

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL SISTEMA POROSO  
DE SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLÁSTICAS DEL  
OLIGO-MIOCENO EN LA SUBCUENCA EL TOCUYO,  
ESTADO FALCÓN**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Carrillo O., Jose E.  
Para optar al Título de  
Ingeniero Geofísico

Caracas, Julio de 2021

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL SISTEMA POROSO DE SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLÁSTICAS DEL OLIGO-MIOCENO EN LA SUBCUENCA EL TOCUYO, ESTADO FALCÓN**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Enrique Toribio  
TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Zureisy Marín

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Carrillo O., Jose E.  
Para optar al Título de  
Ingeniero Geofísico

Caracas, Julio de 2021

## ACTA DE DEFENSA TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

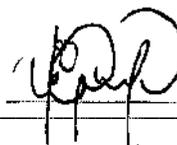
Nosotros, los abajo firmantes, integrantes del jurado evaluador designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica de la UCV, hacemos constar que el día jueves doce de agosto del año en curso (12-08-21) se realizó la defensa del trabajo especial de grado de **Br. Jose Enrique Carrillo Ojeda, C.I.: 25.717.070**, titulado: *“Caracterización petrofísica del sistema poroso de secuencias carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno en la subcuenca el Tocuyo, estado Falcón”*, para aspirar al título de Ingeniero Geofísico que otorga la Universidad Central de Venezuela.

La defensa se inició a las 7:00 pm. y concluyó a las 8:00 pm. Se realizó mediante conexión remota utilizando la plataforma *Google Meet*. Concluida la presentación oral fue cubierta la fase de preguntas del jurado. Posteriormente, mediante reunión virtual el jurado deliberó y acordó que la nota a ser asignada es de veinte (20) puntos.

A los efectos de dar fe del acto académico de defensa de tesis de Jose E. Carrillo O., se levanta la presente acta a los trece días del mes de agosto del presente año (13-08-21).



Prof. María del Carmen Gómez  
Jurado



Prof. Yaraixa Pérez  
Jurado



Prof. Enrique Toribio.  
Tutor Académico

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE GEOLOGÍA, MINAS Y GEOFÍSICA DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA

**ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO ESPECIAL DE GRADO DEL BACHILLER JOSE CARRILLO DEL DEPARTAMENTO DE GEOFÍSICA.**

Los abajo firmantes, integrantes del Jurado examinador designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Grado titulado: **“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL SISTEMA POROSO DE SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLÁSTICAS DEL OLIGO-MIOCENO EN LA SUBCUENCA EL TOCUYO, ESTADO FALCÓN”** presentado por el **Bachiller JOSE ENRIQUE CARRILLO OJEDA**, Cédula de Identidad N° 25.717.070, para obtener el título de **Ingeniero Geofísico**; en el acto de defensa pública correspondiente, considerando que:

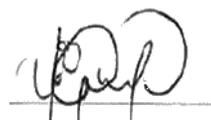
- 1.- El trabajo de grado cumple con los objetivos fundamentales establecidos, y va más allá en los análisis petrofísicos, considerando éste como un trabajo que sobrepasa una tesis de pregrado.
- 2.- Con la implementación de nuevas metodologías en la evaluación petrofísica sobre la subcuenca de El Tocuyo, desestimada en estudios previos, se logró identificar un intervalo contentivo de hidrocarburos, no señalado hasta el momento.

**Acordamos, por unanimidad, otorgar Mención Honorífica al bachiller JOSE ENRIQUE CARRILLO OJEDA.**

En la ciudad de Caracas, a los 13 días del mes de agosto de 2021



Prof. María del Carmen Gómez  
Miembro del Jurado



Prof. Yaraixa Pérez.  
Miembro del Jurado



Prof. Enrique Toribio.  
Tutor académico

**“Ciudad Universitaria de Caracas – Patrimonio Cultural de la Humanidad”**

**Teléfono: 605-3121**

## DEDICATORIA

*Al motivo más grande para cumplir mis sueños...*

*el orgullo de mis padres, Thalía y José.*

## AGRADECIMIENTOS

El camino del crecimiento, personal y profesional, requiere principalmente de esfuerzo y dedicación. Un camino que lo es todo, menos solitario, deja un sinnúmero de experiencias inolvidables y con ellas, nombres que se ganan un lugar en el recuerdo de las metas cumplidas, a razón de apoyo, compañía y consuelo. Por todos esos nombres, agradezco.

Principalmente a mis padres Thalía y José, quienes, con dedicación y esfuerzo constante, me invitaron a soñar, creer en mis destrezas y reconocer mis impericias, forjando el carácter de un investigador en potencia que sigue en constante desarrollo.

A mi hermana Anggie, apoyo incondicional y motivo de inspiración para mi perseverante crecimiento.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, la cual con una cálida bienvenida abrió sus puertas para mí, y aun en tiempos de sombras me permitió encontrar la más brillante luz a través de cada uno de sus educadores, quienes con admirable vocación y dedicación guiaron mi progreso académico, personal y profesional.

Al Departamento de Geofísica de la Facultad de Ingeniería, mi segundo hogar y aún más importante, el hogar de la familia que me regaló la universidad, mis hermanos/as de “El Búnker”: Luis, Nixon, Freyder, Samantha, Elizabeth, Karen, Juan, Jessica, Roddys, José, Yanieliers, Priscilla, Yohnny, Leonardo, Bryan, Ana, Alondra, Willianny, Nicole, Luisdaniel y Noel, en quienes encontré apoyo, compañía y felicidad mediante una meta compartida.

A mi hermano, compañero y mentor, Ing. Ruy Pereira; a quien con admiración agradezco el apoyo, la confianza y la motivación para crecer profesionalmente bajo una filosofía inspiradora: “Si he visto más lejos es porque estoy sentado sobre los hombros de gigantes” (Isaac Newton).

Con mucho cariño, a mis tutores Zureisy Marín y Enrique Toribio, por su dedicación, cariño y confianza para el desarrollo de este proyecto, así como también por su indiscutible calidez humana y profesionalismo, motivo de respeto y admiración.

A todo el equipo de PDVSA INTEVEP, con mención especial a Yolimar Rojas, Solange Ortega, Carmen De Andrade, Oswaldo Ramos, Luis Camposano, Clevis Medina y mis compañeros tesistas Leonel Mendoza, Elías Sayegh, Jessica Rondón y Carlos Sánchez, por el apoyo prestado durante mis pasantías en el Departamento de Exploración en las fases iniciales de este proyecto.

A la familia Quijada García, quienes, con los brazos abiertos, calor familiar e incuestionable cariño, me recibieron, apoyaron y acompañaron desde el primer día y durante todo el desarrollo de este trabajo.

Finalmente, quiero agradecer a todos aquellos que de una u otra manera contribuyeron no solo a que este trabajo fuera posible, sino también a hacer más ameno y confortable este camino, lleno de nuevas experiencias y anécdotas increíbles, un camino que no acaba con este trabajo, si no que continúa hacia un destino por descubrir, con una nueva visión y una inquietante pasión por el aprendizaje.

**Carrillo O., Jose E.**  
**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL SISTEMA POROSO  
DE SECUENCIAS CARBONÁTICAS Y SILICICLÁSTICAS DEL  
OLIGO-MIOCENO EN LA SUBCUENCA EL TOCUYO,  
ESTADO FALCÓN**

**Tutor académico: Prof. Enrique Toribio. Tutor industrial: MSc. Zureisy Marín.  
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y  
Geofísica. Año 2021, 186 p.**

**Palabras Clave:** El Tocuyo, carbonatos, siliciclásticos, petrofísica, porosidad.

**Resumen.** La subcuenca El Tocuyo, ubicada al oriente de la región de Falcón, Venezuela, comprende una columna sedimentaria que presenta unidades carbonáticas y siliciclásticas cuyas propiedades han generado interés comercial en épocas pasadas. A través de una evaluación petrofísica integrada, esta investigación define parámetros y modelos petrofísicos, además de describir petrofacies y unidades de flujo en el reservorio que permiten analizar la calidad de la roca, con el objetivo de caracterizar el sistema poroso en los depósitos sedimentarios de edad Oligo-Mioceno. La evaluación fue aplicada en un total de cinco (5) pozos, contando con análisis convencionales de núcleo en dos (2) de ellos, permitiendo complementar la interpretación de registros a través de correlaciones núcleo perfil. Como resultado, el parámetro “m” obtenido permitió considerar las variaciones en los tipos de poros presentes en la formación para el modelado de propiedades en el reservorio, obteniendo que la presencia de valores menores a dos (2), asociados a microfracturamiento en la roca, aumentan la calidad de reservorio de los depósitos carbonáticos; esta evidencia de porosidad secundaria fue validada mediante el análisis de secciones finas y la interpretación de registros, donde se determina que el microfracturamiento proporciona la principal vía de conexión del sistema poral, característica que se encuentra previamente documentada en zonas productivas al norte del área de estudio. El análisis detallado del sistema poroso permite obtener una mejor perspectiva de la capacidad de flujo y almacenamiento de las secuencias, permitiendo definir incluso potenciales zonas de contacto agua-petróleo y gas-petróleo que no se encontraban documentadas en los análisis petrofísicos previos, concluyendo que la arquitectura y geometría de los poros, además de los procesos diagenéticos, influyen significativamente en el potencial productivo de la subcuenca.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>CAPITULO I.....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. GENERALIDADES .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>2</b>
<b>1.3. ANTECEDENTES .....</b>	<b>5</b>
<b>1.4. JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>1.5. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO. ....</b>	<b>8</b>
<b>1.6. OBJETIVOS.....</b>	<b>10</b>
1.6.1. Objetivo general. ....	10
1.6.2. Objetivos específicos. ....	10
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>11</b>
<b>MARCO GEOLÓGICO .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1. GEOLOGÍA REGIONAL. ....</b>	<b>11</b>
2.1.1. Evolución de la cuenca. ....	11
2.1.2. Estratigrafía regional. ....	17
<b>2.2. GEOLOGÍA LOCAL.....</b>	<b>19</b>
2.2.1. Configuración estructural. ....	19
2.2.2. Estratigrafía local.....	21
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>24</b>
<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>24</b>
<b>3.1. PETROFÍSICA.....</b>	<b>24</b>
<b>3.2. PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.....</b>	<b>24</b>
3.2.1. Propiedades fundamentales. ....	24
3.2.2. Propiedades derivadas. ....	25
3.2.3. Propiedades del sistema roca-fluido. ....	28
<b>3.3. RESERVORIOS SEDIMENTARIOS. ....</b>	<b>29</b>
3.3.1. Reservorios siliciclásticos.....	29
3.3.2. Reservorios carbonáticos.....	31
<b>3.4. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO.....</b>	<b>38</b>
3.4.1. Perfilaje de pozos. ....	38
3.4.2. Análisis de núcleos. ....	44
3.4.3. Unidades de flujo.....	51

<b>3.5. APLICACIÓN DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES (RNA) EN LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS.....</b>	<b>52</b>
3.5.1. Algoritmo perceptrón multicapa (MLP). ....	53
3.5.2. Algoritmo de Kohonen. ....	55
<b>CAPITULO IV .....</b>	<b>56</b>
<b>MÉTODOLOGÍA.....</b>	<b>56</b>
<b>4.1. ETAPA 1.....</b>	<b>57</b>
4.1.1. Recopilación de datos y estudios previos de la zona.....	57
4.1.2. Validación y control de calidad de los datos.....	57
4.1.4. Calibración núcleo-perfil.....	60
4.1.5. Cuantificación de arcilla en el núcleo.....	60
<b>4.2. ETAPA 2.....</b>	<b>61</b>
4.2.1. Preparación de muestras.....	61
4.2.2. Estimación de parámetros petrofísicos.....	65
4.2.3. Estimación y cálculo de modelos.....	68
<b>4.3. ETAPA 3.....</b>	<b>80</b>
4.3.1. Determinación de unidades de flujo.....	80
4.3.2. Elaboración de sumarios petrofísicos.....	81
<b>CAPITULO V.....</b>	<b>83</b>
<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS .....</b>	<b>83</b>
<b>5.1. INVENTARIO DE DATOS DISPONIBLES.....</b>	<b>83</b>
5.1.1. Vectorización de registros y control de calidad de datos.....	85
5.1.2. Calibración núcleo-perfil.....	89
<b>5.2. SELECCIÓN DE MUESTRAS.....</b>	<b>90</b>
<b>5.3. ANÁLISIS DE AGUA DE FORMACIÓN Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS.....</b>	<b>91</b>
5.3.1. Factor de formación (FF) y exponente de cementación (m).....	95
<b>5.4. DEFINICIÓN DE MODELOS PETROFÍSICOS MEDIANTE CORRELACIONES NÚCLEO-PERFIL.....</b>	<b>103</b>
5.4.1. Modelado de registros sísmicos sintéticos (RSS).....	103
5.4.2. Discretización litológica.....	109
5.4.3. Análisis espectral de rayos gamma.....	114
5.4.4. Modelo de arcillosidad ( $V_{sh}$ ).....	120
5.4.5. Modelo de porosidad ( $\phi$ ).....	122

5.4.6.	Modelo de saturación de agua (Sw).....	124
5.4.7.	Modelo de permeabilidad (K).....	126
<b>5.5.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PORAL Y CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES. ....</b>	<b>129</b>
5.5.1.	Secuencia Oligoceno (Formación Churuguara/Guacharaca). ....	130
5.5.2.	Secuencia Mioceno inferior (Formación San Lorenzo). ....	132
5.5.3.	Secuencia Mioceno medio (Formación Pozón). ....	134
5.5.4.	Secuencia Mioceno superior (Formación Capadare). ....	136
<b>5.6.</b>	<b>DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO. ....</b>	<b>138</b>
5.6.1.	Secuencia Oligoceno (Formación Churuguara/Guacharaca). ....	139
5.6.2.	Secuencia Mioceno inferior (Formación San Lorenzo). ....	141
5.6.3.	Secuencia Mioceno medio (Formación Pozón). ....	143
5.6.4.	Secuencia Mioceno superior (Formación Capadare). ....	144
<b>5.7.</b>	<b>SUMARIOS PETROFÍSICOS. ....</b>	<b>147</b>
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>154</b>
	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>157</b>
	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>158</b>
	<b>APÉNDICES.....</b>	<b>168</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1. Ubicación de la Subcuenca El Tocuyo, Estado Falcón, Venezuela. ....	9
Figura II.1. Mapa estructural en doble tiempo de viaje sísmico (milisegundos) y familias de fallas asociadas .....	12
Figura II.2. Evolución de la cuenca Falcón-Bonaire.....	13
Figura II.3. Historia tectónica de la cuenca de Falcón .....	14
Figura II.4 .Modelo de orógeno flotacional para la cuenca de Falcón-Bonaire.....	15
Figura II.5. Evolución de la Cuenca Falcón-Bonaire.....	16
Figura II.6. Evolución paleográfica de la cuenca.....	17
Figura II.7. Correlación estratigráfica general de la cuenca de Falcón.....	18
Figura II.8. Provincias tectonosedimentarias de la cuenca de Falcón.....	19
Figura II.9. Sección estructural esquemática del Golfo Triste .....	20
Figura II.10. Interpretación de líneas sísmicas en la subcuenca El Tocuyo .....	21
Figura III.1. Tipos de porosidad encontradas en una arenisca.....	27
Figura III.2. Escala de Udden-Wentworth para la clasificación de sedimentos y rocas sedimentarias clásticas .....	30
Figura III.3. Escala visual para clasificar las rocas sedimentarias por su distribución granular .....	31
Figura III.4. Esquema de clasificación textural de rocas carbonáticas detríticas desarrollado por Robert Folk en 1959 y luego en 1962 .....	33
Figura III.5. Clasificación de Dunham (1962) para rocas carbonáticas.....	34
Figura III.6. Clasificación de Embry y Klovan (1972) para rocas carbonáticas arrecifales .....	34
Figura III.7. Clasificación geológica de Choquette & Pray de poros y sistemas porosos en rocas carbonáticas.....	36
Figura III.8. Clasificación de espacio poroso carbonático.....	37
Figura III.9. Esquema de clasificación genética de porosidad en rocas carbonáticas.	38
Figura III.10. Fundamentos de medición eléctrica.....	39
Figura III.11. Relación GR, Th/K y Th/U con la columna litológica .....	41

Figura III.12. Datos obtenidos mediante el análisis de núcleos y su rol en la caracterización de reservorios .....	45
Figura III.13. Curva de presión capilar en función de las condiciones porosas.....	49
Figura III.14. Zonificación de unidades de flujo en función de características petrofísicas .....	52
Figura III.15. Arquitectura de una Red Neuronal Artificial perceptrón multicapa.....	54
Figura III.16. Ejemplo de funcionamiento del modelo de Kohonen aplicado a un set de datos .....	55
Figura IV.1. Flujo de trabajo empleado para la caracterización del sistema poroso. .	56
Figura IV.2. Validación de curvas de GR y resistividad del pozo TOCUYO. ....	57
Figura IV.3. Registro de resistividad vectorizado con problemas de compatibilidad en el pozo YARACAL.....	58
Figura IV.4. . Flujo de trabajo para digitalización de curvas en el software NeuraLog de FlexLM.....	59
Figura IV.5. Creación de proyecto y carga de datos para el pozo TOCUYO en la interfaz de Techlog 2015.3 de Schlumberger. ....	59
Figura IV.6. Calibración núcleo-perfil.....	60
Figura IV.7. Proceso de selección inicial de muestras en el pozo TOCUYO.....	61
Figura IV.8. Secuencia de preparación de muestras .....	62
Figura IV.9. Método de Pickett para cálculo de parámetros petrofísicos. ....	63
Figura IV.10. Gráfico Gen-9 de Schlumberger para el cálculo de salinidad de agua de formación. ....	64
Figura IV.11. Nomograma Por-1a para evaluación de sistemas de porosidad dual en carbonatos .....	66
Figura IV.12. Nomograma Por-1 para la de terminación de m dominante.....	67
Figura IV.13. Proceso de diseño de RNA para elaboración de registro sísmico sintético .....	69
Figura IV.14. Nomograma CP-1d de Schlumberger (2009).....	71
Figura IV.15. Nomogramas CP-7 (A) y CP-8 (B) de Schlumberger (2009). ....	71

Figura IV.16. Categorización y clasificación de electrofacies mediante modelo de Kohonen. ....	72
Figura IV.17. Determinación de la distribución de minerales de arcilla presentes en la formación. ....	73
Figura IV.18. Determinación de ambientes de depositación mediante relación Th/U. ....	74
Figura IV.19. Caracterización de arcillas en la formación mediante gráficos cruzados, datos del pozo TOCUYO y consideraciones teóricas de Heslop & Heslop (2005)....	77
Figura IV.20. Gráfico de Thomas & Stieber (1975) para el análisis de distribución de arcillas en la formación.....	78
Figura IV.21. Números de fábrica de roca que van de 0.5 a 4 definidos por promedios y límites de clase mediante transformaciones porosidad-permeabilidad.....	79
Figura IV.22. Gráficos para la discretización de unidades de flujo. ....	80
Figura IV.23. Metodología para la determinación de parámetros de corte.....	81
Figura IV.24. Definición de Saturación de corte utilizando registro de resistividad..	82
Figura V.1. Ubicación de pozos disponibles para la evaluación.....	83
Figura V.2. Control de cobertura de registros de pozo. ....	85
Figura V.3. Profundidad de topes cronoestratigráficos para cada pozo con información. ....	86
Figura V.4. Profundidad de núcleos recuperados en los pozos TOCUYO y YARACAL. ....	88
Figura V.5. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Oligoceno en el pozo YARACAL. ....	92
Figura V.6. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Oligoceno en el pozo TOCUYO.....	93
Figura V.7. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Mioceno inferior en el pozo TOCUYO.....	94
Figura V.8. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Mioceno superior en el pozo TOCUYO.....	95

Figura V.9. Estimación de tipo de poro dominante mediante el valor de $m$ en la secuencia Oligoceno.....	96
Figura V.10. Asociación de valores de $m$ con análisis de secciones finas (fotomicrografía) en la secuencia carbonática del Oligoceno.....	97
Figura V.11. Estimación de tipo de poro dominante mediante el valor de $m$ en la secuencia Mioceno inferior.....	98
Figura V.12. Asociación de valores de $m$ con análisis de secciones finas (fotomicrografía) en la secuencia del Mioceno inferior.....	98
Figura V.13. Asociación de valores de $m$ con análisis de secciones finas (fotomicrografía) en la secuencia del Mioceno medio.....	99
Figura V.14. Estimación de tipo de poro dominante mediante el valor de $m$ en la secuencia Mioceno superior.....	100
Figura V.15. Asociación de valores de $m$ con análisis de secciones finas (fotomicrografía) en la secuencia carbonática del Mioceno superior.....	101
Figura V.16. Nomograma Por-1a para la evaluación de sistemas de porosidad dual aplicado a todas las secuencias estudiadas.....	102
Figura V.17. Registro sísmico sintético mediante modelo de Faust (1953) en los pozos YARACAL y CAYOSAL.....	104
Figura V.18. Registro sísmico sintético mediante modelo de Faust (1953) en el pozo TOCUYO.....	105
Figura V.19. Esquema de arquitectura utilizada para el modelado de RSS.....	106
Figura V.20. Curva de aprendizaje de la red.....	106
Figura V.21. Registro sísmico sintético mediante redes neuronales en los pozos YARACAL y CAYOSAL.....	107
Figura V.22. Registro sísmico sintético mediante redes neuronales en el pozo TOCUIYOL.....	108
Figura V.23. Histograma de frecuencias de RHOMA en la zona este de la subcuenca El Tocuyo.....	110
Figura V.24. Histograma de frecuencias de densidad de matriz por secuencias en el este de la subcuenca El Tocuyo.....	111

Figura V.25. Gráficos CP-8 (A) y CP-7 (B) para la discretización litológica. ....	112
Figura V.26. A) Nomograma CP-1d B) Sección fina @2924.42' pozo TOCUYO: Packstone-Grainstone de Algas Rojas y Macroforaminíferos (Dolomitizado).....	112
Figura V.27. Asignación de litología por clases y validación.....	114
Figura V.28. Caracterización de tipo de arcillas en el pozo TOCUYO. ....	115
Figura V.29. A) Relación Th/U en la secuencia del Oligoceno en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Oligoceno.....	116
Figura V.30. A) Relación Th/U en la secuencia del Mioceno inferior en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Mioceno inferior .....	117
Figura V.31. A) Relación Th/U en la secuencia del Mioceno medio en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Mioceno medio .....	118
Figura V.32. A) Relación Th/U en la secuencia del Mioceno superior en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Mioceno superior .....	119
Figura V.33. Influencia del contenido de uranio en el registro GR. ....	119
Figura V.34. Modelo de arcillosidad a partir de registro GR y CGR en el pozo TOCUYO. ....	120
Figura V.35. Correlación de modelo de arcillosidad generado con datos de cuantificación de arcilla por DRX.....	121
Figura V.36. Modelo de arcillosidad a partir de registro SP en los pozos COSME y ABUNDANCIA.....	121
Figura V.37. Comparación de modelos de porosidad en el pozo TOCUYO.....	122
Figura V.38. Comparación de modelos de porosidad en el pozo YARACAL. ....	123
Figura V.39. Zonas dominadas por porosidad secundaria en la formación mediante SPI .....	124
Figura V.40. Gráfico de Thomas-Stieber para las secuencias del Oligoceno y Mioceno inferior, medio y superior.....	125
Figura V.41. Modelo de saturación de agua en el pozo TOCUYO. ....	125
Figura V.42. Comparación de modelos de saturación con m variable.....	126
Figura V.43. Ajuste de modelos de permeabilidad en el pozo TOCUYO.....	127

Figura V.44. Relación porosidad-permeabilidad por secuencias mediante regresiones lineales.....	128
Figura V.45. Relación porosidad-permeabilidad para los distintos tipos de fábrica de roca (RF) en la formación. ....	129
Figura V.46. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Oligoceno.....	130
Figura V.47. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Oligoceno. ....	131
Figura V.48. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Mioceno inferior.	132
Figura V.49. Procesos diagenéticos que interfieren con el sistema poroso en la secuencia Mioceno inferior (pozo TOCUYO).....	133
Figura V.50. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Mioceno inferior.....	133
Figura V.51. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Mioceno medio. .	134
Figura V.52. Minerales de arcilla ocluyendo el espacio poroso de la secuencia Mioceno medio (pozo TOCUYO).....	135
Figura V.53. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Mioceno medio.....	135
Figura V.54. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Mioceno superior .....	136
Figura V.55. Procesos diagenéticos que interfieren con el sistema poroso en la secuencia Mioceno superior (pozo TOCUYO).....	137
Figura V.56. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Mioceno superior.....	138
Figura V.57. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Oligoceno (pozo TOCUYO). ....	139
Figura V.58. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Oligoceno (pozo TOCUYO).....	140
Figura V.59. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Oligoceno del pozo TOCUYO.....	140

Figura V.60. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Mioceno inferior (pozo TOCUYO).....	141
Figura V.61. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Mioceno inferior (pozo TOCUYO).....	142
Figura V.62. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Mioceno inferior del pozo TOCUYO. ....	142
Figura V.63. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Mioceno medio (pozo TOCUYO).....	143
Figura V.64. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Mioceno medio (pozo TOCUYO).....	144
Figura V.65. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Mioceno inferior del pozo TOCUYO. ....	144
Figura V.66. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Mioceno superior (pozo TOCUYO).....	145
Figura V.67. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Mioceno superior (pozo TOCUYO).....	146
Figura V.68. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Mioceno superior del pozo TOCUYO. ....	146
Figura V.69. Sumario petrofísico de la secuencia Oligoceno en el pozo TOCUYO. ....	148
Figura V.70. Sumario petrofísico de la secuencia Mioceno inferior en el pozo TOCUYO. ....	149
Figura V.71. Sumario petrofísico de la secuencia Mioceno medio en el pozo TOCUYO. ....	150
Figura V.72. Sumario petrofísico de la secuencia Mioceno superior en el pozo TOCUYO. ....	152
Figura V.73. Delimitación de potencial zona de acumulación de gas en el pozo TOCUYO. ....	153

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III-1. Valores de densidad de matriz y fluidos de interés .....	42
Tabla III-2. Valores de $\Delta t$ en matriz y fluidos de interés.....	44
Tabla III-3. Clasificación de petrofacies.....	49
Tabla III-4. Ecuaciones empíricas de Pittman (1992).....	50
Tabla IV-1. Relación de m y tipo de roca .....	67
Tabla IV-2. Modelos de arcillosidad.....	75
Tabla IV-3. Modelos de porosidad total en la formación .....	76
Tabla IV-4. Modelos de Saturación.....	78
Tabla IV-5. modelos de permeabilidad.....	79
Tabla V-1. Inventario de datos disponibles para la evaluación. ....	84
Tabla V-2. Clasificación de pozos como clave, control y no control. ....	89
Tabla V-3. Estadísticas de arcillosidad en el núcleo del pozo TOCUYO. ....	90
Tabla V-4. Muestras de tapón seleccionadas en el pozo TOCUYO. ....	91
Tabla V-5. Parámetros petrofísicos obtenidos por método de Pickett.....	92
Tabla V-6. Resumen de CC entre DT y RSS mediante modelo de Faust.....	105
Tabla V-7. Resumen de CC entre DT y RSS mediante red neuronal artificial.....	108
Tabla V-8. Datos estadísticos de agrupamiento jerárquico mediante redes neuronales. .....	113
Tabla V-9. Litologías asignadas para cada clase agrupada de electrofacies.....	113
Tabla V-10. Parámetros de corte estimados para la Subcuenca El Tocuyo.....	147
Tabla A- 1. Parámetros petrofísicos calculados en el pozo YARACAL.....	169
Tabla A- 2. Parámetros petrofísicos calculados en el pozo TOCUYO.....	170
Tabla A- 3. Propiedades de las variables de entrada.....	171
Tabla A- 4. Influencia de variables en el agrupamiento. ....	172
Tabla A- 5. Sumarios petrofísicos estimados en la subcuenca El Tocuyo.....	172

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1. GENERALIDADES**

La subcuenca El Tocuyo, área de investigación en este proyecto, se sitúa en las inmediaciones de la región oriental del Estado Falcón, Venezuela; una región que ha sido objeto de investigación desde décadas pasadas debido a sus complejidades estructurales y estratigráficas, las cuales despiertan el interés de la industria petrolera por su potencialidad de generación y acumulación de hidrocarburos.

Pese a los diferentes indicadores de prospectividad, como la presencia de menes y afloramientos impregnados de hidrocarburos, y los llamativos accidentes geológicos que develaban un contexto favorable para la prospectividad del área, los procesos exploratorios de Falcón oriental no fueron tan exitosos como lo esperado, debido en parte a un estudio limitado del área en cuanto a herramientas de exploración, lo que opaca temporalmente los intereses comerciales de la subcuenca. Con el tiempo, el desarrollo de campos de gran desempeño productivo, donde se obtienen excelentes resultados en yacimientos gasíferos y petrolíferos livianos, centra los estudios exploratorios en la región septentrional falconiana, y con ellos, se retoma el interés prospectivo de las zonas colindantes del occidente y el oriente del área.

Actualmente, PDVSA INTEVEP replantea los procesos exploratorios de estas zonas a través de un estudio integrado que involucra diversas áreas de las geociencias, para de esta manera poder aportar herramientas que ayuden a obtener un mejor entendimiento de la evolución tectonoestratigráfica y estructural de las diferentes subcuencas identificadas en el área, y con ello dar pie a una reevaluación del potencial productivo de la región.

Entre los diferentes estudios realizados hasta la fecha, se desarrolla el presente trabajo titulado “Caracterización petrofísica del sistema poroso de secuencias carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno en la subcuenca El Tocuyo, Estado Falcón”, en el cual se pretende integrar la información de pozos, como perfiles e interpretaciones

estratigráficas y estructurales previas en la zona, con los datos de núcleo disponibles, para de esta manera obtener una descripción detallada del funcionamiento del sistema poroso en esta región de la cuenca de Falcón.

El uso de diferentes conceptos que involucran la integración de análisis convencionales de núcleo con la interpretación de perfiles, permitirá estimar modelos petrofísicos de mayor ajuste a las complejidades depositacionales, fundamentado en la percepción de la petrofísica como una ciencia integrada, proporcionando así una visión más detallada de la calidad de reservorio y el sistema roca-fluido de la formación, generando también una metodología de trabajo fundamentada en técnicas previamente implementadas de forma efectiva, que servirá como soporte para nuevas investigaciones tanto en el área como en regiones análogas, además de aportar nueva data a la industria de los hidrocarburos.

## **1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Como ha sido descrito por diversos autores como Findlay (1985) y Boesi & Goddard (1991), los hidrocarburos presentes en el este de Falcón son ligeros y no presumen grandes distancias de migración debido a los altos valores API, de esta manera, se deduce que la roca generadora está muy cerca y que el crudo fue generado antes de la inversión de la cuenca, en la zona de máxima profundización de la misma, lo que resulta en un área de profundo interés comercial.

Pese a lo antes mencionado, la historia de exploración de Falcón oriental, que de acuerdo con Ghosh *et al.* (1997) comprende las cuencas de Agua Salada (subcuencas El Tocuyo y Hueque) y Casupal, sólo tiene como resultado el descubrimiento de dos pequeños campos petroleros en tierra y algunos yacimientos de mediana importancia económica de petróleo y gas costa afuera. Tal y como refiere Findlay (*op. cit.*), estos escasos resultados derivan de un entendimiento poco adecuado del contexto geológico estructural del área, sumado a la ausencia de un estudio detallado de las propiedades físicas de las rocas presentes, que permita analizar con mayor precisión el potencial de producción en zonas tan complejas como esta, donde la presencia conjunta de unidades

carbonáticas y siliciclásticas amerita un análisis detallado del comportamiento de los diferentes sistemas porosos, y las capacidades de flujo y almacenamiento de cada dominio litológico.

Las operadoras Creole y North Venezuelan Petroleum Company (NVP) (1920-1975) fueron las encargadas de realizar la primera campaña de exploración en esta región, generando una base de investigación constituida por diversos levantamientos geológicos de superficie, pozos exploratorios, recolección de núcleos y registros eléctricos de pozo (potencial espontáneo), esto tuvo como resultado el desarrollo del campo Mene de Acosta en 1927, el mismo constó de 81 pozos con un registro de producción total de más de 750.000 barriles hasta su abandono en 1937 (Findlay, 1985). Es importante destacar que, tal y como refieren Escandón & Arévalo (2009), las empresas encargadas de la administración de este campo no se veían obligadas a dar reportes técnicos a la nación, por lo que es probable que la producción haya sido mayor a la registrada. Actualmente, la mayor parte de los datos de exploración y producción correspondientes a este campo no se encuentran disponibles o son de baja calidad e insuficientes, lo que genera un mayor rango de incertidumbre en esta sección del área.

Más adelante, con el objetivo de obtener información geológica en distintas disciplinas de toda la columna estratigráfica depositada en la zona de costa, MARAVEN, S.A realizó la perforación de dos (2) pozos en el valle del río Tocuyo entre los años 1992-1993, de los cuales solo se tiene registro de un análisis petrofísico rutinario en algunos intervalos de núcleo obtenidos en las secuencias del Oligoceno y Mioceno documentados por Toro *et al.* (1994), Graterol & Suárez (1995) y Olivares (1996), resultando en un estudio inicial del sistema petrolífero. Cabe resaltar, que ninguno de los análisis disponibles corresponde a una caracterización de facies petrofísicas correlacionable con el conjunto de estudios petrográficos o tectonoestratigráficos recientes, como los desarrollados por el Instituto de Tecnología Venezolana del Petróleo (INTEVEP), filial de Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), y autores como Monsalve (2019) y Gavidia (2019).

Pese a que los informes antiguos concluyen una pobre producción de hidrocarburos debido a la escasa cantidad de materia orgánica en las potenciales rocas generadoras de la formación, la historia productiva de campos como Mene de Acosta y Cumarebo, ubicados dentro y muy cercanos a la subcuenca respectivamente, sumados a los nuevos estudios y procesos de integración de la información geológica y geofísica de la zona, motivan a pensar en la presencia de potenciales áreas de prospección no documentadas. Por otra parte, la región costa afuera de la cuenca de Falcón fue analizada por PDVSA en el marco del “Proyecto de Exploración por hidrocarburos Costa Afuera” (P.E.C.A) (Carnevali *et al.*, 2000), donde se muestran los depósitos carbonáticos de la región como unidades de alto interés comercial, derivando incluso en el desarrollo posterior de campos productivos hacia el occidente y el norte de la zona, cuyo potencial se ve reflejado en las caracterizaciones petrofísicas realizadas por Marín (2013) y Rojas (2018). Guiados por las llamativas propiedades de las secuencias carbonáticas, Carnevali *et al.* (2000) estiman nuevas zonas de interés hacia el oriente de la región, a través del estudio sedimentológico y análisis geoquímico de las secuencias del Oligo-Mioceno en esta área, mediante el estudio de tres (3) pozos perforados en los sectores centro y sur del Golfo Triste, sección costa afuera de la subcuenca El Tocuyo.

Es a partir de lo expuesto anteriormente que surge la necesidad de elaborar una caracterización petrofísica del sistema poroso de las secuencias carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno presentes en esta región.

Para cumplir con los objetivos de la investigación se estimarán las propiedades petrofísicas del área de estudio con la información de pozos, empleando diferentes procedimientos y métodos enfocados en la descripción del sistema poroso y clasificación de facies petrofísicas que, bajo el contexto geológico presente, sea extrapolable a sectores con menor información aprovechable dentro del área. Con base en lo estudiado, se busca sugerir una reevaluación del potencial hidrocarburífero otorgando una información más completa del sistema petrolífero presente en la subcuenca que la disponible hasta el momento del desarrollo de este proyecto.

### 1.3. ANTECEDENTES

La cuenca de Falcón cuenta actualmente con una amplia variedad de estudios, tanto académicos como industriales, de gran importancia para el entendimiento de los procesos formacionales, así como de aspectos estructurales y estratigráficos del área, entre los más relevantes se encuentran:

**González De Juana *et al.* (1980)** y **Muessig (1984)**, autores que desarrollan las etapas evolutivas iniciales de la cuenca, proponen eventos de extensión cortical documentados ampliamente y fundamentados en datos geofísicos, estructurales y estratigráficos, donde acotan que los mismos contribuyen a los procesos de sedimentación de la cuenca.

El origen de estos eventos extensionales actualmente sigue siendo estudiado por diversos autores, donde destacan hasta la fecha dos posibles modelos desarrollados; el primero de ellos denominado *pull-apart* defendido por **Muessig (1984)**, mientras que el otro, desarrollado por **Porras (2000)**, recibe el nombre de *back-arc*.

Otros estudios como los de **Audemard (1997)**, **Boesi & Goddard (1991)** desarrollan los aspectos estructurales y tectono-estratigráficos de la zona, evaluando la cuenca mediante aspectos que sugieren que las condiciones de borde de plataforma e inicios fundamentados en una colisión oblicua permiten que los procesos de sedimentación estén directamente controlados por la tectónica, lo que explica la heterogeneidad estratigráfica de la cuenca.

A nivel litoestratigráfico, el trabajo de **Ghosh *et al.* (1997)** desarrolla las complejidades presentes en el área a nivel regional. Tomando en cuenta esto, los autores logran reconstruir la historia de la cuenca a través del estudio cronoestratigráfico y secuencial de las unidades presentes, identificando así diez megasecuencias; de esta manera caracterizan a la subcuenca El Tocuyo como un elemento tectono-estratigráfico, recipiente del material sedimentario depositado en el sector oriental de la cuenca. Más recientemente, **Toribio (2012)** propone un modelo tectono-estratigráfico regional en la sección costa afuera de la cuenca de Falcón, empleando datos sísmicos e información

de pozos, incluyendo información del Golfo Triste (desembocadura del río Tocuyo), donde se detallan importantes eventos paleo tectónicos y estratigráficos de los procesos formacionales de la cuenca.

En lo que corresponde a estudios locales, la subcuenca El Tocuyo cuenta con evaluaciones que son de sumo interés para el desarrollo de este trabajo, donde destacan:

**Suter (1947)** que establece un estudio geológico completo y detallado del campo abandonado “Mene de Acosta”, ubicado dentro del valle del río Tocuyo, donde resalta que la mayor característica estructural de la zona es la presencia del anticlinal asimétrico “El Mene” de rumbo N-E, subrayando el flanco sur como una región productiva, donde el autor establece la presencia de tres potenciales reservorios importantes correspondientes a las arenas del Miembro El Salto, del Mioceno inferior. **Kluger (1949)** por su parte, en el informe geológico de los pozos ABUNDANCIA y POZON 3 realizado para NVP, refuerza lo establecido anteriormente por Suter, reportando un sistema petrolífero activo en el área con rastros (‘*shows*’) de crudo y gas, aunque muy escasos, en la sección Oligo-Miocena de la columna perforada, además de proponer futuros prospectos en la parte superior de la Formación Pozón. El mismo autor establece también un corte estructural, donde se destacan potenciales zonas de entrapamiento dentro de la zona.

**Findlay (1985)** en su trabajo titulado “La prospectividad de Falcón Sur-Oriental”, agrupa una cantidad importante de datos de exploración y producción del área, en ellos se observan los niveles de producción del campo “Mene de Acosta” y el potencial productivo de las áreas aledañas, proporcionando, entre otras cosas, un mapa de ocurrencias de petróleo y gas (menes o muestras), donde se destacan las Formaciones Casupal y San Lorenzo con presencia de hidrocarburos livianos, siendo esta última la Formación productora del campo antes mencionado.

**Olivares (1996a, 1996b)** expone un análisis geológico y una evaluación inicial del sistema petrolífero en los pozos YARACAL y TOCUYO, estableciendo los topes formacionales de la columna estratigráfica, además de proporcionar, junto con

**Graterol & Suárez (1995)** y **Toro *et al.* (1994)**, los que hasta este momento eran los únicos análisis petrofísicos disponibles en la zona.

**Monsalve (2019)** realiza un estudio geológico integrado donde combina la interpretación de líneas sísmicas y datos gravimétricos, con la base de datos geológicos de superficie en la zona, con el objetivo de analizar el proceso evolutivo tectonoestratigráfico de la cuenca Agua Salada-Subcuenca El Tocuyo, logrando la identificación de las complejidades estratigráficas asociadas a los pulsos tectónicos o cambios de aporte sedimentario, permitiendo así una homologación de los estratos en la zona. De esta manera logra visualizar, principalmente, la presencia de dos depositaciones carbonáticas superpuestas en contacto discordante como lo son las formaciones Agua Linda (Mioceno inferior) y Capadare (Mioceno medio-superior), que originalmente eran agrupadas como un solo cuerpo. Además, el autor destaca el adelgazamiento de la Formación El Salto hacia el sur de la depresión de la subcuenca hasta su completa desaparición.

#### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

Como fue expuesto anteriormente, el área de Falcón oriental se muestra como una zona de alta relevancia económica y científica para el país en materia de aprovechamiento de recursos energéticos, más específicamente, en la industria de los hidrocarburos debido a su favorable, aunque complejo, contexto geológico. Es por esto, que este estudio pretende aportar, desde un punto de vista técnico, una idea más clara de la potencialidad productiva de dicha zona, a través de un estudio petrofísico detallado a nivel de calidad de sistema poroso y discriminación de facies petrofísicas empleando la información existente.

El desarrollo del proyecto comprenderá un aporte significativo a la industria venezolana, tomando en cuenta que se contará con procesos de determinación y validación de datos de núcleo a través de análisis convencionales y discriminación de unidades de flujo, generando nuevos datos a una escala de resolución más detallada.

De esta manera, el presente trabajo se suma a un nuevo ciclo de caracterización de la cuenca desde diversos puntos de vista exploratorios, proporcionando información innovadora y de suma importancia para una potencial reactivación de los procesos de exploración y aprovechamiento del área.

Desde el punto de vista académico, la metodología y los conceptos utilizados representan un compilado de investigaciones y procedimientos implementados de forma exitosa en un amplio número de investigaciones a nivel mundial, otorgando así información detallada de un flujo de trabajo sistematizado y versátil en el área de la petrofísica, que servirá como guía y apoyo para futuras investigaciones tanto en el área de estudio como en cualquier otra zona de interés.

### **1.5. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.**

La subcuenca El Tocuyo se ubica en el sector oriental del estado Falcón, región occidental de Venezuela. La misma se encuentra dentro de la cuenca de Agua Salada, limitando al norte con la subcuenca de Hueque, al sur con la cuenca Casupal, y al este con la costa oriental de Falcón y el Golfo Triste (Figura I.1), comprendiendo un área de aproximadamente 1410 km<sup>2</sup>.

Geológicamente, la zona de estudio responde a una provincia componente de la cuenca de Falcón-Bonaire, la misma limita al norte con el Alto de Guacharaca/La Esperanza y al Sur con el Alto de Cerro Misión (Ghosh *et al.*, 1997).

Como refiere Monsalve (2019) la morfología de la cuenca se caracteriza por ser abierta hacia el NE y en algunos sectores del oeste se encuentra conectada con la cuenca de Falcón septentrional.

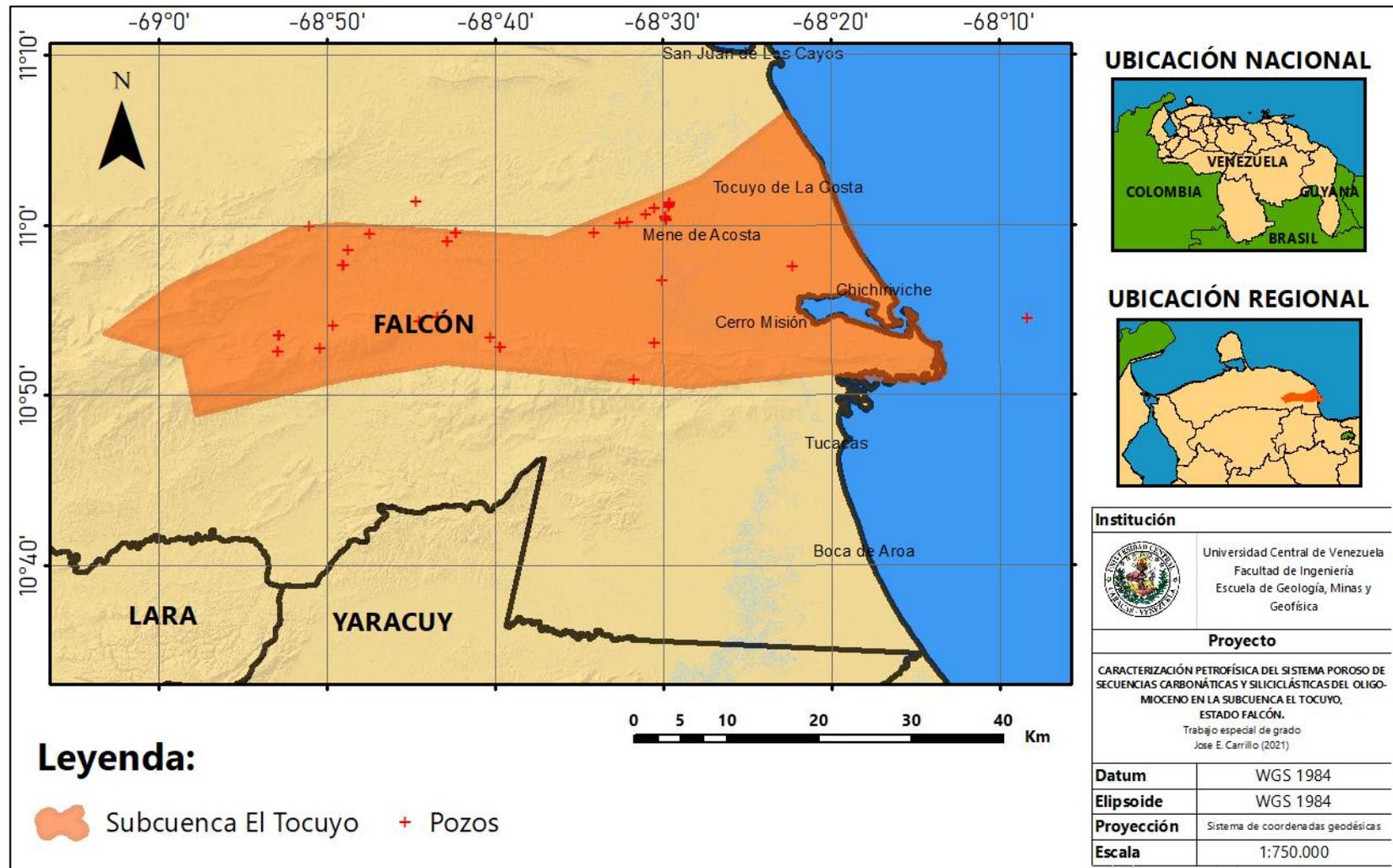


Figura I.1. Ubicación de la Subcuenca El Tucuyo, Estado Falcón, Venezuela.

## **1.6. OBJETIVOS.**

### 1.6.1. Objetivo general.

Caracterizar el sistema poroso de secuencias carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno en la subcuenca El Tocuyo, Estado Falcón, Venezuela.

### 1.6.2. Objetivos específicos.

- Determinar la resistividad del agua de formación para las unidades de interés.
- Determinar el factor de formación a muestras de núcleo mediante mediciones eléctricas.
- Definir modelos de volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad y saturación de agua mediante correlaciones núcleo-perfil.
- Discretizar unidades de flujo en la formación e identificar las facies petrofísicas que la controlan.
- Generar sumarios petrofísicos que permitan catalogar las secuencias presentes en la formación.
- Describir el sistema poral mediante la integración de facies petrofísicas con facies sedimentarias.

## **CAPITULO II**

### **MARCO GEOLÓGICO**

#### **2.1. GEOLOGÍA REGIONAL.**

Situada en la plataforma NE de Venezuela, la cuenca de Falcón-Bonaire comprende un área que se extiende desde la Ensenada de La Vela hacia el este, hasta la latitud  $-66^{\circ}$  oeste, limitada al norte por la cadena de islas de Las Antillas Holandesas-La Orchila y al sur con las costas venezolanas (Carnevalli *et al.*, 2000). La cuenca comprende un contexto tectono-estratigráfico complejo, fundamentado en los procesos asociados a la interacción de las placas Caribe y Suramericana.

A lo largo de la historia, varios trabajos como los de Wheeler (1963), González De Juana *et al.* (1980), Díaz de Gamero *et al.* (1997), Ghosh *et al.* (1997), Porras (2000) y Toribio (2012), han generado aportes importantes para la caracterización de los procesos de creación y desarrollo regional de la cuenca, otorgando un mejor entendimiento de la evolución de la misma.

##### 2.1.1. Evolución de la cuenca.

Diversos autores sitúan el inicio de los procesos de formación de la cuenca en el Eoceno, proponiendo modelos diferentes que intentan describir la creación de la misma. Boesi & Goddard (1991) refieren dos ciclos depositacionales fundamentales para el entendimiento de los procesos formativos de la cuenca, el primero situado en el Eoceno medio en el cual se considera la depositación de sedimentos basales, mientras que el segundo ciclo correspondiente al Eoceno tardío-reciente y comprende rigurosas etapas de depositación que posteriormente fueron deformadas por varios episodios tectónicos. Esto último da pie a dos diferentes modelos de formación fundamentados en la tectónica activa de la región, acompañados por eventos anteriores y posteriores al desarrollo de la cuenca:

##### 2.1.1.1. Colisión oblicua.

Como evento principal involucrado en el desarrollo y formación de la cuenca, se postula el desplazamiento y posterior colisión de la placa Caribe con la suramericana. El mismo, comprende un período de transpresión de componente dextral ejercido en el

margen de interacción entre estas dos placas (Audemard, 1997). Con inicio en el Jurásico superior-Cretácico inferior, debido al rifting de los bloques de Yucatán, Norte América y Sur América, este evento diacrónico interrumpe el margen pasivo del Golfo de Venezuela a partir del Eoceno temprano, generando una ancha zona de deformación transpresiva y transtensiva dando origen a su vez a una serie de cuencas sedimentarias cenozoicas a lo largo del margen (Escalona & Mann, 2010).

Con base en la interpretación de líneas sísmicas, Escalona & Mann (*op. cit.*) también definen 6 familias de fallas asociadas a esta interacción entre placas (Figura II.1) en donde destaca la familia 1 (negro) la cual delinea dos depocentros distintivos, cada uno con su propio estilo estructural y cuencas asociadas, las mismas se clasifican en cuencas continentales (*onshore*) y cuencas tipo Caribe (*offshore*), es en esta última donde se ubica la cuenca Falcón-Bonaire, misma que definen dichos autores como una cuenca intra-arco.

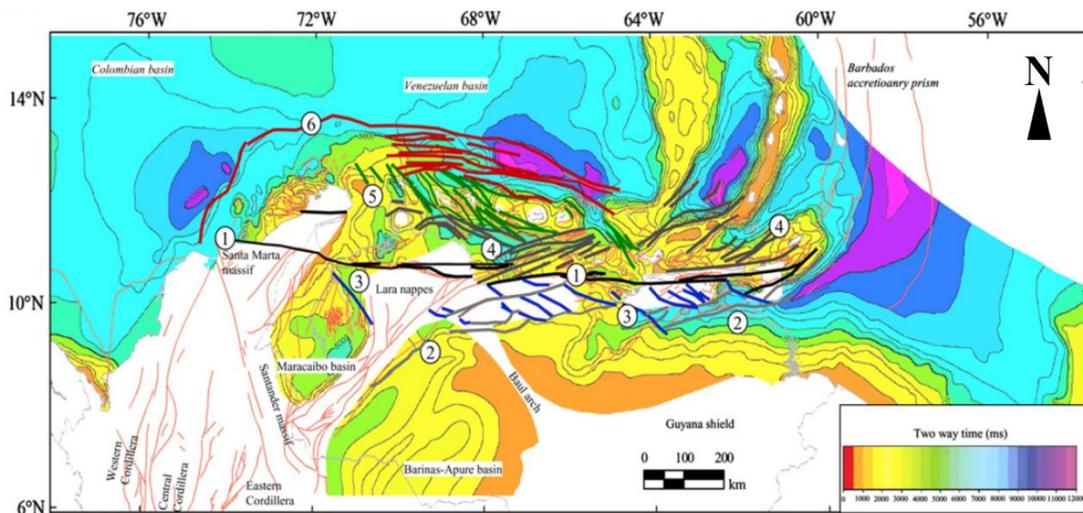


Figura II.1. Mapa estructural en doble tiempo de viaje sísmico (milisegundos) y familias de fallas asociadas (tomado de Escalona & Mann, 2010).

#### 2.1.1.2. Teoría de cuenca tipo pull-apart.

Muessig (1978), establece que la cuenca de Falcón-Bonaire se originó a partir de los movimientos transcurrentes y transtensionales generados por las fallas de Oca y San Sebastián, sustentado en el estudio de intrusiones ígneas de naturaleza alcalina, características de un régimen tectónico tensional, el cual data del Oligoceno-Mioceno.

Esto es sostenido por Muessig (1984), generando un modelo tectónico (Figura II.2) con base en datos geofísicos, estructurales y estratigráficos, donde se propone una morfología de la cuenca romboédrica tipo graben, en concordancia con el empuje transtensional del sistema de fallas San Sebastián-Oca-Ancón, (a) y (b) representan dos configuraciones del área previa a la extensión de la cuenca hasta su configuración actual (c). (a) Supone un esfuerzo grande de extensión desde el Oligoceno hasta el Mioceno y un desplazamiento transcurrente dextral. (b) Presenta una corteza delgada y de naturaleza más máfica que requiere menos esfuerzo para evolucionar hasta (c).

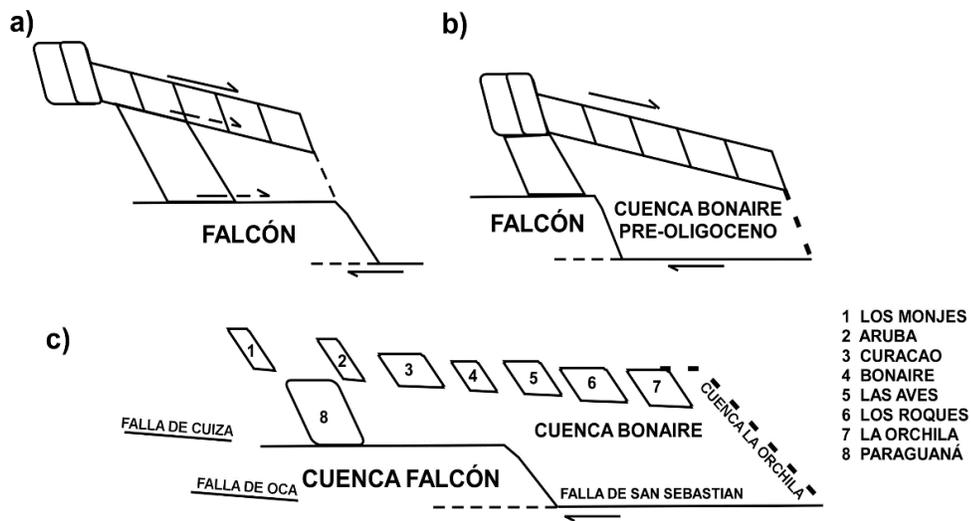


Figura II.2. Evolución de la cuenca Falcón-Bonaire. (Tomado de Muessig, 1984).

Por su parte, Boesi & Goddard (1991) postulan que este movimiento cortical transcurrente tiene como resultado el desarrollo simultáneo de tres sistemas estructurales en conjunto con los procesos de formación de la cuenca, cada uno de ellos alcanzando su intensidad máxima a tiempos diferentes (Figura II.3). El primer sistema corresponde a un conjunto de fallas de dirección preferencial NO (Figura II.3A) localizadas al norte de la cuenca, los cuales forman una serie de estructuras tipo horst y graben entre las cuales se destacan el Surco de Urumaco, el Alto de Coro-Paraguaná, la Ensenada de La Vela y el Alto de Aruba. Todas estas son estructuras correlacionadas con mapas de anomalía gravimétrica y secciones sísmicas que, a su vez, y en conjunto

con registros estratigráficos, datan la subsidencia gradual de las mismas desde el Oligoceno hasta el Mioceno inferior.

El segundo sistema descrito por este autor, comprende pliegues paralelos de rumbo E-NE de gran longitud los cuales son comúnmente conocidos como el Anticlinorio de Falcón (Figura II.3B), generado bajo esfuerzos compresivos en el Mioceno medio-superior. Por último, se entiende como el tercer sistema el desarrollo de fallas deslizantes con rumbo EO de componente dextral (Figura II.3C), cuyas rupturas comienzan desde el Eoceno inferior y continúan hasta el presente. Estas fallas son el producto de los esfuerzos cortantes producidos por el desplazamiento de todo el bloque cortical en la cuenca, que posteriormente, al rellenarse de sedimentos la zona de cizallamiento, fue reduciéndose y concentrando la intensidad del movimiento transcurrente a lo largo del sistema de fallas de Oca (Feo Codecido, 1972; Vásquez & Dickey, 1972 en Boesi & Goddard, 1991).

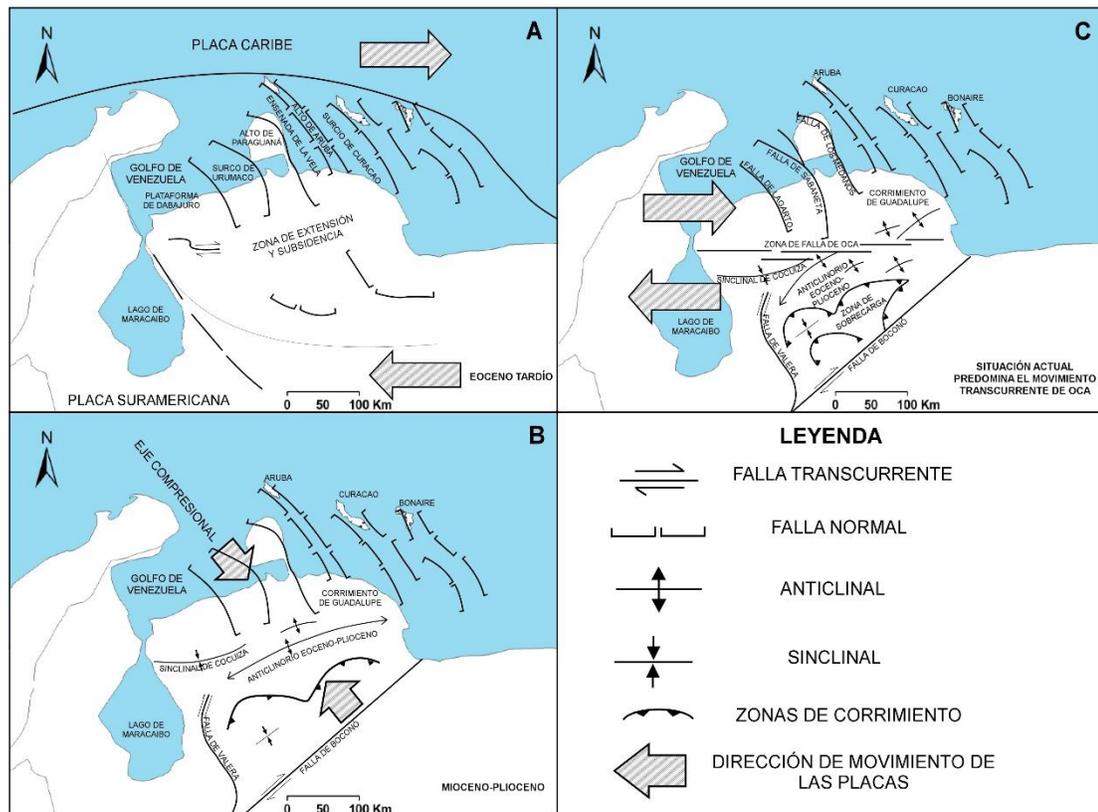


Figura II.3. Historia tectónica de la cuenca de Falcón, mostrada en (A) Eoceno, (B) Mioceno-Plioceno y (C) Reciente (editado de Boesi & Goddard, 1991).

### 2.1.1.3. Teoría de cuenca tipo back-arc.

Partiendo de la colisión oblicua mencionada inicialmente, Porras (2000) propone que la formación de la cuenca estuvo controlada por los esfuerzos extensionales característicos de una cuenca detrás de arco (*back-arc*) y producto del colapso de un orógeno flotante, en este caso la placa del Caribe, con el extremo noroccidental de la placa Suramericana (Figura II.4). Este mismo autor destaca principalmente tres períodos en los cuales se desarrolla la cuenca hasta su configuración actual; el primer período va desde el Eoceno tardío hasta la parte media del Mioceno temprano y comprende una fase de extensión en la zona de interacción interplaca, mientras que el segundo se desarrolla desde finales del Mioceno temprano hasta el Mioceno medio con un contexto compresivo y finalmente una tercera fase desde el Mioceno medio hasta la actualidad donde se desarrollaron, simultáneamente, estructuras compresivas y extensionales, definiendo la complejidad estructural del área.

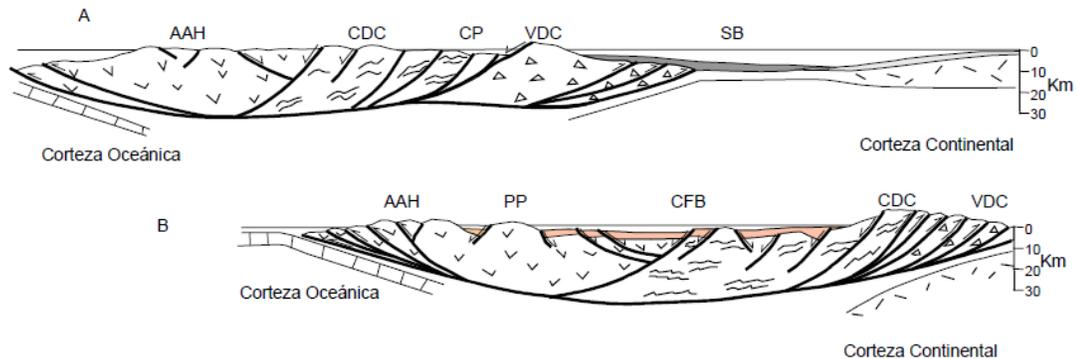


Figura II.4 .Modelo de orógeno flotacional para la cuenca de Falcón-Bonaire. (A) Configuración tectónica para el Paleoceno-Eoceno medio. (B) Configuración tectónica para el Eoceno tardío. SB: Surco de Barquisimeto; CP: Cuenca de Paracotos; VDC: arco de islas de Villa de Cura; CDC: Cordillera de la Costa; AAH: Alto de las Antillas Holandesas; PP: Península de Paraguaná; CFB: Cuenca de Falcón-Bonaire. (Tomado de Porras, 2000)

### 2.1.1.4. Inversión de la cuenca.

El contexto tectónico compresivo que enmarca el Mioceno medio-superior de la cuenca, sustentado principalmente por el levantamiento de Los Andes al sur de la misma, rige un proceso de inversión en la cuenca evidenciado por el cambio progresivo en las secuencias sedimentarias, haciéndose las mismas menos marinas y cada vez más

continentales. Como consecuencia de esto, se desarrollan estructuras asociadas a estos esfuerzos tales como patrones de fallamiento normal y cabalgamiento, además de la génesis del Anticlinorio de Falcón (Audemard, 1997; Findlay, 1985; Ghosh *et al.*, 1997; Porras, 2000).

De manera general, Carnevalli *et al.* (2000) resume los procesos evolutivos de la cuenca mediante la sucesión de eventos antes descrita, estableciendo gráficamente los procesos de maduración y complejidades estructurales de la cuenca, esquematizando su desarrollo costa afuera en el tiempo geológico tal y como se puede observar en la Figura II.5.

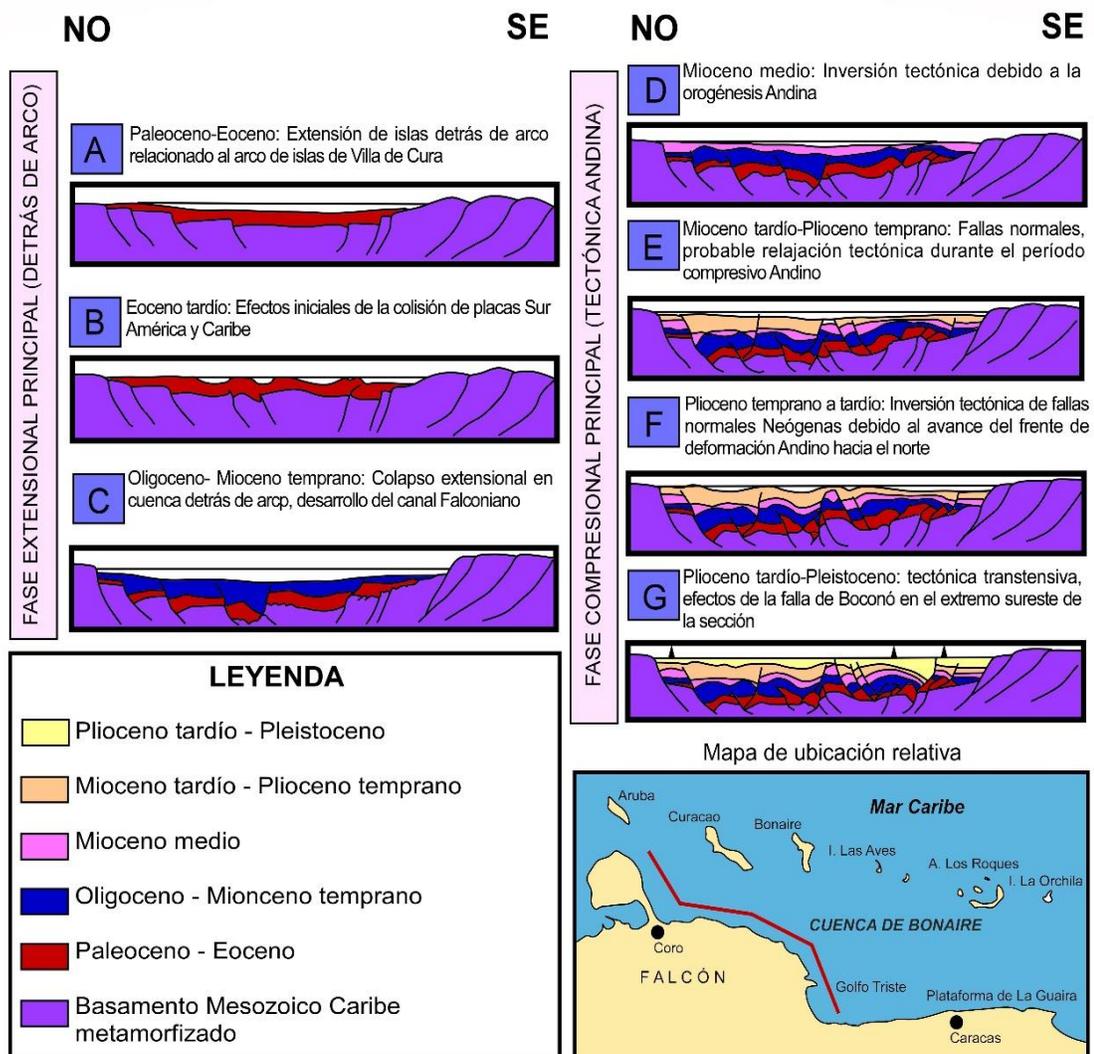


Figura II.5. Evolución de la Cuenca Falcón-Bonaire (editado de Carnevalli *et al.*, 2000).

### 2.1.2. Estratigrafía regional.

Como lo establece Toribio (2012), las unidades sismoestratigráficas de la región varían sus características depositacionales fundamentados en la influencia de todos los procesos de deformación sufridos por la cuenca en el tiempo geológico, afectando los espacios de acomodación de los sedimentos en la misma. Aunado a esto, la variación de los depocentros y los procesos transgresivos y regresivos asociados a la tectónica activa proporcionan la alternancia en la sedimentación de material marino y continental (Ghosh *et al.*, 1997; Porras, 2000) (Figura II.6).

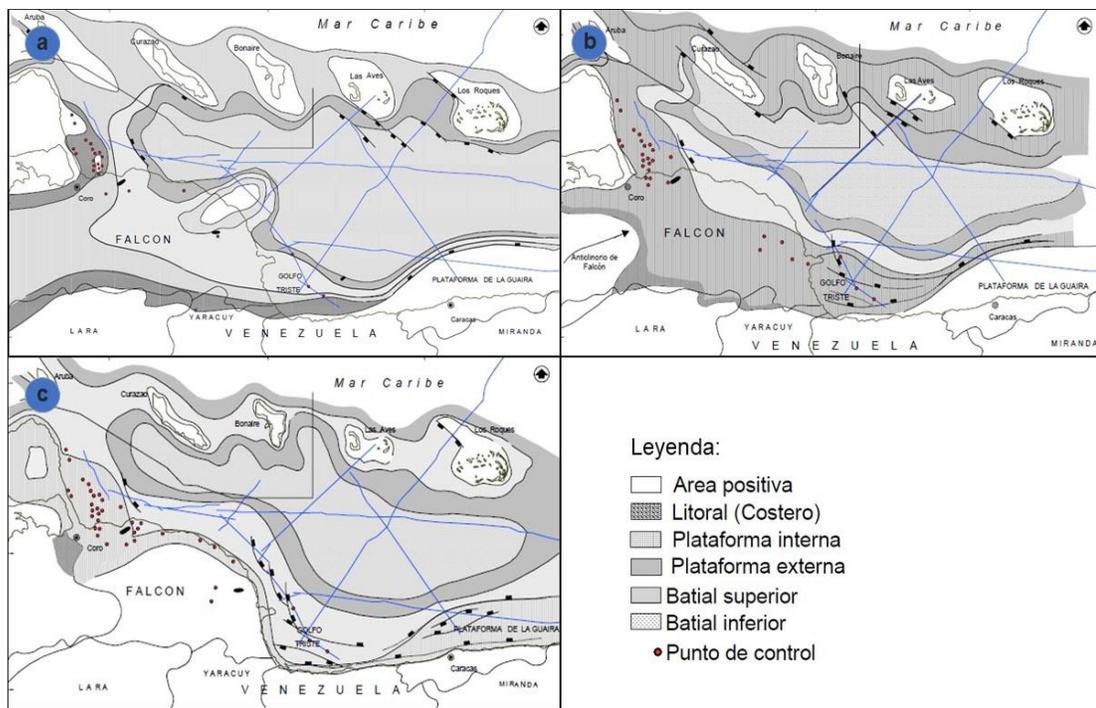


Figura II.6. Evolución paleográfica de la cuenca. (a) Eoceno Tardío (b) Mioceno Tardío (c) Plioceno temprano. (Modificado de Porras, 2000).

Los diversos y rápidos cambios de facies antes mencionados contribuyen a las complejidades estratigráficas presenciadas, causando que ciertas unidades litoestratigráficas sean identificadas de forma diferente por diversos autores, tanto en tierra como costa afuera. De esta manera, las secuencias depositacionales en la cuenca se pueden dividir en dos grandes megasecuencias, la primera situada en el Eoceno superior marcada por sedimentos de naturaleza transgresiva, observándose lutitas,

areniscas y calizas someras desde el centro hacia los márgenes, dicha secuencia se extiende hasta el Mioceno inferior, siendo el Mioceno medio el punto de inicio de la segunda secuencia, esta vez de naturaleza regresiva, producto de la inversión de la cuenca la cual se fue cerrando progresivamente desde el oeste hacia el NE (Carnevali *et al.*, 2000).

En concordancia con lo anterior Ghosh *et al.* (1997) propone que durante el *highstand system tract* (HST) o periodo de nivel alto en el Mioceno, prevaleció la depositación tanto de las facies lutíticas en el centro de la cuenca como las carbonáticas/arrecifales de San Luis y Churuguara y fluvio-deltáicas/marino someras de Casupal, Patiecitos y Guarabal en los bordes de la misma; se destaca también la progradación de las areniscas de Cerro Pelado y Socorro en esta zona. Ya en el Oligoceno al Oligo-Mioceno, las facies complejas se componen de unidades arcillosas hasta el Mioceno inferior (Wheeler, 1963).

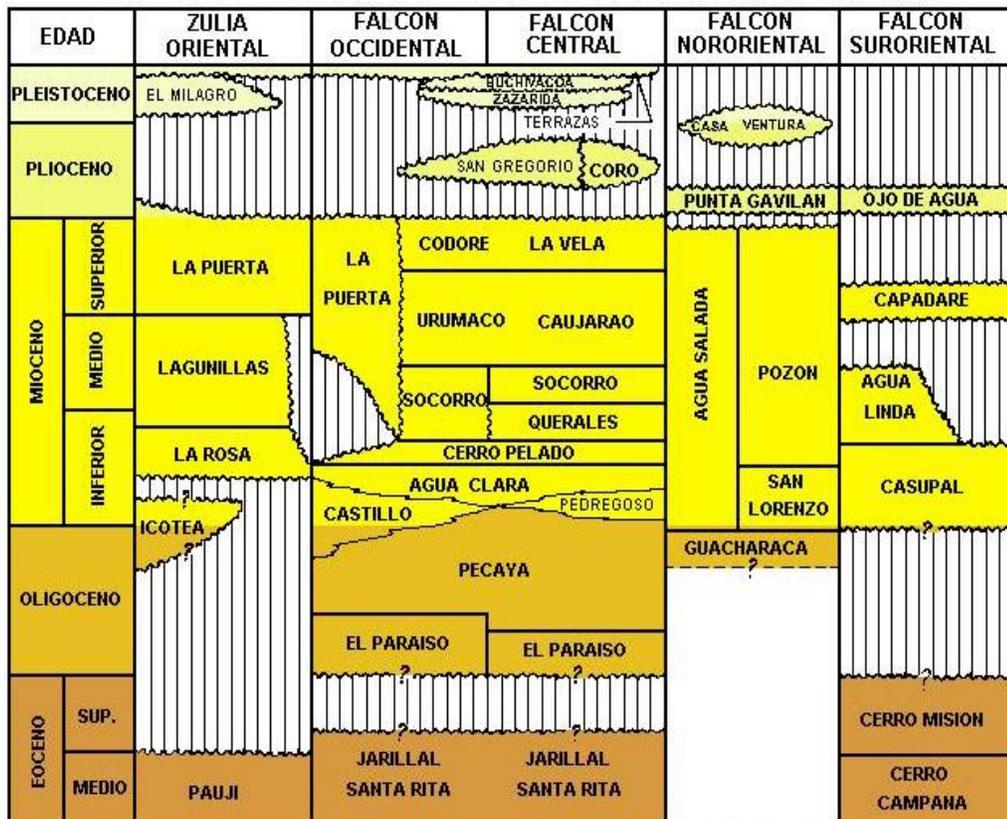


Figura II.7. Correlación estratigráfica general de la cuenca de Falcón (tomado de Díaz de Gamero, 1997).

## 2.2. GEOLOGÍA LOCAL.

El área de estudio comprende la subcuenca El Tocuyo, la cual constituye una de las diez unidades tectonosedimentarias de la cuenca Falcón-Bonaire definidas por Ghosh *et al.* (1997) (Figura II.8) y se ubica al sur de Falcón oriental, la misma limita al norte con la subcuenca de Agua salada y la Ensenada de la vela, al oeste con el canal Falconiano y a su vez integra el sector costa afuera del Golfo Triste al sur y al este.

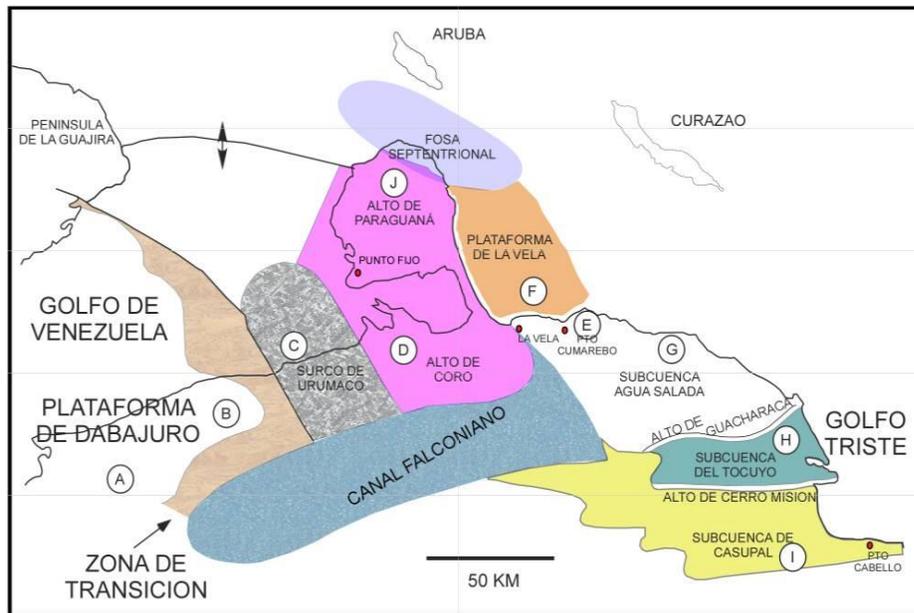


Figura II.8. Provincias tectonosedimentarias de la cuenca de Falcón (tomado de Ghosh *et al.*, 1997).

### 2.2.1. Configuración estructural.

Como lo establece Almarza (1998), al norte de Falcón las estructuras transtensivas que se forman a lo largo de las fallas transcurrentes se prolongan hasta la Fosa de Bonaire fraccionando así la cuenca. De esta manera el área del Golfo Triste, se considera una continuación del sistema de pliegues y fallas del Anticlinorio de Falcón.

A lo largo del tiempo geológico, los esfuerzos implicados en la formación de la cuenca de Falcón desde el Eoceno Medio se ven evidenciados en las secciones sísmicas estudiadas en el área de Golfo Triste. Los levantamientos orogénicos del Caribe se observan en el contacto discordante del Eoceno al Mioceno temprano, donde los esfuerzos compresivos se muestran plegados a finales el Mioceno.

Pliegues profundos y fallas tipo *toe-thrust* (cabalgamientos) son el sistema estructural principal en la sección más basal de esta parte de la cuenca, mientras que las secciones más recientes (Mioceno-Plioceno) presentan un dominio más extensivo, generando engrosamiento de las mismas en la parte SE generado por fallas normales asociadas (Porras, 2000).

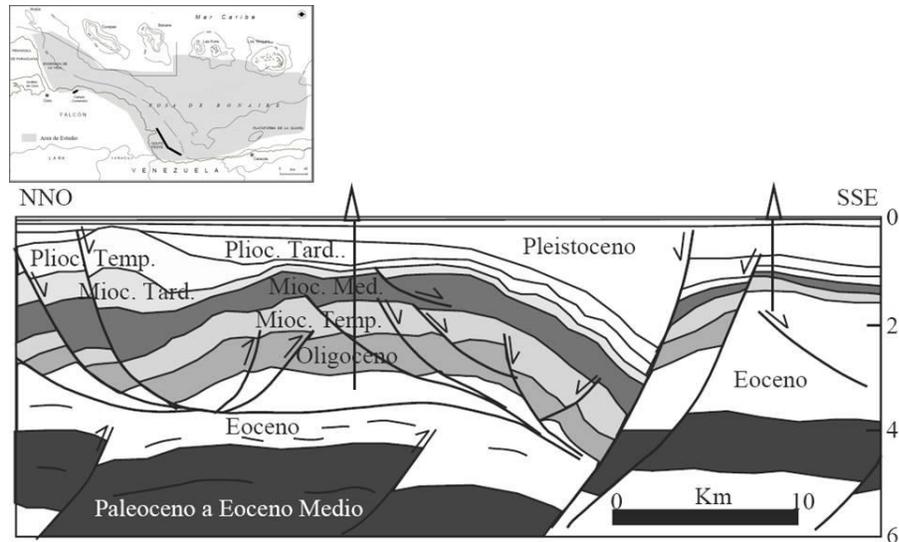


Figura II.9. Sección estructural esquemática del Golfo Triste. (Modificado de Porras, 2000).

Según lo establecido por Suter (1947), el área de El Mene de Acosta, que conecta con la cuenca de Falcón septentrional, se configura como un domo elongado, el cual es un alto individual derivado de un conjunto de pliegues *en-échelon*, donde la región más hacia el oeste se caracteriza por tener estructuras comparativamente más suaves, con un flanco sur de alrededor de  $25^\circ$  de inclinación promedio, interrumpido por un conjunto de fallas transversales invertidas, mientras que el flanco norte se encuentra parcialmente volcado.

La interpretación sísmica realizada por Monsalve (2019) en dos líneas de dirección este-oeste determina la presencia de fallamiento normal geoméricamente plano, el cual afecta principalmente a la sección Oligo-Miocena en el área que conecta el este del campo Mene de Acosta con el valle del río Tocuyo. Por su parte, el mismo autor resalta que en dirección norte-sur la sección sísmica presenta dos zonas resaltantes, la primera se encuentra más próxima al campo Mene de Acosta y refiere a un buzamiento abrupto

relacionado a estructuras de inversión (*footwall short cut*), mientras que la segunda zona se presenta hacia el sur, donde se encuentra la depresión asociada a la subcuenca en estudio, allí la geometría se encuentra controlada por un sistema de fallas de rumbo NE, algunas de las cuales presentan estructuras tipo arpón que también evidencian los procesos de inversión parcial (Figura II.10).

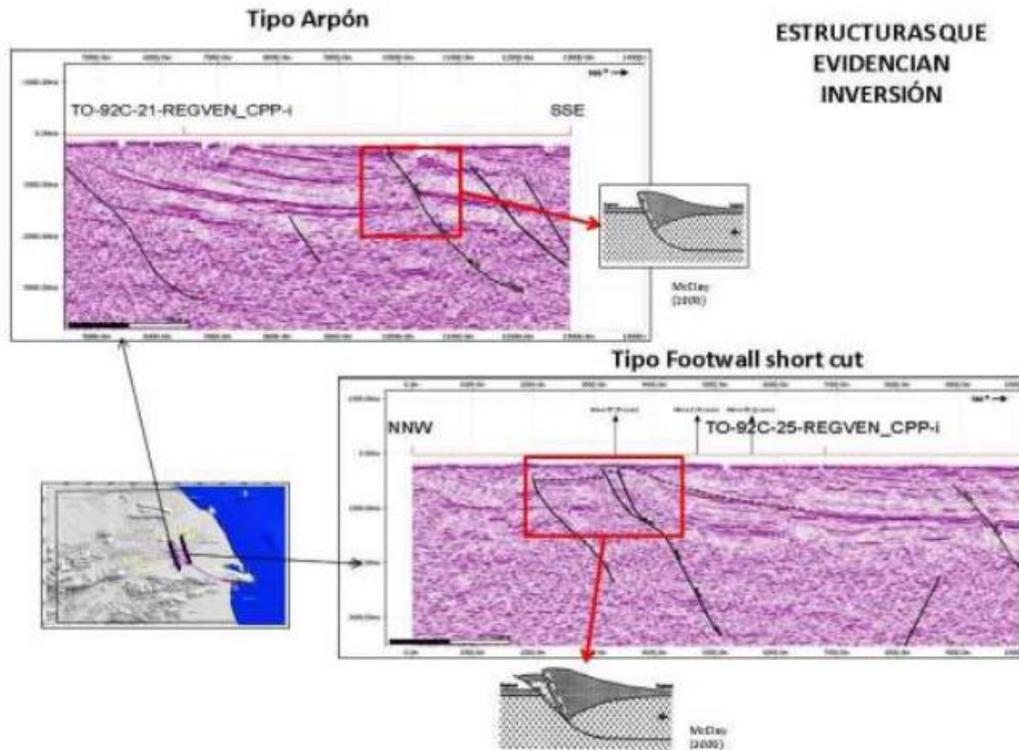


Figura II.10. Interpretación de líneas sísmicas en la subcuenca El Tocuyo, en el recuadro rojo resaltan las zonas relacionadas a las estructuras tipo arpón y tipo footwall short cut. La estructura tipo arpón se ve reflejada al sur del campo Mene de Acosta donde actualmente discurre el río El Tocuyo. (Tomado de Monsalve, 2019).

### 2.2.2. Estratigrafía local.

La evolución tectónica de los procesos formacionales promueve la variación diacrónica de los depocentros de la cuenca (Ghosh *et al.*, 1997). Como área de desembocadura de los ríos Tocuyo, Aroa y Yaracal, el Golfo Triste cuenta con una dinámica sedimentaria costera que deriva en una extensa costa de playas y barreras litorales, acompañada de una configuración estructural que promueve el dominio de la deposita material fino (Almarza, 2019).

La evolución paleográfica mostrada anteriormente (ver figura II.6) permite entendimiento de los procesos de depositación presentes en el área, por lo que se puede describir la columna sedimentaria cronológicamente de la siguiente manera:

#### 2.2.2.1. Eoceno inferior.

Los inicios formacionales de la cuenca se ven representados por lutitas carbonáceas de origen fluvio-deltáico cuya composición se percibe más marina hacia el norte donde el depocentro alcanza profundidades batiales, este cambio de facies sugiere una sedimentación desde el sur. Por su parte, la actividad transcurrente de la Falla de Oca, contextualiza un ambiente más turbidítico en las zonas cercanas a la falla. Estos sedimentos de origen transgresivo se observan caracterizados en la Formación Cerro Misión, depositada en el centro de la cuenca descansando en contacto discordante con el basamento y que continúa su depositación hasta el Mioceno inferior (Carnevali *et al.*, 2000; Ghosh *et al.*, 1997; González De Juana *et al.*, 1980; Porras, 2000)

#### 2.2.2.2. Oligoceno-Mioceno inferior.

La continuación del colapso extensional sigue rigiendo los ambientes depositacionales en este tiempo, afianzando en la región litoral el depósito de material de origen fluvio-deltáico. Arcillas, areniscas de grano fino a grueso y alto porcentaje de material carbonático conforman la Formación Casupal y sus equivalentes Guacharaca y San Lorenzo, presentes en esta zona (Wheeler, 1963). En el subsuelo del campo Mene de Acosta, la Formación Guacharaca refiere a una secuencia de lutitas calcáreas y no calcáreas y lutitas limolíticas, con capas ocasionales de arenisca en su parte superior que corresponden al Miembro de arenas de El Salto que marcan la separación de la secuencia lutítico arenosa de la Formación San Lorenzo (Renz, 1948 en González De Juana *et al.*, 1980). Por su parte, Porras (2000) reporta una sección perforada de hasta 3000 pies de conglomerados, areniscas y lutitas de ambiente somero probablemente equivalentes a estas mismas formaciones. Carnevali *et al.* (2000) describe secciones de areniscas limosas en el tope que incrementan con presencia de capas delgadas de calizas y lutitas calcáreas hacia la base, en un pozo perforado en el área de Golfo Triste, costa afuera.

### 2.2.2.3. Mioceno medio-superior.

La inversión parcial de la cuenca conjunto al levantamiento de Los Andes genera un cambio en los ambientes previamente existentes, ocasionando un contacto discordante entre las Formaciones Casupal, Guacharaca y San Lorenzo y la depositación de las Formaciones Agua Linda, Pozón y las Calizas de Riecito, siendo estas últimas sedimentadas en condiciones marinas abiertas, probablemente en el borde de la plataforma y parte superior del talud continental (Ghosh *et al.*, 1997; González De Juana *et al.*, 1980). La Formación Agua Linda se conforma por secuencias de areniscas, lutitas y calizas con conglomerados calcáreos y areniscas calcáreas en menor proporción, seguido de la parte inferior de la Formación Pozón, que consiste en un delgado intervalo glauconítico denominado Miembro de arenas glauconíferas de Policarpio; ya a finales del Mioceno predomina la sedimentación de arcillas más margosas e intercalaciones de margas y arcillas con lentes de arenas calcáreas de grano fino hasta el tope, que corresponden a los miembros Husito y Huso respectivamente de esta formación; de donde también, según Renz (1948) citado por González De Juana *et al.* (1980) se asocian las Calizas de Riecito.

En la parte más sur del Golfo los ambientes marinos someros permitieron la sedimentación de material altamente calcáreo representado por la Formación Capadare, la cual consta de calizas arrecifales que se extienden hacia la región de los valles de los ríos Tocuyo, Aroa y Casupal (González de Juana *et al.*, *op. cit.*)

### 2.2.2.4. Plioceno inferior-superior.

Carnevali *et al.* (2000) define la sección Pleistocena del Golfo Triste como sedimentos de ambiente nerítico externo que van degradando a nerítico interno en las secciones del Pleistoceno tardío. En zonas más cercanas a la costa el material se observa un poco más marino. La Formación equivalente corresponde a Ojo de Agua, la cual González de Juana *et al.* (1980) define como una secuencia de areniscas, arcillas y calizas en contacto concordante y diacrónico con la secuencia más arcillosa de la Formación Pozón, tanto que, en algunas zonas como la de El Mene de Acosta, se puede observar la integración de la Fm. Ojo de Agua con las arcillas de la Fm. Pozón.

## **CAPITULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1. PETROFÍSICA.**

La petrofísica es una especialidad de las geociencias en la cual se estudian y caracterizan las propiedades físicas de las rocas y su interacción con los fluidos (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas), siendo la porosidad y la permeabilidad las propiedades fundamentales en términos de almacenamiento y transmisión de estos fluidos a través de las formaciones (Djebbar & Donaldson, 2004).

Crain (2015) establece que, si bien la petrofísica se fundamenta en el análisis de registros obtenidos a través de mediciones en pozos, el término va mucho más allá, puesto que hoy en día se incluyen análisis petrográficos, difracción de rayos x, descripción de muestras y otras formas de análisis detallados de laboratorio que convierten a la petrofísica en una ciencia integrada.

#### **3.2. PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.**

Como proponen Benavente *et al.* (2008), desde una perspectiva física, las rocas sedimentarias presentan de forma natural parámetros que cuantifican aspectos o comportamientos determinados. Estos parámetros están estrechamente ligados a las características petrográficas de la roca, tales como su composición y morfología mineralógica, su volumen, tamaño y forma de los poros y la naturaleza de los fluidos que rellenan estos poros. Cuando trabajan en conjunto, estas características constituyen el soporte para el alojamiento y producción de diferentes recursos naturales tales como agua, gas y petróleo.

Para entender mejor como se presentan y en qué consisten cada uno de estos parámetros, los mismos se pueden agrupar en tres categorías:

##### **3.2.1. Propiedades fundamentales.**

###### **3.2.1.1. Textura.**

En rocas sedimentarias la textura comprende el tamaño, forma y acomodamiento de los granos (fábrica) que la constituyen. El estudio de esta propiedad es fundamental para

la distinción de los diferentes tipos de rocas existentes y sus espacios intersticiales, además, son una herramienta valorada en la sedimentología para el entendimiento de los procesos de formación de la roca (diagénesis) y su ambiente de deposición asociado. La textura de las rocas sedimentarias afecta las propiedades derivadas de estas, como la porosidad, la permeabilidad, densidad aparente, conductividad eléctrica y transmisibilidad acústica (Mackenzie, 1980).

#### 3.2.1.2. Composición.

En las rocas siliciclásticas la composición comprende al tipo de mineral contenido, por su parte, en las rocas carbonáticas se refiere al tipo de grano constituyente de la misma, debido a que estas pueden ser monomineralógicas, o bien, el contenido mineral de carbonatos polimineralógicos no son indicativos de su ambiente deposicional (Ahr, 2008). Los granos carbonáticos son clasificados como:

- Esqueletales: constituyen todos los restos completos o fragmentados de los remanentes esqueléticos de organismos tales como algas, braquiópodos, artrópodos, corales, moluscos, entre otros. Los granos esqueletales otorgan información importante para la caracterización de ambientes y condiciones deposicionales, además de otros factores como energía, luminosidad, etc.
- No esqueletales: estos son todos aquellos constituyentes que no provengan de material esquelético. Son generados a través de procesos fisicoquímicos y bioquímicos, dando como resultado pellets, pisoides, litoclastos, peloides y granos compuestos.

#### 3.2.2. Propiedades derivadas.

##### 3.2.2.1. Porosidad y densidad.

Como establecen Benavente *et al.* (2008), aunque el sistema poroso es constituido principalmente por la porosidad, este depende también del tamaño y forma de estos poros. La porosidad ( $\Phi$ ) no es más que una fracción del volumen total ocupado por poros o espacios vacíos (Hung, 1991), lo que de forma matemática se puede traducir en la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad (1)$$

Donde  $V_p$  es el volumen de poros y  $V_t$  el volumen total de la roca.

Por su parte, el espacio poroso se puede clasificar de acuerdo a dos parámetros:

- Según la comunicación entre poros:
  - Porosidad efectiva: Es aquella fracción de volumen total de la roca ocupada por poros interconectados entre sí (Schön, 2011).
  - Porosidad absoluta o total: Refiere a la fracción de volumen total de la roca ocupado por espacio poroso (Schön, *op. cit.*).

La diferencia obtenida entre estos dos tipos de porosidad es denominada porosidad residual o no efectiva.

- Según el origen del volumen poroso.
  - Porosidad primaria: esta es la porosidad originada por el agrupamiento y acomodamiento de los granos en la estructura interna de la roca, de esta manera la porosidad primaria se puede presentar en cuatro variantes (Djebbar & Donaldson, 2004):
    - Intercristalina.
    - Intergranular o interpartícula.
    - Planos estratificados.
    - Vacíos sedimentarios compuestos.
  - Porosidad secundaria: este tipo de porosidad es el resultado de los procesos geológicos ocurridos en la roca después de su depositación, tales como la diagénesis y la catagénesis. La porosidad secundaria o inducida, se subdivide según el proceso geológico más dominante que la genera (Djebbar & Donaldson, *op. cit.*):
    - Porosidad por disolución.
    - Dolomitización.
    - Porosidad por fractura.
    - Vacíos secundarios compuestos.

Como se observa en la Figura III.1, una misma roca sedimentaria puede presentar de forma conjunta porosidades primarias y secundarias.

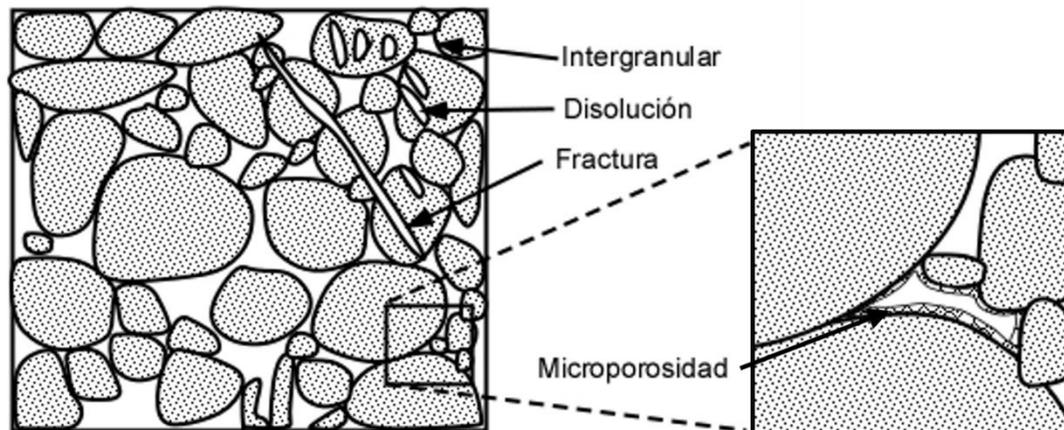


Figura III.1. Tipos de porosidad encontradas en una arenisca (Tomado y modificado de Djebbar & Donaldson, 2004).

Por otra parte, la densidad ( $\rho$ ) es una propiedad física básica que forma parte importante dentro del sistema poroso, ya que depende directamente tanto de la porosidad como de la composición mineralógica de la roca (Benavente *et al.*, 2008). Existen tres tipos de densidad que son función de la fracción porosa considerada al momento de su cuantificación:

- Densidad real ( $\rho$ ): esta excluye la porosidad y es definida como la relación entre la masa de la roca en seco y el volumen de la misma.
- Densidad de conjunto o Bulk ( $\rho_b$ ): este valor incluye la porosidad total y la relación toma en cuenta la masa de la roca en seco y el volumen de agua desplazado por la misma (ensayo de laboratorio).
- Densidad aparente ( $\rho_a$ ): depende únicamente del volumen poral al cual no pueden acceder los fluidos, es decir, excluye el volumen de poros efectivo y solo toma en cuenta la fracción de poros cerrados y el volumen del sólido.

#### 3.2.2.2. Permeabilidad.

La permeabilidad ( $k$ ) es una propiedad que mide la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos, esta depende de la porosidad efectiva por lo que es afectada directamente por el tamaño, forma, distribución y empaquetamiento de los granos, además del grado de consolidación de la roca. Matemáticamente, la permeabilidad se puede describir por la ecuación (2), desarrollada por el ingeniero francés Henry Darcy

al estimar el paso del agua a través de un filtro de arena, y es de él de quien deriva el Darcy, unidad con la cual se cuantifica esta propiedad (Djebbar & Donaldson, 2004).

$$u = \frac{q}{A_c} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (2)$$

Donde  $u$  es la velocidad del fluido (cm/s),  $q$  es la relación de flujo (cm<sup>3</sup>/s),  $k$  es la permeabilidad de la roca porosa (Darcy),  $A_c$  es el área de la sección transversal de la roca (cm<sup>2</sup>),  $\mu$  la viscosidad del fluido (cP) y  $dp/dl$  el gradiente de presión en la dirección del fluido (atm/cm).

Siguiendo lo establecido por Djebbar & Donaldson (2004), de manera general la permeabilidad puede ser clasificada de acuerdo a su origen en:

- Permeabilidad primaria: conocida también como permeabilidad de la matriz, es originada en el tiempo de depositación y litificación de las rocas sedimentarias y depende de la distribución inicial de los granos en la matriz.
- Permeabilidad secundaria: esta resulta de las alteraciones en la matriz de la roca por los procesos de diagenéticos de compactación, cementación, fracturación y disolución. Mientras que la compactación y cementación disminuyen la permeabilidad, la disolución y fracturación tienden a incrementarla.

### 3.2.3. Propiedades del sistema roca-fluido.

#### 3.2.3.1. Saturación.

En el mismo orden de importancia que la capacidad de almacenamiento y producción de fluidos se encuentra la cantidad de estos contenidos en la roca, también denominada saturación, ya sea agua ( $S_w$ ) o hidrocarburos ( $S_o$ ). La misma se representa fraccionada a través de la relación entre el volumen de fluidos contenido en la roca y el volumen total de poros de la misma (Djebbar & Donaldson, *op. cit.*).

#### 3.2.3.2. Capilaridad.

Además de la permeabilidad, los procesos de transporte de fluidos en la roca dependen también de un mecanismo que promueva el movimiento de los mismos, este se denomina imbibición capilar o capilaridad. El movimiento generado por capilaridad es

el resultado de la presión ejercida por un volumen de fluidos en un conducto de dimensiones fijas, en el caso de las rocas, dicho conducto se denomina frente capilar y es función directa de las dimensiones del sistema poroso presente en ellas. La capilaridad se puede caracterizar mediante la medición de las variaciones de la altura del frente capilar o de la masa de la roca (caudal) a través del tiempo, estas variaciones se cuantifican a través del coeficiente de absorción capilar (C) obteniendo así un índice absorción de fluidos para un determinado sistema poroso (Benavente *et al.*, 2008).

#### 3.2.3.3. Mojabilidad.

Para describir la propiedad de adhesión relativa de dos o más fluidos en una superficie sólida, se emplea el término de mojabilidad. En un medio poroso que contenga dos o más fluidos inmiscibles, la mojabilidad es el término que se utiliza para cuantificar la potencialidad de uno de estos fluidos de distribuirse en la superficie. Como lo explican Djebbar & Donaldson (2004), en un sistema bifásico (agua-petróleo), por ejemplo, el agua ocupará los poros más pequeños, mientras que sólo mojará la mayor porción de los poros más grandes, permitiendo así que, en las áreas de mayor concentración de petróleo este descansa sobre una delgada capa de agua sobre la superficie. Esta propiedad es fundamental para evaluar los contactos entre los fluidos y así estimar la potencialidad de producción de un reservorio.

### **3.3. RESERVORIOS SEDIMENTARIOS.**

Antes de evaluar la calidad de un reservorio, es fundamental entender el tipo de roca almacén en la cual se acumularán los fluidos, ya que existen diferencias notables en cómo se presentan e interactúan las diferentes propiedades del reservorio según la naturaleza litológica y petrográfica del mismo.

#### 3.3.1. Reservorios siliciclásticos.

Tal y como establecen Klein & Philpotts (2017), las rocas sedimentarias siliciclásticas son las más abundantes en el planeta, estas se forman a partir de la litificación de los detritos provenientes de la erosión de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias más antiguas, y reciben su nombre debido a que se componen principalmente de minerales con el grupo aniónico tetraédrico  $(\text{SiO}_4)^{4-}$  denominados silicatos.

Cuando de reservorios siliciclásticos se trata, las propiedades de almacenamiento se rigen por el tamaño y acomodamiento de los granos, esto a su vez, se fundamenta en que dichos granos emprenden un gran trayecto desde la fuente hasta su lugar de depositación y litificación, lo que genera desgaste y modifica su morfología. Por esta razón, las complicaciones en este tipo de reservorios vienen dadas regularmente por la presencia de los materiales más finos como arcillas y otros minerales tales como feldespatos, glauconita, entre otros, que pueden llegar a dificultar el correcto funcionamiento del sistema poroso en la roca (Akbar *et al.*, 1994).

### 3.3.1.1. Clasificación de rocas sedimentarias siliciclásticas.

Si bien existen diversos esquemas de clasificación para las rocas sedimentarias clásticas, las más utilizadas en el estudio de propiedades de reservorio son:

- Según el tamaño de grano.

Es la forma más básica de clasificación para las rocas sedimentarias, hasta la fecha se han propuesto una variedad escalas de tamaño de grano, pero una que es ampliamente aceptada es la de Udden-Wentworth, la cual divide los sedimentos en cinco (5) grados: arcilla, limo, arena, conglomerado y mega conglomerado (Figura III.2) (Tucker, 2001).

tamaño de grano (mm)		Clase	Sedimento / nombre de la roca
4096	φ	Bloque	Mega-Conglomerado
2048	-12	vc	Conglomerado
1024	-11	c	
512	-10	m	
256	-9	f	
128	-8	c	
64	-7	f	
32	-6	vc	
16	-5	c	
8	-4	m	
4	-3	f	
2	-2	Gránulo	Arenisca
1	-1	vc	
0.50	0	c	
0.25	1	m	
0.125	2	f	
0.063	3	vf	
0.031	4	c	
0.015	5	m	
0.008	6	f	Limo
0.004	7	vf	
	8	Arcilla	Lutita

Figura III.2. Escala de Udden-Wentworth para la clasificación de sedimentos y rocas sedimentarias clásticas. (Traducido de Tucker, 2001).

- Según el escogimiento granular.

El escogimiento de los granos es un término desarrollado por Folk & Ward (1957) y optimizado por Jerram (2001), empleado para describir los tipos de rocas sedimentaria en función de la medición de la desviación estándar (denominado también propagación phi ( $\phi$ ) por los autores) del tamaño de grano que la constituye. Es uno de los métodos más utilizados debido a que brinda una idea más clara de la efectividad del ambiente de depositación para separar los granos en diferentes clases (Tucker, 2001).

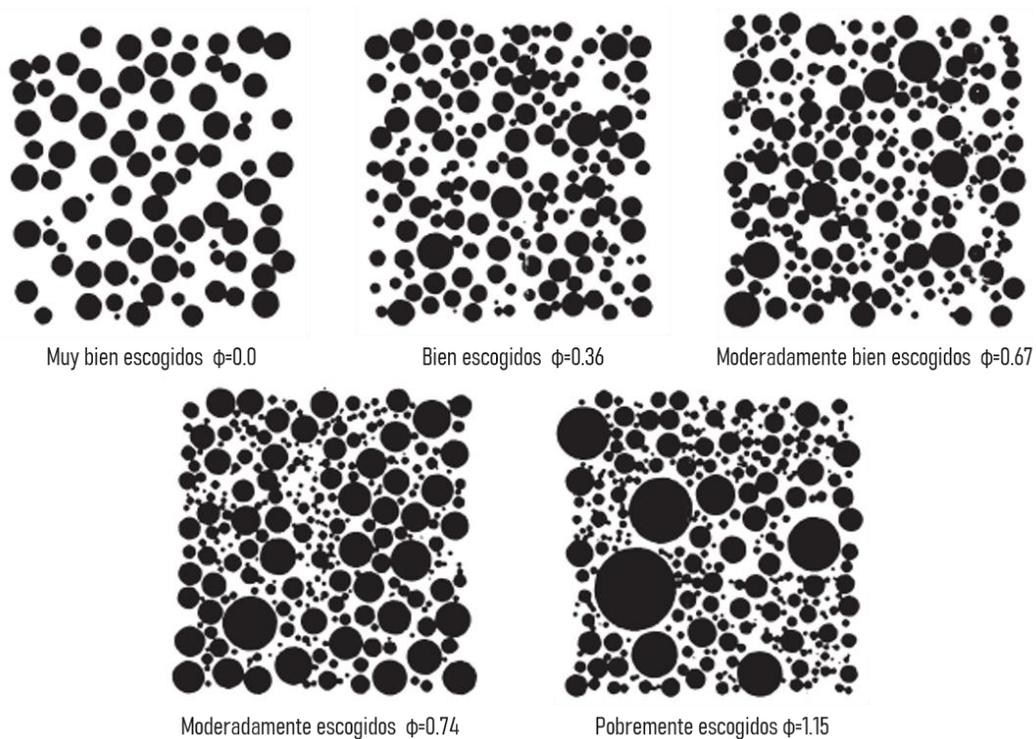


Figura III.3. Escala visual para clasificar las rocas sedimentarias por su distribución granular. (Traducido de Tucker, 2001).

### 3.3.2. Reservorios carbonáticos.

En los reservorios carbonáticos las complejidades aumentan significativamente, al tratarse de rocas generadas *in-situ* las propiedades del sistema poroso y transporte de fluidos no son dependientes directos del tamaño y acomodamiento de granos. Los carbonatos son complejos aniónicos de  $(CO_3)^{2-}$  con cationes divalentes metálicos tales como calcio (Ca), magnesio (Mg), hierro (Fe), cobre (Cu), entre otros, los enlaces formados entre estos aniones y cationes no son tan fuertes generando que, por ejemplo,

en presencia de iones de hidrógeno el grupo carbonato se rompa formando agua y dióxido de carbono (Ahr, 2008).

Estas reacciones químicas son las responsables de la alta susceptibilidad de los carbonatos a los procesos diagenéticos, generando un sistema poroso completamente irregular y poco predecible. Como establece Asquith (1985), los problemas con los reservorios carbonáticos comienzan debido a que estos pueden tener varios tipos de porosidad en un mismo segmento, generando que el tamaño de esos poros varíe notoriamente desde lo más pequeño (microporos) hasta lo más grande (macroporos). En cuanto a su permeabilidad, nuevamente la diagénesis es la principal protagonista, ya que procesos como la disolución intensa o el trato agresivo de las aguas meteóricas con las rocas carbonáticas, producto de la exposición subárea de las mismas en períodos de no depositación, resultan en vugas altamente permeables, moldes, fracturas naturales o cavernas (Djebbar & Donaldson, 2004), lo que promueve el tránsito de fluidos a través de las mismas.

#### 3.3.2.1. Esquemas de clasificación de lo carbonatos.

Aunque existen diversos parámetros de clasificación para las rocas carbonáticas, las clasificaciones más modernas se fundamentan en los esquemas desarrollados por Folk (1959, 1962) y Dunham (1962). Las diferencias entre estos sistemas de clasificación se deben a los diversos porcentajes utilizados como valores límite, con enfoques divergentes en el tamaño, la clasificación y el redondeo de partículas transportadas o transportables (Flügel, 1982).

- Clasificación de Folk.

La clasificación sugerida por Folk (1959, 1962) se fundamenta en el hecho de que los carbonatos son comparables con las arenas y arcillas en lo que a sedimentación se refiere. Folk subdivide los carbonatos detríticos en aquellos que son ricos en granos o partículas carbonáticas, los aloquímicos, y aquellos en donde abundan el cemento (esparita) o la matriz (micrita), denominados ortoquímicos. Se diferencian también aquellos que son autóctonos de arrecife (biolititas). Los nombres otorgados para cada clasificación (Figura III.4) provienen de la relación entre el contenido de micrita, esparita y partículas (intraclastos, entre otros) en la roca (Flügel, 1982).



Textura deposicional reconocible					Textura deposicional no reconocible	
Componentes originales no unidos durante la sedimentación				Grano-soportado		Componentes originales enlazados durante el desarrollo de una bioconstrucción
Con barro micrítico			Matriz <10%			
Matriz-soportado		Grano-soportado		Matriz >10%		
Granos <10%	Granos >10%					
<b>MUDSTONE</b>	<b>WACKESTONE</b>	<b>PACKSTONE</b>	<b>GRAINSTONE</b>	<b>BOUNDSTONE</b>	<b>CARBONATOS CRISTALINOS</b>	

Figura III.5. Clasificación de Dunham (1962) para rocas carbonáticas. (Modificado y traducido de Ahr, 2008).

ALÓCTONAS		AUTÓCTONAS		
Componentes originales no enlazados durante la deposición		Componentes originales enlazados orgánicamente durante la deposición		
>10% de granos <2 mm				
Soportado por la matriz	Soportado por elementos >2 mm	Organismos que actúan como deflectores (baffles)	Organismos que se incrustan o enlazan	Organismos que construyen una estructura rígida
<b>FLOATSTONE</b>	<b>RUDSTONE</b>	<b>BAFFLESTONE</b>	<b>BRINDSTONE</b>	<b>FRAMESTONE</b>

Figura III.6. Clasificación de Embry y Klovan (1972) para rocas carbonáticas arrecifales (Modificado y traducido de Ahr, 2008).

### 3.3.2.2. Esquemas de clasificación de la porosidad en carbonatos.

Si bien se parte del mismo principio utilizado en las rocas siliciclásticas, la porosidad en los carbonatos presenta complejidades que la particularizan de las clasificaciones habituales realizadas en areniscas o arcillas. Estas complejidades se deben a la susceptibilidad fisicoquímica y bioquímica de este tipo de rocas en sus procesos de formación, lo que resulta en un sistema poroso poligénico. Es por ello que autores como Archie (1952), Choquette & Pray (1970) y Lucia (1983) proponen esquemas que permiten caracterizar la evolución de los diferentes sistemas porosos en reservorios carbonáticos.

- Clasificación de Archie (1952).

Gus Archie, desarrolló un sistema de clasificación basado en la relación textural de los tipos de rocas carbonáticas, asociando estos tipos de roca a diferentes arquitecturas del sistema poroso. El resultado fueron la clasificación de tres categorías texturales I, II y III y cuatro clases de porosidad visibles denominadas de la A-D.

La porosidad A corresponde a porosidad no visible a 10 aumentos ( $\mu\text{m}$ ), B visible entre 1-10 micras y C los poros mayores a 10 micras, pero menores al tamaño de muestras de ripios. Por su parte, la porosidad clase D refiere a los poros visibles grandes tales como vugas generadas por disolución, de mayor tamaño que las muestras de ripios (alrededor de 2 mm) (Ahr, 2008).

- Clasificación de Choquette & Pray (1970).

Estos autores fundamentaron la clasificación de los tipos de poros carbonáticos en las características físicas o genéticas distintivas de cada poro o sistema poroso, definidas según su forma, tamaño, génesis, posición o asociación relativa de cada constituyente de la fábrica de la roca.

El resultado fueron 15 tipos básicos de porosidades las cuales pueden ser observadas en la Figura III.7. Aunque los autores reconocieron que pueden ser caracterizados otros tipos básicos de porosidad, propusieron que la combinación de estos 15 con otros elementos de clasificación, permiten una caracterización geológica detallada de casi toda la porosidad presente en reservorios carbonáticos.

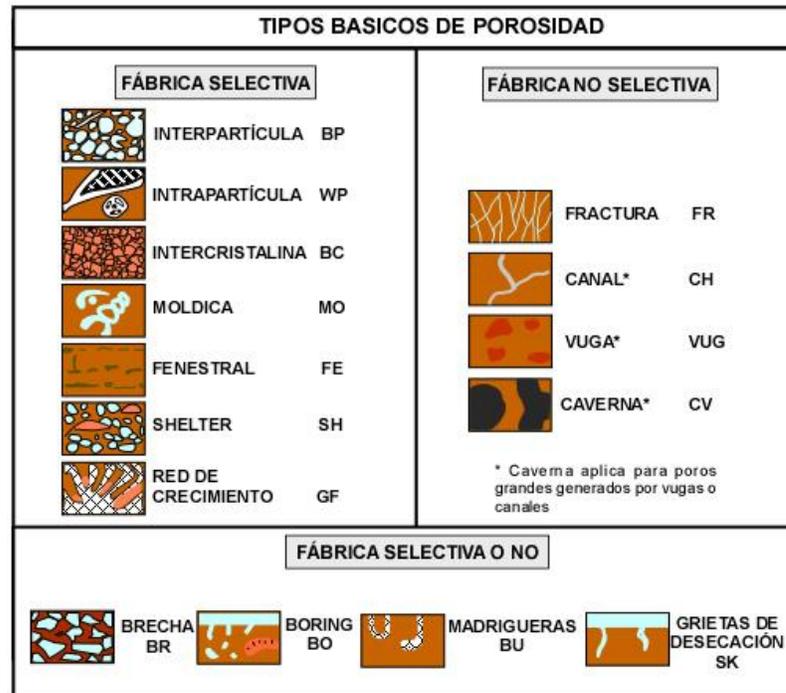


Figura III.7. Clasificación geológica de Choquette & Pray de poros y sistemas porosos en rocas carbonáticas (Modificado y traducido de Choquette & Pray, 1970).

- Clasificación de Lucía (1983).

Con una evidente influencia del trabajo de Archie (1952), Lucía divide las porosidades de los carbonatos en las categorías de interpartícula y vugas (Figura III.8), con el objetivo de obtener una metodología de laboratorio y un campo práctico para la descripción visual de dicha propiedad en muestras de rocas carbonáticas. Este autor se fundamenta en la relación existente entre la porosidad, la permeabilidad, el desplazamiento inferido por presión capilar y el tamaño de las partículas, sumado a un énfasis particular de las vugas en las propiedades petrofísicas. Esto último motivado por las irregularidades destacadas en la generación de espacio poroso por disolución, permitiéndose discriminar las porosidades generadas por vugas separadas (*separate vuggy*) de las generadas por vugas interconectadas (*touching vuggy*) (Ahr, 2008; Lucía, 1983).

Lucía propone mediante esta clasificación, la importancia de la forma, disposición y tamaño de los poros en las propiedades petrofísicas de los carbonatos y su evaluación.

Interpartícula (P)				Vugas (V)	
Tamaño de Partícula				Conexión	
				A través de los poros interpartícula	A través de otras vugas
				<u>Separadas</u>	<u>En contacto</u>
				(S)	(T)
Porosidad	No	(n)			
	Si	(y)	Pd >70 psia	Pd 70-15 psia	Pd <15 psia
				Porosidad (%)	

Figura III.8. Clasificación de espacio poroso carbonático (Traducido de Lucia, 1983).

- Clasificación de Ahr (2008).

Esta clasificación más reciente, propone que la porosidad es el producto de tres procesos principales: depositacionales, diagenéticos y fracturas mecánicas, los mismos conforman un diagrama triangular (Figura III.9), en el cual también coexisten sistemas híbridos a los lados del mismo. Este diagrama se fundamenta en que las porosidades asociadas a los depósitos detríticos sedimentados mecánicamente, estarán directamente coligadas a la fábrica y textura original de los granos, exponiendo que la porosidad es selectiva del tipo de facies sedimentaria en la cual se genera. Consecuentemente, las porosidades depositacionales son alteradas por los procesos diagenéticos, generando tres tipos de poros híbridos: por procesos depositacionales y diagenéticos, por procesos diagenéticos y fractura y por procesos depositacionales y fractura.

Los procesos diagenéticos que alteran las porosidades depositacionales son la recristalización, disolución, compactación, reemplazo, cementación y presión solución. Esto puede mejorar o reducir la porosidad original, o bien, crear tipos de poros totalmente nuevos. Por último, la porosidad por fractura resulta de fallas frágiles bajo el efecto de un esfuerzo diferencial, la misma es dependiente de su origen, involucrando factores como la dirección e intensidad de los esfuerzos, el grado y el tipo de fractura, haciendo aún más compleja la cuantificación de dicha porosidad en comparación con una matriz de roca no fracturada.



Figura III.9. Esquema de clasificación genética de porosidad en rocas carbonáticas (Tomado y traducido de Ahr, 2008).

### 3.4. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA POROSO.

Como es evidente en un yacimiento, tanto siliciclástico como carbonático, el sistema poroso es el factor principal para la evaluación de su desempeño en términos de calidad y producción, es por ello, que la caracterización del mismo comprende el estudio de cada una de las propiedades petrofísicas, fundamentales y derivadas (ver sección 3.2), que contribuyan a la morfología, disposición y el tamaño de los poros, además de la interacción de los mismos con el sistema roca-fluido presente. Para lograr este objetivo existen una variedad de técnicas que permiten cuantificar y evaluar la potencialidad de estos reservorios, entre ellas destacan el perfilaje de pozos y la evaluación de núcleos.

#### 3.4.1. Perfilaje de pozos.

Los perfiles de pozos consisten en mediciones de las propiedades físicas que poseen las rocas de una formación, empleando registros adquiridos con un sensor localizado dentro de un pozo (Telford *et al.*, 1990). Como establece Bassiouni (1994), el perfilaje de pozos implica la integración de tres áreas de distintas de experticia. La primera consiste en el desarrollo de modelos matemáticos y empíricos relacionados con las propiedades físicas de las formaciones de interés; la segunda comprende el perfilaje de

pozos en sí, con la adquisición de registros eléctricos, radioactivos o nucleares y acústicos, que deben sus nombres a las diferentes fuentes y distintos principios de medición empleados. Finalmente, la tercera corresponde al análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

#### 3.4.1.1. Registros eléctricos.

La resistividad es la propiedad que tiene una roca para oponerse al flujo de corriente eléctrica a través de ella. Los datos de resistividad en conjunto con el conocimiento de la porosidad y la resistividad del agua, permiten cuantificar la saturación de fluidos presente tanto en la zona invadida ( $R_{xo}$ ) como en la zona virgen ( $R_t$ ) del pozo, lo que proporciona una idea numérica de la movilidad de los fluidos en el yacimiento, permitiendo evaluar la productividad del reservorio (Serra, 1984).

Todas las técnicas existentes para la medición de la resistividad en la roca son variaciones del principio de medición geofísica de resistividad en superficie. Generalmente se utilizan arreglos tetraelectródicos A,M,N,B (Figura III.10a), donde A y B son los electrodos de corriente (fuente), mientras que M y N son los electrodos que miden la diferencia de potencial generada (receptores), de esta manera, a un mayor espaciamiento entre los electrodos se obtiene una mayor profundidad de prospección (Bassiouni, 1994; Serra & Serra, 2004; Telford *et al.*, 1990).

Para una medición en pozo, el arreglo tetraelectródico se dispone tal y como se observa en la Figura III.10b, lo que Bassiouni (1994) define como un dispositivo normal o arreglo de electrodos básico.

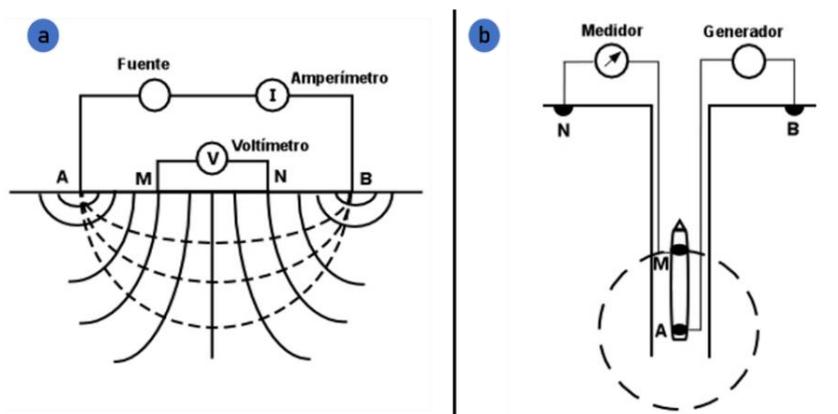


Figura III.10. Fundamentos de medición eléctrica; a) Dispositivo tetraelectródico en superficie b) Dispositivo tetraelectródico en pozo. (Tomado de Bassiouni, 1994).

El mismo autor señala que las demás herramientas de medición eléctrica en pozo son una variación de esta configuración inicial. Las principales herramientas empleadas en exploración petrolera son los dispositivos laterales de registro somero o poco profundo (LLS) que permiten la medición de la resistividad en Rxo y los dispositivos laterales de registro profundo (LLD) que mide la resistividad de la formación o Rt.

#### 3.4.1.2. Registros radioactivos.

La radiación natural de las formaciones es el producto del decaimiento continuo de isótopos radioactivos de un elemento hasta alcanzar formas más estables, esta radiación está generalmente acompañada de la emisión de partículas Alpha ( $\alpha$ ) o Beta ( $\beta$ ), rayos gamma y generación de calor (Serra & Serra, 2004).

Los rayos gamma son de mayor penetración que las partículas  $\alpha$  y  $\beta$ , los mismos pueden ser registrados por contadores Geiger que se fundamentan en la propiedad que tiene este tipo de radiación de ionizarse al pasar por algún medio, tal como el gas. En formaciones sedimentarias estos elementos radioactivos suelen concentrarse en los minerales de arcilla que, a su vez, se concentran en las lutitas, por lo que los hace una herramienta de suma importancia para la definición de modelos de arcillosidad, además de ayudar a la caracterización litológica en la formación. Sin embargo, en el caso de los carbonatos los niveles altos de radiación no siempre corresponden a compuestos arcillosos, por lo que son necesarios análisis más detallados que permitan ver los elementos más influyentes de la radioactividad (Heckel *et al.*, 1979; Serra, 1984).

- Espectrometría de rayos gamma.

Como establece Heckel *et al.* (*op. cit.*), de todos los isótopos radioactivos conocidos, solo tres aparecen con abundancia en la naturaleza: las series de uranio (U), torio (Th) y potasio (K). La sumatoria de estas tres series es la responsable de la emisión radioactiva de la formación, por lo que se requiere una herramienta especial para poder registrar la influencia de cada uno de estos elementos por separado.

Las herramientas de espectrometría de rayos gamma permiten registrar el espectro de energía generado por dicha radiación, calculando las diferentes concentraciones de Th, U y K. Los registros espectrales son de gran utilidad en la interpretación petrofísica, ya que las curvas de concentración de elementos radioactivos muestran una correlación

con los ambientes depositacionales, procesos diagenéticos, volumen y tipos de arcilla presentes en la formación, tal y como se observa en el trabajo de Heckel *et al.* (1979). Las relaciones Th/K y Th/U se pueden representar como registros, junto con la curva de rayos gamma y un registro de litología, para representar el tipo de arcilla presente y las condiciones de depositación de la formación respectivamente (Figura III.11). Esto se fundamenta en que, en sedimentos de grano fino, la mayor parte de K y Th se encuentra en arcillas, micas, feldespatos, minerales pesados, fosfatos y materia orgánica. Por otra parte, la relación Th/U a menudo está fuertemente relacionada con el ambiente de depositación, estimándose que cuando la proporción es inferior a dos (es decir, rica en uranio), se indica que el ambiente de depositación ha promovido la fijación de uranio en condiciones probables de reducción, comúnmente marino; por el contrario, los valores de relación superiores a siete (pobres en uranio), implicaban la movilización de uranio a través de la intemperie y/o la disolución, y por lo tanto indicaban un entorno oxidante, posiblemente terrestre. (Ruffell *et al.*, 2006).

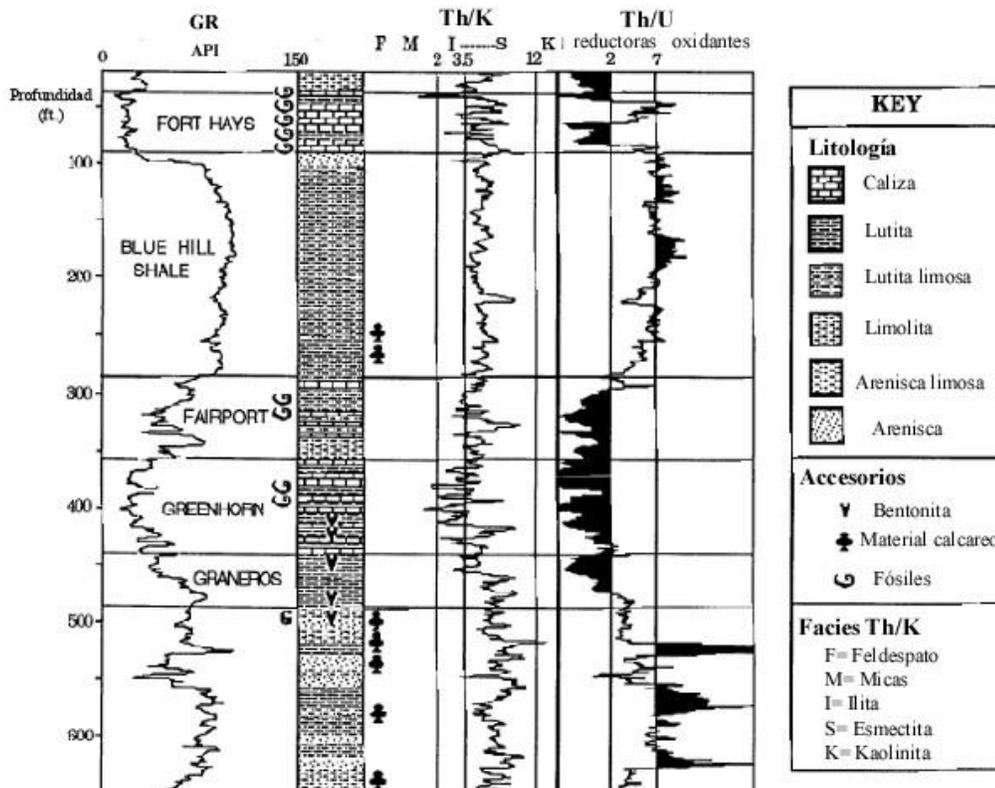


Figura III.11. Relación GR, Th/K y Th/U con la columna litológica (Tomado de Heckel *et al.*, 1979).

### 3.4.1.3. Registros densidad y neutrón.

El principio de medición de los registros de densidad parte también de la radioactividad. La herramienta se encarga de emitir rayos gamma de alta energía desde una fuente química (principalmente Cesio), la cual interactúa con los elementos presentes en la formación, la respuesta de dichos elementos es captada por dos receptores que se encargan de contabilizar los rayos gamma que regresan desde la formación, mismos que están asociados con la densidad de electrones presentes. En la mayoría de los materiales de interés, la densidad de electrones está relacionada con la densidad de Bulk en una formación a través de una constante.

Actualmente, las herramientas de medición de densidad en pozo permiten captar dos rangos diferentes de energía proveniente de los rayos gamma que retornan de la formación; los rayos gamma de mayor energía permiten determinar la densidad de Bulk y por ende, el efecto de la porosidad en la formación, mientras que los de menor energía, generados por el efecto fotoeléctrico asociado a la colisión de partículas sin masa (fotones) con los electrones de la formación, permiten determinar la litología a través del índice de absorción fotoeléctrica ( $P_e$ ), el cual es representativo de cada material, en la Tabla III-1 se puede observar una lista con los valores de densidad e índice de absorción fotoeléctrica para materiales de interés reservorios sedimentarios (Krygowski, 2003; Serra & Serra, 2004).

Tabla III-1. Valores de densidad de matriz y fluidos de interés (tomado de Bassiouni, 1994).

Material	$\rho_b$ (g/cm <sup>3</sup> )	Gravedad específica	$P_e$ (b/e)
<b>Cuarzo</b>	2.64	2.65	1.81
<b>Calcita</b>	2.71	2.71	5.08
<b>Dolomita</b>	2.88	2.87	3.14
<b>Anhidrita</b>	2.98	2.96	5.05
<b>Halita</b>	2.04	2.17	4.65
<b>Siderita</b>	3.89	3.94	14.70
<b>Pirita</b>	4.99	5.00	17.00
<b>Barita</b>	4.09	4.48	267
<b>Agua (fresca)</b>	1.00	1.00	0.36
<b>Agua (100,000 ppm NaCl)</b>	1.05	1.06	0.73
<b>Agua (200,000 ppm NaCl)</b>	1.11	1.12	1.12
<b>Petróleo [n(CH<sub>2</sub>)]</b>	~0.85		0.12
<b>Gas</b>	0.2		0.095

En cuanto a los registros neutrónicos, las mediciones se realizan empleando una herramienta capaz de emitir una nube de neutrones a velocidades relativamente altas. Al interactuar con los núcleos atómicos presentes en la formación, cada neutrón pierde energía hasta alcanzar la velocidad termal, punto en el cual es absorbido principalmente por los núcleos de hidrógeno. Este proceso de absorción resulta en una emisión de rayos gamma de retorno de alta energía, también denominado rayo gamma de captura, los cuales son registrados por los receptores de la herramienta (Hung, 1991).

Tal y como explica Krygowski (2003), asumiendo que todo el hidrógeno presente en la formación reside en el volumen poroso de la misma (ya sea como agua o hidrocarburos), el índice de hidrogeno, que es inversamente proporcional al ratio de captura de los rayos gamma de retorno, puede ser relacionado de forma directa con la porosidad del reservorio.

En conjunto, tanto el registro de densidad como el neutrónico son herramientas útiles para el cálculo de modelos de porosidad y determinación litológica. Sumado a esto, se destaca la identificación de zonas de gas mediante el efecto cruzado (*crossover*) de estos registros, fenómeno que ocurre cuando la porosidad neutrón es menor que la densidad en zonas porosas y permeables.

#### 3.4.1.4. Registros sínicos.

El principio de medición de los dispositivos sínicos en un pozo es el mismo empleado en la sísmica, donde una fuente emite un tren de ondas acústicas compresivas a la formación y una serie de receptores miden el tiempo de viaje de éstas ondas. Este tiempo de viaje es conocido también como tiempo interválico de tránsito ( $\Delta t$ ) o lentitud, y se mide en microsegundos por pies ( $\mu s/ft$ ).

La compresibilidad o compactación mecánica del medio es la propiedad física de mayor relevancia en la medición de registros sínicos, lo que la hace una herramienta bastante útil para el cálculo de modelos de porosidad en la formación, que en conjunto con los realizados a través de registro densidad-neutrón, permiten establecer relaciones entre la porosidad primaria (porosidad de la matriz) y secundaria a través de la ecuación de Wyllie (3).

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3)$$

Donde  $\Delta t_{ma}$  y  $\Delta t_f$  son la lentitud de la matriz y el fluido respectivamente (Bassiouni, 1994). En la Tabla III-2, se observan rangos de valores de  $\Delta t$  característicos para materiales de interés en el reservorio.

Tabla III-2. Valores de  $\Delta t$  en matriz y fluidos de interés (Tomado de Krygowski, 2003).

Material	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu s/ft$ )	$\Delta t_f$ ( $\mu s/ft$ )
Arenisca	51.3 - 55.6	
Caliza	43.5 - 47.6	
Dolomita	38.5 - 43.5	
Anhidrita	59	
Halita	67	
Carbón	>100	
Acero	57	
Agua		179-208
Petróleo		230
Gas		920

#### 3.4.2. Análisis de núcleos.

Los núcleos son muestras adquiridas durante la perforación del pozo, esta se presenta como una sección cilíndrica de la formación en profundidad, y es la fuente de datos más confiable al momento de la caracterización de un yacimiento. Tal y como explica Monicard (1980), la importancia de estos análisis radica en que los datos adquiridos mediante esta técnica pueden ser completados y/o comparados con los obtenidos mediante el perfilaje de pozos, ya que algunas mediciones en el núcleo sirven como ejemplo y, a su vez, como base para la interpretación de registros.

El mismo autor señala que, diversas propiedades y características del reservorio pueden ser determinadas a través del análisis de núcleos en el laboratorio, y estos análisis pueden ser llevados a cabo de diferentes formas, dependiendo de tres factores fundamentales: tamaño de la muestra (cilindro o muestra de tapón), condición del núcleo (si este se encuentra fresco o preservado, expuesto o extraído, consolidado o no consolidado) y la naturaleza y cantidad de datos requeridos.

De esta manera se distinguen dos tipos de análisis, convencionales y especiales, los cuales, tal y como se observa en el esquema representado en la Figura III.12, comparados e integrados con los datos adquiridos mediante otras fuentes y enfoques de estudio, ayudan a modelar de forma más precisa las características estáticas y dinámicas del reservorio.

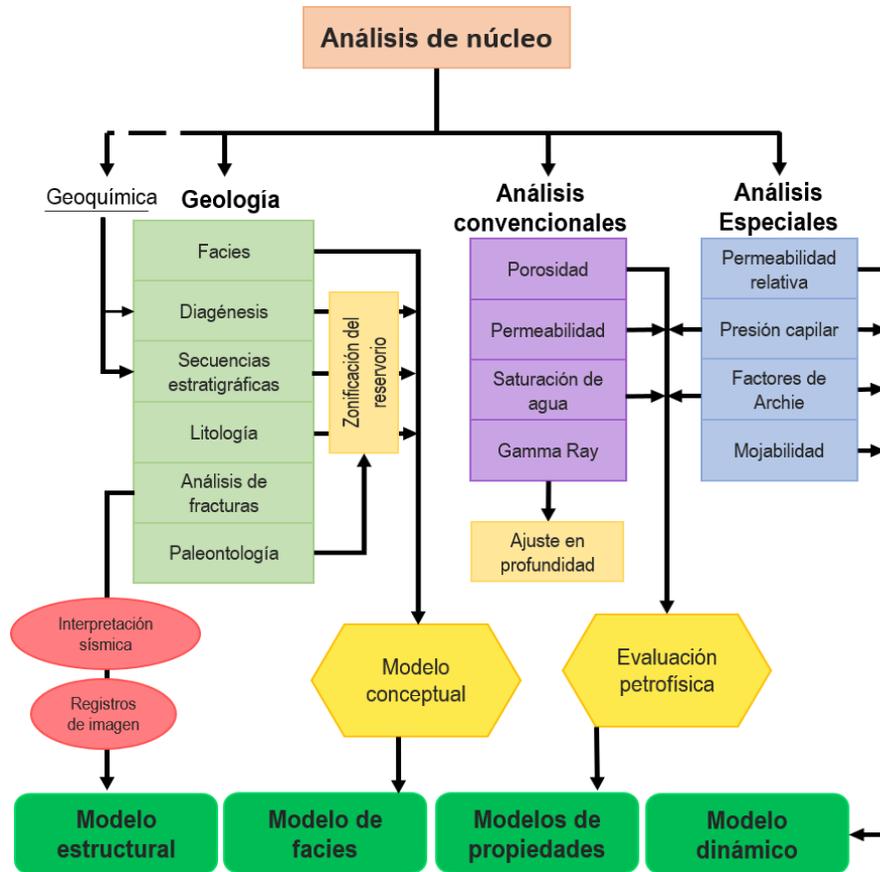


Figura III.12. Datos obtenidos mediante el análisis de núcleos y su rol en la caracterización de reservorios (traducido de Tavakoli, 2018).

### 3.4.2.1. Parámetros de petrofísicos.

Como es referido por Sbiga *et al.* (2017) las mediciones eléctricas son el método más ampliamente usado en la caracterización de reservorios mediante análisis de núcleos. Una formación limpia actúa como un aislante natural, por lo tanto, la conductividad eléctrica de dicha roca depende solamente de los canales conductivos, formados por las aguas intersticiales contenidas en sus poros interconectados (Monicard, 1980). Este

principio fundamenta la relación existente entre las propiedades eléctricas del sistema roca-fluido, desarrollado por Archie (1942) a través de la siguiente ecuación:

$$FF = \frac{R_o}{R_w} \quad (4)$$

Donde el factor de formación ( $FF$ ), es igual a la relación de la resistividad de la roca 100% saturada de agua salada ( $R_o$ ), entre la resistividad del agua salada o agua de formación ( $R_w$ ).

Archie (*op. cit.*) y posteriormente Winsauer et al. (1952), demuestra también la relación existente entre el factor de formación, la porosidad y la tortuosidad a través de la ecuación:

$$FF = \frac{a}{\phi^m} \quad (5)$$

Denominada la expresión generalizada de Humble, donde  $a$  representa la constante de tortuosidad, que refleja la complejidad de los caminos interconectados del medio poroso, mientras que  $m$  refiere al coeficiente de cementación, el cual depende directamente del tipo y distribución de los poros (Serra & Serra, 2004).

La siguiente aplicación de la ecuación de Archie permite calcular el índice de resistividad de la formación ( $IR$ ), mediante la ecuación:

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \quad (6)$$

Donde el índice de resistividad, es igual a la relación de la resistividad de la muestra o de formación ( $R_t$ ) sobre  $R_o$ . El índice de resistividad está relacionado con la saturación de la muestra y el exponente de saturación ( $n$ ).

Como explican Mohamad & Hamada (2017), en una evaluación de rutina los parámetros de Archie  $a$ ,  $m$  y  $n$  se asumen respectivamente como valores constantes de

1, 2 y 2 en los reservorios carbonáticos y 0.62, 2.15 y 2 en reservorios siliciclásticos. Sin embargo, los mismos autores agregan que, para un reservorio heterogéneo, cada uno de estos valores poseen una variabilidad en relación con la salinidad y saturación del agua de formación.

Las pruebas de laboratorio realizadas por Kazatchenko & Mousatov (2002), indican que el exponente de cementación varía en formaciones carbonáticas por su complejo sistema de poros. De acuerdo con Lucia (1983), la presencia de fracturas, cavidades o vugas, tiene un impacto considerable en el valor de “m”, ya que el aumento de la relación entre las vugas no conectadas y la porosidad total (radio de porosidad por vugas), incrementa el coeficiente de cementación, mientras que, pese a que el autor plantea que el efecto de las vugas conectadas es desconocido, la presencia de estas tiende a disminuir el valor de m por debajo del valor estimado por la porosidad interpartícula.

#### 3.4.2.2. Presión capilar y radio de garganta de poros.

En la mayoría de los casos, el contacto superficial entre dos fluidos inmiscibles presenta cierta curvatura, la misma conduce a que exista una diferencia de presión entre los fluidos en contacto, esa diferencia lleva el nombre de presión capilar. La fuerza ejercida para mantener ambos fluidos en contacto se denomina tensión superficial, y si uno de estos fluidos no es aire lleva el nombre de tensión interfacial (Monicard, 1980).

La presión en un frente capilar varía con el porcentaje de saturación de los fluidos, la tensión interfacial entre ellos y la curvatura de la interfaz, tomando en cuenta también tanto la morfología del sistema poroso como la mojabilidad de la superficie. Como es mostrado por Monicard (1980), esta relación es representada mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{2T \cdot \cos\theta}{r} \quad (7)$$

Donde  $T$  representa la tensión interfacial de los fluidos (nN/m),  $\theta$  el ángulo de contacto ( $^\circ$ ) y  $r$  el radio del medio capilar.

El principal factor influyente en la presión capilar de un medio poroso es la geometría del medio capilar, también denominado radio de garganta de poro. La relación entre estas dos características no es más que una variación de la ecuación 7, donde:

$$r = \frac{2T \cdot \cos\theta}{P_c} \quad (8)$$

Como explican Sbiga *et al.* (2017), la inyección de mercurio permite un sistema alternativo de medición de presión capilar para determinar el radio de garganta poral. El método implica inyectar mercurio en una muestra limpia y seca y monitorear tanto la presión de inyección como la cantidad de mercurio inyectado en la muestra de roca, de esta manera, a través de la ecuación 8 se puede calcular el radio de garganta poral en el sistema.

Por su parte, Ahr (2008) explica que en un sistema de mercurio-aire, el mercurio (de baja mojabilidad) desplaza el aire a bajas presiones por los poros de mayor tamaño, de ser uniforme el tamaño de los poros en la muestra, la saturación de la misma seguirá a una baja presión en una trayectoria plana hasta rellenar los espacios en su totalidad, en lo que se denomina como fase no mojante. La heterogeneidad en la geometría de los poros y el tamaño del radio de garganta controlan las variaciones de presión ejercidas en el yacimiento al momento de la saturación, el comportamiento de una curva de presión capilar en función de los parámetros mencionados anteriormente (Figura III.13) reflejan tres comportamientos particulares:

- Presión de entrada/desplazamiento: la presión inicial ejercida por el fluido para saturar los poros y con la que inicia el desplazamiento del fluido mojante.
- Presión intermedia de saturación: es el punto de inflexión en el cual la presión aumenta para promover la saturación en la fase mojante, a este momento también se le denomina umbral de presión.

- Saturación de la fase mojannte irreducible: momento en el cual la presión alcanza una tendencia estable para la saturación

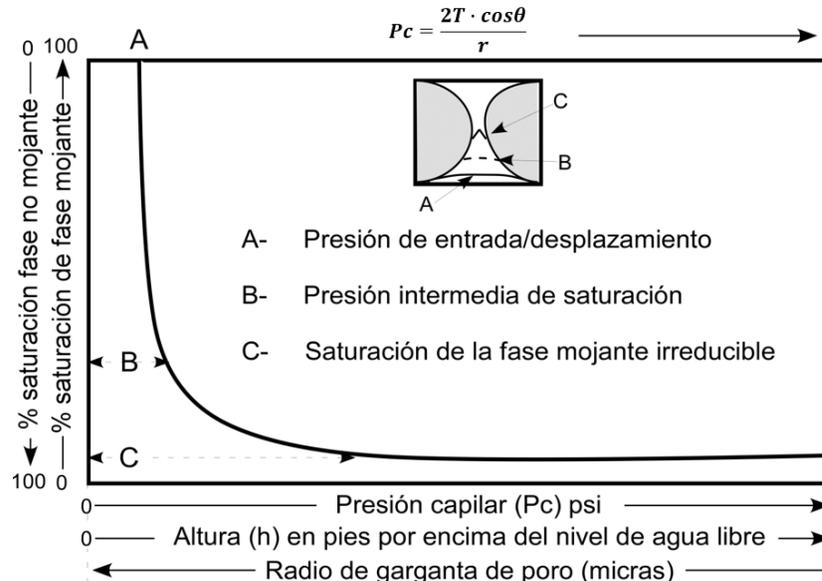


Figura III.13. Curva de presión capilar en función de las condiciones porosas (Traducido de Ahr, 2008).

Al ser un factor determinante que controla el flujo dentro del yacimiento, Hartmann & Beaumont (2000) refieren una clasificación para tipos de roca (petrofacies) según el tamaño de garganta de poros (Tabla III-3), mediante la implementación y análisis de pruebas de presión capilar por inyección de mercurio.

Tabla III-3. Clasificación de petrofacies (Hartmann & Beaumont, 2000).

Petrofacies	Tamaño de garganta de poros ( $\mu\text{m}$ )
Megaporoso	>10
Macroporoso	2-10
Mesoporoso	0.5-2
Microporoso	0.1-0.5
Nanoporoso	<0.1

Es importante resaltar que, de acuerdo con Granier (2003), la relación entre porosidad, los tipos de poros y la permeabilidad no es directa en carbonatos, por lo que es

considerablemente más preciso recurrir a técnicas como la caracterización petrográfica y el estudio de parámetros petrofísicos en este tipo de rocas.

Los ensayos de presión capilar por inyección de mercurio suelen ser muy costosos y dependientes de las condiciones de la muestra, es por ello que Winland (1972) desarrolla un método empírico para la estimación del radio de garganta de poros, fundamentado en el análisis de regresión lineal múltiple entre porosidad, permeabilidad y tamaño del poro, correspondiente a una saturación de 35% de fluido no mojante (mercurio), dicha relación se muestra en la siguiente ecuación:

$$\log(R_{35}) = 0.732 + 0.588 \log(K_{aire}) - 0.864 \log(\emptyset) \quad (9)$$

Donde R35 es el radio de apertura del poro (micrones) correspondiente a una saturación de mercurio de 35 %,  $K_{aire}$  es la permeabilidad al aire no corregida (mD), y  $\emptyset$  es la porosidad en porcentaje.

Con base en esta ecuación, Pittman (1992) estableció catorce (14) relaciones empíricas de radio de garganta de poros correspondientes a saturaciones desde 10 a 75% de mercurio, implantando una metodología similar en 202 muestras de un reservorio siliciclástico. Dichas relaciones se presentan en la Tabla III-4.

Tabla III-4. Ecuaciones empíricas de Pittman (1992).

Saturación	Ecuación
10%	$\log(R_{10}) = 0.459 + 0.500\log(K_{aire}) - 0.385 \log(\emptyset)$
15%	$\log(R_{15}) = 0.333 + 0.509\log(K_{aire}) - 0.344 \log(\emptyset)$
20%	$\log(R_{20}) = 0.218 + 0.519\log(K_{aire}) - 0.303 \log(\emptyset)$
25%	$\log(R_{25}) = 0.204 + 0.531\log(K_{aire}) - 0.350 \log(\emptyset)$
30%	$\log(R_{30}) = 0.215 + 0.547\log(K_{aire}) - 0.420 \log(\emptyset)$
35%	$\log(R_{35}) = 0.255 + 0.565\log(K_{aire}) - 0.523 \log(\emptyset)$
40%	$\log(R_{40}) = 0.360 + 0.582\log(K_{aire}) - 0.680 \log(\emptyset)$
45%	$\log(R_{45}) = 0.609 + 0.608\log(K_{aire}) - 0.974 \log(\emptyset)$
50%	$\log(R_{50}) = 0.778 + 0.626 \log(K_{aire}) - 1.205 \log(\emptyset)$
55%	$\log(R_{55}) = 0.948 + 0.632\log(K_{aire}) - 1.426 \log(\emptyset)$
60%	$\log(R_{60}) = 1.096 + 0.648\log(K_{aire}) - 1.666 \log(\emptyset)$
65%	$\log(R_{65}) = 1.372 + 0.643\log(K_{aire}) - 1.979 \log(\emptyset)$
70%	$\log(R_{70}) = 1.664 + 0.627\log(K_{aire}) - 2.314 \log(\emptyset)$
75%	$\log(R_{75}) = 1.880 + 0.609\log(K_{aire}) - 2.626 \log(\emptyset)$

### 3.4.3. Unidades de flujo.

En un reservorio las unidades de flujo se definen como las porciones o volúmenes del mismo que contienen propiedades geológicas y petrofísicas equivalentes, las cuales afectan el movimiento de los fluidos inyectados o producidos. Estas unidades son internamente consistentes y continuas, pero no precisamente homogéneas ya que pueden diferir en algunas características conforme se avanza en profundidad dentro de un mismo reservorio (Ebanks Jr. *et al.*, 1992).

Tal y como establecen Gunter *et al.* (1997), cada unidad de flujo dentro del reservorio posee elementos que permiten caracterizarla y diferenciarla del resto, estos elementos son:

- Capacidad de almacenamiento: la cual es el producto de la porosidad y el espesor de la unidad.
- Capacidad de flujo: refiere al producto de la permeabilidad y el espesor de la unidad.
- Velocidad de flujo de la unidad (FUS por sus siglas en inglés): la relación que existe de la capacidad de flujo entre la capacidad de almacenamiento de la unidad.

Adicional a estos elementos, existen una serie de herramientas gráficas fundamentales para el proceso de determinación de unidades de flujo:

- Gráfico de Lorenz Estratigráfico Modificado (SMLP por sus siglas en inglés): Un gráfico de porcentaje capacidad de flujo vs porcentaje de capacidad de almacenamiento donde se reflejan las unidades de flujo necesarias para respetar el marco geológico.
- Perfil estratigráfico de flujo: Permite visualizar una correlación gráfica entre un registro (GR o Volumen de acilla), descripción generalizada de núcleo, las curvas de porosidad, permeabilidad,  $R_{35}$  (Winland, 1972),  $K/\phi$ , porcentaje capacidad de flujo y porcentaje capacidad de almacenamiento.
- Gráfico de Lorenz Modificado: Un gráfico de porcentaje capacidad de flujo vs porcentaje de capacidad de almacenamiento calculada con base en la unidad de flujo y manteniendo su posición estratigráfica.

En la Figura III.14 se muestra una aplicación de los datos petrofísicos para la zonificación de unidades de flujo, con base en los contrastes de permeabilidad producto de los cambios en las litofacies de la formación.

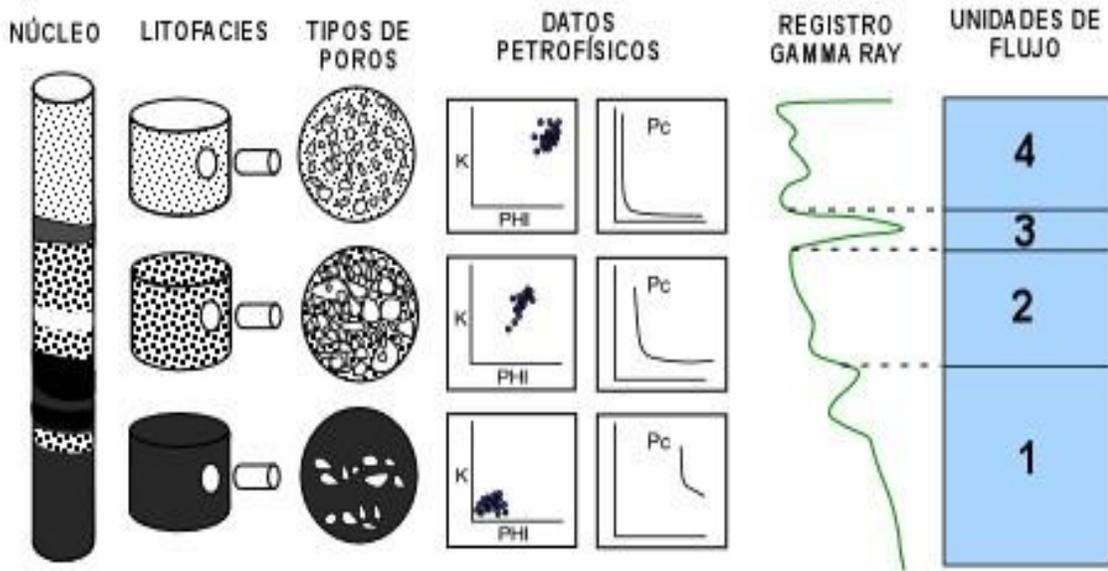


Figura III.14. Zonificación de unidades de flujo en función de características petrofísicas (modificado de Ebanks Jr. et al., 1992).

### 3.5. APLICACIÓN DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES (RNA) EN LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS.

Las RNA son algoritmos computacionales análogos al sistema nervioso biológico, estas redes están constituidas por una densa cantidad de nodos y conexiones equivalentes a las neuronas de un cerebro humano. Se les consideran como sistemas de procesamiento informático paralelos, capaces de aproximar funciones procesando grandes cantidades de datos cuyas relaciones serían humanamente complicadas de conocer, empleando mecanismos de aprendizaje activo (Kohli & Aurora, 2014).

La arquitectura básica de una RNA consiste en una capa de entrada que transmite una serie de características a un nodo de salida. Cada nodo de entrada contiene un peso asociado que multiplica sus características y las suma al nodo de salida a través de una función de activación (ver sección de apéndices A.1), que responde a un modelo de

aprendizaje implementado en la red en función del tipo de problema que se desea resolver. Esta arquitectura básica es conocida como perceptrón (Aggarwal, 2018).

En la actualidad existen diversidad de modelos de RNA, los mismos pueden clasificarse inicialmente mediante dos parámetros, según su estructura y según su algoritmo de aprendizaje. Este último, permite catalogar el conjunto de redes en dos esquemas de entrenamiento, supervisado y no supervisado, haciendo referencia a la forma manual o automática, respectivamente, que posee la red de manejar el conjunto de señales o datos en el proceso de cómputo.

Las RNA's han sido ampliamente utilizadas en la caracterización de reservorios debido a su capacidad para extraer relaciones no lineales entre un escaso conjunto de datos (Rolon *et al.*, 2009), esto las hace ideales para los procesos de identificación de litologías complejas, generación de registros sintéticos y predicción de propiedades petrofísicas.

#### 3.5.1. Algoritmo perceptrón multicapa (MLP).

Como es explicado en la sección anterior, el modelo perceptrón es la forma más básica de una RNA. Basado en la capacidad de los organismos vivos de reconocer y clasificar patrones, este algoritmo, propuesto por primera vez por Rosenblatt (1958), es un tipo de red que permite reconocer los patrones encontrados en un conjunto de señales de entrada luego de un proceso de aprendizaje, el cual consiste en reforzar el valor de las conexiones sinápticas que contribuyan a obtener una respuesta convergente al conjunto de salida, y por el contrario, disminuir el valor de aquellas conexiones que contribuyan a obtener una respuesta incorrecta.

El modelo de aprendizaje para esta red es del tipo supervisada, puesto que necesita conocer la salida esperada para cada una de las entradas presentadas. Inicialmente, este modelo presenta limitaciones, debido a que a su estructura simple se le resulta imposible la resolución de problemas no lineales; para la resolución de este tipo de problemas mencionado, Minsky & Seymour (1969) proponen el modelo de perceptrón multicapa (MLP), el cual es una variación del modelo inicial, donde se añaden una o

más capas ocultas en la estructura básica de la red (Figura III.15). La interconexión de estas capas ocultas actúa como una combinación de diferentes perceptrones simples que permiten a la red establecer relaciones más complejas mediante la sectorización de las señales de entrada para su posterior clasificación.

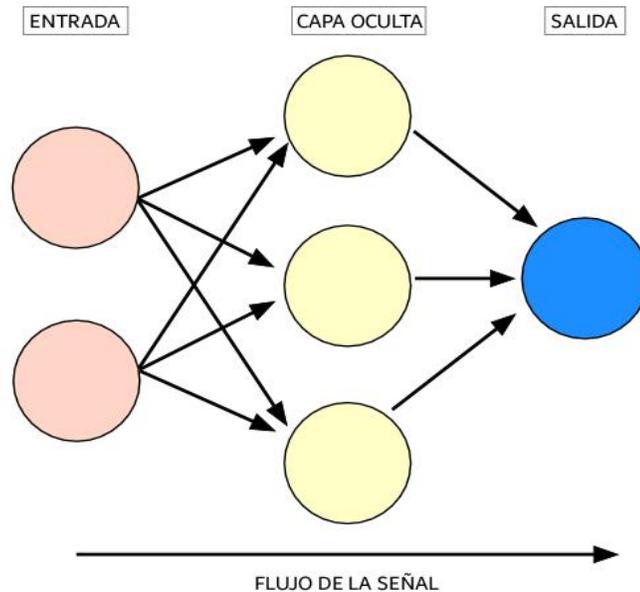


Figura III.15. Arquitectura de una Red Neuronal Artificial perceptrón multicapa.

Es importante destacar que, tal y como establecen Isasi & Galván (2004), no existe un método o regla que determine el número óptimo de capas y neuronas ocultas para resolver un problema dado, por lo que en la mayoría de los casos prácticos estos parámetros se determinan por ensayo y error.

#### 3.5.1.1. Algoritmo de aprendizaje de retropropagación.

La retropropagación o *backpropagation*, es un algoritmo de aprendizaje supervisado para redes neuronales que consiste en tomar el error cuadrático generado entre la salida de la red y la salida deseada, para luego propagarlo hacia las capas anteriores sistemáticamente, identificando la contribución de cada neurona en la capa oculta a dicho error. Esto le permite a la red modificar los pesos de dichas neuronas con cada iteración, con el objetivo de minimizar el error medio cuadrático de salida (Isasi & Galván, 2004).

### 3.5.2. Algoritmo de Kohonen.

El modelo de Mapas Auto-Organizados (SOM por sus siglas en inglés) presentado por Kohonen (1982), es un tipo de RNA de aprendizaje no supervisado que permite organizar y clasificar señales previamente agrupadas sin ningún tipo de estructura, en matrices unidimensionales o bidimensionales, estableciendo patrones de comportamiento entre las señales de entrada mediante mapas topológicos, de una manera análoga a la forma en que biológicamente el cerebro establece relaciones entre patrones similares en la cotidianidad.

Como establecen Chang *et al.* (2002) los SOM's son también denominados “mapas de preservación topológica”. Esto se debe a que asumen una estructura topológica que permite al algoritmo categorizar los datos que se introducen a la red, de esta forma, las informaciones similares son clasificadas formando parte de la misma categoría y, por tanto, deben activar la misma neurona de salida. Las clases o categorías deben ser creadas por la propia red, puesto que se trata de un aprendizaje no supervisado, a través de las correlaciones entre los datos de entrada (Palmer *et al.*, 2002).

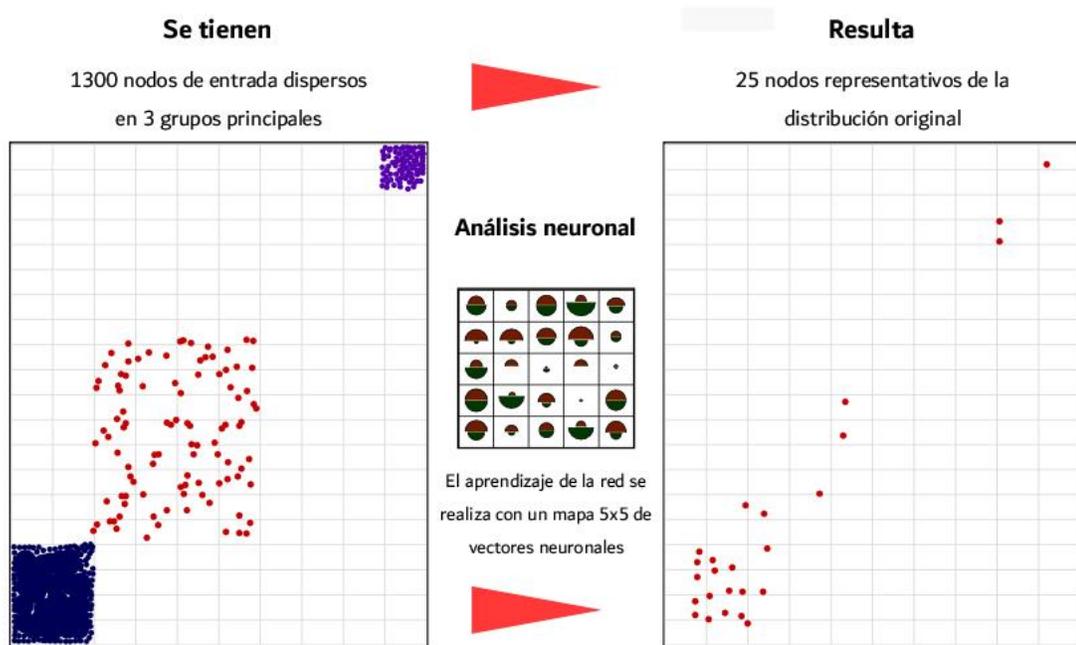


Figura III.16. Ejemplo de funcionamiento del modelo de Kohonen aplicado a un set de datos (tomado de Techlog v2015.3).

## CAPITULO IV

### MÉTODOLÓGÍA

El proyecto de investigación ejecutado consta principalmente de tres etapas de desarrollo, el flujo de trabajo empleado se representa en el esquema mostrado en la Figura IV.1.

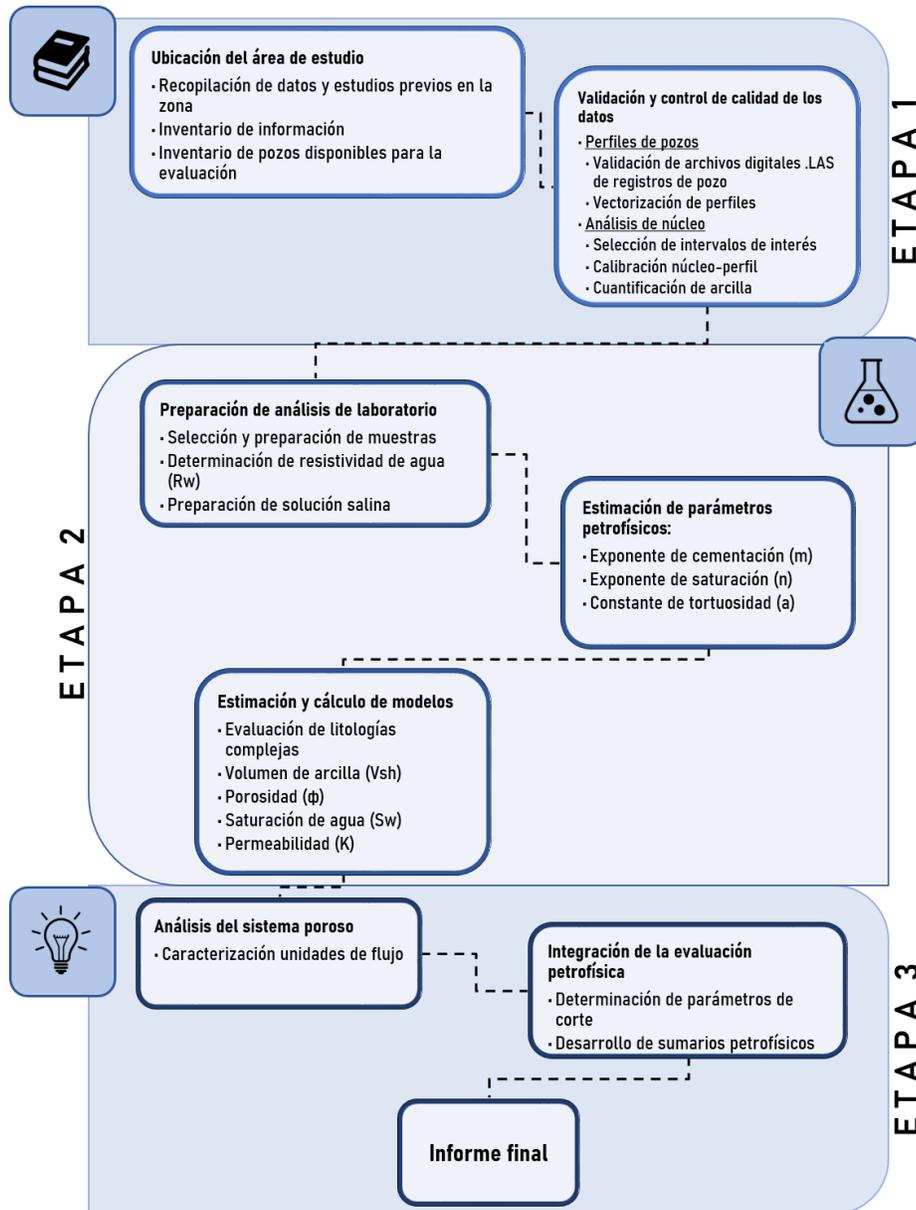


Figura IV.1. Flujo de trabajo empleado para la caracterización del sistema poroso.

## 4.1. ETAPA 1

### 4.1.1. Recopilación de datos y estudios previos de la zona.

La primera etapa del proyecto se basa en la compilación de toda la data disponible y útil para la investigación, referente al área de estudio. Este proceso derivó en el desarrollo de una base de datos que integra registros de pozo, informes operacionales, información sedimentológica, estratigráfica y petrográfica, además de análisis de núcleo e historias de producción reportada, archivada y suministrada por la Dirección de Exploración de PDVSA-INTEVEP. Con esta información se realizaron tablas que permitieron organizar el inventario de los datos disponibles, tanto físicos como digitales, para su posterior validación en la siguiente subetapa del proyecto.

### 4.1.2. Validación y control de calidad de los datos.

Se realizó la validación de los archivos digitales de registros de pozo, almacenados en extensión *Log ASCII Standard* (.LAS), mediante la comparación de las curvas de cada registro con su homólogo original almacenado en imágenes escaneadas de extensión .TIFF (Figura IV.2). Se evaluó cualitativa y cuantitativamente la paridad de ambas curvas en términos de escala, valor y continuidad.

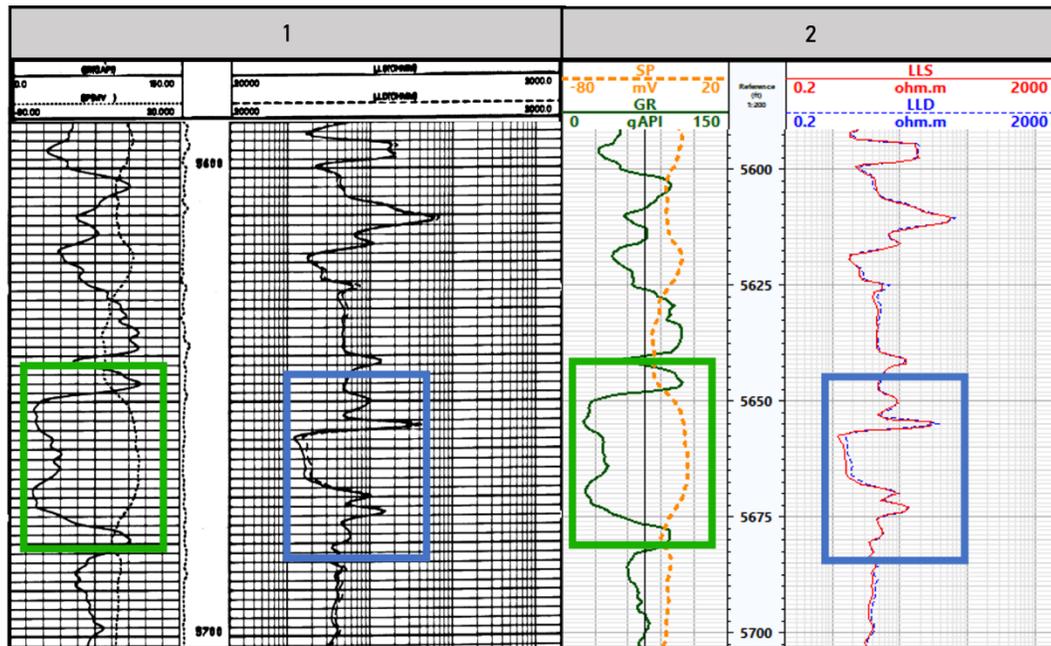


Figura IV.2. Validación de curvas de GR y resistividad del pozo TOCUYO. Pista 1: registros de pozo originales, pista 2: registros de pozo digitalizados.

#### 4.1.3. Vectorización de perfiles.

Utilizando el software *NeuraLog* de *FlexLM* en su versión 2010.11, se realizó la vectorización las curvas que presentaron problemas de compatibilidad con su archivo original en formato .TIFF (Figura IV.3), para ello, se importa el archivo de imagen del registro para luego ajustar los parámetros tales como profundidad de inicio, profundidad final, tipo de curva, escala de medición y unidades, seguidamente se digitaliza la grilla de profundidad y magnitud para finalmente proceder a digitalizar la curva seleccionada empleando la herramienta *digitize curve* proporcionada por el software. Finalmente se exporta el archivo realizado en formato de extensión .LAS (Figura IV.5).

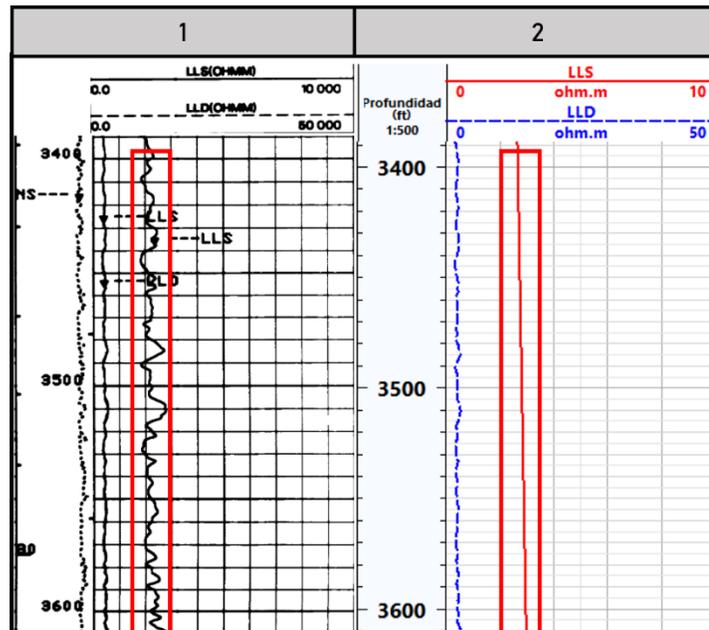


Figura IV.3. Registro de resistividad vectorizado con problemas de compatibilidad en el pozo YARACAL. Pista 1: registros de pozo originales, pista 2: registros de pozo digitalizados.

Al documentarse los registros de forma seccionada a lo largo de la profundidad de los pozos en su formato original, se realizó un empalme de los archivos .LAS correspondientes a diferentes profundidades de una misma curva, para ello, se emplea la función “*Merge Files*”, dentro del software *NeuraLog* a través del comando File→Merge Files, en ella se seleccionan los archivos a acoplar y la profundidad del empalme, para finalmente exportar como un archivo único (apéndice A.2).

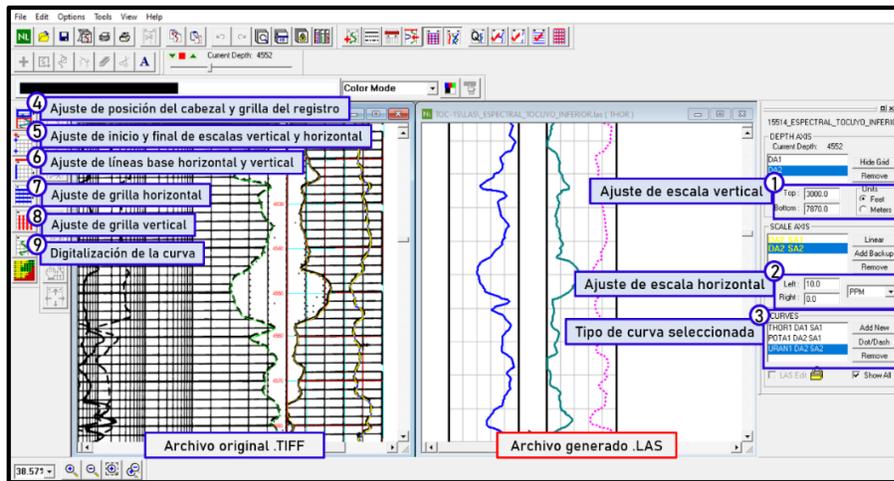


Figura IV.4. Flujo de trabajo para digitalización de curvas en el software NeuroLog de FlexLM.

Una vez validadas todas las curvas, se procedió a la creación un proyecto en el software *Techlog* de *Schlumberger* en su versión 2015.3 (Figura IV.5), donde se importaron los pozos integrando sus datos de ubicación y registros disponibles para su posterior evaluación. En dicho proyecto se importaron también los topes litoestratigráficos establecidos por Olivares (1996) para los pozos YARACAL y TOCUYO, además de los intervalos de núcleo recuperados en los pozos y las profundidades de los análisis petrográficos (sección fina y DRX) conjuntamente a los análisis petrofísicos convencionales reportados por el mismo autor para el pozo TOCUYO.

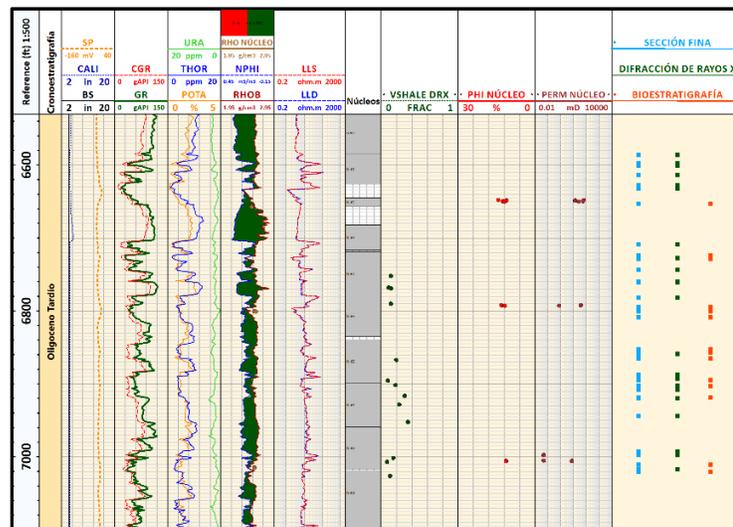


Figura IV.5. Creación de proyecto y carga de datos para el pozo TOCUYO en la interfaz de Techlog 2015.3 de Schlumberger.

#### 4.1.4. Calibración núcleo-perfil.

A través del software *Techlog 2015.3*, se realizó el ajuste en profundidad de los topes de núcleo, ejecutando un desfase núcleo-perfil mediante el uso del registro de Rayos Gamma medido directamente en el núcleo (*Core Gamma*). En la Figura IV.6 se muestra como manualmente se ajustan las profundidades del registro Core Gamma (pista 1), para hacer coincidir los mínimos y máximos más característicos con los obtenidos en el registro Gamma Ray del pozo (pista 2), de esta manera se obtiene el desfase de los datos de núcleo respecto a la profundidad de registro sondeado en el pozo (pista 3).

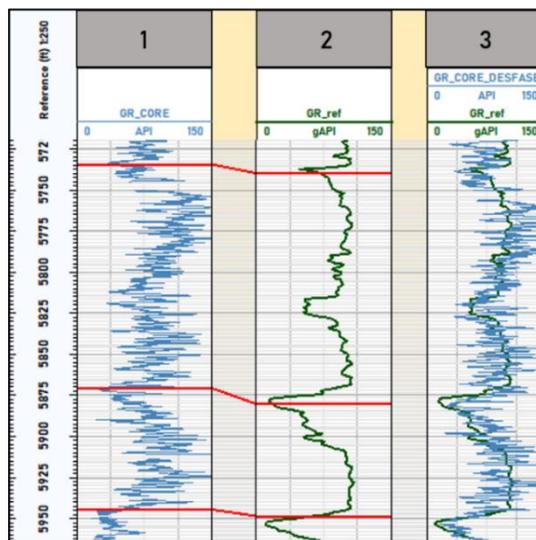


Figura IV.6. Calibración núcleo-perfil. Pista 1: Registro Gamma Ray convencional (verde), Pista 2: Registro Gamma Ray medido directamente en el núcleo (azul).

#### 4.1.5. Cuantificación de arcilla en el núcleo.

Para la posterior calibración de arcilloidad en la formación, se validaron los datos de porcentaje de arcilla presente, obtenidos mediante los análisis petrográficos de las muestras de núcleo a través de DRX.

Los datos de DRX reportados inicialmente constan de los porcentajes (%) en peso atribuidos a cada mineral contenido en la roca para conformar la roca total, estos valores se convirtieron a su equivalente en porcentaje en volumen siguiendo la ecuación (10) propuesta por Ellis & Singer (2007).

$$Vcl_{(dec)} = Wcl(1 - \phi) \left( \frac{\rho_{ma}}{\rho_{cl}} \right) \quad (10)$$

Donde  $Vcl$  es el porcentaje de arcilla en volumen (dec),  $Wcl$  es el porcentaje de arcilla en peso (dec),  $\phi$  es la porosidad (dec),  $\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz ( $g/cm^3$ ) y  $\rho_{cl}$  la densidad de la arcilla ( $g/cm^3$ ).

## 4.2. ETAPA 2

### 4.2.1. Preparación de muestras.

En esta etapa se inició con el escogimiento de profundidades a muestrear en el núcleo, para ello se hace una primera selección a través de las imágenes de núcleo proporcionadas por NÚCLEOTECA INTEVEP, tomando en cuenta las profundidades en donde exista información petrográfica correlacionable, tales como secciones finas y DRX, además del estado de preservación de la muestra a dichas profundidades, en la Figura IV.7 se observa parte del proceso de selección inicial de profundidades a muestrear.

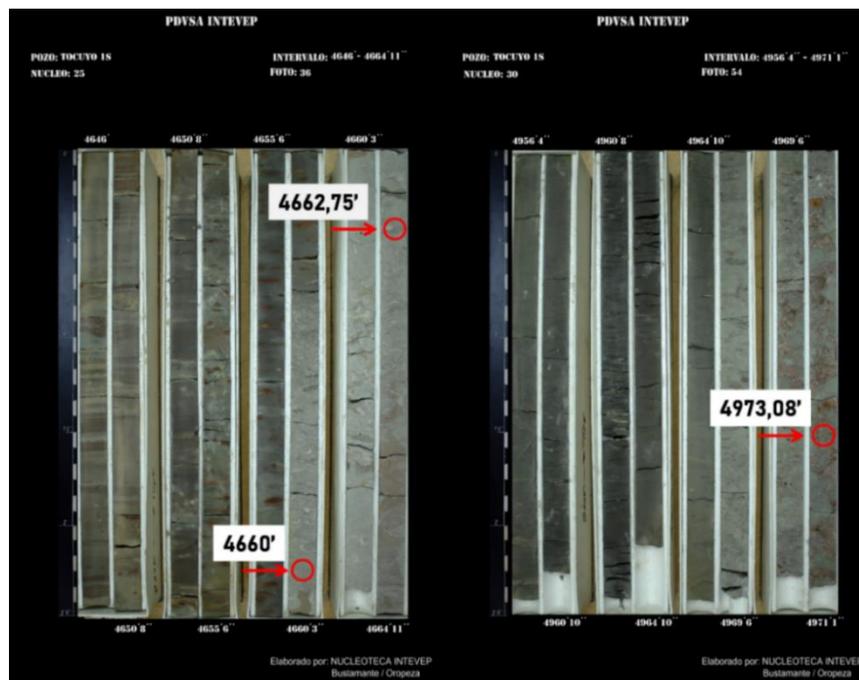


Figura IV.7. Proceso de selección inicial de muestras en el pozo TOCUYO.

Una vez realizada la selección inicial, se procede a la validación de las profundidades elegidas (Figura IV.8A) para la posterior extracción de las muestras (Figura IV.8B) en cada tramo de núcleo, estas constan de una sección en forma de tapón (horizontal al núcleo, Figura IV.8C) la cual es posteriormente perfeccionada (Figura IV.8D) y lijada empleando una máquina refrentadora (Figura IV.8E) hasta alcanzar una forma totalmente cilíndrica (Figura IV.8F).

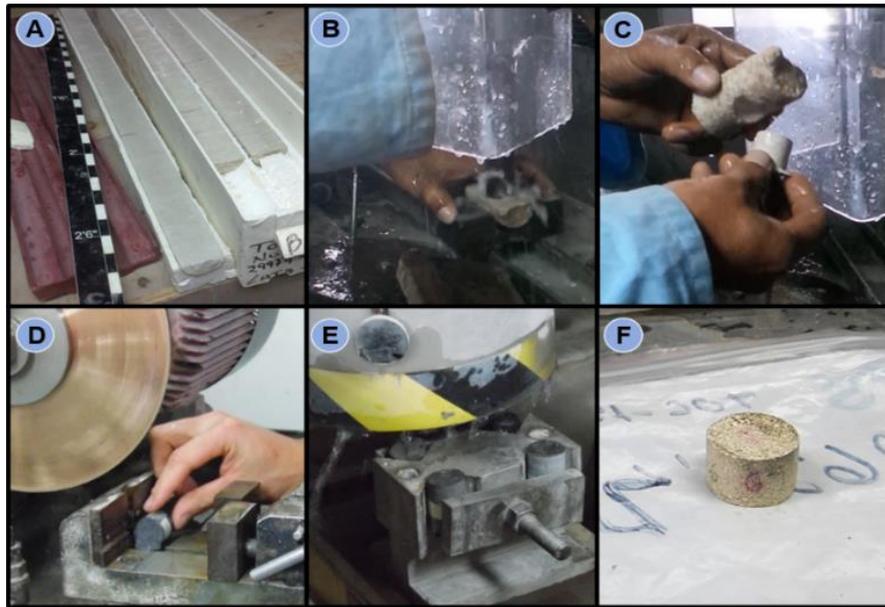


Figura IV.8. Secuencia de preparación de muestras

Luego de obtener las muestras de tapón, las mismas pasan a un proceso de limpieza llevado a cabo mediante la inmersión en etanol ( $C_2H_5OH$ ), compuesto químico que ayuda librarlas de cualquier impureza ajena a su composición natural.

#### 4.2.1.1. Preparación de solución salina.

Al no disponer de análisis físico/químicos de agua, se procedió a estimar de forma empírica la salinidad de agua de formación partiendo de la relación establecida por Archie (1942) entre la porosidad y los parámetros petrofísicos de la roca (ver sección 3.4.2.1); El procedimiento consiste en determinar una zona porosa y permeable, de baja resistividad, y de baja radioactividad (zona limpia), saturadas de agua dentro del perfil

del pozo, utilizando el análisis de los registros GR, SP, LLD, RHOB y NPHI (Figura IV.9). Una vez localizada, se exponen los valores de esta sección en un gráfico doble logarítmico (*Pickett plot*), donde, siguiendo lo expuesto por Pickett (1966), la ecuación de la línea recta de tendencia de los datos, calculada a través de una regresión lineal, viene dada por la expresión (11).

$$\log Rt = -m \log \phi + \log aRw \quad (11)$$

Donde  $R_t$  es la resistividad de la formación, mientras que  $m$ ,  $a$  y  $R_w$  los parámetros petrofísicos de Archie. De esta manera, se obtiene el valor de la resistividad de agua de formación ( $R_w$ ) en Ohm.m.

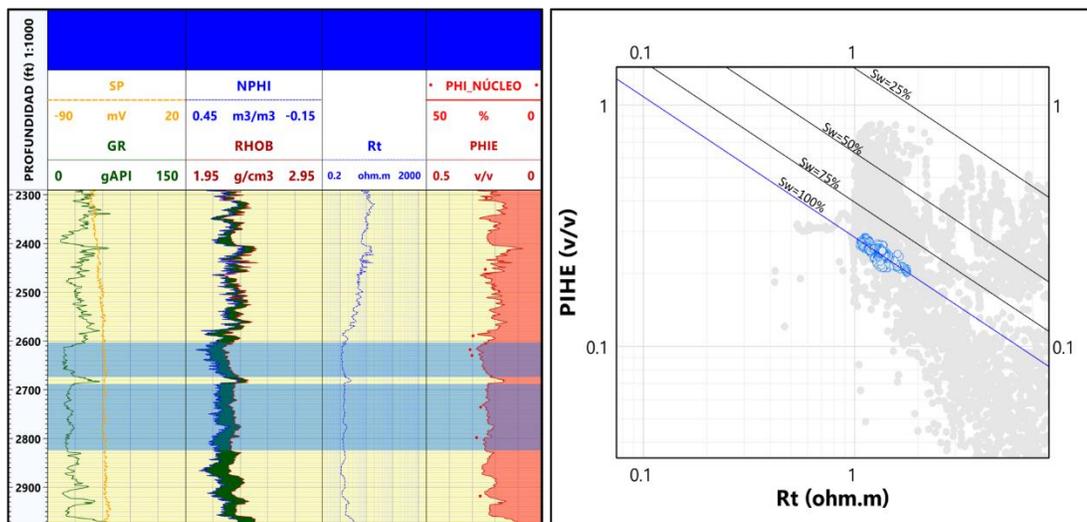


Figura IV.9. Método de Pickett para cálculo de parámetros petrofísicos.

Posteriormente, se procede a emplear el gráfico Gen-9 de Schlumberger (2009) (Figura IV.10), en el cual se localiza el valor obtenido de  $R_w$  y se traza una línea perpendicular al eje hasta interceptar el valor de la temperatura correspondiente a la profundidad de la muestra, obtenido mediante el registro de temperatura del pozo. Finalmente, se traza una línea paralela a las guías inclinadas desde el punto de intercepción hasta el eje

ordenado derecho, resultando en el valor de la salinidad del agua de formación en partes por millón (ppm).

Con el valor de la salinidad se obtiene también el equivalente en concentración de NaCl en gr/gal, el cual se utilizó para la preparación de la solución salina con la que se procedió a saturar las muestras de tapón quedando así preparadas para la realización de mediciones eléctricas.

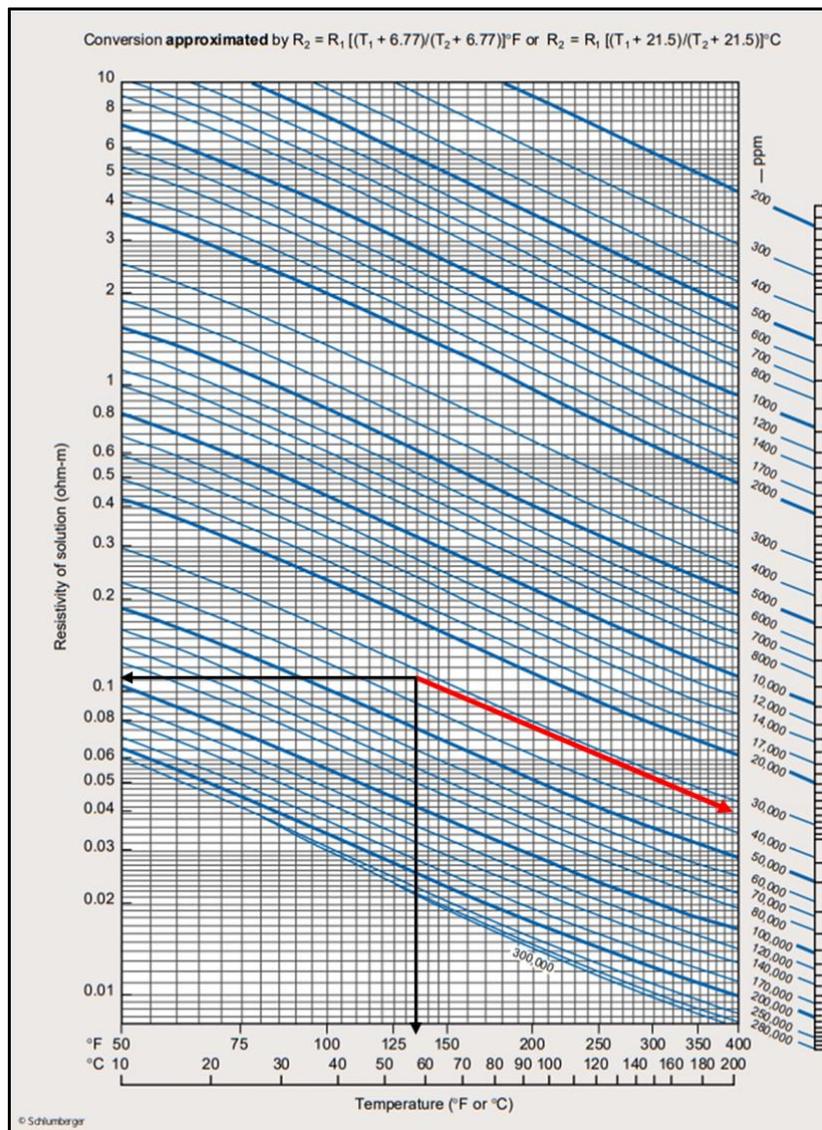


Figura IV.10. Gráfico Gen-9 de Schlumberger para el cálculo de salinidad de agua de formación.

#### 4.2.2. Estimación de parámetros petrofísicos.

Debido a las condiciones adversas ocurridas al tiempo de desarrollo de esta investigación, el proceso de mediciones eléctricas a realizar en las nuevas muestras de tapón tomadas en el núcleo del pozo TOCUYO quedaron en la etapa de saturación previa a su evaluación. El cálculo de parámetros petrofísicos se realizó a partir de los datos de muestras de tapón proporcionados por los estudios previos de Olivares (1996b) y Murat & Hambalek (1994), tanto en el pozo antes mencionado como en el pozo YARACAL.

##### 4.2.2.1. Exponentes de cementación (m), de saturación (n) y tortuosidad (a).

Utilizando el método de Pickett (ver sección 4.2.1.1), se determinó el exponente de cementación (m) de forma gráfica, mediante el análisis de la ecuación (11) para cada una de las secuencias depositadas.

Puesto que el método anteriormente descrito es aplicable únicamente a zonas limpias 100% saturadas de agua, para el resto de la secuencia el cálculo de m fue realizado utilizando la ecuación (12) propuesta por Watfa & Nurmi (1987), quienes desarrollan una relación entre dicho parámetro y la porosidad ( $\phi$ ) determinada en la muestra.

$$m = 1.87 - \frac{0.019}{\phi} \quad (12)$$

Una vez obtenidos, los resultados se grafican en el nomograma Por-1a de Schlumberger (2009) desarrollado por Watfa & Nurmi (*op. cit.*) (Figura IV.11), que relaciona el valor de m en función de la porosidad. En dicho gráfico se observa la influencia de la porosidad secundaria dentro de cada secuencia carbonática en las mediciones, permitiendo estudiar la cantidad de porosidad por vugas ( $\phi_{nc}$ ) o por fractura ( $\phi_f$ ) presente en la medición inicial.

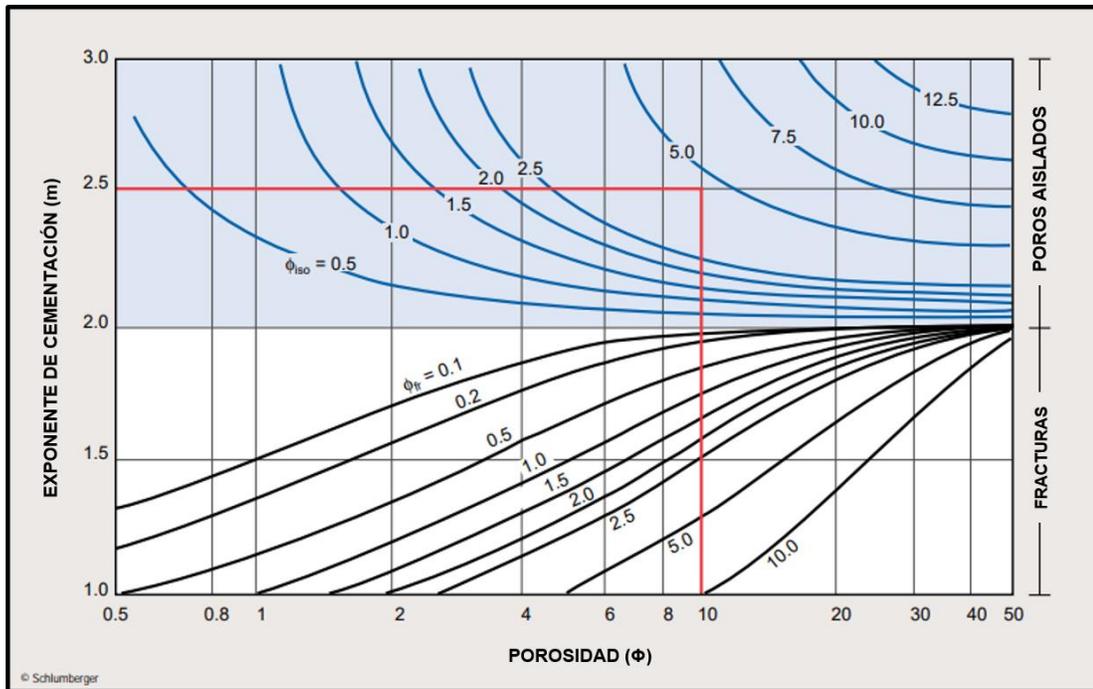


Figura IV.11. Nomograma Por-1a para evaluación de sistemas de porosidad dual en carbonatos (tomado de Watfa & Nurmi (1987) en Schlumberger, 2009).

Para efectos de este estudio, tanto el exponente de saturación ( $n$ ) como la constante de tortuosidad ( $a$ ) se asumen en sus valores constantes de 2 y 1 respectivamente, demostradas por Archie (1942); tomando en cuenta que la variabilidad de dichos factores no suelen ser significativas al tratarse de proyectos de exploración.

#### 4.2.2.2. Factor de Formación (FF).

Para el cálculo del factor de formación en las muestras de núcleo se hace uso de la ecuación generalizada de Humble (5), empleando el  $m$  obtenido para cada muestra correspondiente. De esta manera, se genera una tabla de valores de FF por secuencia, que posteriormente se grafican utilizando el nomograma doble logarítmico Por-1 de Schlumberger (2009) (Figura IV.12), donde se busca validar, mediante la relación FF versus porosidad, el valor de  $m$  dominante para cada secuencia, determinando así el tipo de poros que rige el sistema de cada secuencia carbonática y el grado de cementación en secuencias siliciclásticas, tal y como se muestra en la Tabla III-1.

Tabla IV-1. Relación de m y tipo de roca (Rangel et al., 2015; Watfa & Nurmi, 1987).

Carbonatos		Siliciclásticos	
Tipo de poro	m	Cementación	m
Intergranular	2	Roca cementada	2
Fracturas	< 2	Moderadamente cementada	1.8-1.9
Vugas	> 2	Ligeramente cementada	1.6-1.7
Moldes	> 3	Escasamente cementada	1.4-1.5
		Roca no cementada	1.3

Finalmente, los parámetros obtenidos son evaluados e integrados en conjunto al análisis de secciones finas realizados en estudios previos.

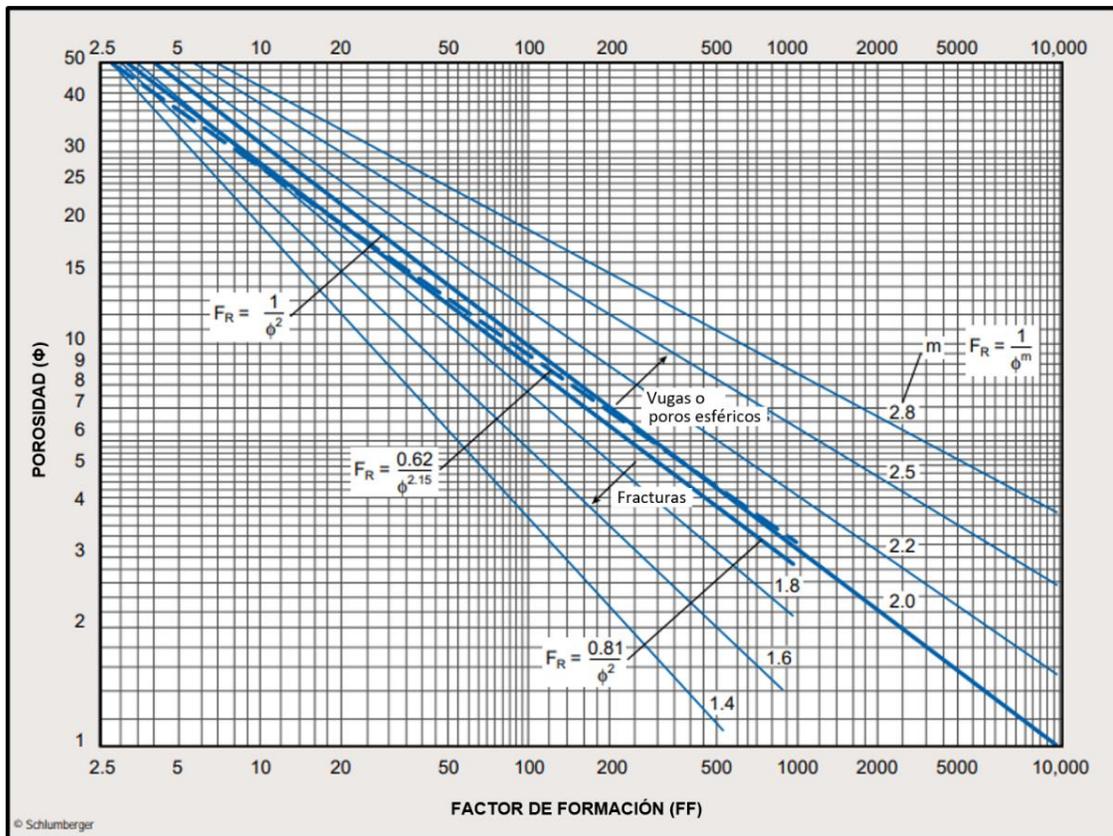


Figura IV.12. Nomograma Por-1 para la de terminación de m dominante (tomado de Schlumberger, 2009).

#### 4.2.3. Estimación y cálculo de modelos.

##### 4.2.3.1. Modelado de registro sónico sintético (RSS).

Partiendo de la escasa cobertura de este registro en algunos pozos, y su importancia para la elaboración de modelos de porosidad asociados a la matriz, se realiza la estimación de un registro sónico sintético a partir de dos metodologías diferentes:

- Modelo de Faust (1953).

La primera metodología consiste en la aplicación del modelo propuesto por Faust (1953), optimizado por Escamilla (2007) e implementado previamente en el área del norte de Falcón por Rojas (2018), el cual permite estimar el tiempo de transito de la onda a través de la relación entre la profundidad y la resistividad de la formación, tal y como se observa en la ecuación (13).

$$DT_f = \frac{1000}{\alpha \cdot (DEPTH \cdot Rt)^{\frac{1}{6}}} \quad (13)$$

Donde DEPTH es el valor de profundidad medido en pies, Rt la resistividad de la formación y  $\alpha$  una constante empírica que depende de la litología para el cual Escamilla (*op. cit.*) propone un valor de 1.984.

- Aplicación de redes neuronales artificiales.

La segunda metodología consistió en modelar un RSS empleando redes neuronales. Para ello, se diseñó un MLP (ver sección 3.5), bajo un algoritmo de aprendizaje de retropropagación.

La arquitectura de la red utilizada partió de los registros GR, LLD y SP como nodos de entrada, debido a que los mismos ofrecen la mayor calidad y cobertura de datos continuos dentro de los pozos disponibles, además de la similitud en los principios de medición de sus herramientas, por su parte, como nodo de salida se seleccionó el

registro DT existente. Todos los registros empleados se verificaron mediante histogramas de frecuencia para descartar cualquier dato anómalo.

Una vez definida la entrada y salida de la red, se prueba la cantidad de nodos y capas ocultas empleadas mediante un proceso de ensayo y error, empleando los pozos TOCUYO y YARACAL como pozos de entrenamiento y el pozo CAYOSAL como pozo de verificación.

Las distintas arquitecturas ejecutan el proceso de aprendizaje partiendo con 50 iteraciones, al finalizar este proceso se monitorea el gráfico de error medio cuadrático obtenido en función del número de iteraciones, modificando el número de capas y nodos hasta obtener un comportamiento normal de la curva de error (Figura IV.13).

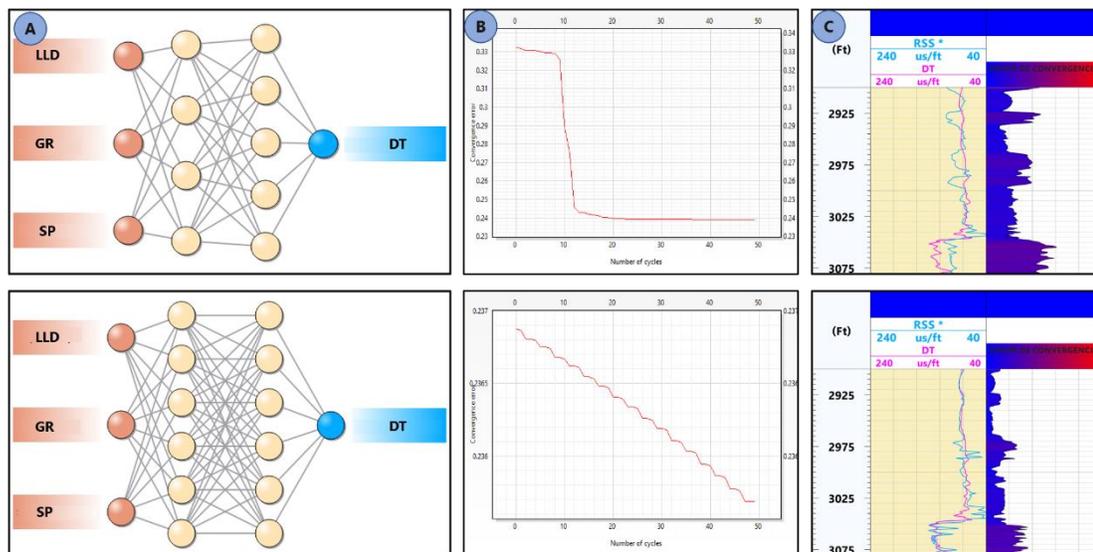


Figura IV.13. Proceso de diseño de RNA para elaboración de registro sísmico sintético. A) Arquitectura de la red. B) Curva de aprendizaje: iteraciones de aprendizaje vs. error medio cuadrático. C) Curva resultante.

Una vez obtenido el mejor diseño, se minimiza el error ajustando los pesos de los nodos de entrada aplicando el algoritmo de retropropagación.

Por último, se evalúa el coeficiente de correlación de la curva resultante con la original mediante un modelo de regresión lineal, y se procede a reparar el registro original, completando las profundidades no sondeadas con el registro sintético final.

#### 4.2.3.2. Discretización litológica de la formación.

Utilizando los valores de núcleo se realizan en primera instancia un control de los valores de densidad de matriz (RHOMA) en cada secuencia estudiada, para ello se realizan histogramas de frecuencia que permitan observar los valores dominantes en cada depósito. Es importante resaltar, que para los depósitos en los cuales no se cuenta con datos de núcleo se asignaron valores teóricos (ver Tabla III-1) de acuerdo a las descripciones sedimentológicas realizadas en estudios previos.

- Análisis de litologías complejas a partir de registros de pozo.

Para la evaluación de litologías complejas se emplearon diferentes nomogramas de Schlumberger (2009), entre los cuales se encuentran la relación densidad-sónico (Figura IV.15A) y la relación mineralógica M-N (Figura IV.15B). Para este último, y de acuerdo con Hung (1991), se definen las variables M y N implícitas en el gráfico según las ecuaciones (14) y (15).

$$M = \left[ \frac{(DT_f - DT)}{(RHOB - \rho_f)} \right] \cdot 0.01 \quad (14)$$

$$N = \frac{(NPHI_f - NPHI)}{(RHOB - \rho_f)} \quad (15)$$

Donde DT, RHOB y NPHI es la lectura de cada registro correspondiente, mientras que  $DT_f$ ,  $\rho_f$  y  $NPHI_f$  refieren a los valores de los fluidos porales, los cuales son 185  $\mu\text{s}/\text{pies}$ , 1.1  $\text{g}/\text{cm}^3$  y 1 (adimensional), respectivamente para fluidos de alta salinidad (>25000 ppm).

Adicionalmente, se identificaron las zonas de matriz arena, caliza y dolomita, además de probables zonas de gas, empleando el nomograma CP-1d, el cual establece una relación entre los valores de RHOB y NPHI (Figura IV.14).

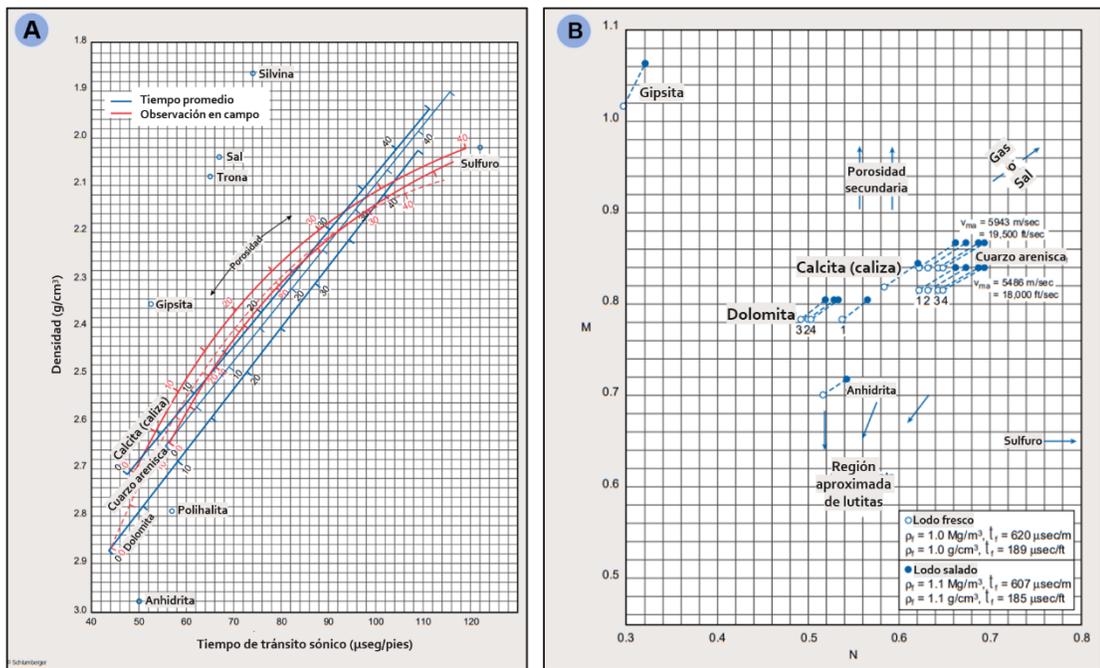


Figura IV.15. Nomogramas CP-7 (A) y CP-8 (B) de Schlumberger (2009).

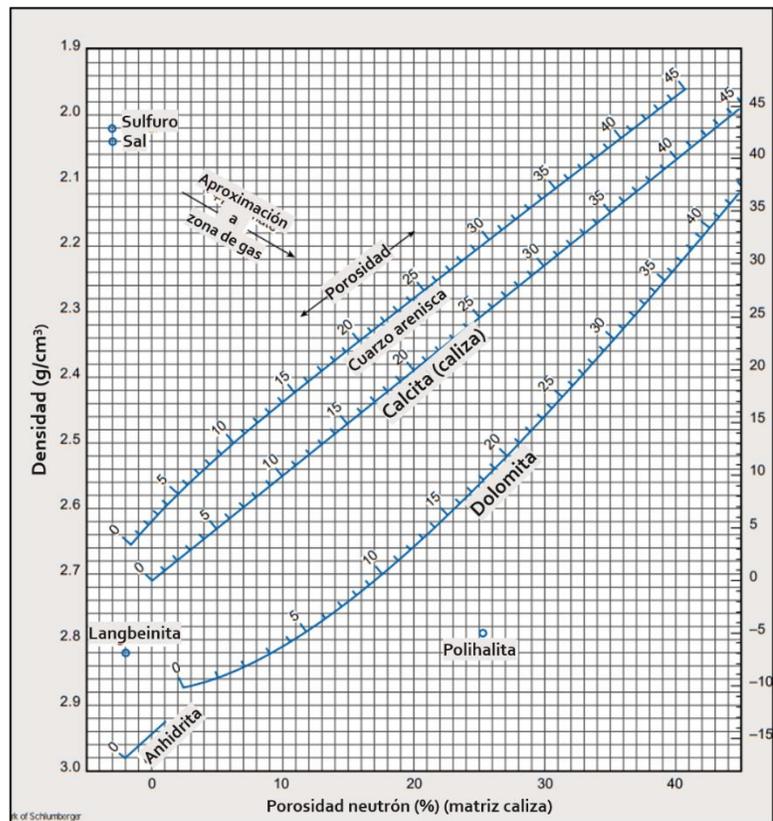


Figura IV.14. Nomograma CP-1d de Schlumberger (2009)

- Curva litológica a partir de RNA.

Debido al complejo sistema de depositación sedimentaria, se realizó el método de agrupamiento jerárquico de electrofacies a través del entrenamiento de una RNA basada en una solución de clasificación, para complementar la evaluación de las litologías presentes en la formación. Para el caso de estudio se asociaron los registros GR, NPHI, RHOB, LLD y DT para el entrenamiento de la red.

Mediante el algoritmo de Kohonen (ver sección 3.5.2), se agruparon las electrofacies presentes en los perfiles empleando el modelo de aprendizaje no supervisado de categorización jerárquica de Ward (Murtagh & Legendre, 2011; Ward Jr., 1963) en el número de clases correspondiente a las litologías presentes en la formación, descritas en estudios previos.

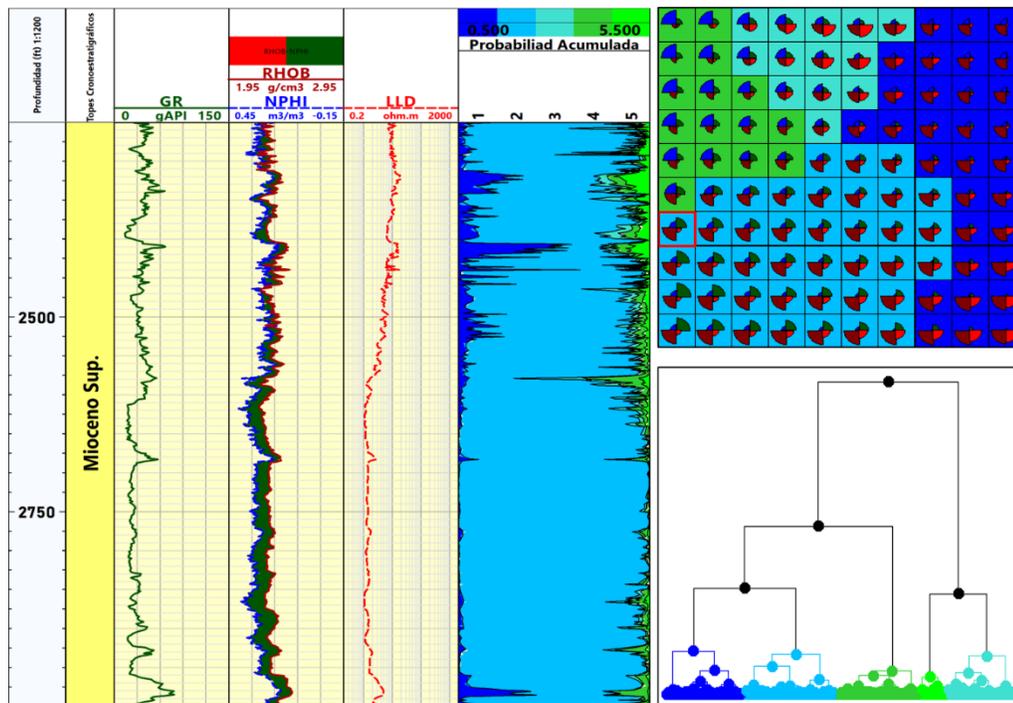


Figura IV.16. Categorización y clasificación de electrofacies mediante modelo de Kohonen.

De esta manera, se obtiene la curva de probabilidad de presencia de cada clase a lo largo del pozo, a dichas clases se les asigna el valor litológico siguiendo las descripciones sedimentológicas de núcleo previas.

#### 4.2.3.3. Análisis espectral de rayos gamma.

Empleando los conceptos establecidos en los trabajos de Heckel *et al.* (1979) y Ruffell *et al.* (2006), se efectuó el análisis espectral utilizando los registros de concentración Th, U y K en el pozo TOCUYO. Para ello se realizó un gráfico de la relación Th vs K (Figura IV.17A), donde se observa la distribución de los minerales de arcilla y su proporción en la formación. Sumado a esto, se calculó la curva resultante Th/K (Figura IV.17B), la cual se graficó en profundidad para de esta manera observar la distribución en profundidad de dichos minerales en el pozo.

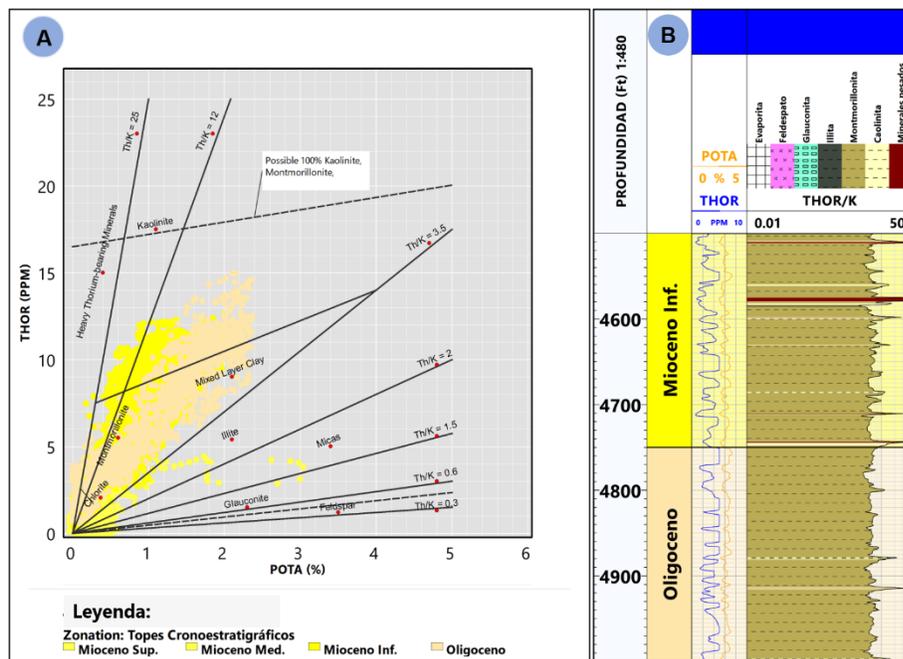


Figura IV.17. Determinación de la distribución de minerales de arcilla presentes en la formación.

Siguiendo con la misma metodología implementada por los autores antes mencionados, la relación Th/U se calculó y posteriormente graficó en profundidad para determinar el ambiente depositación de los sedimentos en el pozo (Figura IV.18), comparándolos con la litología y verificando su correspondencia con los reportes paleoambientales del área de estudio.

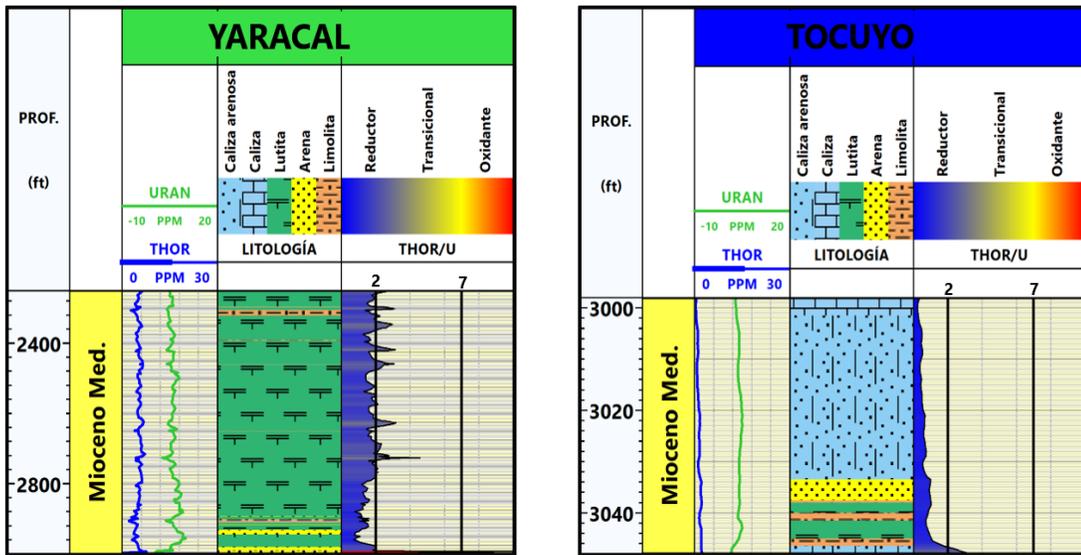


Figura IV.18. Determinación de ambientes de deposición mediante relación Th/U.

#### 4.2.3.4. Modelo de arcillosidad ( $V_{sh}$ ).

La determinación del modelo de volumen de arcilla presente en la formación se inició con el cálculo del índice de arcillosidad ( $I_{sh}$ ) empleando la ecuación (16).

$$I_{sh} = \frac{\log - \log_{cl}}{\log_{sh} - \log_{cl}} \quad (16)$$

Donde  $\log$  es el valor registro utilizado,  $\log_{cl}$  el valor del registro asociado a roca limpia y  $\log_{sh}$  el valor del registro asociado a roca arcillosa.

Al tener mejor calidad y cobertura de los pozos, se utilizó el registro GR para el cálculo del  $I_{sh}$  en los pozos TOCUYO, YARACAL y CAYOSAL, y posteriormente se realizó el cálculo de  $V_{sh}$  probando los distintos modelos establecidos en la Tabla IV-2.

Tabla IV-2. Modelos de arcillosidad (Asquith & Krygowski, 2004).

Modelo	Ecuación
Lineal	$V_{sh} = I_{sh}$
Clavier	$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{[3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2]}$
Larionov 1 (Rocas Antiguas)	$V_{sh} = \frac{2^{2 \cdot I_{sh}} - 1}{2^{3.7} - 1}$
Larionov 2 (Rocas Terciarias)	$V_{sh} = \frac{2^{3.7 \cdot I_{sh}} - 1}{2^{3.7} - 1}$
Stieber I	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{2 - I_{sh}}$
Stieber II	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 \cdot I_{sh}}$
Stieber III	$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{4 - 3 \cdot I_{sh}}$

Es importante destacar, que en el caso del pozo TOCUYO se dispone de un registro GR corregido por uranio (CGR), por lo que se calculó el modelo de arcillosidad con dicho registro y se comparó con el modelo anteriormente estimado para observar las variaciones causadas por la radioactividad no asociada a los minerales de arcilla.

Se seleccionó como resultado final el modelo de mejor coeficiente de correlación con los datos de porcentaje de arcilla en la formación obtenidos a partir de los ensayos DRX, lo cual se determinó mediante un gráfico de dispersión.

Para el caso particular de los pozos ABUNDANCIA y COSME, se utilizó el registro de potencial espontáneo (SP) para el cálculo de este modelo, debido que no contaban con registro GR.

#### 4.2.3.5. Modelo de porosidad ( $\phi$ ).

Se procedió al cálculo de la porosidad presente en la formación a partir de perfiles siguiendo los modelos expuestos por Asquith & Krygowski (2004), los cuales se pueden observar en la Tabla IV-3.

Tabla IV-3. Modelos de porosidad total en la formación

Modelo	Ecuación	Variabes
Densidad	$\phi = \phi_d \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$	$\rho_{ma}$ = Densidad de la matriz. $\rho_b$ = Registro de densidad. $\rho_f$ = Densidad del fluido.
Neutrón	$\phi = \phi_n$	
Densidad -Neutrón	$\phi = \phi_{dn} \frac{\phi_d + \phi_n}{2}$	DT= Registro sónico. DT <sub>ma</sub> = Tiempo de tránsito de la onda en la matriz.
Sónico Wyllie	$\phi = \phi_s \frac{DT + DT_{ma}}{DT_f - DT_{ma}}$	DT <sub>f</sub> = Tiempo de tránsito de la onda en el fluido.

Para el cálculo de la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) se empleó el modelo lineal ecuación (17), el cual toma en cuenta el efecto de la arcillosidad en la formación sobre la porosidad total. El modelo se calibró mediante los datos de porosidad en el núcleo obtenidos por Olivares (1996b), evaluando su coeficiente de correlación en un gráfico de dispersión.

$$\phi_e = \phi - (1 - V_{sh}) \quad (17)$$

Adicionalmente, se estimó el índice de porosidad secundaria (SPI) empleando la ecuación (18), donde  $\phi_D$  es la porosidad por registro de densidad y  $\phi_S$  la porosidad por registro sónico.

$$SPI = \phi_D - \phi_S \quad (18)$$

#### 4.2.3.6. Análisis de distribución de arcillas en la formación.

Inicialmente se caracterizaron las arcillas presentes en la formación graficando el registro GR junto con RHOB, NPHI y LLD, siguiendo la metodología expuesta por Heslop & Heslop (2005). Este análisis permitió determinar las zonas de arenas limpias y arcillas puras (Figura IV.19).

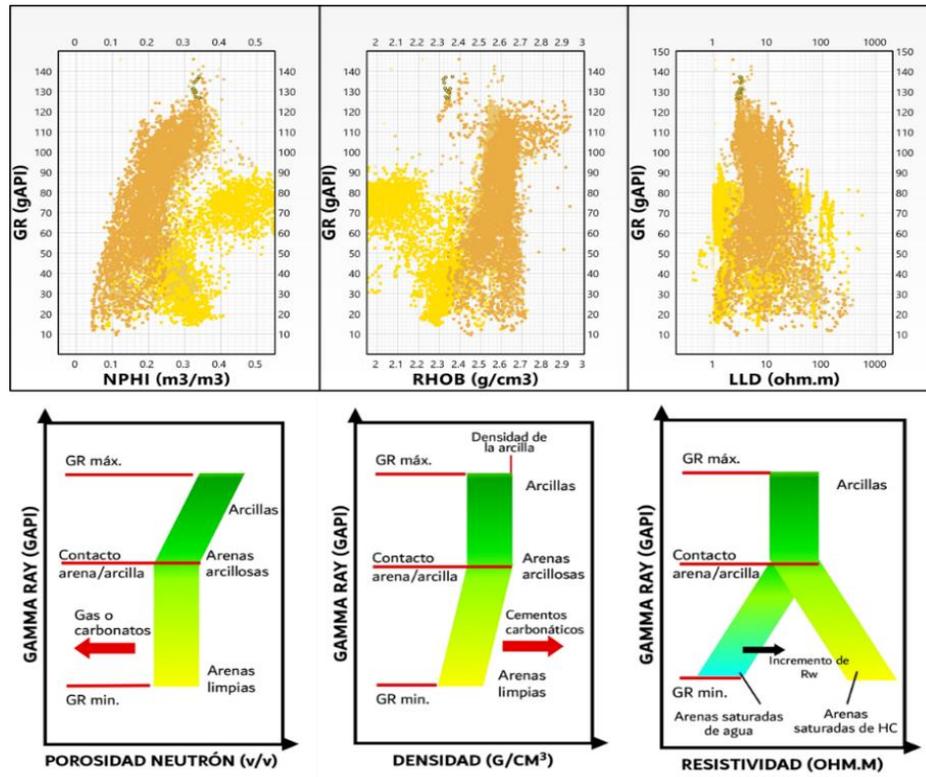


Figura IV.19. Caracterización de arcillas en la formación mediante gráficos cruzados, datos del pozo TOCUYO (arriba) y consideraciones teóricas de Heslop & Heslop (2005) (abajo).

Una vez obtenida las zonas de arenas limpias y de arcillas puras, se procedió a utilizar el gráfico desarrollado por Thomas & Stieber (1975) para determinar la disposición de las arcillas en cada secuencia cronoestratigráfica (Figura IV.20), siguiendo la metodología utilizada en el trabajo de Ali *et al.* (2016).

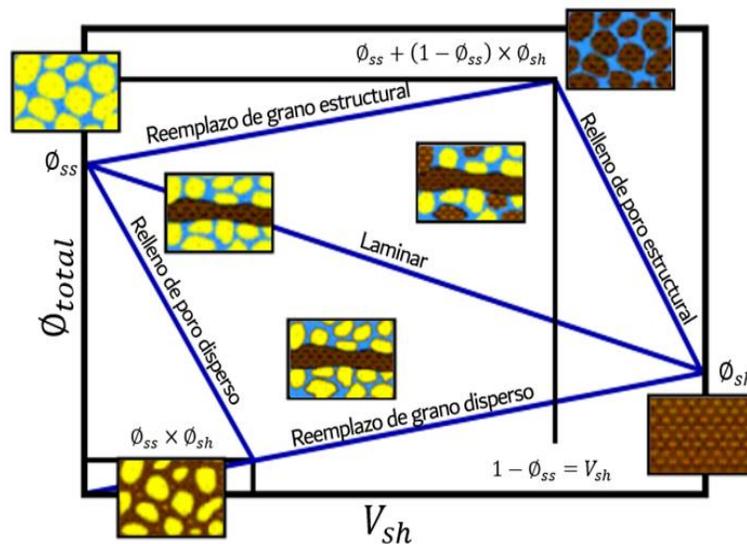


Figura IV.20. Gráfico de Thomas & Stieber (1975) para el análisis de distribución de arcillas en la formación (traducido de Ali et al., 2016).

#### 4.2.3.7. Modelo de saturación de agua (Sw).

Para el cálculo del modelo de saturación de agua se tomaron los valores de los parámetros petrofísicos  $R_w$ ,  $m$ ,  $n$  y  $a$  calculados para cada secuencia, resultantes de la etapa experimental de este proyecto. Se emplearon los diversos modelos existentes (Tabla IV-4), seleccionando como resultado final el mejor ajuste correspondiente al tipo de distribución de arcillas predominante en cada formación y sus efectos en la saturación.

Tabla IV-4. Modelos de saturación.

Modelo	Ecuación	Variables
Archie	$S_w = \left( \frac{a - R_w}{R_t - \phi^m} \right)^{1/n}$	<b>a</b> = coef. de tortuosidad. <b>n</b> = exponente de saturación. <b>m</b> = exponente de cementación. <b>F</b> = factor de formación. <b>R<sub>w</sub></b> = Resistividad de agua de formación. <b>R<sub>sh</sub></b> = Resistividad de la arcilla. <b>V<sub>sh</sub></b> = Volumen de arcilla. <b>q</b> = fracción de la porosidad ocupada por arcillas dispersas. <b>Φ</b> = Porosidad
Simandoux	$S_w = \left( \left( \frac{F * R_w}{R_t} \right) - \left( \frac{F * R_w * V_{sh}}{R_{sh}} \right) * S_w \right)^{1/n}$	
Dual Water	$S_w = \left( \frac{\left( \frac{a}{\phi^m} \right) * \left( \frac{R_w * R_{wBnd}}{R_w * V_{sh} + R_{wBnd} * (1 - V_{sh})} \right)}{R_t} \right)^{1/n}$	
Arcillas dispersas	$S_w = \frac{\left( \frac{a R_w}{\phi^m R_t} + \frac{q^2}{4} + \frac{q}{2} \right)^{1/n}}{1 - q}$	

#### 4.2.3.8. Modelo de permeabilidad (K).

Para la definición de la permeabilidad en la formación se evaluaron los modelos propuestos por Wylle & Rose (1950) y Coates & Dumanoir (1973) (Tabla IV-5), observando su comportamiento en el perfil y su correlación con las mediciones en el núcleo, estableciendo como modelo final aquel con mejor ajuste al dato de núcleo

Tabla IV-5. modelos de permeabilidad

Modelo	Ecuación	Variabes
Wylle & Rose	$K = \left( 79 \frac{\phi^3}{Swirr} \right)^2$	$\Phi$ = Porosidad. $Swirr$ = Saturación de agua irreducible.
Coates & Dumanoir	$K = Kc \cdot \phi_e^4 \left( \frac{1 - Swirr}{Swirr} \right)^2$	$Kc$ = Constante de Coates y Dumanoir.

Finalmente, se evalúan los modelos a través de regresiones de la relación porosidad vs. permeabilidad para comparar si existe alguna relación con los tipos de roca, empleando el gráfico de Lucia (2007) para la clasificación fábrica de rocas asociadas a la relación porosidad-permeabilidad (Figura IV.21).

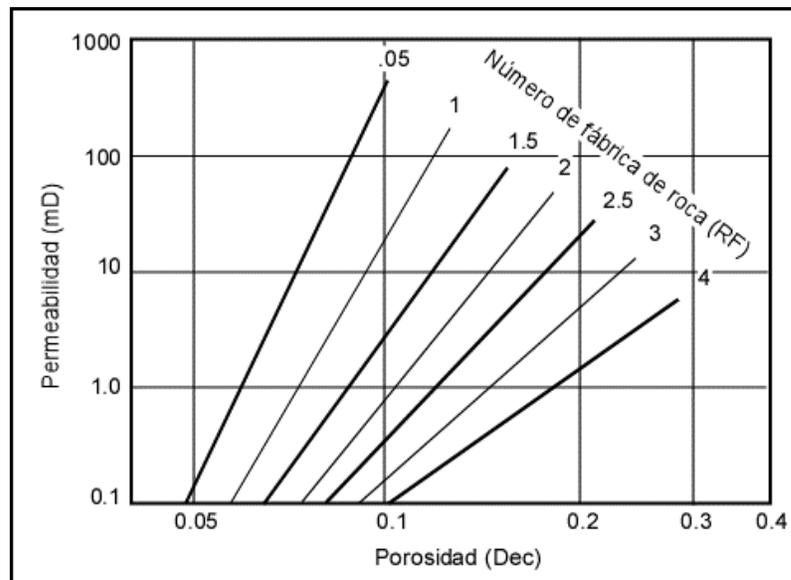


Figura IV.21. Números de fábrica de roca que van de 0.5 a 4 definidos por promedios y límites de clase mediante transformaciones porosidad-permeabilidad.

### 4.3. ETAPA 3

#### 4.3.1. Determinación de unidades de flujo.

El proceso de determinación de unidades de flujo se realizó siguiendo la metodología expuesta por Gunter *et al.* (1997), la cual se resume en cinco pasos fundamentales descritos a continuación:

- 1) Identificar los tipos de roca en la formación y representar en el gráfico de Winland porosidad vs. permeabilidad (Figura IV.22A).
- 2) Construir el Gráfico SLMP, con los valores pie a pie de porcentaje de capacidad de flujo vs porcentaje de capacidad de almacenamiento (Figura IV.22B).
- 3) Seleccionar las unidades de flujo preliminares basados en los puntos de inflexión del SMLP. Las mismas se verifican usando el perfil estratigráfico de flujo, el marco estratigráfico, la curva R35 y la relación  $K/\phi$ .
- 4) Preparar el perfil estratigráfico de flujo final correlacionando las curvas de  $\phi$ ,  $K$ , relación  $K/\phi$ , R35, porcentaje de capacidad de flujo y porcentaje de capacidad de almacenamiento.
- 5) Construir el Gráfico de Lorenz Modificado ordenando las unidades de flujo en orden decreciente del valor FUS, e interpretar las unidades resultantes (Figura IV.22C).

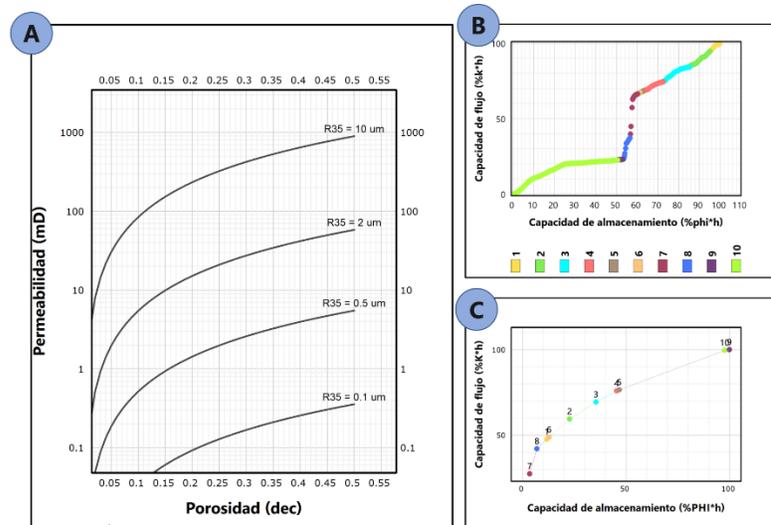


Figura IV.22. Gráficos para la discretización de unidades de flujo. A) Gráfico de Winland (1970) para la caracterización de radio de garganta poral. B) Gráfico estratificado de Lorenz modificado (SMLP). C) Gráfico de Lorenz modificado (LMP).

#### 4.3.2. Elaboración de sumarios petrofísicos.

Para la elaboración de los sumarios petrofísicos se aplicó la metodología establecida por Consentino (2001) la cual consiste en definir, mediante gráficos cruzados, los parámetros de corte para el reservorio (Figura IV.23).

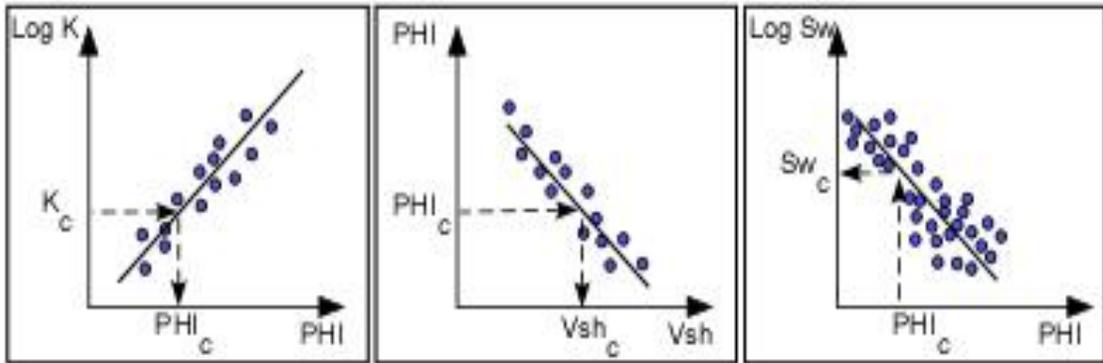


Figura IV.23. Metodología para la determinación de parámetros de corte, Consentino (2001).

##### 4.3.2.1. Porosidad de corte.

Se realiza el gráfico cruzado porosidad vs. permeabilidad en el núcleo, posteriormente se selecciona el valor teórico de la permeabilidad favorable para la movilidad en el reservorio (Worthington & Consentino, 2005), y se intercepta este valor con la línea de tendencia de los datos, la proyección de dicho punto de corte en el eje de la porosidad corresponde a la porosidad de corte ( $\phi_c$ ).

##### 4.3.2.2. Arcillosidad de corte.

Siguiendo el mismo procedimiento descrito anteriormente se grafica el volumen de arcilla (Vsh) calculado mediante los registros de pozo vs. la porosidad, tomando el valor de  $\phi_c$  determinado, se obtiene el valor de la arcillosidad de corte ( $Vsh_c$ ).

##### 4.3.2.3. Saturación de corte.

Se grafica el modelo de saturación de agua calculado con los registros (Sw) vs. la porosidad ( $\phi$ ), se toma como dato de entrada el valor de  $\phi_c$  y se obtiene el valor de la saturación de corte ( $Sw_c$ ).

De forma particular, para secuencias en donde la saturación de agua no comparta una relación lineal con el modelo de porosidad, se hace uso del registro de resistividad (LLD). Se grafica  $S_w$  vs. LLD de forma lineal y se analiza la relación exponencial de ambos datos de entrada, donde la intercepción del punto más bajo de resistividad (valor mínimo de la asíntota) con el eje de  $S_w$  es la  $S_{wc}$  (Figura IV.24).

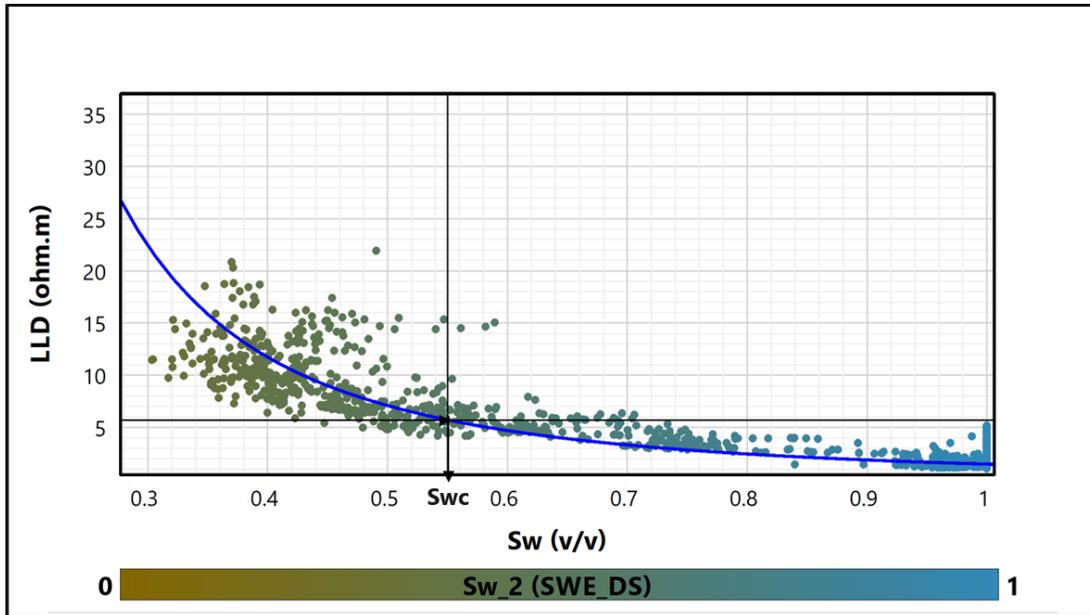


Figura IV.24. Definición de Saturación de corte utilizando registro de resistividad.

Una vez obtenidos todos los valores de corte se procede a elaborar las tablas sumario de las propiedades petrofísicas en cada intervalo de interés, determinando los espesores netos y producibles de la formación.

## CAPITULO V

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

#### 5.1. INVENTARIO DE DATOS DISPONIBLES.

Para el desarrollo de este proyecto se localizaron un total de 29 pozos perforados en el área de estudio, y un pozo en la zona colindante del Golfo Triste, costa afuera. Tal y como se observa en la Figura V.1, se dispuso de información relevante para la evaluación en 6 de estos pozos.

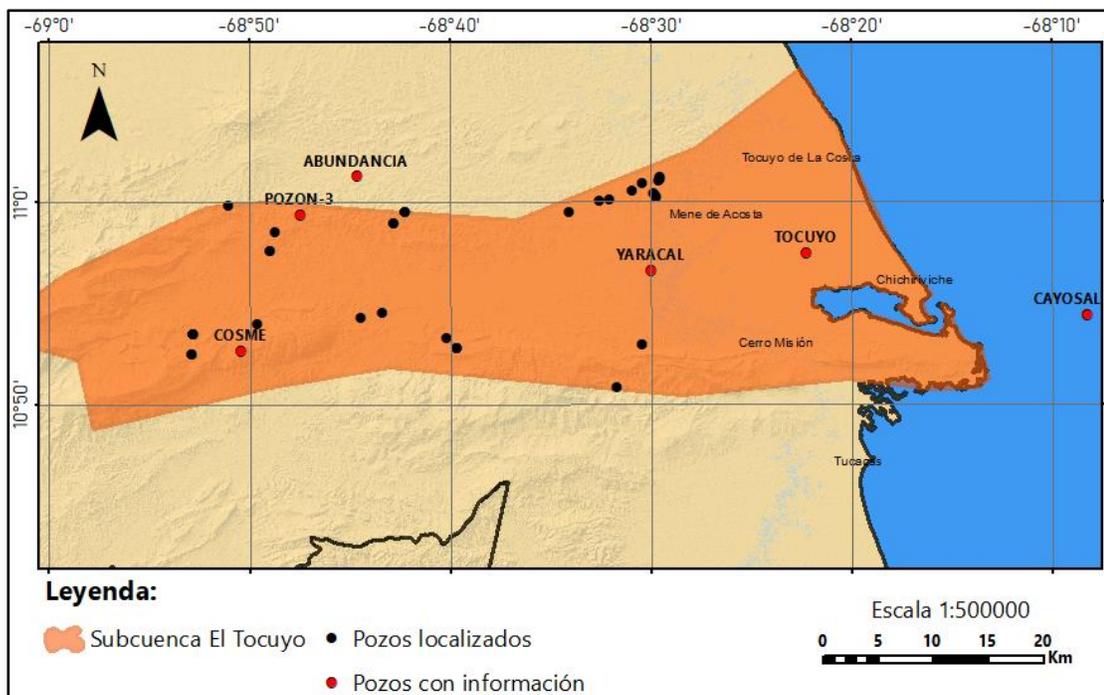


Figura V.1. Ubicación de pozos disponibles para la evaluación.

El desarrollo de la **ETAPA 1** del proyecto derivó en un inventario detallado de la información recopilada para la caracterización petrofísica, integración geológica y análisis dentro del área de estudio, el cual se puede observar en la tabla V-1.

Tabla V-1. Inventario de datos disponibles para la evaluación.

DATOS		POZOS					
		YARACAL	TOCUYO	CAYOSAL	ABUNDANCIA	COSME	POZON
REGISTROS DE POZO	CAL	●	●	●			
	SP	●	●	●	●	●	
	GR	●	●	●			
	CGR		●				
	POTA	●	●				
	THOR	●	●				
	URA	●	●				
	RHOB	●	●	●			
	NPHI	●	●	●			
	LLS/ASN	●	●	●	●	●	
	LLD/LN	●	●	●		●	
	MSFL			●			
	DT	●	●	●			
	Análisis convencionales de núcleo	PHI	●	●			
K		●	●				
RHOMA		●	●				
Petrografía	DRX		●				
	SF	●	●				
	BIO	●	●				
Columna estratigráfica		●	●	●	●	●	●

De los perfiles petrofísicos disponibles se realizó un control sobre la cobertura de los mismos dentro de la profundidad total de cada pozo, resultando en una gráfica de las profundidades abarcadas por cada registro (Figura V.2), obteniendo un análisis preliminar de las zonas de interés para la evaluación petrofísica.

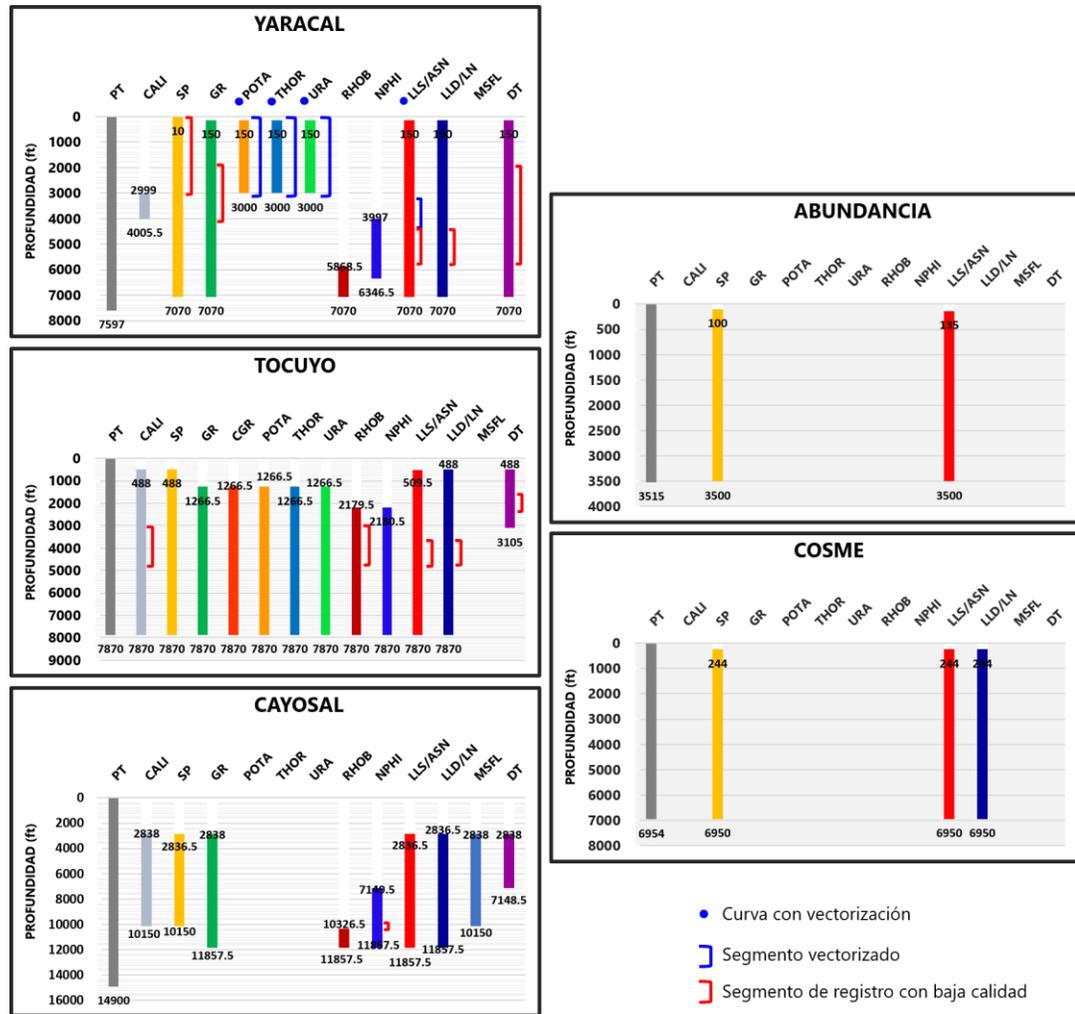


Figura V.2. Control de cobertura de registros de pozo.

### 5.1.1. Vectorización de registros y control de calidad de datos.

Dentro de los registros que pasaron por el proceso de vectorización a partir de su registro original en imagen (extensión .TIFF), se encuentran las curvas POT, THOR y URA, además de un segmento de 1200' (3200'-4400') de la curva LLS en el pozo

YARACAL, esto generó un incremento en la calidad de los datos disponibles inicialmente, permitiendo una mayor precisión en la elaboración de los diferentes modelos petrofísicos y un mejor control de los mismos en la profundidad de la columna, además de aportar nueva información para futuras investigaciones en el área.

En cuanto a la columna estratigráfica perforada por estos pozos, se obtuvo información referente a las litologías presentes en cada formación a través de las descripciones realizadas por Kluger (1949), Olivares (1996b), Soto *et al.* (2019), Gavidia (2019) y Monsalve (2019), de esta manera se localizó la profundidad de los topes estratigráficos en los 5 pozos con registros (Figura V.3).

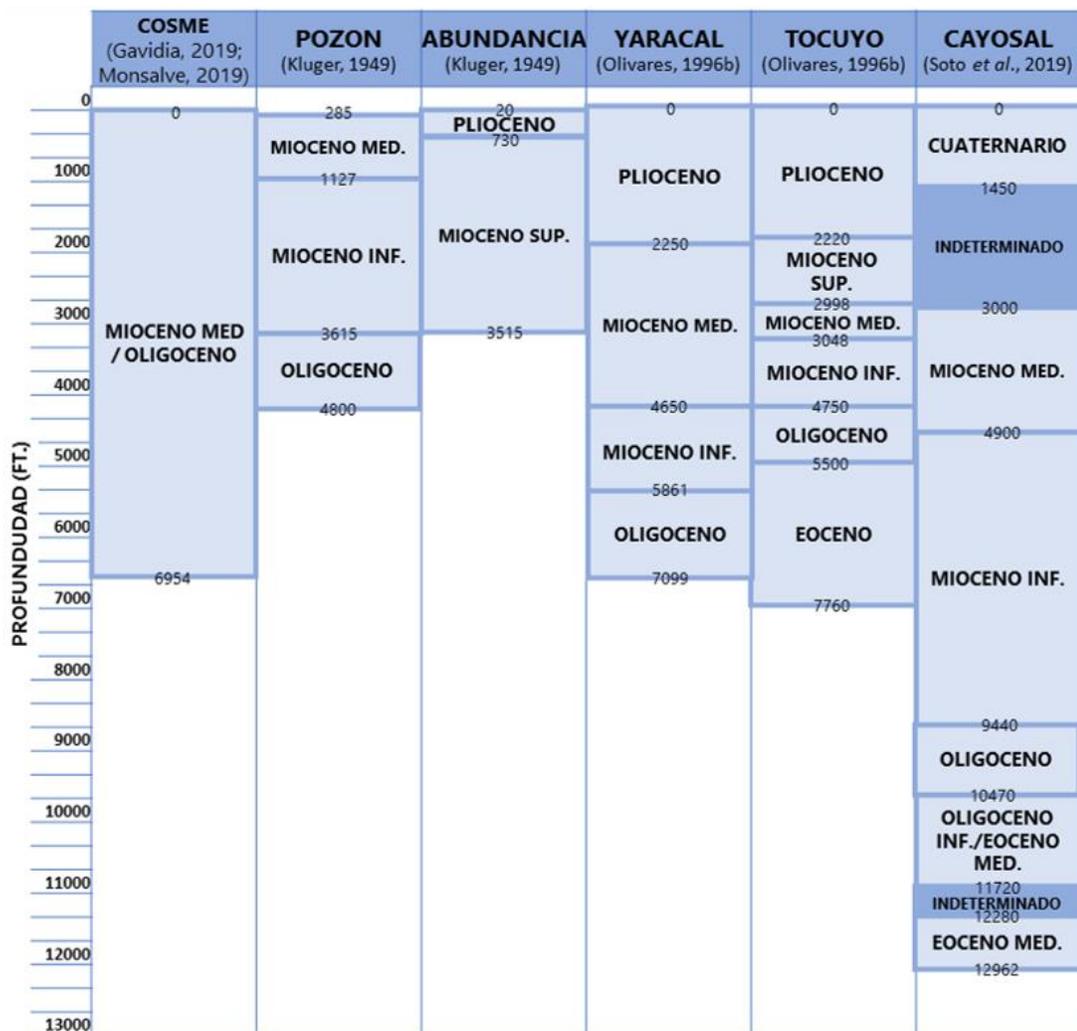


Figura V.3. Profundidad de topes cronoestratigráficos para cada pozo con información.

En las descripciones de las columnas litoestratigráficas presentes en cada pozo, los investigadores antes mencionados presentan unidades de interés prospectivo que han llamado la atención de diversos autores desde hace más de 25 años, como lo son las calizas de la Formación (Fm.) Capadare, de edad Mioceno superior, las depositaciones siliciclásticas de edad Mioceno medio e inferior que corresponden a las formaciones Pozón y San Lorenzo respectivamente, y por último las secuencias alternadas, carbonáticas y siliciclásticas, depositadas en el Oligoceno; estas últimas correspondientes a la Fm. Guacharaca y sus equivalentes Churuguara y Casupal hacia el centro de la subcuenca.

Cabe destacar, que en el informe antiguo de Kluger (1949), se describe de manera informal la Fm. Pulgas, perforada por el pozo ABUNDANCIA, inmediatamente infrayacente en la columna estratigráfica a la Fm. Ojo de Agua de edad Plioceno, esta última presente en toda el área de estudio; sin embargo, actualmente no se cuenta con información referente a dicha Fm. Pulgas dentro de la zona, por lo que se utilizó la descripción mineralógica realizada por este autor y su posición de estratificación para establecer una correlación con las unidades presentes en los demás pozos. De esta forma, su constitución principalmente siliciclástica compuesta por arcillas y limos, además de la presencia ocasional de limos más o menos calcáreos con abundantes remanentes de conchas permite asumir, a manera de hipótesis, a la Fm. Pulgas como una variación lateral equivalente de la Formación Capadare de edad Mioceno superior.

La información de núcleo disponible proviene de la recuperación de 1226' en el intervalo de 5873'-7099' del pozo YARACAL, donde se ubica la secuencia carbonática de la Fm. Churuguara, mientras que en el pozo TOCUYO se dispone de dos secciones recuperadas, la primera de 893' (intervalo 2247'-3070') donde se ubica la depositación de las calizas de la Fm. Capadare, mientras que el segundo tramo de 4118' (intervalo 4504'-7860'), inicia en la base de la Fm. San Lorenzo de edad Mioceno inferior y continúa con las formaciones Churuguara y Cerro Misión del Oligoceno y Eoceno respectivamente, finalizando en la profundidad total del pozo destacando la recuperación de un segmento del basamento (figura V.4).

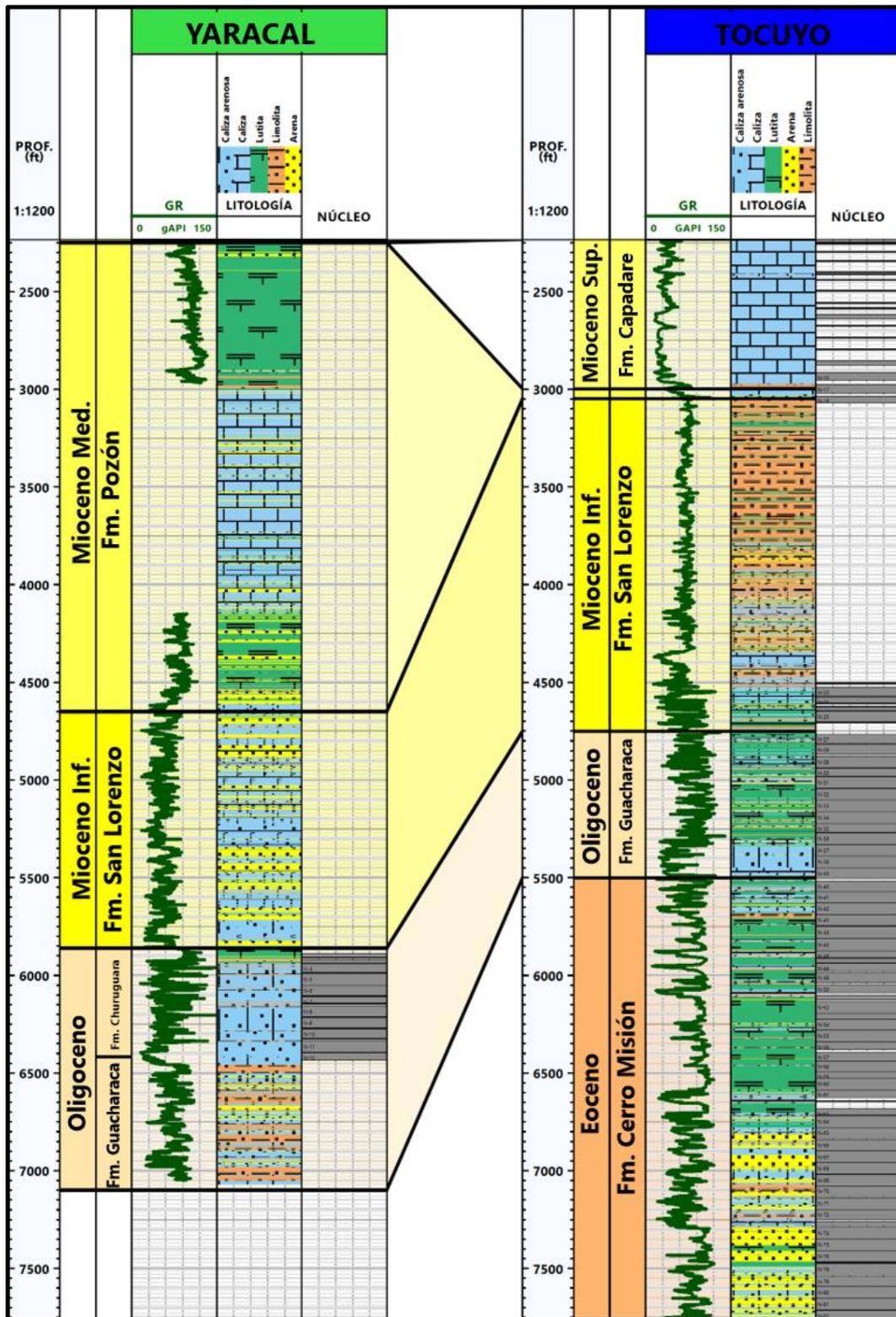


Figura V.4. Profundidad de núcleos recuperados en los pozos TOCUYO y YARACAL.

### 5.1.2. Calibración núcleo-perfil.

En el pozo TOCUYO, el empleo del registro *Core Gamma* fue de gran utilidad para el ajuste en profundidad de las medidas de núcleo, resultando en un rango de desfase de entre  $\pm 2'$  y  $\pm 11'$  del núcleo con respecto a la profundidad de registro.

Por su parte, en el pozo YARACAL se utilizaron los desfases calculados por Murat & Hambalek (1994) en su informe técnico, donde siguiendo la misma metodología, establecieron un rango de desfase entre  $+9'$  a  $+15'$  a favor de los núcleos respecto al registro.

Teniendo como criterio principal la cantidad de información y cobertura de registros disponibles, se establecieron TOCUYO y YARACAL como pozos claves para la posterior evaluación. Por su parte, debido a que se ubican próximos al área de estudio, los pozos ABUNDANCIA y CAYOSAL fueron designados como pozos control para las propiedades petrofísicas del área inmediata a la subcuenca (Tabla V-2).

Tabla V-2. Clasificación de pozos como clave, control y no control.

	Clave	Control	No control
POZOS	TOCUYO	ABUNDANCIA	COSME
	YARACAL	CAYOSAL	POZÓN

### 5.1.3. Cuantificación de arcilla en el núcleo.

Se calcularon los porcentajes de contribución en volumen de los minerales de arcilla en un total de 220 muestras, analizadas por DRX, tomadas en el núcleo recuperado del pozo TOCUYO, los cuales se reportaron inicialmente como porcentaje de contribución en peso.

Los resultados obtenidos (Tabla V-3), permitieron estudiar los distintos niveles de arcillosidad presentes en la formación a escala mínima de observación, donde la secuencia del Oligoceno presenta valores de arcillosidad más altos, alcanzando un máximo de 30.36%, sin embargo, con un promedio de 3.12% se puede estimar la presencia de zonas limpias; mientras que, las secuencias suprayacentes de naturaleza

más siliciclástica, aumentan ligeramente en su contenido de arcilla, aunque los valores calculados no representan una influencia considerable en la composición de las mismas.

Por su parte, secuencia carbonática del Mioceno superior se muestra como la más limpia de toda la columna, con un volumen de arcillosidad que representa solo entre 0 y 3.3% del volumen total de la muestra.

Tabla V-3. Estadísticas de arcillosidad en el núcleo del pozo TOCUYO.

Secuencia	N° de muestras	% en peso de arcilla			% en volumen de arcilla		
		Prom.	Máx.	Mín.	Prom.	Máx.	Mín.
Mioceno sup.	30	0.30	4.00	0.00	0.26	3.30	0.00
Mioceno med.	6	1.00	4.00	0.00	0.99	3.91	0.00
Mioceno inf.	13	3.10	17.00	0.00	0.02	10.85	0.00
Oligoceno	38	3.18	30.00	0.00	3.12	30.36	0.00

## 5.2. SELECCIÓN DE MUESTRAS.

A través de las imágenes de núcleo se localizaron inicialmente un total de 25 muestras de tapón en los segmentos de núcleo recuperado en el pozo TOCUYO.

Durante el proceso de extracción, la muestra ubicada a la profundidad de 2632.08', correspondiente a la secuencia carbonática de la Fm. Capadare, sufrió fracturamiento quedando descartada para el análisis petrofísico de laboratorio.

Es importante resaltar, que dentro de la sección carbonática antes mencionada, las descripciones sedimentológicas realizadas por PDVSA INTEVEP reportan destacables porcentajes de dolomitización en zonas puntuales, es por ello que las muestras tomadas en dichas zonas fueron señaladas para ser llevadas a una evaluación petrográfica más completa que puede ser de utilidad para complementar los resultados obtenidos en este trabajo. La Tabla V-4 muestra la posición final de las muestras de tapón extraídas.

Tabla V-4. Muestras de tapón seleccionadas en el pozo TOCUYO.

Núcleo	Selección de inicial de profundidad (ft.)	Profundidad final (ft.)	
3	2309.42	2309.42	
7	2443.5	2443.5	
9	2566	2566	
10	2586.5	2586.5	
11	2617.75	2617.16	
11	2631.16	2631.16	
11	2632.08	2632.08	
13	2736	2736	
16	2947.67	2947.67	
17	2999.58	2999.66	
17	3012.58	3012.66	
18	3036.58	3036.5	
18	3046	3046	
19	4505.75	4505.75	
20	4532	4532.25	
20	4556.25	4556.25	
22	4609	4609	
25	4660.25	4660.25	
25	4662.75	4662.75	
30	4973.16	4973.16	
31	4996.91	4997	
33	5154	5154	
39	5460.5	5460.16	Tapones para análisis petrográfico.
39	5492.58	5492.58	Tapón fracturado.
46	5879.42	5879.42	Tapón existente.

### 5.3. ANÁLISIS DE AGUA DE FORMACIÓN Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS.

La determinación de cada uno de los parámetros petrofísicos constó de una efectiva validación de los resultados obtenidos mediante el método de Pickett, para ello, se contó con el análisis petrofísico realizado previamente por Graterol & Suárez (1995) en el núcleo recuperado de la secuencia del Oligoceno del pozo YARACAL.

En la Tabla V-5 se presentan los parámetros obtenidos para cada uno de los intervalos limpios analizados y su secuencia asociada. Es importante destacar que la ausencia de este análisis en las secuencias de edad Mioceno en el pozo YARACAL se deben a la pobre calidad o inexistencia del registro de resistividad en estas secciones.

Tabla V-5. Parámetros petrofísicos obtenidos por método de Pickett.

Pozo	Secuencia	Rw (ohm.m)	m	n	a
YARACAL	Oligoceno	0.11	1.84	2	1
TOCUYO	Mioceno sup.	0.11	1.93	2	1
	Mioceno inf.	0.08	1.89	2	1
	Oligoceno	0.08	1.92	2	1

En el pozo YARACAL se identificó un intervalo limpio de 7.5 pies, entre 6738'-6745.5' (Figura V.5), correspondiente a la secuencia del Oligoceno. El valor de Rw de 0.11 ohm.m se obtuvo a una temperatura promedio de formación calculada de 244 °F; realizando la conversión mediante el nomograma Gen-9 de Schlumberger, estos valores son equivalentes a una salinidad de 17000 ppm de NaCl. Este resultado corresponde de forma precisa a lo documentado por Graterol & Suárez (1995), quienes en los análisis de laboratorio realizados, obtienen el mismo valor de salinidad para la sección clástica ubicada en este segmento de la secuencia.

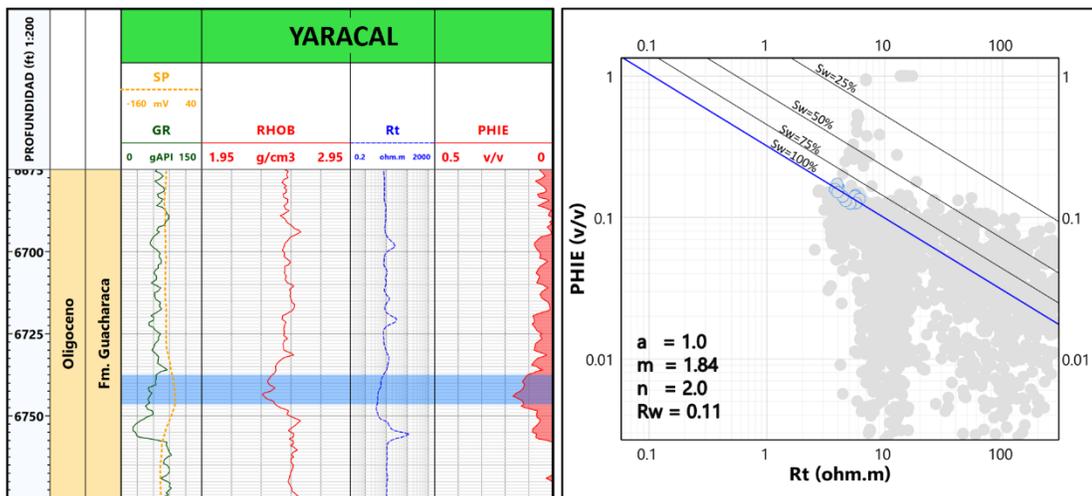


Figura V.5. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Oligoceno en el pozo YARACAL.

En el pozo TOCUYO se localizaron 3 intervalos limpios, en la sección del Oligoceno, Mioceno inferior y Mioceno superior. El intervalo de la sección del Oligoceno se ubica entre las profundidades 5478.7'-5487', teniendo un espesor total de 8.3 pies (Figura V.6). Para esta profundidad se calculó un valor de Rw de 0.08 ohm.m a una temperatura

de formación de 198 °F, lo que es equivalente a una salinidad de 30000 ppm de NaCl, mayor a la calculada en el pozo YARACAL para la secuencia de la misma edad, lo cual se puede atribuir a un aumento en el contenido carbonático de la secuencia hacia esta dirección de la subcuenca.

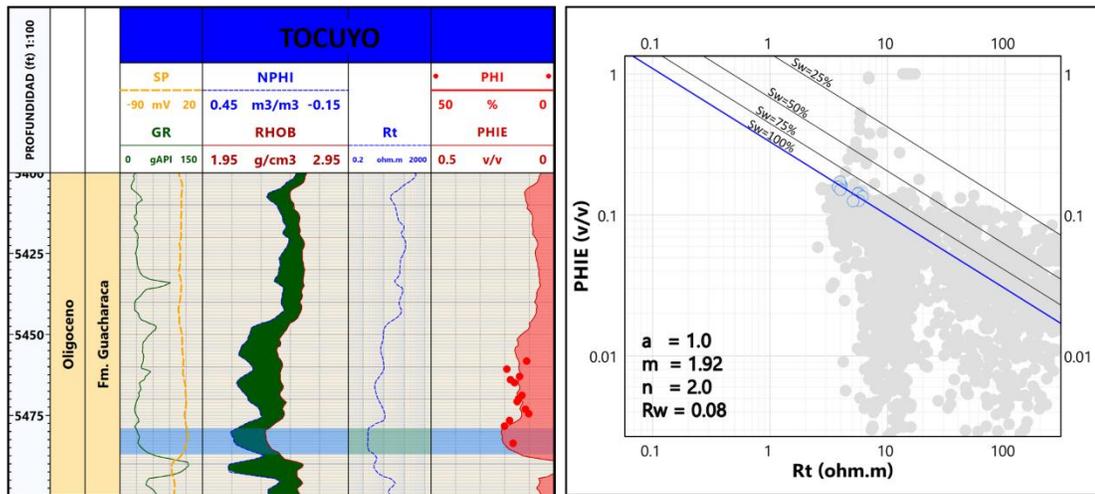


Figura V.6. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Oligoceno en el pozo TOCUYO.

Para la secuencia del Mioceno inferior, la pobre calidad del registro de resistividad entre 3796'-4500', no permitió analizar en su totalidad los intervalos limpios en toda la columna; el único intervalo visible dentro de esta secuencia fue ubicado entre 4707'-4714.5' (Figura V.7) hacia la base de la misma, teniendo un espesor total de 7.5 pies. El valor de  $R_w$  determinado es de 0.08 ohm.m a una temperatura de formación de 181 °F, lo que es equivalente a una salinidad de agua de 31000 ppm, mayor a lo calculado en la secuencia infrayacente.

En los 50 pies de espesor de la secuencia del Mioceno medio perforada por el pozo, no se reconoció ningún intervalo limpio, quedando de esta manera descartado para el proceso de análisis de agua mediante este método.

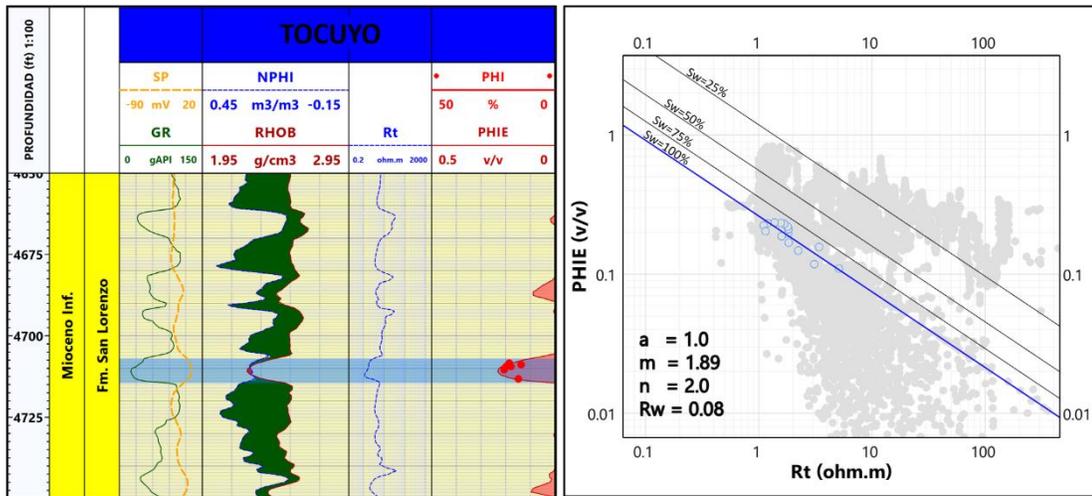


Figura V.7. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Mioceno inferior en el pozo TOCUYO.

Finalmente, la secuencia del Mioceno superior se muestra mediante esta metodología como la más limpia de toda la columna, en ella se destacan para la evaluación dos intervalos de gran espesor, separados entre sí por una sección de 15 pies donde, tanto la resistividad como la radioactividad, aumentan posiblemente debido a la concentración de material orgánico, esto último se determinó mediante el análisis del registro CGR, donde los valores medidos en comparación con el registro GR muestran una clara influencia de la serie del uranio en la radiación, lo que suele ser muy característico en secuencias carbonáticas de esta naturaleza (Figura V.8).

El primer intervalo se localiza entre 2689.5'-2823' (133.5 pies de espesor total), mientras que el segundo, de menor espesor, se ubica entre 2603'-2674.5' sumando un espesor total de 71.5 pies. Al ser ubicados dentro de la misma secuencia, ambos intervalos fueron evaluados en conjunto, sin tomar en cuenta el intervalo radioactivo antes mencionado, calculándose  $R_w$  de 0.11 ohm.m a una temperatura promedio de 138 °F, esto refiere un aumento de la salinidad en las aguas intersticiales, la cual se calcula cercana a las 31000 ppm de NaCl.

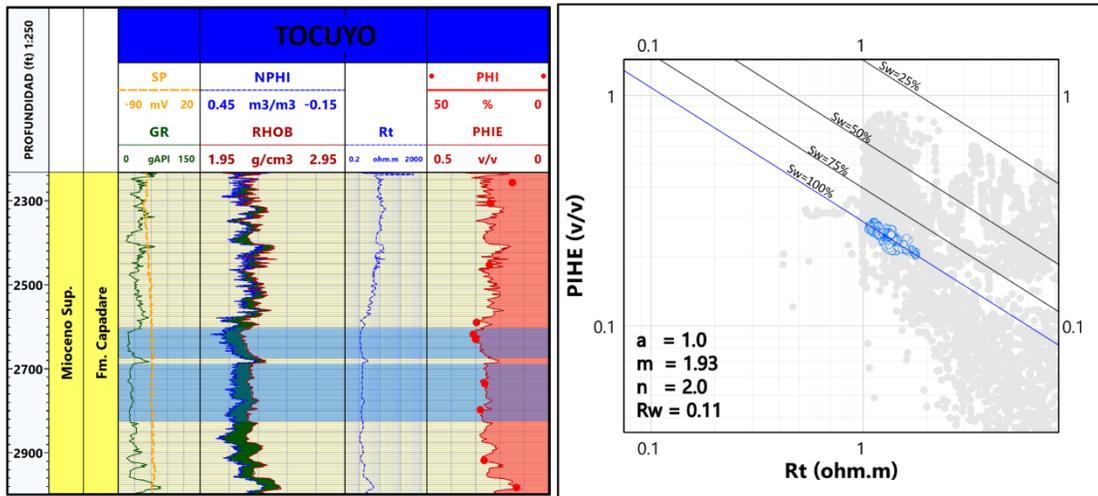


Figura V.8. Método de Pickett aplicado a sección limpia de la secuencia del Mioceno superior en el pozo TOCUYO.

### 5.3.1. Factor de formación (FF) y exponente de cementación (m).

Los valores de m calculados mediante el método de Pickett para los intervalos limpios de cada secuencia fueron comparados e integrados con los resultados obtenidos empleando la ecuación de Watfa & Nurmi (1987), estos últimos se calcularon a partir de los datos de porosidad de núcleo estimadas en estudios previos, en las muestras de tapón de los pozos TOCUYO y YARACAL. La tabla general que contiene los parámetros calculados para cada muestra de tapón se puede observar en la sección de apéndices (apéndice A.3).

#### 5.3.1.1. Secuencia Oligoceno (Formación Churuguara/Guacharaca).

Como describe Murat & Hambalek (1994), la secuencia del Oligoceno perforada por el pozo YARACAL se divide en dos, una de naturaleza más clástica hacia la base, seguida de un depósito de carácter carbonático hacia el tope de la secuencia. Como es mencionado anteriormente, el valor de m calculado mediante el método de Pickett refiere al segmento clástico de la secuencia, resultando un valor de 1.84 que la califica como moderadamente cementada, atribuyendo una porosidad intergranular predominante.

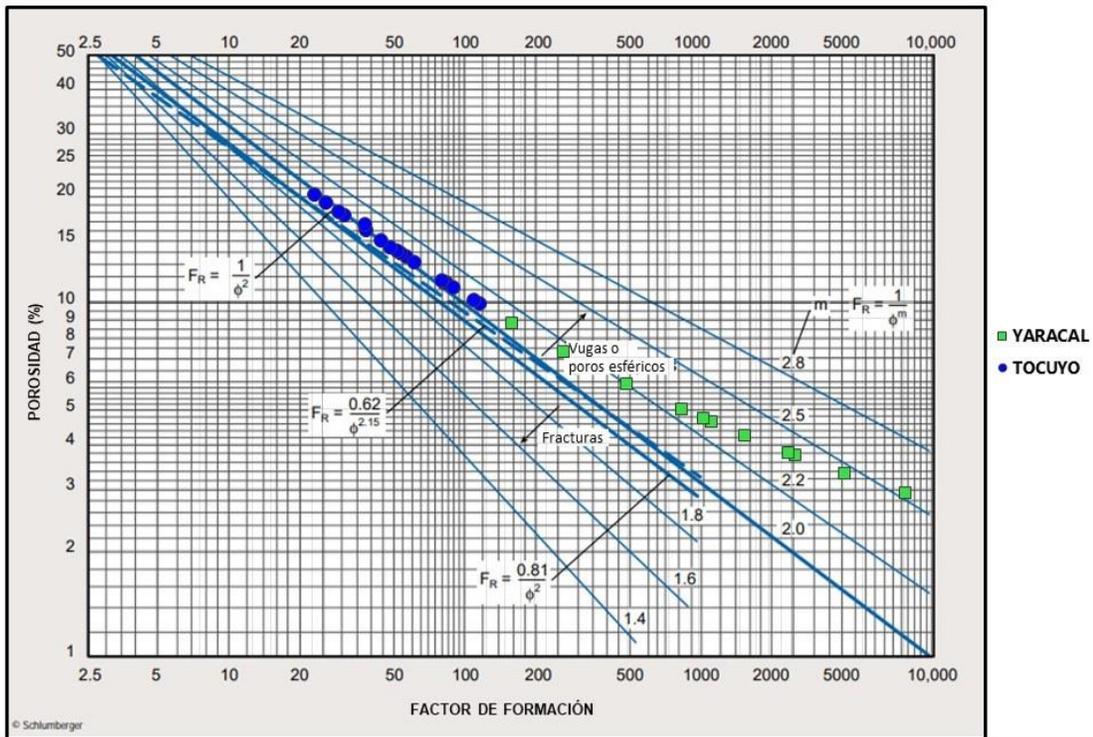


Figura V.9. Estimación de tipo de poro dominante mediante el valor de  $m$  en la secuencia Oligoceno

Por su parte, mediante el nomograma de Schlumberger (Figura V.9), se analizaron tanto la sección carbonática de esta secuencia, como la columna de la misma edad en el pozo TOCUYO. La dispersión de los datos muestra como los valores de  $m$  son de 2 o cercanos a 2 en el pozo TOCUYO, con una tendencia a aumentar hacia el pozo YARACAL donde dominan los valores mayores a 2, marcando así un sistema dominado por porosidad interpartícula/intergranular con presencia de moldes y vugas aisladas. Es importante resaltar que los valores que se muestran ligeramente menores a 2 dentro de la secuencia, exclusivamente en la zona perforada por el pozo TOCUYO, pueden estar atribuidos a las microfracturas presentes en la formación, las cuales pudiesen favorecer a la conexión entre los poros en la secuencia.

Esta evidencia es validada por el análisis de secciones finas (Figura V.10), donde Murat & Hambalek (1994) describen una diagénesis extensa en esta sección carbonática, dominada por cementación temprana, antecedida por procesos de disolución y bioalteración que derivaron a las horadaciones visibles dentro de las algas rojas, que



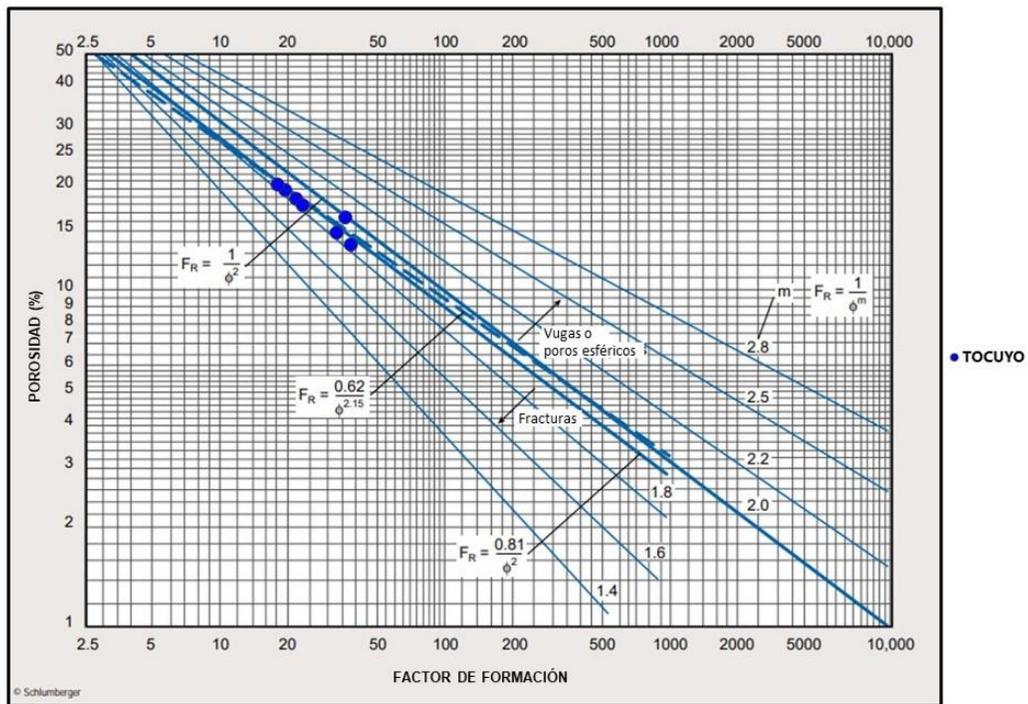


Figura V.11. Estimación de tipo de poro dominante mediante el valor de  $m$  en la secuencia Mioceno inferior.

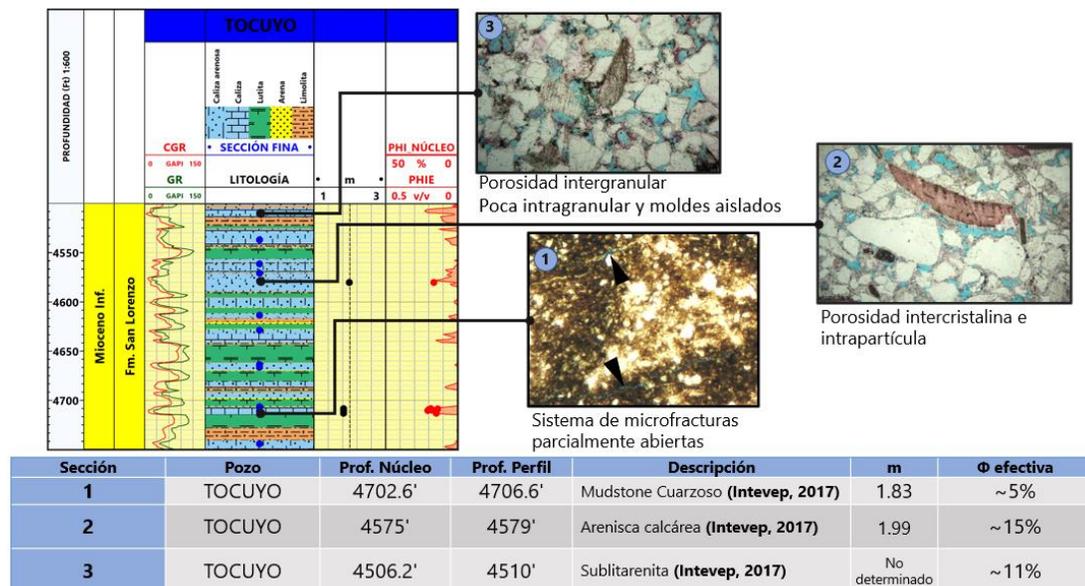


Figura V.12. Asociación de valores de  $m$  con análisis de secciones finas (fotomicrografía) en la secuencia del Mioceno inferior.

### 5.3.1.3. Secuencia Mioceno medio (Formación Pozón).

Dentro de la secuencia carbonática/clástica del Mioceno medio, solo se cuenta con un tapón analizado en laboratorio, ubicado hacia el tope de la formación, el estudio derivó en un valor de  $m$  de 2.01; esta cantidad de datos no es representativa para un análisis de factor de formación versus porosidad, sin embargo, los análisis de secciones finas permitieron observar de forma puntual las condiciones del sistema poroso a distintas profundidades de la columna.

Como se observa en la Figura V.13, las secciones finas estudiadas muestran que, en la base de la secuencia, la porosidad se encuentra dominada por microporosidad en fragmentos de algas rojas y poros intercrystalinos, sumado a la presencia abundante de minerales de arcilla (glaucionita) y pirita, los cuales son los principales responsables de una pobre porosidad efectiva. Por su parte hacia el tope, se describen depositaciones packstone, de bajas porosidades en sistemas intrapartícula con presencia ocasional de poros generados por disolución como vugas y moldes, además de microfracturas parcialmente abiertas.

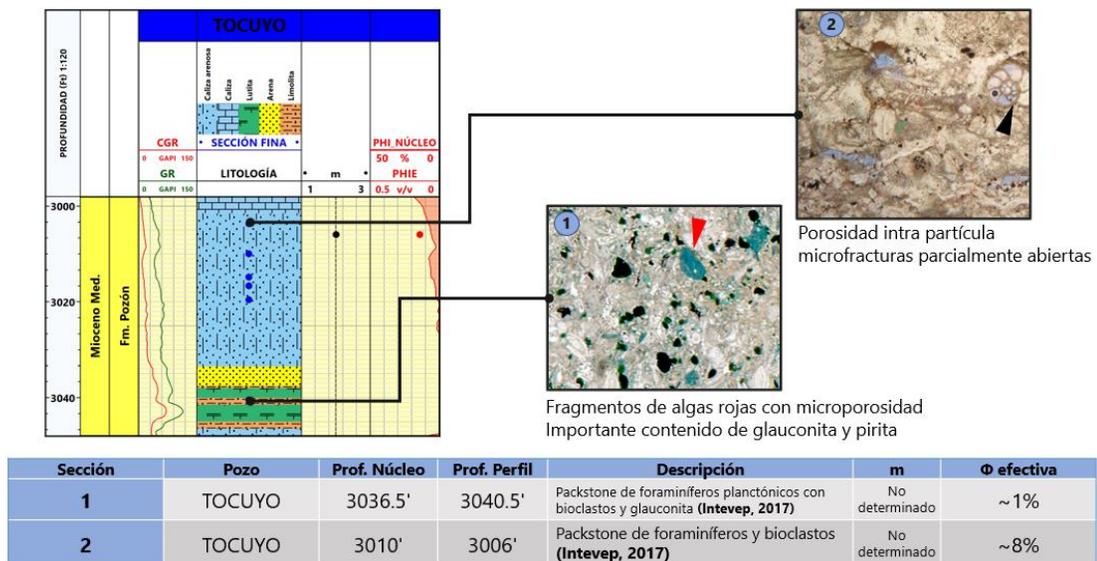


Figura V.13. Asociación de valores de  $m$  con análisis de secciones finas (fotomicrografía) en la secuencia del Mioceno medio.

#### 5.3.1.4. Secuencia Mioceno Superior (Formación Capadare).

El análisis de los intervalos saturados de agua realizado en la secuencia carbonática de la Formación Capadare mediante el método de Pickett establece un valor de  $m$  de 1.76, este valor es consecuente con lo mostrado en el gráfico Por-1 (Figura V.14). Se observa que la dispersión de los datos marca una tendencia hacia los valores iguales o menores a 2, denotando de esta manera la heterogeneidad del carbonato con la presencia de un sistema poroso que alberga poros interpartícula y microfracturamiento.

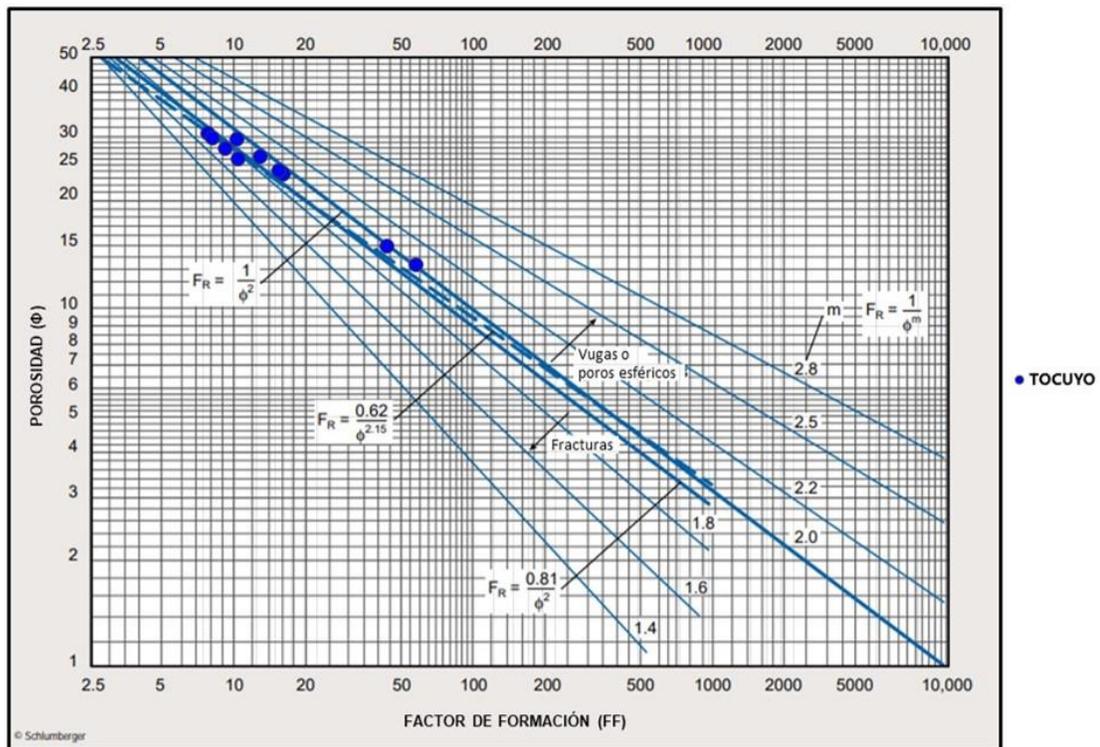


Figura V.14. Estimación de tipo de poro dominante mediante el valor de  $m$  en la secuencia Mioceno superior.

La integración de los análisis de secciones finas muestra lo que es evidenciado por los datos de  $m$  calculados (Figura V.15), en ella se observa que hacia el tope y la base de la secuencia el dominio del sistema poroso interpartícula se asocia directamente con los valores de porosidad más bajos de la misma, mientras que hacia el centro de la columna la presencia de microfracturas en la roca aumenta considerablemente los valores de porosidad efectiva.

En correspondencia, el análisis sedimentológico realizado por Murat (1994) reconoce la presencia de tres unidades sedimentarias en la formación, hacia la base calizas packstones de foraminíferos planctónicos, seguido de la depositación de calizas grainstones parcialmente dolomitizadas de algas rojas y hacia el tope calizas pack-grainstones de algas rojas, foraminíferos bentónicos y moluscos. Partiendo de esta descripción, el autor refiere que los efectos diagenéticos presentes en esta zona son principalmente negativos para la calidad de reservorio, ya que la recristalización y cementación temprana se encargan de bloquear la porosidad intergranular y rellenar los vacíos generados por disolución. Sin embargo, la dolomitización parcial y la presencia de vugas generadas por disolución posterior e interconectadas por microfracturas, favorecen al incremento de la porosidad en la formación.

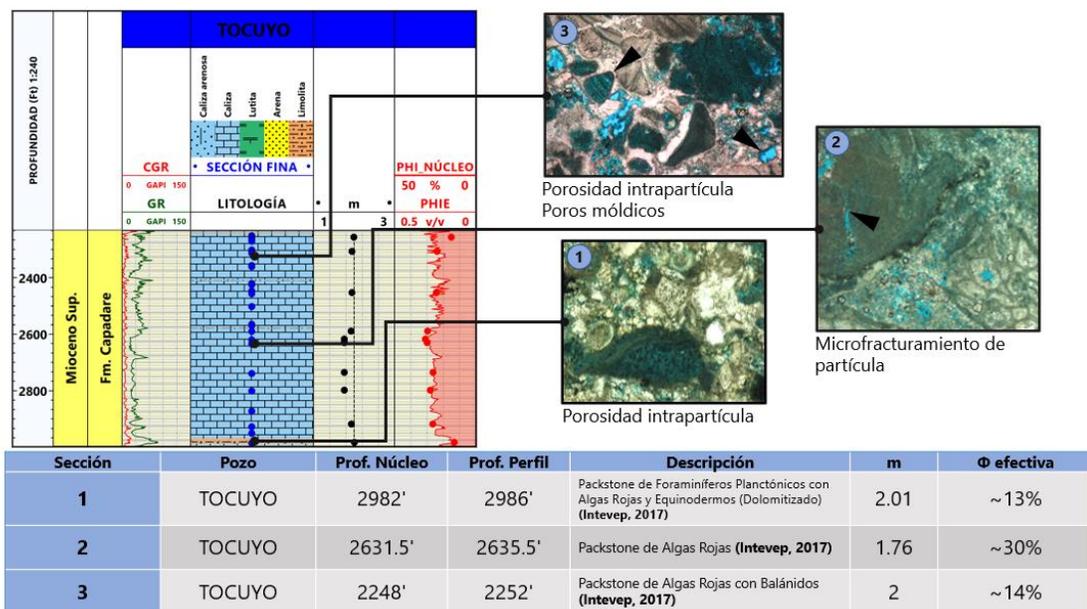


Figura V.15. Asociación de valores de m con análisis de secciones finas (fotomicrografía) en la secuencia carbonática del Mioceno superior.

Al observar que la configuración del sistema poroso se comporta de forma heterogénea en cada secuencia de la columna depositada en esta zona de la subcuenca, el uso del nomograma Por-1a, de Schlumberger (2009), permitió identificar la influencia de la porosidad tipo moldes o vugas aisladas y de la porosidad por fractura en cada secuencia (Figura V.16).

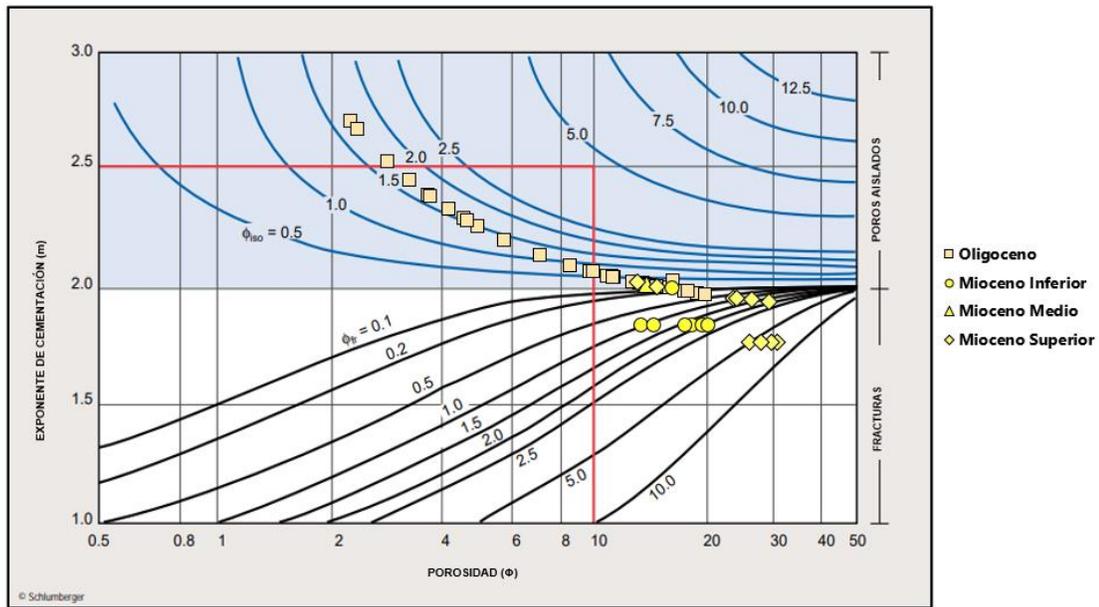


Figura V.16. Nomograma Por-1a para la evaluación de sistemas de porosidad dual aplicado a todas las secuencias estudiadas.

Se observa en el gráfico, cómo en la sección carbonática de la secuencia del Oligoceno la porosidad por vugas aisladas representan entre el 0.5 y el 1.7% de la porosidad total calculada, la cual varía de 2 a 20%. Por otra parte, la base del Mioceno inferior muestra un aporte de entre 1 y 2.5% por parte del microfracturamiento, en una porosidad total calculada entre 12 y 20%, mientras que la sección siliciclástica se encuentra dominada por poros intergranulares al igual que en la secuencia suprayacente del Mioceno medio. Finalmente, en la secuencia carbonática del Mioceno superior, la porosidad por microfractura representa un gran porcentaje del total determinado, se observa mediante este análisis la existencia de dos grupos de microfracturas en la unidad, la primera de un aporte menor que representa entre 1.5 y 2.5% de una porosidad estimada entre 20 y 30%, mientras que el segundo grupo de fracturas aporta de 5 a 10% de una porosidad total que varía en un rango de 25 a 30%; se destaca también la presencia de vugas aisladas hacia el tope de la secuencia con aporte menor al 0.5%, al igual que algunos segmentos de dominio interpartícula.

Como bien es expresado por diferentes autores, los depósitos carbonáticos suelen perder su porosidad primaria durante los procesos diagenéticos, por lo que los

carbonatos porosos usualmente son una excepción geológica a nivel mundial. A pesar de esto, estudios como los de Marín (2013) y Rojas (2018), realizados en campos costa afuera ubicados hacia el norte del estado Falcón, revelan unidades sedimentarias de este tipo con características similares, reportando incluso depósitos carbonáticos con porosidades mayores al 25%.

Por lo expuesto anteriormente, es importante resaltar a este punto de la investigación que los parámetros petrofísicos calculados en esta etapa del proyecto guardan estrecha correlación con estudios previamente realizados en el área de la cuenca de Falcón, ya que, la presencia de microfraturamiento en las unidades carbonáticas es una característica que ha sido también reportada previamente en análisis de secuencias de edad Mioceno en la cuenca de Falcón, como la Formación Socorro en el campo La Vela (Rojas, *op. cit.*) y el banco carbonático “Perla” en el campo del Golfo de Venezuela (Marín, *op. cit.*), al norte del estado Falcón.

#### **5.4. DEFINICIÓN DE MODELOS PETROFÍSICOS MEDIANTE CORRELACIONES NÚCLEO-PERFIL.**

Como etapa previa a la generación de modelos petrofísicos, se llevaron a cabo dos metodologías que contribuyeron a la optimización en la estimación de los mismos, estas son, la elaboración de un registro sísmico sintético (RSS) y la discretización litológica de las secuencias perforadas en los pozos.

##### **5.4.1. Modelado de registros sísmicos sintéticos (RSS).**

Tal y como se observa en el control de cobertura de registros (Figura V.2), los perfiles DT en todos los pozos se muestran incompletos o con segmentos de mala calidad, es por ello que se procedió a la generación de modelos sintéticos (RSS) en las zonas afectadas para de esta manera aumentar la calidad y cobertura de este dato.

La aplicación del modelo de Faust (1953), integrando la constante litológica de 1.948 propuesta por Escamilla (2007), proporcionó resultados poco óptimos en algunas secuencias presentes en los pozos evaluados. Los RSS obtenidos para los pozos CAYOSAL y YARACAL, mostraron una correlación visual favorable en cuanto a la tendencia del perfil, sin embargo, en algunos segmentos no muestra fidelidad con las variaciones locales de la propiedad modelada (Figura V.17), lo que se evidencia en los coeficientes de correlación obtenidos para cada secuencia (Tabla V-6). En el pozo YARACAL la secuencia del Mioceno medio muestra un bajo coeficiente de correlación, mientras que, en el Oligoceno la asociación se considera de moderada a buena. Por su parte, los valores obtenidos en el pozo CAYOSAL reflejan una baja correlación en las dos secuencias evaluadas.

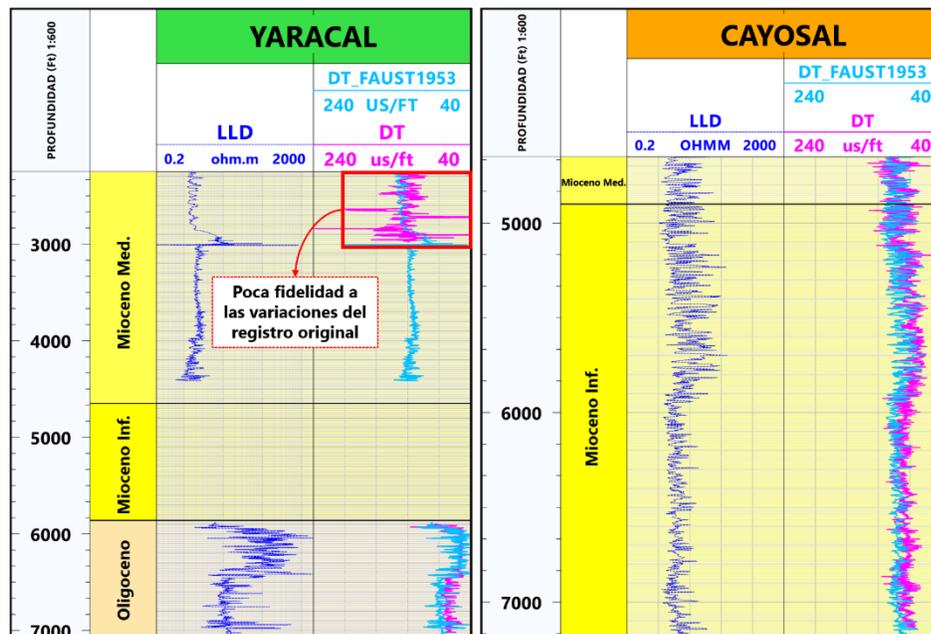


Figura V.17. Registro sónico sintético mediante modelo de Faust (1953) en los pozos YARACAL y CAYOSAL.

En el pozo TOCUYO, la poca correlación obtenida es visualmente más notable; como se observa en la Figura V.18, el RSS presenta un desfase pronunciado en la secuencia del Mioceno superior con respecto al registro original. Se evidencia de esta manera la susceptibilidad de este modelo al contenido de fluidos intersticiales y las

heterogeneidades litológicas del reservorio. La variación de las propiedades acústicas de las secuencias carbonáticas, sumadas a la saturación de agua de formación en las mismas, no son fielmente replicadas por el modelo sintético de Faust para este caso de estudio; mientras que, en depósitos de naturaleza más clástica la correspondencia entre el perfil sintético y el registro original mejora considerablemente.

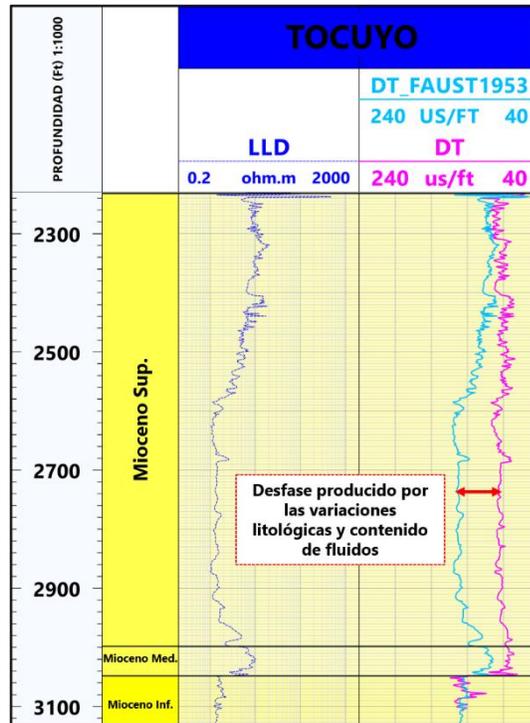


Figura V.18. Registro sónico sintético mediante modelo de Faust (1953) en el pozo TOCUYO.

La Tabla V-6 muestra a continuación un resumen de los coeficientes de correlación (CC) entre el DT y el RSS obtenidos para cada secuencia en los pozos evaluados, mediante un modelo de regresión lineal.

Tabla V-6. Resumen de CC entre DT y RSS mediante modelo de Faust.

SECUENCIA	Coeficiente de correlación por pozo		
	YARACAL	TOCUYO	CAYOSAL
<b>Mioceno superior</b>	Secuencia no perfilada	0.371	Secuencia no perfilada
<b>Mioceno medio</b>	0.183	0.629	0.183
<b>Mioceno inferior</b>	Secuencia no perfilada	0.713	0.374
<b>Oligoceno</b>	0.692	Secuencia no perfilada	Secuencia no perfilada

Como solución a las limitantes del modelo de Faust en el área de estudio, se procedió a diseñar una red neuronal artificial capaz de adaptarse a las heterogeneidades de las formaciones. Como se observa en la Figura V.19, la arquitectura más óptima encontrada para modelar las condiciones del reservorio fue un esquema 2-5-5-5-1, una capa de entrada con 2 neuronas (registros GR y LLD), 3 capas ocultas con 5 neuronas, cada una con una función de activación sigmooidal, y una capa de salida con la variable objetivo (registro DT).

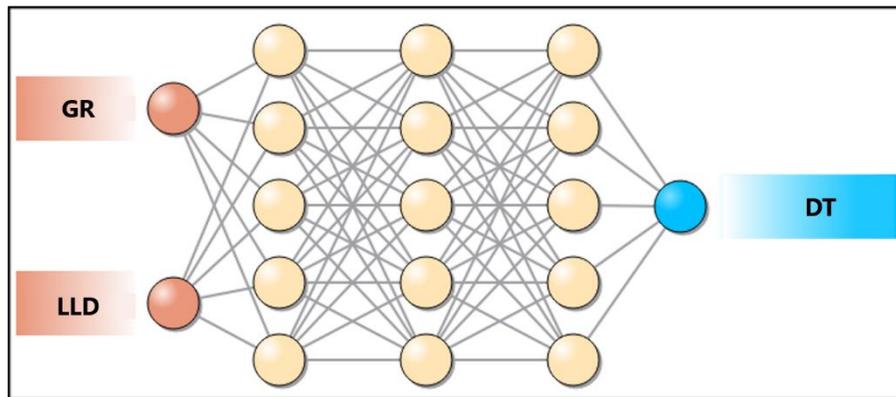


Figura V.19. Esquema de arquitectura utilizada para el modelado de RSS.

El período de entrenamiento de la red bajo el algoritmo de retropropagación, constó de un total de 100 ciclos de aprendizaje, en los cuales la red logró minimizar el error medio cuadrático de convergencia hasta el 23.8%, tal y como se observa en la curva de aprendizaje mostrada en la Figura V.20.

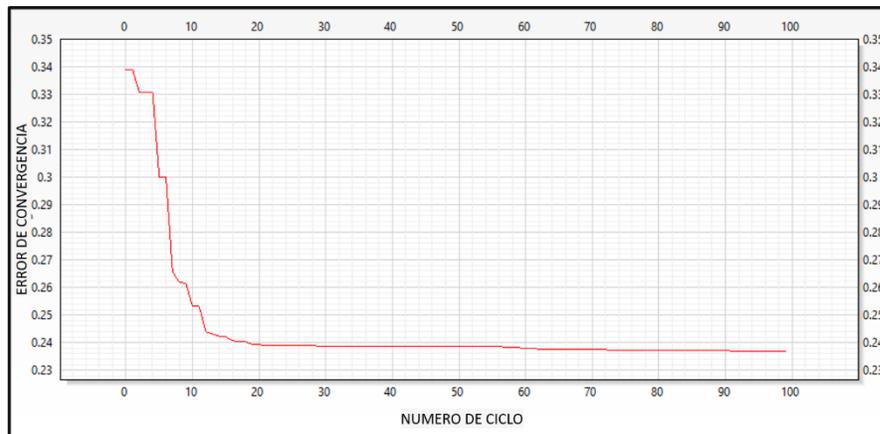


Figura V.20. Curva de aprendizaje de la red

Como resultado, la red entrenada permitió generar un RSS para cada pozo. En el caso de los pozos YARACAL y CAYOSAL, la convergencia del registro sintético con el original proporciona una leve mejora a nivel visual (Figura V.21) respecto al modelo generado anteriormente con la ecuación de Faust. Sin embargo, al analizar los datos mediante regresiones lineales se observa un aumento en el valor de correlación entre los registros (Tabla V-7), evidenciando una mejor asociación con las variaciones en la formación.

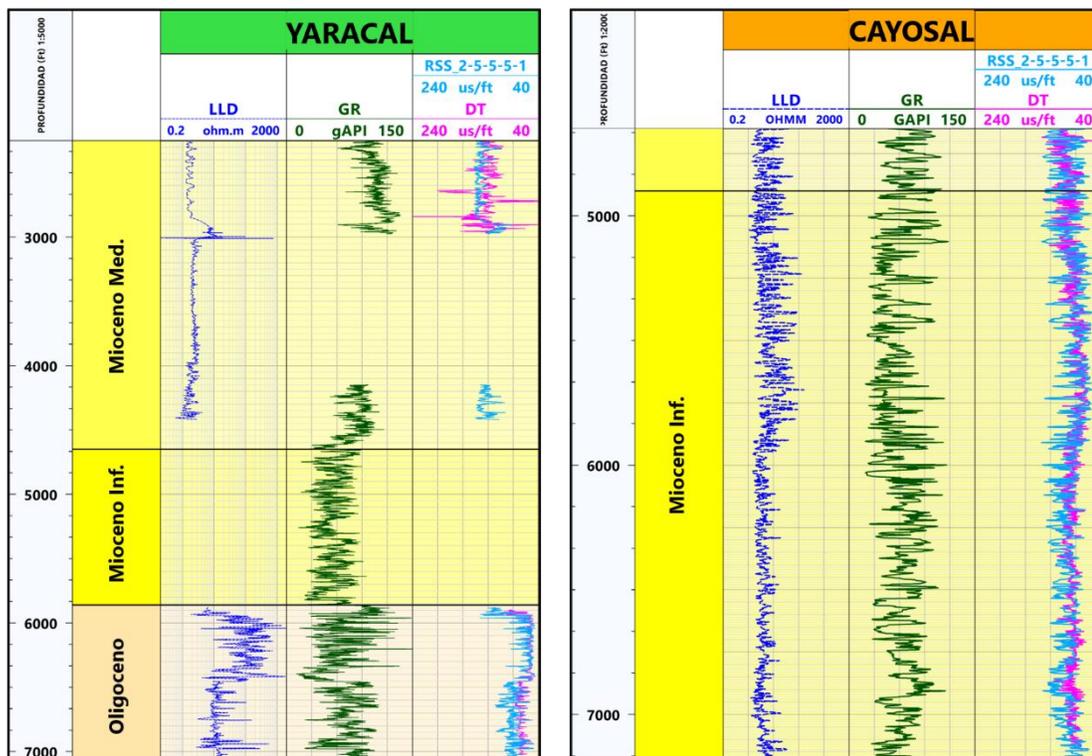


Figura V.21. Registro sónico sintético mediante redes neuronales en los pozos YARACAL y CAYOSAL.

Para el pozo TOCUYO, el RSS presentó una mejoría notable respecto al modelo de Faust, se observa en la Figura V.22 una mejor correlación con las variaciones en el registro sónico original, ocasionadas por las condiciones del reservorio expuestas anteriormente, proporcionando de esta manera una propagación más confiable del registro en el resto de la formación.

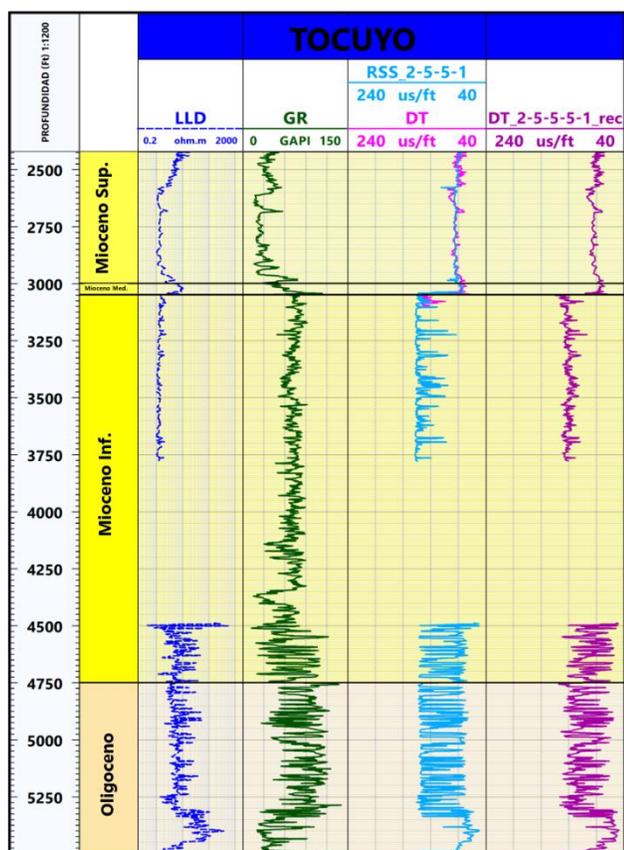


Figura V.22. Registro sónico sintético mediante redes neuronales en el pozo TOCUYOOL.

La Tabla V-7 muestra un resumen de los coeficientes de correlación (CC) entre el DT y el RSS generados por la red. Es importante destacar, que el pozo CAYOSAL fue utilizado como pozo de validación en el entrenamiento de la red, lo que significa que la red modeló su RSS correspondiente sin interactuar de forma directa con la variable objetivo, con la finalidad de evaluar que tan optimizada se encuentra la red para su propagación, por esta razón, se espera que el error de convergencia resultante sea mayor respecto al obtenido en los pozos de entrenamiento.

Tabla V-7. Resumen de CC entre DT y RSS mediante red neuronal artificial.

SECUENCIA	Coeficiente de correlación por pozo		
	YARACAL	TOCUYO	CAYOSAL
<b>Mioceno superior</b>	Secuencia no perfilada	0.608	Secuencia no perfilada
<b>Mioceno medio</b>	0.593	0.774	0.416
<b>Mioceno inferior</b>	Secuencia no perfilada	0.707	0.488
<b>Oligoceno</b>	0.707	Secuencia no perfilada	Secuencia no perfilada

La fidelidad del RSS con las variaciones de las propiedades en el reservorio, permitió emplear la red para reconstruir el DT original, propagándolo hacia algunas zonas de los pozos que no fueron perfiladas inicialmente, esto mediante la combinación de ambos registros. La curva resultante para el pozo TOCUYO puede observarse en la Figura V.22 (curva morada oscura).

Con la propagación del registro sintético en el pozo TOCUYO se cubrieron dos segmentos no perfilados, uno entre las profundidades 7860'-4488' y otro en el segmento 3779'-3100', aportando un total de 4051 pies de registro DT adicionales al perfil original, lo que representa un aumento de más del 51% de la cobertura del registro en el pozo.

En el pozo YARACAL la curva DT reconstruida permitió perfilar un segmento adicional de 268 pies en el intervalo 4420'-4152', correspondiente a la secuencia del Mioceno medio, aportando un 3.6% adicional a la cobertura del registro original.

Por su parte, debido a la baja correlación obtenida en el pozo de validación CAYOSAL no se llevó a cabo la reconstrucción del perfil en dicho pozo. Mientras que, para los pozos ABUNDANCIA y COSME, la usencia de registros GR imposibilitó la correcta propagación de la red.

#### 5.4.2. Discretización litológica.

Los datos de densidad de matriz (RHOMA), obtenidos en los análisis convencionales realizados en estudios previos a los núcleos recuperados de los pozos TOCUYO y YARACAL, evidencian la heterogeneidad litológica de las formaciones. A modo general, se observa mediante el histograma de frecuencias (Figura V.23) cómo la densidad de matriz varía desde 1.8 a 2.99 g/cm<sup>3</sup>.

Para toda la secuencia Oligo-Mioceno, en este sector de la subcuena se maneja una densidad media de 2.66 g/cm<sup>3</sup>, donde el sesgo a la derecha del histograma señala el dominio de matriz carbonática (2.67-2.75 g/cm<sup>3</sup>) por sobre la presencia ocasional de matriz clástica (2.4-2.65 g/cm<sup>3</sup>).

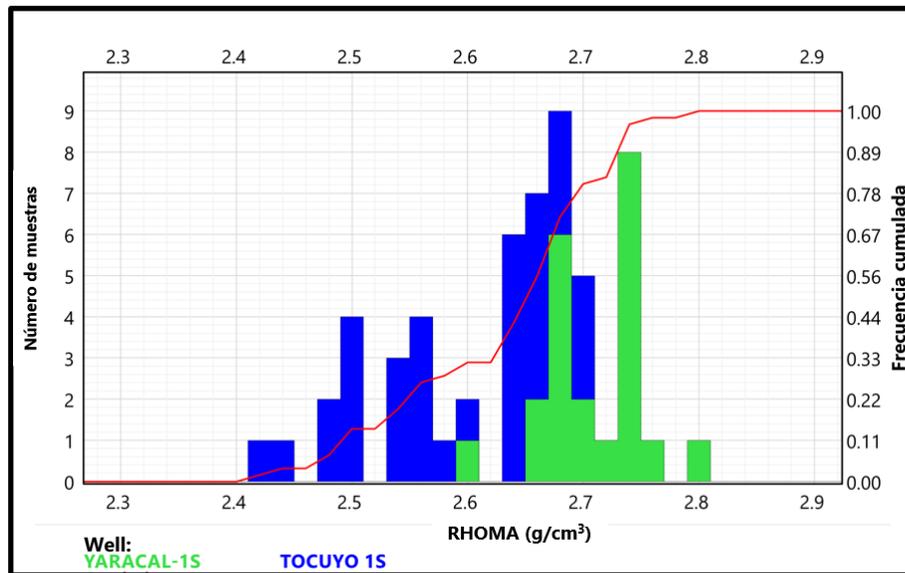


Figura V.23. Histograma de frecuencias de RHOMA en la zona este de la subcuena El Tocuyo.

De una manera más detallada, la Figura V.24 muestra los histogramas de frecuencia para cada unidad estudiada, en ella se analizan tanto el valor medio como los valores dominantes de la densidad de matriz para cada secuencia.

En el Oligoceno (Figura V.24A), se muestran de forma general una RHOMA media de  $2.68 \text{ g/cm}^3$ . El histograma refleja el dominio de la matriz carbonática en la secuencia con valores de entre  $2.67$  y  $2.75 \text{ g/cm}^3$ , con presencia ocasional de depósitos clásticos que varían entre  $2.51$  y  $2.65 \text{ g/cm}^3$ . Es importante destacar que en el pozo YARACAL sólo se tiene información de la unidad carbonática de esta secuencia, por lo que no se integra al análisis el espesor clástico depositado en la base de la formación descrito por Murat & Hambalek (1994).

Para la secuencia del Mioceno inferior (Figura V.24B), se observa a una unidad de naturaleza clástica con RHOMA media de  $2.48 \text{ g/cm}^3$ , donde dominan los valores entre  $2.49$ - $2.51 \text{ g/cm}^3$ , sin embargo, el intervalo muestreado corresponde sólo a un pequeño espesor dentro de la formación, por lo que no es representativo de toda la secuencia depositada. Esta misma condición se presenta en la secuencia correspondiente al Mioceno medio (Figura V.24C), donde sólo se tiene datos de una muestra carbonática con RHOMA de  $2.67 \text{ g/cm}^3$ .

La unidad carbonática del Mioceno superior (Figura V.24D), presenta tres dominios de RHOMA importantes dentro de la secuencia, el primero entre 2.53-2.57 g/cm<sup>3</sup>, otro entre 2.65 y 2.67 g/cm<sup>3</sup>, y el último entre 2.7 y 2.71 g/cm<sup>3</sup>. Esto evidencia las variaciones texturales del depósito en concordancia con lo descrito en el análisis sedimentológico de Murat (1994) (ver sección 5.3.1.4).

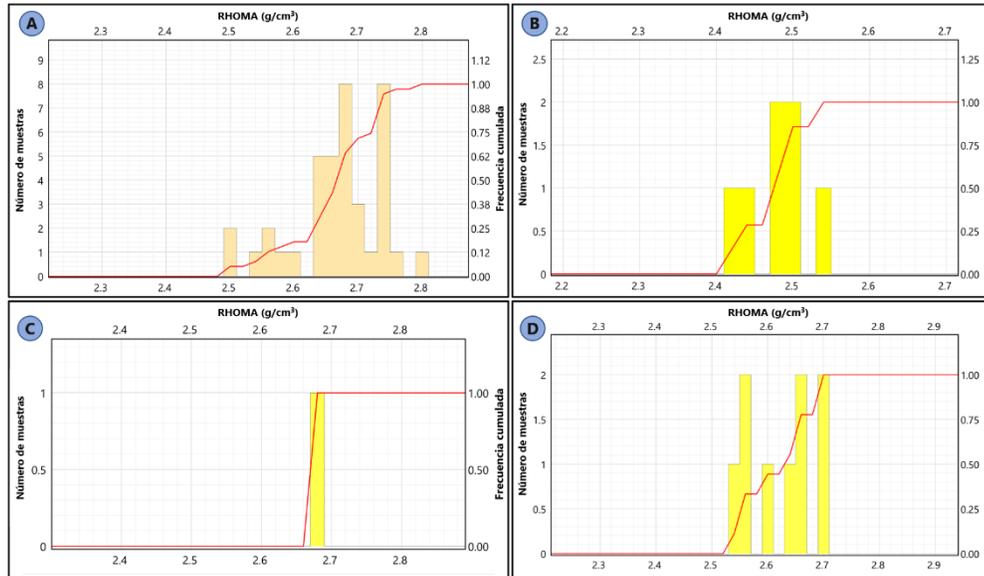


Figura V.24. Histograma de frecuencias de densidad de matriz por secuencias en el este de la subcuenca El Tucuyo.

El análisis de los perfiles de RHOB en los pozos muestra variaciones en la densidad de la formación, esto atribuido al contenido de fluidos y la variabilidad mineralógica presente en las distintas secuencias, por este motivo, el análisis de litologías complejas permitió establecer correlaciones entre distintos perfiles para caracterizar los diferentes tipos de roca presentes.

Utilizando los nomogramas CP-7 y CP-8 (Figura V.25), se discretizaron los dominios mineralógicos de cada secuencia, de esta manera, se estableció una primera correlación estratigráfica con la geología local de la subcuenca. Es importante resaltar, que el perfil RHOB en el pozo TOCUYO presenta irregularidades en el intervalo 3050'-4500' debido a problemas operacionales previos a la toma del registro (Olivares, 1996b), es

por ello que los datos evaluados a esta profundidad son sombreados en rojo en la Figura V.25 señalando su baja confiabilidad.

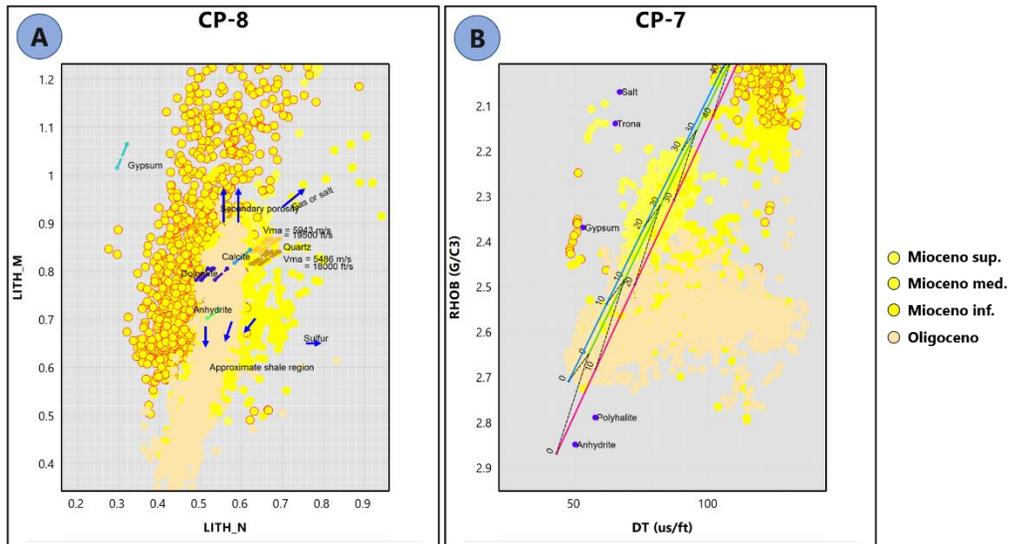


Figura V.25. Gráficos CP-8 (A) y CP-7 (B) para la discretización litológica.

Como complemento, el nomograma CP-1d fue de gran utilidad para la identificación de intervalos prospectivos como zonas de gas, además de proporcionar la caracterización de efectos diagenéticos locales como la dolomitización (Figura V.26).

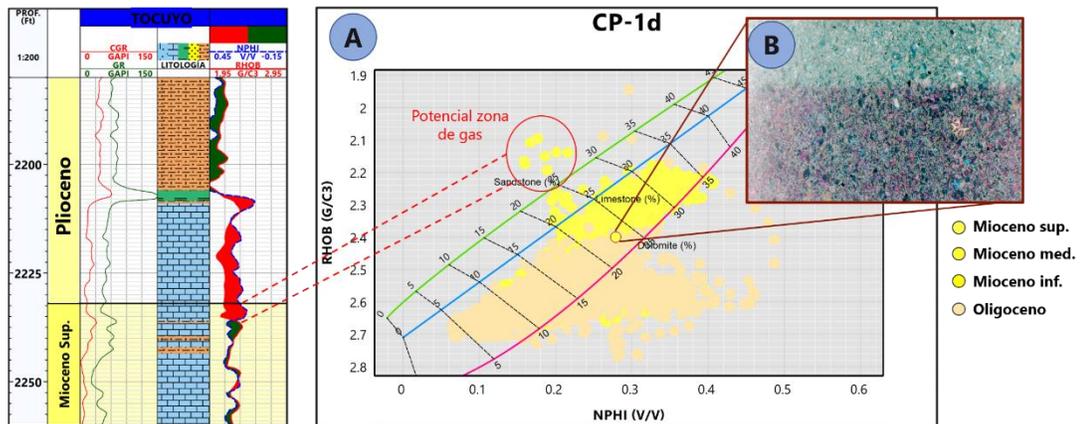


Figura V.26. A) Nomograma CP-1d B) Sección fina @2924.42' pozo TOCUYO: Packstone-Grainstone de Algas Rojas y Macroforaminíferos (Dolomitizado).

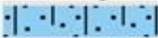
La interpretación de los resultados obtenidos en los nomogramas en conjunto con las descripciones y análisis sedimentológicos previos del área de estudio, fueron el punto de partida para la ejecución del algoritmo de Kohonen en el agrupamiento jerárquico de electrofacies, con el objetivo de caracterizar la columna litológica perforada por los pozos TOCUYO, YARACAL, CAYOSAL y COSME. Se definieron un total de 5 clases correspondientes a las litologías descritas en la formación: carbonatos (incluyendo las 5 texturas interpretadas en el área: grainstone, packestone, wackestone, floatstone y rudstone), calizas arenosas, areniscas, limolitas y lutitas. En la Tabla V-8 se observan los valores estadísticos obtenidos en el agrupamiento realizado por la red.

Tabla V-8. Datos estadísticos de agrupamiento jerárquico mediante redes neuronales.

Clase	1		2		3		4		5	
Color										
Nº de muestras	22		23		27		17		11	
Variables	Media	Varianza								
GR	51.79	220.74	37.75	115.07	101.16	69.07	92.44	93.71	71.47	47.74
LLD	244.27	2151.26	131.08	1706.23	151.99	149.02	217.17	290.89	151.99	853.77
DT	68.13	64.30	83.57	7.77	113.07	44.08	90.23	51.88	92.75	24.11
RHOB	2.60	0.0019	2.36	0.0042	2.60	0.0034	2.63	0.0003	2.49	0.0073
NPHI	0.14	0.0007	0.27	0.0016	0.28	0.0009	0.20	0.0004	0.25	0.0019

Los parámetros y la influencia individual de cada registro en el agrupamiento de las clases pueden observarse en la sección de apéndices (sección A.4). Para la asignación de las litologías correspondientes a cada clase, se hizo uso de los resultados obtenidos previamente con los nomogramas, además de la comparación con las interpretaciones estratigráficas y sedimentológicas previas de la columna perforada por el pozo TOCUYO (Figura V.27), teniendo como resultado lo observado en la Tabla V-9.

Tabla V-9. Litologías asignadas para cada clase agrupada de electrofacies.

Clase	Litología	Descripción (Murat & Hambalek, 1994; Olivares, 1996)
1		Calizas arenosas de baja porosidad
2		Calizas (grainstone, packestone, wackestone, floatstone y rudstone)
3		Lutitas
4		Arenas
5		Limolita

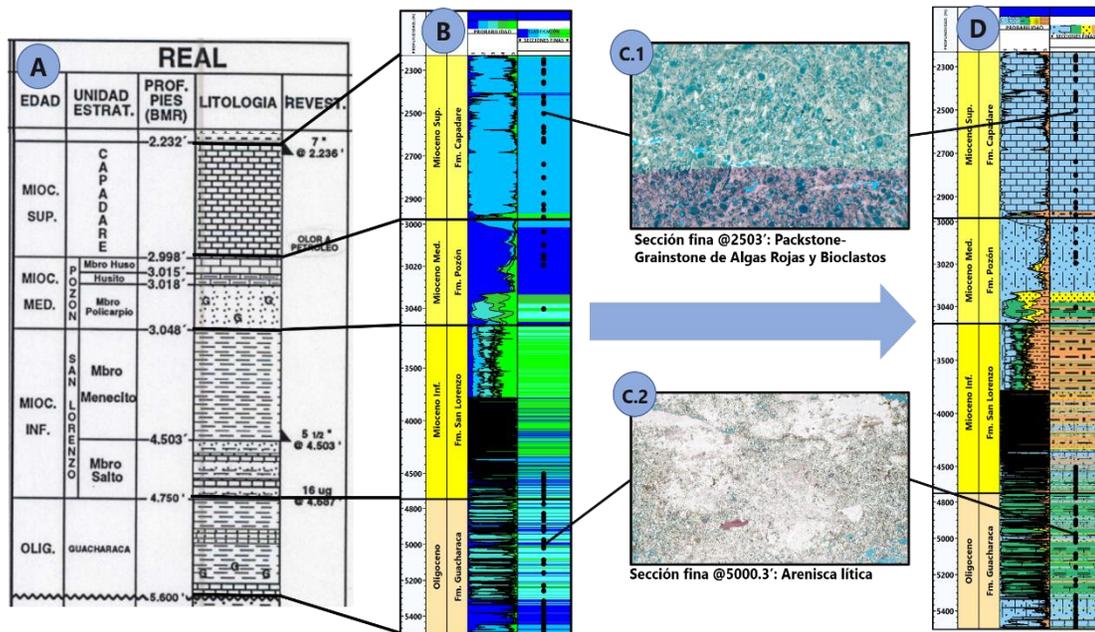


Figura V.27. Asignación de litología por clases y validación. A) Masterlog pozo TOCUYO (Olivares, 1996). B) Probabilidad acumulada de presencia de clases en profundidad. C) Validación con secciones finas. D) Discriminación litológica final.

#### 5.4.3. Análisis espectral de rayos gamma.

Como se pudo observar, la litología presente en la formación es compleja, intercalando entre material carbonático y siliciclástico, por esta razón, para calibrar correctamente el contenido de arcilla es necesario realizar un estudio mineralógico más completo, que permita caracterizar los tipos de arcillas que se encuentran depositadas en la zona, además de las condiciones de depositación de cada secuencia. Adicionalmente, es importante discriminar y estudiar la presencia de material no asociado a la arcilla y su efecto en los registros, para de esta manera evitar subestimar o sobre estimar los modelos de isopropiedades en el área.

Este análisis se llevó a cabo por cada secuencia estudiada empleando los registros espectrales del pozo TOCUYO, por su parte, con el pozo YARACAL la cobertura de los registros espectrales permitió estudiar el tope de la secuencia del Mioceno medio, sirviendo de esta manera como correlación.

### 5.4.3.1. Tipo de arcilla.

Los minerales de arcilla determinados en la formación para el pozo TOCUYO se observan en la Figura V.28, el cual tiene como resultado la presencia predominante de montmorillonita, siguiendo en menor proporción las contribuciones de caolinita y minerales pesados al contenido arcilloso de esta parte de la subcuenca. Es importante destacar los intervalos glauconíticos y micáceos que se visualizan en la base de la secuencia del Mioceno medio (Figura V.28B), asociados directamente con la presencia del Miembro Policarpio de la Fm. Pozón, el cual según Suter (1947) marca una discordancia debajo de la cual los estratos se encuentran fallados por un conjunto de fallas más antiguas a la depositación de estas arcillas.

En el caso de la secuencia del Mioceno superior, el intervalo carbonático se muestra limpio, por lo que la presencia predominante de los ácidos orgánicos en la constitución de la roca complica el patrón de interpretación de la relación Th/K, debido que la emisión de estos elementos no se puede relacionar exclusivamente a los minerales de arcilla presentes en la formación, por esta razón, cualquier interpretación de esta relación en esta zona se considera fuera de los objetivos de esta evaluación.

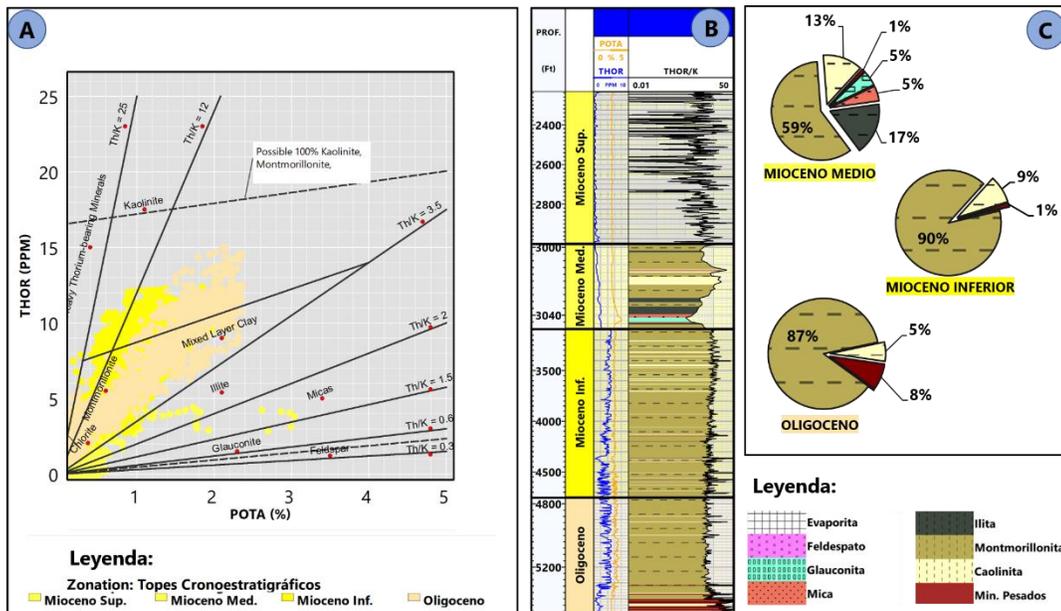


Figura V.28. Caracterización de tipo de arcillas en el pozo TOCUYO. A) Gráfico Th/K B) Distribución en profundidad del tipo de arcilla C) Porcentaje de contribución de cada tipo de arcilla por secuencia.

### 5.4.3.2. Condiciones de depositación.

El análisis de la relación Th/U permitió determinar facies geoquímicas, a través del análisis de los indicadores redox que están directamente asociados a las condiciones de depositación, las mismas fueron validadas mediante la interpretación de los mapas paleoambientales realizados por Carnevalli *et al.* (2000).

En el Oligoceno, el ambiente sedimentario de plataforma externa al borde de un ambiente litoral, promueve la depositación de material carbonático y siliciclástico de forma alternada hacia el tope de la secuencia, predominando una facie geoquímica reductora-transicional, donde la movilización de uranio evidencia los cambios secuenciales en las condiciones ambientales del depósito (Figura V.29).

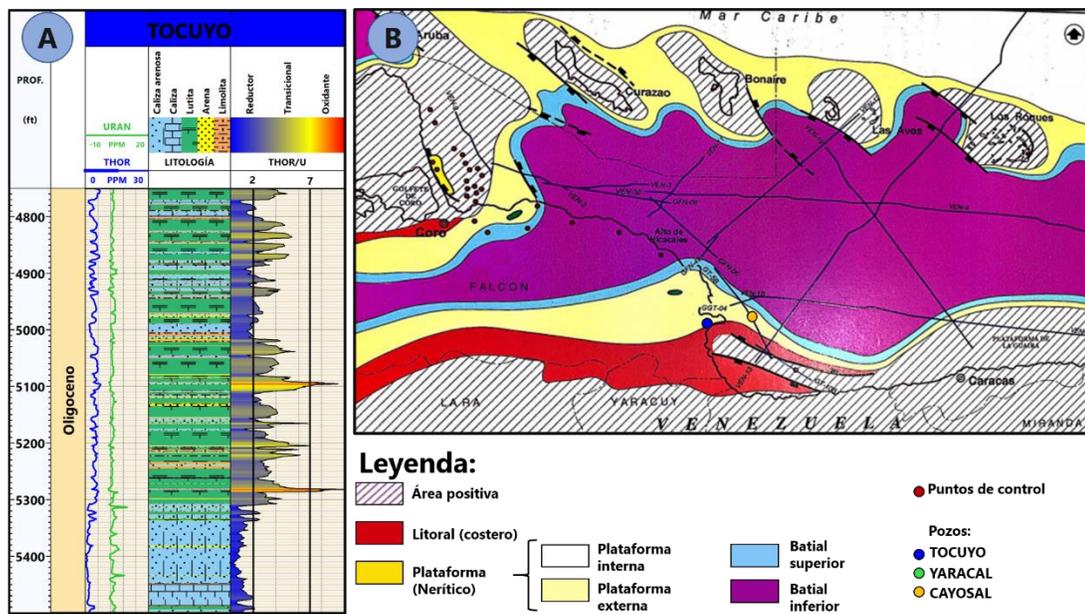


Figura V.29. A) Relación Th/U en la secuencia del Oligoceno en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Oligoceno (Carnevalli *et al.*, 2000).

En el Mioceno inferior, las condiciones de depositación se mantienen de reductoras a transicionales en la base de la secuencia, sin embargo, hacia el tope de la misma se visualiza una disminución paulatina del contenido de uranio, lo cual refiere condiciones transicionales-oxidantes en la subcuenca, que marcan el inicio de la sedimentación de

material de origen siliciclástico (Figura V.30). Estas variaciones observadas se asocian estrechamente con la continuación del colapso extensional de la cuenca Falcón-Bonaire, donde el predominio de las zonas oxidantes hacia el final de la depositación de la secuencia, marcan la fase final del proceso previo a la inversión de la cuenca.

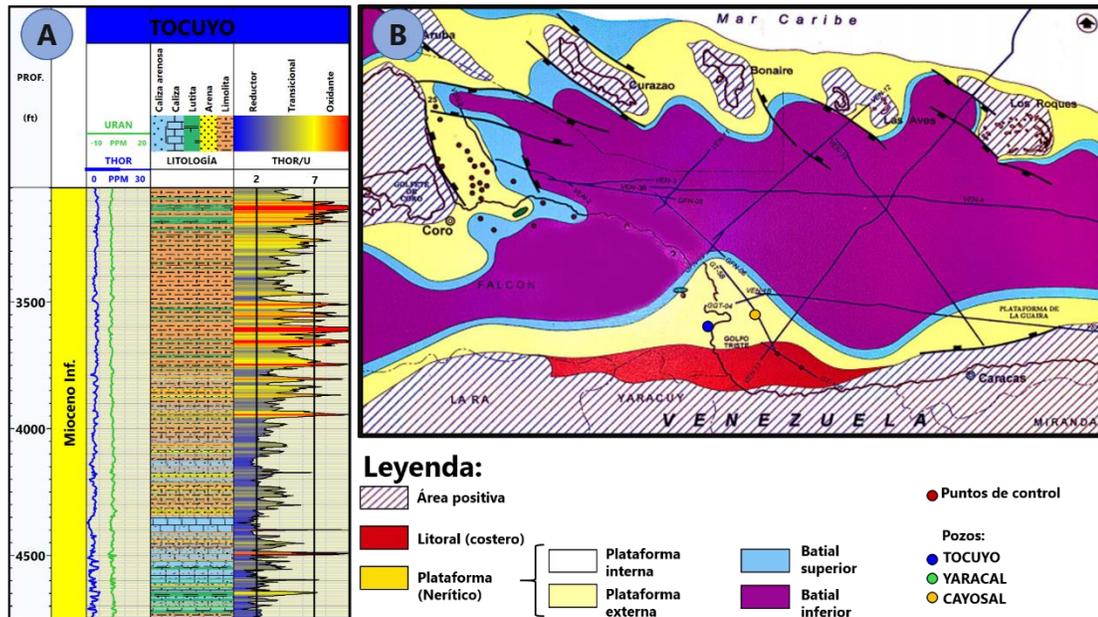


Figura V.30. A) Relación Th/U en la secuencia del Mioceno inferior en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Mioceno inferior (Carnevali *et. al.*, 2000).

El proceso de inversión parcial de la cuenca genera cambios significativos en los ambientes de depositación en el Mioceno medio. La transición de ambientes de plataforma externa a interna en condiciones reductoras es evidenciada en el aumento de las concentraciones de uranio en la formación. Como se observa en la Figura V.31, hacia el noreste de la subcuenca El Tocuyo (pozo YARACAL) aún existe movilización de uranio debido a las condiciones transicionales de sedimentación, mientras que hacia el sureste (pozo TOCUYO), el aumento y fijación en las concentraciones de uranio refieren a condiciones establemente reductoras que promueven la depositación de material carbonático hacia el tope de la secuencia.

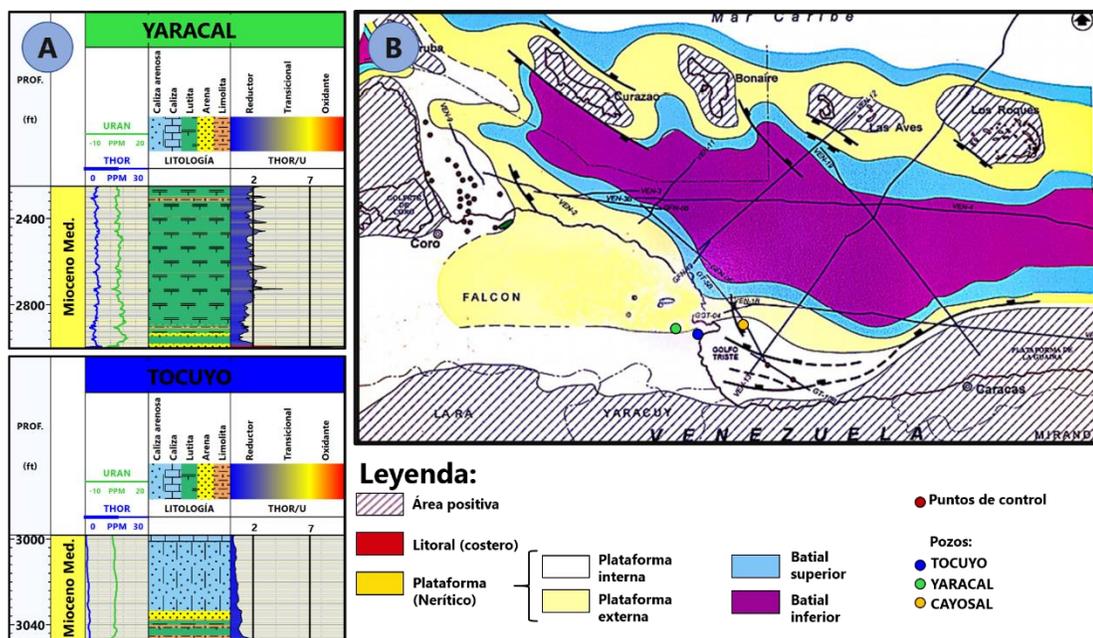


Figura V.31. A) Relación Th/U en la secuencia del Mioceno medio en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Mioceno medio (Carnevali *et. al.*, 2000).

Ya en el Mioceno superior, el dominio de los ambientes de plataforma interna en el área de la subcuenca, da cabida a la fijación de condiciones reductoras en el proceso de sedimentación (Figura V.32). De esta forma, se observan las mayores concentraciones de uranio de la columna estratigráfica en esta zona, producto de la consolidación de material orgánico que deriva en la litificación de carbonatos arrecifales netos en toda la secuencia, con ocurrencias poco frecuentes de material fino de naturaleza también calcárea. Los aportes adicionales por parte de las concentraciones de uranio a la radiación de la formación en esta secuencia se pueden visualizar al comparar el registro GR con el CGR (Figura V.33).

Es importante resaltar, que la calidad de reservorio de estos carbonatos viene dada por estas condiciones locales de depositación sumado a los procesos diagenéticos posteriores, los cuales originan un complejo y favorable sistema poroso del cual actualmente se desconoce su proyección hacia otras zonas de la subcuenca por la baja cantidad de datos, sin embargo, el área de influencia del ambiente sedimentario en el

cual se origina esta secuencia, permite establecer hipótesis sobre la extensión y reproducibilidad de estas unidades en otras zonas de la subcuenca.

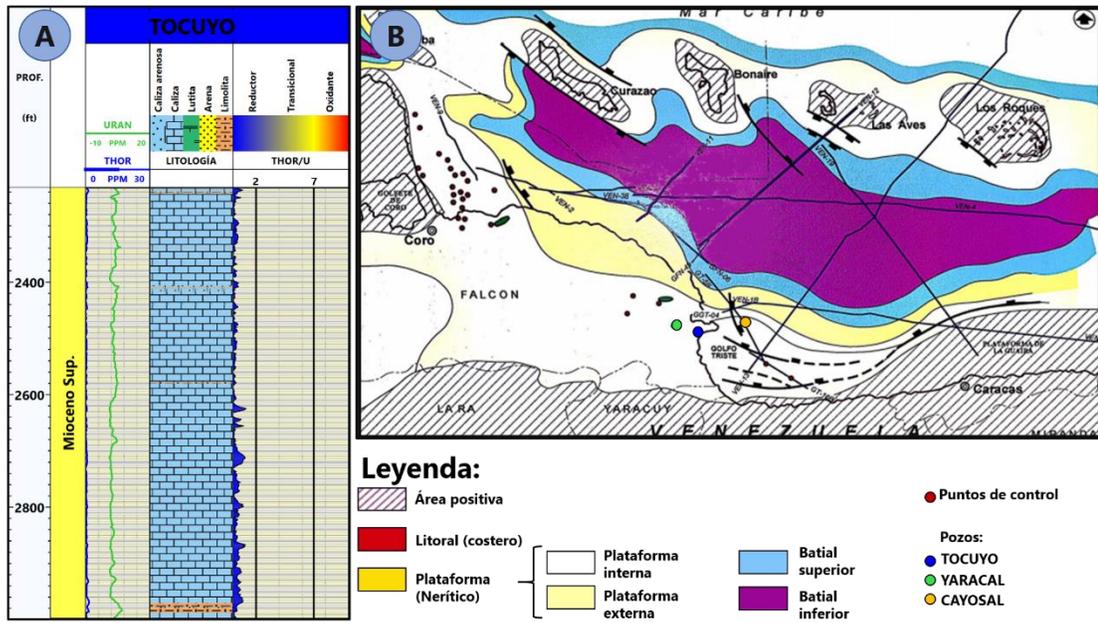


Figura V.32. A) Relación Th/U en la secuencia del Mioceno superior en el pozo TOCUYO. B) Mapa paleoambiental del Mioceno superior (Carnevali *et al.*, 2000).

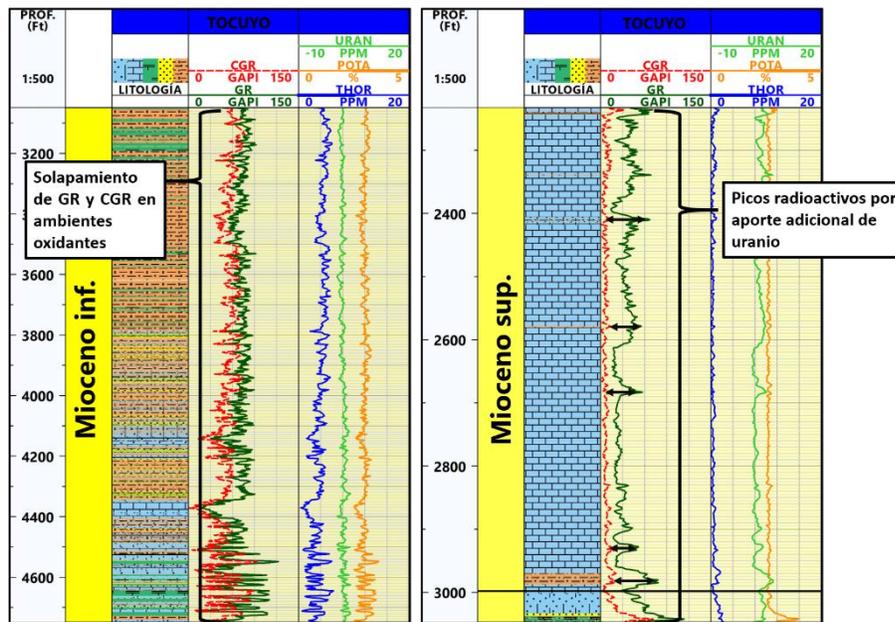


Figura V.33. Influencia del contenido de uranio en el registro GR.

#### 5.4.4. Modelo de arcillosidad ( $V_{sh}$ ).

El índice de arcillosidad ( $I_{sh}$ ) calculado a partir del registro GR otorgó, en su mayoría, los mejores resultados para las secuencias estudiadas. Se destaca en el pozo TOCUYO, el uso del registro CGR para el cálculo del  $I_{sh}$  en las secuencias que presentan mayor influencia de las altas concentraciones de uranio, con el objetivo de minimizar el error de sobre estimación del modelo en zonas de picos radiactivos por aporte adicional de este elemento (Figura V.34).

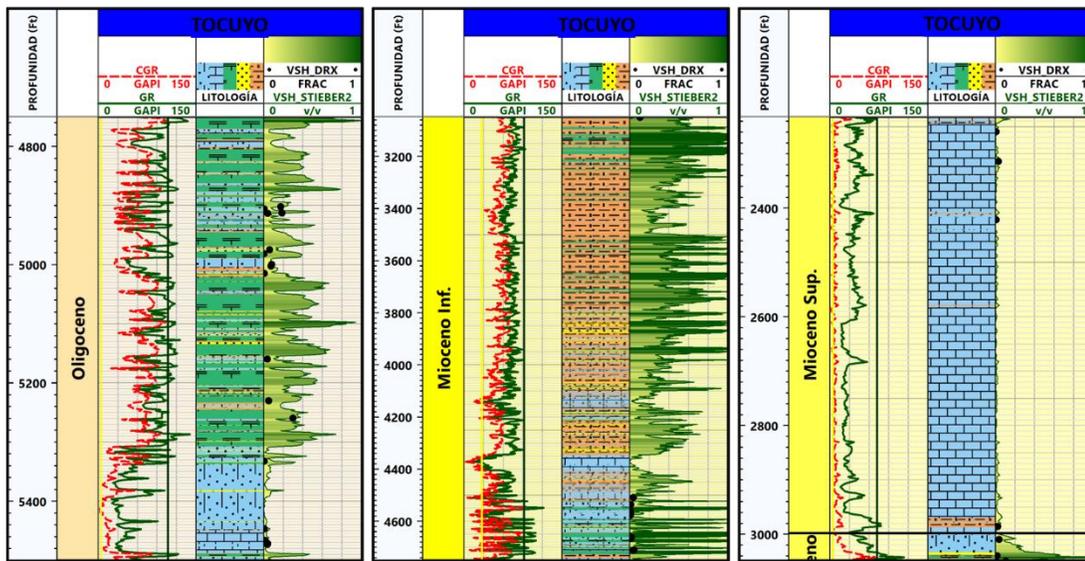


Figura V.34. Modelo de arcillosidad a partir de registro GR y CGR en el pozo TOCUYO.

Como producto final, la combinación de los modelos generados tanto por GR como por CGR mediante la expresión de Stieber II, presentan la mejor asociación con los volúmenes de arcilla calculados a partir de la DRX, obteniendo un 65% de correlación analizado mediante el modelo de regresión lineal observado en la Figura V.35.

En el caso particular de los pozos ABUNDANCIA y COSME, en los cuales no se dispuso de registro GR, se calculó el volumen de arcilla a través de una relación lineal, utilizando el valor de  $I_{sh}$  determinado a partir del registro SP (Figura V.36).

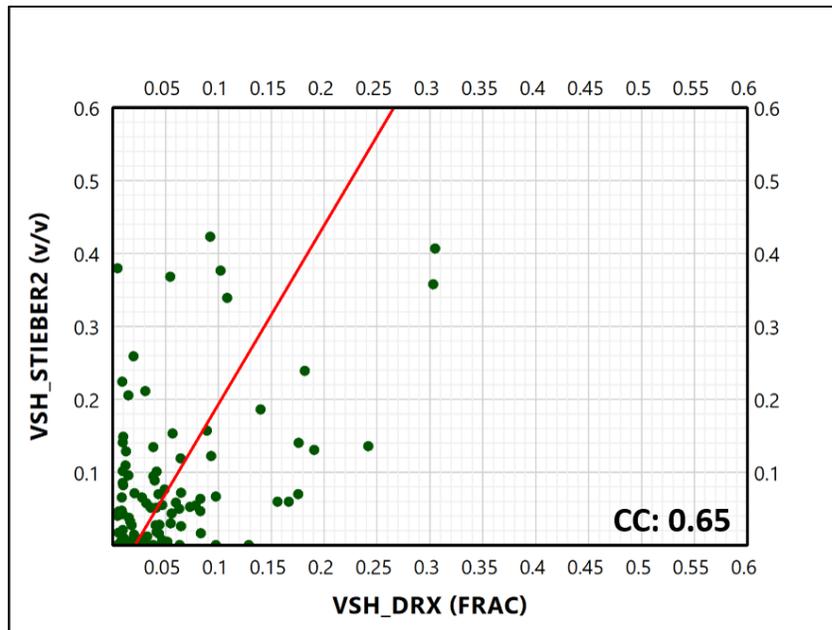


Figura V.35. Correlación de modelo de arcillosidad generado con datos de cuantificación de arcilla por DRX.

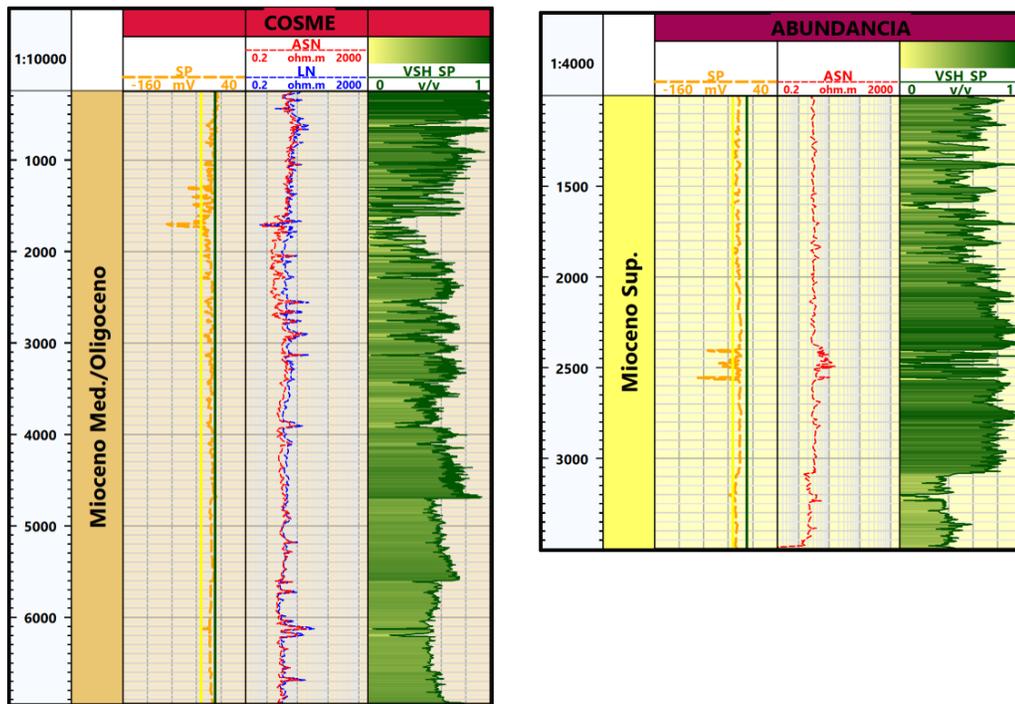


Figura V.36. Modelo de arcillosidad a partir de registro SP en los pozos COSME y ABUNDANCIA.

En líneas generales, el análisis estadístico del modelo de arcillosidad estimado muestra que para los pozos YARACAL, TOCUYO y CAYOSAL, al este de la subcuenca, se calcula una arcillosidad media de 18% y 19% en los depósitos del Oligoceno y Mioceno inferior respectivamente, sin embargo, se destacan intervalos muy arcillosos (>70%) alternados con las zonas más limpias en ambas unidades. Por su parte, la secuencia del Mioceno medio presenta una arcillosidad media mayor, alcanzando un 38% con presencia frecuente de secciones de 100% arcilla. Finalmente, la unidad carbonática del Mioceno superior se considera limpia en contenido de arcilla, presentando un promedio de arcillosidad de apenas el 1% en toda la secuencia.

Hacia el oeste, en los pozos COSME y ABUNDANCIA se estima un volumen de arcilla promedio mayor al 50%, con presencia ocasional de intervalos limpios de bajo espesor en las columnas perforadas.

#### 5.4.5. Modelo de porosidad ( $\phi$ ).

Como se observa en la Figura V.37, tanto el modelo de porosidad estimado a partir del registro de densidad (PHI\_D) como el realizado a partir del sónico (PHI\_S) presentan buena correlación con los datos de porosidad de núcleo en el pozo TOCUYO, con una asociación del 80 y 86% respectivamente.

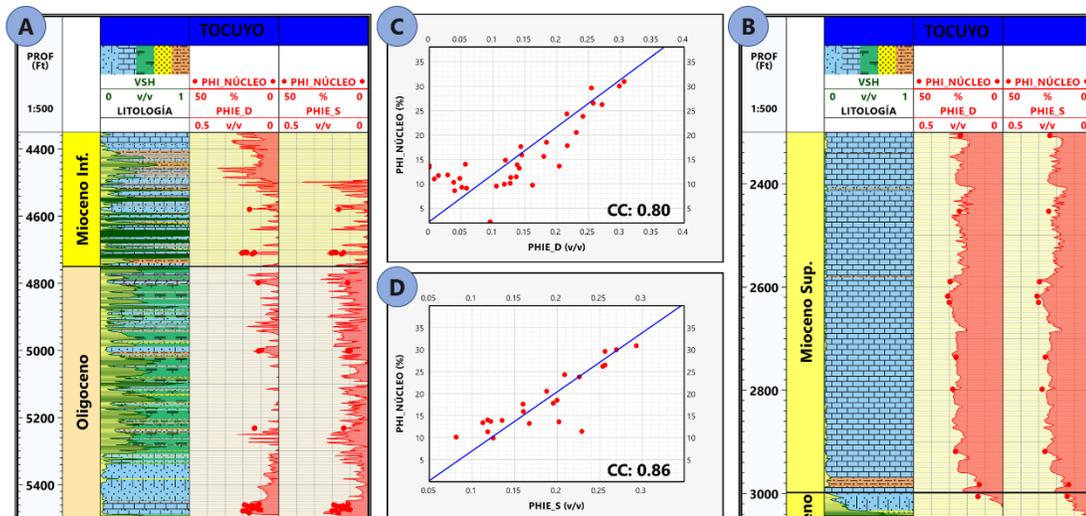


Figura V.37. Comparación de modelos de porosidad en el pozo TOCUYO. A) Modelos estimados para el Oligoceno y Mioceno inferior. B) Modelos estimados para el Mioceno medio y superior. C) Regresión lineal PHI\_D vs PHI en núcleo. D) Regresión lineal PHI\_S vs. PHI en núcleo

Se destaca que el modelo PHI\_S tiene ligeramente mejor correlación con los datos de núcleo en las secuencias del Oligoceno y el Mioceno inferior, mientras que el modelo PHI\_D mantiene mayor fidelidad a la porosidad de los tapones analizados en las secuencias del Mioceno medio y superior, tomando en cuenta también que la cobertura del registro sísmico en este pozo solo abarca, en la secuencia del Mioceno inferior, unos 260 pies hacia la base. Estas mismas características se visualizan en el pozo YARACAL (Figura V.38), donde el modelo PHI\_S se asocia mejor con los datos de núcleo, y no se cuenta con cobertura de registro sísmico ni de densidad hacia las secuencias suprayacentes.

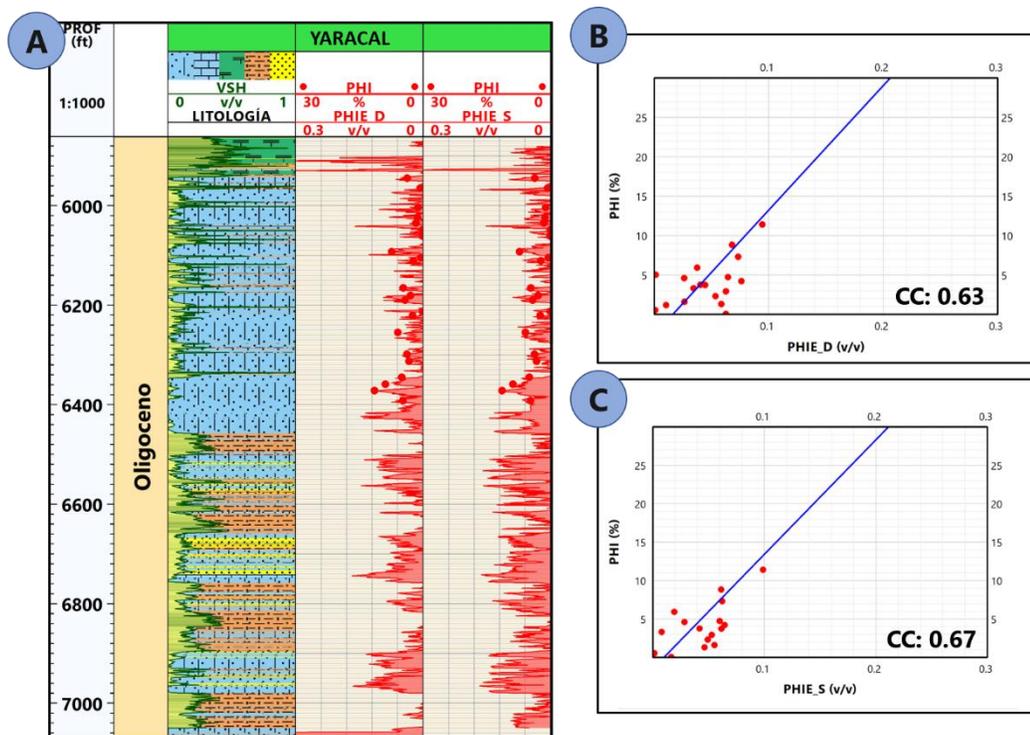


Figura V.38. Comparación de modelos de porosidad en el pozo YARACAL. A) Modelos estimados para el Oligoceno. B) Regresión lineal PHI\_D vs PHI en núcleo. C) Regresión lineal PHI\_S vs. PHI en núcleo.

Tomando en cuenta lo antes analizado, se utilizó como producto final la combinación de ambos modelos estimados, completando los tramos de mejor correlación con el objetivo de obtener una mayor y más óptima cobertura dentro de los pozos.

La determinación del SPI, permitió identificar la presencia de porosidad secundaria en las zonas en donde el perfil PHI\_S es menor al PHI\_D. Como se observa en las Figura V.39A-B, en la secuencia del Oligoceno, los intervalos de porosidad secundaria son más frecuentes y continuos hacia el pozo YARACAL que en el pozo TOCUYO, y la misma se atribuye a la presencia de moldes y vugas aisladas identificadas mediante el análisis de los valores de  $m$  (ver sección 5.3.1.1). Por su parte, el sistema poroso de la secuencia carbonática del Mioceno superior (Figura V.39C) se encuentra dominado por porosidad secundaria, asociada en su mayoría a las microfracturas identificadas previamente en la sección 5.3.1.4.

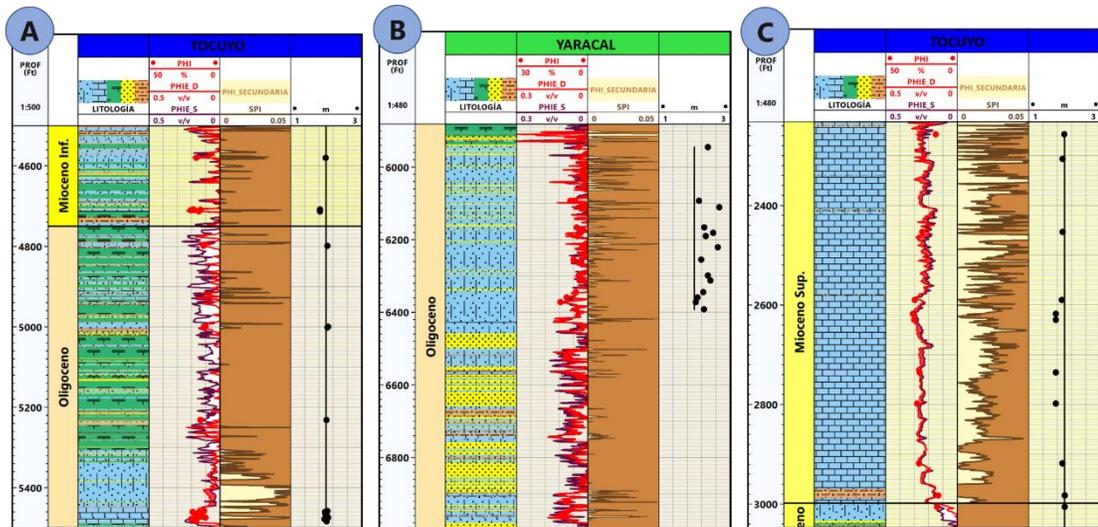


Figura V.39. Zonas dominadas por porosidad secundaria en la formación mediante SPI. A) Oligoceno-Mioceno inferior, pozo TOCUYO. B) Oligoceno, pozo YARACAL. C) Mioceno medio-superior, pozo TOCUYO.

#### 5.4.6. Modelo de saturación de agua ( $S_w$ ).

Antes de estimar la saturación de agua en la formación es importante analizar cómo se encuentran distribuidas las arcillas depositadas en cada secuencia y su influencia en el modelo final. Empleando el gráfico de Thomas-Stieber (Figura V.40) se visualiza de manera general el dominio de arcillas dispersas que rellenan los poros de las secuencias del Oligoceno, Mioceno inferior y Mioceno medio.

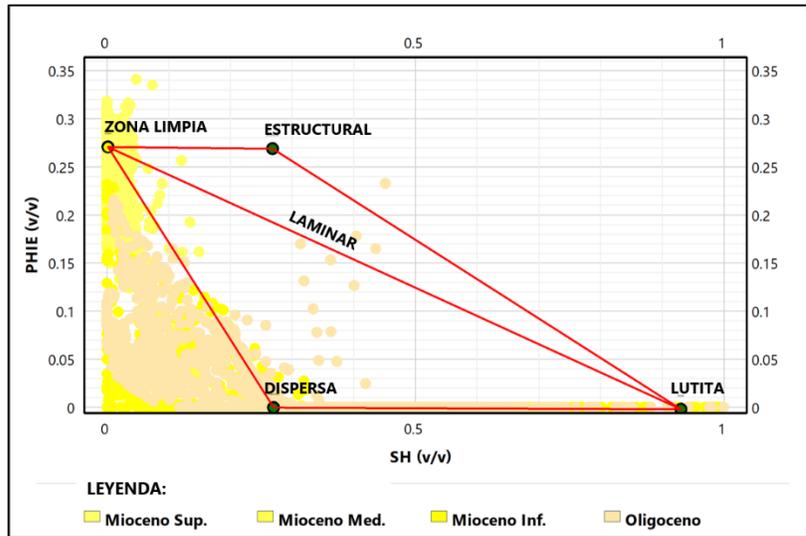


Figura V.40. Gráfico de Thomas-Stieber para las secuencias del Oligoceno y Mioceno inferior, medio y superior.

Como se observa en la Figura V.41, el uso de los parámetros petrofísicos teóricos ( $m=2$ ), de forma indiscriminada en toda la formación, afecta de forma notable en la evaluación del modelo Sw, subestimando los valores obtenidos respecto a los modelos calculados empleando los valores de  $m$  determinados mediante los registros eléctricos (Tabla V-5).

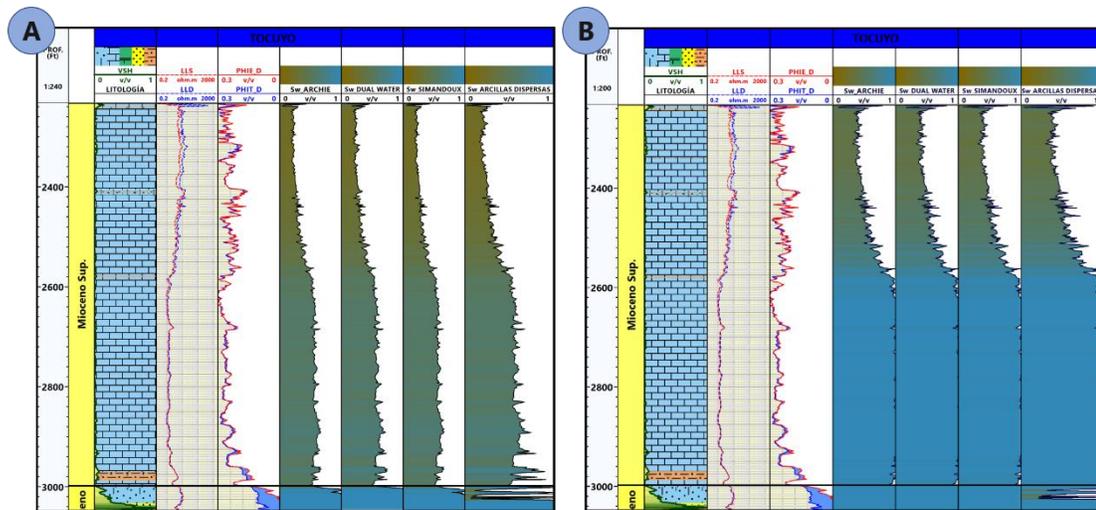


Figura V.41. Modelo de saturación de agua en el pozo TOCUYO. A) Exponente de cementación  $m=2$ . B) Exponente de cementación  $m$  variable.

El modelo Sw con mejor ajuste a las características de la formación es el modelo de arcillas dispersas, ya que, al utilizar los m calculados para cada secuencia, se toma en cuenta la geometría de los poros logrando reproducir de forma coherente las condiciones de saturación del reservorio, permitiendo interpretar las variaciones generadas por el tipo de disposición dominante de las arcillas depositadas y su efecto en la porosidad efectiva (Figura V.42)

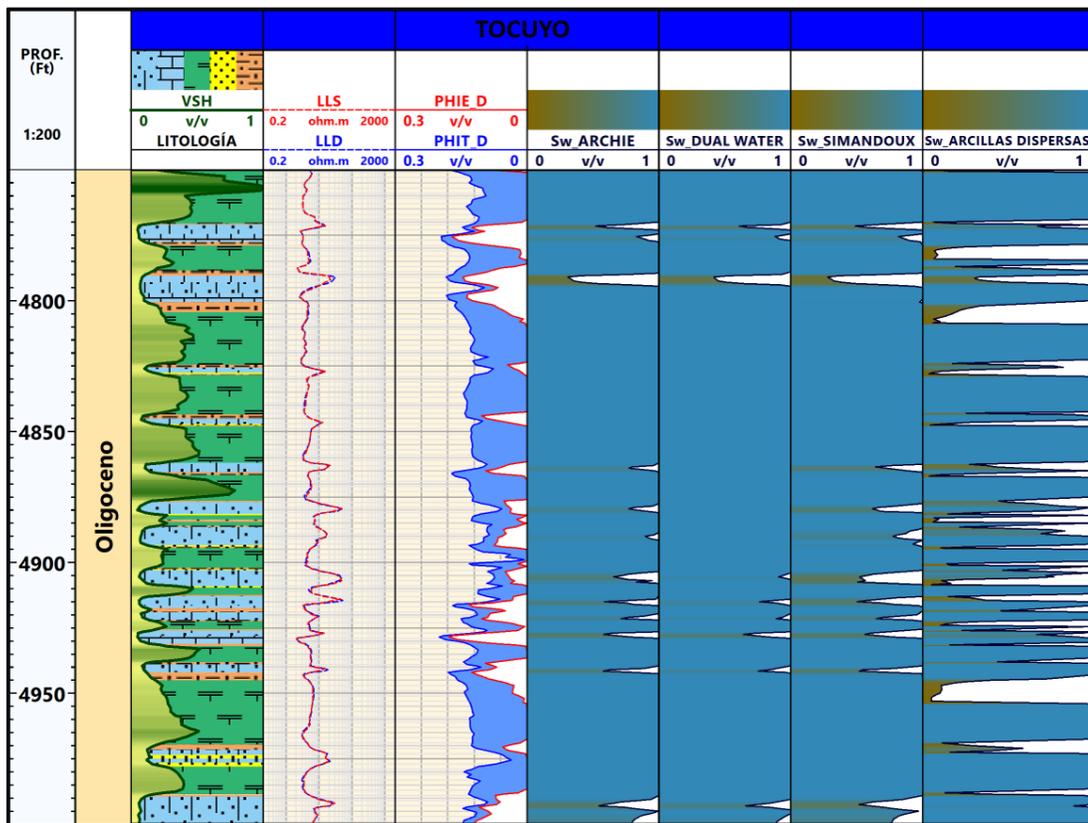


Figura V.42. Comparación de modelos de saturación con m variable.

#### 5.4.7. Modelo de permeabilidad (K).

Existe una compleja relación entre la permeabilidad y la geometría de los poros en el reservorio, esto quiere decir que no existe actualmente una ley universal para relacionar estas propiedades, por esta razón, cualquier modelo realizado a partir de perfiles representa una aproximación empírica a las propiedades reales del reservorio.

Para este estudio, el modelo con mejor ajuste a los datos de análisis convencional de núcleo fue el de Coates & Dumanoir (1973), con un coeficiente de correlación de 95% ligeramente superior al 93% presentado por el modelo de Wylle & Rose (1950) en el pozo TOCUYO (Figura V.43). Por su parte, en el pozo YARACAL la correlación presentada fue del 37 y 34% respectivamente en la secuencia del Oligoceno.

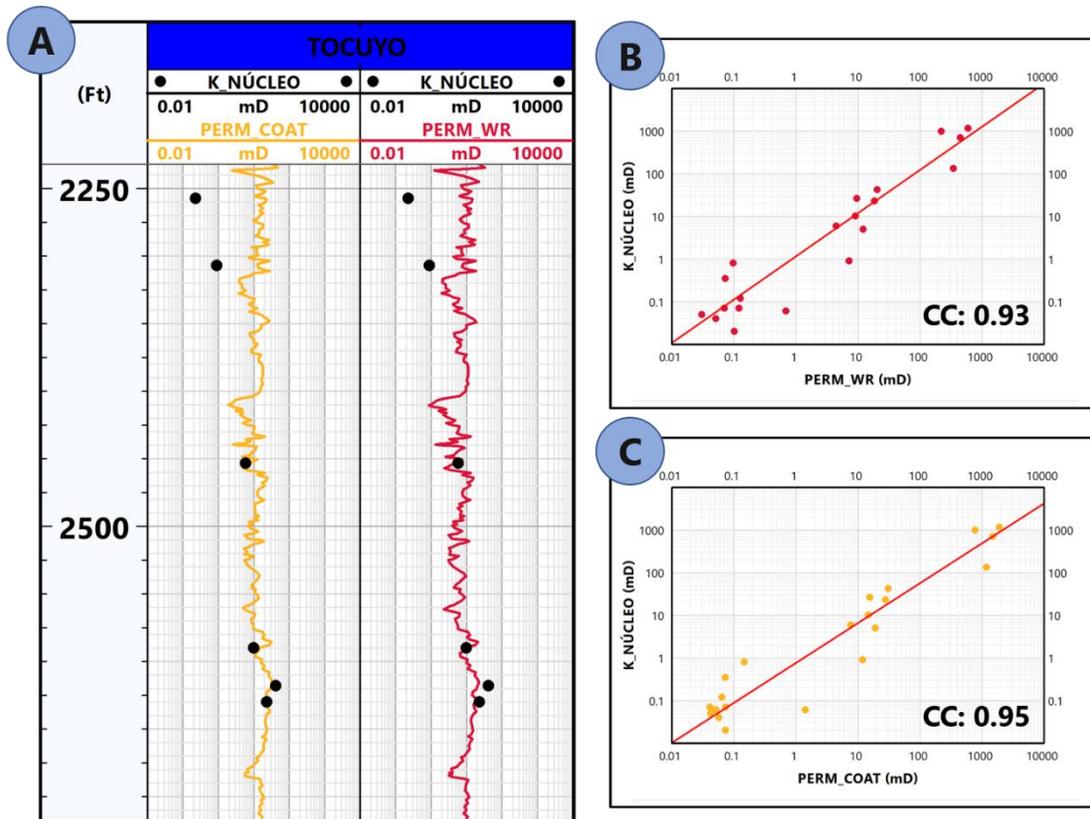


Figura V.43. Ajuste de modelos de permeabilidad en el pozo TOCUYO.

Realizando una comparación de la porosidad vs. la permeabilidad obtenida por secuencia se encuentra una dispersión notable entre ellas (Figura V.44). Se observa como los depósitos carbonáticos del Oligoceno y Mioceno superior (Figura V.44A) muestran que la permeabilidad se encuentra directamente controlada por la geometría de poros dominante en las unidades, siendo la secuencia del Oligoceno la que posee una mayor difusión en la dispersión. Por su parte, las secuencias del Mioceno medio e inferior (Figura V.44B), no poseen una tendencia correlacionable entre ambas

propiedades, lo que pone en evidencia las variaciones y complejidades litológicas en la zona. De forma particular, la secuencia del Mioceno inferior muestra en algunos sectores altos valores de permeabilidad con baja porosidad, lo cual puede ser asociado a zonas de fracturas en la unidad.

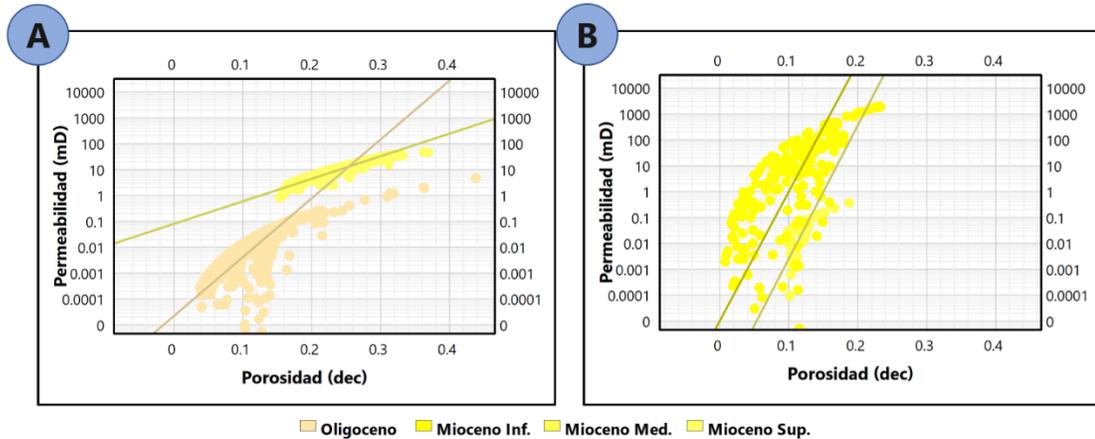


Figura V.44. Relación porosidad-permeabilidad por secuencias mediante regresiones lineales.

La relación existente que evidencian estas propiedades en la formación demuestra la dependencia del sistema poroso a la fábrica de la roca, atribuyendo el control de la dispersión de los datos a las heterogeneidades de las secuencias estudiadas. El gráfico propuesto por Lucia (2007), permitió caracterizar las distintas fábricas de roca (RF) presentes en cada secuencia (Figura V.45).

El gráfico muestra como las secuencias del Oligoceno y Mioceno superior ocupan valores de RF mayores a 2.5, lo que el autor atribuye a carbonatos soportados por la matriz (floatstone-rudstone) y cristales finos de dolomitas matriz-soportados, donde a medida que los valores se acercan a 2.5 se interpreta el aumento en el tamaño de grano en la secuencia, esto puede indicar que la porosidad presente en estas secuencias es dominada principalmente por los espacios interpartícula de la roca. Por su parte, las secuencias del Mioceno inferior-medio no presentan una tendencia única en la fábrica de roca, interpretándose las variaciones litológicas y las eventualidades postdeposicionales como fracturamiento y efectos diagenéticos presentes en ambas secuencias.

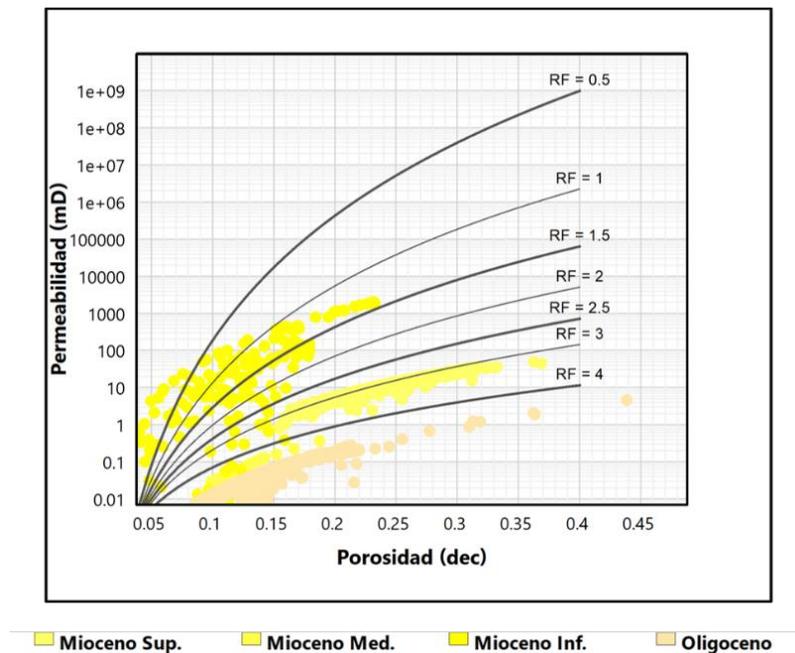


Figura V.45. Relación porosidad-permeabilidad para los distintos tipos de fábrica de roca (RF) en la formación.

## 5.5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA PORAL Y CARACTERIZACIÓN DE PETROFACIES.

Empleando el gráfico de porosidad vs. permeabilidad de Winland (1972) y extrapolando la Ecuación (9) a los modelos obtenidos en la etapa anterior, se lograron estimar los radios de garganta poral dominantes en los depósitos carbonáticos y siliciclásticos de la columna sedimentaria, permitiendo establecer un análisis del comportamiento del sistema poroso en cada una de las secuencias estudiadas en la formación.

A continuación, se presentan sistemáticamente las descripciones del sistema poroso presente en cada secuencia por orden de depositación, junto al análisis de los factores que influyen las principales características del sistema roca-fluido en el área estudiada, tomando en cuenta las estimaciones porosidad-permeabilidad en los pozos YARACAL, TOCUYO y CAYOSAL, al este de la subcuenca.

### 5.5.1. Secuencia Oligoceno (Formación Churuguara/Guacharaca).

Como se observa en la Figura V.46, la secuencia del Oligoceno presenta un dominio de petrofacies nano porosas y micro porosas con un aporte de entre el 40 y 50% respectivamente, con presencia menor de meso poros y macro poros en la parte continental de la subcuenca. Costa afuera, el pozo CAYOSAL muestra un aumento en la presencia de meso y macro poros, acrecentando en un 25 y 13% respectivamente su distribución en la formación, evidenciando un comportamiento más heterogéneo de la secuencia sedimentaria.

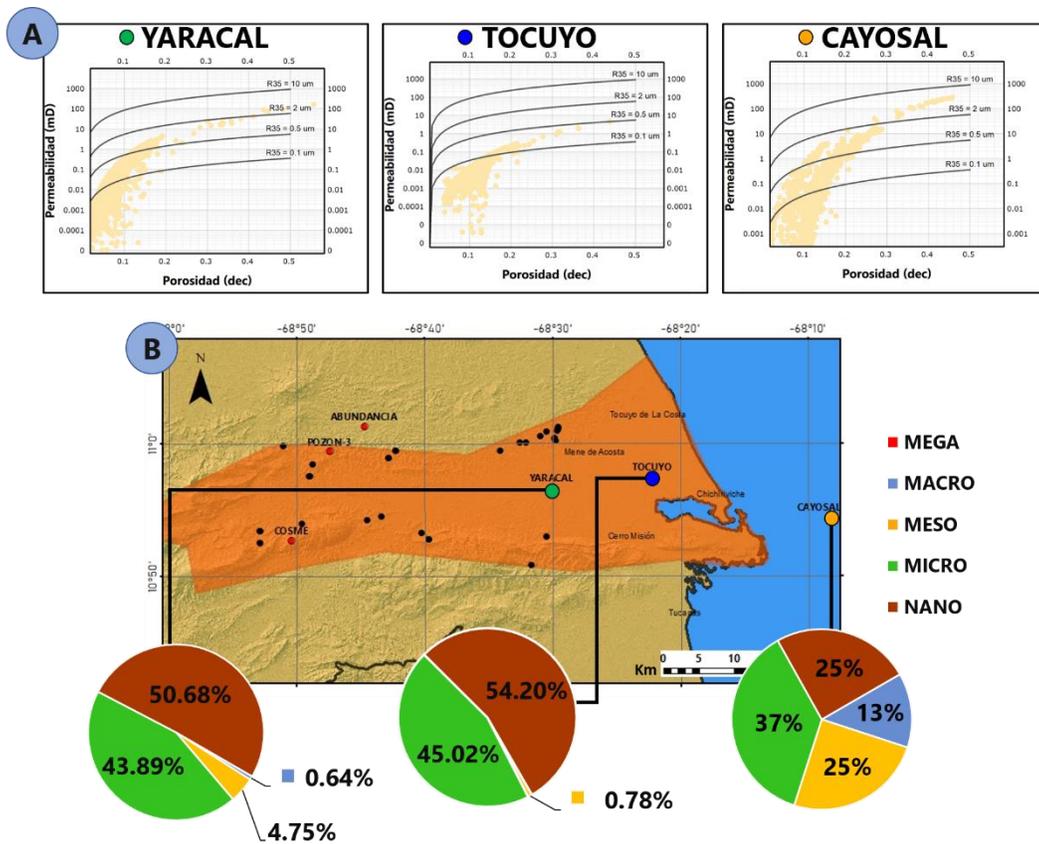


Figura V.46. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Oligoceno. A) Gráfico de Winland R35 por pozo. B) Distribución de petrofacies.

Como se observa en la distribución en profundidad de petrofacies (Figura V.47), de forma general el dominio de los nano poros y micro poros se encuentra ligada en su mayoría a las unidades carbonáticas de la secuencia, cuya fábrica matriz soportada es

la que rige la geometría y dimensiones de las conexiones existentes en el espacio poroso.

En el caso del pozo YARACAL, el aumento en los radios de garganta de poros hacia la base de la secuencia es asociada al material siliciclástico presente, estimándose entonces un ligero aumento en el tamaño de granos que favorece un mayor espaciamiento intergranular. Por su parte, el acrecentamiento en el aporte de facies meso porosas y macro porosas estimada en el pozo CAYOSAL, puede atribuirse, más allá de la naturaleza de la roca, a los inconvenientes de correlación entre secuencias expuesta por Soto et al. (2019), quienes explican que la datación de alto rango de los eventos bioestratigráficos en este pozo, pueden traer problemas en la correspondencia con las secuencias perforadas por sus pozos vecinos en tierra, esto aumenta la incertidumbre en la posición de los topes, pudiendo estar en presencia de petrofacies correspondientes a diferentes secuencias cronoestratigráficas.

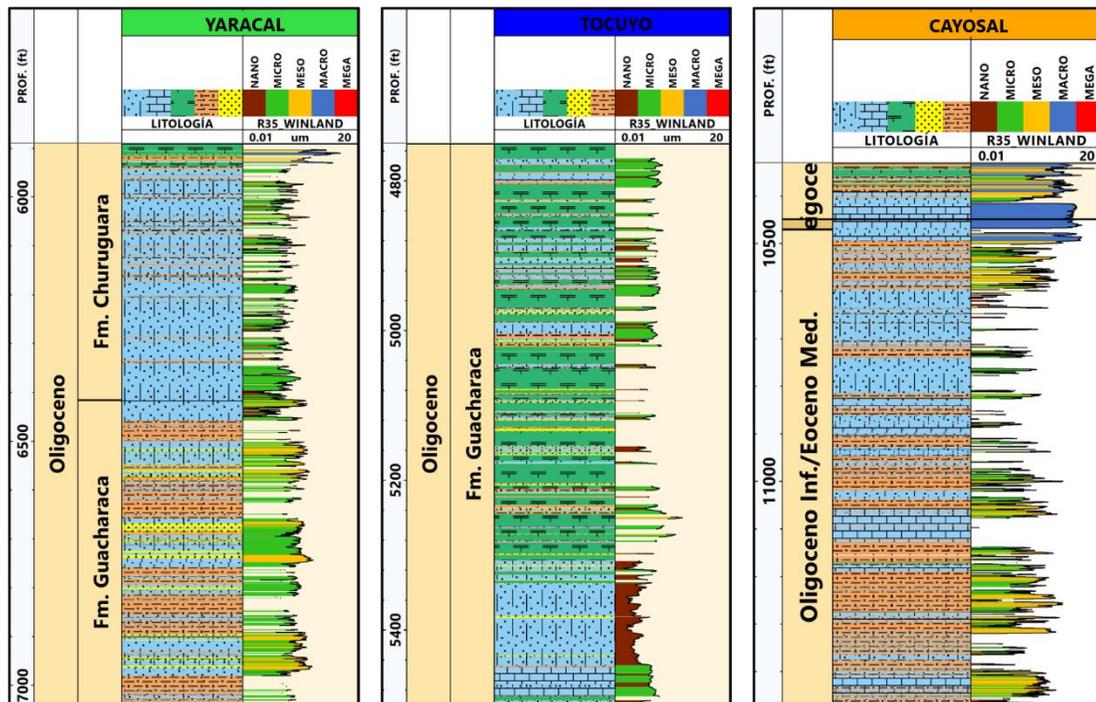


Figura V.47. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Oligoceno.

### 5.5.2. Secuencia Mioceno inferior (Formación San Lorenzo).

Las variaciones en las petrofacies observadas en la secuencia del Mioceno inferior, pueden deberse a la presencia de fracturas y los procesos diagenéticos característicos de este período de depositación en la subcuenca, que pueden representar los principales rasgos que rigen las conexiones del sistema poroso de la Formación San Lorenzo, sumado a las variaciones litológicas que alternan material carbonático y siliciclástico. A modo general se observa un dominio de macro poros con más del 40%, seguido de mega y meso porosas, con presencia en menor proporción de micro y nano poros (Figura V.48).

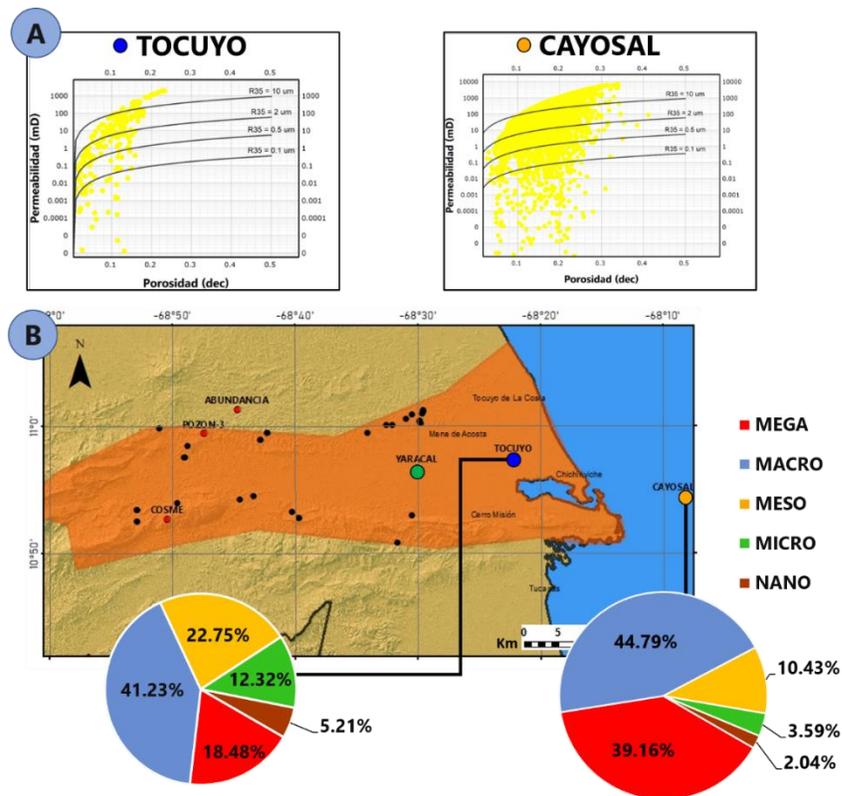


Figura V.48. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Mioceno inferior. A) Gráfico de Winland R35 por pozo. B) Distribución de petrofacies

El complejo sistema poroso de la secuencia del Mioceno inferior comprende una combinación de dos sistemas porosos de diferente comportamiento, el primero refiere zonas de altas permeabilidades (>10 mD) y baja porosidad (<8%), asociadas a las

conexiones porales generadas a partir de las fracturas y micro fracturas en la roca, mientras que, el segundo es un sistema interpartícula con altas porosidades (>10%) y baja permeabilidad (<0.1 mD) atribuibles a los efectos diagenéticos en las unidades carbonáticas como cementación y recristalización (Figura V.49).

Se pueden localizar también algunos intervalos porosos con muy alta permeabilidad en algunas secciones de las columnas estudiadas, presentados en mayor frecuencia hacia el pozo CAYOSAL, a través del dominio facies mega porosas. En la Figura V.50, se muestra la variación en profundidad de las diferentes petrofacies en los pozos TOCUYO y CAYOSAL.

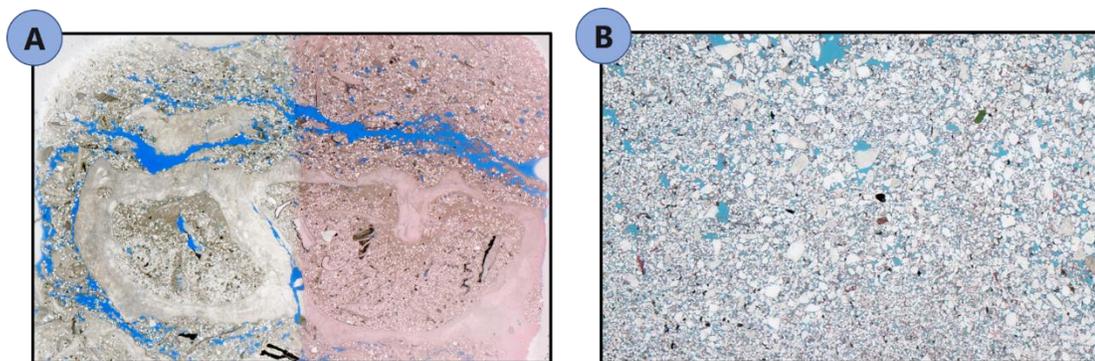


Figura V.49. Procesos diagenéticos que interfieren con el sistema poroso en la secuencia Mioceno inferior (pozo TOCUYO). A) Sistemas de micro fracturas (SF @4662'9"). B) Moldes por disolución y porosidad interpartícula (SF @4506'2").

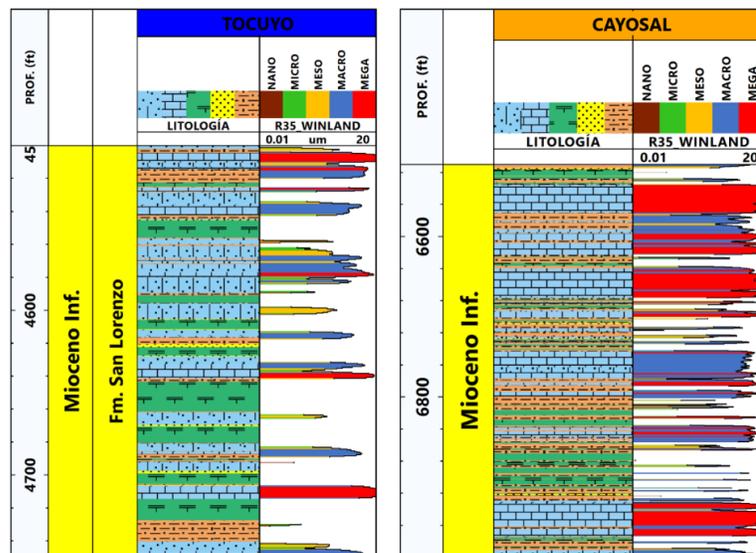


Figura V.50. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Mioceno inferior.

### 5.5.3. Secuencia Mioceno medio (Formación Pozón).

La secuencia del Mioceno medio se encuentra dominada por petrofacies nano porosas y micro porosas de forma general, siendo en el caso del pozo TOCUYO una contribución de más del 98% de micro poros en el sistema (Figura V.51).

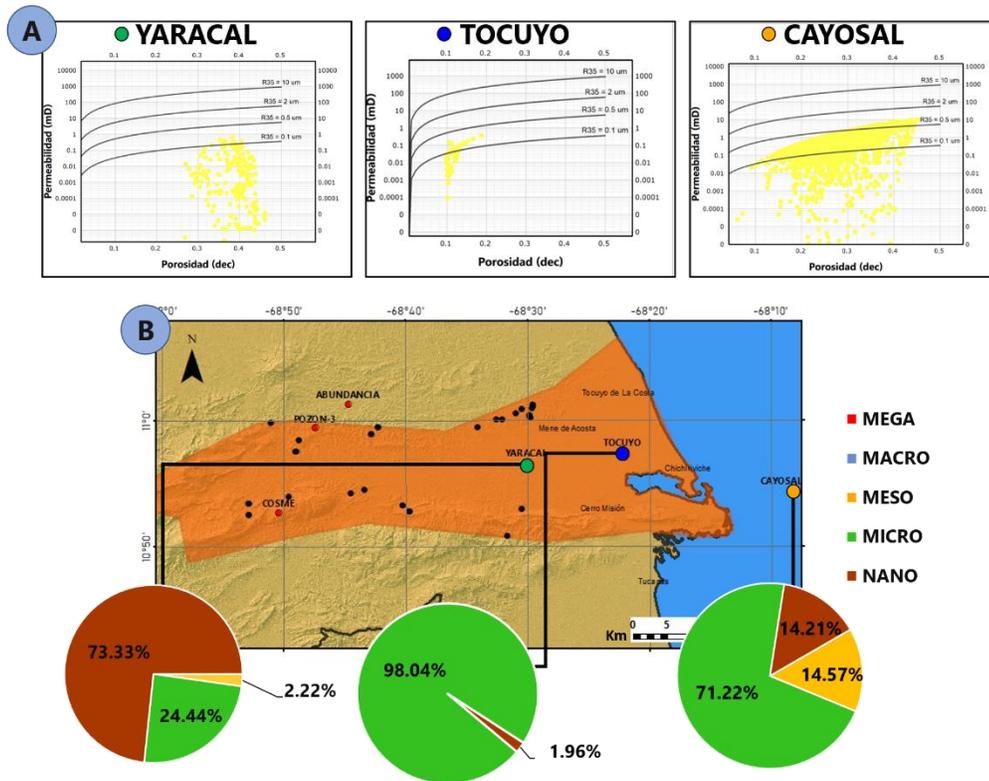


Figura V.51. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Mioceno medio. A) Gráfico de Winland R35 por pozo. B) Distribución de petrofacies

El poco espacio poroso de la secuencia del Mioceno medio se encuentra altamente afectado por la presencia de los minerales de arcilla característicos de los miembros Policarpio y Husito de la Formación Pozón, los cuales se disponen de forma dispersa rellenando el espacio interpartícula de la secuencia, ocluyendo los poros y reduciendo el radio de garganta de los mismos, disminuyendo la calidad de reservorio de los depósitos sedimentarios (Figura V.52). A esta arcillosidad se le suman procesos de cementación y recristalización, que afectan las unidades carbonáticas de la secuencia.

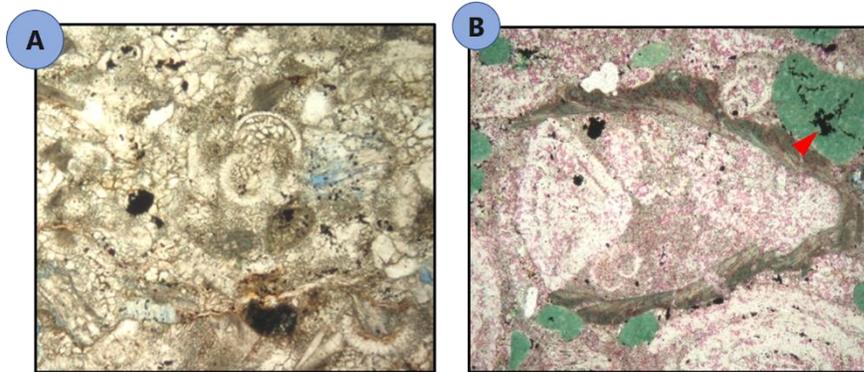


Figura V.52. Minerales de arcilla ocluyendo el espacio poroso de la secuencia Mioceno medio (pozo TOCUYO). A) SF @3010'10" (fotomicrografía), alto grado de cementación. B) SF @3036'6" (fotomicrografía), efecto de las arcillas en poros interpartícula.

La distribución en profundidad de los distintos tipos de petrofacies se observa en la Figura V.53, donde destaca la influencia directa de los intervalos lutíticos en la secuencia.

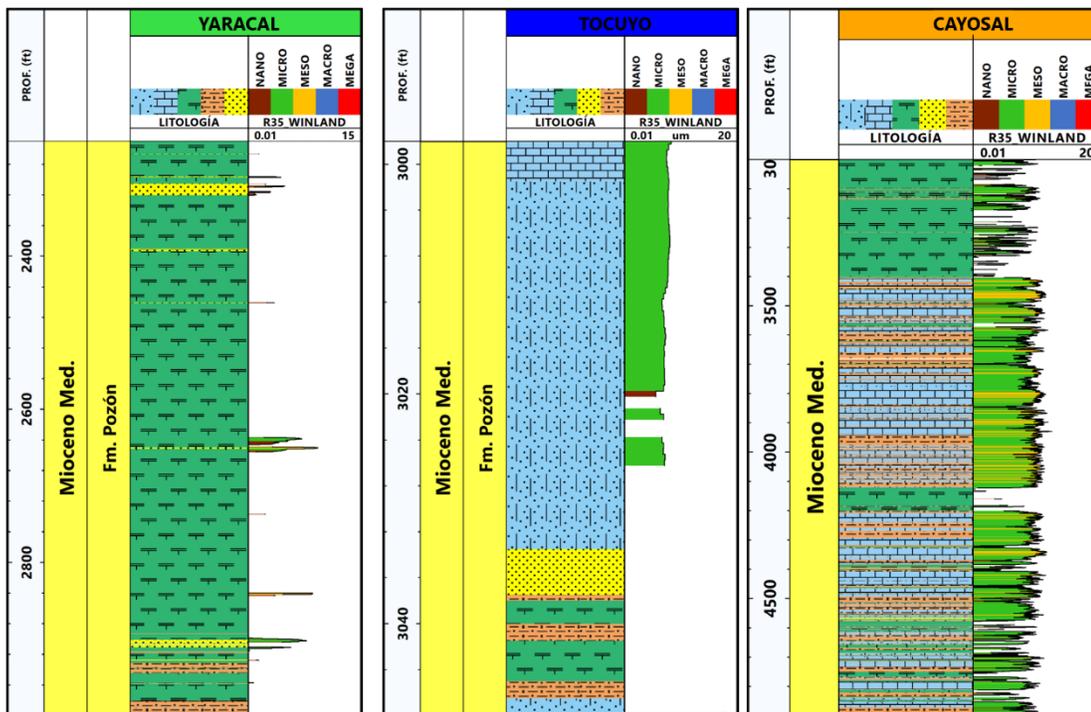


Figura V.53. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Mioceno medio.

#### 5.5.4. Secuencia Mioceno superior (Formación Capadare).

La unidad carbonática de la Formación Capadare, depositada en la secuencia del Mioceno superior perforada por el pozo TOCUYO, se encuentra dominada casi en su totalidad por meso poros, conformando esta petrofacies más del 95% del sistema poroso en esta formación, con contribuciones en menor proporción de macro poros (4.24%) y una presencia descartable de micro poros de 0.07% (Figura V.54).

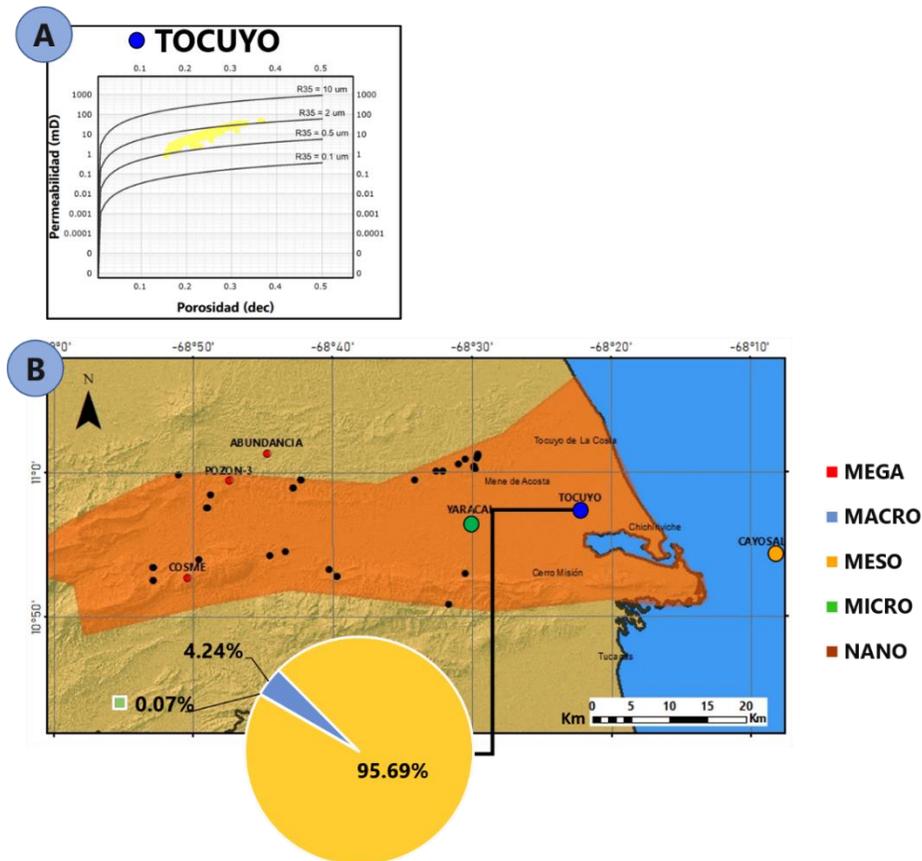


Figura V.54. Descripción del sistema poroso en la secuencia del Mioceno superior. A) Gráfico de Winland R35 por pozo. B) Distribución de petrofacies

El espacio poroso de esta secuencia combina porosidad primaria y secundaria. La fábrica de la roca describe una unidad carbonática mayormente matriz soportada y muchos de sus productores parecen preservar sus estructuras internas, así como el espacio interpartícula. La configuración del sistema poroso en esta secuencia refiere porosidades mayores al 20% de forma casi continua en toda la secuencia.

En la Figura V.55 se observa como el micro fracturamiento de la roca conecta los espacios porosos de la misma, mayormente constituidos por vugas y moldes generados a partir de la disolución del material calcáreo, así como también el espacio interpartícula en las facies grainstone y packstone de la unidad. Es importante destacar que en ocasiones se presenta evidencia de cementación en la formación, donde las precipitaciones carbonáticas ocluyen los canales de conexión entre los poros, evidenciando fracturas abiertas, parcialmente abiertas y totalmente cementadas, que disminuyen en menor medida la calidad de reservorio en la secuencia.

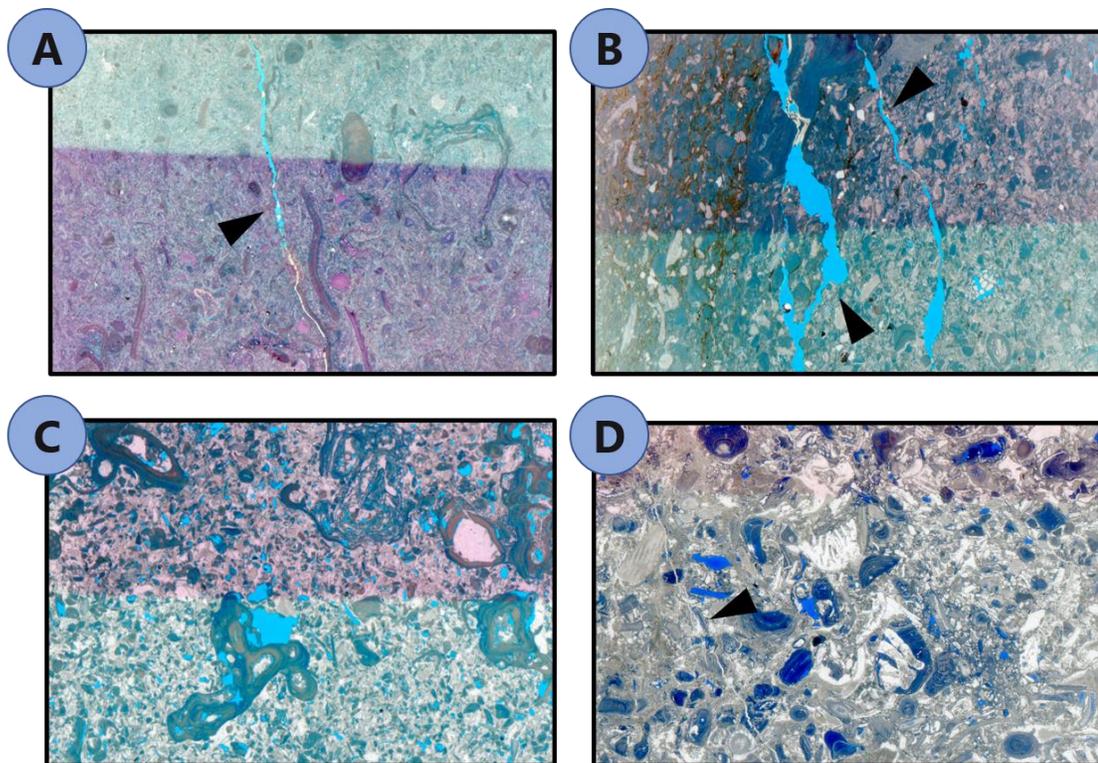


Figura V.55. Procesos diagenéticos que interfieren con el sistema poroso en la secuencia Mioceno superior (pozo TOCUYO). A) Micro fracturamiento parcialmente cementado (SF @2566'). B) Sistema de microfracturas (SF @2418'). C) Porosidad interpartícula y vugas/moldes generados por disolución (SF @2453'). D) Microfractura cementada (SF @2298'5'').

La distribución en profundidad de las petrofacies en esta secuencia (Figura V.56), muestra un comportamiento casi homogéneo del sistema poroso en la unidad, observándose aumentos del radio de garganta de poros de forma ocasional hacia el

centro de la columna donde, tal y como se refiere en la sección 5.3.1.4, los efectos de la dolomitización parcial se hacen presentes.

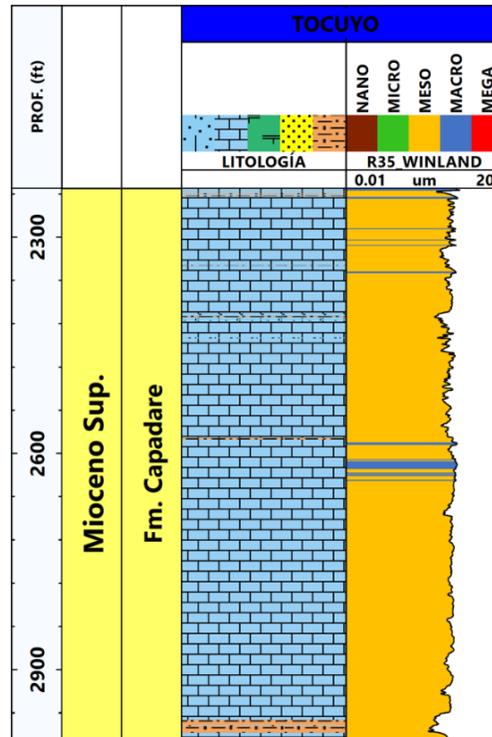


Figura V.56. Distribución de petrofacies en profundidad para la secuencia Mioceno superior.

## 5.6. DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO.

A través de las relaciones existentes entre la capacidad de flujo y la capacidad de almacenamiento de la formación, se determinaron diferentes unidades para cada una de las secuencias estudiadas empleando las herramientas descritas en la sección 4.3.1, tales como el gráfico de Lorenz Estratigráfico Modificado (SLMP), el perfil estratigráfico de flujo (SFP) y el gráfico Modificado de Lorenz (LMP), partiendo de los modelos de isopropiedades estimados anteriormente. Para esta evaluación se ignoran los efectos de la saturación de agua en la reducción de la capacidad de almacenamiento, sin embargo, para una posterior evaluación del potencial de producción en el reservorio, esta propiedad es de suma importancia en la interpretación.

### 5.6.1. Secuencia Oligoceno (Formación Churuguara/Guacharaca).

La Figura V.57 muestra la selección preliminar de 6 unidades presentes en la secuencia mediante el SLMP en el pozo TOCUYO.

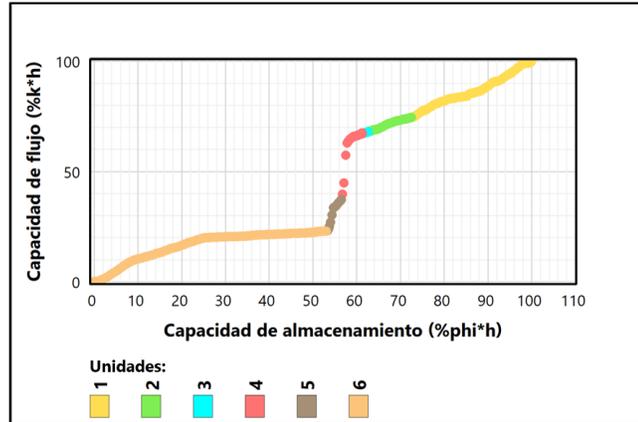


Figura V.57. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Oligoceno (pozo TOCUYO).

Mediante el SFP (Figura V.58), se puede estimar el comportamiento de cada una de las unidades de flujo caracterizadas en la secuencia. Se observa las unidades 4 y 5 como las zonas de velocidad más importantes en la formación, mostrando las FUS promedio más altas con 1.38 y 1.87 respectivamente, estas unidades representan el 28.5 y 15% de toda la capacidad de flujo de la secuencia.

La unidad 6 se presenta como el deflector más importante en el SMLP, representando más del 50% de la capacidad de almacenamiento de la roca, pero con baja relación con su capacidad de flujo, lo que deriva en una baja velocidad de flujo, influenciado directamente por el dominio nano poroso del radio de garganta poral. Las unidades 1, y 2 se comportan como deflectores similares, con contribuciones equitativas del flujo y almacenamiento de la roca, pero afectadas por las intercalaciones arcillosas de la formación.

Por su parte, la unidad 3 presenta los valores más pobres de flujo y almacenamiento de la secuencia. Dominada por petrofacies nano porosos y con aporte casi nulo al sistema roca-fluido, se comporta como un sello en esta zona de la formación.

De forma detallada, la Figura V.59 muestra los valores de cada una de las unidades estimadas en la secuencia junto con el LMP, que permite visualizar gráficamente el desempeño del reservorio.

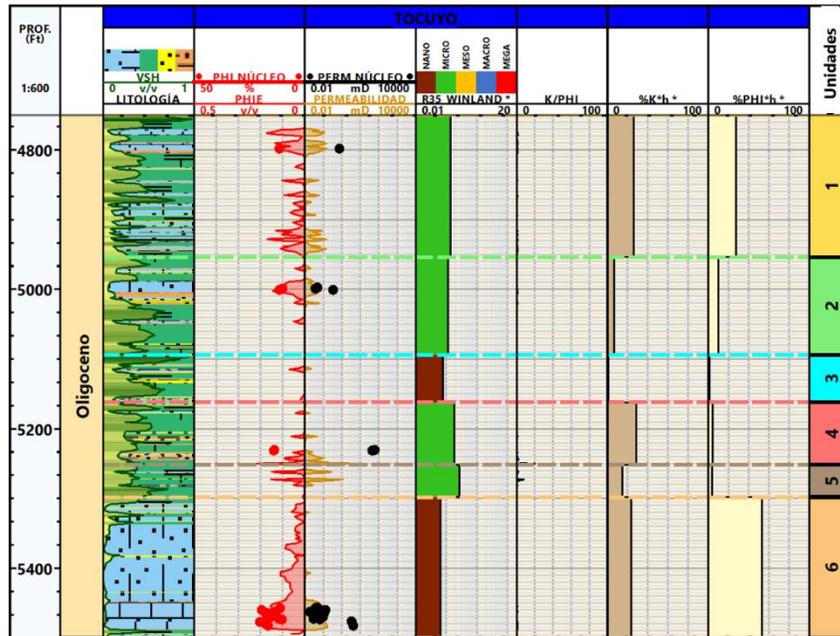
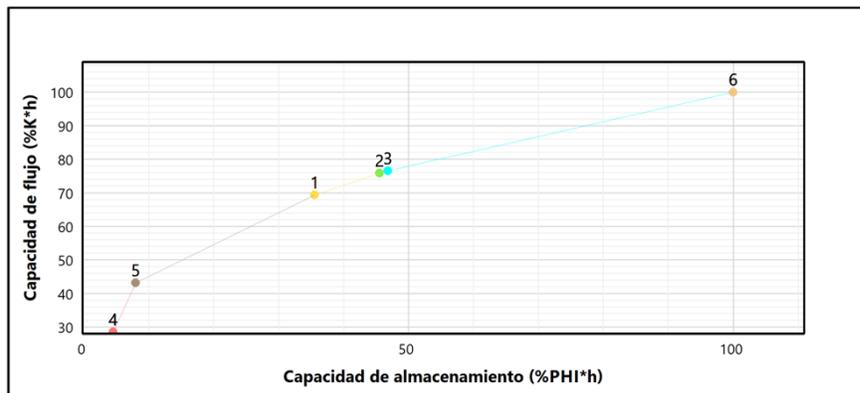


Figura V.58. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Oligoceno (pozo TOCUYO).



Unidad	Topo	Base	h	K*h	Phi*h	Φ prom.	K prom.	Winland R35	FUS prom.
	ft	ft							
1	4750	4954	204	26.20	27.54	0.04	0.02	0.13	0.47
2	4954	5094	140	6.50	9.98	0.02	0.01	0.11	0.34
3	5094	5162	68	0.70	1.28	0.01	0.00	0.08	0.13
4	5162	5251.5	89.5	28.48	4.53	0.01	0.01	0.19	1.38
5	5251.5	5298	46.5	14.66	3.48	0.02	0.05	0.26	1.87
6	5298	5499.5	201.5	23.47	53.19	0.07	0.01	0.06	0.18

Figura V.59. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Oligoceno del pozo TOCUYO.

### 5.6.2. Secuencia Mioceno inferior (Formación San Lorenzo).

Debido a las limitantes en el perfilaje de esta secuencia expuestas anteriormente, las unidades de flujo en la misma fueron evaluadas sólo en el intervalo 4500'-4750'. Tomando esto en consideración, la Figura V.60 muestra el gráfico SMLP para esta secuencia, logrando discretizar 8 unidades de flujo representativas.

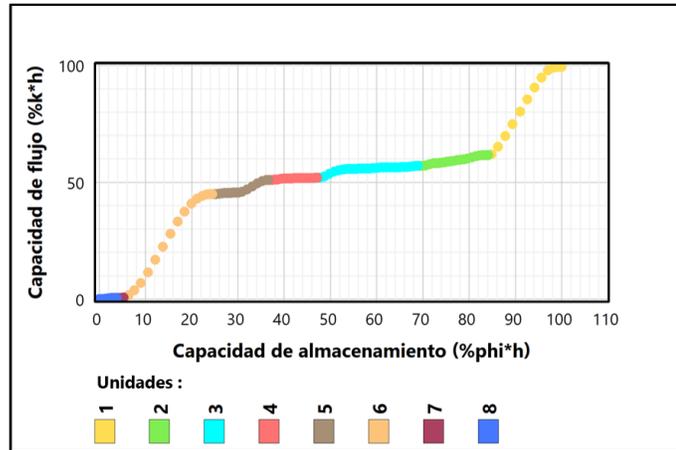


Figura V.60. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Mioceno inferior (pozo TOCUYO).

El análisis del SFP para esta secuencia (Figura V.61) muestra que las unidades 1 y 6 representan las zonas de velocidad de este segmento de la secuencia, dominadas por petrofacies mega porosas, estas unidades presentan las mayores FUS además de constituir el 38 y 44% de la capacidad de flujo. Ambas unidades corresponden a depósitos carbonáticos con presencia de micro fracturamiento previamente identificado (ver sección 5.5.2).

Las unidades 2, 4 y 5 son secuencias que alternan entre material carbonático y siliciclástico, mostrándose como deflectores con alta capacidad de almacenamiento y baja movilidad; mientras que la unidad 3 representa el deflector más importante mostrado en el gráfico, ocupando el 22% de la capacidad de almacenamiento de la secuencia.

Finalmente, las unidades 7 y 8 presentan las menores propiedades de almacenamiento y movilidad comportándose como sellos en el intervalo estudiado.

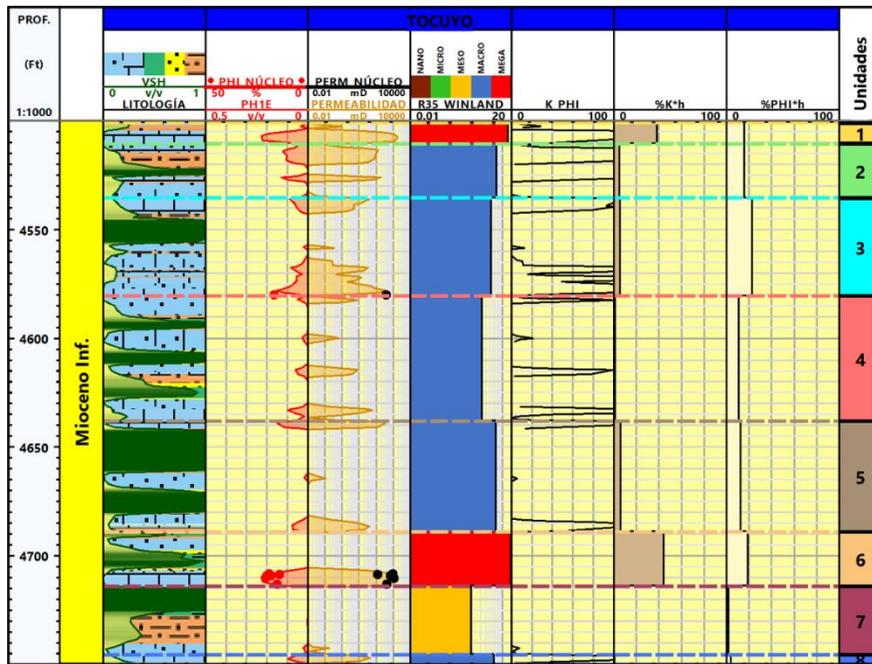
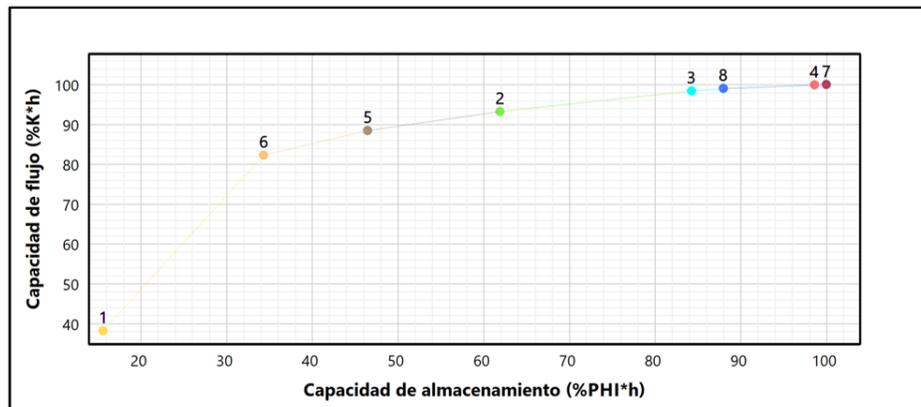


Figura V.61. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Mioceno inferior (pozo TOCUYO).



Unidad	Topo	Base	h	K*h	Phi*h	Φ prom.	K prom.	Winland R35	FUS prom.
	ft	ft	ft	%	%	dec.	mD	um	
1	4501	4510.5	9.5	38.20	15.58	0.12	9.16	15.08	3437.31
2	4510.5	4535.5	25	4.76	15.42	0.04	7.87	6.38	517.68
3	4535.5	4580.5	45	5.18	22.36	0.03	2.01	4.27	288.95
4	4580.5	4638	57.5	0.87	10.64	0.01	0.25	2.15	86.59
5	4638	4689	51	6.19	12.15	0.02	4.03	6.05	618.50
6	4689	4714	25	44.11	18.73	0.06	159.03	19.55	4353.83
7	4714	4745.5	31.5	0.09	1.41	0.00	0.01	0.95	33.67
8	4745.5	4749.5	4	0.59	3.71	0.07	11.72	5.28	296.59

Figura V.62. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Mioceno inferior del pozo TOCUYO.

### 5.6.3. Secuencia Mioceno medio (Formación Pozón).

El sistema roca-fluido de la Formación Pozón es el más pobre de toda la columna, influenciado por la presencia abundante de depósitos arcillosos y dominada por petrofacies micro porosas, esta secuencia no presenta valores favorables de flujo y almacenamiento. Debido a estas características, el SMLP (Figura V.63) refiere la presencia de 2 unidades destacables.

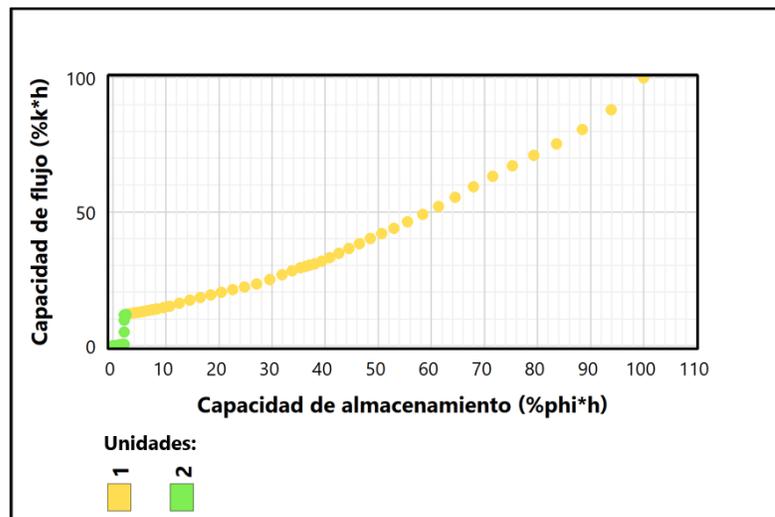


Figura V.63. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Mioceno medio (pozo TOCUYO).

Como se observa en la Figura V.64, el SFP de la secuencia presenta que las unidades discretizadas se comportan como dos bloques dentro del sistema, donde la unidad 1 representa la zona de mayor velocidad, además de acaparar la poca capacidad de flujo y almacenamiento de la secuencia con más del 88 y 97% respectivamente. De forma contrapuesta, la unidad 2 tiene aporte casi nulo a las propiedades de reservorio de la secuencia, actuando más bien como un sello dentro de la formación, proporcionando un marcador de interés para una posterior proyección que permita evaluar la efectividad del mismo.

El rendimiento de las unidades determinadas se puede observar de forma detallada al visualizar la forma del LMP y los datos mostrados en la Figura V.65.

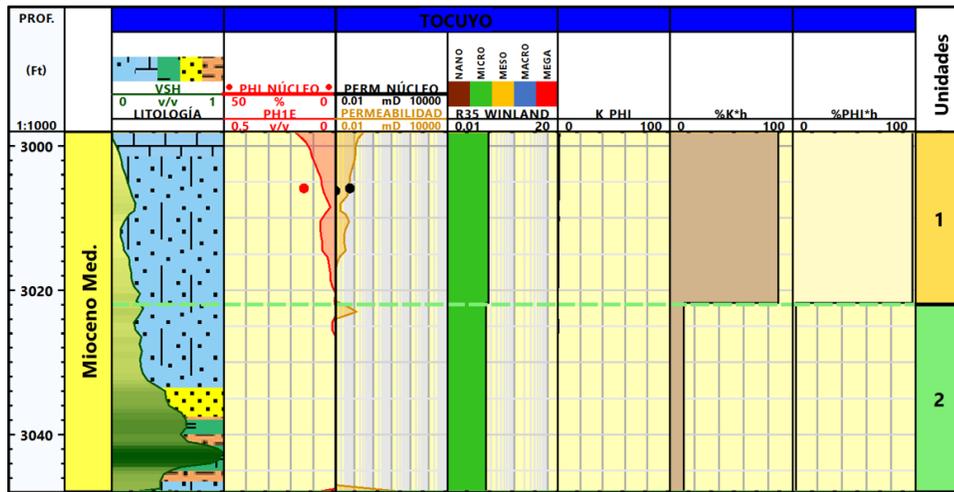


Figura V.64. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Mioceno medio (pozo TOCUYO).

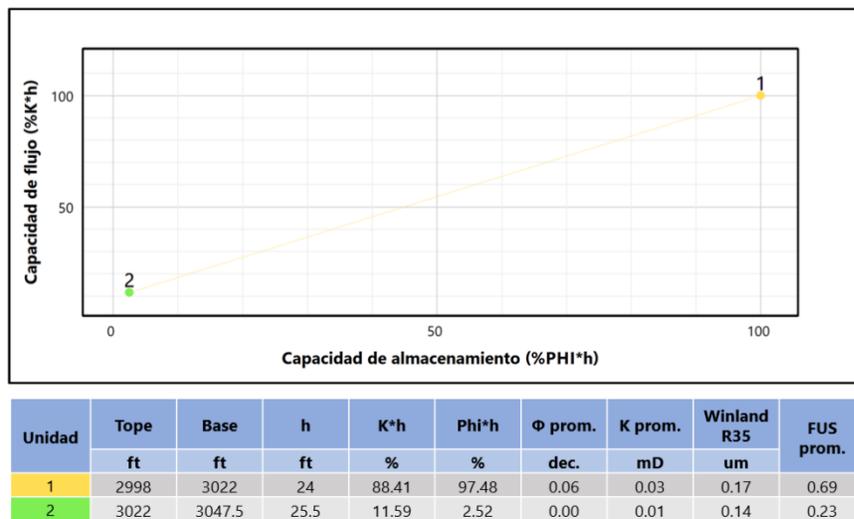


Figura V.65. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Mioceno inferior del pozo TOCUYO.

#### 5.6.4. Secuencia Mioceno superior (Formación Capadare).

A diferencia de las secuencias infrayacentes, la Formación Capadare se muestra como un bloque semi homogéneo en términos de propiedades de reservorio en esta parte de la subcuena. Dentro de las variaciones naturales características de un depósito carbonático, la secuencia del mioceno superior presenta valores de porosidad y

permeabilidad bastante constantes, sumados al dominio de petrofacies meso porosas que se mantiene pese a los ligeros cambios en la fábrica de roca a lo largo de la columna. Al analizar el SMLP, se logran identificar 3 unidades de flujo destacables dentro de la secuencia (Figura V.66).

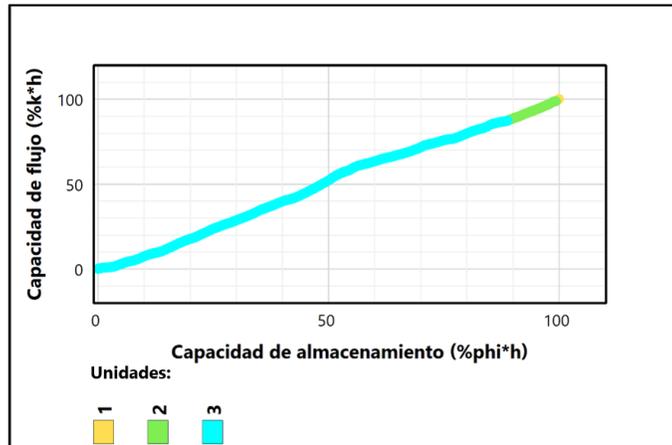


Figura V.66. Gráfico de Lorenz estratigráfico modificado, interpretado para la secuencia Mioceno superior (pozo TOCUYO).

Como es señalado previamente, las características de las unidades mostradas en el SFP (Figura V.67) son similares, describiendo en el LMP (Figura V.68) deflectores de bajo ángulo que refieren pocas variaciones en las propiedades de flujo y almacenamiento dentro de la secuencia, sin embargo, se logra destacar la unidad 1 situada al tope de la formación, como la zona de velocidad de la columna estudiada que, aunque representa un porcentaje de capacidad de flujo del 1% debido a su bajo espesor, su relación con las propiedades de almacenamiento refieren una velocidad de flujo promedio de 107.8, la mayor de toda la secuencia.

Por otra parte, la unidad 3 de mayor espesor, ubicada hacia la base de la secuencia, acapara los porcentajes de capacidad de flujo y almacenamiento del reservorio con el 87 y 89% respectivamente, con una velocidad de flujo de 53.76 que se interpreta como un buen indicador de movilidad de fluidos dentro de la unidad.

Si se estudian las propiedades de esta unidad como el sistema interconectado que es, y bajo el concepto de reservorio como roca capaz de acumular y permitir el paso de

fluidos, se puede identificar la secuencia carbonática del mioceno superior como el reservorio de mejor calidad dentro de la formación hacia esta zona de la subcuenca, a la expectativa de evaluar su comportamiento lateral, presentando una capacidad de almacenamiento importante hacia la base de la secuencia, seguido por zonas suprayacentes de movilidad moderada hasta alcanzar la zona de velocidad hacia el tope.

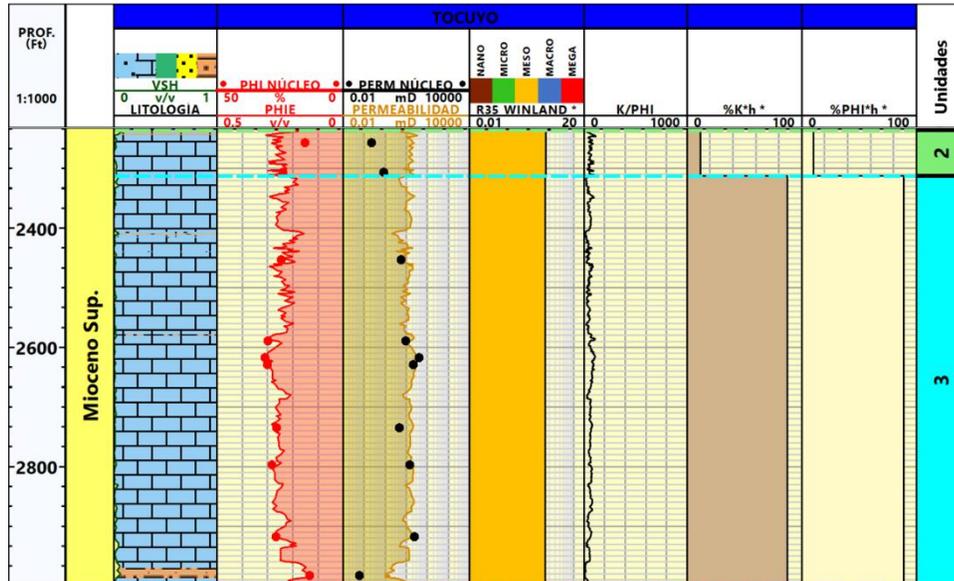


Figura V.67. Perfil estratigráfico de flujo (SFP) para la secuencia Mioceno superior (pozo TOCUYO).

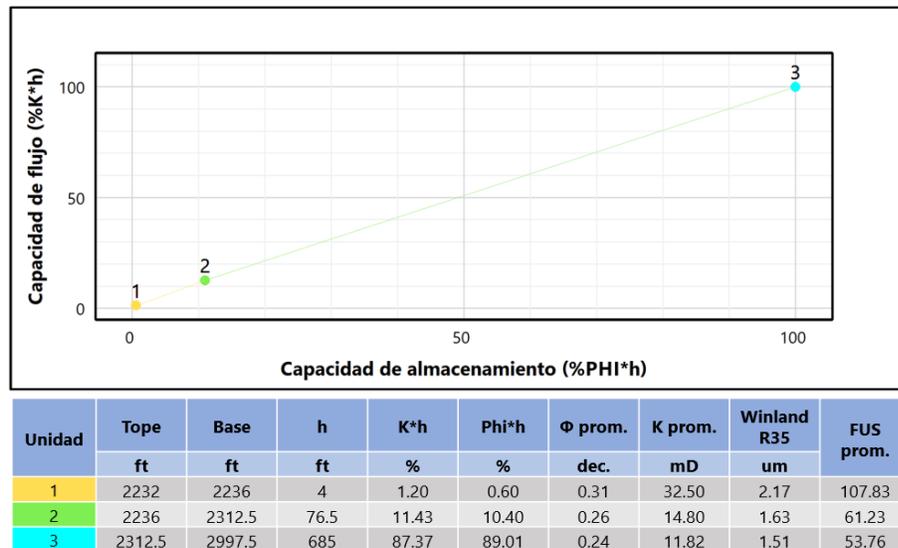


Figura V.68. Gráfico modificado de Lorenz y desempeño de reservorio en la secuencia Mioceno superior del pozo TOCUYO.

## 5.7. SUMARIOS PETROFÍSICOS.

Adaptando la metodología propuesta por Consentino (2001), se definieron los parámetros de corte para la subcuenca El Tocuyo empleando el pozo clave TOCUYO, los resultados obtenidos se observan en la Tabla V-10.

Es importante destacar, que el complejo sistema poroso que constituye el depósito carbonático del Mioceno superior no guarda una correlación lineal con la saturación de agua presente, por esta razón, el valor de saturación de agua de corte ( $S_{wc}$ ) se calculó a partir de la relación  $S_w$  vs. LLD (ver sección 4.3.2.3)

Tabla V-10. Parámetros de corte estimados para la Subcuenca El Tocuyo.

Secuencia	$K_c$ (mD)	$PHI_c$ (v/v)	$V_{shc}$ (v/v)	$S_{wc}$ (v/v)
Mioceno superior	1	0.11	0.15	0.55
Mioceno medio	1	0.08	0.10	0.65
Mioceno inferior	1	0.05	0.10	0.57
Oligoceno	1	0.16	0.12	0.65

Implementando los registros y modelos calculados, se estimaron los espesores de arena/caliza (ROCK), reservorio neto (RES) y arena/caliza neta petrolífera (PAY) por secuencia, logrando representar los sumarios expuestos en la tabla mostrada en la sección de apéndices, donde es importante resaltar que los espesores efectivos totales calculados comprenden la sumatoria de cada uno de los intervalos efectivos de cada secuencia.

Tanto en el pozo YARACAL como en el pozo CAYOSAL, los sumarios estimados se ven profundamente afectados por los intervalos no perfilados, presentando una cantidad destacable de espesores con calidad de reservorio indeterminada (apéndice A.5).

A continuación, se presentan de forma gráfica los datos obtenidos mediante los sumarios estimados en cada una de las secuencias estudiadas que fueron perfiladas por los pozos YARACAL, TOCUYO y CAYOSAL, que permiten evaluar el rendimiento de cada una de las unidades estudiadas en esta zona de la subcuenca.

La secuencia arcillosa del Oligoceno (Fm. Guacharaca), presenta un ROCK total de 134' de los 750' de espesor total de la secuencia, el cual se ubica en gran parte hacia la base de la unidad, donde se deposita una secuencia de calizas arenosas y de las cuales solo 10.5' se identifican como RES y un bajo espesor PAY de 0.5'. La Figura V.69 muestra gráficamente las isopropiedades promedio junto a los intervalos caracterizados.

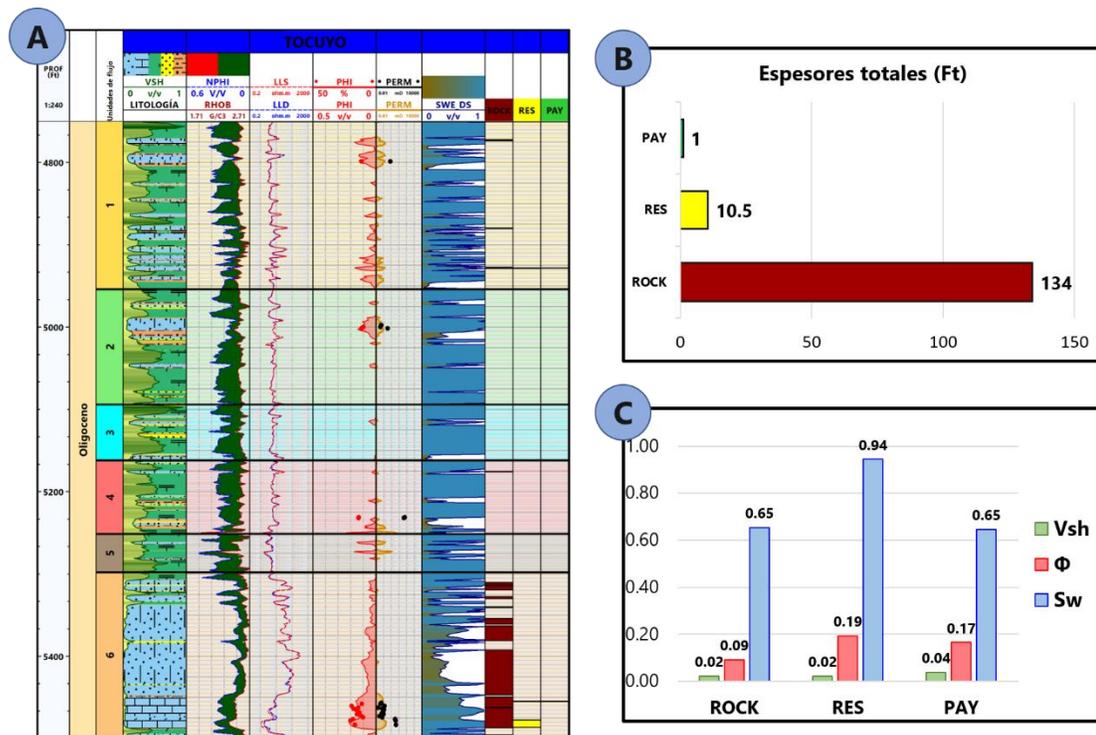


Figura V.69. Sumario petrofísico de la secuencia Oligoceno en el pozo TOCUYO. A) Perfil de evaluación petrofísica de la secuencia. B) Espesores efectivos estimados. C) Isopropiedades promedio para cada espesor calculado.

En líneas generales, la secuencia Oligoceno se muestra con pobre calidad de reservorio en esta parte de la subcuena. Al integrar estos resultados con los obtenidos en los pozos YARACAL y CAYOSAL, se obtiene que hacia el este las propiedades tienden a mejorar ligeramente, aumentando el espesor total efectivo ROCK, sin embargo, estos espesores se encuentran influenciados por las capas arcillosas presentes, que seccionan el intervalo efectivo en espesores muy delgados y de propiedades muy pobres para la acumulación de hidrocarburos.

La secuencia del Mioceno inferior presentó las mayores complicaciones para la evaluación, debido a los problemas operacionales en el perfilaje de registros en esta secuencia en cada uno de los pozos estudiados. Dentro del espesor evaluado se determinaron 33.5' de RES en el pozo TOCUYO, distribuidos en intervalos no mayores a 5' de espesor hacia la base de la formación, correspondiente a la depositación intercalada de limolitas con calizas arenosas del Miembro El Salto de la Formación San Lorenzo (Figura V.70).

Es importante resaltar que esta secuencia es reportada por Olivares (1996a), como el objetivo principal del pozo, con la idea de encontrar una homologación de los espesores productivos del campo Mene de Acosta correspondientes a la misma unidad litoestratigráfica, sin embargo, no se localizan PAY efectivos considerables posiblemente debido a los altos niveles de saturación de agua en esta parte de la subcuenca, sumado a la alta velocidad de flujo descrita por la configuración del sistema poroso de la unidad.

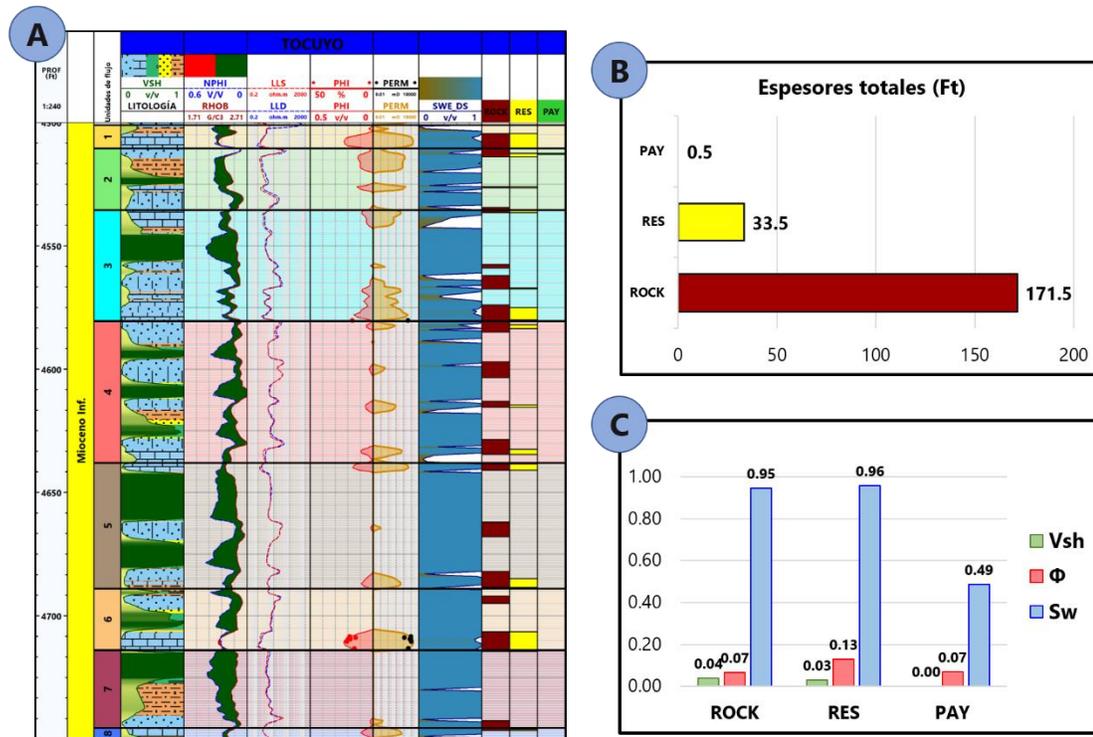


Figura V.70. Sumario petrofísico de la secuencia Mioceno inferior en el pozo TOCUYO. A) Perfil de evaluación petrofísica de la secuencia. B) Espesores efectivos estimados. C) Isopropiedades promedio para cada espesor calculado.

Hacia el área del Golfo Triste, el PAY total calculado en el pozo CAYOSAL es mayor, sin embargo, este comprende la sumatoria de intervalos muy delgados de forma intercalada a lo largo de la secuencia, la cual se muestra más arcillosa hacia esta región, tomando en cuenta también que no existe un análisis estratigráfico concluyente para la correlación entre las unidades perforadas por este pozo con las determinadas por sus pozos vecinos en tierra.

Como era previsible la secuencia del Mioceno medio, correspondiente a la Formación Pozón de dominio litológico arcilloso, no reporta PAY y los intervalos ROCK y RES estimados en la unidad se muestran hacia el tope de la secuencia, donde se observa el contacto concordante con la unidad suprayacente, definido por la unidad de flujo 1, que alberga todas las escasas propiedades de reservorio de la secuencia en el pozo TOCUYO (Figura V.71).

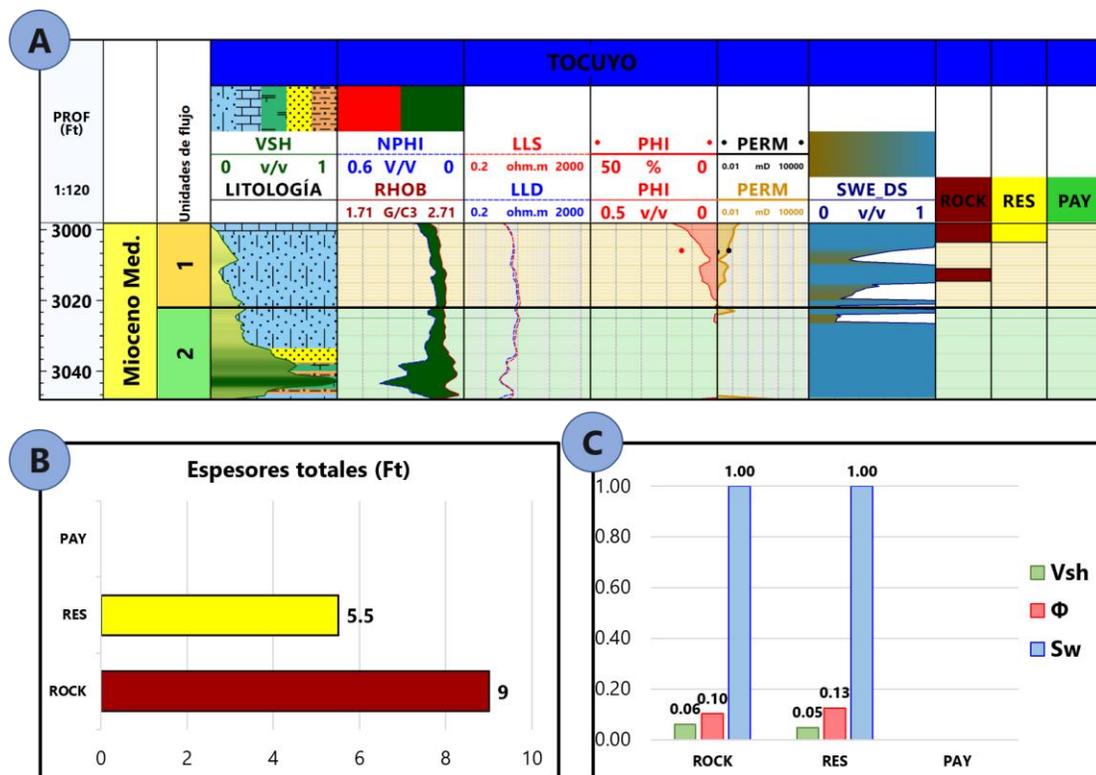


Figura V.71. Sumario petrofísico de la secuencia Mioceno medio en el pozo TOCUYO. A) Perfil de evaluación petrofísica de la secuencia. B) Espesores efectivos estimados. C) Isopropiedades promedio para cada espesor calculado.

En el pozo YARACAL, se mantiene la tendencia de baja calidad de reservorio en esta secuencia, disminuyendo el ROCK total sin identificar ningún intervalo con condiciones de RES. Por su parte, hacia el pozo CAYOSAL las condiciones de reservorio aumentan significativamente, localizando intervalos delgados PAY distribuidos a lo largo de la columna intercaladamente, con un comportamiento similar a la secuencia del Mioceno inferior infrayacente en este pozo.

La secuencia del Mioceno superior, dominada por los depósitos carbonáticos de la Formación Capadare, es distinguida únicamente en el pozo TOCUYO. Dicha secuencia es documentada por Olivares (1996a) como una unidad con características de reservorio muy favorables reportando inclusive olor a petróleo en algunos intervalos de la unidad, sin embargo, la ausencia de muestras de hidrocarburos durante la perforación y en los posteriores análisis petrográficos derivaron en el abandono del prospecto sin la previa ejecución de pruebas de producción.

Contrario a lo reportado, el análisis petrofísico realizado en esta investigación considera la geometría de los poros mediante la aplicación de un  $m$  variable y una evaluación integral, basado en estudios previos de yacimientos carbonáticos vecinos con características de roca almacén similares, esto permite plantear una posible acumulación de hidrocarburos hacia el tope de la formación, donde se estima un importante espesor PAY de 227' (Figura V.72). En dicho espesor, la respuesta del registro LLD refleja un ligero aumento en la resistividad de la formación, respecto al registro LLS de resistividad somera, lo que es un indicador de alta permeabilidad en esta zona de la formación, la cual contrasta de forma destacable con los valores de resistividad registrados hacia la base de la secuencia, donde a una profundidad cercana a los 2580' se define un potencial contacto agua-petróleo (CAP) en la columna.

Es importante destacar que, pese a que la Fm. Capadare se considera limpia en toda la secuencia, la respuesta RHOB-NPHI pareciera presentar contenido arcilloso en la columna, esto se puede asociar a que los altos niveles de porosidad que presenta la roca afectan de forma directa en la respuesta del registro NPHI, registrando valores más altos de lo previsto en una secuencia de matriz calcita; esta característica también

podría ser la causante de la ausencia del efecto “*cross-over*” en las hipotéticas zonas de acumulación de hidrocarburo liviano a esta escala de visualización.

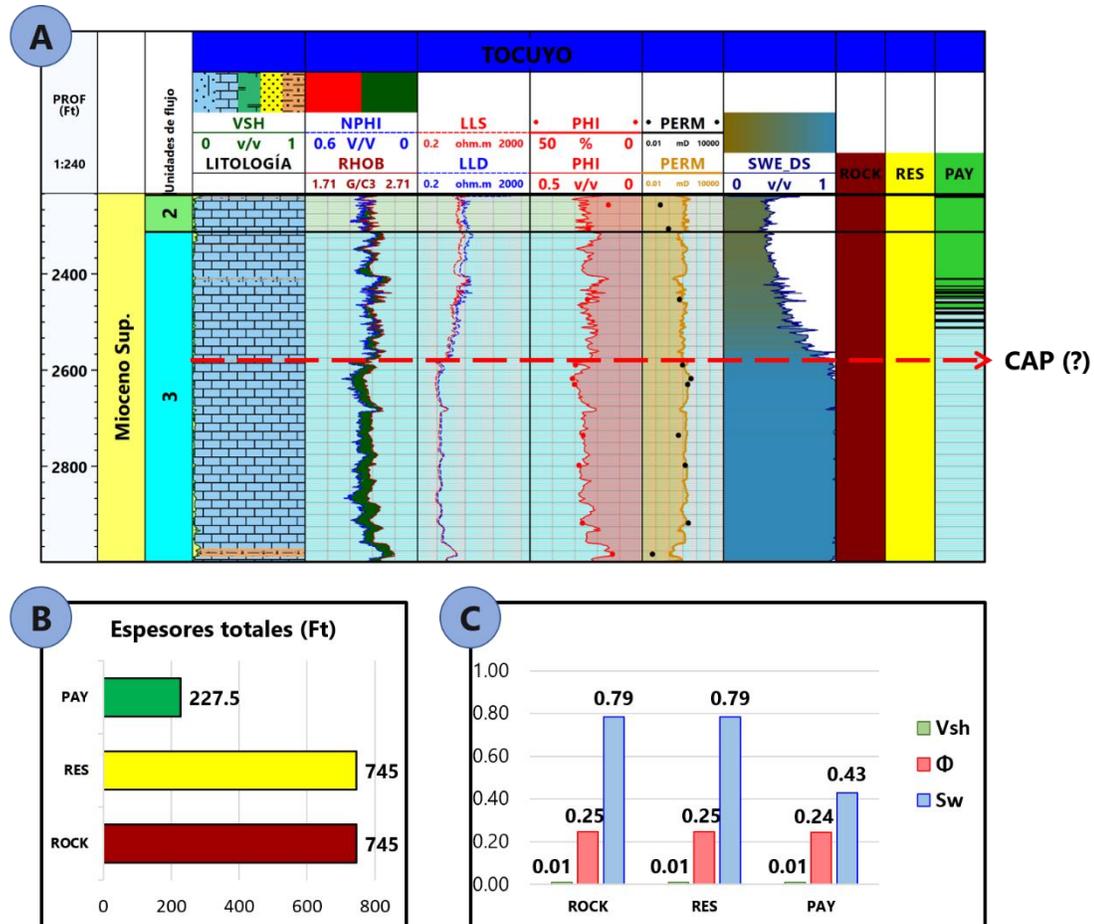


Figura V.72. Sumario petrofísico de la secuencia Mioceno superior en el pozo TOCUYO. A) Perfil de evaluación petrofísica de la secuencia. B) Espesores efectivos estimados. C) Isopropiedades promedio para cada espesor calculado.

Como se muestra en la Figura V.73, hacia el tope de la secuencia, partiendo desde la base de la unidad de flujo 1 los registros RHOB-NPHI generan un efecto “*cross-over*” característico de las acumulaciones de gas, reportado previamente en el nomograma CP-1d (ver Figura V.26), que se observa continua hacia los primeros pies depositados de la secuencia Plioceno suprayacente. En este sector, las respuestas de los registros de resistividad no son concluyentes, debido a que al ser los últimos pies de perfilaje de la herramienta, además de estar cercano a la profundidad de revestimiento para el cambio

de mecha de perforación en el pozo, se estima que existen efectos de sitio que pueden perturbar la medición, afectando la caracterización de fluidos en dicho intervalo.

Pese a tener indicativos de concentración de gas, el registro DT muestra una disminución notable en el tiempo de tránsito de la onda que delimita claramente la unidad de interés dentro de la formación; este aumento en la velocidad de la onda compresiva puede atribuirse a que la alta permeabilidad de la zona genera una mayor profundidad de invasión del lodo de perforación, lo que genera que la herramienta no registre información de la zona virgen. Con base en las características descritas anteriormente, señala una probable zona de contacto gas-petróleo (CGP) en la base de la unidad de flujo 1 de la secuencia Mioceno superior.

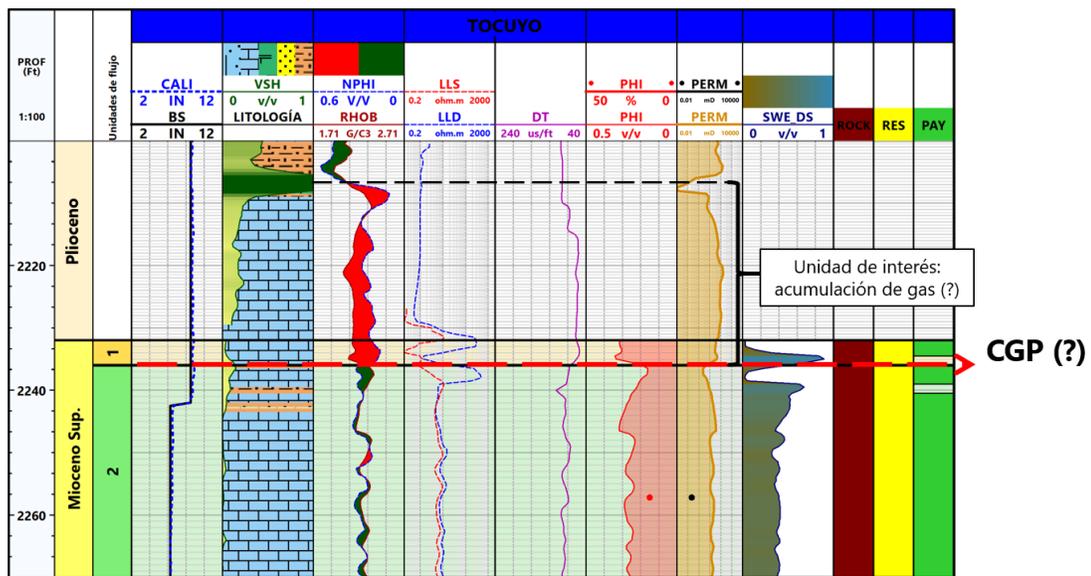


Figura V.73. Delimitación de potencial zona de acumulación de gas en el pozo TOCUYO.

## CONCLUSIONES

La caracterización del sistema poroso de secuencias carbonáticas y siliciclásticas del Oligo-Mioceno en la subcuenca El Tocuyo, Estado Falcón, derivó en la demostración de la importancia del estudio detallado de la geometría y disposición de los poros en la formación para una mejor estimación de las propiedades del sistema roca-fluido. Con base en los resultados obtenidos y analizados, se establecen las siguientes conclusiones:

- La estimación empírica del coeficiente de cementación  $m$ , mediante el modelo desarrollado por Watfa & Nurmi (1987), proporcionó resultados coherentes con las características sedimentológicas de las unidades estudiadas, permitiendo actualizar el estudio petrofísico previo considerando las variaciones en los tipos de porosidad de cada litotipo estudiado.
- La relación entre factor de formación y el exponente de cementación indica que, para las secuencias del Oligoceno, el sistema poroso se encuentra dominado por vugas aisladas y una baja porosidad interpartícula, mientras que las secuencias del Mioceno inferior y superior presentan microfracturamiento que tiende a incrementar la calidad de reservorio.
- La implementación de redes neuronales artificiales como complemento a la interpretación de perfiles, descripciones sedimentológicas y uso de nomogramas para la discretización litológica, se muestra como una alternativa para la evaluación de zonas con bajo volumen de datos, permitiendo reproducir de forma aceptable propiedades con intervalos no perfilados y caracterizar litologías complejas, aportando información sintética para la evaluación mediante una metodología de bajo costo.
- Mediante las relaciones Torio-Uranio se interpretó el dominio de ambientes que van de transicionales a oxidantes desde el Oligoceno hasta el Mioceno inferior, mientras que a partir del Mioceno medio se observan condiciones reductoras, lo cual concuerda con la evolución paleoambiental del área, descrita por Carnevalli *et. al.* (2000).

- Se determinó la montmorillonita como mineral de arcilla dominante en la formación, la cual se dispone de forma dispersa rellenando los poros de las secuencias del Oligoceno, Mioceno inferior y medio.
- Se identificaron un total de 19 unidades de flujo en las secuencias Oligo-Mioceno del pozo TOCUYO, siendo las unidades 1 y 2 de la secuencia del Mioceno superior la que reporta mejor capacidad de flujo y almacenamiento en la formación.
- En la secuencia Oligoceno se contabilizan un total de 15.5' de PAY, con un promedio de arcillosidad de 3% y porosidad del 21.5%, con  $R_w$  de 0.08 ohm.m a una salinidad de 30000 ppm entre los pozos TOCUYO y YARACAL. Con un sistema dominado por petrofacies nano y meso porosas afectado directamente por los procesos diagenéticos de la roca, esta secuencia presenta pobres propiedades de flujo en esta parte de la región.
- La secuencia del Mioceno inferior presenta pobres propiedades del sistema roca-fluido en el pozo TOCUYO a pesar de ser el objetivo principal del mismo, no obstante, en el pozo CAYOSAL se calculan 100' de PAY en la secuencia del Mioceno inferior, con un promedio de arcillosidad de 3% y porosidad de 16% con valor de  $R_w$  de 0.08 ohm.m a una salinidad de 31000 ppm, observándose una mejora notable en la calidad de reservorio hacia esta zona.
- Las propiedades de la secuencia del Mioceno medio en el poco espesor perforado por el pozo TOCUYO se estiman pobres, sin embargo, hacia los pozos YARACAL y CAYOSAL, el espesor sedimentario aumenta mejorando la calidad de reservorio, cuantificando 289' de PAY, con promedio de 4% de volumen de arcilla y 28% de porosidad en el pozo CAYOSAL, distribuidos a lo largo de la columna.
- La secuencia carbonática del Mioceno superior se considera limpia en cuanto a contenido de arcilla, con un sistema roca-fluido favorable para la acumulación de hidrocarburos. Se contabiliza un total de 227.5' continuos de PAY con arcillosidad promedio del 1%, porosidad de 24% y una  $R_w$  de 0.11 ohm.m a una salinidad de 31000 ppm.

- El sistema poroso de las calizas de la Fm. Capadare del Mioceno superior, consiste en una combinación de poros interpartícula e intrapartícula conectados mediante microfracturamiento generando un dominio de petrofacies meso porosas, que guardan relación con las propiedades de roca almacén documentadas tanto en la secuencia carbonática de Perla como de la Fm. Socorro depositadas al norte de la región de Falcón.
- La favorable capacidad de flujo y almacenamiento de la secuencia del Mioceno superior en el pozo TOCUYO permite interpretar mediante los perfiles, la presencia de un posible contacto agua-petróleo y otro gas-petróleo a las profundidades de 2580' y 2236' respectivamente.
- Este estudio genera un aporte significativo a los procesos exploratorios de Falcón oriental, contribuyendo con un volumen importante de información que complementa los datos previos existentes en la región, además de otorgar una mejor perspectiva del potencial productivo de la subcuena El Tocuyo.

## RECOMENDACIONES

- Adquirir nueva información hacia el lado oeste de la subcuenca para aumentar la cantidad de datos disponible para la caracterización en esta región, y de esta manera complementar la información obtenida en este trabajo.
- Integrar las interpretaciones realizadas de las condiciones redox en la definición de condiciones paleoambientales.
- Estudiar con detalle el impacto de la cementación parcial de las microfracturas en las propiedades petrofísicas.
- Comparar los resultados obtenidos mediante el modelo de Winland R35 para la caracterización de petrofacies, con ensayos de presión capilar realizados de forma directa en muestras de núcleo.
- Complementar los resultados obtenidos con interpretaciones sísmicas que permitan propagar las propiedades petrofísicas modeladas hacia un contexto más regional.
- Integrar los resultados obtenidos con estudios sedimentológicos, que permitan caracterizar con detalle la influencia de la dolomitización en el sistema poroso de las secuencias carbonáticas estudiadas.
- Reevaluar el potencial productivo de la subcuenca El Tocuyo mediante la integración de la información antigua documentada junto a los análisis más recientes en todas las áreas de exploración.

## REFERENCIAS

- Aggarwal, C. (2018). *Neural Networks and Deep Learning* (1.<sup>a</sup> ed.). Springer.
- Ahr, W. (2008). *Geology of carbonate reservoirs: The identification, description, and characterization of hydrocarbon reservoirs in carbonate rocks*. John Wiley & Sons, Inc.
- Akbar, M., Petricola, M., Watfa, M., Badri, M., Charara, M., Boyd, A., Cassel, B., Delhomme, J.-P., Grace, M., Kenyon, B., & Roestenburg, J. (1994). Classic Interpretation Problems: Evaluating Carbonates. *Oilfield Review*, 38-57.
- Ali, A., Zubair, Hussain, M., Rehman, K., & Toqeer, M. (2016). Effect of Shale Distribution on Hydrocarbon Sands Integrated with Anisotropic Rock Physics for AVA Modelling: A Case Study. *De Gruyter Open*, 64(4), 1139-1163.
- Almarza, R. (2019, octubre). *Golfo Triste*. Campos Petrolíferos de Venezuela. <http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/camposp/cp059.htm>
- Archie, G. E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(1), 54-62.
- Asquith, G. (1985). *Handbook of Log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs* (American Association of Petroleum Geologist). AAPG.
- Asquith, G., & Krygowski, D. A. (2004). *Basic Well Log Analysis* (The American Association of Petroleum Geologists). AAPG.
- Audemard, F. (1997). Tectonica Activa de la región Septentrional de la Cuenca Invertida de Falcón, Venezuela Occidental. *VIII Cong. Geol. Venezolano, SVG*, 1, 93-100.
- Bassiouni, Z. (1994). *Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs* (Vol. 4). Society of Petroleum Engineers Inc.

- Benavente, D., Bernabéu, A., & Cañaveras, J. (2008). Estudio de las propiedades físicas de las rocas. *Enseñanza de las Ciencias de la tierra*, 12(1), 62-68.
- Boesi, T., & Goddard, D. (1991). *A New Geologic Model Related to the Distribution of Hydrocarbon Source Rocks in the Falcon Basin, Northwestern Venezuela*.
- Carnevalli, J., Lugo, J., Audemard, F., Porras, L., Parraga, F., Pereira, J., Blanco, B., Giraldo, C., Cohen, M., Di Croce, J., Loureiro, D., Gallango, O., Bernardo, L., Hernandez, O., Goncalves, A., Tarache, C., Lilliu, A., & Bally, A. (2000). *Proyecto de Exploración por Hidrocarburos Costa Afuera de Venezuela* (p. 556) [Informe Técnico]. Petroleos de Venezuela S.A, CVP/Exploración.
- Chang, H.-C., Kopaka-Merkel, D. C., & Chen, H.-C. (2002). Identification of lithofacies using Kohonen self-organizing maps. *Computers & Geosciences*, 28, 223-229.
- Choquette, P. W., & Pray, L. C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 54(2), 207-250.
- Coates, G., & Dumanoir, J. (1973). *A new approach to improve log-derived permeability*. Society of Professional Well Log Analysts, 14th Annual Logging Symposium.
- Consentino, L. (2001). *Integrated Reservoir Studies*. Editions Technip.
- Crain, R. (2019, octubre 31). *Integrated Petrophysics*. Crain's Petrophysical Handbook. <https://www.spec2000.net/01-introduction.htm>
- Díaz de Gamero, M. L., Giffuni, G., & Castro, M. (1997). Las Formaciones Caujarao y Turupía al este de Cumarebo, Falcón nororiental. *Boletín, Sociedad Venezolana de Geólogos*, 22(1), 56-64.

- Djebbar, T., & Donaldson, E. (2004). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport properties* (2.<sup>a</sup> ed.). Gulf Professional Publishing.
- Dunham, R. J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists)*, 1(1), 108-121.
- Ellis, D., & Singer, J. (2007). *Well Logging for Earth Scientists* (2.<sup>a</sup> ed.). Springer.
- Embry, A. F., & Klovan, E. J. (1972). Absolute water depths limits of Late Devonian paleoecological zones. *Geol. Rsch.*, 62(2).
- Escalona, A., & Mann, P. (2010). Tectonics, basin subsidence mechanism, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone. *Marine and Petroleum Geology*, 8-39.
- Escamilla, R. (2007). *Modelamiento de registros sísmico y densidad para la elaboración de modelos geomecánicos en el área de Piedemonte* [Tesis de Pregrado]. Universidad Industrial de Santander.
- Escandón, L., & Arévalo, F. (2009). *Revisión de posibilidades de Oportunidades Exploratorias en el Campo Mene de Acosta* [Informe Interno de Petróleos de Venezuela]. Petróleos de Venezuela S.A.
- Faust, L. Y. (1953). A Velocity Function Including Lithologic Variation. *Geophysics: A Journal of General and Applied Geophysics*, 18(2), 271-288.
- Findlay, A. (1985). *La Prospectividad de Falcón Oriental* (p. 173) [Informe Técnico]. Corpoven, Petróleos de Venezuela, S.A.
- Flügel, E. (1982). *Microfacies Analysis of Limestones* (1.<sup>a</sup> ed.). Springer.
- Folk, R. (1959). Practical petrographical classification of limestones. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 43(1), 1-38.

- Folk, R. (1962). Spectral subdivision of limestone types. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 62(83), 1-38.
- Folk, R., & Ward, W. C. (1957). Brazos River Bar: A study in the significance of grain size parameters. *Journal of Sedimentary Petrology*, 27(1), 3-26.
- Gavidia, K. (2019). *Análisis Sedimentológico y Estratigráfico de la Cuenca de Agua Salada, Noreste del Estado Falcón, Venezuela* [Tesis de Maestría]. Universidad Central de Venezuela.
- Ghosh, S., Pestman, P., Meléndez, L., Truskowski, I., & Zambrano, E. (1997). Evolución Tectonoestratigráfica y Sistemas Petrolíferos de la Cuenca de Falcón, Venezuela Noroccidental. *Cong. Geol. Venezolano, SVG*, 317-329.
- González De Juana, C., Iturralde De Arozena, J. M., & Picard, X. (1980). *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas* (1.<sup>a</sup> ed., Vol. 1). Foninves.
- Granier, B. (2003). A new approach in rock-typing, documented by a case study of layer-cake reservoirs in field «A», offshore Abu Dhabi (U.A.E.). *Carnets de Géologie/Notebooks on Geology, Article 2003/04*.
- Graterol, J., & Suárez, O. (1995). *Evaluación petrofísica del pozo YAR-1S (sondeo estratigráfico)* (Informe Técnico EPC-2854.174; p. 24). Petroleos de Venezuela S.A, CVP/Exploración.
- Gunter, G. W., Finneran, J. M., Hartmann, D., & Miller, J. D. (1997, octubre). *Early Determination of Reservoir Flow Units using an Integrated Petrophysical Method*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX.
- Hartmann, D., & Beaumont, E. (2000). Predicting Reservoir System Quality and Performance. En *Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas* *Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps* (1.<sup>a</sup> ed., pp. 9-1/9-154). AAPG.

- Heckel, P. H., Ebanks Jr., W. J., Brady, L. L., & Pabian, R. K. (1979). *Pennsylvanian cyclic platform deposits in Kansas and Nebraska: Kansas Geological Survey*. 79.
- Heslop, K., & Heslop, A. (2005). Interpretation of Shaly Sands. *London Petrophysical Society*.
- Hung, E. (1991). *Petrofísica para geólogos e ingenieros de explotación* (1.<sup>a</sup> ed.).
- Isasi, P., & Galván, I. (2004). *Redes De Neuronas Artificiales. Un Enfoque Practico*. Pearson Education.
- Jerram, D. A. (2001). Visual comparators for degree of grain-size sorting in two and three-dimensions. *Computers & Geoscience* 27, 27, 485-492.
- Kazatchenko, E., & Mousatov, A. (2002). *Primay and Secondary Porosity Estimation of carbonate Formations Using Total Porosity and the Formation Factor*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX.
- Klein, C., & Philpotts, A. (2017). *Earth Materials: Introduction to Mineralogy and Petrology* (2.<sup>a</sup> ed.). Cambridge University Press.
- Kluger, H. G. (1949). *Geological Conclusions from Result of Wells POZON N°3 and ABUNDANCIA N°1* (Informe Técnico N.º 106; Geological Reports). North Venezuelan Petroleum Company.
- Kohli, A., & Aurora, P. (2014). Application of Artificial Neural Networks for Well Logs. *International Petroleum Technology Conference*, 17475.
- Kohonen, T. (1982). Self-Organized Formation of Topologically Correct Feature Maps. *Biological Cybernetics*, 43, 59-69.
- Krygowski, D. A. (2003). *Guide to Petrophysical Interpretation*.
- Lucia, F. J. (1983). *Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space*. 629-637.

- Lucia, F. J. (2007). *Carbonate Reservoir Characterization: An integrate approach* (2.<sup>a</sup> ed.). Springer.
- Marín, Z. (2013). *Caracterización Petrofísica del Banco Carbonático «Perla» Basada en la Fábrica de Roca, Golfo de Venezuela* [Tesis de Maestría]. Universidad Simón Bolívar.
- Minsky, M., & Seymour, P. (1969). A Review of «Perceptrons: An Introduction to Computational Geometry». *The MIT Press*.
- Mohamad, A. M., & Hamada, G. M. (2017). Determination techniques of Archie's parameters: A, m and n in heterogeneous reservoirs. *Journal of Geophysics and Engineering*, 14, 1358-1367.
- Monicard, R. (1980). *Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis* (1.<sup>a</sup> ed.). Springer Netherlands.
- Monsalve, J. (2019). *Evolución tectonoestratigráfica de la cuenca Agua Salada-Subcuenca El Tocuyo, Estado Falcón* [Tesis de Maestría]. Universidad Central de Venezuela.
- Muessig, K. W. (1978). The Central Falcon Igneous Suite, Venezuela: Alkaline Basaltic intrusions of Oligocene-Miocene Age. *Geologie en Mijnbouw*, 261-266.
- Muessig, K. W. (1984). Structure and cenozoic tectonics of the Falcon Basin, Venezuela and adjacent areas. *GSA Memoir*, 162, 217-230.
- Murat, B. (1994). *Sedimentological Investigations of the Capadare Formation in Falcon Area (Tocuyo-Basin)* (Informe Técnico EPC-13.307; p. 13). Maraven, S.A.
- Murat, B., & Hambalek, N. (1994). *Estudio Sedimentológico de las Calizas de Edad Oligoceno Superior-Mioceno Inferior (Fm. Churuguara) del Pozo YAR-1S*

- Falcón Este (Núcleos 4 a 12, Intervalo 5955' a 6428')* (Informe Técnico N.º 13449; EPC, p. 27). Maraven, S.A.
- Murtagh, F., & Legendre, P. (2011). *Ward's Hierarchical Clustering Method: Clustering Criterion and Agglomerative Algorithm*.
- Olivares, C. (1996a). *Evaluación del Sistema Petrolífero de la Subcuenca del Tocuyo. Falcón Oriental* (Informe Técnico 7825.124; EPC). Maraven, S.A.
- Olivares, C. (1996b). *Sumario Geológico-Operacional de los Pozos TOC-1S y YAR-1S (Falcón Oriental)* (Informe Técnico 7825.123; EPC). Maraven, S.A.
- Palmer, A., Montaña, J. J., & Jiménez, R. (2002). Tutorial sobre Redes Neuronales Artificiales: Los Mapas Autoorganizados de Kohonen. *Revista electrónica de psicología*, 6(1).
- Pickett, G. R. (1966). A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs. *Journal of Petroleum Technology*, 18(11), 1425-1433.
- Pittman, E. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76(2), 191-198.
- Porras, L. (2000). Evolución tectónica y estilos estructurales de la región costa afuera de las cuencas de Falcón y Bonaire. *VII Simposio Bolivariano. Exploración Petrolera en las Cuencas Submarinas*, 279-292.
- Rangel, J., Guzmán, A., & Aguilera, R. (2015). *Aplicación de Diferentes Metodologías para la Determinación del Exponente de Cementación "m" y sus Efectos en el Cálculo de Reservas en un Yacimiento Naturalmente Fracturado*. 397.
- Rojas, Y. (2018). *Caracterización del Sistema Poroso de Secuencias Carbonáticas y Siliciclásticas del Oligo-Mioceno para El Campo La Vela, Costa Afuera Venezuela* [Tesis de Pregrado]. Universidad Central de Venezuela.

- Rolon, L., Mohaghegh, S. D., Ameri, S., Gaskari, R., & McDaniel, B. (2009). Using artificial neural networks to generate synthetic well logs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering, 1*, 118-133.
- Rosenblatt, F. (1958). The Perceptron: A Probabilistic Model for Information Storage and Organization in The Brain. *Psychological Review, 65*(6), 386-407.
- Ruffell, A., McKinley, J., Lloyd, C. D., & Graham, C. (2006). Th/K and Th/U Ratios from Spectral Gamma-Ray Surveys Improve the Mapped Definition of Subsurface Structures. *Journal of Environmental & Engineering Geophysics, 11*(1), 53-61.
- Sbiga, H. M., Elmabrouk, S., & Walid Mohamed Mahmud. (2017). Factors Affecting Special Core Analysis Resistivity Parameters. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management*.
- Schlumberger. (2009). *Log Interpretation Chart* (Schlumberger Patent).
- Schön, J. H. (2011). *Physical Properties of Rocks* (John Cubitt, Vol. 8). Elsevier Science Publishing.
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of Well Log Interpretation* (Vol. 15A). Elsevier Science Publishing.
- Serra, O., & Serra, L. (2004). *Well Logging: Data Acquisition and Applications*. Serralog.
- Soto, G., Cabrera, D., & Farías, A. (2019). *Estudio bioestratigráfico de los intervalos carbonáticos oligo-miocenos de la cuenca de Falcón. Pozos EGT-1 (GT-1X), EGT-2A (GT-2AX) y EGT-3 (CAYOSAL-1X). Golfo Triste, Falcón Oriental* (Nota Técnica (confidencial) 3279,2019; ATE, p. 70). INTEVEP, S. A.
- Suter, H. H. (1947). El Mene de Acosta Field, Falcon, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 31*(12), 2193-2206.

- Tavakoli, V. (2018). *Geological Core Analysis: Application to Reservoir Characterization*. Springer.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics* (2.<sup>a</sup> ed.). Cambridge University Press.
- Thomas, E. C., & Stieber, S. J. (1975, junio 4). *The distribution of shale in sandstones and its effect on porosity*. Trans. SPWLA 16th Annual Logging Symp.
- Toribio, E. (2012). *Modelado Estructural y Retrodeformación en la Cuenca Oriental de Falcón-Costa Afuera* [Tesis de Maestría]. Universidad Simón Bolívar.
- Toro, M., Murat, B., Escandón, M., Pitteli, R., Hambalek, N., Rull, V., Durán, I., Rodríguez, C., & Ruggiero, A. (1994). *Evaluación Geológica del Pozo YAR-1S* (Informe Técnico INT-EPCT-0012.94; Evaluación del subsuelo mediante la perforación de slim holes en las áreas de Maracaibo-Falcón, p. 170). INTEVEP, S. A.-Dpto. de Ciencias de la Tierra.
- Tucker, M. E. (2001). *Sedimentary Petrology: An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks* (3.<sup>a</sup> ed.). Blackwell Science.
- Ward Jr., J. H. (1963). Hierarchical Grouping to Optimize an Objective Function. *Journal of the American Statistical Association*, 58(301), 236-244.
- Wafra, M., & Nurmi, R. (1987). *Calculation of Saturation, Secondary Porosity and Producibility in Complex Middle East Carbonate Reservoir*. 2, 13.
- Wheeler, C. B. (1963). Oligocene and Lower Miocene Stratigraphy of Western and Northeastern Falcón Basin, Venezuela. *American Association of Petroleum Geologists*, 47(1), 35-68.
- Winland, H. D. (1972). *Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan* (Informe Técnico N.º F72-G-25). Amoco Production Research.

- Winsauer, W. O., Shearin Jr., H. M., Masson, P. H., & Williams, M. (1952). Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry. *AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists)*, 36(2), 253-277.
- Worthington, P. F., & Consentino, L. (2005). The Role of Cutoffs in Integrated Reservoir Studies. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 8(04), 276-290.
- Wyllie, M. R. J., & Rose, W. D. (1950). Some Theoretical Considerations Related to The Quantitative Evaluation of The Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electrical Log Data. *Journal of Petroleum Technology*, 189, 105-110.

## APÉNDICES

### A.1. CONSIDERACIONES TEÓRICAS: FUNCIÓN DE ACTIVACIÓN DE PERCEPTRÓN MULTICAPA (MLP).

Como definen Isasi & Galván (2004), el MLP establece una relación entre las variables de entrada y salida de una red neuronal artificial, para ello, propaga hacia adelante los valores de la variable de entrada. Propagar esta señal consiste en que cada neurona de la red procese la información recibida de sus entradas produciendo una respuesta o activación que viaja, a través de las conexiones correspondientes, hacia la siguiente capa.

Este procesamiento de señales viene dado por una función de activación ( $f$ ), llamada “función de activación”. Existen una variedad de funciones de activación aplicables a redes neuronales artificiales, y su selección dependerá siempre del problema que se trate de resolver con la red. Para el caso de los MLP las funciones de activación más utilizadas son la función sigmoideal y la función tangente hiperbólica, las cuales poseen como imagen un rango continuo de valores entro de los intervalos  $[0,1]$  y  $[-1,1]$  respectivamente y vienen dadas por las siguientes expresiones:

- Función sigmoideal:

$$f_1(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$$

- Función tangente hiperbólica:

$$f_1(x) = \frac{1 - e^{-x}}{1 + e^{-x}}$$

## A.2. METODOLOGÍA PARA EMPALME DE CURVAS VECTORIZADAS.

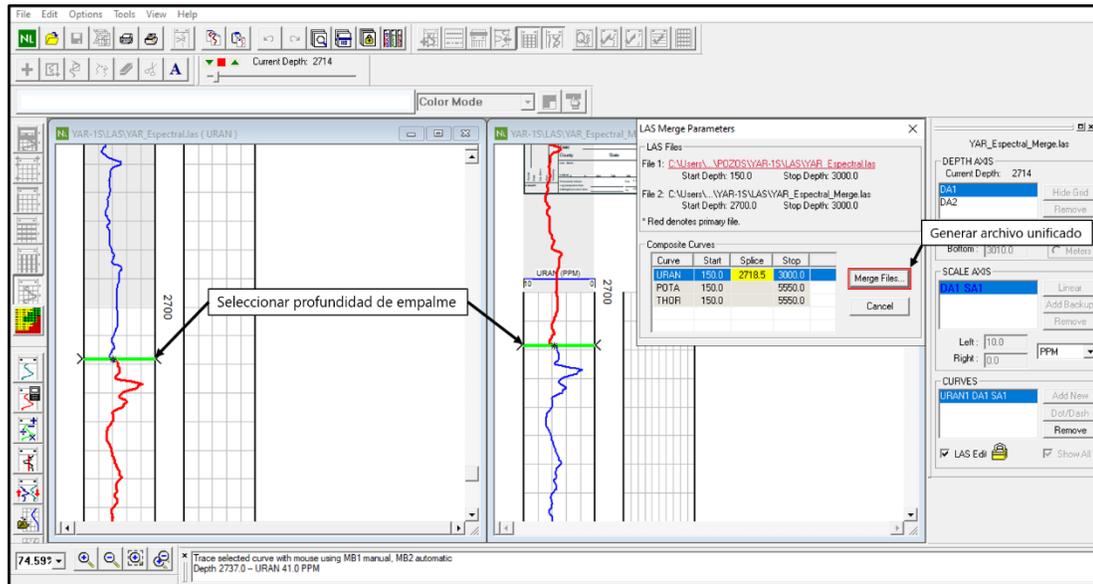


Figura A. 1. Metodología para el empalme de curvas vectorizadas.

## A.3. ESTIMACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS MEDIANTE ANÁLISIS CONVENCIONALES DE NÚCLEO.

Tabla A- 1. Parámetros petrofísicos calculados en el pozo YARACAL.

Secuencia	Profundidad		Porosidad		Pickett Plot				FF	Watfa & Nurmi (1987)	
	ft	Dec.	%	m	n	a	Rw (Ohm.m)	m		FF	
<b>Oligoceno</b>	5945	0.037	3.7	---	2	1	---	---	2.38	2586.5	
	5965	0.01	1	---	2	1	---	---	3.77	34673685.0	
	6004	0.0116	1.16	---	2	1	---	---	3.51	6162371.7	
	6024	0.0131	1.31	---	2	1	---	---	3.32	1783930.4	
	6035	0.016	1.6	---	2	1	---	---	3.06	309672.9	
	6049	0.01	1	---	2	1	---	---	3.77	34673685.0	
	6061	0.01	1	---	2	1	---	---	3.77	34673685.0	
	6093	0.073	7.3	---	2	1	---	---	2.13	263.9	
	6105	0.01	1	---	2	1	---	---	3.77	34673685.0	
	6111	0.023	2.3	---	2	1	---	---	2.70	26117.1	

Secuencia	Profundidad	Porosidad		Pickett Plot				FF	Wafra & Nurmi (1987)	
	ft	Dec.	%	m	n	a	Rw (Ohm.m)		m	FF
	6166	0.046	4.6	---	2	1	---	---	2.28	1129.7
	6181	0.029	2.9	---	2	1	---	---	2.53	7633.3
	6190	0.042	4.2	---	2	1	---	---	2.32	1575.2
	6213	0.01	1	---	2	1	---	---	3.77	34673685.0
	6221	0.024	2.4	---	2	1	---	---	2.66	20480.4
	6255	0.059	5.9	---	2	1	---	---	2.19	494.7
	6299	0.0376	3.76	---	2	1	---	---	2.38	2423.2
	6313	0.033	3.3	---	2	1	---	---	2.45	4201.0
	6345	0.05	5	---	2	1	---	---	2.25	845.9
	6359	0.088	8.8	---	2	1	---	---	2.09	159.1
	6372	0.114	11.4	---	2	1	---	---	2.04	83.3
	6392	0.047	4.7	---	2	1	---	---	2.27	1047.1

Tabla A- 2. Parámetros petrofísicos calculados en el pozo TOCUYO.

Secuencia	Profundidad	Porosidad		Pickett Plot				FF	Wafra & Nurmi (1987)	
	ft	Dec.	%	m	n	a	Rw (Ohm.m)		m	FF
<b>Mioceno sup.</b>	2257.25	0.149	14.9	-	2	1	0.11	-	2.00	44.83
	2307	0.238	23.8	-	2	1	0.11	-	1.95	16.43
	2453.42	0.243	24.3	-	2	1	0.11	-	1.95	15.74
	2590	0.296	29.6	-	2	1	0.11	-	1.93	10.53
	2618	0.309	<b>30.9</b>	<b>1.93</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.11</b>	<b>9.65</b>	1.93	9.66
	2630	0.3	<b>30</b>	<b>1.93</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.11</b>	<b>10.21</b>	1.93	10.25
	2736	0.262	<b>26.2</b>	<b>1.93</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.11</b>	<b>13.26</b>	1.94	13.49
	2798.25	0.28	<b>28</b>	<b>1.93</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.11</b>	<b>11.67</b>	1.94	11.78
	2918.5	0.265	26.5	-	2	1	0.11	-	1.94	13.18
	2983	0.132	13.2	-	2	1	0.11	-	2.01	59.04
<b>Mioceno med.</b>	3006	0.14	14	-	2	1		-	2.01	51.60
<b>Mioceno inf.</b>	4580.33	0.164	16.4	-	2	1	0.08	-	1.99	36.24
	4708.5	0.185	<b>18.5</b>	<b>1.89</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>24.27</b>	1.97	27.90
	4708.92	0.136	<b>13.6</b>	<b>1.89</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>43.41</b>	2.01	55.12
	4709.42	0.197	<b>19.7</b>	<b>1.89</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>21.55</b>	1.97	24.40
	4709.5	0.178	<b>17.8</b>	<b>1.89</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>26.10</b>	1.98	30.32
	4710.5	0.205	<b>20.5</b>	<b>1.89</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>19.99</b>	1.96	22.43
	4713.33	0.147	<b>14.7</b>	<b>1.89</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>37.48</b>	2.00	46.21

Secuencia	Profundidad	Porosidad		Pickett Plot				FF	Wafra & Nurmi (1987)	
	ft	Dec.	%	m	n	a	Rw (Ohm.m)		m	FF
<b>Oligoceno</b>	4799	0.114	11.4	-	2	1	0.08	-	2.04	83.32
	5000	0.099	9.9	-	2	1	0.08	-	2.06	117.74
	5002	0.113	11.3	-	2	1	0.08	-	2.04	85.11
	5231.58	0.134	13.4	-	2	1	0.08	-	2.01	57.03
	5232	0.137	13.7	-	2	1	0.08	-	2.01	54.21
	5458.25	0.11	11	-	2	1	0.08	-	2.04	90.82
	5460.75	0.191	19.1	-	2	1	0.08	-	1.97	26.06
	5463	0.139	13.9	-	2	1	0.08	-	2.01	52.45
	5464	0.176	17.6	-	2	1	0.08	-	1.98	31.07
	5464.92	0.159	15.9	-	2	1	0.08	-	1.99	38.80
	5468.83	0.129	12.9	-	2	1	0.08	-	2.02	62.26
	5469.83	0.143	14.3	-	2	1	0.08	-	2.00	49.18
	5470.75	0.149	14.9	-	2	1	0.08	-	2.00	44.83
	5473.16	0.115	11.5	-	2	1	0.08	-	2.04	81.60
	5474.5	0.101	10.1	-	2	1	0.08	-	2.06	112.00
	5476.67	0.18	18	-	2	1	0.08	-	1.98	29.60
	5478.33	0.201	20.1	-	2	1	0.08	-	1.96	23.38
5483.67	0.165	<b>16.5</b>	<b>1.92</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>0.08</b>	<b>31.80</b>	1.99	35.76	

#### A.4. PARÁMETROS SELECCIONADOS PARA EL AGRUPAMIENTO JERÁRQUICO DE ELECTRO FACIES E INFLUENCIA DE VARIABLES.

Tabla A- 3. Propiedades de las variables de entrada.

Variable	Peso	Transformación	Valor mínimo	Valor máximo	Unidad	Color
<b>GR</b>	100	Lineal	9.43	175.82	gAPI	
<b>LLD</b>	40	Logarítmica	0.54	483.64	ohm.m	
<b>DT</b>	20	Lineal	47.23	135.99	us/ft	
<b>RHOB</b>	50	Lineal	1.93	2.94	g/cm3	
<b>NPHI</b>	50	Lineal	0.04	0.55	v/v	

Tabla A- 4. Influencia de variables en el agrupamiento.

Variable	Correlación	Porcentaje de información aportada (%)
GR	0.874	22.16
LLD	0.858	21.74
DT	0.788	19.99
RHOB	0.758	19.23
NPHI	0.666	16.89

#### A.5. SUMARIOS PETROFÍSICOS.

Tabla A- 5. Sumarios petrofísicos estimados en la subcuena El Tocuyo.

POZO	Secuencia	Tope	Base	Espesor total ft	Indicador	Espesor efectivo ft.	Espesor indet. ft.	Vsh prom. v/v	Φ prom. v/v	Sw prom. v/v
		ft	ft							
TOCUYO	Mioceno Sup.	2232	2998	766	ROCK	745	0	0.01	0.25	0.79
					RES	745	0	0.01	0.25	0.79
					PAY	227.5	0	0.01	0.24	0.43
	Mioceno Med.	2998	3048	50	ROCK	9	0	0.06	0.10	1.00
					RES	5.5	0	0.05	0.13	1.00
					PAY	0	0	---	---	---
	Mioceno Inf.	3048	4750	1702	ROCK	171.5	0	0.04	0.07	0.95
					RES	33.5	1452.5	0.03	0.13	0.96
					PAY	0.5	1452.5	0.00	0.07	0.49
	Oligoceno	4750	5500	750	ROCK	134	0	0.02	0.09	0.65
					RES	10.5	0	0.02	0.19	0.94
					PAY	1	0	0.04	0.17	0.65
YARACAL	Mioceno Med.	2250	4650	2400	ROCK	20	1175	0.03	---	---
					RES	0	1404.5	---	---	---
					PAY	0	2400	---	---	---
	Mioceno Inf.	4650	5861	1211	ROCK	19.5	0	0.06	---	---
					RES	0	1211	---	---	---
					PAY	0	1211	---	---	---
	Oligoceno	5861	7070	1209	ROCK	331.5	0.5	0.02	0.11	0.50
					RES	17	7.5	0.01	0.21	0.65

Pozo	Secuencia	Tope	Base	Espesor total	Indicador	Espesor efectivo	Espesor indet.	Vsh prom.	Φ prom.	Sw prom.
		ft	ft	ft		ft.	ft.	v/v	v/v	v/v
					PAY	14.5	20	0.01	0.26	0.40
CAYOSAL	Mioceno Med.	3000	4900	1900	ROCK	677	0	0.05	0.27	0.77
					RES	672.5	0	0.05	0.27	0.77
					PAY	289	0	0.04	0.28	0.56
	Mioceno Inf.	4900	9440	4540	ROCK	1345	0	0.05	0.12	0.81
					RES	748	2291	0.05	0.14	0.82
					PAY	100	2291	0.03	0.16	0.40
	Oligoceno	9440	10448.5	1008.5	ROCK	93	0	0.02	0.27	---
					RES	15.5	886.5	0.03	0.43	---
					PAY	0	1008.5	---	---	---
	Oligoceno Inf.	10448.5	10470	21.5	ROCK	12	0	0.03	0.23	---
					RES	9	0	0.03	0.30	---
					PAY	0	21.5	---	---	---

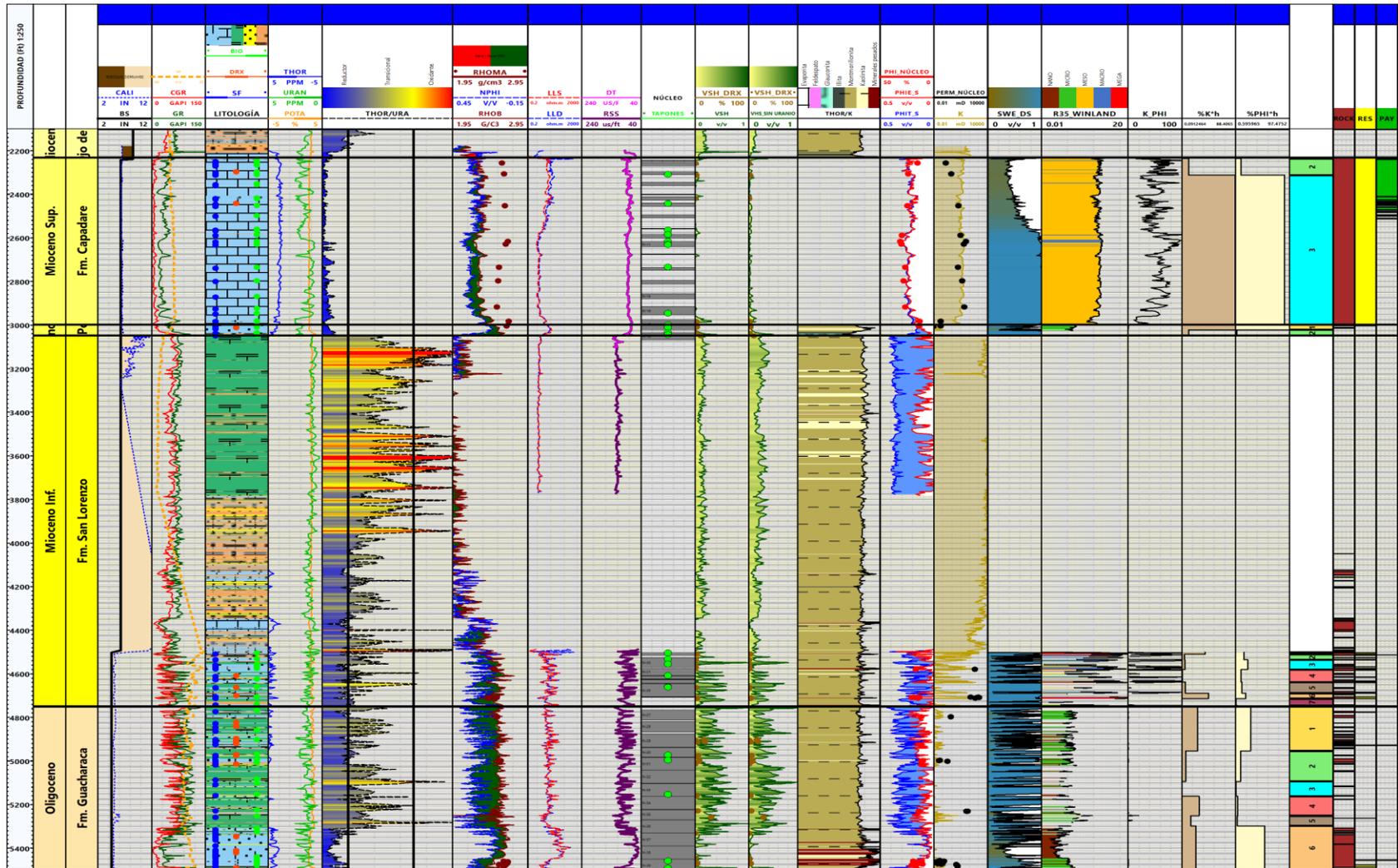


Figura A. 2. Evaluación petrofísica pozo TOCUYO.

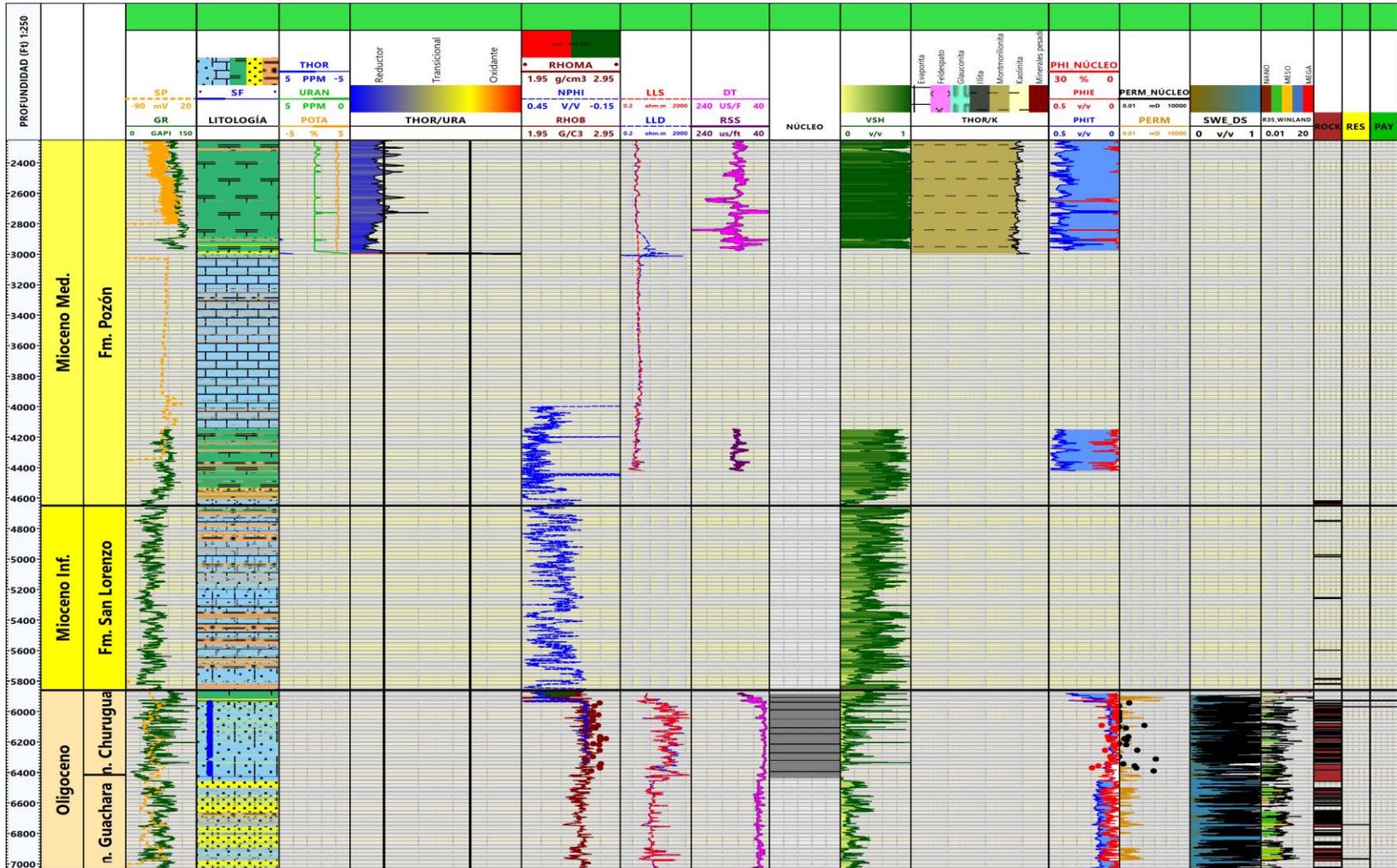


Figura A. 3. Evaluación petrofísica pozo YARACAL

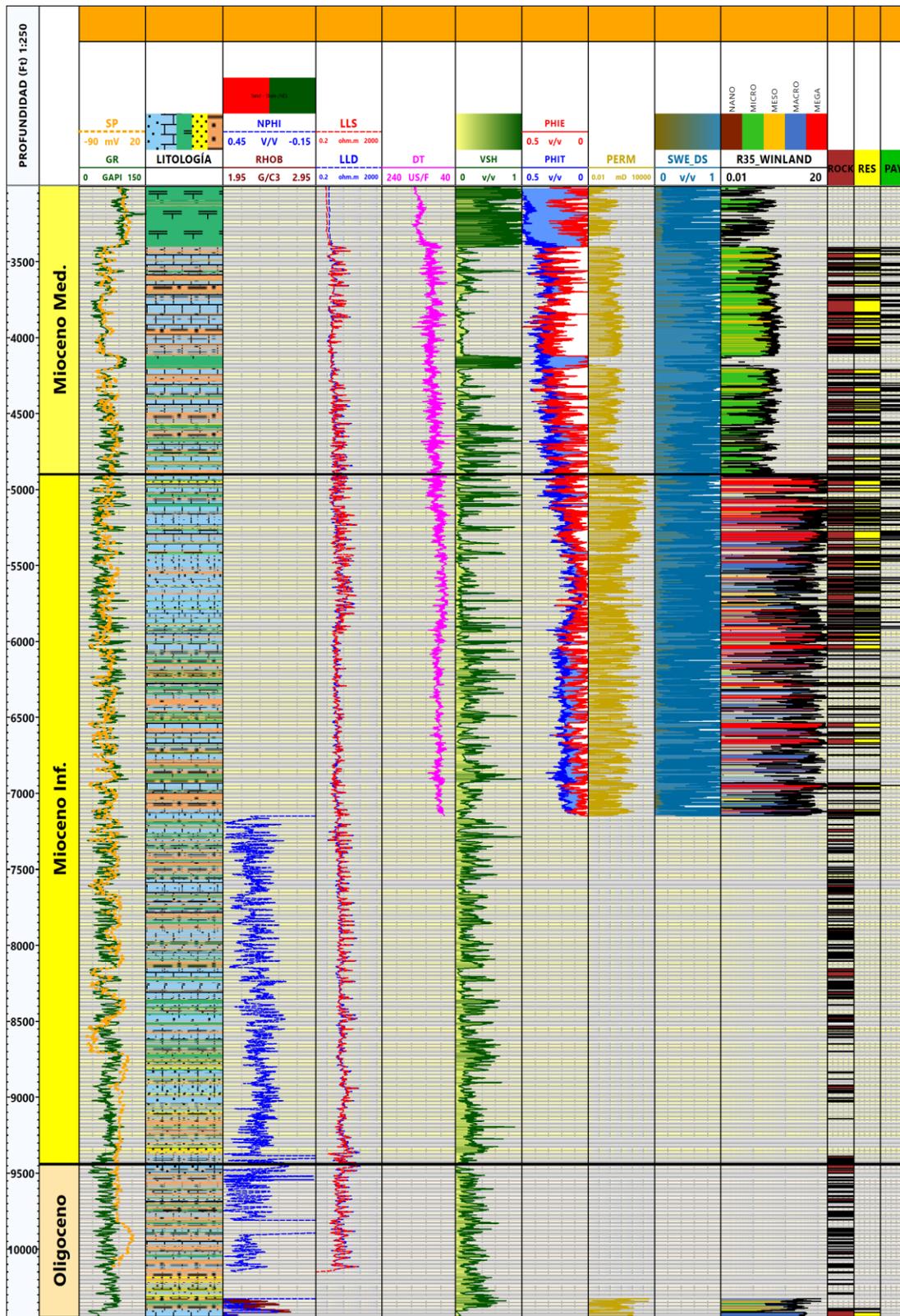


Figura A. 4. Evaluación petrofísica pozo CAYOSAL