

# Optimización en la estimación de la Permeabilidad utilizando Redes Neuronales en la Formación Springhill, Yacimiento La Paz, Cuenca Austral.

**Laura Petry\*, Alejandro Trapiche\*, Claudio Naidés\***

\* [laura.petry@petrobras.com](mailto:laura.petry@petrobras.com), Petrobras Energía, J.J. Lastra 6000 (8300) Neuquén

\* [alejandro.trapiche@petrobras.com](mailto:alejandro.trapiche@petrobras.com), Petrobras Energía, J.J. Lastra 6000 (8300) Neuquén

\* [claudio.naides@petrobras.com](mailto:claudio.naides@petrobras.com), Petrobras Energía, J.J. Lastra 6000 (8300) Neuquén

**Sinopsis:** *Optimización en la estimación de la Permeabilidad utilizando Redes Neuronales en la Formación Springhill, Yacimiento La Paz, Cuenca Austral.*

El Yacimiento La Paz se encuentra ubicado en la cuenca Austral Argentina. Este cuenta con siete pozos perforados, cuyo principal objetivo es la Formación Springhill, interpretada como el resultado del relleno costero de un mar somero de edad Jurásico-Cretácico. En la misma se han identificado cuatro facies denominadas informalmente *Brown, Yellow, Orange y Green*.

La ocurrencia de niveles permeables depende fundamentalmente de la distribución regional de los ambientes sedimentarios durante la evolución de la cuenca y de los procesos diagenéticos que en algunos casos llegan a obliterar casi totalmente el sistema poral original.

En este Yacimiento en particular, las distintas facies interpretadas, tienen variaciones de permeabilidad muy marcadas para similares valores de porosidad, las permeabilidades varían desde 0.005 mD hasta 2 D, razón que hace muy difícil evaluarlas a partir de métodos convencionales, como la utilización de ecuaciones empíricas o leyes K-Phi, ya sea separándolas por facies o de manera integrada. Por lo que se recurrió al uso de redes neuronales, las que fueron entrenadas con datos de perfiles previamente normalizados y diferentes para cada una de las facies interpretadas, obteniendo de esta manera un buen ajuste entre los datos medidos en corona y las permeabilidades calculadas.

El coeficiente de correlación obtenido para el conjunto de facies con el método de redes neuronales mejoró en un 20% con respecto al obtenido a partir de métodos convencionales, logrando de esta manera optimizar la estimación de permeabilidades en el Yacimiento La Paz.

## Introducción

Los cálculos petrofísicos como porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad se realizan con el objeto de caracterizar las distintas capas de un yacimiento, para así predecir si estas son capaces de producir hidrocarburos de manera económicamente rentable. Los resultados obtenidos del modelo petrofísico son utilizados para realizar el modelo estático del yacimiento, y posteriormente la simulación del mismo. Por lo que es necesario conocer la distribución espacial de las propiedades petrofísicas para así poder aplicar una estrategia efectiva de explotación.

Uno de los parámetros más difícil de estimar es la permeabilidad, ya que solo se obtienen datos precisos de las mediciones realizadas a testigos coronas o de ensayos de pozo, valores que no son medidos con frecuencia por su elevado costo y dificultad de adquisición.

Las distintas facies interpretadas en el Yacimiento La Paz, tienen variaciones de permeabilidad muy marcadas, estas oscilan entre 0.005 mD hasta 2 D, razón por la que se recurrió al uso de metodologías diferentes a las convencionales, como las redes neuronales.

El objetivo de este trabajo es mejorar la estimación de permeabilidades mediante el uso de esta metodología que ha demostrado ser de gran utilidad para determinar parámetros petrofísicos como éste.

## **Características Generales**

El yacimiento La Paz se encuentra ubicado aproximadamente a 170 Km al Noroeste de la Ciudad de Río Gallegos (Figura 1).

El primer pozo perforado en la zona fue el PBa x-1 (YPF-Puesto Barros), en el año 1982, el cual no obtuvo buenos resultados.

El yacimiento fue descubierto en 1995 mediante la perforación del pozo LPx-1 (La Paz x-1), productor de gas en la sección superior de la Formación Springhill.

En los subsiguientes años se perforaron tres pozos (La Paz-2, La Paz-3 y La Paz-4) con el fin de ir delimitando la estructura y conociendo las posibles variaciones faciales del reservorio. Con estos pozos se detectó una estructura independiente al Noreste de la anterior como así también un deterioro de la calidad del reservorio hacia el Norte (Figura 2 y 3).

Durante el año 2004 se continuó con el desarrollo del área en la estructura principal con dos pozos (La Paz-5 y La Paz-6), los cuáles confirmaron excelentes propiedades de reservorio y se encuentran actualmente con importantes volúmenes de producción de gas.

Los niveles productores se ubican en el tope de la Formación Springhill, a una profundidad que varía entre los 3100 y 3150 metros.

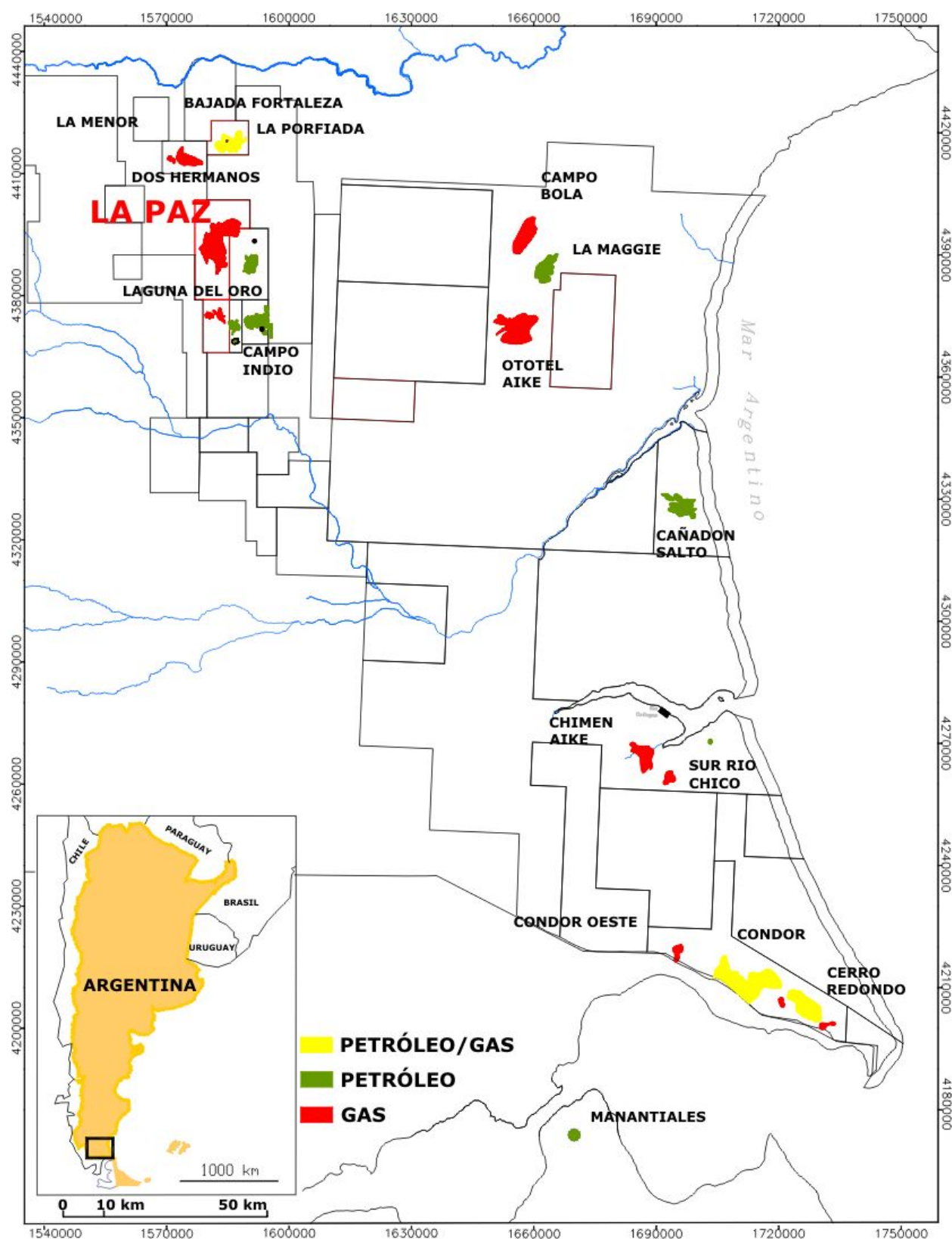


Figura 1. Mapa de ubicación del Yacimiento La Paz, cuenca Austral.

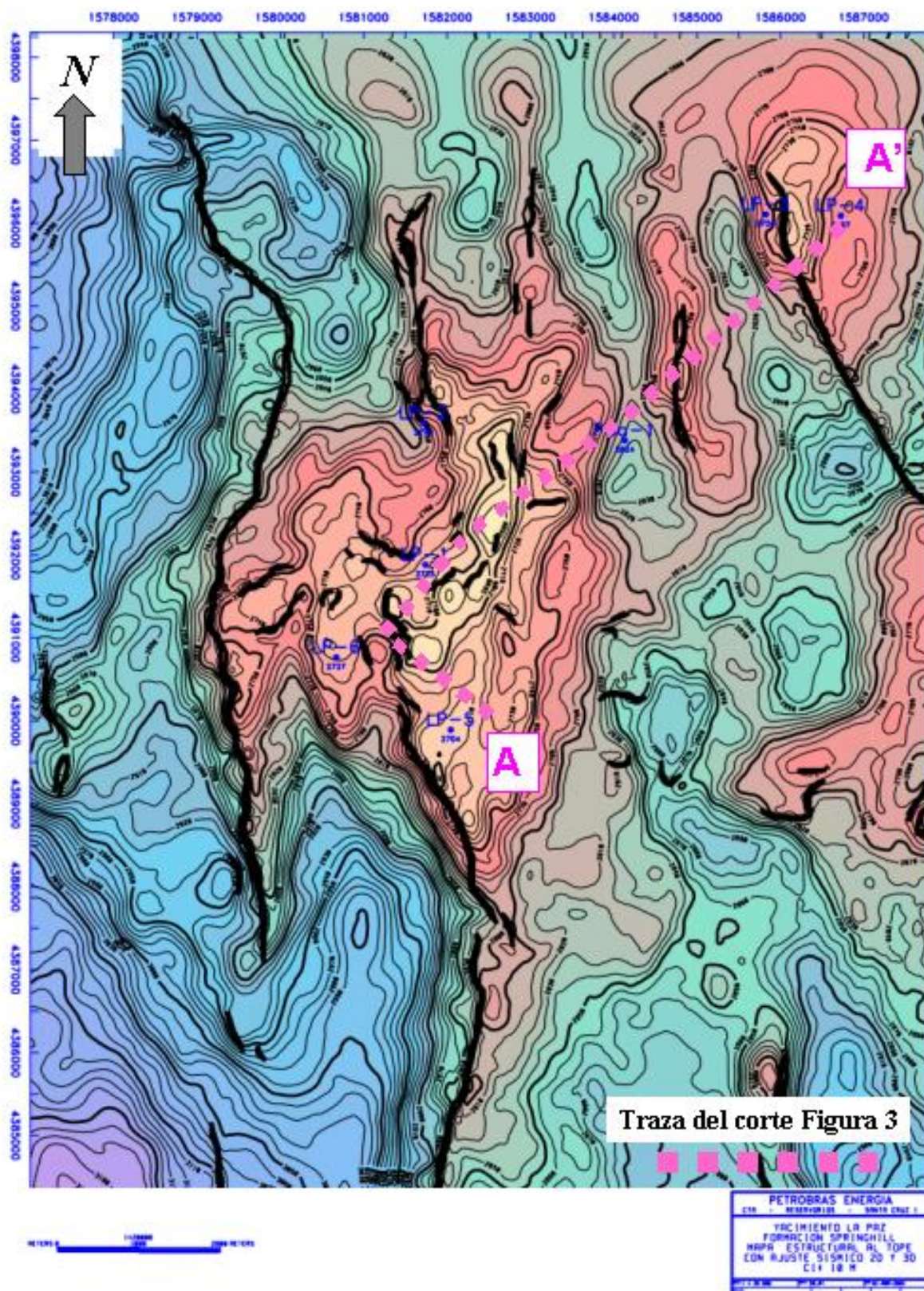


Figura 2. Mapa estructural al tope de la Formación Springhill, Yacimiento La Paz.

## Marco Geológico del Yacimiento

La Formación Springhill en el Yacimiento La Paz correspondería al ciclo Boleadoras-Cóndor-Alfa, asignado al Valanginiense inferior (Pedrazzini y Cagnolatti 2002) y está compuesta por dos secuencias de extensión regional. La unidad presenta en la zona del yacimiento un espesor total del orden de 100 metros.

Debido a que la misma se depositó durante los períodos de subsidencia y compactación diferencial, posteriores a la colmatación de los semigraben del sistema de *rift* que afectó el basamento precretácico, existe una estrecha relación entre los espesores totales de la unidad y su posición paleoestructural. Así, los mayores desarrollos se han determinado en el pozo PBa x-1 (posición más deprimida) y los menores espesores en los pozos LPx-1 y LP-5 (posiciones más elevadas).

La secuencia superior, principal productora del yacimiento y objeto de este estudio, es de carácter continuo, posee espesores del orden de 30 metros y presenta patrones de apilamiento cilíndricos y granocrecientes. Basándose en los análisis sedimentológicos e interpretaciones ambientales de coronas y correlaciones de perfiles de pozos, se ha dividido esta unidad en tres secuencias de menor jerarquía (Figura 3).

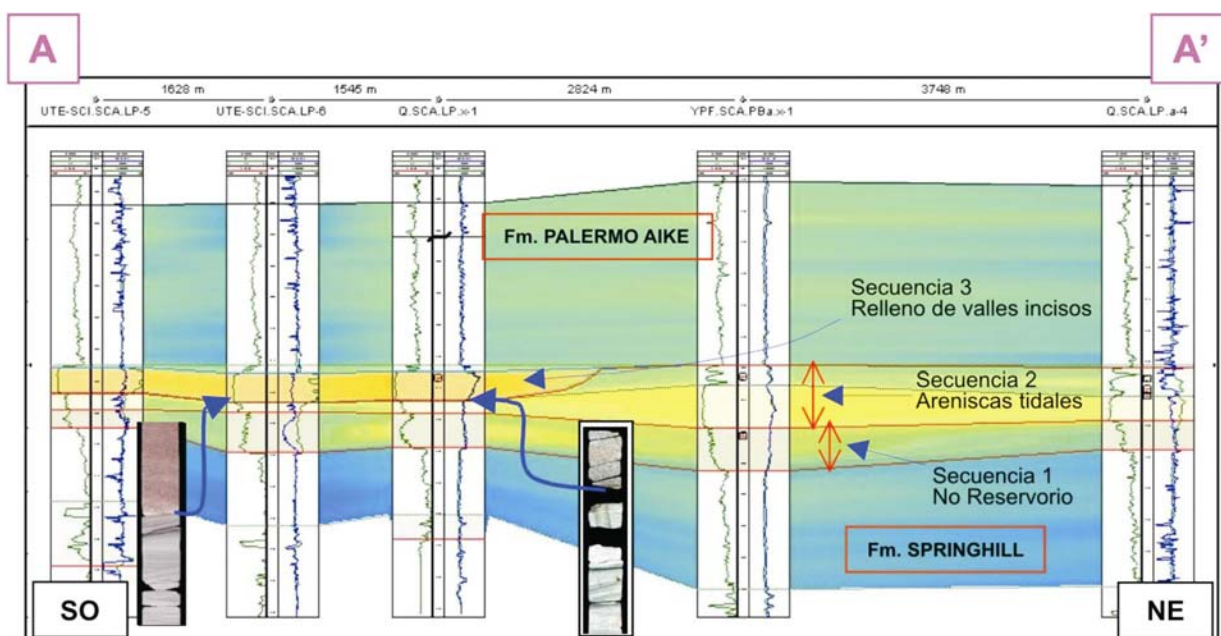


Figura 3: Corte estratigráfico nivelado al tope de la Fm. Springhill, (A-A' mapa Figura 2)

La secuencia 1, esta compuesta por areniscas muy finas, arcillitas y limolitas bioturbadas con abundante presencia de glauconita; esta unidad, identificada informalmente como “Facies Brown”, no posee propiedades reservorio y se interpreta que correspondería a un ambiente de *shoreface* bajo a medio donde se intercalan depósitos de buen tiempo y tormentas con influencia de mareas.

La secuencia 2, apoya en contacto neto sobre la anterior y está constituida por areniscas de grano fino a medio, con estratificación entrecruzada y laminación paralela, depositadas en un ambiente marino somero con influencia de mareas, denominadas informalmente “Facies Yellow”. Niveles de esta secuencia han sido completados y se ha comprobado producción de gas en los pozos LP a-2, LP a-3 y LP a-4; mostrando una regular a pobre calidad como reservorio, con valores medios de porosidad de 12 a 14 % y permeabilidad 1 a 3 mD.

La secuencia 3, yace en contacto neto y discordante sobre las inferiores. Esta compuesta por cuerpos de arenas gruesas a muy gruesas, en general masivas, ocasionalmente con estratificación difusa, que evidencian depósitos generados por corrientes tractivas de alta energía, las cuales se

denominarán como “Facies *Orange*”. Estas arenas poseen muy buena a excelente calidad como reservorio, son productoras en los pozos LP x-1, LP-5 y LP-6 y presentan valores medios de porosidad de 15 % y de permeabilidad entre 500 mD y 1 Darcy, con máximos de 2 Darcy, medidos en testigos corona y comprobados por ensayos de pozos.

La definición del ambiente deposicional resulta de difícil diagnóstico utilizando únicamente los datos de coronas. Sin embargo, a partir de la correlación roca-perfil, la correlación de superficies estratigráficas y facies, utilizando datos de pozos a escala regional y de detalle al nivel de yacimientos, permite inferir que la base de estos depósitos posee carácter erosivo y los mismos podrían corresponder a rellenos de incisiones (Sullivan *et. al.* 2005).

Rematando el ciclo apoya un depósito de material fino con restos orgánicos, que constituirían un ambiente de planicie costera, siendo los últimos rellenos previos a la inundación general del sistema, denominados “Facies *Green*”. Éstos niveles, por su pobre condición petrofísica no son considerados de interés en el ámbito del yacimiento y funcionarían como roca sello.

En la tabla 1 se aprecian las características principales de cada Facies.

Finalmente, sobre la Formación Springhill se deposita la Formación Palermo Aike con un espesor de aproximadamente 1300 metros, conformando la roca madre y sello a la vez.

**Facies Table**

| Depositional setting                                                                   | Facies                                                                                        | Lithofacies                                                                                                                                                                      | Log response                                                                                                                 | Porosity (%) | Perm. (md)   |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Estuarine mudstones<br>Tidal flat, Marsh,<br>include tidal channels<br>and tidal bars. | Green<br>  | Mudstones, waxes and claystones Coal, coaly wood fragments. Parallel lamination. Bioturbation root marks.                                                                        | Low gamma ray and resistivity response.                                                                                      | 5 – 12 %     | 0 – 20 md    |
| fluvial dominated sandstones.<br>Channelized system                                    | Orange<br> | Medium to coarse grained, massive to cross-bedded sandstone w/rare burrows. Scarce glauconite. Coal, pyrite.                                                                     | Sharp based, blocky shape. Low gamma ray character and high resistivity response when oil or gas bearing.                    | 12–20 %      | 10 – 2000 md |
| High energy sandstones. Tidally dominated.                                             | Yellow<br> | Fine to medium grained sandstones, mud draped cross-bedded very common, burrows present. Glauconite common. Assemblage of trace fossils suggest a stressed depositional setting. | Sharp based, blocky to funnel shape, low gamma ray character and relative low resistivity response when oil and gas bearing. | 10– 14%      | 1 – 40 md    |
| Low energy sandstones.                                                                 | Brown<br>  | Interbedded thin sandstones and mudstones, intense bioturbated few primary sedimentary structures. Abundant glauconite.                                                          | Sharp based. Coarsening upward                                                                                               | 3 – 10 %     | 0.05 – 1 md  |

Tabla 1: Facies del Yacimiento La Paz, cuenca Austral.

## Información Disponible

El Yacimiento La Paz cuenta con un conjunto de datos muy completo, el total de los pozos tienen registros de Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Resistividades, Sónico, y Neutrón-Densidad. También se utilizaron para la realización de este trabajo cuatro coronas del Yacimiento (LPx-1, LPa-3, LPa-4, LP-6), con las que se realizó la calibración de la interpretación realizada.

En todas las coronas se contó con petrofísica básica en condiciones estándar y solo algunos puntos medidos a NOBP (condiciones de reservorio). A partir de estos se generó una ley para así llevar el resto de las mediciones a condiciones de reservorio.

Los datos con que cuenta el Yacimiento se encuentran en la Tabla 2 mientras que la Figura 4 muestra la distribución de las facies en cada uno de los pozos.

| Pozos del Yacimiento | Metros de corona | SP | Resistividad | GR | DT | NPHI | RHOB |
|----------------------|------------------|----|--------------|----|----|------|------|
| LP x -1              | 9 m              | √  | √            | √  | √  | √    | √    |
| LP a - 2             | X                | √  | √            | √  | √  | √    | √    |
| LP a - 3             | 10 m             | √  | √            | √  | √  | √    | √    |
| LP a - 4             | 15 m             | √  | √            | √  | √  | √    | √    |
| LP - 5               | X                | √  | √            | √  | √  | √    | √    |
| LP - 6               | 17 m             | √  | √            | √  | √  | √    | √    |
| PBa x -1             | 33 m             | √  | √            | √  | √  | √    | √    |

Tabla 2: Datos del Yacimiento La Paz, cuenca Austral.

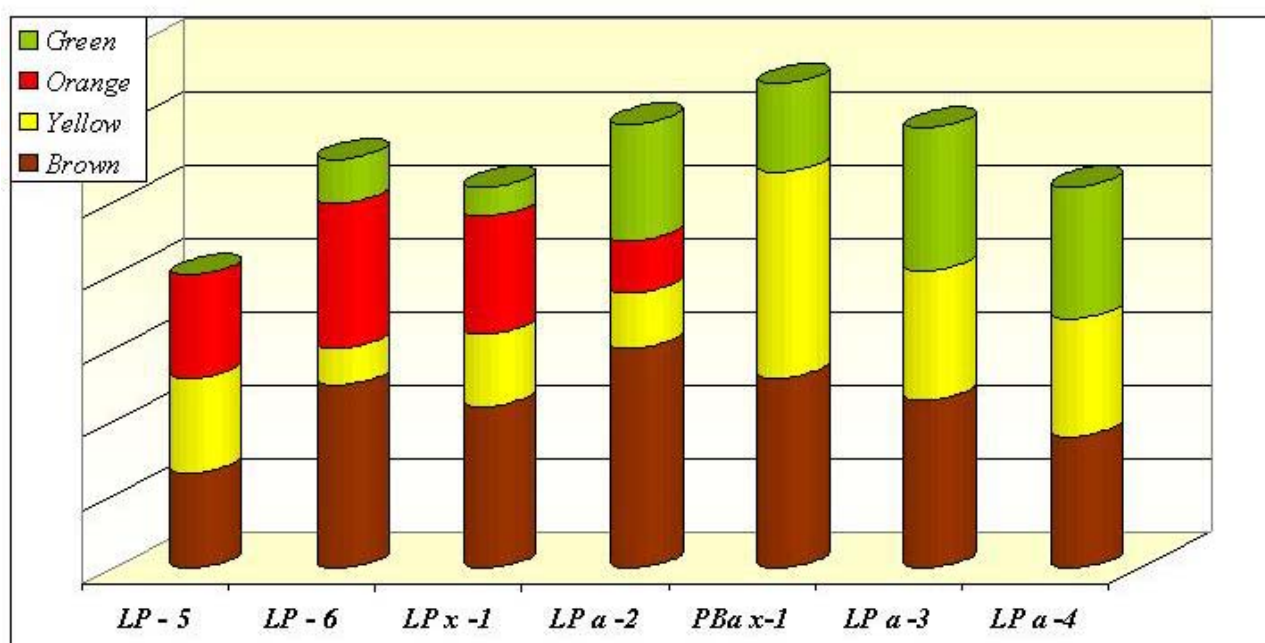


Figura 4: Distribución de las facies en los pozos del Yacimiento La Paz.

## Cálculo de Permeabilidad

### Métodos convencionales

Las permeabilidades en el Yacimiento La Paz fueron calculadas a través de métodos convencionales, como la utilización de ecuaciones empíricas y leyes K-Phi (permeabilidad-porosidad) de manera conjunta como individual para cada una de las facies interpretadas. Los resultados obtenidos no se consideraron aceptables para afrontar un modelado dinámico, como lo demuestran las correlaciones encontradas entre las permeabilidades medidas en coronas y las calculadas a partir de estos métodos. En las Figuras 5 y 6 se observan las correlaciones  $K_{tim}/K_{Core}$  y  $K_{ley}/K_{Core}$  respectivamente.

También se realizó un cálculo de permeabilidades sintéticas a través de una regresión multilíneal. Las curvas utilizadas en la regresión fueron: ILD (Resistividad profunda), GR (Gamma ray) y PHIE (Porosidad). La curva obtenida a través de este proceso se denominó  $K_{sint}$  (permeabilidad sintética) y mejoró bastante la correlación, logrando un  $R^2$  de 0.68. (Figura 7) A pesar de esta mejora en los resultados se consideró necesario ajustar aún más los datos de permeabilidad.

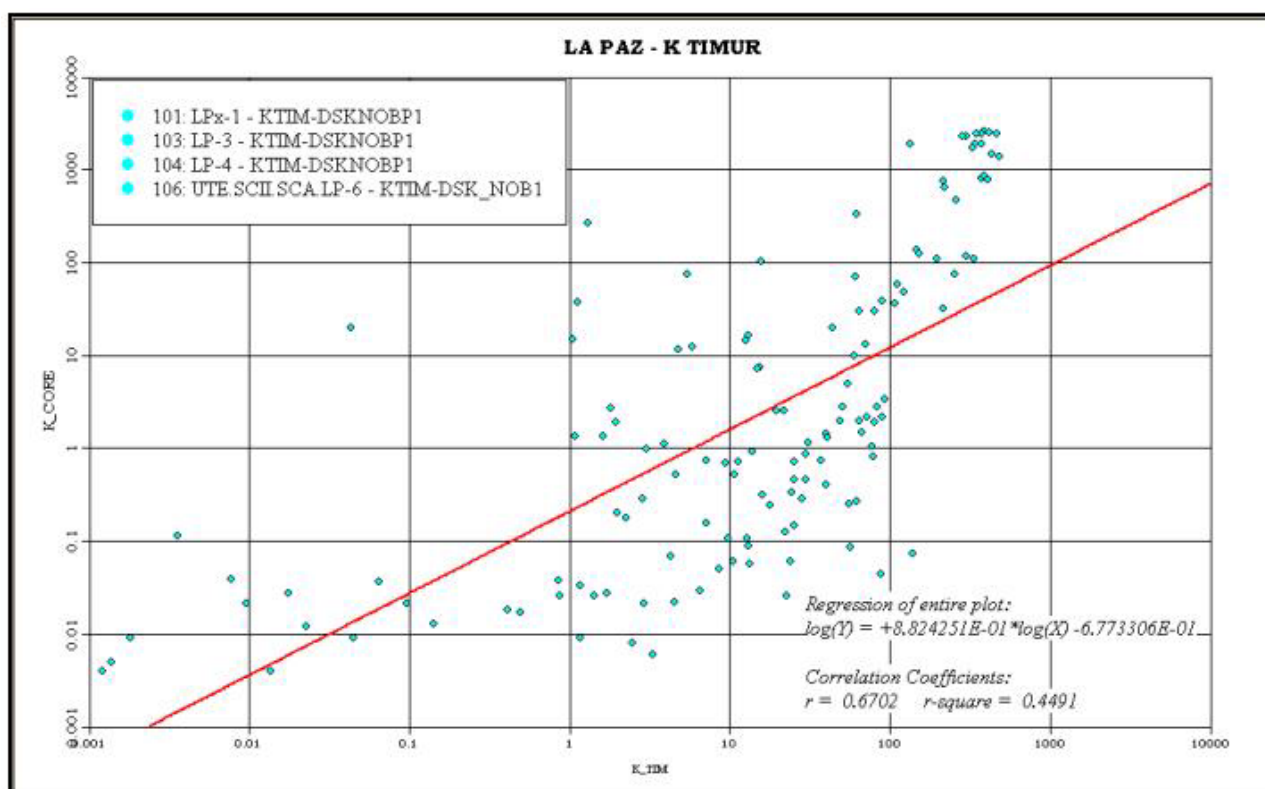


Figura 5: Correlación entre permeabilidad de corona y la calculada con la ecuación de *Timur*.

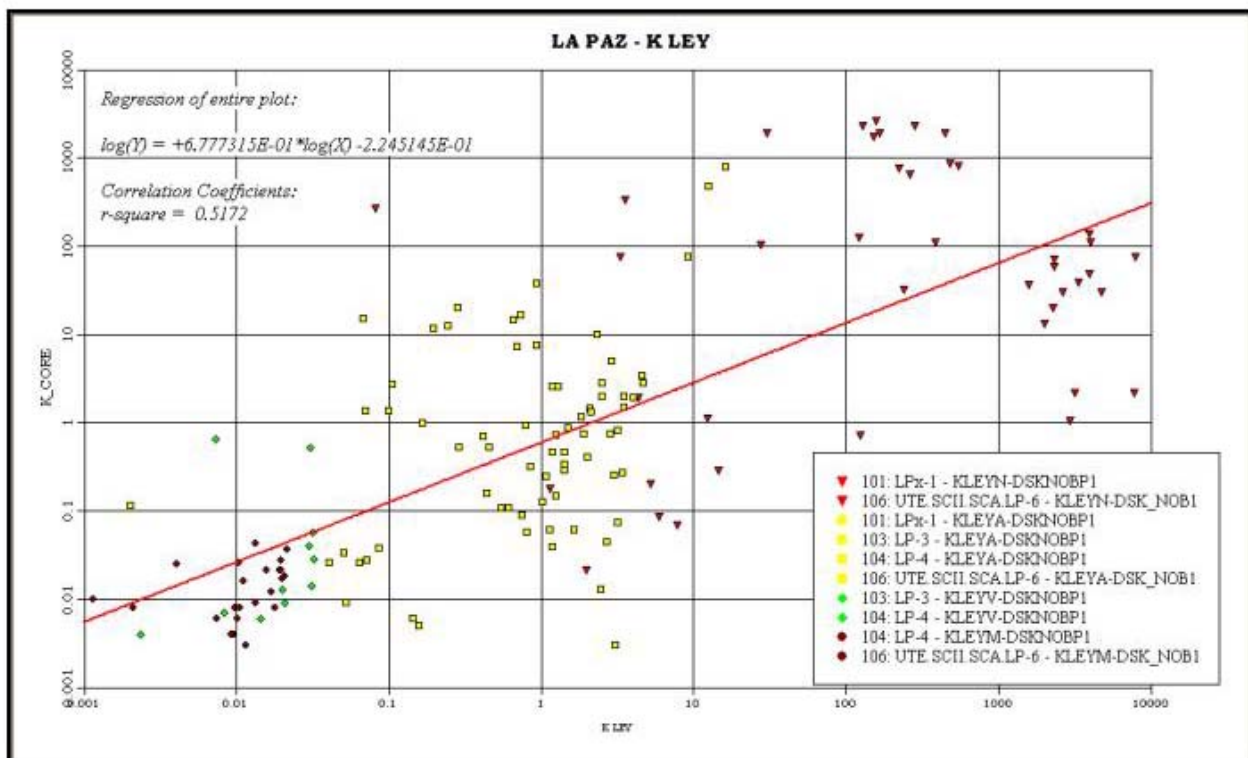


Figura 6: Correlación entre permeabilidad de corona y la calculada con leyes K/Phi.

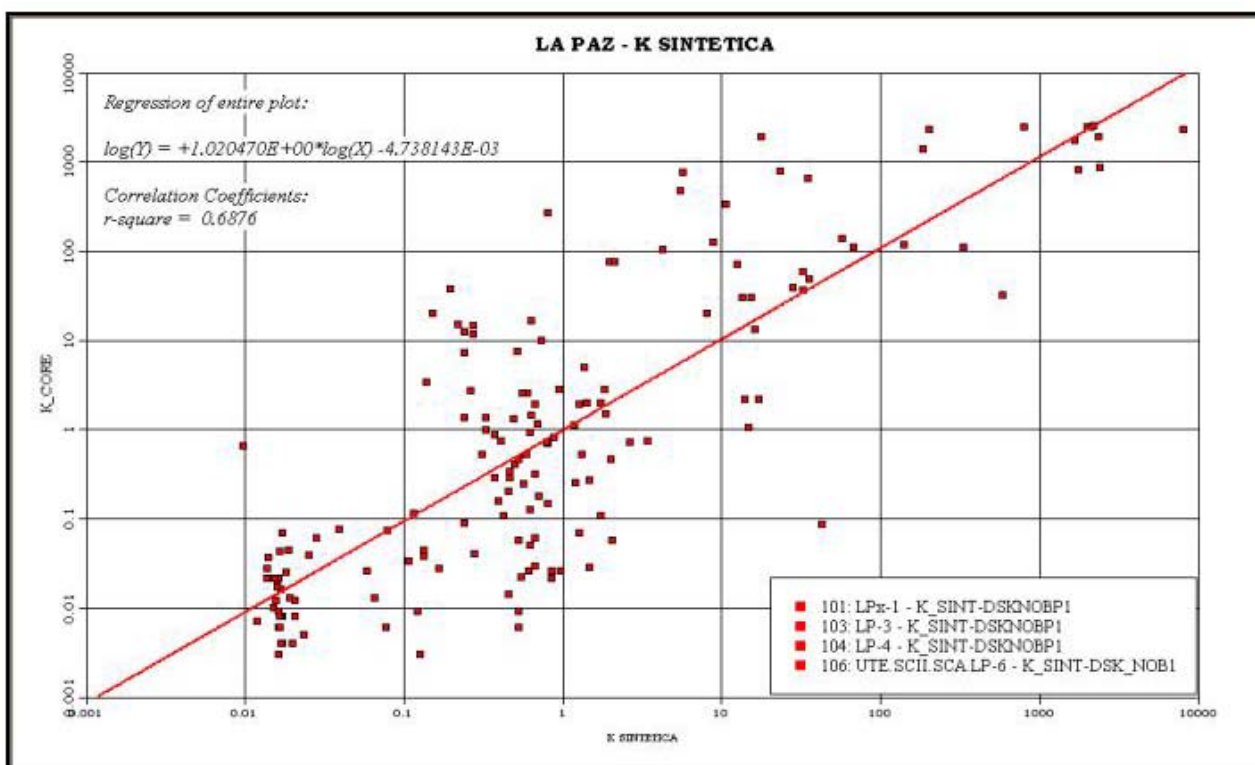


Figura 7: Correlación entre permeabilidad de corona y la calculada con regresión multilíneal.

## Método de Redes Neuronales

En los últimos años se han desarrollado diferentes metodologías que permiten la obtención de información sintética confiable, una de estas son las redes neuronales. Las redes neuronales están inspiradas en el funcionamiento de las neuronas biológicas y pueden ser definidas como algoritmos matemáticos que pretenden imitar el razonamiento del cerebro humano, de tal forma que lo que se procura es que la red reconozca una serie de características o patrones, que serán asimilados y procesados, para posteriormente detectar estos mismos en sectores carentes de información. La Figura 8 muestra un diagrama de las partes que componen una red neuronal.

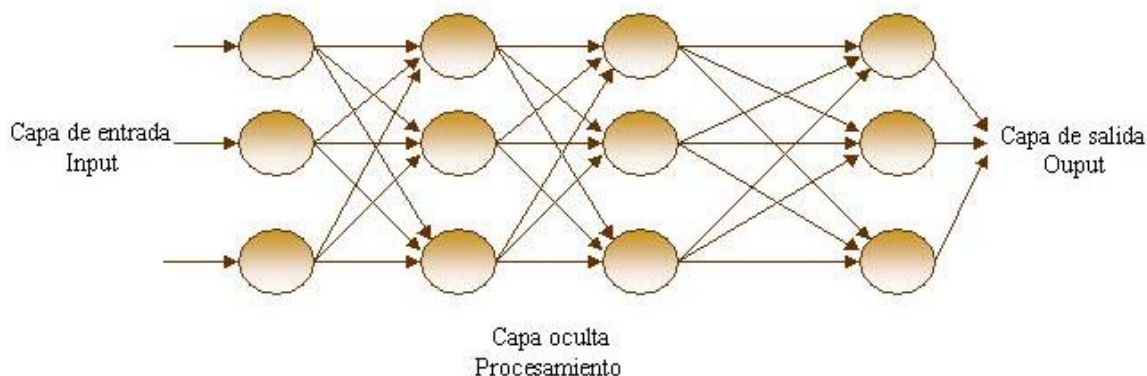


Figura 8: Esquema del funcionamiento de redes neuronales

En el presente trabajo se describe el análisis utilizado para la estimación de permeabilidades con redes neuronales en reservorios gasíferos de la Formación Springhill.

La metodología que se propone, consiste en entrenar las redes neuronales en pozos que tengan información de perfiles a pozo abierto y datos de permeabilidad medidos en coronas. Para el entrenamiento no se utilizó el total de las mediciones de corona, el porcentaje no utilizado servirá posteriormente para verificar la calidad del resultado obtenido a través de la red neuronal.

El programa que se utilizó para el cálculo de las redes neuronales fue el *Statistica 6.0* de *Statsoft*.

Como dato de *Input* (entrada) se utilizan diferentes grupos:

El grupo de *Train* (entrenamiento), grupo de *selection* (selección) y grupo de *Test* (verificación). El grupo de *Train* corresponde a aquellas observaciones que serán usadas por el programa para lograr la regresión buscada a través del procedimiento conocido como entrenamiento. Mientras que los datos del grupo *Selection* no son usados para entrenar la red, sino que se los utiliza a lo largo del entrenamiento para evaluar paralelamente la *performance* de la misma. Las observaciones del grupo *Test* tampoco son usadas para entrenar, sino que se los utiliza al finalizar el proceso para verificar la calidad de la red neuronal.

Es recomendable normalizar o escalar los datos que se utilizarán para alimentar las redes, para de esta forma unificar los valores de las curvas que participarán en el proceso. Por lo que todas las curvas fueron normalizadas entre 0 y 1.

El programa utilizó como parámetro a reproducir las mediciones realizadas en laboratorio a los testigos coronas a condiciones de reservorio. Como estos valores son datos puntuales distribuidos a lo largo de la corona, lo que se hizo fue unirlos a través de una curva, para así introducir en las redes datos de permeabilidad continuos.

En las Figuras 9 y 10 podemos observar los resultados obtenidos para algunos pozos del Yacimiento La Paz. Las curvas obtenidas con las redes neuronales están ubicadas en el último *track* con diferentes colores indicando la facies a la que hace referencia. (KREDMARR facies *Brown*, KREDAMA facies *Yellow*, KREDNARA facies *Orange*, KREDVER facies *Green*)

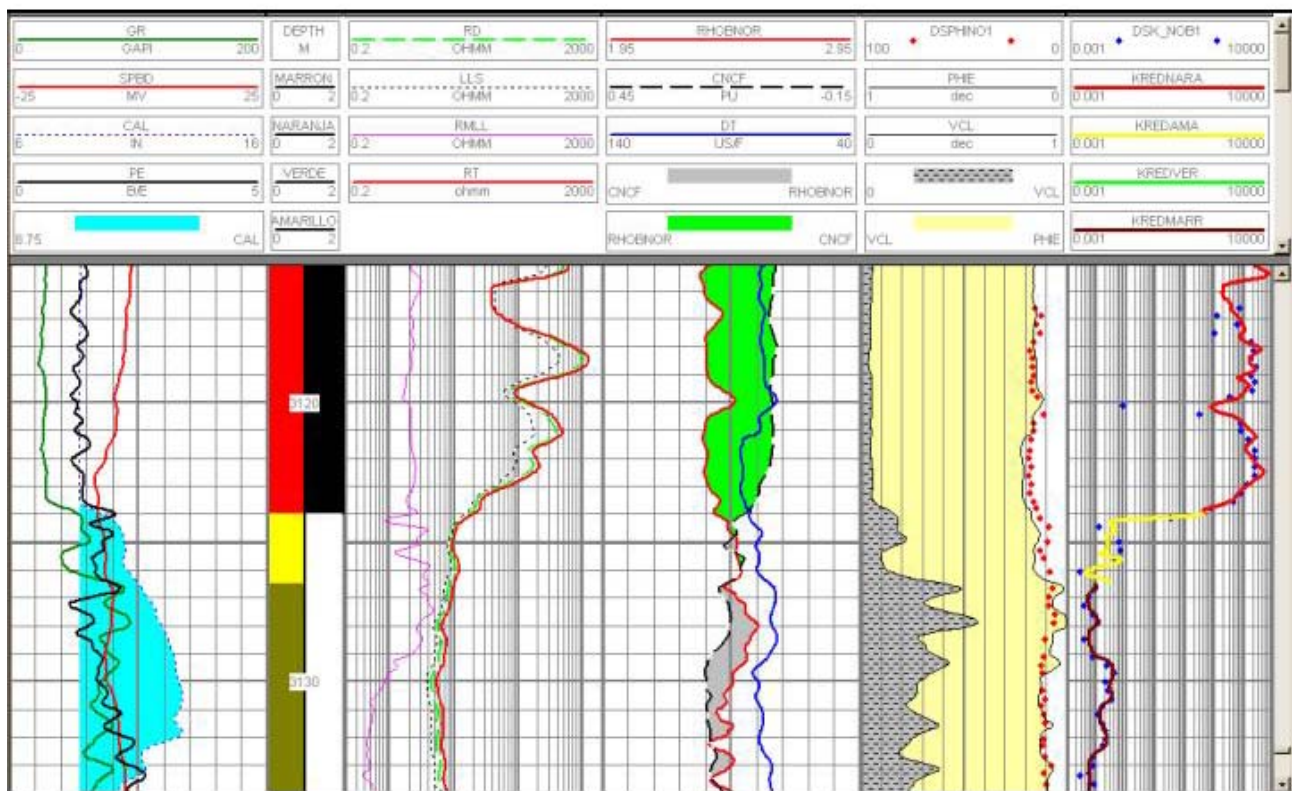


Figura 9: Correlación entre las mediciones de corona y las permeabilidades calculadas con las redes neuronales.

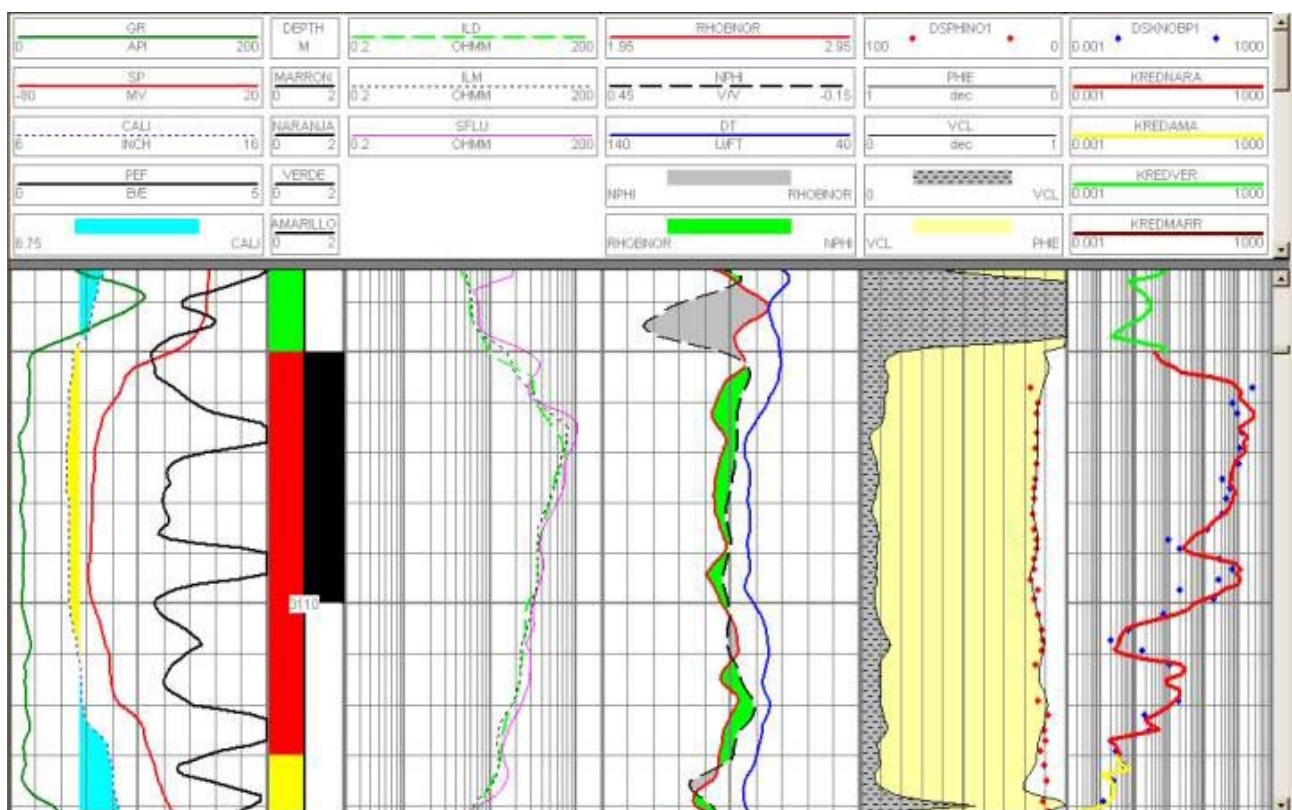


Figura 10: Correlación entre las mediciones de corona y las permeabilidades calculadas con las redes neuronales.

El cálculo con redes neuronales se realizó para cada una de las facies interpretadas en el yacimiento, ya que cada una de éstas presenta características petrofísicas diferentes (tabla 1), lo que hizo necesario generar redes neuronales individuales, ya que de esta manera se obtuvieron los mejores resultados. A modo de ejemplo vemos en la Figura 11 muestra el esquema de la red generada para las Facies *Orange*. Esta fue alimentada con cinco datos de entrada y en el procesamiento participaron dos capas ocultas con cuatros y cinco neuronas cada una.

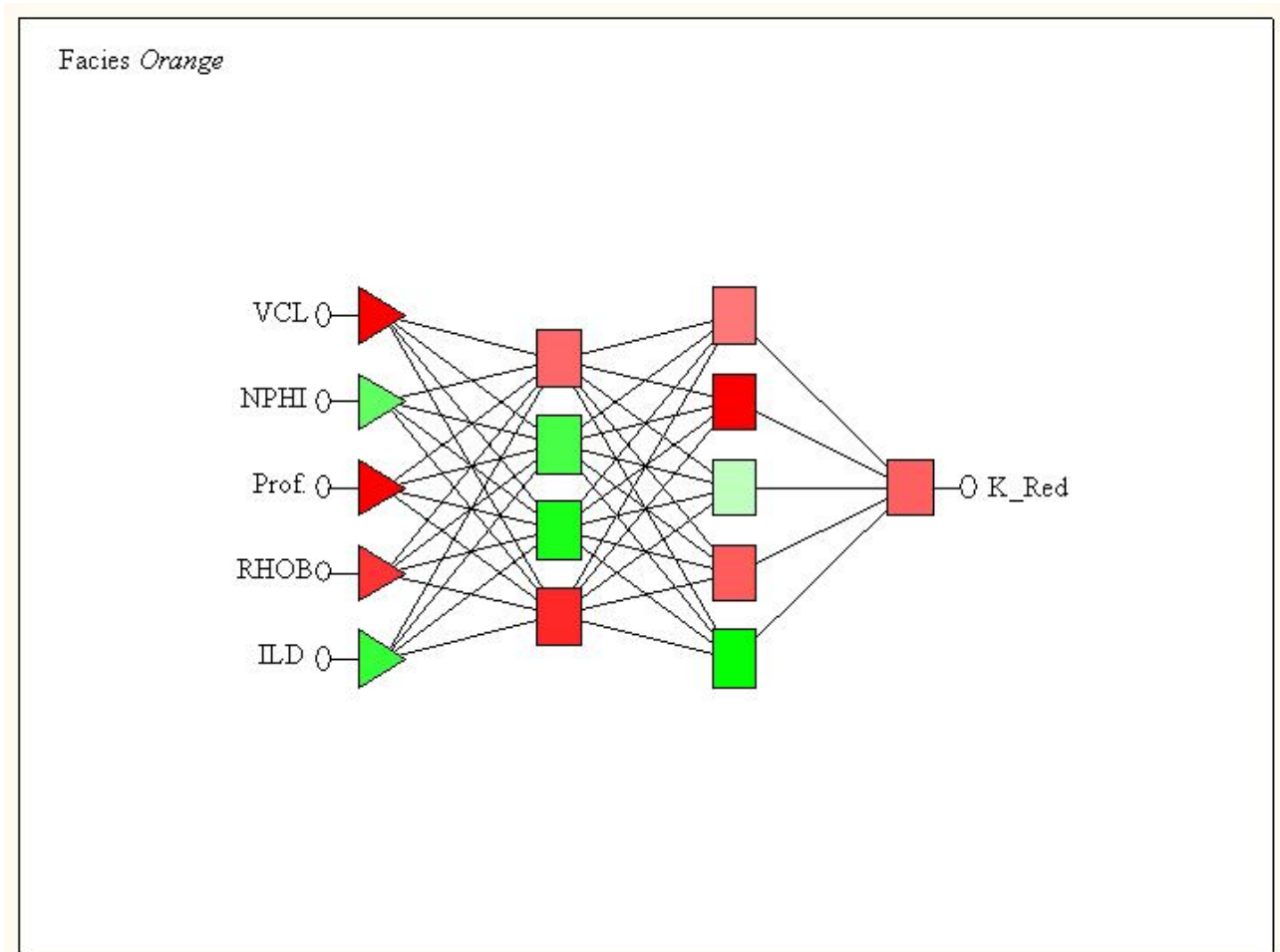


Figura 11: Esquema de la red neuronal de las Facies *Orange*

Para todas las redes neuronales se utilizó un análisis *Custom Network Designer*, que permite diseñar y entrenar redes en forma personalizada y el modelo utilizado fue el *Multilayer Perceptron*. A continuación se observan las correlaciones obtenidas para cada facies y los datos de entrada utilizados para cada una de ellas.

- **Facies Brown**

Se obtuvo una buena correlación entre los valores medidos en coronas (*Test*) y los determinados por la red neuronal, con un  $R^2 = 0.89$  (Figura 12)

Las curvas utilizadas como *input* fueron: DT (sónico) – PHI (porosidad) – NPFI (neutrón)

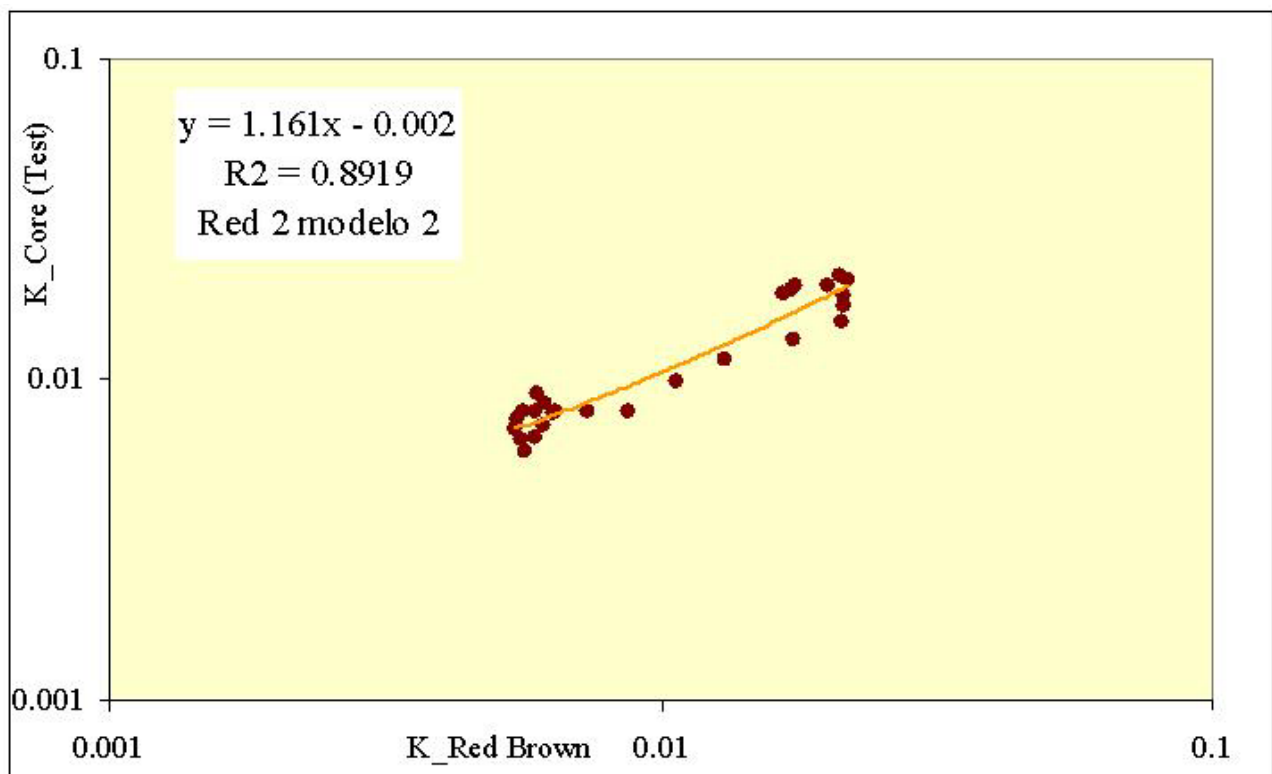


Figura 12: Correlación entre permeabilidad de corona (*Test*) y la calculada con la red neuronal.

- **Facies Yellow**

Para las facies *Yellow* se logro una correlación entre los valores medidos en coronas (*Test*) y los calculados por la red neuronal de  $R^2 = 0.54$  (Figura 13)

Las curvas de *input* fueron: ILD (resistividad profunda) – RHOB (densidad) – NPHI (neutrón)

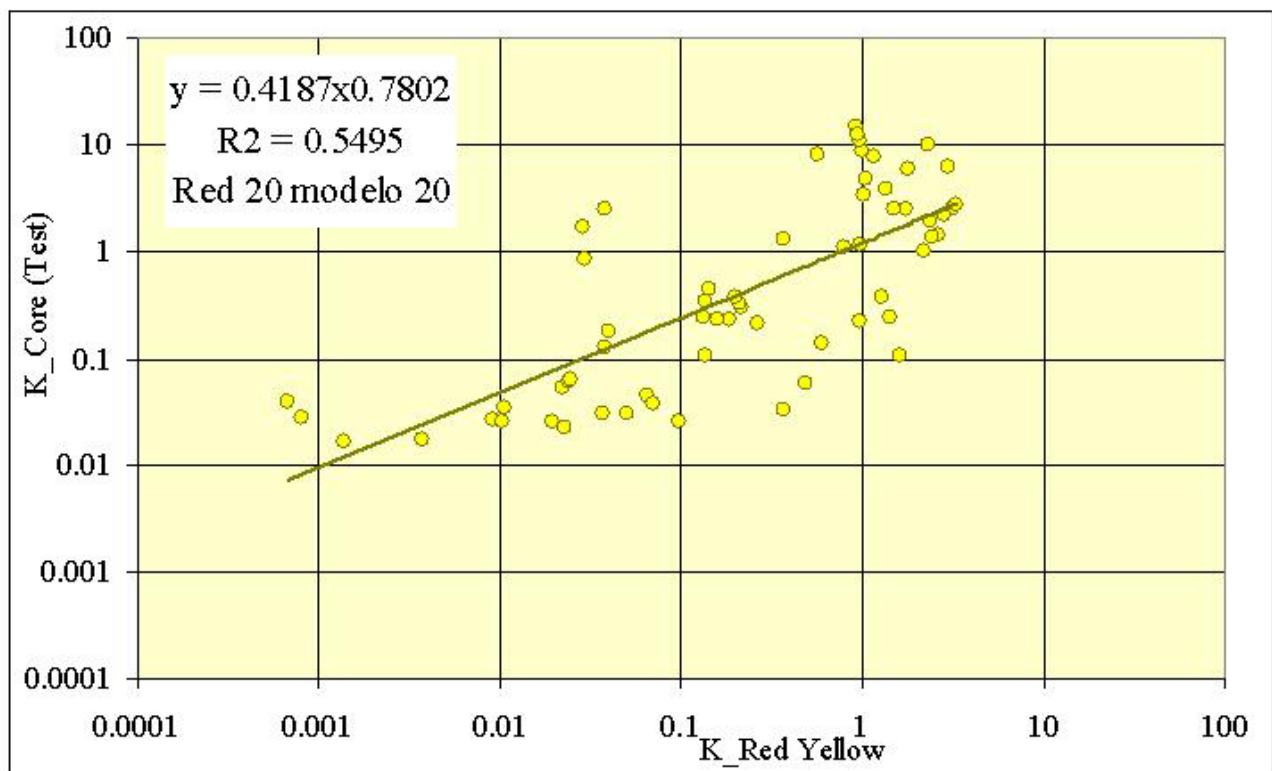


Figura13: Correlación entre permeabilidad de corona (*Test*) y la calculada con la red neuronal.

- **Facies Orange**

Para las facies *Orange* se obtuvieron resultados muy positivos. Logrando una correlación de  $R^2 = 0.92$  entre los valores medidos en coronas (*Test*) y los predichos por la red neuronal (Figura 14). Las curvas utilizadas como *input* fueron: VCL (arcillosidad) – ILD (resistividad profunda) – RHOB (densidad) – NPHI (neutrón)

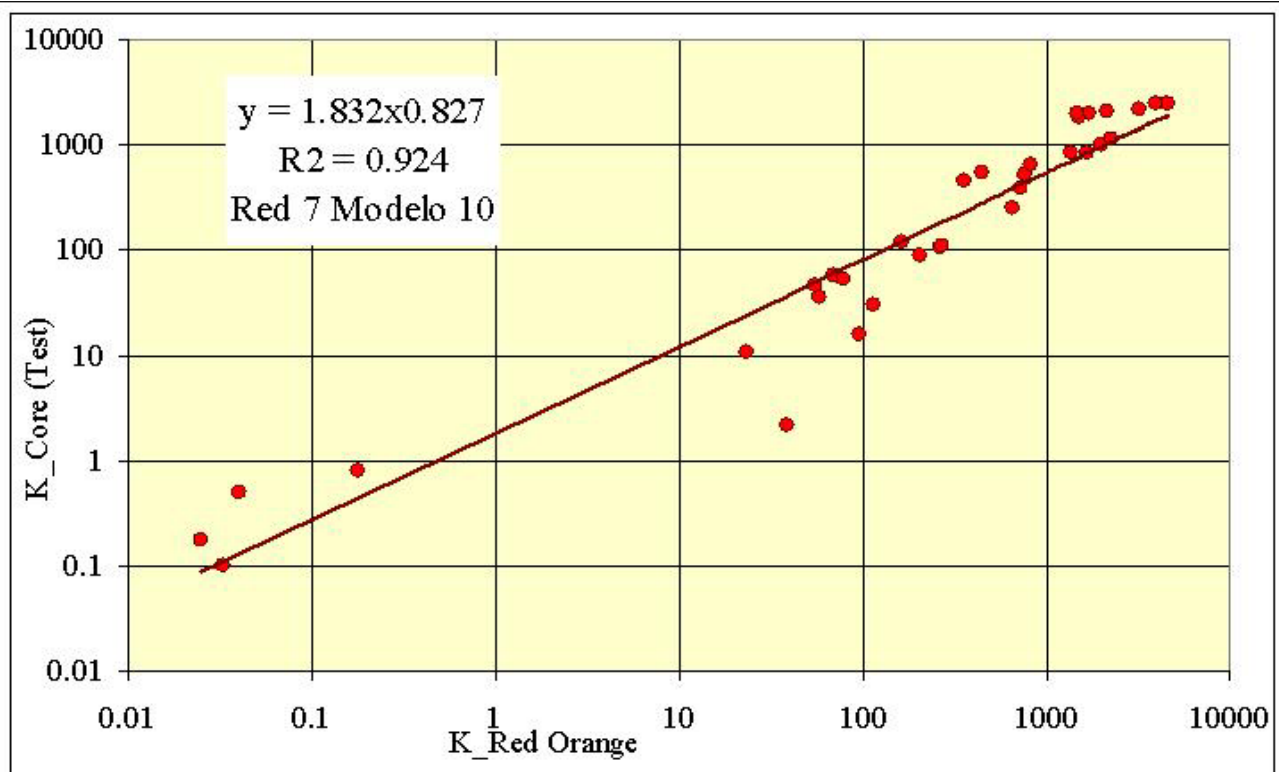


Figura 14: Correlación entre permeabilidad de corona (*Test*) y la calculada con la red neuronal.

- **Facies Green**

Para las facies *Green* se obtuvo una correlación entre los valores medidos en coronas (*Test*) y los predichos por la red neuronal de  $R^2 = 0.86$  (Figura 15). Las curvas utilizadas como *input* fueron: VCL (arcillosidad) – ILD (resistividad profunda) – GR (rayos gamma) – RHOB (densidad)

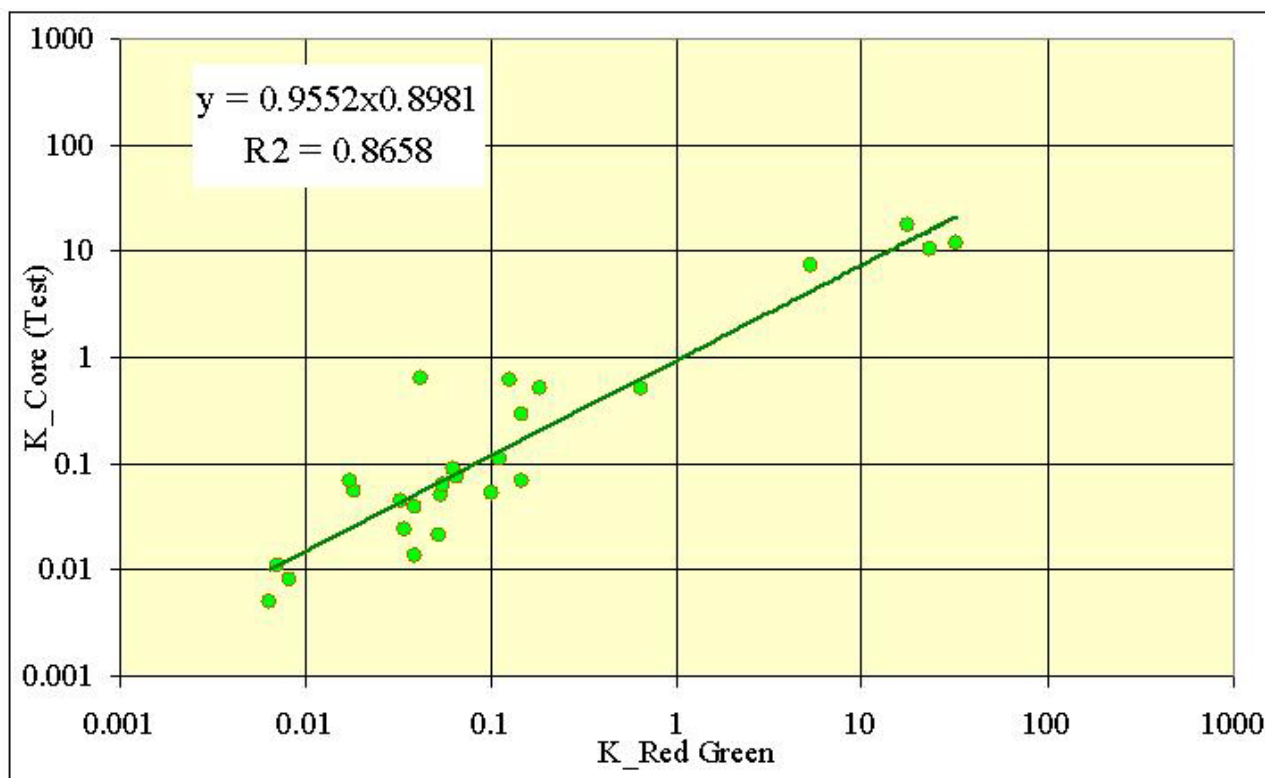


Figura 15: Correlación entre permeabilidad de corona (*Test*) y la calculada con la red neuronal.

La figura 16 muestra la correlación obtenida entre permeabilidades medidas en testigos coronas y las permeabilidades calculadas mediante redes neuronales para el conjunto de facies interpretadas en el Yacimiento La Paz. Como se puede observar en la figura, el  $R^2$  obtenido a través de esta metodología es de 0.91, valor que supera en gran medida las correlaciones logradas con los métodos aplicados anteriormente. La Tabla 3 muestra los resultados obtenidos a partir de los diferentes cálculos realizados. Aquí vemos claramente como el método de redes neuronales mejora en un 22% la estimación de la permeabilidad con respecto al método de regresión multilíneal.

|                                                                                         |              |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|--------------|
| Permeabilidad calculada con la ecuación de <i>Timur</i>                                 | $R^2 = 0.45$ |
| Permeabilidad calculada a partir de leyes K/Phi generadas para cada Facies              | $R^2 = 0.52$ |
| Permeabilidad calculada con regresión multilíneal                                       | $R^2 = 0.69$ |
| Permeabilidad calculada con redes neuronales generadas individualmente para cada Facies | $R^2 = 0.91$ |

Tabla 3:  $R^2$  obtenida a través de diferentes metodologías en el Yacimiento La Paz.

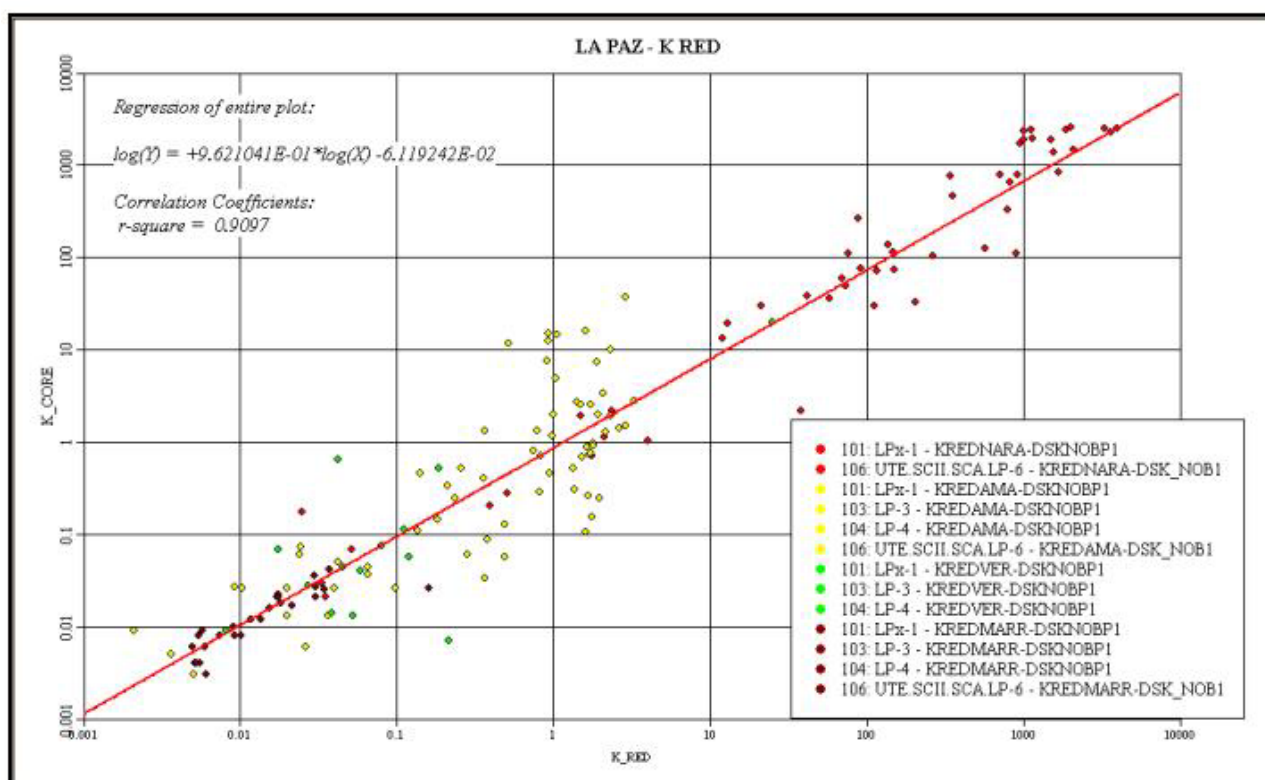


Figura 16: Correlación entre permeabilidad de corona y la calculada con la red neuronal.

## Conclusiones

La metodología de redes neuronales, cuando se dispone de un buen conjunto de datos de entrada (perfiles de pozos) y de salida (permeabilidad medida en testigos coronas), resulta muy ventajosa respecto a la utilización de metodologías convencionales tales como ecuación empíricas tipo *Timur* o correlaciones K/Phi.

El coeficiente de correlación para el conjunto de facies mejoró en un 46% con respecto al cálculo realizado con la ecuación de *Timur*, en un 39% en comparación al cálculo obtenido de las leyes K/Phi y en un 22% con respecto al obtenido de las regresiones multilíneales, logrando de esta manera optimizar la estimación de permeabilidades en el Yacimiento La Paz.

El resultado de la estimación de permeabilidades en aquellos pozos y zonas donde no se contaba con datos de permeabilidad de corona, resultó acorde a los datos provenientes de la terminación y producción de pozos.

De esta manera se obtuvo en cada pozo una curva de permeabilidad altamente confiable para el modelo estático del reservorio.

## Bibliografía

- Argüello J., Trapiche A., Berdini O., Pedrazzini M., Benotti S, 2005.** "ENTRAMPAMIENTO DE PETRÓLEO Y GAS EN LA FORMACIÓN SPRINGHILL, SECTOR CONTINENTAL DE LA CUENCA AUSTRAL, REPÚBLICA ARGENTINA". VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata.
- Core Laboratorios S.A., 1955.** Conventional Core Analysis LPx-1. Informe Interno de Quintana Petroleum Corp.
- Graciela E. Rial & Asociados S.R.L., 1995.** Petrologic Study LPx-1. Informe interno de Quintana Petroleum Corp.
- Graciela E. Rial & Asociados S.R.L., 1997.** Basic Core Analysis LPa-3. Informe interno de Quintana Minerals Santa Cruz Inc.
- Graciela E. Rial & Asociados S.R.L., 1997.** Integrated Core Study LPa-4. Informe interno de Quintana Minerals Santa Cruz Inc.
- Graciela E. Rial & Asociados S.R.L., 1997.** Basic Core Analysis LPa-4. Informe interno de Quintana Minerals Santa Cruz Inc.
- LCV S.R.L., 1995.** Petrophysic Petrographic Diagenetic and Mineralogic Study LPx-1. Informe interno de Quintana Exploration Arg.
- LCV S.R.L.,** Sedimentologic Study LPa-3. Informes Internos.
- LCV S.R.L., 1998.** Sedimentologic Study - core #2 LPa-3. Informe interno de Quintana Exploration Arg.
- LCV S.R.L., 2004.** Estudio Sedimentológico, Petrofísico, Petrográfico y Diagenético Formación Springhill LP-6. Informe interno de Petrobras Energía.
- LCV S.R.L., 2004.** Petrofísica Básica NOBP, muestras verticales: Formación Springhill (1° ccc) LP-6. Informe interno de Petrobras Energía.
- Pedrazzini M., y M. Cagnolatti, 2002.** "Los Reservorios de la Formación Springhill en el Territorio Continental", en Schiuma, M., Hinterwimmer G. y G. Vergani (eds.), Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de La Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata.
- Rios J., Pazos A., Brisaboa N., y Caridad S, 1991.** Estructura, Dinámica y Aplicaciones de las Redes de Neuronas Artificiales.
- Sanchez de Bustamante & Asociados, 2005.** Statistica Neural Networks, Aplicado a las Ciencias Geológicas. Informe interno Petrobras Energía.
- Sullivan M., Cagnolatti M., Argüello J., Gutierrez F., Trapiche A., Saccavino L., Falconaro S y C. Echevarría, 2005.** "An application of High Resolution Sequence Stratigraphy, implications for improved description, modeling and management of the Springhill and Magallanes Reservoirs, Austral Basin, Argentina". 2005 AAPG Annual Convention, Poster Section.