

El Boletín para Nuestra Comunicación

INTRODUCCIÓN

En el Boletín N° 7 iniciamos la presentación de un trabajo sobre la Caracterización de reservorios, con la generación de un Modelo 3D de permeabilidad absoluta que refleja las heterogeneidades, a escala de reservorio y minimiza las incertidumbres, reconociendo la importancia de esta variable en el proceso productivo de los Yacimientos. Este trabajo se corresponde con el “Modelo de Permeabilidades de Reservorio utilizando Redes Neuronales Artificiales e Integración Geoestadística” que presentamos en el VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Por cuestiones de brevedad se expuso en el Boletín N° 7 la Metodología y el Desarrollo del Modelo Permeabilidades, con la aplicación de Redes Neuronales para la predicción de

permeabilidades por pozo y Procedimientos Geoestadísticos para la población de los espacios “entre pozos”. En este Boletín se completa la presentación con los Resultados, Conclusiones y Recomendaciones del Trabajo.

Como en nuestros Boletines anteriores, los invitamos a enviarnos sus comentarios y/o propuestas o requerirnos mayor información que la presentada. De interesarles disponer los Boletines previos podrán hallarlos en nuestra Página Web. Al pie del Boletín encontrarán la dirección de la Página y también otras formas de comunicarse con nosotros.

Finalizamos este Boletín, como siempre, con la Sección Novedades. ▸

MODELO DE PERMEABILIDADES DE RESERVORIO UTILIZANDO REDES NEURONALES ARTIFICIALES E INTEGRACIÓN GEOESTADÍSTICA (2° PARTE)

RESULTADOS

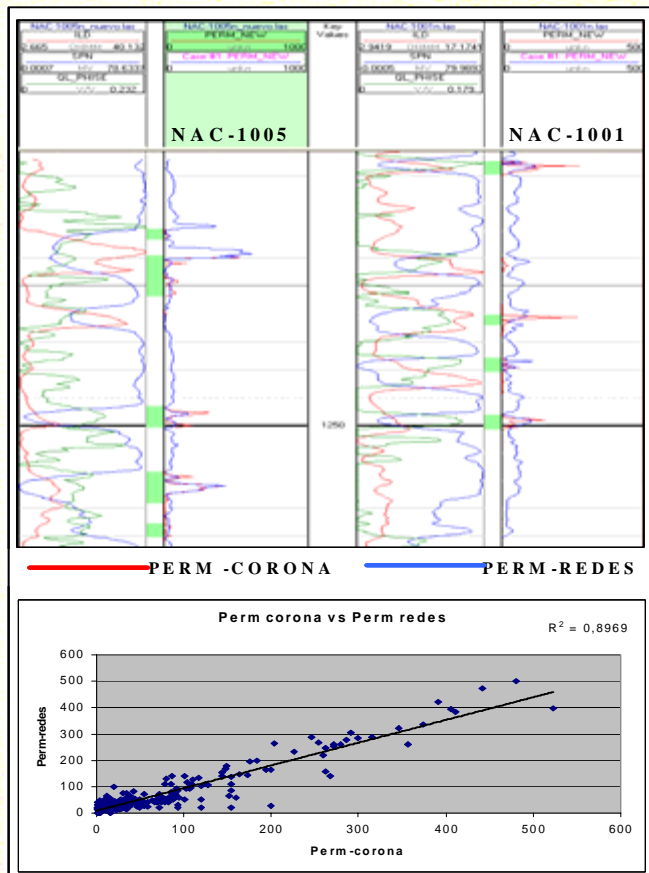


Fig. 1- Correlación entre la Permeabilidad Medida y la Estimada por Redes

El entrenamiento de la red neuronal generó una ajustada predicción de la permeabilidad medida en corona, lográndose un 90% de correlación entre el dato medido y el estimado (Fig. 1). La aplicación posterior de este caso en los pozos sin corona generó perfiles sintéticos de permeabilidad, con valores entre 10 y 250 md, restringidos a las arenas del reservorio (Fig. 2)

Los resultados de la distribución de la permeabilidad en la grilla del modelo, utilizando Kriging Ordinario pueden observarse en la Fig. 3.

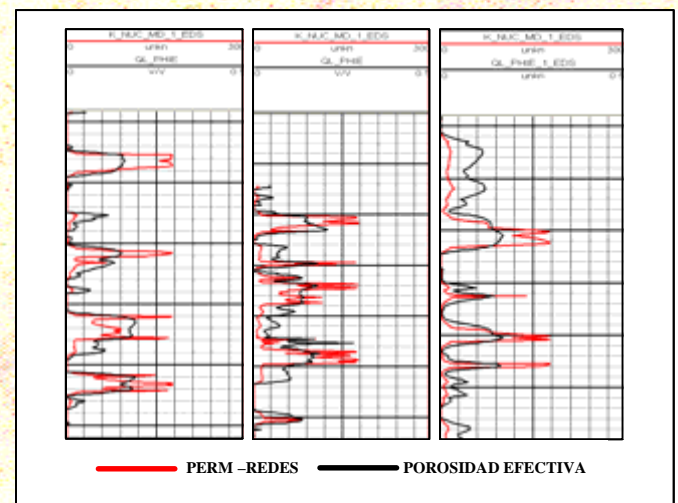


Fig. 2- Aplicación del Entrenamiento y Generación de Perfiles de Permeabilidad Sintéticos

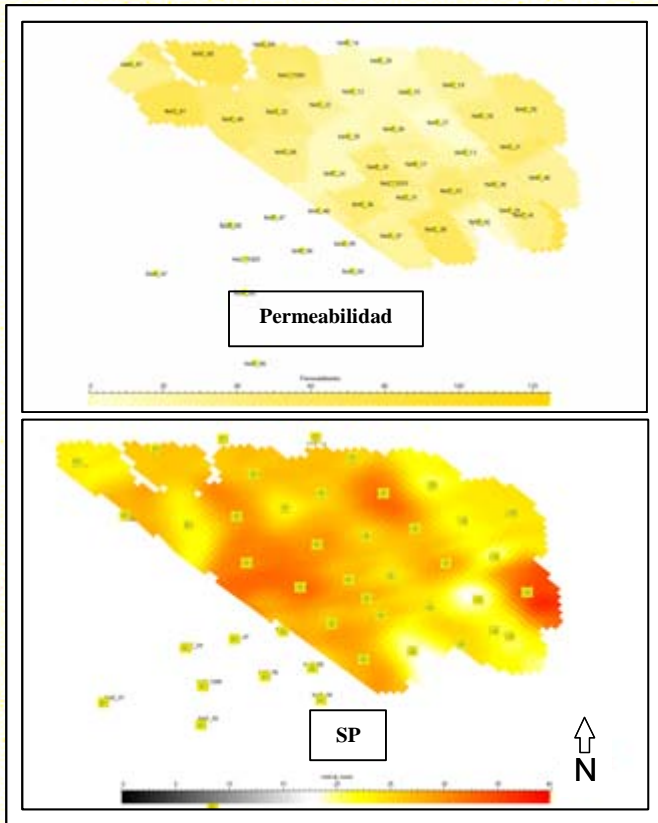


Fig. 3- Distribución de la Permeabilidad en la Grilla Tridimensional por Kriging Ordinario.

El eje mayor de extrapolación es coincidente con el de la distribución del perfil SP.

La bondad del Modelo de Permeabilidades generado se valoró teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Que las tendencias mostradas por la permeabilidad fueron en general similares y congruentes con las mostradas por el registro eléctrico SP, con la dirección mayor de extrapolación en sentido NW-SE. (Fig. 3)
- Que las zonas de baja permeabilidad en el modelo coinciden con barreras de conectividad que permiten explicar la falta de relación entre productor e inyector a ambos lados de la barrera, durante el piloto de Inyección de Agua.
- Que esto puede observarse en los mapas de Delimitación y Caracterización de Subunidades Hidráulicas donde las barreras de conectividad coinciden con zonas de bajas permeabilidades (Fig. 4)
- Que las zonas de mayor Permeabilidad predichas por el modelo se corresponden con los pozos de mayor acumulada de petróleo (Fig. 5)
- Que en la Simulación Numérica por Diferencias Finitas el modelo mostró un excelente ajuste respecto de la producción histórica. Este resultado (Fig 6) representa una

crossvalidación del modelo desde un punto de vista dinámico.

- Que el Ajuste Histórico arriba referido se logró al cabo de 6 corridas y los únicos parámetros que se modificaron fueron los puntos extremos de la permeabilidad relativa.
- Que en ese Ajuste no fue necesario modificar el modelo de permeabilidad absoluta, lo cual confirma la aproximación del modelo a la situación real del yacimiento.

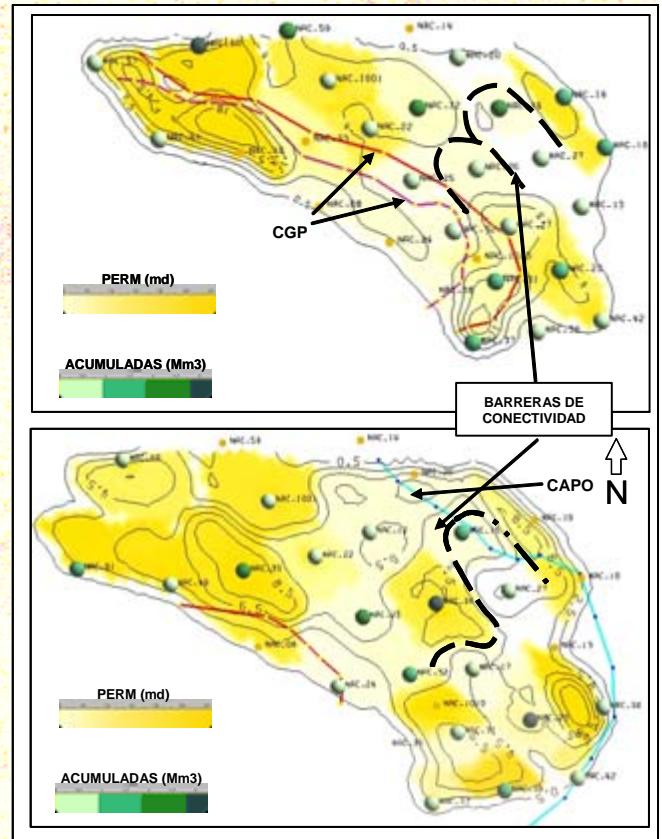


Fig. 4- Barreras de Conectividad predichas por el Modelo para dos Niveles del Yacimiento

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del modelo generado pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- Las redes neuronales han demostrado ser en este yacimiento un confiable método de predicción, ya que respetaron las tendencias mostradas por otras variables, como la litología y la producción de petróleo.
- Al mismo tiempo lograron reproducir la variabilidad y heterogeneidad de la permeabilidad a escala de reservorio, sin generar valores "promedio" por zonas, al no ajustarse a leyes matemáticas predeterminadas.

• Los resultados del modelo fueron validados a través de caracterizaciones estáticas (distribución y espesores de arenas definidas a partir de SP) y dinámicas (acumuladas de producción y ajustes históricos durante la simulación numérica).

Sin embargo, y aunque resulte evidente, no debería olvidarse que un buen resultado depende de la calidad de los datos de entrada casi exclusivamente. Por ello, en la etapa previa al modelado se recomienda tener en cuenta los siguientes factores:

- La cantidad de información de corona disponible, su distribución en el reservorio y el número de perfiles condicionará la bondad de la predicción posterior ya que la capacidad de generalización de la red estará basada en la diversidad de datos y situaciones a las que se la exponga durante su entrenamiento.
- Las tareas previas al entrenamiento de una Red Neuronal requieren de una exhaustiva búsqueda de relaciones confiables entre variables, de análisis de sensibilidad que permitan seleccionar los parámetros de entrada y de la elección cuidadosa de los datos de salida más representativos. Para este fin los análisis estadísticos de los datos de entrada respecto del patrón a reproducir (en este caso la permeabilidad) resultan de suma utilidad para admitir o descartar conjuntos de datos.
- Para evitar los errores de combinar datos de permeabilidad medidos en distintas condiciones, se recomienda expresar los mismos a una única NOBP (Net Overburden Pressure).
- Es conveniente que los entrenamientos de permeabilidad se efectúen por zona, facie, bloque o cualquier otra diferenciación geológica que implique una variación en la relación entrada-salida de la Red. Se evitarán así predicciones erróneas o poco confiables, en detrimento de la versatilidad de la red neuronal. Si la información disponible por zonas es escasa o irrelevante, entonces un entrenamiento global de las Redes es más recomendable, tal como se realizó en el caso aquí presentado.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la empresa Pioneer Natural Resources Argentina por autorizar la presentación de este trabajo que ha utilizado parte de la información del Yacimiento Anticlinal Campamento.

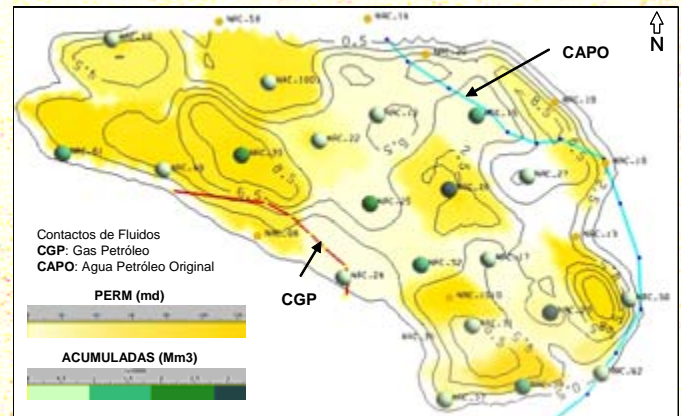


Fig. 5- Relación entre Acumuladas de Producción y Permeabilidades

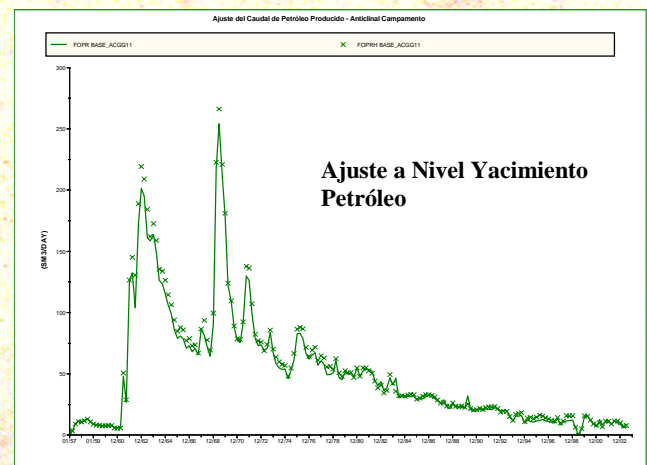
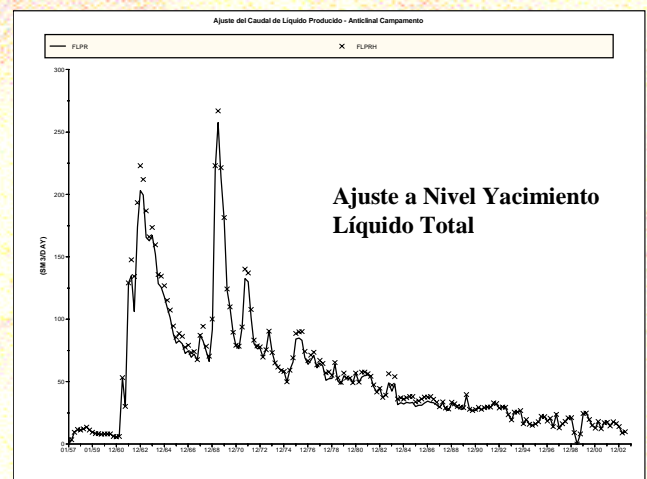


Fig. 6- Simulación Numérica por Diferencias Finitas. Ajuste Histórico Global

BIBLIOGRAFIA

- Galacho, M.C.; Iribarne, M.; Loss, M.L.; Vázquez, P. y Lavia, M.: Modelo de Permeabilidades de Reservorio utilizando Redes Neuronales Artificiales e Integración Geostatística. VI Congreso de Exploración y Desarrollo, Mar del Plata, Argentina. (Noviembre, 2006).
- Balan, B.; Mohaghegh, S. D. y Ameri, S.: "State-Of-The Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 1-A Comparative Study, Model Development", SPE 30978, SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, Morgantown, West Virginia, U.S.A.(Setiembre 1995).
- Bhatt, A. y Helle, H. B. : "Porosity, Permeability and TOC prediction from well logs using a neural network approach", 61st Annual EAGE Meeting, Helsinki, Finlandia (Junio 1999).
- Bhatt, A.; Helle, H.B. y Ursin, B.: "Application of Committee Machines in Reservoir Characterization While Drilling: a Novel Neural Network Approach in Log Analysis", 6th Nordic Symposium on Petrophysics, Trondheim, Noruega (Mayo 2001).
- Galacho, M.C.; Monsalvo, G. F.; Vázquez, P. y Wouterlood, C.J.: "La Estadística Integral Autocorrelada y la Optimización del Desarrollo y Explotación de los Campos", 3er Congreso E_Exitep, Veracruz, México (Febrero 2003).
- Jensen, J.L.; Lake, L. W.; Corbett, P.W. y Goggin, D. J.: "Statistics for petroleum engineers and geoscientists", Second Edition, Elsevier Science, Amsterdam, Holanda (2000).
- Kelkar, M. y Pérez, G.: "Applied Geostatistics for Reservoir Characterization", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A. (2002).
- Mohaghegh, S. D.; Balan, B. y Ameri, S.: "State-Of-The Art in Permeability Determination From Well Log Data: Part 2- Verifiable, Accurate Permeability Predictions, The Touch - stone of All Models", SPE 30979, SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, Morgantown, West Virginia, U.S.A.(Setiembre 1995)
- Mohaghegh, S. D.: "Recent Development in Application of Artificial Intelligence in Petroleum Engineering", SPE 89033 (Mayo 2004).

NOVEDADES

*Deseamos comentarles que MG&A ha firmado un acuerdo con **PetroSkills** para representarlos en la América Latina de habla hispana y para el dictado de los Cursos de la Empresa en Castellano.*

Justamente en las fotos adjuntas se ven dos profesionales de MG&A durante el dictado de unos de los Cursos de PetroSkills en Bogotá, Colombia.



PetroSkills fue creado en el año 2001 cuando BP, Shell y OGCI reunieron sus experiencias y recursos para ofrecer programas de entrenamiento importantes, no-exclusivos. La reunión posterior de otras empresas petroleras muy importantes amplió la alianza generadora de Petroskills transformándola en un referente internacional de la industria.

Los cursos de PetroSkills se basan en mapas detallados de habilidades y capacidades a desarrollar solicitados por las


compañías miembros de la Alianza, para aplicar de manera no exclusiva. El mismo diseño se aplica para los Cursos actualmente dictados en español. Se realizan tanto Cursos Públicos como "in house".




También PetroSkills dispone de una Herramienta de Análisis de Competencias que permite identificar qué desarrollos requiere cada profesional y generar un programa personalizado para completar esas necesidades. ↗

Contáctenos

: mgyasoc@mgyasoc.com.ar

: www.mgyasoc.com.ar

 (5411) 4325-8985; Gratuito desde México: 01 800-123-4788