

CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE RESERVORIO – INVERSIÓN GEOESTADÍSTICA Y MODELADO ESTÁTICO - LOS CALDENES

Leandro Alimonti¹, Joaquín Ernesto Cardozo², Ariel Pablo Kautyian Zisiyian³

1: YPF S.A. leandro.alimonti@ypf.com

2: YPF S.A. joaquin.cardozo@ypf.com

3: YPF S.A. ariel.kautyian@ypf.com

Palabras clave: Geoestadística, inversión, caracterización sísmica, modelado

ABSTRACT

With the purpose of contributing to the geological model and to the improvement in the mapping of the reservoir facies of the base of the Fm. Quintuco and the top of the Fm. Sierras Blancas for the location of an advance well, which will allow development to continue and incorporate proven reserves in the Los Caldenes area, a seismic characterization of reservoirs was carried out using the stochastic inversion method. The work allowed to improve the vertical detail and the spatial distribution of the reservoir facies as well as the delimitation of the most important geometric characteristics. In addition, information was obtained on the acoustic properties of the medium that allowed obtaining the total and effective porosity derived for the characterization of the reservoir. The quality control of the investment results, the probability maps of the reservoir rock and the most probable facies, is done with information from electrofacies, yielding a very good fit.

To carry out a good sampling of the probability function in the intervals of interest, 60 realizations were run, which allowed estimating the volumetric distribution of the reservoir rock and the volumes P10, P50 and P90 were derived.

Once the outputs impedance P, probability of reservoir rock, total and effective porosity are obtained, they are incorporated in the modeling stage and are used as a co-variable to populate the reservoir facies.

The integration of the information derived from the seismic characterization in the geological modeling makes it possible to reduce the uncertainty in the facies distribution, especially in areas where there is little well control.

INTRODUCCIÓN

El trabajo tuvo como objetivo mejorar la resolución vertical y distribución areal de las facies reservorios de las Fm. Quintuco y Sas Blancas en el modelo geocelular *full field* del área Los Caldenes, dicha área se encuentra en la provincia de Rio Negro a 60 km al norte de la ciudad de Neuquén (ver Fig. 1). A su vez se logró ajustar la ubicación de un pozo de avanzada el cual dado

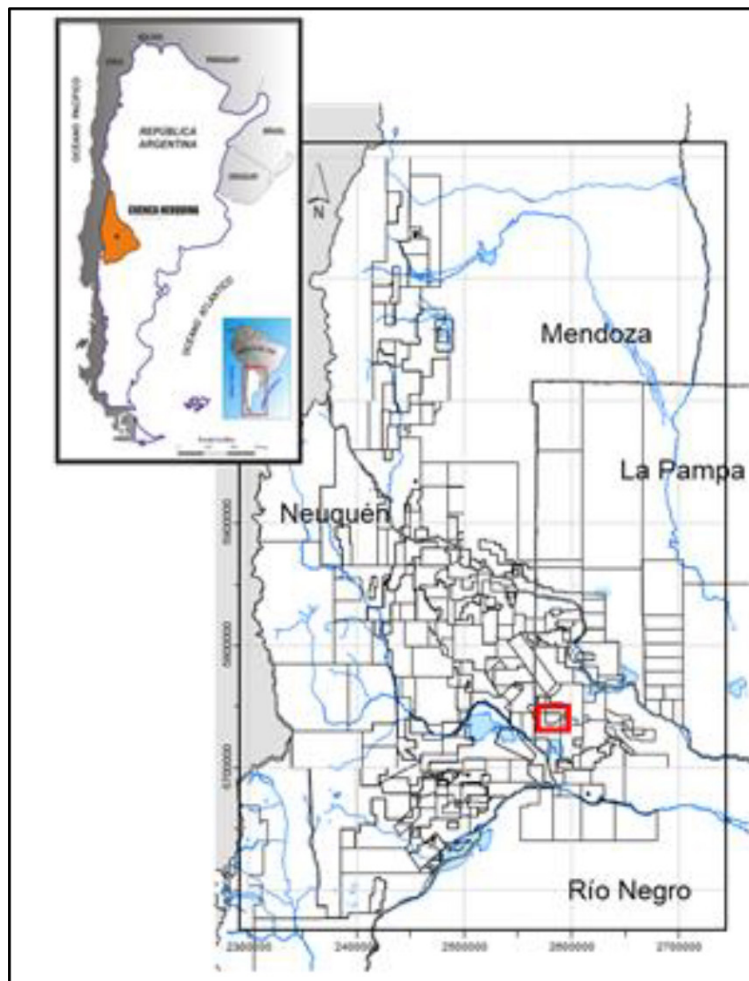


Figura. 1. Ubicación geográfica de Los Caldenes.

éxito, permitirá comprobar alrededor de 4 Mm³ de OOIP para los reservorios de las Formaciones mencionadas, continuar con el desarrollo del bloque y por ende la incorporación de reservas comprobadas.

SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN QUINTUCO

La Fm. Quintuco integra la secuencia Transgresiva-regresiva Titoniana-Valanginiana que se inicia con los depósitos marinos de la Fm. Vaca Muerta y que culmina con los términos continentales fluvio-deltaicos de la Fm. Centenario.

Regionalmente la variación litofacial condiciona la distribución de las zonas productivas. Se puede citar como caso más cercano al área de Bajo el Piche 20 km al norte, donde predominan las litofacies calcáreas y clásticos terrígenos, los primeros estarían asociados a procesos generadores de porosidad y permeabilidad secundaria (disolución y dolomitización) mientras que los segundos

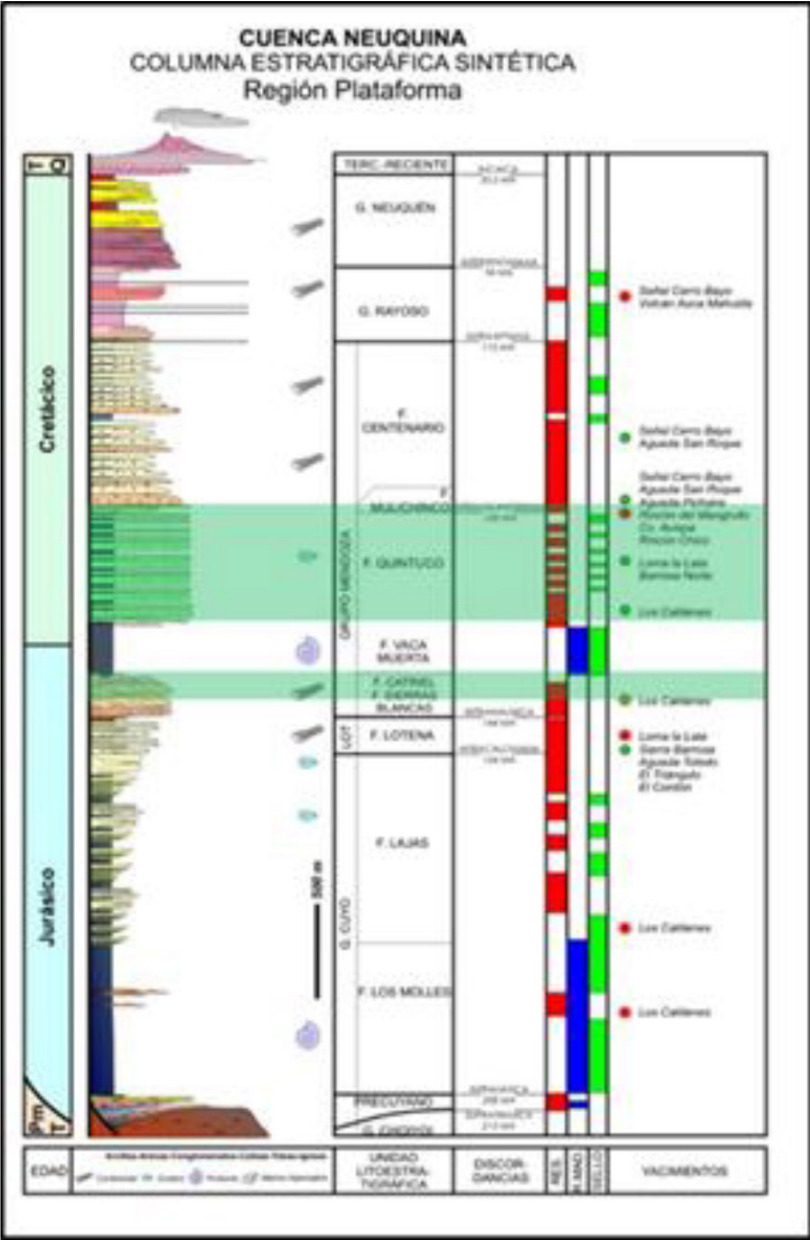


Figura 2. Columna estratigráfica del área. En verde se indican las formaciones objetivo.

pueden llegar a constituir buenos reservorios conservando sus propiedades de porosidad y permeabilidad.

En el área Los Caldenes en la sección media-inferior de la Fm. Quintuco se pueden observar los principales cortejos sedimentarios e identificar los principales patrones de apilamiento y su variación de espesor. El primero (Quintuco 1), se relaciona con el inicio de la progradación luego de la máxima inundación perteneciente a Vaca Muerta. La línea de costa prograda hacia el interior de la cuenca en sentido NO, dándose un patrón de apilamiento siguiendo a Schlager 2002 como del tipo “*catch up*” y “*keep up*”. Domanico *et al.* Las facies representativas de esta secuencia son

calizas *packestone* a *grainstone* que progradan hacia el O-NO, llegando a espesores de hasta 28m, y con algunos lentes silicoclásticos o bien parches de caliza dolomitizada que difícilmente superan los 8 m de potencia, y que serían indicativos de pequeños períodos de exposición de superficie o bien dolomitización que podría inferirse por mezcla de aguas marinas con aguas meteóricas.

La progradación inicial conformada por la secuencia Quintuco 1 generó un desplazamiento de la línea de costa hacia el interior de la cuenca, lo que consecuentemente produjo la inhibición en gran parte de la producción de carbonatos. La abrupta aparición de clásticos intermareales se infiere como respuesta a una caída del nivel de base. El relleno de esta en la etapa de ascenso generó un sistema progradante de mar bajo (LST, *Lowstand system tract*) el cual fue aprovechado

por depósitos siliciclásticos, principalmente areniscas y areniscas conglomerádicas (Quintuco 3), que progradaron hacia el interior de cuenca generando un aumento de espesor de los depósitos hacia el Oeste, de 40 a 70 m. Domanico *et al.* Las facies clásticas analizadas ocurren superpuestas, conformando sucesiones con arreglos de tendencia grano y estrato crecientes, definiendo al menos cinco ciclos somerizantes principales.

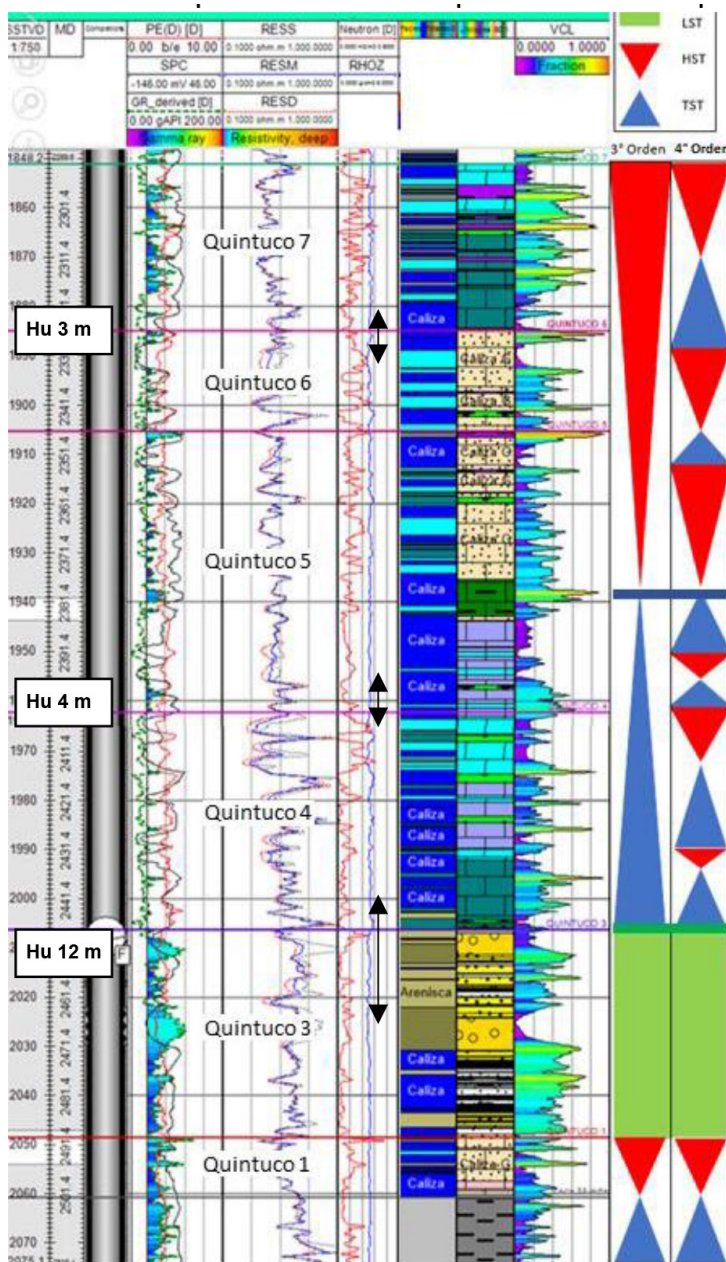


Figura 3. Representación de facies y cortejos sedimentarios a partir del sondeo Ce-2 para la sección inferior y media de la Fm. Quintuco. Obsérvese también valores de espesor útil en las secuencias 3, 4 y 6.

En función de las características de las asociaciones de litofacies principales, y el arreglo grano-estrato creciente que presentan las sucesiones de facies, es posible interpretar en un sentido general a estas rocas, como depositadas por la progradación de sistemas deltaicos gravosos-arenosos, probablemente multicanalizados, que descargaban sedimento en un contexto marino somero con desarrollo de sedimentación mixta (siliciclástico predominantemente, con influencia de sedimentación carbonática) afectado principalmente por tormentas, y menor medida por mareas. Estos depósitos clásticos constituyen el principal reservorio de petróleo en la estructura Manzano Grande y en general presentan una porosidad promedio de 12% y permeabilidades de 15 a 20 mD.

Durante este patrón de apilamiento correspondiente a un sistema de mar bajo, el clima rigurosamente árido planteado por Carozzi *et al.* 1993, a partir de datos palinológicos, hace suponer evaporación en sectores de aguas muy someras que depositó al tope de la secuencia niveles evaporíticos de anhidrita que se distribuyen de forma heterogénea en todo el campo y que llegan a poseer de 3m a 8m de espesor.

Finalizado el patrón de apilamiento retrogradante de la secuencia Quintuco 4, el sistema queda sometido a un cambio en la evolución estratigráfica, pasando a ser parte de un sistema de mar alto (HST, *Highstand system tract*), desarrollando en principio (Quintuco 5) los mayores espesores de facies de caliza hacia el oeste, pero luego concentrándose en cercanías al continente (Quintuco 6), pareciendo haber cambiado el sentido principal de progradación de NO a O. La dolomitización en ambas secuencias se distribuye de manera heterogénea a lo largo de todo el campo, conformando geometrías “en parche” principalmente para Quintuco 6 y desarrollando mayores espesores hacia el este.

Tanto las facies dolomíticas de las secuencias 4, 5 y 6 como las clásticas de la secuencia 3 constituyen reservorios de espesores útiles reducidos que están por debajo de la resolución sísmica (Fig. 3).

SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN SIERRAS BLANCAS

La Fm. Tordillo de edad Kimmeridgiano (Jurásico Superior) se corresponde en subsuelo a las Formaciones Catriel y Sierras Blancas siendo esta última el principal reservorio del área, ver columna estratigráfica en Fig. 2. La Fm. Sierras Blancas está compuesta por areniscas de ambiente fluvial en la base y eólico hacia el tope, posee en general buenas características de reservorio, siendo uno de los principales reservorios de la cuenca. En el caso del área los Caldenes presenta importantes variaciones de porosidad y permeabilidad por causas diagenéticas (crecimiento autigénico de clorita-esmectita), definiendo en muchos casos sellos verticales que bajan de manera considerable el net to gross y por ende el espesor útil del reservorio, ver Fig. 4. La granulometría de las facies eólicas en general es de fina a mediana de composición cuarzo-lítica, y hacia la parte inferior intercalan niveles de areniscas con niveles pelíticos (intraclastos), esta deposición abarca sedimentos provenien-

tes de bajadas aluviales a sistemas canalizados, (areniscas conglomerádicas). La porosidad promedio es de 15% y la permeabilidad en un rango de 10 a 100 mD, ver Fig. 4.

Dentro de las facies eólicas de dicha Formación, existen superficies de discordancia cuya arquitectura posiblemente ejerza un control sobre

Figura 4. Representación de facies eólicas y su distribución vertical. De izquierda a derecha track 1 (GR, SP, PE), track 2 punsados, track 3 restividad, track 4 PHIE, track 5 SW, track 6 K (mD), track 7 presiones, track 8 HU y en el track 9, en naranja las facies con porosidades efectivas entre 10%-12% y en amarillo las facies con $\phi_{hie} > 12\%$.

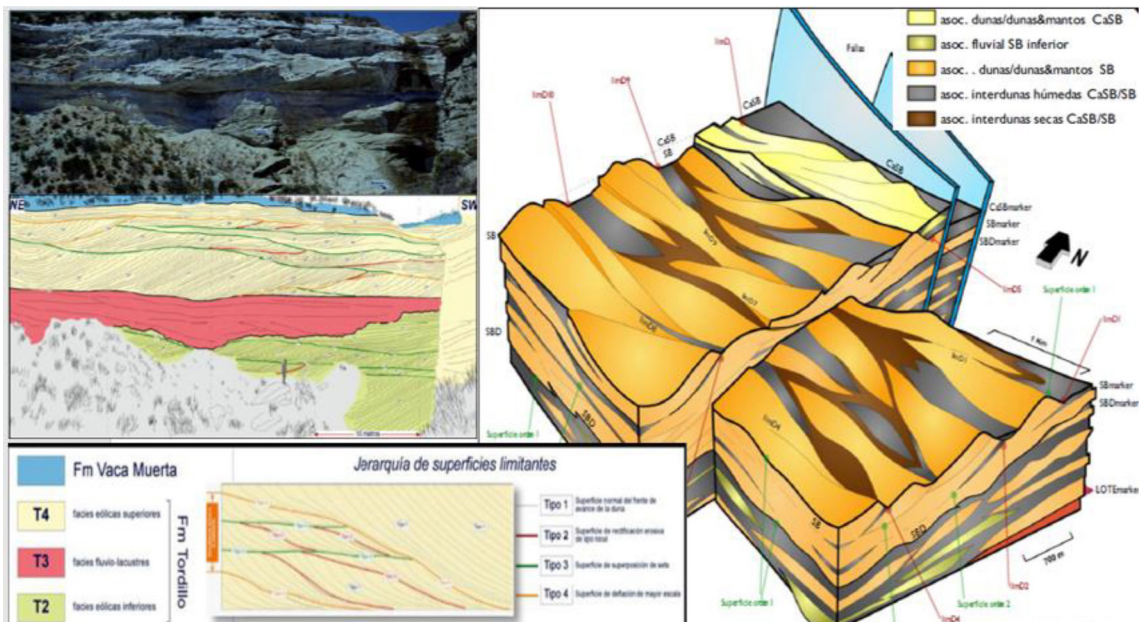
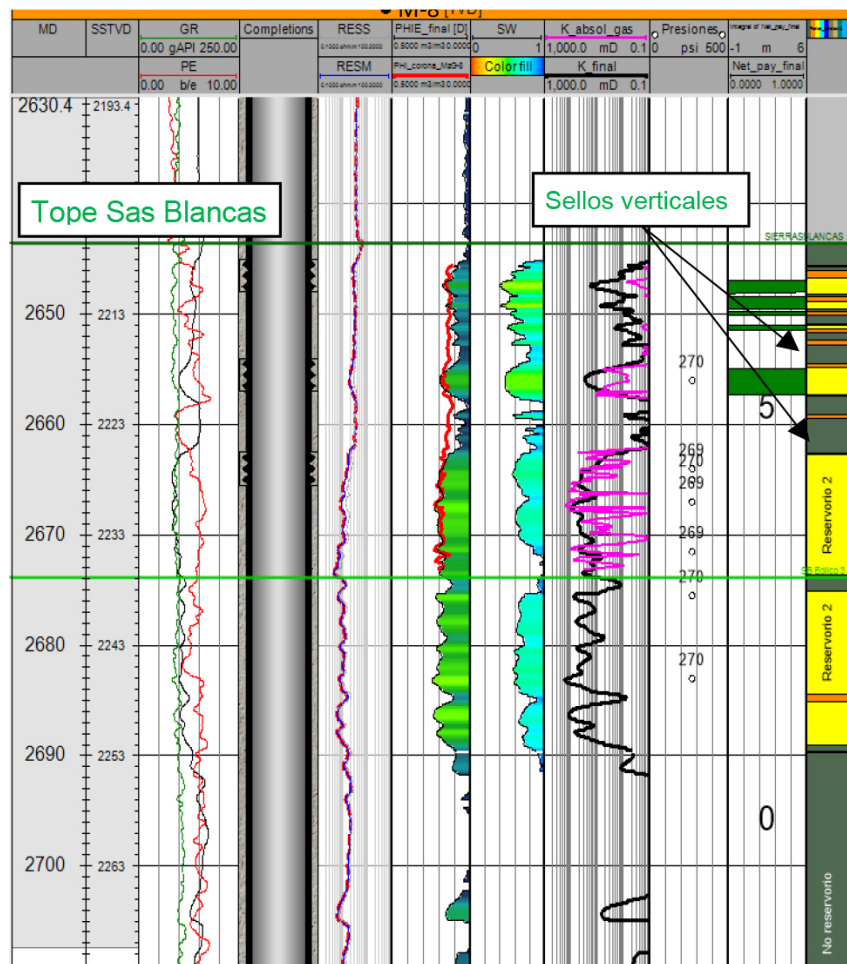


Figura 5. Modelo conceptual esquemático para los intervalos principales de SB, basado en interpretaciones sismoestratigráficas, geometrías y heterogeneidades en afloramientos de superficie (Dibujo Ranalli/Cavilla).

fluidos y su conectividad hidráulica. Estas barreras impermeables, tanto en sentido lateral como vertical estarían asociadas a las geometrías y superficies limitantes del sistema eólico actuando como cierres laterales que generan entrapamientos estratigráficos o combinados, como en el caso del yacimiento Loma la Lata (Fig. 5).

Dada la heterogeneidad areal y vertical descripta para los reservorios de ambas formaciones se pensó en la inversión estocástica como un proceso que permita mejorar la predicción y disminuir la incertidumbre en el mapeo de las facies reservorios, algo que con la sísmica no se ha logrado resolver completamente (Fig. 6).

	Velocidad Prom [m/s]	Frec Prom [Hzs]	Resolución Vertical [m]
Fm Qtco	3125	33	23.7
Fm SB	3170	33	24

Figura 6. Cálculo de resolución sísmica para las distintas formaciones.

ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO

La adquisición de la sísmica fue realizada entre abril y mayo del año 1998, y el procesamiento de la sísmica fue realizada en 2012. Posteriormente en los años 2014 (*merge*) y 2016 (cambios de fase) se hicieron procesos menores sobre el cubo. A continuación, se pueden observar en las Figs 7 y 8 los parámetros de procesamiento y adquisición.

- Conversión de formato SEG-D a formato de procesamiento
- Armado de geometría
- Picado de primeros arribos y chequeo de geometría
- Corrección por divergencia esférica
- Edición de amplitudes anómalas por rango de frecuencias
- Compensación de amplitudes consistente en superficie
- Deconvolución consistente en superficie
- Edición de amplitudes anómalas por rango de frecuencias
- Análisis preliminar de velocidades
- Estáticas residuales (primer paso)
- Análisis de velocidades
- Estáticas residuales (segundo paso)
- Blanqueo espectral TVSW antes de suma
- Atenuación de amplitudes anómalas en el dominio del *offset* común
- Migración PSTM
- Postproceso *gathers* PSTM compensación de amplitud
- Enmudecimiento frontal
- *Stack*
- Reducción de ruido aleatorio *Post Stack*
- Filtro y blanqueo de amplitudes *Post Stack*.

Figura 7. Secuencia de procesamiento.

CONTROL DE CALIDAD DATOS

Se realizaron extracciones RMS en ventanas amplias sobre BVM y bajo la misma para encontrar rasgos que no sean geológicos sobre el dato sísmico. Se extrajo una ventana de 400 ms (Fig. 9a) que evidencia un *footprint* suave que se atenúa en profundidad cuando utilizamos una ventana de 300 ms bajo BVM (Fig. 9b). Posteriormente utilizamos el mismo atributo en ventanas de menor tamaño para poder focalizarnos sólo en los niveles de interés. Nuevamente en los niveles más someros aparece un rasgo de *footprint* de mayor preponderancia, Fm. Quintuco (Fig. 9c) y que desaparece para la Fm. Sierras Blancas (Fig. 9d).

Luego, analizamos un modelo digital de elevaciones del área para ver si algunos de los rasgos vistos en estas extracciones de amplitud tienen correlación con características de superficie (Fig. 10).

También observamos donde se concentra la mayor energía del espectro de amplitud, la misma se sitúa entre los 10 y 55 a 60 Hzs, siendo una sísmica de banda restringida (Fig. 9 e y f).

Los horizontes del proyecto (Fig. 11) fueron utilizados para la construcción del modelo estructural y de bajas frecuencias para la realización de la inversión determinística que efectuamos previamente (Fig. 12). Se obtuvieron correlaciones muy altas en los atados de pozos y las ondículas estimadas fueron estables tanto en amplitud como en fase (Aproximadamente 90°). Cada nivel del modelo estructural será utilizado para la configuración de las variables estadísticas en cada formación (Fig. 13 y 14). Las distribuciones de los parámetros elásticos dentro de la Fm. Sierras Blancas fueron Log normal para la facie denominada Res2, mientras que para las facies “Res” y “No res” fueron modeladas con distribuciones normales, como así también, para las facies “Res” y “Nores” dentro de la formación Quintuco.

Los variogramas fueron realizados en un área libre de fallas para que no interfieran en el estudio de la variabilidad del dato (Fig. 14). Los variogramas horizontales fueron ajustados sobre extracciones RMS de la inversión determinística sobre cada nivel estructural, tanto, para la formación Sierras Blancas, como para la formación Quintuco. Los variogramas verticales se realizaron y ajustaron sobre cada pozo.

Con los variogramas horizontales intentamos modelar cuerpos de extensiones entre 1 a 2 km de ancho y largo, esta sectorización de cuerpos y geometrías fue obtenida a partir de trabajos previos donde se han realizado descomposiciones espectrales, volúmenes de facies y análisis de espesores utilizando los horizontes interpretados (Ranalli 2018).

Para esto, se han aplicado filtros espaciales sobre los variogramas removiendo tendencias de cuerpos de mayor escala, permitiéndonos aproximar/modelar cuerpos consistentes al modelo geológico discutido con el geólogo del área.

Compañía	Western Geophysical
Equipo	I/O System II
Tendido	Simétrico
Intervalo de muestreo	2 milisegundos
Longitud de registro	4 segundos
Estaciones receptoras	14061
Estaciones fuente	16609
Fuentes:	
Distancia entre líneas fuente	360 metros
Distancia entre estacas fuente	60 metros (dirección Este – Oeste)
Número total de canales	720 (6x120 canales)
Arreglo de vibradores	Box
Longitud de arreglo	12m x 4m
Número de barridos	4
Longitud de barrido	2
Frecuencia de barrido	
Tipo de barrido	
Detectores:	360m
Distancia entre líneas receptoras	60m (dirección Norte – Sur)
Líneas receptoras por swath	6
Offset máximo	3940 m
Máximo mínimo	45 m
Patrón de recepción	Box
Total de geófonos por grupo	12
Longitud del arreglo de recepción	12 m x 4m

Figura 8. Parámetros de adquisición.

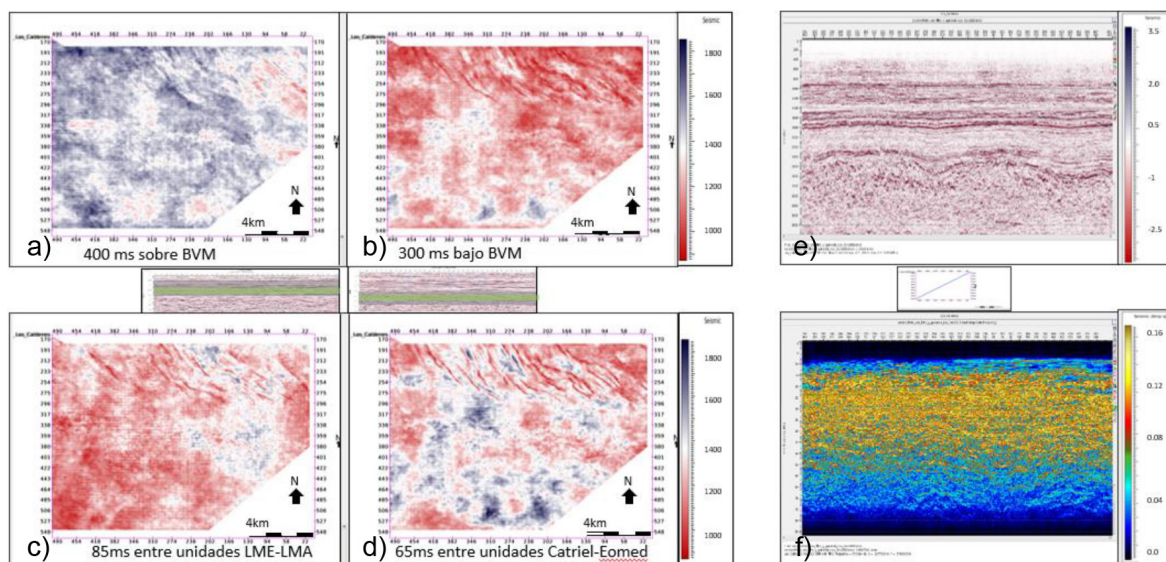


Figura 9. a) Ventana de extracción RMS de 400ms sobre BVM. b) a) Ventana de extracción RMS de 300 ms bajo BVM. c) Ventana de extracción RMS de 85 ms entre las unidades de Quintuco LME-LMA. d) Ventana de extracción RMS de 65 ms entre Catriel y el cólico medio de Sierras Blancas. e) Sección sísmica. f) Espectro de amplitud traza a traza de la sísmica.

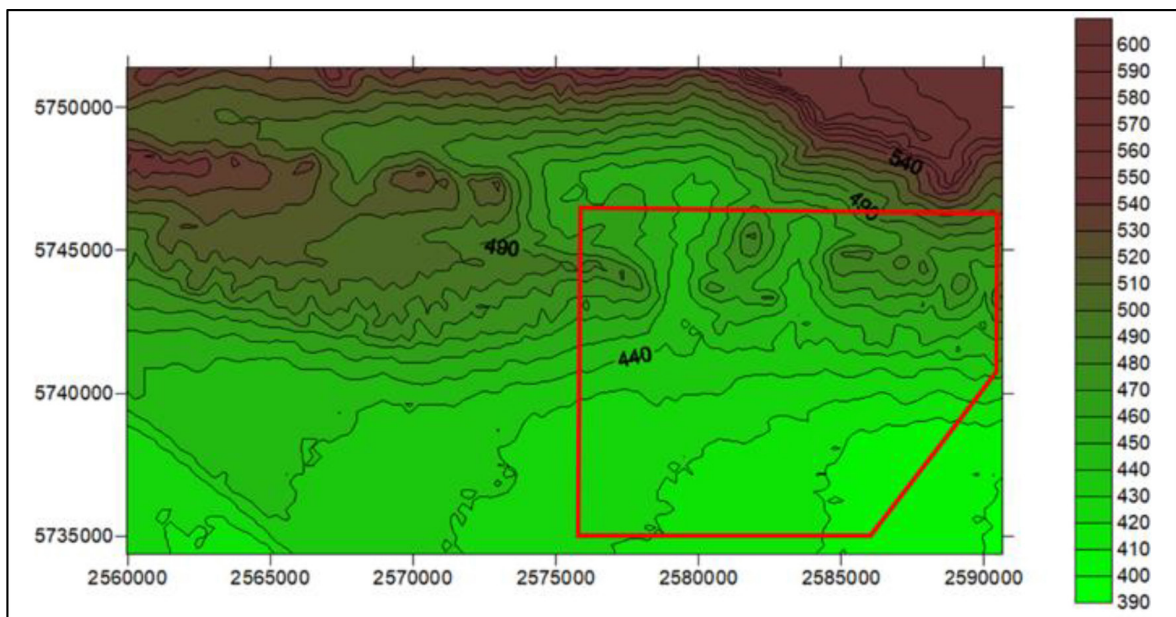


Figura 10. Modelo digital de elevaciones en el área de Los Caldenes (sistema de coordenadas chosmalal).

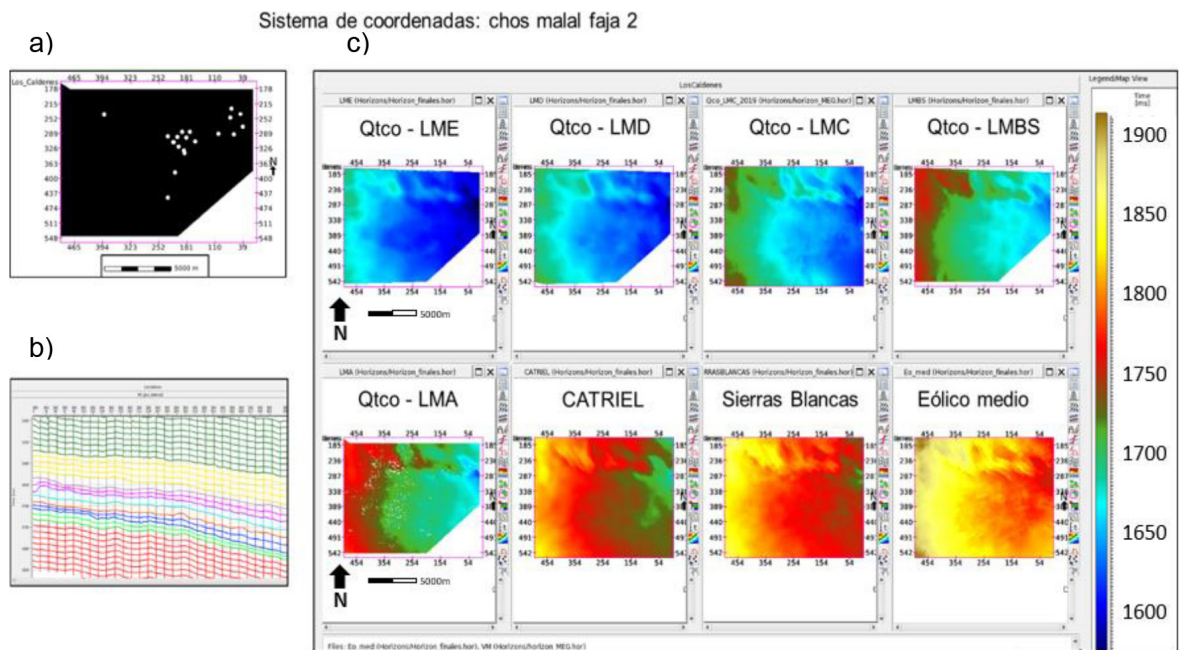


Figura 11. a) Cobertura sísmica. b) modelo estructural. c) Horizontes.

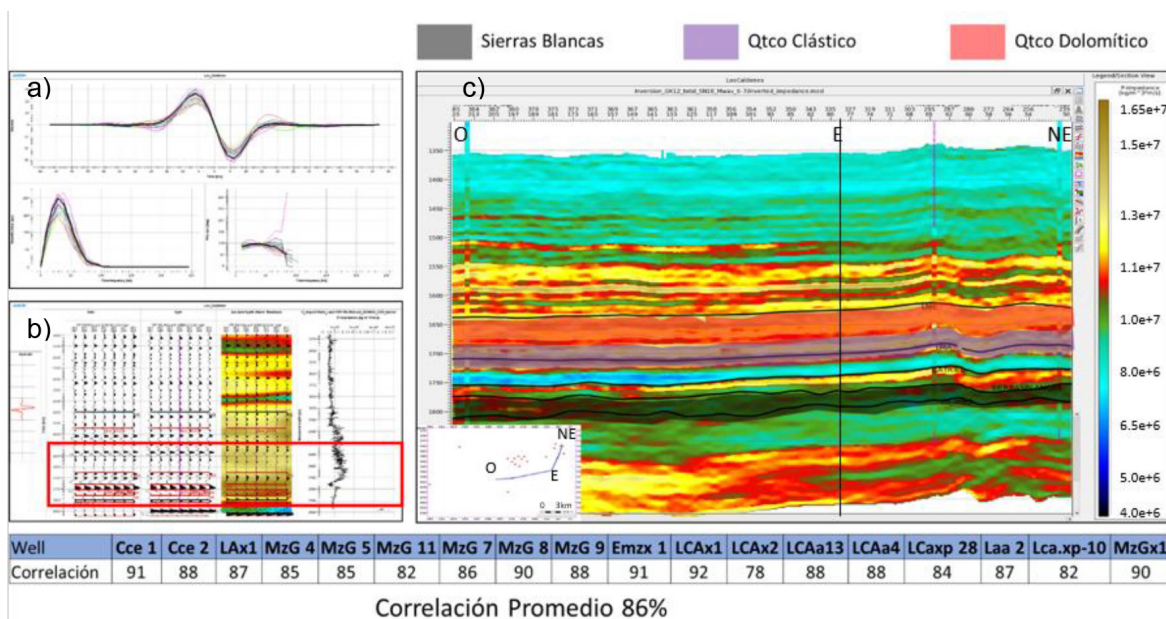


Figura 12. a) Ondícula estimada y atado de pozo. Inversión determinística. b) Correlación de atados en los diferentes pozos.

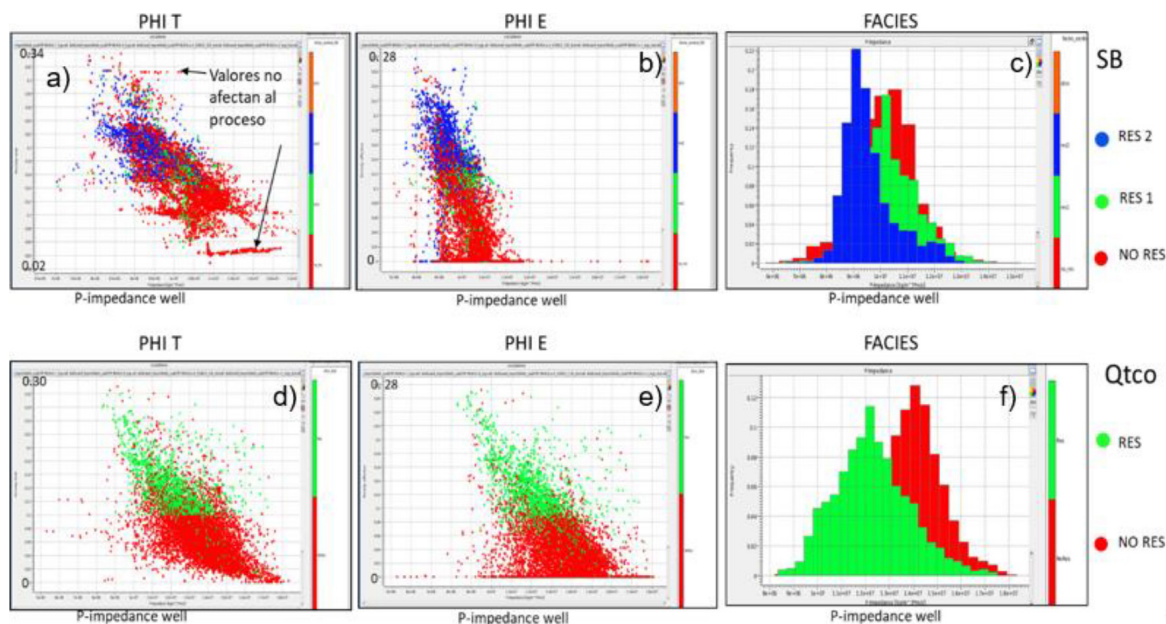


Figura 13. a) Xplot impedancia P vs porosidad total en Sierras Blancas. b) Xplot impedancia P vs porosidad efectiva en Sierras Blancas. c) Distribución de parámetros elásticos según la impedancia P en Sierras Blancas. d) Xplot impedancia P vs porosidad total sobre Quintuco clástico. e) Xplot impedancia P vs porosidad efectiva en Quintuco clástico. f) Distribución de parámetros elásticos según la impedancia P en Quintuco clástico.

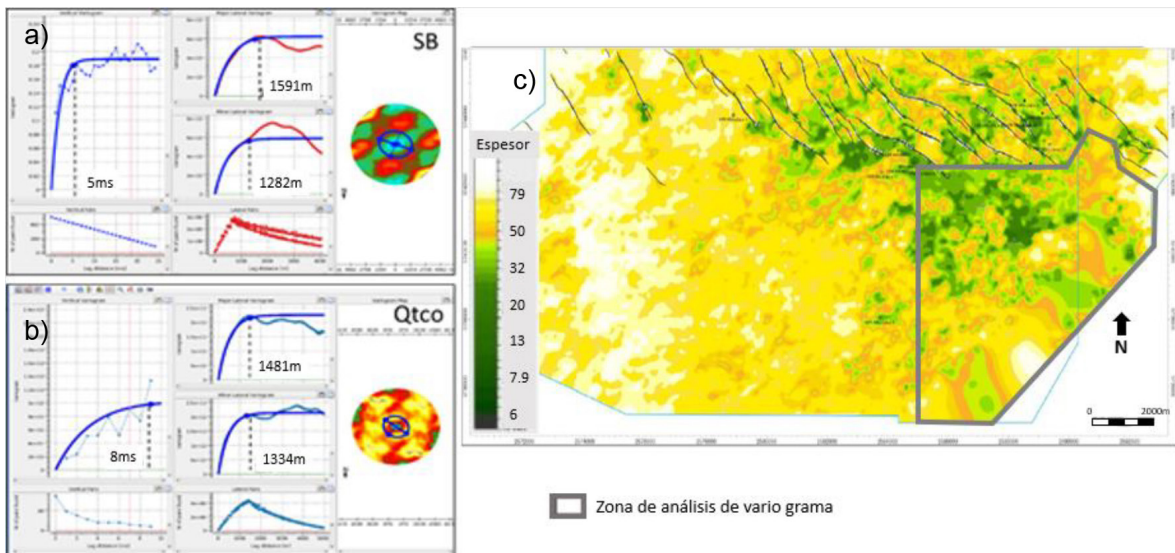


Figura 14. a) Ajuste de variogramas en Sierras Blancas. b) Ajuste de variogramas en Quintuco clástico c) Mapa de espesores, el polígono gris marca la zona de interés y donde se realizó el análisis.

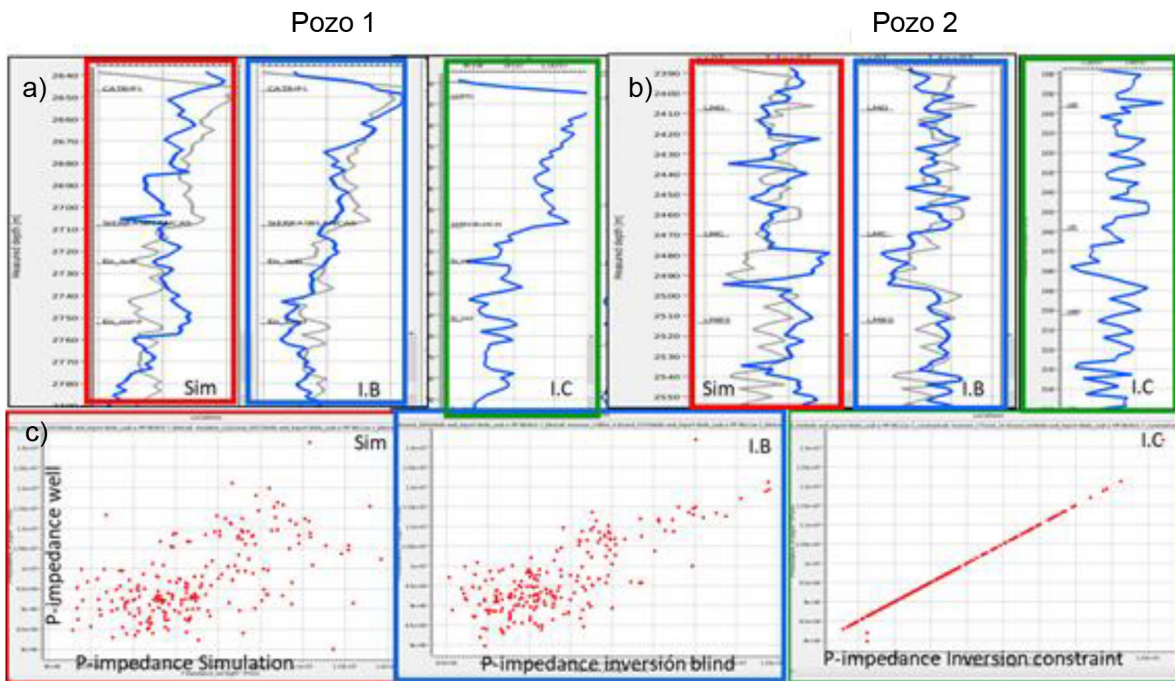


Figura 15. Los recuadros rojos indican procesos de simulación, azules de inversión blind test e verdes de inversión constraint. a) Perfil de impedancia del pozo 1 (línea gris) comparado contra los procesos de simulación, inversión blind teste inversión constraint (línea azul). b) Perfil de impedancia del pozo 2 (línea gris) comparado contra los procesos de simulación, inversión blind teste inversión constraint (línea azul). c) Xplots de los pozos 1 y 2 para los procesos de simulación e inversión.

Posterior a la configuración de los parámetros estadísticos, se efectuaron simulaciones donde analizamos el poder de detalle vertical y rangos de valores que obtendremos en nuestros perfiles de impedancia modelados, contrastándolos contra los perfiles de pozos (Fig. 15 – recuadros rojos). El paso siguiente es realizar una inversión blind test (parcial o total), y veremos como el dato sísmico/Inversión determinista genera un condicionamiento y restricción en los valores de impedancia generados (Fig. 15 – recuadros azules). Por último, se ingresan los datos de pozos y se realiza una inversión geoestadística *Constraint* (Fig. 15 – recuadros verdes). En cada uno de estos pasos podemos ver como ganamos certidumbre sobre el dato modelado y como va disminuyendo la dispersión sobre los gráficos cruzados (Fig. 15c).

El algoritmo utilizado en el proceso de inversión es el MCMC (Monte Carlo vía cadenas de Markov). La Fig. 16 muestra un diagrama esquemático del funcionamiento del algoritmo. (Technical Background – Jason Workbench).

El algoritmo comienza simulando una propiedad ρ_0 , y evalúa todas las PDF (funciones de densidad de probabilidad) de la información geológica ingresada (información a priori). Genera una única salida $T(x)$ (PDF - Dato real), muestrea dicha función de forma aleatoria proponiendo una nueva PDF llamada $\varpi(x)$. Con esta PDF genera una propiedad nueva ρ_1 , a partir de calcular un factor R con el algoritmo Metropolis-Hastings compara la propiedad ρ_1 con ρ_0 . Entonces la decisión de aceptar ρ_1 o mantener ρ_0 se basa en la relación de las probabilidades a posteriori de los dos árboles de decisión, que viene dada por:

$$R = \frac{P(A'|B)}{P(A_i|B)} = \frac{P(B|A')P(A')P(B)}{P(B|A_i)P(A_i)P(B)} = \frac{P(B|A')P(A')}{P(B|A_i)P(A_i)} \quad (1)$$

Si $R \geq 1$ se acepta el nuevo estado y la cadena es actualizada.

Si $R < 1$, se genera un número aleatorio entre 0 y 1. Si es mayor que R se rechaza el nuevo estado.

Jason tiene su algoritmo propio confidencial, pero los principios de funcionamiento pueden ser explicados de esta forma.

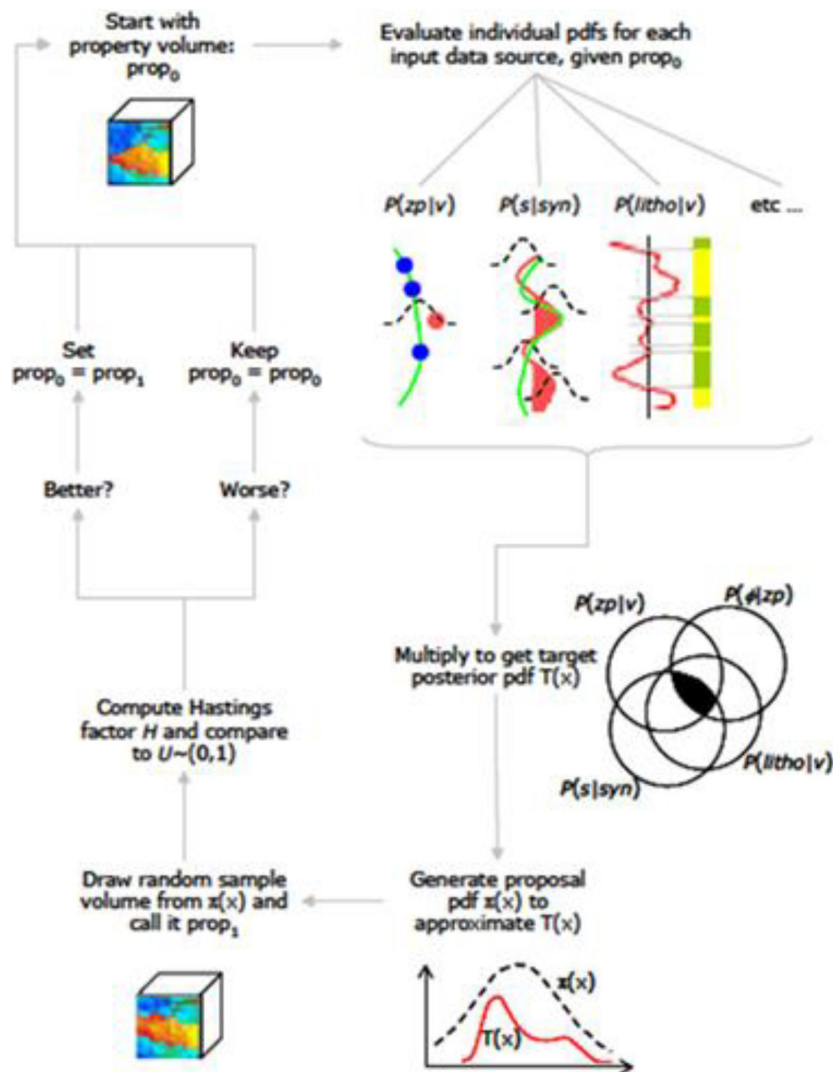


Figura 16. Diagrama esquemático MCMC (dibujo Technical background – Jason Workbench 10.0.1).

RESULTADOS DE INVERSIÓN

Debido a la naturaleza de un proceso estocástico se necesitan un gran número de realizaciones (en este proyecto 60) para obtener un buen muestreo de los resultados. Por lo tanto, no existirá un solo producto de salida, para cada formación objetivo se obtendrán una P10, P50 y P90.

Estas salidas están sujetas a un criterio de nuestra elección, las inversiones fueron ordenadas según cuales tenían mayor volumen de roca reservorio (Facies Res2-Sierras Blancas y Res-Quintuco), este criterio podemos variarlo si el volumen está conectado mediante la cara completa de voxel a voxel, por las aristas o por las esquinas. En nuestro caso, hemos seleccionado que la continuidad de los cuerpos arenosos cumpla la condición que la cara del voxel tenga unión completa con el siguiente.

Dentro de los 60 modelos posibles, ahora debemos elegir cuales son los más representativos para los volúmenes P10, P50 y P90. En este caso, para tener mayor certidumbre sobre la información obtenida promediamos 8 volúmenes próximos a la probabilidad acumulada de 10, de 50 y de 90. Esto permite tener una mayor seguridad sobre los valores de impedancia en cada punto, y además, estos promedios nos permiten calcular un volumen de probabilidad de ocurrencia de roca reservorio (Fig. 18), para cada formación y para cada P10, P50 y P90.

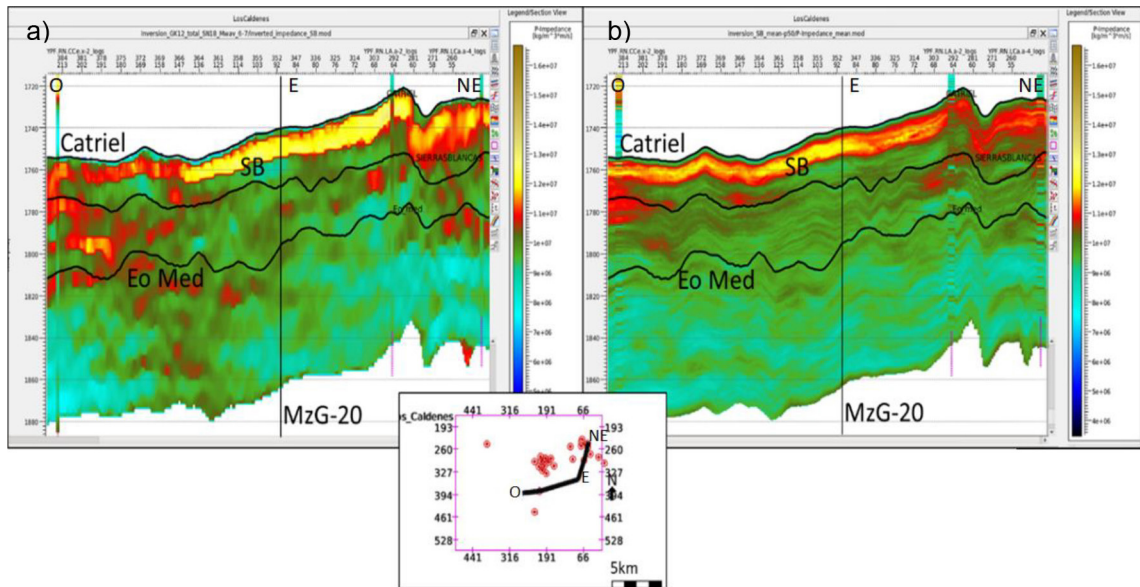


Figura 17. a) Inversión determinista. b) Inversión estocástica P50.

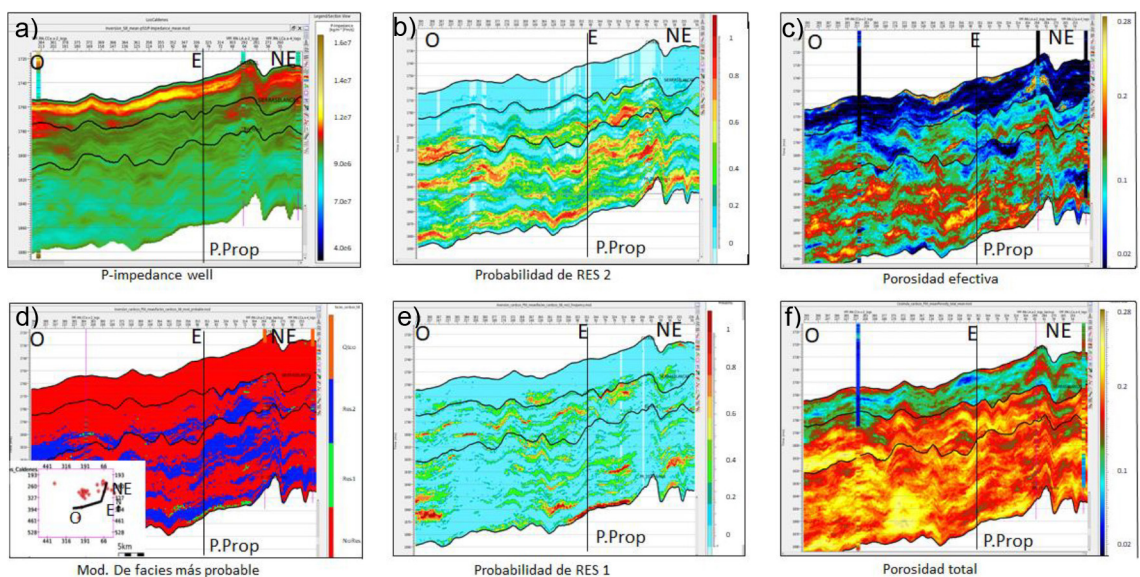


Figura 18. a) Inversión estocástica, b) probabilidad de ocurrencia Res 2, c) co-simulación PHIT, d) Volumen de facies más probables, e) probabilidad de ocurrencia Res 1 y f) co-simulación PHIE. Todas las Salidas mostradas en esta Fig. son P50.

Por último, para cada volumen mencionado también se co-simuló los parámetros petrofísicos de porosidad total y porosidad efectiva.

Un punto por destacar en las Figs 17 y 18, es el detalle vertical y horizontal ganado tanto en la inversión estocástica como en la co-simulación. Como control de calidad de estos productos extraímos pseudo curvas de los volúmenes generados (Inversión determinista, inversión estocástica y co-simulación) y fueron comparados contra el dato duro de pozo (Figs 19a y b). Aquí vemos el detalle vertical ganado en la ubicación de los pozos, sobre todo en los niveles profundos donde el contraste de impedancias es mucho menor y es difícil conservar estos cambios en una inversión determinista.

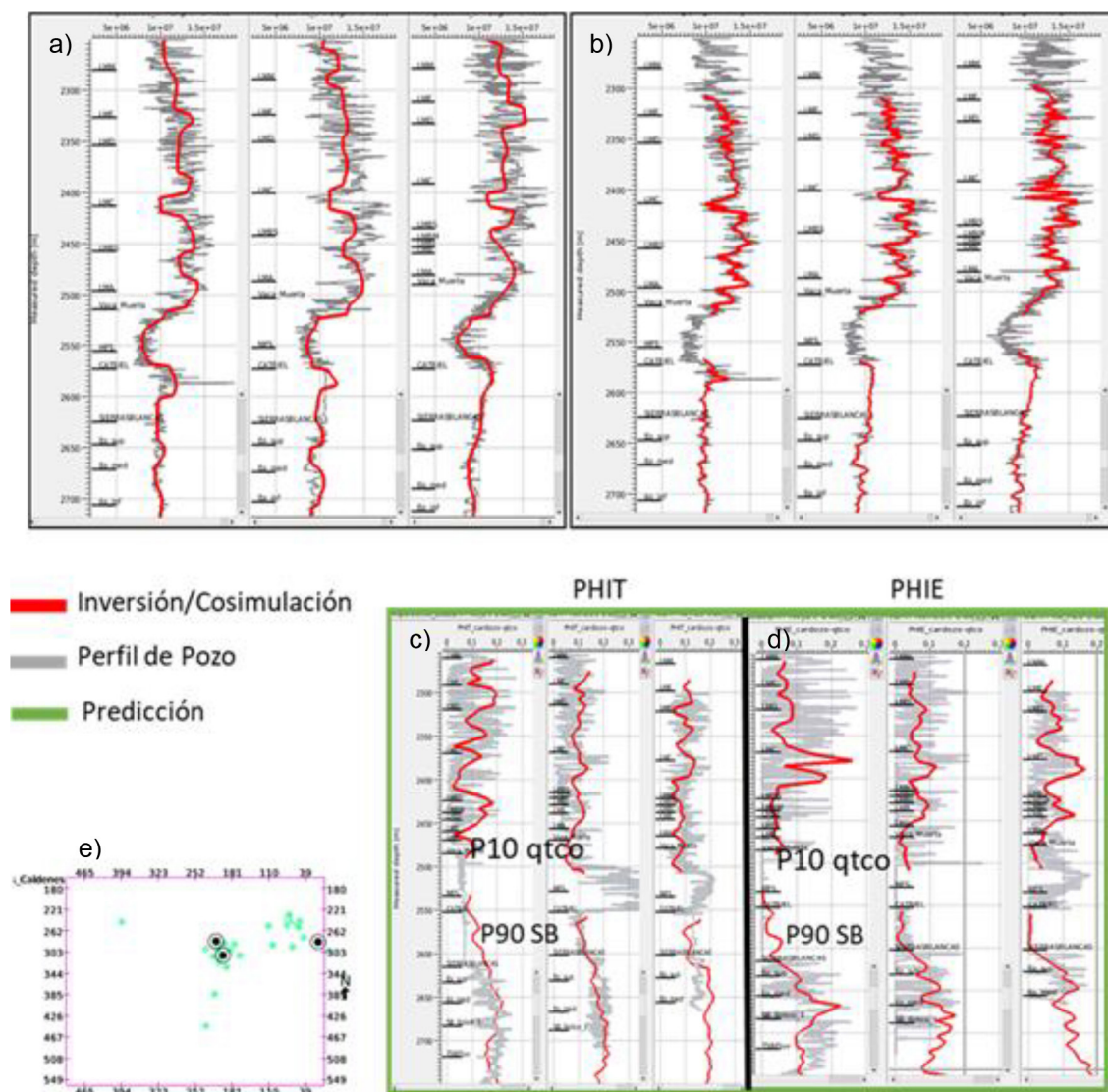


Figura 19. a) Comparativa entre P-Impedance de la inversión determinista (rojo) vs P-Impedance well (gris). b) Comparativa entre P-Impedance de la inversión estocástica (rojo) vs P-Impedance well (gris). c) Predicción de la co-simulación sobre la porosidad total. d) Predicción de la co-simulación sobre la porosidad efectiva. e) Ubicación de los pozos para los blind test de los gráficos c y d.

Observamos dentro de los productos finales de co-simulación que para la sección de Quintuco la salida P10 tiene un grado mayor de certidumbre, y dentro Sierras Blancas elegimos la P90 (Fig. 19c y d).

También hemos realizado gráficos cruzados donde se puede apreciar los resultados aceptables obtenidos mediante el proceso (Fig. 20). Podemos ver que para los gráficos a, b, d y e, preservan una relación bastante lineal, conservando las facies reservorio en las impedancias bajas y porosidades altas. Para los gráficos c y f existe una linealidad, pero con mayor dispersión en la co-simulación de las porosidades.

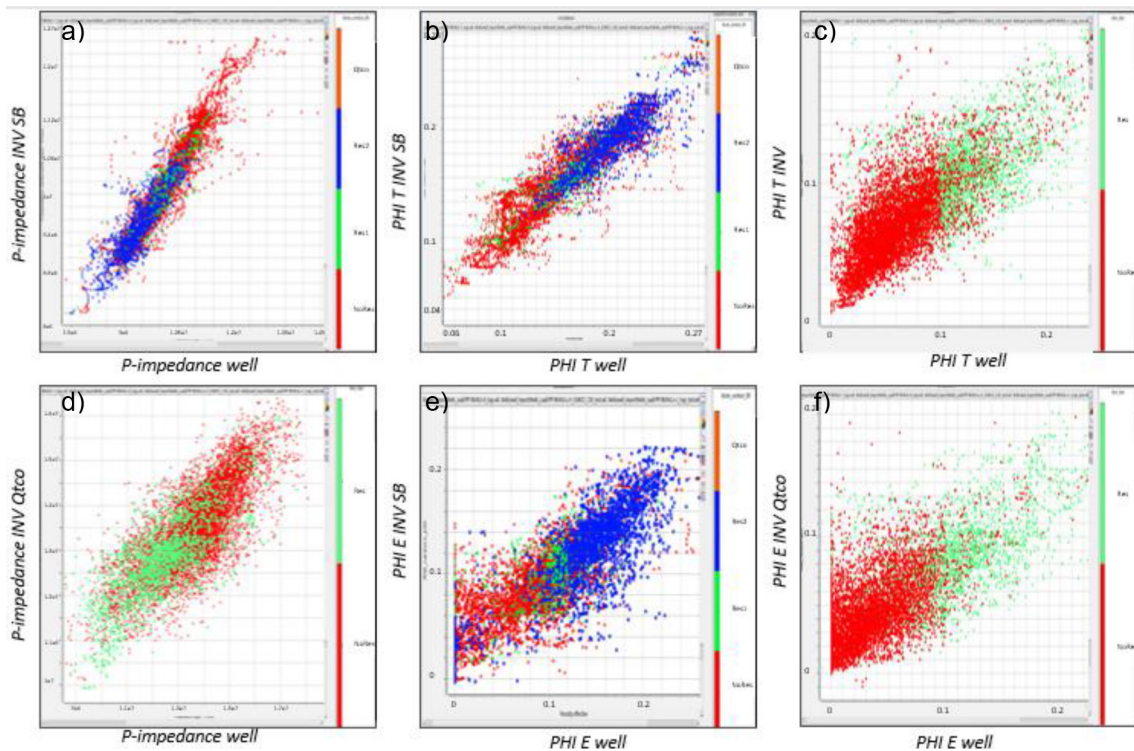


Figura 20. a) P-Impedance de pozo vs P-Impedance inversión estocástica sobre Sierras Blancas. b) porosidad total de pozo vs porosidad total inversión estocástica sobre Sierras Blancas. c) porosidad total de pozo vs porosidad total inversión estocástica sobre Quintuco d) P-Impedance de pozo vs P-Impedance inversión estocástica sobre Quintuco. e) porosidad efectiva de pozo vs porosidad efectiva inversión estocástica sobre Sierras Blancas. f) porosidad efectiva de pozo vs porosidad efectiva inversión estocástica sobre Quintuco.

Por último, como interpretación de resultados hicimos horizon slices en Quintuco y Sierras Blancas para analizar si los valores de mayor probabilidad de reservorio se correlacionan con las rocas reservorio de las facies definidas (Fig. 21). Observar el detalle que en Sierras Blancas es consistente la mayor probabilidad de reservorio con la facie RES2 y en Quintuco se ha desglosado la totalidad de facies descriptas, y la mayor probabilidad de reservorio en el Quintuco clásico concuerda con areniscas conglomerádicas y en Quintuco dolomítico ajusta con calizas dolomíticas.

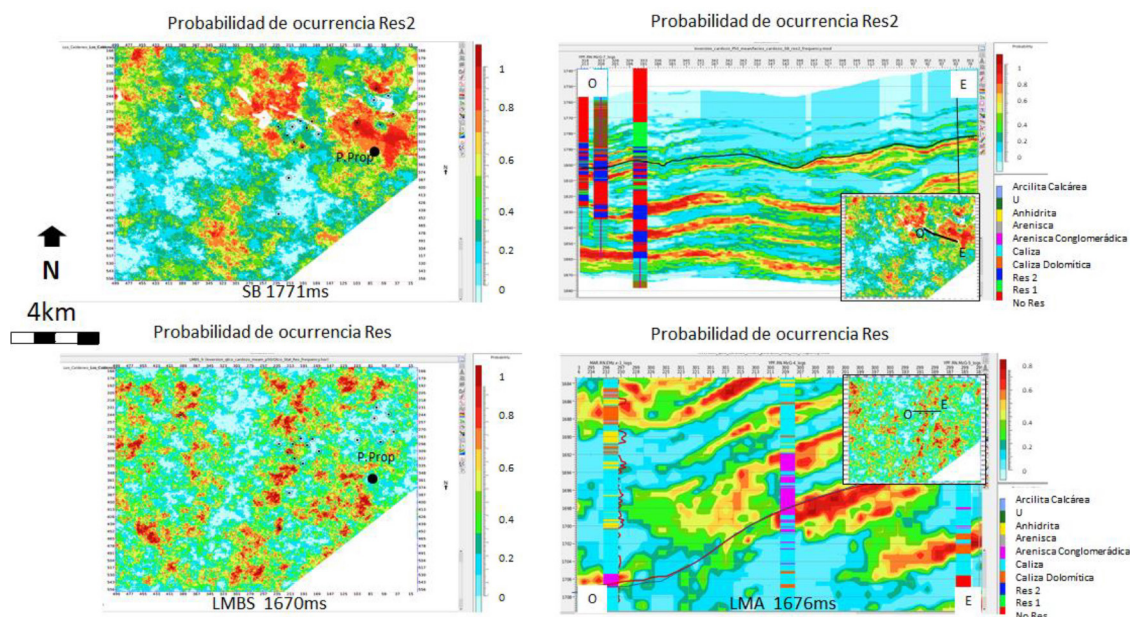


Figura 21. a) Horizon slices sobre SB, b) Sección sísmica sobre volúmenes de probabilidad de reservorio interceptando pozos con facies en Fm. Sierras Blancas. c) Horizon slices sobre Quintuco clásico. d) Sección sísmica sobre volúmenes de probabilidad de reservorio interceptando pozos con facies en Fm. Quintuco.

Estos volúmenes fueron convertidos a profundidad, resampleados (seismic resampling process) en la grilla del modelo estático (ósea a cada celda le asignamos un valor promedio de impedancia del volumen estocástico) y luego lo usamos como co-atributo en la distribución areal y vertical en el poblado de las distintas facies reservorios de la Formación Sierras Blancas. La utilización de este co-atributo de impedancia permitió obtener un mejor ajuste en la cantidad y en la distribución areal-vertical de las arenas reservorios (Fig. 22). Para el caso del reservorio clástico de Quintuco la mejora con respecto al uso de la amplitud no fue significativa.

A simple vista podemos ver como varía el contenido de facies reservorio en el modelo guiado por la inversión determinista (Fig. 22 A) y las siguientes pruebas utilizando las salidas estocásticas. La Fig. 22 B nos mostró una visión más optimista que la Fig. 22C ya que utilizamos la P50 y La Fig. 22D muestra una reducción del volumen de facies en relación a la P50, pero sin llegar al extremo de la P10.

En conjunto, en la Fig. 23 observamos los *tracks* 5, 6 y 7 donde podemos ver los modelos de facies reservorio generados a partir de los volúmenes P10, P50 y P10 mean de la Fig. 22 a nivel de pozo. Aquí podemos observar al pozo 3, utilizado en el proceso de inversión, el cual no presenta cambio alguno en los 3 *tracks* dado el control de la curva de facies del pozo. En los pozos propuestos 1 y 2 observamos que el modelo que mejor correlaciona los picos y valles de la impedancia con las facies reservorio es el modelo generado a partir del volumen P10 mean.

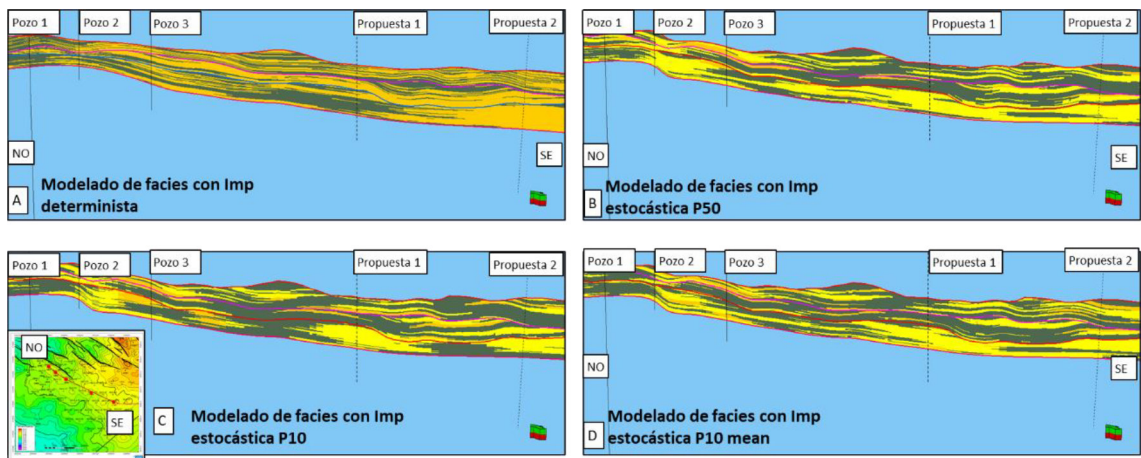


Figura 22. a) Modelo estático con inversión determinista. b) modelo estático con inversión estadística P50. c) modelo estático con inversión estadística P10. d) modelo estático con inversión estadística P10 mean.

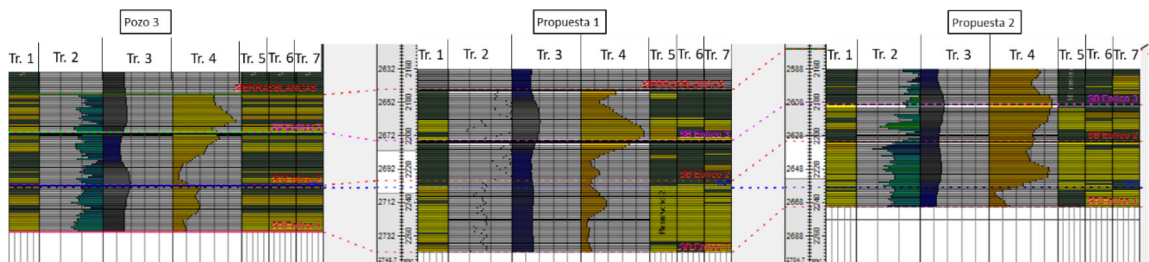


Figura 23. Análisis de modelo de facies a nivel de pozo. Tr.1 Facies reservorio a partir de inversión determinista. Tr.2 Porosidad efectiva. Tr. 3 impedancia determinista. Tr.4 Impedancia estocástica. Tr.5 modelo de facies a partir de inv. Estocástica P10. Tr.6 modelo de facies a partir de inv. Estocástica P50. Tr.7 modelo de facies a partir de inv. Estocástica P10 mean.

En síntesis, la utilización del cubo de impedancia obtenido por método estocástico permite mejorar el detalle vertical y la distribución areal de las facies reservorio y por ende una mejora en la definición de la geometría de los cuerpos fuera del área de control de pozos. También nos ha posibilitado definir distintos escenarios con mayor o menor volumen de arena reservorio y realizar una sensibilidad al cálculo volumétrico del OOIP.

Este proceso, además, nos permite obtener una mayor certidumbre de los modelos ya que integramos información de la sísmica en conjunto a la estadística de los pozos, brindándonos una banda de frecuencias mayor de trabajo.

CONCLUSIONES

- A pesar de la presencia de ruido en el dato sísmico, el resultado de inversión muestra una correlación aceptable con los datos de pozos. El proceso de inversión geoestadística permite subsanar las zonas con mayor presencia de ruido dándole más peso a la información a priori.

- Modelo elástico de subsuelo con mayor detalle respecto a la inversión determinística.
- Se puede incorporar toda la información geológica en el proceso de inversión.
- Se pueden co-simular variables petrofísicas y los resultados se incorporan en el modelo estático.
- Modelo estático ha mostrado mayor detalle y definición vertical como así también en la distribución de cuerpos de facies reservorio.
- Este proceso nos permite realizar una sensibilidad del cálculo volumétrico del OOIP.
- Debido al resultado obtenido en este trabajo, se intentará realizar el mismo proceso en otros reservorios clásticos.

REFERENCIAS CITADAS

- Domanico G. 2021 Caracterización geológica y evaluación del potencial hidrocarburífero de los reservorios carbonáticos de la formación Quintuco sobre el borde oriental de la cuenca Neuquina al norte del Lago Pellgrini, provincia de Río Negro. Universidad Nacional del Comahue. Informe inédito
- Kautyian, A.P., Thin bed reservoir characterization San Jorge 77th EAGE Conference & Exhibition 2015 Madrid IFEMA, Spain, 1 – 4 June 2015.
- Kautyian, A.P., Uncertainty estimation of elastic characterization Vaca Muerta 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 Paris, France, 12 – 15 June 2017.
- Ranalli José, 2018. Interpretación sismoestratigráfica. YPF. Informe inédito.
- Technical background – Jason Workbench 10.0.1. Informe inédito.