

Evaluación Petrofísica a partir de Litotipos para un campo en la cuenca Valle Medio del  
Magdalena

Juan Sebastián González González, Diego Ángel Mauricio Mantilla Cárdenas

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo(s)

Director

David Alfonso Serrano Ferreira  
Geólogo de Desarrollo Ecopetrol S.A.

Codirector

Edgar Ramiro Pineda Martínez  
Geólogo Especialista en Sedimentología Ecopetrol S.A

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Geología  
Bucaramanga

2018

## **Dedicatoria**

**A Dios,**

por brindarme salud, fortaleza y sabiduría para lograr alcanzar una de mis metas más  
anheladas.

**A mis padres,**

**Jaime y Julieta**, por sus enseñanzas y consejos, por sus esfuerzos y sacrificios para poder  
culminar esta carrera, y sobre todo por tanto amor y confianza depositada en mí.

**A mis hermanos,**

por compartir tantos momentos en mi vida y siempre estar ahí apoyándome.

**A mi novia Estefany,**

por brindarme siempre su apoyo y amor para seguir adelante y finalizar con éxito esta etapa.

*Juan Sebastián González González*

**A Dios**

**Por darme la salud, la sabiduría y la paciencia para poder lograr mis objetivos.**

**A mi Madre Dorys**

Por tu lucha sublime, tu paciencia para transmitir consejos, valores y la motivación constante en días oscuros para ayudarme a ser una persona de bien. Pero más que nada por demostrarnos día a día a mis hermanos y a mí que somos la luz de tus ojos.

**A mi Padre Ludwig,**

Por tu ejemplo de perseverancia, pasión; por ese carácter infundado en mí para salir adelante,  
y por tu amor.

**A mis Abuelos**

Sr. Diego y Sra. Gladys, por su amor incondicional. Abuela, tu legado vivirá por siempre en mi mente y mi corazón, descansa en paz (*Requiescat in pace*).

**A mis Hermanos**

Por compartir conmigo cada etapa de la vida y ser uno de los pilares fundamentales en todo lo que soy.

A mis demás familiares y amigos que me acompañan en este proyecto de vida, todos saben lo que significan para mí. Siempre estaré agradecido, con amor:

*Diego Ángel Mauricio Mantilla Cárdenas.*

### **Agradecimientos**

Los autores, Juan Sebastián y Diego Ángel Mauricio agradecen:

A la gerencia de yacimientos Ecopetrol S.A, por brindarnos los medios para realizar este proyecto con éxito.

A nuestro amigo y director, David Alfonso Serrano Ferreira, por todo su tiempo, paciencia y destreza para compartir su conocimiento con nosotros a lo largo de esta etapa.

Al codirector del proyecto, Edgar Ramiro Pineda Martínez, por el apoyo, por transmitir su pasión y palabras de aliento en momentos difíciles, infinitas gracias.

A la Universidad Industrial de Santander y Escuela de Geología, por contribuir en nuestra formación personal y profesional.

A nuestros amigos Johan, Denis, Juan Francisco, Fredy y demás que nos acompañaron y apoyaron en este proceso. ¡GRACIAS!

**Tabla de contenido**

Introducción .....	21
Planteamiento del problema.....	21
Justificación.....	22
1. Objetivos .....	23
1.1 Objetivo General .....	23
1.2 Objetivos Específicos.....	23
2. Marco geológico regional .....	23
2.1 Localización .....	23
2.2 Evolución tectonoestratigráfica de la cuenca VMM .....	24
2.2.1 Estratigrafía.....	28
2.2.2 Geología estructural.....	30
3. Metodología .....	31
3.1 Revisión y recopilación bibliográfica .....	31
3.2. Inventario, organización y carga de la información.....	32
3.2.1. Inventario y organización.....	32
3.2.2. Carga de la base de datos.....	37
3.3 Modelo sedimentológico.....	38
3.4. Ajuste del núcleo a profundidad de registro .....	39
3.5. Cálculo de propiedades petrofísicas.....	49
3.5.1 Modelo de arcillosidad.....	49
3.5.2 Modelo de porosidad.....	51

3.5.3 Modelo de saturación de agua (Sw).....	52
3.5.4 Modelo de permeabilidad (K).....	53
3.6. Extrapolación del modelo de litotipos definidos a partir de un algoritmo.....	53
3.7. Mapas de isopropiedades.....	54
4. Resultados.....	55
4.1 Modelo sedimentológico.....	55
4.1.1 Fluvial meandriforme (68%).....	56
4.1.2 Abanicos aluviales (32%).....	57
4.1. Curva discreta de litotipos.....	60
4.2. Calculo de propiedades petrofísicas.....	68
4.2.1. Modelo de arcillosidad.....	68
4.2.2. Modelo de porosidad total y porosidad efectiva.....	70
4.2.3. Modelo de saturación de agua.....	72
4.2.4. Modelo de permeabilidad.....	77
4.3. Definición de litotipos a partir de registros.....	78
4.4. Mapas de isopropiedades.....	82
4.4.1. Mapas de Arena Neta Petrolífera.....	84
4.4.3. Mapas de Arcillosidad.....	85
4.4.4. Mapas de Porosidades Efectivas.....	86
4.4.5. Mapas de Saturación de Agua.....	87
5. Conclusiones.....	88
6. Recomendaciones.....	90

7. Referencias..... 91

### Lista de Tablas

<i>Tabla 1. Inventario de registros eléctricos por pozo para el campo en estudio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....</i>	34
<i>Tabla 2. Pozos corazonados y pies descritos para el campo en estudio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....</i>	35
<i>Tabla 3. Datos de petrofísicos básicos y especiales para los cuatro pozos corazonados. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....</i>	37
<i>Tabla 4. Ajuste de Core Gamma a la profundidad del Gamma Ray para el pozo P-194. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....</i>	42
<i>Tabla 5. Segundo ajuste en profundidad para el pozo P-194, utilizando el set de registros Core Gamma, Gamma Ray, RHOB, NPHI. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018. 43</i>	
<i>Tabla 6. Variación estadística del histograma utilizado para la lectura del GR de la matriz y el GR del shale Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....</i>	50
<i>Tabla 7 Facies identificadas en el campo. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....</i>	55
<i>Tabla 8 Definición de litotipos de acuerdo con propiedades de calidad de roca reservorio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....</i>	60
<i>Tabla 9. Promedio de propiedades petrofísicas y espesor de arena neta petrolífera necesarios para la realización de los mapas de isopropiedades. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....</i>	84

### Lista de Figuras

<b>Figura 1.</b> Localización regional del Valle Medio del Magdalena. ....	24
<b>Figura 2.</b> Modelo de sedimentación acompañado de procesos de exhumación de las cordilleras central y oriental en la parte central de Colombia. Adaptado de: (Villamil, 1999).....	28
<b>Figura 3.</b> Columna estratigráfica generalizada para el Valle Medio del Magdalena. Adaptado de: Ecopetrol, 2018.....	30
<b>Figura 4.</b> Información disponible para el campo objeto del presente estudio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	32
<b>Figura 5.</b> Litotipos con su respectiva relación sedimentológica interpretados sobre núcleos a partir de asociaciones y sucesiones de Facies, y características de roca reservorio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	36
<b>Figura 6.</b> Metodología para definir el Modelo Sedimentológico Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	39
<b>Figura 7.</b> Shift a profundidad de registro para el pozo P-194 a partir del <i>Core Gamma</i> (azul) y litotipos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....	41
<b>Figura 8.</b> Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros <i>Core Gamma</i> , <i>Gamma Ray</i> , RHOB NPHI para el pozo P-194. Figura A. <i>Core 26</i> , Figura B. <i>Core 25</i> , Figura C. <i>Core 24</i> , Figura D. <i>Core 22</i> Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	44
<b>Figura 9.</b> Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros <i>Core Gamma</i> , <i>Gamma Ray</i> , RHOB NPHI para el pozo P-194, en el <i>Core 21</i> Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....	45

**Figura 10.** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194. A. *Core* 19, B. *Core* 18, C. *Core* 17, D. *Core* 16 E. *Core* 14 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 45

**Figura 11.** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194, en el *Core* 13 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 46

**Figura 12.** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194, en el *Core* 12 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 46

**Figura 13.** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194, en el *Core* 10 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 47

**Figura 14.** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194. A. *Core* 8, B. *Core* 7, C. *Core* 6 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 47

**Figura 15.** Ajuste de los core 24, 23 y 22, para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 48

**Figura 16.** Histograma para el *Gamma Ray*, utilizado para la lectura del *GR* de la matriz y el *GR* del shale. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 50

**Figura 17.** Evaluación estadística por histogramas para el litotipo 1, identificando el rango de valores para cada registro. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 54

<b>Figura 18.</b> Bloquediagrama teórico con la distribución de subambientes de canales meandriformes y Facies asociadas a cada uno de estos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....	57
<b>Figura 19.</b> Bloquediagrama teórico con la distribución de subambientes de abanicos aluviales y Facies asociadas a cada uno de estos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....	59
<b>Figura 20.</b> Histograma de porosidad, discretizado por litotipos identificados a nivel de núcleo en el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....	61
<b>Figura 21.</b> Histograma de permeabilidad, discretizado por litotipos a nivel de núcleo en el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	61
<b>Figura 22.</b> Identificación estadística del litotipo 1, en el <i>Crossplot</i> Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 .....	63
<b>Figura 23.</b> Identificación estadística del litotipo 2, en el <i>Crossplot</i> Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	64
<b>Figura 24.</b> Identificación estadística del litotipo 3, en el <i>Crossplot</i> Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	65
<b>Figura 25.</b> Identificación estadística del litotipo 4, en el <i>Crossplot</i> Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	66
<b>Figura 26.</b> Identificación estadística del litotipo 5, en el <i>Crossplot</i> Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	67
<b>Figura 27.</b> Identificación estadística del litotipo 6, en el <i>Crossplot</i> Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018.....	68

**Figura 28.** Ajuste del volumen de arcilla con los litotipos definidos sobre núcleos. En líneas punteadas de color rojo se puede observar el buen ajuste del volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Neutrón (RAS\_VHSDN) para el litotipo 1, y así mismo, el mal ajuste del mismo intervalo con el volumen de arcilla calculado a partir de la curva *Gamma Ray* (GR\_VSH). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 69

**Figura 29.** Cálculo de la Porosidad Efectiva (RAS\_PHIE) a partir de la Porosidad Total (RAS\_PHIT) y el Volumen de Arcilla calculo a partir de las curvas Densidad-Neutrón (RAS\_VHSDN) Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 70

**Figura 30.** Ajuste de la curva de porosidad efectiva (RAS\_PHIE) con los datos de laboratorio (puntos en color rojo) y la curva discreta de litotipos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 71

**Figura 31.** Valor de  $R_w$  calculado de acuerdo con la carta GEN-6 de la compañía Schlumberger. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 74

**Figura 32.** Cálculo de  $R_w$  aplicando el método grafico Pickett Plot. La semirecta en color morado corresponde al valor de  $S_w=100\%$ . Los puntos en color celeste corresponden a los datos de saturación que fueron ajustados al introducir las variables  $a$ ,  $m$ ,  $n$  y  $R_w$ . Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 75

**Figura 33.** Modelo de saturación de agua por los diferentes métodos, donde se evidencia el ajuste con los datos de laboratorio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 76

**Figura 34.** Modelo de permeabilidad (PERM\_LAB) donde se evidencia el ajuste con los datos de laboratorio (PERM). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 77

**Figura 35.** Ajuste del modelo de litotipos definido a partir del algoritmo (izquierda) vs litotipos definidos sobre núcleos de perforación (derecha), con los modelos de propiedades petrofísicas para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 79

**Figura 36.** Evaluación por *Blind Test* para determinar el grado de correlación entre los litotipos definidos sobre núcleos y el modelo de litotipos definidos a partir del algoritmo. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL..... 79

**Figura 37.** Modelo de litotipos generado a partir del algoritmo para el pozo P-196, donde se observa un buen ajuste con el set de registros y las curvas de propiedades petrofísicas. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 81

**Figura 38.** Modelo de litotipos generado a partir del algoritmo para el pozo 230, donde se observa un buen ajuste con el set de registros y las curvas de propiedades petrofísicas. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 81

**Figura 39.** Mejores intervalos para la Formación Guaduas en el pozo P-195, determinados a partir de los parámetros de corte. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018..... 83

**Figura 40.** Mapas de Arena Neta Petrolífera generados para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 85

**Figura 41.** Mapas de arcillosidad para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B), evidenciando zonas de arenas limpias. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 86

**Figura 42.** Mapas de porosidad efectiva para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B), Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 87

**Figura 43.** Mapas de saturación de agua para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018 ..... 87

### **Lista de Apéndices**

Los apéndices están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS

Apéndice A. Inventario y organización de datos de laboratorio

Apéndice B. Inventario y organización de registros eléctricos por pozo

Apéndice C. Tabla y figuras del shift realizado al pozo P-195

## RESUMEN

**TÍTULO:** Evaluación Petrofísica a partir de Litotipos para un campo en la cuenca Valle Medio del Magdalena

**AUTOR:** Juan Sebastián González González\*\*, Diego Ángel Mauricio Mantilla Cárdenas\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Núcleo, Litotipos, Petrofísica, Vshale, Porosidad, Saturación de Agua, Permeabilidad,

**DESCRIPCIÓN:** El modelamiento petrofísico como parte de la caracterización geológica de un yacimiento está orientado a la planeación de pozos de desarrollo, determinación de intervalos a completar en producción y la estimación de reservas. En este estudio se realiza un modelo petrofísico cuyos parámetros más importantes (Volumen de Arcilla, Porosidad, Permeabilidad y Saturación de agua) fueron calibrados con datos de laboratorio y a partir de una curva discreta de litotipos construida sobre los núcleos de perforación, que constituyen el dato más verídico de lo que se tiene en el subsuelo. Con el fin de entender la distribución de los intervalos más prospectivos en todo el campo se generó un algoritmo que permite reproducir el modelo de litotipos a los pozos no corazonados con un grado de correlación del 75%, validado con base en los intervalos de arena neta petrolífera calculados a partir de los parámetros de corte de las propiedades petrofísicas, lo que indica un alto grado de predictibilidad del modelo. La integración de los resultados obtenidos permitió modelar y presentar en detalle las propiedades petrofísicas del campo, identificándose 6 litotipos, siendo el litotipo 1 el que presenta mejores características como roca reservorio, por tanto, el de mayor interés prospectivo para ser explotados o puestos en producción, y así optimizar la producción del campo en la cuenca VMM.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: David Alfonso Serrano Ferreira, Geólogo

**ABSTRACT**

**TITLE:** PETROPHYSICAL EVALUATION FROM LITOTYPES FOR A FIELD IN MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN

**AUTHOR:** Juan Sebastián González González\*\*, Diego Ángel Mauricio Mantilla Cárdenas\*\*

**KEYWORDS:** Cores, Lithotypes, Petrophysics, Vshale, Porosity, Water Saturation, Permeability.

**DESCRIPTION:** The petrophysical modeling as part of the geological characterization of a deposit is oriented to the planning of development wells, determination of intervals to be completed in production and the estimation of reserves. In this study, a petrophysical model was made whose most important parameters (volume of clay, porosity, permeability and water saturation) were calibrated with laboratory data and from a discrete lithotype curve built on the drill core, which is the data more true than you have in the subsoil. In order to understand the distribution of the most prospective intervals in the whole field, an algorithm was generated that allows the reproduction of the lithotype model to the non-coined wells with a degree of correlation of 75%, validated based on the net oil sand intervals calculated from the cut parameters of the petrophysical properties, which indicates a high degree of predictability of the model. The integration of the results allowed to model and present in detail the petrophysical properties of the field, identifying 6 lithotypes, being the lithotype 1 which has better characteristics as reservoir rock, therefore, of greater prospective interest that will be exploited or put into production , and thus optimize the production of the field.

---

\*Bachelor Thesis

\*\*Physicochemical Engineering Faculty. Geology School. Adviser: David Alfonso Serrano Ferreira, Geologist

## **Introducción**

La cuenca Valle Medio del Magdalena, es una depresión alargada intramontana que separa la cordillera central y oriental de Colombia. Esta cuenca se ha caracterizado por los altos indicadores en la existencia de yacimientos petrolíferos, los cuales motivaron a generar las primeras actividades de exploración y han conllevado al descubrimiento de grandes campos.

En Colombia, de acuerdo con el ritmo actual de producción de petróleo, se estima que el país tiene reservas para cinco o seis años aproximadamente, por lo cual se hace necesario desarrollar actividades en relación con exploración e incremento de reservas, las cuales conllevan un trabajo multidisciplinario que involucra una serie de estudios, teniendo como objetivo lograr la extracción del hidrocarburo de forma óptima.

Para lograr tal fin, dentro de estos estudios se debe desarrollar un modelo petrofísico orientado a la planeación de pozos de desarrollo, la determinación de intervalos a completar en producción y la estimación de reservas. La realización del modelo petrofísico en el campo objeto de estudio permite tener una aproximación sobre la distribución de las propiedades de las rocas y fluidos a partir del modelo de litotipos generado por un algoritmo, y de esta manera, seleccionar las áreas más prospectivas y que serán explotadas o puestas en producción, y generar un aporte a la optimización de la producción del campo.

### **Planteamiento del problema**

Con el ritmo actual de producción de petróleo en Colombia se estima que el país tiene reservas para cinco a seis años aproximadamente, por lo cual es imperativo adelantar acciones en relación con exploración e incremento de reservas a partir de estudios en caracterización geológica y dentro de ello en evaluación petrofísica. Es por esto por lo que en los últimos años los esfuerzos del

gobierno, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol S. A. se concentran en incrementar reservas.

El modelamiento petrofísico realizado para un campo en producción en particular está orientado con objeto de realizar la planeación de pozos de desarrollo, la determinación de intervalos a completar en producción y la estimación de reservas, este debe modelarse por litotipos y ajustado a los datos de laboratorio e información proveniente de los núcleos. Por ende, es necesario desarrollar dicho modelo para disminuir la incertidumbre intra – pozo al máximo y generar un aporte a la optimización de la producción en campos maduros del territorio nacional.

### **Justificación**

Históricamente, la cuenca Valle Medio del Magdalena se ha caracterizado por los altos indicadores en la existencia de yacimientos petrolíferos, los cuales motivaron a generar las primeras actividades de exploración y han conllevado al descubrimiento de grandes campos.

En este trabajo se parte de una caracterización sedimentológica del campo que sirve de soporte para el modelamiento petrofísico de los yacimientos de hidrocarburos.

No obstante, la información que se tiene entre pozos presenta alta incertidumbre, es en este punto donde se plantea el desarrollo del modelamiento petrofísico que incorpora litotipos definidos a partir de amarre roca registro; con el fin de conocer las tendencias geológicas en el campo, heterogeneidades, intervalos con mayor capacidad de acumular hidrocarburos, y, por ende, lograr disminuir la incertidumbre en el espacio intrapozo.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Generar modelo petrofísico integrando las propiedades texturales, composicionales y características sedimentológicas a partir del amarre roca – registro.

### **1.2 Objetivos Específicos**

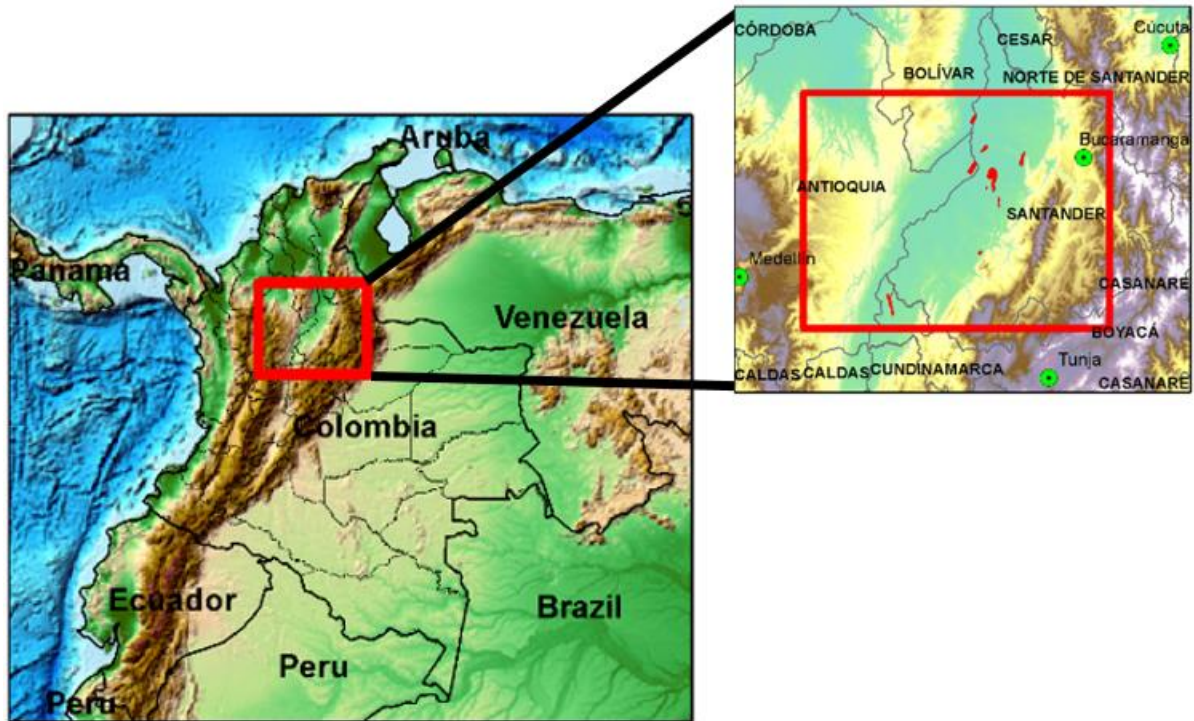
- Efectuar control de calidad, inventario y organización de la base de datos disponible.
- Definir Modelo Sedimentológico
- Realizar una evaluación estadística multi - pozo, con el fin de diferenciar tendencias asociados a rasgos geológicos en las Unidades de interés.
- Establecer litotipos a partir de registros eléctricos y núcleos de perforación.
- Calcular las propiedades petrofísicas del yacimiento, utilizando como herramientas de calibración información de petrofísicos básica.

## **2. Marco Geológico Regional**

### **2.1 Localización**

La cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), es una depresión alargada intramontana, con extensión aproximada de 34000 Km<sup>2</sup>, que separa la Cordillera Central y Cordillera Oriental de Colombia. Su área se encuentra en la Jurisdicción de nueve departamentos que son Tolima, Caldas, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Santander, Norte de Santander, Bolívar y Cesar (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012).

El campo objeto del presente estudio se encuentra localizado al suroeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, sobre el margen oriental del río Magdalena. (Ver Figura 1)



*Figura 1.* Localización regional del Valle Medio del Magdalena.

## 2.2 Evolución tectonoestratigráfica de la cuenca VMM

La cuenca Valle Medio del Magdalena, es una cuenca intramontana que separa las cordilleras Central y Oriental. Se encuentra basculada hacia el este, con tendencia homoclinal y afectada por diferentes pliegues y fallas, como respuesta a los diferentes procesos que conllevaron a su actual configuración. La evolución de la cuenca se remonta a comienzos del Mesozoico, pasando por diversas etapas deformativas, principalmente de tipo distensivo durante el Mesozoico y de tipo compresivo durante el Cenozoico (Mojica & Franco, 1990). En este evento compresivo se destaca el del Paleoceno – Eoceno que dio origen a elevaciones estructurales y grandes procesos erosivos que afectaron la parte superior de la secuencia cretácica.

El proceso que da inicio a la evolución de la cuenca se da a partir de un evento distensivo durante el Triásico, Jurásico y Cretácico temprano, donde según Cooper et al. (1995), Colombia

fue periféricamente afectada por *rifting* relacionado con la eventual separación de Norte y Sur América en el proto-Caribe.

De acuerdo con Mojica & Franco (1990), los eventos distensivos comprenden un lapso prolongado, con algunas interrupciones, entre el Triásico Tardío (?) y el Cretácico Superior. En un principio se forma un *graben* supracontinental, bordeado por paleofallas normales, con subsidencia por causa de una tectónica de bloques, que permite la acumulación de los sedimentos continentales de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. Finalizando el Jurásico, comienzos del Cretácico, la cuenca se comportó como un *backarc* detrás de la zona de subducción Andina. Por el mismo mecanismo de distensión y fallamiento normal, se lleva a cabo una transgresión general depositando sedimentos principalmente marinos y la ocurrencia de plutonismo granodiorítico y vulcanismo (Beltrán, 2012).

La Formación Tambor, relacionada con depósitos fluviales de corrientes trenzadas se deposita en el Cretácico Temprano, antes del comienzo de la transgresión marina y la rápida subsidencia asociada al *rifting*, que condujo a la depositación de potentes secuencias de rocas marinas principalmente lodolitas, calizas y areniscas de la Formación Rosa Blanca, (Royero & Clavijo, 2001). Posteriormente se depositó la Formación Paja, en condiciones de profundización gradual del mar, la cual está constituida principalmente por *shales* negros ligeramente fosilíferos (Morales, 1958). Hacia mediados del Cretácico se deposita la Formación Tablazo, mostrando un ambiente nerítico poco profundo, sobre el cual se deposita la Formación Simití, en un ambiente nerítico bajo a medio (Royero & Clavijo, 2001).

A lo largo del Cretácico Medio se produce una nueva transgresión marina, permitiendo la depositación de lodolitas, cherts y fosfatos (posibles rocas generadora). Mientras que una nueva

subsistencia de la cuenca permite alcanzar el máximo de inundación y depositar la Formación La Luna, conformada por calizas, lutitas, capas delgadas de chert y concreciones de calizas con fósiles; representando la superficie de máxima inundación en la cuenca VMM. Terminado el período, la cuenca experimenta una somerización que permite la depositación de sedimentos continentales de la Formación Umir (Royero & Clavijo, 2001).

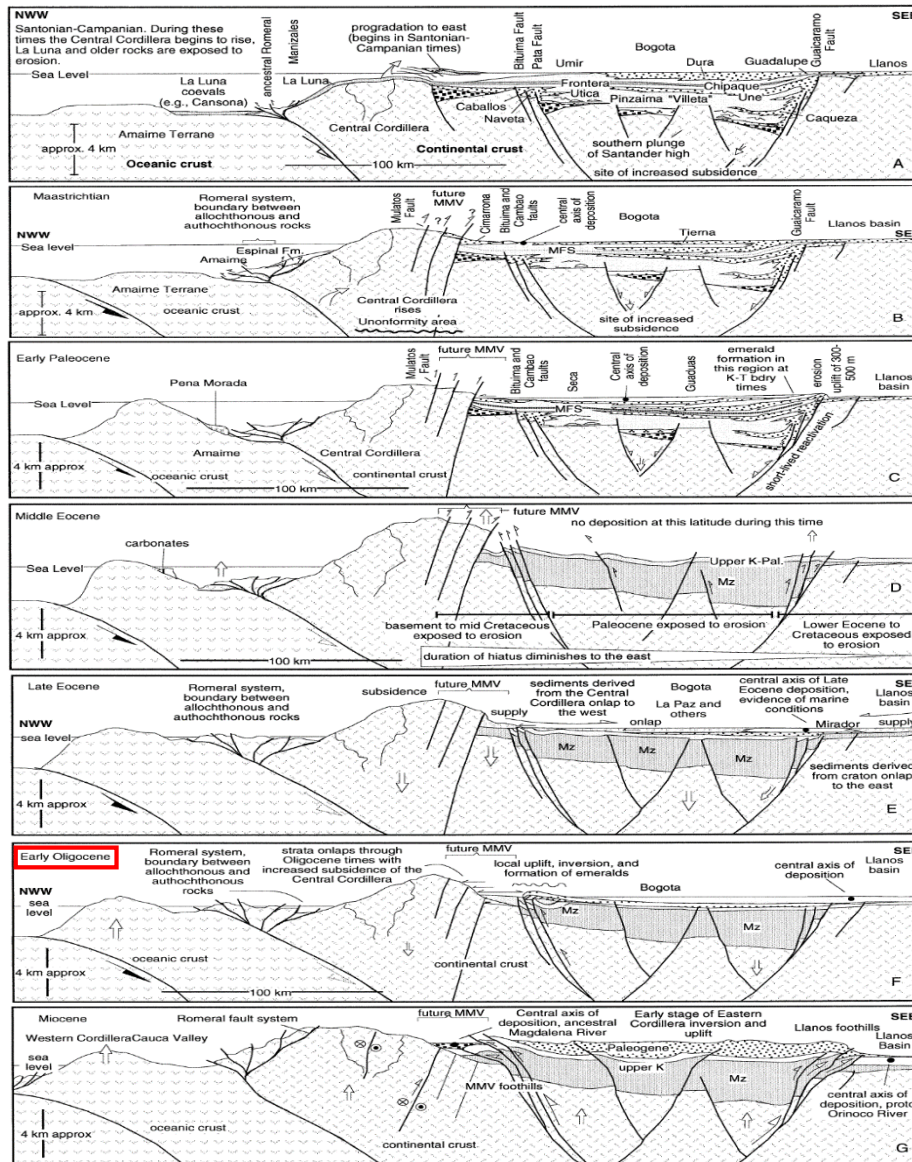
A finales del Cretácico (Campaniano más tardío y Maastrichtiano), se inicia el levantamiento de la Cordillera Central producto del inicio de la colisión de la placa de Farallones contra la placa suramericana (Aspden et al. 1987; Gómez et al. 2003, Gómez et al. 2005 b, Caballero et al. 2010, Horton et al. 2010) que da lugar a la acreción de la Cordillera Occidental. Este episodio de exhumación en el paleógeno de la Cordillera Central conlleva al fin de la cuenca Cretácica y a la transformación en una cuenca de “*foreland*” o de antepaís. Durante esta fase, se produjo una gran erosión que en algunos sectores fue tan severa que eliminó totalmente la secuencia Cretácea, como puede observarse hacia el suroeste de la cuenca en nuestra zona de estudio. Este período de erosión intensa está representado por una discordancia regional que se identifica fácilmente dentro del Valle Medio del Magdalena (Garavito, 2008).

Gómez et al. (2005 a y b) en Sarmiento, Puentes, & Sierra (2015), denominó la “*Middle Magdalena Valley unconformity*”, como un límite estratigráfico y tectónico importante debido a que debajo de este, las rocas pre-Eocenas se reconocen deformadas y truncadas a escala regional. A partir de la discordancia y durante el Eoceno Tardío y el Mioceno Temprano, se depositaron sedimentos sobre la discordante secuencia Cretácica que inician con la Formación La Paz de origen continental, seguida de la Formación Esmeralda del Eoceno Tardío a Oligoceno Temprano,

compuesta por areniscas de grano fino, limolitas y *shales* con algunas capas de carbón (Royero & Clavijo, 2001).

Para el Oligoceno los eventos de inversión y levantamiento generaron depósitos sintectónicos de facies aluviales de ríos meándricos de la Formación Mugrosa (Oligoceno Temprano a Tardío) y la Formación Colorado (Mioceno Temprano). En el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre la inversión tectónica en la cuenca donde los sedimentos hasta entonces depositados son plegados y fallados (Mojica & Franco, 1990) como producto de la colisión del terreno Chocó con el margen noroccidental de América del Sur, el cual contribuyó a la carga e inicio de la deformación en la Cordillera Oriental (Cooper, et al., 1995). Esta cuenca intramontana, finalmente es rellenada por depósitos continentales a medida que la Cordillera Oriental se levanta y exhuma con la depositación de la Formación Real (Mioceno Medio a Superior) y la Formación Mesa de edad Plioceno (Caballero, Parra, & Mora, 2010).

Finalmente, las paleofallas normales formadas en la fase distensiva, son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno, puesto que representaban planos de debilidad preferenciales a lo largo de los cuales la Cordillera Oriental pudo cabalgar hacia el occidente.



**Figura 2** Modelo de sedimentación acompañado de procesos de exhumación de las cordilleras central y oriental en la parte central de Colombia. Adaptado de: (Villamil, 1999)

**2.2.1 Estratigrafía.** La columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM (Ver Figura 3) muestra secuencias Pre Mesozoicas y Mesozoicas que infrayacen de manera discordante las secuencias Cretácicas. Iniciando con las formaciones Tambor, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, Salto, La Luna, de génesis marina, y la Formación Umir que marca la transición de sedimentación marina a sedimentación no marina, esta última característica del Cenozoico tomando como ejemplo la Formación Lisama. Las rocas Terciarias de las formaciones Lisama, La Paz, Esmeralda,

Mugrosa, Colorado y los Grupos Real y Mesa se depositan sobre la discordancia del Paleoceno – Eoceno (Beltrán, 2012).

La serie Guaduas-Tuné corresponde a la parte inferior de la sección sedimentaria de esta parte de la cuenca y está conformada por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas. Esta unidad descansa discordantemente sobre el basamento y su contacto superior es también discordante bajo la serie Zorro-Diamante, esta serie presenta conglomerados y areniscas con intercalaciones de estratos de arcillolitas. Hacia la parte superior de Guaduas, se presentan generalmente capas de areniscas blancas a grises de granulometría variable, friable, con intercalaciones delgadas de arcillolitas y limolitas verdes, azulosas, moteadas de rojo y azul, localmente calcáreas (García A. , 2008).

La parte superior de la serie denominada Tuné está representada por intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base, con predominio de las arcillolitas. Hacia el tope predominan los estratos de areniscas los cuales son de color blanco, de granulometría variable (fino a grueso), friables y también se presentan intercalaciones de arcillolitas y limolitas en capas delgadas de colores grises verdes, café, moteadas de marrón, rojo y púrpura (García A. , 2008).

Las Formaciones Guaduas y Tune están constituidas por sedimentos de origen fluvial, depositadas en ambientes dominados por corrientes entrelazadas a meandriformes, conformando una serie interestratificada de estratos arenosos y capas de arcillas (García S. , 2012).

De acuerdo con estudios realizados por Ecopetrol al campo objeto del presente estudio, se ha interpretado un ambiente de depósito continental que corresponde a abanicos aluviales (medio a distal). Las arenas son depositadas en canales entrelazados poco consolidados y sucios que le dan un alto grado de heterogeneidad al yacimiento.

Serie	Nomenclatura estandar	Espesor (m)	Litología	Descripción litológica generalizada
Pleistoceno				
Plioceno	Grupo Mesa	150 - 575		Gravas y cantos de grava. Conglomerado y arenita bien estratificada. Abundante material piroclástico
Mioceno (?)	Grupo Real	400 - 3400		Arenita, arcillolita arenosa y conglomerado de rocas ígneas y metamórficas Muy conglomerática hacia la base
Oligoceno (?)	Grupo Chuspa	Formación Colorado		Horizonte fosilífero de La Cra
		Formación Mugrosa		Shale rojo alternando con arenita conglomerática gruesa
Eoceno (?)	Grupo Chuspa	Formación Esmeraldas		Horizonte fosilífero de Mugrosa (local).
		Formación La Paz		Shale con delgados estratos de arenita de grano fino
Paleoceno	Formación Lisama	950-1225		Horizonte fosilífero de Los Corros (local).
Maastrichtiano	Shale de Umir	> < 1000		Mantos de carbón ocasionales
Campaniano				Arenitas con interestratificaciones de limolita y shale
Santoniano	Miembro Galembó	180 - 350		Local localmente shale alterado duro (Toro Fm).
Coniaciano	Miembro Pujamana	50 - 225		Shale, limolita y arenita interestratificados. mantos de carbón
Turoniano	Miembro Salada	50 - 100		Limolita marrón rojiza
Cenomaniano	Caliza del Salto	50 - 125		Shale, gris, blanco, fisil
Albiano	Shale de Simili	250 - 650		Estratos esporádicos de hierro concrecionario
Aptiano	Caliza de Tablazo	150 - 325		Mantos de carbón
Barremiano	Formación Paja	125 - 625		Predomina el shale calcáreo con estratos de chert y caliza interestratificado con concreciones
Hauteriviense	Formación Rosa Blanca	150 - 425		Shale calcáreo negro finamente laminado de dureza Media
Valanginiense ?	Formación Tambor	0 - 650		Shale negro duro calcáreo, estratos de caliza, concreciones de pirita
Jurásico	Formación Girón	0 - 2440		Caliza dura arcillosa
	Formación Jordan	657 - 800		Shale negro finamente laminado
Triásico	Grupo Surutá	Formación Bocas		Shale negro blando finamente laminado
				Caliza masiva y margas bastante fosilíferas
Permiano	Fm Tiburón	450 - 500		Caliza masiva y margas bastante fosilíferas
Carbonífero	Fm Diamante	440		Limolita gris oscura, arenita y conglomerado, limolita gris al tope
Devónico	Formación Floresta	600 - 700		Con foraminíferos
Predevónico a Precámbrico	Orthoneis			Arenita arcosa, limolita y loba
	Neis de Bucaramanga			Granito y cuarzozonoz. rosada- granod y cuarzozonilita gris

Figura 3 Columna estratigráfica generalizada para el Valle Medio del Magdalena. Adaptado de: Ecopetrol, 2018

**2.2.2 Geología estructural.** Estructuralmente, el campo es un monoclinas que presenta un buzamiento de aproximadamente 8° al SE, donde la parte más alta de la estructura se encuentra en la parte norte y central del bloque, y con un brazo que se extiende hacia el NE de la estructura.

El estilo estructural se basa en un sistema “*Wrench Fault Divergent*”, constituido por la falla principal con dirección SE-NW, la cual es considerada el principal mecanismo de entrapamiento. Es una falla de carácter normal y componente de rumbo “*Strike slip*”, la cual corresponde al cierre occidental de la estructura y presenta un rumbo NNW-SSE, con el “*Hanging Wall*” buzando hacia el SE, y un salto considerable con respecto al “*Foot Wall*”, que varía entre 100 y 200 ft.

Así mismo, se encuentra disectado por un sistema de fallas secundarias de carácter normal, las cuales presentan menores desplazamientos y rumbo preferencial SW-NE, las cuales, al cerrarse con el plano de la falla principal, dividen el campo en varios bloques prospectivos.

### **3. Metodología**

La metodología seguida para realizar el presente proyecto consistió en seis fases principales, en las cuales se realizó: **1.** Revisión y recopilación bibliográfica **2.** Inventario, organización y carga de la información **3.** Modelo Sedimentológico **4.** Ajuste del núcleo a profundidad de registro **5.** Cálculo de Propiedades Petrofísicas **6.** Extrapolación del modelo de litotipos definidos a partir de un algoritmo **7.** Mapas de Isopropiedades. Con la información obtenida a partir de las anteriores seis fases, se procedió a interpretar, analizar y discutir los resultados para finalmente compilar en un informe con sus respectivos anexos. A continuación, se ilustra el flujo de trabajo llevado a cabo en el presente proyecto para alcanzar los objetivos propuestos que dieron pie para el cálculo petrofísico que se asemeja muy bien a las condiciones que presenta el yacimiento.

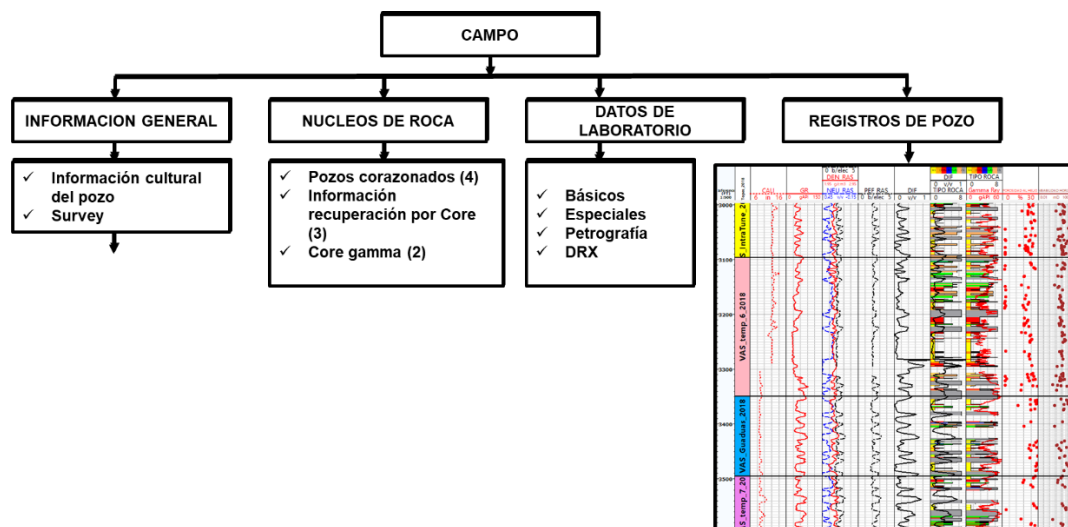
#### **3.1 Revisión y recopilación bibliográfica**

Consistió en la consulta, selección y análisis del material bibliográfico disponible y relacionado principalmente con registros eléctricos, geoestadística, petrofísica, ambientes sedimentarios continentales y geología regional de la cuenca VMM para conocer la evolución tectonoestratigráfica.

### 3.2. Inventario, organización y carga de la información

**3.2.1. Inventario y organización.** La caracterización de yacimientos se fundamenta principalmente en la cantidad y calidad de la información. Para realizar un control de calidad se realizó un inventario de la información existente y luego se organizó.

La información disponible del campo, son principalmente 3 grandes grupos: núcleos de perforación, registros eléctricos y pruebas de laboratorio. Adicionalmente se encuentra información complementaria como: Informe de perforación y geológico de pozo, copias de campo de las distintas corridas de los diferentes registros por pozo, reporte de recuperación de núcleos de perforación, estado mecánico de pozo, reporte de *mud logging*. (Ver Figura 4)



**Figura 4.** Información disponible para el campo objeto del presente estudio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

El conocer la información disponible, así como el control de calidad de esta, permite la construcción de modelos con menor grado de incertidumbre y alto grado de predicción, cuyo propósito es extraer una variante o estructura hasta llegar a un modelo matemático que contemple

todas las características y variables que puedan afectar los datos y deben analizarse de la siguiente manera.

- Organización de la información
- Estandarización de los nemónicos
- Estandarización de las unidades para cada curva
- Evaluación estadística de la data

Una vez se conoce la cantidad de la información se estructura y organiza con el fin de tener un fácil acceso.

Dentro de los objetivos se busca integrar toda la información en la plataforma de interpretación, con el fin de tener en cuenta la data disponible por pozos para el campo.

Uno de los objetivos del proyecto se encuentra enfocado al control de calidad, inventario, organización y construcción de la base de datos, la cual permitirá dilucidar el alcance del modelo de litotipos, el cual es determinado por la cantidad y la calidad de la data.

Se tienen un total de 345 pozos de los cuales 171 incluyen en su set de registros GR, SP, RHOB, NPHI y PEF; en 32 se corrieron GR, SP y NPHI, 56 pozos tienen información de GR y SP, 4 pozos con GR y NPHI, y por ultimo, 82 pozos tienen la información incompleta, es decir, solo cuentan con un registro. (Ver Tabla 1)

**Tabla 1.** Inventario de registros eléctricos por pozo para el campo en estudio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

REGISTROS	INVENTARIO POZOS	No. POZOS
GR, SP, RHOB, NPHI, PEF	C-14, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 25, 27, 28, 30, 31, 32, 34, 35, 37, 39, 40	19
	P-194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 220, 221, 222, 224, 225, 226, 227, 228, 229, 230, 231, 232, 233, 234, 235, 236, 237, 238, 239, 240, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 247, 248, 249, 250, 251, 252, 253, 254, 255, 256, 257, 259, 260, 261, 262, 263, 264, 265, 266, 267, 268, 269, 270, 271, 272, 273, 274, 275, 276, 277, 279, 280, 281, 282, 283, 284, 286, 287, 288, 289, 290, 291, 292, 293, 294, 295, 296, 297, 298, 299, 301, 302, 303, 306, 307, 308, 309, 310, 311, 313, 315, 319, 320, 321, 323, 324, 325, 326, 332, 333, 334, 335, 338, 344, 348, 349, 350, 351, 352, 353, 354, 355, 356, 357, 358, 359, 360, 362, 363, OESTE-1, WT-1, 10, 12, 13, 14, 15, 2, 4, 5, 7, 9	152
	C-2, 3, 5, 12	4
	P-103, 11, 111, 113, 12, 128, 130, 146, 148, 151, 153, 156, 161, 164, 167, 18, 19, 190, 21, 25, 4, 41, 6, 7, 8, 93	26
GR, SP, NPHI	C-6, 26	2
	C-1, 8, 11	3
GR, SP	P-104, 105, 106, 107, 108, 112, 114, 116, 117, 118, 119, 120, 122, 123, 138, 139, 140, 157, 16, 160, 162, 165, 166, 168, 169, 172, 173, 174, 175, 176, 177, 178, 179, 181, 182, 183, 185, 186, 187, 188, 189, 191, 192, 193, 20, 38, 39, 44, 73, 74, 75, 87, 88	53
	C-7	1
GR, NPHI	P-145, 17, 47	3
	C-4, 10	2
INCOMPLETA (SOLO CUENTA CON UN REGISTRO)	P-13, 134, 14, 143, 147, 149, 15, 150, 159, 163, 180, 184, 2, 209, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 29, 3, 30, 32, 33, 34, 35, 37, 40, 42, 43, 45, 46, 48, 49, 5, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 9, 90, 91, 92, 94, 95, 96, 97, 98, 99	80

*Nota:* Cantidad total de pozos y sus respectivos registros eléctricos, los pozos principales son los que cuentan con Gamma Ray, SP, RHOB, NPHI y PEF

Sin embargo, no se cuenta con los informes de recuperación de todos los pozos (falta el pozo P-103), por ende, no se puede cuantificar el grado de incertidumbre, a esto se suma la ausencia de registro *Core Gamma* para los pozos C-5 y P-103, por lo cual existe incertidumbre asociado al ajuste de los núcleos a profundidad de registro, además que no se cuenta con información específicamente de petrofísicos especiales y tomografía para los pozos que pertenecen al campo.

En cuanto a la información de núcleos, para la construcción de la base de datos del campo, se vincularon un total de cuatro pozos corazonados: 5 (61 pies), P-103 (233 pies), 194 (258 pies), 195 (1120 pies), para un total de 1672 pies de núcleos, sobre los cuales se realizó una curva discreta

de litotipos en Excel, la cual sirve como soporte para correlacionar estos litotipos con otra información, como la respuesta de registros eléctricos y propiedades petrofísicas. (Ver Tabla 2)

**Tabla 2.** Pozos corazonados y pies descritos para el campo en estudio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPEL 2018

<b>No.</b>	<b>Pozo</b>	<b>Pies Descritos</b>
<b>1</b>	5	61
<b>2</b>	103	233
<b>3</b>	194	157.7
<b>4</b>	195	1114.5

*Nota:* Número de pozos que cuentan con intervalos corazonados, en este caso los más importantes son P-194 y P-195

En la etapa de descripción sedimentológica, sobre los núcleos de perforación se identificaron seis litotipos teniendo en cuenta 3 características principales: que sean identificables, diferenciables y representativos. Esto, de acuerdo con parámetros como: textura, composición, selección, madurez, contacto entre granos, color, estructuras físicas, biogénicas e impregnación.

La posición y la distribución de los litotipos esta netamente relacionada al tipo de ambiente de depósito, pero la clasificación depende de las características texturales, composicionales, geológicas y petrofísicas, estas últimas se identifican al integrar datos de laboratorio para cada una de las muestras tomadas.

La curva discreta de litotipos se carga en la plataforma TechLog 2015, la cual consta de seis litotipos, siendo el litotipo 1 (amarillo) el de mejores propiedades petrofísicas, litotipo 2 (naranja) también presenta buenas propiedades petrofísicas y funciona como roca reservorio, litotipo 3 (café) presenta características propias de roca retardante, y finalmente litotipo 4 (rosado grisáceo), 5 (rosado) y 6 (gris), son litologías con características asociadas a rocas sello. (Ver Figura 5)

Esta curva discreta de litotipos es la base para la calibración de los modelos de propiedades petrofísicas y del modelo de litotipos generados a partir del algoritmo. En esta se discretiza el litotipo 4 definido en núcleo, debido a la baja densidad de puntos en profundidad, no siendo representativos a escala de registros.

<b>ID</b>	<b>Descripción de Litotipos identificados en roca</b>
<b>1</b>	Subarcosa de grano medio a grueso, moderadamente seleccionada. Corresponde a parte media a baja de canales meándricos y aluviales y parte baja y media de los diques y lóbulos de flujos de detritos y barras longitudinales.
<b>2</b>	Subarcosa de grano medio a fino, moderadamente seleccionada. Corresponde a parte media alta a alta de canales meándricos y aluviales.
<b>3</b>	Conglomerado arenoso a arenisca conglomerática pobremente seleccionada. Corresponde a parte baja de canales meándricos y aluviales y parte alta de diques y lóbulos de flujos de detritos.
<b>4</b>	Subarcosa a grawaca de grano fino a muy fino y ocasionalmente medio, de moderada a bien seleccionada. Corresponde a parte alta de canales meándricos y aluviales, barras longitudinales y rellenos de abánico aluvial y rellenos de llanuras de inundación.
<b>5</b>	Intercalaciones de subarcosas y lodolitas de grano muy fino a fino, de bien a moderadamente seleccionada. Corresponde a rellenos de abánico aluvial y llanuras de inundación.
<b>6</b>	Lodolitas verdosas, gris verdosas y café rojizas. Conforman las llanuras de Inundación y los lodos de abánico aluvial

**Figura 5.** Litotipos con su respectiva relación sedimentológica interpretados sobre núcleos a partir de asociaciones y sucesiones de Facies, y características de roca reservorio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

En cuanto a los datos de laboratorio, se realizó un inventario en Excel de la información correspondiente a DRX, petrografía, petrofísicos básicos y petrofísicos especiales disponibles para los pozos corazonados. Esto, debido a que a partir de la información de petrografía se puede asociar características texturales con propiedades petrofísicas de la roca, y a partir de información de DRX,

se puede identificar características composicionales que pueden llegar a afectar la respuesta de los registros. (Ver Tabla 3)

**Tabla 3.** Datos de petrofísicos básicos y especiales para los cuatro pozos corazonados. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

POZOS	Pies			RCAL			Permeabilidad Relativa	Inyección Hg	SCAL		Propiedades Eléctricas
	Recuperados	Porosidad	Permeabilidad	Saturación de Agua	Saturación de Aceite	Densidad de Grano			Plato Poroso	Centrifuga	
5	61	8	8	2	2	-	-	-	-	-	-
103	233	36	36	3	3	30	3	-	-	-	-
194	257	65	97	40	40	67	-	-	-	-	-
195	1114.5	389	537	241	241	241	-	-	-	-	-

*Nota:* La tabla muestra los pozos que cuentan con datos de petrofísicos básicos, en este caso no se contó con petrofísicos especiales a excepción del P-103 que cuenta con datos de permeabilidad relativa.

**3.2.2. Carga de la base de datos.** Inicialmente, se cargó la información correspondiente a los registros eléctricos de todos los pozos para el campo, en los cuales los archivos se encuentran en formato (.LAS). Estos se dividen y se organizan de acuerdo con sus características en: *Caliper*, litológicos (*Gamma Ray*, *SP*), de porosidad (Densidad, Neutrón), PEF y Resistivos. En esta fase se deben renombrar las curvas generadas y estandarizar los nemónicos y las unidades para cada tipo de registro (Ver figura). Debido a que se pueden tener varias curvas de un mismo registro por pozo generados por diferentes herramientas y/o compañías, para el caso en el que se cuenten con más de una curva del mismo registro por pozo, se debe hacer una selección de la curva más completa y que mejor se ajuste comparándola con la imagen del registro.

Una vez se tiene la información lista para correlacionar con la curva discreta de litotipos, se incorpora dentro de un *template*, donde de acuerdo con las características del registro se dividen en litológicos (*Gamma Ray*, *SP*), Resistivos (profundo, medio, somero) y de Porosidad (Densidad-Neutrón), incorporando la información de petrofísicos básicos.

Al tener la *data* integrada se puede hacer un análisis integrado de los registros de pozo en conjunto, con respecto a la curva discreta de litotipos y como se puede reproducir el modelo a pozos que no cuenten con la información de registros suficiente. Para este caso se cuenta con 171 pozos de los cuales P-103, P-194 y P-195 poseen la curva discreta de litotipos y el set completo de registros.

### **3.3 Modelo sedimentológico**

La descripción sedimentológica se realizó con el propósito de determinar las facies y con base en estas interpretar los ambientes de depósito sobre los núcleos de los pozos 5, 103, 194 y 195.

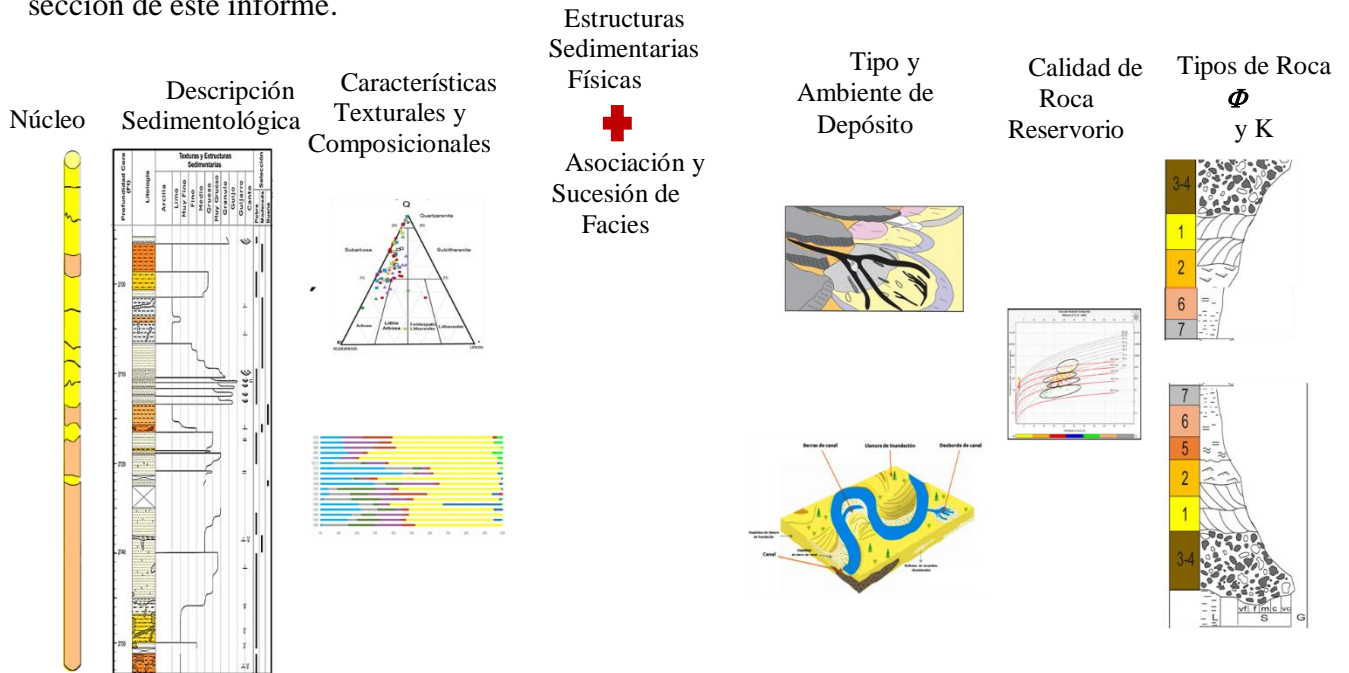
El grado de impregnación de hidrocarburos en la roca se realiza mediante estimación cualitativa por simple inspección visual, esta se clasifica como baja, moderada y alta, de acuerdo con la menor o mayor presencia de crudo en la roca

La definición de Facies se realizó según la nomenclatura propuesta por Farrell (2012), definida por la primera letra capital indicando el tamaño de grano predominante, la segunda letra en minúscula referente a las estructuras físicas y la tercera a procesos de bioturbación, cada una separada por un guion (-). Las facies que presentan intercalaciones separan sus códigos mediante un slash (/).

Dentro los códigos definidos para las características texturales de la roca se incluyen seis clases referentes a las litologías y tres características principales dentro de las estructuras sedimentarias físicas.

Finalmente se determina el ambiente de depósito para cada formación y se procede continuar con la construcción de la curva discreta de tipos de roca teniendo en cuenta el modelo geológico y

los datos de laboratorio, de modo que se pueda caracterizar desde el punto sedimentológico y petrofísico cada tipo de roca. El flujo a continuación resume el trabajo desde el punto de vista geológico como se obtuvieron los distintos tipos de roca que serán abordados en la siguiente sección de este informe.



**Figura 6** Metodología para definir el Modelo Sedimentológico Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL

2018

### 3.4. Ajuste del núcleo a profundidad de registro

Bateman (1985) recomienda que antes de la realización de cualquier análisis de registros de pozo y de núcleos, es necesario que las profundidades de medición sean consistentes, como señala el autor, sólo cuando toda la información este a la misma profundidad puede comenzar cualquier análisis serio.

El resultado de la corrección de profundidad es una medida de longitud positiva o negativa que reajusta la posición vertical del núcleo. Valores positivos de corrección aumentan la profundidad del núcleo mientras valores negativos reducen su profundidad.

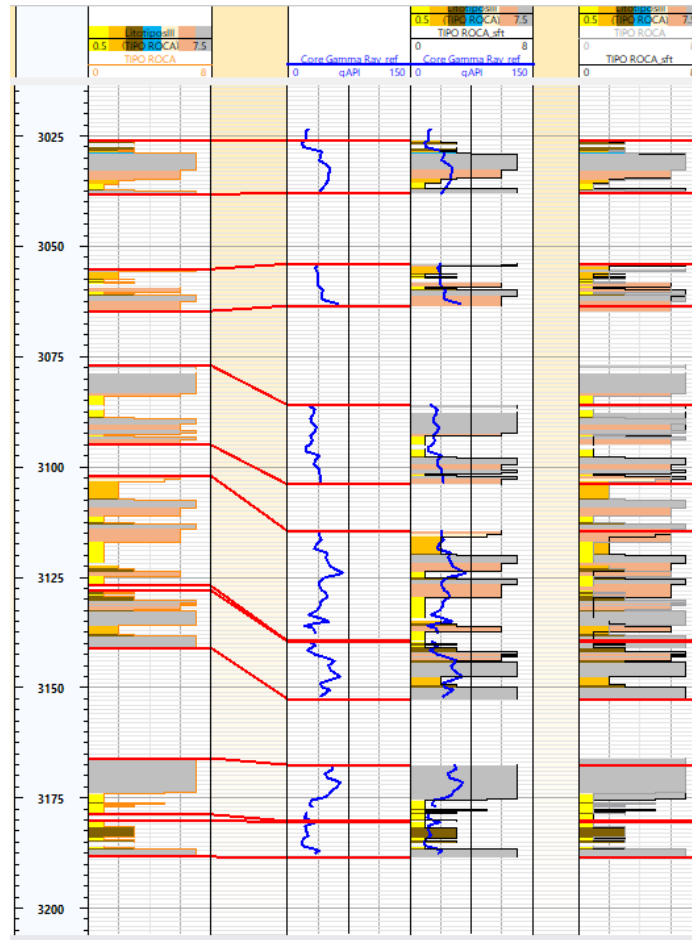
Para este estudio, se han incorporado un total de cuatro pozos, de los cuales tres cuentan con el set completo de registros, un buen volumen de información y bajo grado de incertidumbre asociado, ya que se cuenta con los reportes de recuperación de corazonamiento, *set* completo de registros y registros *Core Gamma* (excepto P-103) los cuales son fundamentales para hacer el *shift* o corrección de núcleos a profundidad de registro.

La validez del *shift* para la construcción modelo de litotipos y evaluación petrofísica es fundamental. Su principal objetivo es comparar la *data* proveniente de núcleos de pozo con registros eléctricos, pruebas de formación, producción entre otras, con el fin de integrar la información estática y dinámica, permitiendo identificar características específicas de los litotipos. Los pozos que cuentan con *Core Gamma* para realizar los ajustes a profundidad y que cuenten con el *set* completo de registros (*Gamma Ray*, Densidad, Neutrón, Diferencial y Factor fotoeléctrico) son los pozos P-194 y P-195.

Si no se tiene en cuenta estos desfases en profundidad, puede dar lugar a interpretaciones erróneas, con un alto grado de incertidumbre asociado, interpretaciones equivocadas y un entendimiento erróneo del yacimiento, por ende, es necesario realizar este tipo de ediciones basado en registros *Core Gamma Ray*, ayudado con el *Gamma Ray* de pozo.

Es importante resaltar que el *Core Gamma* ya había sido ajustado con el registro *Gamma Ray*, pero nunca se había reportado, por lo tanto, se hizo necesario realizar el ajuste en profundidad de

la curva discreta de litotipos con el *Core Gamma* (Figura 7) y se revisó cómo estuvo el *Core Gamma* originalmente (Ver Tabla 4) en los dos pozos de interés (P-194 y P-195).



**Figura 7** Shift a profundidad de registro para el pozo P-194 a partir del *Core Gamma* (azul) y litotipos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

**Tabla 4.** Ajuste de Core Gamma a la profundidad del Gamma Ray para el pozo P-194. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Core	Profundidad Coregamma	Profundidad nucleo	Profundidad nucleo corregida	Shift
6	3023.5	3026	3026	0
	3038	3038.24	3037.77	0.47
7	3054	3055.17	3054	1.17
	3063	3064.65	3063.5	1.15
8	3086	3077	3085.95	-8.95
	3103.5	3094.97	3103.95	-8.98
9,10	3114.5	3102	3114.5	-12.5
	3138	3127	3139.43	-12.43
10	3139.5	3128	3139.52	-11.52
	3152.5	3141	3152.57	-11.57
12	3167.5	3166	3167.51	-1.51
	3177	3178.74	3180.2	-1.46
12	3178.5	3180.27	3180.41	-0.14
	3187.97	3188.26	3188.4	-0.14
13	3406	3369	3406.02	-37.02
	3418.5	3383	3419.97	-36.97
14	3433	3397	3433.51	-36.51
	3442	3406.5	3443	-36.5
16	3451	3452	3450	2
	3473	3476	3474.87	1.13
17	3490	3491	3489.92	1.08
	3511	3512.34	3511.27	1.07
18	3522.5	3535	3522.5	12.5
	3527	3540	3527.52	12.48
19	3553	3551	3553	-2
	3568	3566.5	3568.5	-2
20	3569	3568	3568.96	-0.96
	3581.5	3580.6	3581.6	-1
21	3585	3585	3585	0
	3601.5	3602.7	3602.7	0
22	3621.5	3610	3621.5	-11.5
	3637.5	3627	3638.5	-11.5
24	3671.5	3641	3671.5	-30.5
	3685.5	3656	3686.33	-30.33
25	3704	3702	3704	-2
	3714.5	3713	3715	-2
26	3736	3724	3735.78	-11.78
	3756.5	3749.5	3756.5	-7

**Nota:** Ajuste realizado por otro intérprete antes de empezar a trabajar en este proyecto de grado y del cual no se encontró reporte.

Posteriormente, utilizando los registros de *Core Gamma*, *Gamma Ray*, NPHI y RHOB, se realizó un mejor ajuste de los intervalos corazonados de manera independiente con el fin de evitar

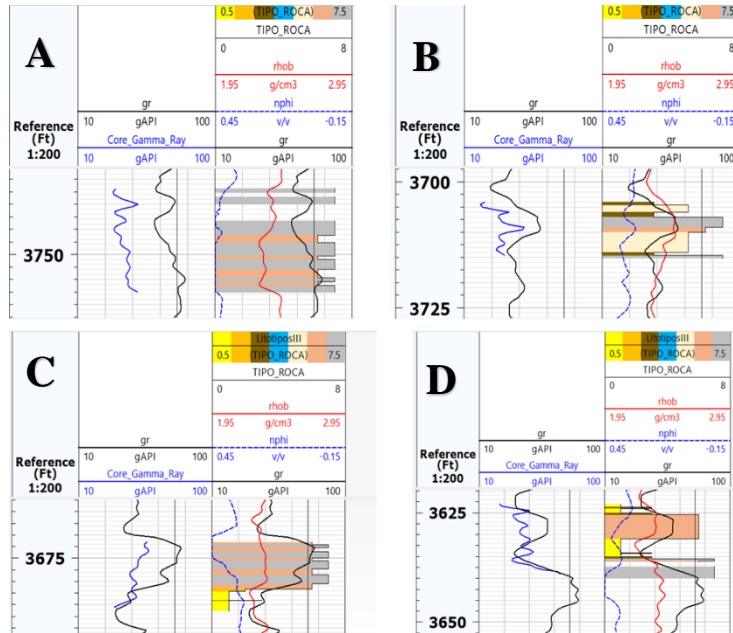
el estirar y comprimir curvas. De esta manera, se obtuvo un buen ajuste (Ver tabla) para los dos pozos, haciendo algunas observaciones a continuación:

**Tabla 5** Segundo ajuste en profundidad para el pozo P-194, utilizando el set de registros Core Gamma, Gamma Ray, RHOB, NPHI. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Core	Prof. Inicio	Prof. Corregida	Shift
6	3026.233	3026.89	0.657
	3037.839	3038.496	0.657
7	3054.016	3049.088	-4.928
	3063.459	3058.532	-4.927
8	3085.962	3079.853	-6.109
	3103.982	3097.874	-6.108
9	3114.543	3106.295	-8.248
	3133.701	3125.452	-8.249
10	3134.942	3135.652	0.71
	3152.326	3153.035	0.709
12	3167.584	3165.85	-1.734
	3180.237	3178.503	-1.734
12	3180.312	3181.039	0.727
	3188.421	3189.148	0.727
13	3406.018	3406.746	0.728
	3419.907	3420.635	0.728
14	3433.558	3434.285	0.727
	3442.975	3443.703	0.728
16	3450.976	3456.309	5.333
	3474.937	3480.27	5.333
17	3489.768	3490.617	0.849
	3511.226	3512.074	0.848
18	3522.468	3522.707	0.239
	3527.56	3527.799	0.239
19	3553.025	3553.264	0.239
	3568.535	3568.774	0.239
20	3568.895	3570.063	1.168
	3581.492	3582.66	1.168
21	3584.984	3586.236	1.252
	3602.747	3604.427	1.68
22	3621.568	3623.023	1.455
	3638.54	3639.995	1.455
24	3671.61	3671.61	0
	3686.394	3686.394	0
25	3703.997	3703.997	0
	3715.136	3715.136	0
26	3735.756	3736.754	0.998
	3756.451	3757.448	0.997

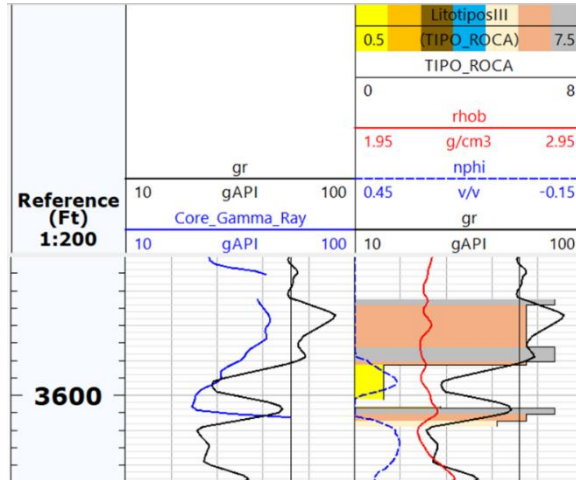
*Nota:* Ajuste en profundidad, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, RHOB y NPHI, para el pozo P-194, donde se puede observar la veracidad de los shift a los litotipos, siendo parte fundamental en la caracterización de yacimientos, permitiendo disminuir la incertidumbre en el cálculo de propiedades petrofísicas.

Para el pozo P-194, en los *core* 26, 25, 24, 22 no se generaron observaciones dado el buen ajuste que muestran las curvas de registros utilizados con la curva discreta de litotipos definida a partir de los *core*. (Ver Figura 8)



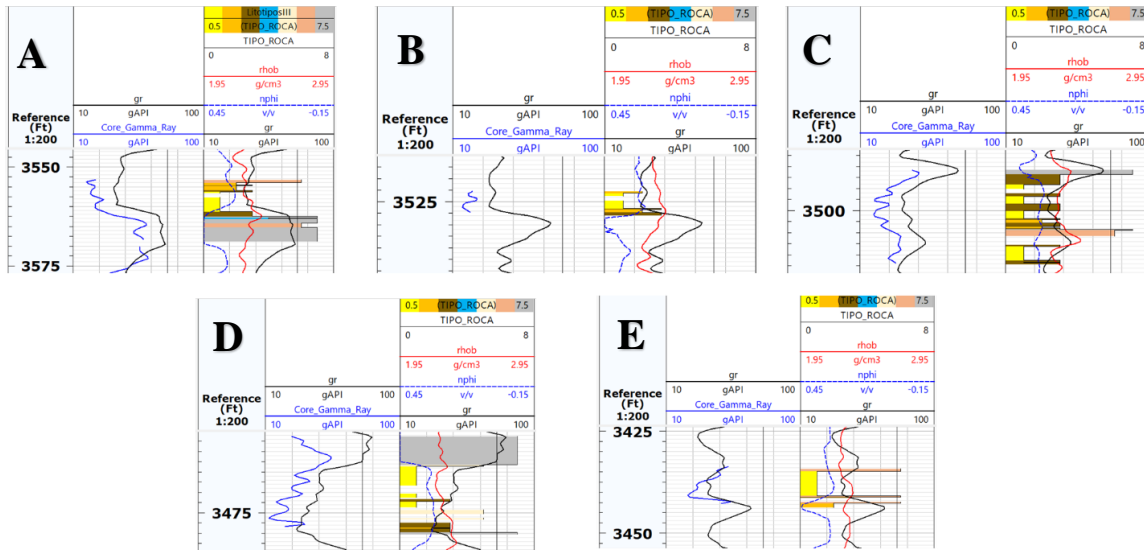
**Figura 8** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194. **Figura A.** *Core* 26, **Figura B.** *Core* 25, **Figura C.** *Core* 24, **Figura D.** *Core* 22 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

En el *core* 21 se evidencia un buen ajuste. Sin embargo, el *Core Gamma* no ajusta con el *Gamma Ray* entre las profundidades (3599.5' - hasta que finaliza el *core* en profundidad 3603.2') (Ver Figura 9).



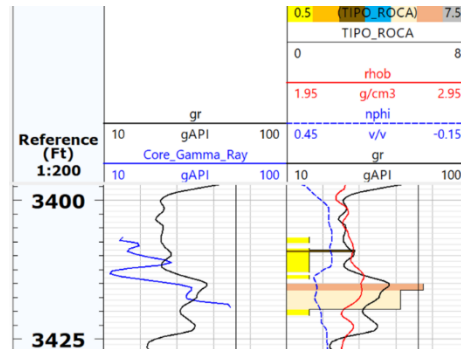
**Figura 9** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194, en el *Core 21* Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Los *core* 19, 18, 17, 16, 14, muestran el ajuste adecuado y no es necesario realizar observaciones. (Ver *Figura 10*).



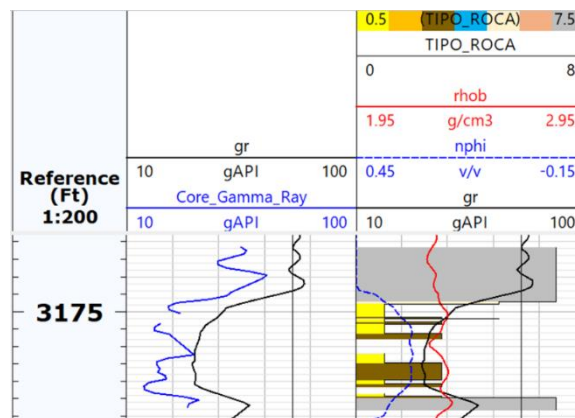
**Figura 10** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, *RHOB* *NPHI* para el pozo P-194. **A.** *Core 19*, **B.** *Core 18*, **C.** *Core 17*, **D.** *Core 16* **E.** *Core 14* Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

En el *core 13*, a pesar de evidenciarse un buen ajuste, el *Core Gamma* y el *Gamma Ray* no calibran desde la profundidad 3414.1' hasta 3413.5'. (Ver Figura 11).



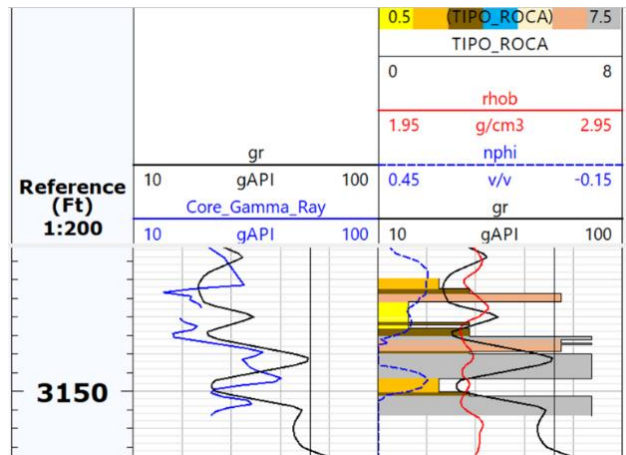
**Figura 11** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros Core Gamma, Gamma Ray, RHOB NPHI para el pozo P-194, en el Core 13 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Para el *Core 12* se recomienda revisar informe de corazonamiento, Palagua 194-Core 12, probablemente falte el Core 11, esto debido a que el Core Gamma se encuentra separado en la profundidad 3175'. Ver Figura 12



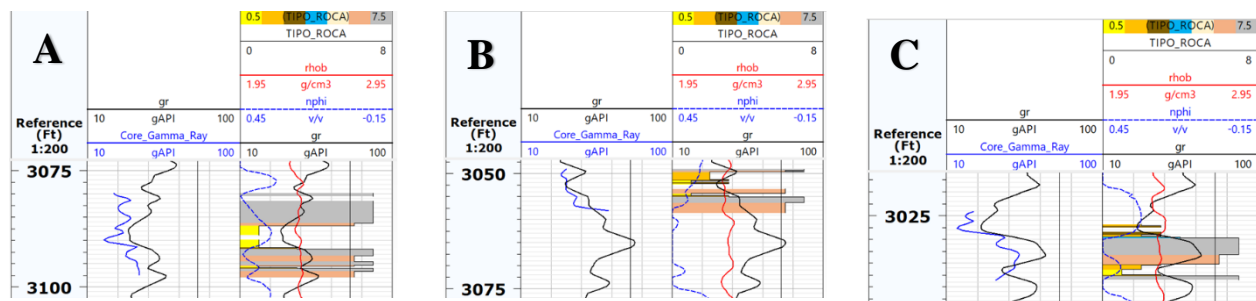
**Figura 12** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros Core Gamma, Gamma Ray, RHOB NPHI para el pozo P-194, en el Core 12 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

El *core* 10 ajusta muy bien, pero se recomienda revisar el intervalo para el *Gamma Ray* y *Core Gamma* desde 3146.7' hasta 3149.08' (Ver Figura 13)



**Figura 13** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros Core Gamma, Gamma Ray, RHOB NPHI para el pozo P-194, en el Core 10 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

El *core* 9 se descartó debido a que existen picos de *Core Gamma* dudosos en las profundidades 3132' – 3136.46' y 3114.54' – 3116.9'. Por otra parte, los *core* 8, 7 y 6 muestran un buen ajuste. (Ver Figura 14)



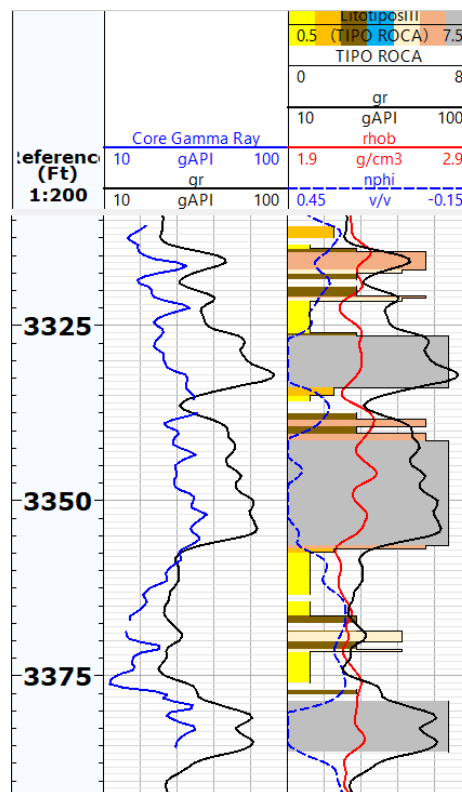
**Figura 14** Ajuste en profundidad de los litotipos, utilizando el set de registros *Core Gamma*, *Gamma Ray*, RHOB NPHI para el pozo P-194. **A.** *Core* 8, **B.** *Core* 7, **C.** *Core* 6 Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Para el pozo P-195 se evidenció un mejor ajuste que en el pozo P-194. Sin embargo, se generaron ciertas observaciones, descritas a continuación:

En los *core* 40 y 39 fue necesario subirlos un poco menos de un pie, mientras que para los *core* 36, 35 y 34, se revisó el litotipo 4 a la base por debajo de los 3650' y al tope del litotipo 6.

Para los *core* 21, 20, 19, 18, 17 y 16 se revisaron a la base, debido a que el Neutrón no se pega al registro de Densidad.

Para los *core* 15 y 14, se hizo necesario bajarlos un poco menos de un pie.



**Figura 15.** Ajuste de los core 24, 23 y 22, para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL

2018

Los demás ajustes del pozo P-195, se encuentran en el Apéndice C

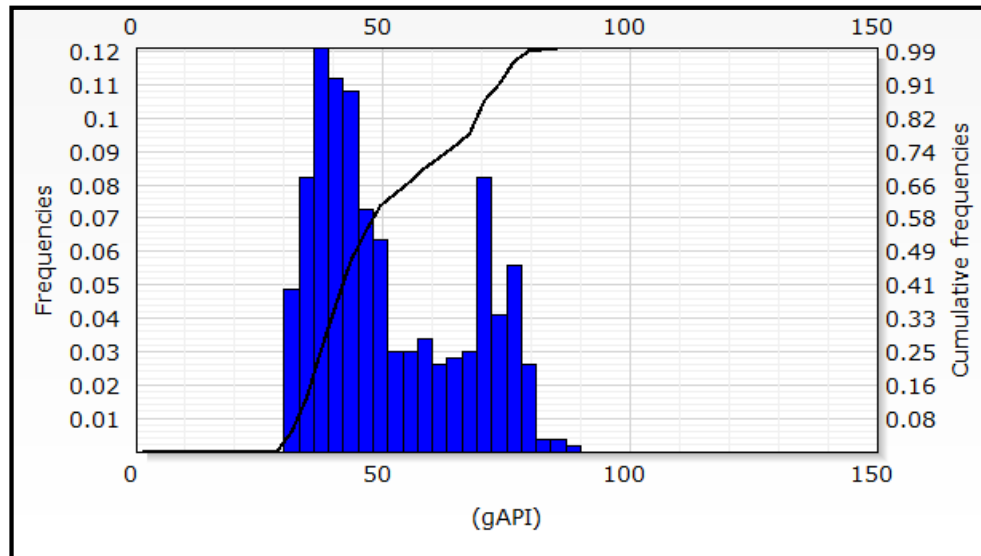
### 3.5. Cálculo de propiedades petrofísicas

Al menos tres de las cuatro variables que soportan los estimativos volumétricos de los yacimientos: relaciones *net to gross*, la porosidad y la saturación de agua, son de naturaleza petrofísica. La permeabilidad es adicionalmente un elemento importante en la estimación de los respectivos factores de recobro y en la determinación de las relaciones *net to gross*, además de ser *input* esencial en la simulación de yacimientos.

Teniendo como objetivo evaluar la calidad de la roca reservorio, se debe desarrollar la evaluación de las propiedades petrofísicas utilizando los diferentes modelos y métodos para cada una a partir de la información proveniente de registros eléctricos, generando valores de cada propiedad lo largo del perfil del pozo.

**3.5.1 Modelo de arcillosidad.** El cálculo del Volumen de Arcilla (VSH) en una formación se puede determinar mediante diferentes registros eléctricos como *Gamma Ray* (GR), Potencial Espontaneo (SP), Densidad-Neutrón y Resistivos

Para el cálculo del Volumen de Arcilla se utilizó el registro *Gamma Ray*, en la herramienta *Petrophysics* del *software* TechLog. En esta etapa es importante evaluar los valores de entrada para el GR de la matriz y el GR del *shale*. Para esto, mediante histogramas se hace una evaluación del registro *Gamma Ray* por unidades operacionales, obteniendo estos valores de la lectura de los percentiles 10 y 90 en la tabla de estadística, para el valor de matriz y *shale*, respectivamente. (Ver Figura 16)



**Figura 16** Histograma para el Gamma Ray, utilizado para la lectura del GR de la matriz y el GR del shale. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

**Tabla 6.** Variación estadística del histograma utilizado para la lectura del GR de la matriz y el GR del shale

Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

GR Fm. Guaduas		
Statistics (cumulated)		
Mode: 38.4231	Arithmetic mean: 51.2284	Geometric mean: 49.2127
Median: 46.41	Average deviation: 12.8898	Q1(10%): 34.6855
Number of values: 536	Standard deviation: 14.8144	Q2(25%): 38.9574
Number of missing values: 0	Variance: 219.466	Q3(50%): 46.41
Min value: 30.984	Skewness: 0.558561	Q4(75%): 64.7945
Max value: 88.0025	Kurtosis: -1.04853	Q5(90%): 74.335

**Nota:** Variables utilizadas como input para calcular el índice de arcillosidad en los yacimientos de interés.

Posterior a esto, hay diferentes métodos que se pueden utilizar para el cálculo del volumen de arcilla por medio del registro *Gamma Ray*, en los cuales se encuentran algunas limitaciones principalmente debido a la edad de las formaciones en las que hacemos la evaluación. En este estudio se utilizó el método lineal y el método de Clavier, debido a que se pueden aplicar a rocas más jóvenes del Eoceno.

Para el cálculo del volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Neutrón, primero se calcula la porosidad a partir del registro Densidad, y luego, a partir de la siguiente ecuación, se calcula el volumen de arcilla:

$$V_{SHND} = \frac{NEUT - PORD}{NEUT_{sh} - PORD_{sh}}$$

NEUT = Lectura del registro Neutrón

PORD = Porosidad de la curva Densidad

NEUT<sub>sh</sub> = Lectura del registro en una zona de *shale*

PORD<sub>sh</sub> = Valor de la porosidad de Densidad en una zona de *shale*

**3.5.2 Modelo de porosidad.** El cálculo de la porosidad total se realizó mediante el análisis de los registros de Densidad (RHOB) y Densidad-Neutrón (RHOB-NPHI), obteniendo como resultado la curva PHIT por cada método. Los valores de entrada correspondiente a la densidad de la matriz y del fluido para el cálculo de la porosidad total se establecieron a partir de la Tabla 7 y evaluando el valor de la densidad de la matriz en un intervalo de arena en las unidades

**Tabla 7.** Valores promedios de la densidad de la matriz y el fluido para el cálculo de la porosidad. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

<b>Matriz</b>	<b>Densidad (gr/cc)</b>		
<b>Arena</b>	2.65		
<b>Arena Calcárea</b>	2.68		
<b>Caliza</b>	2.71		
<b>Dolomita</b>	2.87		
<b>Anhidrita</b>	2.92		
<b>Arcilla</b>	2.20-2.85		
		<b>Fluido</b>	<b>Densidad (gr/cc)</b>
		<b>Agua Fresca</b>	1
		<b>Agua Salada (200Kppm)</b>	1.1
		<b>Petróleo</b>	0.6-0.9
		<b>Gas</b>	0.01-0.35

*Nota:* Adaptado de Quijano y Valcarcel (2015).

Para el cálculo de la porosidad efectiva se utilizan como datos de entrada las curvas de VSH y PHIT, a través de la siguiente ecuación:

$$PHIE = PHIT * (1 - Vshale)$$

El cálculo de la porosidad efectiva (PHIE) se realizó para las dos curvas de porosidad total (PHIT) obtenida por los dos métodos, observando un mejor ajuste de la porosidad efectiva y los datos de porosidad obtenidos en el laboratorio por medio del cálculo de la porosidad total a partir del registro de Densidad.

**3.5.3 Modelo de saturación de agua (Sw).** El modelo de saturación de agua se desarrolló mediante las ecuaciones como la propuesta por Archie; para zonas donde la roca reservorio es relativamente limpia, y Sinmandoux e Indonesia; para zonas donde el contenido de arcilla es importante. Como datos de entrada para el cálculo de la saturación de agua por medio de la ecuación de Archie se necesitan las curvas de resistividad profunda y la porosidad total, y para el cálculo por medio de las ecuaciones de Sinmandoux e Indonesia, se necesitan las curvas de resistividad profunda, porosidad efectiva y el volumen de arcilla. Además de esto, los modelos de saturación involucran variables importantes como el exponente de tortuosidad (a), el exponente de cementación (m) y el exponente de saturación (n), cuyos valores teóricos son (a=1, m=2, n=2). Para los casos en que no se cuenten con estos valores calculados en el laboratorio, existen diferentes valores de estos exponentes, calculados a partir del factor de formación por diferentes autores para diferentes tipos de roca. Para este caso fueron asignados los valores propuestos por la formula Humble para areniscas sin consolidar (a=0.62, m=2.15).

Otra variable importante para el modelo de saturación de agua es el valor de la resistividad del agua (Rw), la cual puede ser calculada a partir de pruebas de producción (método más confiable),

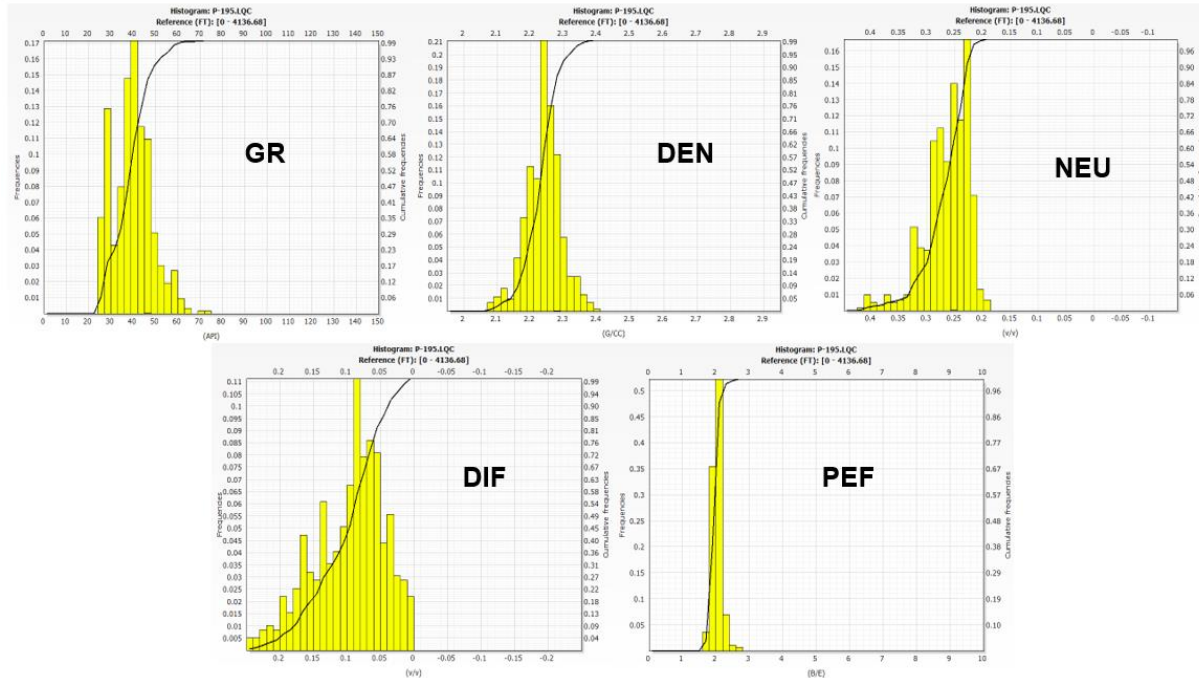
a partir del uso del registro SP, determinando un  $R_w$  aparente, a partir de gráficos *pickett plot*, entre otros. En este trabajo se calculó el  $R_w$  a partir de un  $R_w$  aparente, mediante gráficos *pickett plot*, y a partir del cálculo de la salinidad y la temperatura de formación para un intervalo de arena con una saturación de agua cercana al 100%.

**3.5.4 Modelo de permeabilidad (K).** Para el cálculo de la permeabilidad, el *software* maneja dos fórmulas empíricas que permiten su cálculo a partir de su relación con la porosidad. Wyllie and Rose, utilizan como parámetro de entrada la curva de porosidad total, y Coates, utiliza como parámetros de entrada las curvas de porosidad total y porosidad efectiva. En este estudio, la permeabilidad se modeló a partir de una regresión lineal simple entre las mediciones de porosidad y permeabilidad de laboratorio, donde se tomó la porosidad como variable independiente y la permeabilidad como variable dependiente.

### **3.6. Extrapolación del modelo de litotipos definidos a partir de un algoritmo**

Con el objetivo de extrapolar los litotipos a los pozos no corazonados, se definieron litotipos a partir de los registros *Gamma Ray* (GR), Densidad (DEN), Neutrón (NEU), Diferencial Neutrón-Densidad (DIF) y Factor fotoeléctrico (PEF).

A partir de los litotipos definidos sobre núcleos para los dos pozos corazonados y ayudado de gráficos y de una evaluación estadística por histogramas para cada litotipo (Figura 17), se identificó el rango de valores por registro para cada uno de ellos, y de esta manera, por medio de la creación de un algoritmo se definieron los nuevos litotipos a partir de registros, los cuales se plantean extrapolar a pozos que no cuenten con esta información.



**Figura 17.** Evaluación estadística por histogramas para el litotipo 1, identificando el rango de valores para cada registro. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

### 3.7. Mapas de isopropiedades

Se generaron los diferentes mapas de isopropiedades en el área de estudio que muestran una visión global de las propiedades de la zona y sirven como base para la caracterización del yacimiento desde el punto de vista dinámico. Los mapas realizados corresponden a la distribución de arena neta total de la zona, el volumen de arcilla, la porosidad y la saturación de agua, presentados como los valores promedio de cada propiedad para cada uno de los yacimientos definidos.

Es importante mencionar, que los mapas fueron generados utilizando el método de interpolación de Kriging que ha sido acuñado para designar al "mejor estimador lineal insesgado" de un punto y al mejor promedio lineal móvil ponderado de un bloque, por lo tanto, se generó un polígono que delimitara el área del campo en estudio.

## 4. Resultados

### 4.1 Modelo sedimentológico

De acuerdo con las características texturales, composicionales y estructuras sedimentarias físicas (régimen hidrodinámico) de la roca, se identificaron 17 facies sedimentarias incluido el basamento, en mil seiscientos setenta y dos pies (1.672) de núcleos de roca descritos. (Ver Tabla 8)

El color asociado a cada una de las facies es relacionado con el tipo de depósito y las propiedades como calidad de roca reservorio mencionado anteriormente en la metodología.

**Tabla 7** Facies identificadas en el campo. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

LITOTIPO	FACIES	DESCRIPCION
1	M	Lodolita
2	M - Ca	Lodolita calcárea
3	mS - Ca	Arenisca lodosa calcárea
4	mS	Arenisca lodosa
5	mS - X	Arenisca lodosa con estratificación Cruzada
6	S - Ca	Arenisca calcárea
7	S	Arenisca
8	S - X	Arenisca con estratificación cruzada
9	gS - Ca	Arenisca conglomerática calcárea
10	gS	Arenisca conglomerática
11	gS - X	Arenisca conglomerática con estratificación cruzada
12	gS - imb	Arenisca conglomerática con clastos imbricados
13	sG	Conglomerado arenoso
14	G	Conglomerado
15	sG - X	Conglomerado arenoso con estratificación cruzada
16	Gur - X	Estratificación planar de alto régimen
17	sG - imb	Conglomerado arenoso con clastos imbricados
	B	Basamento

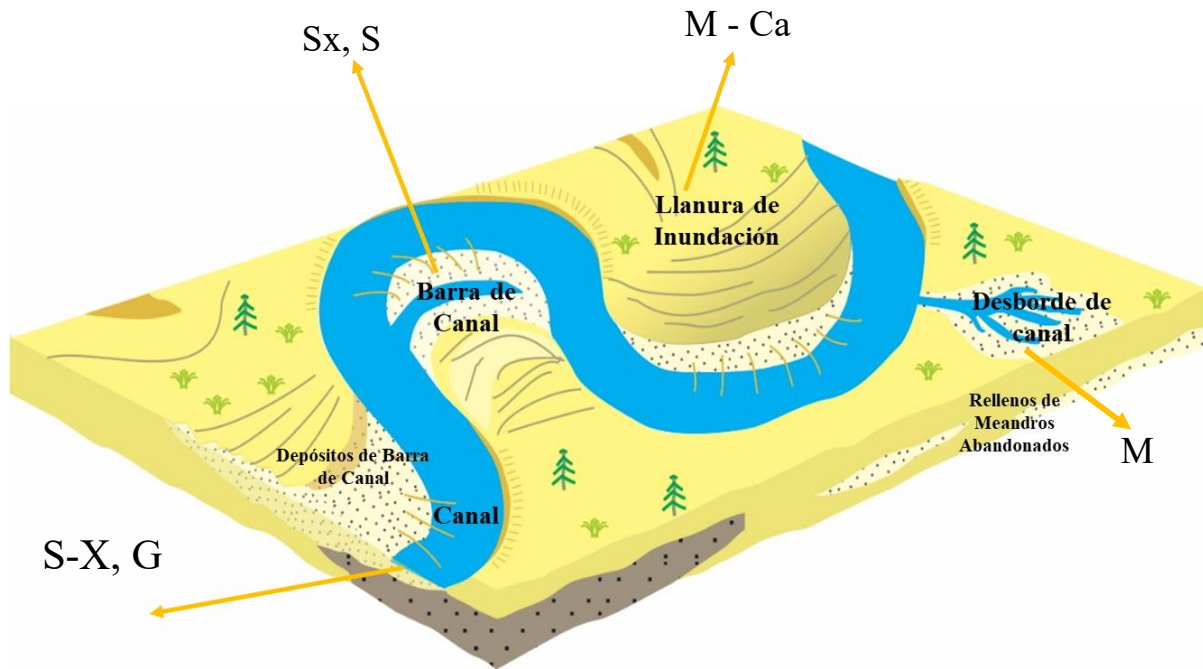
**Nota:** Facies definidas a partir de las descripciones de núcleos teniendo en cuenta características texturales, composicionales y estructuras sedimentarias físicas.

#### **4.1.1 Fluvial meandriforme (68%)**

En general un río meandriforme es aquel que es descrito por su curso y cuya sinuosidad es pronunciada, el cual se caracteriza por presentar muchas inflexiones a lo largo de su recorrido.

La aparición de un meandro significa un aumento de recorrido fluvial lo que implica una disminución en la pendiente, los sedimentos suelen depositarse en la parte convexa del meandro, mientras que en la parte cóncava y a causa de la fuerza centrífuga, predomina la erosión y el retroceso de la orilla. Este tipo de sistema fluvial evidencia un modelo más organizado de procesos de canal y una separación más clara de los ambientes de canal y de desbordamiento de canal que los sistemas fluviales de baja sinuosidad, los cuales pueden transportar una amplia gama de sedimentos desde gravas a lodos.

En el campo se identificaron geometrías que son propias del ambiente meandriforme, dentro de las cuales se pueden distinguir aquellas que son características de este y que se representan en los bloques diagramas teóricos de las Figuras 18 y 19.



*Figura 18* Bloquediagrama teórico con la distribución de subambientes de canales meandriiformes y Facies asociadas a cada uno de estos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

#### 4.1.2 Abanicos aluviales (32%)

Los abanicos aluviales generalmente se hallan localizados en zonas donde se produce una ruptura significativa de pendiente, por lo que son particularmente comunes en áreas de alto relieve, por lo regular, a la base de un relieve montañoso (cordillera central) que actúa como área fuente (Blissenbach, 1954). A lo largo de un frente de montaña, los abanicos aluviales tienen la capacidad de desarrollar un sistema adyacente de drenajes que pueden fusionarse lateralmente para formar un amplio piedemonte (Boggs, 1987).

Se desarrollan tanto en regiones áridas como semi-áridas con vegetación escasa, donde el transporte de sedimentos ocurre con poca frecuencia, pero con gran violencia durante aguaceros

repentinos, y en las áreas más húmedas donde la lluvia es intensa. En regiones húmedas, los abanicos aluviales pueden fusionarse cuesta abajo con llanuras aluviales o fluviales (Boggs, 2006).

#### ***4.1.2.1 Proceso Depositacional***

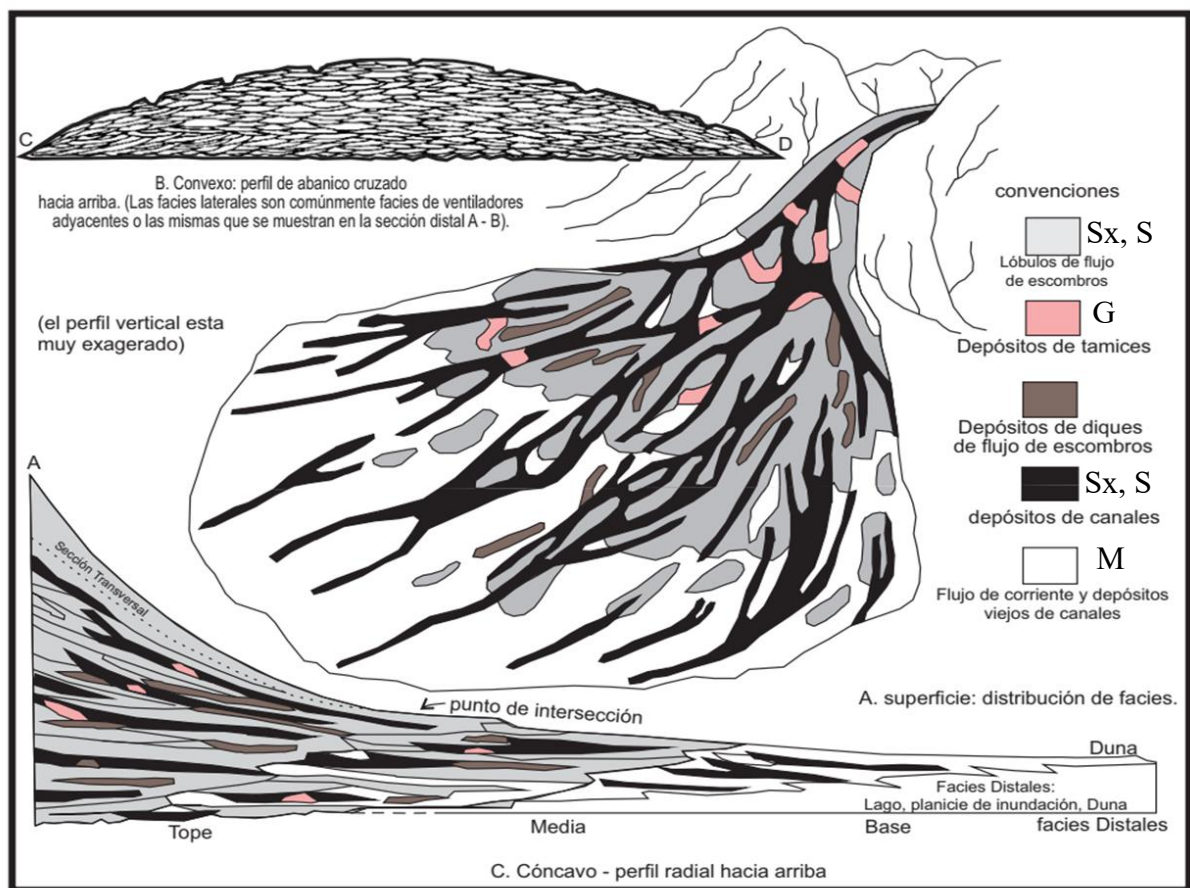
Sobre la base del proceso depositacional, los abanicos aluviales se pueden dividir principalmente en abanicos dominados por flujos de detritos (*debris flow*) y abanicos dominados por flujo de corriente (*stream flow*). Sin embargo, los flujos de lodo y deslizamiento de tierra son procesos significativos en el transporte y depositación de depósitos de abanico aluvial.

El flujo de corriente permite la depositación de dos tipos de depósitos de abanico, sedimentos de canales aluviales y depósitos de tamiz. Los sedimentos de canales aluviales se acumulan dentro de los canales de corrientes que desembocan en los abanicos; dando lugar a cuerpos largos y estrechos formados por el material de granulometría más gruesa y pobremente seleccionada y los depósitos de tamiz están constituidos por lóbulos de grava gruesa, este tipo de depósitos generalmente se desarrolla en abanicos donde el aporte de material fino por parte de la fuente se puede considerar muy bajo. Estos depósitos generalmente se constituyen de grava altamente permeable (Boggs, 2006).

Los flujos de escombros y lodo son comunes en regiones áridas o semiáridas, aunque también pueden ocurrir en zonas donde hay una abundante cantidad de material vulcanoclástico no consolidado. Los depósitos de flujos de escombros se caracterizan por ser pobremente seleccionados y no presentar estructuras sedimentarias, por lo que se pueden encontrar bloques de varios tamaños y grandes dimensiones. Estos depósitos generalmente son impermeables y no porosos debido a su alto contenido de matriz lodosa. Los flujos de lodo se asemejan a los flujos de

escombros, con la diferencia que los depósitos que se forman están constituidos por sedimentos tamaño arena y de granulometrías más finas (Boggs, 2006).

En la Figura 19 se muestran las características de superficie típicas en perfiles transversales de abanico aluvial, los sub-ambientes y ejemplos de Facies asociados a este.



**Figura 19** Bloquediagrama teórico con la distribución de subambientes de abanicos aluviales y Facies asociadas a cada uno de estos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Finalmente, después de definir los tipos de ambiente representativos de los yacimientos de interés, se definen los litotipos de acuerdo con propiedades de calidad de roca reservorio definidas por el grado de impregnación de la roca. Ver Tabla 9

**Tabla 8** Definición de litotipos de acuerdo con propiedades de calidad de roca reservorio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

ID	Descripción de Litotipos identificados en roca
1	Subarcosa de grano medio a grueso, moderadamente seleccionada. Corresponde a parte media a baja de canales meándricos y aluviales y parte baja y media de los diques y lóbulos de flujos de detritos y barras longitudinales.
2	Subarcosa de grano medio a fino, moderadamente seleccionada. Corresponde a parte media alta a alta de canales meándricos y aluviales.
3	Conglomerado arenoso a arenisca conglomerática pobremente seleccionada. Corresponde a parte baja de canales meándricos y aluviales y parte alta de diques y lóbulos de flujos de detritos.
4	Conglomerado arenoso a arenisca conglomerática levemente calcárea y pobremente seleccionada. Corresponde a parte baja de canales meándricos y aluviales.
5	Subarcosa a grawaca de grano fino a muy fino y ocasionalmente medio, de moderada a bien seleccionada. Corresponde a parte alta de canales meándricos y aluviales, barras longitudinales y rellenos de abánico aluvial y rellenos de llanuras de inundación.
6	Intercalaciones de subarcosas y lodolitas de grano muy fino a fino, de bien a moderadamente seleccionada. Corresponde a rellenos de abánico aluvial y llanuras de inundación.
7	Lodolitas verdosas, gris verdosas y café rojizas. Conforman las llanuras de Inundación y los lodos de abánico aluvial
8	Basamento de protolito ígneo con metaformismo de bajo grado, de composición intermedia, altamente fracturado clasificado como diorita con cuarzo microcristalino.

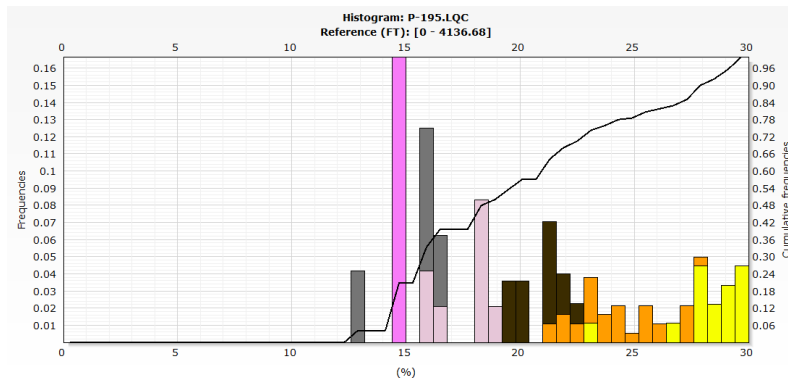
*Nota:* Litotipos identificados en la descripción y caracterización de los núcleos, donde se puede evidenciar la inconformidad entre los yacimientos y el basamento de la cuenca VMM. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

#### 4.1. Curva discreta de litotipos

Para la construcción de la curva discreta de litotipos para las formaciones Guaduas y Tune se utilizaron los pozos P-194 y P-195, teniendo en cuenta características como: textura, composición, selección, madurez, contacto entre granos, color, estructuras físicas, biogénicas e impregnación. Además, con el fin de identificar la coherencia de la curva discreta de litotipos, se involucró información correspondiente a las curvas de porosidad y permeabilidad, donde se hace una

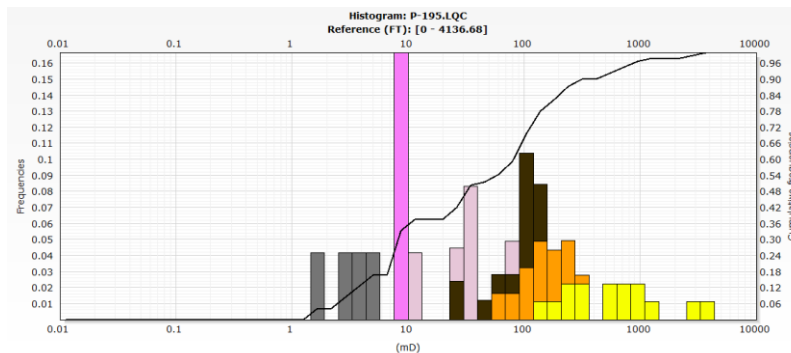
evaluación estadística a partir de histogramas con el fin de identificar el rango de valores de cada curva por litotipo (Figuras 20 y 21). Como resultado el litotipo 1 muestra rangos de porosidad promedio de 25% - 30%, lo cual coincide con el grado de impregnación de las muestras a nivel macro. En segundo lugar, el litotipo 2 presenta porosidades promedio 17% - 20%, el litotipo 3 de 12% - 15%, las cuales son las litologías con mayor grado de interés desde el punto de vista de roca reservorio.

En cuanto a los datos de permeabilidad, el litotipo 1 presentan permeabilidades en promedio de 1400 mD, el litotipo 2 presentan en promedio permeabilidades en el orden de 80 mD y el litotipo 3 presentan en promedio permeabilidades de 12 mD.



**Figura 20.** Histograma de porosidad, discretizado por litotipos identificados a nivel de núcleo en el pozo P-195.

Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018



**Figura 21.** Histograma de permeabilidad, discretizado por litotipos a nivel de núcleo en el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

En resumen, el litotipo 1 es la que presenta las mejores características petrofísicas, seguido del litotipo 2 y el litotipo 3 presenta características petrofísicas propias de una roca retardante. Mientras que las litologías 4, 5 y 6 muestran características propias de una roca sello. Desde el punto de vista textural y composicional respaldan el comportamiento petrofísico que presentan las litologías, así como el grado de impregnación de cada una.

La discretización de las propiedades petrofísicas por litotipos permite evaluar el yacimiento desde el punto de vista textural y composicional, pero en pozos que no cuentan con este tipo de información los registros eléctricos se convierten en la fuente de información de mayor confiabilidad.

Adicionalmente, para identificar la coherencia que existe entre los registros de pozo y la curva discreta de litotipos, se hace una evaluación estadística empleando gráficos de dispersión (*crossplot*) con el fin de definir los centroides de cada *cluster*, de esta manera se brinda una mayor confiabilidad de los ajustes a profundidad de registro y la interpretación desarrollada sobre la roca.

La definición de los dominios numéricos para cada litotipo, desde el punto de vista estadístico permite disminuir el grado de dispersión de los datos y medir solapamiento que se puede dar entre diferentes litologías (Ver Figuras 22 a la 27). En el pozo P-195, el litotipo 1 se caracteriza por tener los rangos de densidad más bajos, con un promedio de 2.23 g/cc, P50 con un valor de 2.24 g/cc y una varianza de 0.002689, mientras que el neutrón, se define por un promedio de 0.27 v/v, P50 de 0.25 v/v y una varianza de 0.005303, por lo que permite definir con poca variabilidad y una menor incertidumbre (Ver Figura 22).

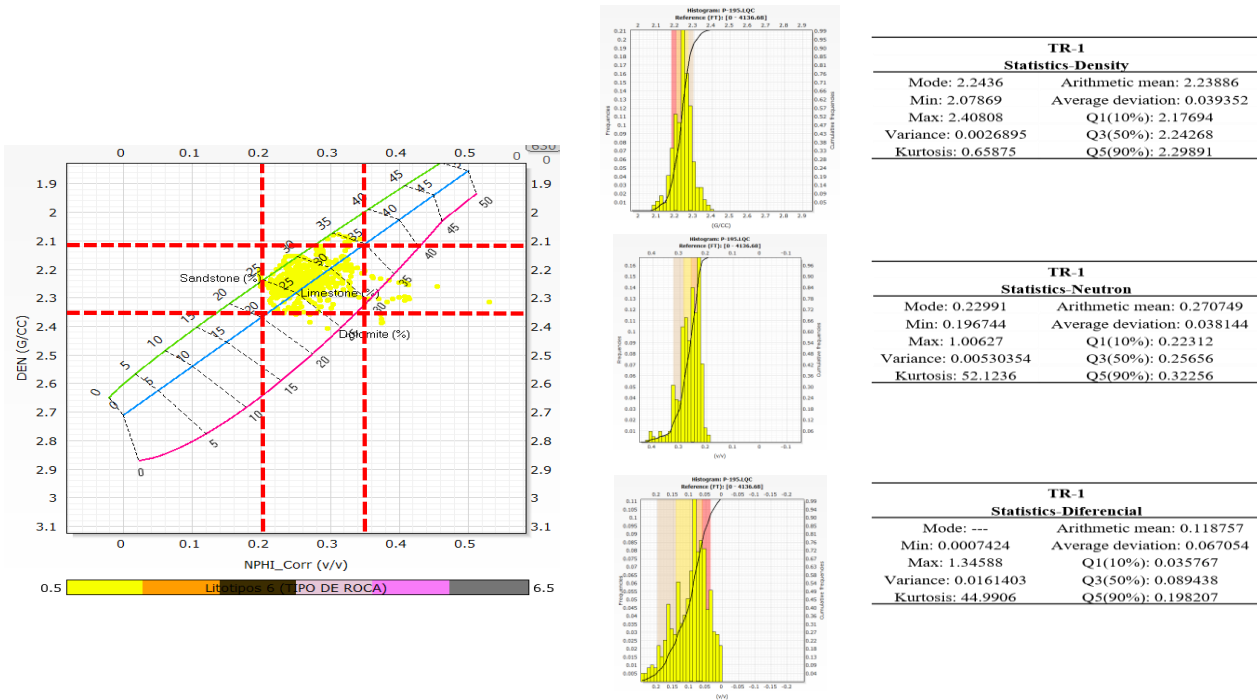


Figura 22. Identificación estadística del litotipo 1, en el Crossplot Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Para el litotipo 2 se define una densidad promedio de 2.28 g/cc, P50 de 2.29 g/cc, varianza de 0.001946, lo que indica un bajo grado de dispersión a partir del registro Densidad. En cuanto al Neutrón se evidencia un promedio de 0.25 v/v, P50 con un valor de 0.24 v/v y una varianza de 0.001497, lo que demuestra un bajo grado de dispersión de los datos, brindando un mayor grado de confianza al momento de desarrollar un modelo matemático. (Ver Figura 23)

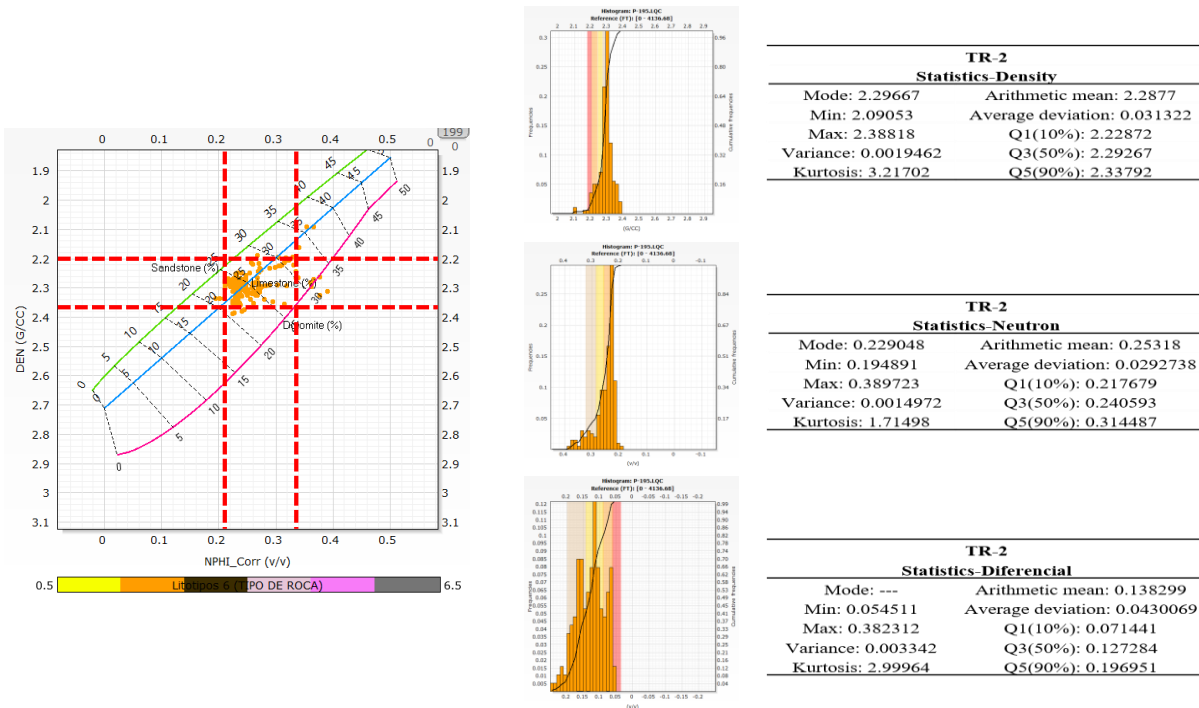


Figura 23. Identificación estadística del litotipo 2, en el Crossplot Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

El litotipo 3 se caracteriza por presentar valores de densidades de 2.31 g/cc, P50 de 2.31 g/cc y varianza de 0.003584, permitiendo identificar una baja dispersión de datos. El registro Neutrón define un promedio de 0.281 v/v, P50 de 0.247 y varianza de 0.009368, lo que permite definir un cluster característico para el litotipo 3 (Ver Figura 24). Los 3 litotipos principales muestran un claro aumento de la densidad donde el litotipo 1 presenta densidades promedio de 2.23 g/cc, litotipo 2 densidades promedio de 2.28 g/cc y el litotipo 3 densidades promedio de 2.31 g/cc. El aumento de la densidad está directamente relacionado a la disminución del espacio poroso.

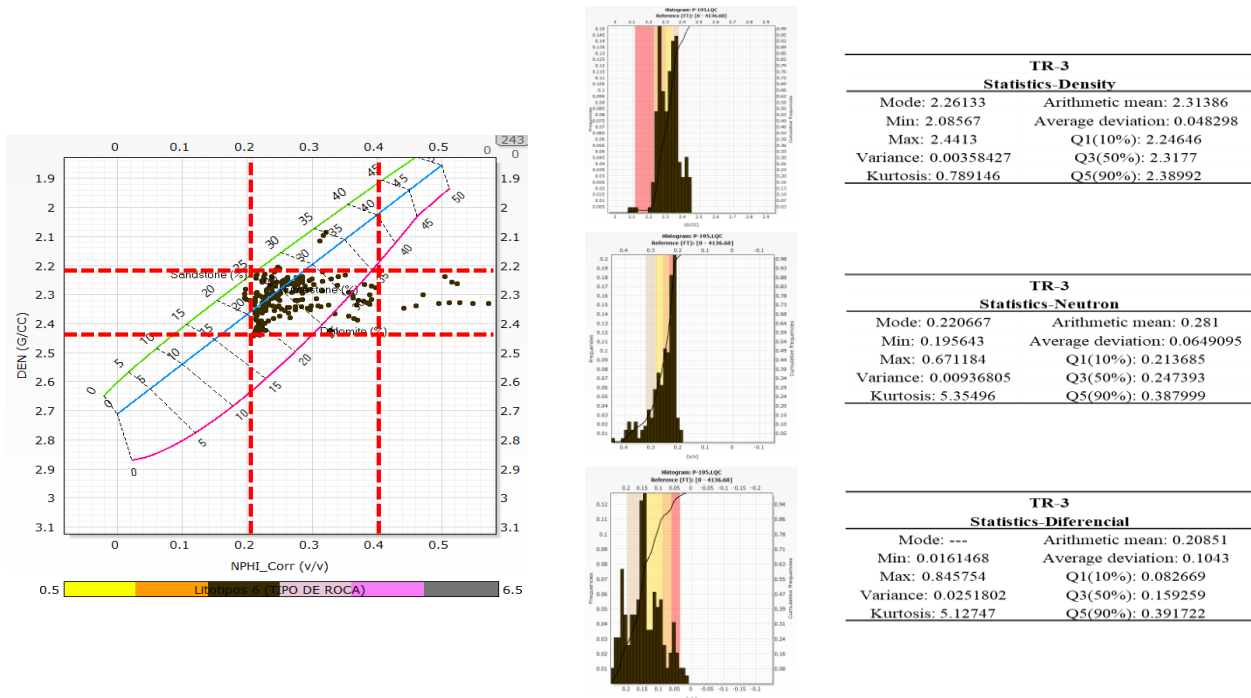
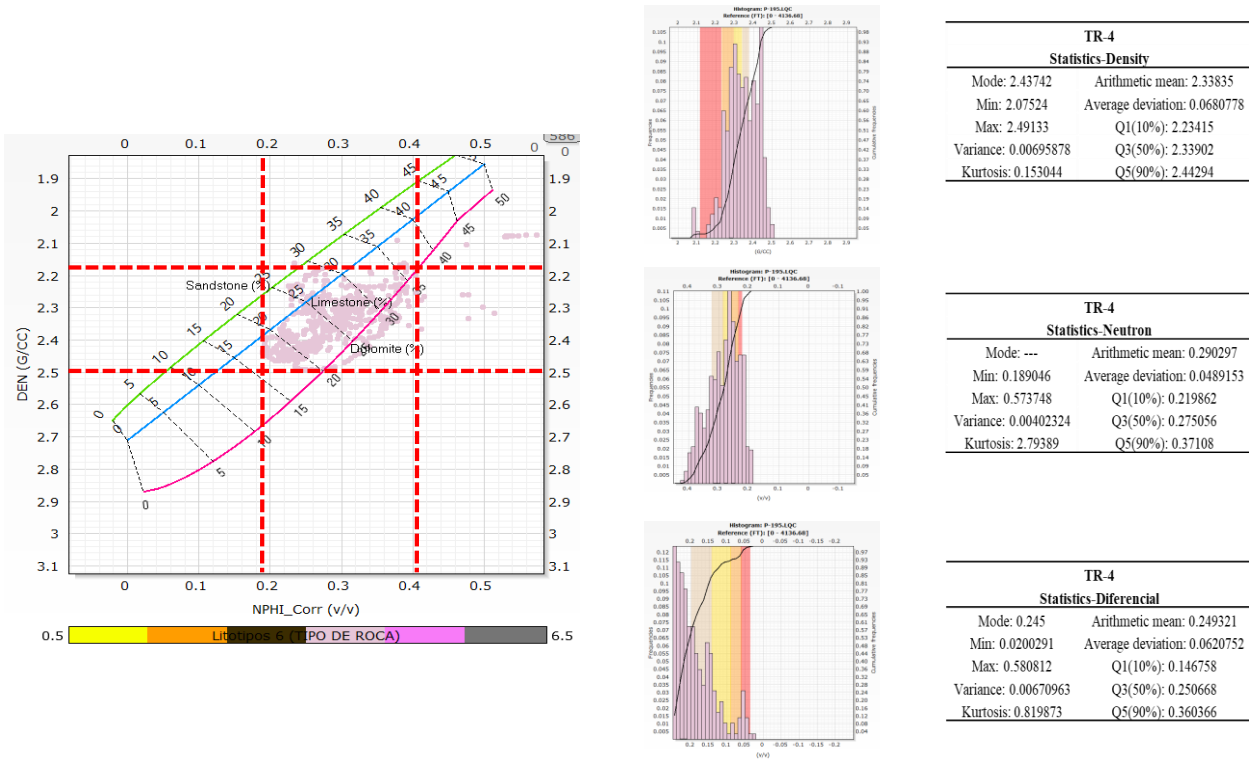


Figura 24. Identificación estadística del litotipo 3, en el Crossplot Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

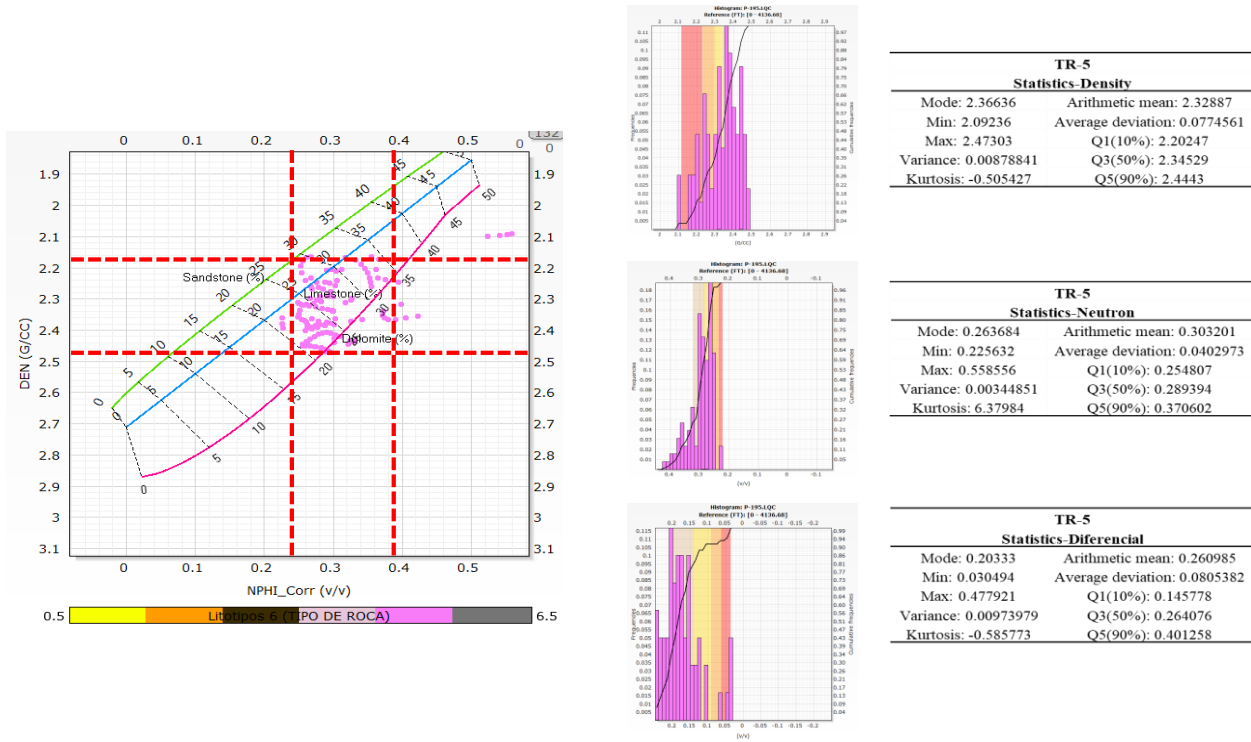
En este punto es necesario aclarar que se decidió eliminar un litotipo (conglomerado arenoso a arenisca conglomerática levemente calcáreo) generado inicialmente en base a las propiedades observadas en los núcleos, pero debido a las tendencias de dispersión altas asociadas a los pequeños espesores de esta litología, los registros no deflecan completamente (efecto espesor de capa). Este litotipo por efectos diagenéticos desarrolla carbonato de calcio en la matriz, por lo cual petrofísicamente debe tener valores de porosidad bajos, por ende, se da poca variabilidad al neutrón.

Para el litotipo 4 se definió una moda de 2.34 g/cc, varianza de 0.0050 g/cc y un rango de 0.24. (Ver Figura 25)



**Figura 25.** Identificación estadística del litotipo 4, en el *Crossplot* Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Para el litotipo 5 se define una densidad promedio de 2.36 g/cc, P50 de 2.31 g/cc, varianza de 0.0023 y un rango de 0.25, lo que indica un bajo grado de dispersión a partir del registro densidad. En cuanto al Neutrón se evidenciaron modas de 0.36, P50 con un valor de 0.36, una varianza de 0.0054 y un rango de 0.26. (Ver Figura 26)



**Figura 26.** Identificación estadística del litotipo 5, en el Crossplot Densidad - Neutrón para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Por último, en el litotipo 6 en el registro de Densidad se evidencia una moda de 2.345 g/cc, P50 de 2.35 g/cc y varianza de 0.0050. Mientras que el Neutrón, responde a moda de 0.3108 v/v, varianza de 0.0005 y P50 de 0.30 v/v. (Ver Figura 27)

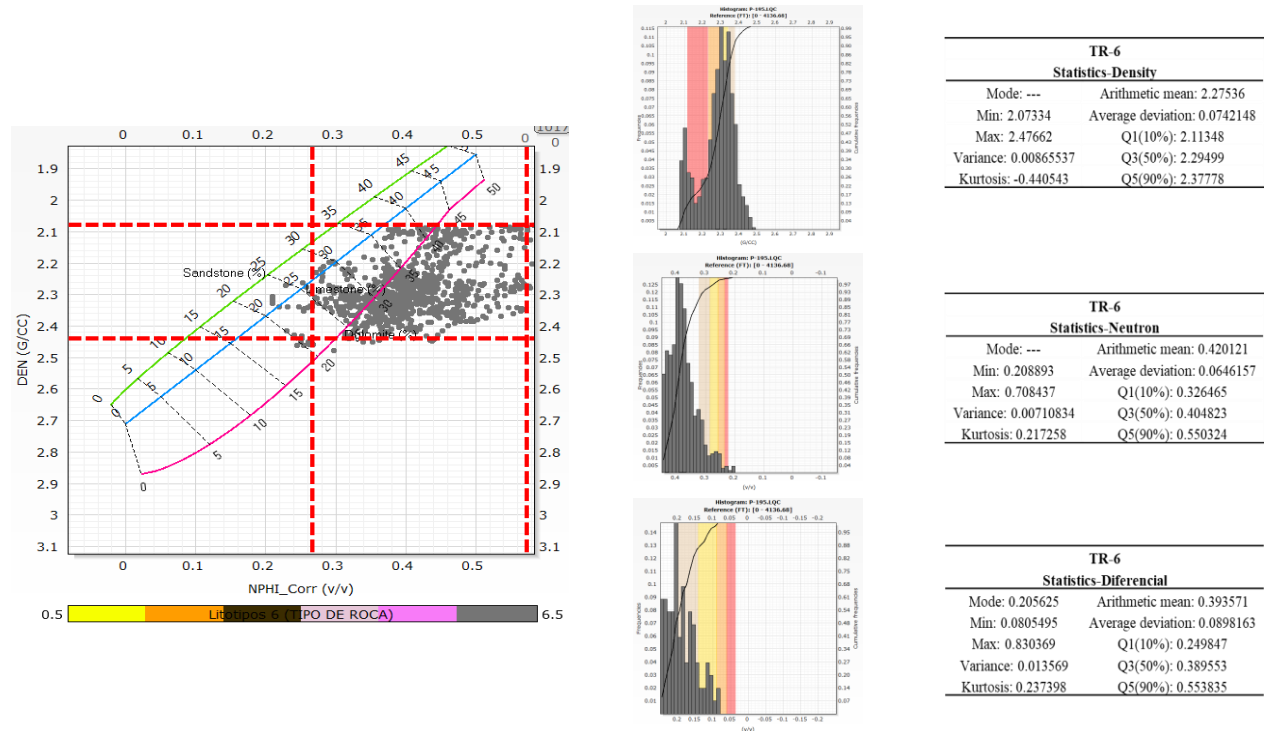


Figura 27. Identificación estadística del litotipo 6, en el Crossplot Densidad - Neutrón para el pozo P-195.

Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

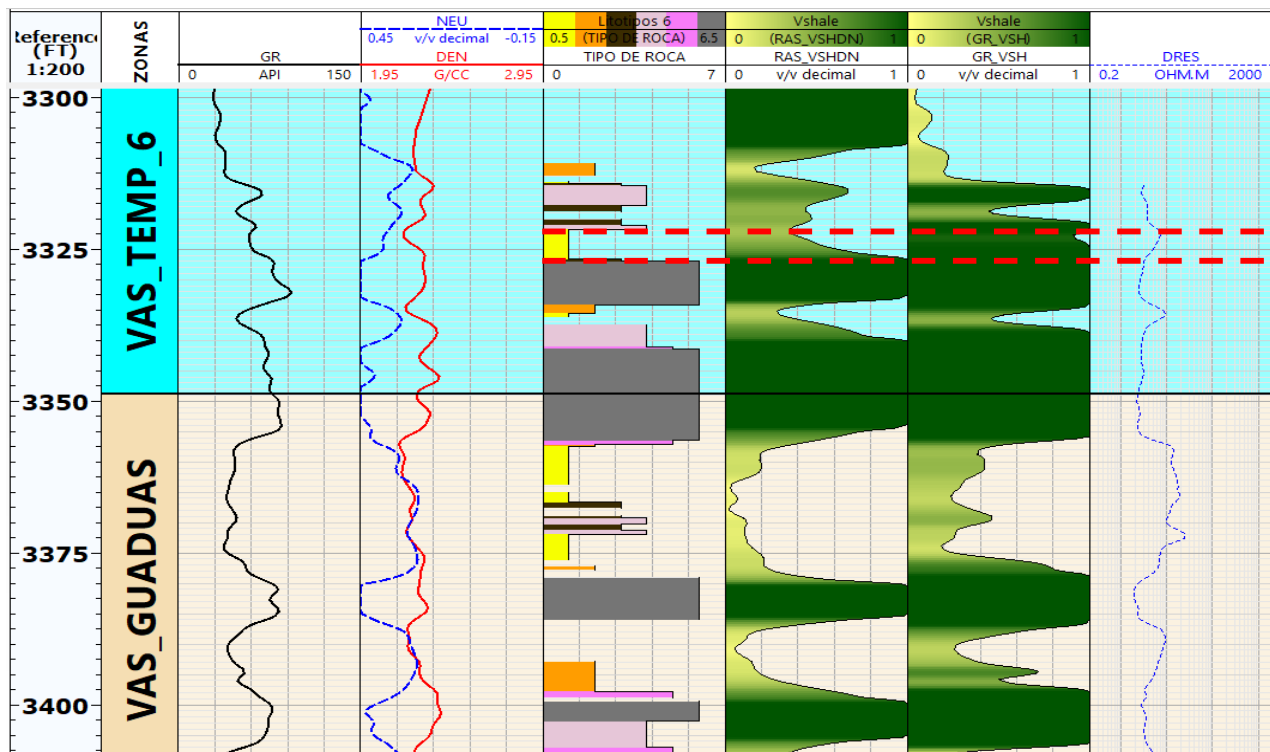
Teniendo claro el modelo geológico y caracterizados los litotipos, se busca construir el modelo de litotipos para el campo, específicamente Formación Guaduas y Formación Tuné, y encontrar un grado de correspondencia entre los registros y la curva discreta de litotipos, constituyéndose en la base para la calibración de nuestros modelos de propiedades petrofísicas y del modelo de litotipos generados a partir del algoritmo

## 4.2. Cálculo de propiedades petrofísicas

**4.2.1. Modelo de arcillosidad.** El cálculo del Volumen de arcilla para el pozo P-194 y P-195 se realizó a partir del registro *Gamma Ray* y el indicador combinado Densidad-Neutrón, al presentar un buen ajuste con los litotipos. Teniendo en cuenta que las unidades productoras del campo son de edad Oligoceno, para el cálculo del Volumen de arcilla a partir del registro *Gamma*

*Ray*, solo fue posible utilizar dos métodos; el método lineal y el método de Clavier, debido a que estos dos son aplicables a rocas más jóvenes del Eoceno.

Para seleccionar la curva de Volumen de arcilla que se utilizaron en los análisis posteriores se tuvo en cuenta el ajuste con los litotipos. De acuerdo con lo anterior, los métodos mostraron un buen ajuste con la curva discreta de litotipos, pero el método a partir de las curvas Densidad-Neutrón (RAS\_VSHDN) muestra un mejor ajuste en algunos intervalos específicos para el litotipo 1, por lo cual, esta fue la curva seleccionada para los cálculos posteriores, como se observa en la Figura 28



**Figura 28.** Ajuste del volumen de arcilla con los litotipos definidos sobre núcleos. En líneas punteadas de color rojo se puede observar el buen ajuste del volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Neutrón (RAS\_VSHDN) para el litotipo 1, y así mismo, el mal ajuste del mismo intervalo con el volumen de arcilla calculado a partir de la curva *Gamma Ray* (GR\_VSH). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

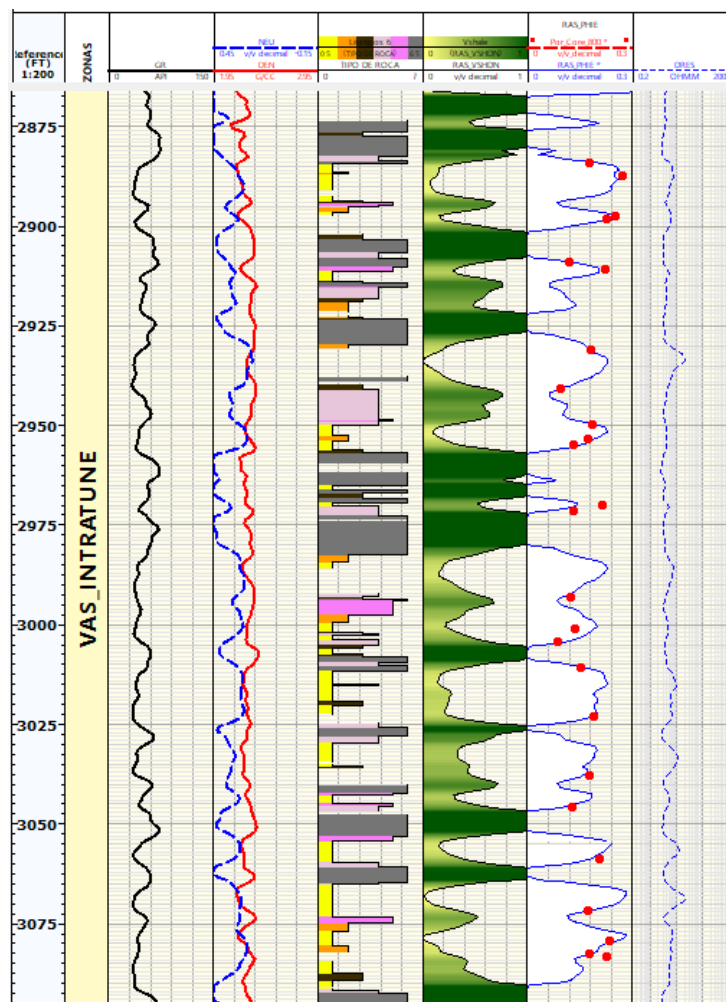
**4.2.2. Modelo de porosidad total y porosidad efectiva.** La evaluación de la porosidad total (PHIT) se realizó a partir del registro de Densidad (RHOB). Los datos de entrada necesarios para generar el modelo corresponden a la densidad de la matriz y la densidad del fluido. Para el caso de la densidad de la matriz este valor se obtuvo al realizar un promedio de los valores de densidad de grano a partir de los datos de laboratorio, el cual para el pozo P-194 correspondió a 2.63 g/cc, mientras que la densidad del fluido su valor teórico corresponde a 1 g/cc.

A partir de la porosidad total (RAS\_PHIT) y el Volumen de arcilla calculado anteriormente (RAS\_VSHDN), se estimó la porosidad efectiva (RAS\_PHIE), como se muestra en la Figura 29

S_PHIE = RAS_PHIT*(1-RAS_VSHDN)				
P-195.LQC				
	MD	*RAS_PHIE	RAS_PHIT	RAS_VSHDN
7170	2352.477	0.06786952	0.26	0.7389634
7171	2352.805	0.08054752	0.2564909	0.6859634
7172	2353.133	0.0885122	0.25	0.6459512
7173	2353.461	0.09850456	0.25	0.6059818
7174	2353.789	0.1067439	0.25	0.5730244
7175	2354.117	0.1108727	0.25	0.5565091
7176	2354.446	0.1140723	0.2534939	0.55
7177	2354.774	0.1194951	0.263497	0.5465031
7178	2355.102	0.1242	0.27	0.54
7179	2355.43	0.1258114	0.2735031	0.54
7180	2355.758	0.1297817	0.28	0.5364939
7181	2356.086	0.1345477	0.28	0.5194725
7182	2356.414	0.1459005	0.28	0.4789268
7183	2356.742	0.1636899	0.28	0.4153933

**Figura 29.** Cálculo de la Porosidad Efectiva (RAS\_PHIE) a partir de la Porosidad Total (RAS\_PHIT) y el Volumen de Arcilla calculado a partir de las curvas Densidad-Neutrón (RAS\_VHSDN) Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Para validar la porosidad efectiva se usaron las porosidades calculadas en el laboratorio (puntos en color rojo), observando un mejor ajuste de la curva de porosidad efectiva calculada por medio de la porosidad total a partir del registro de Densidad. También se puede observar el buen ajuste con la curva discreta de litotipos (Ver Figura 30), donde los litotipos 1 (Color amarillo) presentan los valores más altos de porosidad, mientras que los litotipos 6 (Color gris), presentan los valores más bajos.



**Figura 30.** Ajuste de la curva de porosidad efectiva (RAS\_PHIE) con los datos de laboratorio (puntos en color rojo) y la curva discreta de litotipos. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

**4.2.3. Modelo de saturación de agua.** Para desarrollar el modelo de saturación de agua para los pozos, fue necesario calcular primero algunos parámetros importantes como el exponente de tortuosidad (a), exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y resistividad del agua (Rw).

En principio, el cálculo de la resistividad del agua se hizo a partir de un Rw aparente, por medio de la siguiente ecuación:

$$Rw = Ro \frac{\phi^m}{a}$$

Ro: Resistividad total de la arena limpia

Ø: Porosidad de la arena limpia

m: Exponente de cementación

a: Exponente de tortuosidad

Con el propósito de calcular la resistividad del agua (Rw), se escogió un intervalo donde la saturación de agua sea cercana al 100% y se determinó el valor de porosidad y resistividad total de la lectura de los registros para este intervalo. Los valores del exponente de cementación y tortuosidad, teóricamente de acuerdo a la fórmula *Humble* corresponden (a: 0.62 y m: 2.15) para arenas inconsolidadas. Como resultado al aplicar la ecuación anterior, la resistividad del agua (Rw) aparente para este intervalo (2717 pies), tomo un valor de Rw= 0,1785.

Otro método que se utilizó para el cálculo del Rw fue a partir del grafico de Temperatura vs Salinidad del agua de formación, empleando la carta GEN-6 de la interpretación de registros de la compañía Schlumberger, 2009. Para esto, fue necesario calcular primero la Temperatura y la Salinidad del agua de formación, ya que no se disponía de datos de producción.

El primer paso fue el cálculo de la temperatura de formación, la cual arrojó un valor de 99,3 °F, para el intervalo de interés (2717 pies). Luego, con la temperatura de formación (T) y el  $R_w$  aparente calculado anteriormente para el mismo intervalo, se determinó la resistividad del agua a la temperatura de 77°F ( $R_{w77}$ ) a partir de la siguiente ecuación:

$$R_{w77} = R_w \left( \frac{T + 6,77}{77 + 6,77} \right)$$

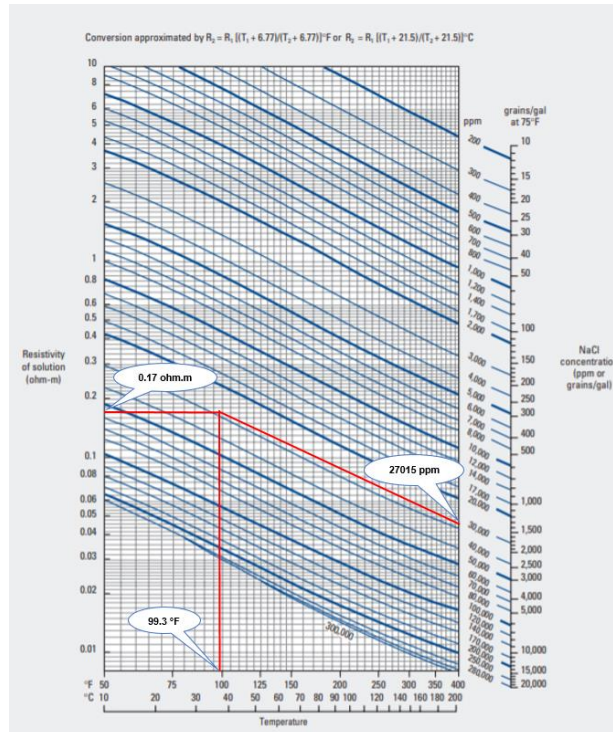
Al resolver la ecuación con los valores anteriormente calculados, la resistividad del agua a la temperatura de 77°F es igual a 0,2260.

Por último, se procedió a calcular la salinidad de cloruro de sodio a través de la siguiente ecuación:

$$NaCl(ppm) = \left( \frac{3647,5}{R_{w77} - 0,0123} \right)^{\frac{1}{0,955}}$$

Aplicando la ecuación anterior, se calculó una salinidad de 27015,52 ppm NaCl.

Finalmente, a partir de la temperatura de formación (99,3 °F) y la salinidad del agua de formación (27015,52 ppm NaCl) para un intervalo saturado aproximadamente al 100% de agua, se procedió a calcular la resistividad del agua ( $R_w$ ) a partir de la carta GEN-6 de Schlumberger, la cual arrojo un valor de 0,17 ohm.m, como se muestra a continuación en la Figura 31

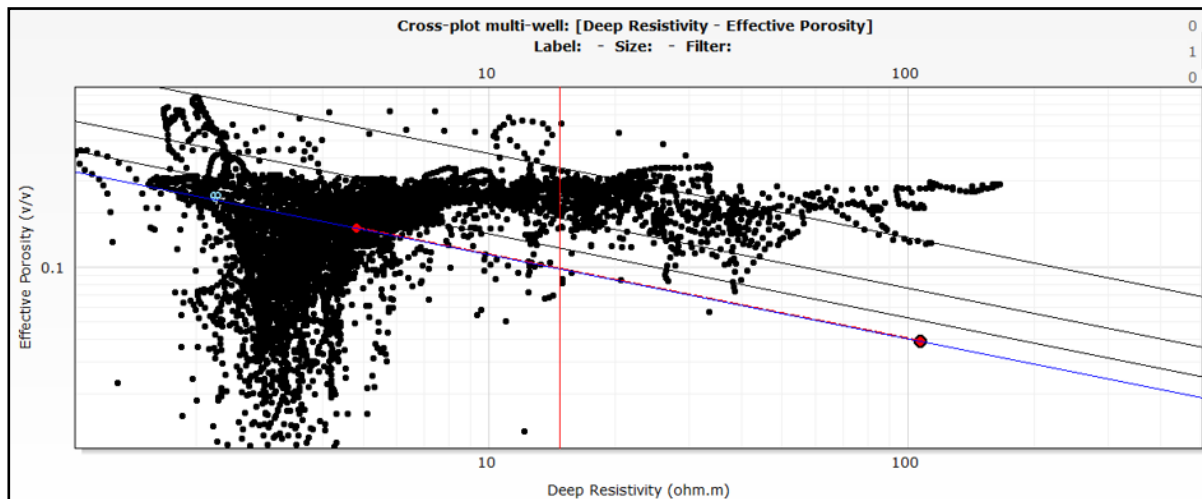


**Figura 31.** Valor de  $R_w$  calculado de acuerdo con la carta GEN-6 de la compañía Schlumberger. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

El último método que se utilizó para el cálculo de la resistividad del agua de formación fue a partir de gráficos *Pickett Plot*, donde se grafica la porosidad efectiva vs la resistividad profunda. Como resultado, el grafico muestra la distribución de puntos y cuatro líneas en color negro correspondientes a la  $S_w=100\%$ , 75%, 50% y 25%. Estas líneas pueden cambiar su posición al introducir las variables a: (exponente de tortuosidad), m: (exponente de cementación), n:

(exponente de saturación) y  $R_w$  (resistividad del agua). Para nuestro modelo, se trabajó con los valores teóricos ya que no se disponían de estos datos, así ( $a$ : 0.62,  $m$ : 2.15,  $n$ : 2).

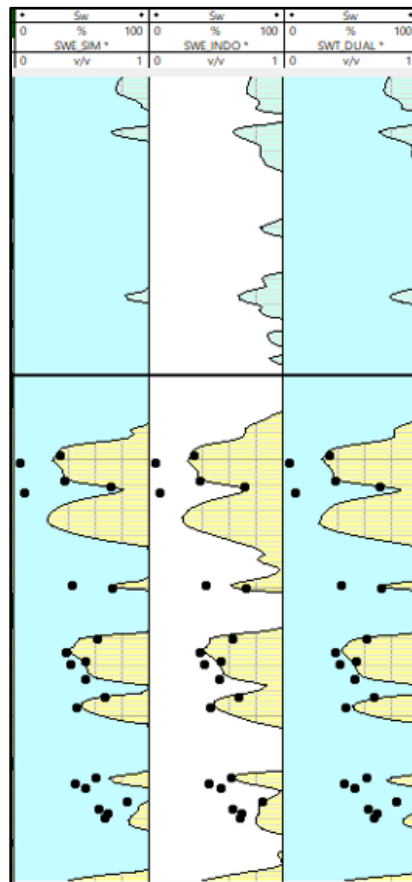
Posteriormente, para un intervalo donde la saturación de agua era conocida (aproximadamente  $S_w=90\%$ ), se procedió a establecer su ubicación dentro del grafico introduciendo las variables teóricas ( $a,m,n$ ), mientras se encontraba el valor de  $R_w$ , el cual se determinaba cuando el intervalo de saturación de agua conocida a partir de datos de laboratorio (puntos celestes en la figura) coincidía con la ubicación en el grafico Pickett Plot de acuerdo a las líneas de  $S_w$ , como se muestra en la Figura 32.



**Figura 32.** Cálculo de  $R_w$  aplicando el método grafico Pickett Plot. La semirecta en color morado corresponde al valor de  $S_w=100\%$ . Los puntos en color celeste corresponden a los datos de saturación que fueron ajustados al introducir las variables  $a$ ,  $m$ ,  $n$  y  $R_w$ . Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

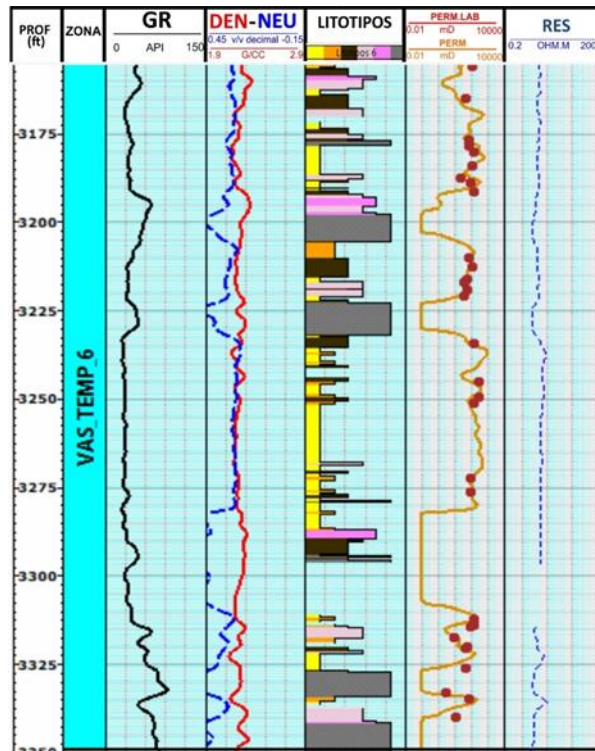
Finalmente, ya con el  $R_w$  calculado por diferentes métodos (aproximadamente 0.16-0.18 ohm.m) y los valores de los exponentes de tortuosidad, cementación y saturación determinados teóricamente a partir de la formula Humble para arenas inconsolidadas ( $a$ : 0.62,  $m$ : 2.15,  $n$ : 2), se

usó las ecuaciones de Indonesia, Simandoux y Doble agua para calcular la Sw. Los modelos calculados por las diferentes ecuaciones fueron comparados con los datos de Sw obtenidos en laboratorio, con el fin de determinar cuál presentaba un mejor ajuste. Como se muestra en la Figura 33, el modelo de Sw calculado por la ecuación de Indonesia fue el que mejor se ajustó a los datos de Sw de laboratorio.



**Figura 33.** Modelo de saturación de agua por los diferentes métodos, donde se evidencia el ajuste con los datos de laboratorio. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

**4.2.4. Modelo de permeabilidad.** Para este estudio la permeabilidad se modeló a partir de una regresión lineal simple entre las mediciones de porosidad y permeabilidad de laboratorio, donde se tomó la porosidad como variable independiente y la permeabilidad como variable dependiente, obteniendo un buen ajuste entre el modelo de permeabilidad y los datos de laboratorio, como se observa en la Figura 34.



**Figura 34** Modelo de permeabilidad (PERM\_LAB) donde se evidencia el ajuste con los datos de laboratorio (PERM). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

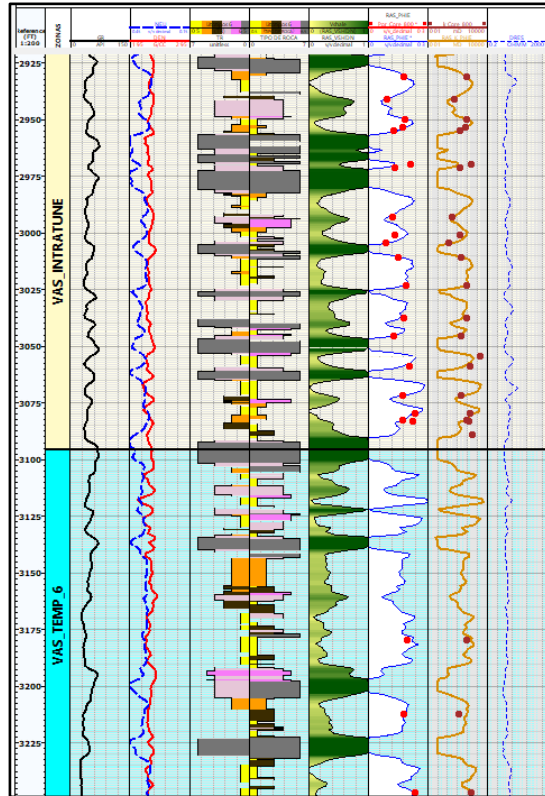
### 4.3. Definición de litotipos a partir de registros

Con el objetivo de extrapolar los litotipos a los pozos no corazonados, se definieron litotipos a partir de los registros *Gamma Ray* (GR), Densidad (RHOB), Neutrón (NPHI), Diferencial Neutrón-Densidad (DIF) y Factor fotoeléctrico (PEF). Estos registros fueron seleccionados teniendo en cuenta que el alcance del modelo de litotipos está determinado por la cantidad y calidad de la *data*, pues de la totalidad de pozos del campo, la mayoría (171 pozos) presentan este set de registros.

A partir de los litotipos definidos sobre núcleos para los dos pozos corazonados y ayudado de gráficos e histogramas, se identificó el rango de valores para cada registro por litotipo y de esta manera, por medio de la creación de un algoritmo, se definieron los nuevos litotipos a partir de registros.

Posteriormente, los valores encontrados en los litotipos definidos sobre núcleos se les hace pequeñas modificaciones hasta que presenten un buen ajuste con los nuevos litotipos, como se observa en el *track 5* (litotipos definidos a partir del algoritmo) y *track 6* (litotipos definidos sobre núcleos) de la figura. Luego basado en una evaluación por *Blind Test*, se determina el grado de correlación entre los litotipos definidos sobre núcleos y el modelo de litotipos definidos a partir del algoritmo, como se muestra en la Figuras35

El modelo de litotipos final se desarrolló supervisado con el pozo P-195, donde se alcanzó un grado de correlación de 74,9% entre los litotipos definidos sobre núcleos y el modelo de litotipos definidos a partir del algoritmo, lo cual garantiza un alto grado de predictibilidad para el modelo que se va a extrapolar a los demás pozos. (Ver Figura 36)



**Figura 35.** Ajuste del modelo de litotipos definido a partir del algoritmo (izquierda) vs litotipos definidos sobre núcleos de perforación (derecha), con los modelos de propiedades petrofísicas para el pozo P-195. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

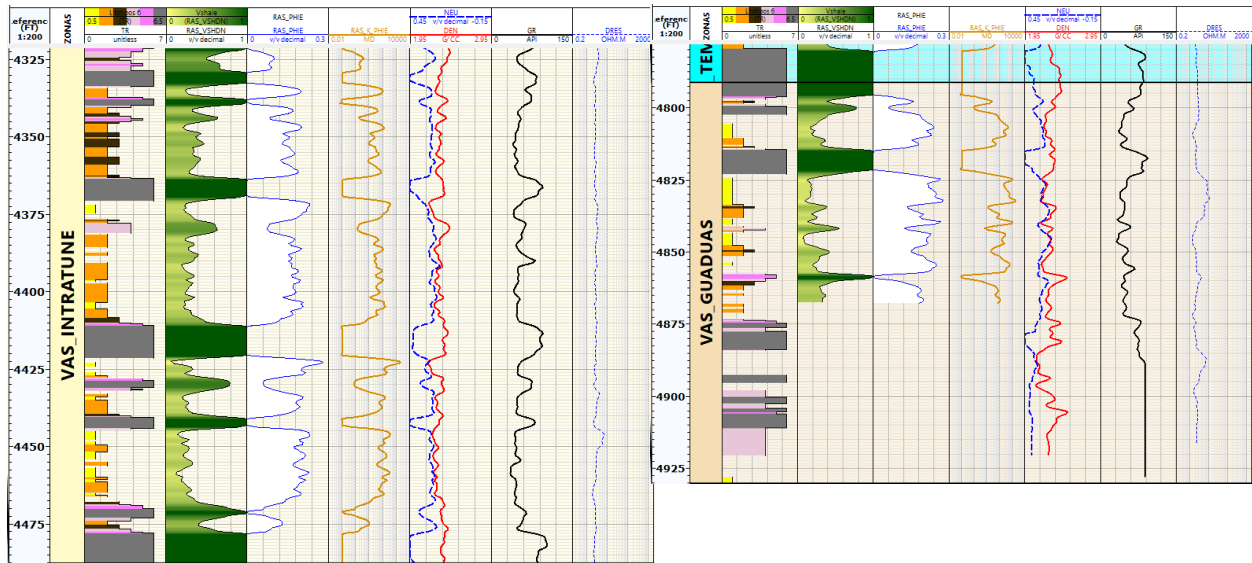
Table of the row frequencies (%)							
(Reference: TIPO DE ROCA Test: TR)							
Test		Cramer's V = 0.63, C = 74.90 %					
	6	1	5	4	2	3	Total:
Reference 6	83.29	0.12	0.60	14.44	1.55		100.00
Reference 1	1.34	81.51	0.22	5.12	6.90	4.90	100.00
Reference 5	5.21	6.25	43.75	20.83	12.50	11.46	100.00
Reference 4	3.34	5.43	1.88	69.52	3.76	16.08	100.00
Reference 2	3.47	6.36		4.62	75.72	9.83	100.00
Reference 3	12.50	26.39		9.72	8.33	43.06	100.00

**Figura 36.** Evaluación por *Blind Test* para determinar el grado de correlación entre los litotipos definidos sobre núcleos y el modelo de litotipos definidos a partir del algoritmo. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL

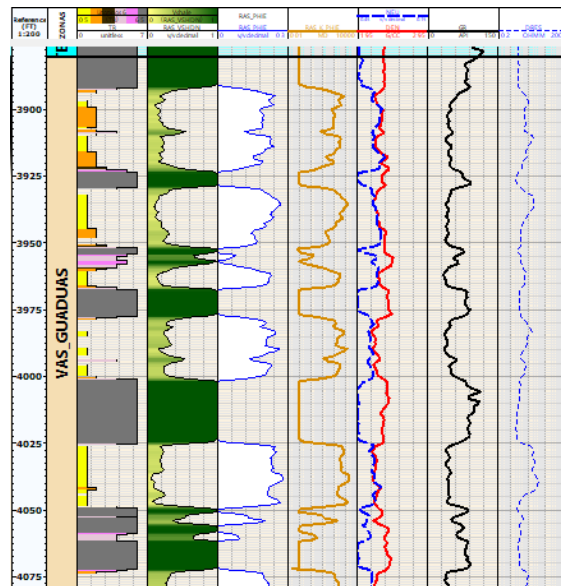
Finalmente, a partir del algoritmo se plantea extrapolar el modelo de litotipos a pozos que no cuentan con esta información, y que cuentan con el set completo de registros por pozo: Densidad, Neutrón, PEF, *Gamma Ray* y Diferencial. A continuación, se muestra algunos ejemplos del modelo de litotipos extrapolado a pozos con el set de registros completo, donde se observa el buen ajuste con el modelo de propiedades petrofísicas. Por ejemplo, en las figuras se puede observar que para los litotipos 1 (color amarillo) correspondientes a las arenas de mejores propiedades petrofísicas, la curva de volumen de arcilla muestra valores bajos ( $<0.45v/v$ ), la curva de porosidad efectiva muestra valores altos ( $>0.15v/v$ ) al igual que la curva de permeabilidad ( $>100md$ ). En cuanto a registros, las curvas de Densidad-Neutrón muestra una separación mínima, el *Gamma Ray* muestra valores bajos ( $<40API$ ) y la resistividad valores altos.

Para el caso de los litotipos 6 (color gris) correspondientes a los intervalos más arcillosos, la curva de volumen de arcilla muestra valores altos (cerca de 1), la curva de porosidad efectiva muestra valores bajos (cerca de 0) al igual que la curva de permeabilidad ( $<10md$ ). En cuanto a registros, las curvas de Densidad-Neutrón muestra una separación alta, el *Gamma Ray* muestra valores altos ( $>70API$ ) y la resistividad valores bajos.

Todo lo anterior nos indica el buen ajuste del modelo de litotipos extrapolado a los pozos no corazonados. Ejemplos en la Figura 37 y Figura 38



**Figura 37.** Modelo de litotipos generado a partir del algoritmo para el pozo P-196, donde se observa un buen ajuste con el set de registros y las curvas de propiedades petrofísicas. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018



**Figura 38.** Modelo de litotipos generado a partir del algoritmo para el pozo 230, donde se observa un buen ajuste con el set de registros y las curvas de propiedades petrofísicas. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

#### 4.4. Mapas de isopropiedades

Los mapas de isopropiedades consisten en contornear los puntos de igual propiedad física como arcillosidad, porosidad, saturación de agua, para conocer o visualizar mejor la distribución en la roca de dichas propiedades.

Para la elaboración de los mapas, es necesario calcular el promedio de estas propiedades en todos los pozos para las unidades de interés. Para esto, el *software* permite calcular los mejores intervalos dentro de cada unidad a partir de parámetros de corte, los cuales permiten evaluar espesor de arena neta petrolífera, saturación de agua, volumen de arcilla y porosidad efectiva.

En la Figura 37 se pueden observar los mejores intervalos para la acumulación de hidrocarburos en la Formación Guaduas para el pozo P-195, determinados a partir de los parámetros de corte, los cuales para el campo tienen los siguientes valores:

- Volumen de arcilla < 0.45
- Porosidad efectiva > 0.15
- Saturación de agua < 0.65

En color amarillo (*ROCK*) se observa el espesor de arena libre de arcilla, el cual es determinado con el parámetro de corte del volumen de arcilla, en color verde (*RES*) están definidos los posibles intervalos de roca reservorio, los cuales son determinados a partir de los parámetros de corte del volumen de arcilla y la porosidad efectiva, y en color rojo (*PAY*), están definidos los intervalos de roca reservorio impregnado de hidrocarburos, los cuales son determinados teniendo en cuenta los parámetros de corte para el volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua. (Ver Figura 39)



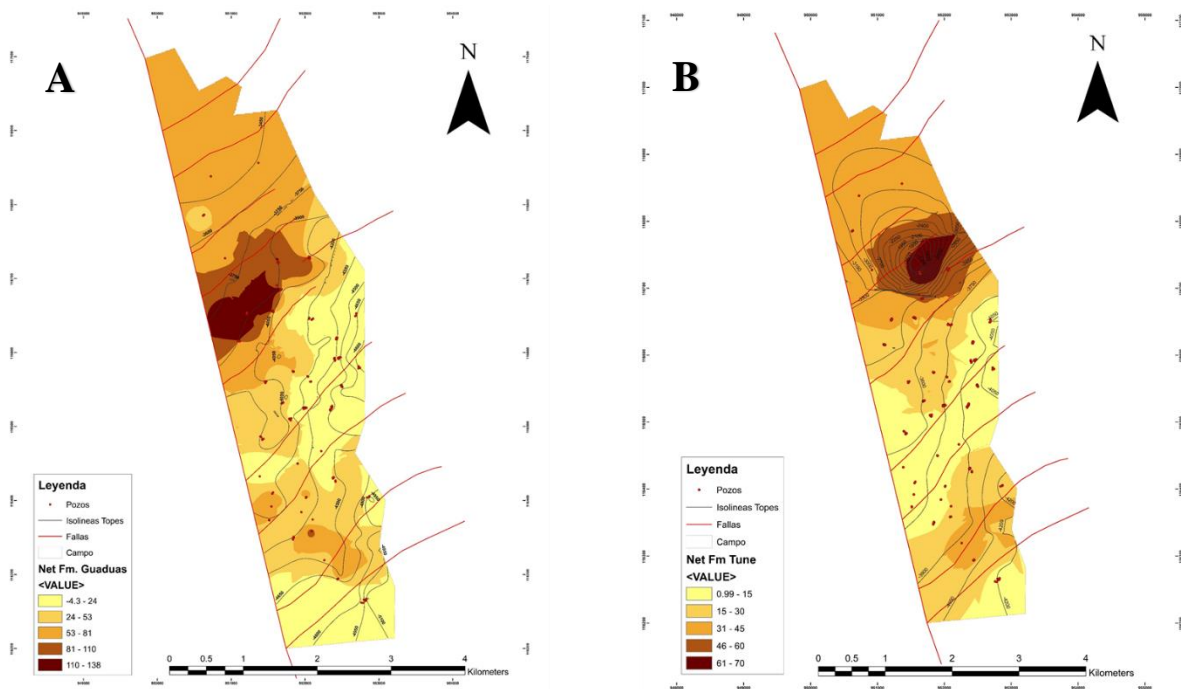
**Tabla 9.** Promedio de propiedades petrofísicas y espesor de arena neta petrolífera necesarios para la realización de los mapas de isopropiedades. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

Well	X	Y	Zones	Flag Name	Top	Bottom	Reference unit	Gross	Net	Av. Shale Volume	Av. Porosity	Av. Water Saturation
P-137	951615.12	1166908.24	VAS_Guaduas	ROCK	3869.59	4076.41	ft	206.81	114.75	0.3	0.18	0.51
P-137	951615.12	1166908.24	VAS_Guaduas	RES	3869.59	4076.41	ft	206.81	114.5	0.3	0.18	0.51
P-137	951615.12	1166908.24	VAS_Guaduas	PAY	3869.59	4076.41	ft	206.81	90.75	0.3	0.18	0.46
P-194	951367.94	1168563.47	VAS_Guaduas	ROCK	3455.58	3596.2	ft	140.62	69.75	0.39	0.17	0.44
P-194	951367.94	1168563.47	VAS_Guaduas	RES	3455.58	3596.2	ft	140.62	69.75	0.39	0.17	0.44
P-194	951367.94	1168563.47	VAS_Guaduas	PAY	3455.58	3596.2	ft	140.62	69.5	0.39	0.17	0.44
P-195	950724.98	1168382.00	VAS_Guaduas	ROCK	3333.15	3494.33	ft	161.18	81	0.22	0.22	0.39
P-195	950724.98	1168382.00	VAS_Guaduas	RES	3333.15	3494.33	ft	161.18	81	0.22	0.22	0.39
P-195	950724.98	1168382.00	VAS_Guaduas	PAY	3333.15	3494.33	ft	161.18	79	0.22	0.22	0.38
P-196	952437.32	1162936.58	VAS_Guaduas	ROCK	4803.55	5099	ft	295.45	51.5	0.25	0.2	0.74
P-196	952437.32	1162936.58	VAS_Guaduas	RES	4803.55	5099	ft	295.45	51.5	0.25	0.2	0.74
P-196	952437.32	1162936.58	VAS_Guaduas	PAY	4803.55	5099	ft	295.45	15.5	0.22	0.22	0.43
P-197	952413.27	1164254.80	VAS_Guaduas	ROCK	4390.53	4641.51	ft	250.98	156.98	0.27	0.18	0.78
P-197	952413.27	1164254.80	VAS_Guaduas	RES	4390.53	4641.51	ft	250.98	153.98	0.26	0.19	0.78
P-197	952413.27	1164254.80	VAS_Guaduas	PAY	4390.53	4641.51	ft	250.98	30	0.24	0.21	0.55

**Nota:** Para los mapas de se utilizaron los intervalos rojos, que son los PAY, para arena neta petrolífera

**4.4.1 Mapas de Arena Neta Petrolífera.** En los mapas de arena neta petrolífera (Figura 40), se pueden observar la distribución de espesores de arena saturados en hidrocarburo (PAY), su distribución condiciona la distribución del volumen de arcilla y la porosidad, por lo que estas dos propiedades presentan en los mapas de la Formación Guaduas y Formación Tuné una orientación similar; donde se encuentren las arenas más limpias se tendrá menor arcillosidad y mejor porosidad aun teniendo en cuenta el alto índice de arcillosidad debido al ambiente de sedimentación, esto, independiente de la saturación de agua, ya que depende de la migración de los fluidos, así mismo para estas dos Formaciones se tienen porosidades secundarias dadas por disolución de granos (feldespato y chert) y fracturas en los granos minerales. Estas dos formas de porosidad secundaria, junto con el alto contenido de arcilla dispersa producen en las rocas de los yacimientos Tuné y Guaduas un componente de microporosidad considerable que no es medible a partir de los registros convencionales. Dicha microporosidad está ocupada por agua capilar que se considera agua

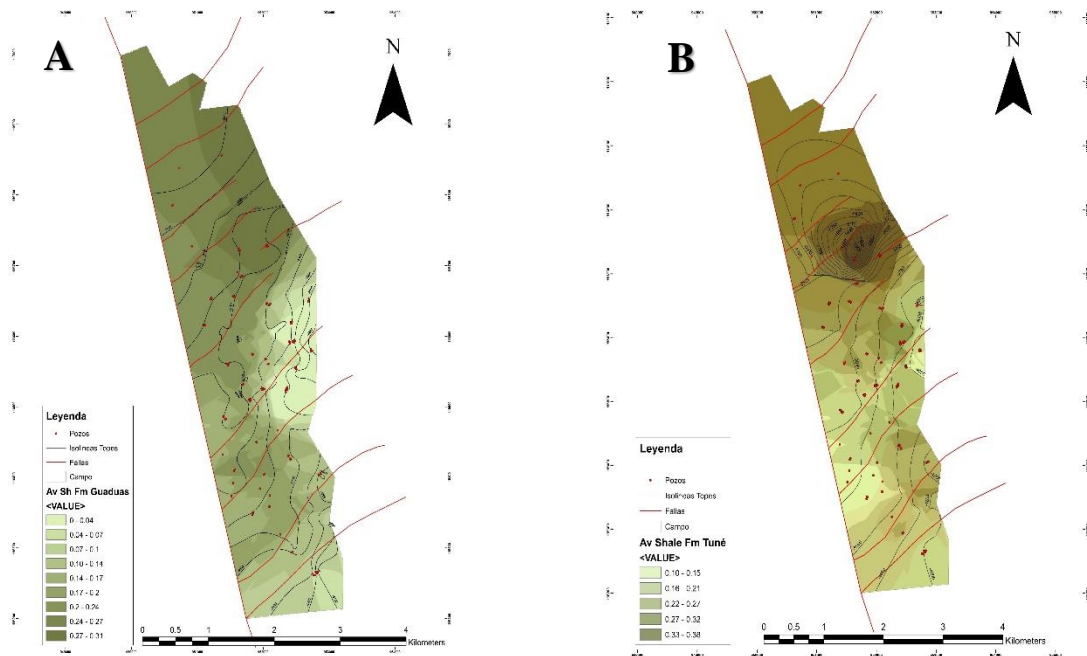
irreducible y que se ve reflejada en las altas saturaciones calculadas a partir de los registros eléctricos. Sin embargo, se generan mapas de saturación de agua, para corroborar los altos indicadores de Sw.



**Figura 40** Mapas de Arena Neta Petrolífera generados para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

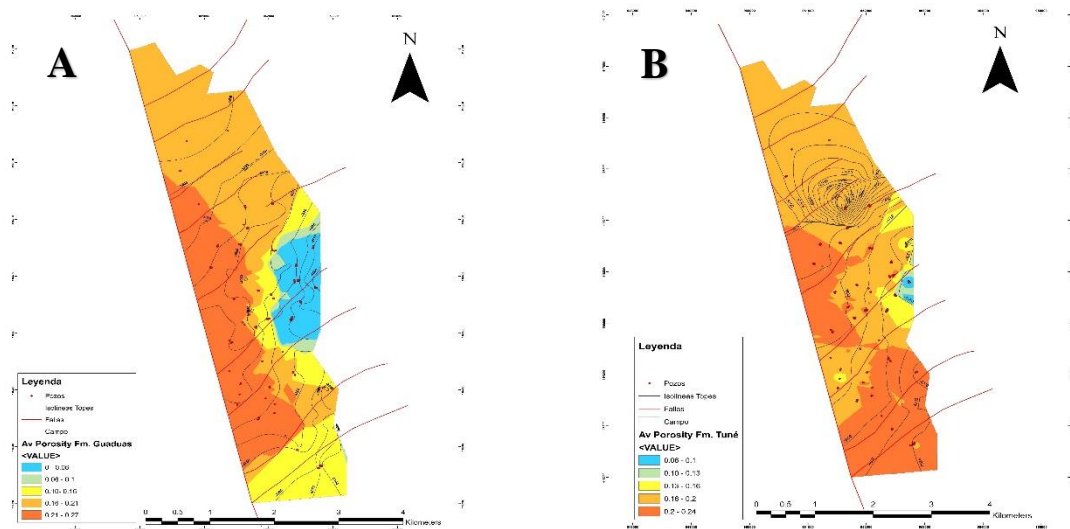
#### 4.4.3 Mapas de Arcillosidad

En la Figura 41 se puede evidenciar la manera en que varía el índice de arcillosidad para el campo de interés, en donde los menores índices se presentan hacia el Sur, y hacia el Norte aumenta notablemente la arcillosidad.



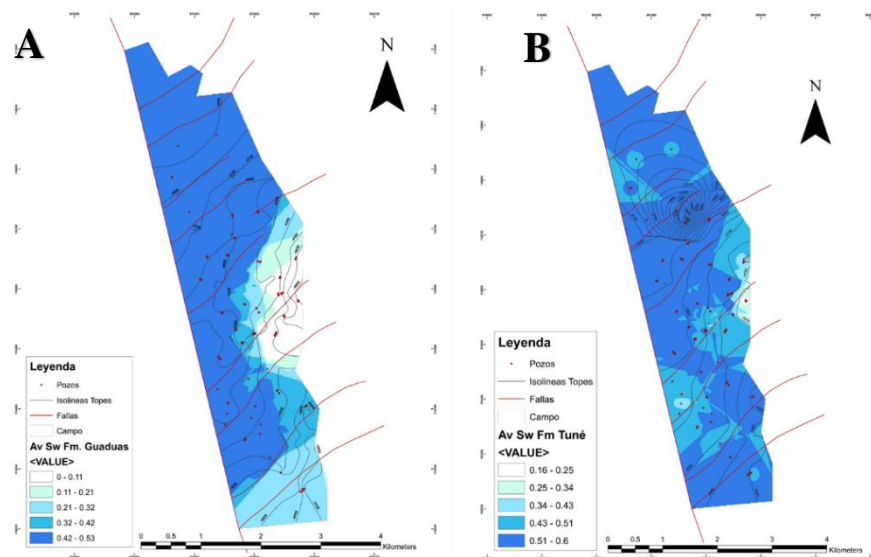
**Figura 41** Mapas de arcillosidad para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B), evidenciando zonas de arenas limpias. Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

**4.4.4 Mapas de Porosidades Efectivas.** En la Figura 42 puede observarse la distribución del valor promedio de porosidad en el campo. Los mejores valores se encuentran hacia la PARTE SW del área con una orientación SE-NW. Los mejores valores promedios de porosidad del intervalo se ubican entre 21 - 27% para la Fm. Guaduas y 20 – 24% para la Fm. Tuné, disminuyendo notablemente hacia la zona NE



**Figura 42** Mapas de porosidad efectiva para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B), Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

**4.4.5 Mapas de Saturación de Agua.** La Figura 43 muestra la distribución del valor promedio de saturación de agua en el área, en general se observan valores elevados en gran parte del campo por lo enunciado anteriormente, con picos máximos entre 41-53 para la Fm. Guaduas y 51-60% para la Formación Tuné.



**Figura 43** Mapas de saturación de agua para las Formaciones Guaduas (Figura A) y Tuné (Figura B). Archivo interno tesis de grado UIS-ECOPETROL 2018

## 5. Conclusiones

- Por el modelamiento sedimentológico definido a partir de núcleos de perforación, las Formaciones Guaduas y Tune fueron depositadas en su mayoría por ambientes de tipo fluvial meandriforme (68%) y en menor medida por ambientes de abanico aluvial (32%). Los canales meándricos son el principal subambiente de depositación, seguido de canales aluviales y flujos y diques de detritos. La Formación Tune presenta mayor desarrollo de abanicos aluviales en comparación a la formación Guaduas.
- Se interpretaron seis litotipos acorde a las características texturales, composicionales, diagenéticas, ambientales y petrofísicas para las Formaciones de interés.
- Se definió una correlación entre la curva discreta de litotipos a partir de núcleo y el modelo matemático a partir de registros del 74.90%.
- Los litotipos que se predicen con mayor precisión son el Litotipo-1 con una correlación del 81.51 %, Litotipo-6 con una correlación 83.29%, Litotipo-2 con correlación de 75.72 %. El litotipo que representa la correlación más baja es Litotipo-3 con una correlación del 43.06%. Esto indica una alta predictibilidad del modelo.
- Con el algoritmo construido para generar el modelo de litotipos, no es necesario realizar la normalización de los registros porque se utiliza un rango amplio de valores por cada registro.
- A partir de la construcción del algoritmo para la generación del modelo de litotipos no es necesario utilizar métodos probabilísticos, ni determinísticos para la construcción del mismo, por ende, no se necesita de ningún tipo de software ni plataforma especializada.

- La naturaleza litológica de las unidades de interés es tal, que el Gamma Ray por sí solo no permite determinar adecuadamente el volumen de arcilla en la roca. Por lo tanto, la estimación de  $V_{clay}$  más adecuada corresponde a la combinación Densidad-Neutrón.
- El litotipo 1 se identificó en los núcleos por su alto grado de impregnación. Así mismo en la integración amarre roca-registro y propiedades petrofísicas se definió que esta muestra las mejores condiciones para la acumulación y flujo de hidrocarburos.
- Debido a que el modelo petrofísico está fundamentado en litotipos, estos litotipos a su vez tienen como base el modelo sedimentológico, y permite tener un alto grado de confiabilidad de los resultados, enfocados principalmente en el conocimiento de la geometría de los reservorios en el campo.
- A partir de los mapas de isopropiedades se definió que las mejores propiedades petrofísicas para las dos Formaciones se encuentran hacia el Sur, Suroeste del campo, orientadas en dirección NW-SE como las paleocorrientes interpretadas a partir de imágenes FMI y datos de Dipmeter.

## 6. Recomendaciones

- Al no tener un ajuste adecuado en profundidad para algunos intervalos entre el *Core Gamma* y *Gamma Ray*, se recomienda generar una nueva corrida de esta herramienta para el pozo P-194. Dado que no se conoce cómo se manipuló anteriormente.
- El modelo de litotipos es un *input* importante tanto para el desarrollo del modelo estático como el dinámico de un yacimiento, por ende, es necesario unificar los litotipos, ya que un modelo práctico, pero concluyente facilita caracterizar de manera rápida el yacimiento, por ende, se recomienda utilizar las propiedades petrofísicas por litotipos con el fin de generar un modelo de máximo 3 litotipos.
- Integrar la información disponible de análisis especiales y producción para ajustar los parámetros *cut-off* usados en las estimaciones de *net pay*.
- Adquirir información adicional de análisis petrofísicos especiales con el fin de realizar una caracterización estática y dinámica completa con miras a evaluar la mejor alternativa de recobro mejorado para el área.
- Realizar correlaciones estratigráficas a partir de secciones cruzadas para definir con menor incertidumbre la geometría del yacimiento y de esta manera establecer intratopes de las unidades operacionales para generar mapas de depósito.

## 7. Referencias

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos.*
- Bateman, R. (1985). Open-hole log analysis and formation evaluation. *International human resources development corporation*, 661.
- Beltrán, E. (2012). Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de arenas A2 de la Formación Colorado en el campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Tesis de pregrado. *Universidad Industrial de Santander.*
- Boggs, S. (2006). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. New Jersey: Pearson.
- Caballero, V., Parra, M., & Mora, A. (2010). Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno tardío-Oligoceno temprano: proveniencia sedimentaria en el sinclinal de nuevo mundo, cuenca Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander*, 45-75.
- Cooper, M., Addison, F., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A., . . . Taborda, A. (1995). Basin development a tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 1421-1443.
- Farrel, K., Harris, B., Mallinson, D., Culver, S., Riggs, S., Pierson, J., . . . Lautier, J. (2012). Standardizing texture and Facies code for a process-based classification of clastic sediment and rock. *Journal of Sedimentary Research* v.82, 364-378.

- Garavito, F. (2008). Structural analysis of an area in the Northern Central part of The Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. Tesis de Maestría. *The Colorado School of mines*.
- García, A. (2008). Formulación de un fluido para perforar la zona 8 1/2" de los pozos del campo Velásquez (Tesis de pregrado). *Universidad Industrial de Santander*.
- García, S. (2012). Actualización geológica del campo Caipal, cuenca del Valle Medio del Magdalena (Tesis de pregrado). *Universidad Industrial de Santander*.
- Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. *Geologia Colombiana*, 17, 41-46.
- Morales, L. (1958). General Geology and Oil Occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. *Habitat of Oil. American Association of Petroleum Geologists*, 641-695.
- Quijano, A., & Valcarcel, E. (2015). *Interpretación de registros geofísicos de pozo, Pozo A, B y C. Cuenca de los llanos orientales*. Sogamoso.
- Royero, J., & Clavijo, J. (2001). Mapa geológico generalizado del municipio de Santander. Memoria explicativa. *Servicio Geológico Nacional*.
- Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*, 12.
- Villamil, T. (1999). Campanian–Miocene tectonostratigraphy, depocenter evolution and basin development of Colombia and western Venezuela. En *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* (págs. 239-275). Houston: PALAEO.