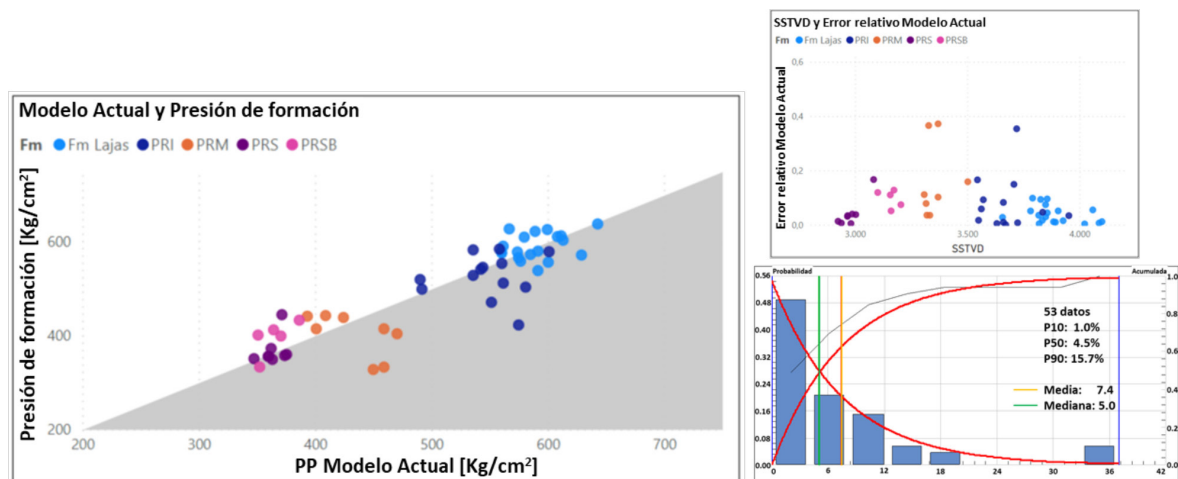


Figura 17. Izquierda: Valores de presión calculados con el modelo actual vs valores medidos. Arriba derecha: errores relativos de cada punto medido. En colores las diferentes secuencias de la Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas. Abajo derecha: Histograma de errores. El P50 del modelo actual es de 4.5%.

De las figuras es posible observar que si bien ambos modelos tienen un error pequeño (respecto a la incerteza intrínseca) el modelo actual minimiza el error resultando más confiable.

### Contraste con mediciones nuevas

Luego de realizado el modelo actual se tomaron 61 puntos de presión adicionales en la campaña de perforación 2021-2022, los cuales sirvieron para evaluar la precisión del actual modelo. En las Figura 18 y Figura 19 puede observarse que los valores obtenidos refuerzan la idea de que nuestro modelo actual tiene un grado de precisión mayor al previo y está dentro de los valores de incerteza intrínseca del cálculo.

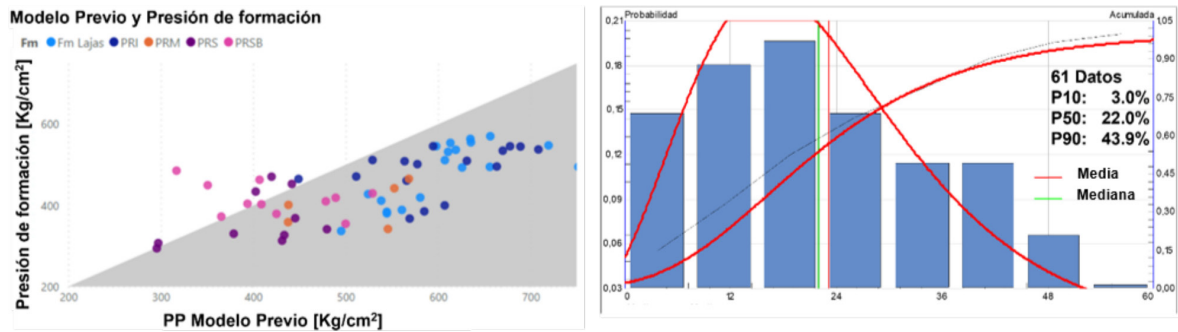


Figura 18. Nuevos valores de presión medidos y contrastados con el modelo previo. El P50 del error es de 22%.

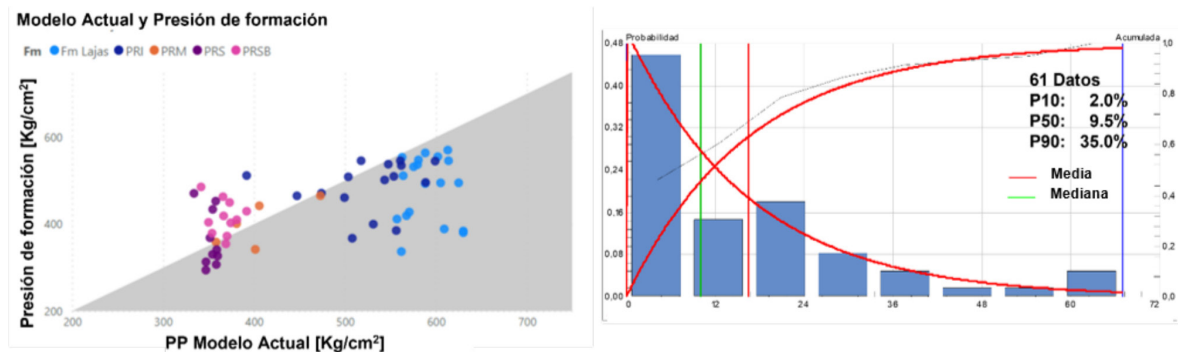


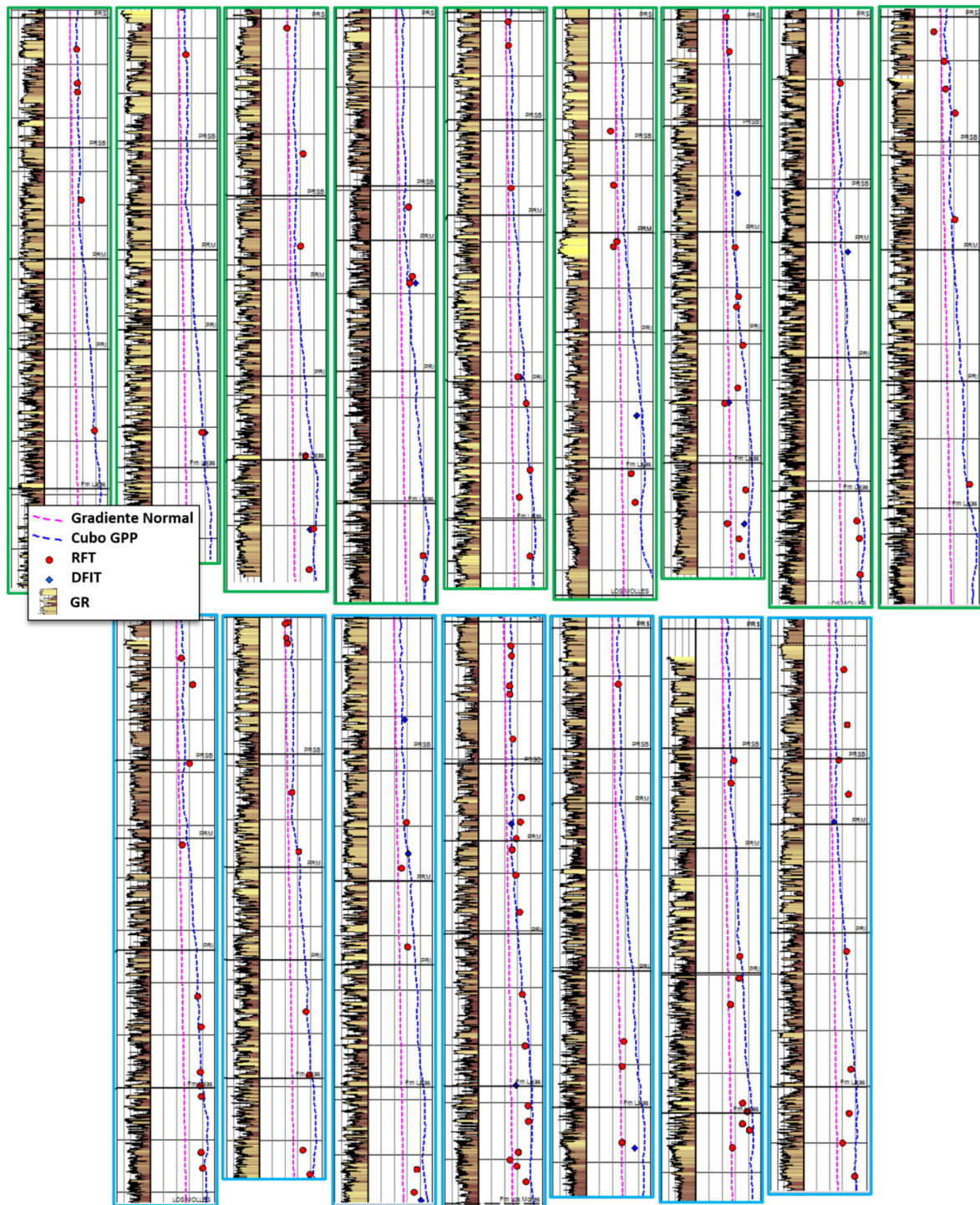
Figura 19. Nuevos valores de presión medidos y contrastados con el modelo actual. El P50 del error es de 9.5%.

En la Figura 20, se presentan los registros de presión medidos: en rojo con ensayo de formación y en azul por DFIT. Además, se presenta la curva de presión hidrostática y en azul la predicción del modelo actual. El marco verde agrupa los pozos que sirvieron en la calibración del modelo 1D mientras que el celeste son posteriores. La medición de presión poral de reservorio se realizó siguiendo la metodología propuesta por Bianchi *et al.* (2018) para reservorios tipo *tight*. En general, se puede observar que el ajuste de los datos con el modelo actual es muy bueno. La dispersión que presentan algunos valores con la curva de predicción del modelo puede deberse a múltiples factores que se están analizando, sin tener al momento una conclusión.

En la Figura 21 se presentan mapas para cada unidad, calculados entre tope y base de los estructurales que las limitan, como RMS (root mean square) del cubo de gradiente poral. Es posible observar una mayor sobrepresión en los sectores próximos a las fallas profundas consideradas carriers principales del sistema petrolero, que conectan la roca generadora, Fm. Los Molles con los reservorios (Berdini *et al.* 2002, 2011; Olmos de la Cruz *et al.* 2018). En el caso de la Fm. Lajas, la carga ha sido definida como una trampa combinada por fallas y por contacto directo (Berdini *et al.* 2005, Olmos de la Cruz *et al.* 2018), esta última, aportando mayor volumen de gas y generando una mineralización más uniforme en la zona. A medida que ascendemos en la columna disminuye el área sobrepresionada (Figura 21), a su vez los datos de pozo indican que la saturación promedio de cada secuencia también disminuye (Figura 22); esto se relaciona a la disponibilidad de gas del



sistema petrolero. Otra característica relacionada a la carga que se observa hacia los flancos, es la presencia de *onlaps* y truncaciones hacia las zonas altas de la estructura, relacionadas tanto a las



discordancias mayores ya mencionadas como a eventos menores; que evidencian periodos de mayor actividad tectónica sinsedimentaria (Figura 2). Dichos niveles preservados en los flancos, quedan desconectados de las fallas carriers, disminuyendo la probabilidad de ser mineralizados.

Con datos de pozos también es posible identificar que las zonas próximas a las fallas (centro del yacimiento) presentan mayores espesores útiles, y una disminución de la saturación de agua (Figura 22). Para la Formación Lajas este comportamiento del espesor mineralizado es atenuado, producto de la carga combinada ya mencionada.

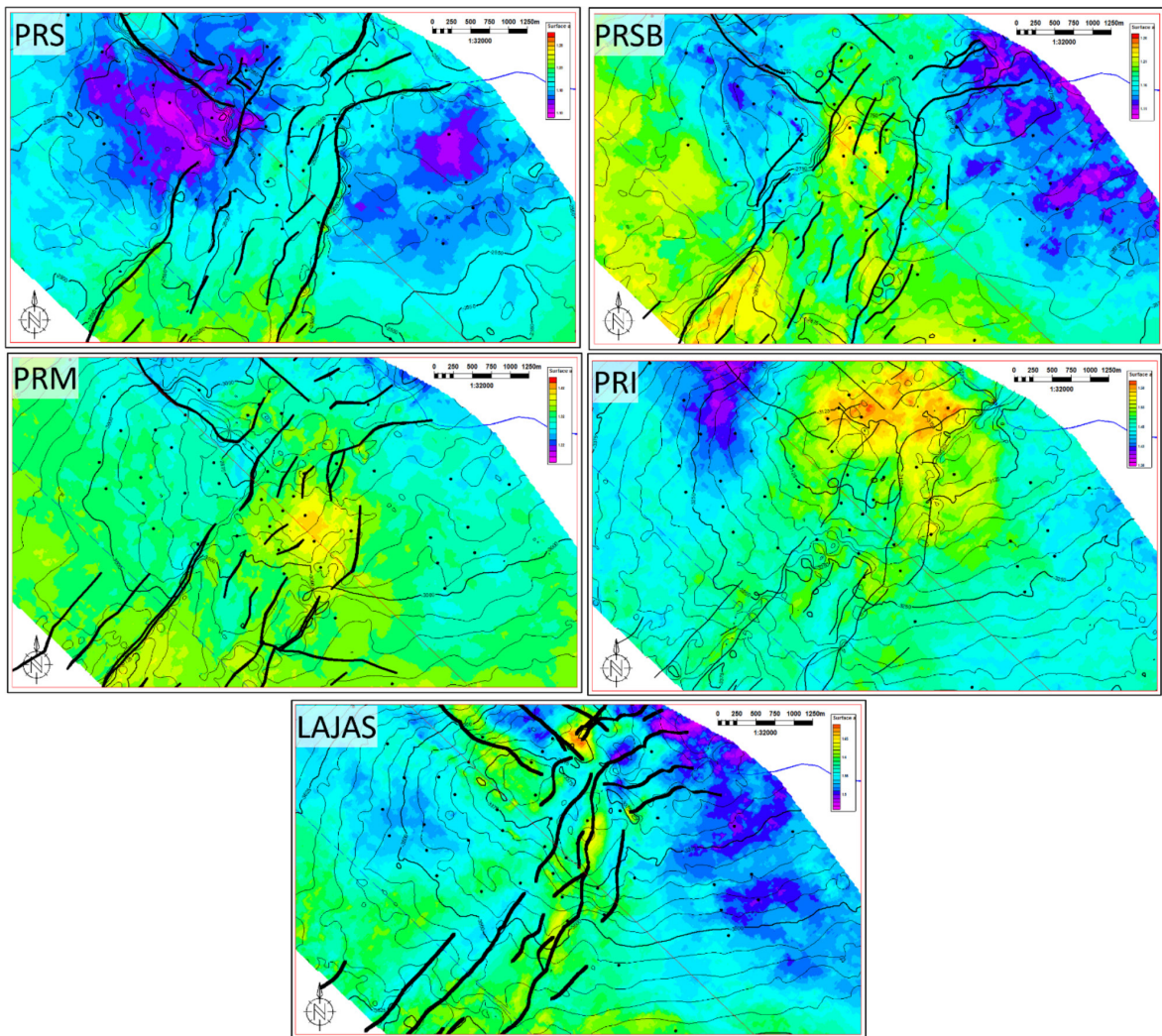


Figura 21. Mapas RMS de gradiente de presión poral, para cada secuencia.

Para evitar el efecto de preservación de espesor de los flancos, se presenta un mapa de la relación de espesor útil versus espesor de reservorio, en el cual también se observa la mayor eficiencia de la carga en las proximidades de las fallas *carriers* (Figura 23).



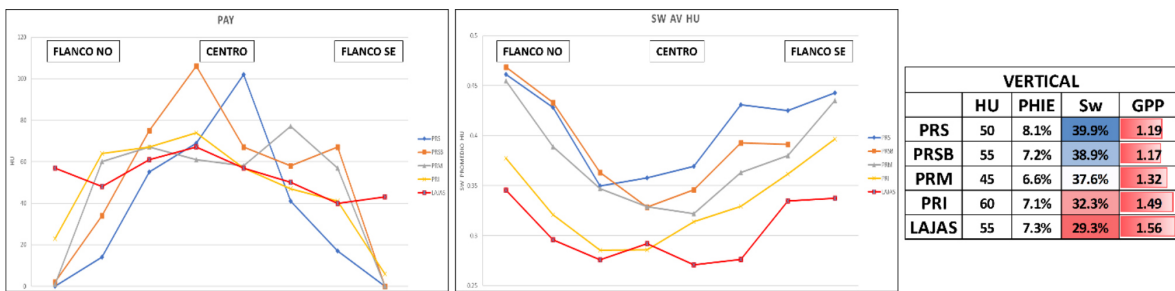


Figura 22. Valores promedio de espesor útil y Sw para cada secuencia en diferentes áreas del bloque. Tabla de valores promedios. HU: espesor útil.

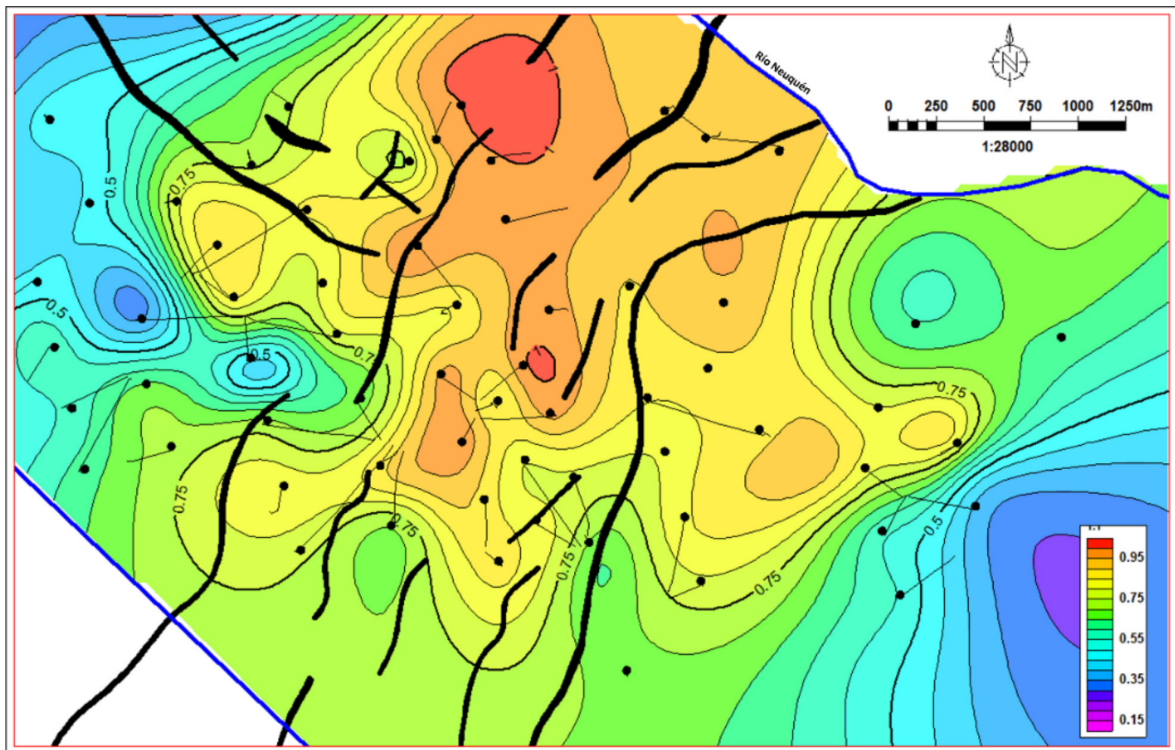


Figura 23. Mapa de relación de espesor útil versus espesor de reservorio para las formaciones Lajas y Punta Rosada.

En una sección NO-SE de GPP (Figura 24), es posible observar las anomalías producto de la sobrepresión, vinculadas a las zonas de fallas (*carriers*), alcanzando valores que superan el 60% de sobrepresión. Esta sobrepresión respondería a una combinación de factores, el craqueo de líquidos del primer pulso de la Fm. Los Molles y una segunda migración de gas ya en condiciones de reservorios *tight* (Berdini *et al.* 2011 y Olmos de la Cruz *et al.* 2018).

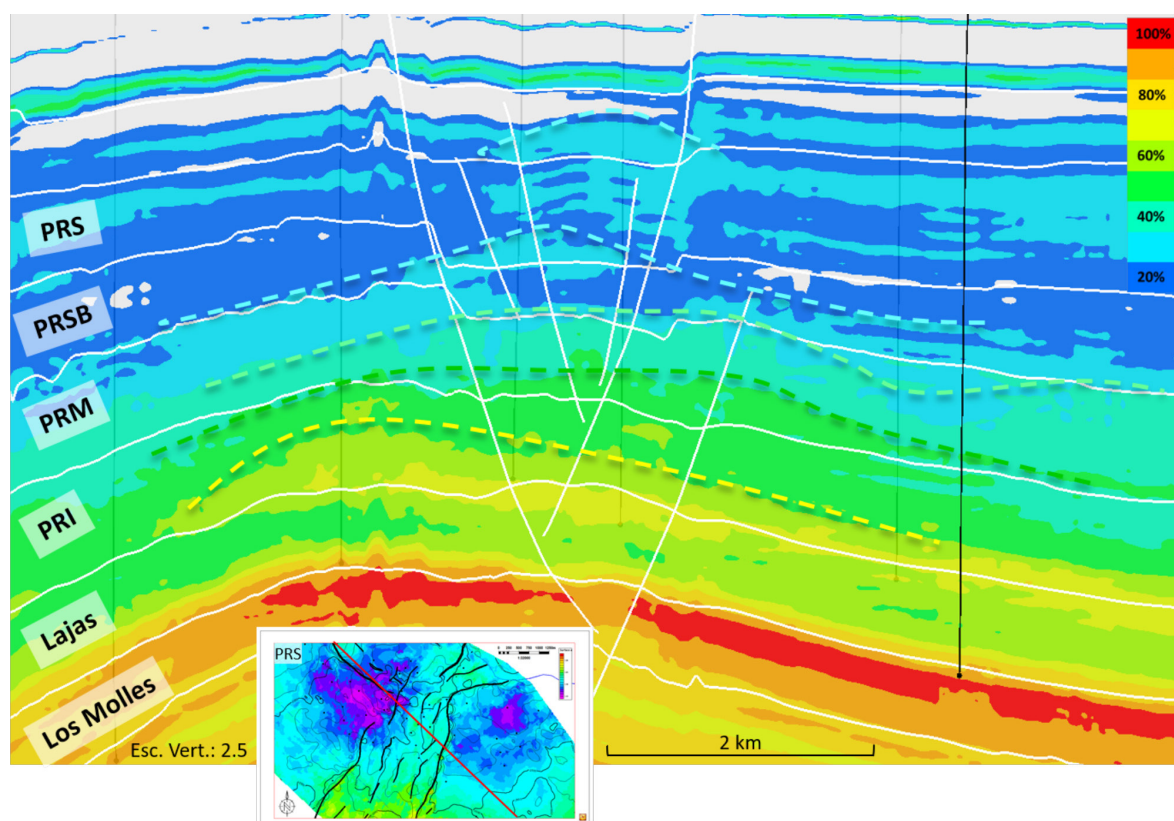


Figura 24. Sección sísmica NO-SE (GPP) mostrando las anomalías producto de la sobrepresión.

## CONCLUSIONES

Los resultados de la inversión sísmica *prestack* y cálculo de volumen de presión poral son consistentes en comparación con la información de pozos. El producto de la inversión muestra, para los 15 pozos involucrados en el estudio, un error promedio de 5,3 % en la impedancia P y 8,5 % para la impedancia S.

El modelado 1D de presiones porales utilizando dos exponentes en la ecuación de Eaton optimizó el ajuste de las predicciones con los datos medidos. El error promedio en la estimación de presiones 1D fue de 570 psi (40 kg/cm<sup>2</sup>).

Los datos de RFT y DFIT indican que las presiones para las formaciones Punta Rosada y Fm. Lajas presentan una sobrepresión que aumenta en profundidad, variando entre 0.5 psi/ft en Punta Rosada Superior y hasta 0.7 psi/ft en la base de la Fm. Lajas.

El cálculo de la incerteza intrínseca para el modelo de presión poral permitió estimar un error del 9,5% para el modelo actual. El modelo previo tenía un error del 22%, y si bien ambos estudios pueden considerarse correctos, el modelo actual minimiza las diferencias resultando más confiable.

En líneas generales, los mapas de gradiente de presión poral para cada una de las secuencias analizadas mostraron una mayor sobrepresión en los sectores próximos a las fallas profundas



consideradas *carriers* principales del sistema petrolero, alcanzando valores superiores al 60%. En relación con el área sobrepresionada, se observa que la misma disminuye a medida que ascendemos en la columna, como así también la saturación promedio para cada secuencia según los datos de pozo.

Finalmente, el trabajo permitió acotar las incertidumbres y complementar las herramientas existentes para la prognosis de propuestas de pozo y estudios a futuro.

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a YPF S.A., Pampa Energía S.A. y Petrobras S.A. por permitir la publicación del presente trabajo y a todos los que colaboraron con observaciones valiosas para mejorar la calidad técnica del estudio.

## REFERENCIAS CITADAS

- Al-Dabagh Hazim, H., Alkhafaf, S., 2011. "Comparison of K-Rho and Lambda-Rho in clastic rocks: a test on two wells with different reservoir-quality stacked sands from West Africa". *The Leading Edge* 30, no. 9, 986 -994.
- Arregui, C., Benotti S. y Carbone O., 1996. *Sistemas Petroleros Asociados en el Yacimiento Entre Lomas, Pcia. del Neuquén*. XIII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, 1, 287-306. Buenos Aires, Argentina.
- Berdini, O., Arregui, C. y Pimentel Mendes, M. 2002. *Evolución tecto-sedimentaria de la estructura Río Neuquén, Cuenca Neuquina, República Argentina*. 15° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 187- 192, Calafate.
- Berdini, O.; Schachner, G.; Castellarini, P.; Arregui, C. y Quinteros, J., 2005. *Entrampamientos del Yacimiento Río Neuquén*. En: Kozlowski, E.; Vergani, G. y Boll, A. (Editores) *Las trampas de hidrocarburos en las cuencas productivas de Argentina*. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 299-316. Mar del Plata.
- Berdini O., J. F. Rodríguez, S. D. Matheos, L. A. Spalletti y H. J. Villar, 2011. "Evaluación de los procesos diagenéticos y modelado bidimensional del sistema petrolero Los Molles- Lajas/Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén, Cuenca neuquina, Argentina". *Actas del VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, pp. 549-566.
- Bianchi, F., Heine, S., Carrizo Páez, N., Bosco, S. and Bach, R., 2018. *Pressure Measurements Challenges in Low Permeability Reservoirs of Neuquén Basin, Argentina*. Paper presented at the SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium, Neuquén, Argentina, August 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/191869-MS>.
- Brisson, I. y Veiga, R. 1999. *Guía de campo de la Cuenca Neuquina*. Informe inédito YPF.
- Carrizo, N., Santiago, E., Saldungaray, P., 2021. *An integrated physical characterization of a siliciclastic tight gas reservoir in Neuquén basin, western Argentina*. SPWLA 62nd Annual Logging Symposium, May 17-20, 2021.

- Cristalini, E. y Olmos de la Cruz, M., 2016. Caracterización estructural y evolución tectónica del bloque Río Neuquén, Provincias del Neuquén y Río Negro. LA. TE. Andes. Informe interno Pampa Energía S.A.
- Olmos de la Cruz, M.; Ibañez Zurita, P.; Krittian, A.; Naides, C. 2018. Arenas Compactas del Grupo Cuyo, Yacimiento Río Neuquén. Rocas Reservorio de las cuencas productivas argentinas, X Congreso de HC Mendoza.
- Digregorio, José H. 1972. Neuquén. En: Leanza, A.F. (Ed.): Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias. República Argentina. pp. 439-506. Córdoba.
- Duloc, A. 2015. Cálculo del cubo de espectro de amplitud. Informe interno YPF.
- Eaton, B. A., 1975. The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Society of Petroleum Engineers of AIME. SPE 5544.
- Eaton, Ben A., 1975, "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs". SPE N°5544. (Society of petroleum Engineers of AIME, 1975).
- Gulisano, C.A., A. Gutiérrez Pleimling & R.E. Digregorio. 1984b. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. IXº Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 236-259. Buenos Aires.
- Guerra, J., Olmos de la Cruz, M., Szelagoswsky, M. y Ibañez Zurita, P., 2018. Modeling Geopressures in a *Tight* Gas Reservoir, An Argentinean Case. SPE Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium (SPE-191814-MS). Neuquén, Argentina. pp 1-21.
- Mombrú, C.A. y Uliana, M.A. 1978. Esquema tectosedimentario de la cuenca mesozoica de Mendoza y Neuquén. 7º congreso Geológico Argentino (Neuquén), Actas 2: 239-256.
- Raggio, F., Luna, E., López Pezéz, G., Jorgensen, L., Coppo, R., Späth, F., Atencio, M., y Di Benedetto, M. 2013. Potencial for Basin-Centered Gas System in the Neuquén Basin, Early Middle Jurassic *Tight*-Gas Reservoirs (Cuyo Group). Unconventional Resources: Souths American Plays. Cartagena, Colombia – September 2013 – Conference: AAPG ICE.
- Sharma, R. and Chopra, S., 2015. Determination of Lithology and brittleness of rocks with new attribute. The Leading Edge 34, no. 5, 936-941.
- Silvestro J. y Zubiri M. 2008. Convergencia Oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S)- Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina 63 (1): 49-64.
- Turic, M., Aramayo Flores, F., Gómez Omil, R., Pombo, R., Peroni, G., Sciutto J., Robles, D. y Cáceres, A. 1987. Geología de las cuencas petroleras de la Argentina. En Felder, B.A. (ed.) Evaluación de las Formaciones en la Argentina I (1): 1-44, Schlumberger, Buenos Aires.
- Viñes, E.F., Vaillard L.C. y Foucault J.E., 1987, Alto Fondo de Basamento y Discordancias Intracuyanas en el Subsuelo de la Cuenca Neuquina, Prov, del Neuquén, Rca. Argentina. X Congreso Geológico Argentino, Actas I, 131-134. San Miguel de Tucumán, Argentina.
- Weaver, Ch. 1931 Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West. Central Argentina. University of Washington. Memoir 1: 1-469. Seattle.
- White, R. E. 1980. Partial coherence matching of synthetic seismograms with seismic traces. Geophysical Prospecting, 28, 333-358.

