

CARACTERIZACIÓN PETROFISICA DE ARENAS BASALES DEL CRETÁCICO
MEDIANTE CORRELACIÓN CON ATRIBUTOS SÍSMICOS APLICANDO REDES
NEURALES EN EL CAMPO TUBRIDGI CUENCA NORTE CARNARVON, AUSTRALIA.

DIANA VANESSA PEDRAZA CRISTANCHO

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

DIRECTOR

ARIAN MAURICIO SARMIENTO
GEÓLOGO, MSc. EN CIENCIAS GEOLÓGICAS

CODIRECTOR

RICHARD ALBERTO MARTÍNEZ VALLADARES
INGENIERO DE PETRÓLEOS, MSc. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE MAESTRÍA DE INGENIERIA EN MAESTRÍA DE YACIMIENTOS
BOGOTÁ, D. C.

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre del director

Firma del Director

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. septiembre de 2024

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Vicerrector Académico de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada Garcia-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. María Fernanda Vega De Mendoza

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ramiro Augusto Forero Corzo

Secretario General

Dr. José Luis Macias Rodríguez

Decano Facultad de Ingeniería

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director del Departamento de Energías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

DEDICATORIA

Esta tesis la quiero dedicar a Dios por regalarme entendimiento, motivación, perseverancia, sabiduría y fortaleza para culminar mis estudios.

A Valentina y Omar por estar presentes en mi vida, ser mi inspiración y motivación para nunca desfallecer.

A Lina por ser esa voz de aliento cada vez que lo necesito.

A mis padres por ser mis primeros maestros y guía incondicional.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud y agradecimientos por su orientación y guía durante este proceso a mi director Arian Sarmiento y codirector Richard Martínez.

A la compañía Geosoftware por proporcionarme las licencias de los softwares PowerLog y Hampson Russell que fueron indispensables en el desarrollo de la tesis.

A mis compañeros de Maestría, por su solidaridad y compartir sus conocimientos.

A mi amiga Diana Aillen y el grupo de Geolatinas por ser esa compañía mientras trabajaba en la tesis.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	13
INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVOS	17
Objetivo general	17
Objetivos específicos	17
1. MARCO TEORICO	18
1.1 Petrofísica	18
1.1.1 Volumen de Arcilla (<i>Vsh</i>)	19
1.1.2 Porosidad total o absoluta	22
1.1.3 Porosidad efectiva (<i>Phie</i>)	26
1.1.4 Saturación de Agua (<i>Sw</i>)	27
1.1.5 Saturación de fluidos de un yacimiento.	33
1.1.6 Permeabilidad (<i>K</i>)	34
1.2 Sísmica	36
1.2.1 Atributos Sísmicos	36
1.2.2 Inversión Sísmica	37
1.3 Redes Neuronales	43
2. MARCO GEOLOGICO	48
2.1 Cuenca Carnarvon Norte	49
2.2 Estratigrafía	50
2.3 Sistema petrolífero	51
2.3.1 Roca Fuente	51
2.3.2 Roca Reservorio	51
2.3.3 Roca Sello	51
3. METODOLOGÍA Y DATOS	53
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS	59
4.1 Validar la información de registros eléctricos	59
4.2 Evaluación Petrofísica	59
4.2.1 Resumen de Resultados Petrofísicos	74

4.2.2 <i>Análisis de resultados petrofísicos</i>	76
4.3 Interpretación sísmica	77
4.3.1 <i>Amarre e interpretación sísmica</i>	77
4.3.2 <i>Conversión Tiempo a Profundidad</i>	78
4.4 Estimación de las propiedades petrofísicas mediante la correlación con atributos sísmicos	90
4.4.1 <i>Regresión lineal simple</i>	91
4.4.2 <i>Regresión Multi-atributos</i>	93
4.4.3 <i>Red Neural</i>	99
4.4.4 <i>Análisis de Resultados de la Predicción de las propiedades petrofísicas mediante atributos sísmicos con la red neural</i>	104
5. CONCLUSIONES	126
6. RECOMENDACIONES	128
REFERENCIAS	129
ANEXOS	131

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Diferentes correcciones de volumen de lutitas $V_{sh} = f(IGR)$, en función del IGR	22
Figura 2 Diagrama de clasificación de los tipos de atributos sísmicos	37
Figura 3 Proceso de inversión generalizado (modificado de Maurya et al 2020)	38
Figura 4. Proceso de inversión sísmica	39
Figura 5. Modelo convolucional de la traza sísmica	40
Figura 6. Diagrama de flujo generalizado para inversión basada en modelos	42
Figura 7. Funcionamiento de la red neuronal.	44
Figura 8. Red neuronal probabilística PNN.	46
Figura 9. Distancia de la red neural probabilística PNN	47
Figura 10. Mapa de localización de la Cuenca Carnarvon, Australia	48
Figura 11. Cuenca Carnarvon Norte y subcuencas.	49
Figura 12. Columna estratigráfica y elementos del sistema petrolífero de la plataforma Peedamullah, Australia	52
Figura 13. Esquema de metodología	55
Figura 14. Carga de información de los pozos del Campo Tubridgi en el software PowerLog	58
Figura 15. Carga del cubo sísmico Tubridgi-3D (PSDM) escalado a tiempo	58
Figura 16. Calibración núcleo perfil del pozo Tubridgi-8	60
Figura 17. Set de registros básicos	61
Figura 18. Gráfico cruzado Densidad vs Neutrón en el pozo Tubridgi-8	62
Figura 19. Gráfico cruzado Densidad-Neutrón reflejado en la plantilla del set de registros	64
Figura 20. Gráfico cruzado de Torio (Th)-Potasio (K)	65
Figura 21. Gráfico cruzado de Th-K representado en la plantilla de registros	66
Figura 22. Volumen de arcilla	68
Figura 23. Pickett-plot en el Pozo Tubridgi-8	70
Figura 24. Gráfica G9 de schlumberger para determinar salinidades	72
Figura 25. Descripción gráfica de las salinidades del reservorio del campo Tubridgi	73

Figura 26. Amarre-sísmica del pozo Tubridgi-10	79
Figura 27. Gráficos cruzados de velocidad promedia versus profundidad al tope y base del reservorio	80
Figura 28. Mapas estructurales en tiempo al tope y base del reservorio	82
Figura 29. Mapa de velocidad promedio al tope y base del reservorio	83
Figura 30. Mapas estructurales en profundidad al tope y base del reservorio	84
Figura 31 Mapa isópaco del reservorio	85
Figura 32. Línea sísmica representativa a lo largo del pozo Tubridgi-15	89
Figura 33. Regresión lineal simple	92
Figura 34. Gráfica de Error promedio Vs número de atributos	94
Figura 35. Entrenamiento multi-atributos	96
Figura 36. <i>Gráfico cruzado de porosidad actual vs predicción de la porosidad.</i>	97
Figura 37. Validar resultado del entrenamiento para regresión multi-atributos	98
Figura 38. Entrenamiento con la red neural	99
Figura 39. Validación del resultado de entrenamiento con la red neural.	99
Figura 40. Gráfico cruzado de Impedancia acústica vs porosidad con escala de colores de saturación de agua (Sw) sobrepuesta.	101
Figura 41. Gráfico cruzado de Impedancia acústica vs porosidad con escala de colores de volumen de arcilla (Vclay) sobrepuesta.	102
Figura 42. Cubo inversión sísmica post-apilado o impedancia acústica invertida	103
Figura 43. Predicción de porosidad a lo largo del cubo sísmico Tubridgi-3D	106
Figura 44. Comparación de registro de porosidad vs predicción en el pozo T-2 (prueba ciega).	107
Figura 45. Comparación de registro de porosidad vs predicción en el pozo T-14 (prueba ciega).	108
Figura 46. Comparación de registro de porosidad vs predicción en el pozo T-18 (prueba ciega)	109
Figura 47. Mapa de porosidad promedio en el intervalo del reservorio.	110
Figura 48. Predicción de volumen de arcilla a lo largo del cubo sísmico Tubridgi-3D.	115
Figura 49. Comparación de registro volumen de arcilla vs predicción en el pozo T-2 (prueba ciega).	116

Figura 50. Comparación de registro de volumen de arcilla vs predicción en el pozo T-14 (prueba ciega).	117
Figura 51. Comparación de registro de volumen de arcilla vs predicción en el pozo T-18 (prueba ciega)	118
Figura 52. Mapa de volumen de arcilla promedio en el intervalo del reservorio	119
Figura 53. Comparación de registro de saturación de agua vs predicción en el pozo T-7 (prueba ciega)	123
Figura 54. Comparación mapa de porosidad vs mapa de volumen de arcilla	125
Figura 55. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-1	133
Figura 56. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-2	135
Figura 57. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-3	137
Figura 58. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-6	139
Figura 59. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-7	141
Figura 60. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-8	143
Figura 61. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-9	145
Figura 62. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-10	147
Figura 63. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-11	149
Figura 64. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-12	151
Figura 65 Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-14	153
Figura 66. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-15	155
Figura 67. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-16	157
Figura 68. Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-17	159
Figura 69 Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-18	161

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Parámetros que entran en esta ecuación de Archie para calcular la saturación del agua	28
Tabla 2. Inventario de pozos del Campo Tubridgi	57
Tabla 3. Parámetros utilizados en la saturación de agua	69
Tabla 4. Resistividad del agua del Pozo Tubridgi-8	71
Tabla 5. Resistividad del agua del reservorio para el Campo Tubridgi.	71
Tabla 6. Resumen del reporte del reservorio neto para el campo Tubridgi.	74
Tabla 7. Resumen del reporte de neto gasífero para el campo Tubridgi.	75
Tabla 8. Predicción de porosidad utilizando los tres métodos: regresión lineal simple, multi-atributos y red neural en cada uno de los cubos.	104
Tabla 9. Predicción de Volumen de arcilla (V_{clay}) utilizando los tres métodos: regresión lineal simple, multi-atributos y red neural en cada uno de los cubos.	111
Tabla 10. Predicción de saturación de agua (S_w) utilizando los tres métodos: regresión lineal simple, multi-atributos y red neural en cada uno de los cubos.	120

RESUMEN

El Campo Tubridgi, ubicado en la plataforma Peedamullah, es el foco de estudio en este trabajo debido a su significativa importancia en la exploración y producción de gas natural, siendo fundamental para la industria de hidrocarburos en Australia.

Con el objetivo de mejorar la comprensión y caracterización de las arenas basales del Cretácico, que actúan como un reservorio clave en el Campo Tubridgi, se llevó a cabo una evaluación petrofísica. Esta evaluación se centró en determinar los modelos de arcillosidad ($V_{sh}=IGR$), porosidad (Archie) y saturación de fluidos (Archie) que mejor se ajustaron al tipo de reservorio presente. Para ello, se integraron datos de muestras de núcleo y registros eléctricos. Los resultados de estas propiedades petrofísicas obtenidos mediante métodos tradicionales fueron fundamentales, ya que esta información se proporciona a la red neural como datos de entrada para el entrenamiento.

La red neural demostró ser una herramienta más efectiva y robusta para estimar y generar los volúmenes de porosidad y volumen de arcilla utilizando atributos sísmicos. Estos volúmenes mostraron una buena correlación en el reservorio y, en general, el intervalo de predicción presenta conformidad estructural entre los cambios verticales de la propiedad y los horizontes interpretados, otorgando un sentido geológico a los modelos.

Sin embargo, se detecta ruido de alta frecuencia relacionado con ruido residual no filtrado durante el procesamiento. Aunque este ruido puede afectar la precisión de las predicciones en ciertas áreas, su impacto general en el modelo parece ser limitado. A pesar de esta limitación, los resultados obtenidos son prometedores y destacan el potencial de las redes neurales en la caracterización de reservorios.

Asimismo, para complementar el análisis cuantitativo, se generaron mapas de porosidad y volumen de arcilla a nivel de reservorio. Estos mapas revelan una notable consistencia entre los datos de entrada y salida del entrenamiento de la red neural, manteniendo el

rango de valores esperado para cada propiedad. En general, las zonas de alta porosidad (representadas en tonos azules a morados) coinciden con áreas de baja arcillosidad (representadas en tonos amarillos a naranjas). Este tipo de correlación es crucial para entender y caracterizar el reservorio a lo largo del Campo Tubridgi.

En el caso particular de la saturación de agua, no se logró un resultado óptimo con la red neural. A pesar de obtener altas correlaciones en el entrenamiento, la visualización en el cubo sísmico Tubridgi-3D no reveló contrastes significativos que indicaran la presencia de fluidos en el reservorio.

Palabras clave: (Red neural - regresión lineal simple - regresión multi-atributos- relación atributos sísmicos y propiedades petrofísicas – predicción de propiedades petrofísicas)

INTRODUCCIÓN

La cuenca Carnarvon Norte es la principal productora de hidrocarburos en Australia, ubicada al noroeste del país. Esta cuenca abarca tanto zonas terrestres como costa afuera y se divide en varias subcuencas y estructuras geológicas. Entre estas se encuentran las subcuencas Exmouth, Dampier, Beagle y Barrow, además de la meseta Exmouth, que actúa como un alto estructural. Adicionalmente, la cuenca incluye la terraza Enderby y las plataformas Ranki, Lambert y Peedamullah [1]. El Campo Tubridgi, es el área de estudio de este trabajo, está situado en la plataforma Peedamullah, forma parte de la sección terrestre de la cuenca y es reconocida por su producción de gas natural.

El campo Tubridgi, uno de los yacimientos más importantes por su acumulación de petróleo y gas en la plataforma Peedamullah está presente en las arenas del Cretácico inferior, que actúan como un reservorio clave en el campo. Estas arenas pertenecen al Grupo Barrow y son cruciales para la producción de hidrocarburos y gas en la región debido a sus excelentes propiedades de almacenamiento y permeabilidad. Por otra parte, el shale marino de la Formación Muderong, también del Cretácico inferior, sirve como sello regional de la cuenca, proporcionando una barrera efectiva que impide la fuga de hidrocarburos hacia capas superiores y asegura la integridad de los reservorios subyacentes [2].

En el campo Tubridgi, las areniscas del Cretácico del Grupo Barrow (principalmente la Formación Flacourt) contiene el 65% del total de las reservas de hidrocarburos. La formación Flacourt perteneciente al Grupo Barrow, destaca por su excelente porosidad, que varía entre el 29% a 35% en muestras de núcleos [3] [4]. Una de las características distintivas del campo Tubridgi es su capacidad para producir significativamente más petróleo y/o gas de lo inicialmente estimado en reservas, gracias a la excepcional calidad de estos reservorios.

Este trabajo tiene como objetivo determinar los modelos de arcillosidad, porosidad y saturación de fluidos que mejor se ajusten al tipo de reservorio en el Campo Tubridgi, integrando la información de muestras de núcleo y registros eléctricos. Este campo cuenta con 15 pozos destinados para su evaluación petrofísica y está cubierto por un cubo sísmico llamado Tubridgi-3D, que abarca un área de 60 km². Dado que la información de las propiedades petrofísicas se obtiene localmente, a nivel de pozo, el propósito principal de este trabajo es comprender cómo estas propiedades varían a lo largo del campo, en el área cubierta por el cubo sísmico 3D. Para lograr esto, se buscará predecir estas propiedades en las lejanías de los pozos, aplicando una relación entre propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos.

OBJETIVOS

Objetivo general

Caracterizar petrofísicamente las arenas basales del cretácico mediante correlación con atributos sísmicos aplicando redes neurales en el Campo Tubridgi Cuenca Norte Carnarvon, Australia

Objetivos específicos

- Validar información de registros de pozo: gamma ray, densidad, neutrón, sónico y resistivos del área de estudio.
- Calcular las propiedades petrofísicas de los pozos seleccionados por medio de registros eléctricos como dato base de la estimación de los pozos de referencia (prueba ciega).
- Generar los volúmenes de porosidad (Φ), volumen de arcilla (V_{clay}) y saturación de agua (S_w) mediante la correlación con atributos sísmicos bajo la metodología de redes neurales.
- Evaluar el resultado de los pozos de referencia, la factibilidad del método de redes neurales para la estimación de las propiedades petrofísicas y su aplicabilidad en cualquier escenario.

1. MARCO TEORICO

1.1 Petrofísica

La petrofísica es una disciplina que se origina por el interés de describir las rocas desde un punto de vista físico, fundamental para petrolera. Por esta razón, la mayoría de las técnicas empleadas se centran en evaluar, determinar e interpretar tanto cualitativa como cuantitativamente. Adicionalmente, se analiza la proporción de fluidos presentes, ya sea agua o hidrocarburos, así su distribución en el interior de la formación [5].

La petrofísica se utiliza para determinar principalmente:

- Porosidad ¿cuánto fluido puede almacenar la roca?
- Saturación ¿cuánto es este fluido es agua?
- Permeabilidad ¿qué tan rápido se puede extraer? [5]

La integración de registros de pozo, núcleos, ripios, muestras de pared, registros eléctricos y su correcta descripción e interpretación son fundamentales para calcular, V_{shale} , porosidad, permeabilidad, saturación, resistividad de formación, contacto roca-fluido, entre otros, como insumo base para un modelo petrofísico de un área de interés. Usualmente, el modelo petrofísico describe un set de ecuaciones, algoritmos, procesos matemáticos y múltiples secuencias de pasos. Por ejemplo: un modelo determinístico podría incluir una rutina como: cálculo de volumen de lutitas, porosidad total, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad teniendo en cuenta los registros triples combo de pozo con wireline. [6]

Por consiguiente, para la respectiva evaluación petrofísica del reservorio se pueden realizar cálculos de los siguientes parámetros utilizando diferentes modelos.

1.1.1 Volumen de Arcilla (Vsh)

El volumen de lutita se define como el porcentaje neto de lutita presente en la formación y su escala es entre 0 y 1, esta última corresponde a 0% al 100%.

Existen diferentes formas de calcular volumen de lutita, usando registros como gamma ray (GR), potencial espontaneo (SP) y neutrón/densidad (N/D)

La cuantificación del volumen de lutita se puede obtener de las siguientes ecuaciones:

Ecuación 1.

Cálculo de Volumen de lutita usando el registro GR

$$Vsh_{GR} = \frac{GR - GR_{cln}}{GR_{sh} - GR_{cln}}$$

Ecuación 2.

Cálculo de Volumen de lutita usando el registro SP

$$Vsh_{SP} = \frac{SP - SP_{cln}}{SP_{sh} - SP_{cln}}$$

Ecuación 3.

Cálculo de Volumen de lutita usando los registros Neutrón y Densidad

$$Vsh_{ND} = \frac{RHOB - Rho_m + PHI_N * (Rho_m - Rho_f)}{(Rho_{sh} - Rho_m + PHI_{sh} * (Rho_m - Rho_f))}$$

Ecuación 4.

Cálculo de Volumen de lutita usando los registros GR, SP, Neutrón y Densidad

$$Vsh = \text{Min} (Vsh_{GR}, \text{Min} (Vsh_{SP}, Vsh_{ND}))$$

donde,

V_{sh} : Volumen de Lutita

GR: Registro de Gamma Ray

GR_{cln} : Gamma Ray para Arenas Limpias

GR_{sh} : Gamma Ray para Lutitas

SP: Registro Potencial Espontáneo

SP_{cln} : Potencial Espontáneo para Arenas Limpias

SP_{shl}: Potencial Espontáneo para Lutitas

RHOB: Registro Densidad

Este método de determinación del volumen de lutita presenta las siguientes limitaciones:

- La ausencia de formaciones limpias dentro del intervalo de interés puede requerir la utilización de un valor arbitrario de la intensidad gamma de la lutita (GRcln).
- El cálculo del volumen de arcilla puede resultar en una sobreestimación cuando las formaciones contienen minerales radioactivos, como micas y feldespatos alcalinos.
- En ausencia de minerales de potasio en las arcillas predominantes, como la caolinita y la montmorillonita, se reduce significativamente el contraste entre las zonas de arena y las de arcilla.

1.1.1.a Corrección del volumen de lutita. El volumen de contenido de lutita es un factor necesario en la evaluación de la saturación de hidrocarburos debido a los efectos significativos de conductividad del mineral arcilla. [7]

Sin embargo, es frecuente observar una sobreestimación del volumen de lutita en la roca, especialmente para yacimientos jóvenes y poco profundos, lo que produce un escenario de evaluación pesimista de la calidad del yacimiento. Para abordar este problema, se han diseñado múltiples fórmulas empíricas con el fin de corregir y reducir el volumen de arcilla en la roca, Vsh como una función directa del Índice de Arcillosidad (IGR) en función del registro gamma ray, es decir que $Vsh = f(IGR)$. Este enfoque busca ajustar la respuesta radioactiva total de los minerales arcillosos presentes en la formación.

Existen seis fórmulas distintas para estimar el volumen de arcilla (Vsh), ordenadas desde el escenario más pesimista, siendo el Vsh lineal IGR (como mayores valores de Vclay), hasta el más optimista, representado por el Vsh Larionov para rocas terciarias con valores más bajos de Vclay [8]. **Figura 1.**

Ecuación 5.

Modelo Lineal para corrección de volumen de lutitas

$$Vsh_{LinearGRIndex} = IGR = \frac{GR_{log\ Signal} - GR_{cleanRock}}{GR_{shale} - GR_{cleanRock}}$$

Ecuación 6.

Modelo Larionov Old Rocks para corrección de volumen de lutita

$$Vsh_{LarionovOldRocks} = 0.33 (2^{(2 IGR)} - 1)$$

Ecuación 7.

Modelo Clavier para corrección de volumen de lutitas

$$Vsh_{Clavier} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (IGR + 0.7)^2}$$

Ecuación 8

Modelo Stieber en rocas (mioceno-plioceno) para corrección de volumen de lutita

$$Vsh_{Stieber} = \frac{IGR}{3 - 2 IGR}$$

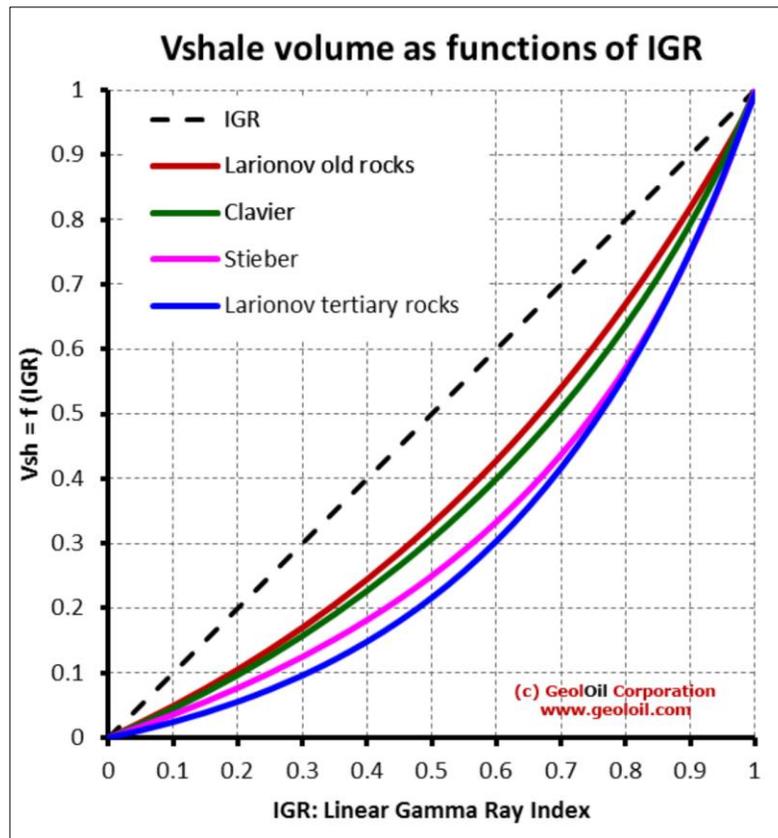
Ecuación 9

Modelo Larionov en rocas terciarias para corrección de volumen de lutita

$$Vsh_{LarionovTertiaryRocks} = 0.083 (2^{(3.7 IGR)} - 1)$$

Figura 1 Diferentes correcciones de volumen de lutitas $V_{sh} = f(IGR)$, en función del IGR

Diferentes correcciones de volumen de lutitas $V_{sh} = f(IGR)$, en función del IGR



Nota. Las correcciones son particularmente importantes para valores medios del IGR alrededor de 0,4 a 0,7. Tomado de:

<https://geoloil.com/VshModels.php>

1.1.2 Porosidad total o absoluta

La porosidad es una propiedad que relaciona el volumen del espacio intergranular de una roca y el volumen total de la roca. Esta medida es fundamental en la evaluación del potencial de almacenamiento de fluidos como el agua, el petróleo y el gas, dado que determina la capacidad de la roca para retener y transportar estos fluidos. Además, la porosidad influye significativamente en el cálculo de diversas propiedades de la roca,

tales como la velocidad de la onda p, la resistividad eléctrica y la densidad entre otras. [9]

Existen varios tipos de registros que permiten medir la porosidad, aunque ninguno lo hace de manera directa. Los tres registros más comunes son: el sónico que mide la respuesta acústica de la formación, el densidad y neutrón que hace mediciones nucleares. Cuando se interpretan conjuntamente, estos dos últimos pueden determinar litología además de proporcionar una interpretación de la porosidad. Un cuarto registro es el de resonancia magnética NMR, que mide la resonancia magnética de los núcleos de hidrogeno en los fluidos del yacimiento. Por último, el registro de neutrón pulsado tiene la capacidad de determinar la porosidad detrás del revestimiento (casing) y puede ser utilizado después de un período de producción de hidrocarburos como parte de un programa de vigilancia del yacimiento. [10]

Teniendo en cuenta los registros, sónico, densidad y neutrón, se pueden utilizar las siguientes ecuaciones para determinar la porosidad:

Ecuación 10.

Cálculo de porosidad usando registro Densidad

$$PHID = \frac{Rho_m - RHOB}{Rho_m - Rho_f}$$

Ecuación 11.

Cálculo de porosidad usando registro Densidad y Neutrón

$$PHI_A = \frac{PHI_D + PHI_N}{2}$$

Ecuación 12.

Cálculo de porosidad usando registro Sónico (Wyllie) para formaciones consolidadas

$$PHI_S = \frac{DT - DT_m}{DT_f - DT_m}$$

Ecuación 13.

Cálculo de porosidad usando registro Sónico (Wyllie)

Ingresar el coeficiente de compactación, $C_{mp} = 1$

$$PHI_s = \frac{1}{C_{mp}} * \frac{DT - DT_m}{DT_f - DT_m}$$

Ecuación 14.

Cálculo de porosidad usando registro Sónico (Empírica).

$$PHI_s = 0.67 * \frac{DT - DT_m}{DT}$$

Ecuación 15.

Cálculo de porosidad usando registro sónico- matriz aparente.

$$DT_m = \frac{(DT - PHI_A * DT_f)}{1 - PHI_A}$$

Ecuación 16.

Cálculo de porosidad usando registro Densidad-Matriz aparente.

$$Rho_m = \frac{(RHOB - PHI_A * Rho_f)}{1 - PHI_A}$$

Donde,

Rho_m: Densidad de la Matriz

RHOB: Densidad del Registro

Rho_f: Densidad del Fluido

PHID: Porosidad del Reg. Densidad

PHIN: Porosidad del Reg. Neutrón

PHI_A: Porosidad Absoluta

Dtm: Tiempo de Tránsito de la Matriz

Dt_f: Tiempo de Tránsito del Fluido

DT: Tiempo de Tránsito del Registro Sónico

Cmp: Coeficiente de Compactación

Generalmente, la velocidad del fluido (DT_f) es de 189 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ (5280 pies/seg) para fluidos de perforación frescos y 185 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ (5280 pie/seg) para lodos salados. Un lodo base aceite tiende a generar imprecisiones en el cálculo de la porosidad.

La ecuación de Wyllie se utiliza para formaciones consolidadas y compactas. En rocas poco consolidadas es necesario incluir un factor de corrección (C_p) dentro de la ecuación. Además, la presencia de lutitas y arcillas dentro de la matriz aumenta el tiempo de tránsito (DT) proporcional al volumen de arcilla contenido. Para calcular la porosidad en areniscas donde los valores de lutitas adyacentes (DT_{sh}) superan los 100 $\mu\text{sec}/\text{ft}$, se utiliza una ecuación empírica específica [11]

El Factor de corrección de compactación se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 17.

Factor de corrección de compactación

$$C_{mp} = \frac{DT_{sh} * C}{100}$$

Donde,

DT_{sh} = tiempo de tránsito acústico en lutitas adyacentes ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

100= tiempo de tránsito acústico en lutitas compactas ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

C= coeficiente de compactación de lutitas (C) generalmente oscila entre 1.0 hasta 1.3 dependiendo de la litología regional.

El rango de valores del factor C_{mp} para formaciones de areniscas varía entre 1 a 2. Cuando no hay corrección por compactación, el valor de C_{mp} es igual a 1. La falta de compactación muestra capas de lutitas adyacentes que poseen un tiempo de tránsito acústico superior a 100 $\mu\text{sec}/\text{ft}$.

Para formaciones lutíticas o arcillosas - no consolidada, la porosidad sónica se calcula con la siguiente ecuación [12]:

Ecuación 18.

Cálculo de porosidad sónica

$$PHI_s = \frac{1}{C_{mp}} * \left(\frac{DT - DT_m}{DT_f - DT_m} \right) - \left(\frac{DT_{sh} - DT_m}{DT_f - DT_m} \right) * Vsh$$

En formaciones consolidadas o no consolidadas, con presencia de petróleo o gas, la porosidad sónica calculada tiende a ser un valor alto. Para corregir este efecto, se puede utilizar la siguiente corrección empírica mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 19.

Porosidad sónica aplicándole corrección empírica

$$\Phi = B_{hc} * PHI_s$$

Donde,

$\Phi_s = PHIS =$ es la porosidad hallada a partir del registro sónico para formaciones consolidadas o no consolidadas

$B_{hc} =$ se fija empíricamente en 0.9 para petróleo y 0.7 para gas.

Estas constantes rara vez proporcionan resultados precisos, ya que B_{hc} depende de varios factores, incluyendo el tipo de lodo, la profundidad de la invasión del lodo y la presión intersticial [12].

1.1.3 Porosidad efectiva ($Phie$)

Se define la porosidad efectiva como el volumen poroso que está interconectado entre sí. Está directamente relacionado con la permeabilidad por su conectividad en el flujo de un fluido [13]. El cálculo del volumen de lutita influye directamente el cálculo de la porosidad efectiva, la saturación de agua y otros parámetros del yacimiento. Por ende, es importante tener un buen control de calidad en los datos de volumen de lutita calculados y agregados a la siguiente ecuación [7]:

Ecuación 20

Porosidad efectiva

$$P_{hie} = P_{hia} (1 - V_{sh})$$

Donde,

Phie: porosidad efectiva de la roca

Phia: porosidad absoluta

Vsh: volumen de lutita

1.1.4 Saturación de Agua (S_w)

1.1.4.a Modelo Archie (1942). Desarrolló un modelo que considera la resistividad de las rocas parcialmente saturadas, donde el espacio poroso se divide entre agua de formación conductora e hidrocarburos no conductores. A partir de ese análisis, formuló la siguiente ecuación:

Ecuación 21

Ley de Archie principio básico de electricidad

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

donde,

S_w : saturación de agua fraccional

R_t : resistividad de la formación

n : exponente de saturación

Archie, concluyó que el exponente de saturación (n) se aproxima a un valor de 2, tanto para areniscas limpias consolidadas, como para arenas no consolidadas, siempre y cuando no tengan contenido de lutita. [7].

Archie incluyó la resistividad del agua (R_w), un exponente de tortuosidad (a) y el factor de cementación para desarrollar la Ecuación de Archie, representada de la siguiente manera” [14] [7]:

Ecuación 22.

Formula Archie para saturación de agua.

$$S_w = \left(\frac{aR_w}{R_t \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} [3]$$

S_w = saturación de agua

Φ = Porosidad efectiva

R_w = Resistividad de agua de formación

R_t = resistividad verdadera de la formación

m = exponente de cementación

n = exponente de saturación

a = exponente de tortuosidad

Tabla 1 Parámetros que entran en esta ecuación de Archie para calcular la saturación

Parámetros que entran en esta ecuación de Archie para calcular la saturación del agua

Parameter	Source
R_t	<ul style="list-style-type: none"> • Deep investigation resistivity tool
R_w	<ul style="list-style-type: none"> • From SP log • Calculated from water zone • Measured on RFT sample
ϕ	<ul style="list-style-type: none"> • Sonic tool • Formation density tool • Neutron tool
m	<ul style="list-style-type: none"> • Measured in laboratory • Gussed
n	<ul style="list-style-type: none"> • Measured in laboratory • Gussed

Nota. Resume la Fuente de los parámetros utilizados en la ecuación de Archie.
Tomado de Glover, P. W. (2000). Petrophysics. *University of Aberdeen, UK*, 270. [7]

1.1.4.b Modelo Simandoux (1963). Se basa en la composición de materiales artificiales (arena y arcilla), derivó la ecuación Simandoux. Esta ecuación representa una estructura y un tipo de dispersión de la distribución de lutitas. [9]

Existen muchas ecuaciones de saturación de agua para arenas arcillosas que se han propuesto en la literatura para sistemas de arcillas dispersas. La más común es la ecuación Simandoux [14]:

Ecuación 23.

Formula Simandoux para saturación de agua.

$$Swe_{Simandoux} = \frac{0.4 R_w}{\phi e^m} \left(\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 * \left(\frac{5 * \phi e^m}{R_t * R_w}\right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) [11]$$

Donde,

Swe_{sim} = Saturación de agua efectiva simandoux

V_{sh} = Volumen de lutita

R_{sh} = resistividad de la lutita (estimada a partir de la lutita suprayacente)

ϕe = porosidad efectiva

R_w = Resistividad de agua de formación

R_t = resistividad verdadera de la formación

m = exponente de cementación

En general, se encontró que la ecuación Simandoux proporciona estimaciones razonables de saturación de agua en formaciones con agua de formación de mayor salinidad, pero se consideró ser desfavorable para salinidades bajas[7].

1.1.4.c Modelo Indonesia. En un trabajo hecho por Poupon & Levaux (1971) en yacimientos de arenas arcillosas con baja salinidad en indonesia [7], desarrollaron la ecuación para formaciones arcillosas con agua dulce [9], más conocida como “Ecuación de Indonesia”:

Ecuación 24.

Modelo indonesia para saturación de agua

$$S_{we_{indonesia}} = \frac{\frac{1}{R_t}}{\left(\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) + \left(\sqrt{\frac{\phi e^m}{a R_w}} \right)} \quad [15]$$

Donde,

$S_{we_{indonesia}}$ = saturación de agua efectiva-indonesia

V_{sh} = Volumen de lutita

R_{sh} = resistividad de la lutita (estimada a partir de la lutita suprayacente)

Φ_e = porosidad efectiva

R_t = resistividad verdadera de la formación

m = exponente de cementación

a = exponente de tortuosidad

1.1.4.d Modelo de doble agua (dual-water saturation). Este modelo se basa en el concepto de dos tipos de agua en las arenas arcillosas (Clavier et al., 1977, 1984):

- Agua libre en el espacio poroso (**wt**)
- Agua cerca de la superficie de la arcilla (bound wáter) (**wb**)

Finalmente, la saturación de agua en el espacio poroso efectivo se puede calcular a partir de la siguiente ecuación [7]:

Ecuación 25

Modelo de saturación de agua dual

$$S_{w_{dual}} = \frac{(S_{w_{dual}} - S_b)}{(1 - S_b)} \quad [11]$$

Puede ser resuelto por:

$$S_{w_{dual}} = b + \sqrt{b^2 + \left(\frac{R_w}{R_{wa}} \right)} \quad [11]$$

entonces:

$$b = S_b * \frac{\left(1 - \frac{R_w}{R_b}\right)}{2} \quad [11]$$

Donde,

$$S_b = V_{sh} * \left(\frac{\Phi_{tsh}}{\Phi_t}\right)$$

$$R_b = R_{sh} * (\Phi_{tsh}^2)$$

$$R_{wa} = R_t * \Phi_t^2$$

$$R_w = R_{cl} * \Phi_t^2 \quad [11]$$

$S_{we_{dual}}$ = saturación de agua efectiva dual

SW_{dual} = saturación de agua total dual

S_b = saturación de agua ligada a la arcilla

V_{sh} = volumen de lutita

Φ_{tsh} = porosidad total de la lutita

Φ_t = porosidad Total

R_b = resistividad del agua ligada a la arcilla

R_{sh} = resistividad de la lutita (estimada a partir de la lutita suprayacente)

R_{wa} = resistividad aparente del agua de formación del yacimiento de arena arcillosa

R_t = resistividad verdadera de la formación

R_w = resistividad de agua de formación

1.1.4.e Modelo de saturación de agua Schlumberger (1972). Este modelo es una versión modificada $(1 - V_{sh})$ de la Ecuación de Simandoux donde se da más peso al volumen de lutita dentro de la ecuación[15].

Ecuación 26

Modelo Schlumberger de saturación de agua.

$$S_{we_{schlumberger}} = \frac{0.4 (1 - V_{sh}) R_w}{\Phi_t^m} * \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 * \left(\frac{5 * \Phi_t^m}{R_t * (1 - V_{sh}) R_w}\right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad [15]$$

Donde,

$S_{we_{sch}}$ = saturación de agua efectiva - Schlumberger

V_{sh} = volumen de lutita

Φ_e = porosidad efectiva

R_{sh} = resistividad de la lutita (estimada a partir de la lutita suprayacente)

R_w = resistividad de agua de formación

R_t = resistividad verdadera de la formación

m = exponente de cementación

1.1.4.f Modelo de Waxman—Smits (1968). Propone una relación entre resistividad y saturación para areniscas arcillosas. En esta ecuación se añade un término a la ecuación de Archie, que describe la conductividad de la arcilla, la cual actúa en paralelo a la resistividad del agua de formación en los poros. Esta relación se representa con la siguiente ecuación [16]:

Ecuación 27

Modelo Waxman-Smits de saturación de agua

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m S_w^n}{R_w} \left[1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w} \right] \quad [16]$$

donde,

m = exponente de cementación.

n = exponente de saturación.

BQ_v = conductividad de la arcilla.

B = movilidad de los iones Na^+ en $mho\ cm^2/meq$

El término encerrado entre corchetes representa el exceso de contribución en la conductividad de la arcilla, donde Q_v se calcula a partir de la medición de una zona de arcilla pura en un núcleo de perforación para la calibración de la ecuación. Dado que el método de Doble Agua fue desarrollado a partir de la ecuación Waxman-Smits como expresión que evita la medida del Q_v , se recomienda usar la ecuación que incluye la ecuación en corchetes [16].

Ecuación 28.

Modelo Waxman-Smits de Capacidad de intercambio catiónico.

$$Q_v = \frac{CEC * \rho_g * (1 - \phi)}{100 * \phi} \quad [16]$$

Donde,

CEC: Capacidad de Intercambio de Cationes en meq/ml.

1.1.5 Saturación de fluidos de un yacimiento

Cuando una roca reservorio contiene un solo tipo de fluido, se dice que la roca está saturada con un valor de saturación de 1 de ese fluido. Si coexisten más de un fluido como petróleo, gas o agua, la suma de sus saturaciones debe ser igual a 1, representando el porcentaje de volumen que ocupa cada fluido en relación con el volumen total almacenado en los poros de la roca [17]

Con base en la definición dada anteriormente, la saturación de petróleo, saturación de gas y saturación de agua se expresan mediante las siguientes ecuaciones.

Ecuación 29.

Fórmula de saturación de petróleo, gas y agua

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{V_o}{V_b \phi}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} = \frac{V_w}{V_b \phi}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} = \frac{V_g}{V_b \phi}$$

Donde,

So, Sw, Sg: son la saturación de aceite, agua y gas

V_o , V_w , V_g : son el volumen ocupado por aceite, agua y gas en el espacio poroso de la roca.

V_p , V_b : Son el volumen poroso y el volumen total de la roca

Φ = la porosidad de la roca, en fracción

Además, la sumatoria entre los tres parámetros, S_o , S_w y S_g , tiene un valor de 1 y se conoce como la relación de los tres parámetros:

Ecuación 30.

Ecuación de la relación de los tres parámetros S_o , S_w y S_g .

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

En el escenario de no tener gas en el reservorio ($S_g = 0$), la ecuación solo relaciona la saturación de agua y petróleo respectivamente:

Ecuación 31.

Relación de los parámetros de S_o y S_w .

$$S_o + S_w = 1 \text{ [13]}$$

1.1.6 Permeabilidad (K)

En la práctica, algunas veces la permeabilidad (K) de la formación también se puede determinar por curvas de registros de pozo, un medio indirecto para evitar los altos costos de las perforaciones de núcleos. El principio de este método:

- La saturación de agua connata (S_{wi}) está estrechamente relacionada con la permeabilidad de la muestra de núcleo. Generalmente hablando, una roca con un tamaño de poro pequeño su tendencia es una alta saturación de agua connata (S_{wi}) y baja permeabilidad (K)

- Para areniscas, formación con alta porosidad usualmente tiene una mejor permeabilidad
- Se puede usar la información de porosidad de la formación y agua connata de los datos de registro de pozo para evaluar y determinar la permeabilidad de este. [17]

En la interpretación de registros de pozo, la ecuación escrita a continuación, generalmente se emplea para la evaluación de la permeabilidad. [17]

Ecuación 32.

Fórmula de permeabilidad

$$K = \frac{c\phi^a}{S_{wi}^b} [17]$$

Donde,

a, b y c son constantes que dependen de la estructura de poro de la roca y propiedades del fluido. [13]

1.1.6.a Permeabilidad absoluta-Tixier (1949). Usa relaciones empíricas entre resistividad y saturación de agua, saturación de agua y presión capilar, presión capilar y permeabilidad, Tixier estableció un método para determinar la permeabilidad a partir de gradientes de resistividad. Tixier desarrollo una ecuación más simple y que se usa con más frecuencia como [7]:

Ecuación 33.

Fórmula de permeabilidad Tixier.

$$K^{\frac{1}{2}} = 250 \frac{\phi^3}{S_{wi}}$$

1.2 Sísmica

1.2.1 Atributos Sísmicos

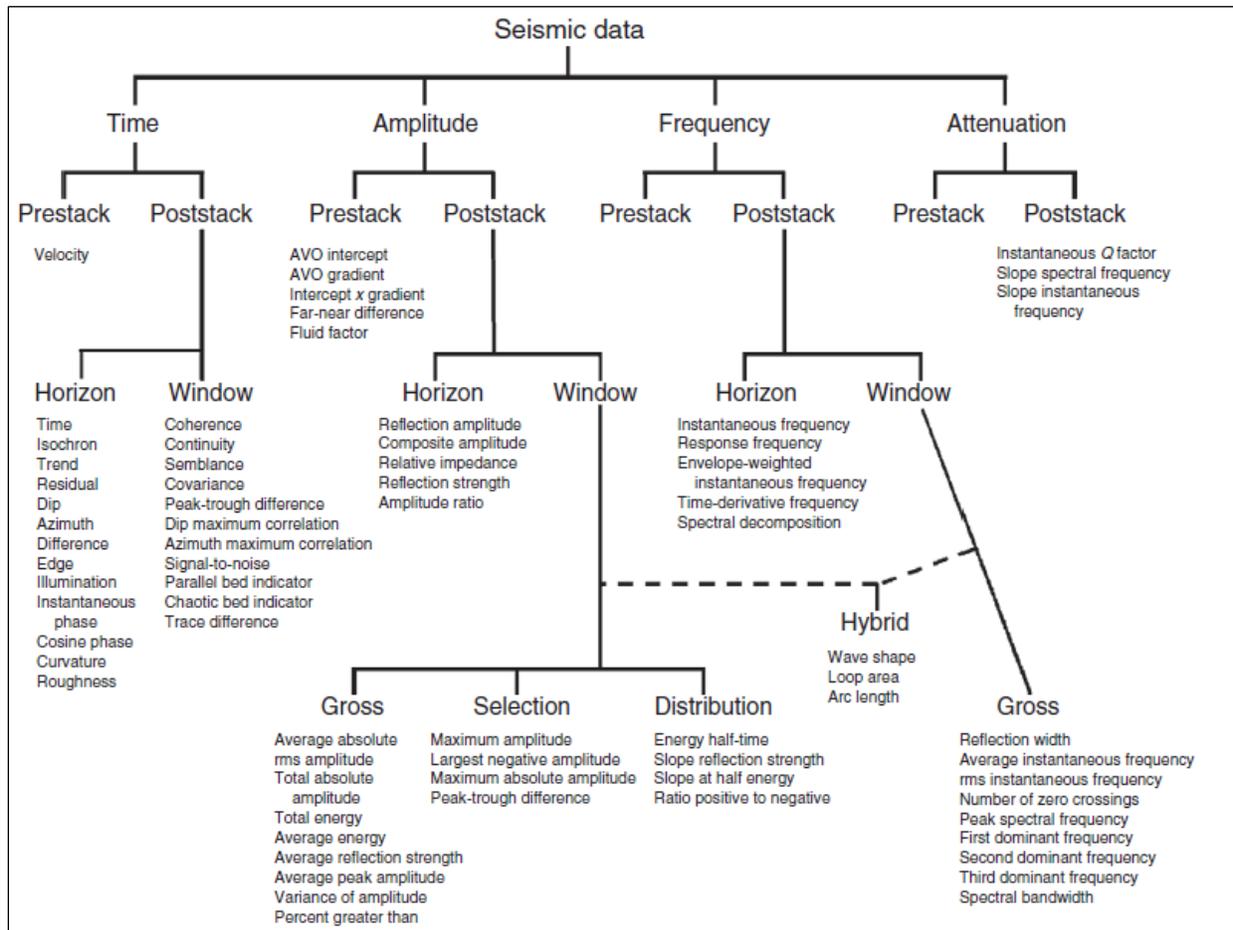
Para caracterizar, limitar, evaluar y mapear las propiedades de un reservorio es importante la construcción de un modelo geológico a partir de los datos sísmicos 3D. La información básica de los datos sísmicos es el tiempo, la amplitud y la frecuencia. El tiempo de viaje de la onda sísmica se relaciona a la estructura, mientras que la amplitud y frecuencia se relaciona a las propiedades de las rocas. Las principales propiedades de los yacimientos que afectan a la respuesta sísmica son: la saturación de fluidos en el espacio poroso, el tipo de fluido, el espesor de la unidad geológica, la presión, la temperatura, la porosidad, la relación arena-arcilla (Net to gross), entre otros [18].

Los atributos son filtros que eliminan alguna componente de la señal para resaltar otra. Se emplean para llevar a cabo investigaciones sobre estructuras, estratigrafía y las propiedades de los yacimientos. Un atributo es por definición, un derivado de una medida sísmica básica. Esta información primordial abarca el tiempo, la amplitud, la frecuencia y la atenuación, y constituyen la base para la clasificación de los atributos (**Figura 2**) [18].

La mayoría de los atributos se derivan del volumen de datos apilados y migrados. Sin embargo, también existen atributos que se obtienen de los datos pre-apilados como aquellos relacionados con estudios AVO [18].

Figura 2 Diagrama de clasificación de los tipos de atributos sísmicos

Diagrama de clasificación de los tipos de atributos sísmicos



Nota. se observan los atributos sísmicos derivados o relacionados con la información sísmica básica de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. La ventana puede ser un intervalo de tiempo constante, un intervalo constante colgado de un horizonte o un intervalo entre dos horizontes. Tomado de: Alistair R Brown, AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9, Seventh Edition. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists, 2004.

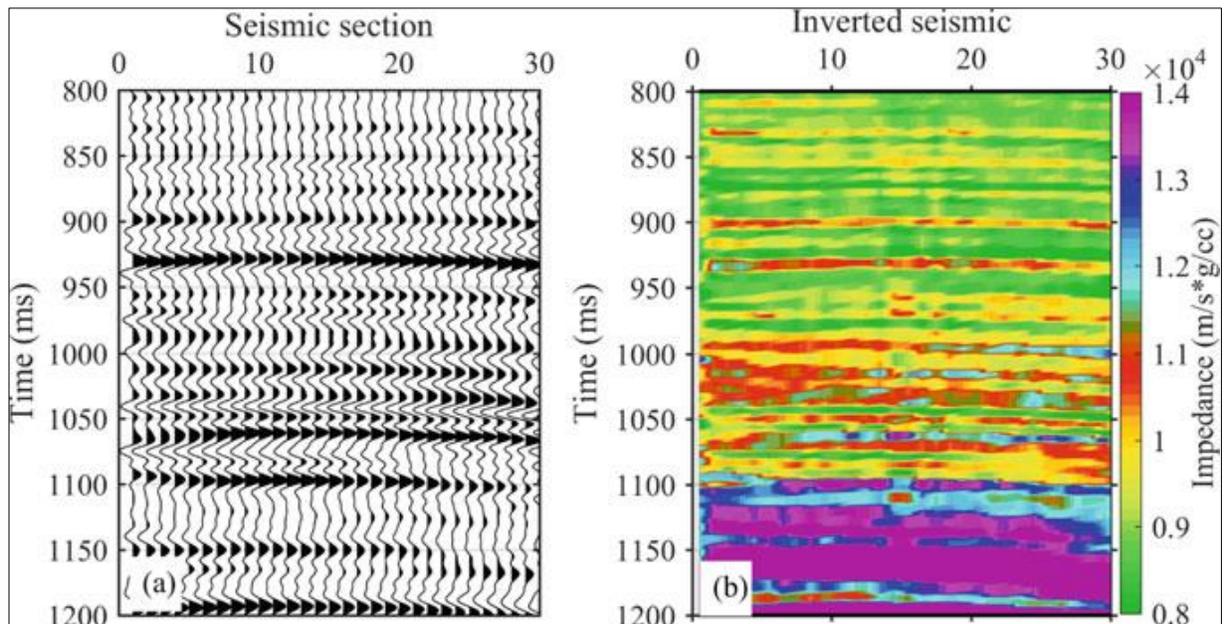
1.2.2 Inversión Sísmica

La inversión sísmica post apilado o también conocida como inversión acústica, es un proceso que tiene como objetivo estimar un modelo de impedancias de la onda P que explique de manera óptima los datos sísmicos de entrada. En otras palabras, a través de

la inversión sísmica, se busca eliminar el efecto de la ondícula sísmica para estimar un modelo de propiedad acústica (I_p) del subsuelo, que se relacione cualitativa y cuantitativamente con la geología (**Figura 3 y 4**). Esta inversión se llama post-apilado, porque se realiza a partir de los datos sísmicos apilados. También se la conoce como inversión acústica, ya que el resultado final incluye únicamente la componente de la onda compresiva (onda P) del campo de ondas. La impedancia acústica obtenida de este tipo de inversión es un parámetro que puede relacionarse de manera más directa con propiedades petrofísicas como la porosidad, el contenido de lutita (V_{clay}) y la saturación de agua (S_w) [19].

Figura 3 Proceso de inversión generalizado (modificado de Maurya et al 2020)

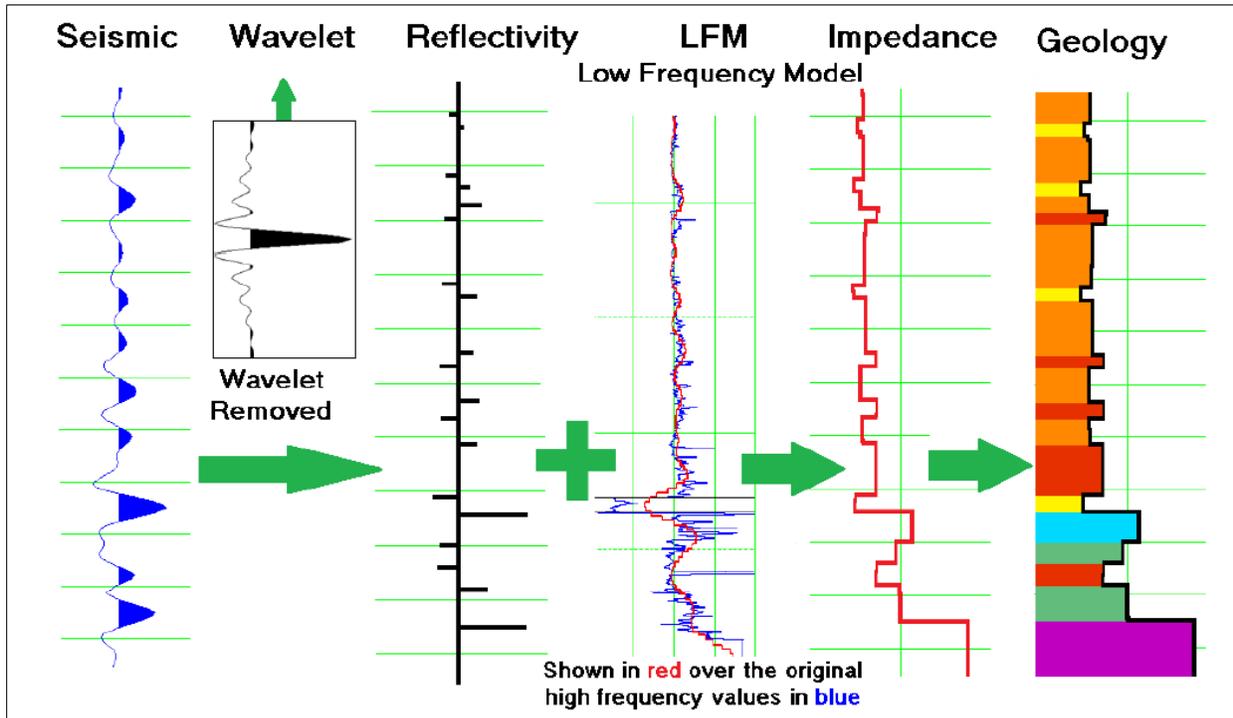
Proceso de inversión generalizado (modificado de Maurya et al 2020)



Nota. Las amplitudes y reflexiones sísmicas permiten ver los límites de las capas, mientras que la inversión convierte estos datos a un dominio de propiedades interválidas, como las impedancias, lo cual es más fácil interpretar en un sentido geológico cualitativo y cuantitativo.

Figura 4.

Proceso de inversión sísmica



Nota. Se observa como a partir de la inversión, se busca un modelo de impedancias relacionado a la geología local, que explique la traza sísmica y se ajuste a las impedancias de pozos del área [20]. Tomado de: Geosoftware, “Strata: Post-stack inversion workshop,” 2016.

1.2.2.a Teoría del modelo convolucional de la traza sísmica. Una traza sísmica se define como el resultado de la convolución de la serie de reflectividad (obtenida del registro de impedancia acústica por medio de la ecuación 38 abajo descrita) y la ondícula, más un ruido aleatorio:

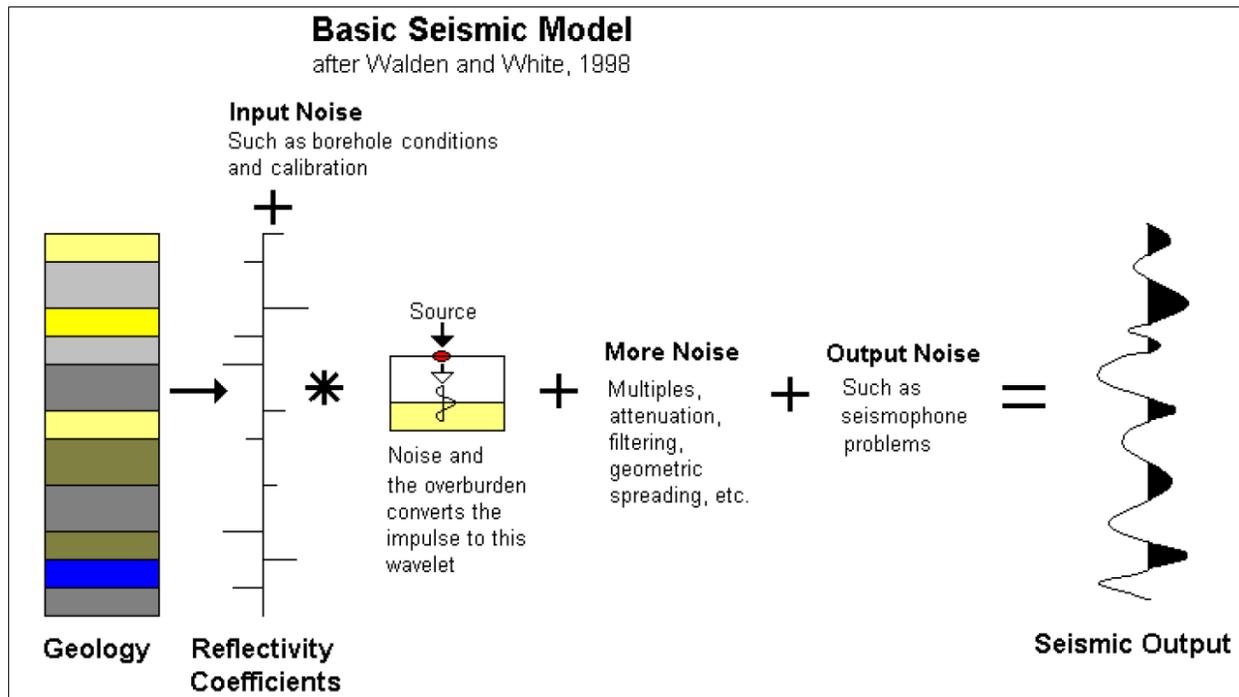
$$\text{Traza sísmica} = \text{Ondícula} * \text{Serie de Reflectividad} + \text{ruido aleatorio}$$

Donde,

Convolución = *

Figura 5. Modelo convolucional de la traza sísmica

Modelo convolucional de la traza sísmica



Nota. se observa que la traza sísmica es el resultado de la convolución entre la serie de reflectividad (obtenida del registro de impedancias del pozo) y la ondícula más ruido aleatorio. Tomado de: Geosoftware, *Inversion Theory: This document explains the theories behind GeoSoftware inversion.* Hampson Russell 13.0.1, 2019.

Donde la serie de reflectividad está dada por:

Ecuación 34

Fórmula de reflectividad

$$r_{Pi} = \frac{I_{Pi+1} - I_{Pi}}{I_{Pi+1} + I_{Pi}}$$

Donde,

$I_j = \rho_j \cdot v_{pj} = \text{Impedancia de la capa } j$

$\rho = \text{bulk density}$

$V_p = P \text{ wave velocity}$

A partir de esto podemos crear un modelo de reflectividad si tenemos un modelo de impedancia [21].

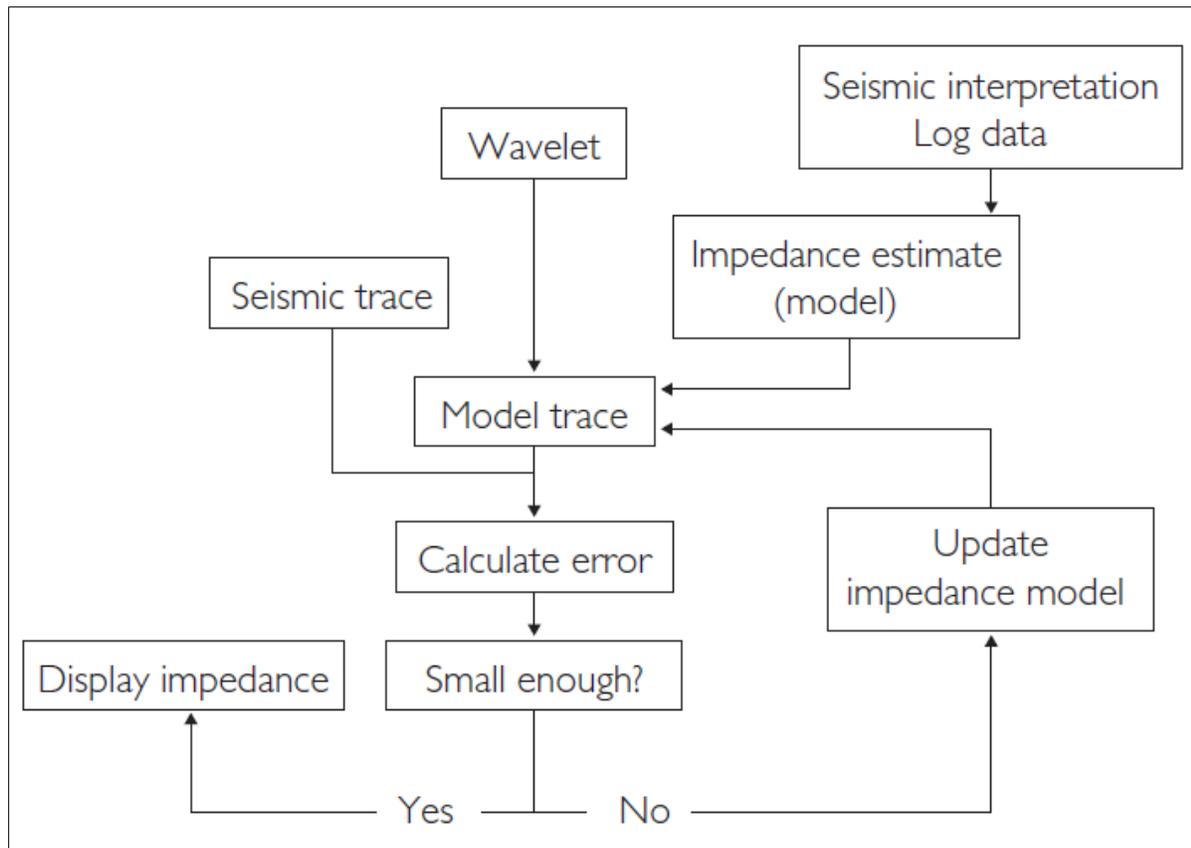
1.2.2.b Inversión Basada en Modelo o (MBI) (por sus siglas en ingles). Matemáticamente, existen varias maneras de resolver el problema de inversión. En el caso de este trabajo, la inversión aplicada busca resolver un problema de optimización. Entre las técnicas de inversión banda ancha se encuentra la inversión basada en modelos, del software Hampson and Russell. Las inversiones basadas en modelos utilizan un procedimiento iterativo de comparación y modelado directo [19].

El procedimiento requiere un modelo inicial que posteriormente se perturba y se compara con la sísmica (**Figura 6**). Este modelo inicial puede ser una interpolación de datos de pozos (probablemente con un filtro de paso bajo aplicado) o un modelo de tendencia general basado en conocimientos geológicos. Otra fuente para un modelo inicial generalizado es el cubo de velocidad de apilamiento sísmico, que puede convertirse a velocidades de intervalo usando la fórmula de Dix y luego a impedancia, asumiendo una relación velocidad-densidad (por ejemplo, la relación de Gardner). En la práctica, podría ser mejor utilizar las velocidades de los intervalos sísmicos como una forma de extrapolar las impedancias basadas en registros lejos de los pozos mediante el uso de un modelo cokriging [21].

Aunque la aplicación de las velocidades sísmicas es una buena práctica para construir el modelo inicial, este trabajo no contaba con esa información, por lo que el modelo de bajas frecuencias fue construido a partir de la interpolación de las impedancias de los registros de pozo, filtrándolas y dándoles un sentido geológico [19].

Figura 6. Diagrama de flujo generalizado para inversión basada en modelos

Diagrama de flujo generalizado para inversión basada en modelos



Nota. El esquema muestra como el modelo de impedancias es estimado a partir de los registros de pozo y la interpretación sísmica, el modelo de trazas (obtenido del modelo de convolución antes descrito) representa la respuesta sísmica relacionada al modelo de impedancias. Dicho modelo de impedancias es comparado con la respuesta sísmica real (seismic trace en el esquema) para estimar el error asociado. Este es un proceso en el que en cada iteración el modelo de impedancias es actualizado y su respuesta sísmica es comparada con la sísmica real para obtener el error asociado. En un sentido óptimo, el resultado final de la inversión da un modelo que representa las impedancias cuya respuesta sísmica que menor error presentan respecto a la sísmica real. Tomado de: Rob Simm and Mike Bacon, *Seismic Amplitude an Interpreter's Handbook*. New york: Cambridge University Press, 2014.

El resultado final de la inversión es una solución en la que el modelo de impedancia se ha contrastado con las trazas sísmicas y adicionalmente, los errores se han calculado y minimizado. Si la ondícula se describe adecuadamente, entonces el problema de entonación puede ser parcialmente resuelto [21].

1.3 Redes Neuronales

Una red neuronal es un programa que, en líneas generales, imita el funcionamiento del cerebro humano, caracterizado por su enfoque de procesamiento no lineal y paralelo. Estas redes deben ser “entrenadas” con datos y un algoritmo de aprendizaje para funcionar. A veces se les denomina “redes neuronales artificiales”, o ANN (Artificial Neural Networks). La ventaja de este tipo de redes es que puede [22]:

- Predecir registros adicionales además de la impedancia.
- Puede emplear atributos sísmicos distintos a la amplitud y el tiempo.
- No es necesario un modelo previo ni una suposición inicial.
- No requiere una ondícula sísmica determinada.
- Puede utilizar la validación cruzada para evitar el sobre entrenamiento.

Los dos tipos principales de problemas que puede resolver una red neuronal son el problema de clasificación y el problema de predicción.

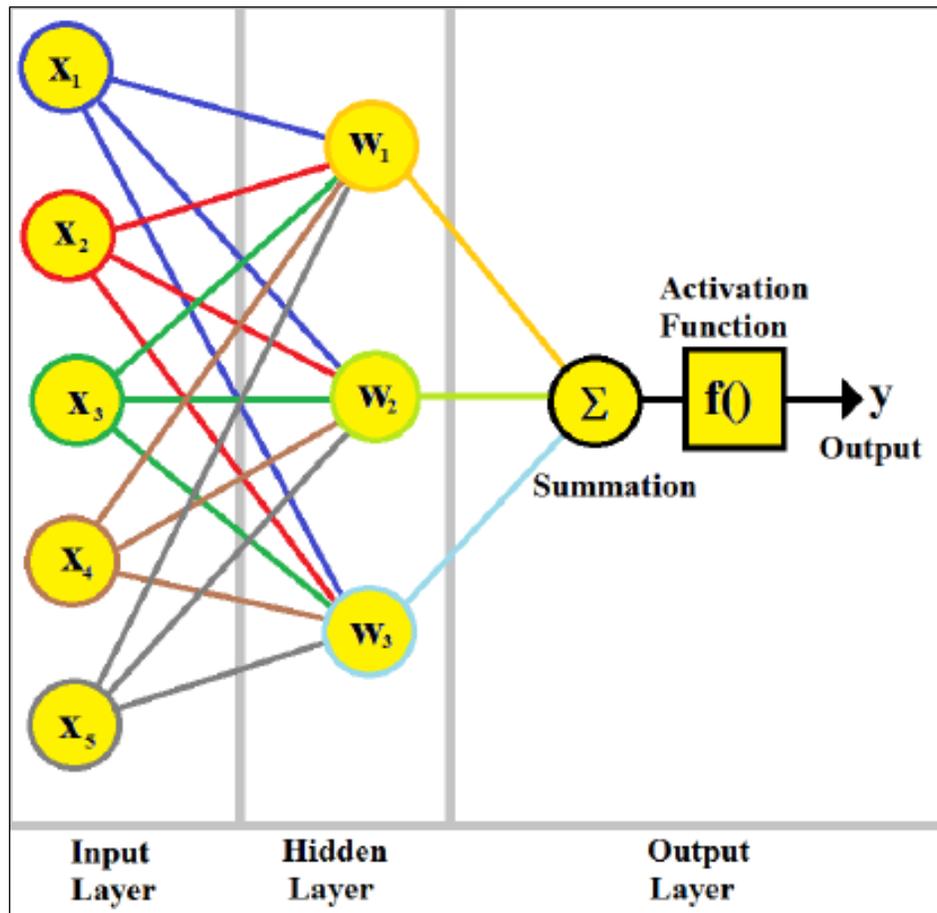
- En el problema de clasificación, el conjunto de datos de entrada se divide en una serie de clases, como arena, lutita, carbonato, gas, gas húmedo y petróleo, entre otros.
- En el problema de predicción, se estima un parámetro de interés a partir de una serie de valores de entrada. Se emplea un conjunto de variables independientes para predecir el valor de una variable dependiente [22].

En una red neuronal, las neuronas reaccionan a las entradas modificándolas o clasificándolas para obtener un resultado, y transmiten los resultados a otras neuronas. Cuando una neurona en la parte frontal de la red recibe una entrada, la procesa y la pasa a otras neuronas después de haberla modificado mediante un “peso”. Este resultado se convierte en la entrada para neuronas siguientes, las cuales suman las entradas que reciben y las pasan a otras neuronas después de haberlas modificado con sus propios

“pesos”. Este proceso continúa sucesivamente hasta que los resultados de todas las neuronas activadas llegan a la neurona final. Esta neurona final recibe y suma las entradas para crear el resultado final (**Figura 7**) [22].

Figura 7.

Funcionamiento de la red neuronal.



Nota. se muestra gráficamente el funcionamiento de la red neuronal. Tomado de: Geosoftware, *Neural Networks Theory for MapPredict*. 2019.

1.3.1 Redes neuronales probabilísticas (PNN)

Es un método probabilístico que utiliza un conjunto de mediciones de uno o más parámetros, denominados variables independientes, para predecir el valor de una única variable dependiente. Se trata de esquemas matemáticos de interpolación, similares al

kriging. Suponen que cada nuevo valor de salida puede establecerse como una combinación lineal de los datos de entrenamiento[22].

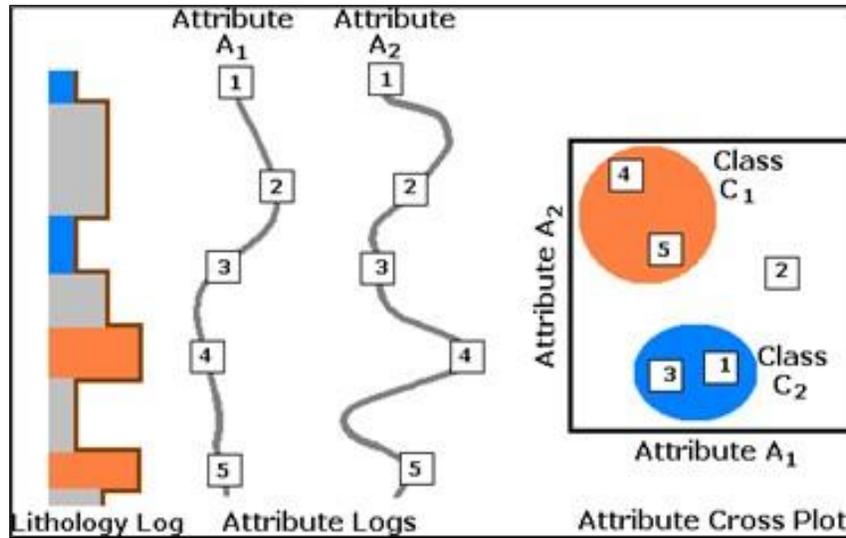
Cuando una red probabilística se está entrenando, está encontrando el conjunto de “sigmas” que minimizan el error de validación. Hay una sigma (σ) para cada uno de los atributos de entrada, donde el operador convolucional aumenta el número de atributos por este factor. En otras palabras, si hay 3 atributos y una longitud de operador de 7, habrá $3 \times 7 = 21$ sigmas que determinar.

La red neuronal probabilística (PNN) es un tipo específico de red neuronal que se utiliza para problemas de clasificación y regresión siendo una herramienta potente para la predicción de propiedades petrofísicas utilizando datos sísmicos y de pozos. Esta herramienta es ideal para predecir propiedades del subsuelo como porosidad, saturación de fluidos y volumen de arcilla a partir de atributos sísmicos. Además, ofrece alta precisión en la clasificación y predicción de datos geofísicos y petrofísicos [22].

1.3.1.a Función de ponderación de la red neuronal probabilística. El método PNN aplica una función de ponderación exponencial a las distancias entre los puntos de datos y los puntos desconocidos (**Figura 8 y 9**) [22].

Figura 8.

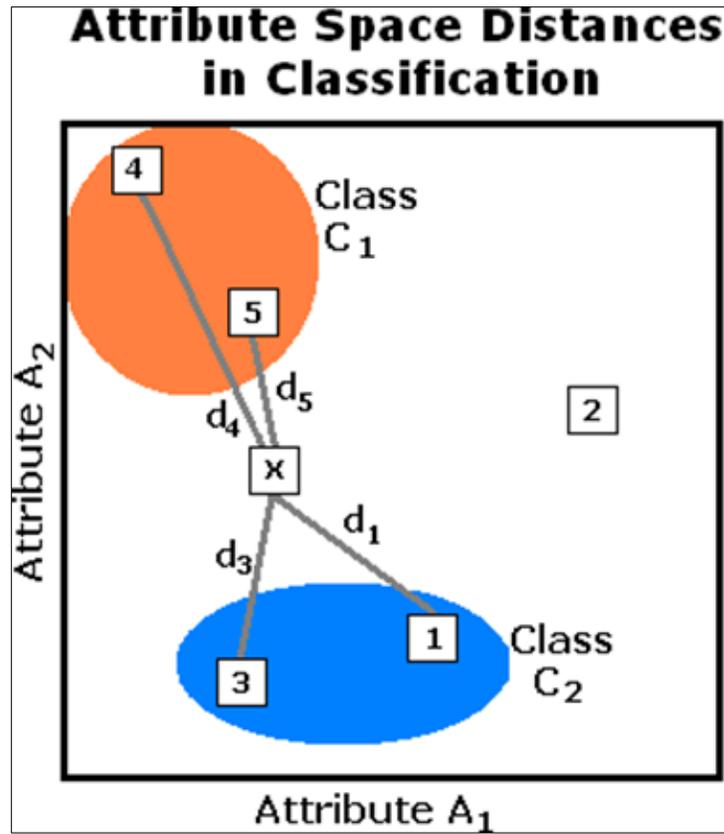
Red neuronal probabilística PNN.



Nota. El método PNN utiliza la función de ponderado para calcular las distancias entre los puntos de datos conocidos y desconocidos y realizar una clasificación. Tomado de: Geosoftware, *Neural Networks Theory for MapPredict*. 2019.

Figura 9. Distancia de la red neural probabilística PNN

Distancia de la red neural probabilística PNN



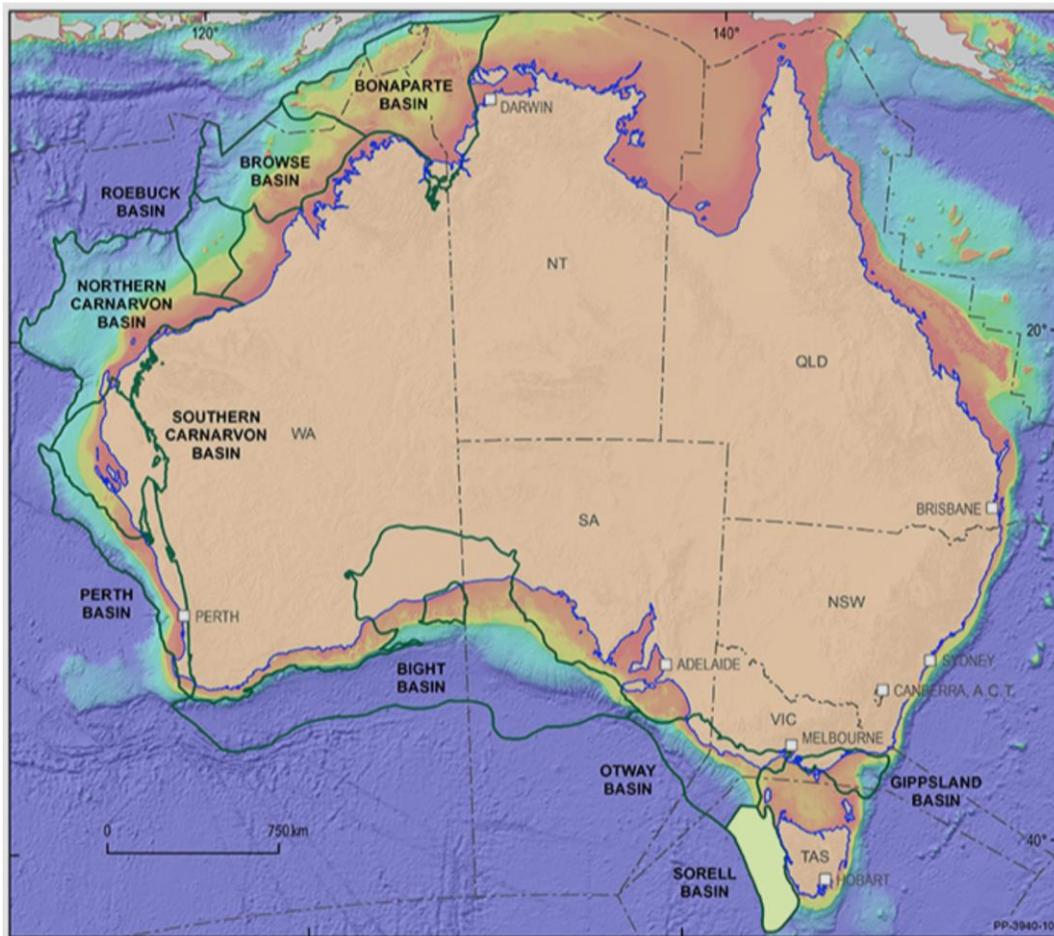
Nota. Este modelo es necesario para determinar si el punto X pertenece a la clase C₁ o clase C₂. La distancia entre en punto X y los puntos de datos son los valores de "d" y se utilizan para clasificar el punto X. Tomado de: Geosoftware, *Neural Networks Theory for MapPredict*. 2019.

2. MARCO GEOLOGICO

La cuenca de Carnarvon representa la provincia más occidental del nor-oeste de Australia (**Figura 10**). La parte terrestre (onshore) de la cuenca de Carnarvon cubre aproximadamente 115000 km² y la parte marina (offshore) cubre aproximadamente 535000 km² con profundidades de agua de hasta 4500 metros. Esta cuenca es la principal productora de hidrocarburos en Australia. En mayo de 2022, las reservas totales probadas y probables fueron de 3140 PJ (534 MMbbls) de líquidos de petróleo y gas natural, y 50982 PJ (45.33 Tcf) de gas natural y etano (EnergyQuest, 2022) [1].

Figura 10. Mapa de localización de la Cuenca Carnarvon, Australia

Mapa de localización de la Cuenca Carnarvon, Australia



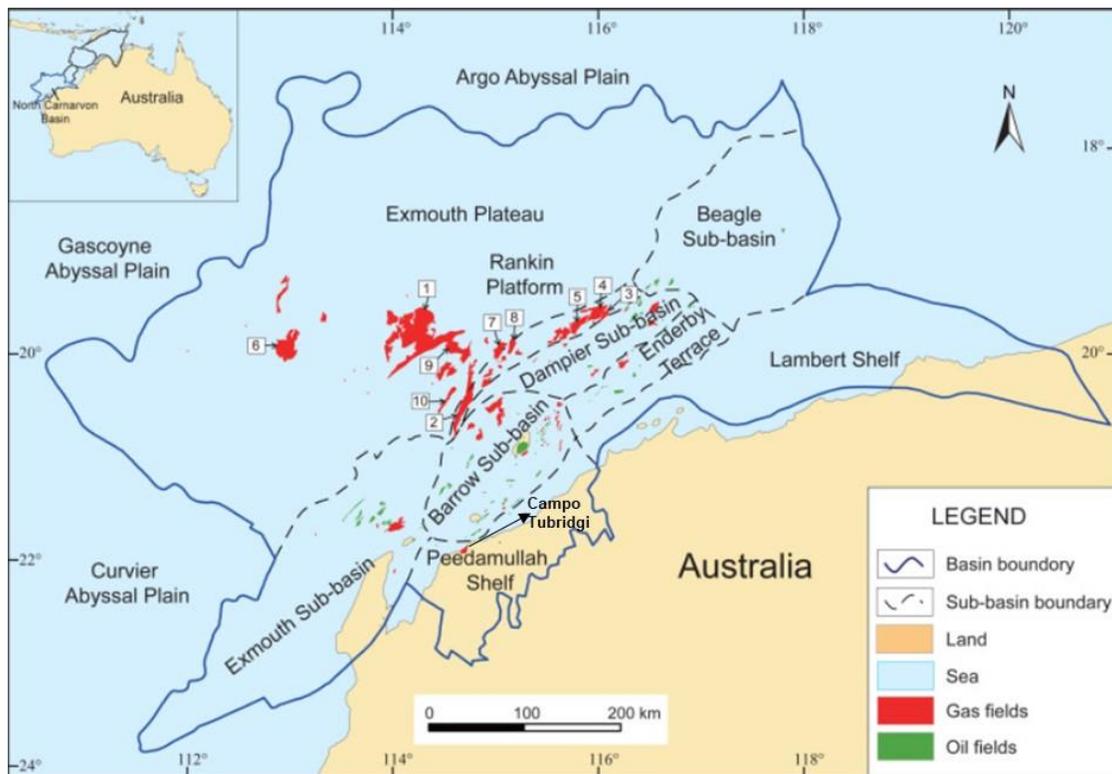
Nota. En el mapa se observa la localización de la Cuenca Carnarvon en la parte norte-oeste de Australia. Tomado de: Australian Government. <https://www.ga.gov.au/scientific-topics/energy/province-sedimentary-basin-geology/petroleum>. [23]

2.1 Cuenca Carnarvon Norte

La cuenca se desarrolló durante cuatro períodos sucesivos de extensión y subsidencia termal. La primera fase, del Silúrico al Pérmico, se desarrolló como una serie de cuencas intracratónicas durante la ruptura de Gondwana a lo largo del margen occidental de Australia. La segunda fase de extensión ocurrió en el Jurásico temprano dando origen a los cuatro depocentros principales: las subcuencas Exmouth, Barrow, Dampier y Beagle. Una tercera fase de extensión ocurrió en el Jurásico Medio ocasionando la expansión del lecho marino en la llanura abisal de Argo hacia el norte. Y una cuarta fase de rifting en el Titoniano-Valanginiano culminó con la creación de las llanuras abisales de Gascoyne-Cuvier hacia al oeste y suroeste (**Figura 11**) [1].

Figura 11.

Cuenca Carnarvon Norte y subcuencas



Nota. se observa la cuenca Carnarvon norte con sus principales subcuencas y campos de gas y petróleo. Tomado de: Tao Chongzhi *et al.*, "Mesozoic lithofacies palaeogeography and petroleum prospectivity in North Carnarvon Basin, Australia," *Journal of Palaeogeography*, vol. 2, no. 1, pp. 81–92, 2013 [4].

El Carnarvon Norte se configura por fallas normales de la cuenca con una dirección noreste – suroeste, definiendo una serie de altos estructurales y depocentros.

La cuenca Carnarvon Norte contiene la meseta Exmouth como alto estructural y las subcuencas, Exmouth, Dampier, Beagle y Barrow como depocentros. Adicionalmente, contiene la plataforma Rankin, Peedamullah, Lambert y la terraza Enderby. En la plataforma Peedamullah se encuentra el campo Tubridgi y zona de estudio de este manuscrito (**Figura 11**) [1].

2.2 Estratigrafía

La columna estratigráfica de la cuenca Carnarvon Norte proporciona una visión detallada de la historia de subsidencia de esta región. Esta cuenca ha experimentado principalmente subsidencia termal simple tras la formación de las subcuencas Exmouth, Barrow, Dampier y Beagle en un proceso que comenzó durante el evento de rifting del Jurásico temprano a medio. El modelo simple de subsidencia termal es fundamental para comprender la arquitectura sedimentaria posterior al rifting. Este modelo explica cómo la cuenca ha ido acumulando sedimentos en respuesta a la subsidencia prolongada. En términos generales deposicionales, la cuenca Carnarvon Norte fue predominantemente un entorno de sedimentos siliciclásticos deltaicos a marinos a lo largo del Triásico al Cretácico inferior [1].

En el cretácico inferior la cuenca fue tectónicamente estable y el gran delta Barrow fue depositado rápidamente, en un corto periodo de tiempo dando lugar al Grupo Barrow que comprende la Formación Flacourt, Nanutarra y conglomerado Yarraloola [4][3]. En la plataforma Peedamullah, la principal ruptura deposicional se encuentra en la base del Grupo Barrow, donde hay una discordancia angular notable [3].

El cretácico inferior representa una transgresión marina depositando secuencias marinas clásticas en orden ascendente., areniscas Birdrong, Mardie Greensand y Muderong Shale, está última constituye el sello regional en la cuenca [4]. Y el cretácico superior está dominado por rocas carbonáticas. Este cambio indica una transición en los

ambientes deposicionales, reflejando la evolución geológica y paleográfica de la cuenca a lo largo del tiempo. La combinación de estos procesos y ambientes deposicionales ha dado lugar a la compleja estratigrafía que caracteriza la cuenca Carnavon Norte, ofreciendo valiosos datos para la interpretación de su historia geológica y el potencial de recursos naturales en la región (**Figura 12**) [1].

2.3 Sistema petrolífero

2.3.1 Roca Fuente

En la plataforma Peedamullah, las unidades precretácicas con mayor probabilidad de ser roca fuente es la formación Gneuda del Devónico, el grupo Kennedy del pérmico superior y la lutita Locker del triásico inferior. La presencia de petróleo generado a partir de rocas pre-jurásicas en yacimientos poco profundos del cretácico indica que ha tenido lugar una migración vertical considerable. La formación Mungaroo del Triásico medio-superior tiene buen potencial de generación de petróleo y gas [3].

2.3.2 Roca Reservorio

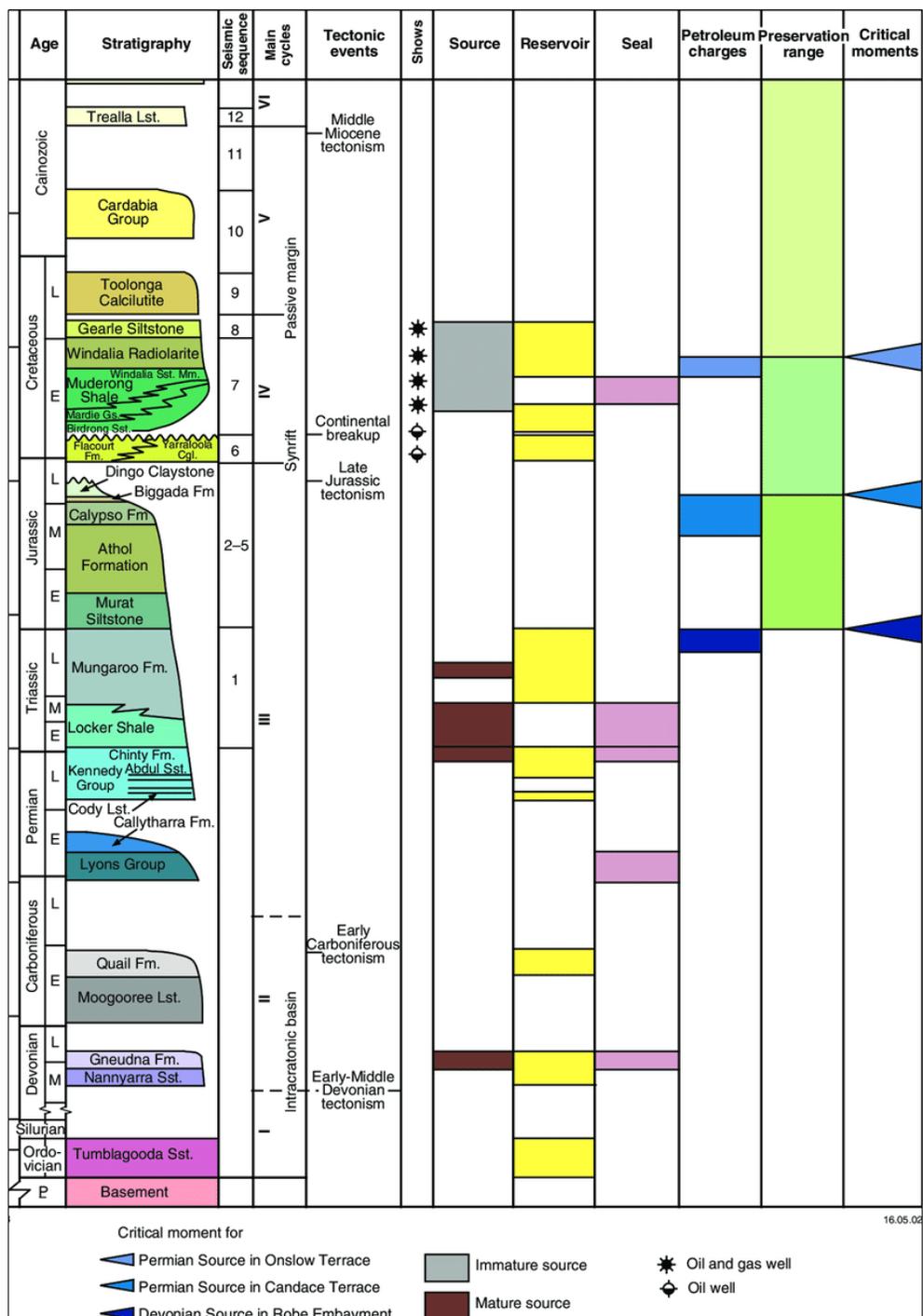
En el campo de gas Tubridgi, la formación Mungaroo contiene el 11% de las reservas y su porosidad promedio es de 24%. Mientras, las areniscas del cretácico (Fm. Flacourt y Areniscas Birdrong) contiene el 89% del total de las reservas (65% y 24%, respectivamente). La Formación Flacourt tiene excelente porosidad del rango de 29% a 35% y las Areniscas Birdrong su porosidad promedio es de 33%. La porosidad de Mardie Greensand es de 27% [3].

2.3.3 Roca Sello

En el campo Tubridgi, las areniscas de la Formación Mungaroo junto con la formación Flacourt y las areniscas Birdrong formar un único yacimiento sellado por Muderong Shale considerado el sello regional. [3].

Figura 12. Columna estratigráfica y elementos del sistema petrolífero de la plataforma Peedamullah, Australia

Columna estratigráfica y elementos del sistema petrolífero de la plataforma Peedamullah, Australia



Nota. se observa las respectivas unidades litológicas de la plataforma Peedamullah y sistema petrolífero, Cuenca Carnarvon Norte, Australia [3].

3. METODOLOGÍA Y DATOS

Este trabajo de investigación tiene como objetivo realizar un análisis cualitativo y cuantitativo mediante la caracterización petrofísica utilizando atributos sísmicos, dando a conocer la distribución de las propiedades físicas de la roca en el subsuelo, mediante la recopilación de información disponible sobre el área de interés. La metodología propuesta para este estudio se desarrolla en cinco etapas, representadas en el esquema de la **figura 13** de la siguiente manera:

Etapas 1: Validar la información de registros de pozo: set básico

Primero, se descargó toda la información disponible de los pozos desde la base de datos australiana WAPIMS, específicamente para el campo Tubridgi. Una vez obtenidos esos datos, se verificó su existencia y se validó que cada pozo contará con el conjunto básico de registros de pozo necesarios, tales como registros de resistividad, densidad, neutrón, gamma ray, sísmico, SP, PEF, entre otros. Luego, se realizó un inventario exhaustivo de toda la información existente de los pozos, garantizando que todos los registros relevantes estuvieran disponibles y organizados para su análisis. Posteriormente, toda la información de los registros de pozos se cargó en el Software PowerLog, proporcionado por la compañía Geosoft. Finalmente, se llevó a cabo un control de calidad y calibración de la profundidad de cada uno de los pozos para asegurar que la información adquirida estuviera en óptimas condiciones para el análisis. Este proceso minucioso y detallado asegura que los datos de pozos utilizados en el análisis petrofísico del Campo Tubridgi son de alta calidad y están adecuadamente calibrados, lo que es fundamental para obtener resultados confiables en la caracterización del reservorio

Etapas 2: Selección de pozos para la evaluación petrofísica.

Después de realizar un exhaustivo proceso de validación de la información de pozo, se confirmó la disponibilidad de datos para 18 pozos. Sin embargo, se excluyeron tres pozos (Tubridgi-4, Tubridgi-5 y Tubridgi-13) que estaban fuera del cubo sísmico Tubridgi-3D.

Así, el estudio se enfocó en los 15 pozos restantes para llevar a cabo la evaluación petrofísica. Simultáneamente, se eligieron los modelos petrofísicos adecuados según el tipo de yacimiento y las características específicas de los pozos, integrando la información de muestras de núcleo. Esto incluyó la selección de modelos para determinar la arcillosidad (V_{clay}), porosidad total y efectiva, saturación de agua, gas y/o aceite, y permeabilidad. Los resultados obtenidos proporcionan una comprensión clara del comportamiento del yacimiento y sirven como dato de entrada para la red neural.

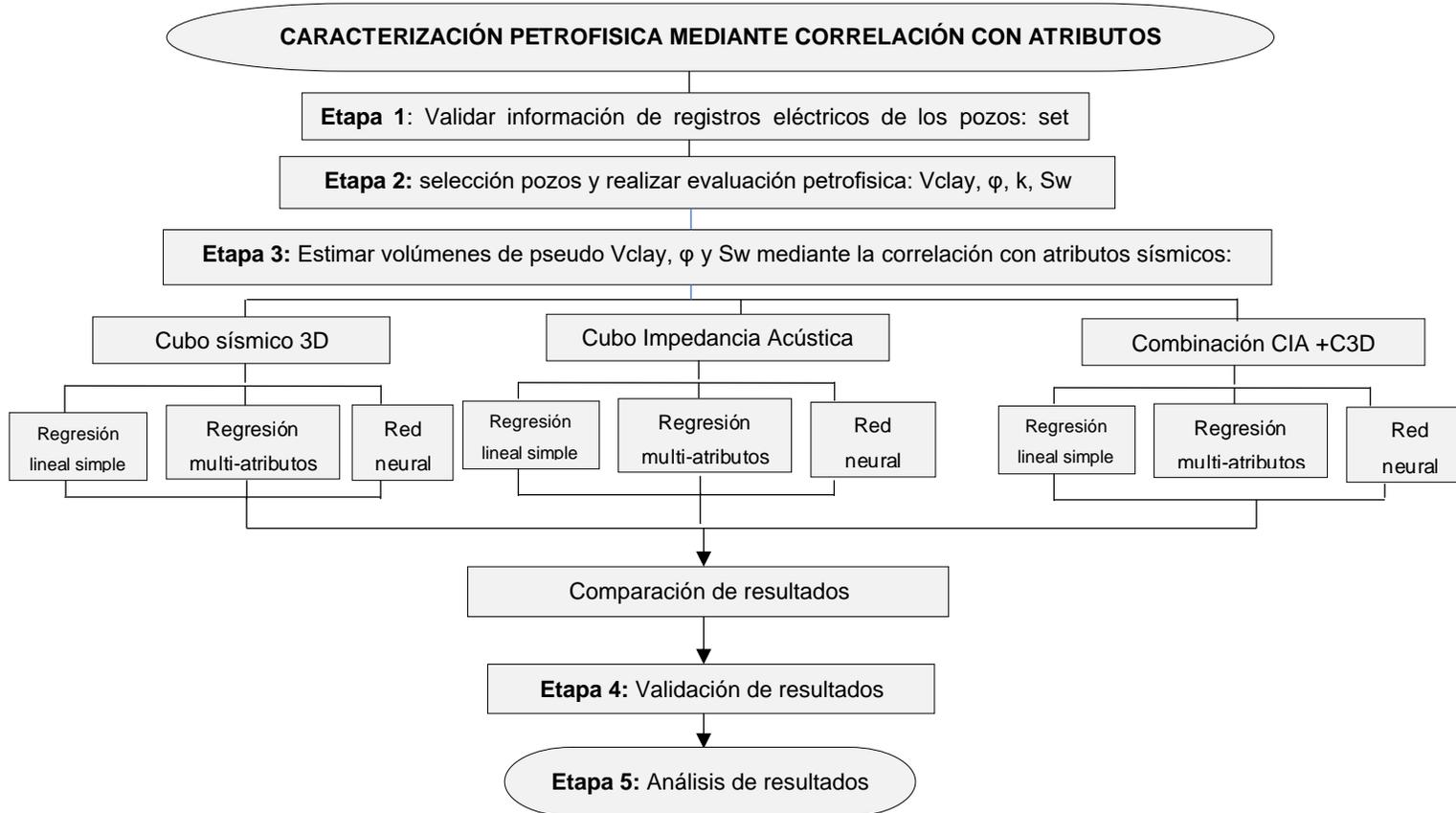
Etapa 3: Estimación de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua mediante la correlación con atributos sísmicos

En esta etapa del proyecto, se procedió a la carga del cubo sísmico Tubridgi-3D en el software Hampson Russell de la compañía Geosoftware (**Figura 15**). El siguiente paso consistió en realizar el amarre sísmica-pozo y llevar a cabo la interpretación sísmica y estructural del reservorio. En el amarre sísmica-pozo, se alinearon los datos de registro de pozo con los datos sísmicos para asegurar que las correlaciones entre los eventos sísmicos y las formaciones geológicas sean consistentes. De igual forma, se interpretaron tres horizontes sísmicos: tope de las lutitas Muderong, base y tope del reservorio.

Además, los datos de las propiedades petrofísicas obtenidas en la etapa anterior, junto con la información sísmica, fueron utilizados como datos de entrada para la red neural en el módulo Emerge de Hampson Russell. El objetivo principal de esta fase es emplear los datos de propiedades petrofísicas junto con la información sísmica para entrenar la red neural en el módulo Emerge de Hampson Russell. Esto permitirá identificar la relación entre las propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos y predecir las propiedades petrofísicas en áreas donde solo se dispone de datos sísmicos. En este módulo se pueden utilizar diferentes métodos: regresión lineal simple, regresión multi-atributos y redes neurales.

Figura 13

Esquema de metodología



Nota. En el esquema se representa la metodología propuesta en cinco etapas.

Etapa 4: Validación de resultados

Una vez establecida la relación entre los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas en la etapa anterior, se procedió a aplicar esta relación a lo largo del volumen sísmico (Tubridgi-3D) en el área del reservorio. Esto con el propósito de generar un volumen predictivo para cada una de las propiedades petrofísicas (Φ , V_{clay} y S_w), proporcionando una visión tridimensional de la distribución de dicha propiedad en el yacimiento. Estos resultados obtenidos (datos predichos) fueron validados utilizando pozos de referencia o pozos ciegos (datos reales), para confirmar la precisión de las predicciones realizadas y evaluar si las propiedades estimadas son consistentes en diferentes partes del reservorio. De esta manera, se selecciona el mejor volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua obtenido a través de la red neural y los atributos sísmicos. Además, se generaron unos mapas de porosidad y volumen de arcilla para proveer una representación visual y detallada de estas propiedades a nivel de reservorio, permitiendo una mejor comprensión de las características del yacimiento.

Etapa 5: Análisis de resultados

Finalmente, para la integración y análisis del reservorio, se generaron mapas de porosidad y volumen de arcilla. Estos mapas proporcionan una distribución espacial de las propiedades petrofísicas a nivel de reservorio, facilitando la interpretación de áreas con mayor potencial de almacenamiento de hidrocarburos.

Tabla 2.

Inventario de pozos del Campo Tubridgi

POZO	Set básico de Registros											Núcleo				
	GR	SP	Caliper	Resistivos			Densidad	Neutrón	PEF	DT	Check-shot	GR Spetral	Core Gamma	Densidad del grano	Porosidad	Permeabilidad
				Inductivos	Micro Resistivos	Latero log										
T-1	X	X	X	X			X	X		X						
T-2	X	X	X	X			X	X		X	X					
T-3	X	X	X	X			X	X		X	X					
T-4	X	X	X	X			X	X		X	X					
T-5	X	X	X	X						X	X					
T-6	X	X	X	X			X			X	X					
T-7	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
T-8	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
T-9	X	X	X		X	X	X	X		X			X	X	X	X
T-10	X	X	X		X	X	X	X	X	X			X	X	X	X
T-11	X	X	X		X	X	X	X		X	X					
T-12	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X					
T-13	X	X	X		X	X	X	X	X	X						
T-14	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X					
T-15	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X					
T-16	X	X	X		X	X	X	X	X	X						
T-17	X	X	X		X	X	X	X	X	X						
T-18	X	X	X		X	X	X	X	X	X						

Nota. Inventario de información debidamente clasificada del campo Tubridgi.

Figura 14. Carga de información de los pozos del Campo Tubridgi en el software PowerLog

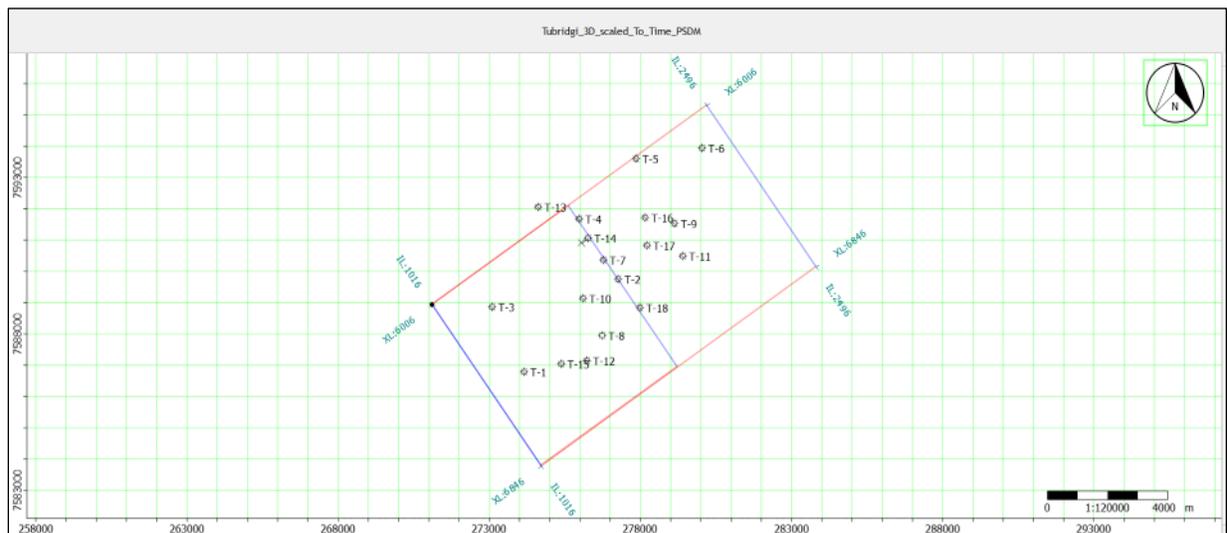
Carga de información de los pozos del Campo Tubridgi en el software PowerLog

Display Name	Prote...	Header Pr...	Well Top	Well Bottom	Auto...	Name	Data Top	Data Bottom	Sample Spacinc
T-1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	100,432	595,274	<input type="checkbox"/>	T-1	100,432	595,2748	0,1524
T-10	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	152,8572	628,1928	<input type="checkbox"/>	T-10	152,8572	628,1928	0,1524
T-11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-16	577,6	<input type="checkbox"/>	T-11	-16	577,614	0,1524
T-12	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-16	578,5	<input type="checkbox"/>	T-12	-16	578,5712	0,1524
T-13	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-16	580,9	<input type="checkbox"/>	T-13	-16	580,9	0,1524
T-14 1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-8	646,3284	<input type="checkbox"/>	T-14 1	-8	646,3284	0,1524
T-15	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	574,8508	<input type="checkbox"/>	T-15	2	574,8716	0,1524
T-16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	25,146	567,08	<input type="checkbox"/>	T-16	25,146	567,0804	0,1524
T-17	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	23,47	566,166	<input type="checkbox"/>	T-17	23,47	566,1664	0,1524
T-18	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	172,06	563,88	<input type="checkbox"/>	T-18	172,06	563,8804	0,1524
T-2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	100,1925	597,6475	<input type="checkbox"/>	T-2	100,1925	597,6475	0,1524
T-3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	591,9216	<input type="checkbox"/>	T-3	0	591,9216	0,1524
T-4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	100,1925	591,09	<input type="checkbox"/>	T-4	100,1925	591,09	0,1524
T-5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	593,6825	<input type="checkbox"/>	T-5	0	593,6825	0,1524
T-6	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0,1524	596,646	<input type="checkbox"/>	T-6	0,1524	596,646	0,1524
T-7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10,8204	603,8088	<input type="checkbox"/>	T-7	10,8204	603,8088	0,1524
T-8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	-4,8768	600,7608	<input type="checkbox"/>	T-8	-4,8768	600,7608	0,1524
T-9	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10,2108	602,8182	<input type="checkbox"/>	T-9	10,2108	602,8944	0,1524

Nota. se muestra carga de información de pozos en el software PowerLog del campo Tubridgi.

Figura 15. Carga del cubo sísmico Tubridgi-3D (PSDM) escalado a tiempo

Carga del cubo sísmico Tubridgi-3D (PSDM) escalado a tiempo



Nota. Se observa el cubo sísmico Tubridgi-3D cargado en el software Hampson-Russell de la compañía Geosoft. Este cubo sísmico comprende un área de 60 km².

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

4.1 Validar la información de registros eléctricos

A través de una búsqueda sistemática de la plataforma WAPIMS correspondiente al Campo Tubridgi, se obtiene la información de registros de pozo esenciales (set básico) de 18 pozos. Posteriormente, se elaboró un inventario que consolida todos los datos relevantes para cada uno de los pozos en el campo tal como se detalla en la **Tabla 2**. Este inventario es la base de la caracterización petrofísica y la posterior evaluación del método de redes neuronales para la interpolación de los datos petrofísicos calculados en esta investigación.

4.2 Evaluación Petrofísica

De acuerdo con el inventario de pozos del campo Tubridgi (**Tabla 2**), se identificaron dieciocho (18) pozos con el set básico de registros eléctricos. Sin embargo, la evaluación petrofísica se limitó a quince (15) de ellos, debido a las siguientes razones:

- Pozo Tubridgi-5: Carece de la curva de densidad, esencial para la determinación de la porosidad total.
- Pozos Tubridgi-4 y Tubridgi-13: Se encuentran fuera del cubo sísmico (**Figura 28**), por lo que fueron excluidos en esta fase del estudio.

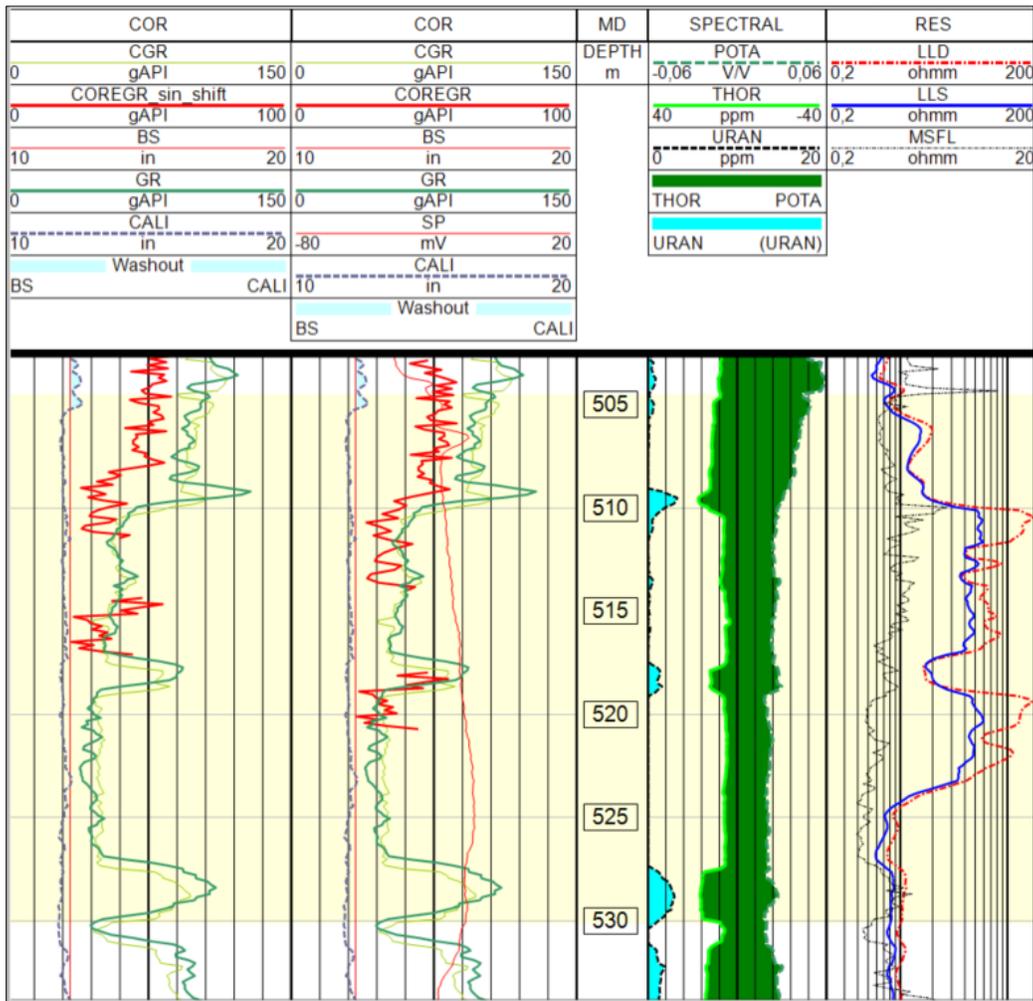
La metodología empleada en la evaluación petrofísica del reservorio del Campo Tubridgi demostró una excelente correlación entre los datos de núcleo y los registros derivados, como porosidad y saturación de agua, en la zona de interés. Con base a esto, se seleccionó el pozo Tubridgi-8 para el análisis detallado, ya que presenta el conjunto de información más completo.

1. Calibración núcleo/perfil

La calibración núcleo/perfil se realizó con el registro Core Gamma tomado de las muestras de núcleo, representado por la curva roja del track 1 y 2 de la **Figura 16**. Este procedimiento también se realizó para los pozos Tubridgi-7, 8, 9, 10 (**Anexo 5, 6, 7 y 8**).

Figura 16. Calibración núcleo perfil del pozo Tubridgi-8

Calibración núcleo perfil del pozo Tubridgi-8



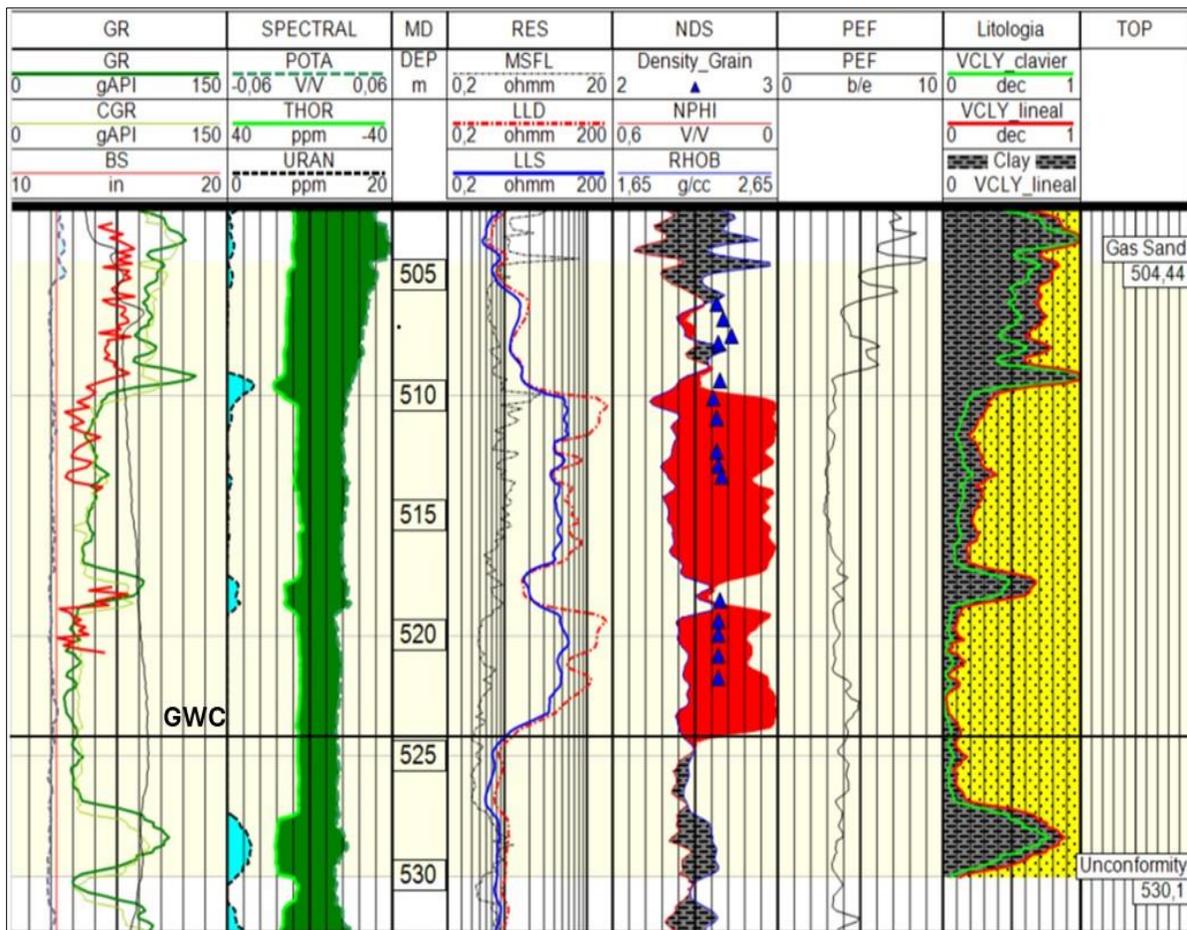
Nota. se observan la calibración en profundidad del núcleo-perfil (core gamma línea roja de la pista 1 y 2).

2. Se llevó a cabo un análisis rápido con el conjunto de registro en la zona de interés, en donde se identifica la presencia de gas en el intervalo de 509-524 m representado por el cruce de las curvas de registros densidad-neutrón. De igual manera, se reconoce el

contacto agua-gas a una profundidad de 524 m MD-TVD, donde cae la resistividad (de 153 ohm-m a 1.8 ohm-m) en el paquete de arenas limpias que va desde 509 m a 527.5m. El registro Gamma Ray muestra unas arenas limpias (36API) en los intervalos de 509-527.5 m, lo cual se confirma por la relación torio-potasio; mientras que los intervalos un poco más sucios (85 API) se encuentran entre 505-510 m y 527-530 m coincidiendo con bajas resistividades (6 ohm-m y 1.9 ohm-m respectivamente) (**Figura 17**).

Figura 17.

Set de registros básicos



Nota. se muestra el contacto agua-gas y el set de curvas básico (GR, GR Spetral, resistivos, densidad, neutrón, PEF).

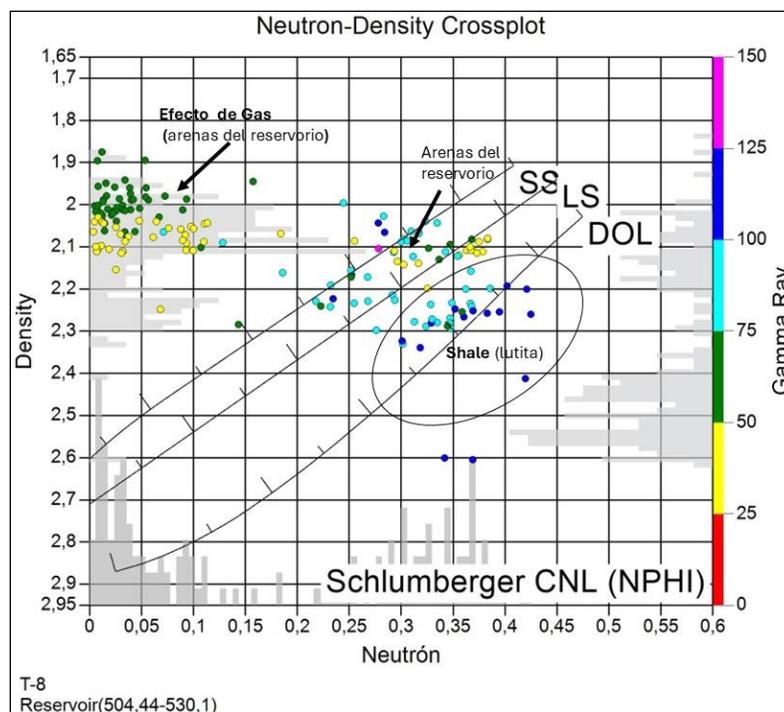
3. Se construyó un gráfico cruzado Densidad-Neutrón, una herramienta visual que permite comprender, junto con el Gamma Ray, como las diferentes combinaciones de registros responden a variaciones en litología y porosidad. Estos gráficos fueron

diseñados para formaciones limpias, saturadas de líquidos y perforaciones con lodo base agua. Las litologías comúnmente observadas son: SS=areniscas, LS=calizas y DOL=dolomitas (**Figura 18**).

En el gráfico cruzado de densidad-neutrón, se observa una nube de puntos en la parte superior izquierda, la cual corresponde a arenas. Estas arenas presentan valores de baja densidad, que oscilan entre 1.9 y 2.1 g/cm³, y baja porosidad neutrónica, con valores entre 0 y 0.15 V/V. Esta configuración está influenciada por el efecto del gas, la cual afecta la respuesta de ambos registros.

Figura 18. Gráfico cruzado Densidad vs Neutrón en el pozo Tubridgi-8

Gráfico cruzado Densidad vs Neutrón en el pozo Tubridgi-8



Nota. se observa en la parte superior izquierda las arenas con efecto de gas, en la parte superior media las arenas sin efecto de gas y en la parte central derecha la zona de lutitas.

Para confirmar esta observación, se ha creado un polígono de color naranja que integra esta nube de puntos. Este polígono se ilumina en la plantilla del conjunto de registros básicos, lo que corrobora la presencia de gas mediante el cruce de las curvas de

densidad (ROHB) y neutrón (NPHI). La intersección de estas curvas está sombreada en color rojo, lo que refuerza la indicación de la presencia de gas en la formación analizada (**Figura 18 y 19**).

Los datos delimitados por el polígono de borde negro, con valores de densidad entre 2.2 y 2.41 g/cm³ y porosidad neutrónica entre 0.26 y 0.43 V/V, se interpretan como lutitas (shale). Esta interpretación se mantiene a pesar de que, dentro de los análisis metodológicos, podrían sugerir litologías de rocas calcáreas y dolomitas.

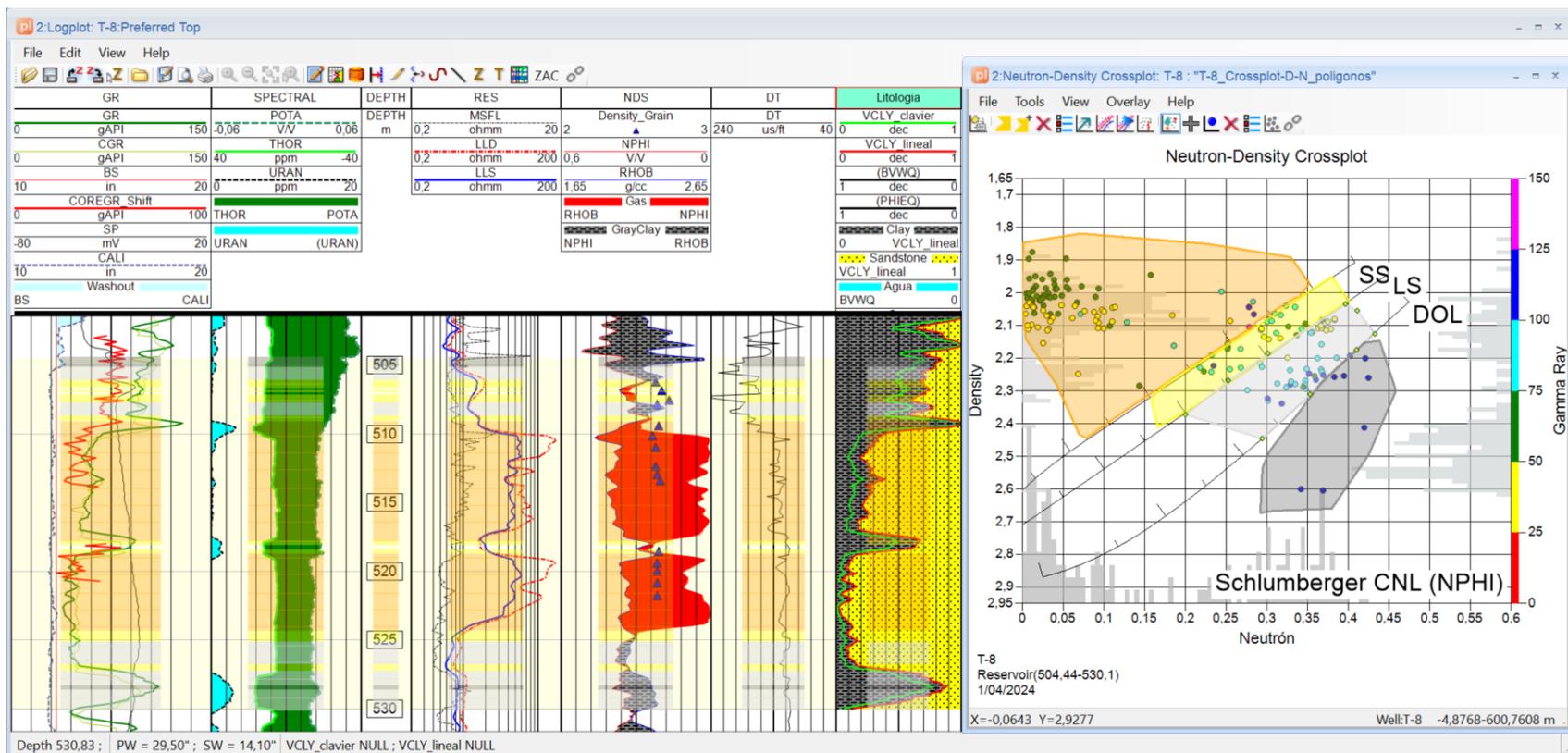
Adicionalmente, este análisis se sustenta con los reportes de núcleos que descartan la presencia de una composición calcárea en la unidad. Esto refuerza la identificación de las lutitas, indicando que las características observadas en los registros de densidad y porosidad neutrónica corresponden efectivamente a lutitas y no a rocas calcáreas o dolomíticas.

La descripción de núcleos en el intervalo de 507-522 m revela una variación significativa en la composición y porosidad de las areniscas. Hacia la base de este intervalo, se observan areniscas con porosidad visible, mientras que, hacia el tope, las areniscas contienen glauconita y presentan buena porosidad. Los informes petrográficos confirman esta variación, identificando cuarzoarenitas en la base con porosidades primarias del 20-25%, y sublitoarenitas con presencia de glauconita y porosidades primarias del 25-30% hacia el tope.

Es importante resaltar que la presencia de glauconita, un mineral con altos contenidos de potasio radioactivo induce un aumento en la lectura de rayos gamma. Por lo tanto, se interpreta que los valores de rayos gamma entre 75-120 API observados en el intervalo de 505-510 m podrían estar influenciados por la presencia de este mineral.

Figura 19. Gráfico cruzado Densidad-Neutrón reflejado en la plantilla del set de registros

Gráfico cruzado Densidad-Neutrón reflejado en la plantilla del set de registros



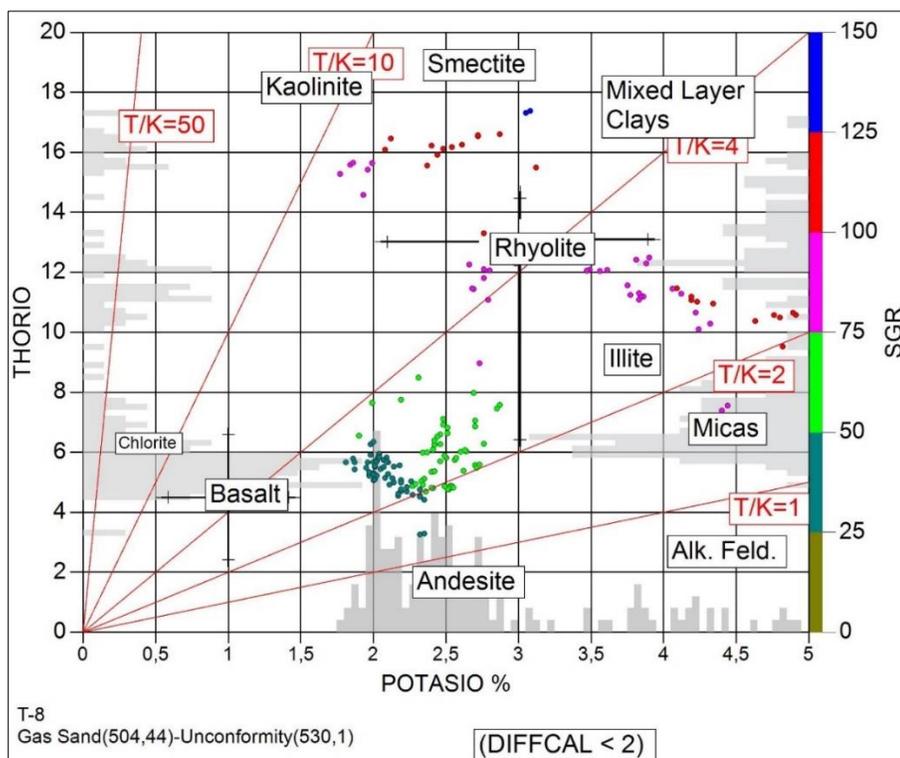
Nota. se corrobora la presencia de gas con el gráfico cruzado neutrón-densidad (zona naranja) coincidiendo con el cruce de las curvas densidad (RHOB) y neutrón (NPHI), área roja

Este análisis detallado de la variación en la composición y porosidad, junto con la influencia de minerales específicos como la glauconita, proporciona una comprensión más precisa de la naturaleza de las formaciones en el intervalo estudiado.

4. Se construyó un gráfico cruzado de Torio (Th)- Potasio (K) con el objetivo de identificar el tipo de arcilla presente en el reservorio (**Figura 20**).

Figura 20.

Gráfico cruzado de Torio (Th)-Potasio (K)

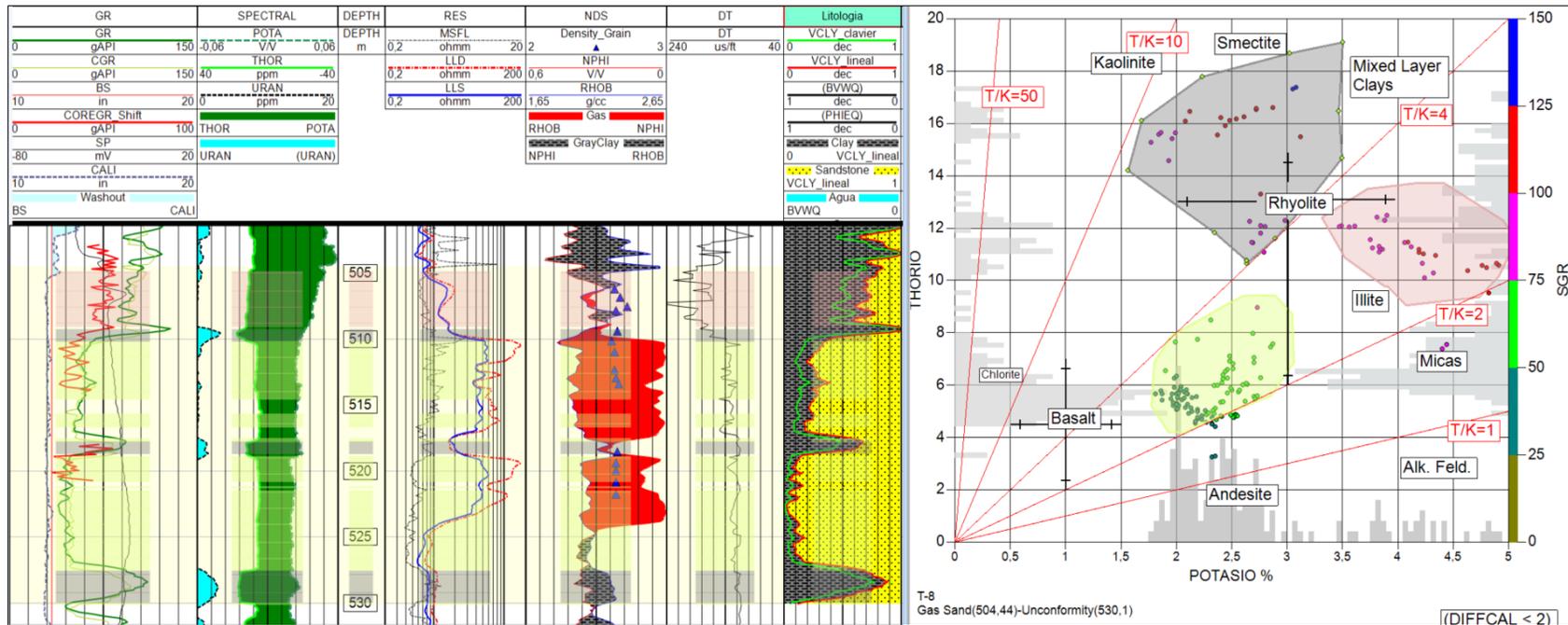


Nota. se expone la presencia de arcilla, esmectita e illita

El análisis del gráfico cruzado Th-K revela la presencia de esmectita e illita en la zona de interés, con porcentajes de potasio que varían entre 2-3% y valores superiores a 3.5%. Las altas concentraciones de potasio podrían estar relacionadas con la mineralogía de la roca, específicamente con la alteración de silicatos como feldespatos y micas. En la primera etapa de esta alteración, se obtiene montmorillonita (grupo de la esmectita) o illita; mientras que en la segunda etapa se forma caolinita (**Figura 21**).

Figura 21. Gráfico cruzado de Th-K representado en la plantilla de registros

Gráfico cruzado de Th-K representado en la plantilla de registros



Nota. se evidencia que la illita con bajo contenido de potasio están presentes en la zona de arenas limpias y relacionadas a alteración de los feldespatos (color verde claro), mientras que la illita con alto contenido de potasio concuerda con las arenas un poco sucias y con presencia de glauconita (color rosado claro). Además, la presencia de esmectita coincide perfectamente con un alto Gamma Ray correspondiente a una delgada capa de arcilla.

Los informes de DRX (Difracción de rayos X) y petrografía corroboran la presencia de trazas de arcilla tipo caolinita, así como un bajo contenido de arcilla en la roca, estimado en un 5% según el informe petrográfico. Estos resultados confirman la interpretación del gráfico Th-K y respaldan la conclusión de que el reservorio presenta una baja arcillosidad.

Estos hallazgos proporcionan una comprensión detallada de la composición mineralógica y la baja arcillosidad del reservorio, lo que es crucial para su caracterización y evaluación.

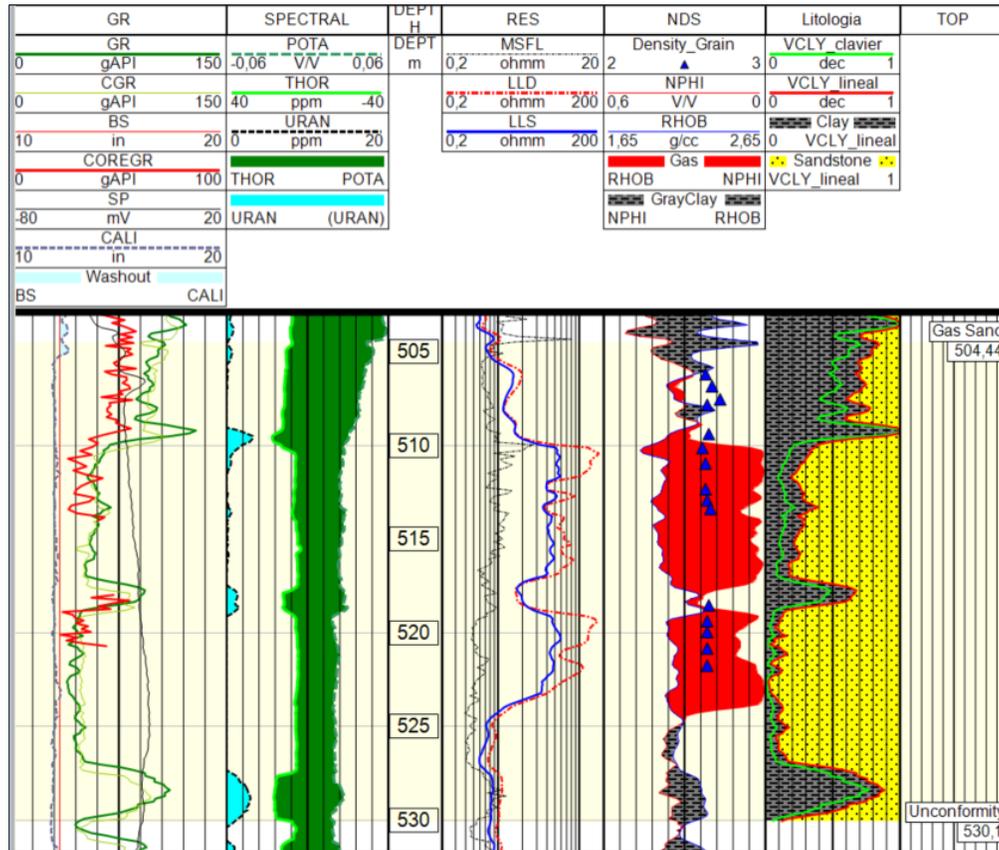
5. Tras el análisis previo, se procedió a calcular el volumen de arcilla en la zona de interés utilizando dos modelos:

- Modelo lineal: Se empleó la ecuación 5 ($V_{sh} = IGR$), donde el IGR es el índice de rayos gama.
- Modelo de Clavier: se utilizó la ecuación 7, que representa la relación no lineal entre el volumen de arcilla y el índice de rayos gamma.

Para determinar los valores de GR_{limpio} (GR de la arena limpia) y GR_{shale} (GR en lutita pura), se analizaron histogramas de los datos de gamma Ray y se identificaron los valores de $GR_{limpio}=35$ y $GR_{shale}=120$. Estos valores se ingresaron en el software PowerLog para calcular el volumen de arcilla según cada modelo generando las dos curvas: $VCLY_{lineal}$ y $VCLY_{clavier}$, como se muestra en la **Figura 22**.

Figura 22.

Volumen de arcilla



Nota. se puede observar las curvas llamadas VCLY_lineal (línea roja de la pista 5) y VCLY_clavier (línea verde de la pista 5) correspondientes al modelo lineal y Clavier en la zona de interés.

6. La porosidad total se calculó usando la ecuación 10, la cual utiliza implícitamente la curva densidad siendo esta la menos afectada por la presencia de glauconita y/o gas. Por tanto, la curva resultante se llamó DPHI, la cual mostró un ajuste coherente con la porosidad del núcleo para zona de interés en el Campo Tubridgi.

7. La porosidad efectiva, se partió de la porosidad total (curva llamada DPHI) y se corrigió por el volumen de arcilla utilizando la Ecuación 20. Las correcciones del Volumen de arcilla (Vclay) se derivaron utilizando el modelo lineal, obteniendo un buen ajuste con la porosidad efectiva de las muestras de núcleo (medida por inyección de helio) a lo largo de la zona de interés.

8. La permeabilidad del reservorio se determinó utilizando la ecuación 34 de permeabilidad absoluta-Timur. En este cálculo, se tomó el valor de saturación de agua irreducible (S_{wi}) de 0.04, que se ajusta con los datos de permeabilidad al aire (K_{air}) de las muestras de núcleo y del campo.

9. Finalmente, la saturación de agua (S_{WQ}) fue calculada utilizando la ecuación de “Archie” aplicando los parámetros especificados en la **tabla 3**.

Tabla 3. Parámetros utilizados en la saturación de agua

Parámetros utilizados en la saturación de agua

Parámetros				Grados Celsius °C	Grados Fahrenheit °F	Fuente
Resistividad del lodo	(Rm)	0.73	Ohmm @	30	86	Header resistivo
Resistividad del lodo filtrado	(Rmf)	0.061	Ohmm @	28	82.4	Header resistivo
Temperatura del fondo del pozo	BHT		@	51.7	125.6	Header resistivo
Exponente de cementación	m	1.8				Núcleo
Exponente de saturación	n	1.66				Núcleo
Factor de tortuosidad	a	1				Núcleo
Resistividad del agua	Rw	0.1869	Ohmm		120.2	Pickett-plot
Resistividad del agua	Rw	0.275	Ohmm	25	77	DST

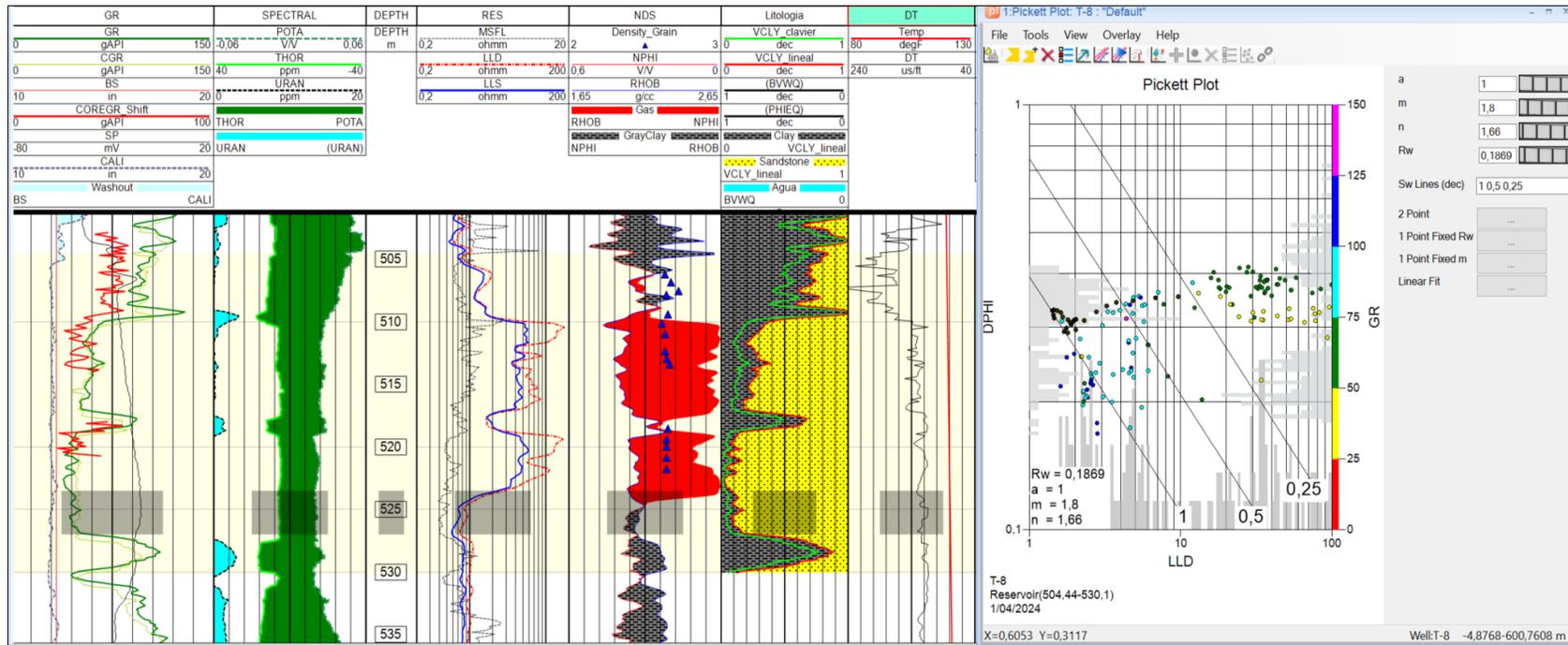
Nota. Parámetros usados para el cálculo de saturación de agua en el pozo Tubridgi-8.

A manera de ejemplo se utilizó el pozo Tubridgi-8 para hallar la resistividad del agua (R_w) mediante el gráfico de Pickett y compararla con los datos de núcleo. Para esto, se emplearon los valores exponentes de cementación (m), exponente de saturación (n) y factor de tortuosidad (a), proporcionados en el informe del núcleo.

Los puntos negros que aparecen en la gráfica del pickett-plot corresponden a los datos seleccionados de la plantilla de registros, iluminando o resaltando el área interpretada como zona de agua. La pendiente de la línea 1, que se ajusta a estos puntos, establece la zona de 100% agua y permite de esta forma determinar el valor de $R_w = 0.1869$. (Figura 23).

Figura 23.

Pickett-plot en el Pozo Tubridgi-8



Nota. se muestra como por medio del Pickett-plot se determina la resistividad del agua.

Simultáneamente, se comparó la resistividad del agua obtenida del gráfico de Pickett-plot ($R_w=0.1869 @ 120^\circ\text{F}$) con la resistividad de las pruebas de DST ($R_w= 0.275 @ 77^\circ\text{F}$) utilizando la gráfica G9 de Schlumberger. Esta comparación permite verificar si existe variaciones en las salinidades para el pozo Tubridgi-8. Con base en el análisis de la **Tabla 4**, se puede decir que las salinidades son similares, lo que respalda la validez del valor de resistividad del agua de formación (R_w) obtenido a partir del Pickett-plot.

Tabla 4. Resistividad del agua del Pozo Tubridgi-8

Resistividad del agua del Pozo Tubridgi-8

Pozo	R_w (ohmm)	Temperatura ($^\circ\text{F}$)	Salinidad (ppm)	
T-8 DST	0,275	77	22000	
T-8 Pickett-plot	0,187	120,2	21000	

Nota. Se muestra la resistividad del agua por análisis de laboratorio en la muestra (DST) y Pickett-plot.

Se aplicó el mismo enfoque metodológico utilizado para el pozo Tubridgi-8 a otros pozos del campo. La replicación del procedimiento de comparación de resistividades en diferentes pozos, utilizando la gráfica G9 de Schlumberger, sugiere una homogeneidad en la salinidad del agua de formación a lo largo del campo (**Tabla 5** y **figura 25**).

Tabla 5. Resistividad del agua del reservorio para el Campo Tubridgi.

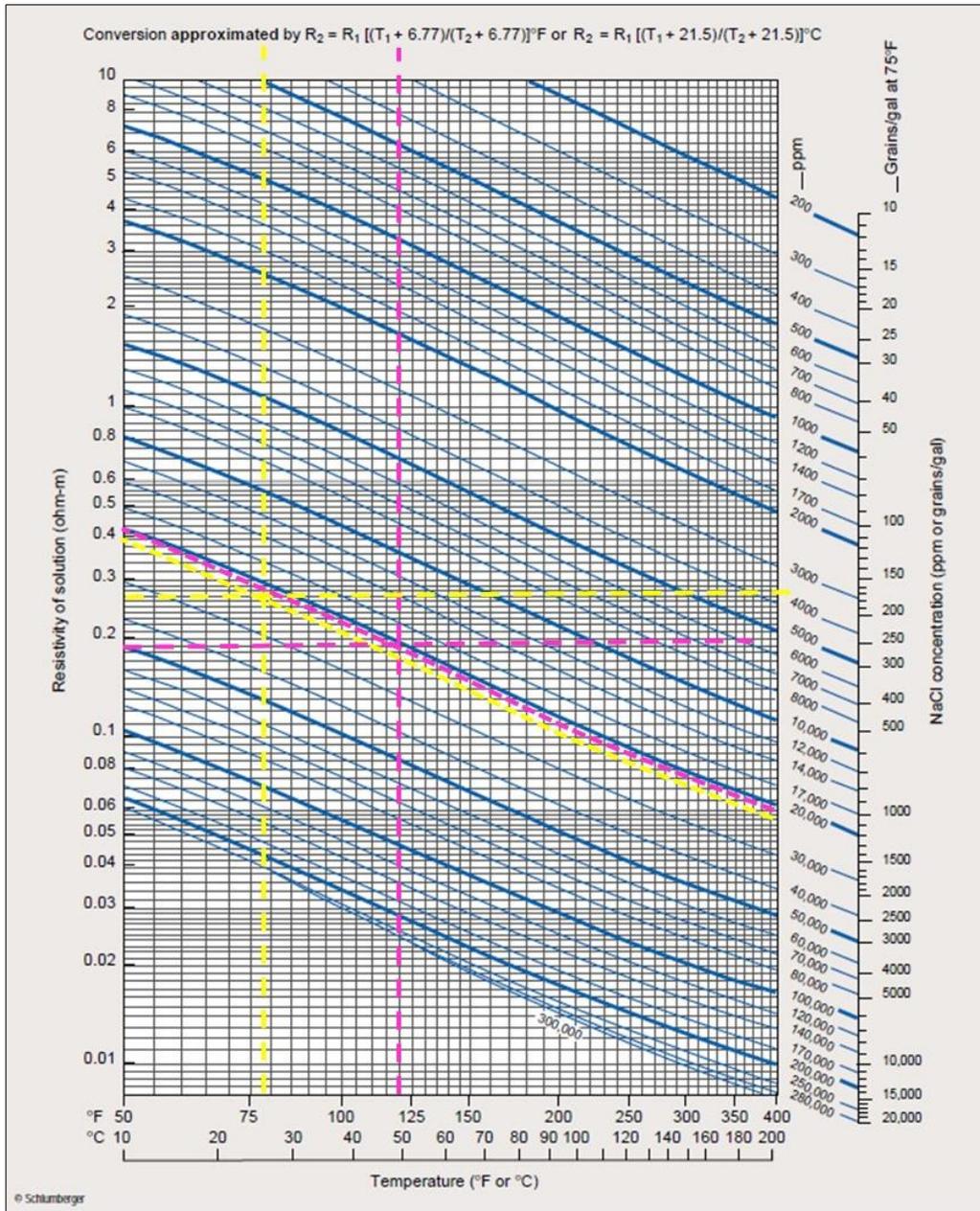
Resistividad del agua del reservorio para el Campo Tubridgi.

Pozo	R_w		Temperatura ($^\circ\text{F}$)	Salinidad (ppm)	
T-1	DST	0,33	77	20000	
T-11	DST	0,33	77	20000	
T-15	DST	0,33	77	20000	
T-2	DST	0,19	130	20500	
T-3	DST	0,19	130	20500	
T-6	DST	0,19	130	20500	
T-7	Pickett-plot	0,22	120,5	20200	
T-8	DST	0,275	77	21000	
T-9	Pickett-plot	0,2218	123,4	20000	

Nota. Se observa la resistividad del agua y su respectiva salinidad en el reservorio para el campo Tubridgi

Figura 24. Gráfica G9 de schlumberger para determinar salinidades

Gráfica G9 de schlumberger para determinar salinidades



Nota. se aprecia la salinidad del agua de formación para el pozo Tubridgi-8, revelando salinidades similares por los dos métodos.

4.2.1 Resumen de Resultados Petrofísicos

Como resultado la **Tabla 6** y la **Tabla 7** resume en detalle los resultados petrofísicos del reservorio de cada una de las unidades del campo Tubridgi, utilizando los siguientes parámetros de cut-off: porosidad mayor o igual a 20%, volumen de arcilla mayor o igual al 45% y saturación de agua menor o igual al 56% (**Tabla 6 y 7**)

Tabla 6. Resumen del reporte del reservorio neto para el campo Tubridgi.

Resumen del reporte del reservorio neto para el campo Tubridgi.

Cutoff= Phi>=0,2 & Vclay<=0,45									
Pozo	zona	Gross Interval	Net Res Int	Res/Gross (Res)	Avg Phi (Res)	Avg Net Sw (Res)	Avg VClay (Res)	Arith Perm (Res)	Avg Geom Perm (Res)
Unidades		m	m		v/v	v/v	v/v	mD	mD
T-1	Reservorio	32,78	10,03	0,31	0,35	0,43	0,24	9586,02	7926,61
T-2	Reservorio	31,63	19,20	0,61	0,29	0,87	0,23	11246,62	8055,87
T-3	Reservorio	36,03	17,98	0,50	0,26	1,00	0,15	14798,50	9016,09
T-6	Reservorio	15,07	8,87	0,59	0,27	1,00	0,19	12403,97	8088,41
T-7	Reservorio	30,98	20,12	0,65	0,33	0,62	0,19	16660,69	12111,76
T-8	Reservorio	25,81	16,74	0,65	0,34	0,43	0,18	12910,98	11167,69
T-9	Reservorio	40,90	12,33	0,30	0,30	0,79	0,18	12203,70	7901,70
T-10	Reservorio	26,61	12,95	0,49	0,31	0,92	0,20	27238,44	11934,46
T-11	Reservorio	46,75	17,07	0,37	0,25	1,00	0,24	9174,83	6086,62
T-12	Reservorio	31,34	14,33	0,46	0,25	0,99	0,21	9217,68	6684,90
T-14	Reservorio	48,15	27,13	0,56	0,29	0,83	0,11	19152,42	16952,14
T-15	Reservorio	33,52	20,97	0,63	0,34	0,70	0,25	15739,08	12593,10
T-16	Reservorio	21,32	5,30	0,25	0,35	0,41	0,23	12336,52	9736,64
T-17	Reservorio	44,47	22,12	0,50	0,31	0,83	0,17	20620,56	12326,96
T-18	Reservorio	31,77	21,03	0,66	0,33	0,76	0,18	33746,47	26336,60

Nota. Promedio de las propiedades petrofísicas del reservorio neto para cada uno de los pozos.

Tabla 7. Resumen del reporte de neto gasífero para el campo Tubridgi

Resumen del reporte de neto gasífero para el campo Tubridgi.

Cutoff= Phi >=0,2 & Vclay<=0,45, Sw<= 0,560									
Pozo	Zona	Gross Interval	Net Pay Int	Pay/Gross Ratio	Avg Phi (Pay)	Avg Net Sw (Pay)	Avg VClay (Pay)Avg	Arith Perm (Pay)	Avg Geom Perm (Pay)
Unidades		m	m		v/v	v/v	v/v	mD	mD
T-1	Pay	32,7	7,32	0,22	0,38	0,30	0,21	11114,8	10599,2
T-2	Pay	31,6	1,98	0,06	0,41	0,30	0,09	22629,1	20058,3
T-3	Pay	36,1	0	0	0	1	0	0	0
T-6	Pay	15,1	0	0	0	1	0	0	0
T-7	Pay	30,9	9,45	0,31	0,35	0,32	0,19	11337,1	10407,7
T-8	Pay	25,8	12,2	0,47	0,36	0,29	0,19	10893,2	10469,3
T-9	Pay	40,9	3,35	0,08	0,33	0,39	0,08	8774,37	8669,6
T-10	Pay	26,6	0	0	0	1	0	0	0
T-11	Pay	46,7	0	0	0	1	0	0	0
T-12	Pay	31,3	0	0	0	1	0	0	0
T-14	Pay	48,2	2,44	0,05	0,40	0,33	0,24	13097,7	12408,0
T-15	Pay	33,5	6,55	0,20	0,39	0,22	0,23	11533,8	11162,4
T-16	Pay	21,3	3,20	0,15	0,39	0,18	0,16	14882,9	14420,9
T-17	Pay	44,5	3,05	0,07	0,40	0,28	0,10	22525,0	20886,1
T-18	Pay	31,7	5,33	0,17	0,41	0,24	0,24	12457,4	12200,8

Nota. Promedio de las propiedades petrofísicas del gasífero o neto para cada uno de los pozos.

4.2.2 Análisis de resultados petrofísicos.

La evaluación petrofísica del Campo Tubridgi se centró en determinar el modelo óptimo de arcillosidad, porosidad y saturación de fluidos que mejor representara el reservorio. Esta evaluación integró los datos de núcleos y registros eléctricos para obtener una representación precisa de las propiedades del reservorio.

Los análisis de Difracción de Rayos X (DRX), petrografía y núcleos revelaron una baja arcillosidad en las areniscas del reservorio. Esta baja arcillosidad se debe a la degradación de feldespatos en minerales arcillosos como caolinita, illita y esmectita. Para modelar la arcillosidad, se seleccionó el modelo lineal basado en la curva de rayos gamma. Adicionalmente, se generó un modelo de Clavier para evaluar su sensibilidad.

Se evaluaron diversos modelos de porosidad utilizando diferentes registros y comparando su ajuste con los datos de porosidad de núcleo. El mejor ajuste se obtuvo con la curva de densidad, que es menos afectada por la presencia de glauconita y gas. Los modelos que combinaban curvas de densidad-neutrón y corrección por gas no mostraron un ajuste adecuado. Es destacable la excelente porosidad registrada en los pozos T-7, T-8, T-9 y T-10, con valores entre 27% y 38%.

Para la saturación de fluidos, se consideró apropiado el modelo de saturación de Archie debido a la baja arcillosidad del reservorio. Los pozos T-7, T-8, T-9 y T-10 proporcionaron datos de factor de cementación (m), índice de saturación (n) y factor de tortuosidad (a). Además, los pozos T-1, T-2, T-6, T-8, T-11 y T-15 aportaron datos de resistividad del agua de formación (R_w). El análisis de la salinidad del campo reveló una alta salinidad en el agua de formación, con valores entre 20,000 y 21,000 ppm NaCl, sin variaciones significativas en el reservorio.

El resumen del reporte de reservorio indica un buen espesor neto, excelente porosidad total y permeabilidades muy altas en los pozos. El resumen de neto de gas destaca los pozos T-1, T-7, T-8, T-15 y T-18 como los de mayor potencial. En contraste, los pozos T-3, T-6, T-10, T-11 y T-12 se consideran secos o con 100% de saturación de agua.

4.3 Interpretación sísmica

4.3.1 Amarre e interpretación sísmica

La calibración sísmico-pozo es una etapa decisiva para la correcta interpretación de datos sísmicos y su correlación con los registros de pozo. En el campo Tubridgi, todos los pozos dentro del cubo sísmico Tubridgi-3D que disponían de registros sísmicos y de densidad fueron calibrados. Este proceso permitió identificar en la sísmica las reflexiones correspondientes a: el tope de las Lutitas de Muderong, tope y la base del reservorio. Para llevar a cabo la calibración sísmico-pozo, se cargaron los registros y los datos de check-shot de las tablas tiempo profundidad de los pozos. Los registros fueron ajustados para corregir las secciones anómalas, comúnmente asociadas a puntos de empalme de la tubería de revestimiento. En general, la calidad de los registros fue buena, requiriendo mínimas modificaciones.

En cuanto a las ondículas, se inició el proceso de calibración en cada pozo utilizando una ondícula extraída de la sísmica con fase cero, la ventana de análisis que comprende desde las lutitas de Muderong hasta la base del reservorio. El extraer la ondícula de la sísmica representa una ventaja ya que esta tiene el contenido de frecuencia y el sismograma sintético resultante es fácilmente correlacionable a la sísmica. Una vez extraía la ondícula, se usaron respectivamente para comenzar a hacer el proceso de amarre. Tras sucesivas compresiones (squeeze) y estirar (stretch) las funciones de velocidades por pozo para optimizar el ajuste con el sintético, se aplicó una rotación de fase de la ondícula extraída por la función de correlación entre el sintético y la sísmica. Esas rotaciones de fase fueron mínimas, logrando una correlación ajustada entre la respuesta al tope de las Lutitas de Muderong y el dato del sintético del pozo, mostrado en la **Figura 26**.

En general, la mayoría de los amarres con la sísmica fueron buenos y consistentes para el tope de cada unidad de interés. El tope de las lutitas de Muderong corresponde a un pico, el tope del reservorio a un valle, relacionado a un fuerte contraste impedancias

acústicas entre la base de Muderong (de alta impedancia acústica) y el tope del reservorio (de baja impedancia acústica). Mientras tanto la base del reservorio amarró consistentemente con un pico.

Como la sísmica fue procesada y adquirida en fase normal SEG, se entiende que un contraste de impedancias negativo (de altas a bajas impedancias) corresponde a un valle, mientras que, por el contrario, un contraste de impedancias positivo corresponde a un pico.

4.3.2 Conversión Tiempo a Profundidad

Los datos sísmicos se expresan en la vertical en unidades de tiempo doble de viaje, comúnmente segundos o milisegundos. Este tiempo se refiere al recorrido de la onda sísmica desde la fuente al reflector (ida) y del reflector al receptor (vuelta). Por lo tanto, los horizontes de interés que se interpretan en la sísmica y sus mapas estructurales derivados están inicialmente en el dominio de tiempo doble de viaje.

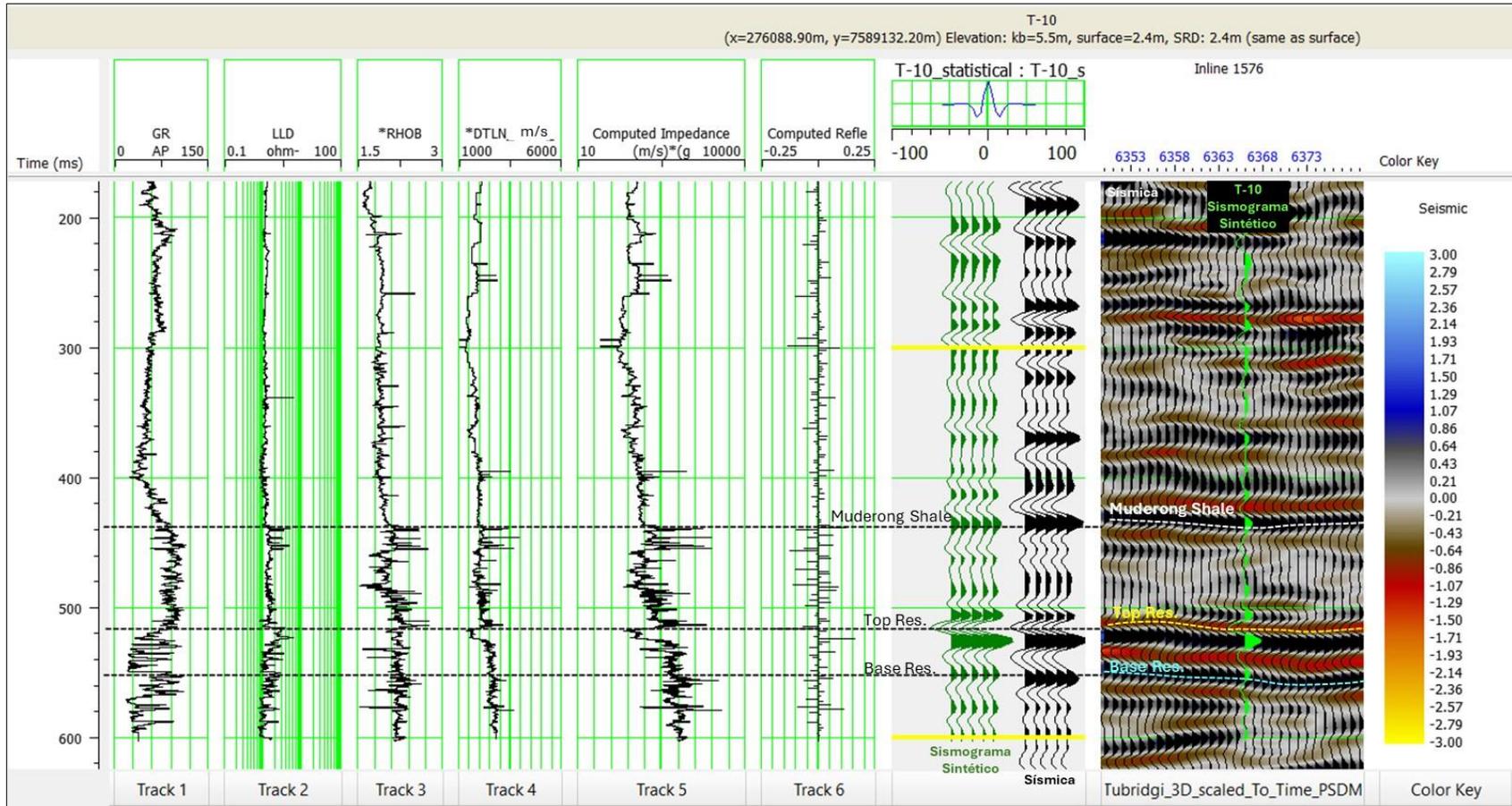
Para visualizarlos en el dominio de la profundidad, se requiere hacer un modelo de velocidades con los datos anteriormente descritos de check-shot para hacer el cálculo de modelo profundidad.

El procedimiento empleado para convertir a profundidad tope y base del horizonte se describe a continuación:

1. Estimación de la velocidad Promedio: utilizando los tiempos de la sísmica y profundidades de base y tope del reservorio en cada pozo dentro del área interpretada, se hallaron pares tiempo-profundidad. Estos pares permitieron estimar la velocidad promedio desde el Datum Sísmico de Referencia (0 msnm) hasta el horizonte de interés (tope y base del reservorio).

Figura 26.

Amarre-sísmica del pozo Tubridgi-10

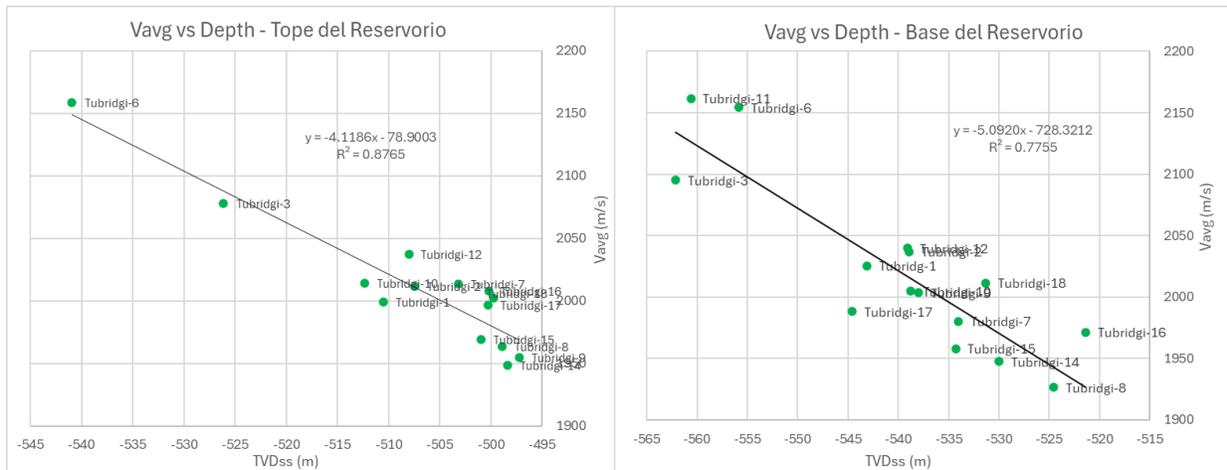


Nota. se observa un buen amarre entre la sísmica y el pozo Tubridgi-10, elaborado en el software Hampson-Russell de la compañía Geosoftware.

2. Análisis de la tendencia de velocidad: las velocidades promedio para cada pozo, tanto en el tope como en la base del reservorio, se graficaron en función de la profundidad (**Figura 27**). Este análisis tiene como objetivo identificar una tendencia inicial en la variación de la velocidad promedio con la profundidad.

Figura 27. Gráficos cruzados de velocidad promedio versus profundidad al tope y base del reservorio

Gráficos cruzados de velocidad promedio versus profundidad al tope y base del reservorio.



Nota. Obsérvese buena correlación lineal en ambos gráficos cruzados.

3. Estimación del mapa de velocidades promedio inicial: a partir de las relaciones de velocidad promedio versus profundidad para el tope y base del reservorio, se generó un mapa de velocidades promedio inicial. Utilizando este mapa inicial de velocidades y el mapa estructural en tiempo doble de viaje, se estimó un mapa inicial de profundidad mediante la siguiente relación:

$$TVD_{ss\text{Inicial}} = SRD - V_{avg} \times TWT \times 0.5$$

4. Estimación del mapa residual: dado que el mapa inicial de profundidad no se ajustaba perfectamente a las profundidades observadas en los pozos (tope y base del reservorio), se procedió a estimar un mapa residual. Este mapa se obtuvo a partir de las diferencias entre las profundidades reales de los tope y las profundidades correspondientes en el mapa inicial de profundidad, utilizando la siguiente relación:

$$Residual = TVDSS_{inicial} - TVDSS_{Topes de Pozo}$$

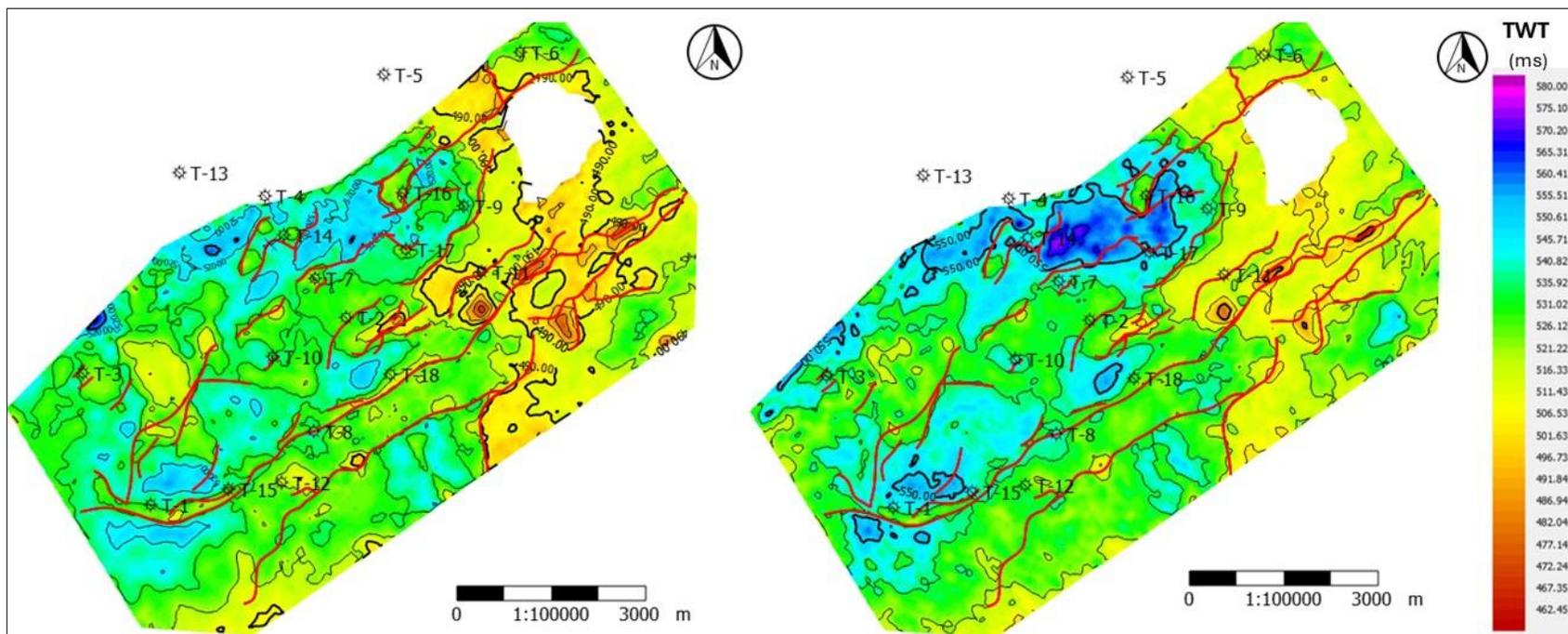
5. Cálculo del mapa estructural en profundidad: finalmente, se calculó el mapa estructural en profundidad sumando el mapa inicial de profundidad adicionando el residual

$$TVDSS_{Final} = TVDSS_{Inicial} + Residual$$

A continuación, se presentan los mapas estructurales en tiempo, velocidad promedio y profundidad (tanto para el tope como para la base del reservorio), resultantes del procedimiento de conversión descrito anteriormente.

Figura 28. Mapas estructurales en tiempo al tope y base del reservorio

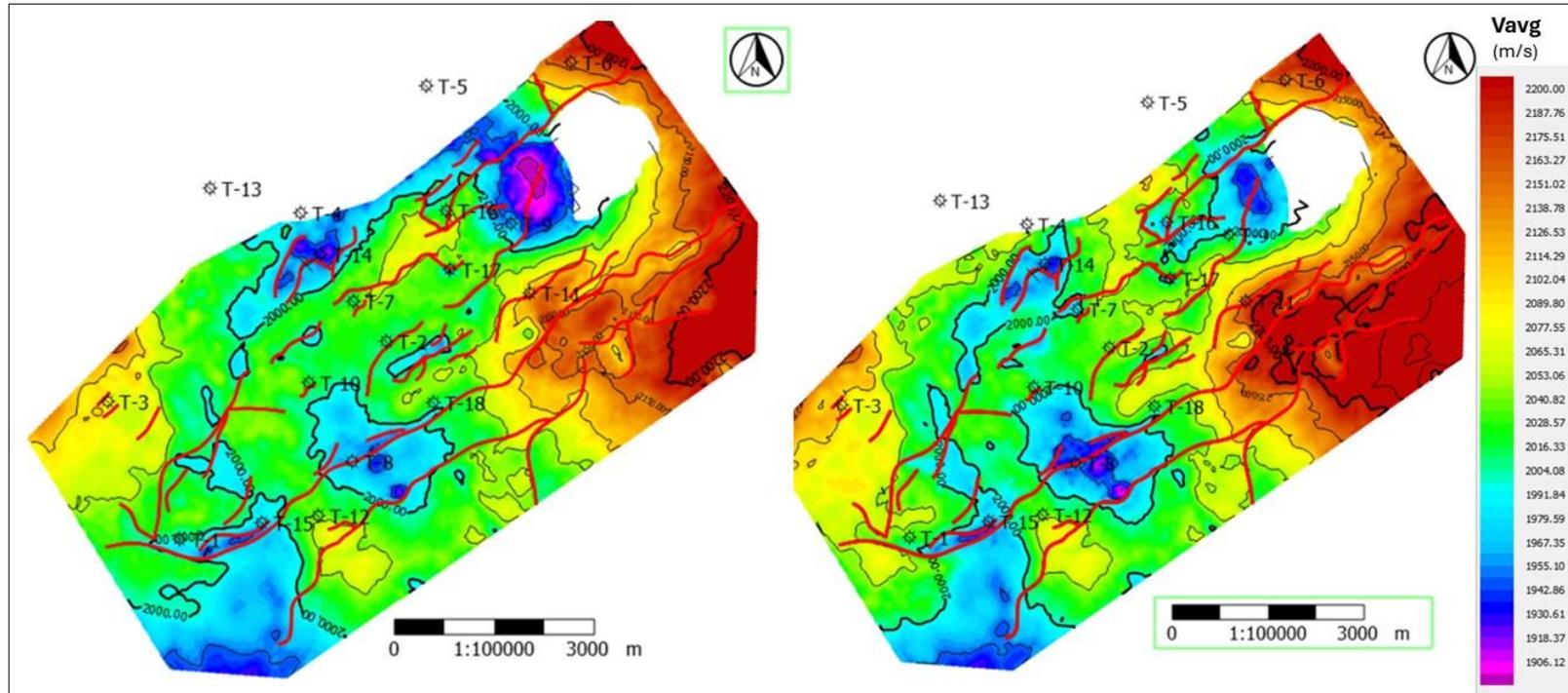
Mapas estructurales en tiempo al tope y base del reservorio.



Nota. se muestra mapa estructural en tiempo doble al tope (izquierda) y mapa estructural en tiempo doble a la base (derecha).

Figura 29. Mapa de velocidad promedio al tope y base del reservorio

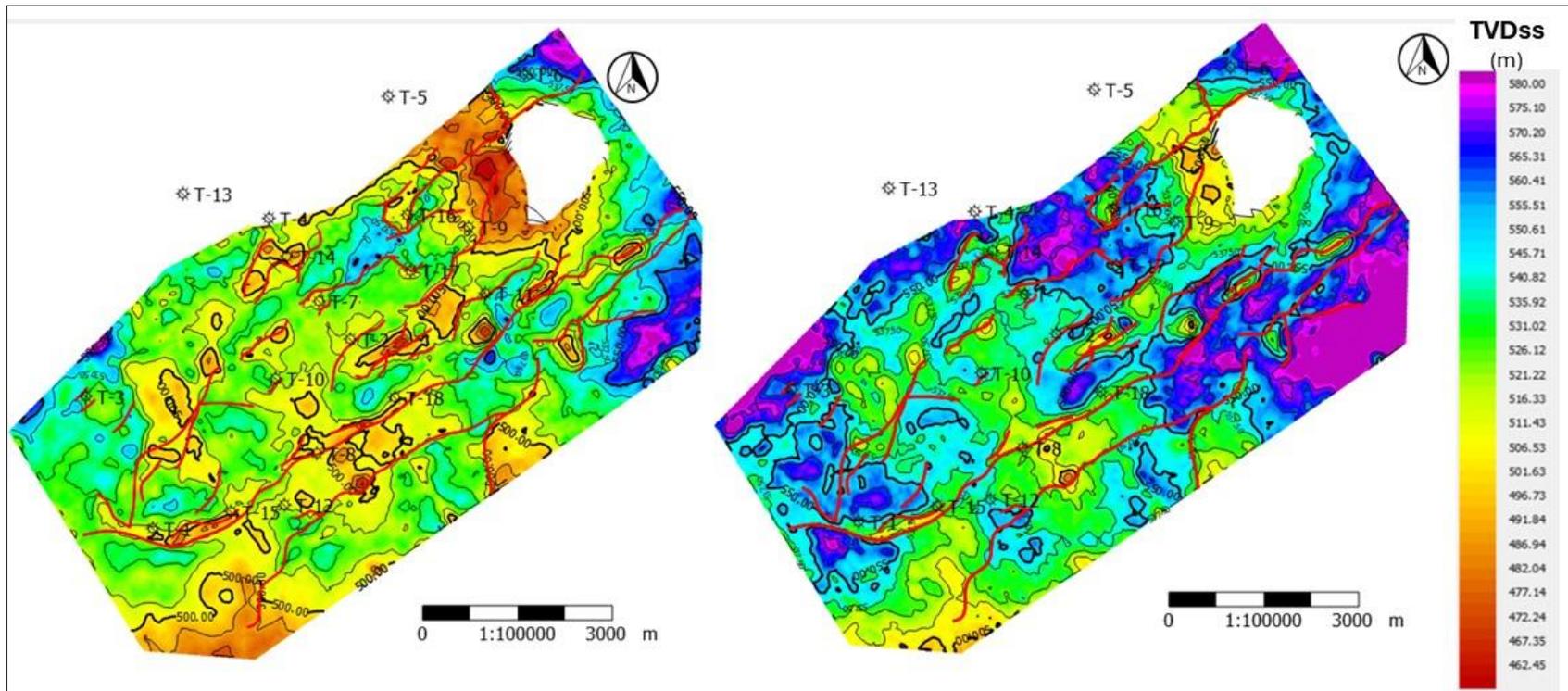
Mapa de velocidad promedio al tope y base del reservorio.



Nota. se observa mapa de velocidad promedio al tope (izquierda) y mapa de velocidad promedio a la base (derecha).

Figura 30. Mapas estructurales en profundidad al tope y base del reservorio

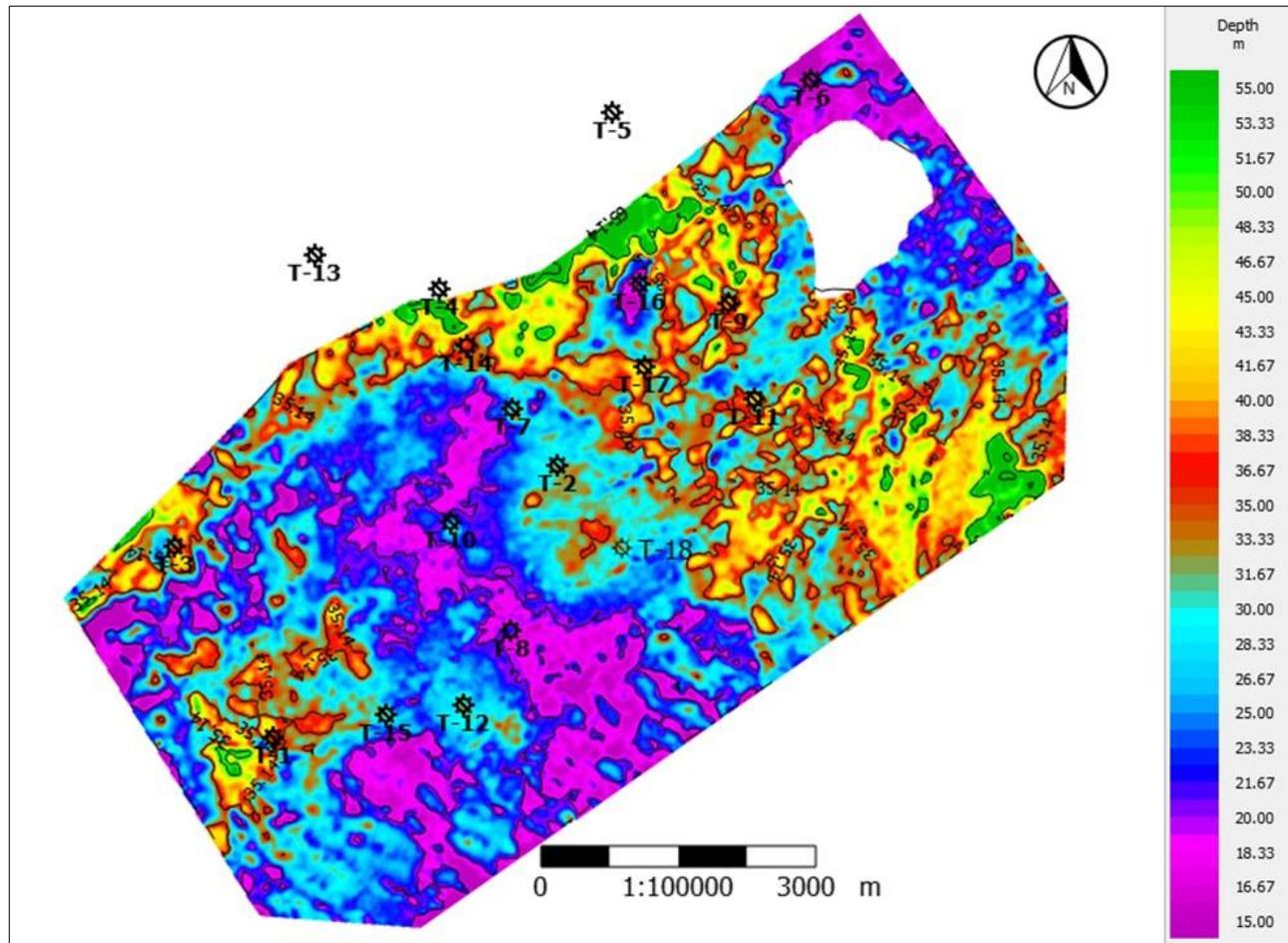
Mapas estructurales en profundidad al tope y base del reservorio.



Nota. se muestra mapa estructural en profundidad al tope (izquierda) y mapa estructural en profundidad a la base (derecha). En el cual se puede observar que las trampas están relacionadas a pequeños cierres contra fallas normales.

Figura 31

Mapa isópaco del reservorio



Nota. se puede observar la variación de espesores a lo largo del cubo, estos presentan una tendencia sureste-noreste.

Los mapas estructurales en profundidad y tiempo fueron revisados y validados teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las superficies de los mapas del tope y base del reservorio son conformes y no se cruzan.
- A lo largo de los cruces de falla conservar consistencia en la posición relativa entre el bloque piso (footwall) y bloque colgante (hanging wall) de acuerdo con el buzamiento de las fallas.
- Conservar la posición relativa de los polígonos de falla del tope y base de reservorio, honrando los cruces de las fallas con estas unidades y el buzamiento de estas.
- Se suavizaron las superficies relacionadas a los mapas estructurales al tope y base del reservorio para atenuar el ruido propio relacionado a la sísmica.

4.3.3 Interpretación

Se interpretaron un total de tres horizontes sísmicos, ordenados de más somero a más profundo y mostrados en la **Figura 32**:

- Tope de la Lutita de Muderong: Este horizonte representa el límite superior de la unidad sello del campo Tubridgi y se extiende regionalmente a lo largo de la Cuenca Carnarvon. Se identifica en la sísmica como un pico distintivo.
- Tope del reservorio (Arenas Basales del Cretácico): Este horizonte marca el inicio del reservorio objetivo y se caracteriza por un valle en la sísmica, resultado del contraste de impedancias acústicas con la Lutita de Muderong suprayacente.
- Base del reservorio: Este horizonte delimita la base del reservorio y se manifiesta como un pico sísmico consistente a lo largo del cubo 3D interpretado. El amarre con

los registros de pozo es preciso y, en algunas regiones, se evidencia como una discordancia angular correspondiente a la discordancia del Cretácico

4.3.4 Análisis

El reservorio del Campo Tubridgi se encuentra asociado a las arenas basales del Cretácico, las cuales suprayacen en discordancia sobre unidades precretácicas y están cubiertas por las lutitas de Muderong, un sello regional en esta cuenca.

El tope del reservorio se caracteriza por una reflexión negativa concordante a lo largo de la sección sísmica. Este reflector negativo es el resultado del fuerte cambio entre la impedancia acústica de las Lutitas de Muderong (alta impedancia relativa) y las Arenas Basales del Cretácico (baja impedancia relativa). La facies sísmica asociada a estas arenas se caracteriza por reflectores de alta amplitud y continuidad de gran extensión. Por otro lado, la facie sísmica de las lutitas suprayacentes se caracterizan por bajas amplitudes y reflexiones discontinuas, típicas de este tipo de unidades debido al bajo contraste de impedancias acústicas internas. La discordancia del Cretácico, en la base de las arenas del reservorio, se identifica fácilmente como una discordancia angular, evidenciada por la truncación de reflectores hacia esta superficie (**Figura 32**).

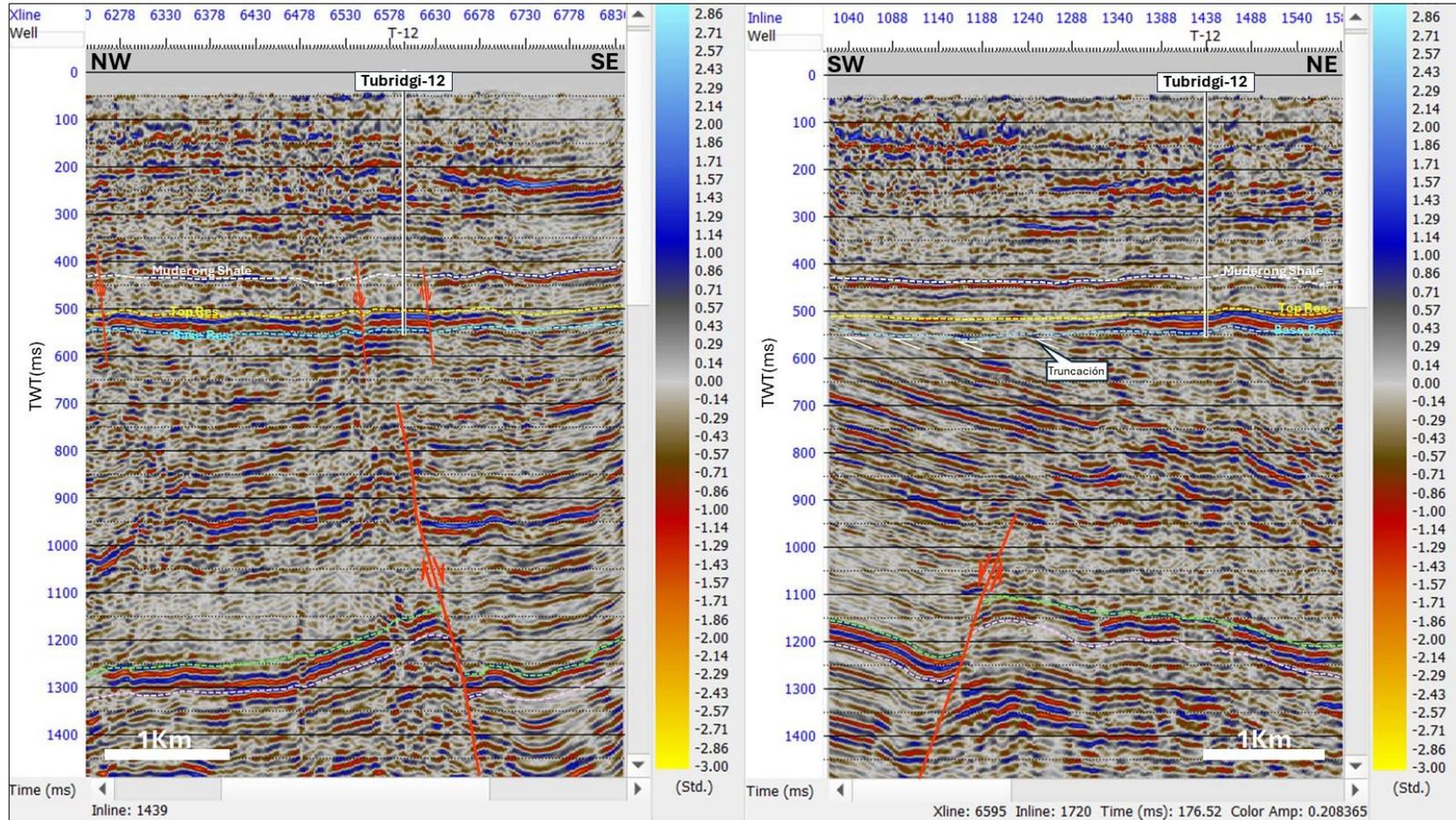
En cuanto a las estructuras observadas en el área, por debajo de la discordancia del Cretácico se aprecia una alta estructuración relacionada con capas y fallas extensionales de alto buzamiento, con rotación de bloques formados en múltiples fases de rifting precretácicas, descrito en el marco geológico del escrito. Algunas de estas fallas se reactivaron por encima de la discordancia, extendiendo el fallamiento extensional a las arenas basales. Sin embargo, las estructuras asociadas al reservorio (arenas basales del cretácico) se caracterizan por un bajo desplazamiento en los saltos de falla (5-15 m) y bajo relieve estructural (ver Figura 32). Por lo tanto, las trampas en el Campo Tubridgi están relacionadas con pequeños cierres entre fallas normales, donde la acumulación de hidrocarburos se produce en el bloque yacente (footwall). Los cierres del campo no se

asocian a una única falla, sino que se ubican en diferentes compartimentos, a veces relacionados con fallas de extensión lateral limitada (**Figura 30**).

El espesor del reservorio varía entre 15 y 55 m a lo largo del cubo sísmico, mostrando variaciones localizadas en dirección sureste-noreste. En las cercanías de los pozos T-1, T-2, T-3, T-7, T-9, T-11, T-14 y T-18, los espesores oscilan entre 26 y 55 m, mientras que cerca de los pozos T-6, T-8, T-10 y T-15, los espesores varían entre 15 y 25 m (**Figura 31**).

Figura 32. Línea sísmica representativa a lo largo del pozo Tubridgi-15

Línea sísmica representativa a lo largo del pozo Tubridgi-15



Nota. se muestran los tres horizontes interpretados en el área. En la imagen de la derecha se puede observar como las unidades precretácicas se truncan con la base del reservorio, la cual se distingue a lo largo del cubo sísmico como una discordancia angular.

4.4 Estimación de las propiedades petrofísicas mediante la correlación con atributos sísmicos.

En la búsqueda de la mejor estimación de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua en el cubo sísmico, se llevaron a cabo tres pruebas para identificar la relación óptima entre las propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos. Para ello, se utilizaron los siguientes datos:

1. El cubo sísmico Tubridgi-3D post-apilado, que contiene la información sísmica original sin procesar.
2. El cubo de impedancia acústica invertida modelado para la zona de interés, que transforma los datos de amplitud sísmica en impedancia acústica.
3. Una combinación de ambos cubos, integrando los datos de amplitud original e impedancia acústica para fortalecer la predicción de las propiedades.
4. Propiedad petrofísica: volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, calculada en la fase anterior.

El objetivo de estas pruebas fue encontrar un conjunto de atributos sísmicos que pudieran predecir con mayor precisión los registros objetivo (real) : volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua. El módulo Emerge contiene alrededor de 20 atributos que pueden calcularse internamente a partir de la traza sísmica. Sin embargo, muchos sísmica o impedancia acústica invertida es un atributo derivado matemáticamente a partir de la traza sísmica, pero es demasiado complejo para ser calculado dentro del módulo Emerge [24].

Emerge divide los atributos en dos categorías: internos y externos. Los atributos internos son aquellos que Emerge calcula internamente, según sea necesario. Los atributos externos, en cambio, son aquellos que han sido calculados externamente por cualquier razón y no tienen límite en cuanto a su número [24].

Después de estas aclaraciones, procedimos al ingreso de los datos que requiere Emerge para iniciar la fase de entrenamiento. Para esta fase, se utilizaron los pozos T-1, T-3, T-

6, T-8, T-9, T-10 y T-16, además del volumen sísmico Tubridgi-3D. Los parámetros establecidos incluyeron la extracción de la traza alrededor de 1, es decir, se utilizó 1 inline y 1 crossline. La ventana de análisis abarcó desde el tope de la formación Muderong hasta la base del reservorio.

4.4.1 Regresión lineal simple

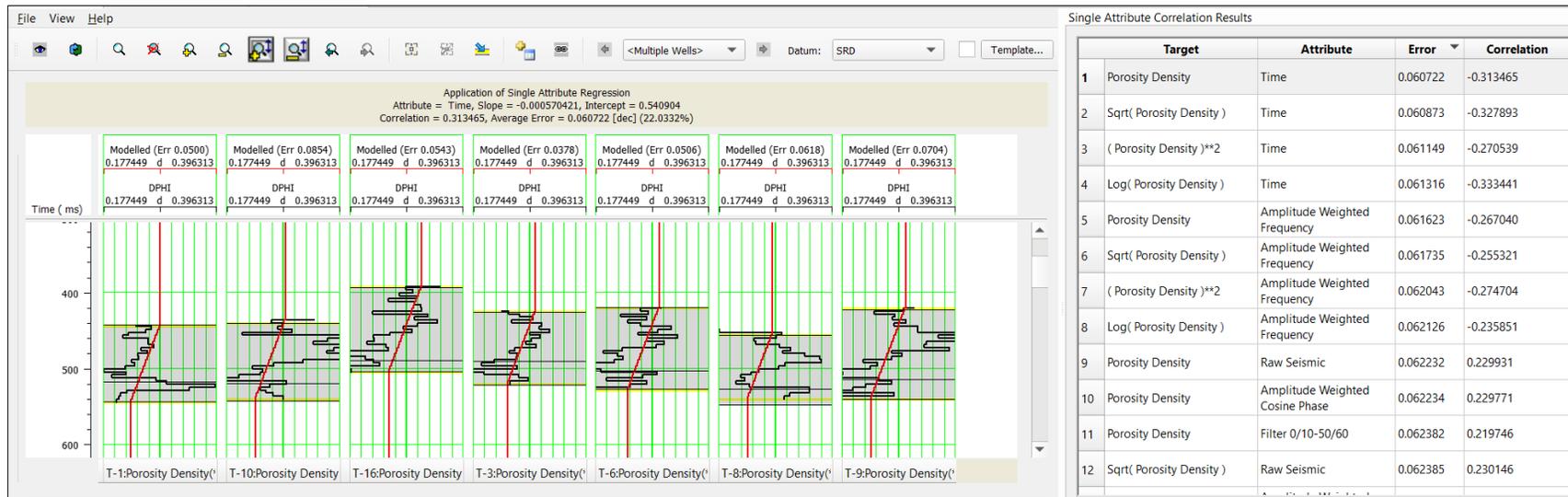
Este primer análisis se llevó a cabo con el objetivo de explorar si la relación entre el atributo sísmico y la propiedad petrofísica se encuentra en una regresión lineal simple. En este caso, se utilizan los pozos seleccionados para el entrenamiento anteriormente mencionados y los 20 atributos internos que posee Emerge (**Figura 33**).

Para este caso en particular, si se utiliza el primer atributo de tiempo (**Figura 33**) la correlación es de 0.31 considerada como baja. Debido al resultado obtenido, se descartó que la predicción pueda realizarse mediante una regresión lineal simple. Por lo tanto, se decidió explorar métodos de predicción más complejos.

4.4.1.a Análisis de Regresión Lineal.

La estimación de las propiedades, como el volumen de arcilla, la porosidad y la saturación de agua no se logró establecer mediante la regresión lineal debido a que la correlación entre el atributo sísmico y la propiedad petrofísica fue muy baja (**Tablas 8, 9 y 10**). Además, el registro objetivo (propiedad) y su predicción no reflejó ningún ajuste o similitud (**Figura 33**). En otras palabras, no es factible encontrar una relación entre atributo sísmico y propiedad petrofísica por medio de la regresión lineal simple. Por tal motivo, se procedió a buscar una mejor relación mediante una regresión multi-atributos.

Figura 33.
Regresión lineal simple



Nota. Al costado derecho la tabla muestra el error mínimo en la predicción del registro objetivo mediante el atributo de tiempo y observe como el error disminuye a medida que la correlación aumenta. El registro objetivo en negro y la predicción en rojo, no refleja ningún ajuste entre estas dos curvas. En la parte superior izquierda de la imagen se ve el valor de correlación y el error promedio, estimados en la ventana de análisis para todos los pozos seleccionados.

4.4.2 Regresión Multi-atributos.

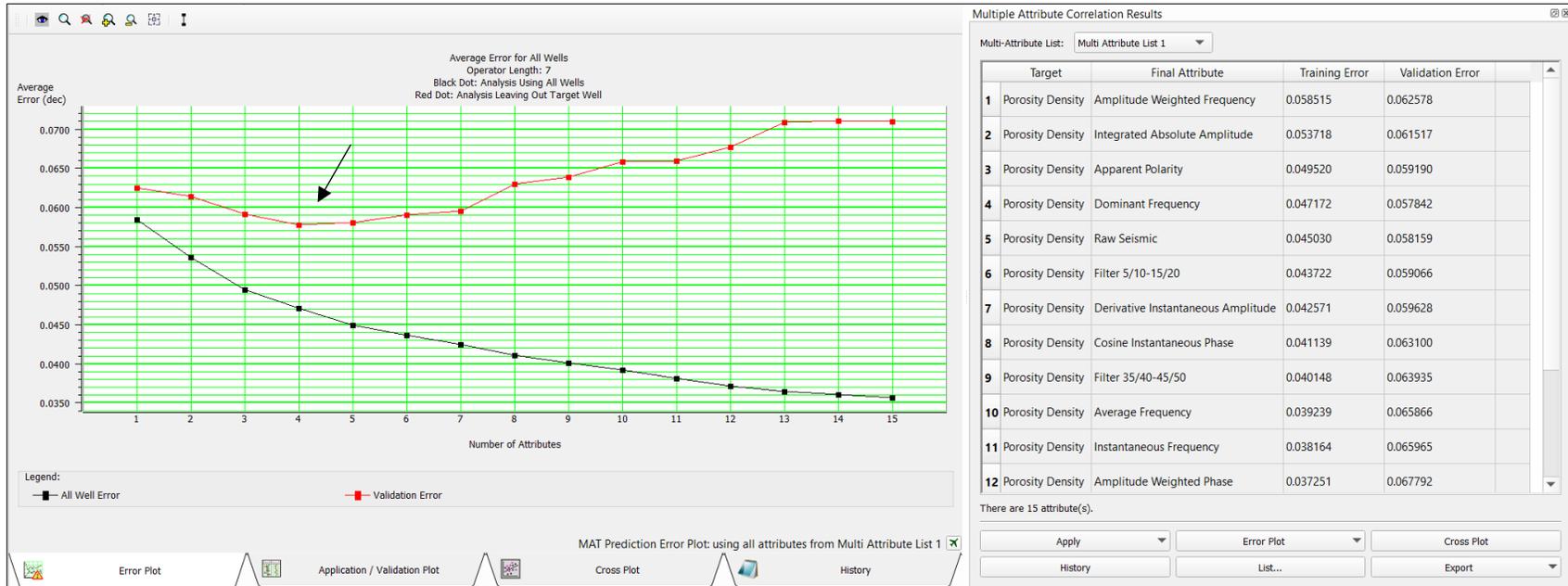
Para mejorar el poder de predicción, es necesario utilizar grupos de atributos simultáneamente. En otras palabras, se combinan las características de varios atributos para discriminar características sutiles en los registros objetivos (porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua), en los cuales ninguno de los atributos individuales logró predecir por sí mismo [24].

Otro parámetro importante es la *longitud del operador*, que cuantifica la extensión de la convolución aplicada a los datos sísmicos. Un operador más largo tiende a ofrecer mejores predicciones, pero también aumenta el riesgo de incorporar ruido en el cubo de la predicción de la propiedad petrofísica. Relacionado con la *longitud del operador*, el retraso del operador especifica cómo se centra el operador respecto a la muestra objetivo. El valor predeterminado es cero, lo que implica que el operador se centra alrededor del punto de aplicación. Estos parámetros deben ser cuidadosamente ajustados para optimizar el rendimiento de la regresión multi-atributos y garantizar una predicción precisa y confiable de las propiedades petrofísicas [24].

Se realizó un entrenamiento con múltiples atributos sísmicos para predecir la porosidad utilizando el cubo sísmico Tubridgi 3D. Se variaron los parámetros iniciales de la predicción de las propiedades petrofísicas (número de atributos, longitud del operador y retraso del operador) para evaluar su comportamiento y determinar los valores óptimos. En este caso específico, se utilizaron quince (15) atributos sísmicos, una longitud de operador de siete (7) y un retraso del operador de cero (0). Los resultados, mostrados en la gráfica de error promedio versus número de atributos (**Figura 34**), indican que el error de validación disminuye hasta utilizar 4 atributos y luego comienza a aumentar. Esto sugiere que el número óptimo de atributos para el entrenamiento sería cuatro (4), ya que un número mayor podría llevar a un sobreajuste de la predicción de la propiedad petrofísica y la incorporación de ruido

Figura 34. Gráfica de Error promedio Vs número de atributos

Gráfica de Error promedio Vs número de atributos



Nota. la línea roja de la gráfica muestra el error de validación, exponiendo un decrecimiento continuo hasta llegar al atributo 4 y luego alcanza una tendencia de crecimiento. Esto indica que el número de atributos apropiado a utilizar en el entrenamiento sería de 4.

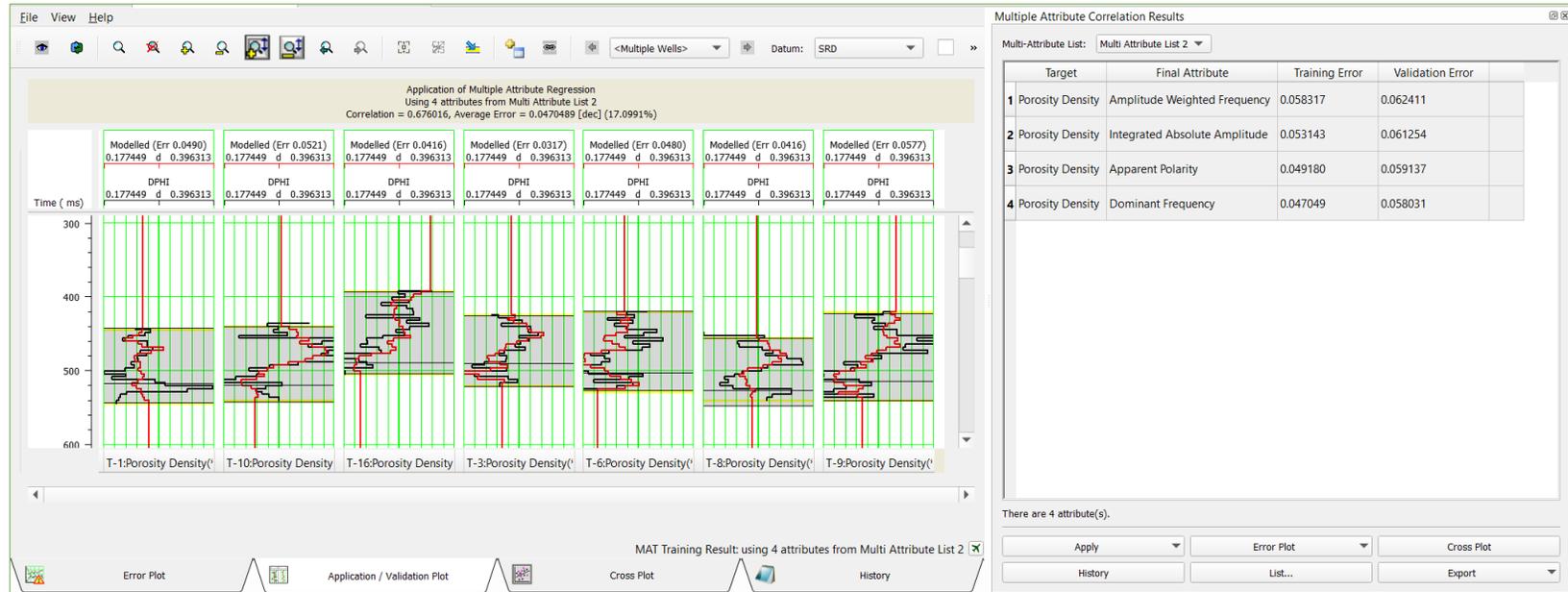
Con base en los resultados previos, se llevó a cabo el entrenamiento con cuatro atributos, obteniendo una correlación de 0.67 y un error promedio de 0.04, lo cual indica una correlación alta (**Figura 35**). Se generó un gráfico cruzado adicional que compara los valores de predicción de la porosidad (obtenidos mediante el modelo multi-atributos) con los valores reales (**Figura 36**). Este gráfico permite visualizar el grado de correlación entre ambos conjuntos de valores.

Para evaluar la mejora en la predicción al utilizar la regresión multi-atributos en comparación con la regresión lineal simple, se realizó una validación del resultado. Esta validación confirmó un aumento significativo en la correlación, pasando del 31% al 48% (**Figura 37**).

4.4.2.a Análisis Regresión Multi-atributos. Los resultados obtenidos mediante la regresión multi-atributos mostraron un incremento sustancial en la correlación en comparación con los resultados de la regresión lineal (**Tablas 8, 9 y 10**). A pesar de esta mejora, se considera pertinente explorar el uso de redes neuronales para potenciar aún más la capacidad predictiva y refinar la resolución del volumen de las propiedades petrofísicas derivadas.

Figura 35.

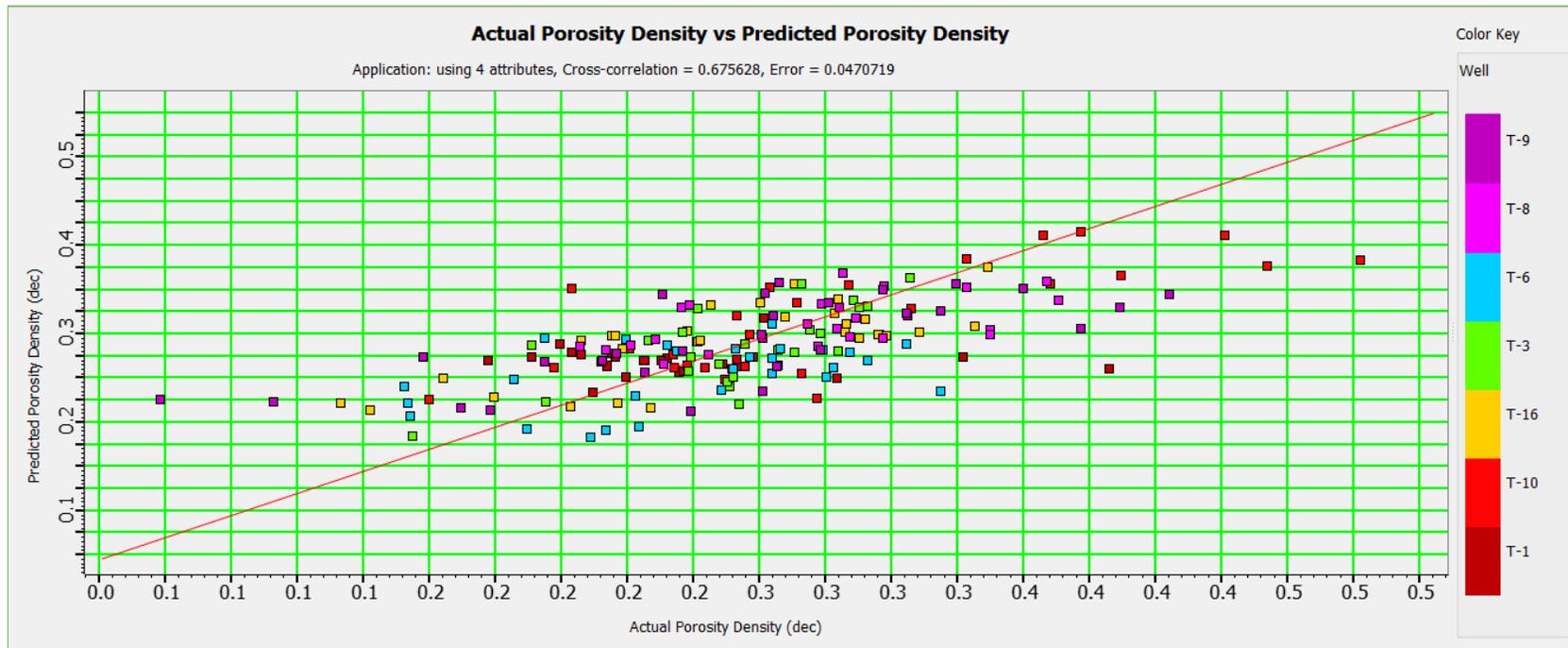
Entrenamiento multi-atributos



Nota. se observa el entrenamiento para el conjunto de pozos, su correlación es de 0.67 y el error promedio de 0.04. Evidentemente notamos como se ajusta cada curva modelada (curva roja) con la curva objetivo “porosidad” (curva negra) aplicando cuatro atributos. También, se muestra el error para cada uno de los pozos reflejando que unos pozos tienen mejor ajuste que otros.

Figura 36.

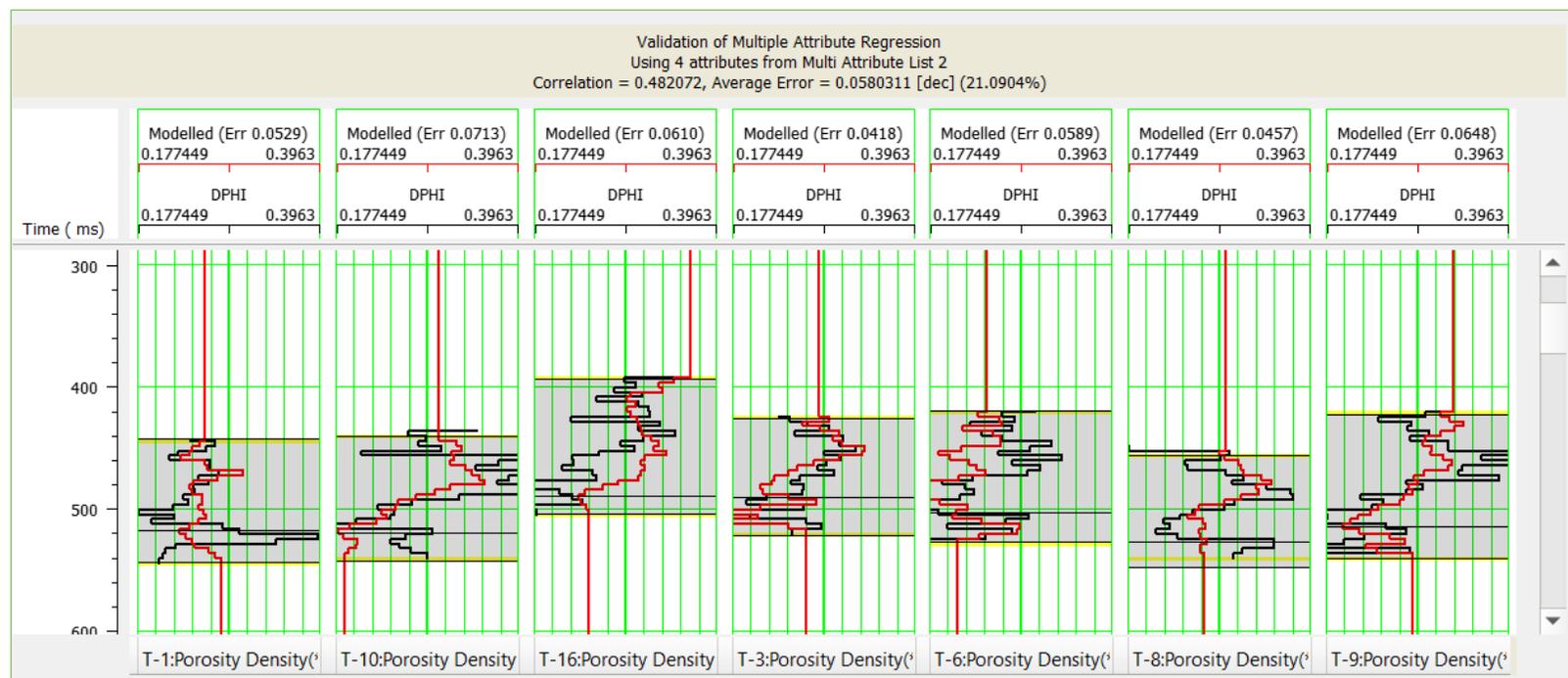
Gráfico cruzado de porosidad actual vs predicción de la porosidad



Nota. en la parte superior de la imagen se muestran los valores de correlación 0.67 y error 0.04 cuando se usan 4 atributos y longitud de operador de 7. De esta forma, se muestra la correlación que existe entre el valor real de porosidad (eje X) y el valor de predicción de porosidad (eje Y).

Figura 37. Validar resultado del entrenamiento para regresión multi-atributos

Validar resultado del entrenamiento para regresión multi-atributos



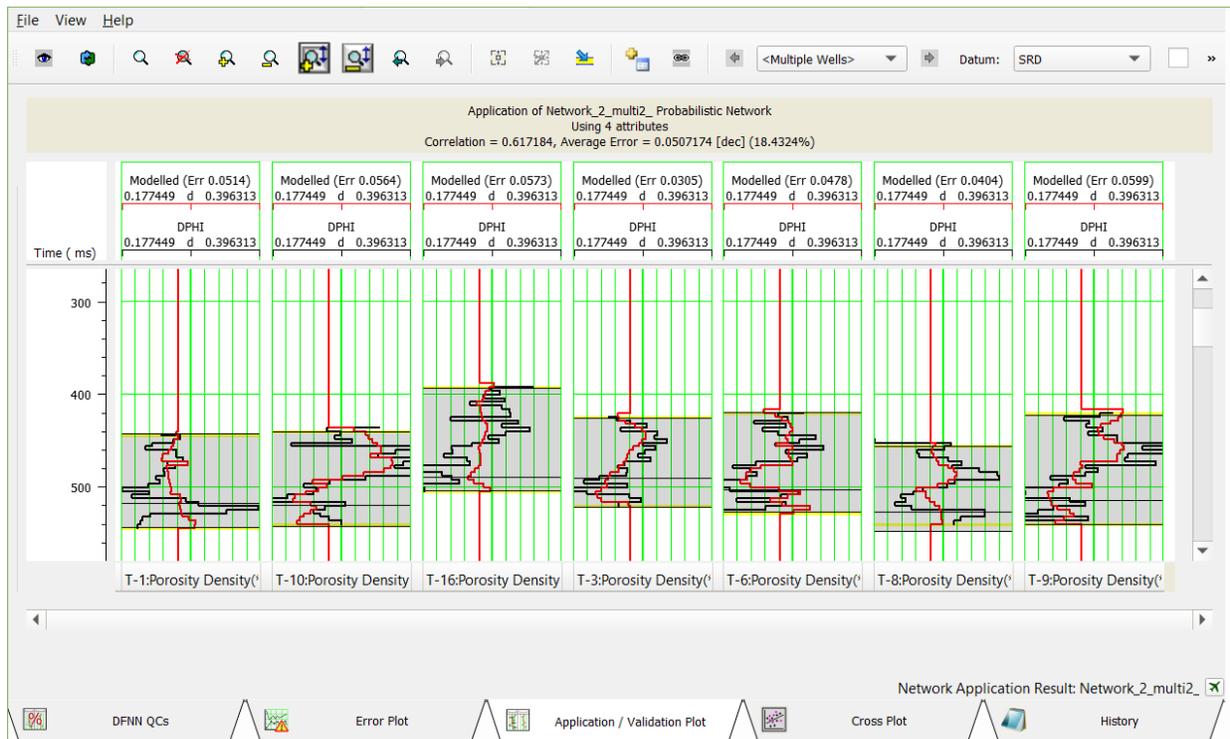
Nota. en la parte superior de la imagen se observa los valores de correlación, error promedio y cantidad de atributos utilizados. En este caso se usaron 4 atributos y longitud de operador de 7. Además, se muestra el ajuste que existe entre el valor real de porosidad (línea negra) y el valor de predicción de porosidad (línea roja) en la ventana de análisis.

4.4.3 Red Neural

Se procede a realizar un entrenamiento con redes neuronales para mejorar los resultados de predicción de las propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua) obtenidos con la regresión multi-atributos (**Figura 38**). Para la aplicación de multi-atributos y redes neuronales en la estimación de las propiedades petrofísicas, es esencial realizar una validación del entrenamiento.

Figura 38.

Entrenamiento con la red neural PNN

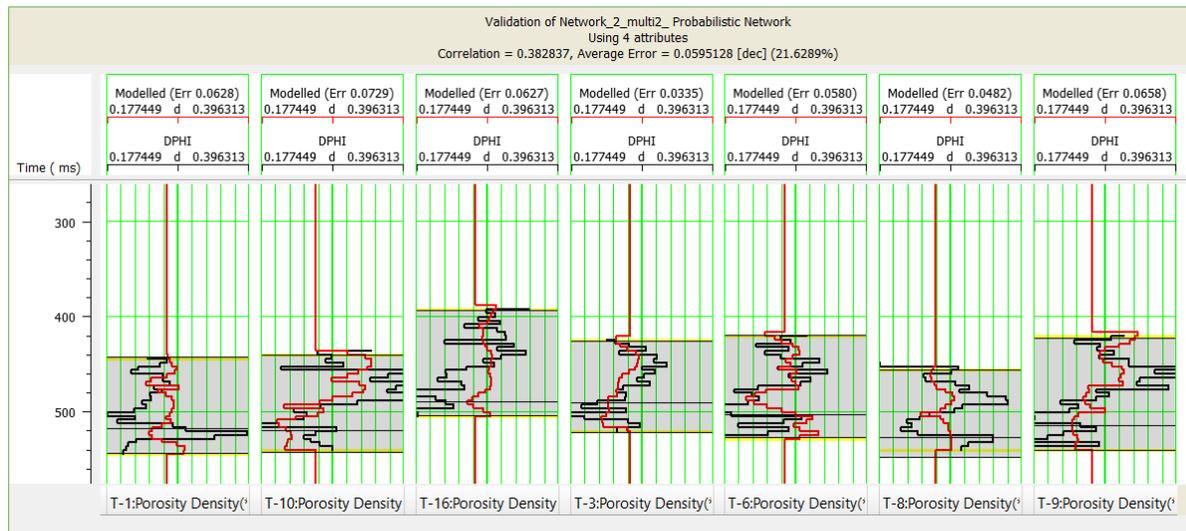


Nota. se observa que la curva de predicción (línea roja) no tiene los eventos correctos respecto al registro de porosidad real (línea negra). Su correlación es de 0.61 y su error promedio de 0.05.

Al validar el resultado del entrenamiento con la red neural, se obtuvo una correlación de 0.38. Este valor de correlación es relativamente bajo, indicando que la predicción de porosidad no logra capturar adecuadamente la relación entre los atributos sísmicos y la porosidad objetivo “real” (Figura 39).

Figura 39.

Validación del resultado de entrenamiento con la red neural



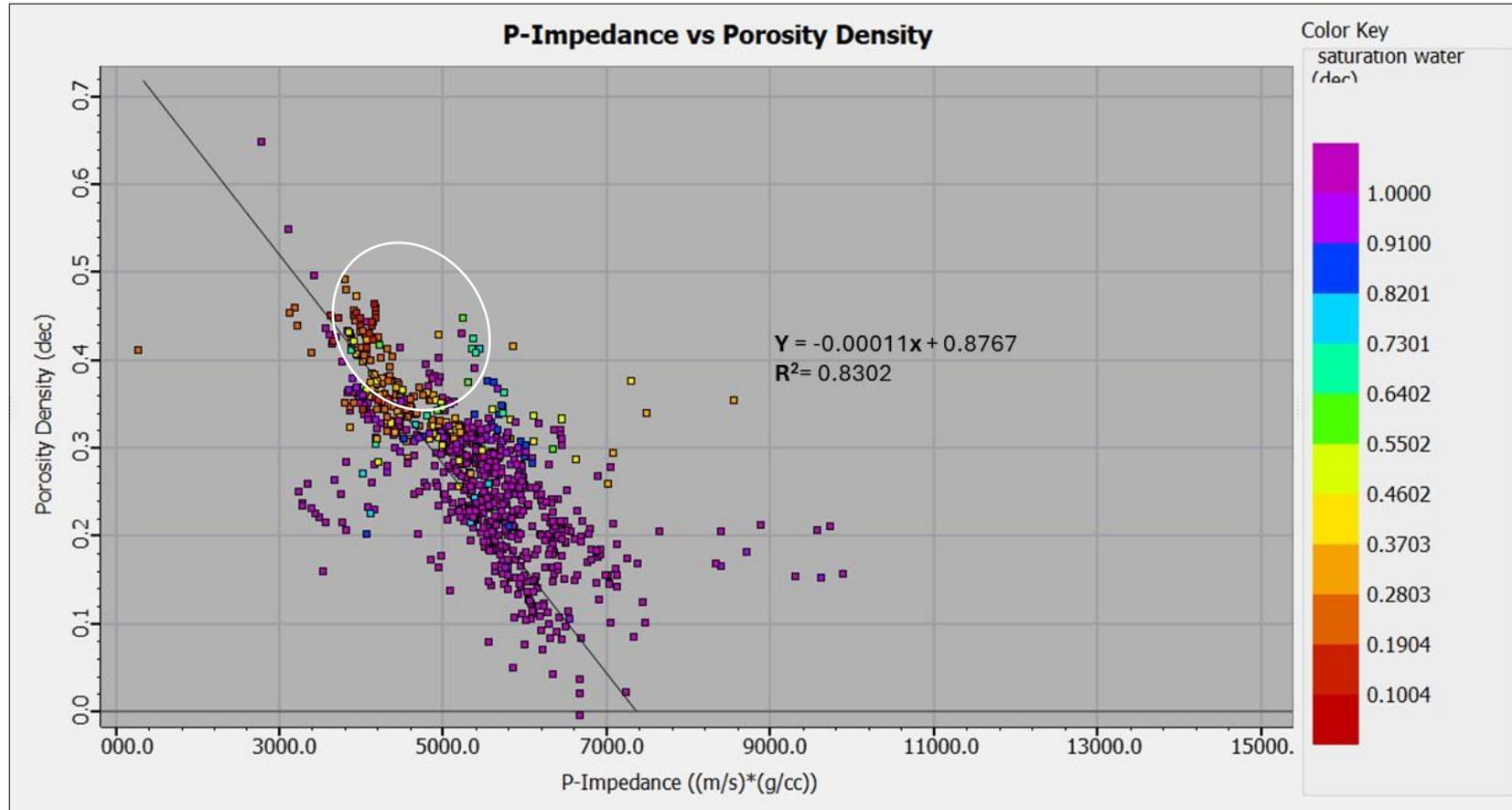
Nota. se muestra que la validación del resultado del entrenamiento de la red neural usando cuatro atributos sísmicos, reduciendo el grado de correlación notoriamente y aumentando el error promedio.

Considerando que los resultados de la predicción mediante redes neuronales no fueron significativamente mejores que los obtenidos con la regresión multi-atributos, se decidió explorar una alternativa: generar un cubo de impedancia acústica invertida (o inversión sísmica post-apilado) en el intervalo de 300 a 600 ms, que abarca la zona de interés (**Figura 40**). El objetivo de esta estrategia es mejorar la estimación de las propiedades objetivo (volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua).

4.4.3.a Impedancia acústica invertida. Los gráficos de impedancia acústica vs. porosidad (**Figuras 40 y 41**), con escala de colores para volumen de arcilla y saturación de agua, revelan una correlación lineal e inversamente proporcional entre estas propiedades en los pozos de la zona de interés. Esta relación justifica la aplicación de la inversión acústica, ya que permite aprovechar esta correlación para predecir la porosidad en áreas donde no se dispone de datos de pozos, utilizando la información del cubo sísmico de impedancia acústica invertida (**Figura 42**).

Figura 40.

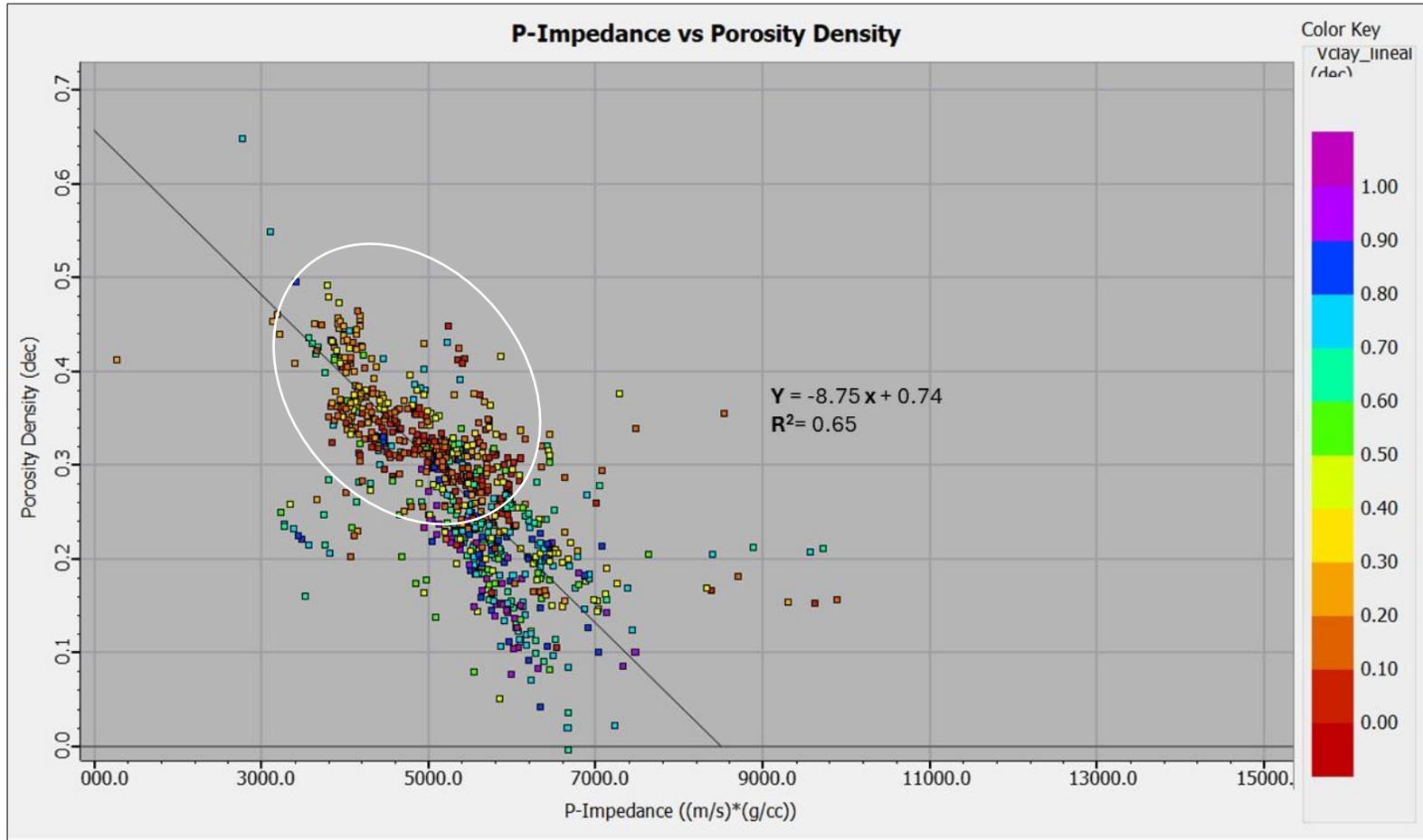
Gráfico cruzado de Impedancia acústica vs porosidad con escala de colores de saturación de agua (S_w) sobrepuesta.



Nota. se observa una tendencia lineal y una relación inversamente proporcional entre la impedancia acústica y la porosidad con escala de colores de saturación de agua, reflejando que los puntos de baja saturación de agua corresponden a valores de baja impedancia acústica y alta porosidad.

Figura 41.

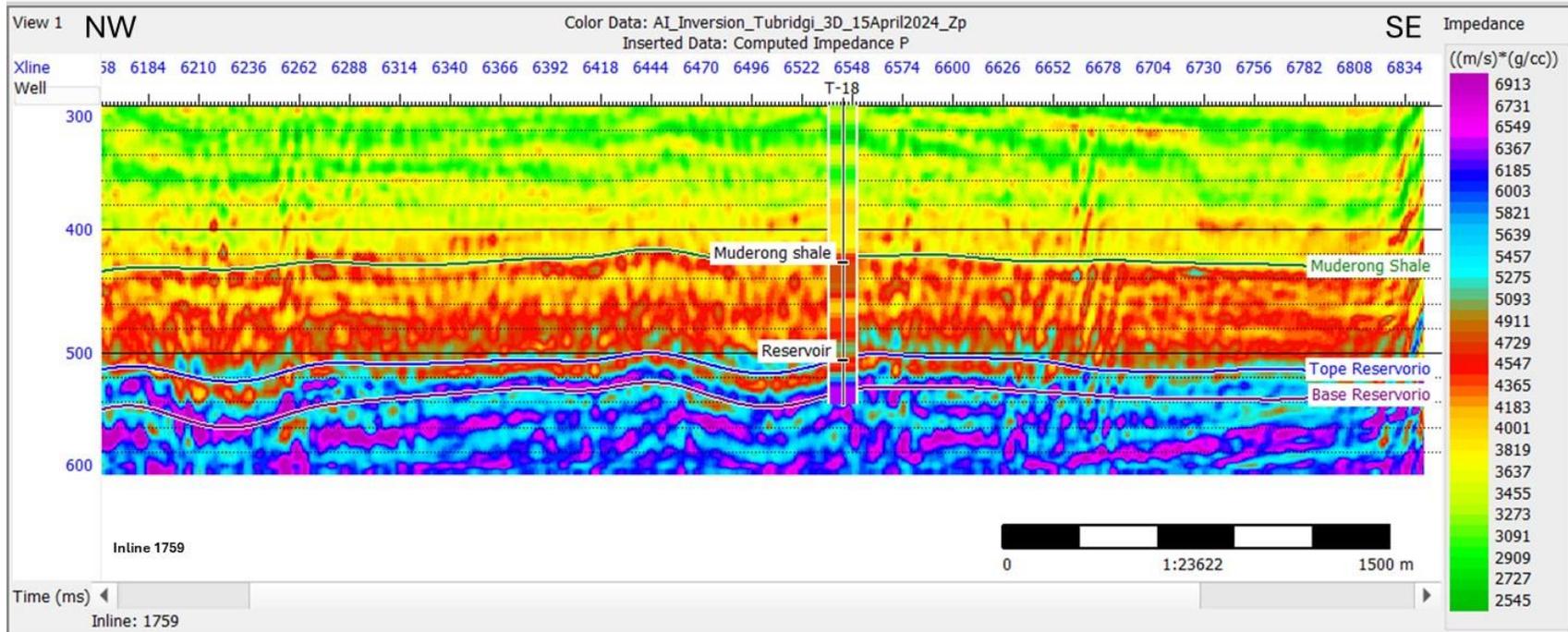
Gráfico cruzado de Impedancia acústica vs porosidad con escala de colores de volumen de arcilla (Vclay) sobrepuesta.



Nota. se observa una tendencia lineal y una relación inversamente proporcional entre la impedancia acústica y la porosidad con escala de colores de volumen de arcilla, refleja que los puntos de arenas más limpias corresponden a valores de menor impedancia acústica y alta porosidad.

Figura 42.

Cubo inversión sísmica post-apilado o impedancia acústica invertida.



Nota. se observa el cubo de impedancia acústica invertida en el intervalo de 300 a 600ms, se ubica el pozo T-18 (prueba ciega) en la misma escala de colores, evidenciando una buena correlación a lo largo del intervalo.

4.4.4 Análisis de Resultados de la Predicción de las propiedades petrofísicas mediante atributos sísmicos con la red neural

- **Porosidad**

Los resultados obtenidos en la predicción de porosidad con cada uno de los tres métodos evaluados (regresión lineal simple, regresión multi-atributos y redes neurales) utilizando los diferentes cubos sísmicos (cubo sísmico Tubridgi 3D, cubo de impedancia acústica invertida y la combinación de estos dos), se presenta a continuación en una tabla comparativa (**Tabla 8**). Esta tabla permite visualizar de manera clara las diferencias y eficacia de cada método, facilitando así la comparación y el análisis detallado de los resultados.

Tabla 8.

Predicción de porosidad utilizando los tres métodos: regresión lineal simple, multi-atributos y red neural en cada uno de los cubos.

Porosidad	Regresión lineal simple		Multi-atributos				Red neural			
	Entrenamiento		Entrenamiento		Validación		Entrenamiento		Validación	
	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio
Cubo sísmico Tubridgi-3D	0.31	0.06	0.67	0.05	0.48	0.06	0.62	0.05	0.38	0.06
Cubo de impedancia acústica invertida	0.41	0.06	0.62	0.05	0.46	0.06	0.75	0.05	0.52	0.06
Cubo sísmico Tubridgi-3D + Cubo de impedancia acústica invertida	0.40	0.06	0.67	0.05	0.45	0.06	0.82	0.04	0.52	0.06

Nota. La tabla 8 muestra los resultados del entrenamiento para la predicción de porosidad, utilizando cuatro atributos sísmicos y su respectiva validación en los métodos multi-atributos y red neural. El método de regresión lineal simple no requiere validación.

- **Análisis de la red neural**

Con respecto a la tabla comparativa de entrenamiento para la predicción de porosidad, se puede decir que no necesariamente la predicción con mayor correlación es la óptima, ya que este podría predecir mejor a nivel de pozo, pero su capacidad de predicción puede disminuir al alejarse de este, generando ruido. En el caso de menor predictibilidad, hay uno que tiene menor correlación a nivel de pozo, pero su capacidad de predicción alejado de los pozos es superior. En este sentido, el resultado óptimo del entrenamiento para la porosidad fue el conseguido con la red neural para el cubo de impedancia acústica invertida (Tabla 8 y Figura 43).

- **Factibilidad de la red neural**

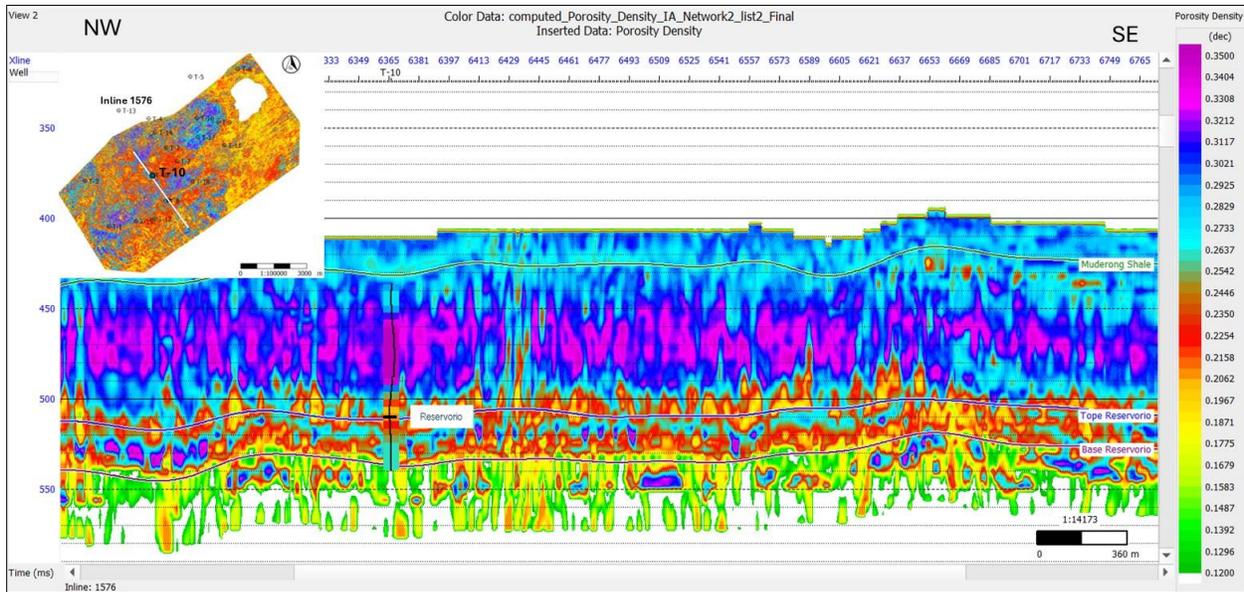
El resultado óptimo de la relación entre porosidad y los atributos sísmicos alcanzados a partir del entrenamiento con la red neural se visualiza a través del cubo sísmico Tubridgi-3D. Es oportuno recordar que los pozos elegidos para el entrenamiento fueron: T-1, T-3, T-6, T-8, T-9, T-10 y T-16, mientras que los pozos seleccionados como pozos de referencia o pozos ciegos fueron: T-2, T-14 y T-18. Es necesario mencionar que los pozos T-4, T-5 y T-13 están fuera del área del cubo sísmico y, por esta razón, no se usaron en ninguno de los dos procesos.

La **Tabla 8** y **Figura 43** muestran el resultado del cubo de porosidad obtenido con la red neural derivado de la relación entre la porosidad y los atributos sísmicos del cubo de impedancia acústica invertida. En el pozo T-10 se evidencia una buena correlación a nivel de reservorio y, en general, el intervalo de predicción muestra conformidad estructural entre los cambios verticales de la propiedad y los horizontes interpretados, otorgando un sentido geológico a la predicción del cubo de porosidad. Sin embargo, se observa ruido de alta frecuencia a lo largo de la sección de la **Figura 43**, posiblemente relacionado a ruido residual no filtrado durante el procesamiento sísmico. Esta limitación en la predicción del cubo de porosidad se atribuye a la calidad del dato sísmico de entrada.

A pesar del ruido presente, la predicción del cubo de porosidad se considera buena al alejarse de los pozos utilizados en el entrenamiento, lo cual se confirma con los pozos seleccionados como prueba ciega (**Figuras 44, 45, 46**), los cuales muestran un buen ajuste con la porosidad real del pozo.

Figura 43.

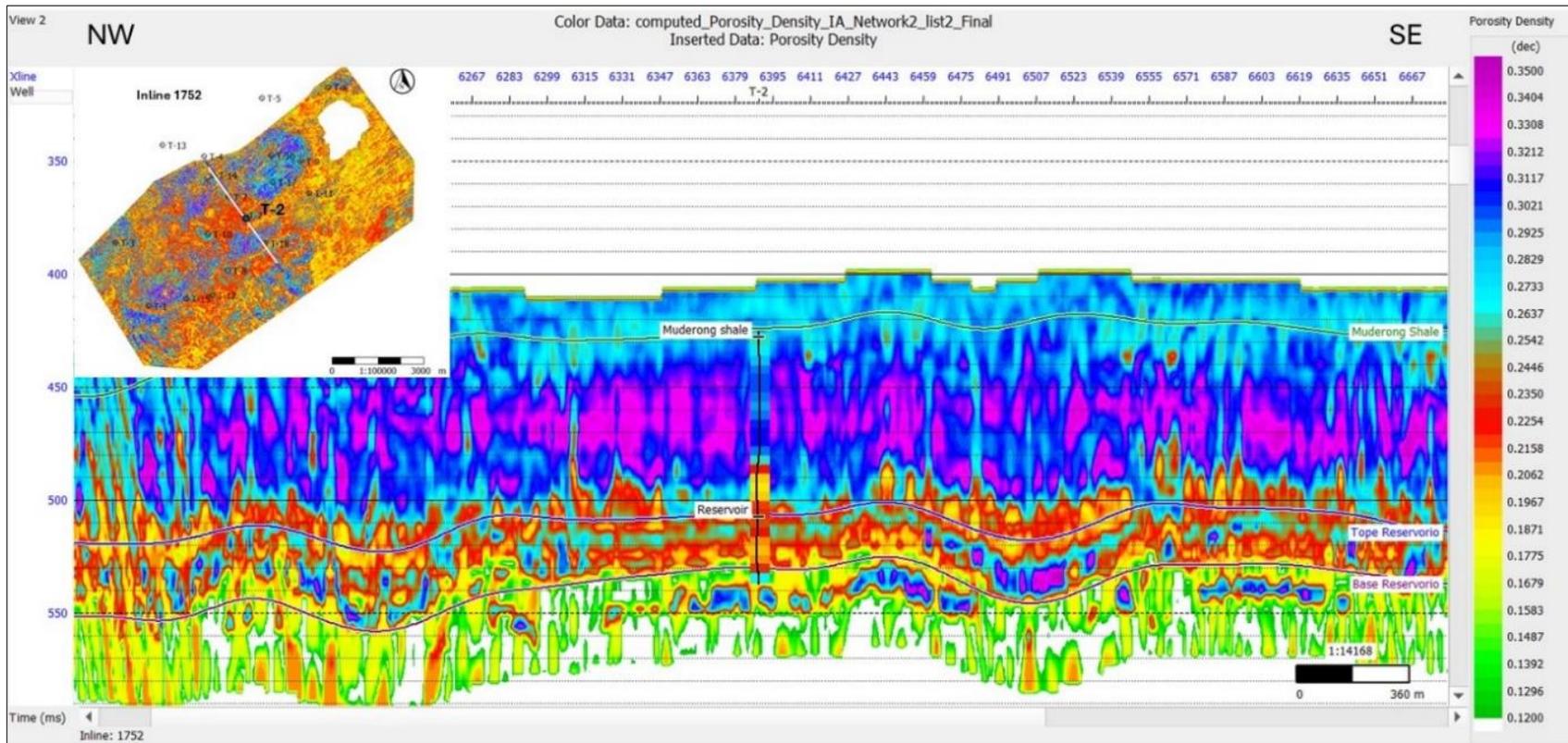
Predicción de porosidad a lo largo del cubo sísmico Tubridgi-3D.



Nota. Se observó el registro de porosidad del pozo T-10 superpuesto sobre la predicción del cubo de porosidad, ambos representados en la misma escala de colores. Esta superposición permitió una comparación directa y reveló una buena correlación entre la porosidad medida a partir del registro y la predicción a nivel de reservorio. La consistencia en las escalas de colores facilitó la identificación de patrones y la evaluación de la precisión del cubo de porosidad predictivo. Las áreas de alta porosidad en el registro del pozo coincidieron con las zonas de alta porosidad en la predicción, lo que sugiere que el cubo de porosidad es robusto y refleja adecuadamente las propiedades del reservorio en esa ubicación específica.

Figura 44.

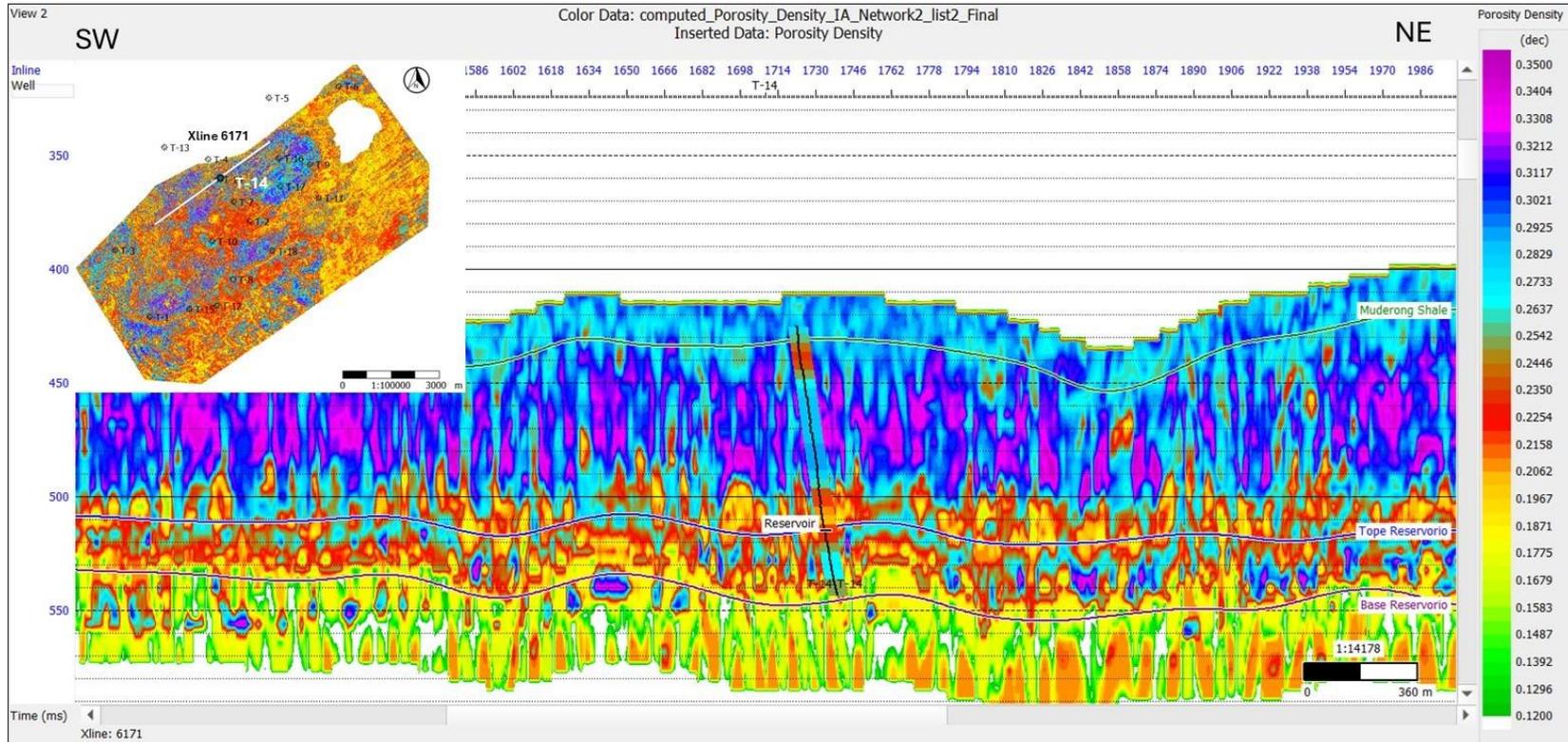
Comparación de registro de porosidad vs predicción en el pozo T-2 (prueba ciega).



Nota. se muestra el registro de porosidad del pozo T-2 superpuesto sobre la predicción del cubo de porosidad, ambos representados en la misma escala de colores. Esta superposición permitió una comparación directa y se aprecia un buen ajuste entre la porosidad medida a partir del registro y la predicción a nivel de reservorio.

Figura 45.

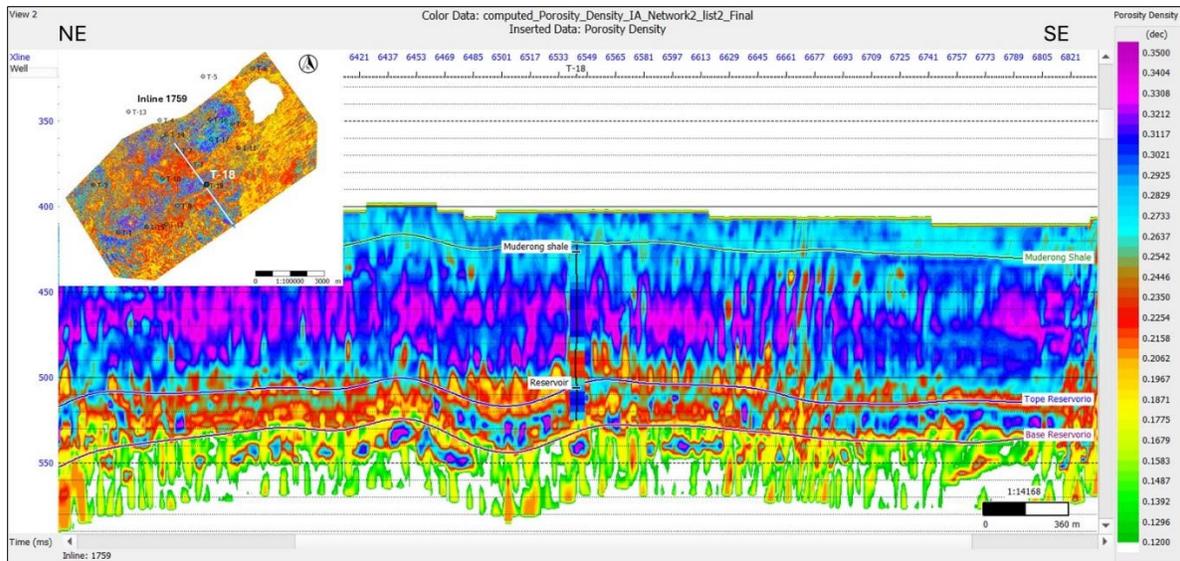
Comparación de registro de porosidad vs predicción en el pozo T-14 (prueba ciega).



Nota. se observa el registro de porosidad del pozo T-14 (pozo desviado) superpuesto sobre la predicción del cubo de porosidad, ambos representados en la misma escala de colores. Esta superposición permitió una comprobando directa y reveló una buena correlación o ajuste entre la medida a partir del registro y la predicción de porosidad a nivel de reservorio la red neural.

Figura 46.

Comparación de registro de porosidad vs predicción en el pozo T-18 (prueba ciega).

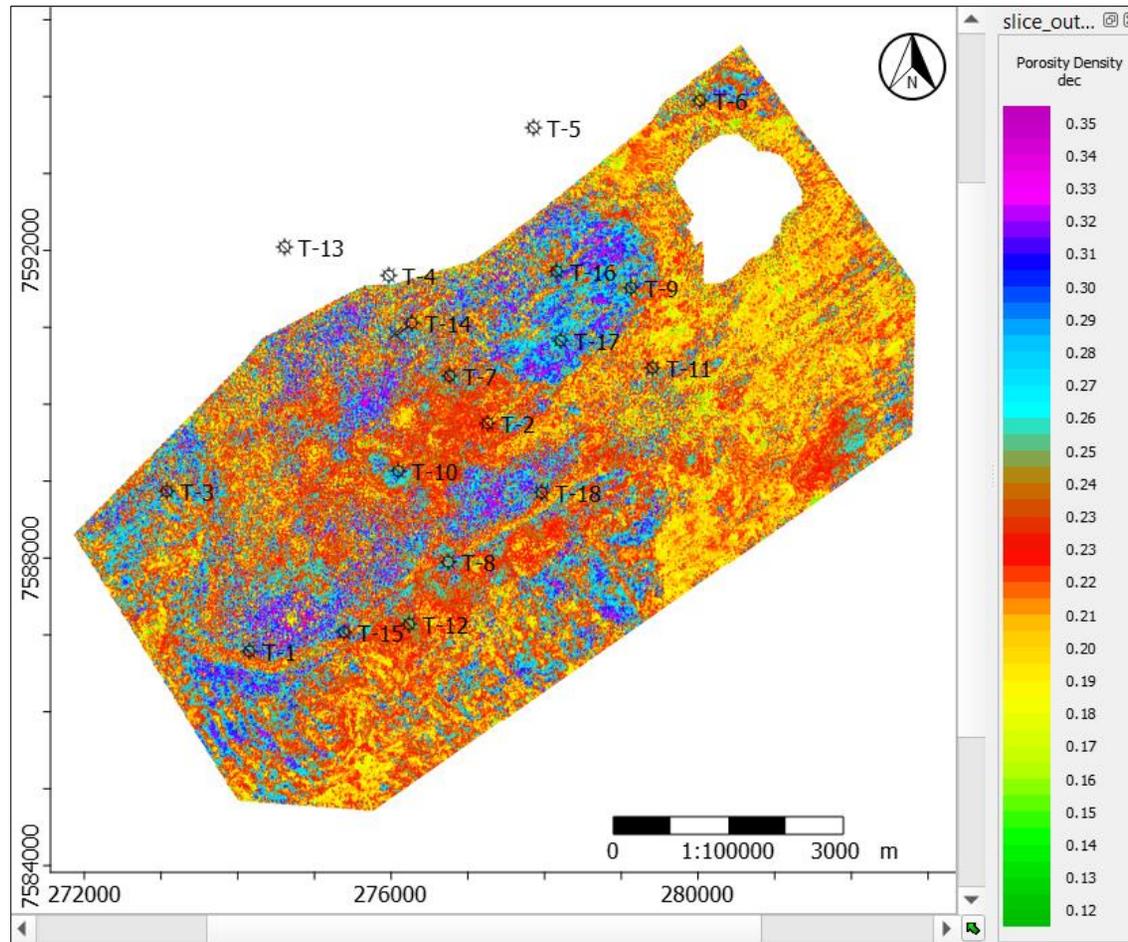


Nota. se muestra el registro de porosidad del pozo T-18 superpuesto sobre la predicción del cubo de porosidad, ambos representados en la misma escala de colores. Esta superposición permitió una comprobando directa y reveló una ligera discrepancia. La porosidad medida en el pozo T-18 muestra unas ligeras variaciones en comparación con la predicción del modelo de porosidad. Esta observación sugiere la importancia de validar, ajustar y actualizar continuamente la predicción del cubo de porosidad con datos adicionales.

Para complementar el análisis cuantitativo, se generó un mapa de porosidad a nivel del reservorio utilizando la predicción obtenida a partir de la red neuronal a través del cubo sísmico Tubridgi-3D. Este mapa proporciona una representación visual clara de la distribución espacial de la porosidad en el reservorio, facilitando la identificación de zonas con mayor potencial para la acumulación de hidrocarburos y áreas de interés para futuras actividades de exploración y perforación (**Figura 47**).

Figura 47.

Mapa de porosidad promedio en el intervalo del reservorio.



Nota. El mapa muestra la porosidad promedio a nivel de reservorio utilizando una escala de colores que facilita la interpretación visual de los datos. En este mapa, las áreas de mayor porosidad se destacan en color azul a morado (representa valores de porosidad de 26% a 35%), lo que permite identificar fácilmente las zonas con potencial de acumulación de hidrocarburos. Las variaciones en la porosidad están representadas por un gradiente de colores, donde los tonos más oscuros indican mayor valor de porosidad, mientras que los tonos más claros señalan áreas con menor porosidad.

- **Volumen de arcilla**

La **Tabla 9** presenta un análisis comparativo de los resultados obtenidos en la predicción de volumen de arcilla para cada uno de los tres métodos evaluados: regresión lineal, multi-atributos y red neural. La evaluación se realizó utilizando diferentes cubos sísmicos: el cubo sísmico Tubridgi-3D, el cubo de impedancia acústica invertida y una combinación de ambos.

Tabla 9.

Predicción de Volumen de arcilla (Vclay) utilizando los tres métodos: regresión lineal simple, multi-atributos y red neural en cada uno de los cubos.

Vclay	Regresión lineal simple		Multi-atributos				Red neural			
	Entrenamiento		Entrenamiento		Validación		Entrenamiento		Validación	
	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio
Cubo sísmico Tubridgi-3D	0.47	0.21	0.73	0.16	0.56	0.20	0.84	0.13	0.69	0.18
Cubo de impedancia acústica invertida	0.60	0.19	0.62	0.15	0.44	0.18	0.67	0.15	0.48	0.18
Cubo sísmico Tubridgi-3D + Cubo de impedancia acústica invertida	0.60	0.19	0.72	0.16	0.58	0.19	0.72	0.17	0.59	0.19

Nota. La tabla 9 muestra los resultados de entrenamiento para el volumen de arcilla, utilizando dos atributos sísmicos y su respectiva validación en los métodos multi-atributos y red neural. El método de regresión lineal simple no requiere validación.

- **Análisis de la red neural**

Al igual que en el entrenamiento anterior, la predicción de volumen de arcilla (Vclay) con la correlación más alta no necesariamente ofrece la mejor predicción en zonas alejadas de los pozos. Tras realizar la validación con los pozos de referencia (prueba ciega), se determinó que el cubo de volumen de arcilla óptimo en la predicción es aquel que utiliza la combinación del cubo sísmico Tubridgi 3D y el cubo de impedancia acústica invertida (**Tabla 9**). Esta predicción del cubo de volumen de arcilla, aunque puede presentar una correlación ligeramente inferior a nivel de pozo en comparación con otras predicciones, demuestra una mayor capacidad de generalización y predicción en áreas donde la información de pozos es limitada.

- **Factibilidad de la red neural**

El mejor resultado del cubo de volumen de arcilla obtenido de la relación entre volumen de arcilla y los atributos sísmicos con la red neural se visualizan a través del cubo sísmico Tubridgi-3D (**figura 48**). Este cubo sísmico abarca un área significativa del campo y proporciona una base sólida para la predicción de las propiedades petrofísicas.

Los pozos T-1, T-3, T-6, T-8, T-9, T-10 y T-16, ubicados dentro del área del cubo sísmico, fueron utilizados en el proceso de entrenamiento de la red neuronal. Estos pozos aportaron datos esenciales para calibrar la predicción del cubo de volumen de arcilla y asegurar un aprendizaje efectivo de las relaciones entre los datos sísmicos y las propiedades petrofísicas del reservorio.

Es importante mencionar que los pozos T-4, T-5 y T-13 se encuentran fuera del área cubierta por el cubo sísmico Tubridgi-3D. Debido a su ubicación, estos pozos no se utilizaron en ninguno de los procesos de entrenamiento o validación. La exclusión de

estos pozos asegura que el análisis se mantenga dentro del área del cubo sísmico, proporcionando una evaluación coherente y relevante para el campo Tubridgi.

La integración de datos de los siete (7) pozos dentro del cubo sísmico y la validación con pozos ciegos demuestran la eficacia y solidez del uso de redes neuronales en la predicción de propiedades petrofísicas en el campo Tubridgi. Estos resultados obtenidos resaltan la capacidad de la red neural para predecir las propiedades petrofísicas y capturar las complejas relaciones entre los atributos sísmicos y el volumen de arcilla, ofreciendo una herramienta valiosa para la caracterización y exploración del reservorio.

Similar a la predicción anterior, se evidencia una buena correlación a nivel de reservorio en la predicción del cubo de volumen de arcilla. Este cubo de volumen de arcilla muestra conformidad estructural con los horizontes interpretados, lo cual es coherente desde una perspectiva geológica.

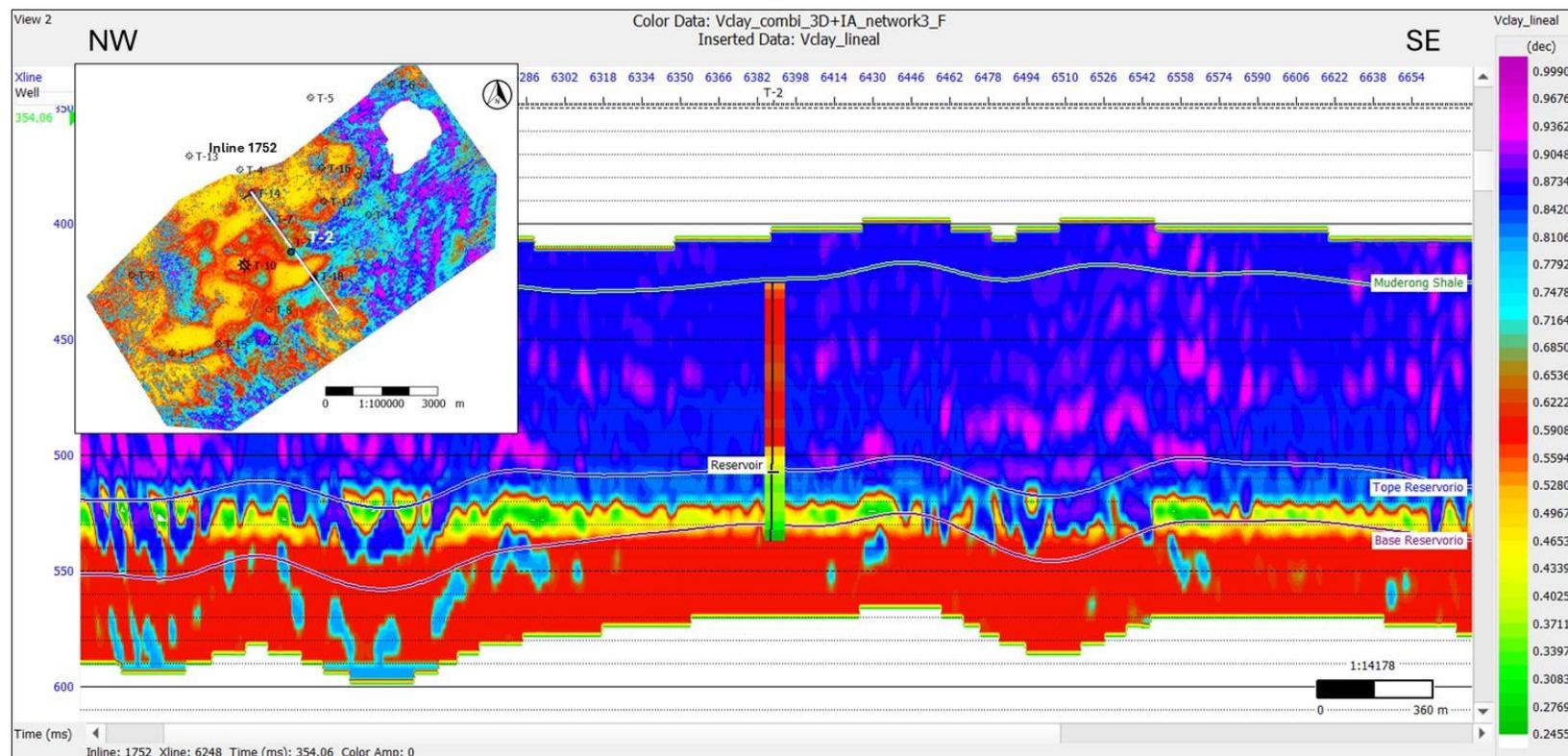
Sin embargo, aún se observa ruido de alta frecuencia a lo largo de la sección (**Figura 49**), lo cual puede estar relacionado a ruido residual no filtrado durante el procesamiento sísmico. Este ruido podría afectar la precisión de las predicciones en ciertas áreas, pero su impacto parece ser limitado en el contexto general de la predicción de las propiedades petrofísicas.

A pesar de la presencia de este ruido, el cubo de volumen de arcilla es menos ruidoso que el anterior y presenta una buena predicción al alejarse de los pozos usados en el proceso de entrenamiento. Esto es un indicativo positivo de la robustez de la red neural, ya que es capaz de generar cubos de propiedades sólidos y confiables en áreas sin datos directos de la propiedad petrofísica a predecir. Las pruebas ciegas realizadas, como se puede ver en las **Figuras 49, 50 y 51**, confirman esta capacidad de la red neural para generar cubos de propiedades petrofísicas, proporcionando predicciones coherentes en áreas sin información.

Con el propósito de complementar el análisis cuantitativo, se generó un mapa de volumen de arcilla a nivel de reservorio utilizando la predicción conseguida a partir de la red neural a través del cubo sísmico Tubridgi -3D. Este mapa brinda una representación visual clara de la distribución espacial de la propiedad de volumen de arcilla predicho en el reservorio, facilitando la identificación de zonas de mayor arcillosidad, las cuales se muestran en colores que van del azul al morado (representando valores entre 0.81 a 0.99). Asimismo, permite reconocer las áreas limpias o de baja arcillosidad, que se representan en colores que van del naranja al amarillo (representando valores entre 0.37 a 0.46) (**Figura 57**). Este tipo de visualización es crucial para la evaluación y caracterización de las propiedades del reservorio, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones en exploración y desarrollo de campos petroleros.

Figura 49.

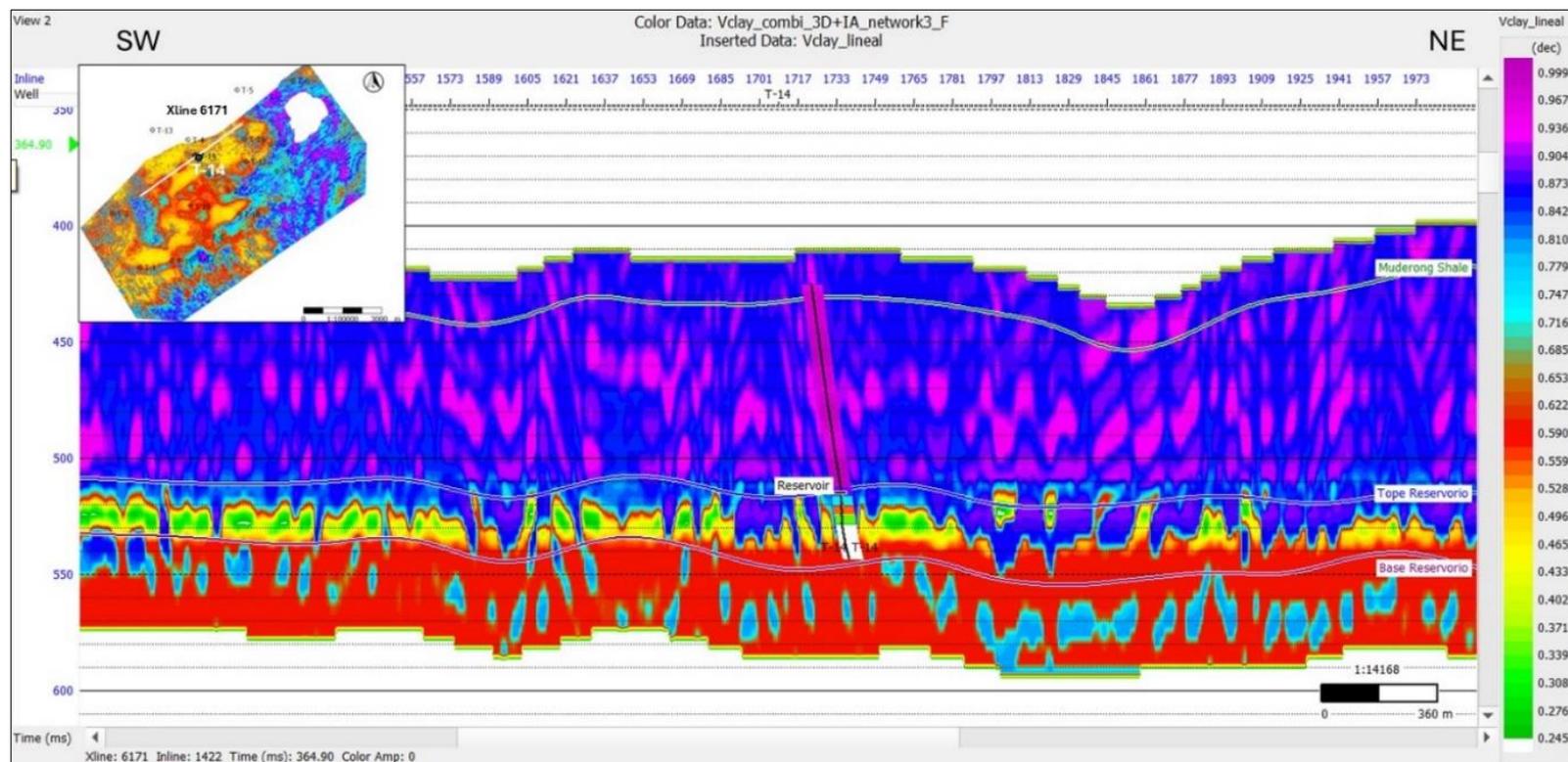
Comparación de registro volumen de arcilla vs predicción en el pozo T-2 (prueba ciega).



Nota. Se observó el registro de volumen de arcilla del pozo T-2 superpuesto sobre la predicción del cubo de volumen de arcilla, ambos representados en la misma escala de colores. Donde se aprecia una ligera diferencia en el tope respecto a la predicción de volumen de arcilla generada por la red neural a nivel de reservorio. Esta discrepancia puede ser indicativo de variaciones locales no capturadas completamente por el modelo o de posibles diferencias en la calidad de los datos de entrada en esa zona. A pesar de esta ligera discrepancia, la predicción general se mantiene consistente con los datos observados, lo que sugiere que la red neural ha logrado captar las tendencias principales en la distribución de volumen de arcilla en el reservorio

Figura 50.

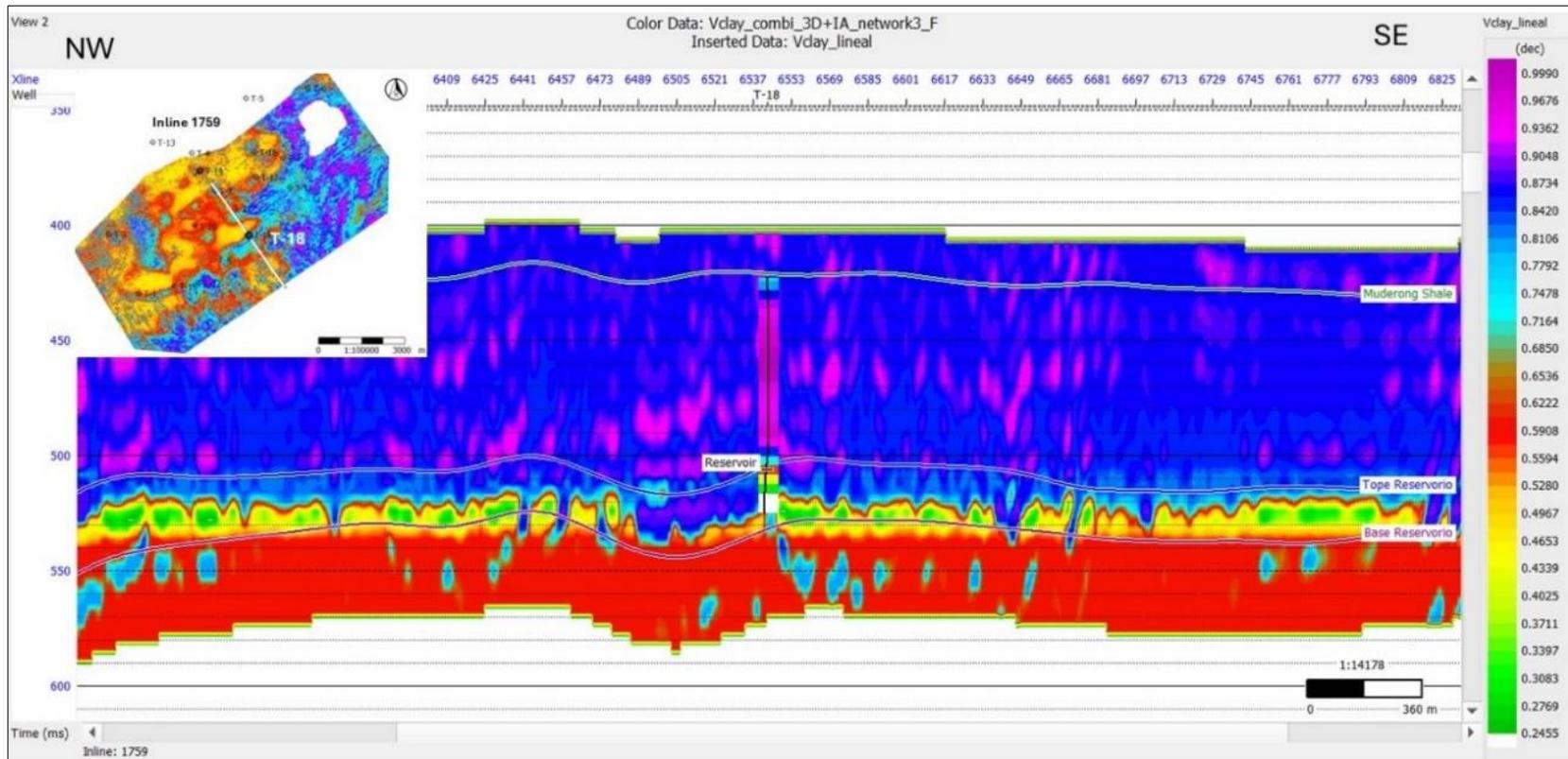
Comparación de registro de volumen de arcilla vs predicción en el pozo T-14 (prueba ciega).



Nota. Se observó el registro de volumen de arcilla del pozo T-14 superpuesto sobre la predicción del cubo de volumen de arcilla, ambos representados en la misma escala de colores. Se aprecia que el registro de volumen de arcilla del pozo T-14 (un pozo desviado), tiene buen ajuste hacia el tope del reservorio con respecto a la predicción generada por la red neural. Sin embargo, se observa una leve diferencia hacia la base del reservorio. Esta discrepancia puede deberse a variaciones en la estructura geológica local que no fueron completamente capturadas por la predicción o a diferencias en la resolución de los datos de entrada en esta zona. A pesar de esta diferencia en la base, el modelo de red neural ha logrado replicar de manera adecuada la distribución de volumen de arcilla en la mayor parte del reservorio, lo que refuerza su validez y utilidad para la caracterización de las propiedades petrofísicas en el campo Tubridgi.

Figura 51.

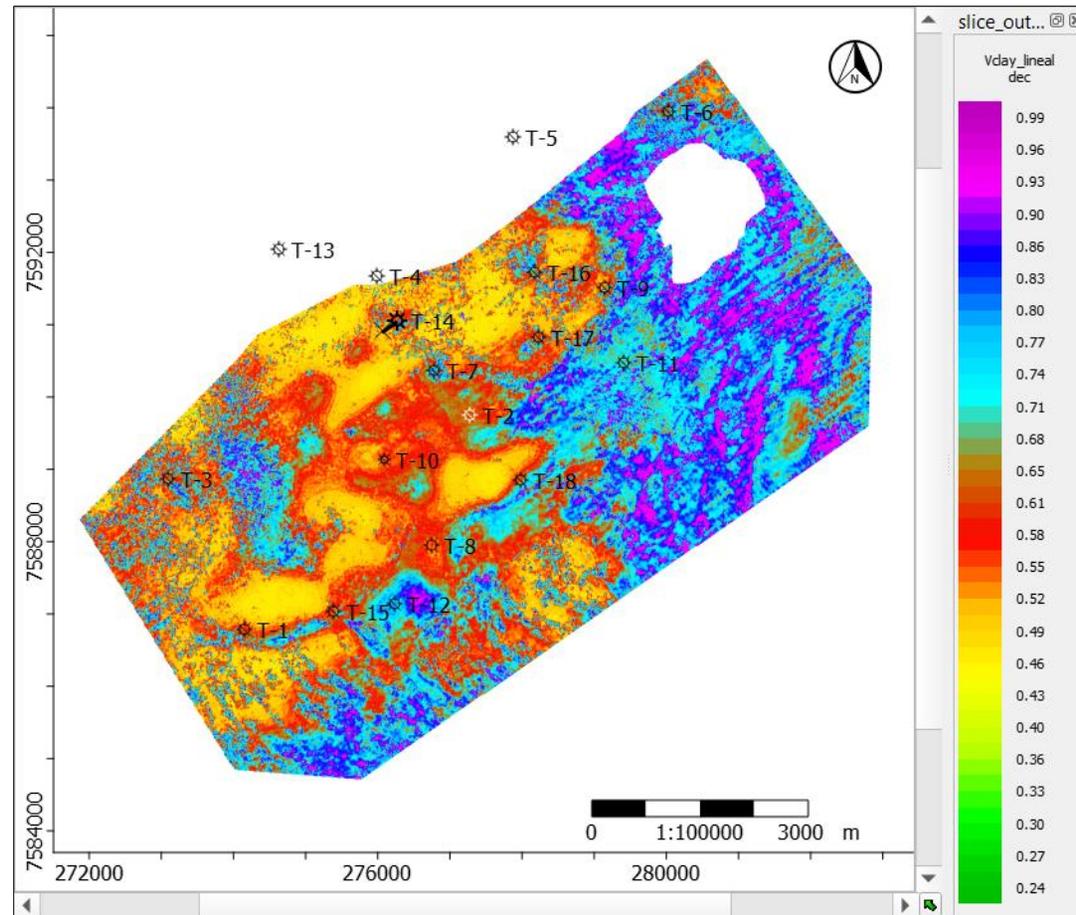
Comparación de registro de volumen de arcilla vs predicción en el pozo T-18 (prueba ciega)



Nota. Se observó el registro de volumen de arcilla del pozo T-18 superpuesto sobre la predicción del cubo de volumen de arcilla, ambos representados en la misma escala de colores. Se observa que el registro de volumen de arcilla del pozo T-18, exhibe un ajuste subóptimo en comparación con la predicción de volumen de arcilla generada por la red neural a nivel de reservorio. A pesar de que el ajuste no es el óptimo en este caso particular, la red neural sigue siendo una herramienta valiosa para la predicción de propiedades petrofísicas en el campo Tubridgi, proporcionando una visión general que es coherente en la mayor parte del reservorio.

Figura 52.

Mapa de volumen de arcilla promedio en el intervalo del reservorio



Nota. El mapa se observa el volumen de arcilla promedio a nivel de reservorio utilizando una escala de colores que facilita la interpretación visual de los datos. En este mapa, las áreas de mayor arcillosidad se destacan en colores que van de azul a morado (con valores entre 0.71 a 0.99). Asimismo, permite reconocer las áreas limpias o de baja arcillosidad, que se representan en colores que van del naranja al amarillo (con valores entre 0.36 a 0.52), facilitando zonas con potencial acumulación de hidrocarburos.

- **Saturación de Agua**

La Tabla 10 presenta un análisis comparativo de los resultados obtenidos en la predicción de la saturación de agua (S_w) utilizando tres métodos distintos: regresión lineal simple, regresión multi-atributos y redes neuronales. La evaluación se realizó empleando diferentes cubos sísmicos: el cubo sísmico Tubridgi-3D, el cubo de impedancia acústica invertida y la combinación de ambos.

Tabla 10.

Predicción de saturación de agua (S_w) utilizando los tres métodos: regresión lineal simple, multi-atributos y red neural en cada uno de los cubos.

Sw	Regresión lineal simple		Multi-atributos				Red neural			
	Entrenamiento		Entrenamiento		Validación		Entrenamiento		Validación	
	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio	Correlación	Error promedio
Cubo sísmico Tubridgi-3D	0.29	0.10	0.56	0.09	0.34	0.10	0.87	0.05	0.75	0.07
Cubo de impedancia acústica invertida	0.36	0.10	0.67	0.08	0.38	0.10	0.80	0.07	0.58	0.08
Cubo sísmico Tubridgi 3D +Cubo de impedancia acústica	0.36	0.10	0.68	0.7	0.32	0.10	0.58	0.09	0.31	0.10

Nota. La tabla 10 muestra los resultados de entrenamiento para la saturación de agua, utilizando cuatro atributos sísmicos y su respectiva validación en los métodos multi-atributos y red neural. El método de regresión lineal simple no requiere validación.

- **Análisis de la red neural**

A pesar de que los resultados de la predicción de saturación de agua obtenidos con la red neural muestran valores altos de correlación, e incluso en la validación aún conservan una buena correlación, al generar el cubo de saturación de agua para cada

uno de estos resultados a través del cubo sísmico Tubridgi-3D, no se observa ningún tipo de contraste a lo largo de este (**Figura 53**).

- **Validación de los resultados con la red neural**

En el caso de la saturación de agua (S_w), no se logró un resultado óptimo de la relación entre saturación de agua y los atributos sísmicos mediante el entrenamiento con la red neural. A pesar de obtener altas correlaciones en el entrenamiento, la visualización en el cubo sísmico Tubridgi-3D no reveló contrastes significativos que indicaran la presencia de fluidos en el reservorio, como se observa en el pozo ciego Tubridgi-7 (**Figura 53**).

Para el entrenamiento de saturación de agua se utilizaron los pozos: T-1, T-2, T-3, T-6, T-8, T-9, T-10 y T-16. Los pozos seleccionados como pozos de referencia o pozos ciegos fueron: T-2, T-7, T-14 y T-18.

En el proceso de validación de la predicción de saturación de agua, se utilizó el pozo Tubridgi-7, que fue elegido por tener la segunda mejor relación neto/bruto (Net/Gross) de gas con un valor de 0.31. Por otro lado, el pozo Tubridgi-8, que presenta la mejor relación neto/bruto de 0.47, fue utilizado durante el entrenamiento para la predicción de saturación de agua (**Tabla 7**).

Al interpretar los resultados de saturación de agua derivados a partir de la red neural, se observó que estos no mostraban ningún tipo de contraste a través del cubo sísmico Tubridgi-3D en presencia de algún tipo de fluido, a pesar de que los registros eléctricos de los pozos indicaban la presencia de gas. Esta discrepancia llevó a la consideración de varios posibles factores que podrían estar afectando:

- **Relación Neto/Bruto (Net/Gross) en el reservorio:** la variabilidad en la relación neto/bruto puede considerarse muy baja e imperceptible a la sísmica, afectando la capacidad de la red neural para predecir la propiedad petrofísica (saturación de agua) con precisión.

- **Cantidad de pozos con 100% saturación de agua:** la presencia de pozos con alta saturación de agua puede sesgar el entrenamiento del modelo y dificultar la identificación de zonas con gas.
- **Diferencia temporal entre la perforación de los pozos y la adquisición sísmica:** los pozos fueron perforados entre 1981 y 1999, mientras que la sísmica Tubridgi 3D se adquirió en 2019. Esta diferencia temporal puede introducir cambios en las condiciones del reservorio que no son capturados por la sísmica.
- **Calidad del procesamiento sísmico:** puede influir en la resolución y la capacidad de identificar los contrastes de impedancia necesarios para predecir la saturación de agua.

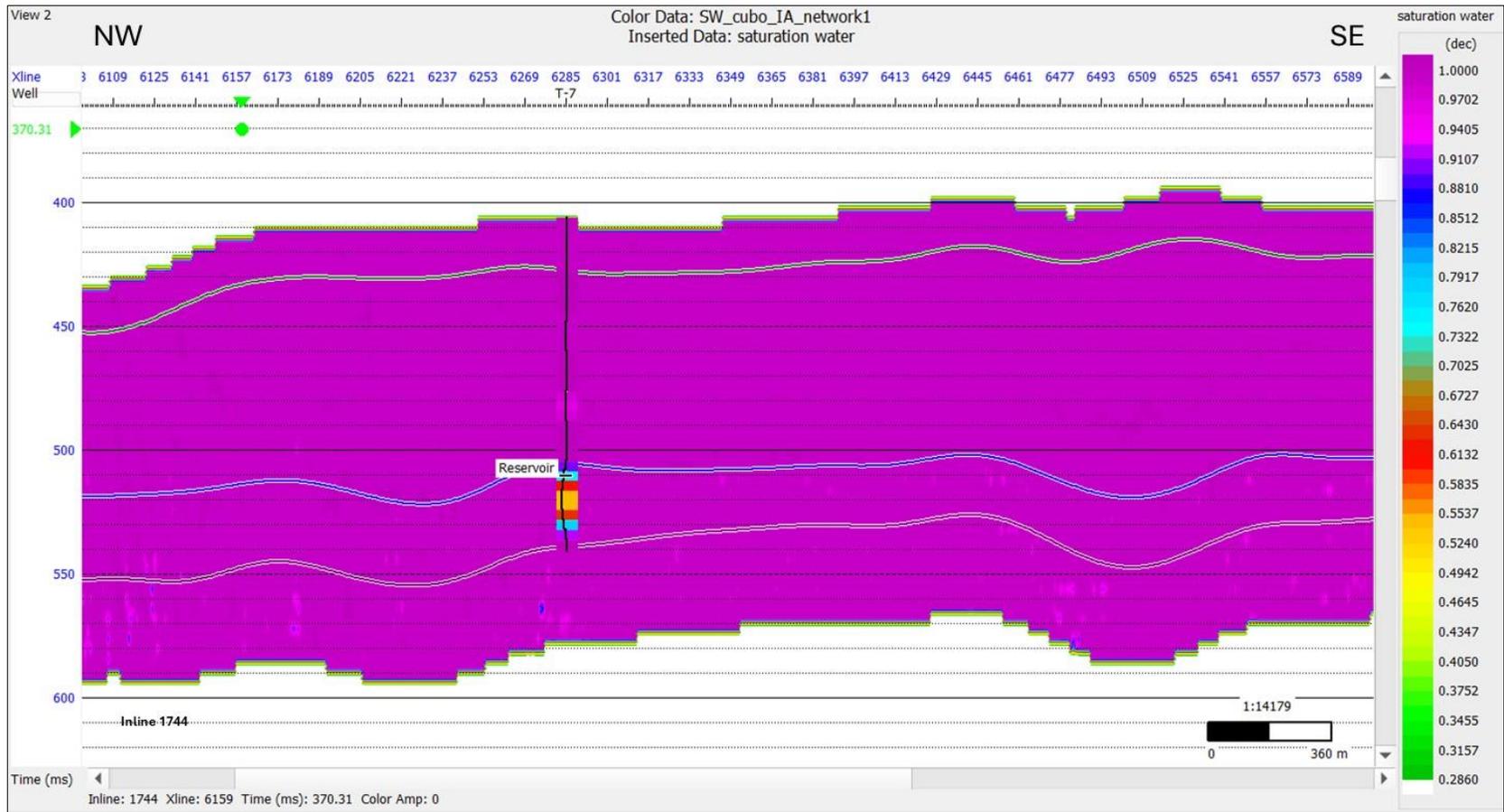
De los factores mencionados, se puede inferir que la adquisición sísmica realizada 20 años después de la perforación de los pozos podría ser una de las razones por las cuales la predicción del cubo de saturación de agua no refleja adecuadamente la presencia de fluidos observada en los pozos. Es posible que durante este período hayan ocurrido cambios en las condiciones del reservorio que no fueron capturados por la sísmica.

Además, la inclusión de tres pozos (T-3, T-6 y T-10) con 100% de saturación de agua, que representan el 43% de los datos de entrada para el entrenamiento de la red neuronal, podría haber sesgado la predicción y dificultado la identificación de zonas con gas. La baja relación neto/bruto en el reservorio también podría ser un factor contribuyente, ya que esta relación puede ser imperceptible en los datos sísmicos.

Finalmente, la calidad del procesamiento sísmico, tanto para la interpretación como para el entrenamiento de la red neuronal, podría no haber sido óptima, lo que afectaría la capacidad para predecir el cubo de saturación de agua con precisión.

Figura 53.

Comparación de registro de saturación de agua vs predicción en el pozo T-7 (prueba ciega)



Nota. se observa la saturación de agua del pozo T-7 y el resultado de la predicción, no refleja ningún contraste ni en la vertical ni en la horizontal respecto a la predicción de saturación de agua con la red neural.

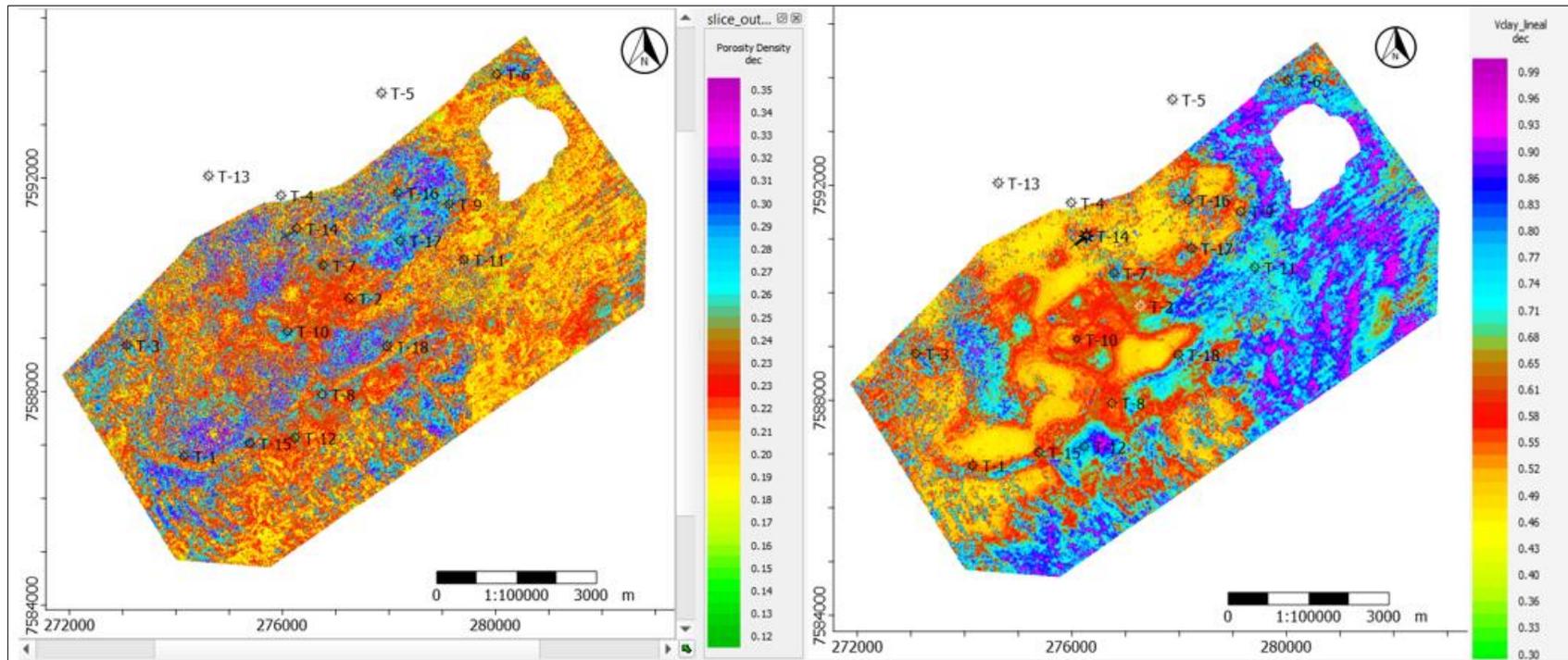
- **Integración de resultados de la red neural**

En síntesis, la comparación de los mapas de predicción de porosidad y volumen de arcilla a nivel del reservorio revela una notable consistencia entre los datos de entrada y salida del entrenamiento con la red neuronal, manteniendo el rango de valores esperado para cada propiedad. En general, las zonas de alta porosidad representadas en tonos azules a morados (valores de porosidad entre 26% al 35%), coinciden con áreas de baja arcillosidad, representadas en tonos amarillos a naranjas (valores de arcillosidad entre 0.36 a 0.52). Aunque la correlación no es perfecta, se observa una tendencia a mayores porosidades en regiones con menor contenido de arcilla (**Figura 54**).

Este resultado refuerza la capacidad de la red neuronal para generar cubos de predicción de propiedades petrofísicas incluso en áreas sin información directa, demostrando su robustez y eficacia en la caracterización de reservorios. Esta herramienta resulta invaluable para la exploración y el desarrollo del campo Tubridgi, permitiendo una mejor comprensión de la distribución espacial de las propiedades petrofísicas y optimizando la toma de decisiones en la gestión del yacimiento.

Figura 54.

Comparación mapa de porosidad vs mapa de volumen de arcilla



Nota. se observa al costado izquierdo el mapa de porosidad y al costado derecho el mapa de volumen de arcilla, exhibiendo un ligero patrón entre el mapa de porosidad, el cual muestra áreas con altas porosidades en tonos color azul a morado, mientras que el mapa de volumen de arcilla indica baja arcillosidad en colores amarillo a naranja. Este contraste sugiere que donde hay altas porosidades (azul a morado) generalmente hay baja arcillosidad (amarillo a naranja), y viceversa. Este tipo de correlación puede ser importante para entender y caracterizar el reservorio a lo largo del Campo Tubridgi.

5. CONCLUSIONES

Los resultados de los análisis petrofísicos, resumidos en los informes de reservorio, indican que los pozos presentan un buen espesor neto (entre 10m -27m), buena porosidad total (entre 25% a 35%) y permeabilidades muy altas (con valores entre 6086 a 33756 mD).

Los resultados de los análisis petrofísicos, resumidos en los informes de neto gasífero. Los pozos T-1, T-7, T-8, T-15 y T-18 destacan por su mayor potencial de gas económicamente extraíble (net pay de 5.3m a 7.3m), mientras que los pozos T-3, T-6, T-10, T-11 y T-12 son secos o presentan 100% de saturación de agua.

El entrenamiento con regresión lineal y multi-atributos, aunque limitado en su capacidad predictiva para la porosidad y el volumen de arcilla, resultó fundamental para determinar el número óptimo de atributos necesarios para el entrenamiento con red neuronal, mejorando significativamente la precisión de las predicciones.

Los resultados obtenidos de la predicción del cubo de porosidad son consistentes con los datos de entrada de porosidad proporcionados a partir de los análisis petrofísicos en cada uno de los pozos que participaron en el entrenamiento de la red neural. Se encontró que en cada caso las porosidades varían entre 26% al 35%, reafirmando la capacidad de predicción de la red neural.

La red neuronal demostró ser la herramienta más efectiva para predecir la porosidad y el volumen de arcilla a lo largo del cubo sísmico Tubridgi-3D, evidenciando una buena correlación en el reservorio. Sin embargo, se observó ruido de alta frecuencia en los modelos, posiblemente debido a ruido residual no filtrado durante el procesamiento sísmico, lo que limita la precisión de las predicciones.

La comparación entre los mapas de porosidad y volumen de arcilla sugiere una relación inversa entre ambas propiedades, donde las zonas de mayor porosidad (con valores de

porosidad de 26% a 35%) tienden a coincidir con áreas de menor contenido de arcilla (con valores de 0.36 a 0.52).

En el caso de la saturación de agua, la alta proporción de pozos con 100% de saturación de agua (que representan el 43% de los datos de entrada) y la baja relación neto/bruto se evidencia en los pozos restantes (representados con el 57%), podrían haber dificultado la identificación de contrastes al generar la predicción del cubo de saturación de agua con la red neuronal. Esta limitación resalta la importancia de considerar la calidad y representatividad de los datos de entrada en el entrenamiento de la predicción de las propiedades petrofísicas.

6. RECOMENDACIONES

Con un nuevo flujo de procesamiento donde se atenué más el ruido y se preserven las amplitudes se podría mejorar la correlación con atributos sísmicos, con el cubo de velocidades de procesamiento se podría mejorar la predicción fuera de las áreas del dominio del pozo.

Se recomienda continuar con la calibración y ajuste de los cubos de porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua estimados por la red neuronal, incorporando más datos de pozos y mejorando la resolución de los datos sísmicos para aumentar la precisión de las predicciones.

REFERENCIAS

- [1] Geoscience Australia, “Carnarvon Basin.”
- [2] Y. Fenga, Y. Rena, G. Zhang, and H. Qu, “Petroleum geology and exploration direction of gas province in deepwater area of North Carnarvon Basin, Australia,” *China Geology*, pp. 623–632, 2020.
- [3] R.P Lasky, A.J Mory, K.A Blundell, and K.A.R Ghori, “Prospectivity of the Peedamullah Shelf and Onslow Terrace revisited,” *Proceedings PESA Symposium*, pp. 741–759, 2002.
- [4] T. Chongzhi *et al.*, “Mesozoic lithofacies palaeogeography and petroleum prospectivity in North Carnarvon Basin, Australia,” *Journal of Palaeogeography*, vol. 2, no. 1, pp. 81–92, 2013.
- [5] D. Tiab and E. C. Donaldson, *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*, 4th ed. Amsterdam Boston Heidelberg London New York Oxford Paris San Diego San Francisco Singapore Sydney Tokyo: Elsevier, 2016.
- [6] J. Quijas De Lara and J. L. Ortiz, “Metodología para la identificación de unidades de flujo en yacimientos de hidrocarburos,” Universidad Nacional Autónoma de México, Cd. Mx, 2019.
- [7] P. W. J. Glover, *Petrophysics*. 2000.
- [8] M. Cetin, “A petrophysical evaluation for permeability of a gas reservoir in the Taranaki basin, New Zealand. [Trabajo de Maestría].,” Michigan Technological University, Houghton, Michigan, 2016. doi: 10.37099/mtu.dc.etr/154.
- [9] B. Balan and S. Ameri, “SPE 30978 State-Of-The-Art in Permeability Determination from Well Log Data: Part 1-A Comparative Study, Model Development,” *Society of Petroleum Engineers*, pp. 17–21, 1995.
- [10] S. Yang, *Fundamentals of Petrophysics*, 2nd ed. Beijing, China, 2017. doi: 10.1007/978-3-662-55029-8.
- [11] J. Schön, *Physical properties of rocks: fundamentals and principles of petrophysics*, 2nd ed. Amsterdam, Netherlands, 2015.
- [12] S. Cannon, *Petrophysics: a practical guide*. 2015.
- [13] J. H. Doveton, *Principles of mathematical petrophysics*. 2014.

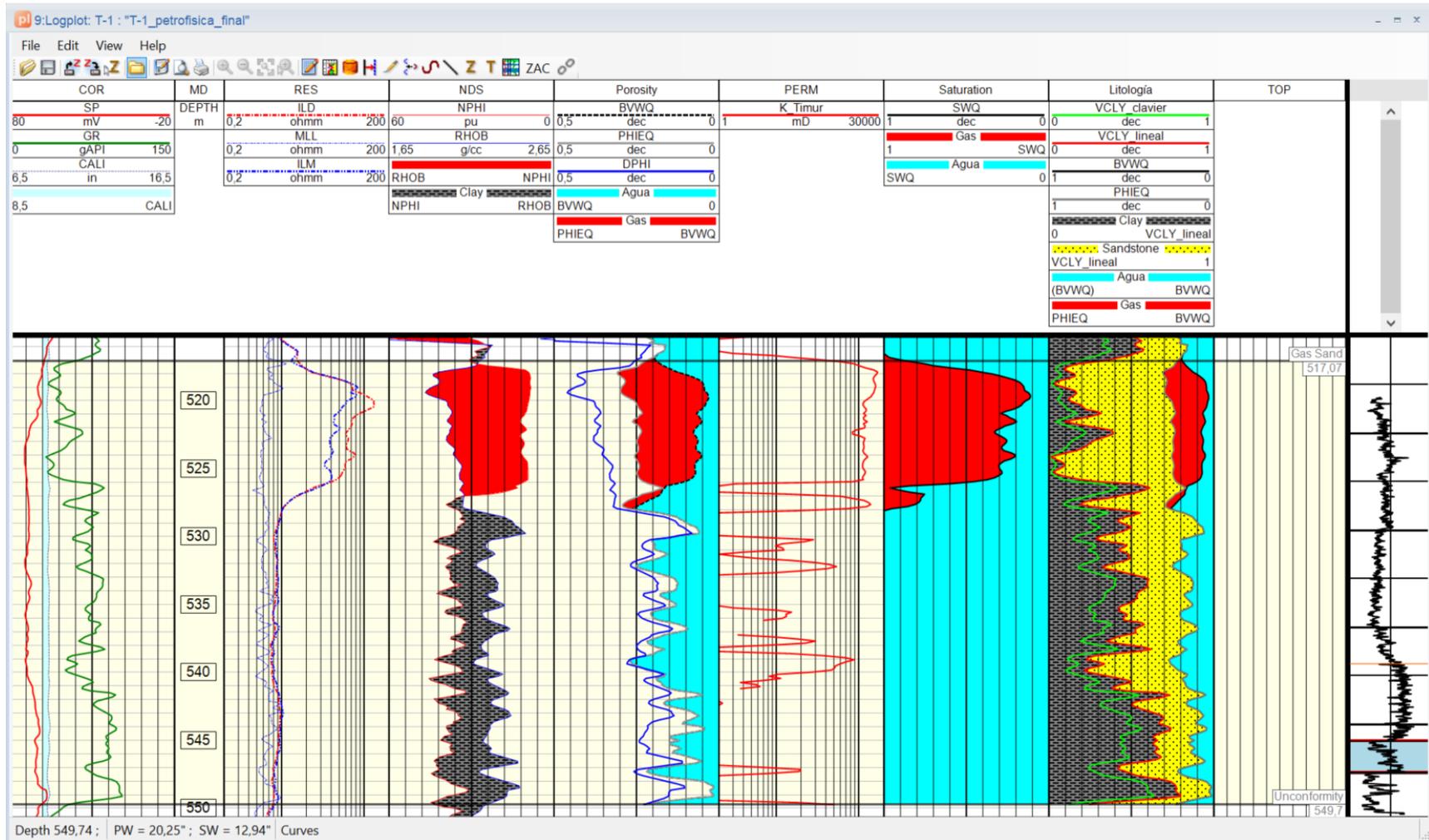
- [14] V. M. Garduza R, “Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones,” *Boletín de la asociación mexicana de geólogos petroleros, A.C*, vol. 61, no. 2, pp. 1–136, 2019.
- [15] M. Kennedy, *Practical Petrophysics*, vol. 62. Amsterdam, Netherlands, 2015. doi: 10.1016/b978-0-444-63270-8.00016-5.
- [16] F. A., & A. Assaad, “Field Methods for Petroleum Geologists: A guide to computerized lithostratigraphic correlation charts case study: Northern Africa,” in *Geophysical Well Logging Methods of Oil and Gas Reservoirs*, Springer-Verlag, Ed., Berlin Heidelberg, 2009, pp. 41–54.
- [17] S. He, M. Middleton, A. Kaiko, C. Jiang, and M. Li, “Two case studies of thermal maturity and thermal modelling within the overpressured Jurassic rocks of the Barrow Sub-basin, North West Shelf of Australia,” *Elsevier*, pp. 143–159, 2002. [Online]. Available: www.elsevier.com/locate/marpetgeo
- [18] A. R. Brown, *AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9*, Seventh Edition. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists, 2004.
- [19] R. Simm and M. Bacon, *Seismic Amplitude an Interpreter’s Handbook*. New york: Cambridge University Press, 2014.
- [20] Geosoftware, “Strata: Pos-stack inversion workshop,” 2016.
- [21] Geosoftware, *Inversion Theory: This document explains the theories behind GeoSoftware inversion*. Hampson Russell 13.0.1, 2019.
- [22] Geosoftware, *Neural Networks Theory for MapPredict*. 2019.
- [23] Geoscience Australia, “Petroleum Geology of Offshore Basins.”
- [24] Geosoftware, *Emerge Guide: Last updated: Version 13.0*. 2023.

ANEXOS

ANEXO 1.
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-1

Figura 55.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-1

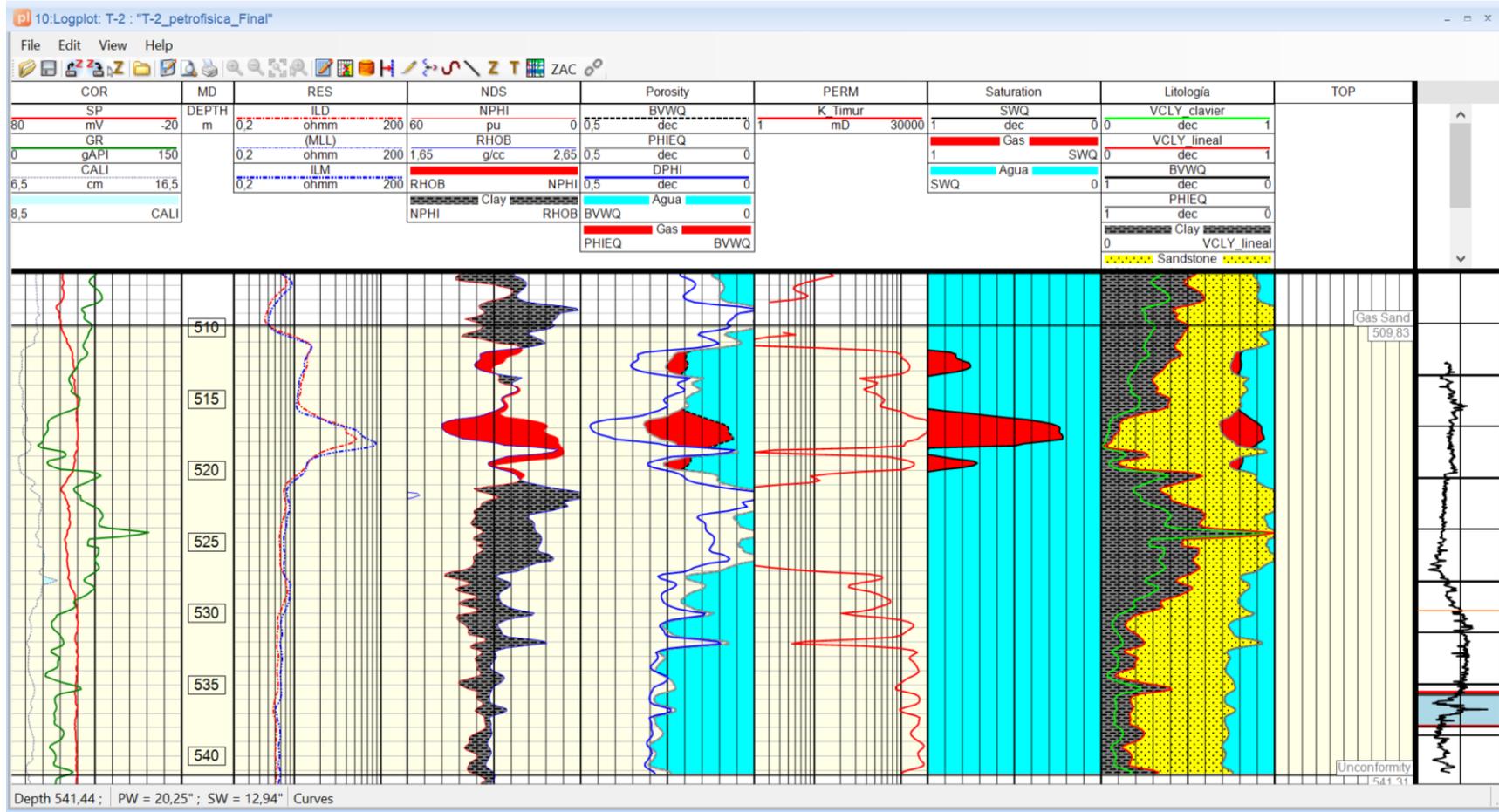


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-1

ANEXO 2
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-2

Figura 56.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-2

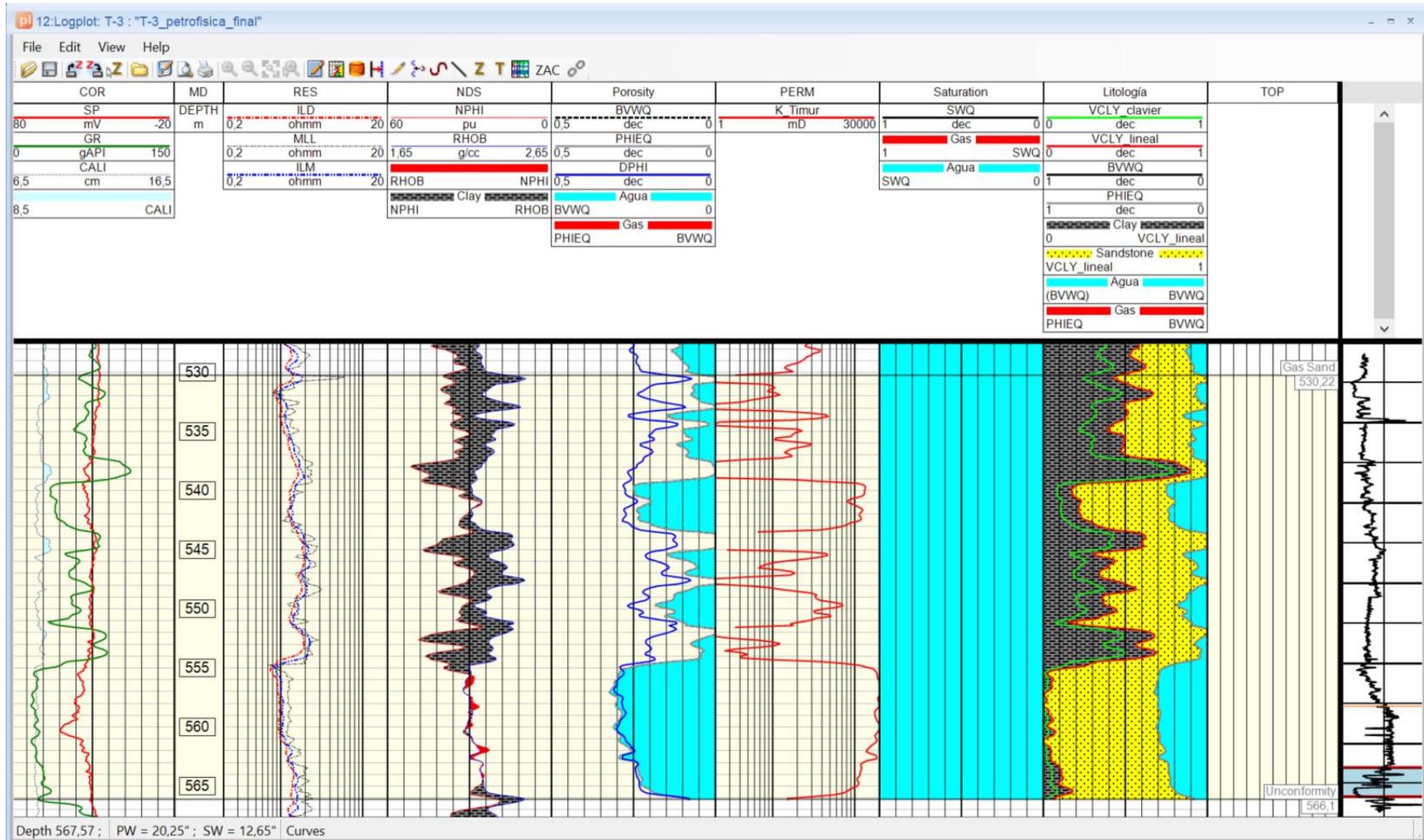


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-2

ANEXO 3
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-3

Figura 57.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-3

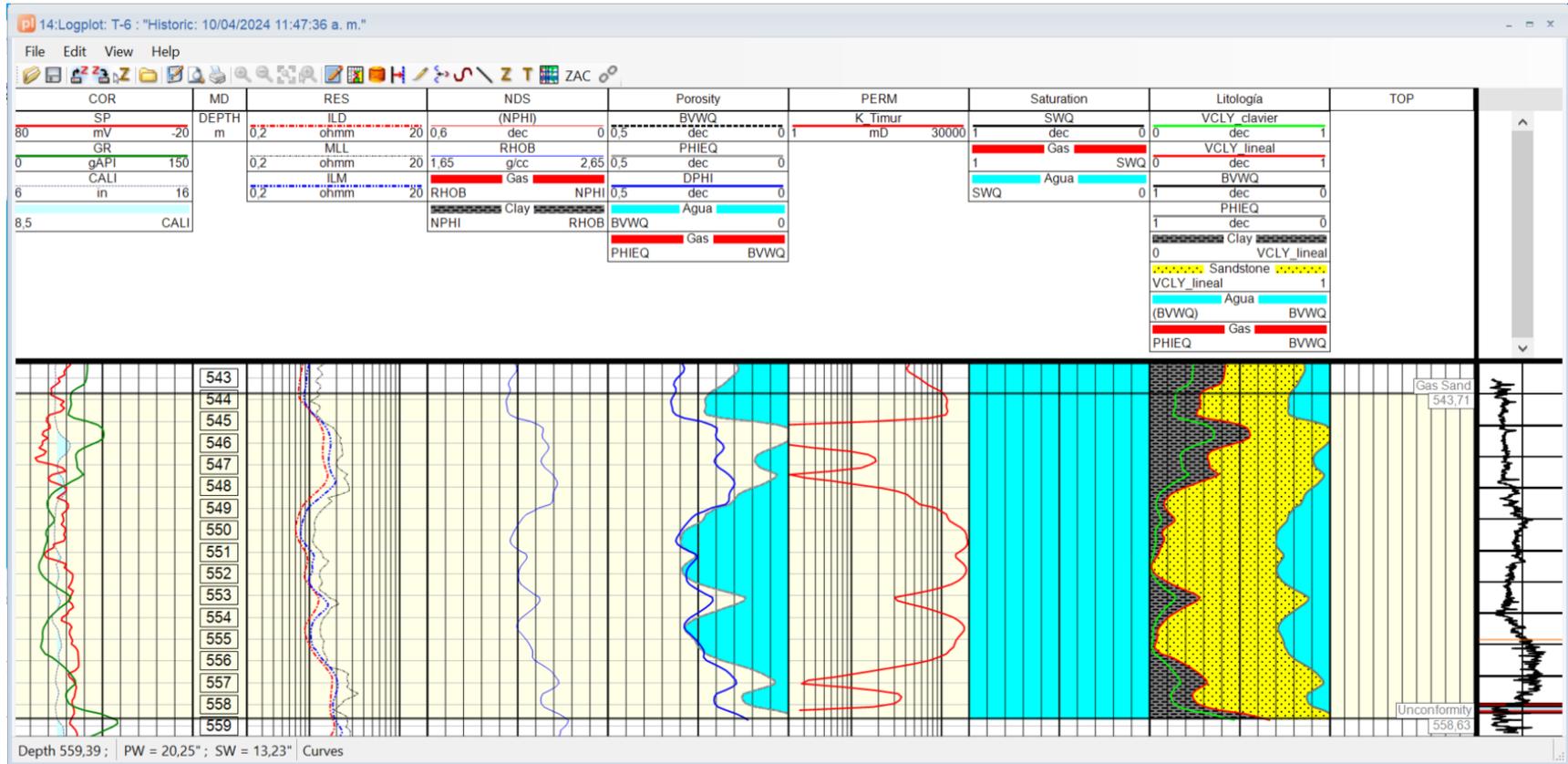


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-3

ANEXO 4
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-6

Figura 58.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-6

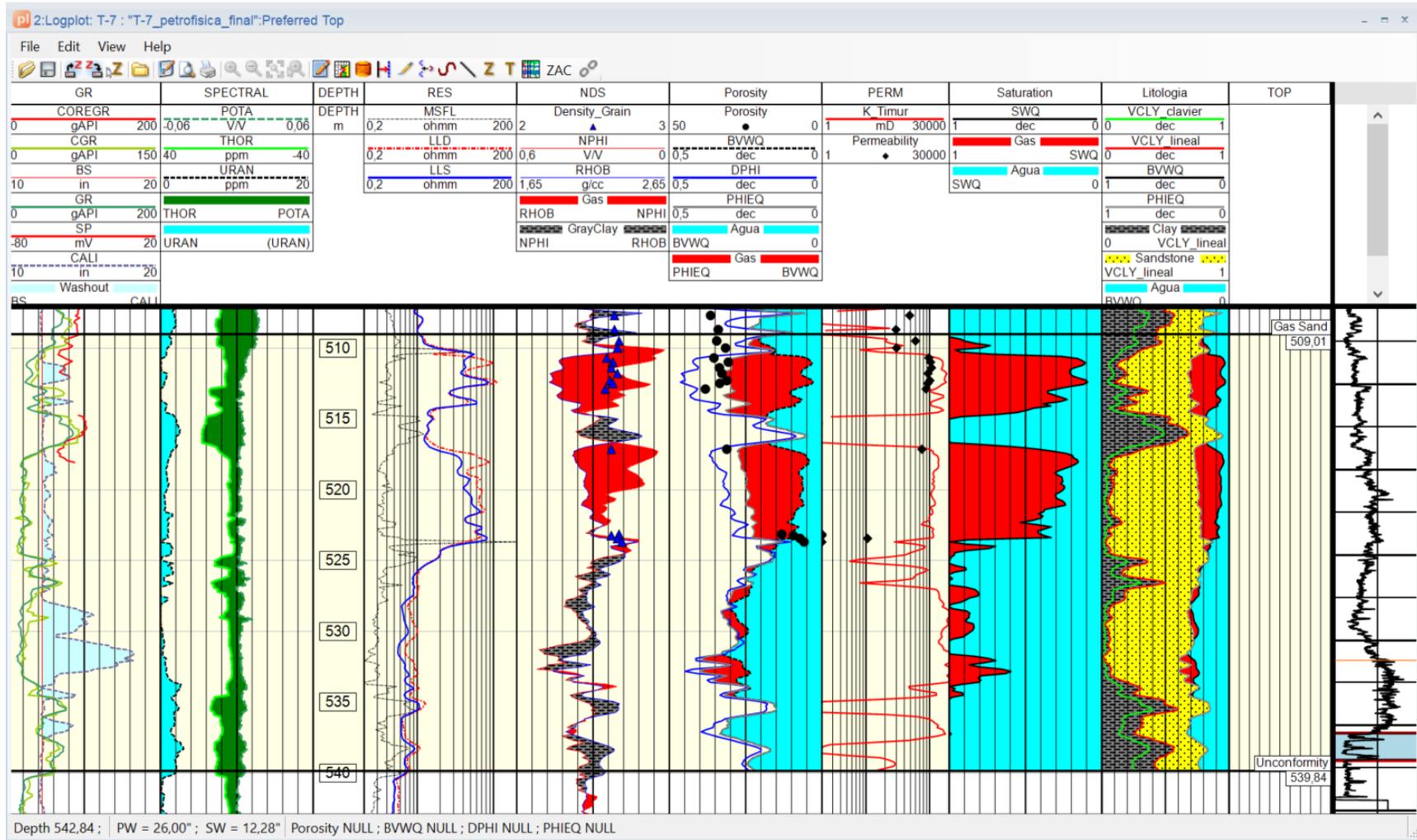


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-6

ANEXO 5
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-7

Figura 59.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-7

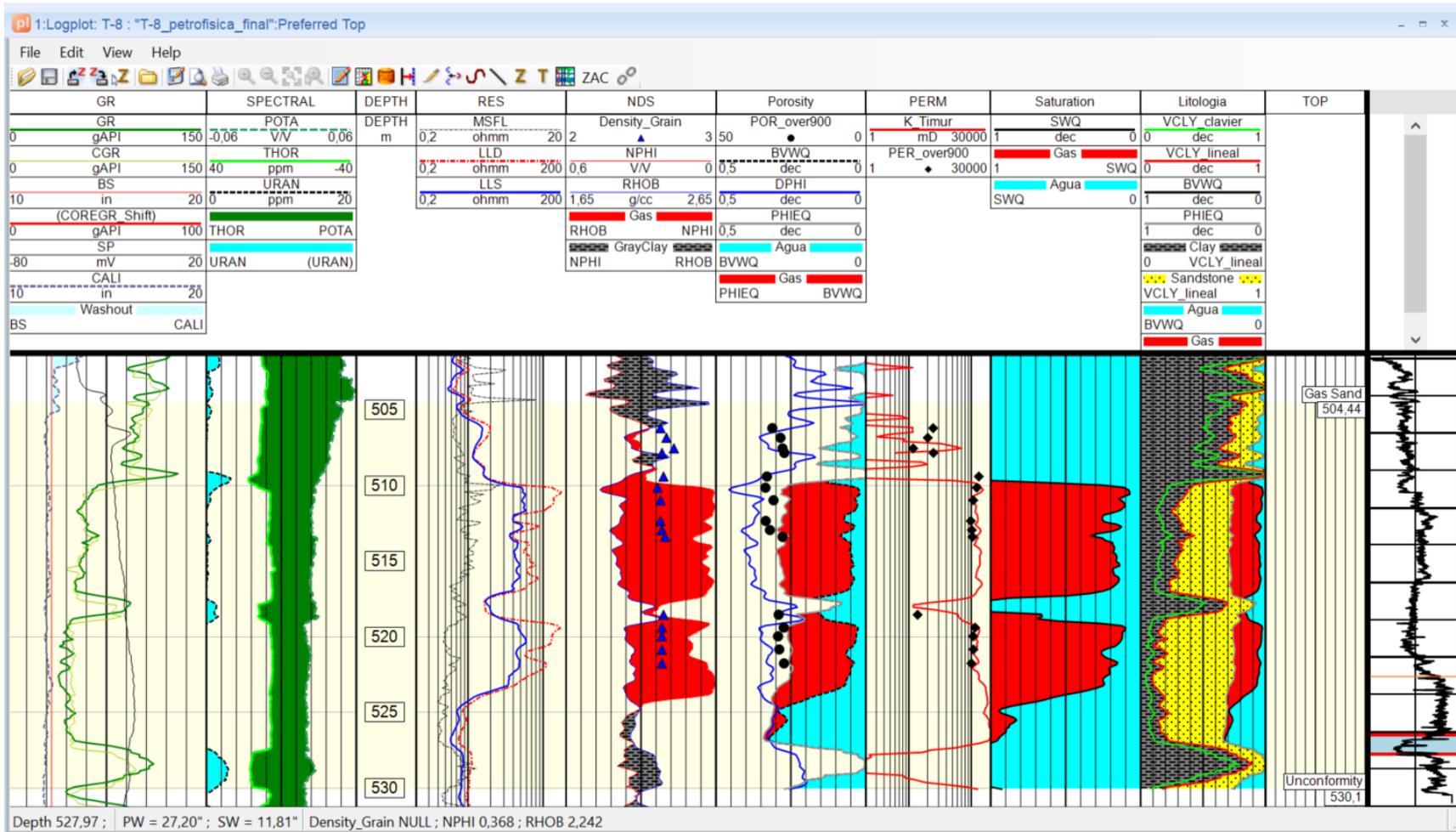


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-7

ANEXO 6
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-8

Figura 60.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-8

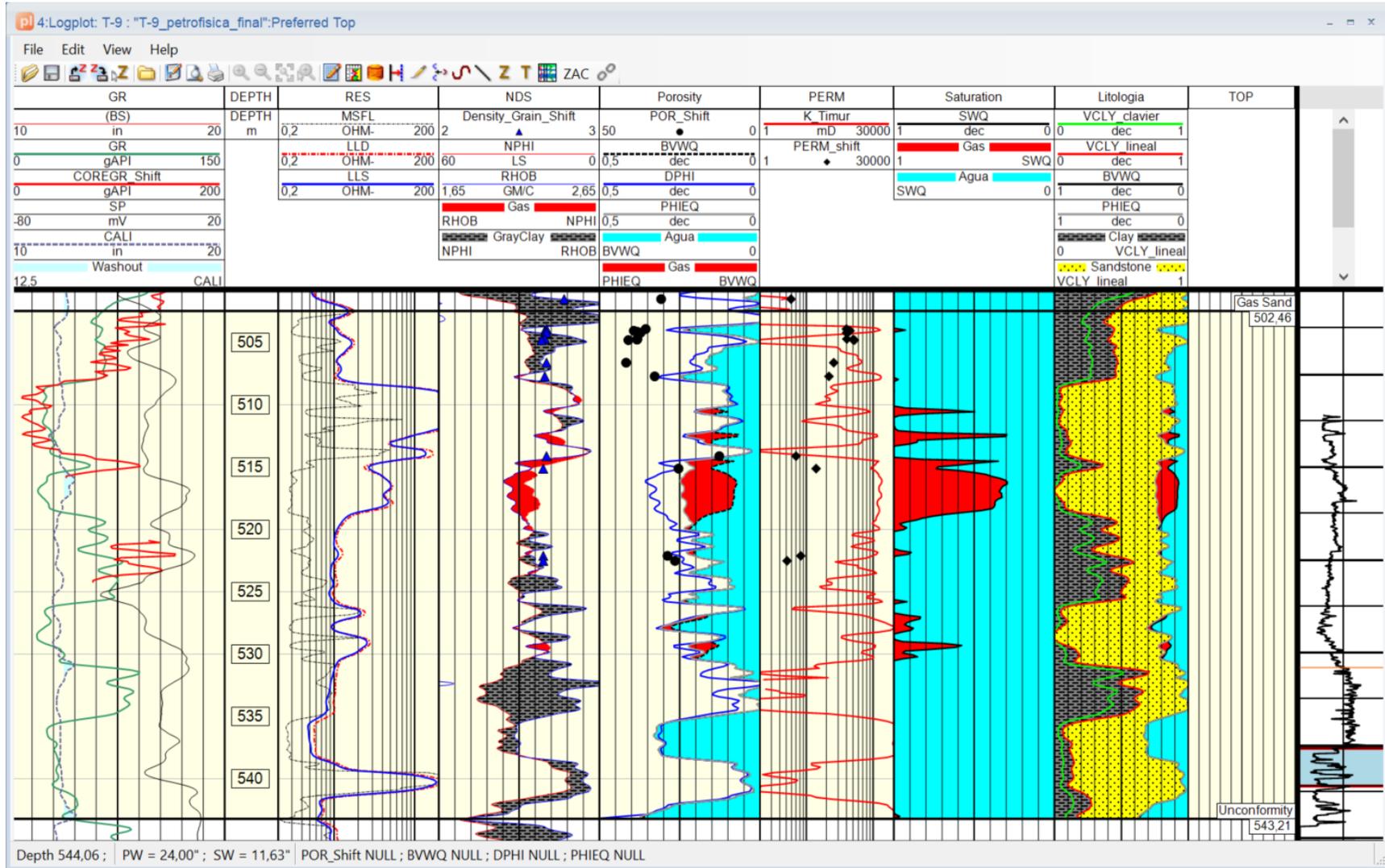


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-8

ANEXO 7
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-9

Figura 61.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-9

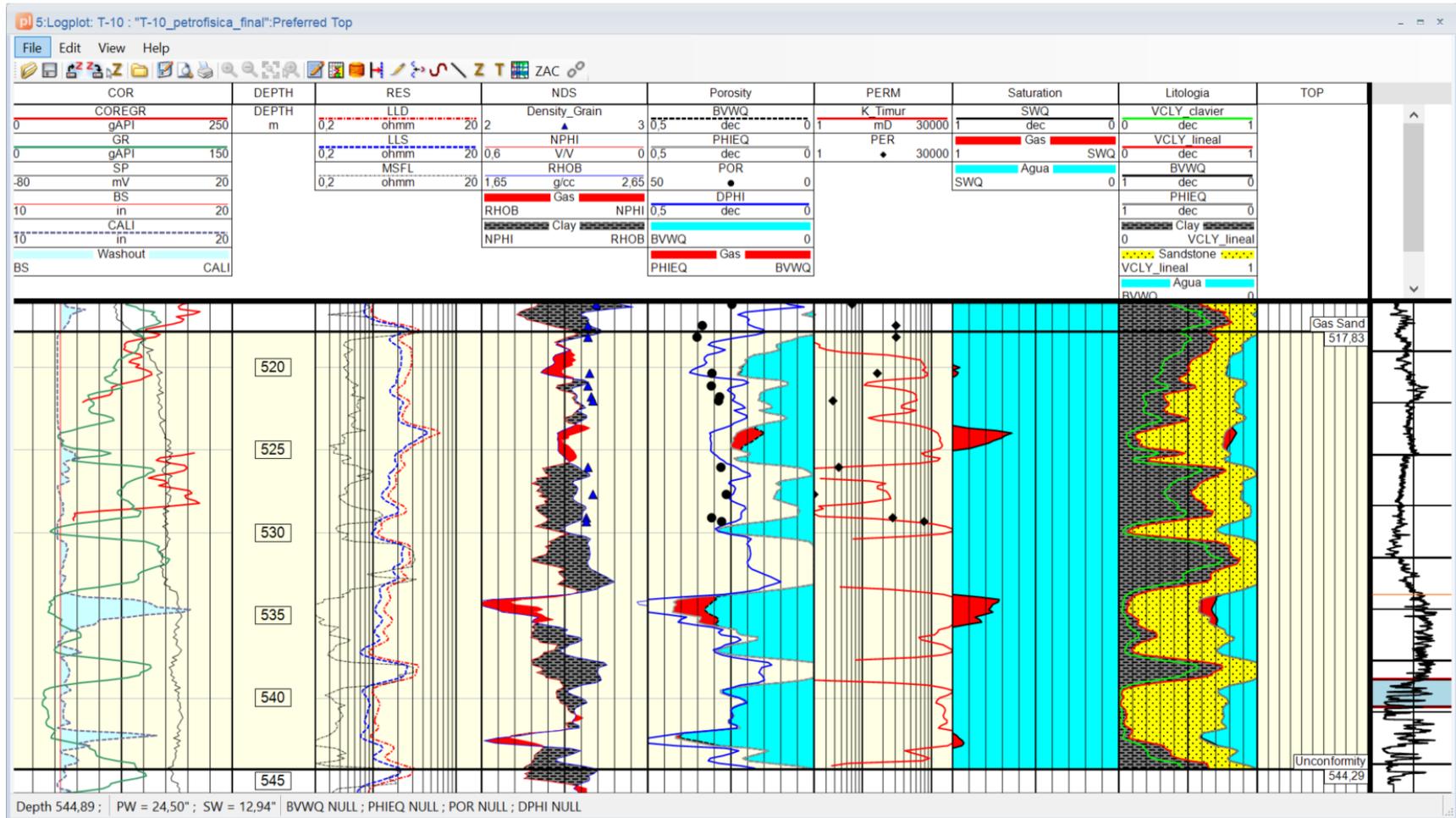


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-9

ANEXO 8
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-10

Figura 62.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-10

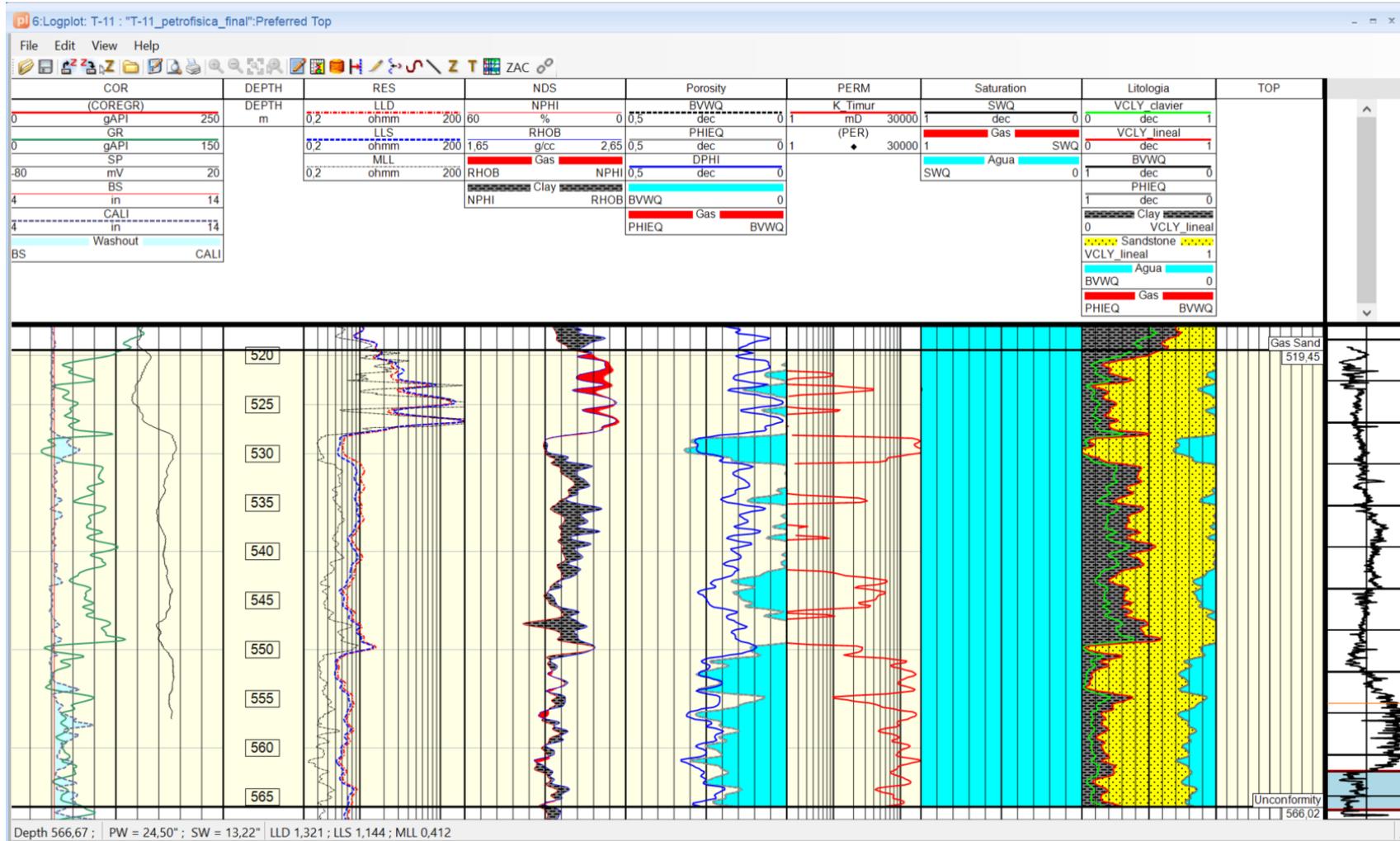


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-10

ANEXO 9
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-11

Figura 63.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-11

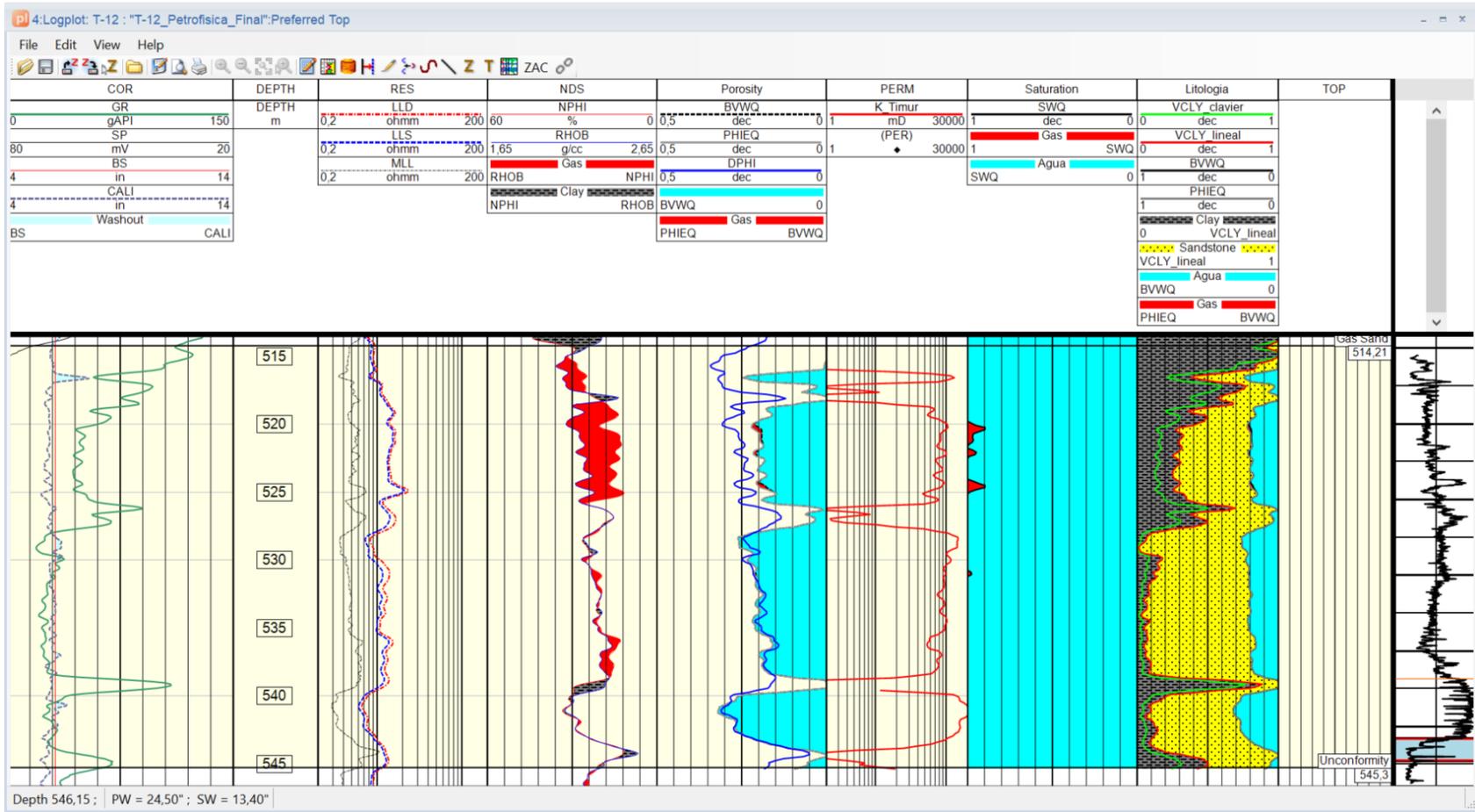


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-11

ANEXO 10
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-12

Figura 64.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-12

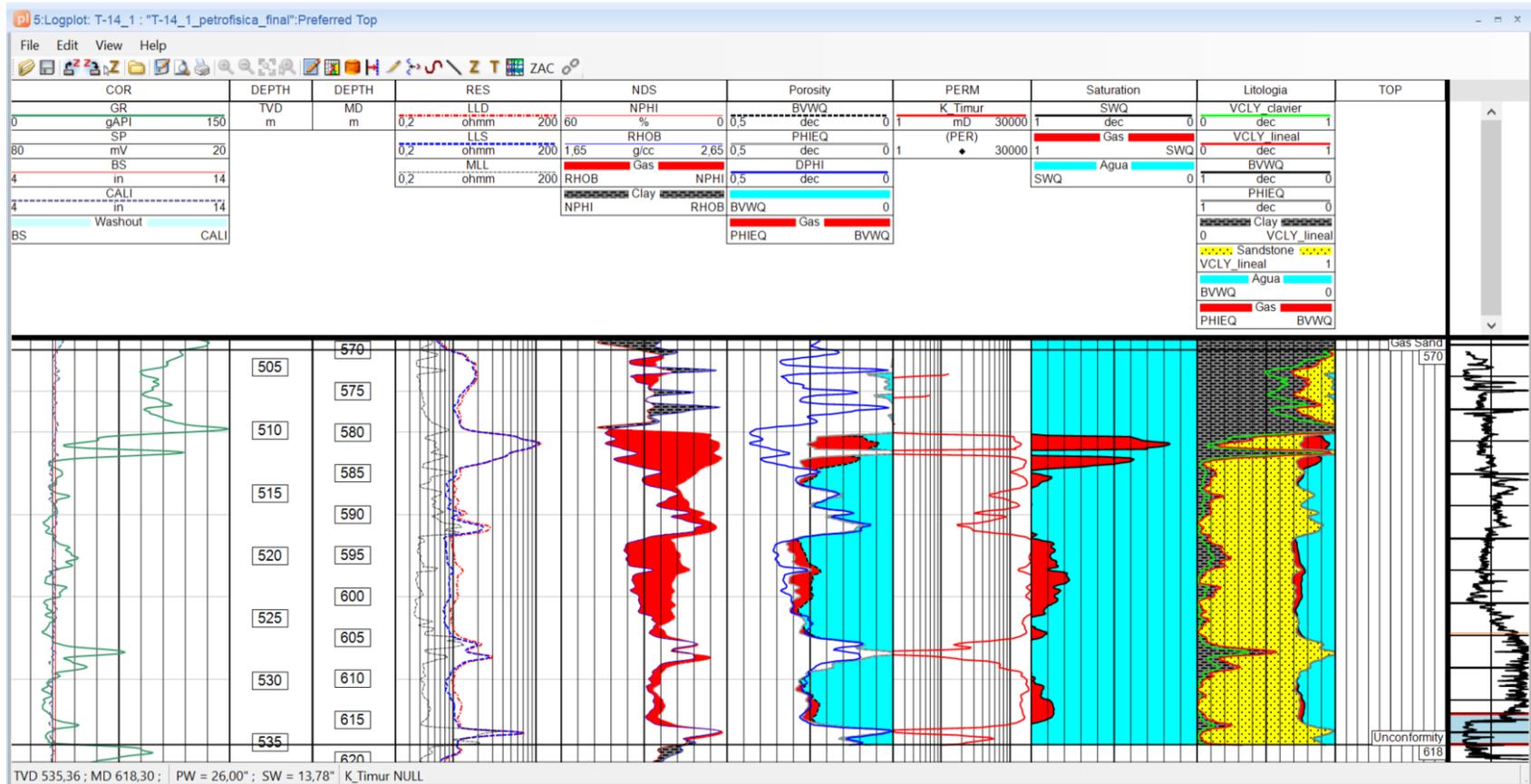


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-12

ANEXO 11
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-14

Figura 65

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-14



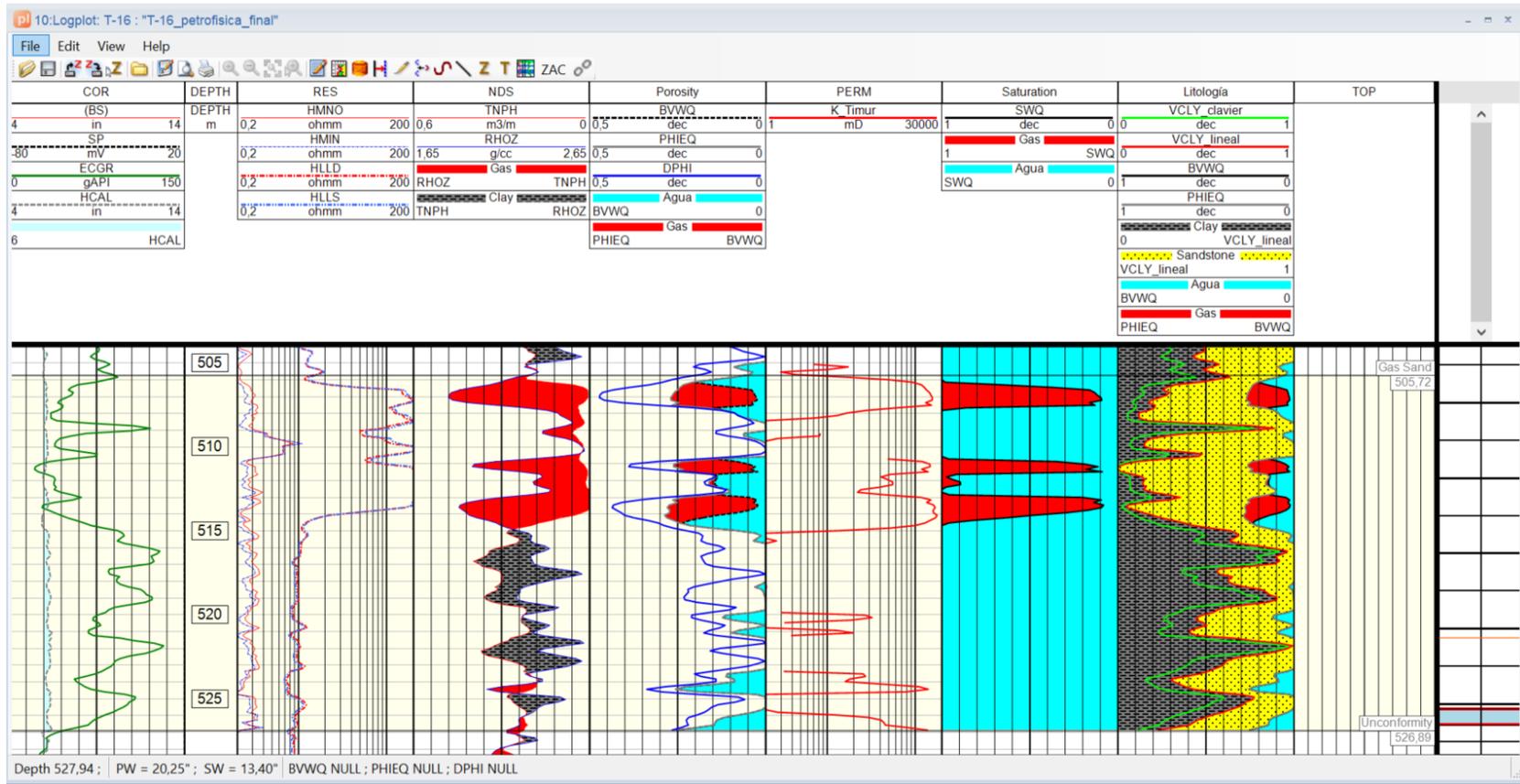
Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-14

ANEXO 12
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-15

ANEXO 13
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-16

Figura 67.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-16

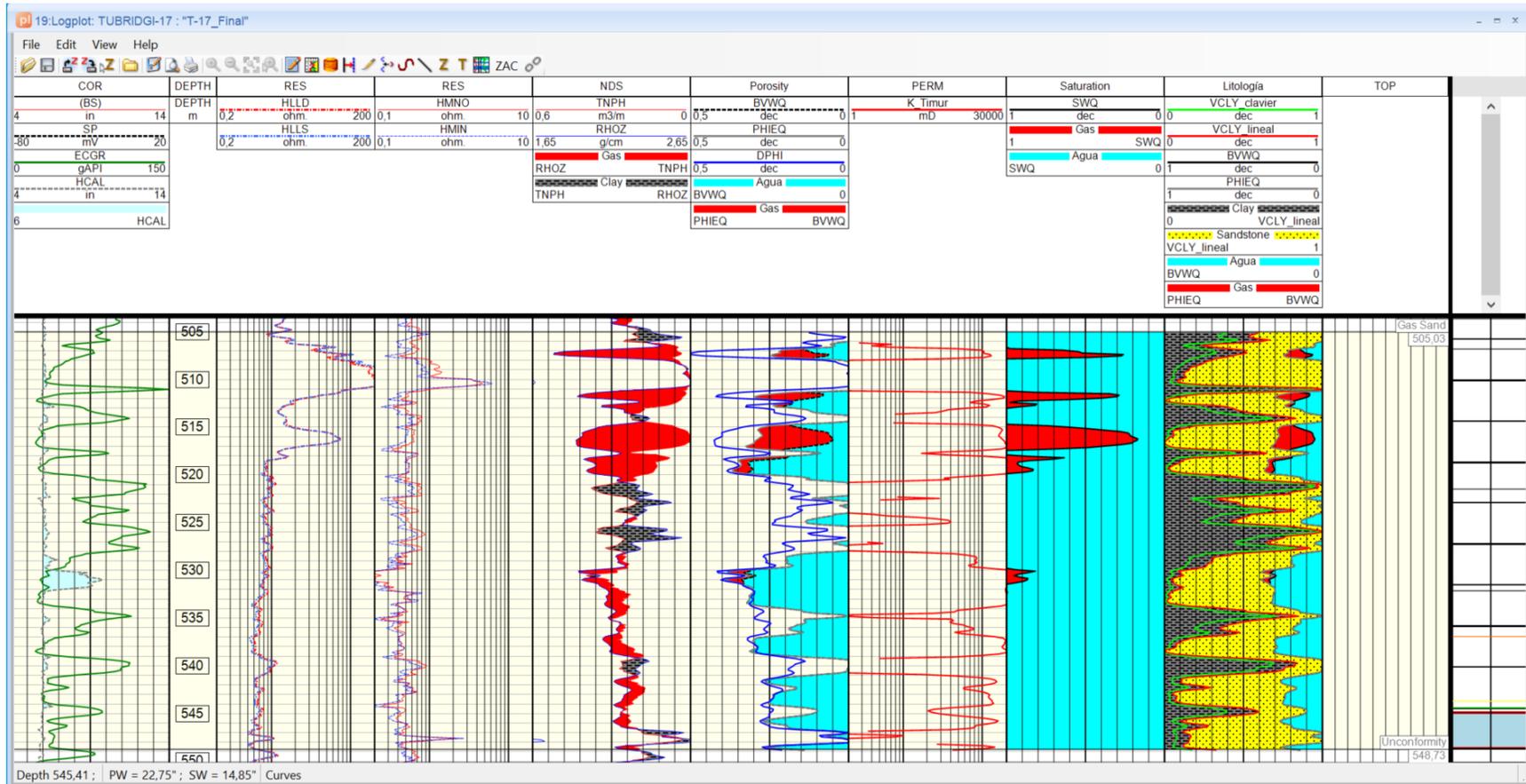


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-16

ANEXO 14
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-17

Figura 68.

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-17

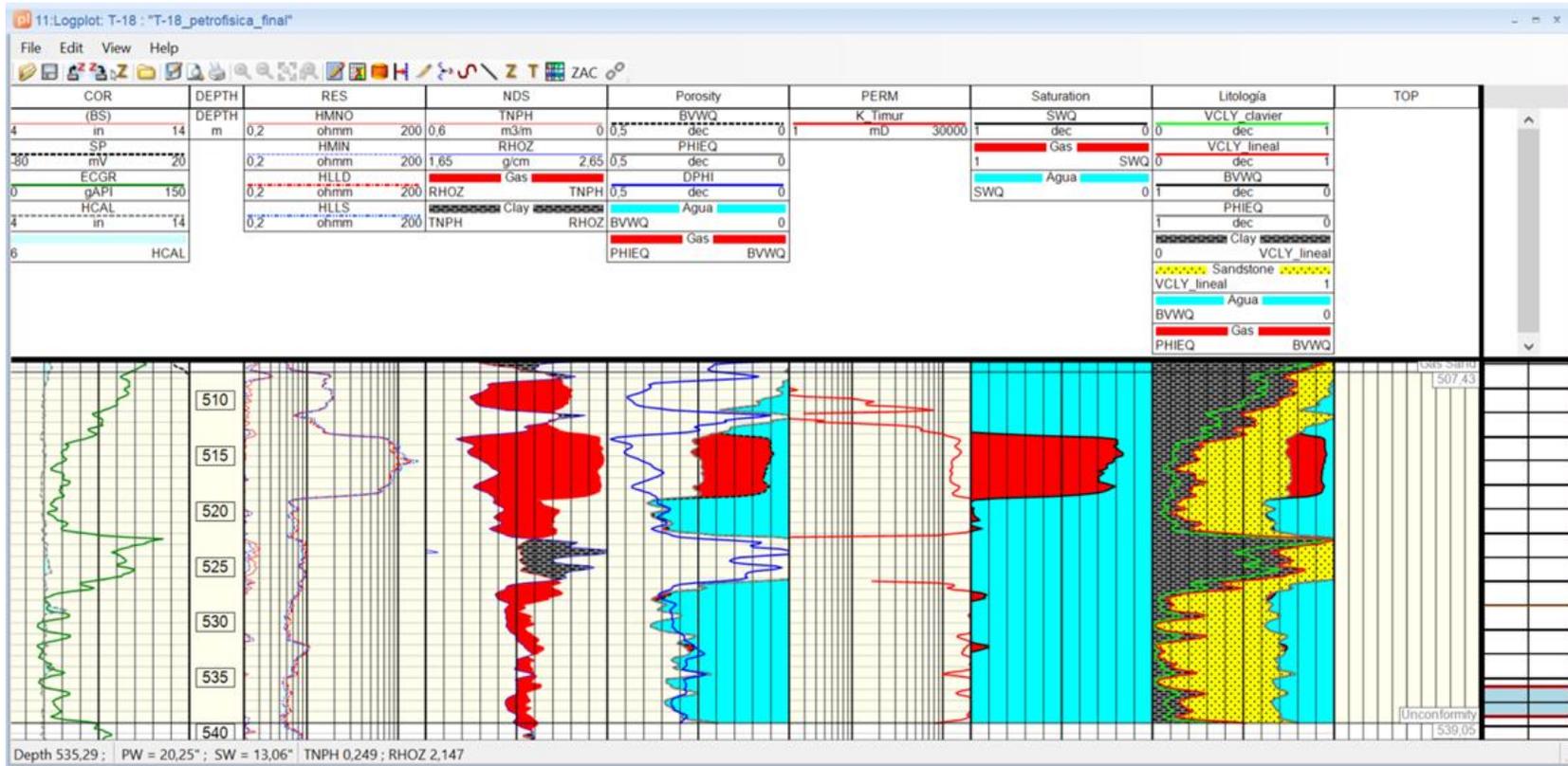


Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-17

ANEXO 15
EVALUACIÓN PETROFÍSICA
POZO TUBRIDGI-18

Figura 69

Evaluación petrofísica Pozo Tubridgi-18



Nota. se observa el análisis petrofísico del pozo Tubridgi-18