

$$P_p = S_v$$

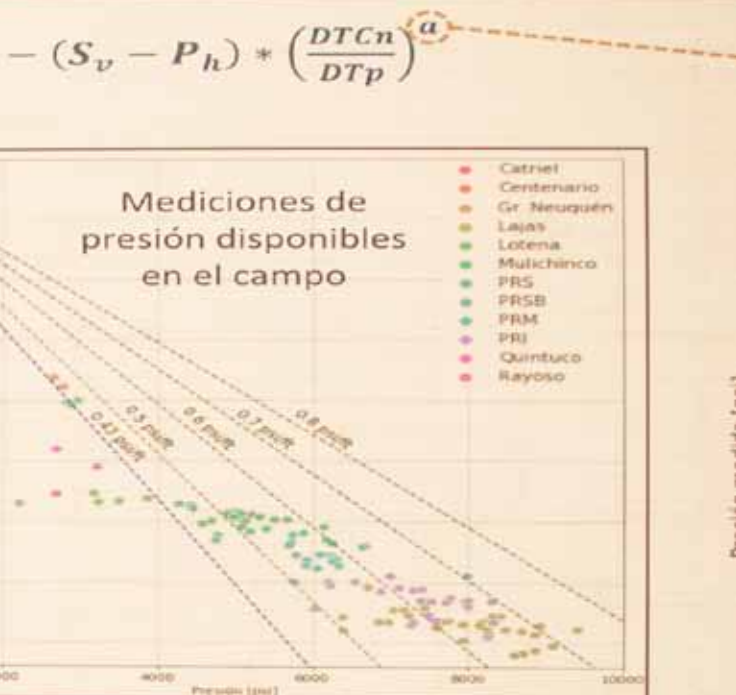


Caracterización sísmica de las formaciones Punta Rosada y Lajas.

Inversión pre-stack de trazas y presión poral en el bloque Río Neuquén, cuenca Neuquina

Por **Pablo Tramannoni**, **Federico Späth**, **Emiliano Santiago**, **Francisco Chiachiarelli**, **Federico Wagner**, **Verónica Hammar** (YPF S.A.)

Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Geofísica en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.



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 ocho 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 Formación Punta Rosada y Formación 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). Este bloque es operado por YPF S.A. conformando una UTE con Pampa Energía S.A., Petrobras S.A. y Edhpsa en Río Negro. Desde sus inicios en la década de 1970, el desarrollo de este campo estuvo focalizado en la explotación convencional de las formaciones Lotena y Sierras Blancas (gas) y Quintuco (petróleo); y desarrollo de la Formación Mulichinco (petróleo) a partir de 1997. Sin embargo, no fue hasta 2015 que comenzó la etapa de desarrollo del proyecto y que a la fecha lleva 70 pozos perforados con objetivo de Formación Lajas y Formación 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 al 10%, con permeabilidades del orden los micro Darcy (K: 0,0001 a 0,1 mD), para producir volúmenes comerciales de gas en estos reservorios no convencionales son necesarias estimulaciones hidráulicas de grandes dimensiones.

Marco geológico-estructural

La evolución tectónica comienza a partir del Triásico superior-Jurásico inferior con una etapa de rift (Momburú y Uliana, 1978) caracterizada por depósitos volcanoclásticos continentales del grupo Precuyano definidos por Gulisano *et al.* (1984) y la sección inferior de la Forma-

El período Jurásico en el bloque Río Neuquén, ubicado en la provincia de Neuquén y Río Negro, está representado por las formaciones Punta Rosada (Dígregorio, 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 esas características. Es por ello, que diferentes técnicas geofísicas contribuyen al reconocimiento del sistema *tight-gas* junto con 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 2015 y 2017, las compañías Pampa Energía S.A. y Schlumberger S.A. realizaron para estas dos formaciones una inversión sísmica acimutal y un modelo de presión poral (Guerra *et al.*, 2018). Este modelo, en

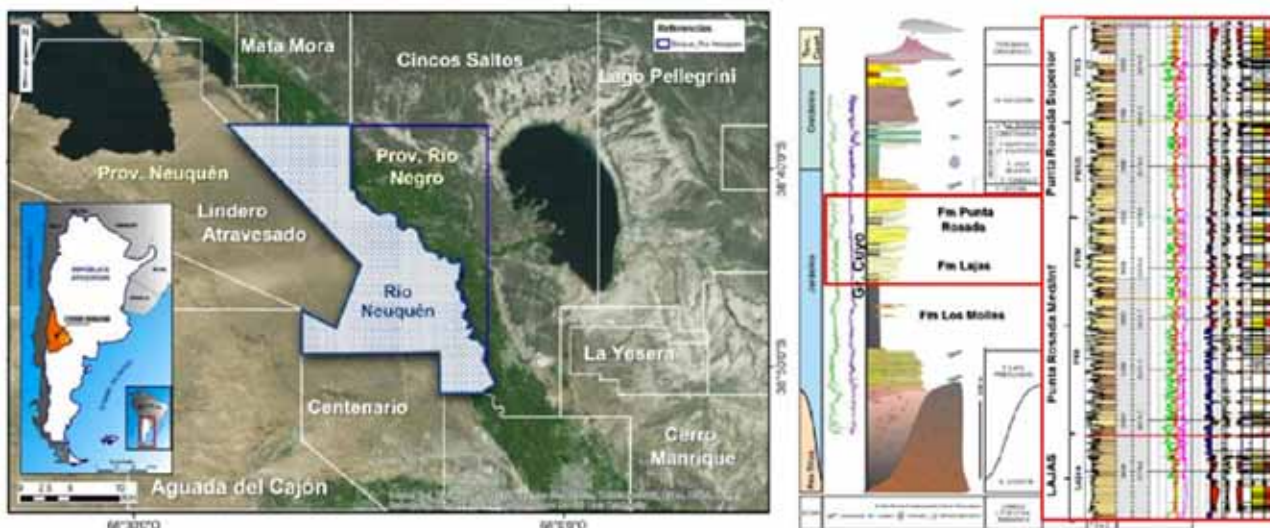


Figura 1. Mapa de ubicación y columna estratigráfica de la zona de interés. Columna estratigráfica modificada de Brisson, I. y Veiga R., 1999).

ción Los Molles (Weaver, 1931), que rellenan depocentros localizados en forma de hemigrábenes. La dirección preferencial de las fallas que limitan estas estructuras es ONO-ESE (Berdini *et al.*, 2002; Cristallini y De la Cruz Olmos, 2016).

Posteriormente, representando la etapa de relleno de *post-rift*, tuvo lugar un período de subsidencia termal generalizada donde se depositaron los sedimentos del Jurásico inferior a medio (Turic *et al.*, 1987), permitiendo así el comienzo de las progradaciones de los depósitos de las formaciones Los Molles superior, Lajas y Punta Rosada, esta etapa finalizó con las unidades de Lotena, Sierras Blancas y Catriel.

En forma concomitante con la sedimentación, bajo la influencia de un esfuerzo horizontal máximo NO-SE y controlado por los rasgos previos presentes en el basamento, se produce el levantamiento por inversión tectónica transpresiva de los hemigrábenes generando la estructura principal de Río Neuquén, correspondiente a

un anticlinal elongado (Berdini *et al.*, 2002; Silvestro y Subiri, 2008). En la zona alta de la estructura, se desarrolla un sistema de fallas en sentido NNE-SSO.

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 Formación Punta Rosada y la discordancia Intracretácica (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 actuaría 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).

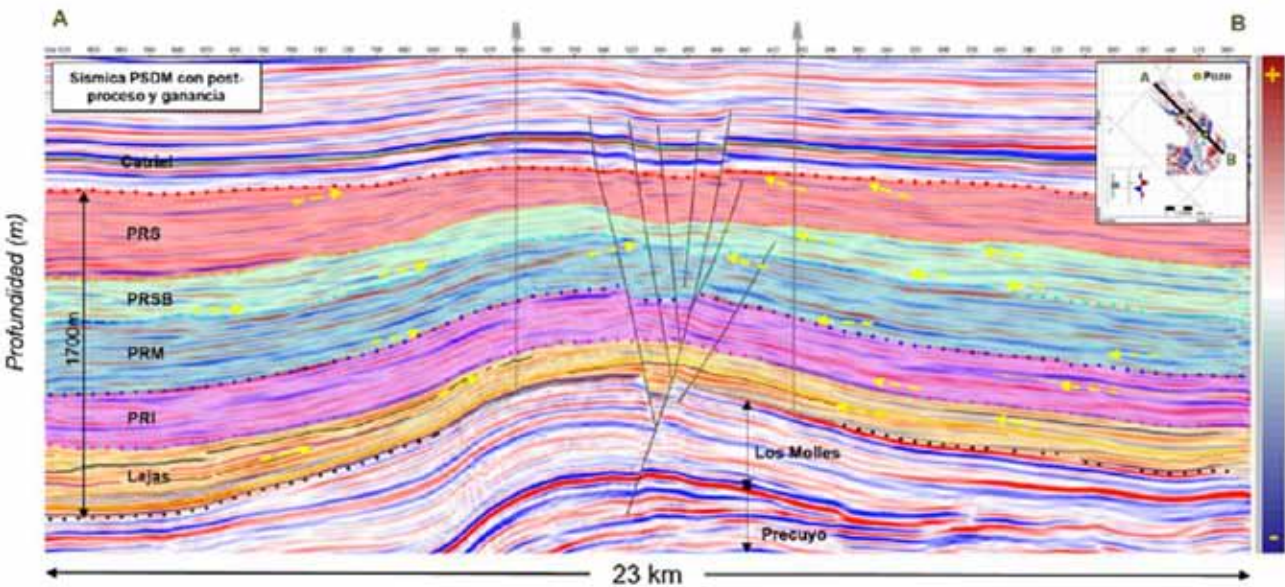


Figura 2. Sección sísmica NO-SE representativa que muestra la configuración estructural y las superficies interpretadas para el intervalo Punta Rosada-Lajas. Relaciones interestratiles: truncaciones y onlap (flechas amarillas).

Metodología

El flujo de trabajo aplicado consistió en seis etapas principales: a) análisis y acondicionamiento de los datos, b) calibración sísmica-pozo, c) interpretación sísmica de horizontes; d) inversión simultánea *prestack* con el empleo de 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 km² en superficie, fue adquirida en 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 km² y abarca la parte norte y este del volumen (Figura 3). Sobre la sísmica PSDM-Stack en tiempo se interpretaron 7 superficies: Formación Catriel, 4 superficies internas de la unidad Punta Rosada denominadas Formación Punta Rosada Superior (PRS), Punta Rosada Superior Basal (PRSB), Punta Rosada Medio (PRM) y Punta Rosada Inferior (PRI), Formación Lajas y Formación Los Molles (Figura 2). Se trabajó sobre la base de 15 pozos (Figura 3) que cuentan con los perfiles necesarios para realizar la inversión. Se emplean los *angle gather* acondicionados mediante un filtro que usa la transformada parabólica de Radón para eliminación de ruido aleatorio y coherente (reflexiones múltiples), se realizó extracción determinística de ondi-



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.

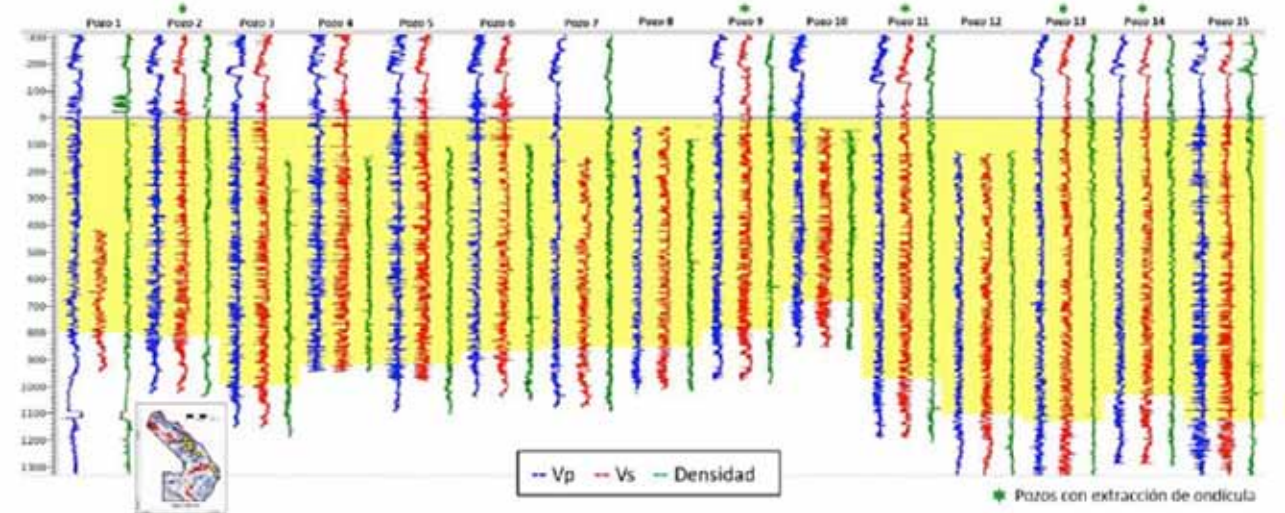


Figura 4. Perfiles de ondas P, ondas S y densidad de los 15 pozos del estudio. La zona sombreada en amarillo señala el intervalo Punta Rosada Superior-Lajas.

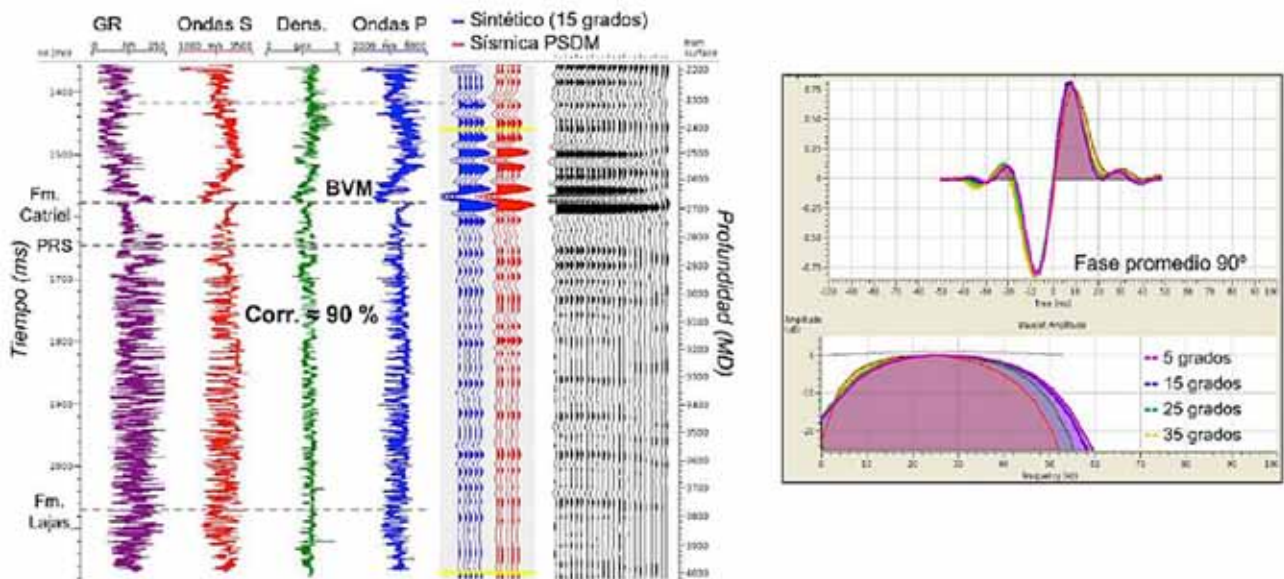


Figura 5. Amarre de uno de los pozos junto con la ondícula variable en función del ángulo de incidencia empleada.

culas variables en función del ángulo de incidencia con 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 las formaciones Punta Rosada y Lajas (Figura 4).

Para el ajuste sísmica-pozo se incluyó en la ventana de extracción el reflector sísmico correspondiente a la base de la Formación 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 con el empleo de 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 formaciones 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 posproceso de la sísmica con el objetivo de mejorarlo (Figura 6).

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 Formación Vaca Muerta.

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

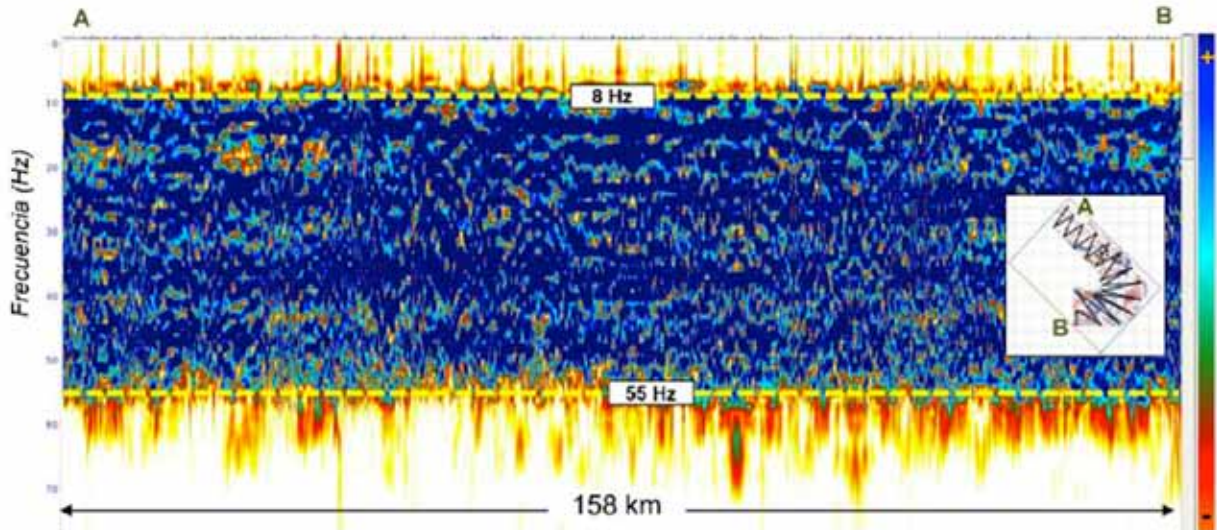


Figura 6. Sección arbitraria del volumen de espectro de amplitud.

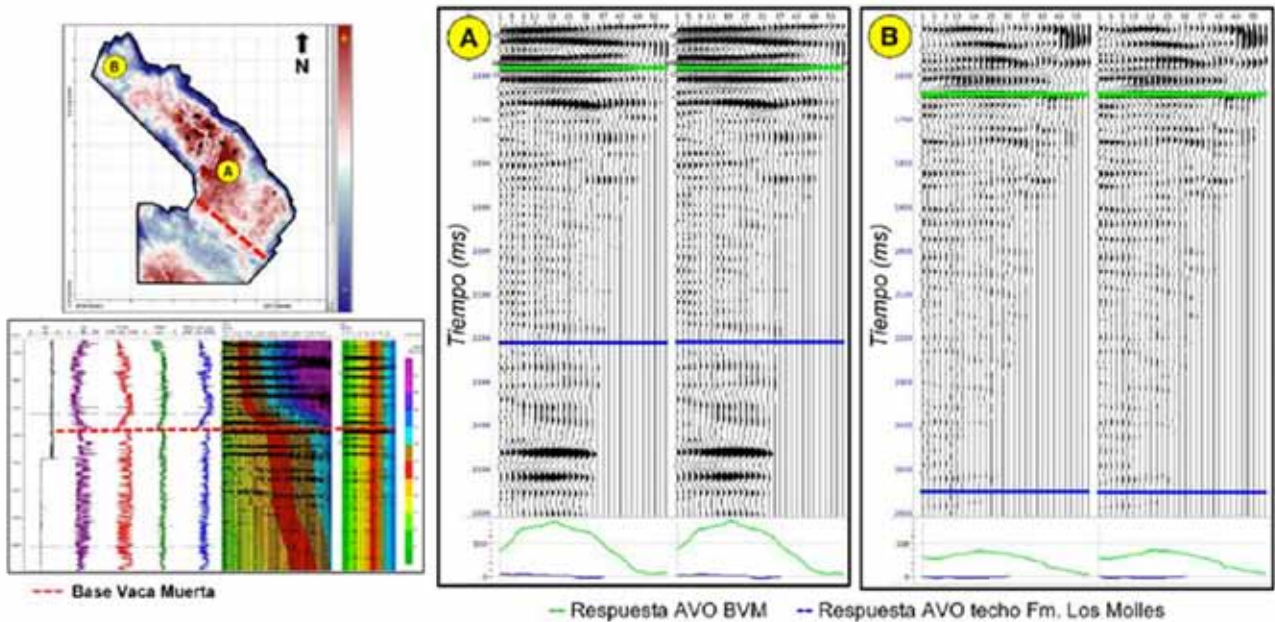


Figura 7. Arriba izquierda: mapa de amplitud RMS en una ventana de 500 ms por debajo de la base de la Formación Vaca Muerta. Arriba derecha: se comparan angle gather en zonas con diferente reflectividad. Abajo izquierda: gráfico que muestra la pérdida de información sísmica a partir de los 35°.

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 Formación Vaca Muerta y en el techo de la Formación 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° a 45°, ya que las trazas sísmicas no cuentan con información para ángulos grandes en la parte inferior de las formaciones Punta Rosada y 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,

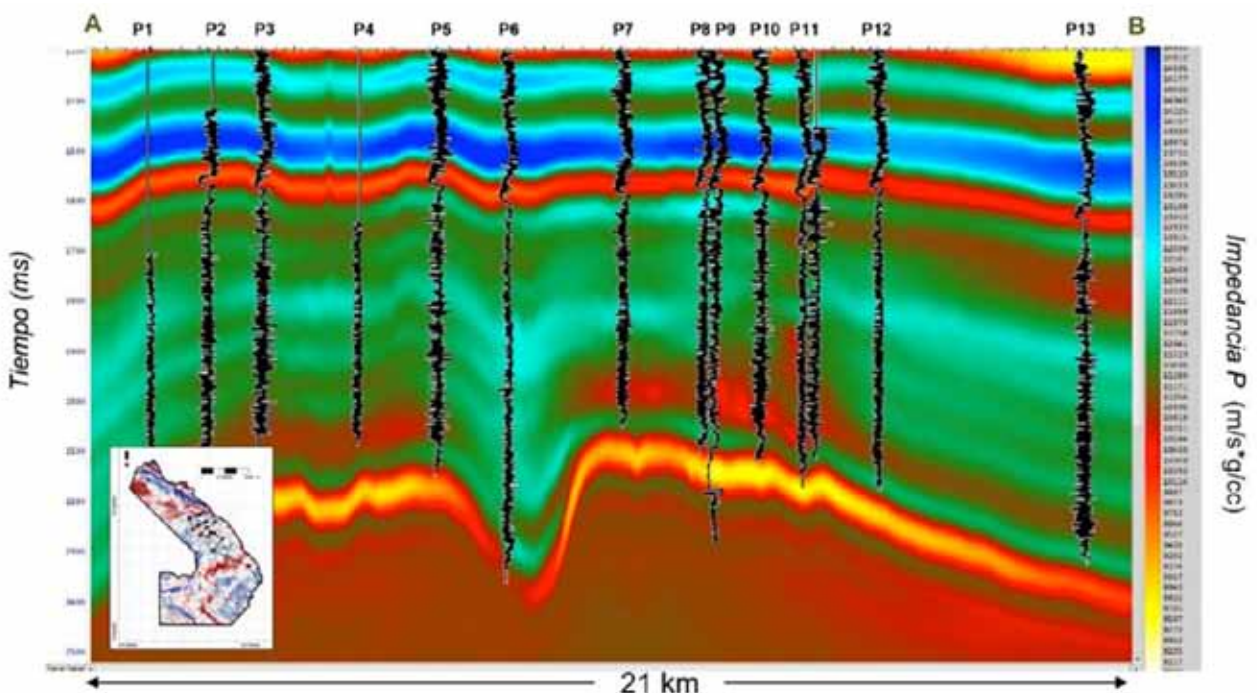


Figura 8. Sección sísmica arbitraria que muestra el modelo de baja frecuencias.

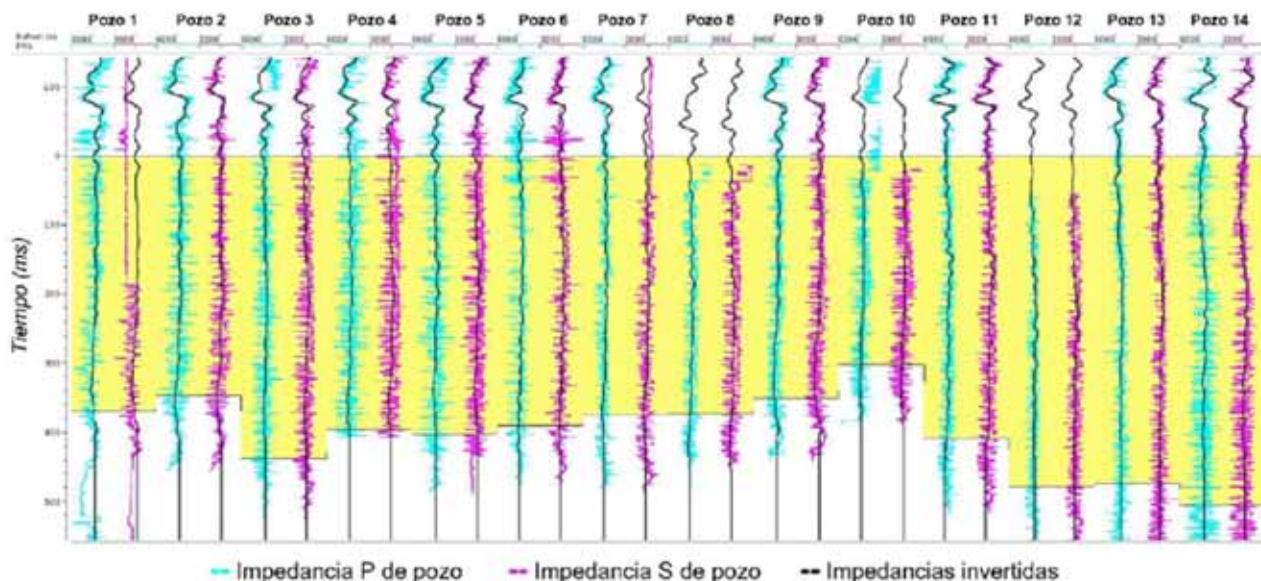


Figura 9. Control de calidad de los resultados de la inversión prestack. Se comparan los perfiles de impedancia P y S de cada pozo con las trazas de impedancia P y S invertidas.

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 usando *co-kriging* guiado por las velocidades intervállicas de procesamiento (Figura 8).

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 intervállicas 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.

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 un 5,3% en la impedancia P y de un 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 Formación Punta Rosada y, en

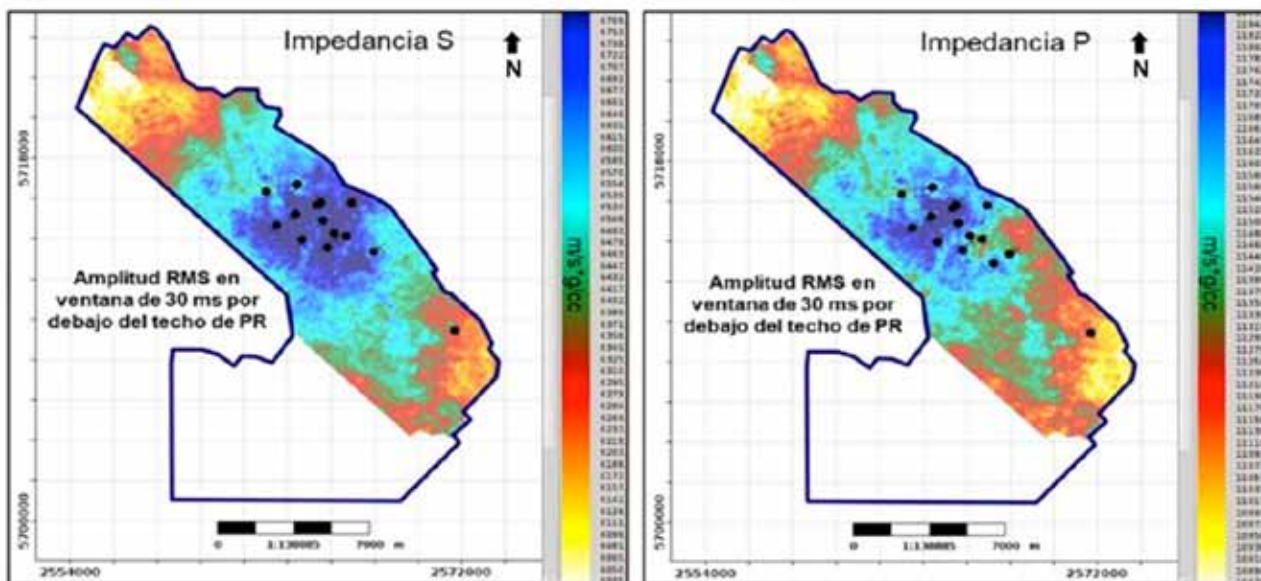


Figura 10. Mapas de impedancia P y S para los primeros 30 ms de la Formación Punta Rosada.

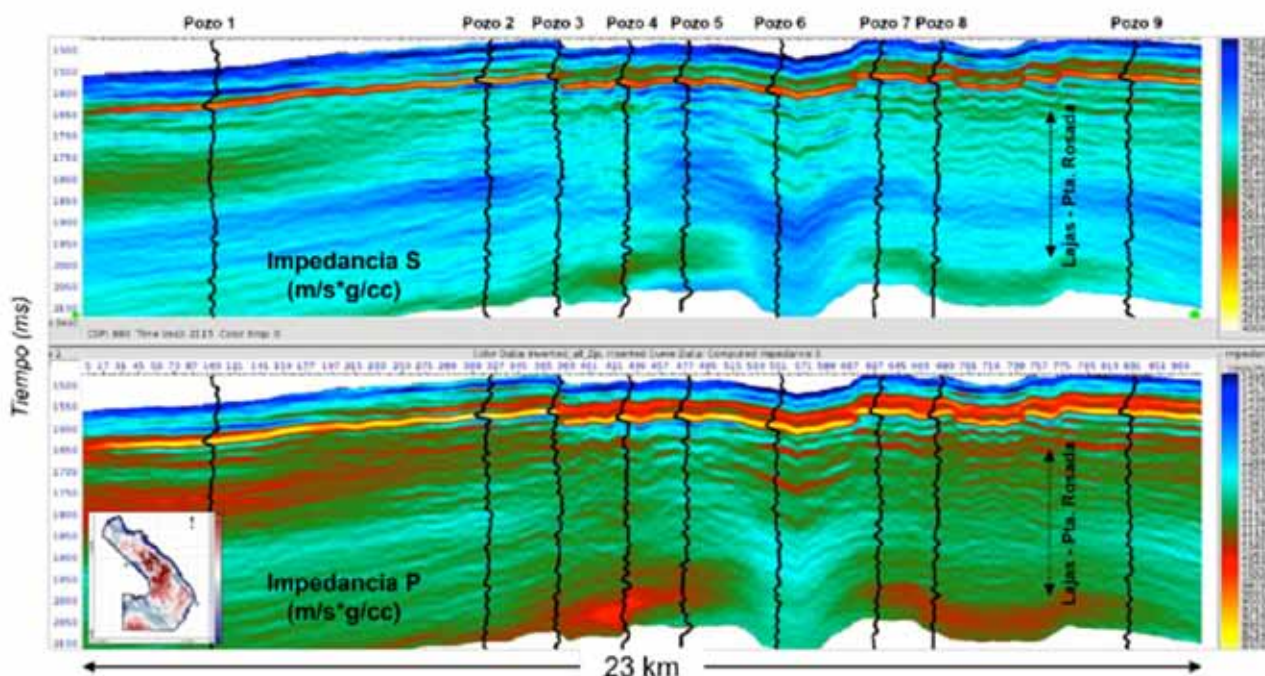


Figura 11. Sección sísmica arbitraria comparando los volúmenes de impedancias P y S con la traza de las impedancias invertidas. La similitud que se observa en estas secciones respecto de la figura 8 es que los aportes de baja frecuencia del modelo tienen mucha más amplitud que lo que incorpora la sísmica.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

la figura 11 podemos observar los mismos atributos sobre una sección sísmica arbitraria.

Para la estimación del volumen de PP se utilizó la Zp. La Zs junto con la Zp 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 Zp con relación a la inversión *poststack*.

Los productos resultantes de la inversión elástica, como Zp, Zs, Zp/Zs 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, como VSH, PHIE y Sw. Los 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:

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

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, el tiempo de tránsito de onda P medido por perfil y a 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).

Como se puede observar, las formaciones más someras presentan una presión hidrostática normal, la Formación Lotena se encuentra depletada (producto de la producción histórica de esta unidad), mientras que las formaciones Punta Rosada y 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

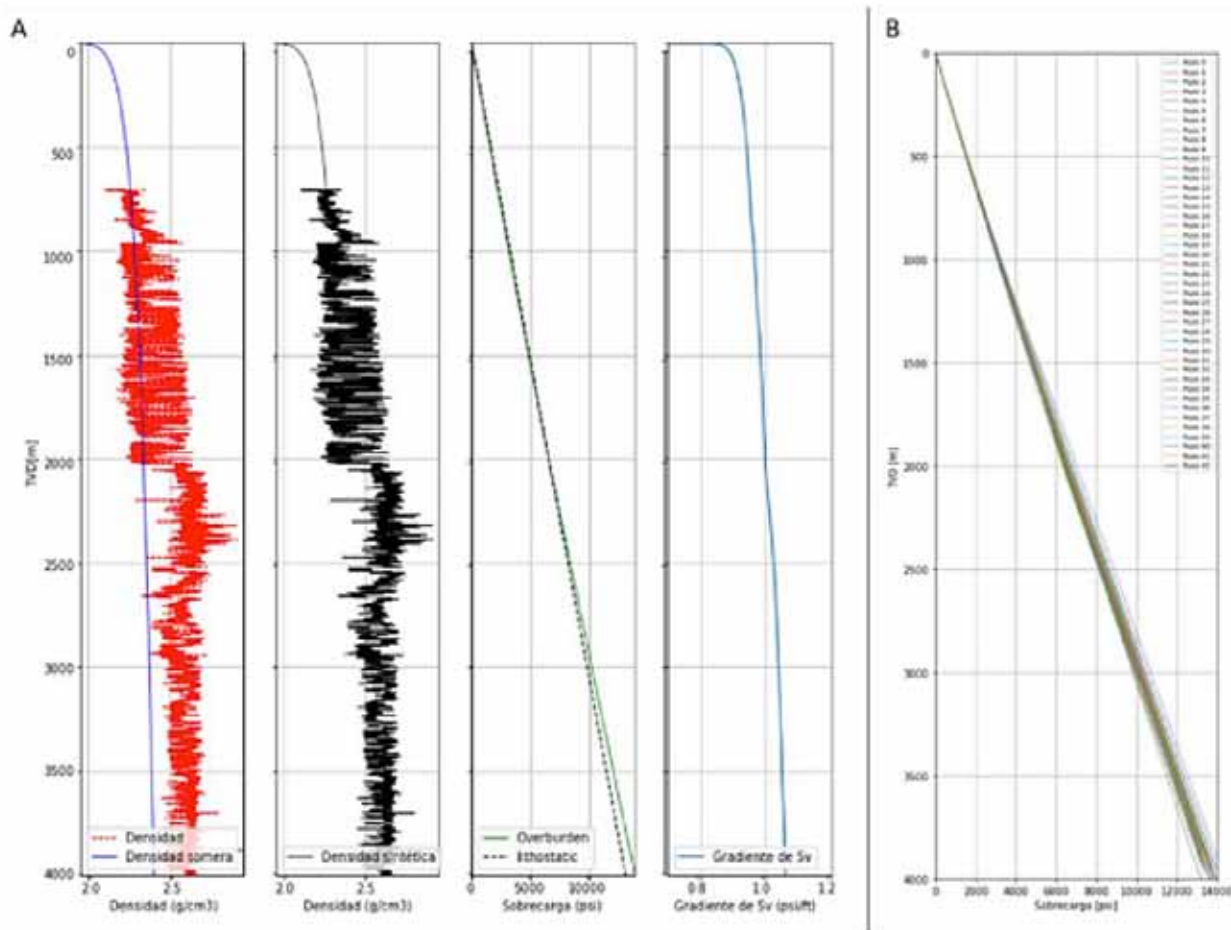


Figura 12. Izquierda: cálculo de esfuerzo vertical para un pozo. Derecha: compilación de los esfuerzos verticales para todos los pozos a los que se calculó el modelo 1D de presiones.

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

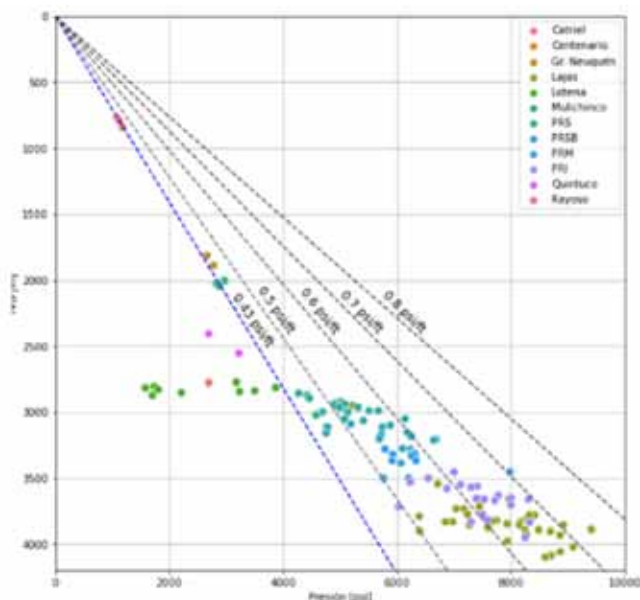


Figura 13. Mediciones de presión disponibles para el campo, obtenidas a través de DFIT y ensayos de formación.

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/cm²). En la figura 14 se muestran algunos ejemplos de los modelos de presión 1D obtenidos donde se puede apreciar el ajuste correcto del resultado.

Modelo 3D

Una vez calculados y calibrados los modelos 1D de presiones porales se generó un volumen de GPP con el empleo del 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

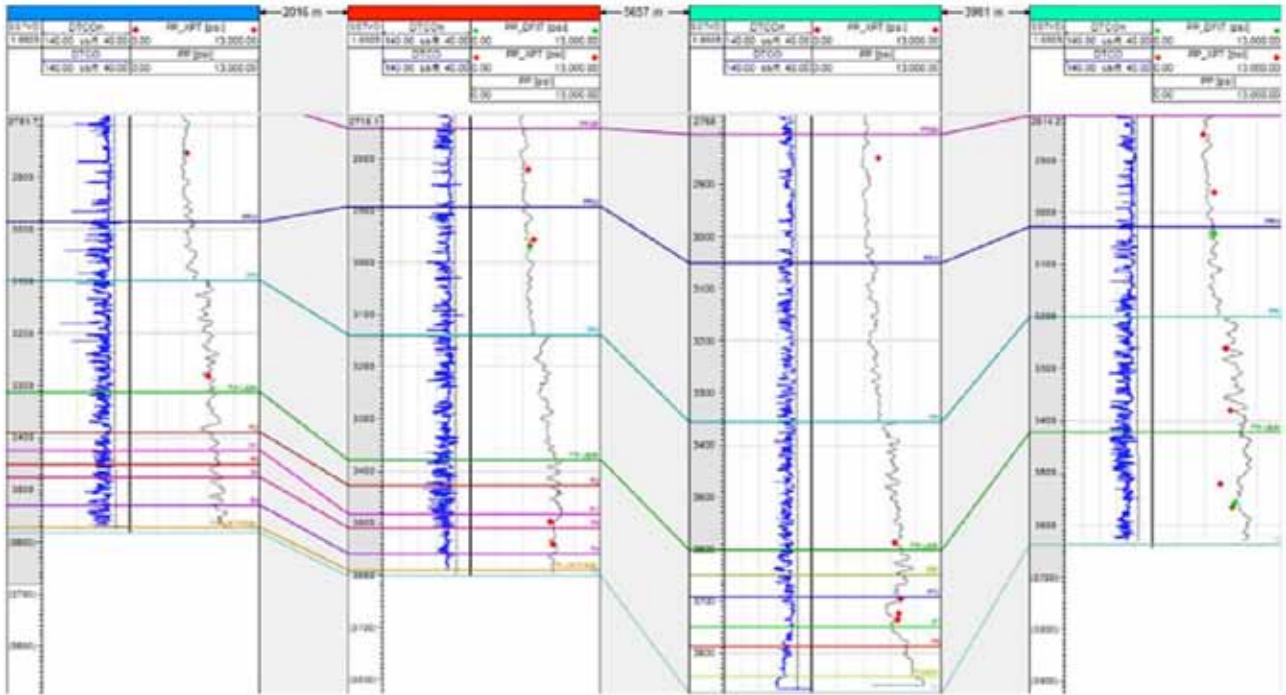


Figura 14. Modelos 1D de presión poral. Track1: profundidad TVDss. Track 2: sónico compresional y tren de compactación normal. Track 3: curva de presión poral y datos de calibración.

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 , descrita 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 las formaciones Punta Rosada y Lajas. La regresión ajustada, V_{el} (m/s) = 0,3704 x IMP(m/s*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 mo-

delos 1D mediante el entrenamiento e implementación de redes neuronales.

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:

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

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 a 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

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

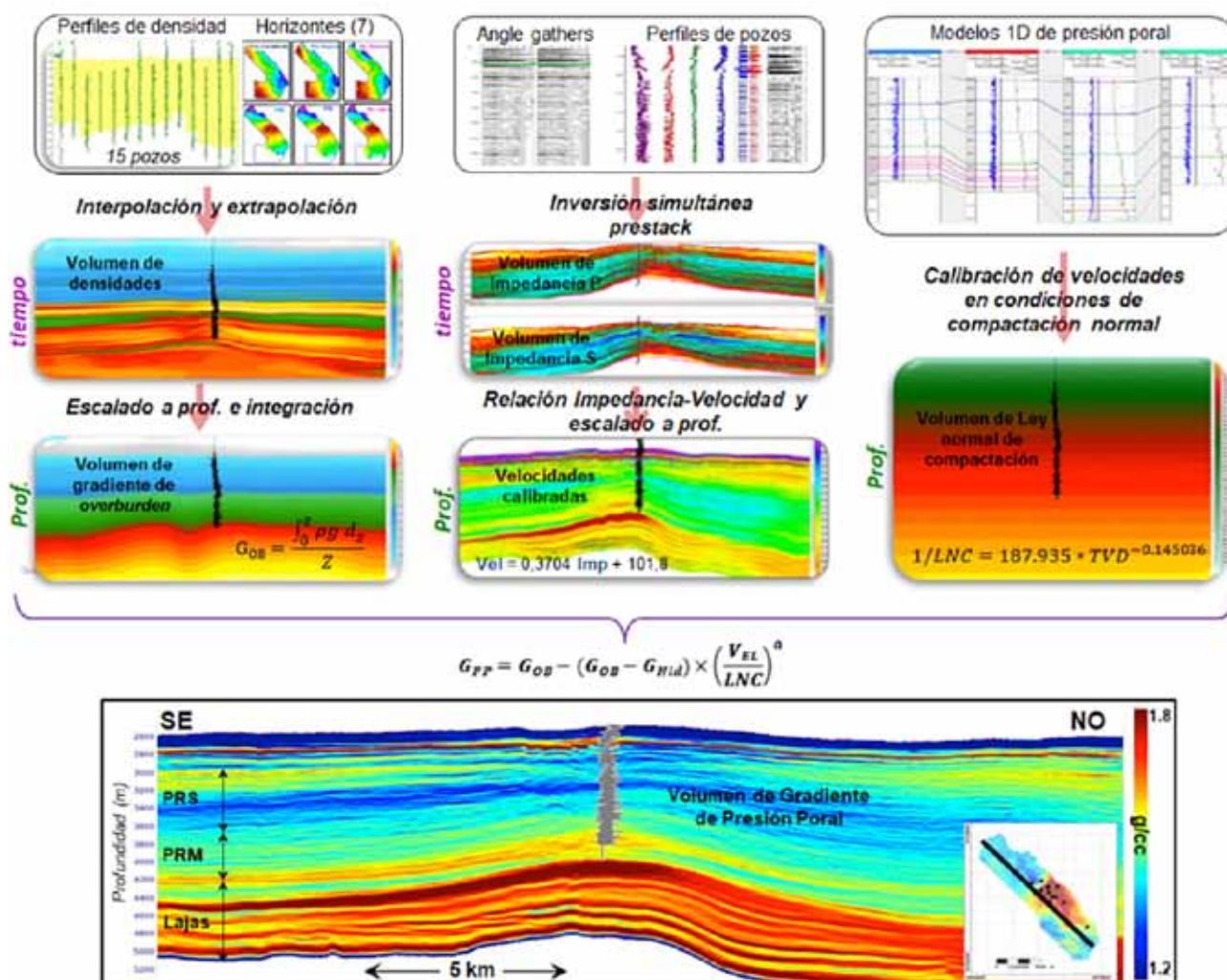


Figura 15. Esquema de la metodología empleada para el cálculo del volumen de gradiente de presión poral.

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 las figuras 16 y 17 se observan 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} es la presión poral medida.

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, por lo que resulta más confiable.

Contraste con mediciones nuevas

Luego de la realización del 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 figuras 18 y 19 se puede observar 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.

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.*

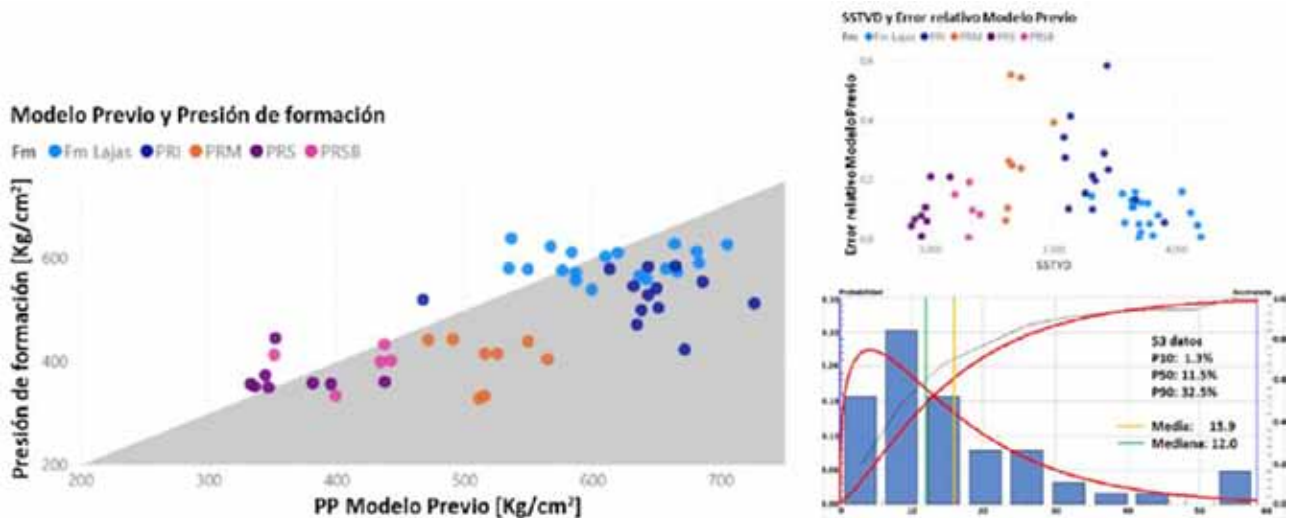


Figura 16. Izquierda: valores de presión calculados con el modelo previo versus valores medidos. Arriba derecha: errores relativos de cada punto medido. En colores las diferentes secuencias de las formaciones Punta Rosada y Lajas. Abajo derecha: histograma de errores. El P50 del modelo previo es de 11,5%.

(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

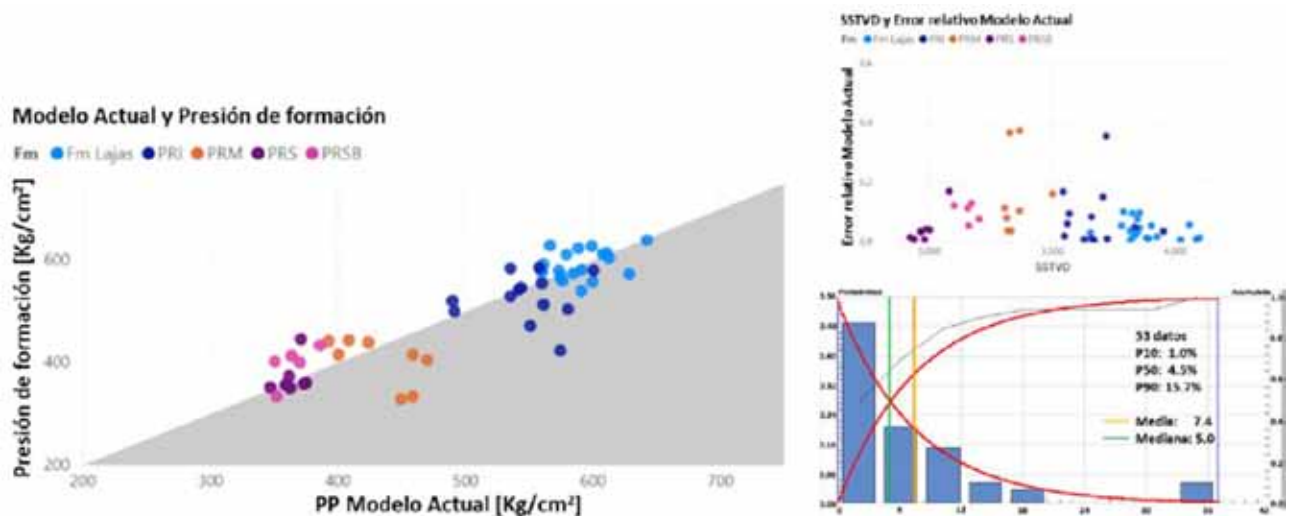


Figura 17. Izquierda: valores de presión calculados con el modelo actual versus valores medidos. Arriba derecha: errores relativos de cada punto medido. En colores las diferentes secuencias de las formaciones Punta Rosada y Lajas. Abajo derecha: histograma de errores. El P50 del modelo actual es de 4,5%.

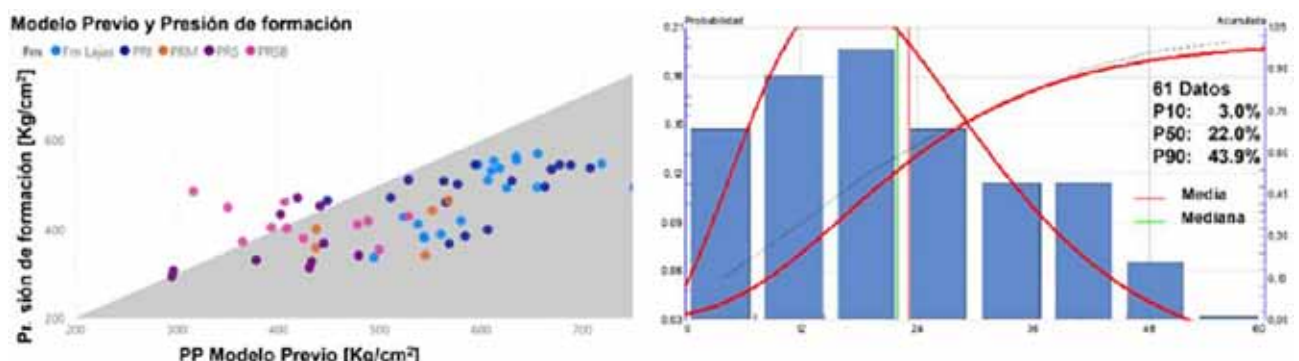


Figura 18. Nuevos valores de presión medidos y contrastados con el modelo previo. El P50 del error es de 22%.

Modelo Actual y Presión de formación

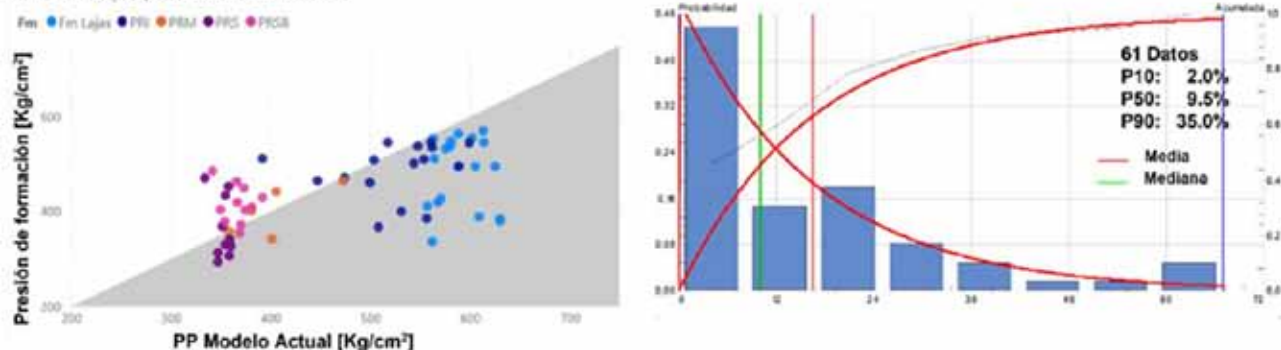


Figura 19. Nuevos valores de presión medidos y contrastados con el modelo actual. El P50 del error es de 9,5%.

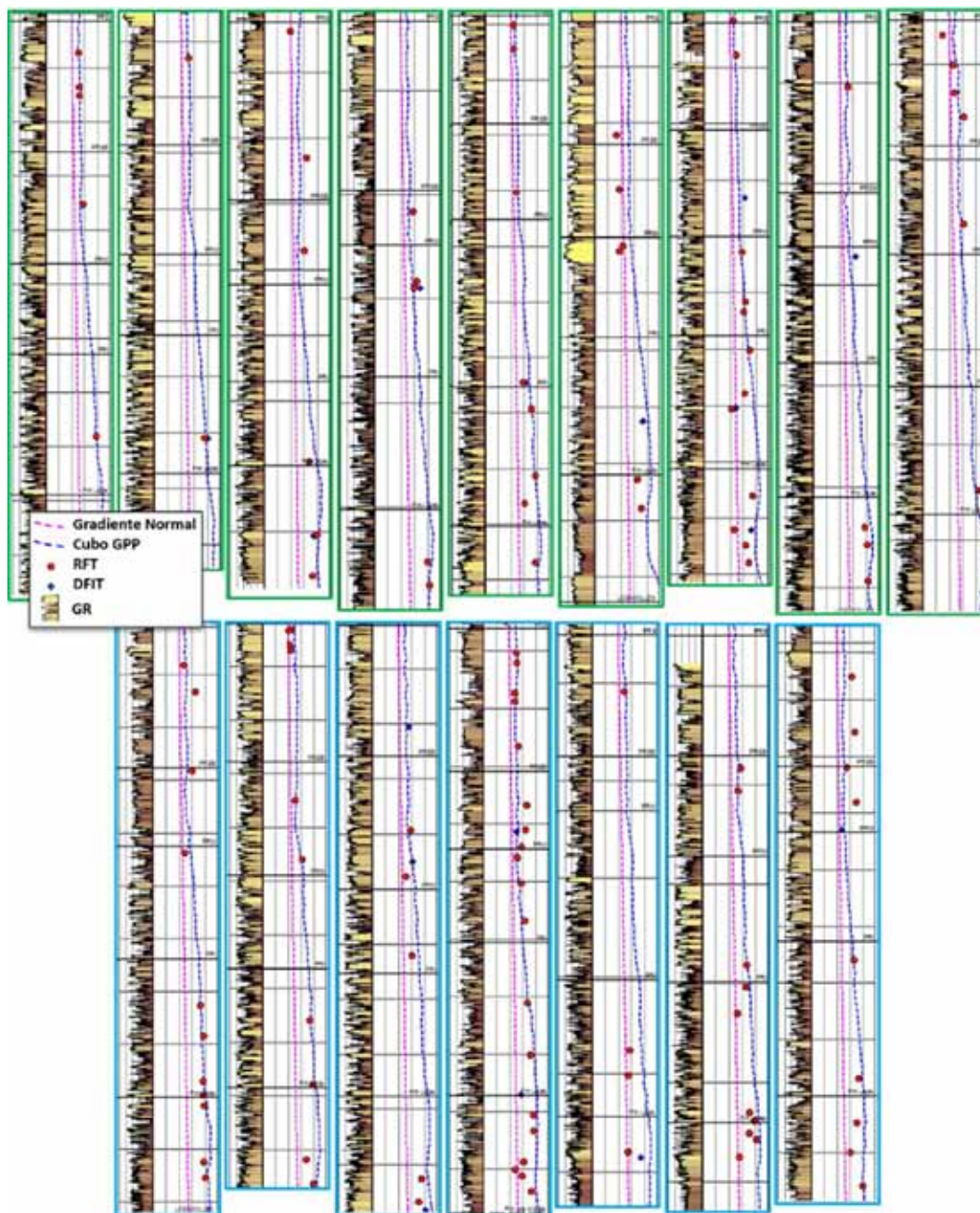


Figura 20. Ejemplo de pozos con registros de presión medidos en el intervalo Punta Rosada - Lajas. De izquierda a derecha se observa: 1° Track de Gamma Ray; 2° registro por ensayo de formación (círculo rojo) y por DFIT (círculo azul), curva de presión hidrostática (magenta) y curva de predicción del modelo actual de GPP (azul). Los pozos que se utilizaron en la calibración del modelo 1D se muestran en marco verde, mientras que el marco celeste representa los pozos perforados posteriores al modelo actual.

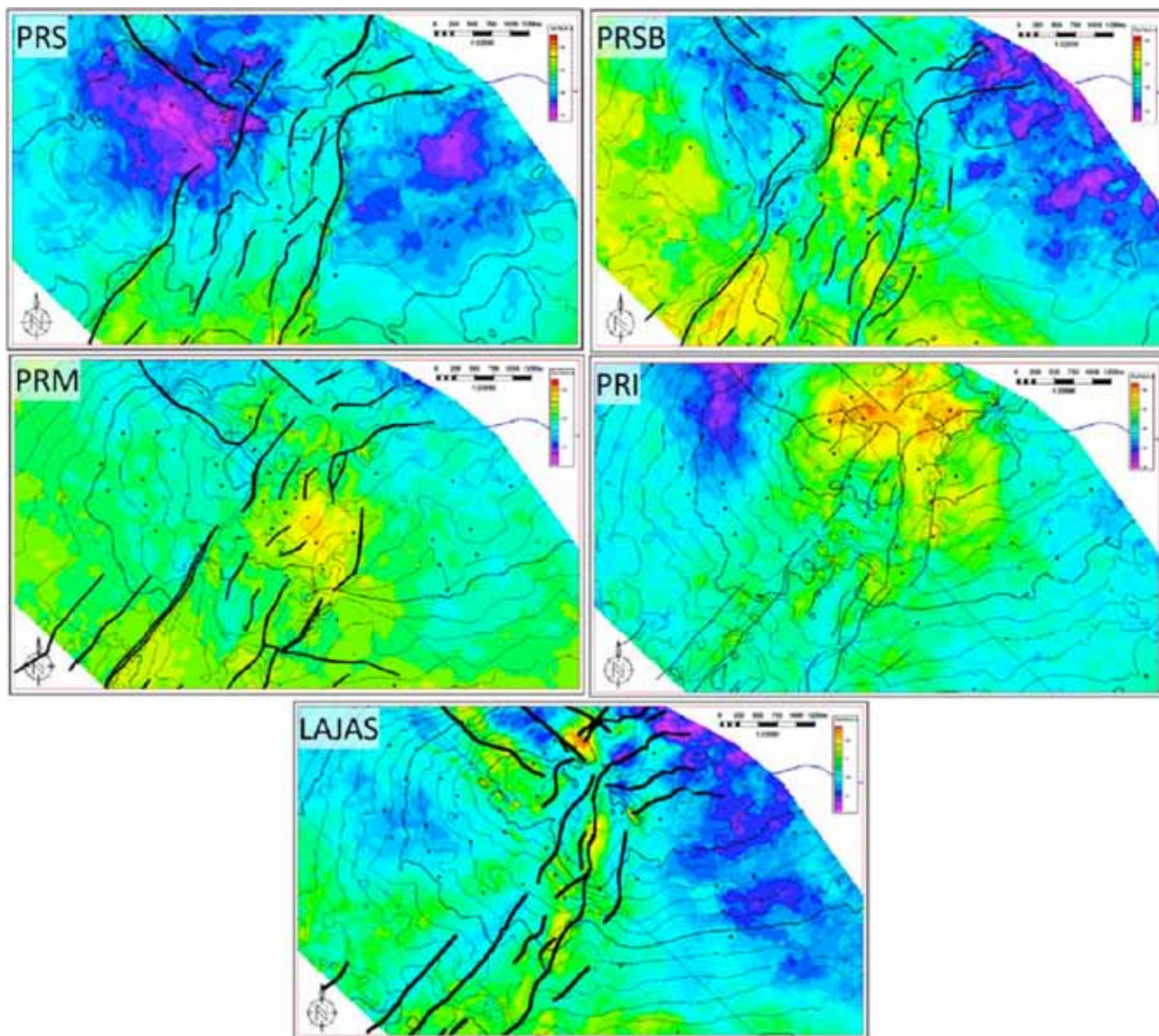


Figura 21. Mapas RMS de gradiente de presión poral para cada secuencia.

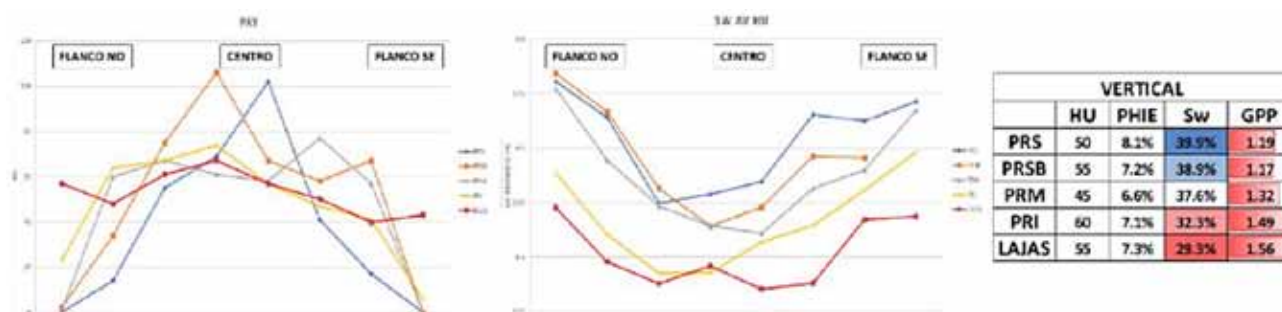


Figura 22. Valores promedio de espesor útil y Sw para cada secuencia en diferentes áreas del bloque. Tabla de valores promedios. HU: espesor útil.

conectan la roca generadora, Formación Los Molles con los reservorios (Berdini *et al.*, 2002, 2011; Olmos de la Cruz *et al.*, 2018). En el caso de la Formación 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 aporta mayor volumen de gas y genera 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 con la disponibilidad de gas del sistema petrolero. Otra característica relacionada con la carga que se observa hacia los flancos es la presencia de *onlaps* y truncaciones hacia las zonas altas de la estructura, que se relacionan tanto con las discordancias mayores ya mencionadas como con eventos menores, que evidencian períodos de mayor actividad tectónica sinsedimentaria (Figura 2). Dichos niveles preservados en los flancos, quedan desconectados de las fallas *carriers*, disminuyen-

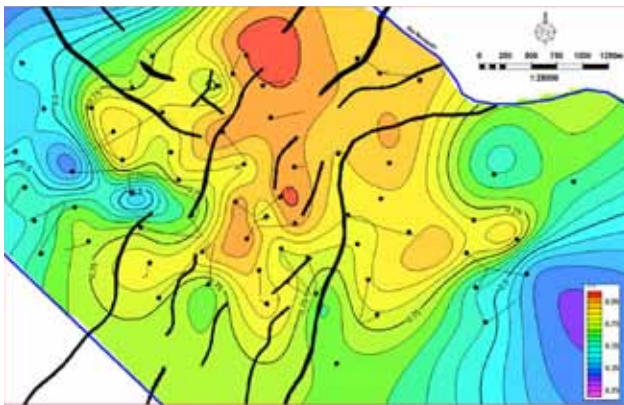


Figura 23. Mapa de relación de espesor útil versus espesor de reservorio para las formaciones Lajas y Punta Rosada.

do 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 mencionada.

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).

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 Formación 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).

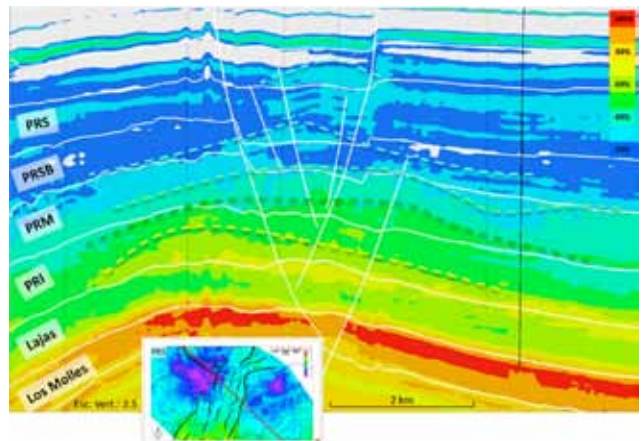


Figura 24. Sección sísmica NO-SE (GPP) mostrando las anomalías producto de la sobrepresión.

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/cm²).

Los datos de RFT y DFIT indican que las presiones para las formaciones Punta Rosada y Formación 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 Formación 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 esta 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 este trabajo y

a todos los que colaboraron con observaciones valiosas para mejorar la calidad técnica del estudio.

Referencias bibliográficas

- 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, N° 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. 15o 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. Eds *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, 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.
- Caracterización sísmica de las formaciones Punta Rosada y Lajas. Inversión pre-stack de trazas y presión poral en el Bloque Río Neuquén, Cuenca Neuquina
- 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.; Naidés, 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. 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. IX 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. 7° 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 (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.