

El Boletín para Nuestra Comunicación

INTRODUCCIÓN

En el boletín anterior comenzamos a mostrarles nuestra experiencia en “REDES NEURONALES ARTIFICIALES (RNA) en Geociencias e Ingeniería de Yacimientos de Petróleo y Gas”, desarrollando la metodología para determinar permeabilidades y porosidades en pozos no coroneados del Yacimiento Anticlinal Campamento.

Para ello se hizo uso de los perfiles SP, ILD y Porosidad Efectiva interpretada del perfil sónico. La Red Neuronal, que fue entrenada en los dos pozos con corona disponible, utilizó 3 neuronas en la capa de entrada: registros de pozo SPN, ILD y Porosidad Efectiva Sónica; 15 y 8 neuronas repartidas en dos capas ocultas y 1 neurona en la capa de salida: la permeabilidad absoluta en condiciones de NOBP (Presión Neta de Confinamiento).

Los parámetros básicos seleccionados según los análisis de sensibilidad fueron: 30 sistemas expertos en paralelo y 500 iteraciones.

En esta entrega les presentamos los resultados y la bondad de la metodología, que alcanzó correlaciones del 90% entre valores medidos y predichos.

Como en nuestros Boletines anteriores, les invitamos a enviarnos sus comentarios y/o propuestas o requerirnos mayor información que la presentada.

De interesarles disponer los Boletines anteriores podrán encontrarlos en nuestra Página Web. Al pie del Boletín hallarán la dirección de la Página y también otras formas de comunicarse con nosotros.

En el año 2013 cumplimos 25 años de trayectoria en América Latina y particularmente en Argentina. Agradecemos a las Empresas que nos acompañan en nuestro primer cuarto de siglo.

RESULTADOS - REDES NEURONALES ARTIFICIALES (RNA) en Geociencias e Ingeniería de Yacimientos de Petróleo y Gas”.

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).

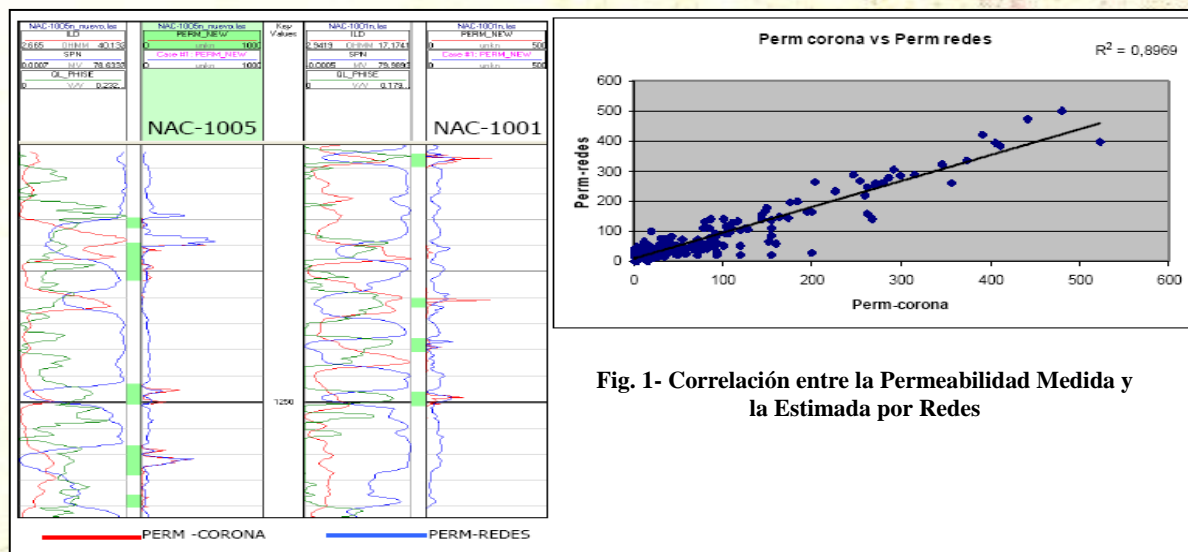


Fig. 1- Correlación entre la Permeabilidad Medida y la Estimada por Redes

La aplicación posterior 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).

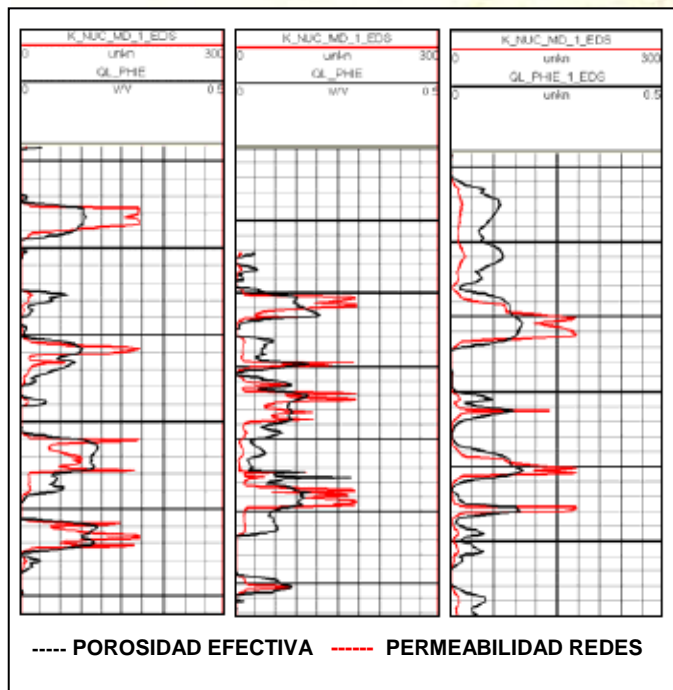


Fig. 2- Aplicación del Entrenamiento y Generación de Perfiles de Permeabilidad Sintéticos

La bondad del Modelo de Permeabilidades generada 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 SP.
- Que las zonas de baja permeabilidad en el modelo coinciden con barreras de conectividad que explican la falta de relación entre productor e inyector a ambos lados de la barrera, durante el piloto de Inyección de Agua.
- Que las zonas de mayor Permeabilidad predichas por el modelo se corresponden con los pozos de mayor acumulada de petróleo.
- Que en la Simulación Numérica por Diferencias Finitas, el modelo mostró un excelente ajuste respecto de la producción histórica. Este resultado (Figs. 3 y 4) representa una validación cruzada 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 buena aproximación del modelo a la situación real del yacimiento.

Fig. 2- Aplicación del Entrenamiento y Generación de

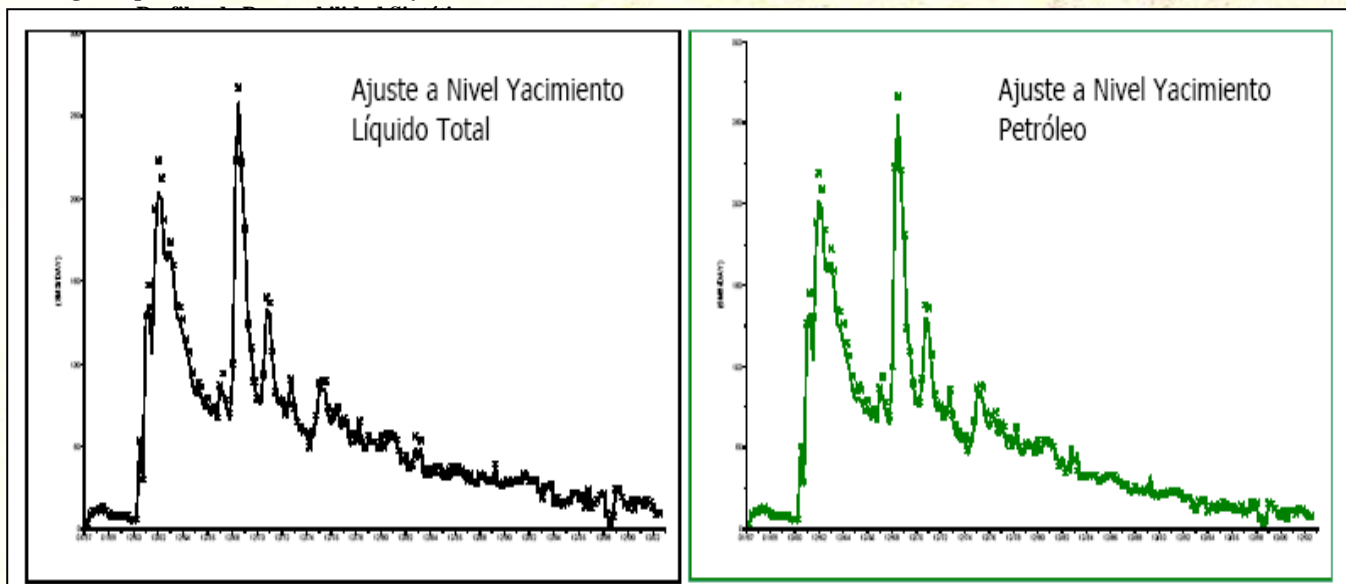


Fig. 3- Simulación Numérica por Diferencias Finitas. Ajustes Históricos

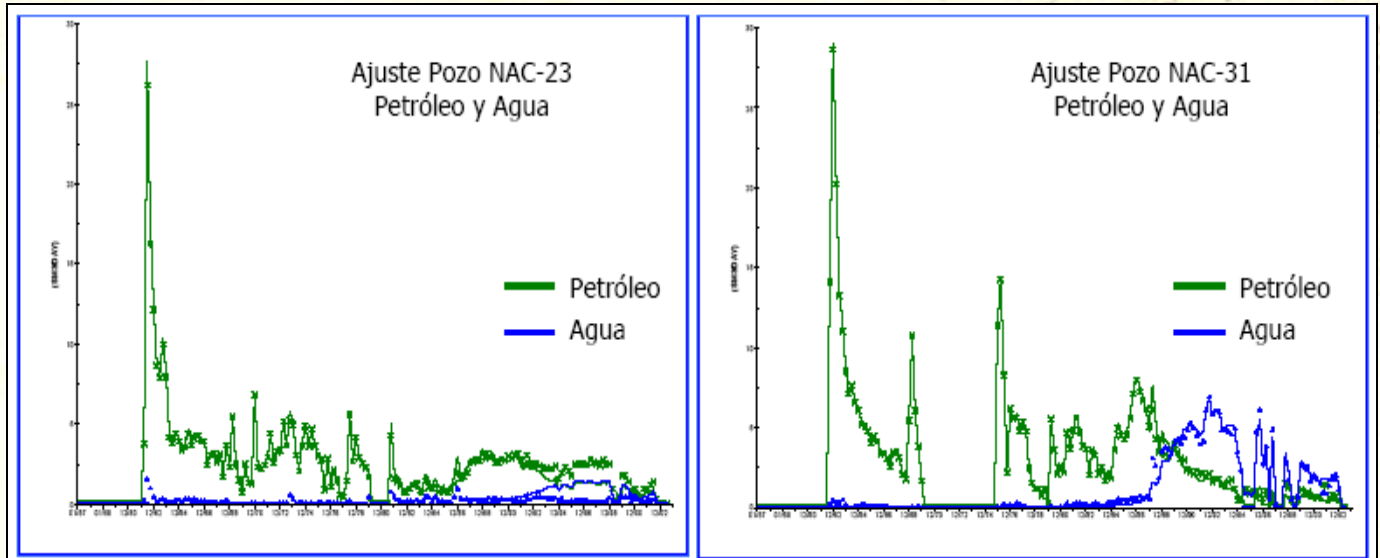


Fig. 4- Simulación Numérica por Diferencias Finitas. Ajustes Históricos

CONCLUSIONES

Del modelo generado pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- Las redes neuronales han demostrado ser en este yacimiento un confiable método de predicción, ya que la estimación de parámetros petrofísicos mediante su uso, fue consistente con 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 coronas disponible, su distribución en el reservorio y el número de perfiles. Estos condicionarán 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: Presión Neta de Confinamiento).

- Es conveniente que los entrenamientos de permeabilidad se efectúen por zona, facies, 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.



PRÓXIMA ENTREGA

En la próxima entrega analizaremos el uso de las redes neuronales en la predicción de la evolución de la presión estática en el Yacimiento Anticlinal Campamento utilizando datos de producción.

Como siempre, deseamos compartir experiencias y conocimientos con nuestros colegas que nos permitan alcanzar el éxito deseado en la resolución de problemas técnicos complejos, maximizando los resultados económicos de los correspondientes proyectos.

**“Tecnología de Avanzada”
En Modelo Integrado**

MG&A Oil&Gas ofrece su vasta experiencia a las Compañías del Upstream del Petróleo y Gas que operan en América Latina, brindándoles una amplia gama de Servicios Integrados en:

- Caracterización Temprana de Yacimientos**
- Revitalización de Campos Maduros**
- Yacimientos No Convencionales**
- Certificación y Auditoría de Reservas**
- Cursos y Transferencia de Tecnología**

Para brindar estos Servicios trabajamos, en ocasiones con nuestros clientes, en:

- | | |
|-------------------|---|
| Geología | Ingeniería de Reservorios. |
| Sedimentología | Simulación Numérica Dinámica |
| Estratigrafía | Predicciones Dinámicas por Redes Neuronales |
| Petrofísica | Ingeniería de Producción |
| Geofísica | Evaluaciones de Riesgo |
| Geoestadística | Evaluaciones Económicas |
| Modelado Estático | Auditorías Técnicas & Económicas |

Nuestras Recomendaciones Técnicas optimizan la economía de los proyectos

Caracterización Temprana - Revitalización de Campos Maduros - Yacimientos No Convencionales

Contáctenos: : mgoilandgas@mgoilandgas.com.ar : www.mgoilandgas.com.ar (5411) 4325-8985; Gratuito desde México: 01 800-123-4788