

MODELO PREDICTIVO DE PROPIEDADES PETROFISICAS BASADO EN LA INTEGRACION NO LINEAL DE DATOS SISMICOS Y DE POZO

Daniel Pecuch⁽¹⁾, Diego Lasalle⁽²⁾, Claudio Larriestra⁽³⁾

(1) dpecuch@pan-energy.com

(2) dlasalle@pan-energy.com

(3) clarriestra@uolsinectis.com.ar

Keywords: Porosity/permeability volumes, integration, neural networks.

Abstract

A model to predict petrophysical properties was built using multivariate linear and non-linear techniques for the Sierras Blancas and Lotena Formations in Lindero Atravesado, Neuquén Basin.

The multivariate model integrates both well and seismic data (mainly amplitudes and acoustic impedance) using linear (Stepwise Regression) and non-linear (Neural Network Ensembles and Gaussian Neural Networks) methods.

Model agreement to data is tested via cross-validation, extracting a known data and re-estimating it using the remaining ones, as well as "blind-well" positions, where the model is checked against a known point not previously used in model-building.

Compressional sonic velocity was the best-fit variable modelled with the seismic information. A porosity cube was then derived from Wyllie-Rose type equations and adjusted to core petrophysical/petroacoustic data while permeability cube was estimated from K-Phi relations obtained from these core test.

Different and self-characteristic petrophysical areas were identified as result of the application of these techniques. They are supported and in agreement with the fluid content and production behaviour of the different fields, being thus considered a powerful tool not only for static reservoir descriptions to help field development, but also as an appraisal or exploration tool for new reserves.

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este estudio es construir un modelo predictivo de las características petrofísicas de las Formaciones Sierras Blancas y Lotena, en el Yacimiento Lindero Atravesado, Provincia de Neuquén, República Argentina (Fig. 1). Dicho modelo se basa en la integración de datos sísmicos y de pozo bajo esquemas estadísticos multivariados de índole lineal y no lineal.

Las sedimentitas jurásicas de las formaciones Sierras Blancas y Lotena, de amplia distribución areal en la Cuenca Neuquina, son las responsables de la producción hidrocarburífera en el yacimiento Lindero Atravesado Occidental, en tanto que Sierras Blancas lo es en el sector Oriental. El yacimiento se halla emplazado al Norte de la Dorsal, en el ámbito del engolfamiento neuquino, sobre la pendiente regional de dirección NE hacia el centro de cuenca.

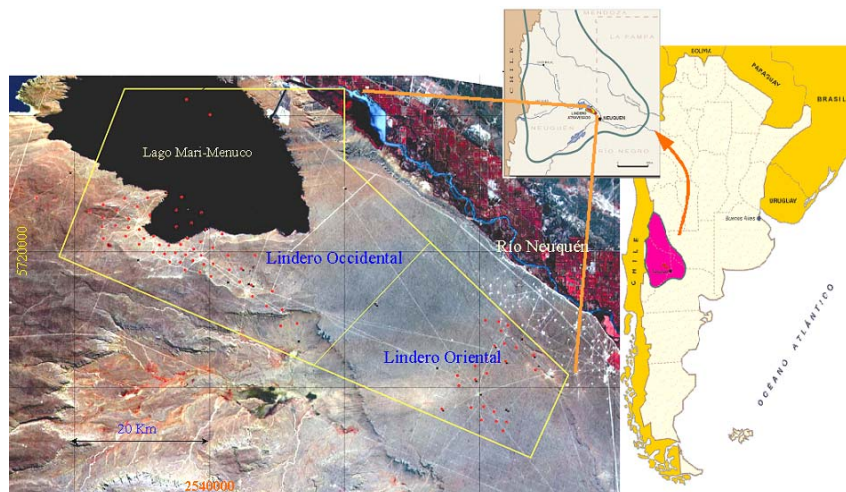


Fig. 1: Ubicación del área

RESEÑA ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICA

En el área de Lindero Atravesado Occidental, la Fm. Sierras Blancas está conformada por conglomerados y areniscas gruesas a medianas de colores gris rosado a verdoso, cuarzo-lítico-feldespáticas de moderada a baja selección. Los líticos se corresponden con vulcanitas ácidas a mesosilícicas, siendo la matriz escasa, de composición arcillosa, predominantemente clorítica.

Estos depósitos han sido caracterizados como generados en un ambiente de abanico aluvial con el desarrollo de ríos efímeros o de tipo anastomosado arenoso. En sectores marginales y hacia el tope de esta unidad se han interpretado la presencia de depósitos eólicos.

La Fm. Sierras Blancas en el ámbito del yacimiento, muestra dos tendencias generales de desarrollo. Para los términos inferiores, se advierte un eje de dirección NO-SE próximo a la falla principal que se desarrolla al sur del bloque, tendencia similar a la mostrada por las capas más someras de la Fm. Lotena.

Los términos superiores presentan un aumento de espesor hacia el norte. Toda la formación se va adelgazando hacia el sur y en menor medida al oeste por el efecto combinado del ascenso regional y de la discordancia intramálmica.

En dirección oeste se produce además, una progresiva diagénesis con el consecuente deterioro de las condiciones petrofísicas del reservorio, situación que se repite en profundidad

Por debajo de Sierras Blancas, la Fm. Lotena se desarrolla en facies fluviales, con un comportamiento variable entre marcadamente canalizados a depocentros aislados con amplia variabilidad lateral (Fig. 2).

El yacimiento Lindero Atravesado Occidental se halla limitado hacia el sur por un sistema de fallas directas y contrarias de rumbo NO-SE.

Esta zona de desplazamiento principal ha sido interpretada como una traza continua. El alto ángulo de inclinación, la magnitud de rechazo variable, su efecto en basamento y las diferencias sismoestratigráficas en ambos bloques, son indicadores de un probable efecto transcurrente.

En el extremo occidental, esta falla principal se ramifica en una serie de fallas de tipo cola de caballo, delimitando delgados *grabens* elongados en dirección NO-SE.

La estructura en el bloque bajo se desarrolla en el monoclinal regional que asciende hacia el sur en dirección de la Dorsal Neuquina.

Lindero Atravesado Oriental presenta dos rasgos estructurales:

Uno de ellos es una forma braquianticlinal de rumbo SSO-NNE, cuyo eje penetra desde el Yac. Río Neuquén hacia Lindero Atravesado Oriental y se desarrolla principalmente en el sector centro y norte del área considerada.

El segundo rasgo estructural es de una forma similar al anterior, pero de rumbo casi transversal y se localiza en el sector SE de L. A. Oriental. Tiene un eje asimétrico cuya porción mas elongada se hunde suavemente al ONO; en tanto que la otra lo hace en forma mas aguda al ESE.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA		LITOLOGIA	DESCRIPCIÓN LITOLOGICA
CRETACICO	Superior	Gr. NEUQUEN	Areniscas y areniscas conglomerádicas multicolores, intercalados c / limolitas y arcillitas rojas y castaños.
	Inferior	F. RAYOSO	Areniscas y fangolitas rojas.
		F. CENTENARIO	Areniscas líticas y arcóicas de grano fino, mediano y grueso. Limolitas, arcillitas, fangolitas gris verdoso y castaño rojizo.
		F. QUINTUCO	Calizas, calizas oolíticas, arenosas arcillosas y dolomíticas, castaño y gris claro. Intercalaciones anhidrita gris blanquecina y arcillitas calcáreas gris verdoso.
JURASICO	Superior	F. VACA MUERTA	Margas, gris oscuro a negras, bituminosas. Arcillitas gris oscuro. Calizas gris claro.
	Medio	F. CATRIEL	Areniscas muy finas a medianas, arcillitas, verde claro.
		F. SIERRAS BLANCAS	Areniscas de grano mediano a fino hasta muy fino cuarcosas, gris blanquecino hasta la base grises a azules. Cuarzos med / Gr. gris medio.
		F. LOTENA	Areniscas y conglomerados feldespáticos rojizos, con intercalaciones de arcillitas castaño rojizas.
		Fm PTA ROSADA	Areniscas conglomerádicas grises-rojizas. Arcillitas grises y rojizas.
		Fm LAJAS	Areniscas gris blanquecina media a gruesa cuarzo-lítica; matriz arcillosa. Intercala arcillitas gris medio.
	Inferior	Fm LOS MOLLES	Arcillitas gris oscuro/negro laminares. Areniscas gris blanquecina media fina.
PERMO TRIASICO		" PRECUYANO "	Tobas rodacíticas, amarillo verde claro. Pelitas, areniscas y conglomerados rojizos-gris oscuro.
		Grupo CHOIYOI	Aglomerados y brechas volcánicas, Tobas gris verdoso; rosado. Porfiritas. Areniscas finas a conglomerados.

Fig. 2: Columna Estratigráfica

Esta configuración estructural responde a un complejo juego de fallas que enraizadas en niveles más profundos, controlan de alguna forma su geometría.

Dichas fallas son principalmente del tipo de desplazamiento de rumbo, con origen en basamento y que con orientación ONO-ESE se extiende hacia Lindero Occidental, asociado a fallas de alivio de tipo sintético o antitético de orientación N-S a NNO-SSE, de extensión lateral menor.

A nivel de Sierras Blancas, presenta un eje en dirección NNE-SSO y su flanco Eeste cerrado por el sistema de fallas de alivio, esquema que en profundidad se mantiene e incrementa conforme las fallas ganan rechazo, hasta los términos basales, evolucionando a bloques fallados que dividen la estructura anticlinal (Fig. 3).

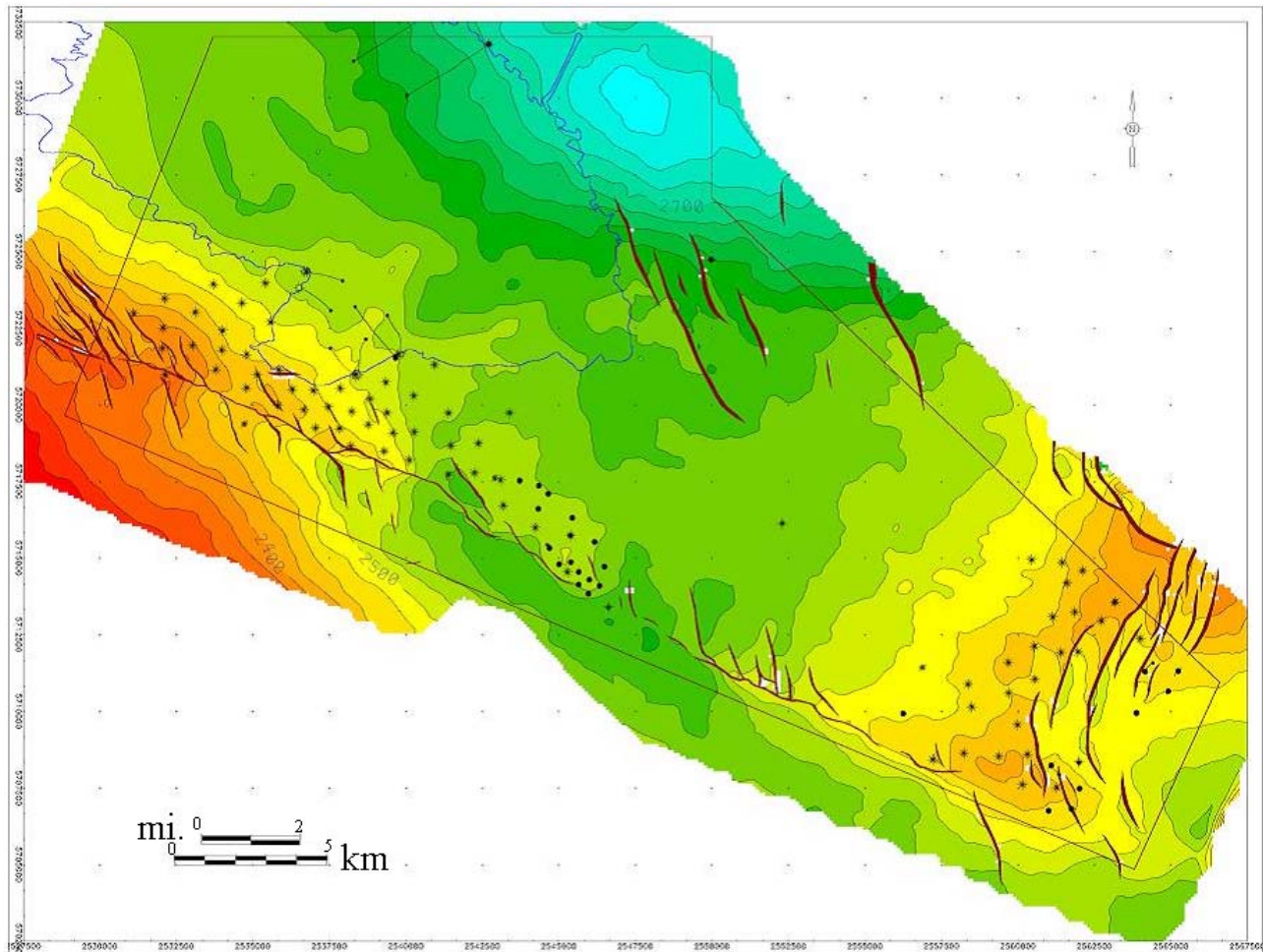


Fig. 3: Estructura Yac. Lindero Atravesado al Tope F. Sierras Blancas (msnm)

METODOLOGÍA

La estrategia de integración de la información sísmica y de pozos consiste en la selección del grupo de atributos sísmicos (principalmente atributos de amplitud e impedancia acústica) que mejor ajusten a perfiles de pozo relacionados a la calidad de reservorio.

La selección de atributos se realiza mediante la técnica estándar de Regresión Múltiple de a Pasos. Una vez establecida la combinación óptima se procede al refinamiento de la estimación mediante algoritmos no lineales, propagándose dicho modelo al resto del cubo sísmico. Posteriormente el cubo petrofísico en tiempo resultante es transformado en valores de porosidad y permeabilidad a partir de las relaciones petrofísicas establecidas a partir de datos de corona.

La metodología empleada se compone de varias etapas, a saber:

- a) Análisis Exploratorio de Datos para la determinación de las combinaciones óptimas que mejor ajustan a los perfiles petrofísicos,
- b) Perfeccionamiento del ajuste logrado mediante Métodos No Lineales (Redes Neuronales),
- c) Confección del cubo de velocidad sónica
- d) Conversión a valores de porosidad y permeabilidad
- e) Análisis del Modelo tridimensional en tiempo (Fig. 4).

Análisis Exploratorio de Datos

Consiste en la investigación de relaciones lineales entre los distintos perfiles petrofísicos disponibles y los atributos sísmicos que se puedan extraer para la ventana en tiempo asociada a la zona de interés. Los perfiles petrofísicos deben ser previamente normalizados estadísticamente, a los efectos de que exista proporcionalidad en las respuestas aunque no presenten igualdad numérica. Posteriormente se aplica la técnica de Regresión Múltiple de a pasos a los efectos de encontrar cual será el perfil óptimo a modelar con la sísmica.

Regresión Lineal Múltiple de a pasos: Este método de regresión es una variante del Mínimos Cuadrados clásico, donde la selección del conjunto de variables independientes que mejor correlacionan con el objetivo se define por agrupación de pares, tripletes, etc., de atributos. Este esquema aditivo va definiendo el conjunto de atributos que mejor correlación observan con el objetivo. El modelo lineal multivariado se logra cuando las diferencias cuadradas entre el objetivo medido y el estimado son mínimas. Para cada tiempo t la variable petrofísica es estimada por el modelo lineal:

$$O(t) = w_0 + \sum_{i=1}^m w_i At_i(t)$$

Donde $O(t)$ es el objetivo y los $At_i(t)$ son los m atributos y donde los pesos w_i son calculados minimizando la expresión:

$$E^2 = 1/n \sum_{i=1}^n \left[O_i - \left(w_0 + \sum_{j=1}^m w_j At_{ji} \right) \right]^2$$

Donde O es la propiedad petrofísica (objetivo a estimar), At son los atributos sísmicos, w_0 y w_j son los coeficientes calculados, m es el número de atributos y n el número de puntos considerados

El cálculo se realiza para todo el conjunto de atributos, seleccionándose el atributo que mejor correlaciona, luego con este y el resto se forman pares que a su vez son correlacionados con el objetivo eligiéndose el mejor par de correlación. Posteriormente se forman tripletes y así sucesivamente hasta definir el conjunto de atributos que mejor estiman el objetivo. Si bien no es la combinación matemáticamente óptima, es suficiente a los efectos de definir las relaciones mas importantes entre los atributos y el objetivo.

De los perfiles disponibles que fueran indicadores de calidad de reservorio y que a su vez estuvieran en la mayor cantidad de pozos (tamaño de muestra), el sónico resultó con mayor grado de ajuste.

Estimación con Redes Neuronales

Son métodos no lineales de estimación cuyo fundamento es la detección de relaciones entre los datos mediante procesos iterativos de minimización de diferencias, entre el dato objetivo estimado y el medido. La aplicación de esta metodología consta de varias etapas, a saber:

- a) Entrenamiento de la red.
- b) Validación de la red.
- c) Aplicación de la red construida al volumen sísmico.

Entrenamiento

Una red neuronal es una relación matemática que permite describir un conjunto de datos en función de otro. Estas relaciones pueden ser no-lineales de forma desconocida. En la etapa de entrenamiento del algoritmo se estudia la relación en un conjunto de datos donde se conoce tanto la variable medida (datos sísmicos) como el objetivo (variable petrofísica). En esta etapa la red neuronal aprende la relación entre ambos tipos de datos.

Validación

El segundo paso es la validación de la red, es decir su aplicación sobre datos con resultado conocido a priori. La validación permite cuantificar el error de estimación (diferencias cuadradas entre el dato real y el estimado) y definir el conjunto óptimo de datos sísmicos que mejor contribuyen a la estimación.

Aplicación del Modelo

El tercer y último paso es la aplicación de la red construida sobre el volumen sísmico completo.

Para aplicar este tipo de algoritmos en la integración de datos (sísmica y pozos) se debe definir cuidadosamente la ventana de aplicación o interés. Existen dos razones para ello:

- Son algoritmos que consumen mucho tiempo de procesamiento, tanto en la etapa de entrenamiento como en las de validación y aplicación.
- La relación, en general no lineal, entre los conjuntos de datos puede ser variable según el intervalo considerado, por lo tanto es conveniente concentrar el esfuerzo en la zona de interés.

Bajo el término general de redes neuronales se incluye un vasto conjunto de algoritmos de estimación no lineal. Uno de los problemas centrales de estos métodos es el de sobreentrenamiento, cuyo principal efecto es el de terminar estimando ruido. Los algoritmos empleados, resultantes de distintas variantes de las redes neuronales, fueron:

Ensamble de Redes Neuronales (NNE)

Consiste en la definición al azar de diferentes subconjuntos de puntos de datos generados por 'bootstrap' (muestreo con reemplazo) a partir de los datos originales. Cada predictor se optimiza individualmente a través de métodos estándar como perceptrón multicapas (McCormack, 1991) y el ensamble final realiza un promedio convenientemente pesado de las predicciones individuales. El desvío estándar de las estimaciones da una noción de la incertidumbre asociada a la estimación final. En este sentido este algoritmo tiene un componente estadístico asociado que permite apreciar el grado de dispersión de los resultados, a diferencia del resto que produce un resultado único (Granitto, et al. 2001, Pina et al., 2001).

Redes Neuronales Gaussianas

Se utiliza un conjunto inicial de n datos para entrenar, $[At_{1i}, At_{2i}, \dots, At_{mi}, O_i]$ donde At_{ji} son los m atributos sísmicos y O_i los valores del objetivo (petrofísicos) correspondientes a cada tiempo i . Para un nuevo dato con atributos sísmicos $x = [At_{1x}, At_{2x}, \dots, At_{mx}]$, el nuevo valor del objetivo es estimado por:

$$\hat{O}(x) = \frac{\sum_{i=1}^n O_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))}, \quad D(x, x_i) = \sum_{j=1}^m \left(\frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2$$

donde $D(x, x_i)$ es la distancia entre el nuevo punto y los puntos del conjunto de entrenamiento. Esta distancia es calculada en el espacio multidimensional definido por los atributos y está escalada por sus varianzas σ_j , que pueden ser diferentes para cada uno de los atributos. De este modo, la diferencia entre los valores estimados por el conjunto de entrenamiento, permite definir el error de predicción

como: $E_v(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_m) = \sum_{i=1}^m (O_i - \hat{O}_i)^2$ (Masters, 1995)

Cálculo del Cubo de Velocidad Sónica y Conversión a Valores de Porosidad y Permeabilidad

Una vez establecido el mejor esquema de estimación se propaga dicho modelo a todo el cubo sísmico obteniéndose un cubo de velocidad sónica representativa de la variabilidad de esta propiedad en el área. Sin embargo, debe destacarse que estos métodos no respetan estrictamente el dato de pozo, aunque respetan las tendencias medias verticales y areales de la propiedad analizada, diferencia dada fundamentalmente por el diferente contenido del espectro de frecuencia de los datos sísmicos respecto del dato de pozo.

El cálculo del cubo de porosidad sónica se efectuó mediante el modelo de Wyllie-Rose ajustado por regresión con el resultado de los ensayos petrofísicos y petroacústicos de coronas (Rial & Asoc., 2003). Posteriormente y a partir de los mismos ensayos de coronas, se aplicó la ley K-Phi sobre el cubo de porosidad para obtener el de permeabilidad.

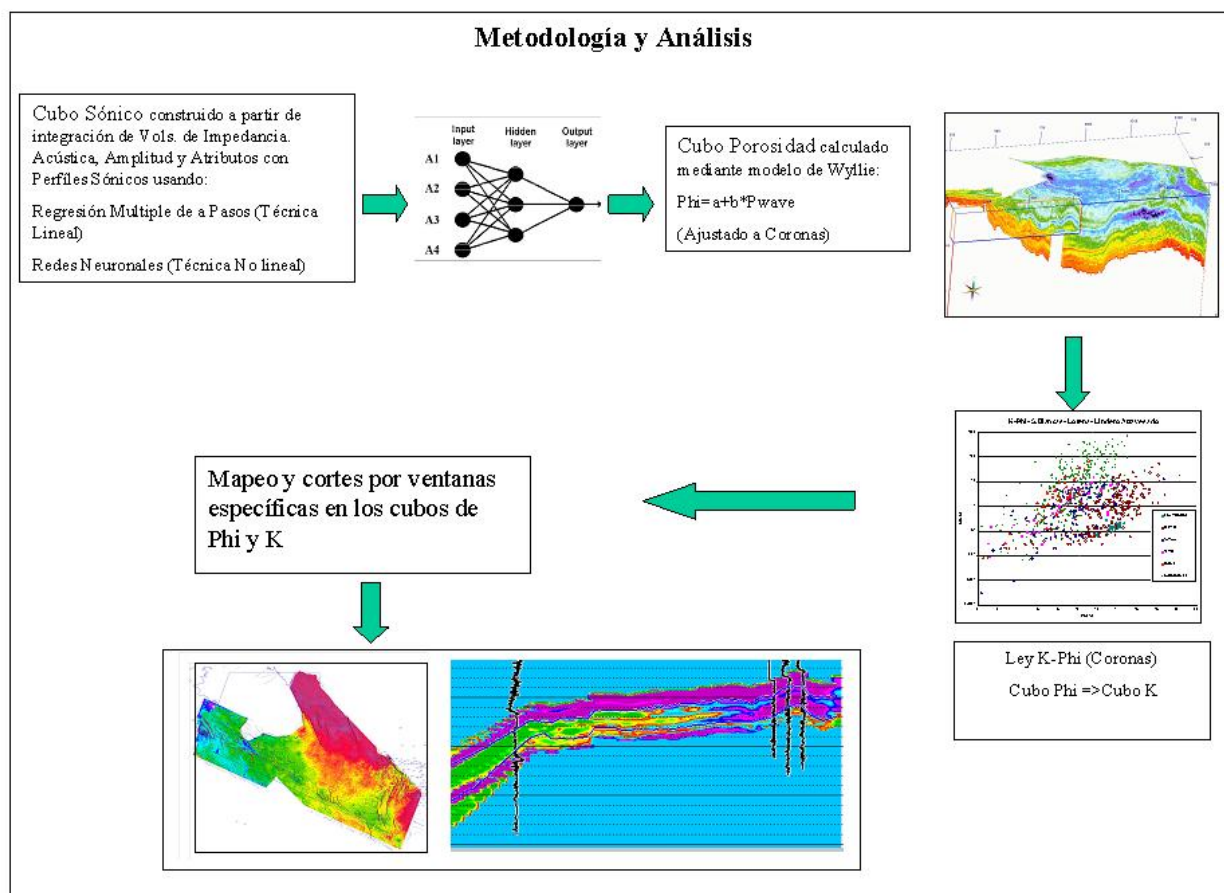


Fig. 4: Flujoograma

RESULTADOS

Formación Sierras Blancas

La estimación del cubo sónico como paso previo a la construcción del de porosidad se llevó a cabo mediante un análisis exhaustivo de los atributos (incluidos la inversión acústica) a los efectos de que la porosidad resultante coincidiera con lo observado en la petrofísica de pozos. Este ajuste insumió muchas horas hombre y recursos de máquina ya que un ajuste de la precisión requerida es bastante difícil de lograrlo en estas circunstancias.

En la figura 5 se observa el producto final de la validación cruzada con un ajuste interesante (0.775) entre el sónico de pozos y el estimado por el modelo para cada uno de los mismos pozos. Esta correlación es producto del proceso de validación cruzada, en el que se extrae cada dato sónico y se los estima con el resto los datos que conforman el modelo (pozos y sísmica).

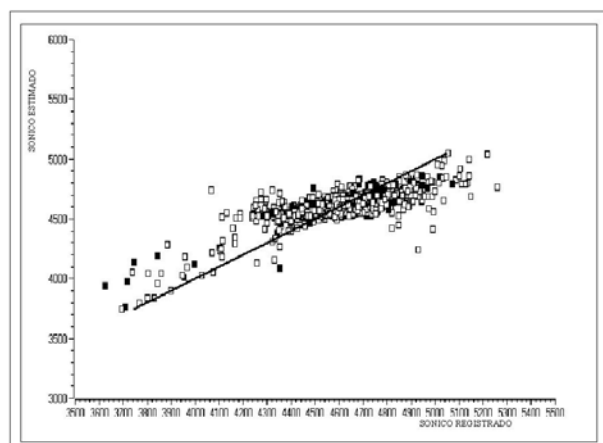


Fig. 5: Ajuste de Correlación

A manera de ejemplo, en la figura 6 se muestra el detalle de un pozo, el mas distante del yacimiento, que fue utilizado como prueba ciega. En la misma se puede observar en grado de aproximación entre la estimación (sónico en rojo) versus el sónico registrado a 2ms de resolución vertical (en negro). De igual forma, en la figura 7 se ilustra el resultado de la validación cruzada en tres pozos en distintas posiciones dentro del

yacimiento, donde se aprecia que la estimación es mas suavizada que el registro real, debido al efecto de ponderación que ejerce el algoritmo.

El grado de ajuste es variable de acuerdo a los pozos, razón por la cual se debieron extraer 6 pozos cuyos sónicos presentaban defectos de digitalización y/o registro.

En la figura 8 se muestra un corte practicado al cubo de velocidad sónica de rumbo SW-NE donde se observa la aplicación del modelo No Lineal (confeccionado en la zonas de pozos) al resto del área.

Porosidad y Permeabilidad

Como se mencionara mas arriba, la porosidad se calculó mediante el procedimiento de Willie-Rose ajustado a los datos petrofísicos de corona. Como es de esperar, la porosidad está más suavizada y se interpreta como resultante de un promedio ponderado por el espesor debido a la resolución mínima (2ms) del dato de entrada.

En la figura 9 se muestran los valores de porosidad producto de ensayos petrofísicos de corona para las formaciones Sierras Blancas y Lotena (a la izquierda) y los correspondientes al cubo de porosidad calculado (derecha de la figura 9) con propiedades estadísticas similares (media, varianza y moda).

El mapa de porosidad media (figura 10) muestra diferencias entre el sector occidental, central y oriental del bloque. Esta clara diferenciación que se corresponde con el comportamiento petrofísico de los pozos, está indicando la presencia de una diagénesis diferencial afectando en distinto grado regiones de un mismo depósito.

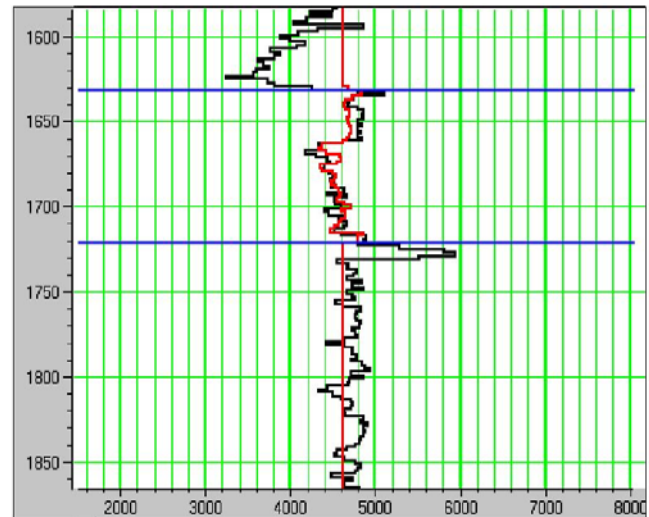


Fig. 6: Prueba de Pozo Ciego

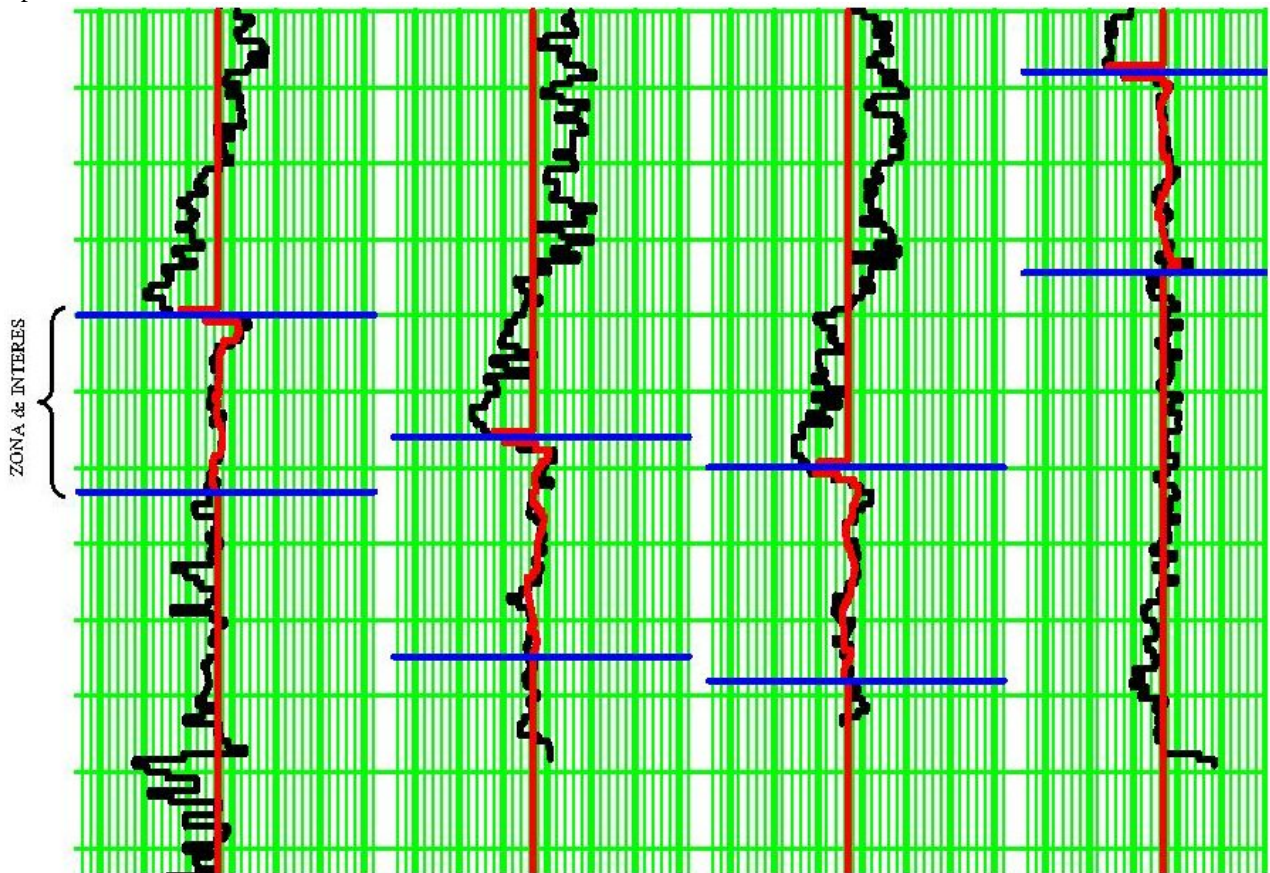


Fig. 7: Validación Cruzada

En la figura 11 se ilustra un corte de rumbo WSW-ENE al cubo de porosidad y la interpretación estratigráfica previa realizada con la información de pozos. Como se sospechaba, la variabilidad observada en las propiedades petrofísicas, su anisotropía areal y vertical puede haber configurado barreras de permeabilidad que condicionaron el llenado de las trampas.

El cubo de permeabilidad, calculado a partir del cubo de porosidad aplicando la ley K-Phi de las coronas del área, resalta de una manera mas importante las diferencias apuntadas. En efecto, en el mapa de la permeabilidad media (figura 12) se puede apreciar que hacia el oeste existe una tendencia a la disminución de esta propiedad, situación intermedia en el este y tendencia a aumentar hacia el norte, en el sentido de profundización de la cuenca.

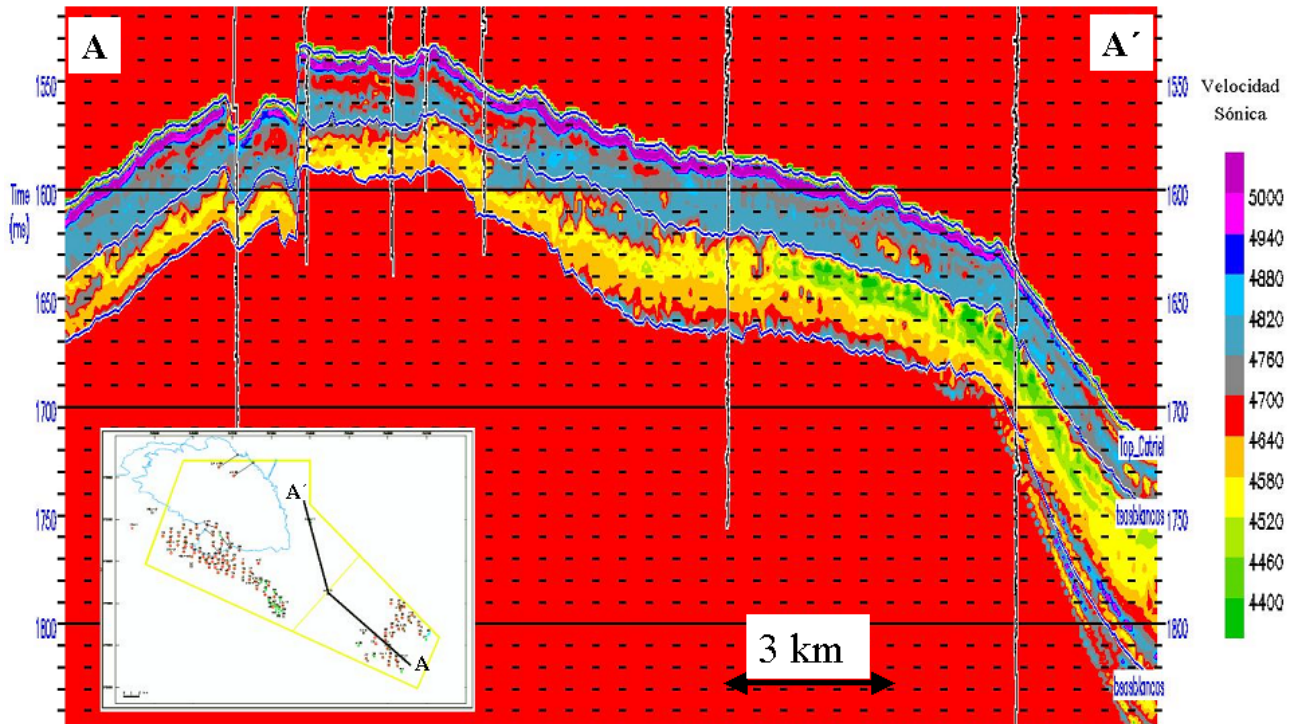


Fig. 8: Cross Section de Velocidad Sónica

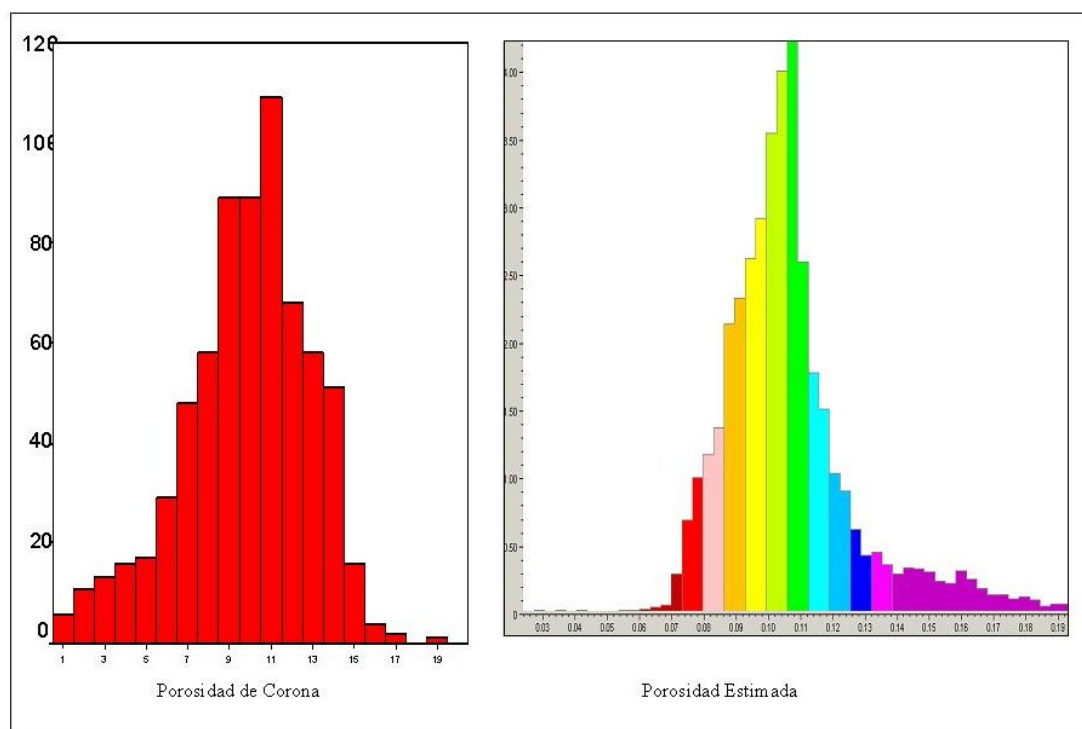


Fig. 9: Histogramas de Porosidad de Corona y Modelo Petrofísico

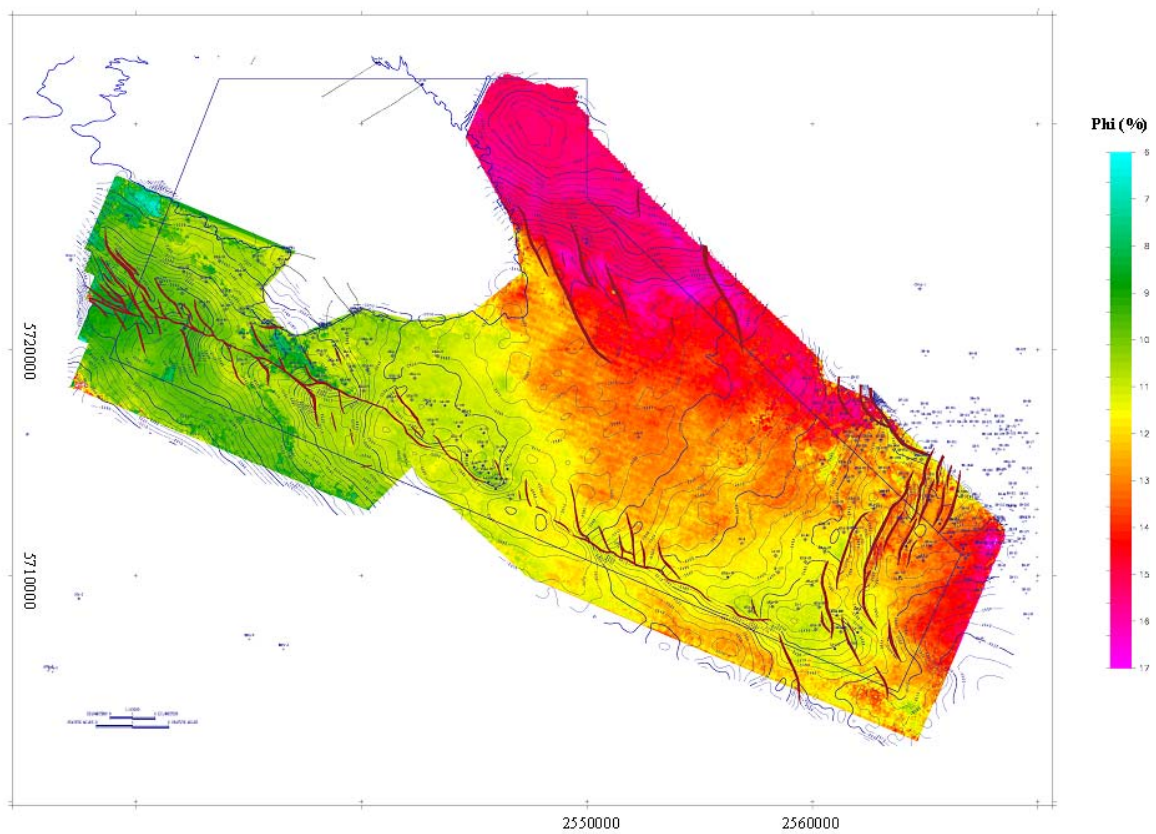


Fig. 10: Porosidad Media de Fm. Sierras Blancas

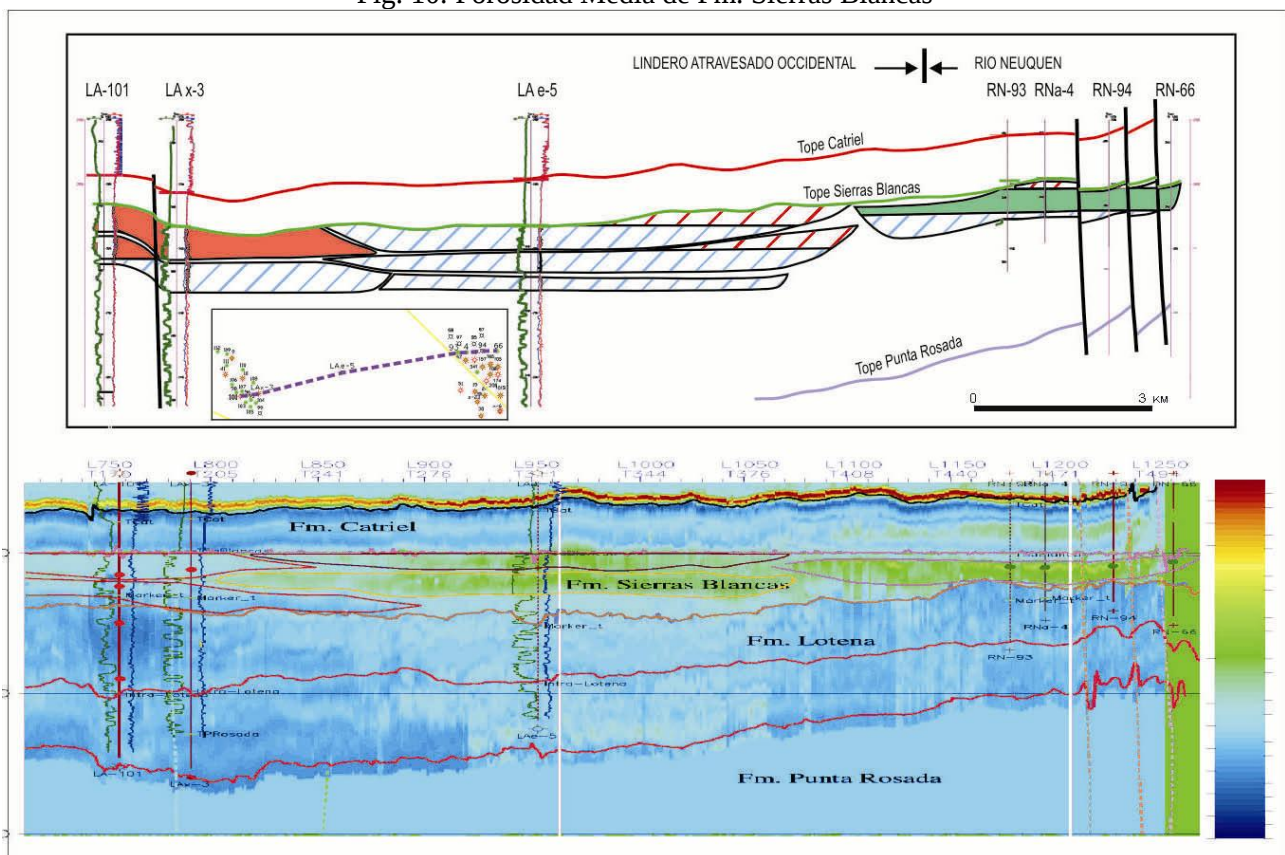


Fig. 11: Cross Section en Porosidad y Modelo Geológico

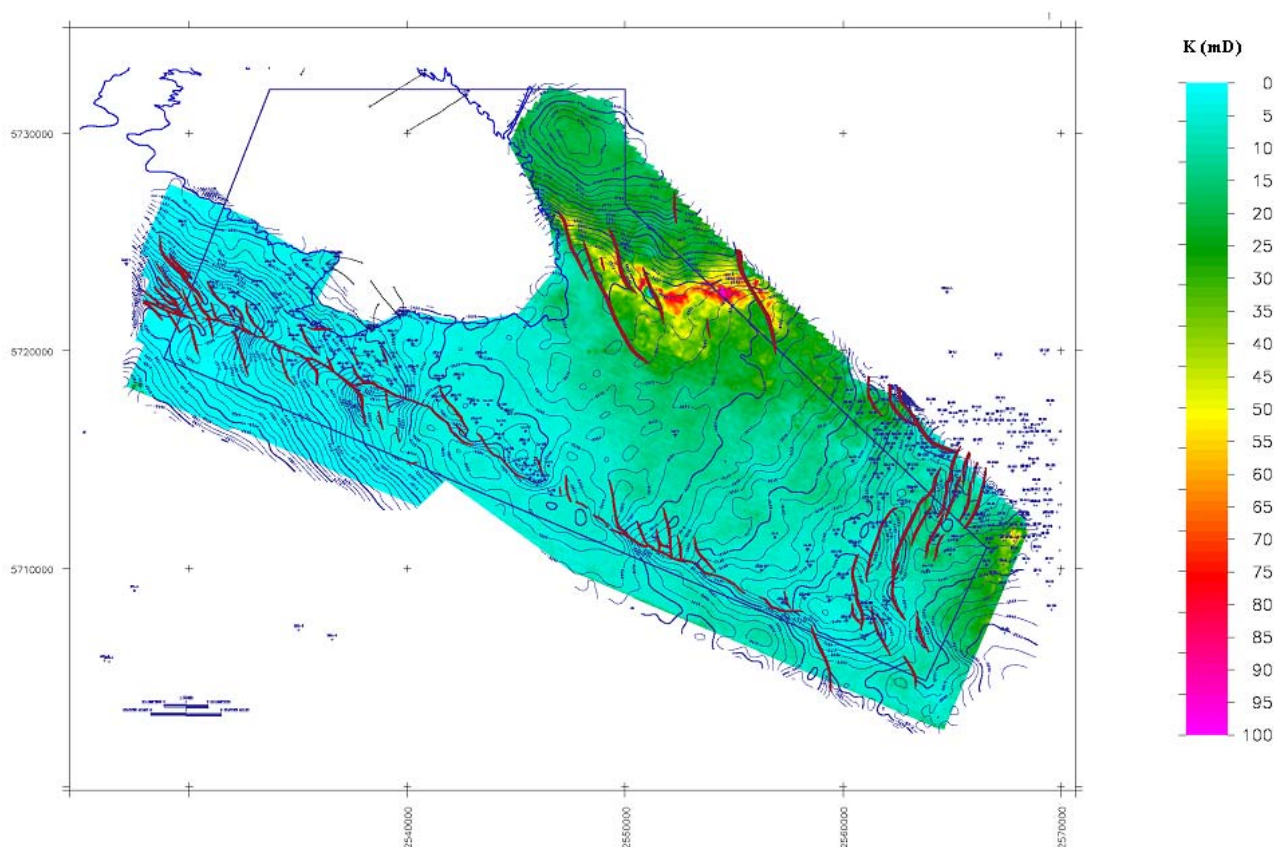


Fig. 12: Permeabilidad Media de Fm. Sierras Blancas

Formación Lotena

El estudio de la Fm. Lotena, se circunscribió principalmente al sector denominado Occidental de Lindero Atravesado. Ello obedece a que en esa zona, el yacimiento también es productivo de Lotena y por lo tanto, ha sido penetrada por los sondeos de forma tal que permitió aportar datos para su análisis con esta tecnología. Por el contrario, en el sector Oriental, la Fm. Lotena ha sido escasamente perforada por no ser de interés hidrocarburífero, imposibilitando así el extender el estudio a esa zona.

En la figura 13 se observa el producto final de la validación cruzada con un muy buen ajuste (0.89) entre el sónico de pozos y el estimado por el modelo para cada uno de los mismos. El grado de ajuste es variable de acuerdo a los pozos e influenciado por la irregularidad de la ventana de análisis ya que la mayor parte de los mismos no atravesaron la Fm. Lotena totalmente.

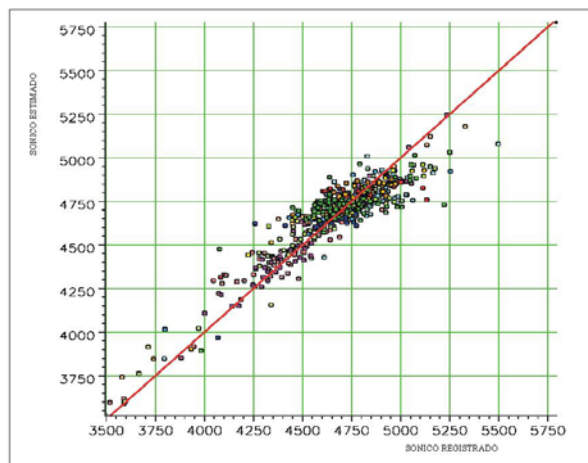


Fig. 13: Ajuste de Correlación

Porosidad y Permeabilidad

Para el análisis de las variables petrofísicas de Lotena se tomó la información del cubo de porosidad a partir de ventanas relacionadas a las diferentes zonas de interés específico.

El mapa de la figura 14 es la porosidad media relacionada a un nivel de Lotena, donde pueden apreciarse zonas de menor porosidad probablemente relacionadas a las áreas falladas y diferenciadas del sector oriental y central de ese sector del bloque, donde este nivel presenta valores mas elevados. La figura 15 muestra la variabilidad de la permeabilidad media (ilustrada como el logaritmo de la permeabilidad multiplicado por mil) donde confirma lo señalado anteriormente en cuanto a la desvinculación petrofísica de la región analizada.

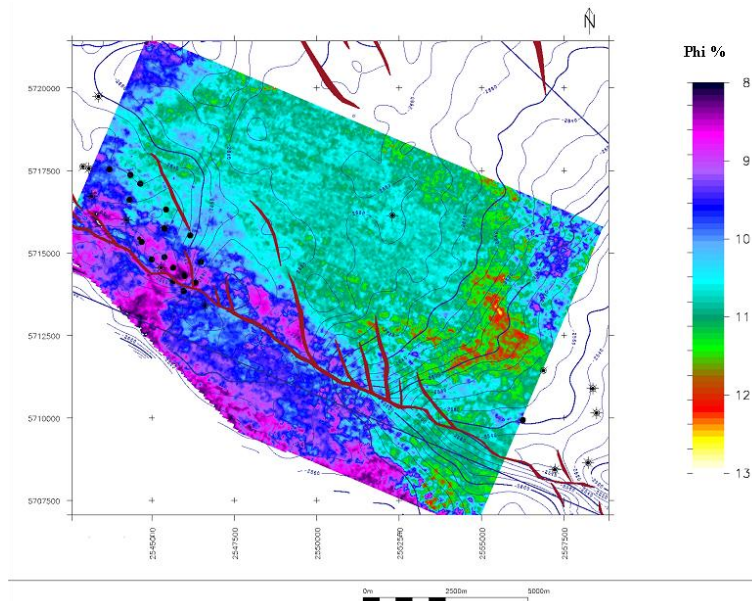


Fig. 14: Fm. Lotena (Sección): Porosidad Media

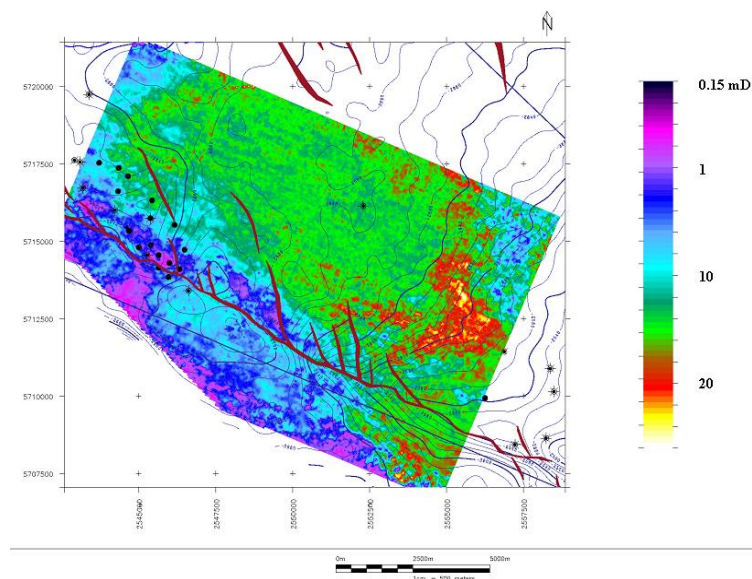


Fig. 15: Fm. Lotena (Sección): Permeabilidad Media (Logarítmica)

CONCLUSIONES

La aplicación de técnicas lineales y no lineales para relacionar datos de pozo con diferentes cubos sísmicos, ha probado ser efectiva en el Yacimiento Lindero Atravesado para las formaciones Sierras Blancas y Lotena. Su correcta aplicación ha permitido obtener “cubos sísmicos” con propiedades petrofísicas, en este caso velocidad sónica, que ajustan la tendencia general en los pozos de control. La relación con los ensayos hechos en testigos corona, permitió obtener sendos cubos de porosidad y permeabilidad.

En la Formación Sierras Blancas las variaciones observadas en la porosidad y la permeabilidad delimitarían tres regiones bien diferenciadas petrofísicamente: Lindero Atravesado Occidental, la zona Central intermedia

a los yacimientos y Lindero Atravesado Oriental. Existe una fuerte variación de la permeabilidad entre L. Occidental y Oriental con la zona Central para los niveles de Sierras Blancas. Por último, la anisotropía vertical y horizontal detectada por la inversión y sus cubos derivados corresponden a variaciones de porosidad observadas en la petrofísica de los pozos, con la salvedad que en el sector nor-central, la porosidad sería poco efectiva, a pesar de la relativa buena permeabilidad.

Para la Formación Lotena, en el sector del bloque estudiado, también se existe una diferenciación neta entre las porosidades y permeabilidades. La variabilidad interna de las propiedades petrofísicas se encuentra íntimamente relacionado al origen sedimentario de la misma.

La interpretación de estos cubos conjuntamente con los datos de fluidos conocidos en los distintos yacimientos, ha contribuido a establecer un modelo geológico de entrapamiento tal que conduce a una aceptable descripción estática de los reservorios en las zonas actualmente en explotación. Este modelo permite entonces optimizar la estrategia para el desarrollo de los mismos y también fundamentar la estrategia de avanzada y exploración dentro del bloque Lindero Atravesado, en la medida que ha permitido identificar posibles extensiones de las acumulaciones conocidas e identificar entrapamientos sutiles.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las compañías Pan American Energy y Repsol YPF S.A., la posibilidad de publicar el presente trabajo y al geólogo Eduardo Martínez por las observaciones críticas al mismo.

BIBLIOGRAFIA CITADA EN EL TEXTO

Granitto, P., Verdes, P., Navone H., Ceccatto A., Curia D., Larriestra C., "Modelling of Sonic Logs in Oil Wells with Neural Networks Ensembles", JAIIO 2001, 30° International Conference of the Argentine Computer Science and Operational Research Society, Buenos Aires, Argentina, 2001.

Masters, T., 1995, Advanced algorithms for neural networks: John Wiley & Sons, Inc

McCormack, M., 1991, Neural computing in geophysics. The Leading Edge, Vol. 10, Nro.1, 11-15

Pina, L., Granitto, P., Verdes, P., Navone, H., Ceccatto, H., Curia, D., Larriestra, C. 2001-, "Modeling of Sonic Logs with Neural Networks Ensembles", AAPG HEDBERG CONFERENCE "New Technologies and New Play Concepts in Latin America", Nov. 4-9, 2001, Mendoza, Argentina

Rial y Asociados, 2003, "Ensayos Petrofísicos y Petroacústicos de Corona, Formaciones Lotena y Sierras Blancas, Yacimiento Lindero Atravesado, Neuquén", Inf. Interno, Pan American Energy.