

Modelamiento de las propiedades petrofísicas de un yacimiento mediante simulación  
numérica con redes neuronales y geoestadística

Edison Javier Acevedo Arismendy y Daniel Stivenn Parra Meza

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniero Mecánico

Director

David Alfredo Fuentes Díaz

PhD. Tecnología Energética

Codirectora

Maika Karen Gambus Ordaz

PhD. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingeniería Mecánica

Bucaramanga

2021

**Dedicatoria Edison Javier**

*A mi familia,*

*por el apoyo y confianza.*

**Dedicatoria Daniel Stivenn**

*A Gloria, mi madre.*

*Quien con tanto esfuerzo nos ha sacado adelante,*

*esto es por y para ella.*

### **Agradecimientos Edison Javier**

A la Universidad Industrial de Santander, por el privilegio de hacer parte de esta gran institución.

A la Escuela de Ingeniería Mecánica por formarme con los conocimientos suficientes para desenvolverme en la industria como profesional.

A Marlene, mi madre, quien a pesar de los inconvenientes que la vida le ha presentado no ha desfallecido y nos ha sacado adelante con el amor que solo una madre puede brindar. Mi admiración y respeto son para ella.

A mis hermanos, de quienes he recibido siempre apoyo y cariño incondicional que me ha servido para seguir adelante en los momentos más difíciles.

De manera especial a mi tía Luz Arismendi, quien más que una tía ha sido una amiga para mí. Le debo a ella el logro de esta meta.

A mi segunda familia, que me acogió en su hogar durante mi tiempo de universidad como a un hijo más. A Mauricio Flórez, por sus consejos y formación emocional. A Ruth Suárez, por ser la primera persona en ver potencial en mí y apoyarme desde el inicio de esta etapa en mí vida.

A mí compañero de proyecto de grado y amigo Daniel Stivenn, quién ha estado presente desde el inicio de la universidad y con quién he compartido buenos y superado los malos momentos.

A Andrés Esparza, por sus consejos y oraciones elevadas por mí siempre que necesite.

A Daniel, Andrés y William, por las salidas a comer pan y a hablar en “el burladero”. Momentos que hicieron del proceso universitario, un espacio para compartir entre amigos.

### **Agradecimientos Daniel Stivenn**

A la Universidad Industrial de Santander por permitirme cumplir esta meta, como miembro de esta maravillosa institución.

A la Escuela de Ingeniería Mecánica por sobrepasar las expectativas que tenía el día que ingrese hacer parte de ella, la mejor escuela de la UIS.

A nuestro director de proyecto, el Doctor David Alfredo Fuentes Diaz por el acompañamiento y la ayuda que nos ofreció en los momentos más difíciles, por sus consejos y recomendaciones.

A Edison Javier “Javi” por hacer parte de este proyecto tan complejo, por todas esas charlas interminables, por todos los momentos que compartimos (buenos y malos), pero sobre todo por ser mi amigo desde que iniciamos la universidad.

A Nancy Bueno Hernandez por acompañarme en el momento más difícil de mi carrera, sus consejos me salvaron del abismo donde me encontraba.

A todas las personas que hicieron parte de mi vida universitaria, ustedes hicieron que estos años fuesen inolvidables.

**Tabla de Contenido**

	<b>Pag.</b>
Introducción .....	16
1. Objetivos .....	19
1.1 Objetivo General .....	19
1.2 Objetivos Específicos.....	19
2. Metodología .....	20
2.1. Obtener las propiedades petrofísicas .....	20
2.2. Estimar mediante geoestadística las propiedades petrofísicas a una profundidad de interés	21
2.3. Estimar mediante RNA las propiedades petrofísicas en todo el yacimiento .....	22
3. Propiedades petrofísicas.....	24
3.1. Registros de pozo .....	24
3.2. Porosidad.....	26
3.2.1. Cálculo de porosidad por medio de registro de densidad .....	27
3.2.2. Cálculo de porosidad por medio de registro sísmico .....	27
3.2.3. Cálculo de porosidad por medio de registro neutrón .....	28
3.3. Volumen de arcilla .....	31
3.4. Saturación de agua de formación.....	33
3.4.1. Determinación de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ).....	34
3.5. Permeabilidad.....	37
3.5.1. Modelos empíricos para cálculo de permeabilidad.....	38
3.5.2. Modelo basado en Teoría Fractal (Altamiranda et al., 2016) .....	40
3.6. Saturación de agua irreducible.....	41
3.7. Procedimiento de cálculo.....	43
3.7.1. Recopilación y análisis de información necesaria. ....	43
3.7.2. Control de calidad e interpretación de los registros.....	43
3.7.3. Desarrollo de aplicación para el cálculo de propiedades petrofísicas.....	47

3.7.4. Decisiones de cálculo para la información disponible.....	60
3.8. Resultados.....	61
4. Estimación espacial por medio de geoestadística.....	71
4.1. Método.....	71
4.2. Resultados.....	77
5. Estimación espacial por medio de RNA.....	86
5.1. Método.....	86
5.2. Resultados.....	97
5.2.1. Interpolación espacial mediante RNA con 100 elementos. ....	98
5.2.2. Comparativa entre datos obtenidos por RNA para datos de entrada con la profundidad de 670,2 m.....	105
6. Comparativa entre los resultados obtenidos por geoestadística y RNA. ....	112
6.1. Porosidad.....	113
6.2. Saturación de agua de formación.....	115
6.3. Permeabilidad.....	118
6.4. Volumen de arcilla.....	122
7. Conclusiones.....	126
8. Recomendaciones.....	127
Referencias Bibliográficas.....	128
Apéndices.....	132

**Lista de Tablas**

	<b>Pág.</b>
Tabla 1 Registros petrofísicos principales. ....	25
Tabla 2 Ecuaciones para el cálculo de la porosidad de neutrón. ....	29
Tabla 3 Fórmulas para el cálculo del volumen de arcilla ....	32
Tabla 4 Pasos para el cálculo de $R_w$ a partir de $R_{mf}$ ....	35
Tabla 5 Correlaciones para cálculo de permeabilidad ....	38
Tabla 6 Ecuación particularizada para el cálculo de la permeabilidad de diferentes litologías....	40
Tabla 7 Parte de los datos de entrada para la estimación geoestadística. ....	71
Tabla 8 Información de variograma de la porosidad. ....	77
Tabla 9 Información variograma de $S_w$ .....	79
Tabla 10 Información variograma de $k$ .....	81
Tabla 11 Información variograma de $V_{sh}$ . ....	83
Tabla 12 Parte de los datos de entrenamiento.....	88
Tabla 13 Estructura final de la red seleccionada. ....	96
Tabla 14 Resultados iteración de la estructura de red escogida.....	97
Tabla 15 Comparación cuantitativa de resultados: promedio PHI. ....	115
Tabla 16 Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar PHI. ....	115
Tabla 17 Comparación cuantitativa de resultados: promedio SW.....	118
Tabla 18 Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar SW.....	118
Tabla 19 Comparación cuantitativa de resultados: promedio K.....	121
Tabla 20 Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar K.....	121
Tabla 21 Comparación cuantitativa de resultados: promedio $V_{sh}$ . ....	124
Tabla 22 Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar $V_{sh}$ . ....	124

**Lista de Figuras**

	<b>Pag.</b>
Figura 1 Relación de volumen de arcilla y del índice de arcillosidad según correlación usada. ..	33
Figura 2 Saturación del agua irreducible respecto al agua connata. ....	42
Figura 3 Curva de registros usados para cálculo de porosidad efectiva. ....	45
Figura 4 Curvas de registros litográficos: Rayos Gamma y Potencial espontáneo. ....	46
Figura 5 Curva de resistividad profunda (Deep Induction Log).....	47
Figura 6 Diagrama de flujo: Inicio.....	48
Figura 7 Diagrama de flujo: Lectura de registro de pozo y de información en encabezado. ....	50
Figura 8 Sección Well Information Block, en registro de pozo. ....	51
Figura 9 Sección Parameter Information Block en registro de pozo. ....	52
Figura 10 Lectura de sección Curve Information Block.....	54
Figura 11 Diagrama de flujo. Lectura de valores de las curvas registradas línea a línea. ....	55
Figura 12 Sección de datos en el registro de pozo.....	56
Figura 13 Diagrama de flujo. Cálculos con los datos registrados en el archivo. ....	57
Figura 14 Archivo de texto de entrada a visualizador de datos. ....	58
Figura 15 Archivo de texto de datos calculados. ....	58
Figura 16 Diagrama de flujo. Almacenado de información para entrenamiento de RNA. ....	59
Figura 17 Interfaz de la aplicación: cálculo de propiedades.....	61
Figura 18 Esquema plano de superficie 3D. Datos calculados a partir de registros de pozo .....	62
Figura 19 Distribución de los datos de registro de pozo, en el rango de profundidades del yacimiento.....	63
Figura 20 Propiedades calculadas: Histograma de k. ....	64
Figura 21 Esquema plano de superficie 3D. Propiedades calculadas: k.....	65
Figura 22 Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas k.....	65

MODELAMIENTO PETROFÍSICO POR SIMULACIÓN NUMÉRICA	10
Figura 23 Propiedades calculadas: Histograma de $\phi$ .	66
Figura 24 Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas: $\phi$ .	67
Figura 25 Propiedades calculadas: Histograma de Vsh.	68
Figura 26 Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas: Vsh.	69
Figura 27 Propiedades calculadas: Histograma de Sw.	70
Figura 28 Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas: Sw.	70
Figura 29 Distribución de la porosidad $\phi$ a la profundidad de 670,2.	72
Figura 30 Distribución de la saturación de agua (sw) a la profundidad de 670,2.	73
Figura 31 Distribución de la permeabilidad (k) a la profundidad de 670,2m.	73
Figura 32 Distribución del volumen de arcilla (Vsh) a la profundidad de 670,2.	74
Figura 33 Histogramas de las propiedades.	75
Figura 34 Variograma experimenta de la porosidad.	77
Figura 35 Resultado de la estimación espacial para la porosidad ( $\phi$ ).	78
Figura 36 Variograma experimental de Sw.	79
Figura 37 Resultado de la estimación espacial para la saturación de agua (Sw).	80
Figura 38 Variograma experimenta de k.	81
Figura 39 Resultado de la estimación espacial para la Permeabilidad (k).	82
Figura 40 Variograma experimenta de Vsh.	83
Figura 41 Resultado de la estimación e4spacial para el volumen de arcilla (Vsh).	84
Figura 42 Variación de MSE con el número de nodos en una sola capa oculta.	90
Figura 43 Variación de la precisión con el número de nodos en una sola capa oculta.	91
Figura 44 Variación de MSE con el número de nodos en 2 capas oculta.	92
Figura 45 Variación de la precisión con el número de nodos en 2 capas oculta.	93
Figura 46 Variación de MSE con el número de nodos en 3 capas oculta.	94

Figura 47 Variación de la precisión con el número de nodos en 3 capas oculta. .... 95

Figura 48 Esquema plano de superficie 3D. Mediante RNA (100 elementos)..... 98

Figura 49 Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de  $k$ ..... 99

Figura 50 Esquema plano de superficie 3D: Mediante RNA (100 elementos). Permeabilidad. 100

Figura 51 Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de  $\phi$ ..... 101

Figura 52 Superficie 3D de distribución. Mediante RNA (100 elementos):  $\Phi$ . .... 101

Figura 53 Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de  $V_{sh}$ . .... 102

Figura 54 Superficie 3D de distribución. Mediante RNA (100 elementos):  $V_{sh}$ . .... 103

Figura 55 Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de  $S_w$ ..... 104

Figura 56 Superficie 3D de distribución. Mediante RNA (100 elementos):  $S_w$ . .... 104

Figura 57 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos).  $k$ . .... 106

Figura 58 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (900 elementos).  $k$ . .... 106

Figura 59 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos).  $\Phi$ ..... 107

Figura 60 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos).  $\Phi$ ..... 108

Figura 61 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos)  $V_{sh}$ . .... 109

Figura 62 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (900 elementos)  $V_{sh}$ . .... 109

Figura 63 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos).  $S_w$ . .... 110

Figura 64 Superposición de datos conocidos vs los de RNA (900 elementos):  $S_w$ . .... 111

Figura 65 Comparativa de los dos resultados obtenidos para la porosidad. .... 113

Figura 66 Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos. Porosidad. .... 114

Figura 67 Comparativa de los dos resultados obtenidos para saturación de agua. .... 116

Figura 68 Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos.  $S_w$ . .... 117

Figura 69 Comparativa de los dos resultados obtenidos para la permeabilidad. .... 119

Figura 70 Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos.  $K$ . .... 120

Figura 71 Comparativa de los dos resultados obtenidos para el volumen de arcilla. .... 122

Figura 72 Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos. Vsh..... 123

**Lista de Apéndices**

	<b>Pag.</b>
Apéndice A: Propiedades petrofísicas .....	132
Apéndice B: Redes neuronales artificiales .....	149
Apéndice C: Geoestadística .....	167
Apéndice D: Sistema coordinado de referencia .....	178
Apéndice E: Manual de usuario de la aplicación.....	184
Apéndice F: Diagrama de flujo aplicación .....	213

## Resumen

**Título:** Modelamiento de las propiedades petrofísicas en un yacimiento mediante simulación numérica; con redes neuronales y geoestadística\*

**Autor:** Edison Javier Acevedo Arismendy, Daniel Stivenn Parra Meza\*\*

**Palabras Clave:** Métodos numéricos, Propiedades Petrofísicas, Geoestadística, Redes Neuronales Artificiales, Estimación Espacial.

**Descripción:** Se establece una metodología para el cálculo de las propiedades petrofísicas relevantes en el estudio de yacimientos, tales como: porosidad, saturación, permeabilidad y volumen de arcilla, en función de los datos obtenidos de registro de pozo que se realizan para la caracterización petrofísica del yacimiento. Los datos obtenidos de los cálculos son la información de entrada para realizar estimación espacial a través del entrenamiento de una Red Neuronal Artificial (RNA). Lo que condujo al desarrollo de una aplicación de escritorio para Windows que permite el cálculo de las propiedades petrofísicas y la estimación espacial de las propiedades para poblar la totalidad de su volumen mediante RNA, usando un perceptrón multicapa, algoritmo backpropagation y funciones de activación tangente hiperbólica para los nodos de las capas ocultas y sigmoide para los nodos de la capa de salida. La aplicación permite que el usuario elija entre los modelos matemáticos más usados en la industria petrolera para el cálculo de las propiedades, con la información mínima necesaria de registros de pozo corridos en la zona donde se encuentra ubicado el yacimiento, además, de permitir la elección de los parámetros que definen el modelo de red neuronal artificial a entrenar. Los resultados obtenidos mediante la estimación espacial por RNA se corroboran mediante la predicción de propiedades petrofísicas por medio de geoestadística, con el estimador lineal insesgado (Kriging ordinario), a una profundidad determinada.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director: David Alfredo Fuentes Diaz. Doctor en Tecnología Energética. Codirectora: Maika Karen Gambus Ordaz. Doctora en Ingeniera de Petróleos

### Abstract

**Title:** Modeling of petrophysical properties in a reservoir through numerical simulation with neural networks and Geostatistics\*

**Author:** Edison Javier Acevedo Arismendy, Daniel Stivenn Parra Meza ††

**Key Words:** Numerical methods, Petrophysical Properties, Geostatistics, Artificial Neural Networks, Spatial Estimation.

**Description:** A methodology is established for the calculation of relevant petrophysical properties in the study of reservoirs, such as: porosity, saturation, permeability, and shale volume, according to the data obtained from well logs that are performed for the petrophysical characterization of the reservoir. The data obtained from the calculations are the input information to perform spatial estimation through the training of an Artificial Neural Network (ANN). This conducted to the development of a desktop application for Windows that allows the calculation of petrophysical properties and the spatial estimation of the properties to populate the whole volume by ANN, using a multilayer perceptron, backpropagation algorithm and hyperbolic tangent activation functions for the hidden layer nodes and sigmoid for the output nodes. The application allows the user to choose between the most used mathematical models in the oil industry for the calculation of properties, with the minimum necessary information from well logs run in the zone where the reservoir is located, in addition to allowing the choice of parameters that define the ANN model to be trained. The results obtained by the spatial estimation by ANN are corroborated by the prediction of petrophysical properties by means of geostatistics, with the unbiased linear estimator (ordinary Kriging), at a certain depth.

---

\* Degree Work

\*\*Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Mechanical Engineering. Director: David Alfredo Fuentes Diaz. PhD in Energy Technology. Co-Director: Maika Karen Gambus Ordaz. PhD in Petroleum Engineering

## Introducción

Actualmente, en la industria petrolera se tiene acceso a varios softwares comerciales que permiten obtener las propiedades petrofísicas de un yacimiento a partir de registros y realizar simulaciones fluido dinámicas a partir de los historiales de producción e inyección, sin embargo, el uso de estos está atado a lo que se tenga en ellos programado, lo cual es desconocido para la mayoría los usuarios. Por esto, la Escuela de Ingeniería Mecánica en conjunto con la Escuela de Ingeniería de Petróleos tiene proyectado el desarrollo de un Simulador Fluidodinámico para yacimientos, con el fin de reducir la dependencia de softwares comerciales en la enseñanza e investigación acerca de las dinámicas de pozos y fluido dinámicas de un medio poroso.

La escuela de Ingeniería Mecánica avanzó hacia el cumplimiento de esta finalidad con la realización del proyecto de grado titulado “Simulación de flujo monofásico en medios porosos mediante la implementación de la ley de Darcy y el método de volúmenes finitos” (Mediedo D & Barrera D, 2018), el cual presentaba la simulación de fluido para un yacimiento monofásico con propiedades petrofísicas constantes, lo que no corresponde con el comportamiento de las propiedades petrofísicas de un yacimiento real. Por las razones expuestas se plantea este proyecto, el cual se basa en estimar las propiedades petrofísicas en todo el yacimiento en función de los registros de pozo, para esto primero se deben calcular las propiedades petrofísicas de la roca a los pozos que se les efectuaron registros geofísicos, en donde, se debe escoger el mejor modelo de cálculo que se ajuste a los parámetros del yacimiento en estudio y así proceder a poblar todo el volumen de este con sus propiedades petrofísicas lo cual se hará por medio de dos métodos de estimación espacial; la geoestadística por medio del kriging ordinario y las redes neuronales artificiales mediante el algoritmo de aprendizaje Backpropagation.

La petrofísica se encarga de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, especialmente la distribución de los poros, que sirven como depósitos para las acumulaciones de hidrocarburos, y que permiten considerarlas como posibles prospectos para la explotación. También caracteriza los fluidos contenidos en ellas, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos e historias de producción. En cuanto a los parámetros necesarios para llevar a cabo la caracterización petrofísica se encuentra la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos (agua e hidrocarburos petróleo y/o gas) y el volumen de arcilla. Estos parámetros se obtienen de datos de registros de pozo del yacimiento, a través de la implementación de modelos de cálculo hallados en la literatura, y que son usados como datos de entrada para interpolación espacial en el volumen del yacimiento.

En los softwares comerciales, generalmente, la interpolación espacial es realizada por medio de geoestadística, la cual se basa en modelos de estimación espacial. La geoestadística es una rama de la estadística aplicada que se especializa en el análisis y la modelación de la variabilidad espacial en ciencias de la tierra. Su objeto de estudio es el análisis y la predicción de fenómenos en espacio y/o tiempo, tales como: ley de metales, porosidades, concentraciones de un contaminante, saturaciones, etc. El objetivo principal de la geoestadística es modelar con base a las herramientas estadísticas y geológicas, para esto debe considerarse la continuidad espacial de la variable regionalizada, las distancias entre el sector a estimar y los sitios con datos, así como la configuración espacial de estos sitios.

Las redes neuronales artificiales se aplican en aquellos problemas que demandan de una solución computacional precisa o que requieren algoritmos muy extensos y complejos. El sistema de una red neuronal no requiere de un algoritmo específico para resolver un problema, solo se establecen relaciones entre las entradas y salidas, y no requiere de gran conocimiento respecto el

tema a resolver para obtener buenos resultados. Además, es posible verificar los resultados obtenidos utilizando datos experimentales que puedan “enseñar” a la red neuronal y comparando la estimación obtenida con la salida o salidas esperadas.

La industria petrolera realiza la estimación de las propiedades petrofísicas mediante software geoestadístico, lo que es un trabajo complejo que sólo las personas especializadas en este tema las pueden llevar a cabo, debido a la matemática involucrada. Por lo que se plantea ¿Es posible que una red neuronal artificial pueda aprender los patrones de distribución de las propiedades petrofísicas en el yacimiento con un porcentaje de error bajo?

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Modelar las propiedades petrofísicas de un yacimiento mediante métodos numéricos, por medio de interpolación espacial utilizando Geoestadística y Redes Neuronales Artificiales (RNA), teniendo como base los registros de pozos efectuados en el yacimiento.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Obtener las propiedades petrofísicas de un yacimiento petrolero, tales como: porosidad, volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad a partir de registros de pozos.

Escalar mediante redes neuronales las propiedades petrofísicas para el volumen del yacimiento.

Escalar mediante geoestadística las propiedades petrofísicas para una profundidad de interés.

## **2. Metodología**

Este trabajo consistió en desarrollar una aplicación de escritorio para estimar las propiedades petrofísicas de la roca en un yacimiento petrolero mediante redes neuronales artificiales. Para esto es necesario calcular las propiedades petrofísicas de cada uno de los pozos en el yacimiento; teniendo esta información se procede a interpolar las propiedades mediante geoestadística (método comúnmente utilizado en la industria) y RNA, con el objetivo de comparar los dos métodos y establecer si existe validez en los resultados obtenidos mediante RNA. Lo mencionado anteriormente se encuentra en las siguientes subsecciones de una manera más detallada.

### **2.1. Obtener las propiedades petrofísicas**

Para la caracterización del yacimiento se usan los registros geofísicos de pozo, que miden magnitudes físicas, en función de la profundidad, y se comprueba que contengan las curvas mínimas necesarias para el cálculo de las propiedades petrofísicas, las cuales son: los registros litográficos potencial espontáneo (SP) y Gamma Ray (GR), necesarios para el cálculo del volumen de arcilla; alguno de los registros posibles para el cálculo de porosidad: registro de densidad (DPHI o RHOB), registro Sónico (DT) o Registro Neutrón (NPHI) y el registro de resistividad profunda (ILD) para el cálculo de la saturación de agua de la formación.

Los registros que contengan la información requerida se usan para el cálculo de las propiedades petrofísicas, seleccionando de entre las correlaciones existentes las que mejor se adapten a las condiciones del yacimiento.

## **2.2. Estimar mediante geoestadística las propiedades petrofísicas a una profundidad de interés**

La geoestadística es la herramienta mayormente utilizada en la industria y por ende en el campo de la investigación, como su nombre lo indica, es una rama de la estadística aplicada la cual se encarga de interpolar, estimar, poblar, etc. los datos de todo un plano teniendo un pequeño grupo de información mediante estimadores espaciales (para este proyecto Kriging ordinario). Esto se hace para determinar las propiedades petrofísicas de todo el yacimiento y así tener una idea del comportamiento petrofísico del mismo, lo cual es importante al momento de determinar una nueva locación para volver a perforar o tener una idea de la cantidad de hidrocarburo existente en dicho yacimiento. Esta herramienta presenta un gran inconveniente, el cual es que solo permite realizar la estimación en un plano (generalmente XY) la cual conlleva a presentar demoras en la obtención de resultados.

Para realizar la estimación espacial, es necesario encontrar el mejor variograma experimental que se ajuste a la información que se tiene, es por esto por lo que se debe realizar un variograma diferente para cada propiedad debido a que los datos presentan diferentes comportamientos, cada variograma “calculado” ingresa al estimador espacial y se procede a interpolar todo el plano en estudio, y así sucesivamente con los demás planos del yacimiento (los planos son diferentes profundidades del yacimiento, es decir; a 600m es un plano, a 601m es otro y así sucesivamente hasta completar la profundidad total del yacimiento en estudio) para poder completar el volumen del mismo.

En este proyecto, la estimación espacial se realizará a las propiedades petrofísicas calculadas a partir de los registros petrofísicos (porosidad, saturación de agua, permeabilidad y volumen de arcilla) y se realizará la estimación en una sola profundidad lo cual será escogida en

función de la mayor cantidad de datos, para así obtener resultados confiables los cuales serán comparados con los resultados de la RNA.

### **2.3. Estimar mediante RNA las propiedades petrofísicas en todo el yacimiento**

Las RNA (Redes Neuronales Artificiales) son un modelo computacional inspirado en el comportamiento del cerebro humano, el cual tiene entradas y salidas (el número de entradas y salidas depende del programador). Consiste en un conjunto de neuronas artificiales, conectadas entre sí con la función de transmitir señales que reciben de una neurona anterior o desde la entrada del modelo, dicha información que atraviesa la neurona es sometida a operaciones matemáticas (funciones de activación) produciendo valores de salida. Las neuronas están interconectadas por medio de enlaces (pesos) los cuales pueden aumentar o inhibir el estado de activación de la neurona adyacente.

La función de una RNA es detectar patrones que el cerebro humano y otras herramientas no son capaces, para esto se deben ingresar datos de entrenamiento a la red los cuales “entrenaran” al modelo hasta detectar un patrón con alto porcentaje de precisión. Para este proyecto se debe crear un modelo de RNA para entrenarlo con la totalidad de las propiedades calculadas en las posiciones conocidas, de modo que permita estimar las propiedades en diferentes puntos del yacimiento al insertar como entrada las posiciones deseadas (profundidad, coordenada X, coordenada Y). Para obtener buenos resultados se realizará un proceso de ajuste de los hiperparámetros del modelo (parámetros cuyo valor se usa para controlar el proceso de aprendizaje de la red): número de capas ocultas y nodos por capa, tasa de aprendizaje, entre otros; proceso que requiere de iteración teniendo como criterio el obtener alta precisión de entrenamiento y de testeo, y un error cuadrático medio de estimación bajo.

Cuando se logren buenos resultados (precisión alta y error bajo) y se compruebe que no existe sobreajuste (precisión de entrenamiento considerablemente mayor que la precisión de prueba) se realiza la estimación espacial en la totalidad del yacimiento dividido en el número de elementos deseados en X y Y, y en los valores de profundidad en el que se tengan valores válidos de entrada.

Los resultados obtenidos se comparan con los datos de entrada, mediante la distribución espacial y los histogramas de frecuencia de las propiedades. Además, se realizará estudio de la influencia sobre la distribución espacial obtenida al variar el número de elementos de interpolación.

### 3. Propiedades petrofísicas

El estudio de las propiedades del medio poroso y de sus fluidos es uno de los pasos claves para la comprensión de la petrofísica y caracterización de yacimientos. Sin embargo, también es uno de los más confusos por la gran cantidad de modos existentes para definir y medir las diferentes propiedades. Uno de los principales problemas, según (Cannon, 2015), es definir claramente si se trabaja con un sistema poroso “total” o “efectivo” y el cómo pasar de uno al otro. Empezar con un sistema total tiene la ventaja de que facilita la calibración con los resultados de las mediciones de núcleo, sin embargo, los registros son corridos in situ en el yacimiento, en donde las medidas son esencialmente efectivas.

De acuerdo con (Krygowski et al., 2004) (p. 2) la interpretación de los registros petrofísicos es una de las herramientas más útiles e importantes disponible para la caracterización de yacimientos.

#### 3.1. Registros de pozo

Los registros de pozo son mediciones de magnitudes físicas del material litológico del subsuelo que se realizan en función de la profundidad o del tiempo mediante una sonda que emite una señal, recibe una señal de la formación y la almacena para su posterior análisis. Los registros ayudan a definir las características físicas de la roca como la litología, la porosidad, la geometría de los poros y la permeabilidad, De acuerdo con (Osorio Santiago, 2012) (p. 15) existen 4 tipos de registro de pozo según la fuente de energía usada: mecánicos, radioactivos, acústicos y resistivos, los cuales a su vez usan diferentes tipos de herramientas con características especiales para medir y registrar una magnitud física determinada.

Los registros de pozo se dividen en dos grandes grupos: de agujero abierto y agujero entubado, usados en la fase exploratoria y de explotación de yacimientos, respectivamente. Este trabajo usa el primero de ellos para los cálculos de las propiedades en el yacimiento.

La Tabla 1 resume las características y usos de los registros de pozo más comunes, los cuales miden magnitudes que pueden correlacionarse para el cálculo de las propiedades petrofísicas: porosidad, volumen de arcilla, saturación de agua y permeabilidad.

**Tabla 1**

*Registros petrofísicos principales.*

<b>Registro</b>	<b>Funcionamiento</b>	<b>Usado para:</b>
Gamma Ray (GR)	Mide la respuesta natural a los rayos gamma de la roca.	Correlación de pozo, identificación de litología, ideal para reconocer lutitas
Potencial espontaneo (SP)	Mide la diferencia potencial que impulsa la corriente eléctrica, que resulta de las diferencias de salinidad entre el lodo de perforación y el agua de la formación en las rocas permeables del fondo del pozo.	Da una indicación aproximada de la litología y se utiliza para evaluar la resistividad del agua de formación.

Eléctricos	Mide las propiedades eléctricas del fluido en la roca	Puede indicar la presencia o no de hidrocarburos.
Densidad y neutrón	Mide la densidad de formación y el volumen de líquidos en la roca, respectivamente	Se puede hacer una estimación de la porosidad. También permite la identificación de ciertas litologías como la piedra caliza, la anhidrita y la halita
Sonico	Mide qué tan rápido puede pasar una señal acústica a través de una roca	Se puede hacer una estimación de la porosidad. También se utiliza para la calibración sísmica.

---

Nota. Tomado de: Main open-hole log types. SHEPHERD, Mike. Oil Field Production Geology: AAPG Memoir 91. AAPG, 2009. Table 9. p. 54. Modificado.

### 3.2. Porosidad

La porosidad es una medida de la cantidad de fluido que una roca puede almacenar, por lo que es un parámetro de gran importancia en la caracterización petrofísica y suele representarse con la letra griega phi,  $\phi$ . Esta puede clasificarse según la interconexión de sus poros como: porosidad total y porosidad efectiva. De acuerdo con (Krygowski et al., 2004), la porosidad total se define como la relación entre el volumen de espacio vacío (poros) y el volumen total de la roca. Por otro lado, la porosidad efectiva es la cantidad de espacio vacío que está interconectado permitiendo el flujo a través de la roca.

### 3.2.1. *Cálculo de porosidad por medio de registro de densidad*

El registro de densidad se realiza mediante un dispositivo que cuenta con una fuente de rayos gamma y dos receptores. El flujo de los rayos gamma en los receptores es función de la densidad electrónica de la matriz de la roca, el cual según (Ricco Macedo, 2012) en el caso de formaciones sedimentarias saturadas de fluidos tales como las calizas, areniscas y dolomías, es prácticamente idéntica a la densidad total real de la formación  $\rho_b$  (p. 178).

El cálculo de la porosidad se realiza por medio de la ecuación 1, la cual relaciona la densidad de una formación limpia, la densidad de la matriz, la porosidad de la formación y la densidad promedio del fluido en la formación. Los valores de la densidad promedio de la matriz predominante del yacimiento para las formaciones típicas se relacionan en la Tabla A 3.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1)$$

Donde:

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz predominante en la formación.

$\rho_b$  = Densidad obtenida del registro.

$\rho_f$  = Densidad de los fluidos en la roca.

Existen varias correlaciones en la literatura que permiten calcular la densidad del fluido que satura la roca, que dependen de la cantidad de sal, la temperatura, presión, entre otras variables. Sin embargo, en la industria suele tomarse el valor según el tipo de lodo de perforación que se esté usando, valores contenidos en la Tabla A 4.

### 3.2.2. *Cálculo de porosidad por medio de registro sísmico*

El registro sísmico es una de las herramientas más importantes usadas en la industria del petróleo en la medición de la porosidad, “su principio de medición se basa en la propagación de

trenes de ondas acústicas que viajen a través de las formaciones en todas direcciones alrededor del agujero a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo” (Ricco Macedo, 2012, p 137). La velocidad del sonido en la formación depende, principalmente, del material constituyente de la matriz de la roca y de la distribución de la porosidad.

(Keys, 1996) describe la ecuación para el cálculo de la porosidad mediante el tiempo promedio de tránsito como:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (2)$$

Donde,

$\Delta t$ = Tiempo de transito de la formación en particular, desde el registro sínico.

$\Delta t_f$ = Tiempo de transito de los fluidos en los poros.

$\Delta t_{ma}$ = Tiempo de transito de matriz.

Los tiempos típicos de tiempos de tránsito para algunas de las rocas comunes se muestran en la Tabla A 5. De acuerdo con (Keys, 1996), el rango de valores para algunas de las rocas es muy amplio, necesitándose medidas de laboratorio o experiencia previa con la roca específica para obtener un buen valor de la porosidad. En la aplicación desarrollada se supone el promedio aritmético del rango de densidades como la densidad representativa de cada tipo de roca. El tiempo promedio del fluido en los poros comunes está dado en la Tabla A 6.

### ***3.2.3. Cálculo de porosidad por medio de registro neutrón***

Una de las aplicaciones y quizá la más importante del registro de neutrones es la determinación de la porosidad. Para el cálculo de la porosidad neutrón se debe tener en cuenta (Osorio Santiago, 2012):

- Tipo de herramienta: TNPH o NPHI.
- Calibración de la herramienta: matriz caliza, matriz dolomita o arena.

- Zona registrada por la herramienta: caliza, dolomita o arena.

Cada una de las combinaciones de los factores anteriores da origen a una correlación diferente entre la magnitud leída en el registro neutrón y el valor de la porosidad. Algunas de las correlaciones empíricas para el cálculo de la porosidad neutrón halladas en (Córdova Luspa, 2017) se listan en la Tabla 2, donde “N” es el valor leído por la herramienta del registro neutrón.

**Tabla 2**

*Ecuaciones para el cálculo de la porosidad de neutrón.*

<b>Ecuaciones para el cálculo de la porosidad de neutrón</b>		
<b>Tipo de herramienta, calibración y tipo de litología.</b>	<b>Ecuación</b>	
NPHI, calibración caliza y litología arena:	$\phi_N = -0,2757 * N^2 + 1,1267 * N + 0,0335$	( 3 )
NPHI, calibración y litología caliza	$\phi_N = N$	( 4 )
NPHI, calibración caliza y litología dolomía	$\phi_N = 1,1971 * N^2 + 0,4468 * N - 0,0188$	( 5 )
NPHI, calibración y litología arena	$\phi_N = N$	( 6 )
NPHI, calibración arena y litología caliza	$\phi_N = 0,2543 * N^2 + 0,8605 * N - 0,0288$	( 7 )

$$\begin{aligned} \text{NPHI, calibración arena y} & \quad \phi_N = -1,503 * N^2 + 1,4435 * N & (8) \\ \text{litología dolomía} & \quad + 0,0935 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{NPHI, calibración dolomía y} & \quad \phi_N = 1,357 * N^2 + 0,3158 * N & (9) \\ \text{litología arena} & \quad - 0,0393 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{NPHI, calibración dolomía y} & \quad \phi_N = -1,2301 * N^2 + 1,4266 * N & (10) \\ \text{litología caliza} & \quad + 0,0459 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{NPHI, calibración dolomía y} & \quad \phi_N = N & (11) \\ \text{litología dolomía} & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNPH, calibración caliza y} & \quad \phi_N = -0,5429 * N^2 + 1,2467 * N & (12) \\ \text{litología arena} & \quad + 0,0236 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNPH, calibración y litología} & \quad \phi_N = N & (13) \\ \text{calizas} & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNPH, calibración caliza y} & \quad \phi_N = -0,1371 * N^2 + 0,937 * N & (14) \\ \text{litología dolomía} & \quad - 0,0075 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNPH, calibración arena y} & \quad \phi_N = N & (15) \\ \text{litología arena} & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNPH, calibración arena y} & \quad \phi_N = 0,4602 * N^2 + 0,7495 * N & (16) \\ \text{litología caliza} & \quad - 0,017 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNPH, calibración arena y} & \quad \phi_N = -0,186 * N^2 + 1,5563 * N & (17) \\ \text{litología dolomía} & \quad + 0,0234 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNPH, calibración dolomía y} & \quad \phi_N = 0,0521 * N^2 + 0,64 * N - 0,015 & (18) \\ \text{litología arena} & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNP, calibración dolomía y} & \quad \phi_N = 0,2032 * N^2 + 1,0637 * N & (19) \\ \text{litología caliza} & \quad + 0,0083 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{TNP, calibración caliza y} & \quad \phi_N = N & (20) \\ \text{litología dolomía} & \end{aligned}$$

---

Nota. Tomado de: Fredy Neptalí. Desarrollo de software interpretación de registros eléctricos. Estudio Técnico presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Central de Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Carrera de Ingeniería de Petróleos. Quito, 2017. pág. 29 y 30.

### 3.3. Volumen de arcilla

El volumen de arcilla es el porcentaje neto de arcilla en una formación. La cantidad de arcilla afecta en gran medida la permeabilidad de una formación, por lo que es una variable importante para evaluar el yacimiento. Para el cálculo del volumen de arcilla se utiliza el perfil de Gamma Ray, el cual se basa en mediciones radioactivas de las rocas. (Ricco Macedo, 2012) plantea los siguientes pasos para el cálculo del volumen de arcilla:

1. Calcular el índice de rayos gamma también llamado índice de arcillosidad ( $I_{sh}$ ), definido por la siguiente ecuación:

$$I_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{máx} - GR_{min}} \quad (21)$$

Donde:

$GR_{log}$  = Lectura de rayos gamma de la formación en unidades API.

$GR_{min}$  = Valor mínimo leído en el registro de rayos gamma.

$GR_{máx}$  = Valor máximo leído en el registro de rayos gamma.

2. Con el índice de rayos Gamma ya calculado, se procede a calcular el volumen de arcilla según la edad y área geológica de la formación por medio de correlaciones. (Ricco Macedo, 2012) “Las correlaciones más confiables que se desarrollaron fueron las de Stieber, Clavier y Larionov” (p.61.), las cuales se definen en la Tabla 3.

**Tabla 3**

*Fórmulas para el cálculo del volumen de arcilla*

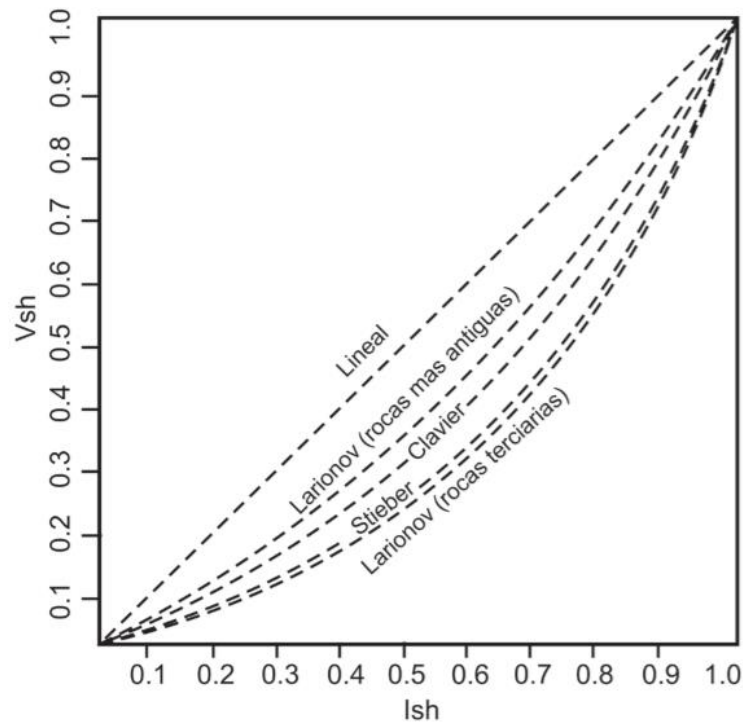
Edad y área geológica	Ecuación	Volumen de arcilla
Rocas Terciarias	Larionov	$V_{sh} = 0,083(2^{3.7 \cdot I_{sh}} - 1)$ (22)
Rocas del Jurásico Superior	Stieber	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 * I_{sh}}$ (23)
Rocas Mesozoicas	Clavier	$V_{sh} = 1,7(3,38 - (I_{sh} + 0,7)^2)^{0,5}$ (24)
Rocas del Jurásico Inferior	Larionov	$V_{sh} = 0,33(2^{2 \cdot I_{sh}} - 1)$ (25)
	modificada	
Desconocida	Aproximación	$V_{sh} = I_{sh}$ (26)

Nota. Tomado de: (La comunidad Petrolera, s.f). Erika Andrea Quijano López. Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo A, B y C. Cuenca de los llanos orientales. Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero Geólogo. Universidad Pedagógica y tecnológica de Colombia. Facultad Seccional Sogamoso. Escuela de Ingeniería Geológica. Sogamoso, 2015. pág. 49 y 50.

La Figura 1 compara los resultados obtenidos para cada una de las correlaciones más usadas para el cálculo del volumen de arcilla a partir del índice de rayos gamma. Con la aproximación lineal siempre se obtienen mayores valores de arcilla que con las demás correlaciones, siendo un buen punto de partida para caracterización inicial de yacimientos cuando no se tiene suficiente información de la litología.

**Figura 1**

*Relación de volumen de arcilla y del índice de arcillosidad según correlación usada.*



Nota. Tomado de: Gustavo Alberto Ricco Macedo. Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Geólogo. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. Carrera de Ingeniería de Petróleos. México D.F., 2012. pág. 62. Figura 3.34.

### 3.4. Saturación de agua de formación

La saturación de agua de un depósito es la fracción del volumen de los poros de la roca que es ocupada por agua y es función de la altura sobre el agua libre y el tipo de poro. La saturación de agua se puede medir directamente desde un núcleo sellado, que es un método costoso, o se puede calcular a partir de la ecuación de Archie.

Según (Doveton, 2001) la ecuación de Archie es el método más utilizado para determinar la saturación de agua de la zona no invadida ( $S_w$ ). La ecuación de Archie se puede expresar de la siguiente manera:

$$S_w = \left( \frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (27)$$

Donde:

**n** = Exponente de saturación. Determina la relación cuantitativa entre las propiedades eléctricas de la roca del yacimiento y el agua de formación que está contenida en el espacio poroso.

**R<sub>w</sub>** = Resistividad del agua de formación a temperatura de formación.

**m** = Exponente de cementación. Muestra el grado de cementación que tiene la roca.

**R<sub>t</sub>** = Resistividad real de la formación. Se obtiene del registro de resistividad profunda.

En teoría, esta fórmula es válida únicamente para una roca de yacimiento de arenisca limpia, sin embargo, muchas formaciones no cumplen con este requisito. Por ello se han realizado varias investigaciones y formulado ecuaciones para corregir el valor de la saturación del agua de formación en presencia de arcillas, las cuales se pueden hallar en la literatura, como lo son: la ecuación de Waxman-Smits, de doble agua SGS, entre otras.

Los valores para el exponente de cementación (m) y el factor de tortuosidad (a) dependen de la litología como se indica en la Tabla A 9. Cuando se desconocen parámetros locales, se puede usar los siguientes valores para una estimación inicial de la saturación del agua:  $a = 1,0$  y  $m = n = 2,0$ .

### **3.4.1. Determinación de la resistividad del agua de formación (R<sub>w</sub>)**

Los valores de resistividad de los diferentes fluidos y las temperaturas a las que se miden se registran, cuando se conocen, en el encabezado del registro y deben corregirse a la temperatura de formación. Para la corrección de la resistividad se usa la fórmula de (Krygowski et al., 2004) (p.8):

$$R_{Tf} = \frac{R_{temp}(Temp + Cte)}{T_f + Cte} \tag{28}$$

Donde:

$R_{TF}$  = Resistividad a la temperatura de formación.

$R_{temp}$  = Resistividad a la temperatura de medición.

$Temp$  = Temperatura a la que se midió la resistividad.

$T_f$  = Temperatura de formación.

$Cte$  = 6,77 para °F y 21 para °C.

Cuando se desconoce  $R_w$ , puede determinarse a partir de la resistividad del filtrado de lodo ( $R_{mf}$ ). El valor de  $R_{mf}$  se especifica en el encabezado o puede obtenerse a partir de la resistividad del lodo de perforación ( $R_m$ ). Las correlaciones entre  $R_m$  y  $R_{mf}$ , dependen del peso del lodo de perforación y pueden hallarse en la literatura. Para lodos salados, la siguiente aproximación da buenos resultados (Lyons & Plisga, 2004):

$$R_{mf} = 0,75R_m \tag{29}$$

Para el cálculo de  $R_w$  a partir de  $R_{mf}$  se siguen los pasos indicados en la Tabla 4.

**Tabla 4**

*Pasos para el cálculo de  $R_w$  a partir de  $R_{mf}$*

Paso	Ecuación
Calcular temperatura de formación $T_f$ .	$T_f = (Grad_T * Depth) + T_{amb}$ ( 30)

Corregir  $R_{mf}$  a  $T_f$

Ecuación 28

Calcular la resistividad del

agua de la formación

$$R_{we} = R_{mf} \times 10^{\left(\frac{SP}{61+0.133 \cdot BHT}\right)} \quad (31)$$

equivalente,  $R_{we}$

Convertir  $R_{we}$  en  $R_w$

$$R_w = \frac{\left( R_{we} + 0.131 \times 10^{\left( \frac{1}{\log\left(\frac{BHT}{19.9}\right)} \right)^{-2}} \right)}{-0.5 * R_{we} + 10^{\frac{0.0426}{\log\left(\frac{BHT}{50.8}\right)}}} \quad (32)$$

Nota. Tomado de: Mathematical Calculation of  $R_w$  from SSP, for temperatures in °F (after Western Atlas Logging Services, 1985). Asquith, G. B., Krygowski, D., & Gibson, C. R. (2004). Basic well log analysis (Vol. 16). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists. Tabla 2.1. p 23. Modificado.

Donde:

$Grad_T$  = Gradiente geotérmico del yacimiento.

$Depth$  = Profundidad de análisis.

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente. Suele tomarse igual a la temperatura de la superficie promedio anual.

$SP$  = Valor medido por el registro de potencial espontaneo.

$BHT$  = Temperatura máxima del pozo.

El gradiente térmico puede determinarse, cuando se conoce  $BHT$ , al asumir un gradiente geotérmico lineal, con la siguiente ecuación:

$$Grad_T = \left( \frac{BHT - T_{amb}}{T_D} \right) \quad (33)$$

Donde:

$T_D$  = Profundidad total.

Si la temperatura máxima es desconocida y se desconoce el gradiente geotérmico local, se asume el gradiente geotérmico de este como igual al gradiente geotérmico terrestre. Según (Roldán Vilorio & Toledano Gasca, 2013) el gradiente geotérmico medio, para la corteza terrestre es de 1°C por cada 33 m.

Cuando se desconoce el valor de  $R_w$  y no se cuenta con información suficiente para hacer uso de las ecuaciones de la Tabla 4, se puede implementar el método denominado resistividad aparente ( $R_{wa}$ ) para calcular  $S_w$  con la ecuación de Archie. De acuerdo con (Krygowski et al., 2004) el procedimiento de cálculo es el siguiente:

Se calcula una resistividad aparente del agua ( $R_{wa}$ ) a partir de la porosidad y la resistividad de la zona no invadida ( $R_t$ ).

$$R_{wa} = \frac{R_t * \phi^m}{a} \tag{34}$$

Determinar el valor más bajo de  $R_{wa}$ . Cuyo valor se supone es la aproximación más cercana al valor real de  $R_w$ .

Calcular la saturación de agua de Archie a partir de los valores de  $R_{wa}$ .

$$S_w = \left( \frac{R_{wa \min}}{R_{wa \text{ zone}}} \right)^{\frac{1}{n}} \tag{35}$$

### 3.5. Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de la roca para transmitir fluidos ante la existencia de un gradiente de presión y suele medirse en darcy o milidarcy (md). Está relacionada con la porosidad, pero no siempre son dependientes. Según (Kennedy, 2015) existen un gran número de modelos

propuestos para el cálculo de la permeabilidad, muchos de los cuales generan resultados diferentes por lo que el decidir un modelo correcto se hace importante y complejo (p. 365). Algunas consideraciones importantes de la permeabilidad son:

- Depende de los fluidos en los poros.
- Está controlada por la morfología del sistema de poros.
- La permeabilidad varía más que la porosidad con la presión del fluido.

De acuerdo con (Cannon, 2015), en el análisis de los registros de pozos, el predictor disponible para la permeabilidad es la porosidad o la porosidad combinada con la saturación y el volumen de arcilla. En general, se espera que la permeabilidad aumente con la porosidad y disminuya con la saturación de agua irreducible.

Independientemente del enfoque elegido para calcular la permeabilidad se debe realizar una comprobación con los datos obtenidos de las pruebas de pozo para que se consideren significativos (Luthi, 2001). Algunos de los métodos empíricos más usados se describen en la Tabla 5.

**3.5.1. Modelos empíricos para cálculo de permeabilidad**

**Tabla 5**

*Correlaciones para cálculo de permeabilidad*

Autor/Fuente	Correlación	Notas
Tixier (1949) (Aigbedion, 2007)	$k = \left( \frac{250\phi^3}{S_{wirr}} \right)^2 \quad (36)$	$S_{wirr}$ = Saturación de agua irreducible.

Carman-Koenzy  
(1950) (Mavko et  
al., 2009)

$$k = \frac{\phi}{8\tau^2} R^2 \quad (37)$$

$\tau$  = Tortuosidad.

$R$  = Radio del poro.

Timur (1968)  
(Zhang, 2019)

$$k = a \frac{\phi^b}{S_{wirr}^c} \quad (38)$$

$a, b$  y  $c$  = Constantes particulares,  
determinadas a partir de

mediciones de muestras de núcleo.

Suele tomarse:  $a = 10^4$ ,  $b = 4,4$  y  
 $c = 2$ .

Coates &  
Dumanoir (1974)  
(Cannon, 2015)

$$k = 10^4 \frac{\phi^4 (1 - S_{wirr})^2}{S_{wirr}^2} \quad (39)$$

La ecuación relaciona la densidad  
del hidrocarburo y la porosidad

con las mediciones de resistividad  
y depende de dos constantes

derivadas experimentalmente.

---

Nota. Recopilación diferentes autores.

Según (Wong et al., 2002), hay dos dificultades prácticas cuando se aplica la ecuación de Timur. La primera, es que los valores de  $S_{wirr}$  usados para derivar la ecuación se obtuvieron al fijar la presión capilar ( $Pc$ ). Sin embargo, en los yacimientos el valor  $Pc$  varía con la altura. Además, en la zona de transición solo una parte del agua es irreducible, el resto es móvil, por lo cual el uso de la ecuación de Timur por encima del contacto entre el petróleo y el agua subestima la permeabilidad.

**3.5.2. Modelo basado en Teoría Fractal (Altamiranda et al., 2016)**

La ecuación generalizada de (Pape et al., 1999) para determinar la permeabilidad (k) como función de la porosidad, del exponente de cementación y de la dimensión fractal, es la siguiente:

$$k = a\phi + b\phi^m + c(10\phi)^{Exp_1} \tag{40}$$

Donde:

$$Exp_1 = m + \frac{2}{C_1(3 - D)} \tag{41}$$

$C_1$  = Contante empírica que depende de la porosidad,  $C_1 = 0,263\phi^{-0,2}$ .

$D$  = Dimensión fractal (D).

(Hurtado et al., 2009) plantean una relación para el cálculo de D para una arenisca promedio, en función de la porosidad como sigue:

$$D = 3 + \frac{\log\left(\frac{\phi}{0,534}\right)}{0,391 \log\left(\frac{1}{2\phi}\right)^4} \tag{42}$$

$a, b$  y  $c$  = Constantes dependientes de cada caso particular.

(Pape et al., 1999) hallaron los valores de a, b y c, para diferentes litologías como se resume en la Tabla 6:

**Tabla 6**

*Ecuación particularizada para el cálculo de la permeabilidad de diferentes litologías.*

<b>Litología</b>	<b>Ecuación particularizada. k (nm<sup>2</sup>)</b>
Arenisca promedio	$k = 31\phi + 7463\phi^2 + 191(10\phi)^{10}$ (43)
Arenisca tipo Rotliegend, arenisca limpia de alta permeabilidad.	$k = 155\phi + 37315\phi^2 + 530(10\phi)^{10}$ (44)

$$\text{Areniscas arcillosas} \quad k = 6,2\phi + 1493\phi^2 + 58(10\phi)^{10} \quad (45)$$

$$\text{Lutitas} \quad k = 0,1\phi + 26\phi^2 + (10\phi)^{10} \quad (46)$$

---

Nota. Ecuaciones tomadas de: Altamiranda, D., Aldana, M., Cabrera, A., Contanzo A., V., & Torres, J. (2016). Determinación de permeabilidad a partir de porosidad aplicando ecuaciones basadas en teoría fractal en pozos del Lago de Maracaibo (Venezuela) y Campo Teapot Dome (Estados Unidos). Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela.

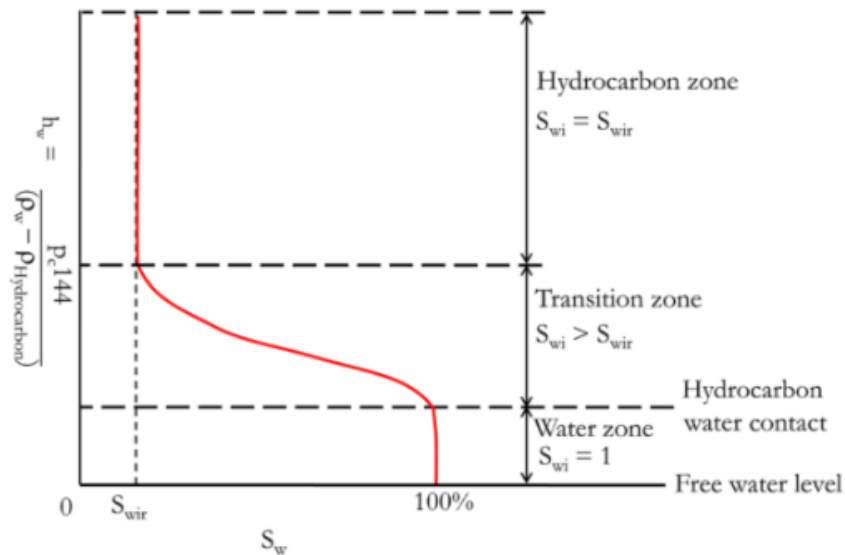
### 3.6. Saturación de agua irreducible

Es agua que se absorbe en los granos de una roca y se mantiene en los capilares por presión capilar. La saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) puede ser usada como una medida de la superficie de los granos, ya que valores altos de  $S_{wirr}$  son indicativos de tamaños de poros pequeños (las fuerzas capilares son más fuertes en capilares finos) y es un parámetro importante en el cálculo de la permeabilidad. A medida que el tamaño de grano disminuye, la superficie aumenta, incluso si la porosidad es la misma, de modo que el volumen de agua irreducible, que está compuesto en gran parte por agua adherida a las superficies de los granos, también aumenta.

De acuerdo con (Tiab & Donaldson, 2015), la cantidad de agua irreducible presente en los poros varía desde 100% debajo de la zona de petróleo hasta teóricamente cero por ciento (0%) por encima del nivel del agua libre. Sin embargo, en casos prácticos existe un contenido casi constante de agua irreducible arriba de la zona de transición, dependiendo del tamaño y textura de los poros, comportamiento que se muestra en la Figura 2.

**Figura 2**

*Saturación del agua irreducible respecto al agua connata.*



Nota. Tomado de Initial connate water saturation and irreducible water saturation in a reservoir. SANNI, Moshood. Petroleum Engineering: Principles, Calculations, and Workflows. John Wiley & Sons, 2018. Figure 5.54. p. 163.

Los pozos completados dentro de la zona de transición producirán agua y petróleo, mientras que los pozos completados dentro de la zona de agua irreducible producirán solo hidrocarburos.

El método principal, según (Goda et al., 2007), para determinar  $S_{wirr}$ , es mediante experimentos de presión capilar, que requieren recursos económicos considerables y largos periodos de tiempo, por lo que se han generado ecuaciones empíricas como alternativa de cálculo. (Mavko et al., 2009) propuso una ecuación para el cálculo de la saturación irreducible, previniendo del uso de esta porque se obtiene mediante la combinación “ad hoc” de dos ecuaciones de permeabilidad diferentes, una basada en una burda idealización de la geometría del espacio poroso (Kozeny-Carman), mientras que la otra es puramente empírica (Timur). La ecuación propuesta es:

$$S_{wi} = \frac{0,025\phi^{0,7}(1 - \phi)\tau}{d} \quad (47)$$

Donde:

$\tau$  = Tortuosidad

$d$  = Diámetro poro en mm.

En 1993 Zawisza propuso una ecuación empírica para el cálculo de la saturación de agua irreducible en función del volumen de la arcilla y de la porosidad (Altamiranda et al., 2016) (p. 69). La ecuación es como sigue:

$$S_{wi} = Vsh^{0,61}(1 - 2,5\phi)^{3,18} \quad (48)$$

Donde:

$Vsh$  = Volumen de arcilla.

### 3.7. Procedimiento de cálculo

La metodología desarrollada para el cálculo de las propiedades petrofísicas, con el fin de alcanzar el primer objetivo propuesto, se consolida en las siguientes subsecciones:

#### 3.7.1. *Recopilación y análisis de información necesaria*

En esta primera fase se realizó una búsqueda de registros de pozo del yacimiento de estudio, con información suficiente para realizar el cálculo de las propiedades petrofísicas: porosidad, saturación, permeabilidad y volumen de arcilla, información descrita anteriormente. Los registros que no cumplen con la información mínima son descartados.

#### 3.7.2. *Control de calidad e interpretación de los registros*

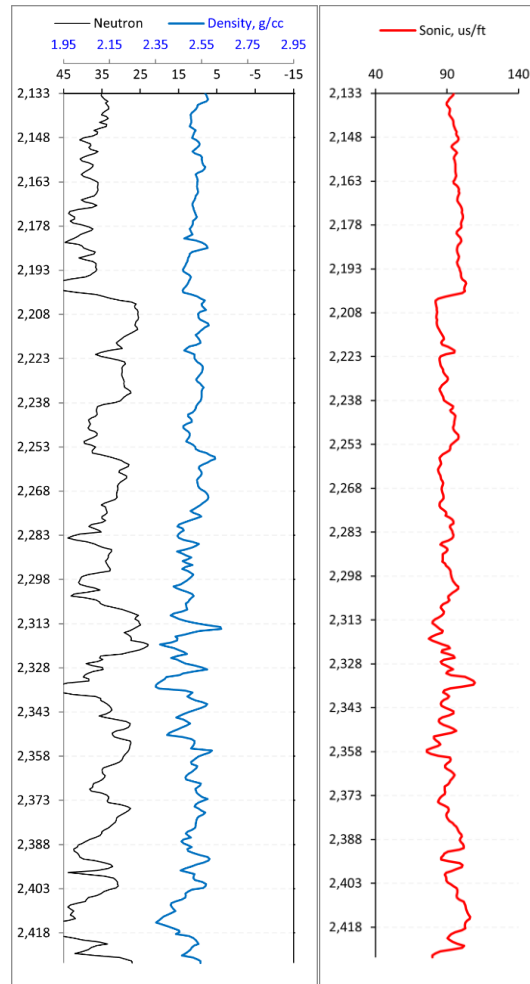
Se obtuvieron las curvas de registro de pozo usadas comúnmente para el análisis de las propiedades de manera individual en cada pozo, que sirven para realizar control de calidad, identificación de litología, zonas de arcilla, entre otras, cuando se analizan de manera conjunta.

La Figura 3 muestra las curvas de las posibles fuentes de cálculo de la porosidad: curva de registro neutrón, de densidad y registro sísmico, para uno de los pozos con información disponible del yacimiento. En el registro neutrón se observa la existencia de valores elevados obtenidos por la herramienta, lo que sugiere la presencia de arcilla, que se corrobora al analizar las curvas de registros litográficos de la Figura 4, en la que se aprecian valores elevados para el registro de rayos gamma, esta información sirve para elegir los modelos de cálculo adecuados y para analizar los resultados obtenidos.

En la aplicación desarrollada la verificación de los rangos esperados y el control de datos atípicos se realiza para cada valor leído de los registros. Estas verificaciones y funcionamiento de la aplicación se describen a detalle en el Apéndice E: Manual de usuario de la aplicación.

**Figura 3**

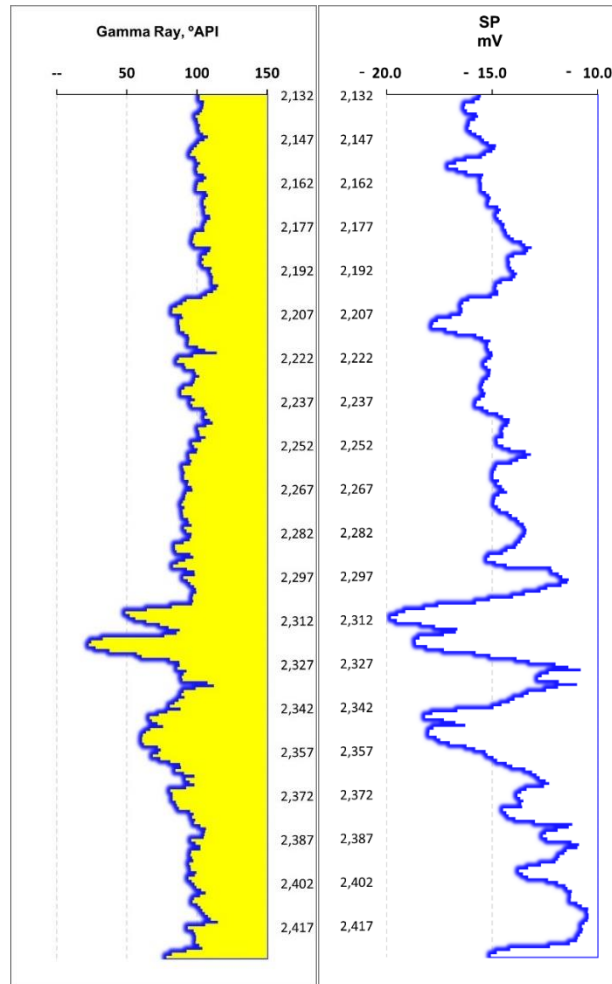
*Curva de registros usados para cálculo de porosidad efectiva.*



Nota: El grafico representa, de izquierda a derecha, las curvas de los registros de neutrón, densidad y sónico, de uno de los registros de pozo. Fuente: elaboración propia.

**Figura 4**

*Curvas de registros litográficos: Rayos Gamma y Potencial espontáneo.*

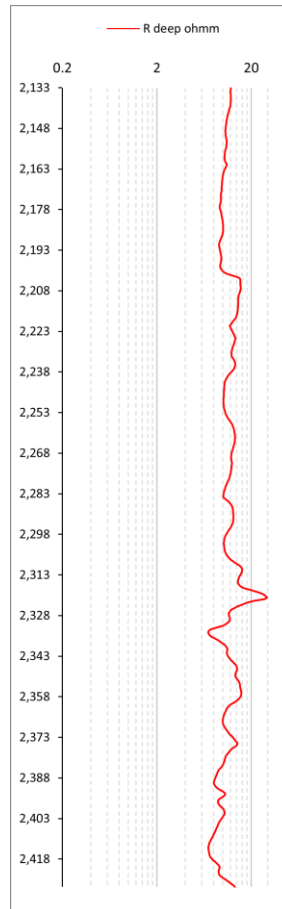


Nota: El gráfico representa, de izquierda a derecha, las curvas del registro Gamma Ray y del registro de resistividad profunda, para uno de los archivos obtenidos. Fuente: elaboración propia.

La Figura 5 muestra el registro de resistividad profunda, el cual sirve para diferenciar las zonas de agua de las de hidrocarburo. En general, se observan valores bajos de resistividad en el pozo analizado, que sugiere la presencia de agua, lo cual se analizará al calcular la saturación de agua de formación.

**Figura 5**

*Curva de resistividad profunda (Deep Induction Log)*



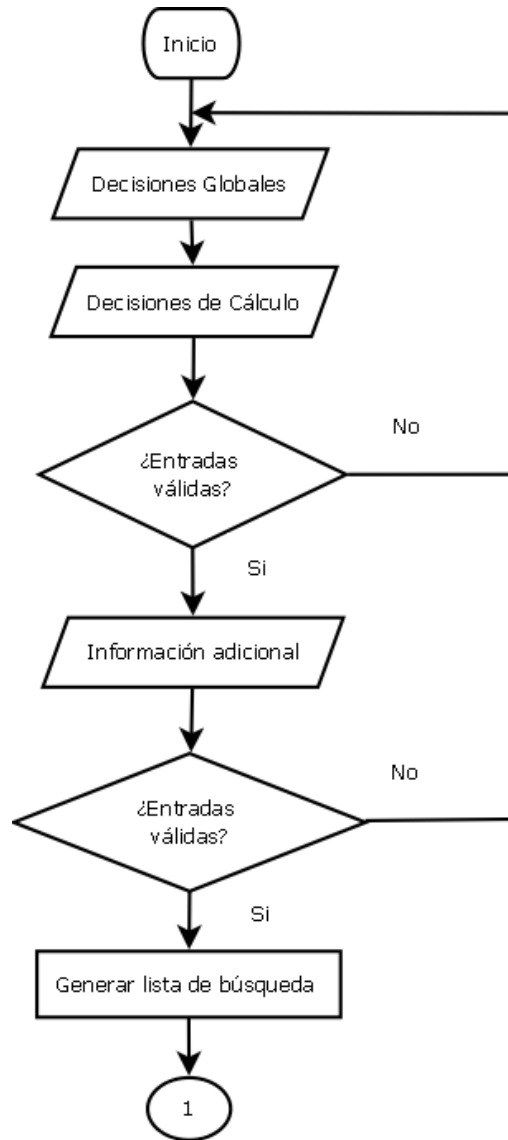
Nota: Elaboración propia.

**3.7.3. Desarrollo de aplicación para el cálculo de propiedades petrofísicas**

Debido a la gran cantidad de modelos de cálculo y la imposibilidad de establecer un único modelo aplicable a todos los yacimientos, se realiza una aplicación que permite el cálculo de las propiedades de manera flexible, según sea la información disponible. El proceso llevado a cabo por la aplicación se sintetiza a través de la explicación de un diagrama de flujo. El diagrama se muestra de manera completa en el Apéndice F: Diagrama de flujo aplicación.

**Figura 6**

*Diagrama de flujo: Inicio.*



Nota: Elaboración propia.

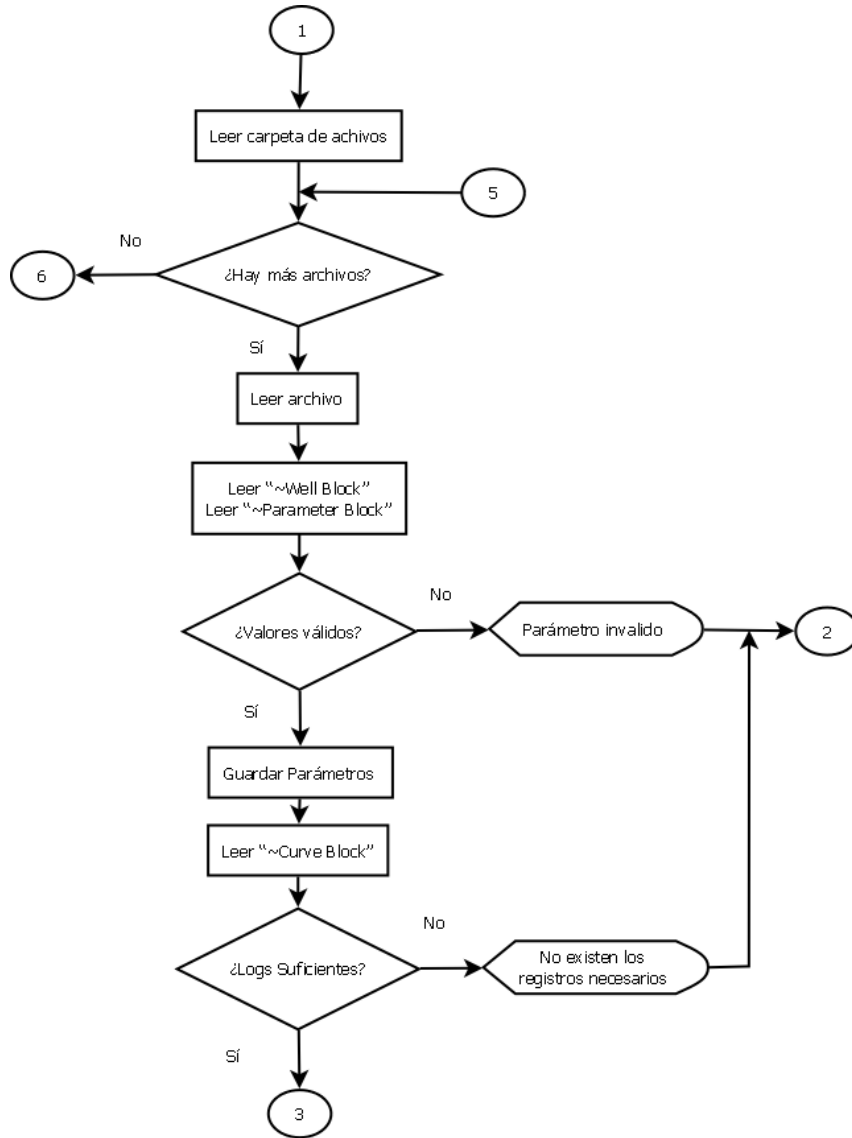
Las decisiones globales se refieren a los parámetros que afectan a todos los cálculos y origen de información. Las decisiones de cálculo se refieren a la elección de los modelos usados para el cálculo de las propiedades petrofísicas, decisiones que deben ser insertadas por el usuario en la aplicación desarrollada y que son objeto de verificación. Cuando por las decisiones de cálculo

tomadas se deba insertar parámetros adicionales, la aplicación los solicita y comprueba su validez antes de continuar con el cálculo.

Con las decisiones insertadas por el usuario, se genera una lista de búsqueda de parámetros dentro del encabezado de los registros y de las curvas registradas en el pozo, lo cual da paso a la segunda parte del diagrama de flujo, mostrado en la Figura 7. La aplicación desarrollada realiza una búsqueda y verificación de la información para cada uno de los archivos de registro de pozo que se hayan cargado a la aplicación.

**Figura 7**

*Diagrama de flujo: Lectura de registro de pozo y de información en encabezado.*



Nota: Elaboración propia.

**3.7.3.1. Lectura de las secciones Well Information Block y Parameter Information Block.**

Siguiendo el estándar establecido por los archivos “\*.LAS” (Canadian Well Logging Society, 2017) para la digitalización de registros de pozo, los datos se encuentran distribuidos en zonas específicas que inician con la tilde virgulilla “~” y una letra que define las diferentes zonas.

**Figura 8**

*Sección Well Information Block, en registro de pozo.*

~Well Information Block		
#MNE.M.UNIT	DATA	DESCRIPTION
#-----	-----	-----
STRT.M	650.0000	: START DEPTH
STOP.M	740.0000	: STOP DEPTH
STEP.M	0.2000	: STEP LENGTH
NULL.	-999.2500	: NULL VALUE
COMP.		: COMPANY
WELL.		: WELL
FLD .		: FIELD
LOC .	00/03-08-076-10/W6-00	: LOCATION
PROV.	Alberta	: PROVINCE
SRVC.	GO INTERNATIONAL	: SERVICE COMPANY
DATE.	13-JUL-96	: LOG DATE
UWI .	03-08	: UNIQUE WELL ID
SON .		: SERVICE ORDER NO.
LIC .		: LICENSE NO.

Nota: Tomado de: Registros petrofísicos de pozo.

De la zona Well Information Block mostrada en la Figura 8 se obtiene la información del rango de profundidades registradas, el paso entre cada medición, el valor establecido para los datos nulos, y la localización (cuando se haya seleccionado leer desde el registro). Además, se hace la lectura de la identificación del pozo indicado con la mnemotécnica (UWI), que sirve para acceder a la información de un archivo de manera específica. La mnemotécnica usada está regida por el mismo estándar.

**Figura 9**

*Sección Parameter Information Block en registro de pozo.*

~Parameter Information Block		
#MNEM.UNIT	DATA	DESCRIPTION
#-----	-----	-----
RW .	0.0000	: RW
RWT .DEGC	0.0000	: RW TEMPERATURE
EKB .M	884.0000	: ELEVATION KELLY BUSHING
#ERCB required information-----		
RUN .	1	: RUN NO.
GL .M	0.0000	: ELEVATION OF GROUND LEVEL
DREF.		: DEPTH REF
EREF.M	0.0000	: ELEVATION OF DEPTH REFERENCE
TDL .M	0.0000	: TOTAL DEPTH, LOGGER
TDD .M	0.0000	: TOTAL DEPTH, DRILLER
CSGL.M	0.0000	: CASING BOTTOM, LOGGER
CSGD.M	0.0000	: CASING BOTTOM, DRILLER
CSGS.	0.0000	: CASING SIZE
CSGW.	0.0000	: CASING WEIGHT
BS .	0.0000	: BIT SIZE
MUD .		: API MUD TYPE
MUDD.	0.0000	: MUD WEIGHT
MUDV.	0.0000	: MUD VISCOSITY
FL .	0.0000	: FLUID LOSS
PH .	0.0000	: MUD PH
MUDS.		: MUD SOURCE
RM .	0.0000	: MUD RESIS.
RMT .DEGC	0.0000	: MUD TEMP
RMF .	0.0000	: MUD FILTRATE RESIS.
RMFT.DEGC	0.0000	: MUD FILTRATE TEMP.
RMC .	0.0000	: MUD CAKE RESIS.
RMCT.DEGC	0.0000	: MUD CAKE TEMP.
TMAX.DEGC	0.0000	: MAX TEMP.
TIMC.		: DATE/TIME CIRC. STOPPED
TIML.		: DATE/TIME LOGGER ON BOTTOM
UNIT.		: UNIT NO.
BASE.		: LOGGING UNIT HOME BASE
ENG .		: RECORDING ENG.
WTT .		: WITNESSED BY

Nota. Tomado de: registros petrofísicos de pozo.

En la sección mostrada en la Figura 9 se leen los parámetros necesarios según las decisiones de cálculo. Los parámetros relevantes son: la temperatura máxima (TMAX), resistividad de agua de formación (RW), temperatura de medición de la resistividad de agua de formación (RWT), la elevación de la referencia de medida (EKB), la resistividad de lodo (RM), la resistividad de filtrado de lodo (RMF), y los correspondientes valores de temperatura de medición RMT y RMFT, respectivamente.

La distancia entre el punto de medición de la profundidad del registro y el plano de referencia absoluta es importante para los cálculos y la interpolación espacial. Los cálculos de las propiedades petrofísicas se hacen tomando los valores de referencia usados al momento de correr el registro, cuyo punto de referencia suele ser el Kelly Bushing. Por otro lado, para la interpolación espacial se debe referenciar cada profundidad al plano de referencia permanente.

Una vez realizada la lectura de estas zonas del registro de pozo se verifica que los valores sean válidos, lo que consiste en verificar que los valores se encuentren en el rango esperado indicado en la Tabla A 10. Para los datos de resistividad, se comprueba que el valor sea mayor que cero, al igual que las temperaturas de medición.

Cuando uno de los valores buscados no tenga el formato correcto o el valor no sea válido, se notifica al usuario del error y se sale de la aplicación para que el archivo sea corregido o eliminado de la carpeta de datos de entrada. Si los datos son correctos se guardan y se continúa con el proceso indicado en el diagrama de flujo.

### **3.7.3.2. Lectura de sección Curve Information Block.**

En esta sección (ver Figura 10) se encuentra la mnemotécnica de las curvas en el orden en que aparecen en la zona de datos del registro de pozo, información que se guarda de modo que se puede acceder a cada valor en la curva de manera precisa. Si el registro no contiene las curvas necesarias para los cálculos, se informa al usuario el nombre del pozo y el o los datos faltantes para que el usuario corrija la información de entrada y se finaliza la aplicación.

**Figura 10**

*Lectura de sección Curve Information Block*

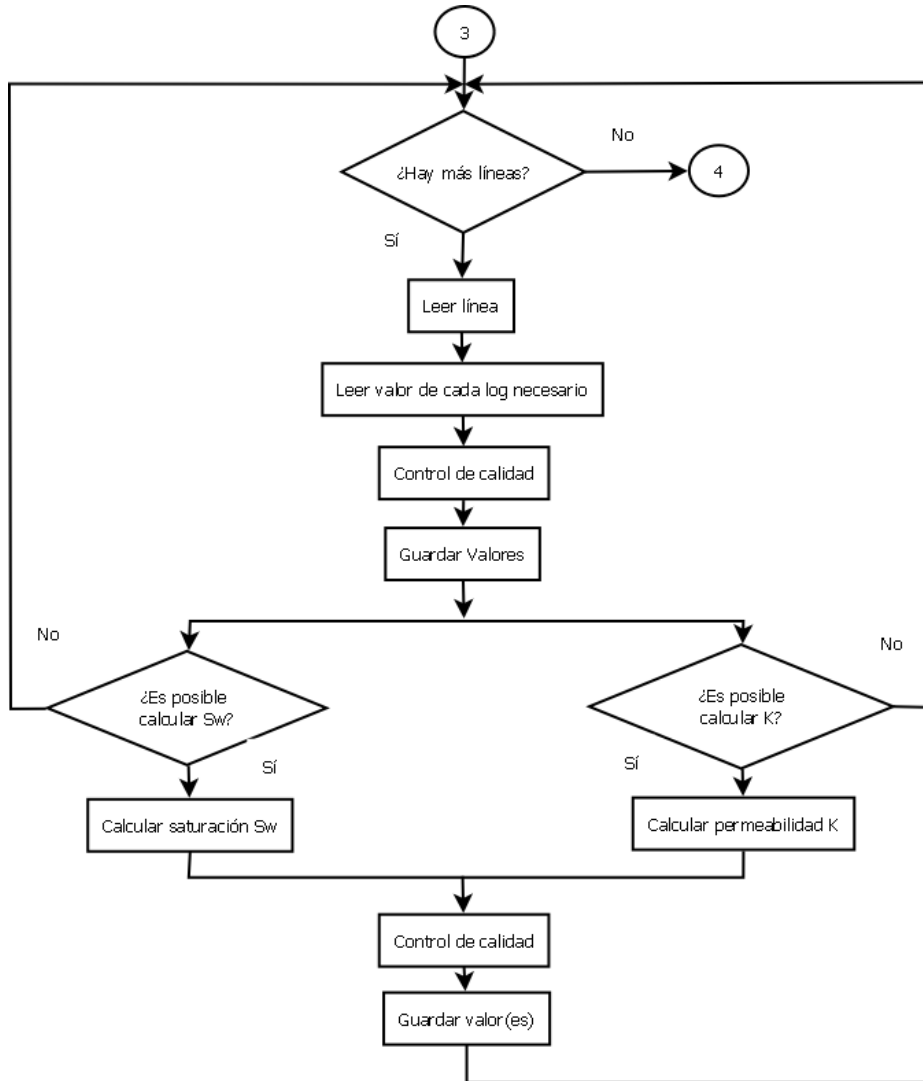
~Curve Information Block		
#MNEM.UNIT	API CODE	Curve Description
#-----	-----	-----
DEPT.M	00 001 00 00:	1 Depth
SP.MV	07 010 01 01:	2
ILM.OHMM	07 120 44 01:	3
ILD.OHMM	07 120 46 01:	4
SFLU.OHMM	07 220 01 01:	5
CALI.MM	42 280 01 01:	6
CAL2.MM	42 280 02 01:	7
GR.GAPI	42 310 01 01:	8
RHOB.K/MB	42 350 01 01:	9
DRHO.K/MB	42 356 01 01:	10
PEF.	42 358 01 01:	11
NPHI.FRAC	42 890 03 01:	12
DPHI.FRAC	42 890 12 01:	13
DT.US/M	60 520 32 01:	14

Nota. Tomado de: registros petrofísicos de pozo.

Si las curvas necesarias se encuentran en el registro se continua con el proceso de lectura de los valores de estas por cada una de las líneas del archivo, como se indica en la Figura 11.

**Figura 11**

Diagrama de flujo. Lectura de valores de las curvas registradas línea a línea.



Nota: Elaboración propia.

Los datos son registrados en columnas cuyo orden es definido en la zona *curve information*, como se muestra en la Figura 12. De los valores disponibles, se leen únicamente los necesarios y se realiza el control de calidad correspondiente.

**Figura 12**

*Sección de datos en el registro de pozo.*

~A	Depth	SP	ILM	ILD	SFLU	CALI	CALZ	GR	RHOB	DRHO	PEF	NPFI	DPHI	DT
	650.0000	-15.5359	11.2747	12.1695	10.1436	230.9626	262.5513	101.9490	2565.8203	100.5800	2.5306	35.0558	8.2269	310.5869
	650.2000	-15.5367	11.2888	12.1168	10.0529	230.0000	260.2021	101.8466	2570.8594	107.8944	2.5487	35.1992	8.2455	309.6543
	650.4000	-15.5843	11.3384	12.0639	10.1410	229.5278	250.6782	103.8140	2574.1719	115.3650	2.5388	34.8154	6.7938	305.1138
	650.6000	-15.8227	11.3313	12.0777	10.4078	228.7661	253.6641	104.9288	2578.2109	119.7236	2.5322	34.2405	5.1620	300.2456
	650.8000	-16.0585	11.3824	12.1217	10.7555	227.5859	258.6841	105.1136	2570.3672	114.1166	2.5999	33.3840	4.4095	298.6416

Nota. Tomado de: Registros petrofísicos de pozo.

**3.7.3.3. Cálculos y control de calidad.**

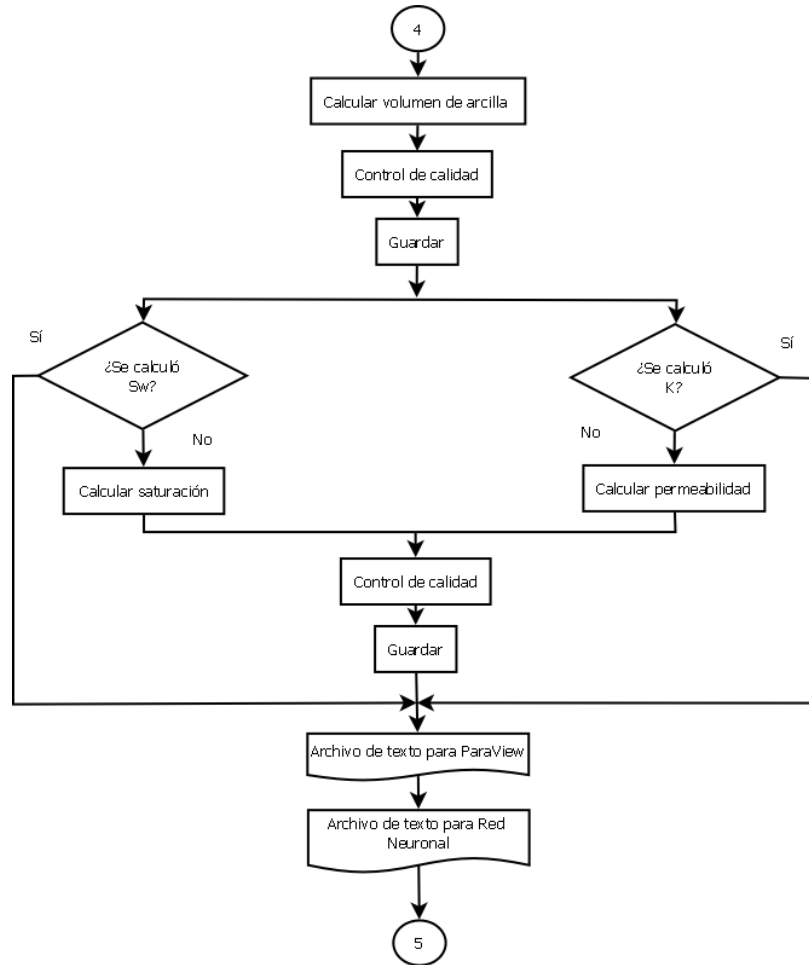
El control de calidad consiste en decidir qué valores son representativos y están en el rango esperado (ver Tabla A 10). Los valores que no cumplan con los rangos esperados se igualan al valor nulo del registro de pozo. Además, si al menos una de las magnitudes físicas necesarias para el cálculo de una propiedad petrofísica es nula, se le asigna a esa propiedad el valor nulo a la profundidad determinada. Esto para tener control de los valores útiles.

La porosidad se lee o se calcula, según corresponda, a medida que se recorre cada línea y se almacena su valor. El control de calidad de los valores de porosidad se realiza teniendo en cuenta que el valor calculado o leído esté en el rango de porosidad efectiva esperado (0 a 40%).

Según sea el modelo de cálculo elegido para la saturación y la permeabilidad, el cálculo de las propiedades se puede realizar a medida que se hace la lectura de los valores, y se realiza control de calidad de los valores obtenidos. Para la saturación de agua de formación se mantiene el rango esperado entre 0 y 1.0, aunque se espera que su valor varíe entre el 100% y el valor de saturación irreducible de agua. Por otro lado, la permeabilidad es un parámetro que tiene un rango de variación mayor, de modo que el control de calidad realizado es verificar que los valores obtenidos no sean negativos. Una vez leído todo el registro se tiene la información necesaria para realizar el cálculo del volumen de arcilla para cada profundidad del registro y se continua el proceso mostrado en la Figura 13.

**Figura 13**

*Diagrama de flujo. Cálculos con los datos registrados en el archivo.*



Nota: Elaboración propia.

Si los métodos elegidos para el cálculo de la permeabilidad y saturación requieren de los mínimos y máximos de curvas en el registro, el cálculo se realiza en este punto y se almacena el valor para cada profundidad registrada.

**3.7.3.4. Archivo de texto, para visualizar datos (ParaView).**

Por cada archivo leído se guardan las curvas de datos y las propiedades calculadas en un formato que pueda ser usado para análisis de interpolación espacial y cargado en programas de visualización gráfica para facilitar el análisis de resultados. El formato del archivo se muestra en

la Figura 14. El nombre del documento guardado es el mismo del archivo de registro de pozo, cambiando la extensión por “. LASLOGP”.

**Figura 14**

*Archivo de texto de entrada a visualizador de datos.*

```
DEPT;SP;ILD;GR;PHI;SW;K;VSH
650;-15,5359;12,1695;101,949;0,2745;0,6688;13047,0476;0,6381
650,2;-15,5367;12,1168;101,8466;0,2728;0,6744;12261,323;0,6361
650,4;-15,5843;12,0639;103,814;0,2647;0,6966;9071,1163;0,6759
```

Nota: Elaboración propia.

**3.7.3.5. Archivo de texto para red neuronal.**

Para el entrenamiento de la red neuronal se requieren la profundidad y las propiedades calculadas. Por lo que se genera un archivo de texto con esos datos, manteniendo el nombre del archivo de registro de pozo y modificando la extensión a “\*. LASP”. El formato del archivo se muestra en la Figura 15.

**Figura 15**

*Archivo de texto de datos calculados.*

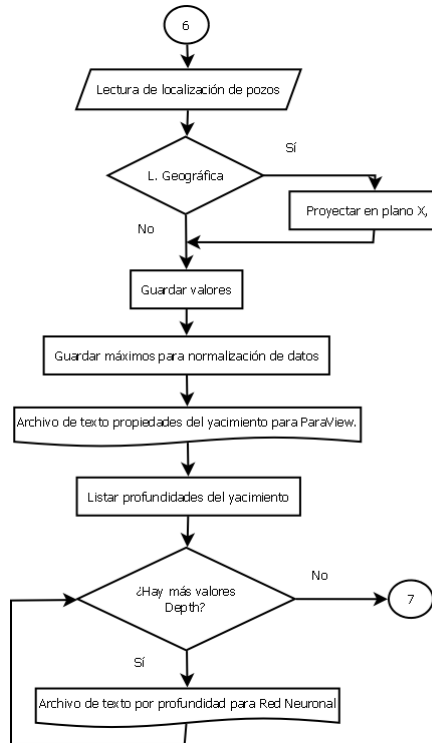
```
DEPT;PHI;SW;K;VSH
650;0,2745;0,6688;13047,0476;0,6381
650,2;0,2728;0,6744;12261,323;0,6361
650,4;0,2647;0,6966;9071,1163;0,6759
```

Nota: Elaboración propia.

Los archivos se guardan en la misma carpeta elegida para los datos de entrada. Y el proceso se repite para cada uno de los archivos de extensión “\*.LAS” de la carpeta elegida. Una vez leídos todos los archivos se continua con el proceso mostrado en la Figura 16.

**Figura 16**

*Diagrama de flujo. Almacenado de información para entrenamiento de RNA.*



Nota: Elaboración propia.

- Máximos para normalización de datos de entrenamiento

Para realizar la normalización de los datos de entrenamiento se hallan los valores máximos de las variables de entrada y de salida, de las variables que tienen rangos de variación diferentes de (0 a 1).

En este punto es posible realizar los cálculos de las propiedades petrofísicas usando la aplicación desarrollada que incluye los modelos de cálculo estudiados previamente. El proceso de cálculo y archivos generados con la totalidad de la información se pueden ver en detalle en el Apéndice E: Manual de usuario de la aplicación.

#### ***3.7.4. Decisiones de cálculo para la información disponible***

Una vez realizada la aplicación para el cálculo de las propiedades petrofísicas, se definen las entradas necesarias, que se describen a continuación, para realizar los cálculos con los datos disponibles. Los registros de pozo no contienen información de la temperatura máxima, por lo que el programa calcula asumiendo el gradiente térmico terrestre promedio.

La localización de los pozos se inserta desde un archivo de texto independiente en coordenadas cartesianas y la temperatura ambiente se estableció en un valor de 23°C. Para el cálculo del volumen de arcilla, se usa la ecuación de Larionov (ecuación 22). El exponente de la saturación se asume igual a 2 y las constantes de Archie se asumen los valores comunes  $a=1.0$  y  $m=2.0$ , valores recomendados como punto de partida.

Los archivos no contienen la información necesaria para el cálculo de saturación de agua de formación mediante la ecuación de Archie (todos los valores registrados de resistividad en el encabezado son cero), por lo que se calcula mediante el método de resistividad aparente (ecuación 35). Para el cálculo de la permeabilidad, se usa el método fractal ya que conlleva un menor número de suposiciones que al usar el método empírico con la información disponible, ecuación particularizada: Arenisca tipo Rotliegend (ecuación 44).

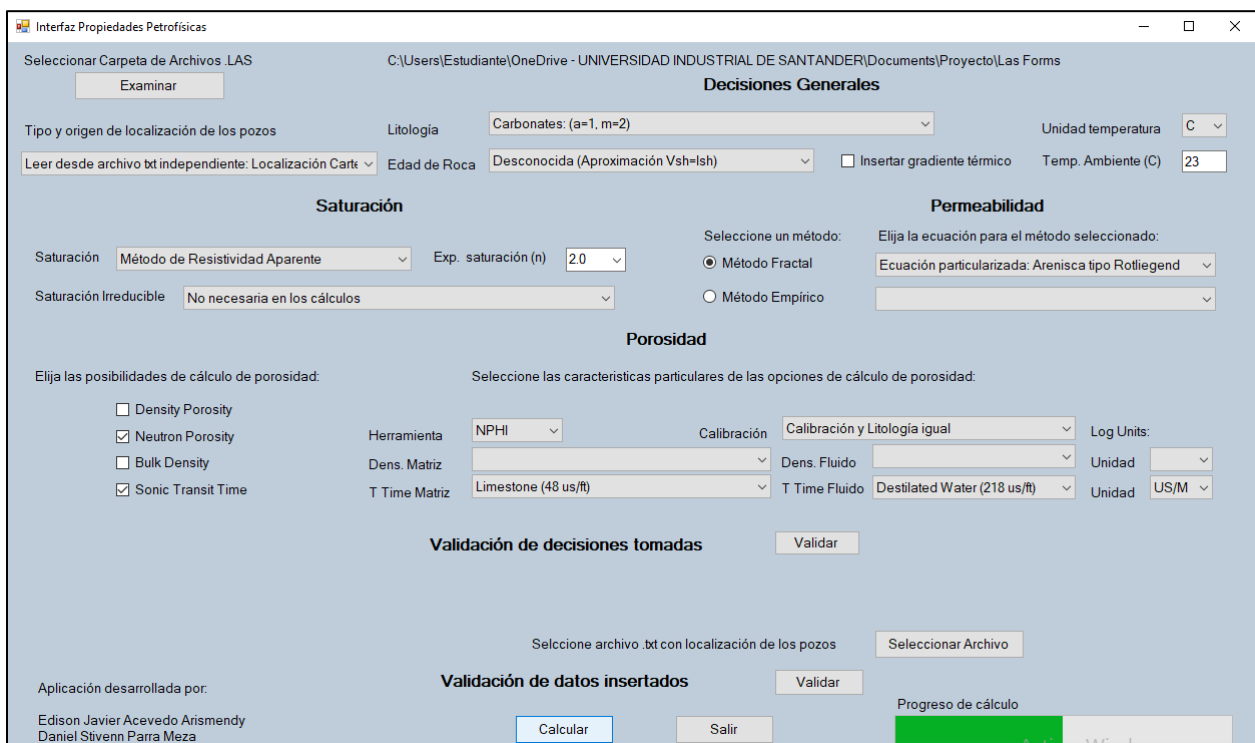
Por la elección del método de permeabilidad, no se requiere el cálculo de la saturación irreducible. La elección de las opciones de cálculo de porosidad se hace teniendo en cuenta la información hallada en los registros: el registro neutrón y el registro sísmico (ecuación 4 y 2, respectivamente). La litología de calibración de la herramienta y la litología del yacimiento se asumen iguales, ya que no se tiene información de estos parámetros. Esta suposición puede afectar en gran medida los resultados obtenidos.

Para los tiempos de tránsito se asumió litología Caliza (48 us/ft) y agua destilada saturando los poros (218 us/ft). Y la unidad para el tiempo de tránsito usada en los registros se identificó como (us/m).

Una vez realizada la inserción de los datos según lo analizado previamente, las elecciones en la aplicación desarrollada se pueden observar en la Figura 17.

**Figura 17**

*Interfaz de la aplicación: cálculo de propiedades*



Nota: Elaboración propia.

### 3.8. Resultados

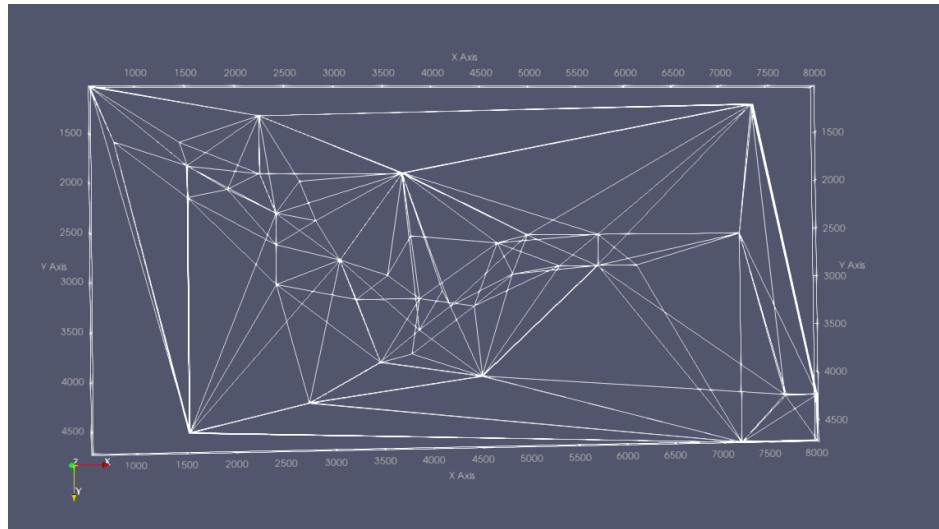
- Distribución espacial de los registros

Del cálculo de las propiedades petrofísicas se obtiene una distribución espacial de 54 pozos en el yacimiento. En la Figura 18 se muestra el esquema plano de la superficie 3d obtenida por el

cálculo de las propiedades petrofísicas en las localizaciones en las que se tiene información de registro de pozo y visualizado mediante el programa ParaView. La vista del yacimiento es desde la parte superior.

**Figura 18**

*Esquema plano de superficie 3D. Datos calculados a partir de registros de pozo*

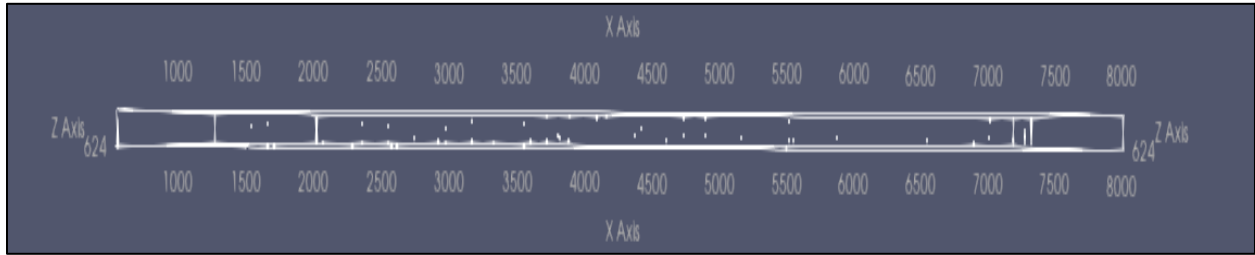


Nota: Elaboración propia, mediante el programa ParaView.

En el volumen del yacimiento se observa que hay varias zonas en las que no se tiene suficiente información para un correcto análisis de la distribución de las propiedades petrofísicas en todo el yacimiento sin la ayuda de un método de interpolación espacial adecuado, como se puede apreciar también en la Figura 19 que muestra la distribución de la información en la profundidad del yacimiento.

**Figura 19**

*Distribución de los datos de registro de pozo, en el rango de profundidades del yacimiento.*



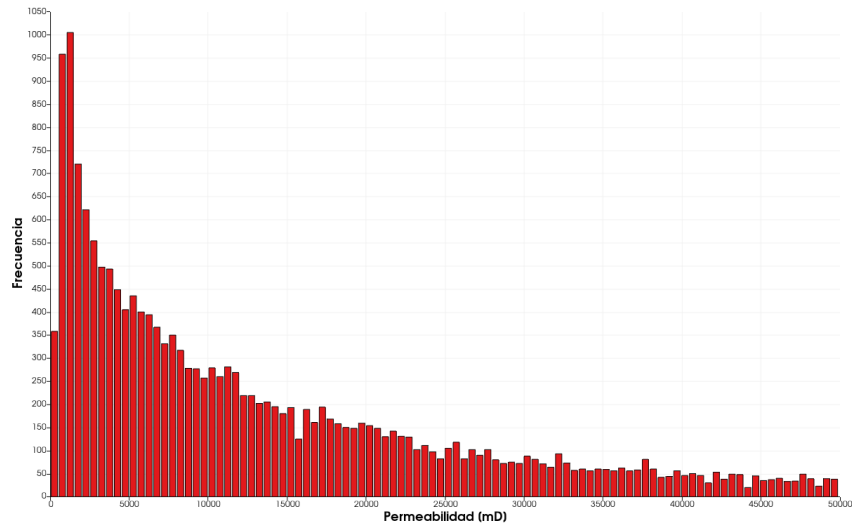
Nota: El esquema muestra la distribución en profundidad de la información disponible de las propiedades petrofísicas, en el volumen del yacimiento. Elaboración propia.

- Permeabilidad

El histograma de frecuencia de permeabilidad (ver Figura 20) muestra que no existe linealidad en los datos y, además, que se tiene una distribución asimétrica a la izquierda con una dispersión de los datos elevada. Los valores de permeabilidad elevados deben compararse con los obtenidos mediante pruebas de laboratorio, para establecer si la dispersión entre los valores corresponde al comportamiento real de la permeabilidad en el yacimiento y descartar valores atípicos.

**Figura 20**

*Propiedades calculadas: Histograma de k.*

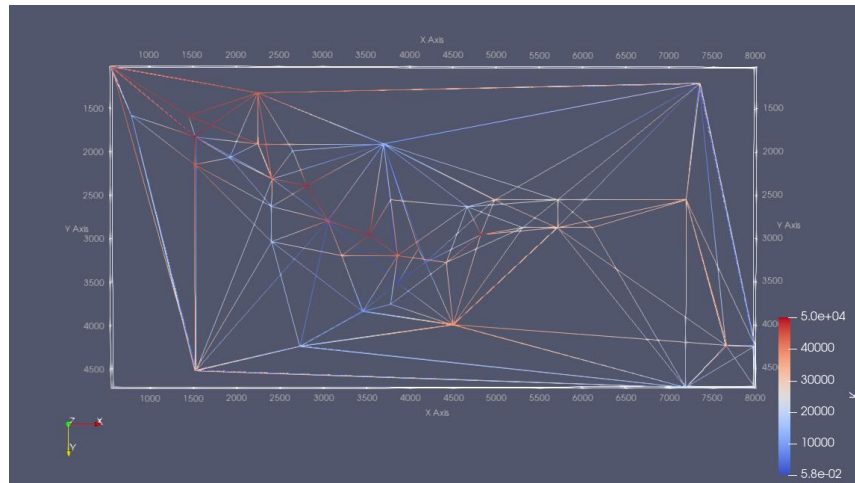


Nota. Distribución de los datos de permeabilidad calculadas para los pozos que cuentan con información de registro de pozo. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 21 se observa el esquema plano de superficie 3D de la permeabilidad, con los datos de entrada, en la que puede analizarse visualmente la relación de cada punto con los cercanos. Entre mayor sea el número de puntos conocidos, más cercana a la realidad será la distribución obtenida por el programa de análisis de datos (ParaView).

**Figura 21**

*Esquema plano de superficie 3D. Propiedades calculadas: k.*

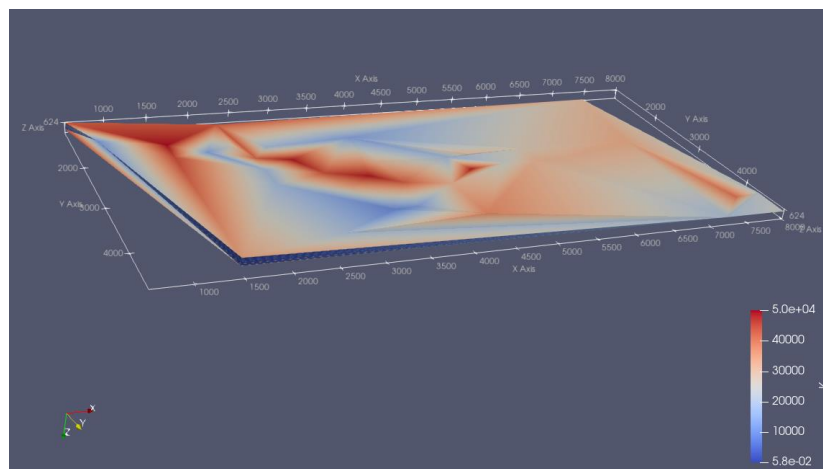


Elaboración propia.

Las relaciones entre los puntos con datos conocidos, lo usa el programa para generar una superficie 3d de la distribución de la permeabilidad (ver Figura 22) con los datos en los puntos conocidos.

**Figura 22**

*Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas k.*



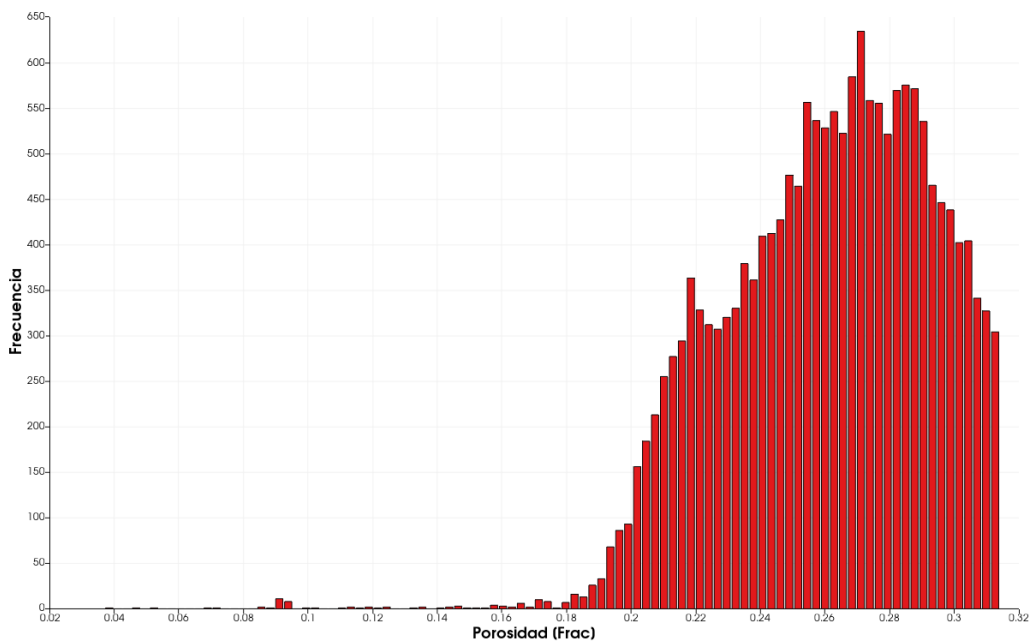
Nota: Elaboración propia.

Los valores obtenidos de permeabilidad máxima se concentran en la zona superior izquierda y central del yacimiento, que coincide con la zona de mayor contenido de arcilla como se verá adelante, lo que sugiere que el valor real de la zona será menor a lo obtenido, ya que el valor de porosidad deberá corregirse por el contenido de arcilla y la dependencia del método fractal a los valores de porosidad es elevada.

- Porosidad

**Figura 23**

*Propiedades calculadas: Histograma de  $\phi$ .*



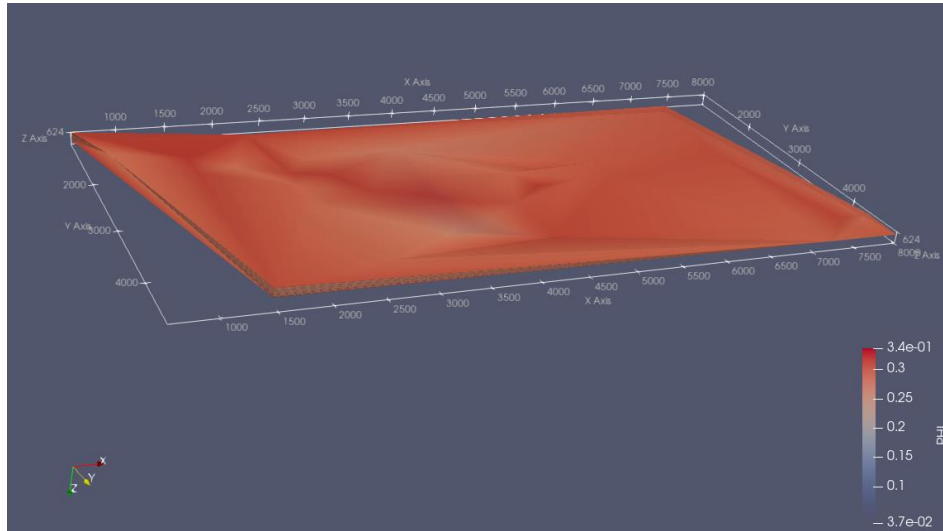
Nota: Elaboración propia.

Los valores de porosidad obtenidos son considerablemente elevados, debido al uso de los valores medidos por la herramienta del registro neutrón como la porosidad efectiva en zonas en las que el contenido de arcilla es elevado. La distribución real de porosidad en el yacimiento puede

estar desplazada a la izquierda de la distribución obtenida, sin embargo, para la verificación de los datos se debe contar con información de porosidad tomadas del análisis de núcleos de pozo.

**Figura 24**

*Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas:  $\phi$ .*



Nota: Elaboración propia.

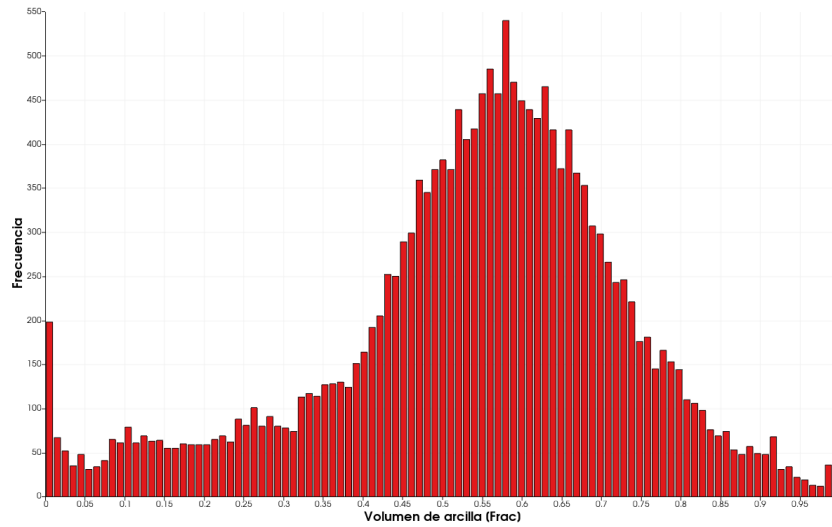
La Figura 24 muestra la superficie 3D de distribución de porosidad en el yacimiento, que permite apreciar cómo en gran parte del volumen del yacimiento los valores de porosidad son elevados y distinguir en qué áreas los valores tienden a cero, que sugieren la presencia de rocas.

- Volumen de arcilla

El volumen de arcilla del yacimiento tiene una distribución aproximadamente normal, asimétrica a la derecha. Se espera que al realizar la interpolación se conserve la distribución de los datos de entrada, con un leve desplazamiento a la izquierda debido a la frecuencia mayor de los datos en esa zona.

**Figura 25**

*Propiedades calculadas: Histograma de Vsh.*

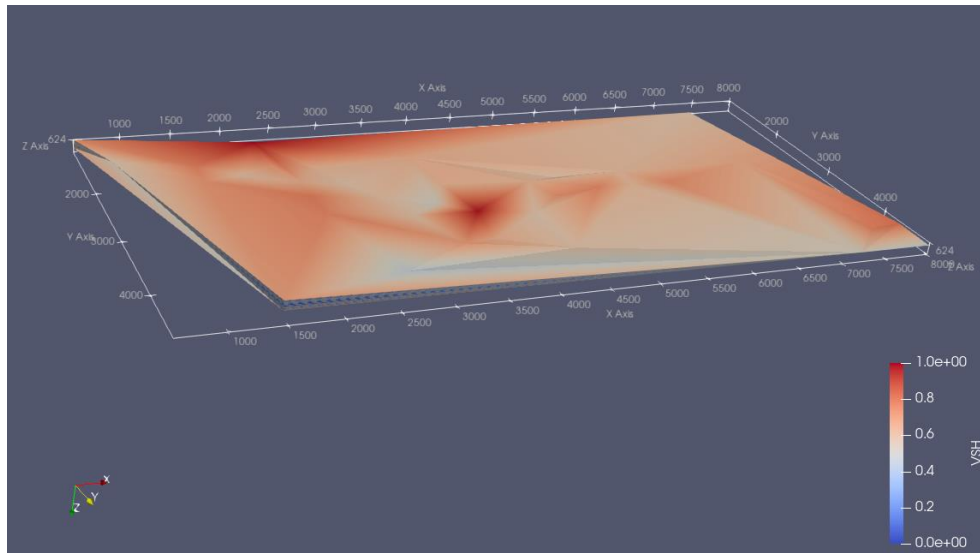


Nota: Elaboración propia.

El volumen de arcilla presente en el yacimiento es considerablemente elevado, lo que indica la necesidad de realizar correcciones a los datos obtenidos de porosidad para considerar el efecto que el volumen de arcilla inserta en las mediciones de las curvas de registro de pozo usadas para calcular la porosidad. Para el caso, ya que la mayoría de los registros cuentan con la información del registro neutrón, el efecto del contenido de la arcilla en una medición es que indica una porosidad efectiva mayor a la real.

**Figura 26**

*Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas: Vsh.*



Nota: Elaboración propia.

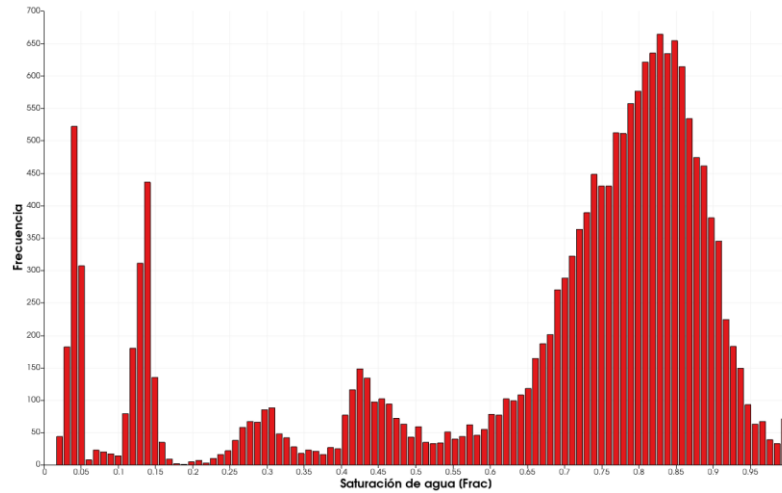
La distribución 3d mostrada en la Figura 27, muestra que el yacimiento tiene zonas en las cuales la concentración de arcilla es bastante elevada, en las cuales los resultados obtenidos para porosidad y permeabilidad se alejan en gran medida de los reales en el yacimiento.

- Saturación de agua de formación

La distribución de los valores obtenidos es como se muestra en el histograma de la Figura 28, con lo que se observa que los datos son asimétricos a la derecha, con valores dispersos a la izquierda de frecuencia elevada que se espera conduzcan al “aplanamiento” de la zona izquierda de la distribución al realizar la interpolación espacial. Los dos picos dispersos a la izquierda presentes en la distribución pueden deberse a los valores de saturación de agua irreducible, en diferentes zonas del yacimiento.

**Figura 27**

*Propiedades calculadas: Histograma de Sw.*

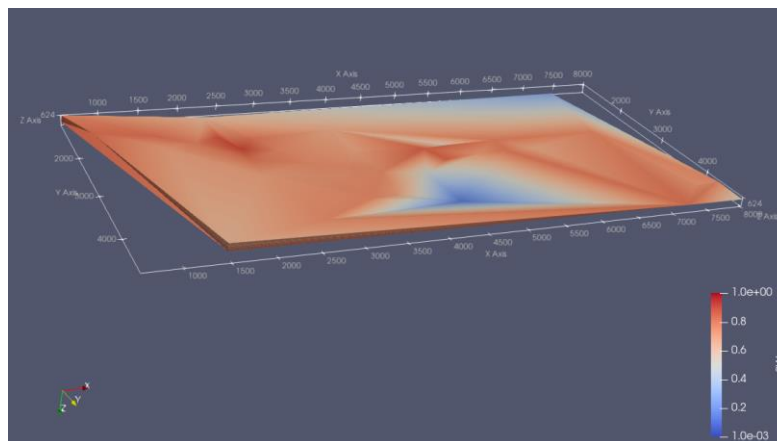


Nota: Elaboración propia.

La distribución de agua sugiere la presencia de acuíferos en el yacimiento. Las zonas marcadas con azul, en la Figura 28, indican posibles zonas que se encuentran en saturación de agua irreducible de modo que los pozos desarrollados en esas zonas producirían únicamente hidrocarburos.

**Figura 28**

*Superficie 3D de distribución. Propiedades calculadas: Sw.*



Nota: Elaboración propia.

**4. Estimación espacial por medio de geoestadística**

La geoestadística es una rama de la estadística aplicada que se especializa en el análisis y modelamiento de la variabilidad espacial en ciencias de la tierra. La estimación matemática de la función que describe la correlación espacial es conocido como “análisis estructural”. Una vez realizada, la predicción de valores en puntos no muestrales se puede hacer aplicando la técnica de interpolación “Kriging”. La información relacionada de la geoestadística se encuentra en el apéndice C.

**4.1. Método**

La estimación espacial se hizo a partir de métodos geoestadísticos, pero solo para una altura específica (es esto un limitante de los métodos geoestadísticos). Se utilizó los softwares S-GeMS desarrollado por la universidad de Stanford el cual es de código abierto, y Surface13 con la versión de prueba.

Los datos de entrada para estos softwares se obtienen en el inciso anterior (cálculos de propiedades petrofísicas), parte de los datos se presentan en la siguiente tabla y se procede a distribuir las propiedades de una profundidad específica (para este caso 670,2m).

**Tabla 7**

*Parte de los datos de entrada para la estimación geoestadística.*

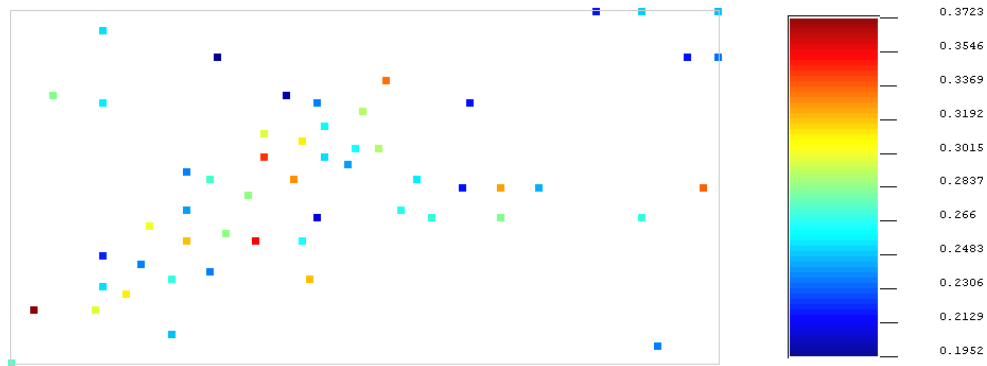
Coordenadas		Propiedades			
X	Y	$\Phi$	$S_w$	K	$V_{sh}$
1524,014	1824,23	25,37	0,6433	5934,4189	0,1593
4422,014	3273,23	28,97	0,3993	22363,5088	0,6115
3214,514	3434,23	29,92	0,0448	30878,5318	0,5077
2651,014	1985,23	23,77	0,8786	3094,4927	0,5933
4180,514	3273,23	26,31	0,7801	8537,6082	0,3907

2248,514	1904,73	26,92	0,8488	10736,3237	0,4926
3858,514	3514,73	25,97	0,1155	7496,5613	0,2871
1765,514	1743,73	31,13	0,1399	45900,6484	0,607
3617,014	3353,73	30,98	0,812	43736,4102	0,6114
1926,514	2065,73	23,7	0,7334	3004,612	0,3197
3456,014	3836,73	20,2	0,7163	609,0184	0,0089
3617,014	2307,23	26,35	0,8523	8668,2674	0,4642
1000,764	3836,73	28,26	0,9646	17449,7946	0,3825
5388,014	3756,23	21,81	0,6715	1309,6563	0,3485
...	...	...	...	...	...
1524,014	4520,98	25,54	0,5204	6344,1439	0,0103

Nota: Elaboración propia.

**Figura 29**

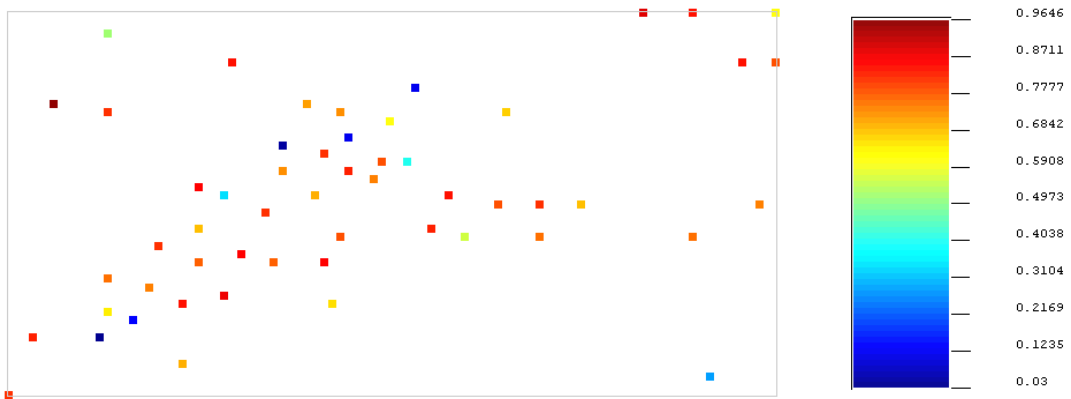
*Distribución de la porosidad ( $\phi$ ) a la profundidad de 670,2.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 30**

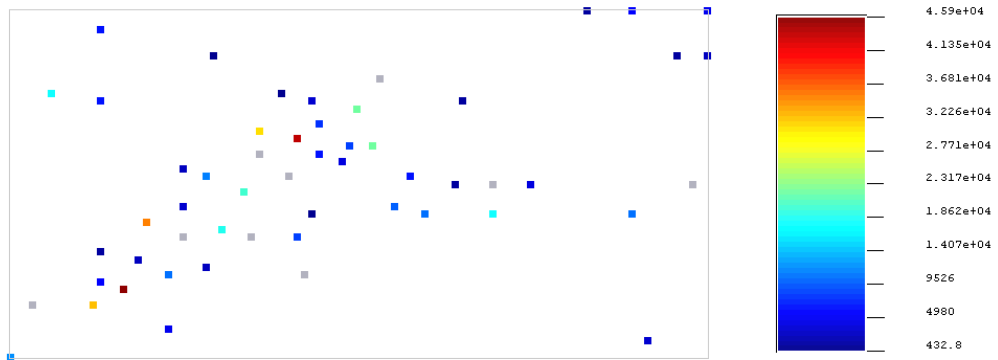
*Distribución de la saturación de agua ( $s_w$ ) a la profundidad de 670,2m.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 31**

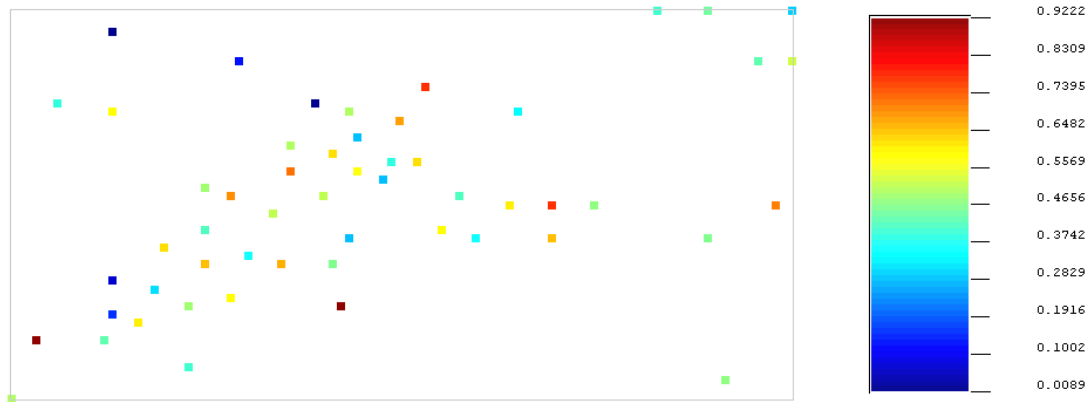
*Distribución de la permeabilidad ( $k$ ) a la profundidad de 670,2m.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 32**

*Distribución del volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) a la profundidad de 670,2.*



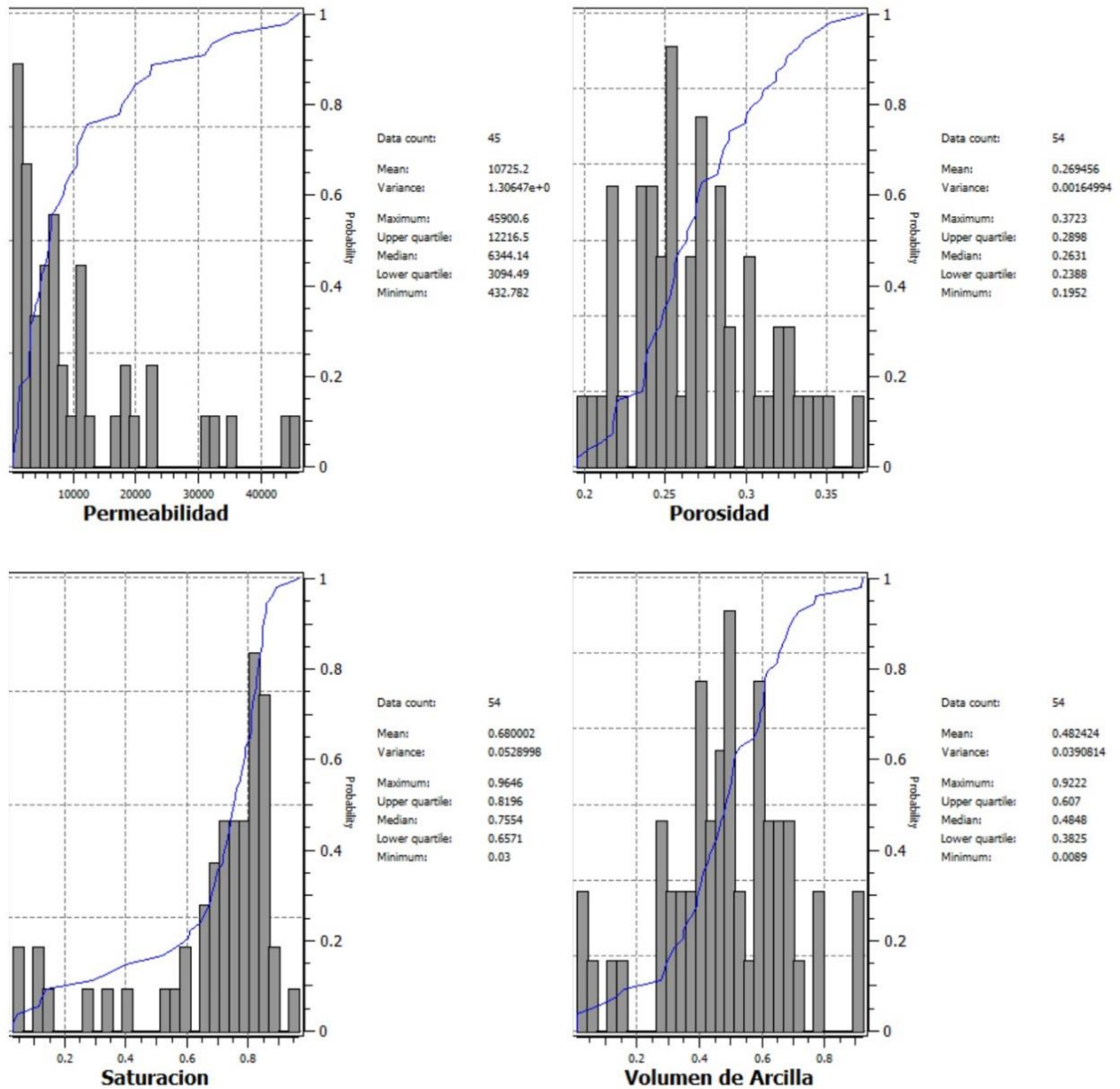
Nota: Elaboración propia.

El análisis geoestadístico este compuesto por 3 etapas: análisis exploratorio de datos, variografía y estimación espacial por medio del Kriging.

1. Análisis exploratorio de datos: se basa en las técnicas estadísticas convencionales las cuales permiten obtener información desconocida sobre la muestra en estudio (los datos presentados en la tabla anterior), esto es indispensable al momento de realizar cualquier análisis geoestadístico.

Figura 33

*Histogramas de las propiedades.*



Nota. Se presenta el histograma de las cuatro propiedades petrofísicas calculadas de los registros de pozo. Fuente: elaboración propia desde S-GeMS.

2. Variografía: Es la herramienta básica de la geoestadística para medir la autocorrelación espacial de una variable regionalizada, como su nombre lo indica es una medida de varianza (una medida directa de como una variable “z” cambia desde un sitio “x” hasta otro, separado “h” unidades).

Con la información obtenida de los histogramas se procede a realizar el semivariograma experimental para cada distribución y se ajusta el modelo al cual se asemeja la nube de puntos. Los tipos de modelos de variograma se muestran en la Figura C 4 del Apéndice C.

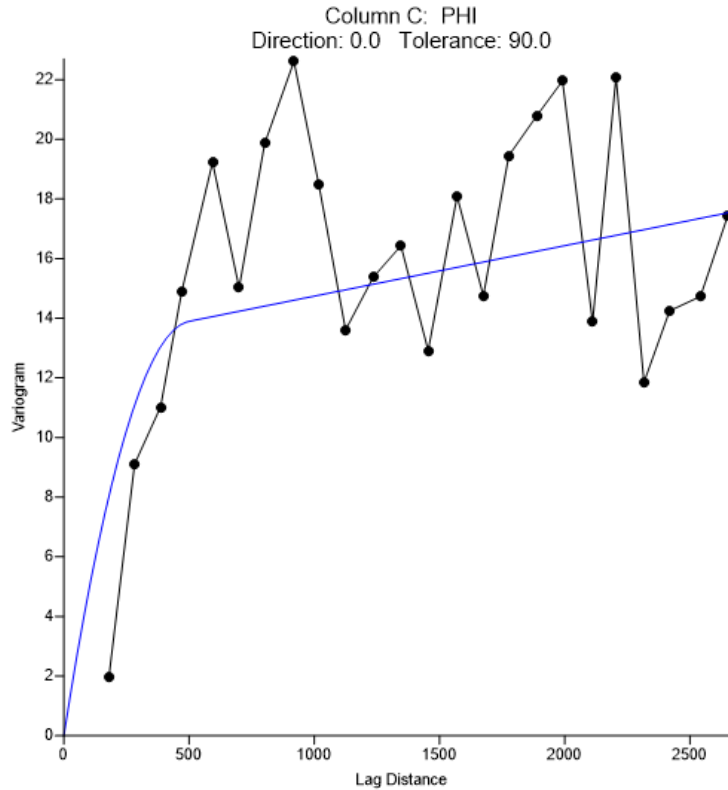
3. Estimación espacial por medio de Kriging: El Kriging es una técnica de estimación local que ofrece el mejor estimador lineal insesgado de una característica desconocida que se estudia. Utiliza un modelo de variograma para la obtención de los ponderadores que se dan a cada punto de referencia usado en la estimación. Esta técnica de interpolación se basa en la premisa de que la variación espacial continúa con un mismo patrón homogéneo.

El variograma obtenido para cada propiedad ingresa a la ecuación del estimador Kriging ordinario (Ecuación C16) para realizar la interpolación espacial de dicha propiedad en toda el área del yacimiento a la profundidad escogida (670,2 m), en 45000 elementos (x, y).

4.2. Resultados

**Figura 34**

*Variograma experimental de la porosidad.*



Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

**Tabla 8**

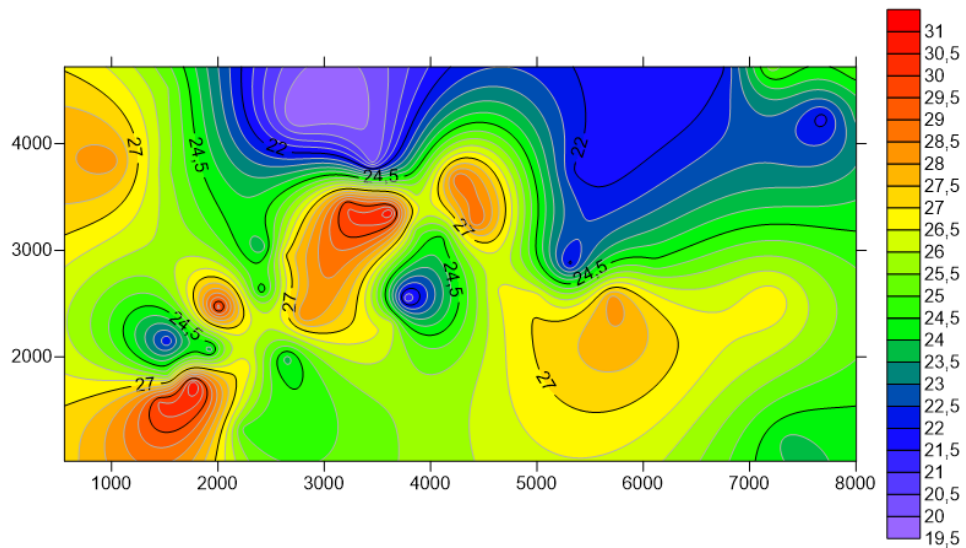
*Información de variograma de la porosidad.*

Información variograma experimental $\phi$				
Modelo	Scale	Length	Anisotropy ratio	Anisotropy angle
Cuadrático	13,05	350	0,7	95

Nota: Elaboración propia.

**Figura 35**

*Resultado de la estimación espacial para la porosidad ( $\phi$ ).*

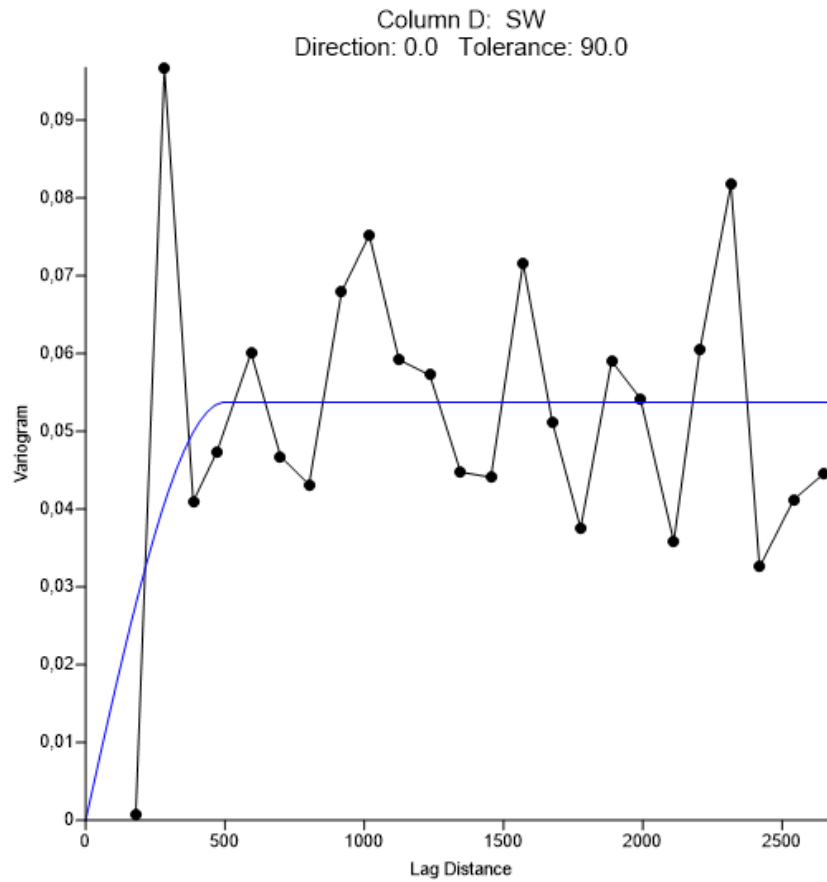


Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

El valor de la porosidad del yacimiento a la profundidad de 670,2 m es bastante elevado lo que sugiere que el comportamiento se puede presentar en todo el volumen y que la zona izquierda de la Figura 35 es rica para realizar perforaciones y análisis petrofísicos. Se observa que la zona en donde se encuentran la mayoría de los pozos coincide con valores altos de porosidad, esto debido a que en la exploración de yacimientos una zona con alta porosidad tiende a contener hidrocarburos en gran cantidad y permite extraerlos mediante métodos de recuperación primarios.

**Figura 36**

*Variograma experimental de  $S_w$ .*



Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

**Tabla 9**

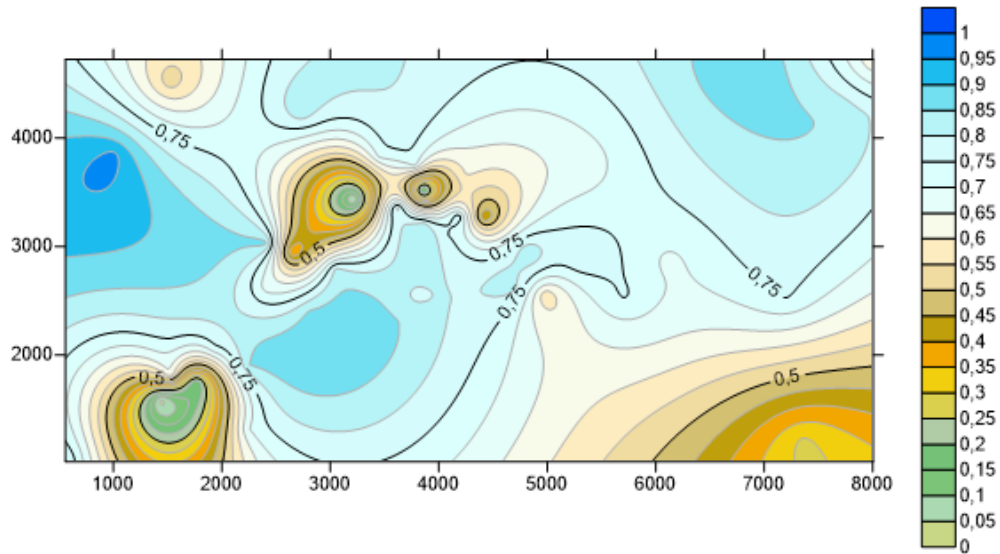
*Información variograma de  $S_w$ .*

Información variograma experimental $S_w$				
Modelo	Scale	Length	Anisotropy ratio	Anisotropy angle
Esférico	0,05377	500	2,7	0

Nota: Elaboración propia.

**Figura 37**

*Resultado de la estimación espacial para la saturación de agua ( $S_w$ ).*

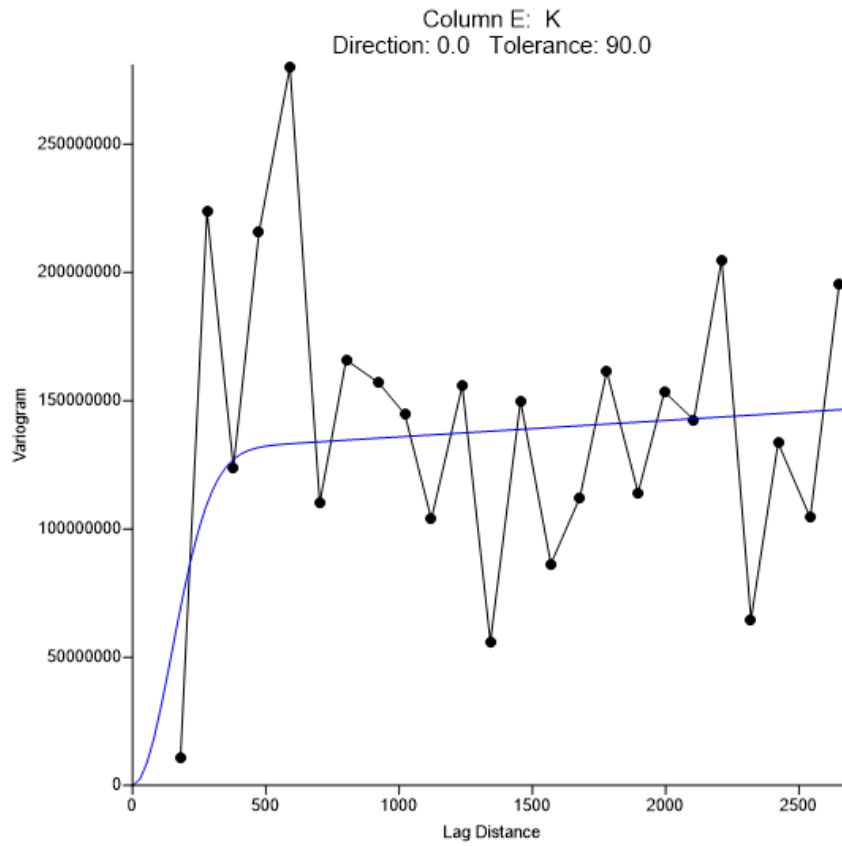


Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

Se observa que las zonas con mayor porcentaje de  $S_w$  son las zonas donde se encuentra la mayor porosidad, se podría intuir que la porosidad de la roca en esas zonas está ocupada en gran medida por agua y en la mayoría de las zonas donde se presenta un menor porcentaje de  $S_w$  y el porcentaje de porosidad baja conllevaría a la imposibilidad de extraer hidrocarburos de una manera convencional.

**Figura 38**

*Variograma experimental de k.*



Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

**Tabla 10**

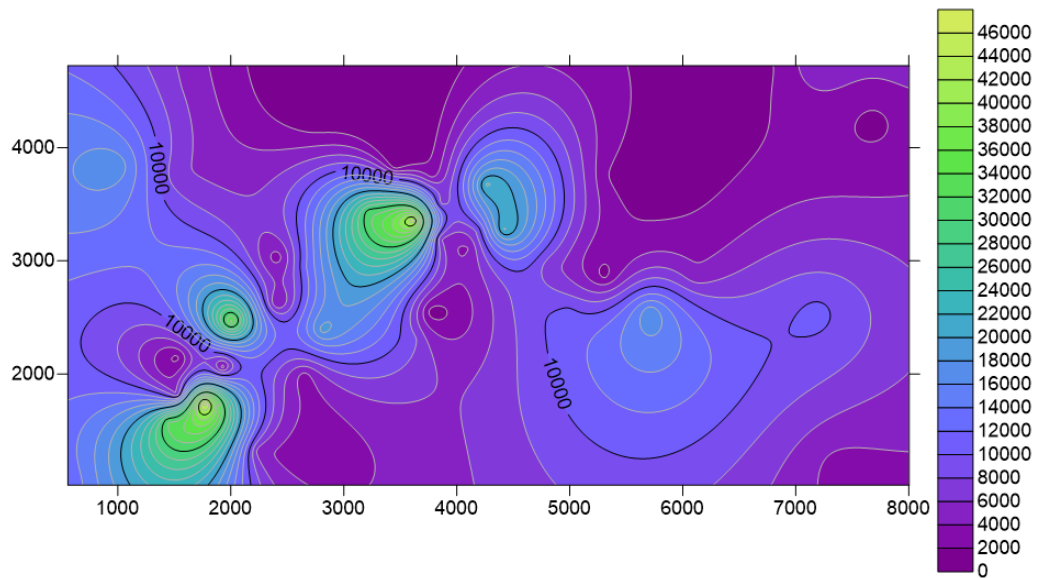
*Información variograma de k.*

Información variograma experimental <i>k</i>				
Modelo	Scale	Length	Anisotropy ratio	Anisotropy angle
Gaussiano	129500000	250	1,2	-270

Nota: Elaboración propia.

**Figura 39**

*Resultado de la estimación espacial para la Permeabilidad (k).*

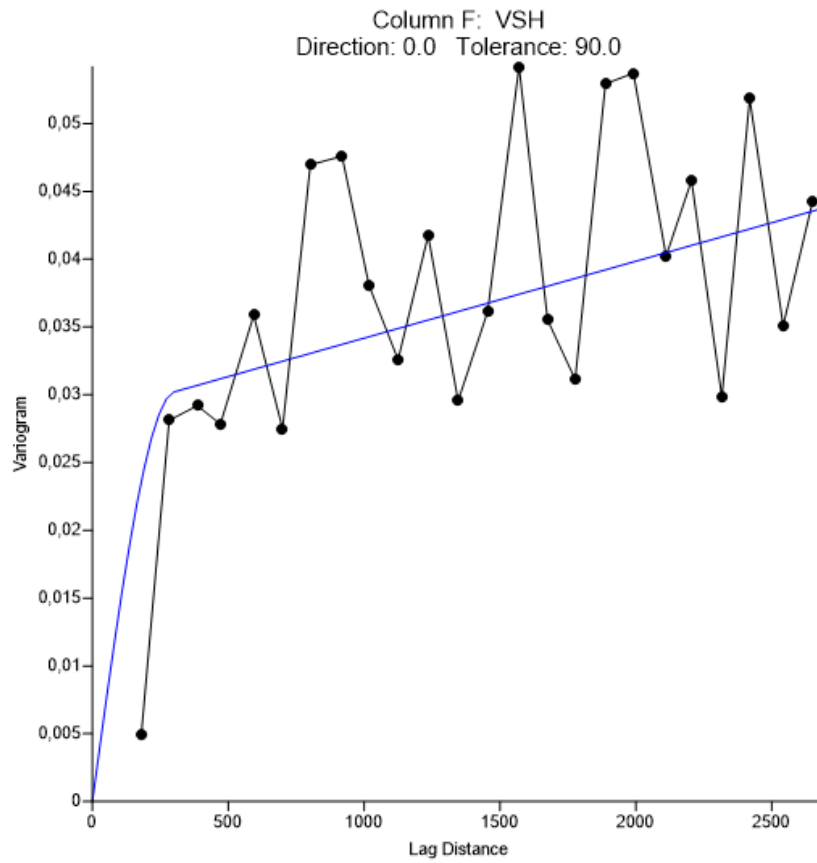


Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

El yacimiento a la profundidad indicada presenta pocas zonas con buena permeabilidad lo que limitaría el proceso de extracción de los recursos, ya que la permeabilidad representa la capacidad que tiene el fluido de fluir, quedaría verificar esta información debido a que una alta porosidad por lo general presenta una alta permeabilidad (lo que es contrario a los resultados presentados), pero esto puede deberse al alto contenido de arcilla que conlleva a tener una alta porosidad pero con granos tan finos que el camino para moverse es tortuoso.

**Figura 40**

*Variograma experimental de Vsh.*



Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

**Tabla 11**

*Información variograma de Vsh.*

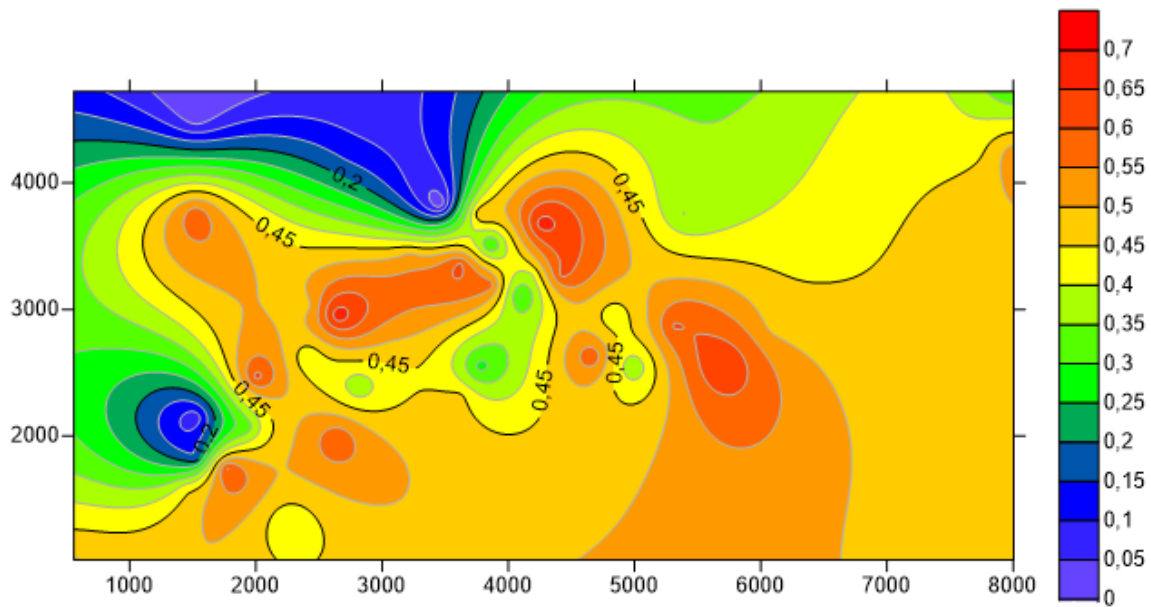
Información variograma experimental $V_{sh}$				
Modelo	Scale	Length	Anisotropy ratio	Anisotropy angle
Esférico	0,0285	300	1	-95

Nota: Elaboración propia.

El variograma obtenido para cada propiedad ingresa a la ecuación del estimador Kriging ordinario (ecuación C16) para realizar la estimación espacial de dicha propiedad en toda el área del yacimiento a la profundidad escogida (670,2 m), en 45000 elementos (x, y). Los resultados se presentan adelante.

**Figura 41**

*Resultado de la estimación e4spacial para el volumen de arcilla (Vsh).*



Nota: Elaboración propia por medio de Surface13.

La distribución espacial del volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) indica la gran cantidad de arcilla que se presenta en el yacimiento como se aprecia en la Figura 41 donde hay zonas con niveles mayores al 70%, lo que conlleva a corroborar que algunas anomalías obtenidas en los resultados de la estimación espacial de la permeabilidad es debido a los niveles de arcilla.

Del análisis de las figuras 35, 37, 39 y 41, se puede concluir que el yacimiento presenta grandes cantidades de agua, esto debido a que la arcilla presenta un área superficial alta capaz de captar grandes cantidades de agua, pero con limitación de movimiento.

## 5. Estimación espacial por medio de RNA

El ser humano constantemente busca la manera de solucionar problemas de una forma rápida, sencilla y confiable. El desarrollo del cómputo en las últimas décadas ha facilitado tal objetivo proponiendo soluciones alternativas y generando resultados convincentes apoyados en el juicio ingenieril, siendo el caso de las redes neuronales artificiales (RNA) que son actualmente un hito de los avances computacionales aplicados a la predicción de patrones, complejos de identificar por los seres humanos. La información relacionada de las RNA se encuentra en el apéndice B.

### 5.1. Método

Para la estimación espacial por medio de RNA se usó el modelo de perceptrón multicapa con el algoritmo BackPropagation y se programó el modelo en lenguaje C# partiendo de códigos base que se encuentran en NuGet<sup>‡‡</sup>, los cuales se modificaron a medida del avance de este proyecto para así tener el código de la RNA que se utilizó al final de este, con la RNA desarrollada se procedió a realizar pruebas y así encontrar la estructura que más se ajusta a los datos.

Descrito en palabras, el algoritmo BackPropagation<sup>§§</sup> emplea un ciclo propagación – adaptación de dos fases:

1. En la fase de avance, los pesos sinápticos de la red son fijos y la señal de entrada se propaga a través de la red, capa por capa, hasta llegar a la salida. Así, en esta fase, los cambios se limitan a los potenciales de activación y a las salidas de las neuronas de la red.
2. En la fase de retroceso, se produce una señal de error al comparar la salida de la red con una respuesta deseada. La señal de error resultante se propaga a través de la red, de nuevo capa por capa, pero esta vez la propagación se realiza en la en dirección contraria (es por

---

<sup>‡‡</sup> Es un administrador de paquetes gratuito y de código abierto diseñado para la plataforma de desarrollo de Microsoft.

<sup>§§</sup> La matemática utilizada en este algoritmo se encuentra en el Apéndice B.

este que se llama algoritmo de retro propagación) hacia todas las neuronas de la capa oculta que contribuyen directamente a la salida, sin embargo, las neuronas de la capa oculta solo reciben una fracción de la señal total del error, basándose aproximadamente en la contribución relativa que haya aportado cada neurona a la salida original. Este proceso se repite, capa por capa, hasta que todas las neuronas de la red hayan recibido una señal de error que describa su contribución relativa al error total. En esta segunda fase, se hacen ajustes sucesivos en los pesos sinápticos de la red, buscando los valores que minimicen la función de error.

Los datos de entrenamiento que ingresan a la red contienen 3 entradas, la profundidad y la posición del pozo en X y Y, y 4 salidas que son las propiedades petrofísicas calculadas anteriormente. Cabe aclarar que todas las entradas y salidas, ingresan a la red neuronal normalizadas, es decir, de 0 a 1. La función de activación utilizada para los nodos de las capas ocultas es la función tangente hiperbólico (Ecuación B 31) y para los nodos de salida la función sigmoide (Ecuación B 35) la cual presenta valores de salida entre 0 y 1 (los rangos de salida de nuestros datos de entrenamiento). Una parte de los datos que ingresan a la red se presenta en la tabla 12, en total son 18143 datos de los cuales el 80% son para realizar el entrenamiento, que ingresan de manera aleatoria a la red, y el 20% restante para comprobar la red entrenada.

**Tabla 12**

*Parte de los datos de entrenamiento.*

Dato	Entradas			Salidas			
	Depth	X	Y	$\Phi$	$S_w$	K	$V_{sh}$
1	0,8314	0,0697	0,2158	0,7625	0,7767	0,7501	0,7634
2	0,8314	0,301	0,6419	0,7042	0,7105	0,3388	0,7979
3	0,8316	0,0697	0,2158	0,7585	0,7802	0,7116	0,7626
4	0,8316	0,301	0,6419	0,7015	0,7205	0,3258	0,7322
5	0,8319	0,0697	0,2158	0,7605	0,777	0,7306	0,6792
6	0,8319	0,301	0,6419	0,7025	0,7251	0,3305	0,7125
7	0,8322	0,1904	0,3862	0,7842	0,8199	0,9936	0,7696
8	0,8322	0,0697	0,2158	0,745	0,7927	0,5947	0,6141
9	0,8322	0,301	0,6419	0,708	0,7221	0,3573	0,7321
10	0,8311	0,0697	0,2158	0,773	0,762	0,86	0,7332
11	0,8311	0,301	0,6419	0,7068	0,6984	0,3511	0,7612
12	0,8327	0,0697	0,2158	0,7112	0,8226	0,3741	0,6179
13	0,8327	0,301	0,6419	0,7182	0,7031	0,4126	0,6881
14	0,833	0,0697	0,2158	0,7203	0,8058	0,4242	0,6029
15	0,833	0,301	0,6419	0,718	0,6962	0,4111	0,6535
...							
14514	1,0	0,482	0,7442	0,6815	0,752	0,244	0,1001

Nota: Elaboración propia.

Para comparar los datos de salida de la red con los datos de entrenamiento se utilizó la fórmula del error cuadrado medio (MSE por sus siglas en inglés) y se obtiene la precisión de los resultados.

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2 \quad (49)$$

Donde  $\hat{Y}_i$  representa un vector con  $n$  predicciones y  $Y_i$  un vector con las salidas reales.

Se probaron diferentes arreglos de red neuronal a un número máximo de iteraciones de 10000, todos con la misma tasa de aprendizaje e impulso de activación, esto para encontrar cómo varían los resultados a medida que se hace más profunda la red. Los valores de tasa de aprendizaje e impulso son:

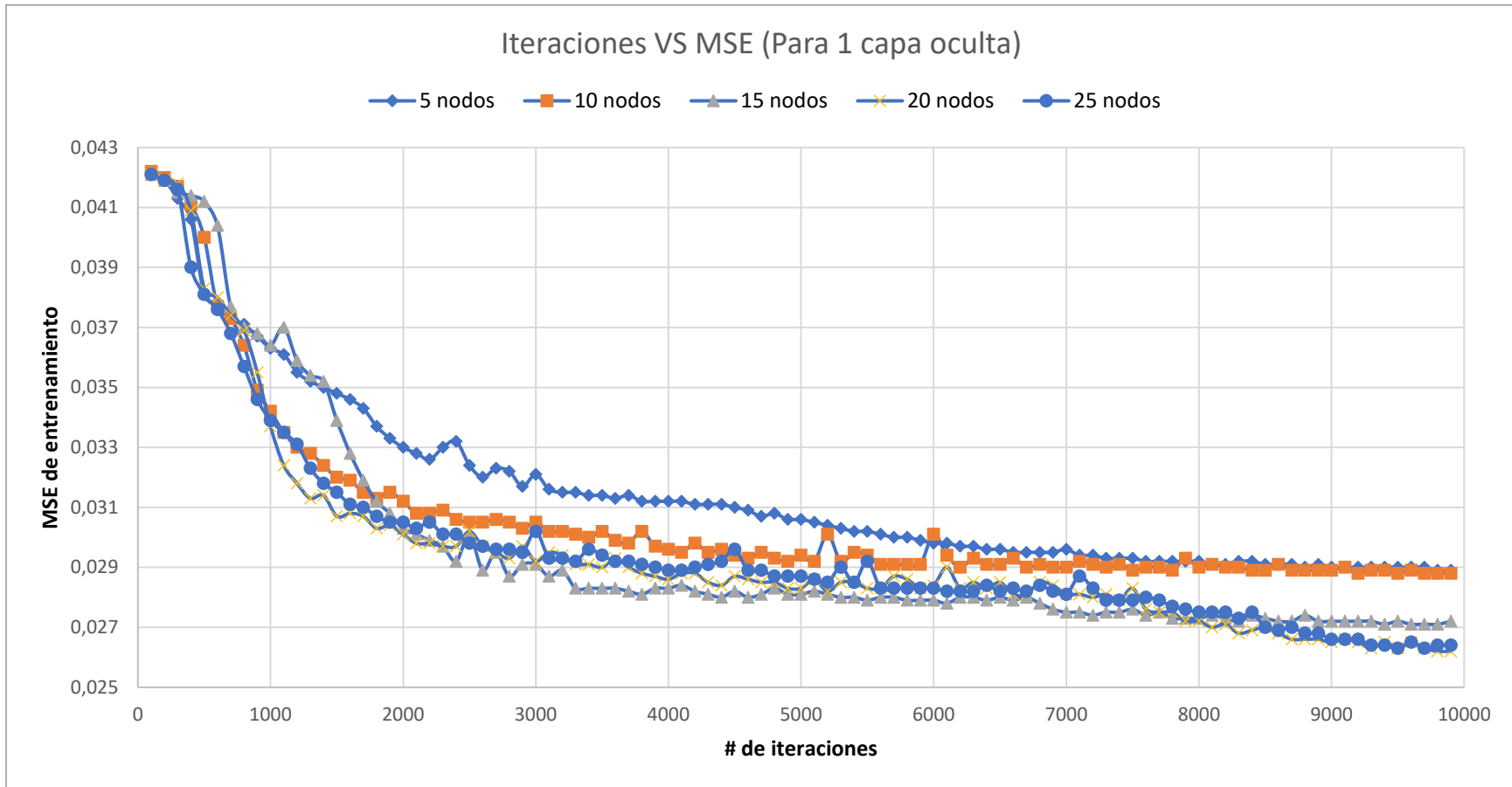
- Tasa de aprendizaje: 0,00586168
- Impulso: 0,0027659148

Estos valores se escogieron luego de una iteración aleatoria entre los rangos esperados de cada hiper parámetro: (1 a  $10^{-4}$ ) para la tasa de aprendizaje y (1 a  $10^{-3}$ ) para el impulso, con la finalidad de encontrar los valores que daban mejor resultado.

Los resultados de la variación del tamaño de la red se muestran de la Figura 42 a la Figura 47.

**Figura 42**

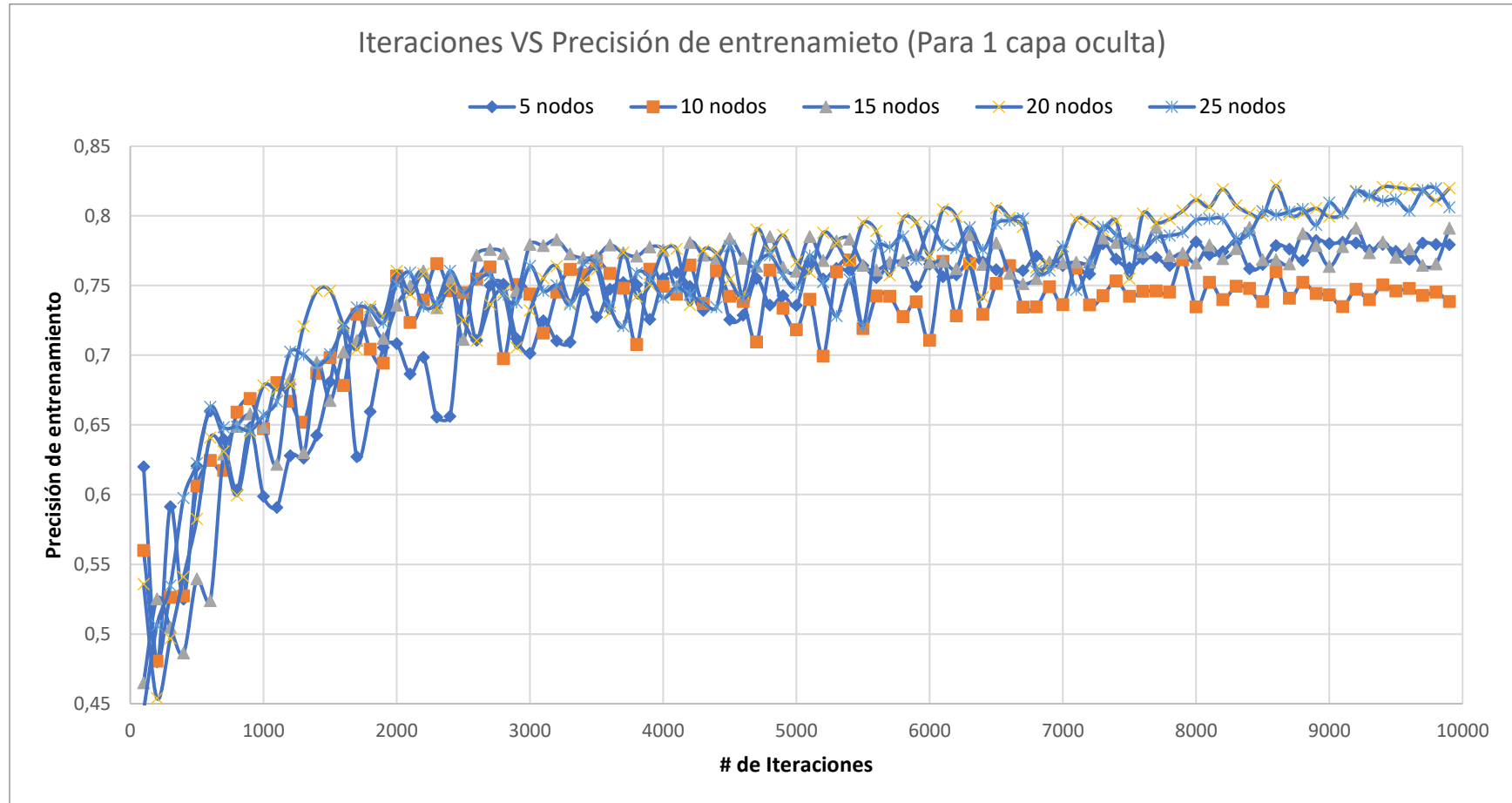
Variación de MSE con el número de nodos en una sola capa oculta.



Nota. Variación del MSE de salida a medida que aumentan el número de nodos, teniendo  $\eta$ ,  $\alpha$  y número de iteraciones constante. Fuente: elaboración propia.

**Figura 43**

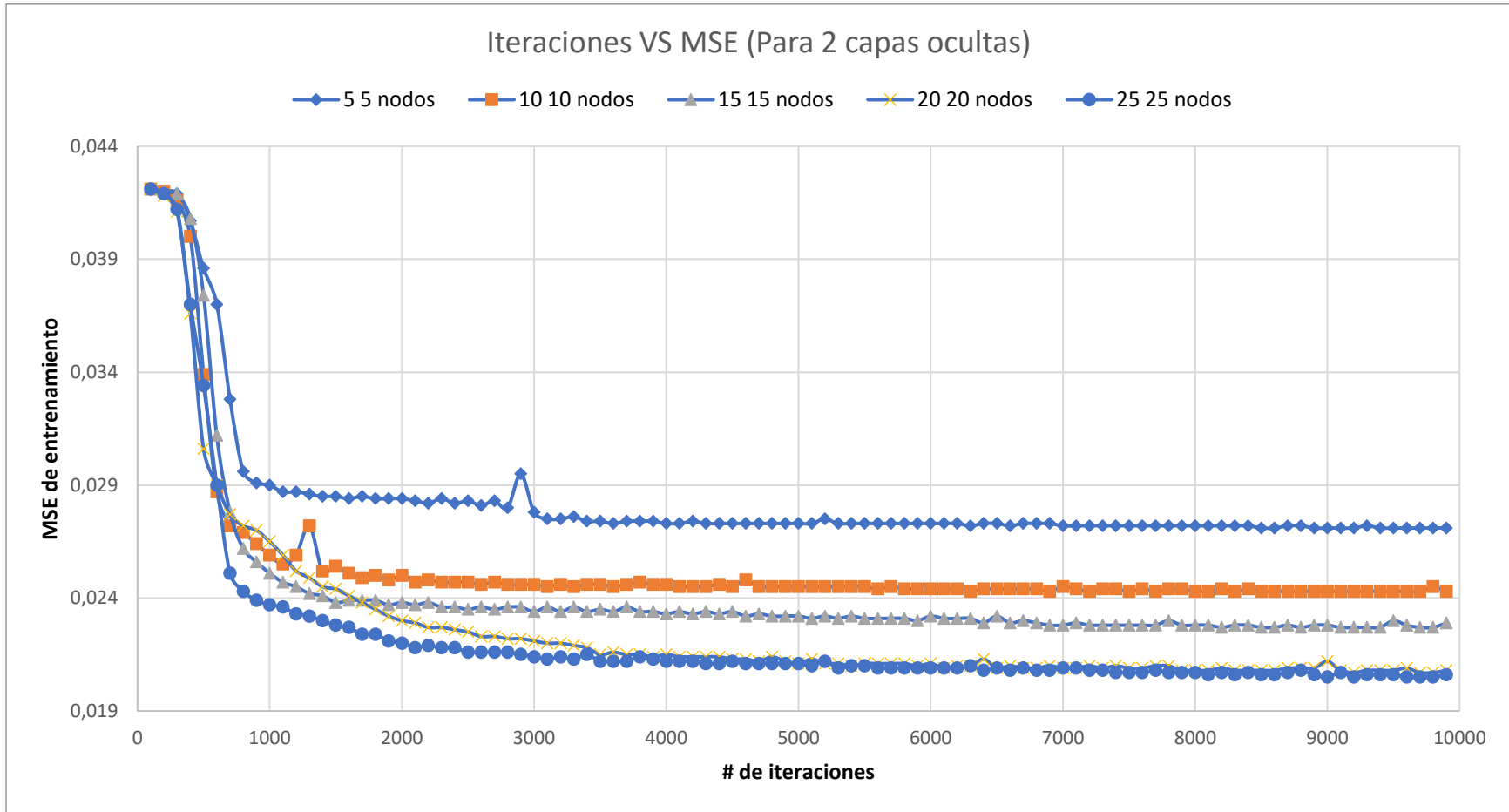
Variación de la precisión con el número de nodos en una sola capa oculta.



Nota. Variación del MSE de salida a medida que aumentan el número de nodos, teniendo  $\eta$ ,  $\alpha$  y número de iteraciones constante. Fuente: elaboración propia.

**Figura 44**

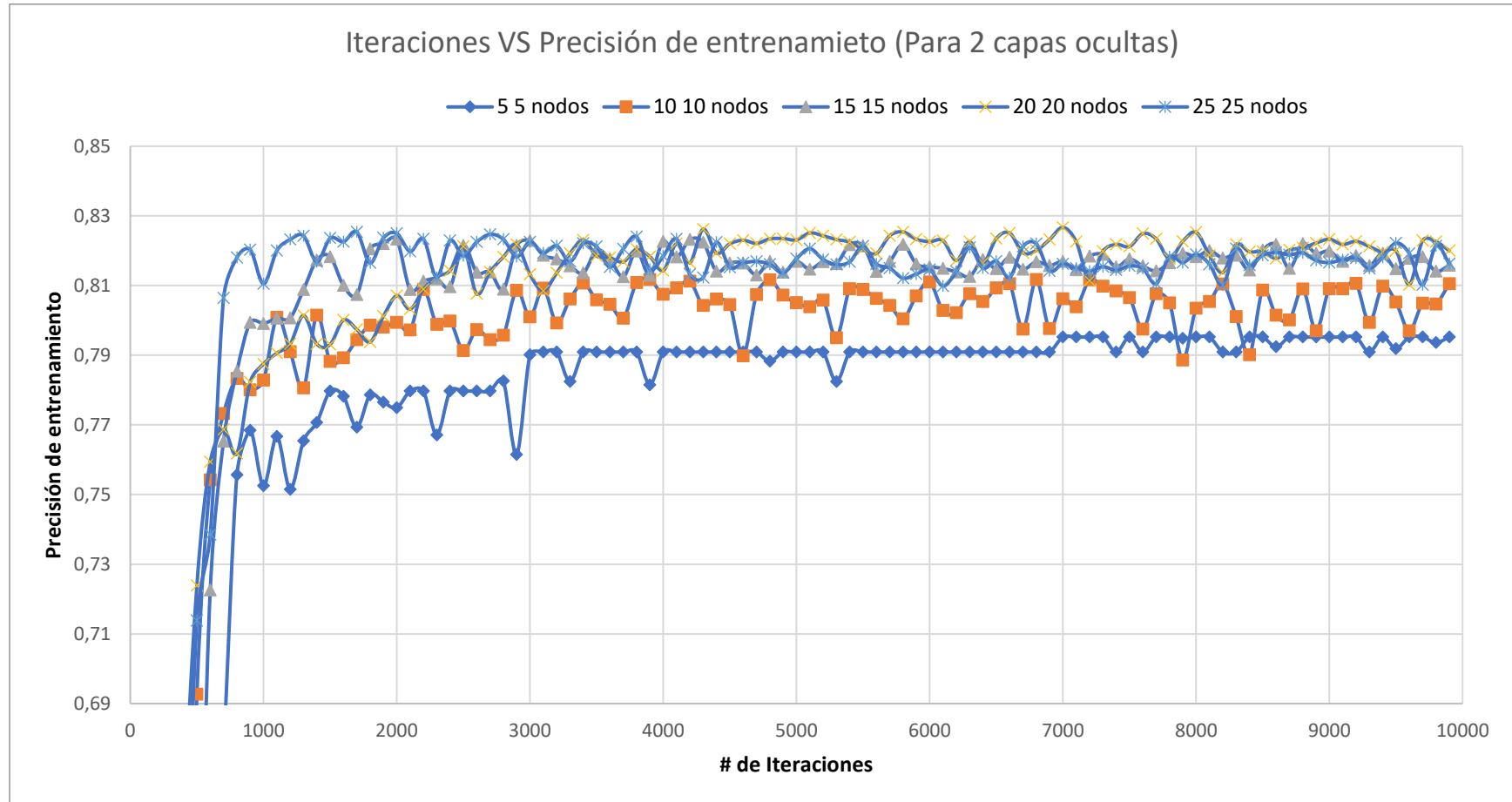
Variación de MSE con el número de nodos en 2 capas oculta.



Nota. Variación del MSE de salida a medida que aumentan el número de nodos, teniendo  $\eta$ ,  $\alpha$  y número de iteraciones constante. Fuente: elaboración propia.

**Figura 45**

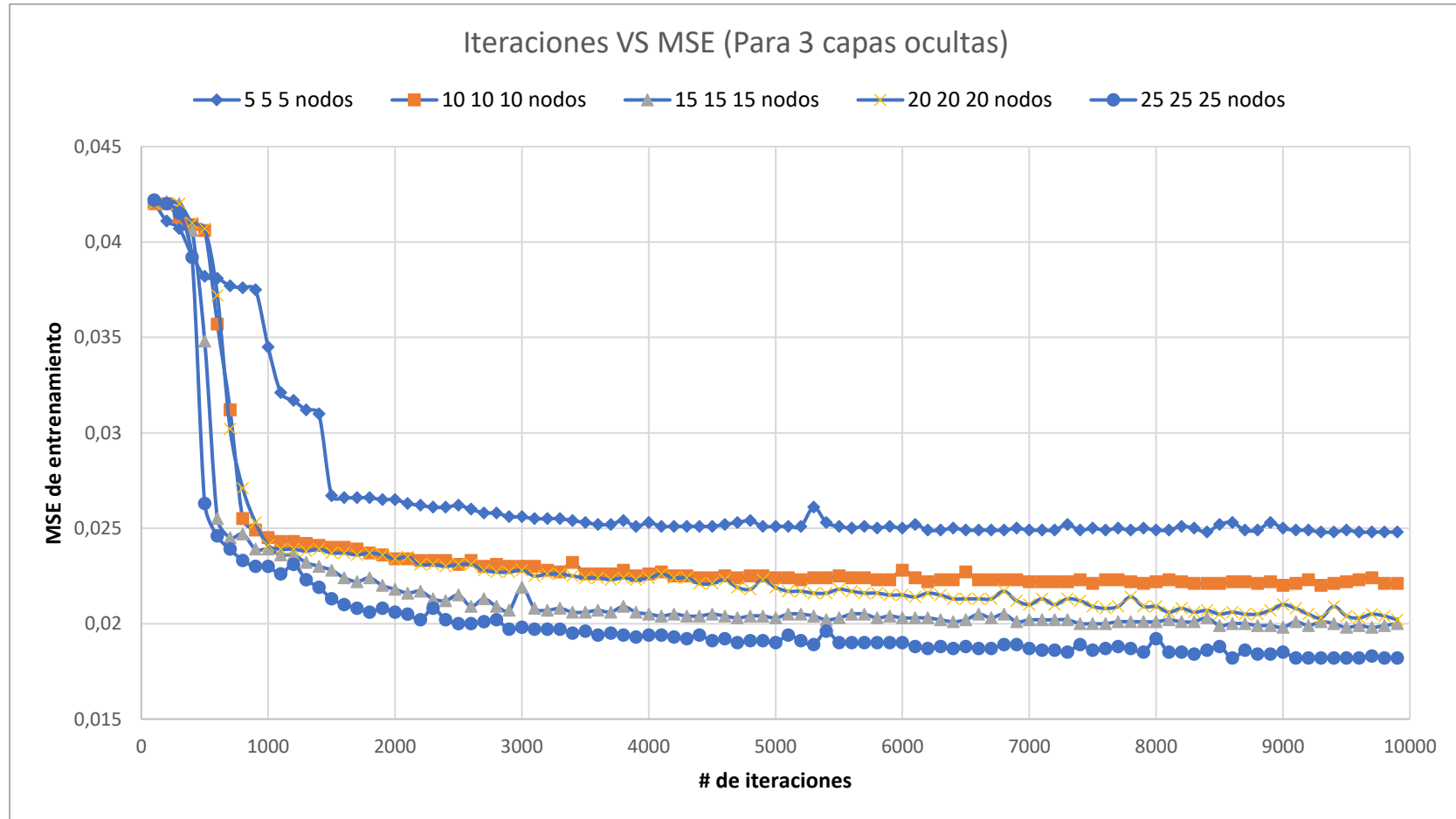
Variación de la precisión con el número de nodos en 2 capas ocultas.



Nota. Variación del MSE de salida a medida que aumentan el número de nodos, teniendo:  $\eta, \alpha$  y numero de iteraciones constante.  
 Fuente: elaboración propia.

**Figura 46**

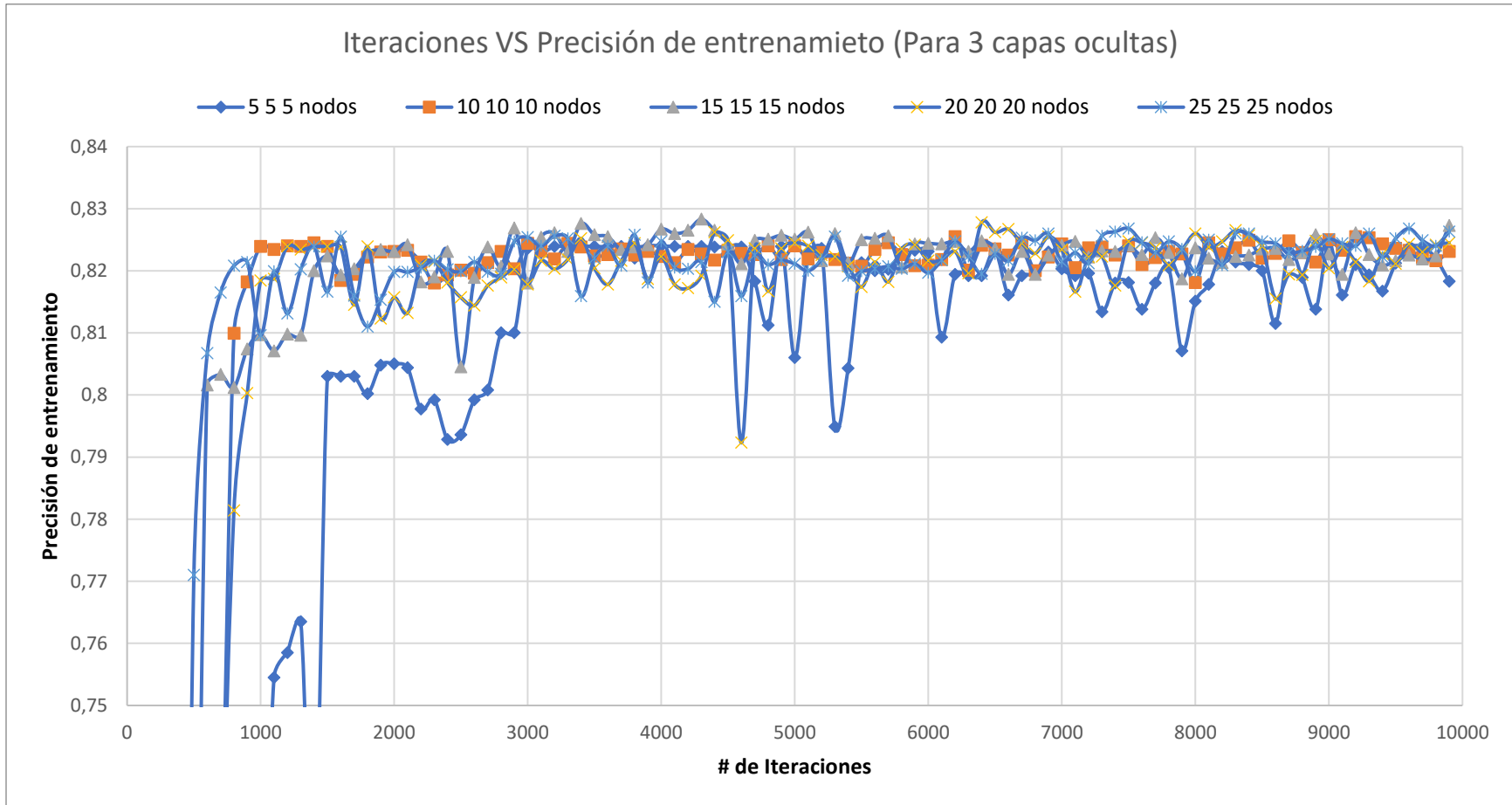
Variación de MSE con el número de nodos en 3 capas oculta.



Nota. Variación del MSE de salida a medida que aumentan el número de nodos, teniendo  $\eta$ ,  $\alpha$  y número de iteraciones constante. Fuente: elaboración propia.

**Figura 47**

Variación de la precisión con el número de nodos en 3 capas ocultas.



Nota. Variación del MSE de salida a medida que aumentan el número de nodos, teniendo  $\eta$ ,  $\alpha$  y número de iteraciones constante.

Con base en los resultados mostrados en las figuras anteriores se determinó la mejor estructura de la red, la cual es de dos capas ocultas cada una de 15 nodos (Figura 45 y 46). En los demás modelos más profundos analizados la variación del MSE y de la precisión es mínima, y el tiempo necesario para entrenamiento es considerablemente mayor respecto al modelo seleccionado. Por otro lado, en los modelos “simples” los resultados obtenidos no se estabilizan en las 10000 iteraciones. La estructura escogida permite obtener resultados en un corto periodo de tiempo con una precisión y MSE aceptable.

**Tabla 13**

*Estructura final de la red seleccionada.*

<b>Entradas</b>	<b>Capa oculta 1</b>	<b>Capa oculta 2</b>	<b>Salidas</b>
Profundidad			Porosidad $\phi$
Coordenada de X	15 nodos	15 nodos	Saturación de agua $s_w$ Permeabilidad $K$
Coordenada de Y			Volumen de arcilla $V_{sh}$

Nota. Tasa de aprendizaje de la red ( $\eta$ ) = 0,00586168 con un impulso ( $\alpha$ ) = 0,0027659148. Fuente: elaboración propia

Una vez determinado la estructura del modelo se procedió a realizar la comprobación de este con los datos de prueba (datos que no ingresan al entrenamiento), para verificar que la red haya aprendido el comportamiento de los datos.

**Tabla 14**

*Resultados iteración de la estructura de red escogida.*

<b>Ítem</b>	<b>Resultado</b>
Error de entrenamiento	0,02267098003535822
Precisión de entrenamiento	0,8167413021012745
Precisión de comprobación	0,8139983466519702

Nota. Para un perceptrón multicapa de 2 capas ocultas por 15 nodos en cada capa. Tasa de aprendizaje de la red ( $\eta$ ) = 0,00586168 con un impulso ( $\alpha$ ) = 0,0027659148. Fuente: elaboración propia.

La precisión de comprobación es ligeramente menor a la de entrenamiento, lo cual es lo deseable para verificar la inexistencia de sobreajuste a los datos de entrenamiento. Ahora es posible realizar la predicción de las propiedades petrofísicas en el volumen de yacimiento.

La metodología mencionada para obtener la interpolación espacial de las propiedades petrofísicas mediante RNA se tuvo en cuenta para el desarrollo del software desarrollado en este trabajo, y de esta manera es posible obtener las estimaciones de manera conjunta con el cálculo de las propiedades petrofísicas.

**5.2. Resultados**

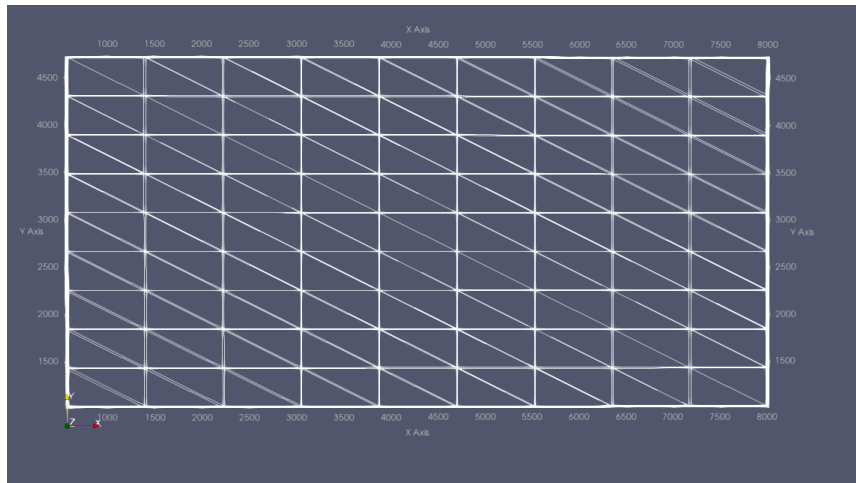
El ajuste del rango de profundidades válido, para estimación mediante RNA, se realiza automáticamente en el software desarrollado. De 1261 profundidades diferentes en los que se toma información de registro de pozo, 1162 son válidas. Siendo el limitante, que los valores de entrenamiento a esa profundidad sean diferentes a nulo.

**5.2.1. Interpolación espacial mediante RNA con 100 elementos**

La Figura 50 muestra la distribución de los puntos estimados mediante el método de interpolación espacial del modelo de RNA, al seleccionar para la generación del volumen 100 elementos en el plano *xy*.

**Figura 48**

*Esquema plano de superficie 3D. Mediante RNA (100 elementos).*



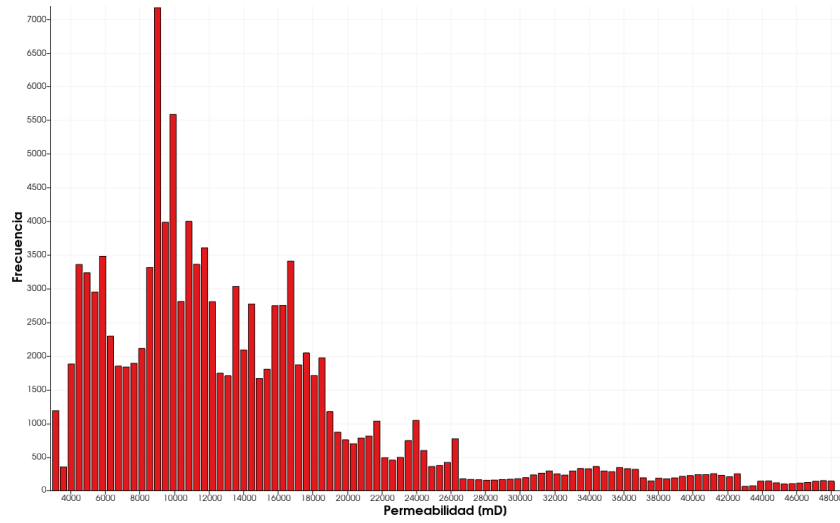
Nota: Elaboración propia.

**5.2.1.1. Permeabilidad.**

La curva de distribución se desplazó a la derecha comparada con los datos de entrada, como se aprecia en la Figura 49, lo que es debido al efecto que tienen los valores dispersos en la distribución inicial.

**Figura 49**

*Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de k.*

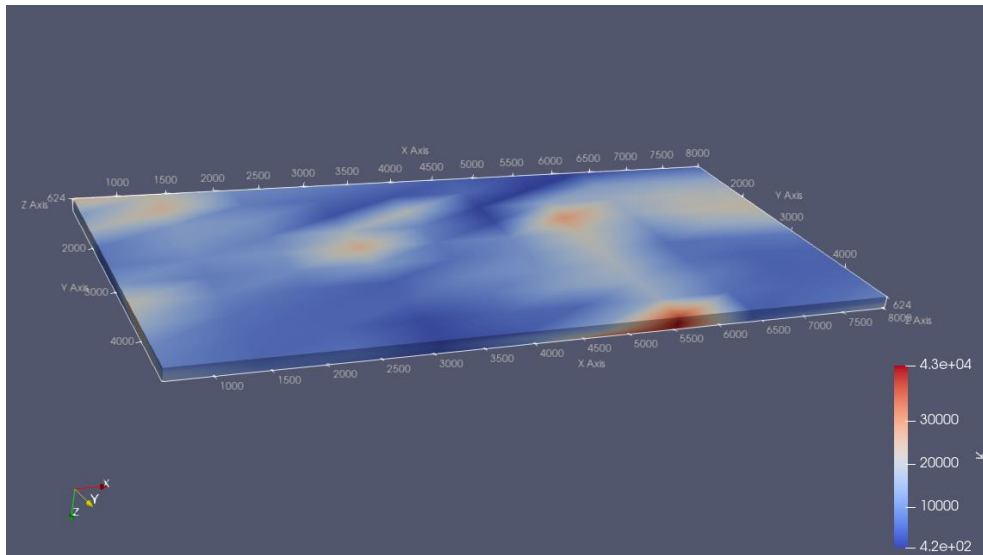


Nota: Elaboración propia.

La Figura 50 muestra la distribución de la permeabilidad que se obtiene en el volumen del yacimiento al usar una malla con 100 elementos, en la cual es posible observar que los patrones de distribución obtenidos guardan relación con los de la distribución de entrada y que, en general, el yacimiento tiene una permeabilidad elevada.

**Figura 50**

*Esquema plano de superficie 3D: Mediante RNA (100 elementos). Permeabilidad.*



Nota: Elaboración propia.

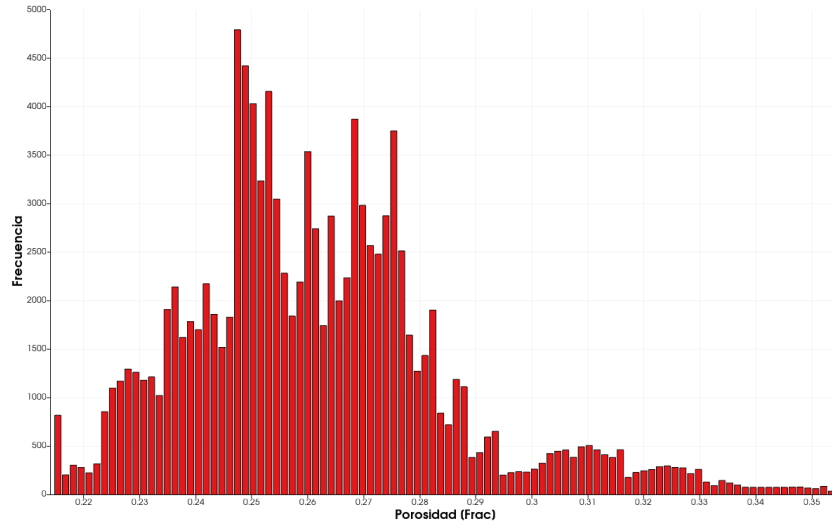
**5.2.1.2. Porosidad ( $\phi$ ).**

Para el caso de la porosidad se aprecia un desplazamiento de los valores a la izquierda (ver Figura 51), respecto a la distribución de los datos de entrada. Por lo que se debe tener claridad que los valores, si bien son representativos, no pretenden ser exactos a los presentes en el yacimiento.

La Figura 52 muestra que el yacimiento cuenta varias zonas en las que la porosidad es alta, lo cual es un buen indicativo para la explotación del yacimiento. Sin embargo, se debe considerar el efecto de la arcilla y se debe tomar en cuenta la saturación de agua en esas zonas para determinar la viabilidad de cualquier proyecto petrolero a realizar.

**Figura 51**

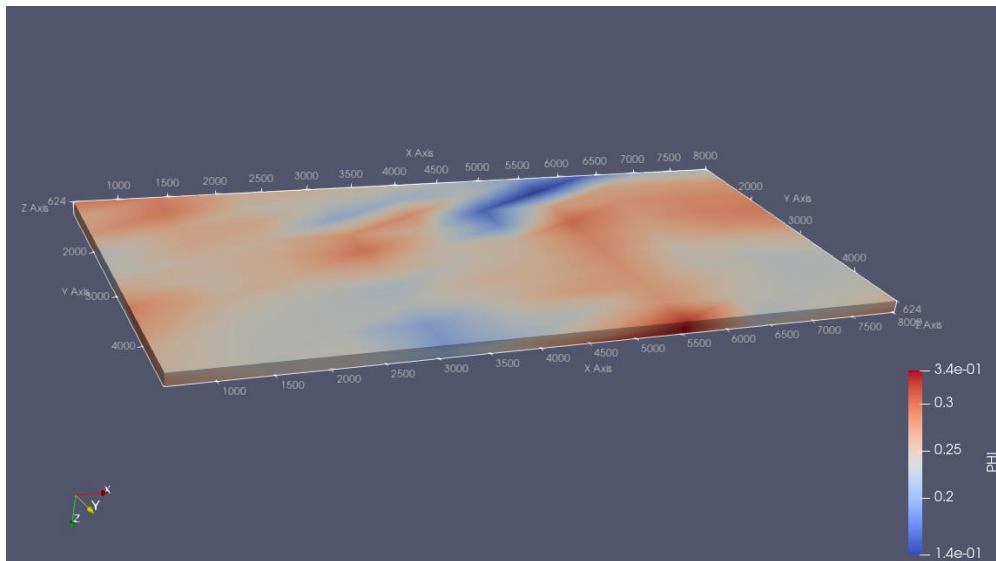
*Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de  $\phi$ .*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 52**

*Superficie 3D de distribución. Mediante RNA (100 elementos):  $\Phi$ .*



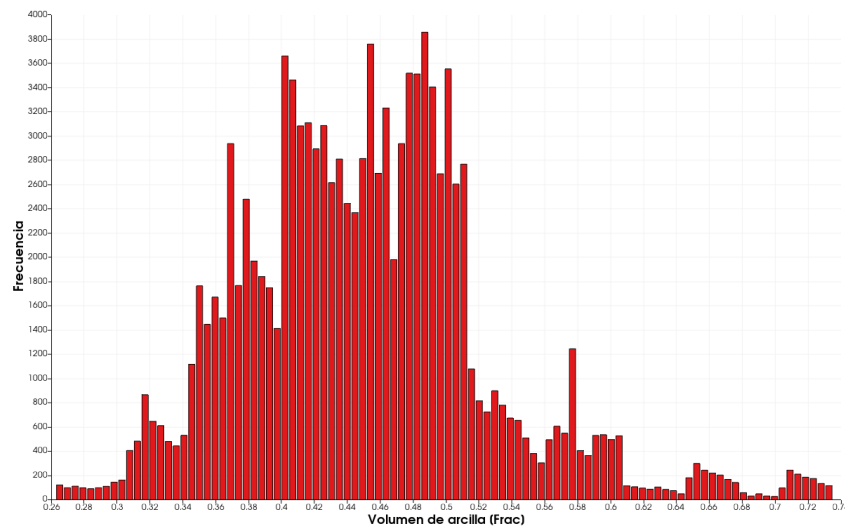
Nota: Elaboración propia.

**5.2.1.3. Volumen de arcilla.**

Como se analizó anteriormente, la distribución del volumen de arcilla en los datos de entrada se ajusta a una distribución normal con datos dispersos y de frecuencia elevada a la izquierda, por lo que la distribución obtenida está desplazada a la izquierda como se muestra en la Figura 53.

**Figura 53**

*Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de Vsh.*

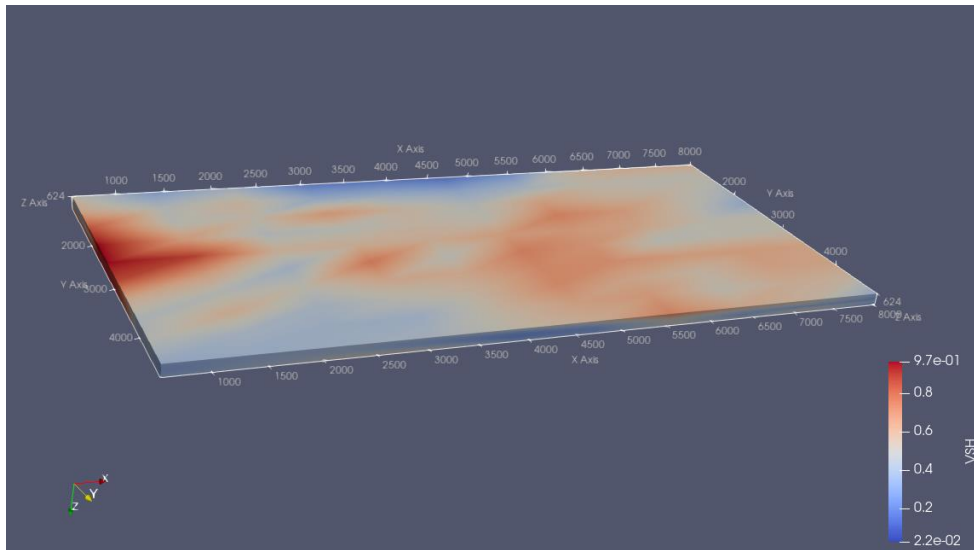


Nota: Elaboración propia.

El yacimiento tiene un alto contenido de arcilla la cual se concentra principalmente en la capa superior y en la zona izquierda del yacimiento como se muestra en la Figura 54. Las zonas con bajo contenido de arcilla (zonas azules en Figura 54) son zonas que, por los valores de permeabilidad y porosidad del yacimiento, cuentan con buenas propiedades petrofísicas para el desarrollo de proyectos petroleros.

**Figura 54**

*Superficie 3D de distribución. Mediante RNA (100 elementos): Vsh.*



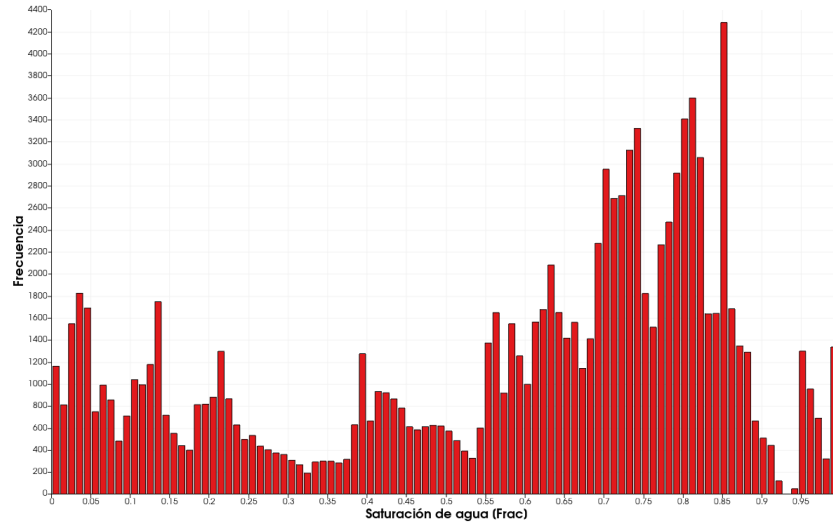
Nota: Elaboración propia.

#### **5.2.1.4. Saturación de agua.**

El histograma de frecuencia de saturación de agua de formación (ver Figura 55) muestra un desplazamiento generalizado de la distribución a la izquierda, respecto a los datos de entrada, esto por el efecto de la dispersión de los datos. Aun con el desplazamiento de los datos, se observa la presencia en el yacimiento de una gran cantidad de agua, lo que puede visualizarse en la distribución de superficie 3D en la Figura 56, siendo las zonas rojas posibles acuíferos.

**Figura 55**

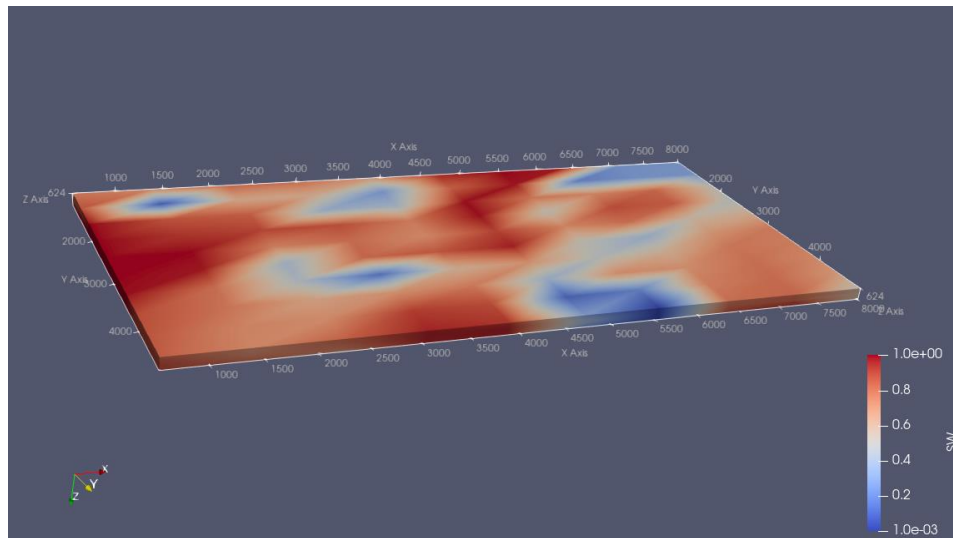
*Interpolación espacial por RNA (100 elementos). Histograma de Sw.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 56**

*Superficie 3D de distribución. Mediante RNA (100 elementos): Sw.*



Nota: Elaboración propia.

### ***5.2.2. Comparativa entre datos obtenidos por RNA para datos de entrada con la profundidad de 670,2 m***

Se realizan una serie de comparaciones para la profundidad de 670,2 m, profundidad elegida al azar entre 1162 datos de profundidad diferentes, con el fin de evaluar visualmente el ajuste logrado por la malla mediante RNA a los datos calculados a partir de los registros de pozo disponibles en el yacimiento y la variación al usar diferente número de elementos para la malla de interpolación (100 y 900 elementos).

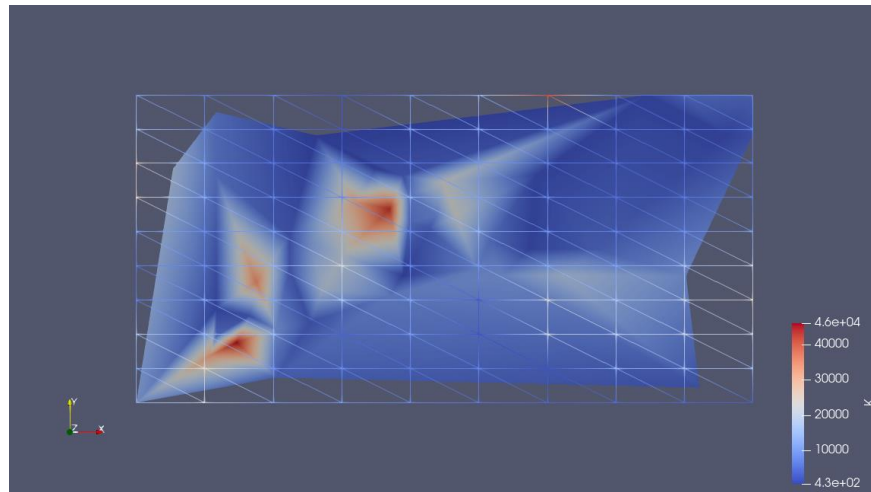
#### **5.2.2.1. Permeabilidad.**

La Figura 57 muestra la superposición entre la superficie obtenida con los datos conocidos y la malla de 100 elementos obtenida mediante RNA, en la que se verifica la existencia de similitudes y el ajuste de la malla al patrón determinado por los datos de entrada. Sin embargo, por el número de elementos en algunas zonas el ajuste no es lo suficientemente fino para considerar los cambios abruptos en la permeabilidad, como ocurre en las zonas rojas mostradas en la superficie de datos de entrada en las cuales la malla obtenida marca esos puntos en azul.

Por otro lado, la superposición de la superficie de datos de entrada con la malla obtenida por la interpolación de propiedades mediante RNA con una malla de 900 elementos mostrada en la Figura 58, muestra que en esas mismas zonas la malla se ajusta mejor a los valores reales de entrada. En la parte inferior derecha de la Figura 58 la interpolación muestra una elevación de la permeabilidad que no sigue el patrón de los datos de entrada mostrado a esa profundidad, esto se debe a la influencia que tiene sobre la estimación espacial mediante RNA las capas inferiores y superiores del yacimiento, cuyo impacto en la representación de los datos es mayor al considerar un mayor número de elementos por capa, y al desplazamiento a la derecha de la distribución de los datos al hacer la interpolación espacial.

**Figura 57**

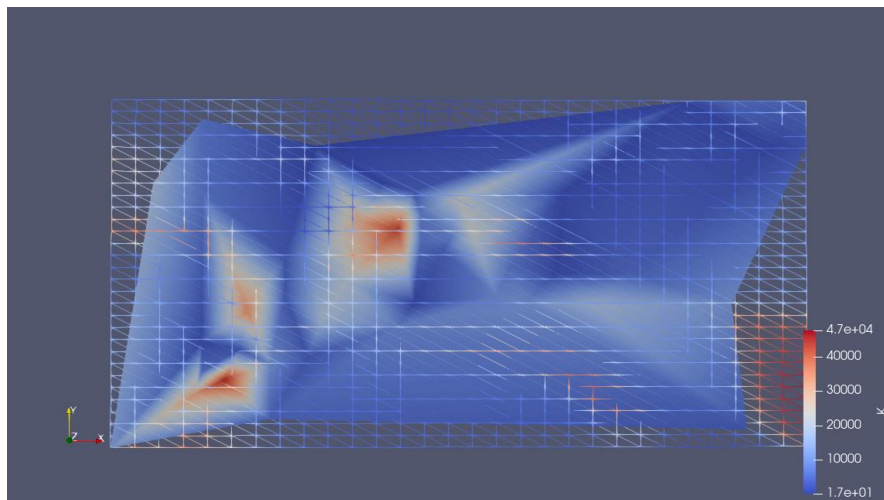
*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos). k.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 58**

*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (900 elementos). k.*



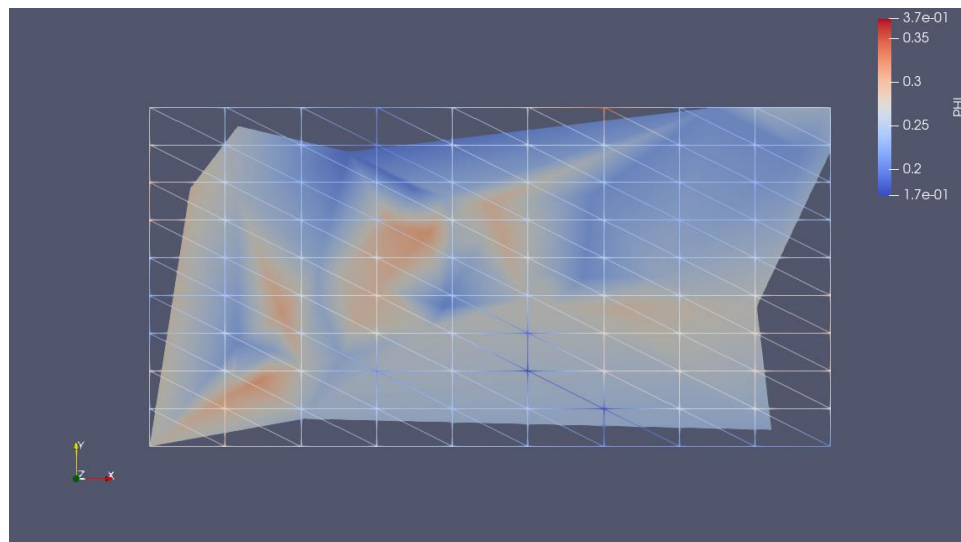
Nota: Elaboración propia.

### 5.2.2.2. Porosidad.

Para la porosidad el análisis realizado para la permeabilidad es válido también, se observa que la malla obtenida mediante RNA se ajusta con un buen grado de precisión a los datos de entrada, siendo que la visualización generada por la malla de mayor número de elementos permite un ajuste más suave a los cambios en la porosidad.

#### Figura 59

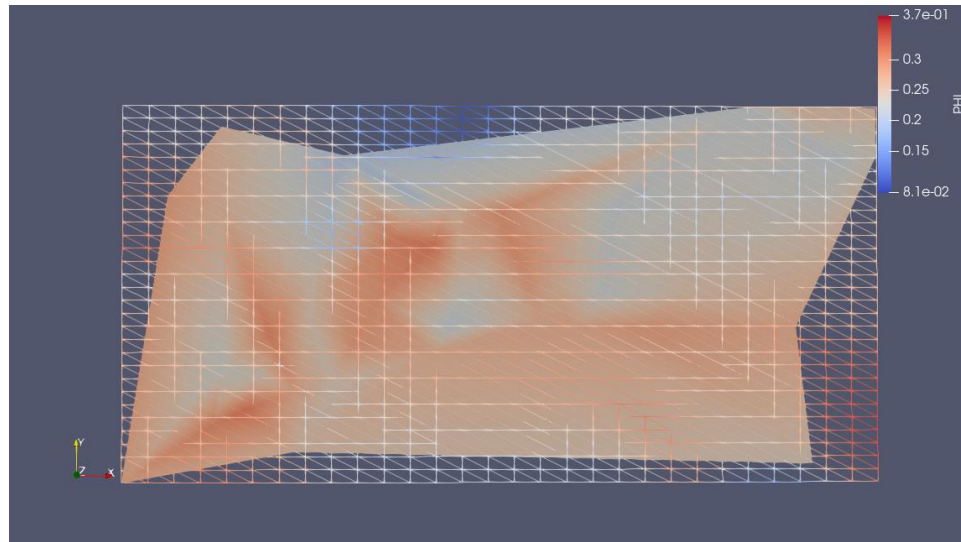
*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos).  $\Phi$ .*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 60**

*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos).  $\Phi$ .*



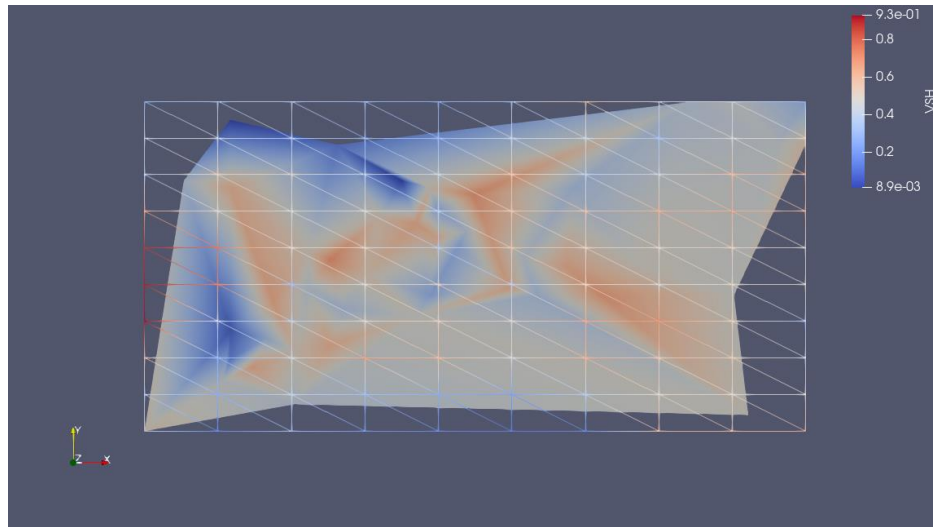
Nota: Elaboración propia.

**5.2.2.3. Volumen de arcilla.**

Al igual que en los análisis anteriores, se observa que en la parte izquierda de la malla superpuesta en la Figura 61, el número de elementos hace que el ajuste no sea suave en cuyo caso el volumen de arcilla representado por la malla obtenida por RNA sobreestima el volumen de arcilla en esa zona, por otro lado el ajuste obtenido por la malla mostrada en la Figura 62 es más suave y preciso a la distribución de entrada.

**Figura 61**

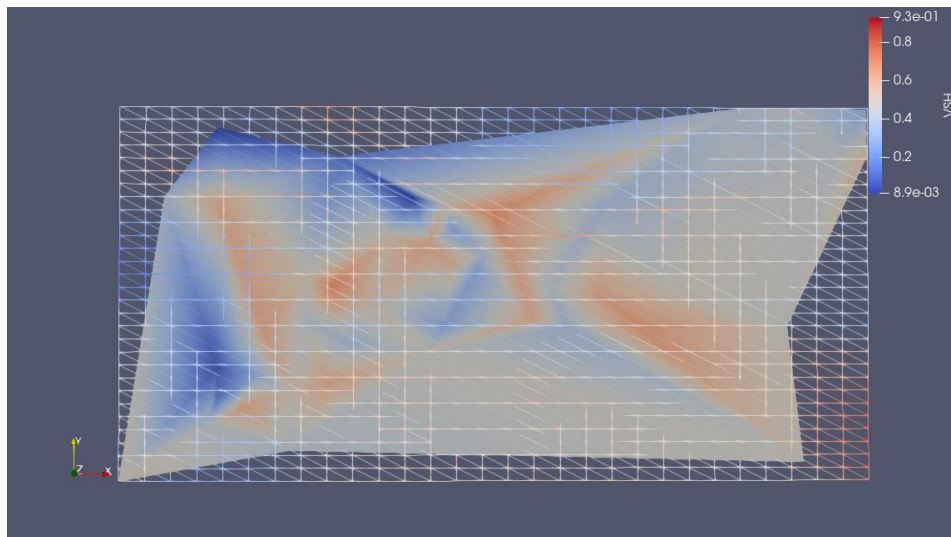
*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos) Vsh.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 62**

*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (900 elementos) Vsh.*



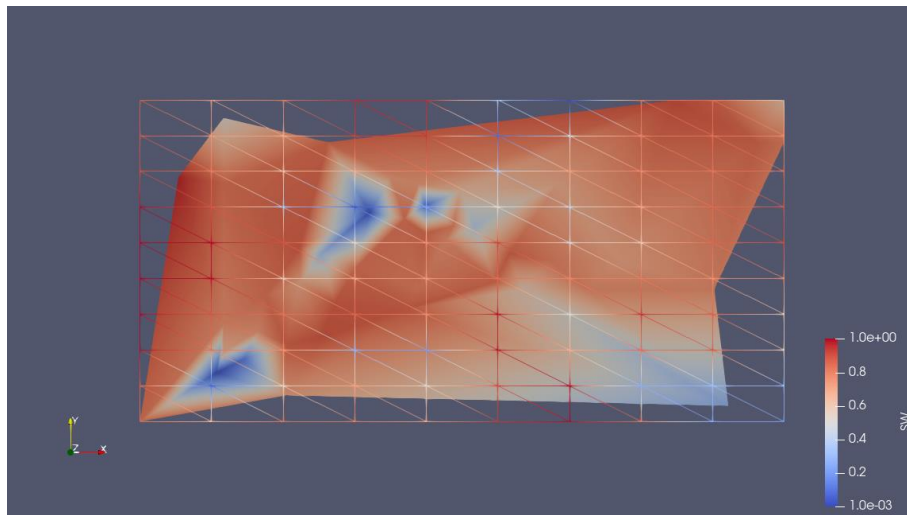
Nota: Elaboración propia.

#### 5.2.2.4. Saturación de agua de formación.

En varios puntos de la Figura 63 se observa que no coincide la distribución de entrada con los obtenidos en la interpolación espacial mediante RNA, lo cual tiene su origen principalmente en la precisión de la interpolación espacial y en el número de elementos usados para la interpolación espacial.

#### Figura 63

*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (100 elementos).  $S_w$ .*

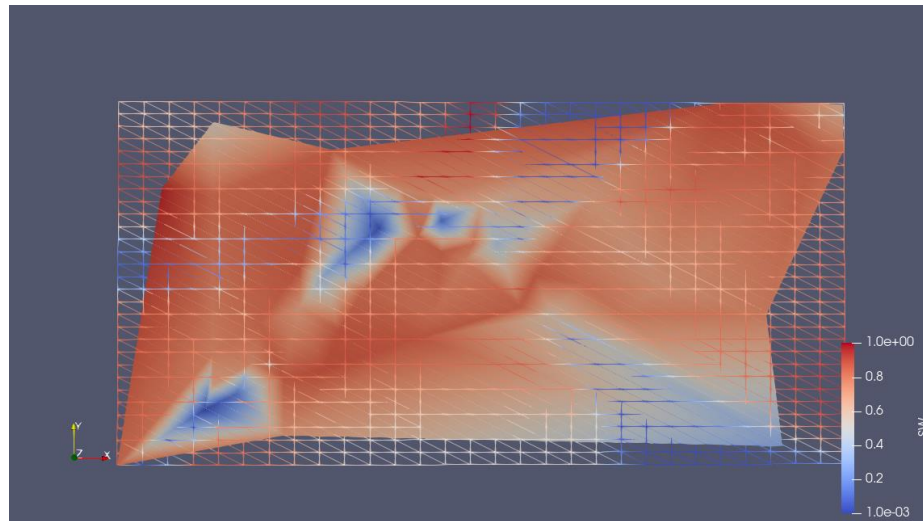


Nota: elaboración propia.

En los resultados obtenidos mediante RNA mostrados en la Figura 64 se observa una disminución en los valores de saturación de agua que se obtienen respecto a los valores de entrada para la profundidad estudiada, lo que refleja el comportamiento global obtenido: un desplazamiento a la izquierda del histograma de frecuencia de la permeabilidad. Adicionalmente, como hasta el momento, es claro un mayor ajuste al patrón de distribución de los valores de entrada al usar un mayor número de elementos.

**Figura 64**

*Superposición de datos conocidos vs los de RNA (900 elementos): Sw.*



Nota: Elaboración propia.

De las imágenes analizadas en esta sección es válido afirmar que la interpolación espacial mediante estimación por RNA se ajusta al comportamiento establecido en la distribución de los datos de entrada, cumpliéndose también que al obtener un mayor número de datos la sensibilidad al generar la distribución espacial de los datos insertados se incrementa considerablemente, como se aprecia en la comparación entre los ajustes de la malla de 100 y 900 elementos en el plano (x, y).

## 6. Comparativa entre los resultados obtenidos por geoestadística y RNA.

Se realizan una serie de comparativas gráficas y cuantitativas entre los resultados obtenidos por RNA y geoestadística, siendo este último el principal modelo para estimar las propiedades de yacimiento en la industria. Se comparan gráficamente los datos estimados mediante RNA con malla de 900 elementos y los obtenidos mediante geoestadística, ambos a la profundidad de 670.2 m, para cada una de las propiedades petrofísicas calculadas.

Además, se comparan cuantitativamente los resultados de la estimación de propiedades petrofísicas mediante RNA y mediante geoestadística, siendo la capa de estimación la profundidad de 670.2 [m] con 45.000 elementos (300 elementos en X y 150 elementos en Y) para los dos métodos. Con los datos obtenidos se calcula los valores promedio y se compara con los datos de entrada mediante el error relativo (ecuación 50) para cada una de las propiedades.

$$\text{Error relativo} = \frac{|\text{valor estimado} - \text{valor entrada}|}{\text{valor entrada}} * 100 \quad (50)$$

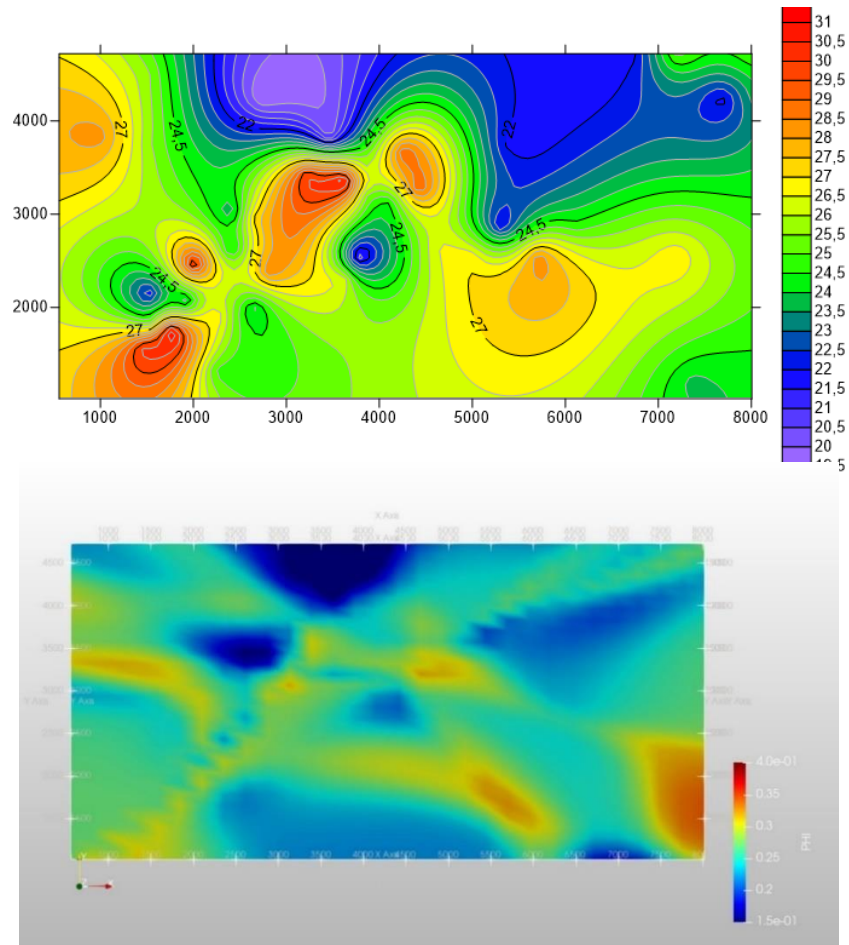
La desviación estándar es un indicativo de la dispersión de los datos, es decir, cuantifica que tan alejados están los datos de la media. Para el caso, se analiza que tan acertados son los resultados respecto a los datos de entrada mediante el error absoluto (ecuación 51).

$$\text{Error absoluto} = |\text{valor estimado} - \text{valor entrada}| \quad (51)$$

6.1. Porosidad

Figura 65

Comparativa de los dos resultados obtenidos para la porosidad.

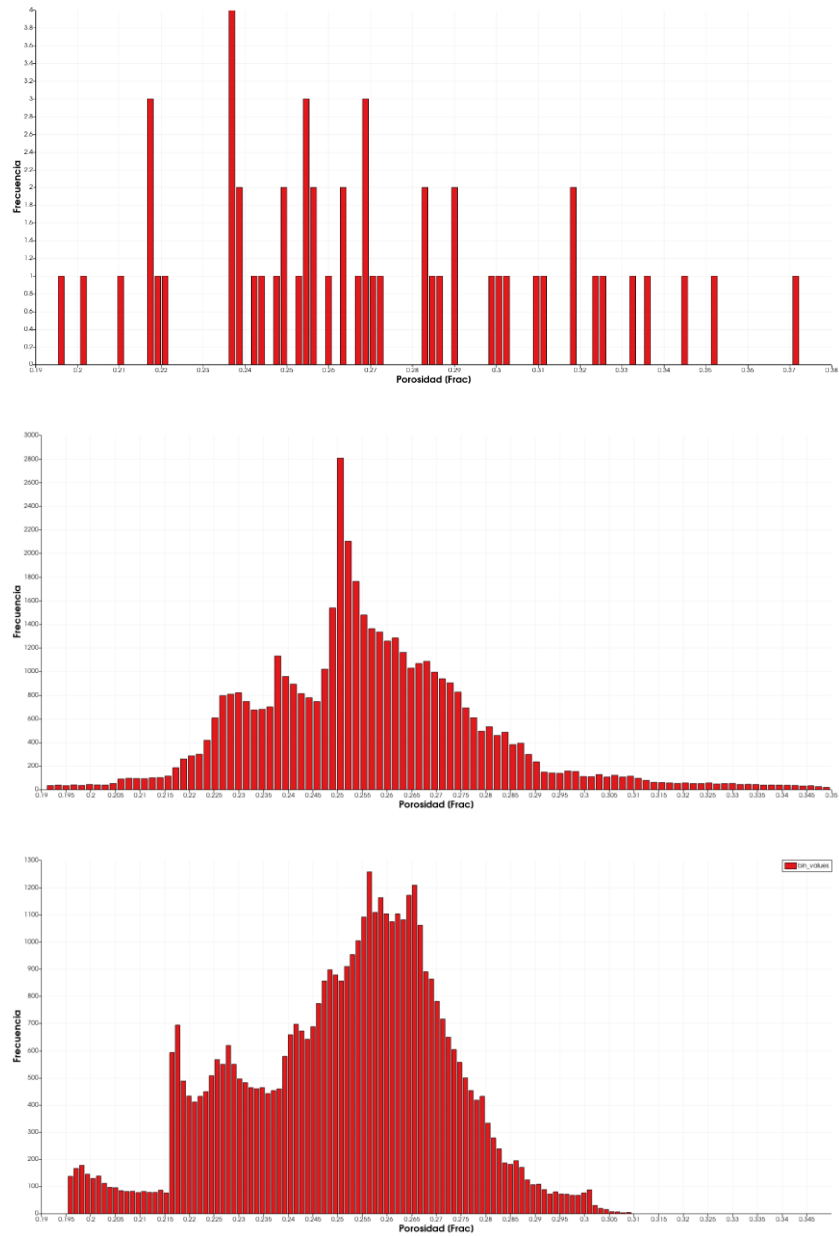


Nota. Arriba, porosidad por medio de geoestadística; abajo, porosidad mediante RNA. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 65 se aprecia una gran similitud en la zona central e izquierda de las distribuciones obtenidas por los dos métodos para la porosidad, sin embargo, se presenta una diferencia notable en la parte inferior derecha: con el método de RNA se obtiene una zona de gran porosidad mientras que por medio de la geoestadística dicha zona se presenta cercana a los 3000 metros en “y”.

**Figura 66**

*Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos. Porosidad.*



Nota: De arriba abajo: histogramas de frecuencia de porosidad de datos de entrada, mediante RNA y mediante Geostatística. Elaboración propia.

De la comparativa de la distribución de los datos realizada en la Figura 66, se observa que la geoestadística desplaza la distribución a la izquierda respecto a los datos de entrada. Además,

descarta los valores dispersos a la derecha mientras la distribución obtenida mediante RNA refleja la distribución de entrada. Esto se refleja también en los resultados de la desviación estándar (ver Tabla 16), en los cuales el error absoluto de la geoestadística es mayor al error por RNA.

**Tabla 15**

*Comparación cuantitativa de resultados: promedio PHI.*

Propiedad	Promedio			Error relativo	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
PHI	0,25614	0,25626	0,25100	0,046%	2%

Nota: Elaboración propia.

De los resultados mostrados en la Tabla 15 se observa que el error relativo en el promedio de estimación de porosidad por los dos métodos es bastante bajo, siendo menor por RNA. Lo que indica que los datos obtenidos para la porosidad mediante RNA sean más cercanos a los datos de entrada que los obtenidos por geoestadística.

**Tabla 16**

*Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar PHI.*

Propiedad	Desviación estándar			Error absoluto	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
PHI	0,02904	0,02288	0,02080	0,00616	0,00824

Nota: Elaboración propia.

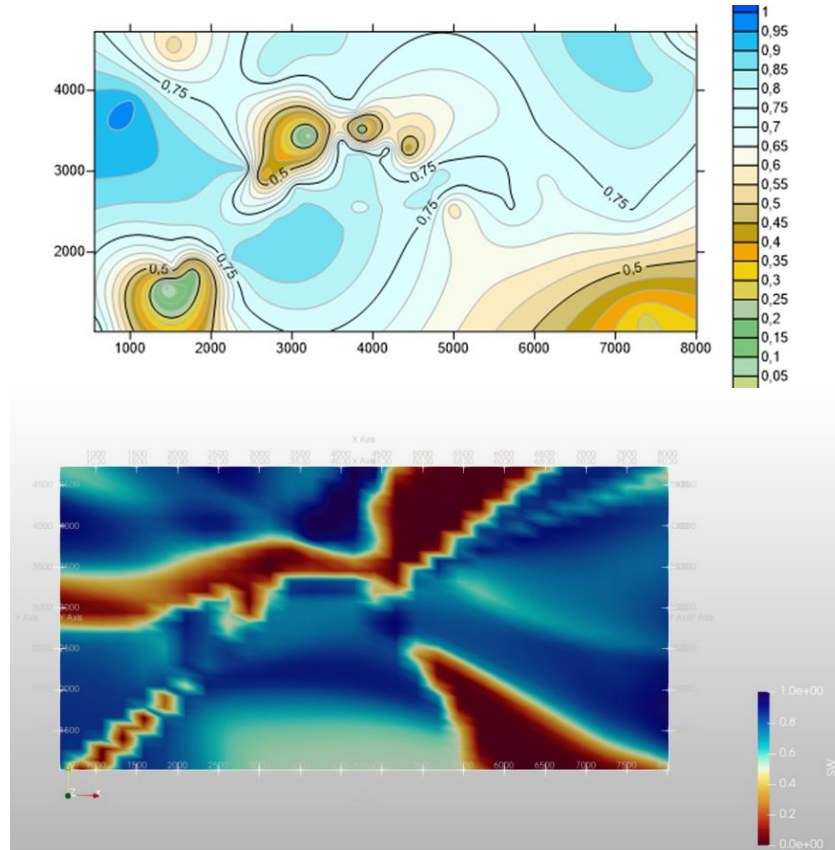
## 6.2. Saturación de agua de formación

Los resultados obtenidos por ambos métodos indican que el yacimiento, a esa profundidad, está casi en su totalidad saturado por agua, sin embargo, las zonas de menor porcentaje de

saturación difieren en su ubicación entre los dos métodos y se observa el mismo patrón de inconsistencia en la parte inferior derecha de ambas imágenes.

**Figura 67**

*Comparativa de los dos resultados obtenidos para saturación de agua.*

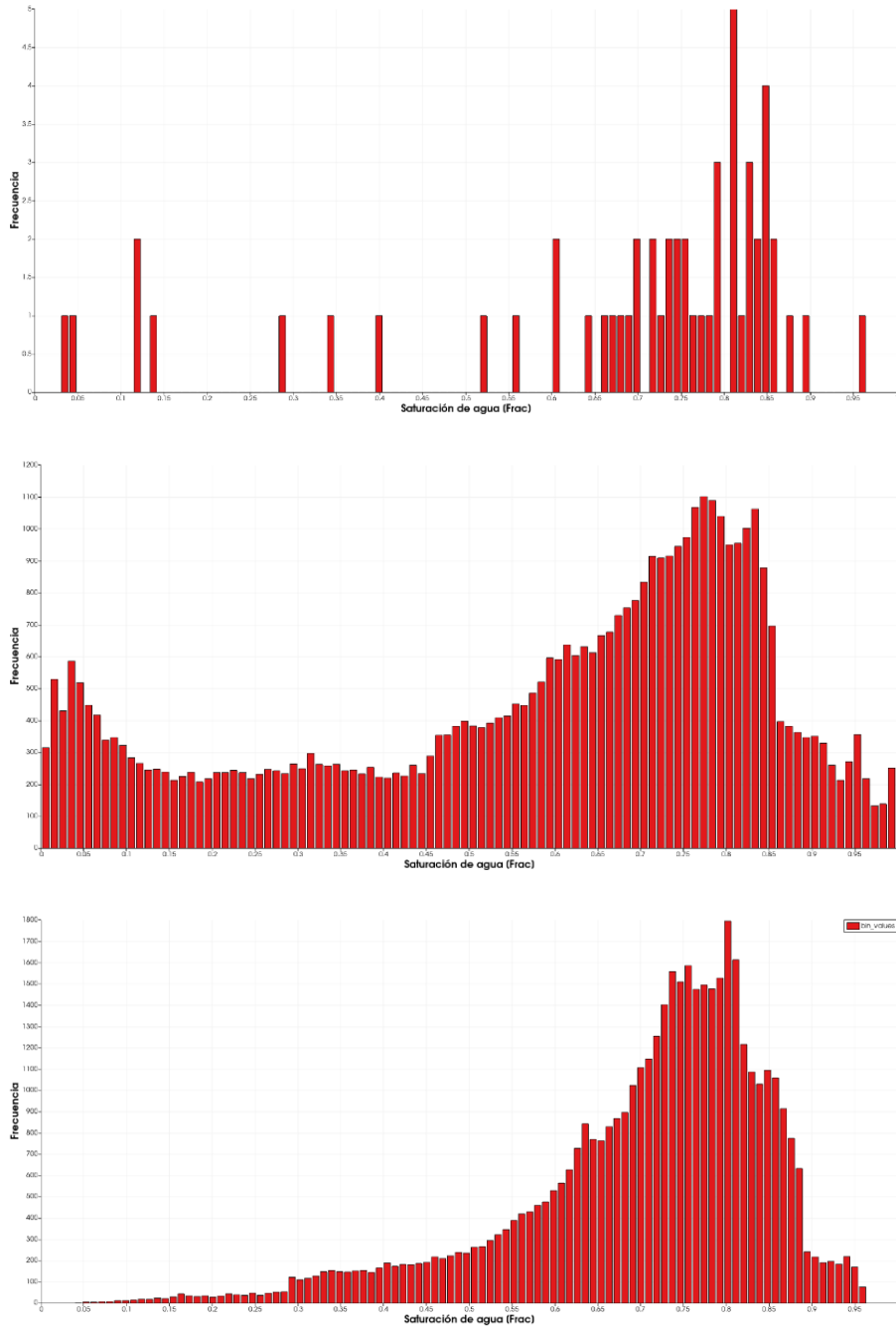


Nota: Elaboración propia.

La Figura 68 muestra como la distribución de los datos obtenida mediante RNA guarda mayor relación con los datos de entrada respecto a los obtenidos por geoestadística. Por ejemplo, en la zona izquierda la distribución es aplanada en los resultados mediante geoestadística, mientras que con RNA la frecuencia elevada de esos valores dispersos se mantiene.

**Figura 68**

*Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos. SW.*



Nota: De arriba abajo: histogramas de frecuencia de porosidad de datos de entrada, mediante RNA y Geoestadística. Elaboración propia.

**Tabla 17**

*Comparación cuantitativa de resultados: promedio SW.*

Propiedad	Promedio			Error relativo	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
SW	0,68017	0,57362	0,70278	16%	3%

Nota: Elaboración propia.

El promedio obtenido para la saturación de agua mediante geoestadística es más cercano al promedio de los datos de entrada (ver Tabla 17), sin embargo, como puede corroborarse en la Tabla 18 el error en la distribución de los datos es mayor al obtenido mediante RNA. Es decir, aunque con la red neuronal el desplazamiento de la media es mayor, la distribución guarda mayor relación con los datos de entrada que la obtenida mediante geoestadística.

**Tabla 18**

*Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar SW.*

Propiedad	Desviación estándar			Error absoluto	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
SW	0,23512	0,26855	0,14803	0,03343	0,08709

Nota: Elaboración propia.

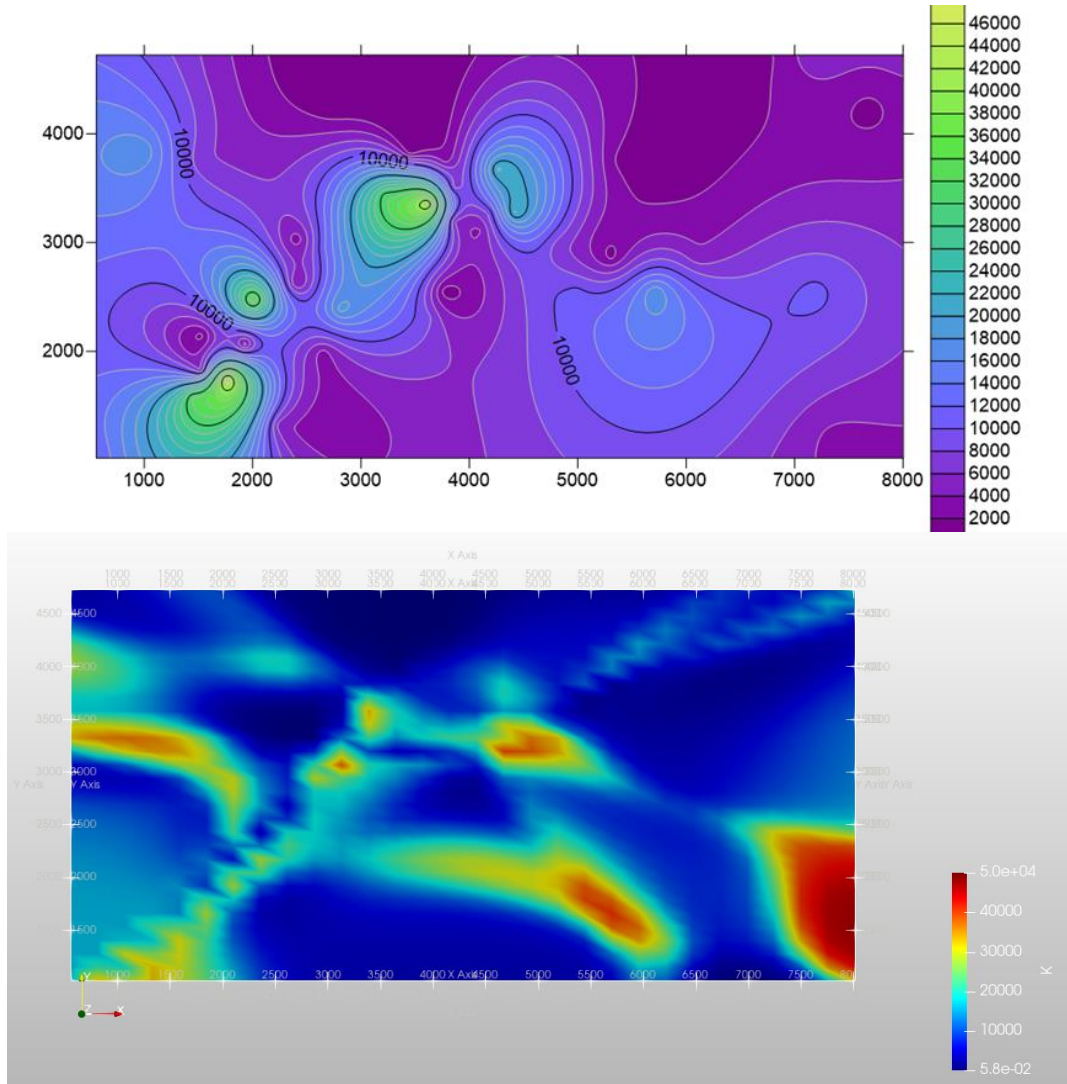
### 6.3. Permeabilidad

A la profundidad analizada, se observa que los valores de permeabilidad son aproximadamente constantes en varias zonas y de magnitud baja respecto a los máximos obtenidos, con zonas puntuales en las que los valores de permeabilidad tienen valores elevados (ver Figura 67 ). Al igual que en la comparación de porosidad, se observa que la zona inferior

izquierda difiere entre los dos métodos en donde por RNA se obtiene un máximo en ese punto a diferencia de la geoestadística.

**Figura 69**

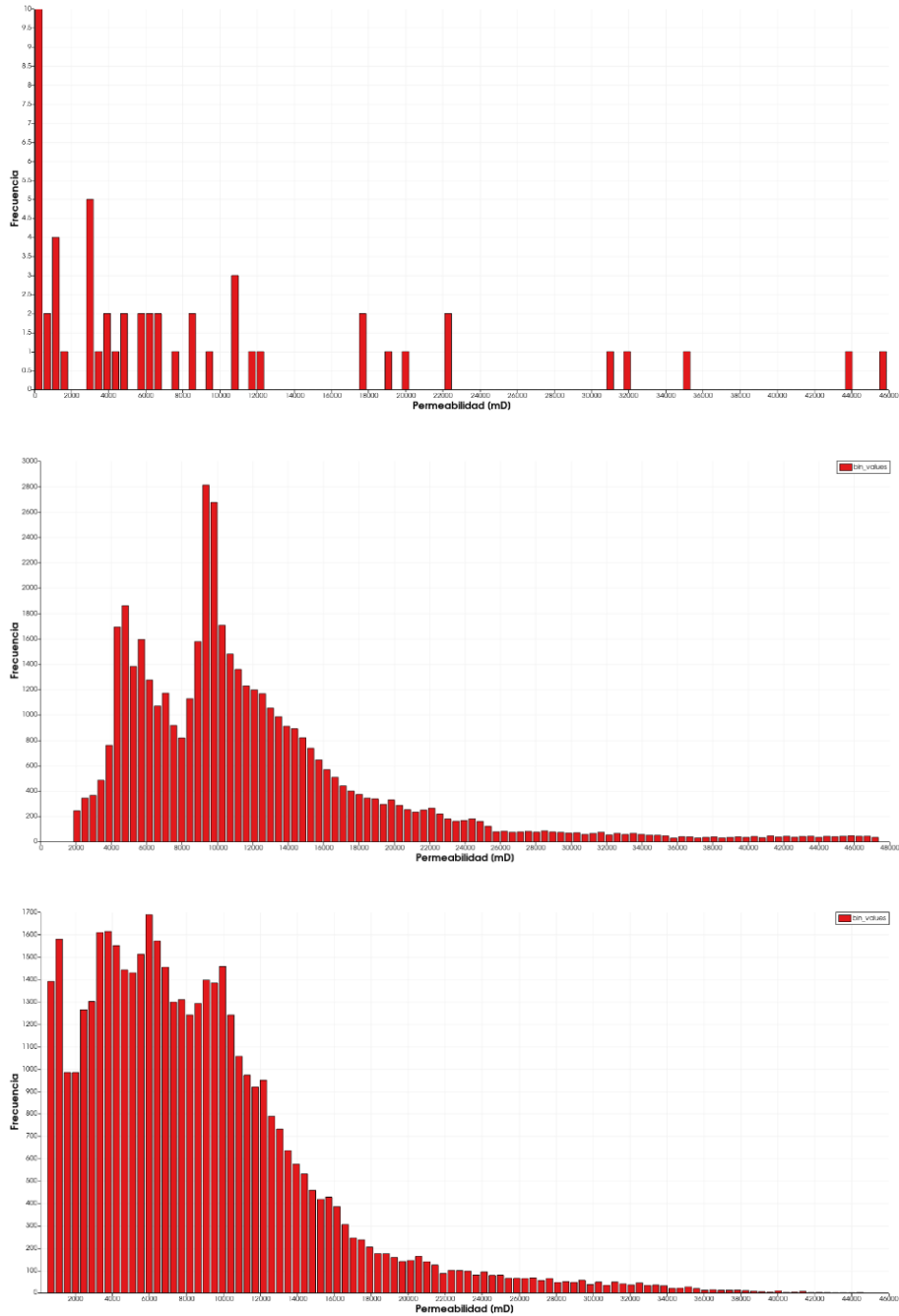
*Comparativa de los dos resultados obtenidos para la permeabilidad.*



Nota: Arriba, permeabilidad mediante geoestadística; abajo, permeabilidad mediante RNA.  
 Fuente: elaboración propia.

**Figura 70**

*Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos. K.*



Nota: De arriba a abajo: histogramas de frecuencia de porosidad de datos de entrada, mediante RNA y Geostatística. Elaboración propia.

En la Figura 70 puede apreciarse como la dispersión de los datos de entrada afecta a los resultados obtenidos mediante los métodos de estimación espacial, en los cuales ocurre un considerable desplazamiento de los datos hacia la derecha en los dos métodos.

**Tabla 19**

*Comparación cuantitativa de resultados: promedio K.*

Propiedad	Promedio			Error relativo	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
K	10725,21	11956,46	8580,79	11%	20%

Nota: elaboración propia.

Del error relativo obtenido en el promedio de la permeabilidad por la geoestadística se puede deducir que la media de la distribución obtenida mediante dicho método tienen un mayor desplazamiento, y además como puede observarse en la Tabla 20 la distribución tiene una menor dispersión a la establecida por los datos de entrada, mientras que la obtenida mediante RNA se acerca más a la real.

**Tabla 20**

*Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar K.*

Propiedad	Desviación estándar			Error absoluto	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
K	11430,08	7546,73	6215,19	3883,35	5214,89

Nota: elaboración propia.

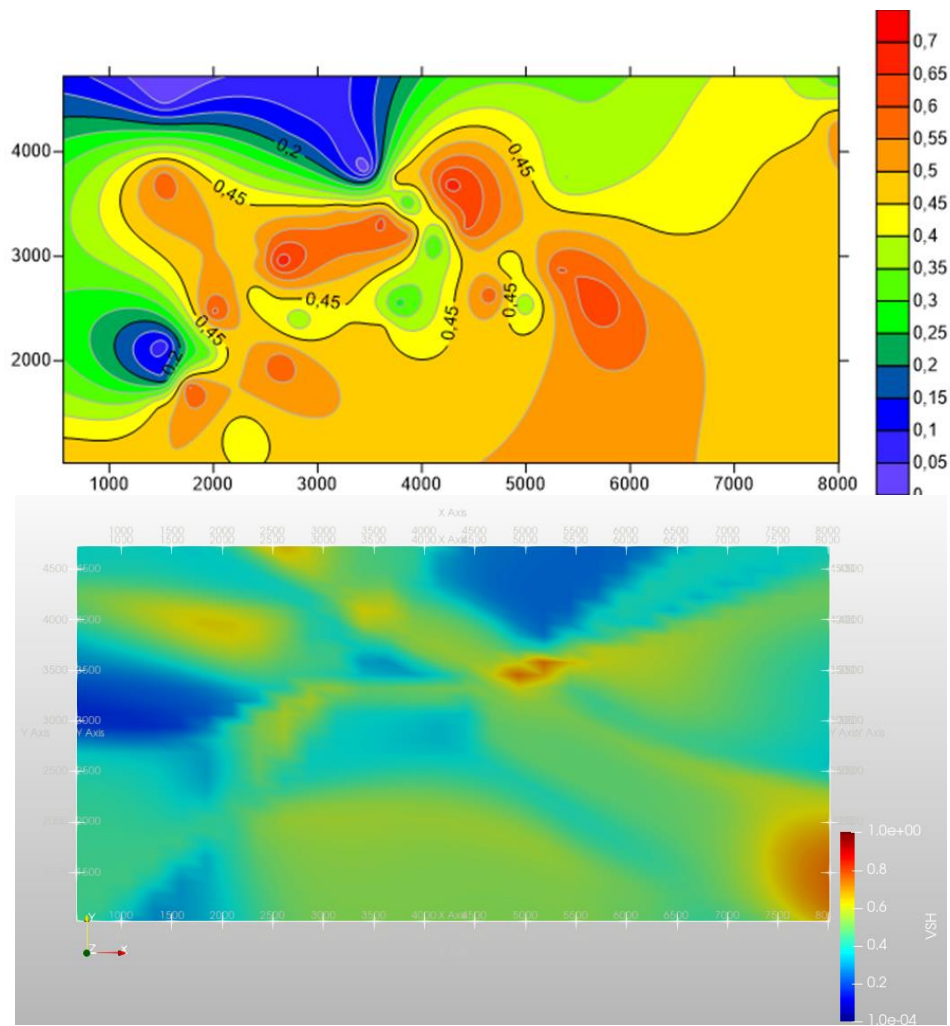
Se puede apreciar en la figura 70 como los dos métodos de estimación espacial, la mayor cantidad de datos tienden hacia los valores menores a 20.000 [mD] lo cual es lo que se espera en un yacimiento. Debido a la dispersión que presentan los datos de entrada (valores superiores a 40.000 mD) los errores relativos y la desviación estándar obtenidos son considerablemente altos.

**6.4. Volumen de arcilla**

En correspondencia al análisis del histograma de frecuencia del volumen de arcilla, la mayor parte del yacimiento a la profundidad de análisis por los dos métodos se encuentra en aproximadamente 50%, con algunas zonas en las que el contenido de arcilla es superior y que difieren entre los dos métodos en su ubicación en la profundidad estudiada.

**Figura 71**

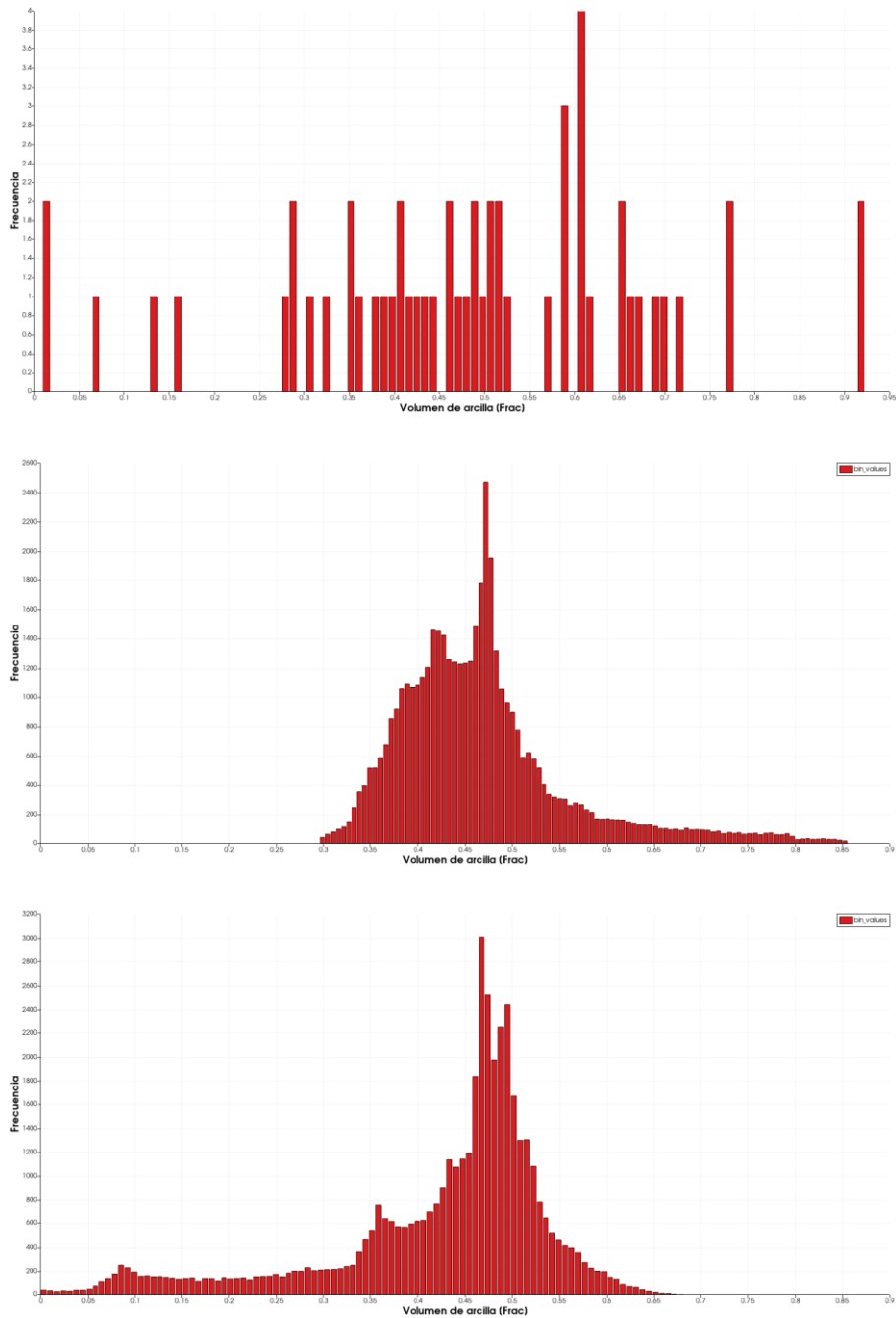
*Comparativa de los dos resultados obtenidos para el volumen de arcilla.*



Nota: Arriba, volumen de arcilla mediante geostatística; abajo, volumen de arcilla mediante RNA. Fuente: elaboración propia.

**Figura 72**

*Comparativa entre histogramas obtenidos mediante los dos métodos. Vsh.*



Nota: De arriba a abajo: histogramas de frecuencia de volumen de arcilla de datos de entrada, mediante RNA y Geostatística. Elaboración propia.

En la Figura 72 se observa que la distribución obtenida mediante RNA se aleja en mayor medida a los datos de entrada respecto a la obtenida por geoestadística, se observa que los valores bajos de volumen de arcilla de entrada son descartados en la RNA para esa profundidad, lo cual se debe principalmente al alto contenido de arcilla del yacimiento en otras profundidades del yacimiento que afectan la estimación obtenida mediante RNA.

**Tabla 21**

*Comparación cuantitativa de resultados: promedio Vsh.*

Propiedad	Promedio			Error relativo	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
VSH	0,43166	0,46701	0,42489	8%	2%

Nota: Elaboración propia.

En el cálculo del volumen de arcilla se tiene que el promedio y desviación estándar obtenidos mediante la geoestadística son más cercanos a los determinados por los datos de entrada, como puede observarse en la Tabla 21 y Tabla 22, respectivamente.

**Tabla 22**

*Comparación cuantitativa de resultados: desviación estándar Vsh.*

Propiedad	Desviación estándar			Error absoluto	
	Datos entrada	RNA	Geoestadística	RNA	Geoestadística
VSH	0,16796	0,09039	0,11840	0,07758	0,04956

Nota: Elaboración propia.

De manera global en este capítulo se pudo apreciar que los resultados obtenidos por el método de RNA se asemejan a los obtenidos mediante geoestadística, sin embargo, hay zonas en

la que difiere la distribución estimada por los dos métodos, esto debido a que la interpolación mediante RNA se realiza en las tres dimensiones (profundidad, X, Y).

Además, las zonas en las que los resultados entre los métodos difieren en mayor magnitud son las zonas del yacimiento en las que no se cuenta con suficiente información de entrada (extremos inferior derecho y superior izquierdo). La geoestadística en esas zonas estima las propiedades con la información a esa profundidad mientras que mediante RNA se considera la información de todo el yacimiento. Por otro lado, en la zona central del yacimiento en la que se cuenta con más información de entrada los resultados obtenidos con los dos métodos son muy similares.

De los análisis cuantitativos se tiene que en promedio el error relativo mediante RNA es del 8.75% y mediante geoestadística es del 6.75%, para los promedios de las propiedades petrofísicas, valores considerablemente cercanos entre sí. En cuanto a la dispersión se observa que la interpolación mediante RNA se obtiene mejores resultados en todas las propiedades a excepción del volumen de arcilla, en la cual los resultados mediante geoestadística son más cercanos a los de entrada.

De la comparación del promedio y de la desviación estándar de los resultados obtenidos por RNA frente a los obtenidos por geoestadística es válido afirmar que los resultados por ambos métodos son muy similares e incluso la distribución de los datos por RNA, en lo referido a la dispersión de estos, es más cercana a la distribución de entrada, lo que permite ubicar al método de estimación espacial mediante RNA como una buena opción para el cálculo de propiedades petrofísicas.

## 7. Conclusiones

Se emplearon los diferentes modelos matemáticos para el cálculo de las propiedades petrofísicas en función de la información presente en 54 registros petrofísicos corridos en el yacimiento de estudio y se generó un volumen con la distribución espacial de estas. Con ello se pudo verificar que las propiedades estaban en los rangos esperados y se usaron como referencia para los resultados obtenidos con los métodos de interpolación espacial usados.

Las redes neuronales artificiales presentaron gran exactitud al momento de realizar la estimación espacial (errores relativos de la media de las propiedades en promedio de 8.75% y una desviación estándar cercana a la de los datos de entrada) teniendo como ventaja el poder poblar todo el yacimiento, con una precisión del 82% para el caso, en una sola corrida de la aplicación y como desventaja la falta de integración de un software especializado para la visualización de los datos.

Se escalaron las propiedades petrofísicas en todo un plano del yacimiento mediante geoestadística, teniendo como ventaja la gran cantidad de software especializado que hay en la actualidad que generan una excelente representación gráfica de los resultados y como desventajas la necesidad de un alto conocimiento en el tema, tener que estimar cada propiedad de manera independiente y que solo es posible estimar por capas.

Se determinó que el software desarrollado es una herramienta de gran utilidad en el análisis de yacimientos, ya que permite el cálculo de las propiedades petrofísicas de manera flexible frente a los datos obtenidos de registro de pozo, con la posibilidad de escalar todas las propiedades en el yacimiento mediante RNA. Lo que contribuirá al desarrollo del software de un Simulador Fluido dinámico ya que da propiedades reales de la roca en el yacimiento.

## 8. Recomendaciones

Una herramienta de análisis importante en la ingeniería de yacimientos, son las curvas de perfilaje de las propiedades petrofísicas con la profundidad, por lo que se recomienda incluir en la aplicación la posibilidad de visualizar las curvas de los pozos de manera independiente.

Se recomienda usar valores de las propiedades petrofísicas obtenidas mediante el análisis de núcleos del yacimiento. Los cuales pueden ser usados para ajustar los valores calculados y así obtener una distribución más fiel a las propiedades reales del yacimiento.

Debido a que en algunos yacimientos la cantidad de arcilla es considerablemente alta, se recomienda ajustar los valores calculados al considerar los efectos de la arcilla. Para ello se puede actualizar el código de la aplicación generado para que incluya las ecuaciones de corrección por arcilla que se consideren adecuadas.

Se recomienda que para la inclusión de las librerías de simulación fluidodinámica se consideren las relaciones fluido-roca, las cuales están estrechamente relacionadas entre sí.

La mnemotécnica de los parámetros en los registros de pozo usada para la escritura del código es la recomendada por el estándar internacional LAS, sin embargo, en la industria pueden tenerse mnemotécnicas diferentes para un mismo parámetro por lo que una posibilidad de mejora es el reconocimiento de diferentes mnemotécnicas o el establecimiento de ella en la aplicación antes de los cálculos.

Incluir algoritmos de optimización al modelo RNA para incrementar su precisión en la estimación de las propiedades petrofísicas.

### Referencias Bibliográficas

- Aggarwal, C. C. (2018). Neural Networks and Deep Learning. In Neural Networks and Deep Learning. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-94463-0>
- Altamiranda, D., Aldana, M., Cabrera, A., Contanzo A., V., & Torres, J. (2016). Determinación de permeabilidad a partir de porosidad aplicando ecuaciones basadas en teoría fractal en pozos del Lago de Maracaibo (Venezuela) y Campo Teapot Dome (Estados Unidos) | Altamiranda | Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela. Revista Facultad de Ingenierías U.C.V., 31(1), 65–78. [http://saber.ucv.ve/ojs/index.php/rev\\_fiucv/article/view/15450/144814482133](http://saber.ucv.ve/ojs/index.php/rev_fiucv/article/view/15450/144814482133)
- Canadian Well Logging Society. (2017). LAS 2.0 Overview. [www.cwls.org](http://www.cwls.org)
- Cannon, S. (2015). Petrophysics : a practical guide. <https://www.wiley.com/en-us/Petrophysics%3A+A+Practical+Guide-p-9781118746745>
- Córdova Luspa, F. N. (2017). Desarrollo de software interpretación de registros eléctricos [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/13314/1/T-UCE-0012-70-2017.pdf>
- Diaz Francés, E. (1993). Introducción a Conceptos Basicos de Geoestaística. Memorias Seminario Estadístico y Medio Ambiente.
- Doveton, J. H. (2001). All Models Are Wrong, but Some Models Are Useful: “Solving” the Simandoux Equation. 1–15.
- Giraldo Henao, R. (2011). Introducción a la geoestadística. In R. Giraldo Henao (Ed.), Teoría y Aplicación (1ra ed.). Universidad Nacional de Colombia. [https://geoinnova.org/blog-territorio/wp-content/uploads/2015/05/LIBRO\\_-DE-\\_GEOESTADISTICA-R-Giraldo.pdf](https://geoinnova.org/blog-territorio/wp-content/uploads/2015/05/LIBRO_-DE-_GEOESTADISTICA-R-Giraldo.pdf)
- Goda, H. M.-, Behrenbruch, P.-, & Maier, H. R. (2007). Alternative modelling approaches for the

- estimation of irreducible water saturation: Australian hydrocarbon basins. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 57(1–2), 60–69.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.10.013>
- Haykin, S. (2009). *Neural Networks and Learning Machines Third Edition* (A. Dworkin & D. Mars (eds.); Third Edit). PEARSON. <http://dai.fmph.uniba.sk/courses/NN/haykin.neural-networks.3ed.2009.pdf>
- Hofmann-Wellenhof, B., Lichtenegger, H., & Collins, J. (1997). *Global Positioning System* (4nd ed.). Springer Vienna. <https://doi.org/10.1007/978-3-7091-3297-5>
- Kadhim, F. S.-, Samsuri, A.-, & Kamal, A. (2013). A Review in Correlations between Cementation Factor and Carbonate Rocks Properties. *Life Science*, 10(4), 2451–2458.
- Kennedy, M. (2015). *Practical petrophysics* (M. Kennedy (ed.); 1st ed., Vol. 62). El Sevier. <https://www.elsevier.com/books/practical-petrophysics/kennedy/978-0-444-63270-8>
- Keys, W. S. (1996). *A Practical Guide to Borehole Geophysics in Environmental Investigations*.
- Krygowski, D., Asquith, G. B., & Gibson, C. R. (2004). Basic well log analysis. In G. B.- Asquith & C. R. Gibson (Eds.), *Basic well log analysis* (2nd ed.). The American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/mth16823>
- Luthi, S. M. (2001). *Geological Well Logs : Their Use in Reservoir Modeling* (Springer (ed.); 1st ed., Vol. 1). Springer-Verlag Berlin Heidelberg .  
<https://www.springer.com/gp/book/9783540678403>
- Lyons, W. C.-, & Plisga, G. J. (2004). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering: Second Edition*. In W. C.- Lyons & G. J. Plisga (Eds.), *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering: Second Edition* (2nd ed., Vol. 1). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7785-1.X5011-8>

- Maling, D. H. (1992). *Coordinate Systems and Map Projections* (2nd ed.). Elsevier.  
<https://doi.org/10.1016/C2009-0-11149-2>
- Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (2009). *The Rock Physics Handbook*. In *The Rock Physics Handbook* (2nd ed., Vol. 1). Cambridge University Press.  
<https://doi.org/10.1017/cbo9780511626753>
- Mediedo D, J. C., & Barrera D, C. D. (2018). Simulación de flujo monofásico de fluidos en medios porosos mediante la implementación de la ley de Darcy y el metodo de volúmenes finitos. In *Sereal Untuk* (Issue 1). Universidad Industrial de Santander.
- Minsky, M. L., & Papert, S. A. (1969). *Perceptrons an Introduction to Computational Geometry*.  
<https://russell-davidson.arts.mcgill.ca/e706/Perceptrons.pdf>
- Osorio Santiago, E. (2012). *Modelado Petrofísico 3D Utilizando Registros Geofísicos de Pozos y Geoestadística* [Instituto Politécnico Nacional].  
[https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/14849/Modelado petrofísico 3D utilizando registros geofísicos de pozos y geoestadística.pdf?sequence=1](https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/14849/Modelado_petrofisico_3D_utilizando_registros_geofisicos_de_pozos_y_geoestadistica.pdf?sequence=1)
- P. K. Kitanidis. (1997). *Introduction to geostatics: Applications to Hydrogeology* (1st ed.). Cambridge University Press. <https://www.cambridge.org/core/books/introduction-to-geostatistics/0B048A09F7FF60C2CCC852E418AF778D>
- Ricco Macedo, G. A. (2012). *Principios de medición de los registros Geofísicos de pozos*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Richardus, P., & Adler, R. K. (1972). *Map Projections for Geodesists, Cartographers and Geographers* - Peter Richardus, Ron K. Adler - Google Libros (1nd ed.). North-Holland Publishing Company.  
[https://books.google.com.co/books/about/Map\\_Projections\\_for\\_Geodesists\\_Cartograp.html](https://books.google.com.co/books/about/Map_Projections_for_Geodesists_Cartograp.html)

?id=WDsIAQAAIAAJ&redir\_esc=y

Rojas, R. (1996). *Neural Networks A Systematic Introduction* (Springer (ed.); 1st ed.). Springer-Verlag Berlin Heidelberg. <https://www.springer.com/gp/book/9783540605058>

Roldán Vilorio, J., & Toledano Gasca, J. C. (2013). *Energías renovables : lo que hay que saber*. Paraninfo.

Ruíz Martínez, M. A. (2012). *Desarrollo y aplicaciones de los registros acústicos*. Universidad Nacional Autónoma de México.

Spe, S. P., & Spring, S. (2000). LAS 3.0. In *Document #1 – File Structures*.

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition*. In *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties: Fourth Edition* (4th ed., Vol. 1). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>

Wong, P., Aminzadeh, F., & Nikraves, M. (2002). *Soft computing for reservoir characterization and modeling* (P. Wong, F. Aminzadeh, & M. Nikraves (eds.); 1st ed., Vol. 1). Physica-Verlag Berlin Heidelberg GmbH. <https://doi.org/10.1007/978-3-7908-1807-9>

Zhang, J. J. (2019). *Applied petroleum geomechanics* (Gulf Professional Publishing (ed.); 1st ed., Vol. 1). Gulf Professional Publishing. <https://www.elsevier.com/books/applied-petroleum-geomechanics/zhang/978-0-12-814814-3>

**Apéndices**

**Apéndice A: Propiedades petrofísicas**

**Porosidad**

*Factores que afectan la porosidad.*

1. Empaquetamiento: Es la forma como se agrupan los granos, entre más uniforme sea el empaquetamiento mayor será la porosidad.
2. Material Cementante: La presencia de material cementante, calcáreo o arcilloso, disminuye la porosidad.
3. Geometría y distribución del tamaño de granos: Depende de la distribución del tamaño del material y tipo de deposición. Granos más redondos, proporcionan mayor homogeneidad y por ende mayor porosidad.
4. Presión de capas adyacentes.
5. Presencia de partículas finas.

*Calidad de la roca en función de la porosidad.*

La porosidad es una medida de la capacidad de una roca de almacenar fluido, por eso, este parámetro sirve además para determinar la calidad de un yacimiento, en cuanto a la posibilidad de contener hidrocarburos se trata, como se indica en la Tabla A 1.

**Tabla A 1**

*Calidad de la roca en función de la porosidad.*

<b>Calidad de la roca</b>	<b><math>\phi</math>(%)</b>
Excepcional	> 20
Satisfactoria	15 – 20
Regular	10 – 15

Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

Nota. Tomado de: (La comunidad Petrolera, s.f). Erika Andrea Quijano López. Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo A, B y C. Cuenca de los llanos orientales. Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero geólogo. Universidad Pedagógica y tecnológica de Colombia. Facultad Seccional Sogamoso. Escuela de ingeniería geológica. Sogamoso, 2015. pág. 38

Existen cuatro tipos de registro a partir de los cuales se puede determinar la porosidad y son conocidos como registros de índice de porosidad: registro sísmico, registro de densidad, registro neutrón y los registros de resonancia magnética. Sin embargo, los primeros tres son los más comunes. La porosidad no se mide de manera directa, sino que se miden propiedades físicas de la roca que permiten el posterior cálculo indirecto de la porosidad. “Las mediciones de estos registros no solo dependen de la porosidad, sino que también dependen de la litología de la formación, los fluidos presentes en el espacio poroso y, en algunos casos, la geometría del medio poroso.”(Osorio Santiago, 2012) (p. 37).

### ***Registro de densidad***

Se realiza mediante un dispositivo que cuenta con una fuente de rayos gamma y dos receptores. Según (Ruíz Martínez, 2012) “El flujo de los rayos gamma en los receptores es función de la densidad electrónica de la matriz de la roca.” (p. 40).

### **Índice de absorción fotoeléctrica**

Se puede definir como la proporción de electrones por unidad de volumen de roca (en  $\text{cm}^3$ ) en base al tipo de material que se esté analizando, se puede expresar en (barns/electrón):

$$\rho_e = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3,6} \tag{A 1}$$

Donde:

$Z$  = Numero atómico del elemento que constituye la roca.

**Tabla A 2**

*Valores de densidad y de PEF de las formaciones sedimentarias más comunes.*

<b>Tipo de Formación</b>	<b>Densidad real <math>\rho_b</math> <math>\left[\frac{g}{cc}\right]</math></b>	<b>PEF <math>\left[\frac{barn}{electrón}\right]</math></b>
Anhidrita	2,96	5,1
Carbón	1,3 - 1,6	0,2
Dolomita	2,86	3,1
Caliza	2,71	5,1
Sal	2,03	4,6
Yeso	2,32	3,4
Arenisca	2,65	1,8
Lutita	2,12 - 2,66	1,8 - 6,3

Nota. Tomado de: Valores típicos de densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones sedimentarias más comunes que se pueden encontrar en la exploración petrolera (Schlumberger, 2008). Gustavo Alberto Rico Macedo. Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis que para obtener el título de ingeniero geólogo. México, D.F. 2012 Tabla 5-11. Pág. 189-190

**Relación entre la densidad electrónica y la densidad de la formación.**

La densidad electrónica denotada por ( $\rho_e$ ) y la densidad verdadera de la formación ( $\rho_b$ ), se relacionan por medio de la siguiente ecuación:

$$\rho_e = \rho_b * \left(\frac{2Z}{A}\right) \quad (A 2)$$

Donde:

**A** = Peso atómico del elemento

**Z** = Numero atómico del elemento que constituye la roca.

La densidad total compensada de la formación ( $\rho_b$ ) se registra normalmente en una escala lineal que va de 2 a 3 o de 1.95 a 2.95 g/cm<sup>3</sup>.

#### ***Correcciones realizadas al registro de densidad.***

Las correcciones que se hacen a las mediciones de la densidad son comunes cuando en el agujero se tiene solo gas o aire, ya que la densidad de estos es considerablemente menor a la densidad del lodo de perforación.

#### ***Corrección por efectos del lodo de perforación.***

El fluido que, generalmente, se encuentra contenido en el volumen poroso en la zona en la que se lleva a cabo el registro de densidad, es filtrado de lodo. “Este puede tener una densidad ( $\rho_f$ ) que varía desde valores menores a 1 a más de 1.1 dependiendo de su salinidad, la temperatura y la presión a la que están sometidos los fluidos” (Ricco Macedo, 2012, p 182).

#### ***Corrección por diámetro de pozo.***

La corrección realizada por este concepto es generalmente muy pequeña, por lo que se puede despreciar en los cálculos.

#### ***Corrección por efecto de arcillas.***

La presencia de arcillas afecta el resultado obtenido en el registro de densidad, aunque la densidad de la arcilla depende de varios factores, de (Ricco Macedo, 2012) “sus densidades se encuentran típicamente en el rango de los 2,2 a 2,65 gr/cm<sup>3</sup>” (p. 183).

La siguiente ecuación tiene en cuenta el efecto de la arcilla, para encontrar el valor corregido del valor de la densidad de la formación medido por el registro:

$$\rho_{bc} = \rho_b + V_{sh}(\rho_{ma} - \rho_{sh}) \tag{A 3}$$

Donde:

$\rho_{bc}$  = Densidad corregida de la formación por efecto de arcillas.

$\rho_b$  = Densidad obtenida del registro.

$V_{sh}$  = Volumen de arcilla.

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz predominante en la formación.

$\rho_{sh}$  = Densidad de la arcilla (2,2 a 2,65 g/cm<sup>3</sup>).

**Tablas de densidad de matriz y densidad de fluidos comunes**

**Tabla A 3**

*Densidad promedio de la matriz predominante.*

Formaciones típicas		Densidad de la matriz. $\rho_{ma} \left( \frac{g}{cm^3} \right)$
Arenas,	Areniscas,	2,65
Cuarcitas		
Caliza		2,71
Lutita		2,12 a 2,66
Dolomita		2,87
Sal		2,03
Anhidrita		2,98

Nota. Tomado de: Valores de densidad de la matriz para las formaciones sedimentarias más comunes (Schlumberger, 2008). Gustavo Alberto Rico Macedo. Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis que para obtener el título de ingeniero geólogo. México, D.F. 2012. Tabla 5.9. Pág. 185. Modificado.

La densidad promedio del fluido se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$\rho_f = S_{xo}\rho_{mf} + (1 - S_{xo})\rho_h \quad (\text{A } 4)$$

Donde:

$\rho_f$  = Densidad de los fluidos en la roca.

$S_{xo}$  = Saturación de agua de filtrado de lodo en la zona invadida.

$\rho_{mf}$  = Densidad del filtrado del lodo.

$\rho_h$  = Densidad de los hidrocarburos en la zona invadida.

Los valores de densidad promedio para fluidos comunes se dan en la Tabla A 4.

**Tabla A 4**

*Densidad de fluido según lodo de perforación.*

Tipo de lodo de perforación	Densidad del filtrado de lodo.
	$\rho_{mf} \left[ \frac{g}{cm^3} \right]$
Aireados	0,00129
Base aceite	0,9
Base agua dulce	1
Base agua salada	1,1

Nota. Tomado de: Valores de densidad de filtrado de lodo para los distintos tipos de lodos que se pueden utilizar (Bassiouni, 1994). Gustavo Alberto Rico Macedo. Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis que para obtener el título de ingeniero geólogo. México, D.F. 2012. Pág. 186. Modificado.

**Registro sísmico**

**Tabla A 5**

*Tiempo de transito matriz para algunas rocas comunes.*

Roca	Tiempo de tránsito (microsegundo/pie)	
	Rango	Promedio*
Sandstone Poorly consolidated	58,8 - 66,7	62,75
Sandstone Consolidated	52,6	52,6
Shale	62,5 - 167	114,75

Limestone	47,6 - 52,6	50,1
Dolomite	42,0 - 47,6	44,8
Anhydrite	50	50
Granite	50,0 - 52,5	51,25
Gabbro	42,4	42,4

Nota: \*Los valores promedio corresponden al promedio aritmético del rango propuesto por el autor citado. Tomado de Compressional-Wave Velocity and Transit Time in Some Common Rocks and Fluids. KEYS, W. Scott. A practical guide to borehole geophysics in environmental investigations. CRC Press, 1996. p. 93. Modificado.

**Tabla A 6**

*Tiempo de tránsito para algunos fluidos comunes.*

Descripción	Tiempo de tránsito $\left(10^{-6} \frac{s}{ft}\right)$
Agua destilada	218
100,000 ppm NaCl	208
200,000 ppm NaCl	189
Crudo	240

Nota: Tomado de Representative Interval transit time for common matrix materials and pore fluid (Boufgoyne et al., 1986). HOSSAIN, M. Enamul; AL-MAJED, Abdulaziz Abdullah. Fundamentals of sustainable drilling engineering. John Wiley & Sons, 2015. Tabla 6.6. Modificado.

### ***Registro neutrón***

El registro de neutrones es un registro de tipo radioactivo al igual que el registro de densidad. Se basa en la presencia de átomos de hidrogeno. Mide el índice de hidrogeno de la formación, expresado en unidades de porosidad. Este tipo de registros, tienen varias aplicaciones:

- Determinación de la porosidad.
- Efecto de las arcillas.
- Identificación de la litología.
- Detección de hidrocarburos y gas.

### ***Presentación del registro neutrón.***

Según (Osorio Santiago, 2012) “La escala que se utiliza con más frecuencia en el registro de neutrones es de 0 a 10%, 0 a 15% o bien, también puede ir de un 45 a un 15% de izquierda a derecha.” (p.220.). El registro neutrón está calibrado para formaciones de caliza limpia, por lo que sólo en ese tipo de tipología los resultados obtenidos del registro representaran directamente la porosidad de la formación.

La matriz de la roca tiende a producir variaciones en la lectura de porosidad neutrón. Por lo que el desconocer la litología de la formación complica la determinación de la porosidad. Se pueden combinar la lectura de los tres registros de porosidad (sónico, densidad y neutrón) con los obtenidos de los rayos gamma, de manera que se pueda obtener de manera más exacta la porosidad.

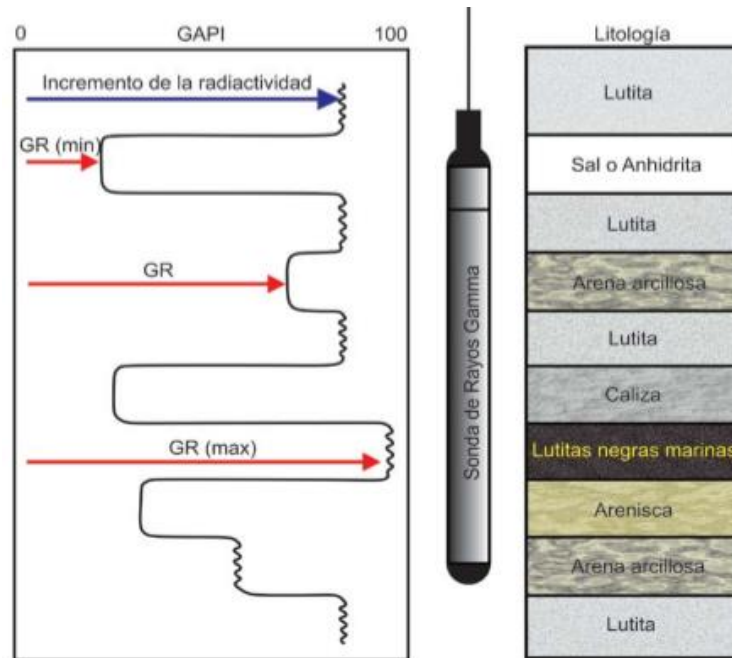
### **Volumen de arcilla**

Para el cálculo del volumen de arcilla se utiliza el perfil de Gamma Ray, el cual se basa en mediciones radioactivas de las rocas. En formaciones sedimentarias, el registro refleja el contenido de arcilla ya que los minerales arcillosos suelen almacenar material radioactivo. (Ricco Macedo,

2012) “La curva de rayos gamma nos indicará la diferencia de radiactividad entre uno u otro tipo de roca” (p.48.).

**Figura A 1**

*Respuesta del perfil Gamma Ray según la litología presente en la formación*



Nota. Tomado de Figura 3.25.-Esquema que muestra la respuesta del registro de rayos gamma en presencia de las distintas litologías de las formaciones (Modificado de Bassiouni, 1994). Gustavo Alberto Rico Macedo. Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis que para obtener el título de ingeniero geólogo. México, D.F. 2012. Pág. 48

Los perfiles de Gamma Ray se utilizan para diferentes aplicaciones, como lo son:

- Determinación de la litología.
- Determinación de la granulometría.
- Correlaciones pozo a pozo.
- Detección de discontinuidades y transgresiones.
- Control de la profundidad en pozos.
- Determinación del volumen de arcilla en las formaciones.

**Saturación de agua de formación**

La saturación de los hidrocarburos es importante, sin embargo, se calcula la saturación del agua ya que su cálculo es directo con la ecuación de Archie. De acuerdo con (Doveton, 2001) hay un gran número de ecuaciones alternativas a la ecuación de Archie que se utilizan hoy en día porque no se ha llegado a una solución única y satisfactoria.

Archie determinó que la resistividad de una formación llena de agua ( $R_o$ ) se relaciona con la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), a través de una constante llamada: Factor de resistividad de la formación ( $F$ ).

$$R_o = F * R_w \tag{A 5}$$

El factor F está relacionado con la porosidad:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \tag{A 6}$$

La ecuación anterior es la forma general, en la literatura se encuentran correlaciones para diferentes zonas, arenas, litologías, etc.

**Tabla A 7**

*Correlaciones del factor de resistividad y porosidad.*

Fuente	Correlación	Notas
Archie	$F_R = \phi^{-m}$ (A 7)	Para arena consolidada, m=1,8 a 2,5. Para arenas no consolidadas m=1,3.
Wyllie and Rose	$F_R = \frac{\tau^{\frac{1}{2}}}{\phi}$ (A 8)	Tortuosidad. $\tau = \frac{L_e}{L}$

Tixer	$F_R = \frac{1}{\phi^2}$	(A 9)	Para caliza.
	$F_R = \frac{\tau^2}{\phi}$	(A 10)	Teórica.
Winsauser et al.	$F_R = \frac{\tau^{1,67}}{\phi}$	(A 11)	Experimental (tiempo de transporte de los iones).
	$F_R = 0,62 * \phi^{-2,15}$	(A 12)	Las areniscas contienen cantidades variables de arcilla.
Wyllie / Gregory	$F_R = a * \phi^{-m}$	(A 13)	Forma general de la correlación de Archie.
Cornell and Katz	$F_R = \frac{L_e^2}{\phi * L}$	(A 14)	$F_R$ directamente proporcional a la longitud e inversamente proporcional al área.
Owen	$F_R = 0,68 * \phi^{-2,23}$	(A 15)	Troncos en dolomita, lodo filtra la misma resistividad que el agua connada.
Hill and Milburn	$F_R = 1,4 * \phi^{-1,78}$	(A 16)	Resultados de 450 núcleos de arenisca y piedra caliza con un peso de 0,01 ohm-m.
	$F_R = \phi^{-1,93}$	(A 17)	Cuando a = 1.
Wyllies / Gardner	$F_R = \frac{1}{\phi^2}$	(A 18)	Modelo de haz capilar, para conducir la fase de humectación.

	$F_R = \phi^{-m}$	(A 19)	25 carbonatos diferentes.
Sweeney /			
Lennings	$m = 1,57$		Mojado por agua.
	$m = 1,92$		Humectabilidad intermedia.
	$m = 2,01$		Mojado por aceite.
	$F_R = 1,45 * \phi^{-1,54}$	(A 20)	Areniscas.
Corothers			
	$F_R = 0,85 * \phi^{-2,14}$	(A 21)	Calizas.
	$F_R = 2,54 * \phi^{-1,08}$	(A 22)	De los registros de california.
Porter /			
Carothers			De los registros de la costa del
	$F_R = 1,97 * \phi^{-1,29}$	(A 23)	golfo. todas las areniscas $S_w =$
			100%.
Timur	$F_R = 1,13 * \phi^{-1,73}$	(A 24)	Análisis o bien cada 1800
			muestras de areniscas.
	$F_R = 1 + G * (\phi^{-m} - 1)$	(A 25)	Relación teórica general.
Perez-Rosales			
	$F_R = 1 + 1,03 * (\phi^{-1,73} - 1)$	(A 26)	Relación teórica para areniscas.

---

Nota. \*m=Exponente de cementación. \*a=Factor de tortuosidad (complejidad de los caminos entre los poros). Tomado de: LYONS, William C., et al. Standard handbook of petroleum and natural gas engineering, Vol. 1. Texas: Gulf Publishing Company, 1996. p. 5-25. Modificado.

Los valores para las cinco variables de Archie son relativamente fáciles de obtener cuando una formación es gruesa, tiene una matriz libre de arcilla y / o está dominada por una porosidad intergranular o intercrystalina (porosidad de Archie). Las formaciones con capas delgadas (es decir, por debajo de los límites de la resolución de la herramienta de registro), tienen arcilla en su matriz o tienen porosidad mohosa, vuggy o por fractura requieren ajustes. La Tabla A 8 enumera las cinco variables y métodos para derivarlos o estimarlos.

**Tabla A 8**

*Pasos y variables para cálculo de la saturación de agua.*

<b>Paso</b>	<b>Variable</b>	<b>Utilizar</b>
		2,0 para porosidad Archie.
1	$n$	1,8 (o menos) para rocas de matriz arcillosa o fracturas. 4,0 para rocas fuertemente mojadas por petróleo. Valor calculado a partir del registro $S_p$ .
2	$R_w$	Estimado a partir de catálogos $R_w$ . Estimado a partir del valor $R_o$ de zona humedad. Medido a partir de muestras de agua.
3	$\phi$	Valor derivado de registros de densidad, densidad de neutrones o registros sínicos.
4	$m$	2,0 para la porosidad de Archie. 1,7–2,0 para areniscas shaly.

		2,0-2,5 para porosidad conectada por “vugs”.
		2,5–3,0 para porosidad módica (no conectado).
		1,0 para rocas fracturadas.
5	$R_t$	Valor derivado del registro de resistividad profunda como RILD o RLLD.

Nota. Tomado de: HARTAMANN, D. J., and E. A. BEAUMONT, Exploring for oil and gas traps: AAPG Treatise Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology, Cap 9 “Predicting Reservoir System Quality and Performance”, 1999, pg. 9-47. Modificado.

(Kadhim et al., 2013) sugieren el uso de parámetros petrofísicos reales, en cada zona o deposito, de las constantes en el cálculo de la saturación del agua a partir de la ecuación de Archie. La incertidumbre de las constantes de la ecuación de Archie: el exponente de cementación, el factor de tortuosidad y el exponente de saturación, introducen en ocasiones interpretaciones erróneas de la saturación de los hidrocarburos.

***Exponente de saturación (n).***

El valor puede ser calculado mediante gráficos entre la porosidad y la resistividad total, muestras de laboratorios con núcleos o con mediciones indirectas.

Según Schlumberger, en las rocas de Archie, humedecidas con agua, n es constante para diferentes valores de saturación del agua de formación. De manera que es posible hallar un valor promedio único para toda la formación. En rocas más complejas el exponente de saturación varia con  $S_w$ . Este cambio es insignificante para aguas con alta salinidad.

Hay varios enfoques para solucionar la discontinuidad en una formación del valor del exponente de saturación, uno de ellos es solucionar la ecuación en rangos en los que sea posible asumir un n contante, estableciendo el valor correspondiente de n en cada zona.

**Exponente de cementación (m) y Factor de tortuosidad (a).**

**Tabla A 9**

*Valores típicos según la litología para exponente de cementación y factor de tortuosidad.*

<b>a</b>	<b>m</b>	<b>Comentarios</b>
1,0	2,0	Carbonatos.
0,81	2,0	Areniscas consolidadas.
0,62	2,15	Arenas no consolidadas (fórmula Humble).
1,45	1,54	Arenas medias (después de Carothers, 1968).
1,65	1,33	Shaly Sands (después de Carothers, 1968)
1,45	1,70	Arenas calcáreas (después de Carothers, 1968).
0,85	2,14	Carbonatos (después de Carothers, 1968).
2,45	1,08	Arenas del Pliocene, sur de California (después de Carothers).
1,97	1,29	Arenas del Miocene, Texas – Louisiana Gulf Coast (después de Carothers y Porter, 1970).

Nota: Tomado de: Tabla 1.1. Different coefficients and exponents used to calculate formation factor (F). ASQUITH, George B.; KRYGOWSKI, Daniel; GIBSON, Charles R. Basic well log analysis. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2004. p.5. Modificado.

**Permeabilidad**

La permeabilidad puede relacionarse con muchas otras propiedades, además de la porosidad, ya sea empírica o intrínsecamente, como el área superficial de los poros, la saturación irreducible del agua, la permeabilidad relativa y la presión capilar.

La permeabilidad, generalmente, se evalúa a partir de muestras de núcleo y/o pruebas de pozo. Sin embargo, esta información está disponible en pocos pozos, mientras que los registros de pozo están disponibles en la mayoría de los pozos, de modo que la evaluación precisa y confiable de la permeabilidad de los datos de registros de pozos representa una ventaja técnica y económica significativa.

(Cannon, 2015), indica que la permeabilidad solo debe calcularse a partir de los registros cuando la formación está en “saturación de agua irreducible”. Esta condición puede determinarse utilizando la relación volumen de agua a bruto (BVW). Siendo que, si BVW es contante, es una zona de agua irreducible.

**Rangos de las curvas en registros de pozo**

**Tabla A 10**

*Rangos de las curvas en registros de pozo*

<b>Perfil</b>	<b>Lodo</b>	<b>Escala y unidades</b>
SP	Conductivos	(mV) -150 ... 0 ← 150/10 → (→)
GR	Cualquier tipo	(API) 0 ... 150 ← 150/10 → Arena (→) Arcilla
ILD	Resistivos	(ohm – mm) 0,2 ... 2000 ← log → (→)

Nota. Recopilación diferentes fuentes.

## Apéndice B: Redes Neuronales Artificiales

Nota: En este texto, se presenta información general de las redes neuronales artificiales, se le recomienda al lector ir a (Aggarwal, 2018; Haykin, 2009; Minsky & Papert, 1969; Rojas, 1996) u otros libros especializados para encontrar la información más detallada de este tema.

Las Redes neuronales artificiales (RNA) o ANN (Artificial Neural Networks) están inspiradas en las redes neuronales biológicas del cerebro humano, están constituidas por elementos que se comportan de forma similar a la neurona biológica en sus funciones más comunes (estos elementos están organizados de una forma similar a la del cerebro humano), presentan una serie de características propias del cerebro humano, por ejemplo: aprenden de la experiencia, generalizan de ejemplos previos a ejemplos nuevos y separar las características principales de una serie de datos.

### Elementos básicos de una red neuronal:

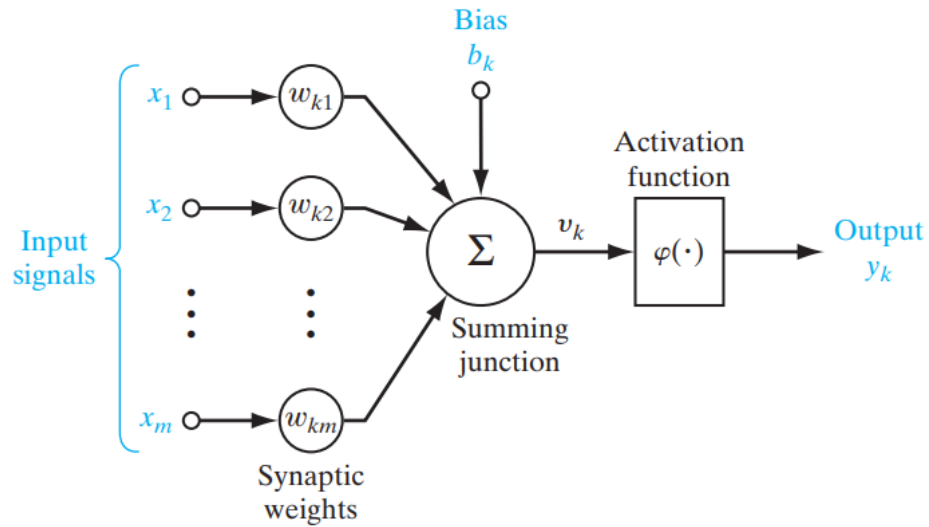
Un conjunto de sinapsis, o enlaces de conexión, cada uno de los cuales se caracteriza por un peso o fuerza propia. Específicamente, una señal  $x_j$  a la entrada de la sinapsis  $j$  conectada a la neurona  $k$  se multiplica por el peso sináptico  $w_{kj}$ . Es importante tomar nota de la manera en que se escriben los subíndices del peso sináptico  $w_{kj}$ . El primer subíndice de  $w_{kj}$  se refiere a la neurona en cuestión, y el segundo subíndice se refiere al extremo de entrada de la sinapsis a la que se refiere el peso. A diferencia del peso de una sinapsis en el cerebro, el peso sináptico de una neurona artificial puede estar en un rango que incluye tanto valores negativos como positivos.

1. Un sumador para sumar las señales de entrada, ponderadas por las respectivas fuerzas sinápticas de la neurona; las operaciones descritas aquí constituyen un combinador lineal.
2. Una función de activación para limitar la amplitud de la salida de una neurona. La función de activación también se conoce como función de aplastamiento, ya que aplasta (limita) el

rango de amplitud permisible de la señal de salida a un valor finito. Normalmente, el rango de amplitud normalizado de la salida de una neurona se escribe como el intervalo unitario cerrado  $[0, 1]$  o, alternativamente  $[-1, 1]$ .

**Figura B 1**

*Modelo de una neurona (no lineal).*



Nota. Tomado de: Neural Networks and Learning Machines Third Edition Simon Haykin 2009. P 11.

En términos matemáticos se puede describir la neurona representada en la figura anterior de la siguiente manera:

$$u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj}x_j \tag{B 1}$$

$$y_k = \varphi(u_k + b_k) \tag{B 2}$$

Donde  $x_1, x_2, \dots, x_m$  son las señales de entrada;  $w_{k1}, w_{k2}, \dots, w_{km}$  son las respectivas sinapsis de los pesos de la neurona  $k$ ,  $u_k$  es la salida del combinador lineal debido a la entrada de señales,  $b_k$  es el sesgo,  $\varphi(.)$  es la función de activación y  $y_k$  es la señal de salida de la neurona. El uso del sesgo ( $b_k$ ) tiene el efecto de aplicar una transformación afín al resultado a la salida  $u_k$  del combinador lineal en el modelo, como se muestra a continuación:

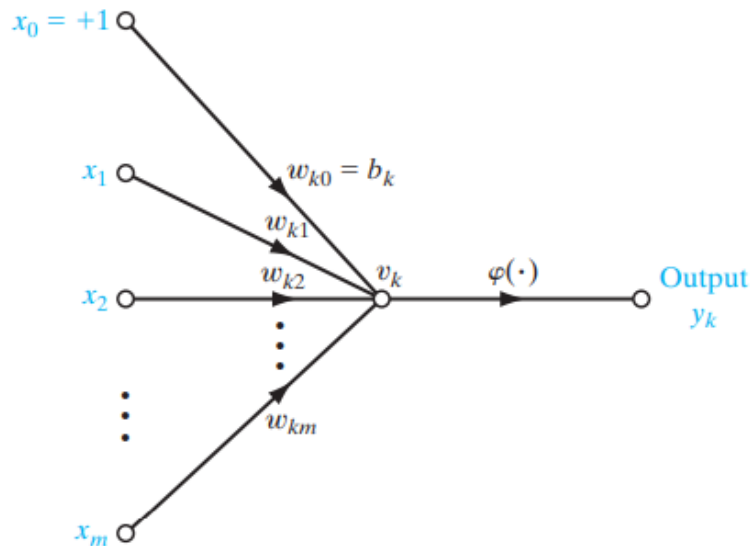
$$v_k = u_k + b_k \quad (\text{B } 3)$$

Una red neuronal es un gráfico dirigido que consta de nodos con interconexión sináptica y enlaces de activación y se caracteriza por cuatro propiedades (Haykin, 2009):

1. Cada neurona representada por conjunto de enlaces sinápticos lineales, un sesgo aplicado externamente, y un enlace de activación posiblemente no lineal. El sesgo está representado por un enlace sináptico conectado a una entrada fija en 1.
2. Los enlaces sinápticos de una neurona ponderan sus respectivas señales de entrada
3. La suma ponderada de las señales de entrada define el campo local inducido de la neurona en cuestión.
4. El enlace de activación aplasta el campo local inducido de la neurona para producir una salida.

Figura B 2

Flujo de señales de una neurona.



Nota. Tomado de Neural Networks and Learning Machines Third Edition Simon Haykin 2009. P 17.

La arquitectura de una red se define por medio de: (Cabe mencionar que aún no existe una metodología precisa para determinar la mejor arquitectura, la elección hasta el momento se basa en la experiencia del diseñador de la RNA).

### Numero de capas

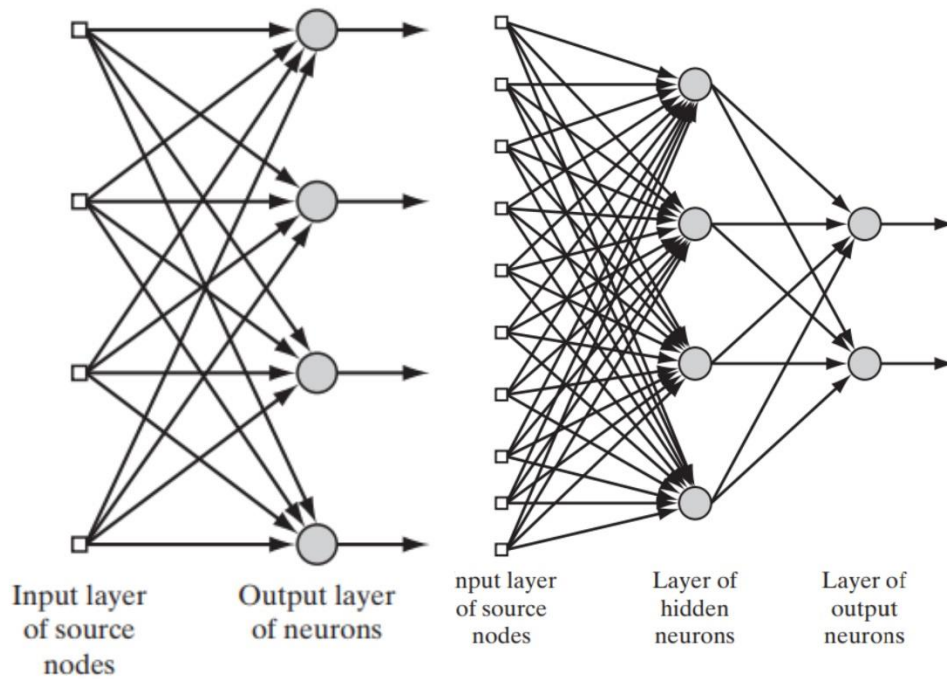
Redes Neuronales monocapa: son conocidas como la RN más sencilla ya que se tiene una capa de neuronas que proyectan las entradas a una capa de neuronas de salida donde se realizan los cálculos. Este tipo de redes es útil en tareas relacionadas con la auto asociación, es decir, regenera la información incompleta o distorsionada de patrones que se presentan a la red.

Redes Neuronales multicapa: es una generalización de la anterior existiendo un conjunto de capas intermedias entre la entrada y la salida (capas ocultas). Este tipo de red puede estar total

o parcialmente conectada. Estas redes se pueden clasificar de acuerdo con la manera en que se conectan sus capas.

**Figura B 3**

*Modelos de RNA en función del número de capas.*



Nota. Se presenta redes neuronales monocapa (izquierda) y multicapa (derecha). Tomado de Neural Networks and Learning Machines Third Edition Simon Haykin 2009. P 21 y P 22.

***Métodos de aprendizaje***

El aprendizaje de una RNA consiste en determinar un conjunto de pesos sinápticos que permita a la red realizar una tarea asignada. Para que la red resulte operativa es necesario entrenarla. Antes de iniciar el entrenamiento se debe definir la condición de ajuste a una tarea específica, es decir cuando la red ha aprendido. Entre los criterios más comunes se encuentran:

Se ha alcanzado una cota de error que se considere suficientemente pequeña.

Se ha llegado a un número máximo de iteraciones.

Se ha llegado a un punto de saturación en el que, por más que se entrene, ya no es posible reducir el error.

Los métodos de aprendizaje se pueden dividir en las siguientes categorías:

### **No supervisado**

En los algoritmos no supervisados no se conoce la salida que debe presentar la RN. La red en este caso se organiza ella misma agrupando, según sus características, los diferentes patrones de entrada. Estos sistemas proporcionan un método de clasificación de las diferentes entradas mediante técnicas de agrupamiento o clustering.

### **Supervisado**

Presenta a la red las salidas que debe proporcionar ante los patrones de entrada. Se observa la salida de la red y se determina la diferencia entre ésta y la señal deseada; para realizar esto es necesario presentar un conjunto de datos o patrones de entrenamiento para determinar los pesos (parámetros de diseño) de las interconexiones de las neuronas. Posteriormente, los pesos de la red son modificados de acuerdo con el error cometido. Este aprendizaje admite dos variantes: aprendizaje por refuerzo o aprendizaje por corrección

**Supervisado por refuerzo:** En el aprendizaje por refuerzo solo se conoce sí la salida de la red corresponde o no con la señal deseada, es decir, la información es de tipo booleana (verdadero o falso).

**Supervisado por corrección:** En el aprendizaje por corrección se conoce la magnitud del error y ésta determina la magnitud en el cambio de los pesos.

Por lo general se pueden establecer que para un satisfactorio proceso de entrenamiento y una adecuada capacidad de generalización es fundamental:

El conocimiento sobre el fenómeno o problema que se pretenda modelar para realizar una correcta selección de las variables que lo representen.

Integrar una base de datos que incluya un importante número de casos, así como una gran diversidad de estos.

Hacer una correcta selección de las funciones que determinaran la salida, así como un buen diseño del modelo neuronal.

Probar la integridad de este y su capacidad para generalizar conocimiento aprendido utilizando patrones que no fueron considerados durante el entrenamiento.

**Redes neuronales multicapa (perceptrón multicapa)**

El perceptrón multicapa es una RNA formada por múltiples capas, de tal manera que tiene capacidad para resolver problemas que no son linealmente separables, lo cual es la principal limitación del perceptrón simple. El perceptrón multicapa puede estar conectado totalmente o parcialmente. En el primer caso cada salida de una neurona de la capa  $i$  es entrada de todas las neuronas de la capa  $i + 1$ , mientras que en el segundo cada neurona de la capa  $i$  es entrada de una serie de neuronas de la capa  $i + 1$ .

Presenta tres características importantes (Haykin, 2009):

1. El modelo de cada neurona en la red neuronal incluye una función de activación no lineal que es diferenciable.
2. La red contiene una o más capas que están ocultas tanto para los nodos de entrada como para los de salida.
3. La red muestra un alto grado de conectividad, cuya extensión está determinada por los pesos sinápticos de la red.

Funciones de las neuronas en las capas ocultas.

Actúan como detectoras de patrones, por ende, juegan un papel fundamental en la operación de un perceptrón multicapa.

Deben calcular la señal de función que aparece en la salida de cada una de ellas, la cual se expresa como una función continua no lineal de la señal de entrada y los pesos sinápticos asociados a esa neurona, estos cálculos también los debe efectuar las neuronas de la capa de salida.

Debe calcular la estimación del gradiente, que se necesita para el paso hacia atrás a través de la red, estos cálculos también los debe efectuar las neuronas de la capa de salida.

***Aprendizaje perceptrón multicapa***

Se define la muestra de entrenamiento para una red supervisada como:

$$t = \{x(n), d(n)\}_{n=1}^N \quad (\text{B 4})$$

La señal de error producida por la neurona  $j$  está definida por:

$$e_j(n) = d_j(n) - y_j(n) \quad (\text{B 5})$$

Donde  $y_i(n)$  denota la señal de la función, producida a la salida de la neurona  $j$  en la capa de salida por el estímulo  $x(n)$  aplicado a la capa de entrada y  $d_j(n)$  es el  $i$  –ésimo elemento del vector de respuesta deseada  $d(n)$ .

El error de energía de la neurona  $j$  está definida por:

$$\varepsilon_j(n) = \frac{1}{2} e_j^2(n) \quad (\text{B 6})$$

Por ende, el error de energía instantáneo de todas las neuronas de la capa de salida está definida por

$$\varepsilon(n) = \frac{1}{2} \sum_{j \in C} e_j^2(n) \quad (\text{B 7})$$

Donde  $C$  incluye a todas las neuronas de la capa de salida. Con la muestra de entrenamiento compuesta por  $N$  ejemplos, la energía de error promediada sobre la muestra de capacitación (o error empírico) está definida por:

$$\varepsilon_{av}(n) = \frac{1}{2N} \sum_{n=1}^N \sum_{j \in C} e_j^2(n) \quad (\text{B 8})$$

**Aprendizaje por líneas**

En método de aprendizaje por líneas (aprendizaje supervisado) para un perceptrón multicapa, se basa en que los ajustes a los pesos se realizan ejemplo, por ejemplo. Así que se debe minimizar el error de energía total  $\mathcal{E}(n)$ .

**Aprendizaje por lotes**

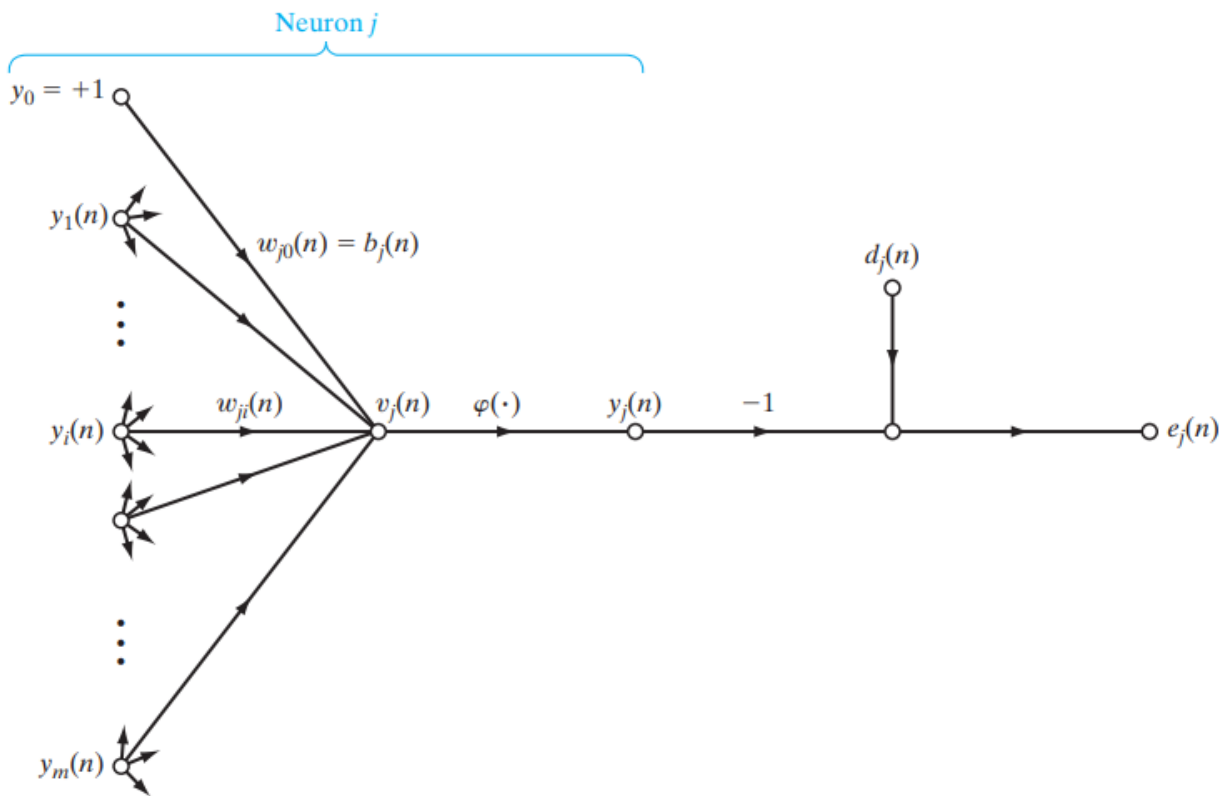
El método de aprendizaje por lotes, los ajustes a los pesos sinápticos del perceptrón se realizan después de la presentación de todos los datos de entrenamiento lo que constituye una “época” de formación.

**Algoritmo de retro propagación (BackPropagation)**

Es un método ampliamente utilizado para calcular derivados dentro de redes neuronales de avance profundo. La retro propagación forma una parte importante de una serie de algoritmos de aprendizaje supervisado para el entrenamiento de redes neuronales.

**Figura B 4**

*Flujo de señal de una neurona de salida j.*



Nota. Tomado de Neural Networks and Learning Machines Third Edition Simon Haykin 2009. P 129.

De la figura B5, se muestra la neurona  $j$  alimentada por un conjunto de señales de función producidas por una capa de neuronas ocultas a su izquierda. El campo local inducido  $v_j(n)$  producido a la entrada de la función de activación asociada con la neurona  $j$  es:

$$v_j(n) = \sum_{i=0}^m w_{ji}(n)y_i(n) \quad (\text{B 9})$$

Donde  $m$  es el número total de entradas (excluyendo al sesgo) aplicadas a la neurona  $j$ , los pesos sinápticos  $w_{j0}$  (corresponden a la entrada fija  $y_0 = +1$ ) es igual al sesgo  $b_j$  aplicado a la neurona  $j$ . Por lo tanto, la señal de función  $y_j(n)$  que aparece en la salida de la neurona  $j$  en  $n$  iteraciones es:

$$y_j(n) = \varphi_j(v_j(n)) \quad (\text{B 10})$$

El algoritmo aplica una correlación  $\Delta w_{ji}(n)$  al peso sináptico  $w_{ji}(n)$ , que es proporcional a la derivada parcial  $\partial \mathcal{E}(n)/\partial w_{ji}(n)$ . Este gradiente queda expresado de la forma:

$$\frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial w_{ji}(n)} = \frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial e_j(n)} \frac{\partial e_j(n)}{\partial y_j(n)} \frac{\partial y_j(n)}{\partial v_j(n)} \frac{\partial v_j(n)}{\partial w_{ji}(n)} \quad (\text{B 11})$$

El cual representa un factor de sensibilidad, determinando la dirección de búsqueda en el espacio del peso para el peso sináptico  $w_{ji}$ .

Donde:

$$\frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial e_j(n)} = e_j(n) \quad (\text{B 12})$$

$$\frac{\partial e_j(n)}{\partial y_j(n)} = -1 \quad (\text{B 13})$$

$$\frac{\partial y_j(n)}{\partial v_j(n)} = \varphi_j'(v_j(n)) \quad (\text{B 14})$$

$$\frac{\partial v_j(n)}{\partial w_{ji}(n)} = y_i(n) \quad (\text{B 15})$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial w_{ji}(n)} = -e_j(n) \varphi_j' (v_j(n)) y_i(n) \quad (\text{B } 16)$$

$$\Delta w_{ji}(n) = -\eta \frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial w_{ji}(n)} \quad (\text{B } 17)$$

Donde  $\eta$  es la tasa de aprendizaje del modelo,

$$\Delta w_{ij}(n) = \eta \delta_j(n) y_i(n) \quad (\text{B } 18)$$

Donde  $\delta$  representa el gradiente local, el cual apunta a los cambios requeridos en los pesos sinápticos y está definido por:

$$\delta_j(n) = e_j(n) \varphi_j' (v_j(n)) \quad (\text{B } 19)$$

De las ecuaciones B17 y B18 se puede observar que un factor clave en el cálculo del ajuste del peso  $\Delta w_{ji}(n)$  es  $e_j(n)$  a la salida de la neurona  $j$ . En este contexto, es posible identificar dos casos distintos dependiendo del lugar de la red neuronal.

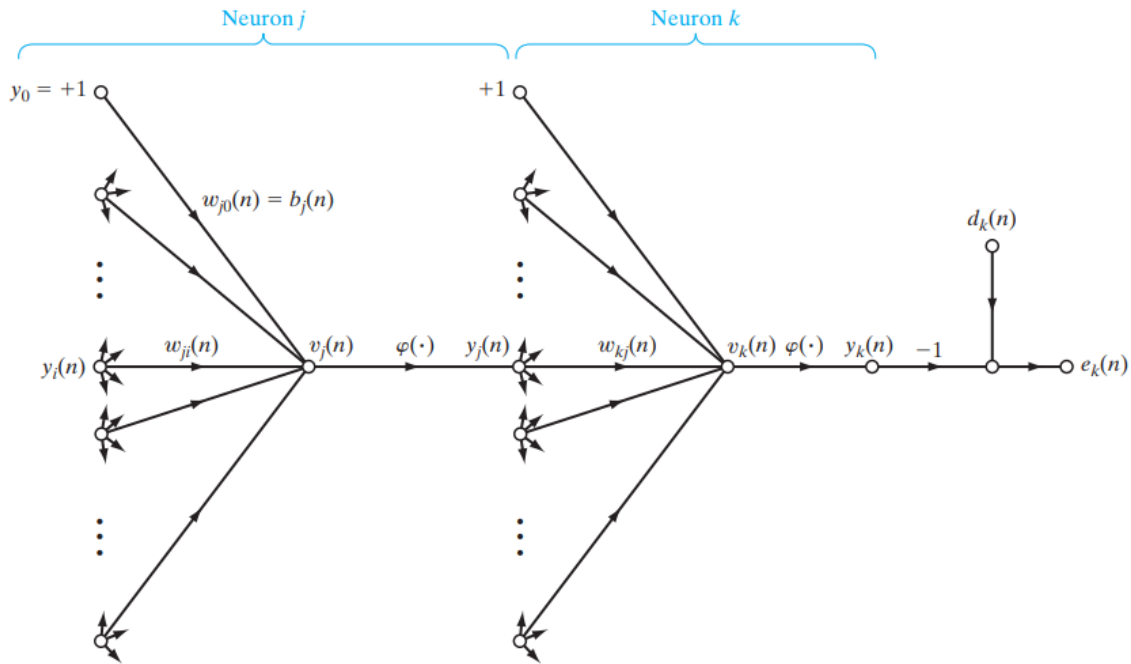
1. La neurona  $j$  es un nodo de salida así que, a la neurona se le suministra una respuesta deseada.
2. La neurona  $j$  es un nodo oculto, por ende, la neurona no tiene una respuesta deseada. En consecuencia, la señal de error para esta neurona tendría que determinarse de forma recursiva y trabajando hacia atrás en términos de las señales de error de todas las neuronas a las que dicha neurona oculta está conectada. Considere la figura B 6, la cual muestra a la neurona  $j$  como un nodo oculto de la red, se puede redefinir el gradiente local  $\delta_j(n)$  para la neurona oculta  $j$  como:

$$\delta_j(n) = -\frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial y_j(n)} \varphi_j' (v_j(n)) \quad (\text{B } 20)$$

Donde  $j$  es la neurona oculta

**Figura B 7**

*Flujo de señal de una neurona de salida k conectada a una neurona oculta j.*



Nota. Tomado de Neural Networks and Learning Machines Third Edition Simon Haykin 2009. P 132.

La derivada parcial  $\partial \mathcal{E}(n) / \partial y_j(n)$ , se procede a calcular de la siguiente manera:

$$\mathcal{E}(n) = \frac{1}{2} \sum_{k \in C} e_k^2(n) \tag{B 21}$$

Se tiene:

$$\frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial y_j(n)} = \sum_k e_k \left( \frac{\partial e_k(n)}{\partial y_j(n)} \right) \tag{B 22}$$

$$\frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial y_j(n)} = \sum_k e_k(n) \left( \frac{\partial e_k(n)}{\partial v_k(n)} \frac{\partial v_k(n)}{\partial y_j(n)} \right) \tag{B 23}$$

$$e_k(n) = d_k(n) - \varphi_k(v_k(n)) \tag{B 24}$$

$$\frac{\partial e_k(n)}{\partial v_k(n)} = -\varphi'_k(v_k(n)) \tag{B 25}$$

$$v_k(n) = \sum_{j=0}^m w_{kj}(n)y_j(n) \tag{B 26}$$

Se mantienen las mismas definiciones expuestas inicialmente para cada ecuación, solo que esta vez cambia el nodo analizado.

$$\frac{\partial v_k(n)}{\partial y_j(n)} = w_{kj}(n) \tag{B 27}$$

Se tiene:

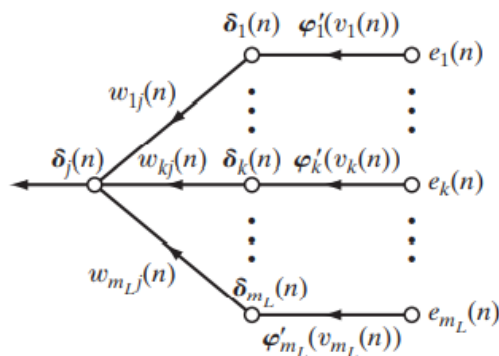
$$\frac{\partial \mathcal{E}(n)}{\partial y_j(n)} = - \sum_k \delta_k(n)w_{kj}(n) \tag{B 28}$$

Finalmente se obtiene la fórmula de retro propagación para el gradiente local  $\delta_j(n)$  de la forma:

$$\delta_j(n) = \varphi'_j(v_j(n)) \sum_k \delta_k(n)w_{kj}(n) \tag{B 29}$$

**Figura B 8**

*Flujo de la señal del gradiente de la neurona oculta.*



Nota. Tomado de Neural Networks and Learning Machines Third Edition Simon Haykin 2009. P 134.

Resumiendo, las relaciones que se han derivado para backpropagation. Primero la correlación  $\Delta w_{ji}(n)$  aplicada al peso sináptico que conecta a la neurona  $i$  con la neurona  $j$  se define mediante la regla delta:

$$\left(\Delta w_{ji}(n)\right) = (\eta)x\left(\delta_j(n)\right)x\left(y_i(n)\right) \quad (\text{B } 30)$$

En segundo lugar, el gradiente local  $\delta_j(n)$  depende de si la neurona  $j$  es un nodo de salida o un nodo oculto:

Si la neurona  $j$  es un nodo de salida,  $\delta_j(\mathbf{n})$  es igual al producto de la derivada  $\varphi'_j\left(v_j(\mathbf{n})\right)$  y la señal de error  $e_j(\mathbf{n})$ , ambas asociadas con la neurona  $j$ .

Si la neurona  $j$  es un nodo oculto,  $\delta_j(\mathbf{n})$  es igual al producto de la derivada asociada  $\varphi'_j\left(v_j(\mathbf{n})\right)$  y la suma ponderada de los  $\delta$  calculados para las neuronas en la siguiente capa oculta o de salida que está conectada a la neurona  $j$ .

### **Función de activación**

El cálculo del  $\delta$  para cada de neurona del perceptrón multicapa requiere información de la derivada de la función de activación  $\varphi(\cdot)$  asociada con dicha neurona. Es por esto por lo que las funciones de activación utilizadas en el perceptrón multicapa deben ser funciones diferenciables, es decir, funciones continuas, como es el caso de las funciones de activación tangente hiperbólico y la función logística (sigmoide).

Tangente hiperbólico:  $a$  y  $b$  son constantes positivas

$$\varphi_j\left(v_j(n)\right) = a \tanh\left(bv_j(n)\right) \quad (\text{B } 31)$$

$$\varphi'_j\left(v_j(n)\right) = \frac{b}{a}[a - y_j(n)][a + y_j(n)] \quad (\text{B } 32)$$

$$\delta_j(n) = \frac{b}{a} [d_j(n) - o_j(n)][a - o_j(n)][a + o_j(n)] \quad (B 33)$$

$$\delta_j(n) = \frac{b}{a} [a - y_j(n)][a + y_j(n)] \sum_k \delta_k(n) w_{kj}(n) \quad (B 34)$$

Donde el primer gradiente es para la neurona de la capa de salida y el segundo para la neurona de la capa oculta.

Sigmoide

$$\varphi_j(v_j(n)) = \frac{1}{1 + \exp(-av_j(n))}; a > 0 \quad (B 35)$$

$$\varphi'_j(v_j(n)) = ay_j(n)[1 - y_j(n)] \quad (B 36)$$

$$\delta_j(n) = a[d_j(n) - o_j(n)]o_j(n)[1 - o_j(n)] \quad (B 37)$$

$$\delta_j(n) = ay_j(n)[a - y_j(n)] \sum_k \delta_k(n) w_{kj}(n) \quad (B 38)$$

Donde el primer gradiente es para la neurona de la capa de salida y el segundo para la neurona de la capa oculta.

### Tasa de aprendizaje

El algoritmo de BackPropagation proporciona una “aproximación” trayectoria del peso espacial calculado por el método de descenso más pronunciado. Es por esto por lo que a medida que se hace más pequeño  $\eta$  la tasa de cambio de los pesos sinápticos de una iteración a otra será pequeña, sin embargo, esto conlleva a que el entrenamiento de la red posea un lento aprendizaje. Por otro lado, si se hace  $\eta$  grande para aumentar la tasa de aprendizaje podría conllevar a que la red se vuelva inestable. Un método simple de aumentar la tasa de aprendizaje mientras se evita el

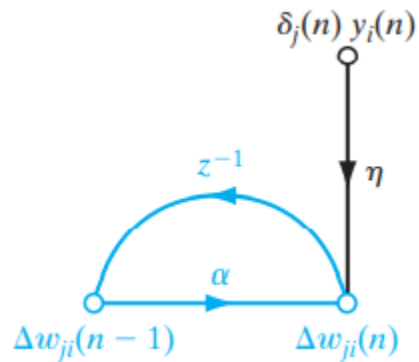
peligro de inestabilidad es modificar  $\Delta w_{ji}(n)$  (ecuación B17) incluyendo el termino de impulso, quedaría de la forma:

$$\Delta w_{ij}(n) = \alpha \Delta w_{ji}(n - 1) + \eta \delta_j(n) y_i(n) \tag{B 39}$$

Donde  $\alpha$  suele ser un numero positivo llamado “Impulso”, el cual controla el bucle de retroalimentación que actúa alrededor de  $\Delta w_{ji}$ .

**Figura B 9**

*Efecto del impulso en el bucle de retroalimentación.*



Nota.  $z^{-1}$  es el operador de retardo unitario. Tomado de Neural Networks and Learning Machines Third Edition Simon Haykin 2009. P 137.

### Apéndice C: Geoestadística

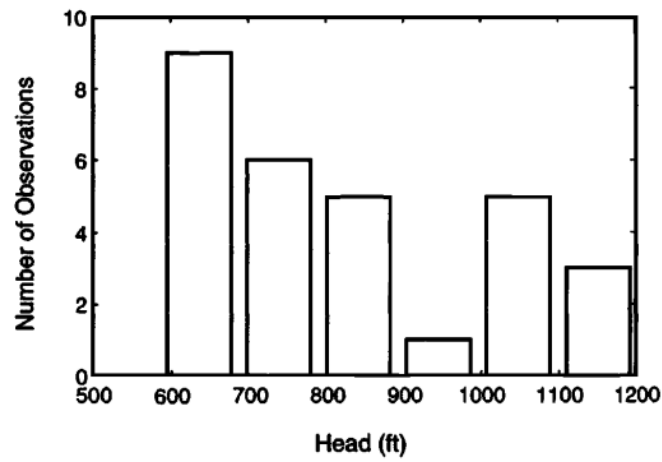
Nota. En este texto, se presenta información general de la geoestadística, se le recomienda al lector ir a (P. K. Kitanidis, 1997) u otros libros especializados para encontrar la información más detallada de este tema.

Es una rama de la estadística aplicada que se especializa en el análisis y modelación de la variabilidad espacial en ciencias de la tierra. El proceso de estimación y modelación de la función que describe la correlación espacial es conocido como “análisis estructural”. Una vez realizado el análisis estructural, la predicción de valores en puntos no muestrales se puede hacer aplicando la técnica de estimación del “Kriging” o simulándonos a través de “simulaciones condicionales”.

El análisis de datos generalmente comienza trazando los datos y calculando estadísticas que describen características importantes de la muestra, por lo general la mejor manera para trazar estos datos y tener una mayor comprensión de ellos, es mediante métodos gráficos de los cuales el analista debe usar su juicio y tomar decisiones que requieran familiaridad con los datos. La primera opción para visualizar los datos es en una distribución de frecuencia ya que es independiente de la ubicación de estos, a esto se le llama distribución “experimental” o “empírica” debido a que solo depende de los datos este gráfico se le conoce como histograma, el cual es la forma común de representar la distribución experimental de los datos y es probablemente la forma más reconocida de representar una distribución de datos (P. K. Kitanidis, 1997, p 11).

**Figura C 1**

*Ejemplo de histograma.*

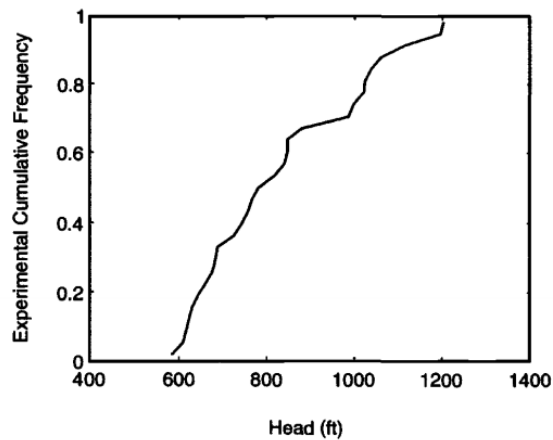


Nota. Tomado de: Introduction to Geostatistics – P. K. Kitanidis. P 16

Generalmente, gracias al histograma se grafica encima del mismo la “ojiva” la cual representa la distribución acumulativa experimental, típicamente la ojiva tiene forma de “s”.

**Figura C 2**

*Ejemplo ojiva de datos.*



Nota. Tomado de Introduction to Geostatistics – P. K. Kitanidis. P 18.

(P. K. Kitanidis, 1997) Es necesario conocer algunos valores que resuman convenientemente las características más importantes de la distribución experimental de los datos. Estos son conocidos como estadísticas de resumen:

1. Valor representativo: hacer referencia a los valores representativos en el lote de datos, como es el caso de:

Media aritmética o promedio del lote:

$$\bar{Z} = \frac{Z_1 + Z_2 + \dots + Z_n}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Z_i \quad (C 1)$$

Donde  $z_n$  es cada dato y  $n$  el numero total de los datos.

La mediana:

$$z_m = \begin{cases} Z_l & , \quad l = \frac{n+1}{2} ; n = \text{impar} \\ \frac{Z_l + Z_{l+1}}{2} & , \quad l = \frac{n}{2} ; n = \text{par} \end{cases} \quad (C 2)$$

Moda: Está definida como el valor donde el histograma parece alcanzar un punto máximo.

Si la distribución es unimodal y casi simétrica, los tres datos anteriores dan prácticamente el mismo resultado.

Propagación: Es la medida de la dispersión de las observaciones en el conjunto de datos.

Diferencia media cuadrada de la media aritmética:

$$s^2 = \frac{(Z_1 - \bar{Z})^2 + \dots + (Z_n - \bar{Z})^2}{n} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Z_i - \bar{Z})^2 \quad (C 3)$$

Donde:

$s^2$  = variación del lote de datos.

$s$  = desviación estándar.

Rango intercuartílico también conocido como Q-propagación

$$I_q = Q(0,75) - Q(0,25) \tag{C 4}$$

Donde,  $Q$  es un cuartil.

2. Simetría o ausencia de esta: Es el llamativo más importante, por ejemplo: cuando la propagación se caracteriza con un solo número, se asume implícitamente que los datos son simétricamente distribuidos sobre el valor central. Por lo tanto, es importante establecer el grado de simetría, una medida útil es el coeficiente de asimetría el cual está expresado de la forma (p. 14):

$$k_s = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Z_i - \bar{Z})^3}{s^3} \tag{C 5}$$

Teniendo conocimiento de las características más importantes de la distribución espacial de los datos, se enfocará de ahora en adelante en la matemática necesaria para poder realizar la estimación de información desconocida mediante la geoestadística, para ello es necesario tener claro los siguientes conceptos.

**Conceptos básicos geoestadística**

***Variable regionalizada***

Toma valores que siguen una distribución cualquiera de probabilidad.

$$Z(x): x \in D \subset R^d \tag{C 6}$$

Un proceso estocástico con dominio contenido en un espacio euclidiano  $d$ -dimensional  $R^d$ . Si  $d = 2$ ,  $Z(x)$  puede asociarse a una variable medida en un punto  $x$  del plano (Diaz Francés, 1993).

**Estacionariedad**

La variable regionalizada es estacionaria si su función de distribución conjunta es invariante respecto a cualquier translación del vector  $h$ , o lo que es lo mismo, la función de distribución del vector aleatorio (Giraldo Henao, 2011, p 18).

$$\bar{Z}(x) = [Z(x_1), Z(x_2), \dots, Z(x_n)]^T \tag{C 7}$$

**Funciones de correlación espacial**

Variograma y semivariograma.

Es la herramienta geoestadística para medir la auto correlación espacial de una variable regionalizada, como su nombre lo indica, es una medida de varianza.

$$2\gamma(h) = E((Z(x + h) - Z(x))^2) \tag{C 8}$$

La mitad del variograma  $\gamma(h)$  se conoce como semivarianza y caracteriza las propiedades que presentan dependencia espacial en el proceso y es el primer paso

Covariograma

$$C(h) = \frac{\sum_{i=1}^n (Z(x + h) * Z(x))}{n} - m^2 \tag{C 9}$$

Correlograma

$$r(h) = \frac{C(h)}{C(0)} \tag{C 10}$$

**Modelos teóricos de semivarianza**

Modelo lineal: Define un modelo no acotado en función de dos constantes positivas. La función tiende a infinito para distancias grandes lo que hace que este modelo no se corresponda con un proceso estacionario.

$$\gamma(|h|) \begin{cases} 0 & \text{si } |h| = 0 \\ c_0 + c_1 h & \text{si } |h| > 0 \end{cases} \quad (C 11)$$

Modelo esférico: Definido por un rango efectivo a la meseta  $c_1$  y una pepita  $c_0$ .

$$\gamma(|h|) \begin{cases} c_0 + c_1 h * \left[ 1,5 \frac{|h|}{a} - 0,5 \left( \frac{|h|}{a} \right)^3 \right] & \text{si } |h| \leq a \\ c_0 + c_1 h & \text{si } |h| \geq a \end{cases} \quad (C 12)$$

Modelo Gaussiano: Definido por un rango efectivo a la meseta  $c_1$  y una pepita  $c_0$ .

$$\gamma(|h|) = c_0 + c_1 * \left[ 1 - e^{-\frac{(3|h|)^2}{a^2}} \right] \quad (C 13)$$

Modelo exponencial: Definido por un rango efectivo a (rango integral a/3), la meseta  $c_1$  y una pepita  $c_0$ .

$$\gamma(|h|) = c_0 + c_1 * e^{\frac{|h|}{a}} = c * \left[ 1 - e^{-\frac{3|h|}{a}} \right] \quad (C 14)$$

Modelo potencial: Definido por un factor  $0 > \omega < 2$ , una pendiente positiva  $c_1$  y una pepita  $c_0$ .

$$\gamma(|h|) = c_0 + c_1 * |h|^\omega \quad (C 15)$$

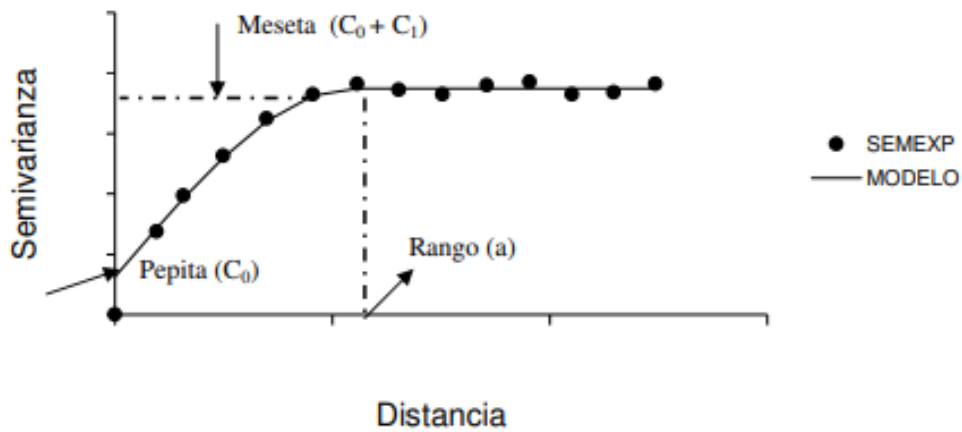
Todos estos modelos tienen tres parámetros comunes, los cuales se describirán a continuación:

9. La pendiente del semivariograma indica la intensidad de cambio del atributo analizado con la distancia al mismo tiempo que el porcentaje de disminución en la dependencia espacial.
10. El máximo valor que alcanza un semivariograma se denomina sill o meseta, e indica la escala bajo la cual los datos definen un proceso estacionario de segundo orden.
11. El “lag” o rango define el límite de la dependencia espacial.

12. Un semivariograma con término independiente define la varianza llamada nugget o pepita, la cual define la variabilidad intrínseca en los datos y que no ha sido captada por el rango de distancias analizadas, así como cualquier variación puramente aleatoria.

**Figura C 3**

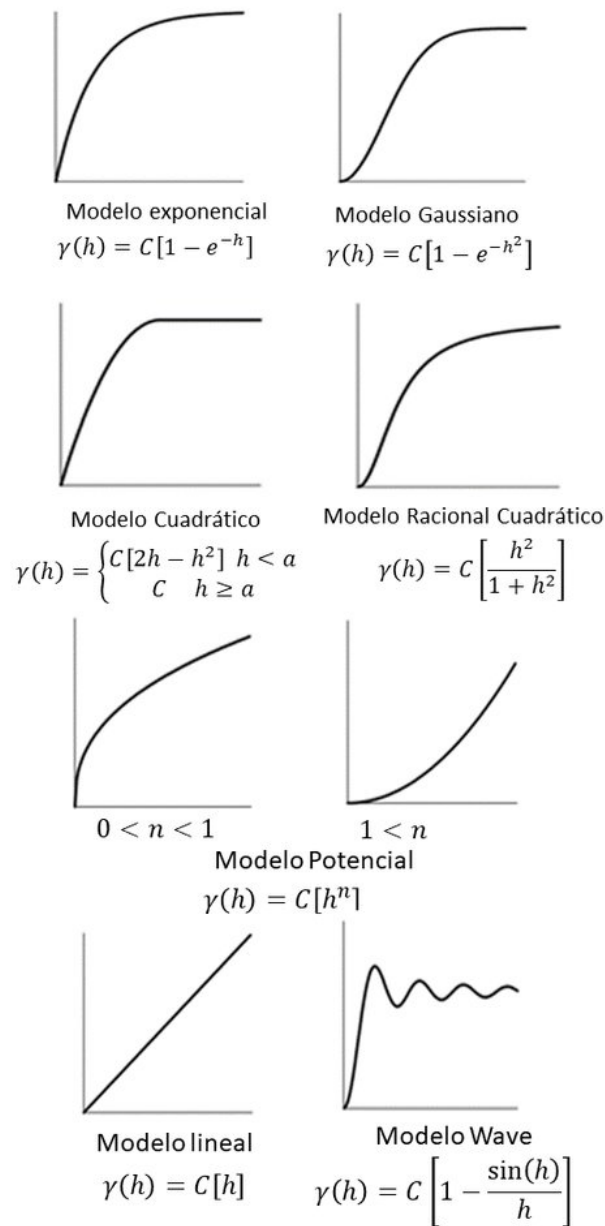
*Parámetros básicos de un semivariograma.*



Nota. Tomado de: Introducción a la Geoestadística. Teoría y Aplicación. R. Giraldo H. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. p 25.

**Figura C 4**

*Modelos de variograma.*



Nota: Diferentes modelos de variograma. Tomado de Tipos de modelos de variograma. Nicolas D. Gardeazábal. Estimación de campos de precipitaciones en cuencas hidrográficas colombianas con escasez de datos, combinando datos tele detectados y de estaciones en tierra, utilizando funciones de Kernel. Nicolas D. Gardeazábal. Tesis de investigación para optar al título de Magister en ingeniería – Recursos hidráulicos. Bogotá D. C. 2018. Figura 2-2.

**Kriging**

El Kriging es una técnica de estimación local que ofrece el mejor estimador lineal insesgado de una característica desconocida que se estudia. La limitación a la clase de estimadores lineales es bastante natural ya que esto significa que solamente se requiere el conocimiento del momento de segundo orden de la función aleatoria (covarianza o variograma) y en la práctica es posible inferir a partir de una realización de esta.

Tabla C 1

*Tipo de predictores Kriging.*

<b>Tipo de predictor</b>	<b>Nombre</b>	<b>Propiedades</b>
Lineal	Simple	Son óptimos si hay normalidad
	Ordinario	multivariada.
	Universal	Independiente de la distribución son los mejores predictores linealmente insesgados.
	Indicador	Son predictores óptimos.
No lineal	Probabilístico	
	Log Normal,	
	Trans-Gaussiano	
	Disyuntivo	

Nota. Tomado de: Introducción a la Geoestadística. Teoría y Aplicación. R. Giraldo H. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. p 25.

***Kriging Ordinario***

Kriging es un método de inferencia espacial, el cual nos permite estimar los valores de una variable en lugares no muestreados utilizando la información proporcionada por la muestra, el método Kriging ordinario propone que el valor de la variable puede predecirse como una combinación lineal de las  $n$  variables aleatorias así:

$$z^*(V) = \sum_{i=1}^n \lambda_i z(x_i) \tag{C 16}$$

Donde los  $\lambda_i$  representan los pesos o ponderaciones de los valores originales. Dichos pesos se calculan en función de la distancia entre los puntos muestreados y el punto donde se va a hacer la correspondiente predicción. El método Kriging obtiene la mejor estimación insesgada de una variable y la segunda condición es que la varianza del estimado debe ser mínimo, esto se expresa matemáticamente como:

$$E[z_v^* - z_v] = 0 \tag{C 17}$$

$$\text{Var}[z_v^* - z_v] = \text{es un mínimo} \tag{C 18}$$

Como se acaba de mencionar, se debe cumplir que la varianza del error sea mínima, esto se denota matemáticamente de la manera:

$$\sigma_k^2 = \sum_{i=1}^n \lambda_i \gamma(x_i, V) - \gamma(V, V) + \mu \tag{C 19}$$

Derivando mediante multiplicadores de Lagrange:

$$\sum_{j=1}^n \lambda_j \gamma(x_i, x_j) + \mu = \gamma(x_i, V); i = 1,2,3 \dots, N \tag{C 20}$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \tag{C 21}$$

En donde  $\lambda_j$  será el peso asignado a cada observación  $j$  en la combinación lineal del estimador.  $\gamma(x_i, x_j)$  es el valor de la función del modelo teórico del variograma obtenido en el análisis estructural, mismo que depende de la distancia de separación entre  $x_i$  y  $x_j$ .  $\gamma(x_i, V)$  es el valor de la función del variograma evaluado para la distancia de separación entre la observación  $x_i$  y el punto o volumen a interpolar  $V$ . El sistema anterior se puede expresar de manera equivalente en términos matriciales como:

$$\begin{bmatrix} \gamma_{11} & \gamma_{12} & \dots & \gamma_{1n} & 1 \\ \gamma_{21} & \gamma_{22} & \dots & \gamma_{2n} & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \gamma_{n1} & \gamma_{n2} & \dots & \gamma_{nn} & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \vdots \\ \lambda_n \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma(x_1, V) \\ \gamma(x_2, V) \\ \vdots \\ \gamma(x_n, V) \\ 1 \end{bmatrix} \quad (C 22)$$

Como se ha visto, el valor interpolado para un punto es una combinación lineal de manera que es necesario despejar los pesos ( $\lambda$ ) del sistema, lo que daría:

$$\begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \vdots \\ \lambda_n \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma_{11} & \gamma_{12} & \dots & \gamma_{1n} & 1 \\ \gamma_{21} & \gamma_{22} & \dots & \gamma_{2n} & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \gamma_{n1} & \gamma_{n2} & \dots & \gamma_{nn} & 1 \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 0 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \gamma(x_1, V) \\ \gamma(x_2, V) \\ \vdots \\ \gamma(x_n, V) \\ 1 \end{bmatrix} \quad (C 23)$$

### **Apéndice D: Sistema coordenado de referencia.**

De acuerdo con (Maling, 1992) las coordenadas son un conveniente método para registrar la posición en el espacio. Hay un gran número de modos para referenciar un punto desde otro punto en el mismo plano. Para representación plana la elección esta entre el Plano cartesiano de coordenadas y coordenadas polares.

#### **Coordenadas geográficas**

Ya que la tierra es un cuerpo en rotación, la definición de su geometría se hace a partir de su eje de rotación. Este eje intercepta la superficie en dos puntos que son polos de un gran círculo primario cuyo plano es perpendicular al eje.

Un punto puede establecido en el espacio si se conocen dos ángulos vectoriales y el vector del radio. Éstas se conocen como coordenadas polares esféricas en matemáticas. Sin embargo, todos los puntos de la superficie de la esfera son equidistantes del centro. Por lo tanto, el vector radio es siempre igual al radio de la esfera, en este caso especial de localización de coordenadas. Así pues, la posición de las coordenadas en la superficie de la esfera se define de manera única mediante dos ángulos vectoriales. Para ello se eligen dos planos ortogonales que se interceptan en el origen. Uno de los planos ya ha sido definido y es el plano del ecuador. Éste se utiliza como el punto de referencia para medir el ángulo vectorial conocido como latitud. El otro plano es el del meridiano elegido como longitud cero.

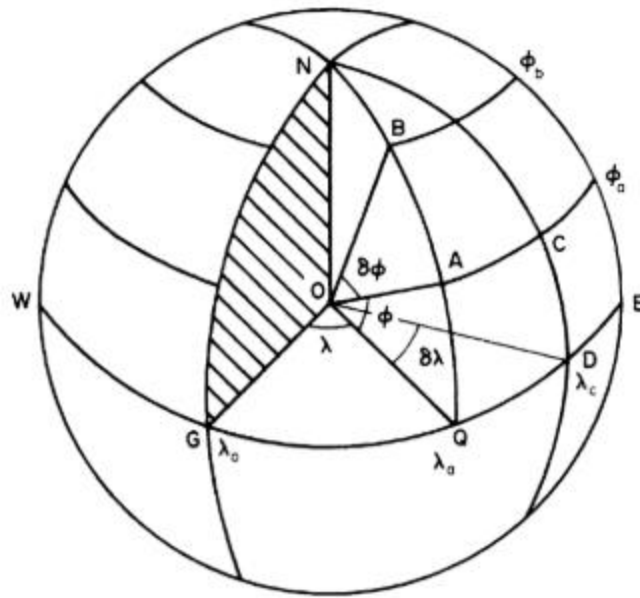
#### ***Latitud***

La latitud de un punto puede definirse formalmente como el ángulo medido en el centro de la tierra entre el plano del ecuador y el radio dibujado hacia el punto. Es, por ejemplo, el ángulo AOQ, indicado en la Figura D 1. Algebraicamente el ángulo se denota por  $\phi$ . Para usar una

convención de signos lógicos con fines algebraicos, se acostumbra a considerar que la latitud norte es  $+\phi$ , mientras que la latitud sur es  $-\phi$  (Maling, 1992, p 50)

**Figura D 1**

*Latitud y longitud sobre la esfera.*



Nota. Tomado de Latitude and longitude on the sphere. The `lane of the Greenwich Meridian is shaded. MALING, Derek Hylton. Coordinate systems and map projections, 1992. p. 50.

La diferencia en latitud entre dos puntos es la cantidad  $\delta\phi = \phi_a - \phi_b$  (Maling, 1992, p 51). Que indica la diferencia finita angular entre la latitud de un punto  $A = \phi_a$  y otro punto  $B = \phi_b$ , ambos ángulos medidos desde el plano del ecuador.

**Longitud**

La longitud de cualquier punto sobre la superficie de la tierra representa el segundo ángulo vectorial necesario para definir su posición. Esto puede definirse como el ángulo medido en el

plano del ecuador entre el plano del meridiano que atraviesa el punto y el plano de algún otro meridiano seleccionado como dato.

La longitud se mide desde este plano, normalmente en unidades sexagesimales al este y al oeste de Greenwich. El símbolo algebraico utilizado para el ángulo es  $\lambda$ , la convención de signos es que  $+\lambda$  indica la longitud del este mientras que  $-\lambda$  significa la longitud del oeste. El término  $\delta\lambda = \lambda_a - \lambda_b$  significa la diferencia en longitud entre dos lugares,  $A = \lambda_a$  y  $B = \lambda_b$ . Generalmente, la longitud tomada como referencia se denota como  $\lambda_0$ .

### **Proyecciones de mapas**

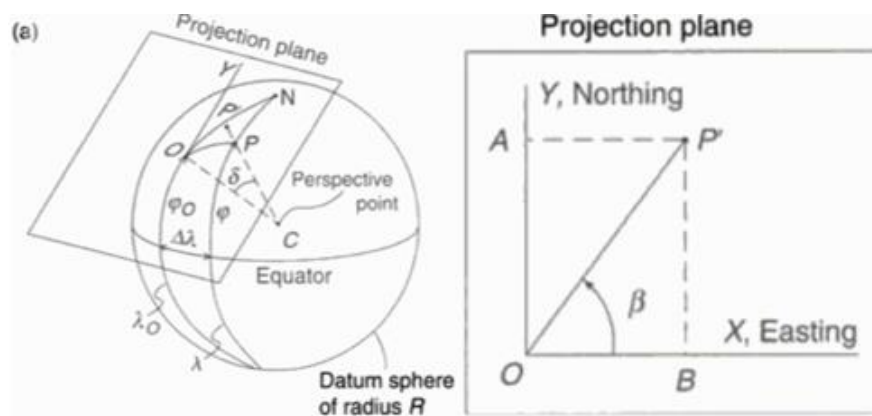
Se utilizan diferentes formas de proyecciones de mapas para representar información geográfica ubicada en la superficie curva de la Tierra en una hoja de papel plana. Se toma como dato una superficie curva, ya sea un modelo esférico o elipsoidal de la Tierra, y se toma la superficie de proyección como plano (Richardus & Adler, 1972). La proyección se hace principalmente por conveniencia, para evitar tener que utilizar representaciones tridimensionales como los globos.

Lo ideal sería que la proyección del mapa representara información geográfica sin distorsión. Este criterio cartográfico se llama equidistancia porque tal proyección representa correctamente las distancias. El criterio cartográfico llamado conformalidad se refiere a la correcta representación de las formas en el mapa y requiere que los ángulos de la esfera se proyecten a los mismos ángulos del mapa. El tercer criterio cartográfico, la equivalencia, requiere la correcta representación de las áreas de la esfera al mapa. En general, no es posible lograr representaciones no distorsionadas que cumplan los tres criterios simultáneamente; por lo tanto, se eligen diferentes proyecciones para diferentes propósitos (Richardus & Adler, 1972).

Para ilustrar el procedimiento de proyección se considera un dato esférico de radio  $R$ , se toma el llamado punto de perspectiva (punto de vista) como centro de la esfera,  $C$ , y se proyecta puntos de la esfera sobre un plano que es tangente a la esfera en el punto  $O$ . El punto  $O$  debe estar situado centralmente dentro de la región donde se planifica la cartografía estructural. Los puntos de la esfera se proyectan al plano a lo largo de líneas rectas que emanan del punto de perspectiva. Esto se denomina proyección gnomónica y proporciona imágenes similares a las que se observarían en una fotografía tomada desde el espacio (Richardus & Adler, 1972, capítulo 4) Entre los atributos de la proyección gnomónica está el hecho de que las direcciones desde el punto  $O$  no están distorsionadas. Además, las líneas rectas desde este punto representan arcos de grandes círculos (las intercepciones en la esfera con planos que pasan por el centro de la esfera) y por lo tanto los caminos más cortos desde este punto hasta cualquier otro de la esfera.”(Hofmann-Wellenhof et al., 1997, p 30).

Figura D 2

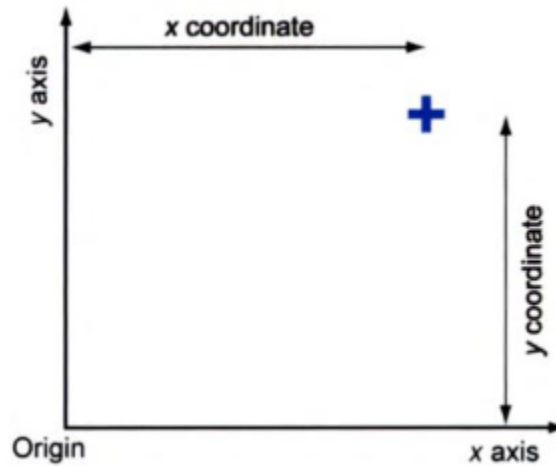
*Proyección gnomónica.*



Nota. Tomado de: The gnomonic projection (Richardus and Adler, 1972). (a) Spherical datum with projection plane tangent to the sphere at point  $O$ . Symbols are identified in the text. (b) Cartesian coordinates  $(X, Y)$  of the projection plane. POLLARD, David, et al. Fundamentals of structural geology. Cambridge University Press, 2005. p. 31. Modificada.

**Figura D 3**

*Sistema Cartesiano de coordenadas.*



Nota. Tomado de: A Cartesian Coordinate system, defining the location of the blue cross in terms of the two measured distances from the Origin, parallel to the two axes. LONGLEY, Paul A., et al. Geographic information systems and science. John Wiley & Sons, 2005.

Considerando un punto arbitrario,  $P(\varphi, \lambda)$ , en la esfera. El punto P' es la proyección del punto P sobre el plano de proyección. En términos de las coordenadas geográficas, latitud y longitud, las coordenadas cartesianas del punto P' sobre la proyección son: (Richardus & Adler, 1972, p 52).

$$X = \frac{R(\cos \varphi_0 \sin \Delta\lambda)}{\sin \varphi_0 \sin \varphi + \cos \varphi_0 \cos \varphi \cos \Delta\lambda} \tag{D 1}$$

$$Y = \frac{R(\cos \varphi_0 \sin \varphi - \sin \varphi_0 \cos \varphi \cos \Delta\lambda)}{\sin \varphi_0 \sin \varphi + \cos \varphi_0 \cos \varphi \cos \Delta\lambda} \tag{D 2}$$

Donde,

$$\Delta\lambda = \lambda - \lambda_0$$

(D 3)

Estas ecuaciones son las ecuaciones de mapeo para la proyección gnomónica a partir de un dato esférico.

## Apéndice E: Manual de usuario de la aplicación

### Decisiones Generales

Son las decisiones que tienen impacto en todos los cálculos realizados. Y comprende la zona en la aplicación desarrollada que se muestra en la Figura E 1.

### Figura E 1

*Interfaz de aplicación: Decisiones generales.*

Seleccionar Carpeta de Archivos .LAS      Dirección de Carpeta de Archivos      **Decisiones Generales**

Examinar

Tipo y origen de localización de los pozos      Litología      Unidad temperatura

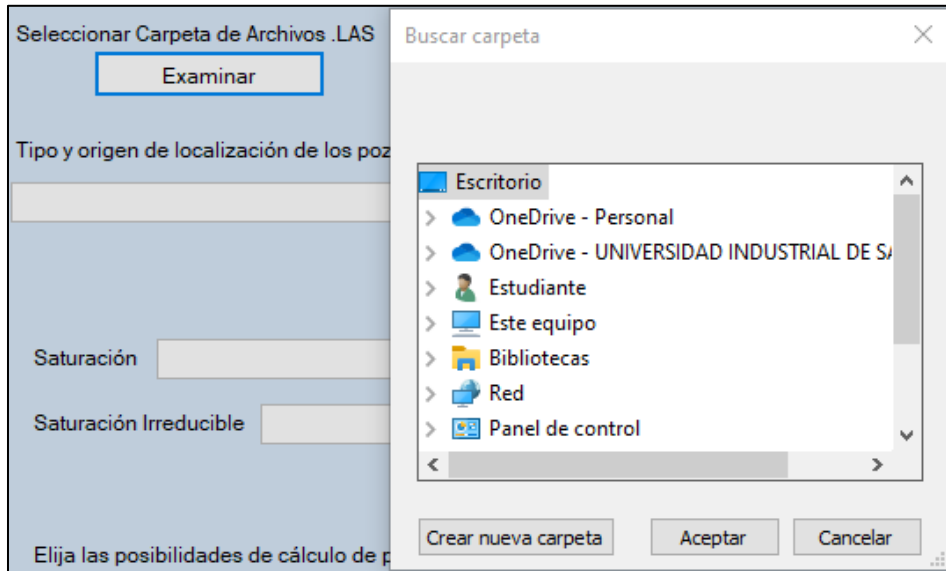
Edad de Roca       Insertar gradiente térmico      Temp. Ambiente (C)

Nota. La figura muestra el apartado en la interfaz de la aplicación, designado para la toma de decisiones generales. Fuente: elaboración propia.

En esta zona se elige la dirección en el computador de la carpeta que contenga los archivos en formato “. LAS”. La búsqueda se inicializa presionando el botón “Examinar”, mostrando al usuario un diálogo en pantalla como se muestra en la Figura E 2.

**Figura E 2**

*Interfaz de aplicación: Selección de carpeta con archivos de registros de pozo.*

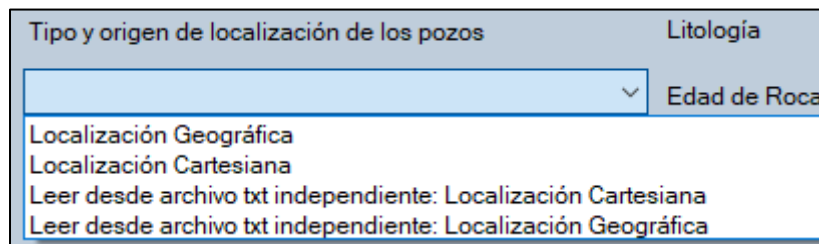


Nota: Elaboración propia.

Otra de las entradas de esta zona es el tipo y origen de localización de los pozos en el yacimiento. La aplicación desarrollada permite elegir un archivo de texto independiente que contenga la localización o leerla, cuando disponible, desde los registros de pozo.

**Figura E 3**

*Interfaz de aplicación: Selección del tipo y origen de localización de los pozos del yacimiento.*



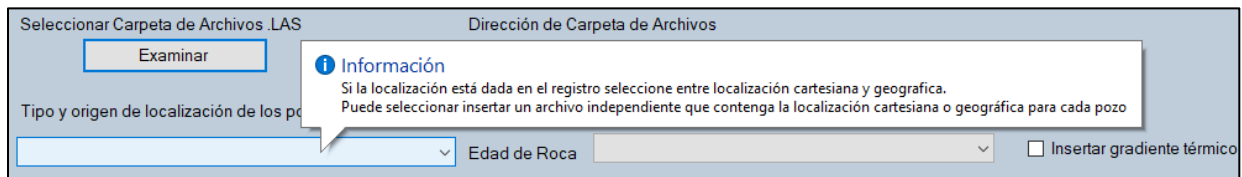
Nota: Elaboración propia.

Cuando la localización seleccionada sea geográfica, dada en longitud y latitud, se realiza la proyección en el plano  $xy$ , usando las ecuaciones D 1 y D 2 para el cálculo de la localización en coordenadas cartesianas “X” y “Y”, respectivamente. El modelo de proyección usado requiere del establecimiento de un origen, para dicho propósito la aplicación lee los valores mínimos de latitud y longitud, y los usa como referencia para establecer en ese punto el origen.

Para la elección por parte del usuario, se incluye un mensaje de ayuda como se muestra en la Figura E 4, el cual orienta en la elección entre las posibilidades presentadas.

#### Figura E 4

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda en la elección del origen y tipo de localización.*

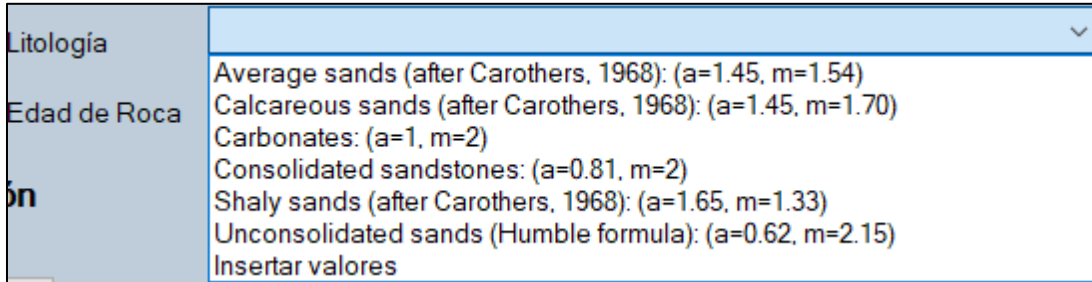


Nota: Elaboración propia.

La litología define el valor del exponente de cementación ( $m$ ) y el factor de tortuosidad ( $a$ ), valores necesarios en varias de las fórmulas usadas durante los cálculos y son denominadas constantes de Archie. Las posibilidades en la selección de la litología son las mostradas en la Figura E 5 y corresponden a los valores más comunes, mostrados en la Tabla A 9. Adicionalmente, se da la opción al usuario que inserte los valores de las constantes de Archie si difieren a las posibilidades brindadas.

**Figura E 5**

*Interfaz de aplicación: selección de la litología.*

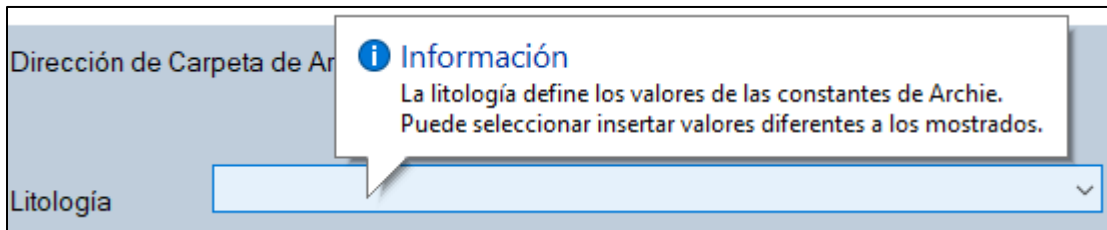


Nota: Elaboración propia.

En la Figura E 6 se muestra el mensaje de ayuda que ubica al usuario en la implicación de la elección de la litología sobre las constantes de Archie.

**Figura E 6**

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para selección de la litología.*

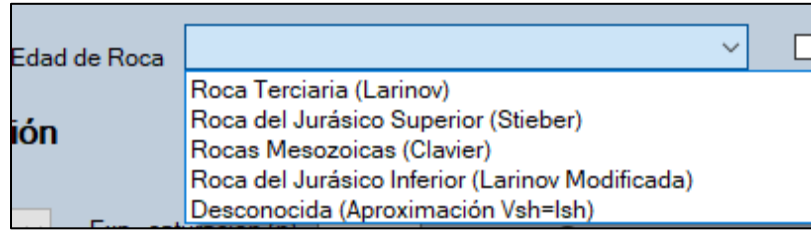


Nota: Elaboración propia.

La edad de roca define la correlación usada para el cálculo del volumen de arcilla y se relaciona al autor de esta, como se muestra en la Figura E 7.

**Figura E 7**

*Interfaz de aplicación: Selección de la edad de la roca.*

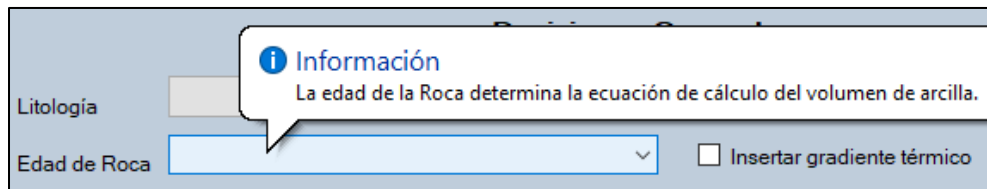


Nota: Elaboración propia.

Las ecuaciones usadas para el cálculo de la arcilla se listan en la Tabla 3. El mensaje de ayuda al usuario es el mostrado en la Figura E 8.

**Figura E 8**

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para selección de la edad de la roca.*

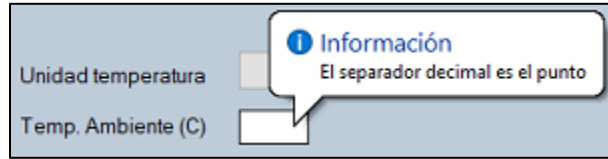


Nota: Elaboración propia.

Debe especificarse la temperatura ambiente en grados Celsius, teniendo en cuenta el mensaje de ayuda mostrado en la Figura E 9. El valor de la temperatura ambiente se toma según la zona geográfica y suele ser considerada igual a la temperatura promedio anual.

**Figura E 9**

*Interfaz de aplicación: Inserción de temperatura ambiente.*



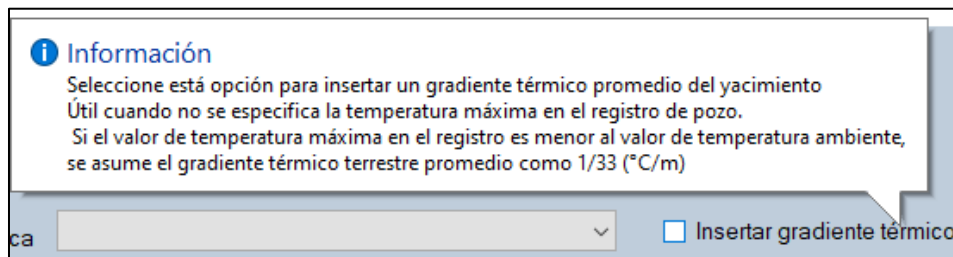
Nota: Elaboración propia.

El gradiente térmico es necesario para el cálculo de la temperatura de formación a cada profundidad, la cual a su vez se usa para ajustar los datos de resistividad de la temperatura de medida a la temperatura de formación. Puede provenir de dos fuentes: al conocer la temperatura máxima del registro, la cual puede encontrarse en el encabezado de algunos registros y usando la ecuación 33. La segunda posibilidad es que el usuario inserte un valor promedio de gradiente térmico para el yacimiento.

En la aplicación desarrollada se selecciona insertar gradiente térmico cuando se desea insertar el valor del gradiente geotérmico promedio del yacimiento. De lo contrario se asume que se puede hallar la temperatura máxima en el registro. En la aplicación se brinda un mensaje de ayuda al usuario para la decisión, como se muestra en la Figura E 10.

**Figura E 10**

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para decisión del gradiente térmico.*

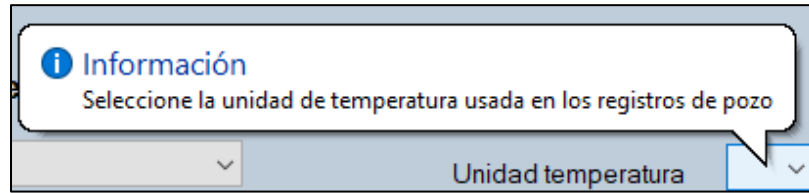


Nota: Elaboración propia.

La unidad de temperatura, otro de los parámetros de entrada, hace referencia al usado en el registro de datos. Las dos unidades más comunes para los registros de pozo son el grado Celsius y el grado Fahrenheit, y debido a que las ecuaciones varían según sea el caso se debe seleccionar una entre las dos opciones C o F, respectivamente.

**Figura E 11**

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para selección de unidad de temperatura.*



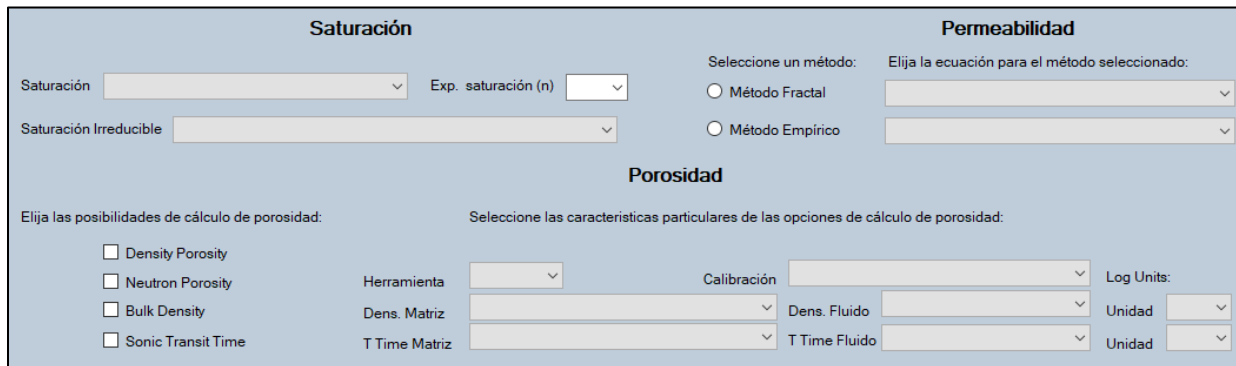
Nota: Elaboración propia.

**Decisiones de cálculo**

En esta zona se elige entre las posibilidades de cálculo para las propiedades petrofísicas saturación, permeabilidad y porosidad. Se listan los métodos y ecuaciones más usadas en la industria para el cálculo de estas a partir de registros de pozo.

**Figura E 12**

*Interfaz de aplicación: Decisiones de cálculo.*



Nota. La figura muestra el apartado en la interfaz de la aplicación generada, designado para las elecciones de los métodos y ecuaciones de cálculo para las propiedades petrofísicas. Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo de la saturación, mediante registros de pozo la ecuación más común es la Ecuación de Saturación de Archie (ecuación 27), la cual además del valor de resistividad profunda, requiere el valor de resistividad de agua de formación. Este último puede hallarse en el encabezado de registro de pozo, identificado con la mnemotécnica (RW) y su respectivo valor de temperatura de medición con mnemotécnica (RWT), en cuyo caso la aplicación de la ecuación de Archie, se hace de manera directa una vez ajustado el valor de la resistividad del agua a la temperatura de formación.

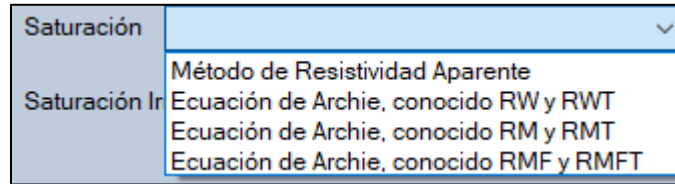
De no contar con el dato de resistividad de agua en el encabezado, puede calcularse a partir de los datos de resistividad del filtrado de lodo (RMF) o los datos de resistividad del lodo (RM), con las ecuaciones mostradas en la Tabla 4 y la ecuación 29, respectivamente. En ambos casos debe contar con los datos de temperatura de medición de la resistividad correspondiente.

Para los registros de pozo que no tienen el dato de resistividad de agua de formación ni la información necesaria para su cálculo mediante otros datos de resistividad, se puede usar el método de la saturación de agua aparente, el cual permite realizar el cálculo de la saturación mediante el cálculo de la resistividad de agua aparente ( $R_{wa}$ ) a cada profundidad con la ecuación 34, luego con el valor mínimo hallado en el registro, se halla la saturación aparente de agua para cada profundidad, con la ecuación 52.

Para el cálculo de la saturación de agua de formación la aplicación permite la selección de cualquiera de los métodos presentados en este trabajo, que aplique para la información disponible.

**Figura E 13**

*Interfaz de aplicación: Selección de método de cálculo para Sw.*

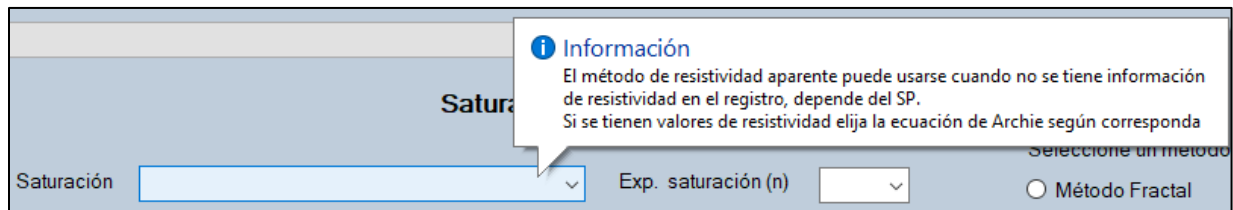


Nota: Elaboración propia.

El mensaje de ayuda, indica en qué casos debe usarse el método de resistividad de agua aparente.

**Figura E 14**

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para elección de Sw.*



Nota: Elaboración propia.

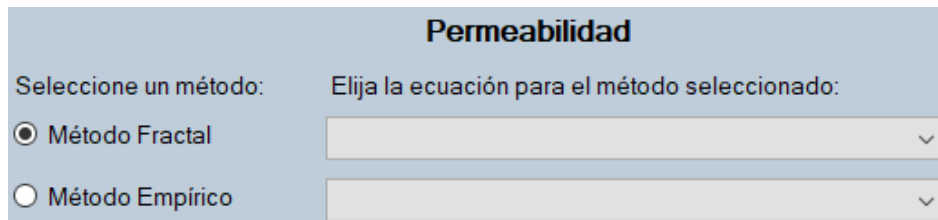
El cálculo de la permeabilidad, desde los registros de pozo se puede realizar mediante el método empírico o el método fractal. En la mayoría de las ecuaciones del método empírico (excepto cuando se usa el diámetro de poro), se debe conocer el valor de la saturación irreducible. Con el método fractal la permeabilidad se calcula mediante ecuaciones que dependen de la porosidad y de tres constantes que son propias para cada formación y se hallan con datos de laboratorio, sin embargo, en la literatura se hallan ecuaciones particularizadas para algunas litologías y que pueden dar buenos resultados cuando no se cuenta con datos para calcular una ecuación particularizada para el yacimiento en estudio. Las ecuaciones particularizadas incluidas

en la aplicación desarrollada se listan en la Tabla 5. Para el cálculo de la ecuación particularizada para el yacimiento se usan las ecuaciones desarrolladas anteriormente, desde la ecuación 40 a la ecuación 42.

La decisión en la elección entre uno de los métodos surge de los datos disponibles, y comparaciones con valores reales cuando se cuenta con datos medidos en laboratorio de las propiedades petrofísicas buscadas.

**Figura E 15**

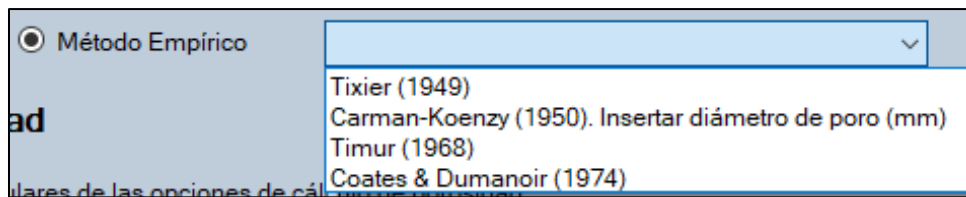
*Interfaz de aplicación: Selección del método de cálculo para K.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura E 16**

*Interfaz de aplicación: Selección de la ecuación del método empírico.*



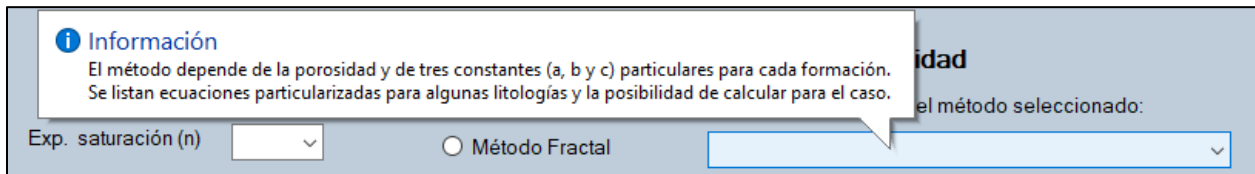
Nota: Ecuaciones más usadas del método empírico. Elaboración propia.

A excepción de la ecuación 37 (Carman-Koenzy), que depende del diámetro de poro, las ecuaciones empíricas analizadas dependen de la saturación irreducible. La elección de la ecuación

depende de los datos que se tienen y está ligado a comprobaciones. Las ecuaciones de cálculo de permeabilidad por el método empírico son las presentadas con anticipación, de la ecuación 36 a la ecuación 39. La elección de la ecuación para el uso del método fractal, se orienta mediante un mensaje aclaratorio del metodo y de las posibilidades, mostrado en la Figura E 17.

**Figura E 17**

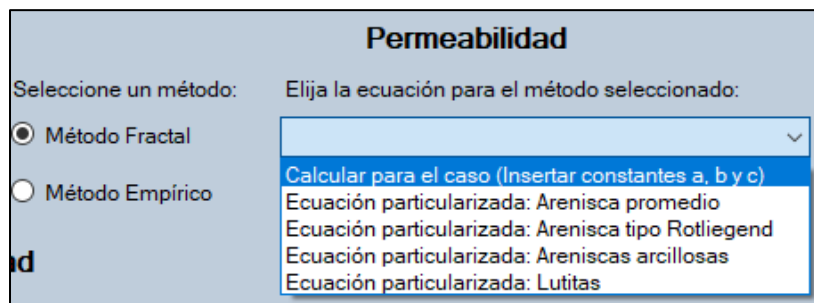
*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para selección método fractal.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura E 18**

*Interfaz de aplicación: Selección de la ecuación de cálculo de K.*

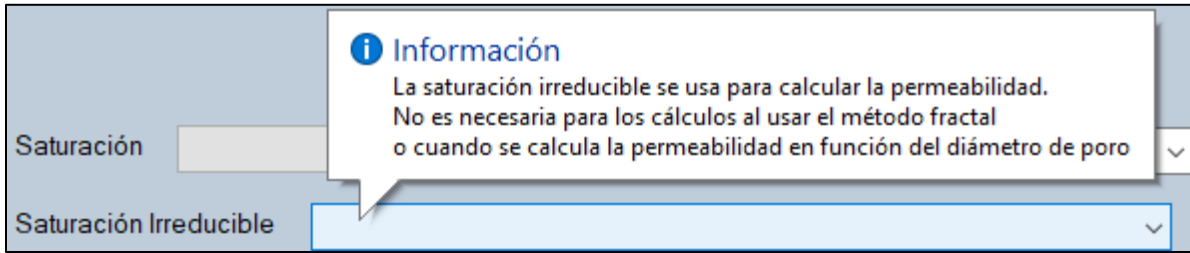


Nota: Elaboración propia.

Según el método elegido, es posible que no se requiera el cálculo de la saturación irreducible. Por ello para la saturación irreducible se da la opción de indicar que no es necesario para los cálculos.

**Figura E 19**

*Interfaz de aplicación desarrollada: Mensaje de ayuda para selección de la ecuación de Swirr*

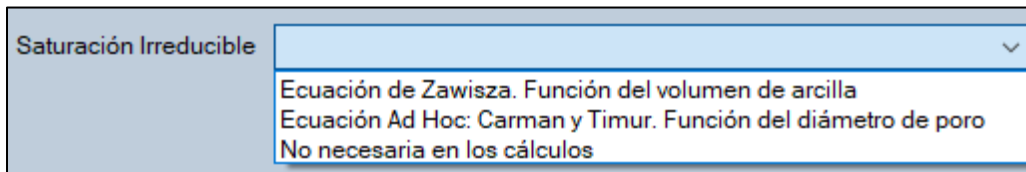


Nota: Elaboración propia.

Las ecuaciones de saturación irreducible, ecuación Zawisza y la ecuación Ad Hoc, hallada por la combinación de las ecuaciones Carman y Timur, están dadas por las ecuaciones 47 y 46, respectivamente.

**Figura E 20**

*Interfaz de aplicación: selección de la ecuación de cálculo de Swirr.*

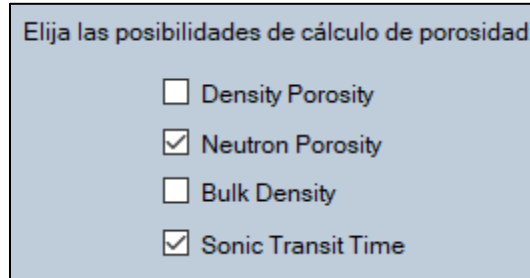


Nota: Elaboración propia.

Finalmente, para la entrada de decisiones de cálculo se debe ingresar las opciones de cálculo de porosidad y las características específicas de la o las posibilidades seleccionadas.

**Figura E 21**

*Interfaz de aplicación: Elección de las posibilidades de cálculo de la porosidad.*

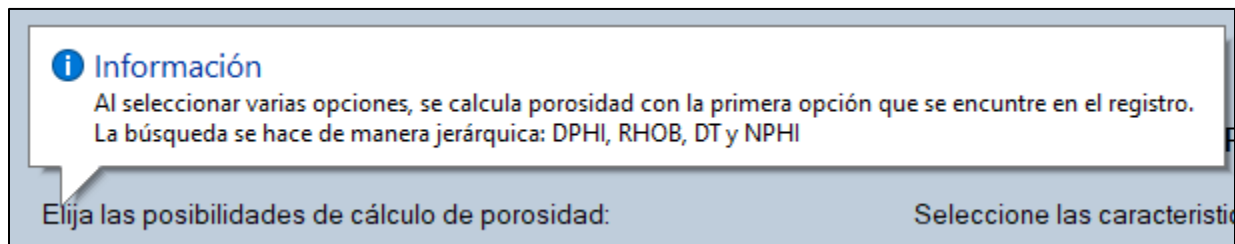


Nota: Elaboración propia.

Los registros de pozo de un mismo yacimiento, generalmente, tienen diferentes curvas que fueron registradas para cada pozo en particular. Suele ser el caso de los registros usados para el cálculo de porosidad, por ello se da la opción de elegir más de una opción. El programa buscará automáticamente entre las opciones elegidas y calculará con el método del primer dato válido que encuentre en el registro, siguiendo un orden jerárquico de búsqueda. Es decir, en los pozos con más de un registro de porosidad se toma la primera que encuentre en el orden: DPFI, RHOB, DT, y NPFI.

**Figura E 22**

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para selección de la porosidad.*

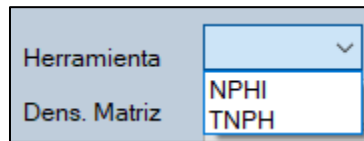


Nota: Elaboración propia.

Una vez elegido por lo menos uno de los métodos posibles de cálculo de porosidad, se deben ajustar las propiedades particulares de las posibilidades seleccionadas. Para el registro neutrón se elige entre dos tipos de herramienta, comúnmente usadas (NPHI y TNPH), y se decide la relación entre la calibración de la herramienta y la litología del pozo.

**Figura E 23**

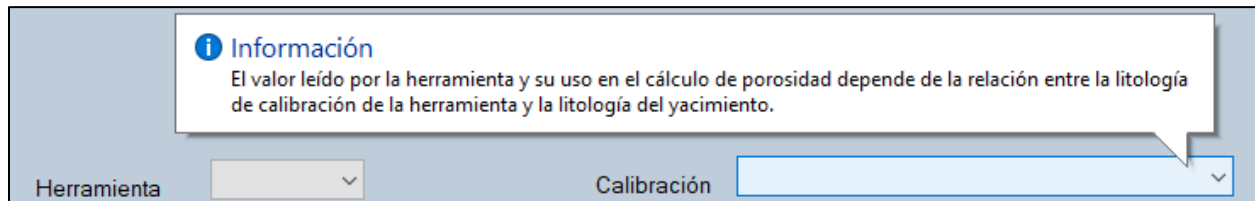
*Interfaz de aplicación desarrollada: Selección de herramienta usada para el registro neutrón.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura E 24**

*Interfaz de aplicación: Mensaje de ayuda para relación entre litología de calibración y de pozo.*

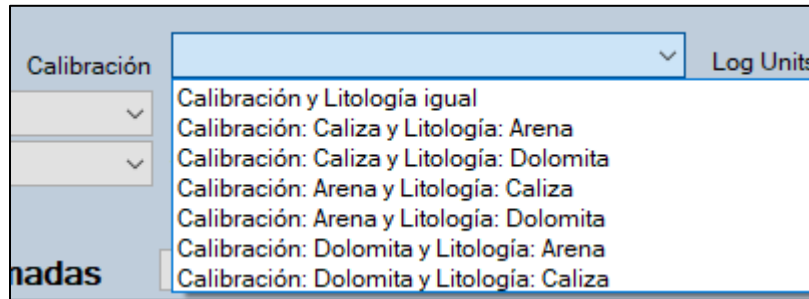


Nota: Elaboración propia.

Las ecuaciones para cada una de las posibles calibraciones, incluidas en la aplicación, para las dos opciones de herramienta se listan en la Tabla 2.

**Figura E 25**

*Interfaz de aplicación: Selección de calibración de la herramienta.*



Nota: Elaboración propia.

Para las características particulares del cálculo de porosidad mediante el registro de densidad aparente (RHOB), se requiere especificar la densidad de la matriz, la densidad del fluido y la unidad de densidad usada en el registro. Valores necesarios para el cálculo de la porosidad mediante la ecuación 1. Para la densidad de la matriz se relaciona el valor representativo de cada litología, como se indica en la Tabla A 3 Para la densidad del fluido se brindan los valores más comunes, descritos en la Tabla A 4. En los dos casos, se da la opción de insertar un valor diferente a los listados.

**Figura E 26**

*Interfaz de aplicación: Selección densidad de matriz.*

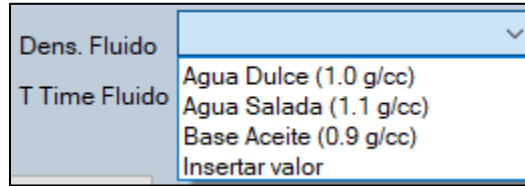


Nota: Elaboración propia.

La Figura E 27 muestra las opciones para la selección de la densidad del fluido.

**Figura E 27**

*Interfaz de aplicación: Selección densidad de fluido.*

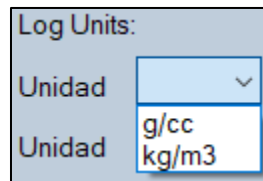


Nota: Elaboración propia.

Adicionalmente, se dan las opciones comunes de unidades de registro de densidad en la litología.

**Figura E 28**

*Interfaz de la aplicación: Selección de unidades.*

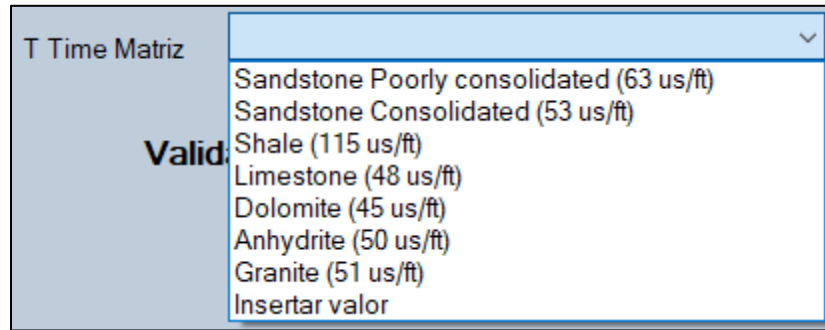


Nota: Elaboración propia.

Para la definición de las características del registro sísmico, se usan los tiempos de tránsito representativos de las litologías y de los fluidos más comunes que se muestran en la Tabla A 5 y Tabla A 6, respectivamente; valores necesarios para el cálculo de la porosidad con la ecuación 2. También debe seleccionarse la unidad usada en el registro, de las posibles mostradas en la Figura E 31.

**Figura E 29**

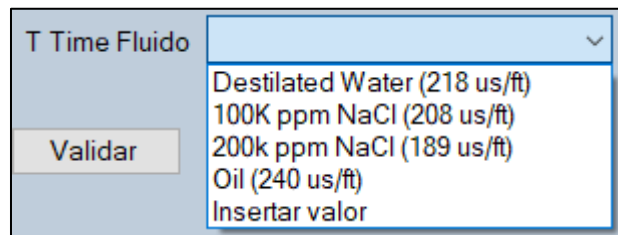
*Interfaz de la aplicación: Selección de tiempo de tránsito de la matriz.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura E 30**

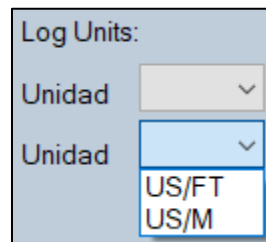
*Interfaz de la aplicación: Selección de Time fluido.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura E 31**

*Interfaz de la aplicación: Selección de unidades.*



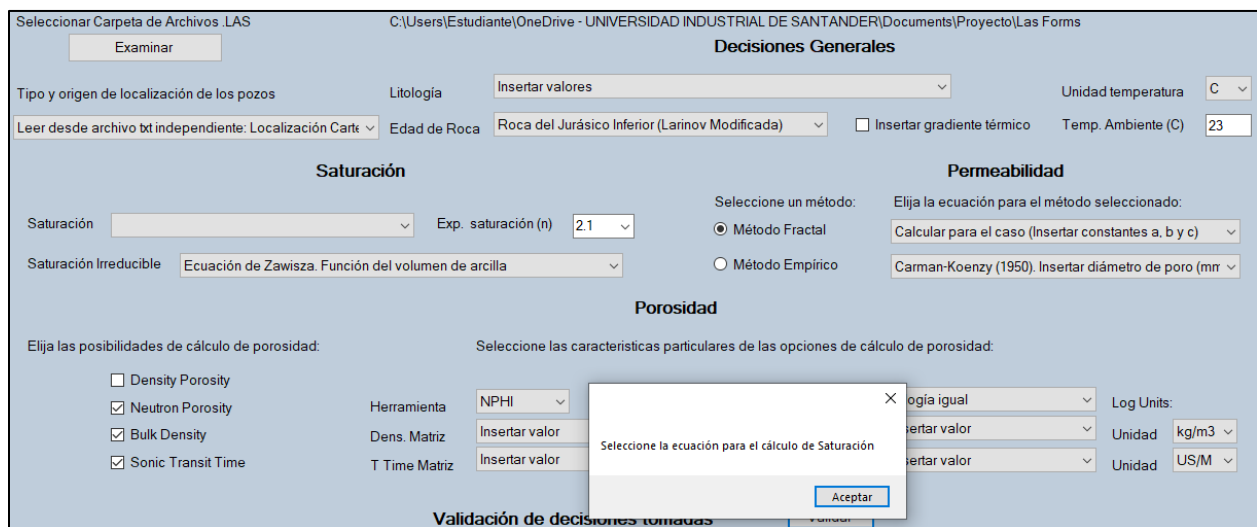
Nota: Elaboración propia.

**Validación de entradas**

Debido al gran número de decisiones a tomar se pueden cometer errores en el ingreso de la información. Por esto, la aplicación contiene un botón de validación que permite verificar los datos y decisiones insertadas antes de continuar con el cálculo de las propiedades. Uno de los errores que puede generarse es la omisión de cualquiera de los datos necesarios. La aplicación informará específicamente los datos restantes (Figura E 32) y deberá corregirse antes de poder continuar.

**Figura E 32**

*Interfaz de la aplicación: Error por omisión de información.*

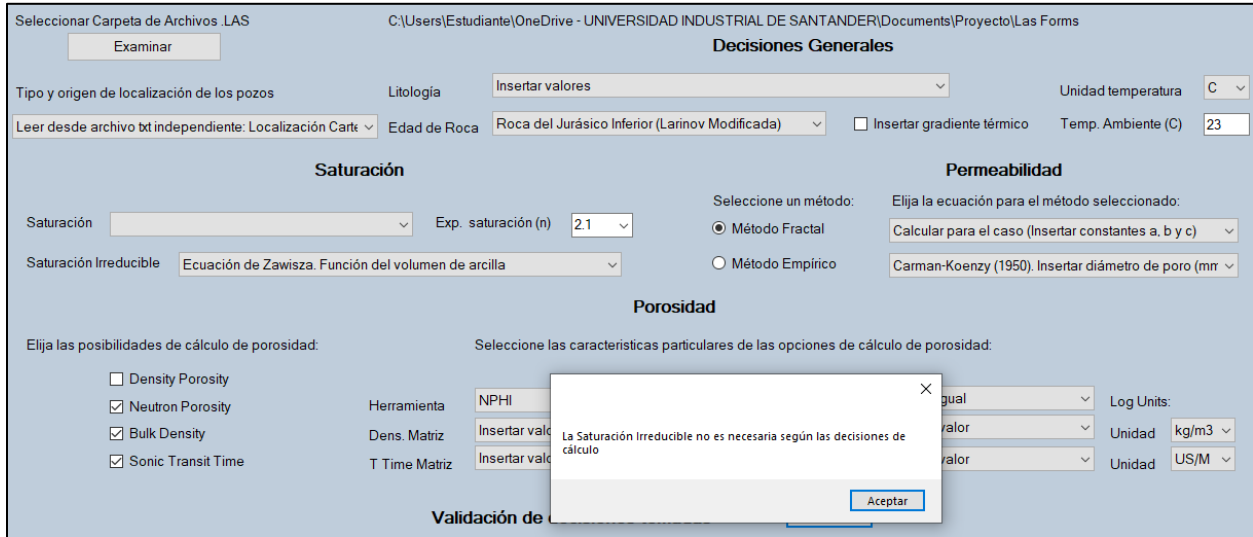


Nota: Elaboración propia.

Otro error, puede ser de conflicto entre las opciones de cálculo elegidas.

**Figura E 33**

*Interfaz de la aplicación: Ventana de error por conflicto.*



Nota: Elaboración propia.

**Información adicional**

Una vez se hayan insertado las decisiones generales y de cálculo de manera adecuada, la aplicación permitirá continuar con el proceso necesario para calcular las propiedades. Si se requieren datos adicionales se solicitan en la parte inferior de la interfaz al validar las decisiones de cálculo seleccionadas, como se muestra en la Figura E 34.

**Figura E 34**

*Interfaz de la aplicación: Información adicional.*

The screenshot displays a software interface for petrophysical simulation. At the top, it shows the file path: C:\Users\Estudiante\OneDrive - UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER\Documents\Proyecto\Las Forms. The interface is divided into several sections:

- Decisiones Generales:** Includes fields for 'Litología' (set to 'Insertar valores'), 'Unidad temperatura' (set to 'C'), 'Edad de Roca' (set to 'Roca del Jurásico Inferior (Larinov Modificada)'), and 'Temp. Ambiente (C)' (set to '23').
- Saturación:** Includes 'Método de Resistividad Aparente', 'Exp. saturación (n)' (set to '2.1'), and 'Saturación Irreducible' (set to 'No necesaria en los cálculos').
- Permeabilidad:** Includes 'Selección de método' (radio buttons for 'Método Fractal' and 'Método Empírico'), and 'Ecuación para el método seleccionado' (dropdowns for 'Calcular para el caso' and 'Carman-Kozeny (1950)').
- Porosidad:** Includes checkboxes for 'Density Porosity', 'Neutron Porosity', 'Bulk Density', and 'Sonic Transit Time'. It also has 'Herramienta' (set to 'NPHI') and 'Log Units' (set to 'kg/m3' and 'US/M').
- Validación de decisiones tomadas:** Includes input fields for 'Cte a Fractal', 'Cte b Fractal', 'Cte c Fractal', 'T Time Matriz (us/ft)', 'T Time Fluido (us/ft)', 'Factor Tortuosidad (a)', and 'Exp. Cementación (m)'. There is a 'Validar' button.
- Validación de datos insertados:** Includes a 'Validar' button.

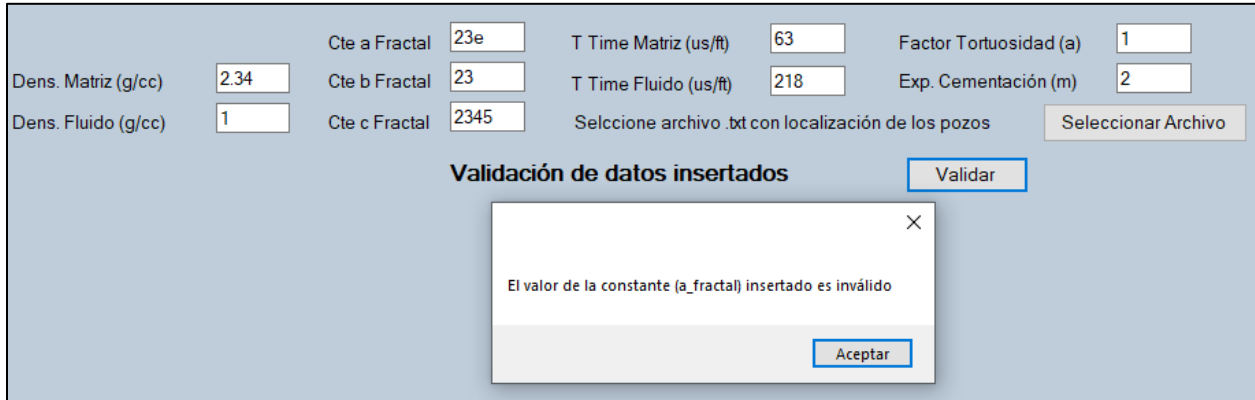
A dialog box is overlaid in the center with the text: 'No hay errores. Continuar.' and an 'Aceptar' button.

Nota: Elaboración propia.

Al insertar los valores solicitados, se debe validar que se hayan insertado todos los valores y que sean válidos. De ser el caso, la aplicación informará la existencia de errores e impedirá que se continúe hasta que se corrijan los errores hallados, como se indica en la Figura E 35 y Figura E 36.

**Figura E 35**

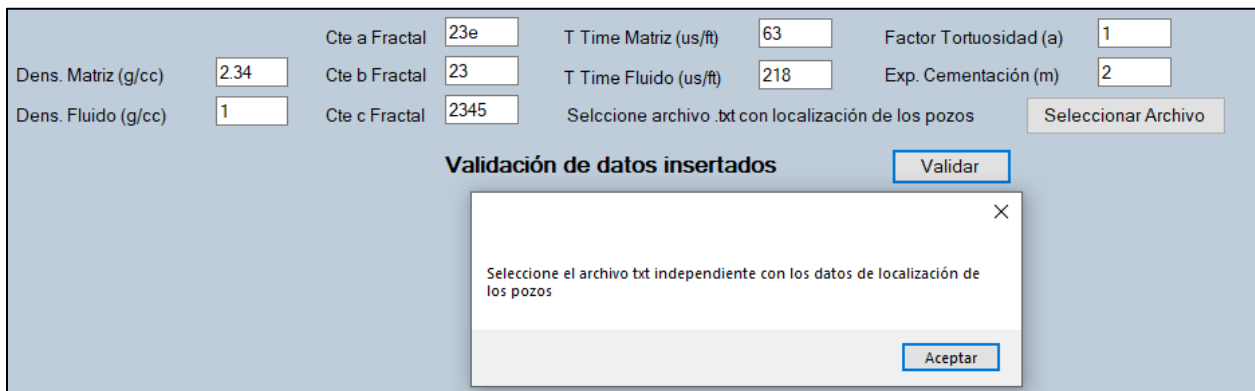
*Interfaz de a aplicación: Error de formato inválido.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura E 36**

*Interfaz de la aplicación: Error de omisión de datos solicitados.*

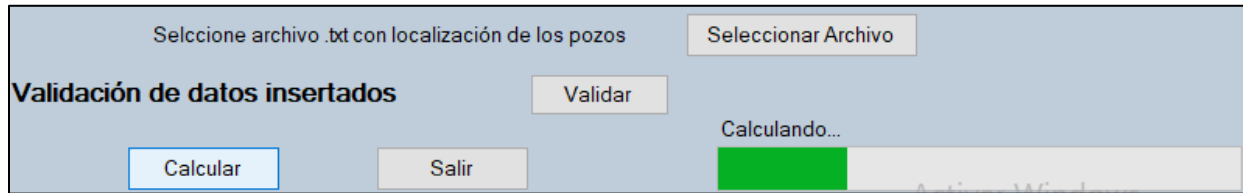


Nota: Elaboración propia.

Cuando no haya errores, la aplicación permitirá empezar con el cálculo de las propiedades petrofísicas mediante el código escrito para dicho fin presionando el botón “Calcular”. Para que el usuario conozca el avance en el cálculo de propiedades la aplicación muestra en la parte inferior una barra de progreso, como se muestra Figura E 37.

**Figura E 37**

*Interfaz de la aplicación: Cálculo de propiedades petrofísicas.*



Nota: Elaboración propia.

**Documentos generados por la aplicación**

***Archivo de texto de propiedades del yacimiento para visualización en ParaView.***

Con el fin de visualizar los datos de propiedades calculadas y de información de entrada, se genera un archivo de texto con toda la información recopilada y calculada con la aplicación, haciendo posible la inserción en programas de análisis de datos. El formato del archivo es como se muestra en la Figura E 38 y se almacena, con el nombre: “Datos conocidos.txt”, en la carpeta elegida inicialmente por el usuario.

**Figura E 38**

*Archivo de texto de propiedades del yacimiento para visualización.*

```
X, Y, DEPT, SP, ILD, GR, PHI, SW, K, VSH
1524.014, 1824.23, 625.8, -13.5779, 11.7136, 117.182, 0.3137, 0.8199, 49564.4971, 0.7696
1524.014, 1824.23, 627.2, -13.8182, 10.9954, 112.0704, 0.3138, 0.846, 49722.7139, 0.6722
1524.014, 1824.23, 627.3, -13.7309, 11.0769, 112.8473, 0.3119, 0.848, 46792.9929, 0.6863
```

Nota: Elaboración propia.

***Archivo de texto por profundidad para red neuronal***

Al realizar el recorrido de la totalidad de archivos de los registros de pozo del yacimiento se obtiene los valores máximos y mínimos de profundidad del yacimiento, con los cuales, considerando el paso mínimo registrado, se genera un listado de profundidad y se crean los

archivos por profundidad con la información de todos los registros. Con cada profundidad de la lista creada se genera un archivo, que contiene la información de todos los registros para esa profundidad. Para los pozos que no contienen información en la profundidad determinada, la línea guardada contendrá el nombre del archivo, la localización en coordenadas cartesianas (x, y) y los demás datos serán valores nulos. La generación de los archivos por profundidad es útil, ya que en los análisis de yacimiento se estudian rangos específicos de profundidad del yacimiento y no necesariamente la totalidad de datos disponibles.

**Figura E 39**

*Archivo de texto por profundidad para la RNA.*

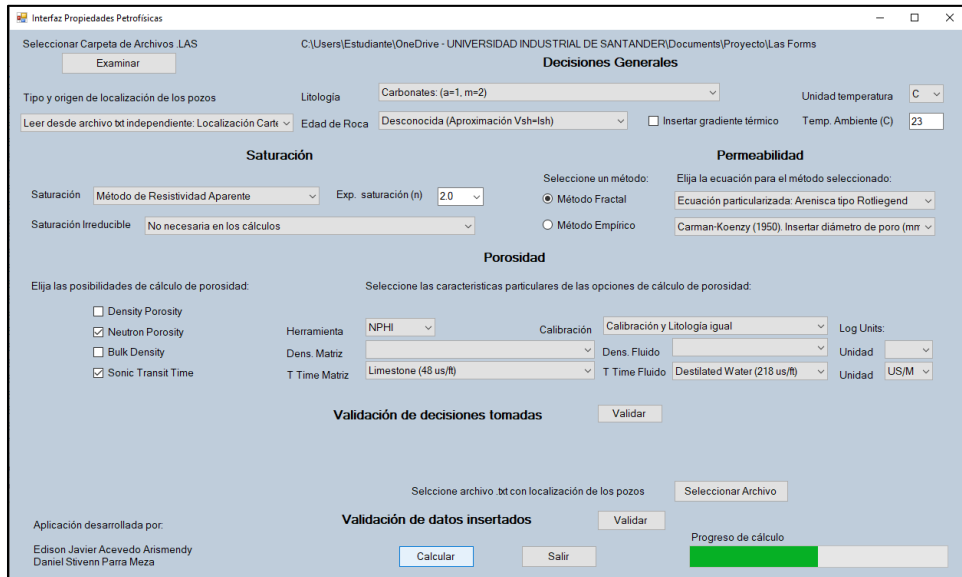
```
UWI;X;Y;PHI;SW;K;VSH
01-12;1524,014;1824,23;0,327;0,7838;-999,25;0,5831
01-17;4422,014;3273,23;-999,25;-999,25;-999,25;-999,25
01-18;3214,514;3434,23;0,271;0,0464;11476,0412;0,3718
```

Nota: Elaboración propia.

Cada uno de estos archivos se guarda con el nombre de la profundidad correspondiente y con la extensión “\*. REDES”. La interfaz de la aplicación desarrollada se muestra en la Figura E 40 y está pensada para brindar flexibilidad en los métodos de cálculo respecto a la información con la que cuente el usuario.

Figura E 40

Interfaz de la aplicación.



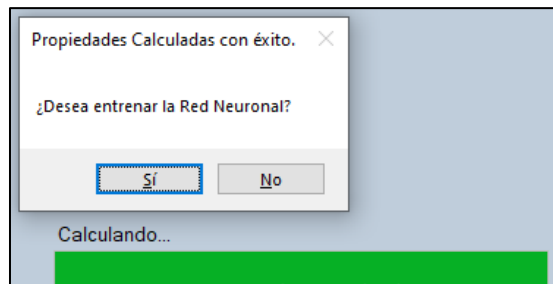
Nota: Elaboración propia.

### Entrenamiento de Red Neuronal Artificial

Una vez finalizado el cálculo de las propiedades petrofísicas, el usuario debe decidir si realiza el entrenamiento de un modelo de red neuronal para la interpolación espacial de estas. El mensaje de la aplicación se muestra en la Figura E 41.

Figura E 41

Interfaz de la aplicación: Proceder a la ventana del cálculo por medio de RNA.

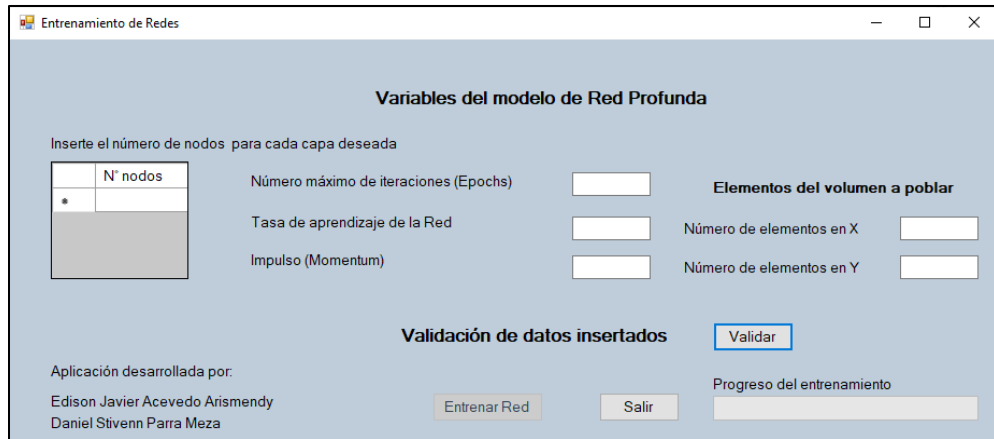


Nota: Elaboración propia.

Si la decisión del usuario es entrenar la red neuronal, se carga un nuevo formulario en pantalla en el que deben insertarse las características del modelo a entrenar con los datos obtenidos.

**Figura E 42**

*Interfaz de la aplicación: Ventana RNA.*

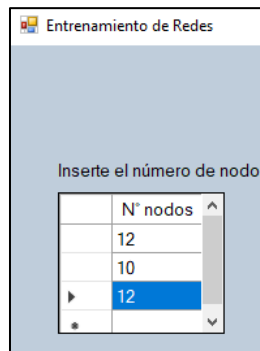


Nota: Elaboración propia.

La interfaz es intuitiva y solicita los parámetros necesarios para entrenar la red neuronal. Se puede insertar cualquier configuración deseada por el usuario, de nodos y número de capas.

**Figura E 43**

*Interfaz de la aplicación: número de capas y nodos de estas.*



Nota: Se muestra la formación de una red con tres capas ocultas, de 12, 10 y 12 nodos, en cada capa. Fuente: elaboración propia.

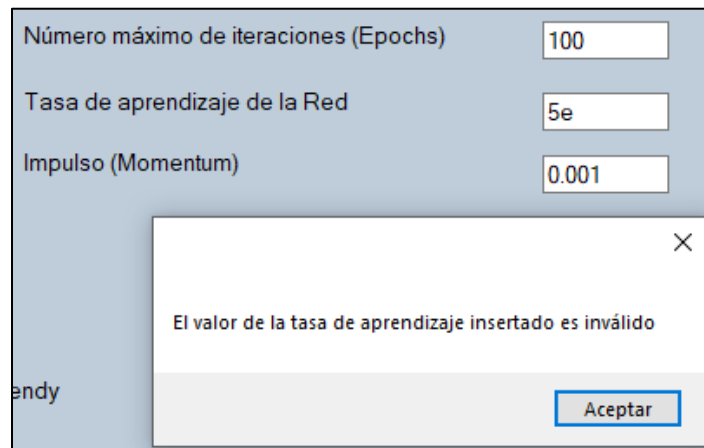
El número de elementos para generar el volumen hace referencia a la cantidad de puntos (x, y) que se desean interpolar una vez entrenada la red. Teóricamente puede insertarse cualquier número de elementos para la generación de la malla, sin embargo, una malla muy fina generará un archivo de gran tamaño, que para su análisis exige capacidad de cómputo elevada.

**Validación de las entradas**

Se verifica la inserción de la totalidad de información solicitada y en un formato correcto. Además, al seleccionar valores de tasa de aprendizaje o de momento elevados, se notificará posibles errores en el aprendizaje, como el error de truncamientos y la no convergencia. La última validación permite realizar el entrenamiento mientras que las primeras deberán corregirse antes de continuar.

**Figura E 44**

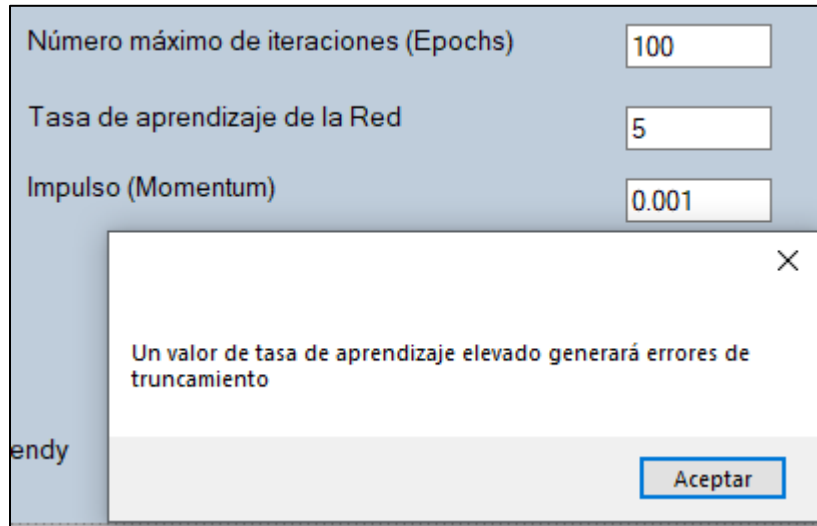
*Interfaz de la aplicación: Formato inválido de datos.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura E 45**

*Interfaz de la aplicación: Aviso de posible truncamiento.*



Nota: Elaboración propia.

***Lectura de datos de entrenamiento***

Cuando no haya errores en los valores de entrada, se empieza el proceso de entrenamiento de la red para ello es necesario leer los datos generados en el cálculo de propiedades petrofísicas, con el fin de generar una matriz con la totalidad de estos. Los datos que ingresan a la red deben ser diferentes al valor nulo, ya que son datos que no se corresponden con los demás datos de entrada y que pueden provenir de la falta de información a una profundidad establecida.

Normalizar los valores de entrada para el entrenamiento de RNA, se hace para que la distribución de los pesos y sesgos sea más simétrica y se puedan hallar los valores que minimizan la función de costo de manera más rápida. Cuando los valores de entrada a la RNA tienen escalas muy diferentes entre ellos, los pesos correspondientes a cada característica de entrada serán también muy diferentes entre sí y hallar los valores que minimizan el error en la predicción se hace muy complejo para la red. Por eso todos los valores de entrada y salida se normalizan, al dividirlos

por el mayor valor global de la característica correspondiente, controlándose de ese modo la varianza de los pesos y sesgos. Luego, se inicia el proceso de entrenamiento de la red, la cual usa el modelo especificado anteriormente.

Una vez el entrenamiento finaliza se imprime en pantalla la precisión de la red en el conjunto de entrenamiento, de datos de prueba, y el error MSE del entrenamiento, para que el usuario decida si se obtuvo buenos resultados antes de continuar con el proceso de interpolación espacial del volumen elegido.

### Figura E 46

*Interfaz de la aplicación: Tasa de aprendizaje y error de la RNA.*



Nota: Elaboración propia.

Cuando la elección sea “No”, la aplicación finalizará. Por otro lado, cuando la elección sea “Sí” se realiza la estimación en el volumen especificado.

### ***Archivo de texto por cada profundidad***

De manera análoga con el proceso de guardado de información en el cálculo de propiedades, se genera ahora un archivo por cada profundidad de nombre formado por la profundidad específica y por la extensión “. REDESP”. Esos archivos son útiles para el análisis de información a una profundidad o rango de profundidades concretas.

**Figura E 47**

*Fragmento archivo de texto por cada profundidad.*

DEPTH	X	Y	PHI	SW	K	VSH
662.4	558	1019	0.2717	0.8336	15616.7607	0.5111
662.4	558	1147	0.2729	0.9872	16236.4408	0.5651
662.4	558	1275	0.2719	0.9846	15801.3158	0.5379

Nota: Elaboración propia.

**Archivo de texto del volumen poblado.**

Finalmente, para realizar una visualización y análisis de la totalidad del yacimiento se guarda un archivo de texto con la totalidad de datos obtenidos por la malla elegida de elementos (x, y) y en la totalidad de las profundidades válidas del yacimiento, guardado en la carpeta de archivos de entrada con el nombre “Datos de interpolación en RNA.txt”.

**Figura E 48**

*Fragmento archivo de texto del volumen del yacimiento.*

DEPTH	X	Y	PHI	SW	K	VSH
625.4	558	1019	0.2714	0.8446	15499.0848	0.5136
625.4	558	1147	0.2728	0.9893	16216.5118	0.5714
625.4	558	1275	0.272	0.9883	15862.0848	0.5501

Nota: Elaboración propia.

**Apéndice F: Diagrama de flujo aplicación**

