

ANÁLISIS DE PRE-FACTIBILIDAD Y CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIO EN ARENAS GASÍFERAS MEDIANTE INVERSIÓN SIMULTÁNEA

Matías Ghidina¹, Micaela Maugeri², Ezequiel Valeff³

1: Tecpetrol S.A. matias.ghidina@tecpetrol.com

2: Tecpetrol S.A. micaela.maugeri@tecpetrol.com

3: Tecpetrol S.A. ezequiel.valeff@tecpetrol.com

Palabras clave: Inversión Simultánea, Espesor *Gross*, Pseudonet

ABSTRACT

The aim of this work was to characterize a gas sand reservoir: to evaluate areal distribution and estimate *gross* and net thickness. To that end, 3D seismic data, well data and seismic interpretation were used.

Regarding to methodology, a prior feasibility study was performed, which consisted in: i) analysis of vertical seismic resolution vs thickness of the sand of interest; ii) availability of density and dipolar sonic well logs information, and iii) calculations of elastic parameters and generation of crossplots, in which a strong correlation between S impedance and *Gamma Ray* was observed. The results of this analysis motivated the realization of a simultaneous inversion.

The interpretation of the different cubes derived from the simultaneous inversion allowed the extraction of attributes in a time window corresponding to the thickness of the productive sand. In particular, S Impedance cube was used, and from the observed regression (attribute vs *gross*), a *gross* thickness map consistent with well data was obtained, verifying the feasibility analysis. Subsequently, a *gross*/net relationship was determined to finally obtain a pseudonet map from the *gross* thickness map.

In conclusion, a pseudonet map was obtained from the interpretation of the simultaneous inversion results. This map was verified with the last well drilled, obtaining good predictive results and it will also help to adjust the location and estimate the thickness of the next wells to drill. In addition, it will contribute as input to a simulation model, volumetric and reserves calculation of the productive sand.

INTRODUCCIÓN

Este estudio fue realizado en un área principalmente gasífera que se encuentra en una etapa madura de explotación ubicada en la cuenca de Burgos en México (Fig. 1). El estilo estructural predominante se define con el desarrollo de fallas normales regionales con orientación principal norte-sur que producen crecimiento sinsedimentario. Estas fallas además definen bloques con

diferente configuración estructural a nivel de cada reservorio y se comportan como unidades hidráulicas separadas con diferentes contactos.

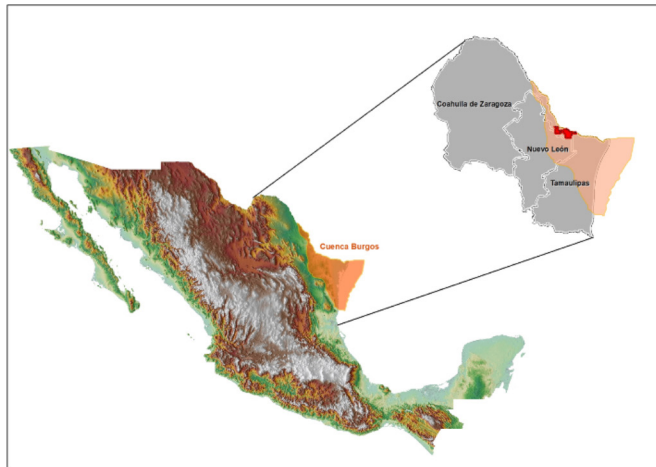


Figura 1. Situación relativa.

El objetivo de este trabajo fue caracterizar el reservorio principal del campo productor conformado por arenas gasíferas, evaluando su desarrollo areal de manera de poder estimar su espesor *gross* y neto. Para el estudio se utilizó la información sísmica 3D, perfiles de pozo e interpretación sísmica.

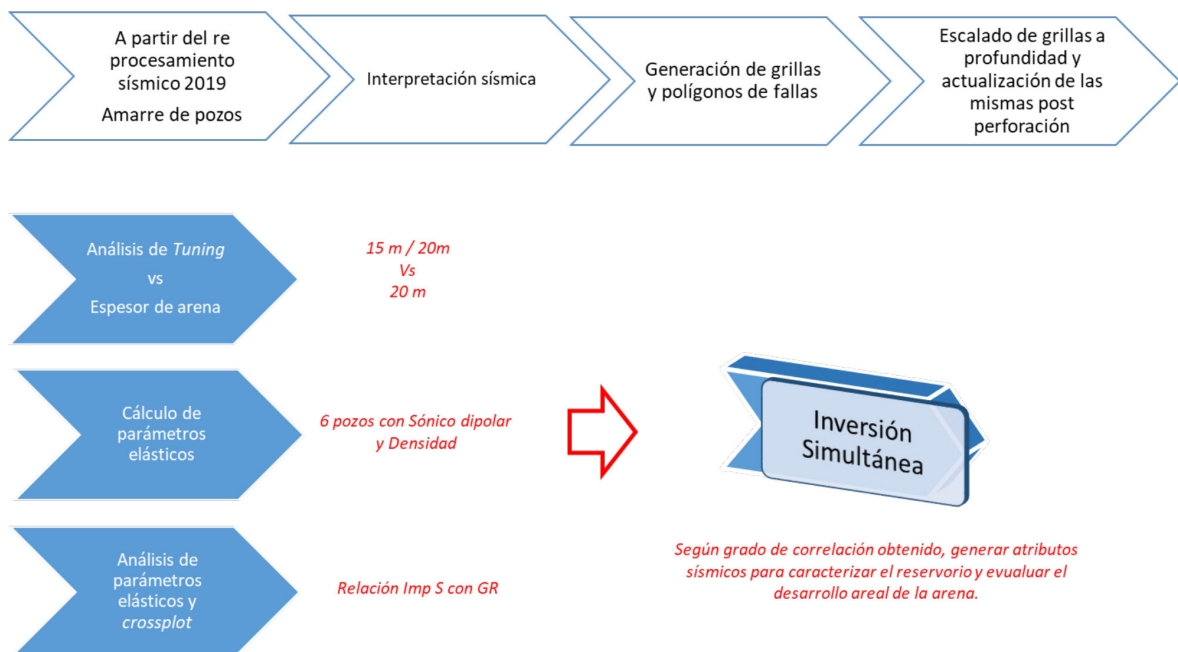
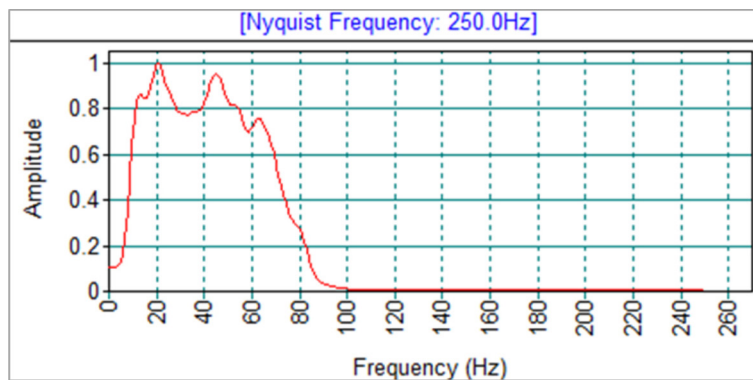


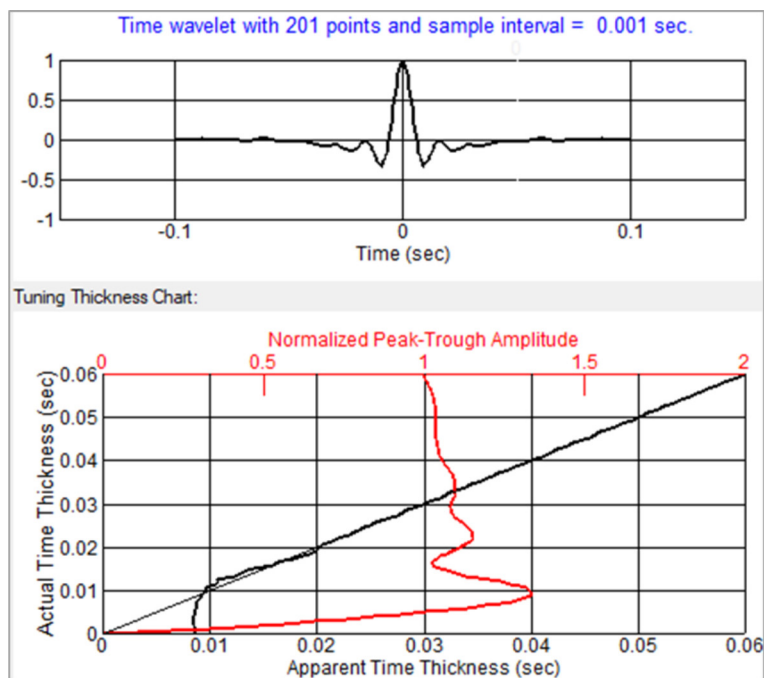
Figura 2. Resumen del análisis de prefactibilidad.

METODOLOGÍA

Inicialmente se llevó a cabo un estudio de prefactibilidad: i) análisis de resolución sísmica vertical vs espesor de la arena de interés; ii) disponibilidad de información de perfiles de densidad y sónico dipolar; y iii) cálculos de parámetros elásticos y generación de *crossplots*, en donde se observó una fuerte correlación entre la impedancia S y el perfil de *Gamma Ray*. Los resultados de este análisis motivaron la realización de una inversión simultánea (Fig. 2).



(a)



(b)

Figura 3. Estimación de espesor a partir de la frecuencia dominante según el espectro de frecuencia de la PSTM (a), Análisis de *tuning* a partir de una ondicula extraída en la zona de interés (b).

i. Se estimó la resolución vertical mediante 2 métodos, que consideran una velocidad de la arena de interés de 3200 m/seg. A partir de frecuencia dominante, se utilizó una frecuencia dominante de 40 Hz según el espectro de frecuencia de la sísmica PSTM, obteniendo un valor de espesor mínimo de aprox 20 m. Por otro lado, a partir del análisis de *tuning*, se utilizó un espesor de *tuning* de 0.0095 seg, obteniendo un valor de aprox 15 m de espesor mínimo.

Estos resultados comparan con los 20 m aprox de espesor *gross* de la arena de interés (Fig. 3).

ii. Se calcularon las siguientes curvas elásticas derivadas del sónico dipolar y densidades disponibles: $\text{LambdaRho}=(Z_p^2-2*Z_s^2)/1000000$, $\text{MuRho}=Z_s^2/1000000$, $\text{Lambda}=\text{LambdaRho}/\text{Rho}$, $\text{Mu}=\text{MuRho}/\text{Rho}$, $\text{PoissonRatio}=(V_p^2-2V_s^2)/2(V_p^2+V_s^2)$, V_p/V_s (Fig.4).

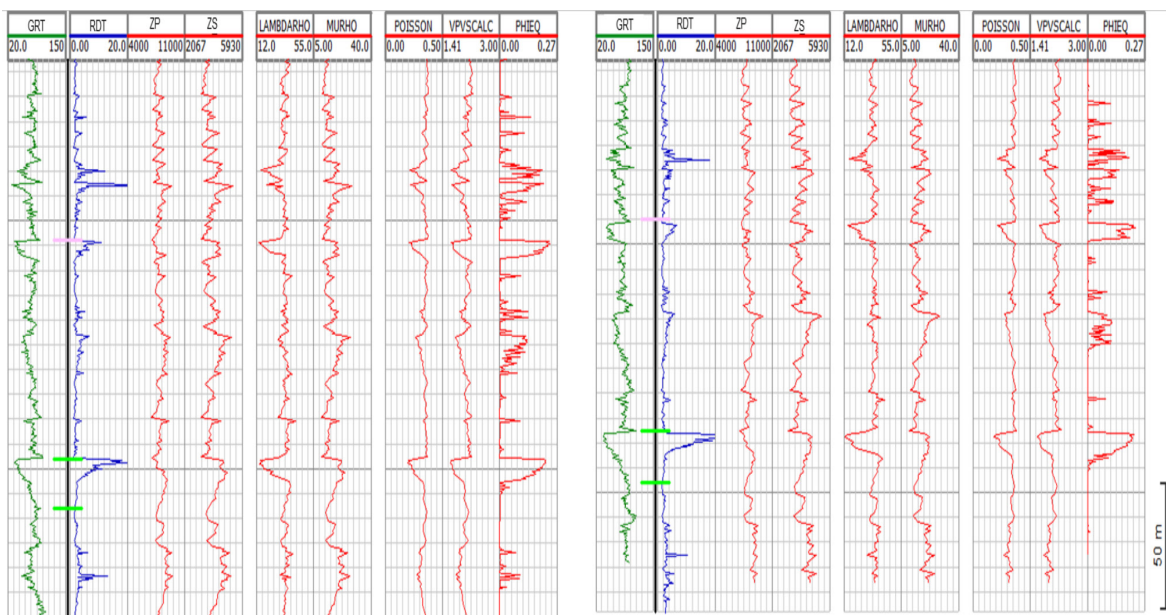


Figura 4. Curvas elásticas derivadas a partir de los perfiles de pozo disponibles.

iii. Finalmente se hicieron diversos crossplots entre las curvas elásticas calculadas y las curvas de *Gamma Ray* y Resistividad. Particularmente se encontró una muy buena correlación entre la curva de Impedancia S y *Gamma Ray* permitiendo identificar el espesor *gross* de la arena objetivo (Fig. 5).

INVERSIÓN DE TRAZA

La caracterización sísmica de reservorios es el conjunto de técnicas que permiten obtener, a partir de la respuesta sísmica y con el auxilio de los pozos, la distribución de las propiedades que describan el comportamiento de la formación cuando se intente ponerla en producción. En el

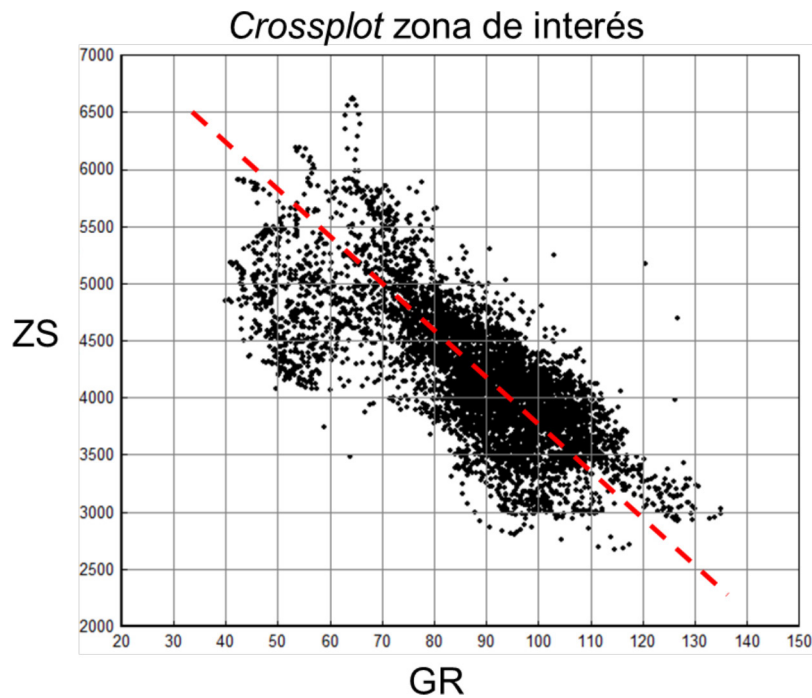


Figura 5. Relación entre impedancia S y *Gamma Ray* para los pozos disponibles.

presente trabajo se intentará obtener parámetros elásticos del subsuelo a partir de perfiles de pozos y trazas sísmicas, utilizando la inversión sísmica.

El proceso de inversión de traza se realizó *In-house*, utilizando como input datos de pozos (logs, curvas direccionales y topes), horizontes interpretados, fallas, cubo de velocidades y *gathers* (reprocesados en el año 2019). La inversión de traza sísmica reduce el efecto de la ondícula, reemplazando la sísmica por bloques de impedancia en un intervalo de muestreo en particular y su arreglo da un indicio de las capas de impedancia acústica del subsuelo, Simm, R. Bacon, M. (2014). Como resultado principal se obtienen 3 cubos de propiedades elásticas: Impedancia P (Z_p), Impedancia S (Z_s) y Densidad, a partir de los cuales se pueden obtener nuevos cubos de propiedades elásticas derivadas (Λ - ρ , μ - ρ , entre otros). Como entrada al proceso se utilizaron datos de perfiles y topes estratigráficos de 7 pozos en total, los datos post y *pre-stack* en tiempo del cubo sísmico (PSTM y *gathers*) y la información estructural (interpretación sísmica) para 7 niveles (3 en la zona objetivo). En una primera etapa se realizó una inversión post stack, teniendo como antecedente de caracterización de arenas gasíferas en la cuenca de Burgos el trabajo realizado por Lissa y Galán (2017). En una segunda etapa se realizó la inversión *pre-stack*. El flujo de trabajo consistió en el pre-acondicionamiento de los *gathers* y perfiles de pozo, generación de *angle gathers*, amarre de todos los pozos utilizando una ondícula estadística, extracción de una ondícula adecuada para la inversión utilizando pozos, generación del modelo inicial de baja frecuencia, prueba de parámetros, corridas de prueba, corrida de inversión final

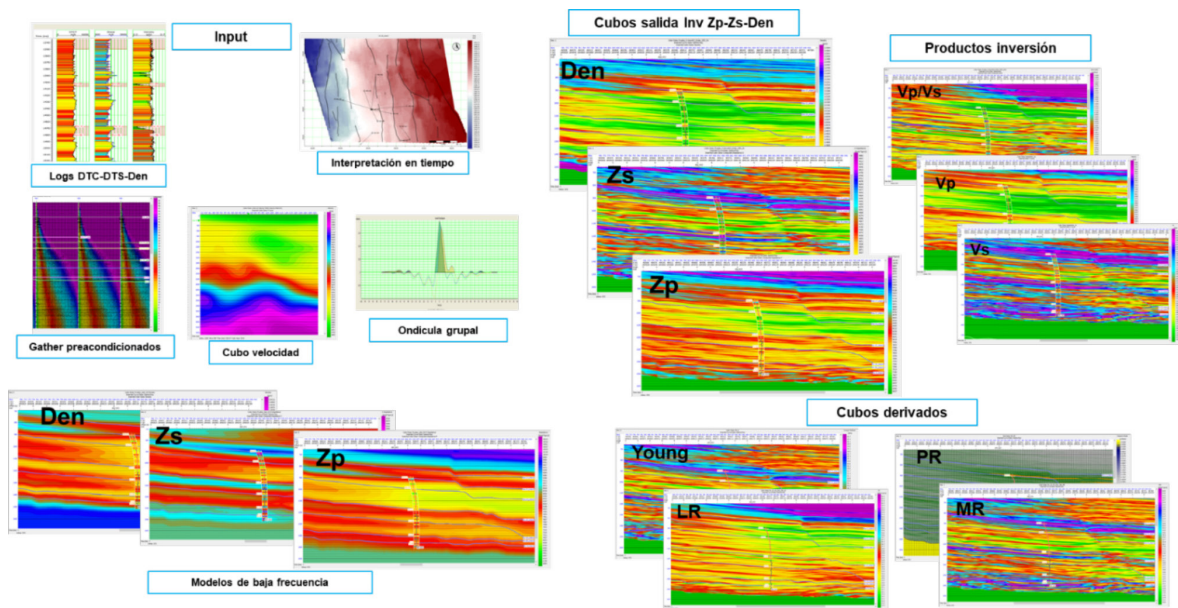


Figura 6. Esquema de trabajo para la inversión simultánea.

y QC de resultados. El esquema general del flujo de trabajo se puede observar en la Figura 6.

Una vez definidas las leyes finales tiempo-profundidad de los pozos se construyeron volúmenes de *background* en tiempo de Impedancia de ondas P, Impedancia de onda S y Densidad. La interpretación estructural 3D suavizada fue utilizada para guiar esta interpolación. Los cubos de propiedades así creados son usados como una estimación inicial de los atributos a invertir, y permiten incorporar la baja frecuencia que no está presente en el dato sísmico.

Se analizaron 4 opciones de interpolación para el modelo inicial: Inversa de la distancia, triangulación, Kriging y Co-kriging con velocidades sísmicas. Se definió utilizar Kriging como método de interpolación, por ser el más robusto y el que arrojó los mejores resultados durante el análisis. Se utilizó un filtro de corte de altas frecuencias 8/12 Hz, elegido en base al análisis de espectro de amplitud del dato sísmico disponible.

En las pruebas de inversión, se evaluaron la sensibilidad a la cantidad de iteraciones, al escalar empleado, a la ondícula, los parámetros del modelo y la ventana de análisis. Para ello, se realiza la inversión de traza en la posición de los pozos, que permite compararlos contra los valores de los perfiles, así como también comparar la sísmica contra la sísmica sintética. Los datos *input* son los *angle gathers* generados en la ventana de análisis y para todos los rangos de ángulos disponibles (2° - 36°), el modelo de baja frecuencia y la ondícula extraída. Se ajustaron los coeficientes de regresión a partir de la relación lineal entre $\ln(Z_s)$ y $\ln(Z_p)$,

y entre $\ln(\text{Den})$ y $\ln(Z_p)$ (Fatti 1994; Goodway 2001) por medio de crossplots, en donde también se puede ajustar el rango de datos a partir de los topes de los pozos. Del ajuste de la regresión lineal se obtienen como resultado los coeficientes que se utilizaron en la inversión. Luego de diversas pruebas con distintas ondículas y combinaciones de pozos, se optó por utilizar 5 pozos para el modelo inicial. La elección se basó principalmente en la distribución de los pozos, la disponibilidad de sónico dipolar, la longitud de los perfiles (descartando los que no atravesaban toda ventana de inversión utilizada) y la fase de la ondícula elegida para la inversión (teniendo que descartar aquellos pozos cuyo amarre difería en más de 30° de la ondícula final elegida).

La inversión simultánea, base del trabajo de caracterización, se pudo realizar en ventana única y amplia, lo cual fue posible dado que no se observaron cambios relevantes en la respuesta sísmica a lo largo de toda esta columna. Tanto el ancho de banda espectral como la fase se mostraron relativamente invariantes, justificando la adopción de una ventana única. Todos los parámetros fueron determinados mediante distintas pruebas, tanto en *target lines* como en cubos, como se esquematiza en la Figura 7.

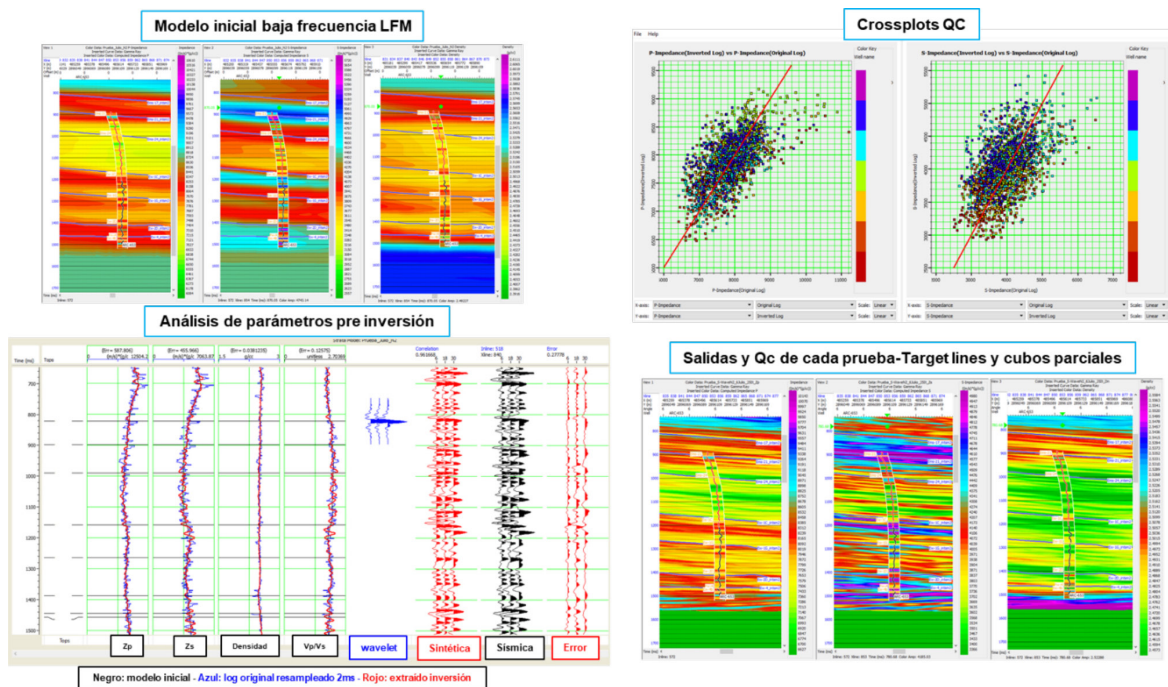


Figura 7. Esquema de trabajo para la determinación de los parámetros óptimos para la inversión simultánea.

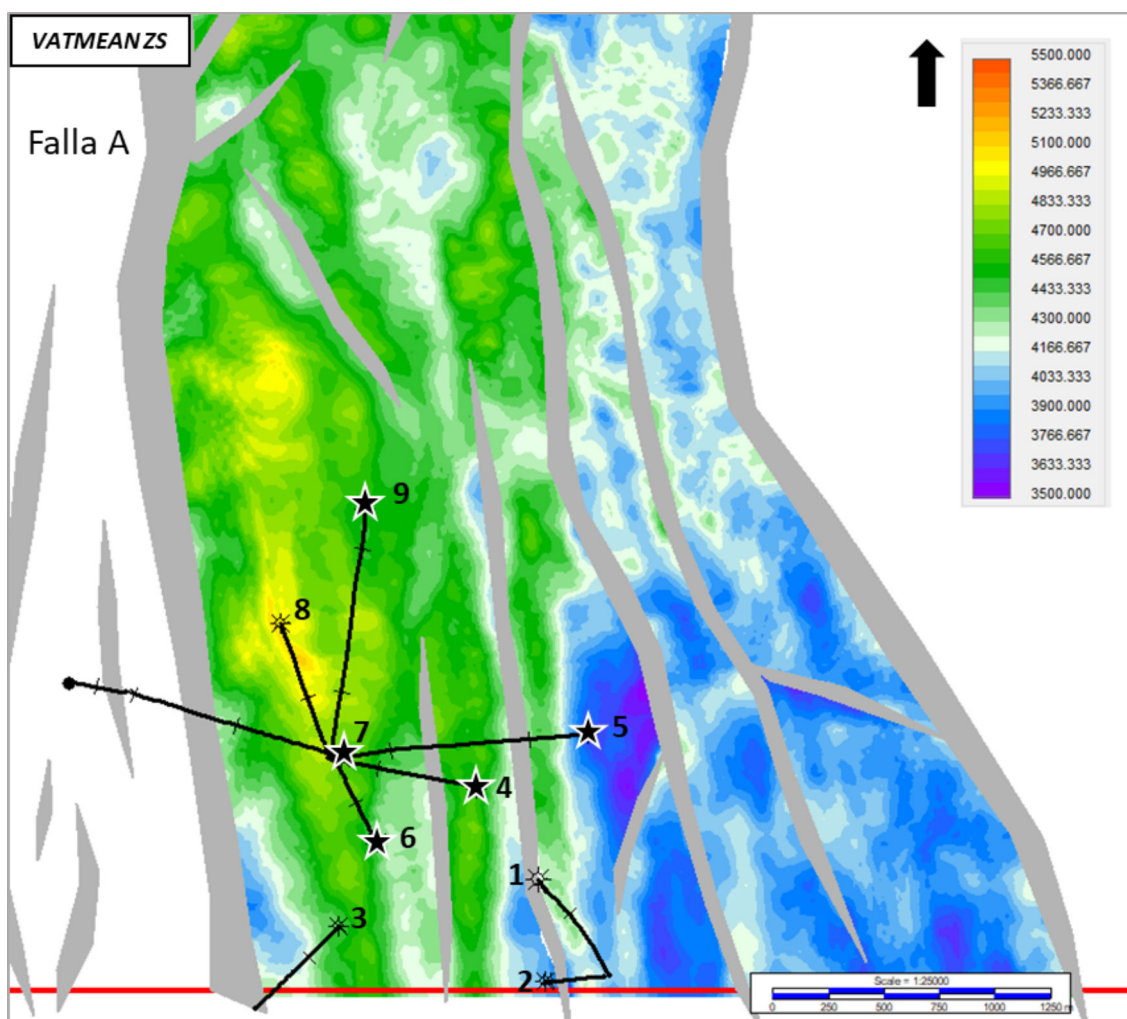
Los resultados finales fueron de muy buena calidad, obteniendo correlaciones con los datos de pozo de 70 y 80% para los cubos Zs y Zp respectivamente. En una tercera etapa, se cargaron los cubos producto de la inversión (Imp P, Imp S, Dens, LR, MR, PR, VP/VS) en el *software* de interpretación, y junto con la información de los pozos se realizó la caracterización del reservorio. El último paso fue la detección de zonas prospectivas (zonas de interés) en los cubos obtenidos.

RESULTADOS

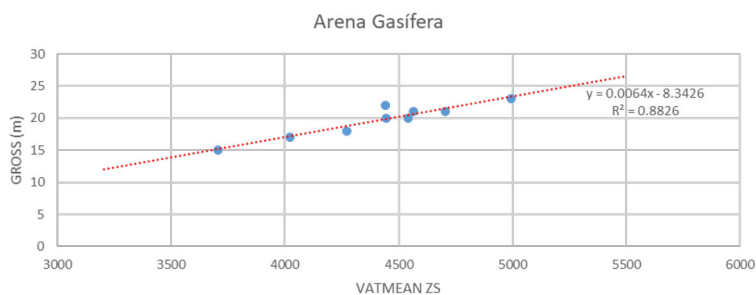
La interpretación de los resultados de los distintos cubos derivados de la inversión simultánea permitió realizar la extracción de atributos. En particular, se utilizó el cubo de Impedancia S y se extrajo el valor promedio de la amplitud (VATMEAN ZS) en una ventana de 8 mseg por debajo del horizonte asociado al tope de la arena productiva y correspondiente al espesor de la misma (Fig. 8 a). En base a la regresión observada, entre el atributo IS y espesor *gross* (Fig. 8 b), se obtuvo un mapa de espesor *gross* consistente con pozos testigos y verificando el análisis de prefactibilidad.

Dicho mapa de espesor *gross* presenta valores que van entre 15 m y 25 m (Fig. 9 a). Posteriormente, y avalado por el comportamiento observado en pozos vecinos, se pudo establecer una relación entre el espesor *gross* y espesor neto (Fig. 9 b) según la fórmula $0.619 * \text{gross} - 5.4275$ ($R^2: 0.85$) para finalmente convertir el mapa de espesor *gross* obtenido en un mapa de pseudoneto.

Como se puede observar en la Figura 9 c los valores de espesor neto, que se corresponden con valores menores a 17 m de espesor *gross*, fueron eliminados debido a que por debajo de este valor los resultados no son confiables, ya que se encuentran próximos al límite de la resolución sísmica calculada en el análisis de prefactibilidad, siendo estos afectados por efecto de *tuning*. De esta manera, se obtuvo un mapa coherente geológicamente teniendo en cuenta el modelo de deposición sinsedimentario asociado a la falla de expansión (Falla A), en donde se desarrollan los mayores espesores hacia el Oeste, próximo a la falla de expansión sin-depositacional con tendencia a disminuir al Este.

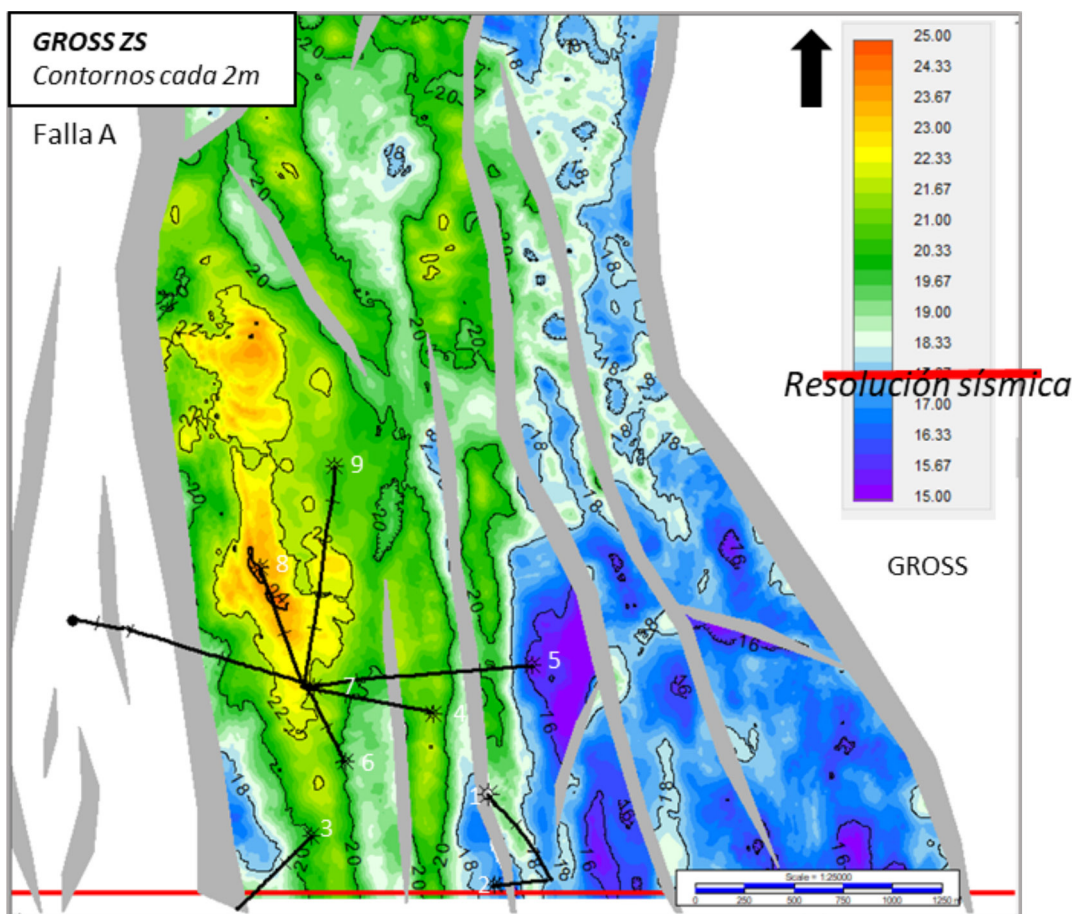


(a)

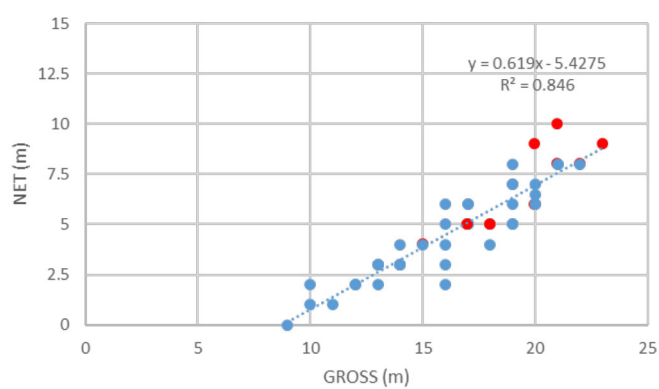


(b)

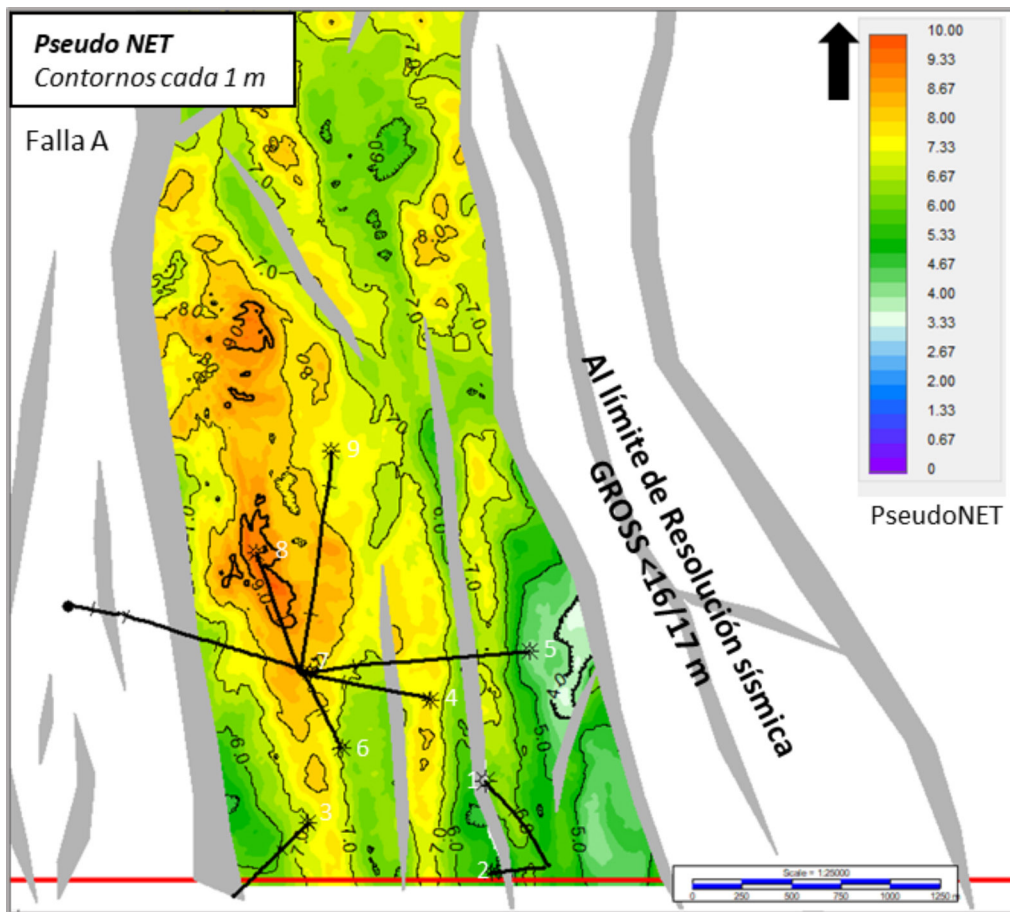
Figura 8. Extracción del atributo en una ventana de 8 mseg, correspondiente al espesor de la arena productiva. Las estrellas negras representan los pozos que fueron utilizados en la inversión simultánea (a). Relación entre el atributo obtenido de la inversión simultánea y espesor *gross* (b).



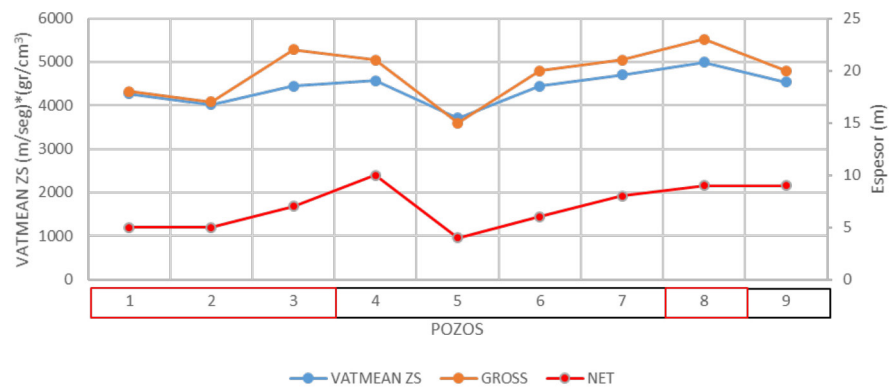
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 9. Mapa de espesor *gross* obtenido (a), Relación entre espesor *gross* y espesor neto (b), Mapa de pseudonet obtenido (c), Relación entre el atributo IS, espesor *gross* y espesor neto en los pozos del área. Los pozos 1, 2 y 8 no fueron utilizados para la inversión simultánea y sirvieron de blind test, además de corroborar el resultado con el último pozo perforado (d).

CONCLUSIONES

A partir de la interpretación de los resultados obtenidos con la Inversión simultánea se extrajeron atributos, utilizando ventanas que presentaran una correspondencia con el espesor de la arena productiva, obteniendo de esta manera un mapa de espesor *gross*. Finalmente se estableció una relación entre espesor *gross* y neto obteniendo como resultado final un mapa de pseudonet (Fig. 10), que hasta el momento solo se contaba con un mapa derivado únicamente de datos de pozos.

El mapa de pseudonet fue verificado con el último pozo perforado (figs. 10 y 11) obteniendo buenos resultados predictivos, presentando una diferencia de 1 m aproximadamente tanto con respecto al espesor neto como al espesor *gross* real, y servirá para ajustar la ubicación y

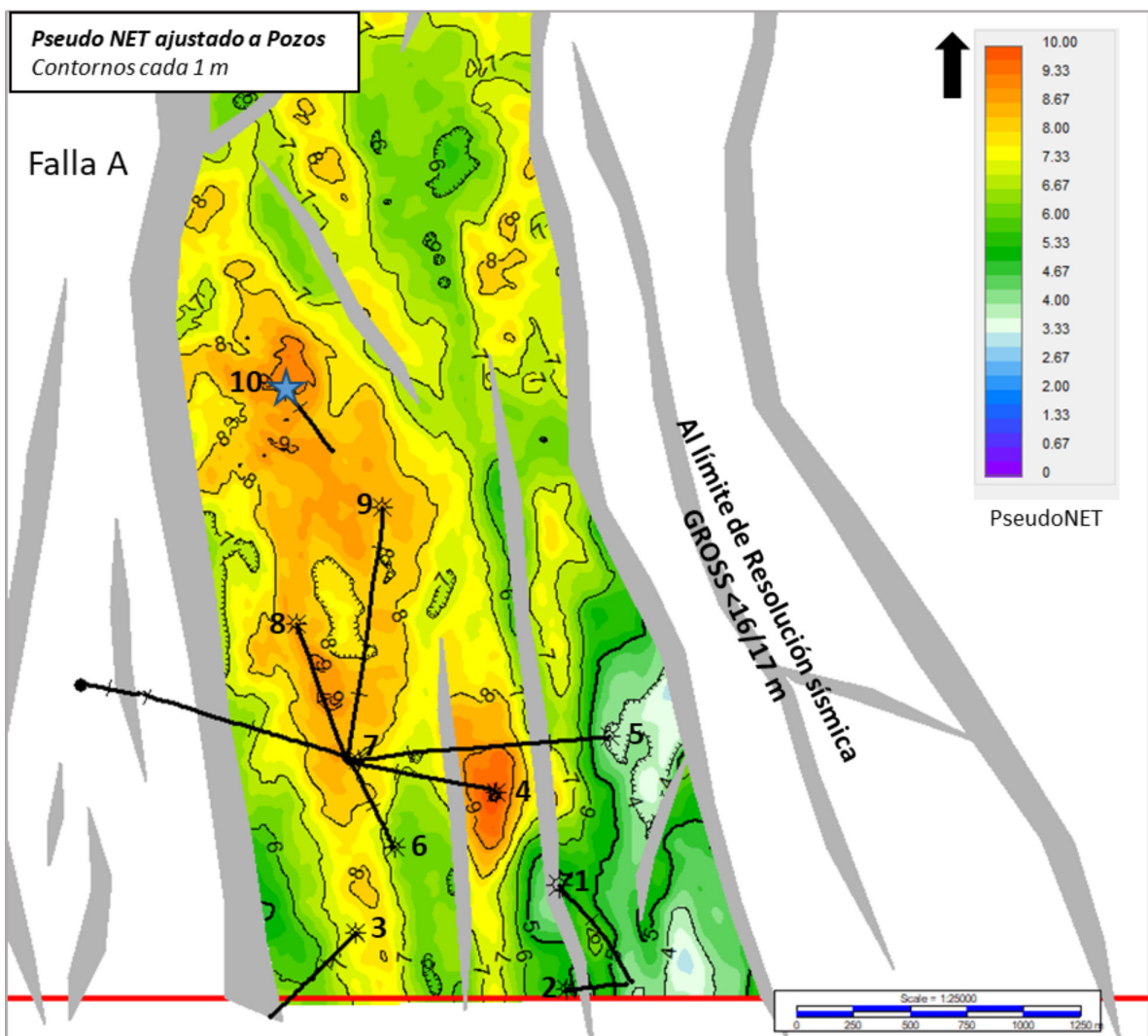


Figura 10. Mapa de pseudonet obtenido con el resultado del último pozo perforado (pozo 10), representado con una estrella de color celeste.

estimar el espesor de los pozos nuevos a perforar. Además de contribuir como input de un modelo de simulación, cálculo de volumetría y reservas de la arena productora.

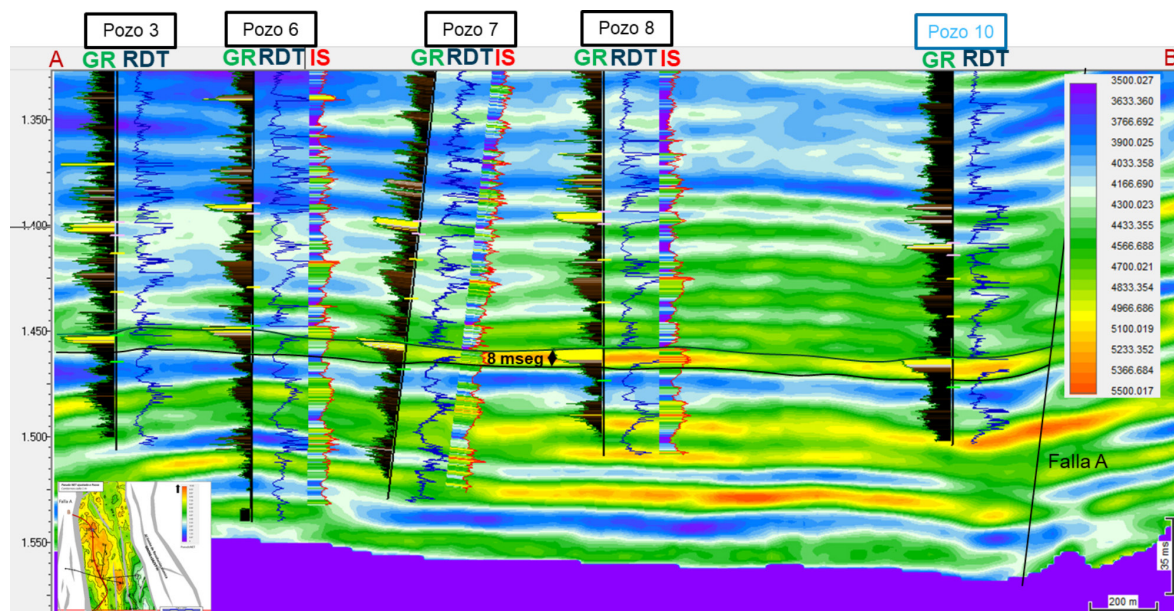


Figura 11. Línea sísmica arbitraria sobre el cubo de IS, con el resultado predictivo del último pozo perforado.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Tecpetrol y a todos los que hicieron posible la realización y publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Fatti J.L, Smith G.C, Vail P.J, Strauss P.J, Levitt P.R, 1994. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3D seismic case history using the Geostack technique, *Geophysics* 59, 1362-1376.
- Goodway W., 2001. AVO and Lamé constants for rock parameterization and fluid detection, *CSEG RECORDER*, June 2001.
- Lissa, S. y Galan, A., 2017. Límites de la utilización de las amplitudes sísmicas como indicadores de gas mediante el análisis de las curvas de *tuning*. Aplicación para el campo Arcabuz Oeste en el bloque Misión, Méjico, XXVIII Reunión científica de la Asociación Argentina de geofísicos y geodestas y tercer Simposio sobre Inversión y Procesamiento de señales en exploración sísmica, AAGG-FCA-GLP, libro de resúmenes expandidos, p.212-216, La Plata, Argentina.
- Simm, R. & Bacon, M., 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge, New York: Cambridge University Press. 271 pp.

