

Distribución de acuíferos de agua dulce y salada en las formaciones  
Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en el campo Colorado,  
Valle Medio del Magdalena, Colombia

Roberto Carlos Sarmiento Isaza

Trabajo de Grado para Optar el Título de Geólogo

Director

Mario García González

Geólogo Post PhD.

Codirectores

Julián David De Bedout Ordoñez

Geólogo M.Eng.

Yeny Milanyela Cortes Puentes

Geóloga M.Sc.

Universidad Industrial De Santander  
Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela De Geología  
Bucaramanga

2021

**Dedicatoria**

*A mis padres Roberto Sarmiento Gómez y Ana Delia Isaza Clavijo por su amor, compromiso incondicional como promotores de mis sueños, por creer y alentar todas las expectativas con sus consejos, y por sus principios inculcados.*

*A mi hermana Heisa Sarmiento por el apoyo y compañía durante todo mi proceso de formación educativo.*

*A mis hermanas Luxamara Sarmiento y Alejandra Sarmiento por estar ahí alentándome en todo momento gracias.*

*A mi compañera de camino Daniela Sánchez, por el cariño, apoyo y paciencia durante la realización de mi proyecto.*

### Agradecimientos

*A la Universidad Industrial de Santander (UIS), por darme los espacios y conocimientos necesarios para enfrentarme a la vida laboral.*

*A mi director Mario García González, por su paciencia, entrega y conocimiento compartido.*

*A mis codirectores: Julián David De Bedout Ordoñez y Yeny Milanyela Cortes Puentes, por apoyar y brindar todo su conocimiento durante todo el proceso para el proyecto de grado.*

*A todos los docentes de la Escuela de Geología UIS que aportaron a mi formación profesional y por tan valiosa labor.*

*A mis amigos del parche: Camila, Yessenia, El Rolo y Steven, con quienes forjamos un lazo de amistad inquebrantable en nuestra etapa universitaria, gracias por las enseñanzas que cada uno me brindó, y su compañía incondicional.*

*¡A todos y todas Mil Gracias!*

**Tabla de Contenido**

|   |    |
|---|----|
| Introducción .....  | 15 |
| 1. Localización Geográfica .....                                      | 17 |
| 2. Antecedentes .....   | 18 |
| 3. Objetivos .....  | 23 |
| 3.1. Objetivo General.....  | 23 |
| 3.2. Objetivos Específicos .....                                      | 23 |
| 4. Marco Teórico.....   | 24 |
| 4.1. Propiedades Petrofísicas de las Rocas .....                      | 24 |
| 4.1.1. Porosidad.....   | 26 |
| 4.1.1.1. Factores que afecta la porosidad primaria.....               | 28 |
| 4.1.1.2. Factores que afecta la porosidad secundaria .....            | 33 |
| 4.1.1.3. Rangos de porosidades en la naturaleza.....                  | 34 |
| 4.1.2. Permeabilidad.....   | 35 |
| 4.1.2.1. Controles de permeabilidad y rango de valores naturales..... | 37 |
| 4.1.2.2. Tipos de permeabilidad.....                                  | 38 |
| 4.1.3. Saturación de Agua .....                                       | 39 |
| 4.2. Registros de Pozo .....  | 41 |
| 4.2.1. Registro de Potencial Espontáneo (SP) .....                    | 43 |
| 4.2.1.1. Herramienta de medición.....                                 | 44 |
| 4.2.1.2. Presentación del registro (SP) .....                         | 45 |

|  |    |
|--|----|
| 4.2.2. Registro de Resistividad (RES).....                             | 46 |
| 4.2.2.1. Registros de inducción.....                                   | 47 |
| 4.2.2.2. Registros de laterolog.....                                   | 48 |
| 4.2.2.3. Registro micro-resistivo.....                                 | 49 |
| 4.2.3. Registros de Gamma Ray (GR).....                                | 51 |
| 4.2.3.1. Presentación de registro (GR).....                            | 52 |
| 4.2.4. Registros de Porosidad.....                                     | 53 |
| 4.2.4.1. El registro acústico.....                                     | 54 |
| 4.2.4.2. El registro de neutrones.....                                 | 54 |
| 4.2.4.3. En el registro de densidad.....                               | 54 |
| 5. Marco Geológico.....  | 55 |
| 5.1. Modelo Geológico Regional.....                                    | 55 |
| 5.2. Marco Geológico Local.....  | 57 |
| 5.2.1. Estratigrafía.....  | 57 |
| 5.2.1.1. Formación La Paz (Eoceno Medio).....                          | 57 |
| 5.2.1.2. Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío).....                     | 57 |
| 5.2.1.3. Formación Mugrosa (Oligoceno Inferior).....                   | 58 |
| 5.2.1.4. Formación Colorado (Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano)..... | 58 |
| 5.2.1.5. Grupo Real (Mioceno Tardío).....                              | 59 |
| 5.2.1.6. Grupo Mesa (Plioceno-Pleistoceno).....                        | 59 |
| 5.2.2. Estructural.....  | 61 |

|  |    |
|--|----|
| 5.3. Provincia Hidrogeológica del Valle Medio del Magdalena (VMM).....                                   | 66 |
| 5.3.1.Unidades hidrogeológicas definidas para el Sistema Acuífero Valle Medio del Magdalena (SAVMM)..... | 68 |
| 6. Hipótesis.....  | 72 |
| 7. Metodología .....   | 73 |
| 7.1. Fase de Oficina .....   | 74 |
| 7.1.1. Archivos. LAS.....  | 74 |
| 7.2. Fase de Procesamiento.....  | 75 |
| 7.2.1. Revisión de archivos .LAS.....  | 76 |
| 7.2.2. Inventario de registros de pozo .....   | 76 |
| 7.2.3. Revisión visual de curvas.....  | 77 |
| 7.2.4. Selección de pozos .....  | 78 |
| 7.3. Fase de Interpretación.....   | 81 |
| 7.3.1. Ajuste y corrección de curvas de registro .....   | 82 |
| 7.3.2. Determinación de parámetros petrofísicos .....  | 82 |
| 7.3.2.1. Cálculo de resistividad de agua de formación (Rw) .....   | 82 |
| 7.3.2.2. Contenido de arcillas Vshale (Vsh) .....  | 87 |
| 7.3.2.3. Cálculo de la porosidad (Phi).....  | 88 |
| 7.3.2.4. Cálculo de saturación de agua.....  | 91 |
| 7.3.3. Determinación de la litología a partir de contenido de volumen de arcillas (Vshale_SP)<br>.....   | 93 |
| 7.3.3.1. Identificación de las arenas potencialmente acuíferas .....                                     | 95 |

|  |     |
|--|-----|
| 7.3.4. Determinación de salinidad del agua en partes por millón (ppm) de sólidos disueltos.<br>..... | 97  |
| 7.3.4.1. Clasificación del agua según su salinidad.....  | 98  |
| 7.4. Análisis de Resultados.....   | 101 |
| 7.4.1. Correlaciones lito-estratigráficas de los pozos.....  | 101 |
| 7.4.2. Mapas de distribución de salinidad promedio.....  | 104 |
| 7.4.3. Corte esquemático regional en la zona de campo Colorado (VMM).....                            | 109 |
| 7.4.4. Posibles direcciones de flujo de las aguas.....   | 112 |
| 8. Conclusiones.....   | 114 |
| Recomendaciones.....   | 117 |
| Referencias Bibliográficas.....  | 118 |
| Apéndices.....   | 125 |

**Lista de Figuras**

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 - Mapa localizador del Campo Colorado.....  | 17 |
| Figura 2 - Esquema de la configuración interna de la zona de invasión de un pozo perforado ...         | 25 |
| Figura 3 - Distribución de grano y poros en fracción de roca .....                                     | 26 |
| Figura 4 - Disposición de las diferentes formas de empaquetamiento .....                               | 29 |
| Figura 5 - Relación entre porosidad, tamaño y forma de grano.....                                      | 30 |
| Figura 6 - Configuración experimental utilizado por Darcy.....   | 36 |
| Figura 7 - Clasificación de los distintos tipos de Registros de Pozo .....                             | 42 |
| Figura 8 – Esquema de la herramienta de medición del Registro de Potencial Espontáneo .....            | 44 |
| Figura 9 -Representación de la curva generada por el Registro de Pozo de Potencial Espontáneo<br>..... | 45 |
| Figura 10 - Ejemplo de curva de Registros Resistivos .....   | 50 |
| Figura 11 - Representación gráfica de la curva del Registro Gamma Ray.....                             | 52 |
| Figura 12 -Secuencia de desarrollo de la cuenca del VMM .....  | 56 |
| Figura 13 - Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del VMM .....                             | 60 |
| Figura 14 – Sección sísmica interpretada del Terreno Estructural de Piedemonte.....                    | 62 |
| Figura 15 - Mapa de distribución de las fallas satélites en el Campo Colorado.....                     | 64 |
| Figura 16 - Mapa de distribución 3D de fallas satélites en Campo Colorado .....                        | 65 |
| Figura 17 -Localización geográfica del sistema de acuífero Valle Medio del Magdalena (SAVM)<br>.....   | 66 |
| Figura 18- Distribución de unidades hidrogeológicas en el SAVMM .....                                  | 69 |
| Figura 19 - Columna estratigráfica generalizada para el sistema de agua subterránea en (VMM)<br>.....  | 70 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 20 – Flujograma de Procesos Metodológicos.....  | 73  |
| Figura 21- Ejemplo de archivo de un pozo del Campo Colorado en formato .LAS.....               | 75  |
| Figura 22 - Ejemplo de revisión visual de las curvas de registro .....                         | 78  |
| Figura 23 - Mapa localizador de Pozos seleccionados a procesar .....                           | 80  |
| Figura 24 - Calculadora de pozos en el software .....  | 84  |
| Figura 25 - Diagrama de flujo para determinar $R_w$ .....                                      | 85  |
| Figura 26 - Curvas sintéticas generadas para el cálculo de Resistividad del Agua .....         | 86  |
| Figura 27 - Curvas utilizadas en el cálculo de Porosidades.....                                | 90  |
| Figura 28 - Cálculo de la saturación de agua.....  | 92  |
| Figura 29 - Definición litológica a partir del Vshale .....                                    | 94  |
| Figura 30 - Columna general de registros del pozo 31 campo Colorado.....                       | 96  |
| Figura 31 - Curva sintética generada para la Salinidad del Agua.....                           | 98  |
| Figura 32 - Representación de la salinidad en las unidades potencialmente acuíferas.....       | 100 |
| Figura 33 - Correlación lito-estratigráfica de los pozos 37,56 y 75.....                       | 102 |
| Figura 34 - Correlación lito-estratigráfica de los pozos 37,56 y 75 con salinidades .....      | 103 |
| Figura 35 - Correlación lito-estratigráfica de los pozos 76, 51, 48 y 34.....                  | 103 |
| Figura 36 - Correlación lito-estratigráfica de los pozos 76, 51, 48 y 34 con salinidades ..... | 104 |
| Figura 37 - Histogramas de las salinidades en ppm en los pozos procesados .....                | 105 |
| Figura 38 - Mapas de contorno de salinidad en las areniscas potencialmente acuíferas .....     | 105 |
| Figura 39 – Salinidad Promedio-Segmento Inferior Fm. Colorado.....                             | 107 |
| Figura 40 - Salinidad Promedio-Zona B Fm. Mugrosa .....  | 108 |
| Figura 41 - Salinidad Promedio-Zona C Fm. Mugrosa .....  | 108 |
| Figura 42 - Salinidad Promedio-Segmento Superior Fm. Esmeraldas .....                          | 109 |

Figura 43 - Integración de la interpretación de la línea sísmica DM-1989-1440 y corte regional  
..... 111

Figura 44 - Corte esquemático regional con posibles direcciones de flujo de aguas dulces y saladas  
..... 112

**Lista de Tablas**

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 1 – Trabajos anteriores desarrollados en Campo Colorado.....                     | 19  |
| Tabla 2 - Trabajos anteriores desarrollados en Campo Colorado.....                     | 20  |
| Tabla 3 - Trabajos anteriores desarrollados en Campo Colorado.....                     | 21  |
| Tabla 4 - Trabajos anteriores desarrollados en Campo Colorado.....                     | 22  |
| Tabla 5 -Clasificación para granos de sílice .....                                     | 31  |
| Tabla 6 -Clasificación para granos de carbonatos .....                                 | 32  |
| Tabla 7 -Datos de porosidad según la forma de grano.....                               | 33  |
| Tabla 8 -Rangos aproximados de porosidades para las litologías más comunes.....        | 34  |
| Tabla 9 -Clasificación de la roca según su permeabilidad.....                          | 38  |
| Tabla 10 - Resumen de unidades hidrogeológicas en el sistema acuífero del (VMM) .....  | 71  |
| Tabla 11 -Inventario de registros para cada pozo en el Campo Colorado .....            | 77  |
| Tabla 12 -Valores de Resistividad de Filtrado de Lodo en los pozos seleccionados ..... | 79  |
| Tabla 13 Valores típicos de parámetros.....  | 89  |
| Tabla 14 – Clasificación litológica a partir del Vshale.....                           | 93  |
| Tabla 15 -Clasificación de la salinidad del agua .....                                 | 99  |
| Tabla 16 – Subdivisión de salinidades para aguas salinas.....                          | 99  |
| Tabla 17 -Caracterización de pozos y aljibes superficiales .....                       | 110 |

**Lista de Apéndices**

|   |     |
|---|-----|
| Apéndice A - Mapa de salinidades del segmento inferior Fm. Colorado.....  | 125 |
| Apendice B - Mapa de salinidades de la formación Mugrosa zona B .....   | 126 |
| Apendice C - Mapa de salinidades de la formación Mugrosa zona C .....   | 127 |
| Apendice D - Mapa de salinidades del segmento superior Fm. Esmeraldas .....   | 128 |
| Apendice E - Corte esquemático regional con posibles direcciones de flujo de aguas dulces y saladas para el campo Colorado..... | 129 |

## Resumen

**Título:** Distribución de acuíferos de agua dulce y salada en las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en el campo Colorado, Valle Medio del Magdalena, Colombia \*

**Autor:** Roberto Carlos Sarmiento Isaza \*\*

**Palabras clave:** Registros de pozo, agua subterránea, salinidad del agua, campo Colorado, formación Colorado, formación Mugrosa, cuenca Valle medio del Magdalena.

**Descripción:** Actualmente la implementación de métodos no convencionales tanto en pozos preexistentes como nuevos, precisa de un conocimiento verás de la configuración geológica, estratigráfica, estructural y propiedades litológicas, lo que conlleva a sumarle importancia a los cuerpos acuíferos aledaños a la roca de interés, para establecer relaciones espaciales ante posible contaminación de reservorios de agua, como consecuencia al desarrollo de la exploración o a la migración natural de los fluidos.

Este trabajo de investigación se desarrolló con el fin de identificar la distribución de acuíferos de agua dulce y salada a profundidades medianas a profundas en el Campo Colorado, en el cual, se pretende evidenciar por medio de la interpretación petrofísica, una serie de parámetros obtenidos en el procesamiento de diagráfias de registros de pozo, tales como, Potencial Espontáneo (SP) y Resistividad (Res), para esclarecer zonas del subsuelo de características especiales, como su capacidad de almacenamiento de fluidos.

Los resultados de la presente investigación muestran la posible presencia de zonas acuíferas interestratificadas con diferentes valores de salinidad en niveles arenosos de los segmentos B y C de la formación Mugrosa. En el campo Colorado se presenta acuíferos de agua dulce hasta profundidades de 6700[ft], acuíferos de agua salobre más someros desde profundidades de 474[ft] y acuíferos de agua salina desde profundidades de 507[ft]. Esto lleva a pensar a una posible mezcla de aguas, es decir, aguas dulces superficiales mezclándose con aguas hipersalinas provenientes probablemente de aguas de formación junto con aguas que se mueven con la migración del petróleo desde unidades del Cretácico hacia las formaciones del Cenozoico.

---

\* Proyecto de Grado en la modalidad de Investigación

\*\* Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González. Geólogo Post PhD. Codirectores: Julián David De Bedout Ordoñez. Geólogo M.Eng.; Yeny Milanyela Cortes Puentes Geóloga MSc.

### Abstract

**Title:** Distribution of freshwater and saltwater aquifers in the Esmeraldas, Mugrosa and Colorado formations in the Colorado field, Middle Magdalena Valley, Colombia.\*

**Author:** Roberto Carlos Sarmiento Isaza\*\*

**Key Words:** Well logs, groundwater, water salinity, Colorado field, Colorado formation, Mugrosa formation, Middle Magdalena Valley basin.

**Description:** Currently, the implementation of unconventional methods in both pre-existing and new wells, requires a thorough knowledge of the geological, stratigraphic, structural configuration and lithological properties, which leads to add importance to the aquifers surrounding the rock of interest, to establish spatial relationships before possible contamination of water reservoirs, as a result of the development of exploration or natural migration of fluids.

This research work was developed in order to identify the distribution of fresh and salt water aquifers at medium to deep depths in the Colorado Field, in which, it is intended to demonstrate through petrophysical interpretation, a series of parameters obtained in the processing of diagraphs of well logs, such as, Spontaneous Potential (SP) and Resistivity (Res), to clarify subsurface zones of special characteristics, such as its fluid storage capacity.

The results of the present investigation show the possible presence of interstratified aquifer zones with different salinity values in sandy levels of segments B and C of the Mugrosa formation. In the Colorado field there are freshwater aquifers up to depths of 6700[ft], shallower brackish water aquifers from depths of 474[ft] and saline water aquifers from depths of 507[ft]. This leads to a possible mixing of waters, i.e., fresh surface waters mixing with hypersaline waters probably from formation waters along with waters moving with the migration of oil from Cretaceous units into the Cenozoic formations.

---

\* Degree Project Research Modality

\*\* Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering. Geology School. Director: Mario García González. Geologist Post PhD. Codirectors: Julián David De Bedout Ordoñez. Geologist M.Eng.; Yeny Milanyela Cortes Puentes Geologist MSc.

## Introducción

A pesar de que existe una asociación agua/petróleo en niveles saturados de fluidos hidrocarburos en el subsuelo, no ha sido de gran relevancia en el pasado profundizar en la distribución de acuíferos de agua dulce y salada, que tienen lugar en los campos de explotación. Actualmente a raíz del aumento en la demanda de este recurso energético, y sumado a la disminución de campos petrolíferos convencionales productivos, la industria petrolera ante esa problemática ha enfocado sus esfuerzos investigativos y exploratorios, al desarrollo de nuevas técnicas de exploración y explotación del combustible fósil (petróleo o gas) mediante métodos no convencionales.

En los últimos años se ha asociado la contaminación de acuíferos a la explotación de yacimientos no convencionales, es por esta razón que se hace necesario conocer a detalle los acuíferos de las áreas previo a la exploración, para establecer relaciones espaciales ante posible contaminación de reservorios de agua, como consecuencia al desarrollo de la exploración o a la migración natural de los fluidos.

A través de este trabajo de grado, se pretende identificar la distribución de acuíferos de agua dulce y salada en el Campo Colorado, el cual en intervalos de su historia ha tenido buenos índices de producción de hidrocarburo junto con agua, queriendo establecer por medio de la interpretación petrofísica, una serie de parámetros obtenidos con el procesamiento de diagráfias de registros de pozo como, Potencial Espontáneo (SP), Resistividades (Re), entre otros disponibles; para esclarecer zonas del subsuelo de características especiales, como la capacidad de almacenamiento de fluidos.

Los resultados de la presente investigación serán de interés ambiental y corporativo para la planificación de los futuros proyectos de exploración y desarrollo de los yacimientos no convencionales en los cuales se requiere realizar trabajos de fracturamiento hidráulico en las formaciones del Cretáceo que utilizarían grandes volúmenes de agua, la cual cambia sus características fisicoquímicas cuando se prepara el fluido de fracturamiento, el cual está compuesto de agua, arena y aditivos químicos, son estos aditivos químicos los que contaminan el agua.

Los fluidos empleados durante el fracturamiento hidráulico pueden contaminar acuíferos de agua dulce en el subsuelo, ya sea por falla mecánica durante la construcción del pozo que permite la migración de fluidos del hueco a los acuíferos, por migración vertical a través de cuerpos porosos, o por conexión a través de una falla; por esta razón es indispensable conocer la distribución estratigráfica y estructural de los acuíferos de agua dulce y salada en las formaciones Mugrosa, Colorado y aledañas, antes de iniciar cualquier trabajo de fracturamiento. El presente trabajo se enfoca en documentar la distribución de los acuíferos de agua dulce y salada, sin considerar los procedimientos técnicos del fracturamiento hidráulico y de las medidas de prevención para seleccionar estructuras en donde exista una formación sello que aisle las formaciones Cretácicas, objeto del fracturamiento hidráulico, de las formaciones Terciarias con acuíferos de agua dulce y salada.

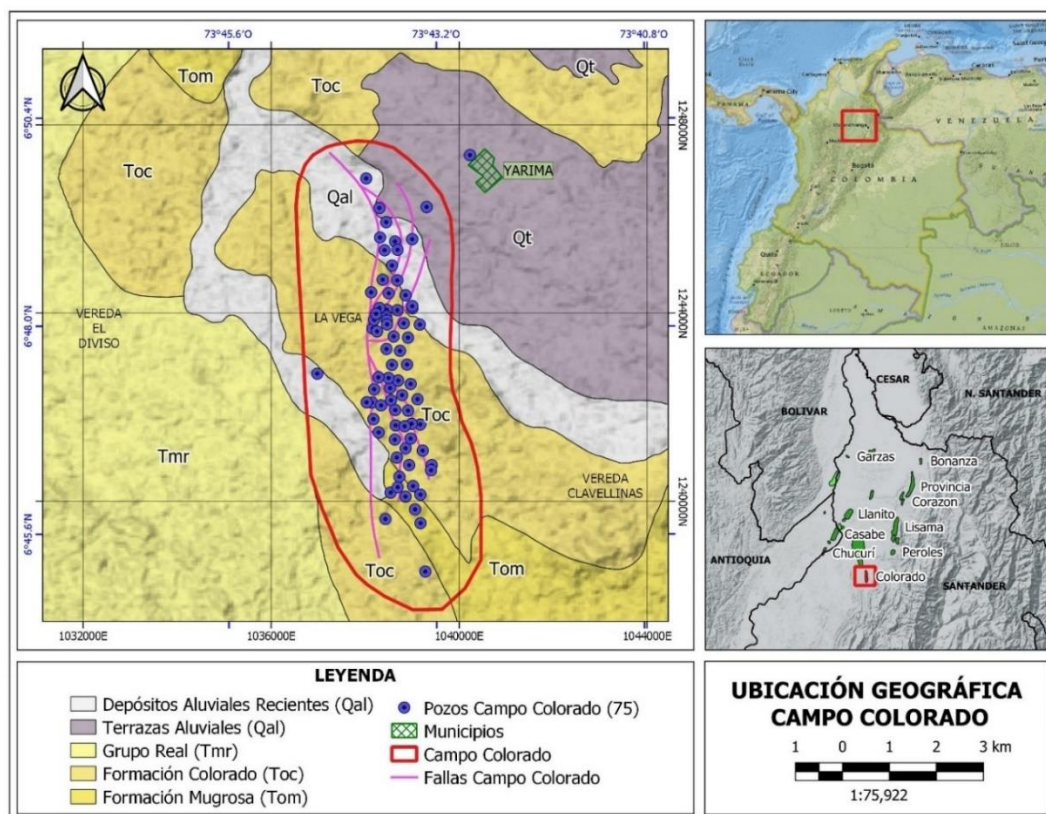
Actualmente Concejo de Estado ordenó la aplicación del principio de precaución a las actividades de fracturamiento hidráulico, de manera que suspendió provisionalmente los actos administrativos (Decreto 3004 de 2013 y de la Resolución n° 90341 de 2014). Sin embargo, se espera que una vez se obtengan los resultados de nuevos estudios (que incluyen la perforación de pozos pilotos, se otorguen las licencias respectivas para dar inicio al desarrollo de los YNC (Yacimientos No Convencionales) en el VMM (Valle Medio del Magdalena).

## 1. Localización Geográfica

El Campo Colorado se localiza en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en la Provincia Estructural del Piedemonte occidental de la Cordillera Oriental. Gran parte de su área situada en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, Municipio de San Vicente del Chucurí; y otra parte en Municipios de Simacota y Carmen de Chucurí, Departamento de Santander.

**Figura 1**

*Mapa Localizador del Campo Colorado*



*Nota.* En el mapa localizador se pueden apreciar los pozos totales en Campo Colorado (75) su área delimitada, la base geológica presentada es adaptada de (Zafra, E. 2013) y planchas geológicas 109-Barrancabermeja, 134-Puerto Parra; del Servicio Geológico Colombiano.

## 2. Antecedentes

Históricamente la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) comenzó su interés petrolífero desde el descubrimiento en 1918 del primer campo gigante en el país, que dio lugar a una época importante de exploración entre 1940 a 1950. El Campo Colorado inició trabajos de exploración entre los años 1923 y 1932 con la perforación de 7 pozos, que presentaron fallas mecánicas y fueron abandonados. En 1945 debido a resultados satisfactorios de estudios realizados en un nuevo pozo, la compañía “Troco” realizó perforaciones de 8 pozos en total entre los años (1945-1946). ECOPETROL terminó el desarrollo completo del campo en el intervalo de años (1953-1964), con la perforación de 60 nuevos pozos para un total de 75 pozos a lo largo del área. En el año 1961 Ecopetrol alcanzó los valores máximos de producción de hidrocarburo 1765 Bls/día (Barriles por día), y tuvo una curva de decaimiento rápida los siguientes años, bajando su producción a 430 Bls/día para 1966 (ECOPETROL, 2003).

Debido a inconvenientes estratigráficos en la geología del yacimiento, en su discontinuidad lateral, bajos espesores arenosos en la formación mugrosa, y la múltiple acumulación de parafinas en tuberías, la producción del campo entre 1994 y 2003 se caracterizó por una fuerte declinación y pérdida de pozos, dando como resultado valores de producción entre 20 Bls/día y 30 Bls/día (ECOPETROL, 2003).

En el 2006 Ecopetrol le hace entrega del Campo Colorado a la Universidad Industrial de Santander con el interés de promover un desarrollo investigativo y técnico, a partir de la academia generando espacios para proyectos de investigación.

Diversos estudios se han realizado en este campo por parte de estudiantes de la Universidad Industrial de Santander para la ejecución de proyectos de tesis investigativos, como también otras

universidades del país y entidades del sector público y privado a lo largo de la administración del campo por parte de la universidad. Posteriormente el campo fue devuelto a ECOPETROL en el año 2016 luego de llegar a un acuerdo con las partes interesadas.

Cabe resaltar algunos estudios realizados en Campo Colorado donde se desarrollaron modelos geológicos estructurales y estratigráficos, como también definiciones de propiedades petrofísicas anteriormente descritas en el Campo Colorado (**Tablas 1,2,3 y 4**).

**Tabla 1**

*Trabajos Anteriores Desarrollados en Campo Colorado.*

| <b>Año</b>  | <b>Autor(es)</b>  | <b>Título</b>   | <b>Resultados</b>   |
|-------------|---|---|---|
| <b>2003</b> | Ecopetrol   | Informe Diagnóstico Y Estrategias De Recobro Campo Colorado   | Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2; definieron a partir de la correlación estructural de registros de pozo un modelo geológico estructural para el campo colorado, identificando un sistema de fallas satélites SW-NE en el bloque colgante de la falla de colorado, 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante.  |
| <b>2008</b> | Jorge Wilson Torres León - William Alberto Rangel Silva | Análisis De Datos De Producción A Nivel De Completamientos Para La Asignación De La Producción Del Campo Colorado | Teniendo en cuenta la división del campo en 5 zonas: Formación La Paz (Zona E), Fm. Esmeraldas (Zona D), Fm. Mugrosa (Zonas B y C) y Fm. Colorado (Zona A); en la que determinan la zona B y C (Fm. Mugrosa) como la de mayor producción de agua en el campo, las subunidades que presentan los mayores aportes son B1 con 493276,86 Bbls y C1 con 193895,65 Bbls para un 54% y 21% de la producción total respectivamente, y las unidades y subunidades con los menores aportes se encuentran en E, A, D, B2, C2 con 13571; 16515,63; 20834,79; 85728,91; 96796 Bbls de agua. Por lo tanto la subunidad con mayor aporte de agua es C1 y la de menor E. Estos datos corresponden a un intervalo de tiempo de producción entre (1945 – 2006). |

Tabla 2

*Trabajos Anteriores Desarrollados en Campo Colorado.*

| Año  | Autor(es)   | Título   | Resultados  |
|------|---|--|---|
| 2008 | Wilson Eduardo<br>Tellez Romero -<br>Roberto Jose<br>Villarreal Rueda | Determinación<br>de potenciales<br>de producción<br>a partir de  | Con base en análisis de los registros de los pozos Colorado 38, Colorado 70, Colorado 72 y Colorado 75, se encontró que debido a la forma de los registros SP y los resistivos, el yacimiento está conformado por una serie de capas de arena delgadas, separados por grandes capas de arcilla, lo que indica que la producción en un pozo está dada por varias zonas dentro del yacimiento, y a su vez pueden existir dos o más tipos de fluido en un mismo pozo. También determinaron las propiedades petrofísicas de estos pozos en varios intervalos de profundidad (Porosidad total, Porosidad efectiva, Saturación de agua total, saturación de agua efectiva y Permeabilidad).   |
| 2009 | John Alexander<br>León Pabón -<br>Tito Javier<br>Mejía Pilonieta      | Comparación<br>de técnicas<br>cualitativas y<br>cuantitativas<br>para la<br>determinación<br>de la<br>mojabilidad<br>del campo<br>colorado<br>formación<br>mugrosa | Determinaron la porosidad de la roca de la Formación Mugrosa en diversos intervalos por medio del porosímetro de Helio COREPET dando los siguientes resultados:<br><b>POZO 3</b> = [Profundidad(ft):4062,79 - Porosidad(% $\phi$ ):16,2 - Permeabilidad(mD):21]; [Prof(ft):4060,17 - Poro(% $\phi$ ):15,3 - Per(mD):11]; [Prof(ft):4065,25 - Poro(% $\phi$ ):6,6 - Per(mD):8,64E-02]<br><b>POZO 19</b> = [Prof(ft):3255 - Poro(% $\phi$ ):9,9 - Per(mD):1,36E-01]<br><b>POZO 21</b> = [Prof(ft):4005,5 - Poro(% $\phi$ ):11,08]; [Prof(ft):3640,7 - Poro(% $\phi$ ):7,10]; [Prof(ft):4007,6 - Poro(% $\phi$ ):16,26]<br><b>POZO 25</b> = [Prof(ft):2067 - Poro(% $\phi$ ):3,6] - Per(mD):4,32E-02]; [Prof(ft):2123 - Poro(% $\phi$ ):12,34 - Per(mD):29], [Prof(ft):2282 - Poro(% $\phi$ ):5,1 Per(mD): 1,64E-01]<br><b>POZO 26</b> = [Prof(ft):3646 - Poro(% $\phi$ ):10,86]; [Prof(ft):3846,3 - Poro(% $\phi$ ):22,36]; [Prof(ft):4140,1 - Poro(% $\phi$ ):5,27]<br><b>POZO 27</b> = [Prof(ft):3832,4 - Poro(% $\phi$ ):19,36]; [Prof(ft):3959,6 - Poro(% $\phi$ ):11,76]; [Prof(ft):4033,5-Poro(% $\phi$ ):15,07]; [Prof(ft):4499 - Poro(% $\phi$ ):6,-Per(mD):2,24E-02] |

**Tabla 3***Trabajos anteriores desarrollados en Campo Colorado.*

| <b>Año</b>  | <b>Autor(es)</b>  | <b>Título</b>   | <b>Resultados</b>  |
|-------------|---|---|--|
| <b>2009</b> | Jerson Andrés<br>García Mantilla<br>- Crispín<br>Aurelio Fonseca<br>Salas | Modelo sedimentológico o y estratigráfico de la formación mugrosa en el campo escuela – colorado  | Definen el análisis macropetrográfico de propiedades estratigráficas y sedimentológicas de la Formación Mugrosa en el Campo Colorado, describiéndola como depósitos de sistemas de ríos meandriformes de mediana sinuosidad, con definida migración lateral en el cauce y desarrollo de barras alternantes subacuosas. De igual manera por medio de análisis realizaron mapas de espesores netos, porcentajes de arenas, espesores promedio y factores de calidad, definiendo áreas de mejor continuidad lateral.  |
| <b>2010</b> | Henry Ochoa<br>Suárez   | Análisis estructural del campo colorado en la cuenca del Valle del magdalena medio, colombia  | Interpretó 9 fallas satélite todas de tipo inverso, la cuales generan 10 bloques estructurales en el campo Colorado, llega a la conclusión de que todas las fallas satélites son de tipo inverso. Teniendo en cuenta que en trabajos anteriores habían definido una de las fallas satélites como de tipo normal, de acuerdo con la consistencia de la interpretación y del modelo tridimensional de este estudio, se llega a la conclusión de que todas las fallas satélites son de tipo inverso.  |
| <b>2010</b> | Wilman<br>Rolando<br>Ramírez Rojas  | Caracterización Petrográfica Y Mineralógica Preliminar De Facies Arenosas Y Lodosas De La Formación Mugrosa (Pozos: 11, 21, 26 Y 27) Campo Escuela Colorado, VM M, Colombia | La Formación Mugrosa contiene rocas con distintos porcentajes de porosidad que oscilan entre 0 y 23% distribuidas a diferentes profundidades. Los procesos que han causado la principal disminución y aumento de la porosidad de las rocas son la precipitación de calcita y el fracturamiento intergranular respectivamente. Según los resultados de difracción de rayos x (DRX), las areniscas de la Formación Mugrosa contienen arcillas representadas en caolinitas, esmectitas, cloritas e ilitas (micas), que pueden generar problemas de permeabilidades. |

**Tabla 4***Trabajos anteriores desarrollados en Campo Colorado.*

| <b>Año</b>  | <b>Autor(es)</b>   | <b>Título</b>   | <b>Resultados</b>  |
|-------------|--|---|--|
| <b>2010</b> | Wilman<br>Rolando<br>Ramírez Rojas   | Caracterización Petrográfica Y Mineralógica Preliminar De Facies Arenosas Y Lodosas De La Formación Mugrosa (Pozos: 11, 21, 26 Y 27) En El Sector Del Campo Escuela Colorado, Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Departamento De Santander, Colombia | La Formación Mugrosa contiene rocas con distintos porcentajes de porosidad que oscilan entre 0 y 23% distribuidas a diferentes profundidades. Los procesos que han causado la principal disminución y aumento de la porosidad de las rocas son la precipitación de calcita y el fracturamiento intergranular respectivamente.  |
| <b>2012</b> | Luís Fernando<br>Hernández<br>Segovia  | Análisis, Integración E Interpretación De Las Propiedades Petrofísicas De Rocas Por Medio De Registros Eléctricos, Descripción De Corazones Y Resultados De Laboratorio Básicos Y Especiales Del Campo Escuela Colorado                                 | En la Formación Mugrosa se presentan fuertes variaciones en los valores permeabilidad y porosidad, a pocos pies de diferencia en un mismo paquete arenoso, esto posiblemente se debe a cambios de energía de depositación de material sedimentario que genera cambios en la granulometría de la roca, o también a la sobre posición de canales de diferentes características.  |
| <b>2013</b> | P. Chajin,<br>Ecopetrol S.A.;<br>L. Delgado, J.<br>Luna, T.<br>Palmera, R.<br>Mier, Grupo de<br>investigación en<br>geología<br>de hidrocarburos<br>y carbones | Reinterpretación Del Modelo Estructural Del Campo Escuela Colorado, Vmm, Colombia   | De acuerdo a la interpretación sísmica, el Campo Colorado se encuentra configurado por una falla inversa principal conocida como Falla de Colorado, con vergencia hacia el NW, que afecta al Anticlinal de Colorado, en esta estructura se observa un retrocabalgamiento con vergencia hacia el E. Las correlaciones estructurales detalladas permitieron establecer un sistema de fallas que afecta el Campo Escuela Colorado conformado por 5 fallas, las cuales están relacionadas con la Falla de Colorado y que cambia el modelo de fallas anteriormente propuesto. |

### 3. Objetivos

#### 3.1. Objetivo General

Identificar la distribución geológica y estratigráfica de los acuíferos de aguas dulce y salada en las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en Campo Colorado ubicado en el Valle Medio del Magdalena, a través de la interpretación de las propiedades petrofísicas (porosidad, saturación de fluidos, permeabilidad y resistividad) que permiten determinar la salinidad de los diferentes acuíferos presentes en las formaciones anteriormente mencionadas.

#### 3.2. Objetivos Específicos

- Establecer zonas arenosas con saturaciones de agua dulce, agua salada y/o hidrocarburos por medio de la interpretación petrofísica de los pozos de Campo Colorado que se seleccionaran en la fase de procesamiento establecido en la metodología.
- Identificar y delinear las Formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, con el fin de proyectar o extrapolar la posible distribución de acuíferos en profundidad de dichas formaciones en un área en donde no existe control de pozos.
- Generar correlaciones lito-estratigrafías entre pozos, ilustrando la ocurrencia de acuíferos de agua dulce, salobre y salada en las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.
- Generar mapas de distribución de acuíferos en el Campo Colorado en los niveles arenosos en las Formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.
- Analizar y discutir los resultados obtenidos, y su relación a la configuración estructural, estratigráfica e hidrogeológica regional de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

## 4. Marco Teórico

Para el desarrollo y entendimiento del problema a enfrentar en la presente tesis, se requieren de ciertos conocimientos base, los cuales se plasman a continuación, en una compilación de definición de términos y conceptos, desde las propiedades físicas de las rocas, hasta la contextualización del procesamiento geofísico de los distintos tipos de registros de pozo.

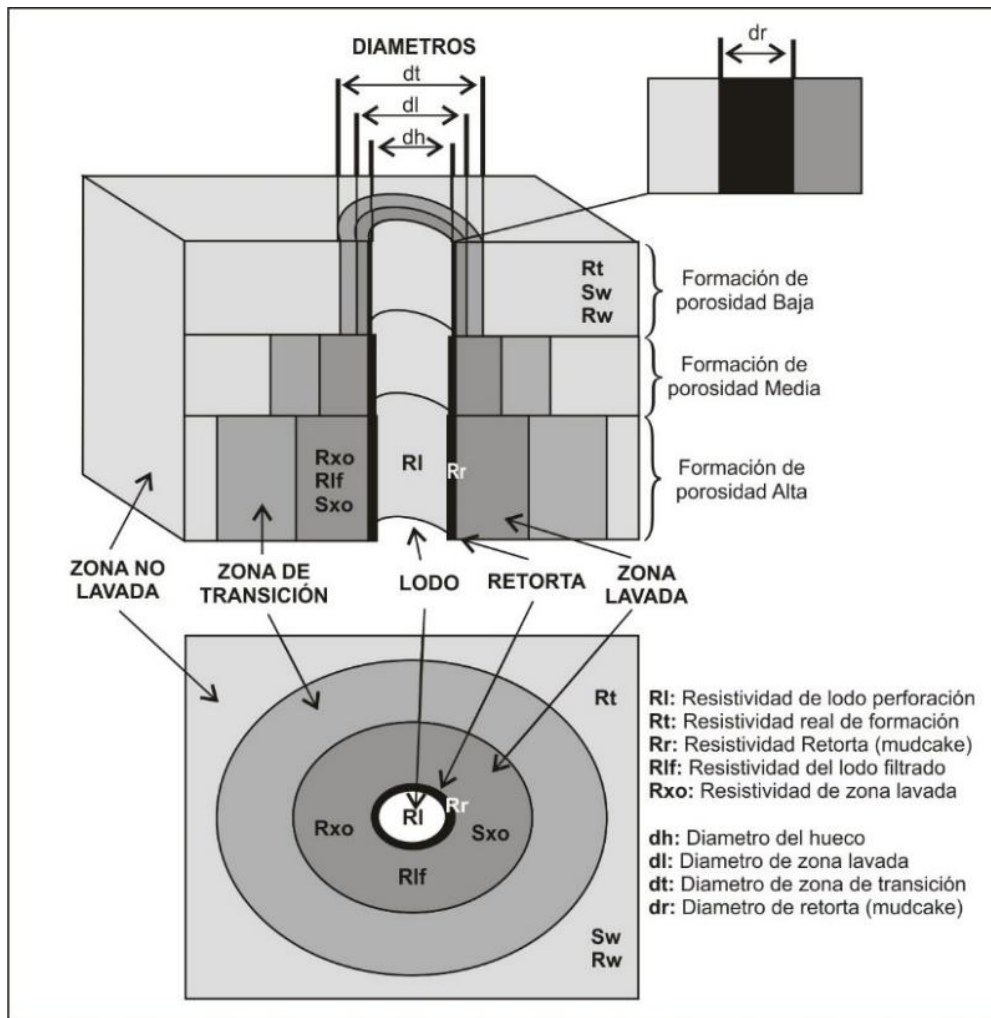
### 4.1. Propiedades Petrofísicas de las Rocas

La estimación de contenido de petróleo, gas y agua contenida en determinado volumen de roca, como también su capacidad de almacenamiento, se pueden definir a partir de su relación directa con las propiedades físicas más relevantes, por ejemplo, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y resistividad de la roca reservorio, ya sean areniscas, caliza o dolomitas. (Glover, 2014; Crain, 1986; Hernández, 2012).

En la industria se emplean algunas variables para representar estas propiedades, que están relacionadas directamente a los procesos de invasión que afecta la roca al interior del pozo, para ellos es importante mencionar las abreviaturas principales utilizadas en el ambiente interior del pozo, donde se genera la zona de invasión del lodo de perforación, así como lo muestra la **(Figura 2)** (Glover, 2014).

**Figura 2**

*Esquema de la Configuración Interna de la Zona de Invasión de un Pozo Perforado*



*Nota.* En este gráfico se puede identificar la relación que tiene los distintos parámetros petrofísicos con el agujero del pozo y su ambiente radial en las diferentes zonas que se distinguen, (tomado de Glover, 2014).

#### 4.1.1. Porosidad

La porosidad de una roca se define como la fracción del volumen del espacio entre las partículas sólidas de la roca y el volumen total de la roca. El espacio incluye todos los poros, grietas, vesículas, espacios inter e intracristalinos. La porosidad recibe convencionalmente el símbolo ( $\phi$ ), y se expresa como una fracción que varía entre 0 y 1, o un porcentaje que varía entre 0% y 100%. A veces, la porosidad se expresa en "unidades de porosidad", que son lo mismo que el porcentaje (es decir, 100 unidades de porosidad (up) = 100%). (Lucía, 2007; Glover, 2014; Viro, 1997).

Sin embargo, la forma fraccional siempre se usa en los cálculos, la porosidad es calculada utilizando la siguiente relación:

$$\phi = \frac{V_{poro}}{V_{roca}} = \frac{V_{roca} - V_{matriz}}{V_{roca}} = \frac{V_{roca} - (W_{seca}/\rho_{matriz})}{V_{roca}} \quad (1)$$

Donde:  $V_{poro}$  = Volumen poral

$V_{roca}$  = Volumen total de la fracción de roca

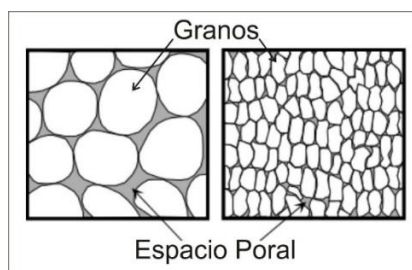
$V_{matriz}$  = Volumen de partículas sólidas que componen la matriz

$W_{seca}$  = Peso total de la roca seca

$\rho_{matriz}$  = Densidad media de los minerales de la matriz

**Figura 3**

*Distribución de Grano y Poros en Fracción de Roca*



Nota. (Tomado de Nelson, 2015)

Cabe señalar que la porosidad no aporta información sobre el tamaño de los poros, su distribución o su grado de conectividad. Por lo tanto, las rocas de la misma porosidad pueden tener propiedades físicas muy diferentes. Un ejemplo de esto podría ser una roca caliza y una arenisca. Cada una podría tener una porosidad de 0.15, pero los poros de carbonato por lo general están muy desconectados, lo que implica que su permeabilidad sea mucho menor que la de la arenisca. Se reconoce y utiliza una gama de porosidades definidas de manera diferente en la industria de los hidrocarburos. (Glover, 2014; Cholet, 2008). Para las rocas estas son:

Porosidad total: definida anteriormente.

Porosidad conectada: La relación del volumen de poro conectado al volumen total.

Porosidad efectiva: Igual que la porosidad conectada.

Porosidad primaria: La porosidad de la roca resultante de su deposición original.

Porosidad secundaria: La porosidad resultante de la diagénesis.

Microporosidad: La porosidad residente en poros pequeños (<2 mm) comúnmente asociado con arcillas detríticas y autigénicas.

Porosidad intergranular: La porosidad debida al volumen de poros entre los granos de roca.

Porosidad intergranular: La porosidad debida a huecos dentro de los granos de roca.

Porosidad de disolución: La porosidad resultante de la disolución de los granos de roca.

Porosidad de fractura: La porosidad resultante de fracturas en la roca en todas las escalas.

Porosidad intercristalina: Microporosidad existente a lo largo de límites intercristalinos generalmente en rocas carbonatadas.

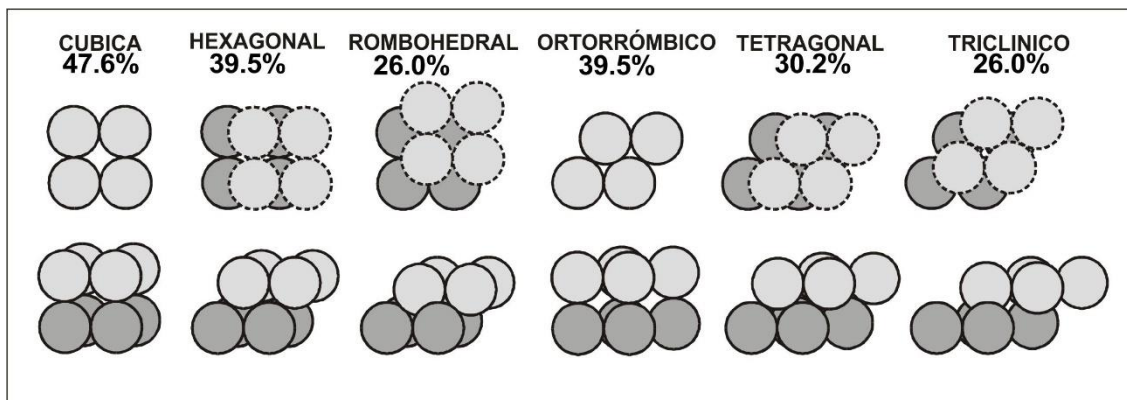
Porosidad mohosa: Un tipo de porosidad de disolución en rocas carbonatadas que resulta en moldes de granos originales o restos fósiles.

Porosidad fenestral: Por lo general, una porosidad holey ("ojo de pájaro") en rocas carbonatadas asociado con esteras de algas.

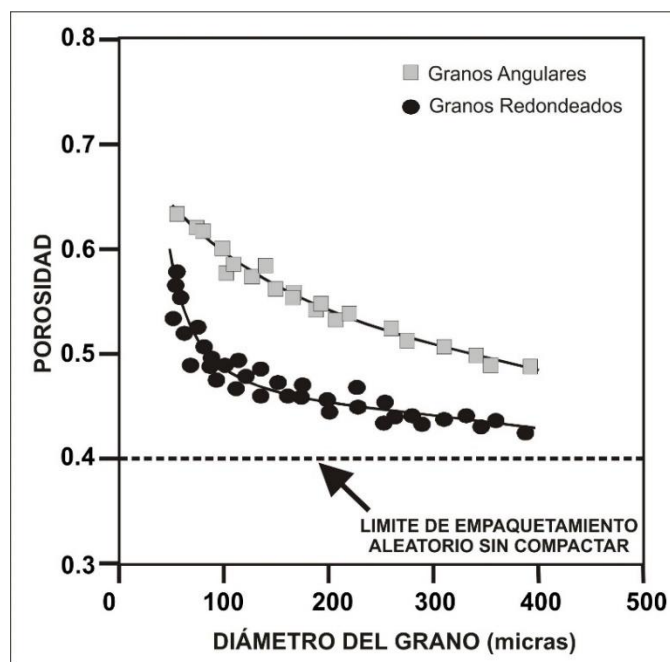
Porosidad Vesicular: Porosidad asociada con las vesículas (vugs), comúnmente en rocas carbonatadas.

**4.1.1.1. Factores que afecta la porosidad primaria.** La porosidad primaria que está definida en la etapa de predigénesis se ve afectada por cuatro parámetros microestructurales principales. Estos son el tamaño de grano, el empaquetamiento de grano, la forma de las partículas y la distribución de los tamaños de grano. Sin embargo, la porosidad inicial difícilmente se encuentra en rocas reales, ya que posteriormente se han visto afectadas por controles secundarios sobre la porosidad, como la compactación y los procesos diagenéticos geoquímicos. (Glover, 2014; Cannon 2015).

**I. *Empaquetamiento de los granos.*** Como se muestra en la (Figura 4) se pueden calcular las porosidades teóricas para varios arreglos de empaque de granos. La porosidad máxima teórica para una roca compacta cúbica hecha de granos esféricos de tamaño uniforme es 0.4764, y es independiente del tamaño de grano. Igualmente, la porosidad máxima de otras disposiciones de empaque se puede observar en la (Figura 5).

**Figura 4***Disposición de las Diferentes Formas de Empaquetamiento**Nota.* (Tomado de Glover, 2014)

**II. Tamaño de grano:** La porosidad de equilibrio de un material poroso compuesto por un empaque aleatorio de granos esféricos depende de la estabilidad dada a la roca por las fuerzas de fricción y cohesión que operan entre los granos individuales. Estas fuerzas son proporcionales a la superficie expuesta de los granos. El área de superficie específica (área de superficie de grano expuesta por unidad de volumen sólido) es inversamente proporcional al tamaño de grano. Esto indica que, cuando todos los demás factores son iguales, un peso dado de granos gruesos se estabilizará a una porosidad más baja que el mismo peso de granos más finos. Para una roca sedimentaria compuesta de un tamaño único de grano dado, esta regla general se confirma en la (Figura 5). (Glover, 2014; Tiab *et al.*, 2015; Cannon, 2015).

**Figura 5***Relación entre porosidad, tamaño y forma de grano*

Nota. (Tomado de: [Glover, 2014](#)).

Se puede ver que el aumento en la porosidad solo se vuelve significativo en tamaños de grano inferiores a 100  $\mu\text{m}$ , y para algunos sedimentos recientes se han medido porosidades de hasta 0.8. A medida que el tamaño del grano aumenta más allá de los 100  $\mu\text{m}$ , las fuerzas de fricción disminuyen y la porosidad disminuye hasta que se alcanza un límite que representa el empaquetamiento aleatorio sin fricción, que ocurre a porosidad 0.399, y es independiente del tamaño del grano. No es posible una mayor pérdida de porosidad granos empaquetados aleatoriamente, a menos que los granos sufran una deformación irreversible debido a la disolución, recristalización, fractura o flujo de plástico, y todas esas disminuciones en la porosidad se denominan compactación. ([Cannon, 2015](#))

En petrofísica de pozos no es de interés primordial establecer el tamaño de grano, debido a que muchas de las herramientas que se usan tienen unas resoluciones verticales que oscilan en decenas de centímetros. Sin embargo, como los registros también están correlacionados con el registro de núcleos, es bueno tener en cuenta las clasificaciones semicuantitativas acordadas para el tamaño de grano en las rocas de silicio y carbonato (**Tablas 5 y 6**). (Glover, 2014).

**Tabla 5**

*Clasificación para granos de sílice*

| Categoría  | Tamaño medio de Grano (micras) |
|------------|--------------------------------|
| Grava      | 2000                           |
| Muy Grueso | 1000                           |
| Grueso     | 500                            |
| Medio      | 250                            |
| Fino       | 125                            |
| Muy Fino   | 62                             |
| Limo       |                                |

Clasificaciones semicuantitativas para el tamaño de grano de rocas silíceas. (Tomado de: Glover, 2014).

**Tabla 6***Clasificación para granos de carbonatos*

| <b>Categoría</b>        | <b>Tamaño medio de Grano (micras)</b> |
|-------------------------|---------------------------------------|
| L                       | 400                                   |
| M                       | 200                                   |
| F                       | 100                                   |
| VF                      | 50                                    |
| EF                      |                                       |
| <b>Símbolo</b>          | <b>Tamaño Poro(micras)</b>            |
| B                       | <100                                  |
| C                       | 100-200                               |
| D                       | >200                                  |
| <b>Código de Matriz</b> | <b>Textura</b>                        |
| I                       | Compacta                              |
| II                      | Arcillosa                             |
| III                     | Arenosa                               |

Clasificaciones semicuantitativas para el tamaño de grano de rocas silíceas. (Tomado de: [Glover, 2014](#)).

**III. Forma de grano.** La **(Figura 5)** muestra datos que comparan granos redondeados y angulares, mostrando nuevamente que la porosidad de los granos más angulares es mayor que la de los subesféricos. La **(Tabla 7)** muestra datos para varias formas, donde la porosidad es para el límite sin fricción. (Glover, 2014).

**Tabla 7**

*Datos de Porosidad Según la Forma de Grano.*

| Forma de Grano | Porosidad Máxima (fracción)                |
|----------------|--|
| Esfera         | $\geq 0.399$ (depende del tamaño de grano) |
| Cubo           | 0.425                                      |
| Cilindro       | 0.429                                      |
| Disco          | 0.453                                      |

*Nota.* Tomado de: Glover, (2014).

**4.1.1.2. Factores que afecta la porosidad secundaria.** La porosidad también está controlada por una gran variedad de procesos secundarios que resultan en compactación y dilatación. Estos se pueden clasificar en 1) procesos mecánicos, como compactación de tensiones, deformación plástica, deformación frágil, evolución de fracturas, etc., y 2) procesos geoquímicos, como disolución, reprecipitación, reducciones de volumen acompañada de cambios mineralógicos, etc. (Glover, 2014; Lucía, 2007).

**4.1.1.3. Rangos de porosidades en la naturaleza.** En los sedimentos no consolidados recientemente depositados, como los que puede encontrar en el fondo de un lago, la porosidad puede ser muy alta (se registran valores de hasta el 80%). Sin embargo, los materiales más comunes, como las arenas sueltas, pueden tener porosidades de hasta un 45% que son extremadamente inestables o estabilizadas por los cementos. Las altas porosidades también pueden ocurrir cuando la porosidad se debe a la disolución (porosidad secundaria), particularmente en los carbonatos. En el caso de los carbonatos, la porosidad total puede ser muy alta, pero su permeabilidad puede ser muy baja ya que los poros y vesículas (vugs) que conforman la estructura de los poros están desconectados. Del mismo modo, las porosidades pueden ser muy bajas. En los carbonatos fracturados masivos, comúnmente puede ser tan bajo como 1%, y las rocas ígneas y metamórficas casi siempre tienen porosidades inferiores al 1%. Las areniscas, en general, se encuentran en el rango de 5% a 20%. En La **(Tabla 8)** proporciona rangos aproximados de porosidades para algunas litologías comunes. (Cannon, 2015; Glover, 2014; Lucía, 2007).

**Tabla 8**

*Rangos Aproximados de Porosidades para las Litologías Comunes*

| <b>Litología</b>        | <b>Rango de Porosidad (%)</b> |
|-------------------------|-------------------------------|
| Arenas no consolidadas  | 35-45                         |
| Areniscas (Reservorios) | 15-35                         |
| Areniscas Compactadas   | 5-15                          |
| Shales                  | 0-45                          |
| Arcillolitas            | 0-45                          |
| Calizas Masivas         | 5-10                          |
| Calizas Vesiculadas     | 10-40                         |
| Dolomitas               | 10-30                         |
| Caliza                  | 5-40                          |
| Conglomerado            | 1-15                          |

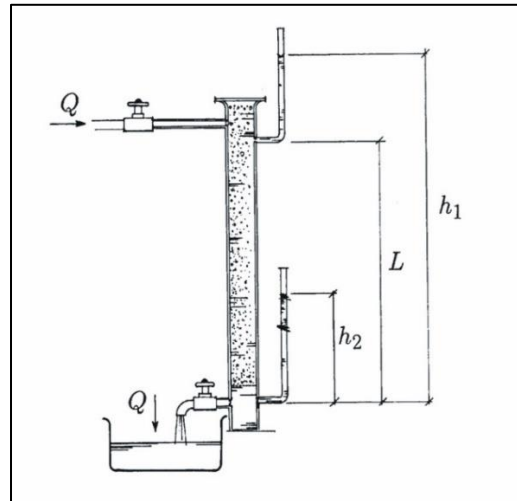
*Nota.* (Tomado de Glover, 2014).

#### 4.1.2. Permeabilidad

Adicionalmente a la porosidad existe la propiedad que define la facilidad con la que la roca permite el paso de fluidos a través de ella y esto se conoce como permeabilidad. También se conoce en la industria del petróleo como la capacidad de flujo de fluidos a través de una roca reservorio y es definida con la letra (K). (Tiab, 2015; Cannon, 2015)

Se debe tener en cuenta que cuando dos o más fluidos se encuentran inmiscibles en un mismo reservorio las permeabilidades son diferentes, y se deben utilizar permeabilidades relativas, y esta dependerá de la saturación de cada uno de los fluidos presentes (Lucía, 2007).

Uno de los actores que contribuyó al entendimiento de la permeabilidad fue Darcy, que hace unos 150 años, realizó experimentos sencillos para el desarrollo de una formula empírica, la cual sigue siendo la formula principal en la determinación de permeabilidad en la industria actual. Darcy utilizó un aparato (**Figura 6**) en el cual usó un paquete de arena vertical donde el agua fluída por la gravedad, y al mismo tiempo medía presiones de flujo en la parte superior e inferior en determinadas alturas de los manómetros para así determinar las diferencias de presiones ( $h_1 - h_2$ ), conociendo la densidad del fluido (Darling, 2005; Glover, 2014).

**Figura 6***Configuración experimental utilizado por Darcy**Nota.* (Tomado de: [Nermoen, 2006](#)).**Ecuación de Darcy:**

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot (P_i - P_0)}{\mu \cdot L} \quad (1)$$

Donde,  $Q = \text{Tasa de Flujo} \left( \frac{\text{cm}^3}{\text{s}} \right) \text{ ó } \left( \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right)$

$P_0 = \text{Presión de Fluido de salida} \left( \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right) \text{ ó } \text{Pa}$

$P_i = \text{Presión de Fluido de entrada} \left( \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right) \text{ ó } \text{Pa}$

$\mu = \text{Viscosidad del Fluido (poise ó P.s)}$

$L = \text{Longitud atravesada por el Fluido (cm)}$

$k = \text{Constante de permeabilidad (darcy)}$

$A = \text{Área de la sección (cm}^2 \text{ ó m}^2)$

Las unidades de permeabilidad son los darcy, D y m<sup>2</sup>, donde  $1 \text{ D} = 0.9869 \times 10^{12} \text{ m}^2$ . Un ejemplo de la permeabilidad de una muestra de 1 cm de largo con un área de sección transversal de 1 cm<sup>2</sup>, cuando la diferencia de presión de 1 dina / cm<sup>2</sup> entre los extremos de la muestra hace que fluya un fluido con una viscosidad dinámica de 1 pois a tasa de 1 cm<sup>3</sup>/s. En aplicaciones geológicas, los darcy es eventualmente demasiado grande para fines prácticos, por lo que se utiliza los milidarcys (mD), donde  $1000 \text{ mD} = 1 \text{ D}$ . (Darling, 2005; Glover, 2014).

**4.1.2.1. Controles de permeabilidad y rango de valores naturales.** Es determinante para la permeabilidad de una roca que esta posea buena porosidad y además que estos poros se encuentren interconectados (porosidad efectiva) para el desplazamiento de fluidos, dado que, si esta conexión es baja o nula, la roca podrá tener porosidad, pero no tendrá permeabilidad. (Glover, 2014).

La conectividad entre poros dependerá de muchos factores, como forma y tamaño de grano, distribución de los tamaños de grano entre otros factores, sin embargo, si estos factores se mantienen constante se pueden hacer algunas generalidades:

- Cuando mayor es la porosidad, mayor es la permeabilidad.
- Cuando más pequeños son los granos, más pequeños son los poros y los poros, menor es la permeabilidad.
- Cuando más pequeño es el tamaño de grano, mayor es el área de superficie expuesta al fluido que fluye, lo que conduce a mayor fricción entre el fluido y la roca, y por lo tanto menor permeabilidad.

- Las permeabilidades en las rocas varían considerablemente, des 1 nanoDarcy a 1 microDarcy para granitos, lutitas y arcillas; a varios Darcy para reservorios extremadamente buenos, en la (Tabla 9) se observa la clasificación de las rocas según su Permeabilidad.

**Tabla 9**

*Clasificación de la Roca Según su Permeabilidad.*

| Permeabilidad (Md) | Clasificación |
|--------------------|---------------|
| <10                | Buena         |
| 10 – 100           | Alta          |
| 100 – 1000         | Muy Alta      |
| >1000              | Excepcional   |

*Nota.* (Tomado de Glover, 2014).

#### 4.1.2.2. Tipos de permeabilidad

**I. Permeabilidad absoluta.** Es aquella que es medida cuando un fluido satura un 100% el espacio poroso. En laboratorio normalmente, el fluido utilizado para hallar este valor puede ser agua o aire. También se define como la propiedad que mide la capacidad que brinda el medio poroso para el paso de fluidos por la formación. (Glover, 2014).

**II. Permeabilidad efectiva.** Esta es una medida relativa de la conductividad del medio poroso para un fluido, cuando el medio se encuentra saturado por más de un fluido. Esto indica que la permeabilidad efectiva es una propiedad relacionada con cada fluido en la formación, como el aceite, gas o agua. (Glover, 2014).

**III. Permeabilidad Relativa.** Es la capacidad explícita de agua, gas o aceite para fluir a través de una formación, cuando esta se encuentra con saturaciones de dos o más fluidos en el mismo espacio. Estos valores de permeabilidad serán distintos para cada fluido presente en la roca. (Glover, 2014).

#### 4.1.3. Saturación de Agua

Continuando con las propiedades físicas de la roca, se define como la fracción de un volumen poroso que está siendo ocupada por algún líquido en consideración como la saturación de agua. En otras palabras, es la fracción porcentaje de volumen poroso ocupado por el agua de formación. (Hernández, 2012; Darling, 2005; Cannon, 2015).

La saturación se define con la letra (S), también se utilizan subíndices para denotar la saturación del líquido en específico como: saturación de agua ( $S_w$ ), saturación de petróleo ( $S_o$ ), saturación de hidrocarburos ( $S_h$ ). La saturación de agua ( $S_w$ ) puede estar representada por las fórmulas:

$$S_w = \left( \frac{V_w}{V_p} \right) \quad (2)$$

Donde:  $V_w = \text{Volumen de agua en la roca}$

$V_p = \text{Volumen total de la roca}$

Igualmente, la saturación de agua se puede calcular con la expresión matemática de la Ley de Archie, que relaciona varias propiedades físicas de la roca con mediciones de registros de pozo como la tortuosidad ( $a$ ), la resistividad de agua de formación ( $R_w$ ), la porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ) y la resistividad de la formación ( $R_t$ ).

$$S_w = \left( \frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (3)$$

Donde,  $S_w =$  Saturación de agua  
 $m =$  Exponente de cementación  
 $n =$  Exponente de saturación  
 $a =$  Factor de tortuosidad  
 $R_w =$  Resistividad de agua de formación a Tempe. de formación  
 $R_t =$  Resistividad de formación verdadera  
 $\phi =$  Porosidad

Esta última ecuación dependerá a gran medida de la exactitud de parámetros ( $R_w$ ,  $R_t$  y  $\phi$ ). Debido a esto los valores de resistividad deben estar bien corregidos debido a efectos del pozo, invasión de lodo de perforación y espesor de las capas.

## 4.2. Registros de Pozo

Para adentrarnos en los conceptos geofísicos pertinentes del presente trabajo de grado se definen los Registros de Pozo desde su generalidad hasta la conceptualización de cada uno de los tipos de registros que son utilizados principalmente en la industria petrolera y también en algunos casos en estudios hidrogeológicos.

El término de Registro de Pozo se utiliza para describir la representación analógica o digital de cierta propiedad física con respecto a su profundidad. Los registros de pozo en su extensión van tomando y registrando características litológicas, como también propiedades físicas del subsuelo. Estas medidas de manera indirecta a partir de distintas herramientas de medición, registrando valores de propiedades petrofísicas de la roca atravesadas (Asquith, 1982).

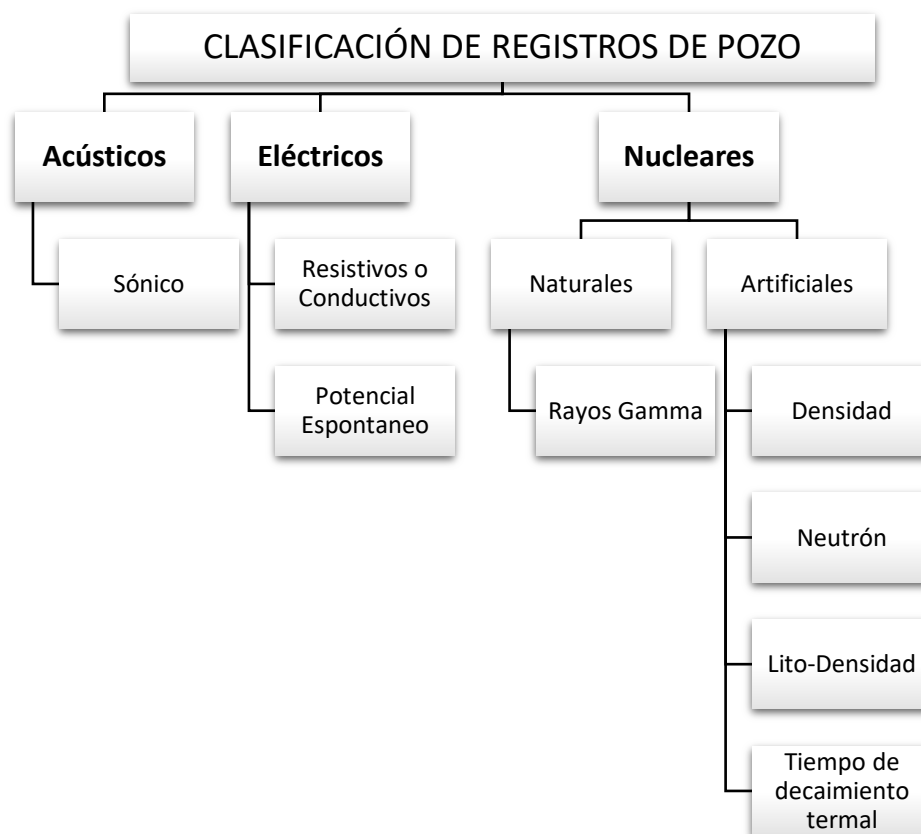
La evaluación petrofísica es de gran relevancia para la cuantificación de los volúmenes de fluidos dentro de cualquier yacimiento, estas evaluaciones de pozo donde se atraviesan unidades de roca revelan una serie de parámetros útiles de estudio y de comparación de las distintas propiedades físicas y texturales propias de cada roca (Darling, 2005; Cholet, 2008).

Uno de los principales objetivos de la evaluación petrofísica es la determinación de los parámetros básicos de una roca con yacimientos a partir de los registros de pozo, como lo son la densidad, la resistividad, la resistividad del agua de formación, el potencial espontáneo, el intercambio catiónico, entre otros; generando a partir de ellos por ejemplo modelos de Porosidad ( $\phi$ ), Permeabilidad (K), Arcillosidad (Vsh) y Saturación de Agua ( $S_w$ ) (Ellis, 2007).

Las propiedades físicas medidas por los registros de pozo, son hechas a partir de distintas herramientas, las cuales poseen diferentes principios de medición, clasificándose como lo muestra la (Figura 7).

**Figura 7**

*Clasificación de los Distintos Tipos de Registros de Pozo*



#### ***4.2.1. Registro de Potencial Espontáneo (SP)***

El registro de potencial espontáneo tiene la capacidad de medir la diferencia de potencial o espontáneo (también llamado auto potencial) que existe dentro del pozo y la superficie sin presencia de cualquier corriente aplicada artificialmente. Su registro es simple, solo requiere un electrodo en el pozo y otro electrodo de referencia en superficie. Estos potenciales espontáneos surgen de los diferentes accesos de distintas cargas llevadas en el pozo y en fluidos de formación, lo que conlleva a un flujo de corriente espontáneo y, por lo tanto, una diferencia de potencial. (Asquith *et al.*, 1982; Ellis, 2007).

Es representado con el acrónimo SP, y sus principales usos son:

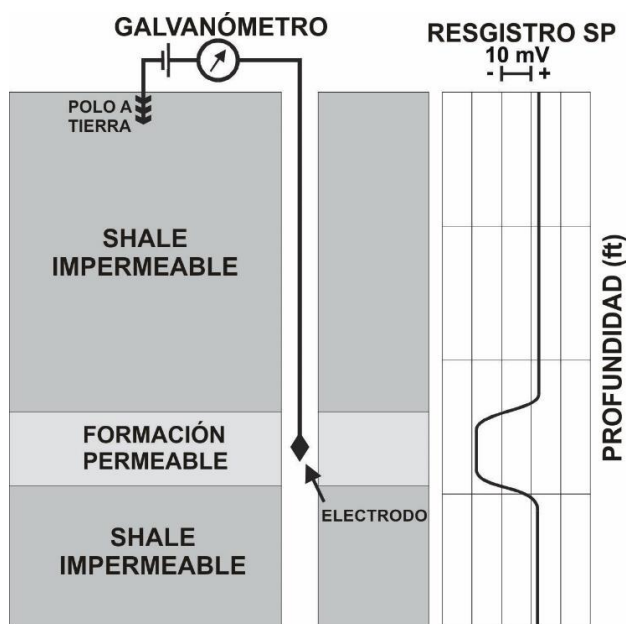
- La detección de capas permeables.
- La determinación de  $R_w$  (resistividad de agua de formación).
- Para indicar Arcillosidad de formación.
- Correlaciones.

El origen del potencial espontáneo está compuesto de contribuciones que son electroquímicas (proviene de interacciones eléctricas entre los diversos componentes químicos de las rocas y fluidos) y electrocinéticas (proviene del movimiento de iones cargados eléctricamente en el fluido en relación con la roca fija). (Glover, 2014).

**4.2.1.1. Herramienta de medición.** La herramienta es bastante sencilla como se ilustra en la (Figura 8), y consiste en un único electrodo que está conectado a un buen polo a tierra a través de un galvanómetro para medir la diferencia de potencial. (Ellis, 2007; Glover, 2014).

**Figura 8**

*Esquema de la Herramienta de Medición del Registro de Potencial Espontáneo*



*Nota.* (Tomado de Glover, 2014).

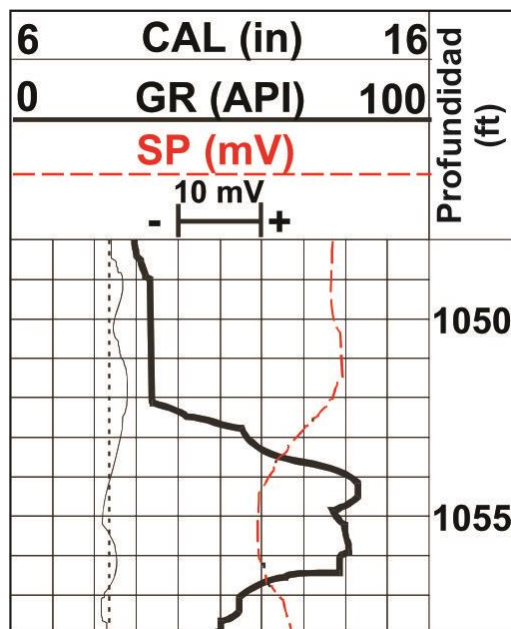
La herramienta solo tiene en cuenta las medidas de cambios relativos de potencial debido que los valores absolutos de SP no tienen sentido. Se representa en unidades de Milivoltios (mV) y son típicos los cambios en el orden de los 50 mV. Para que el registro sea bueno, se necesita un buen polo a tierra, que a menudo es una punta de metal clavada 1 m en el suelo. (Glover, 2014).

**4.2.1.2. Presentación del registro (SP).** La (Figura 9) muestra un diagrama esquemático de respuestas de registro SP típicas. Al leer el registro de SP, es mejor definir primero una línea base de lutita. Este es el nivel de SP típico para las lutitas y se puede encontrar comparando el registro de SP con la respuesta del registro de GR.

Las formaciones permeables tienen tendencias de intensidad variable a la izquierda o derecha de esta línea, dependiendo de las salinidades relativas del agua de la formación y el filtrado de lodo. Es útil conocer la salinidad o resistividad del filtrado de lodo del encabezado del registro, ya que esto indicará si es probable que el agua de la formación caiga a una salinidad más alta o más baja. Es decir, si se sabe que el filtrado de lodo es muy dulce, lo más probable es que el agua de la formación sea más salada, y el SP probablemente pateará a la izquierda. (Glover, 2014).

**Figura 9**

*Representación de la Curva Generada por el Registro de Pozo de Potencial Espontáneo*



*Nota.* (Tomado de: Glover, 2014).

#### 4.2.2. Registro de Resistividad (RES)

Otro de los Registros muy utilizados son los de resistividad, que de estos se despliegan otros tipos de sub-registros que se basan en los mismos conceptos de resistividad, en general estos manejan dispositivos para medir la resistividad de la formación, que utilizan corriente continua conmutada, pulsatoria, o corriente alterna para evitar la polarización de los electrodos, y el principio de medición se basa principalmente en la ley de Ohm. (Ellis, 2007; Viro, 1997).

El dispositivo se debe correr en pozos con lodo base agua, debido a que debe existir la conexión entre la roca y la herramienta. Los registros pueden tomarse dependiendo del dispositivo, con la capacidad de medir la resistividad en la zona lavada como en la zona virgen (registros de resistividad profunda), identificando estos en la columna de perfiles que por lo general mostrara dos diagrfias, evidenciando las dos zonas de la formación. (Glover, 2014).

A partir de los registros de resistividad profunda se pueden definir parámetros de la formación como:

- Saturación de agua.
- Resistividad de agua.
- Determinación de hidrocarburos.
- Determinación de espesor de las capas.
- Determinación del diámetro de invasión.
- Correlación con otros registros y otros pozos.

El registro por lo general está acompañando los registros de potencial SP y gamma ray GR. Las unidades que maneja se presentan en escala logarítmica, entre 0,02 y 200 Ohm/m, en la (Figura 10) se pueden observar las distintas curvas de resistividades que se podrían presentar. (Tiab, 2015; Glover, 2014).

**4.2.2.1. Registros de inducción.** Este registro mide la conductividad de la formación, se expresa en (mho-m/m<sup>2</sup>), y en la práctica simplificado para (mho/m) por ser la unidad muy grande. Esta unidad se expresa como ‘milimho’. (Glover, 2014; Viro, 1997; Tiab, 2015).

Debido a que existe una relación entre valores de conductividad y resistividad, se genera una medida recíproca, registros de resistividad, medida en (ohm-m<sup>2</sup>/m), simplificado a  $\Omega \cdot m$ (ohm-m). (Viro, 1997).

$$R = \frac{1000}{C} \quad (4)$$

La herramienta de inducción está compuesta por bobinas eléctricas aisladas en un cuerpo no conductivo elaborado en fibra de vidrio y es alimentado por un oscilador de corriente constante, generando un campo magnético alrededor de la herramienta que, al mismo tiempo, induce corrientes en la formación rocosa con intensidades que dependen de su conductividad (o resistividad). (Glover, 2014).

Se genera un segundo campo magnético en los anillos concéntricos que están alrededor de la herramienta, debido a la corriente que circula en ellos. Este campo es proporcional a la intensidad de las corrientes en la formación (consecuentemente proporcional a la conductividad), y es detectado por el arreglo de bobinas receptoras de la herramienta.

Esta información obtenida por las bobinas receptoras en la herramienta es enviada a la superficie, donde es convertida en valores de conductividad, con mnemónico CILD, y de resistividad, con mnemónico ILD. (Glover, 2014).

Unas de las características de la herramienta de inducción (o doble inducción) son:

- Funciona con lodos no conductivos o pozos perforados con aire.
- Adecuada para formaciones de bajas resistividades (menores de 100  $\Omega$ .m).
- Combinable con otras herramientas (micro-resistividad, porosidad, GR).
- Adecuada para capas de más de 6 ft de espesor.

**4.2.2.2. Registros de laterolog.** Es te registro mide igualmente la resistividad en la formación en  $\Omega$ .m (ohm-m), presentada en escala logarítmica entre 0,2 y 2.000  $\Omega$ .m.

La herramienta tiene electrodos de corriente y de medición; los de corriente forzan la circulación de corriente eléctrica dentro de la formación, enfocándola radialmente y generando un límite de espesor aproximado de 2 ft. Midiendo el potencial espontáneo para generar la corriente de medida, puede obtenerse la resistencia de la formación.

Este conjunto de electrodos referenciados está configurado de tal manera que enfoca la corriente para que atraviese lo más profundo posible dentro de la formación, midiendo la resistividad profunda, con mnemónico LLD. Otro generador de corriente que está conectado a este mismo conjunto de electrodos, usándolos con otra configuración de electrodos de corriente y de medición, de manera que la corriente eléctrica emitida por esta segunda configuración pierda el enfoque relativamente rápido, así evitando penetrar en la formación tan profundamente como la medida del LLD, ésta penetrando más profundo que las herramientas de micro-resistividad; midiendo así la resistividad somera, con mnemónico LLS. Esta doble configuración es la que justifica el nombre de doble-laterolog o DLT “Dual-Laterolog-Tool” de esta herramienta. (Glover, 2014; Tiab, 2015).

Unas de las características de la herramienta de doble-Laterolog son:

- Utilizable en lodo de salinidad media y alta con amplio rango dinámico, de 0 a 20.000  $\Omega$ .m.
- Combinable con otras herramientas (micro-resistividad, porosidad, GR).
- Resolución vertical de aproximadamente 2 ft.

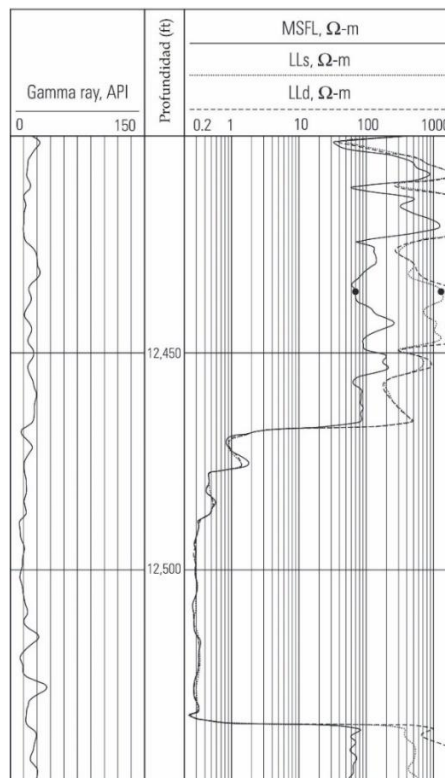
**4.2.2.3. Registro micro-resistivo.** Los dispositivos de micro-resistividad se usan para medir Rxo (resistividad de zona lavada) y se pueden usar para determinar lechos permeables al detectar la presencia de la retorta (mudcake). Todos usan almohadillas laterales para eliminar el efecto de cortocircuito de los fluidos de perforación, pero las corrientes deben pasar a través de la retorta para llegar a la zona invadida y, por lo tanto, se ven afectadas por su resistividad y espesor. (Glover, 2014).

Las mediciones de  $R_{xo}$  son importantes por varias razones:

- Cuando la invasión es profunda,  $R_{xo}$  permite determinar  $R_t$  (resistividad de zona virgen) y las saturaciones de líquidos.
- La relación  $R_{xo} / R_t$  es la  $S_w$  (saturación de agua).
- En formaciones limpias,  $F$  (factor de formación) puede calcularse a partir de  $R_{xo}$  y  $R_{mf}$  (resistividad del filtrado de lodo) si se estima  $S_{xo}$

### Figura 10

*Ejemplo de Curva de Registros Resistivos*



*Nota.* Ejemplo de curva de Registros Resistivos, donde se observan 3 líneas en un mismo carril: Resistividad Profunda, Resistividad Somera y Microresistividad (Tomado de [Ellis et al., 2007](#)).

### 4.2.3. Registros de Gamma Ray (GR)

Este registro es utilizado para medir la radiación gamma natural total que emite una formación. Esta radiación se origina en potasio 40 y los isotopos de las series de uranio-radio y torio. Este registro gamma normalmente se representa con el símbolo GR. Cuando los rayos gamma se emiten desde el isotopo desde la formación, la energía se reducirá progresivamente como resultado de colisiones con otros átomos de la roca (llamado dispersión de compton). Esta dispersión ocurre hasta que el rayo gamma llega a una energía tan baja que la formación lo absorbe por completo. (Glover, 2014). Por lo tanto, la intensidad de los rayos gamma que se miden en el registro es una función de:

- La intensidad inicial de emisión de rayos gamma, que es una propiedad de la composición elemental de la roca.
- La cantidad de dispersión de compton generan los rayos gamma, que está relacionada con la distancia entre la emisión gamma y el detector y la densidad del material que interviene.

Los rayos gamma pueden provenir de la formación en cualquier ángulo desde horizontal a casi vertical, e incluso pueden provenir del lodo de perforación en sí mismo. Se debe tener en cuenta que algunos lodos de perforación son muy radioactivos. (Glover, 2014).

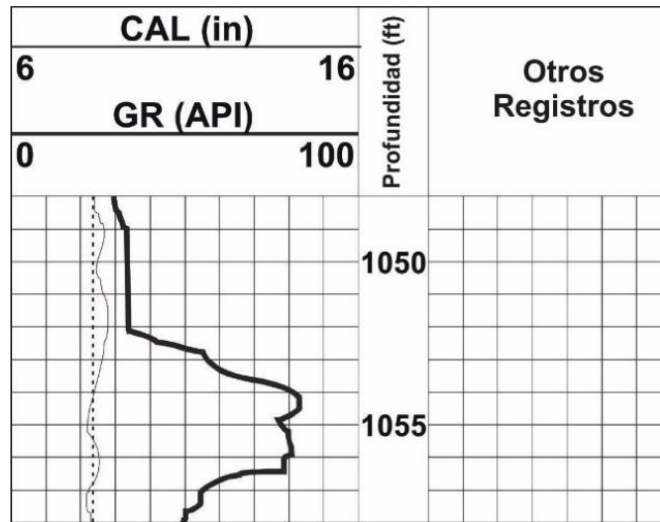
Este registro es muy útil para identificar zonas permeables debido a que los elementos radioactivos mencionados tienden a concentrarse en las lutitas o “shales” (impermeables), siendo muy poco frecuente encontrarlos en areniscas o carbonatos (permeables). (Viro, 1997).

**4.2.3.1. Presentación de registro (GR).** El registro Gamma Ray usualmente se muestra en las primeras líneas de pista junto a los registros de Caliper, Tamaño de broca y registros SP. Debido a que las unidades de Rayos gamma son muy difíciles de manejar, la universidad de Houston definió la unidad (API) empíricamente mediante la calibración de un pozo de referencia. A pesar que la escala API está definida entre 0 y 200 API, usualmente se utiliza en un rango de 0 a 100 API o de 0 a 150 API, debido a que valores superiores a los 150 API son poco comunes. (Glover, 2014).

Cuando los registros GR son tomados en pozos con paredes recubiertas de cemento, es frecuente utilizar la escala entre 0 y 50 API, debido a que los valores son más bajos por la atenuación de rayos gamma por el revestimiento.

**Figura 11**

*Representación Gráfica de la Curva del Registro Gamma Ray*



*Nota.* Ray (Tomado de Glover, 2014).

El registro de rayos gamma es un registro sencillo y útil, usado en todas las interpretaciones petrofísicas y usualmente se ejecuta en la mayoría de herramientas de combinaciones, algunos de sus usos son:

- Determinación de litología.
- Determinar contenido de Shale.
- Reconocimiento de minerales radioactivos.
- Operaciones de trazadores en isotopos de radio.
- Análisis de facies y ambientes de depositación.

#### ***4.2.4. Registros de Porosidad***

Son utilizados tres tipos principales de sistemas de registro para la determinación de la porosidad, estos son:

- Registros acústicos / sónicos.
- Registros de densidad.
- Registros de neutrones.

Cada sistema responde a diferentes formaciones y características del fluido. Cuando se usa de forma independiente, se requiere información adicional sobre la formación que no sea la lectura de la sonda antes de poder determinar la porosidad.

Esta información adicional incluye un conocimiento de la litología de la formación y el tipo de fluido contenido en los espacios porosos de la formación que se está investigando.

Debido a que los diferentes dispositivos de porosidad responden a diferentes características de formación y fluidos, se pueden usar combinaciones de dos o los tres dispositivos para resolver la porosidad y la litología, para diferenciar entre la porosidad intergranular y la porosidad vesicular (vuggy) o de fractura, para localizar tapas de gas e identificar algunos minerales.

**4.2.4.1. El registro acústico.** Se basa en la medición del tiempo de viaje de una onda acústica en la formación. Cuando se conoce el tiempo de viaje para la formación de interés, se puede calcular la porosidad. Las variaciones en el tiempo de viaje acústico ( $\Delta t$ ) se miden en  $\mu\text{seg} / \text{ft}$  y se hace referencia al valor en piedra caliza.

**4.2.4.2. El registro de neutrones.** Mide la porosidad ( $\phi$ ) directamente. Usando la piedra caliza como referencia, la porosidad varía en función de la litología y se muestra en porcentaje o con respecto a la piedra caliza.

**4.2.4.3. En el registro de densidad.** El gas aparece como un aumento aparente en la porosidad (disminución de la densidad aparente,  $\phi_b$ ). Los efectos de los cambios en la saturación de fluidos son predecibles en el registro de densidad debido a la relación entre porosidad, densidad de formación y densidades de fluidos. La variación de  $\phi_b$  en función de la litología se muestra con respecto al valor de la piedra caliza.

## 5. Marco Geológico

### 5.1. Modelo Geológico Regional

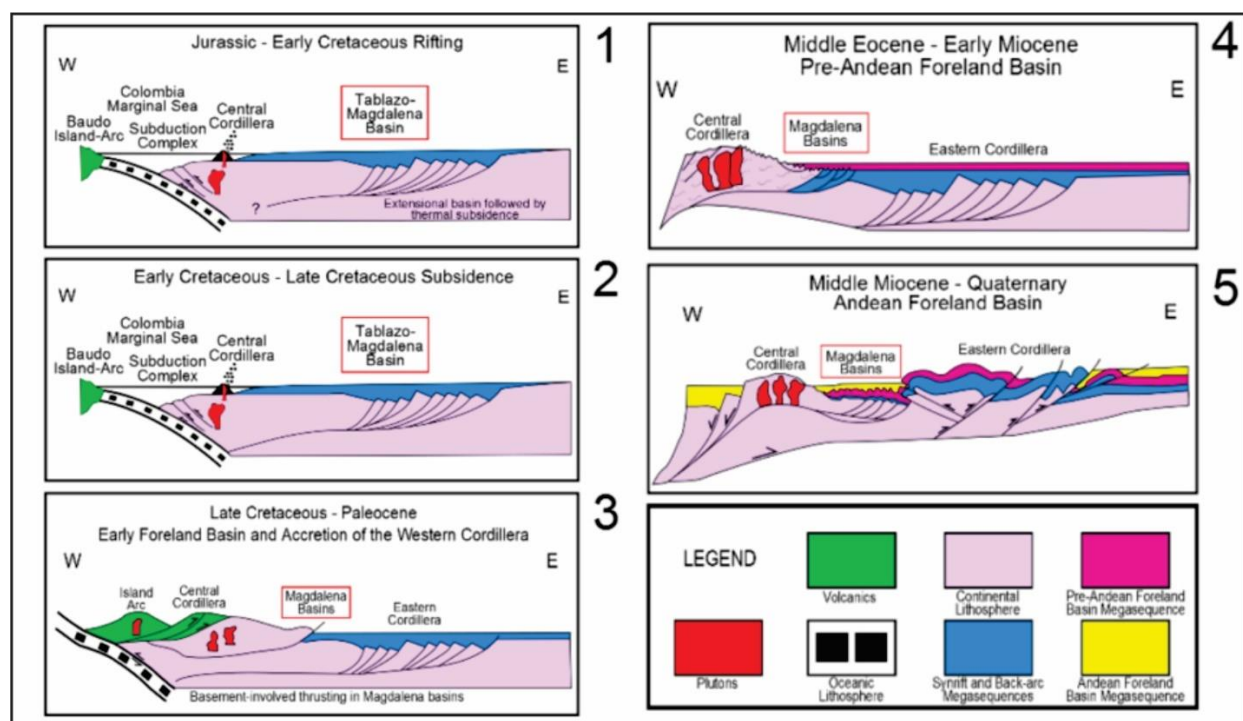
La geológica del Valle Medio del Magdalena (VMM) es representada por una complejidad tectónica con eventos compresivos y distensivos a lo largo de su historia (**Figura 12**), comenzando con esfuerzos distensivos en el Triásico tardío que prevalecieron hasta el Cretácico tardío (Cooper *et al.*, 1994), Entre el Jurásico tardío hasta inicios del Cretácico Temprano se comportó como una zona de Rift, con depósitos de origen marino y continental (Cediel, 1997; Cediel, 2003). La condición de Rifting en el Jurásico Superior permitió la depositación de la Formación Girón en un ambiente continental, fluvial a lacustre-fluvial (Royero & Clavijo, 2001). A comienzos del Cretácico se depositó la Formación Tambor, relacionado a un ambiente de depositación fluvial de corrientes trenzadas (Royero *et al.*, 2001).

Durante el Cretácico en una fase tectónica compresiva se desarrolló el “Paleoalto de Santander”, separando la zona de graben existente en dos cuencas, la del Valle Medio del Magdalena al este y la del Cucuy al oeste (Cooper *et al.*, 1995), posteriormente a estos eventos regionales ocurrieron la depositación de las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir, bajo distintas condiciones geológicas a lo largo del Cretácico. Para el Paleógeno se deposita la Formación Lisama, esta sería en respuesta al comienzo de una incipiente inversión tectónica en la cuenca de VMM según (Clavijo *et al.*, 2008).

En el Eoceno tenemos la depositación de la Formación La Paz con origen continental en ambientes de corrientes trenzadas (Royero *et al.*, 2001), en este mismo tiempo también se dio la depositación de la Formación Esmeraldas. Para el Oligoceno se presenta la depositación de la Formación Mugrosa y durante el Mioceno inferior se depositó la Formación Colorado, caracterizada por diversas capas de areniscas finas a gruesas (Morales, 1956). La depositación del Grupo Real corresponde a la edad del Mioceno Superior, caracterizado debido a que su material fue proporcionado por el levantamiento y erosión de la Serranía de San Lucas y el Macizo de Santander (Clavijo *et al.*, 2008). En la (Figura 13) se muestra la columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.

**Figura 12**

*Secuencia de Desarrollo de la Cuenca del VMM*



*Nota.* Este diagrama muestra el desarrollo de varias de las unidades altas y cuencas de Colombia. La sección transversal está orientada W-E (Tomado de Spickert, 2014).

## 5.2. Marco Geológico Local

### 5.2.1. Estratigrafía

Los pozos perforados en Campo Colorado atraviesan unidades geológicas del Cuaternario al Cenozoico pertenecientes del VMM, sobre la discordancia del Eoceno Medio. De base a tope se identifican las Formaciones: La Paz, Esmeraldas, Mugrosa , Colorado, Real y Mesa. (**Figura 13**).

**5.2.1.1. Formación La Paz (Eoceno Medio).** Representada por areniscas grisáceas de grano grueso a conglomeráticas, con ambientes de depositación en sistemas fluviales trenzados a meandricos de baja sinuosidad. Se estima su edad de formación al Eoceno Medio-Tardío ([Jaramillo & Dilcher, 2001](#)) y con espesores que alcanzan los 2000 pies.

**5.2.1.2. Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío).** Compuesta por una intercalación de capas de arenisca gris a gris verdosa de grano fino a medio, paquetes gruesos de arcillolitas de varios colores, algunos más oscuros por su contenido de materia orgánica ([Royero et al., 2001](#)). Su ambiente corresponde a sistemas fluviales de llanuras aluviales y ríos meándricos con variaciones a llanuras bajas de lacustre. Su edad estimada es del Eoceno Tardío, pueden llegar sus espesores a 1500 pies.

**5.2.1.3. Formación Mugrosa (Oligoceno Inferior).** Según [Caballero \*et al.\*, \(2010\)](#), es una unidad de lodolitas varicoloreadas donde predominan los colores rojizos y amarillos sobre los tonos grises, en estas se intercalan en mucha menor proporción capas de areniscas de grano muy grueso a conglomeráticas, granos decrecientes y con moderada continuidad lateral. En la cuenca del VMM se reporta el horizonte fosilífero de La Cira, que no aflora en el Sinclinal de Nuevo Mundo (SNM). Las características mencionadas corresponden a sistemas fluviales de llanuras aluviales y ríos meándricos. Como en las otras unidades su espesor disminuye hacia el sector norte del VMM pasando de 1.330m a menos de 600m al trazo de la Falla de Cimitarra. No es claro el contacto discordante reportado a la base, podría tratarse de regímenes diferentes de subsidencia de la cuenca en ambientes semejantes. ([Sarmiento \*et al.\*, 2015](#)).

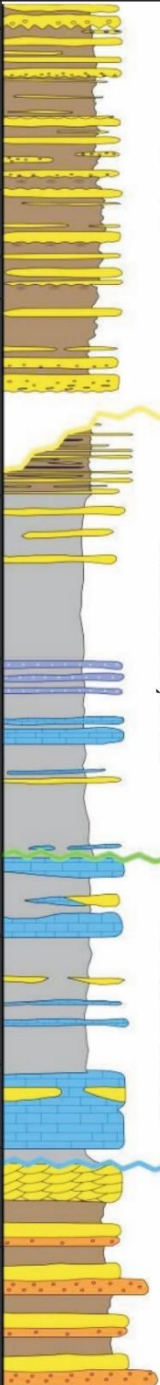
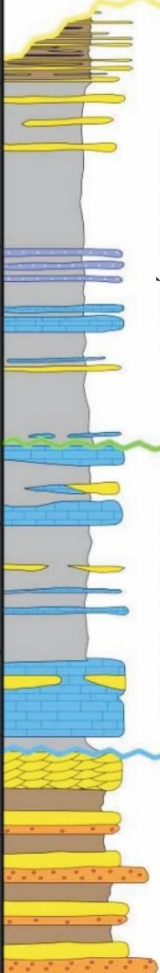
**5.2.1.4. Formación Colorado (Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano).** La Formación Colorado toma su nombre del Río Colorado al sur del SNM en el Campo Cira – Infantas para definir una espesa secuencia de 1.250m que incluye el Horizonte fosilífero de “La Cira” con 100m de espesor, este espesor aumenta en dirección de la Cordillera Oriental llegando a 2.500m ([Morales \*et al.\*, 1958](#)). Yace concordantemente sobre la Formación Mugrosa y consta de areniscas conglomeráticas y conglomerados intercalados en lodolitas varicoloreadas. Para [Caballero \*et al.\*, \(2010\)](#) es una sucesión estrato creciente con facies que permiten predecir abanicos aluviales canaliformes (ríos trenzados) hacia el SNM. La edad de las Formaciones Colorado y Mugrosa se ha asignado al Oligoceno tardío Mioceno Temprano. ([Sarmiento \*et al.\*, 2015](#)).

**5.2.1.5. Grupo Real (Mioceno Tardío).** En general es muy espesa, formada a la base por 30m de conglomerados de guijos de chert negro, cuarzo, arenisca y suprayacidos por más de 500m de areniscas guijosas con estratificación cruzada e intercalaciones de lodolitas varicoloreadas. Sobre estas se presentan 1.300m de lodolitas varicoloreadas y areniscas subordinadas con estratificación cruzada y otros 1.100m de areniscas en las que son comunes los fragmentos de troncos silicificados o carbonizados. Sobre este material se presentan 500m de lodolitas varicoloreadas con intercalaciones de areniscas con grandes cantidades de hornblenda y augita. Esta unidad se acumula discordantemente sobre la Formación Colorado en un contacto neto y contrastante. La edad del Grupo Real se ha asignado al Mioceno Tardío. (Sarmiento *et al.*, 2015)

**5.2.1.6. Grupo Mesa (Plioceno-Pleistoceno).** Morales *et al.*, (1958) agrupan en este conjunto a todos los sedimentos del Mioceno superior que guardan semejanza a los de la Formación Mesa del sector más sur del VMM, donde se le ha asignado este nombre por las particulares geofomas a que dan lugar. Se trata de 575m acumulados discordantemente sobre el Grupo Real. Son acumulaciones volcano-sedimentarias de areniscas tobáceas, tobas andesíticas, aglomerados e intercalaciones de arcillas, limos, conglomerados y depósitos piroclásticos. Los clastos volcánicos son andesitas, dacitas y los materiales finos pumitas y cenizas. La parte superior de la unidad está compuesta por gravas, bloques, arenas y limos intercalados que representan facies de abanicos torrenciales. La edad se asume que varía del Plioceno al Pleistoceno. (Sarmiento *et al.*, 2015)

**Figura 13**

*Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del VMM*

| PERIODO          | EPOCA/EDAD      | FORMACIÓN           | LITOLOGÍA   | AMBIENTE DEPOSITACIONAL   |
|------------------|-----------------|---------------------|---|---|
| <b>CENOZOICO</b> | Cuaternario     | MESA                |  | CONTINENTAL   |
|                  | Neógeno         | REAL                |   |   |
|                  |                 | COLORADO            |   |   |
|                  | Paleógeno       | MUGROSA             |   |   |
|                  |                 | ESMERALDAS-LA PAZ   |   |   |
| <b>CRETÁCICO</b> | Maastrichtiense |                     |  | TRANSICIONAL  |
|                  | Campaniense     | UMIR                |   | MARINO<br>Depósitos Frente Deltáico                                       |
|                  | Santoniense     | LA LUNA             |   | MARINO  |
|                  | Coniaciense     |                     |   |   |
|                  | Turonense       |                     |   |   |
|                  | Cenomaniense    | SIMITI              |   | MARINO<br>Plataforma interna a media                                      |
|                  | Albiense        | TABLAZO             |   | MARINO<br>Plataforma interna a media, zona submareal                      |
|                  | Aptiense        | PAJA                |   | MARINO<br>Plataforma media dominada por tormentas hacia la parte superior |
|                  | Barremiense     | ROSABLANCA          |   | MARINO  |
|                  | Hauteriviense   | CUMBRE              |   |   |
|                  | Valanginiense   | ARCABUCO-LOS SANTOS |   |   |
|                  | Berriasiense    |                     |   |   |
|                  | <b>JURÁSICO</b> | Superior            |   | GIRON   |

Nota. (Tomado y adaptado de Rolon, 2004).

### 5.2.2. Estructural

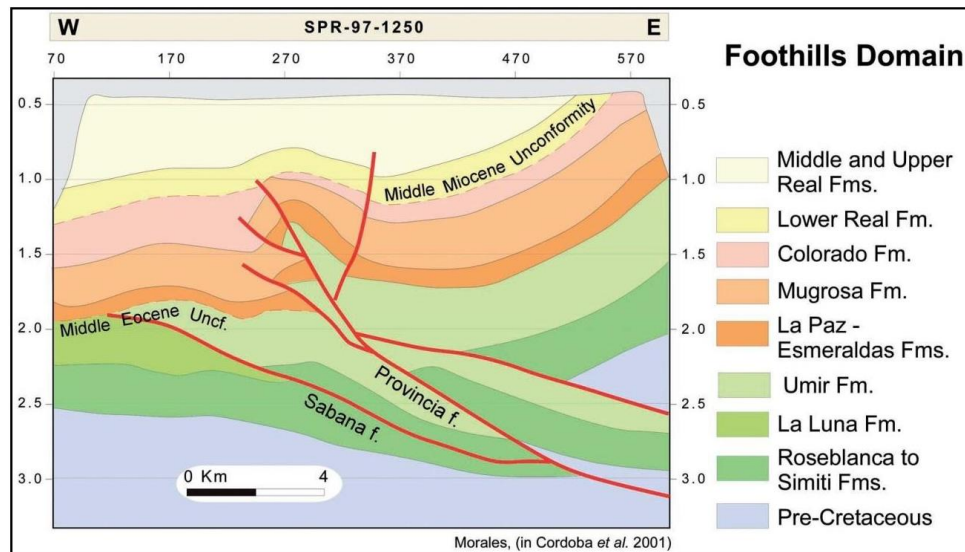
El Campo Colorado pertenece a la Provincia Valle Medio del Magdalena (VMM) en la división tectónica de Santander. A razón a que diferentes eventos geológicos originaron la cuenca del VMM, se presentan distintas distribuciones estratigráficas, estructurales y de edades de formación, dando la necesidad de subdividirla en cinco Provincias Estructurales del VMM, definidas por algunos autores como [Córdoba \*et al.\*, 2001](#); [Sarmiento, 2011](#).

[Restrepo-Pace \(2004\)](#) en su definición de terrenos estructurales en la cuenca del VMM describe el Terreno de Piedemonte que, según su distribución geográfica, el campo Colorado pertenecería a este. Este terreno ubicado en general en el sector Este de la cuenca, en el borde de cordillera oriental, se caracteriza por amplios sinclinales, anticlinales angostos y fallas inversas; se vio afectado por procesos extensionales compresivos y de inversión que dieron origen a las cordilleras y que generaron estructuras como fallas inversas con diferentes maneras de afectar los sedimentos (duplex) ([Restrepo-Pace, 2004](#)), (**Figura 14**).

En el estudio ([ANH-GEMS, 2013](#)) las provincias estructurales se resumen y se modifican, catalogando al Campo Colorado en la Provincia Centro, caracterizada por una zona de convergencia estructural con la presencia de pliegues y cinturones de cabalgamiento de vergencia opuesta. Resultando esta rara configuración debido a dos eventos de deformación: una deformación compresiva a transpresiva relacionada al flanco este de la Cordillera Oriental, y otra compresiva a dextral transpresiva con vergencia al occidente del Cretácico Tardío a Eoceno Temprano, relacionada a la Cordillera Central ([Córdoba \*et al.\*, 2001](#); [Sarmiento, 2011](#)).

**Figura 14**

*Sección Sísmica Interpretada del Terreno Estructural de Piedemonte.*



*Nota.* Se muestra el acortamiento de la cuenca en la parte central, producido por las fallas Provincia y Sabana, además estas fallas pliegan los sedimentos. (Tomada de Córdoba *et al.*, 2001 (Citado por Sarmiento, 2011)).

Localmente el Campo se localiza sobre la cresta de un anticlinal asimétrico con dirección de eje (N-S) con inclinaciones entre 25° a 45°, el flanco más corto buzando hacia el occidente y el más extenso buza hacia el oriente; a su vez ubicado sobre el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido (N-S) con buzamiento al oeste, denominada Falla La Colorada (Parra *et al.*, 2003).

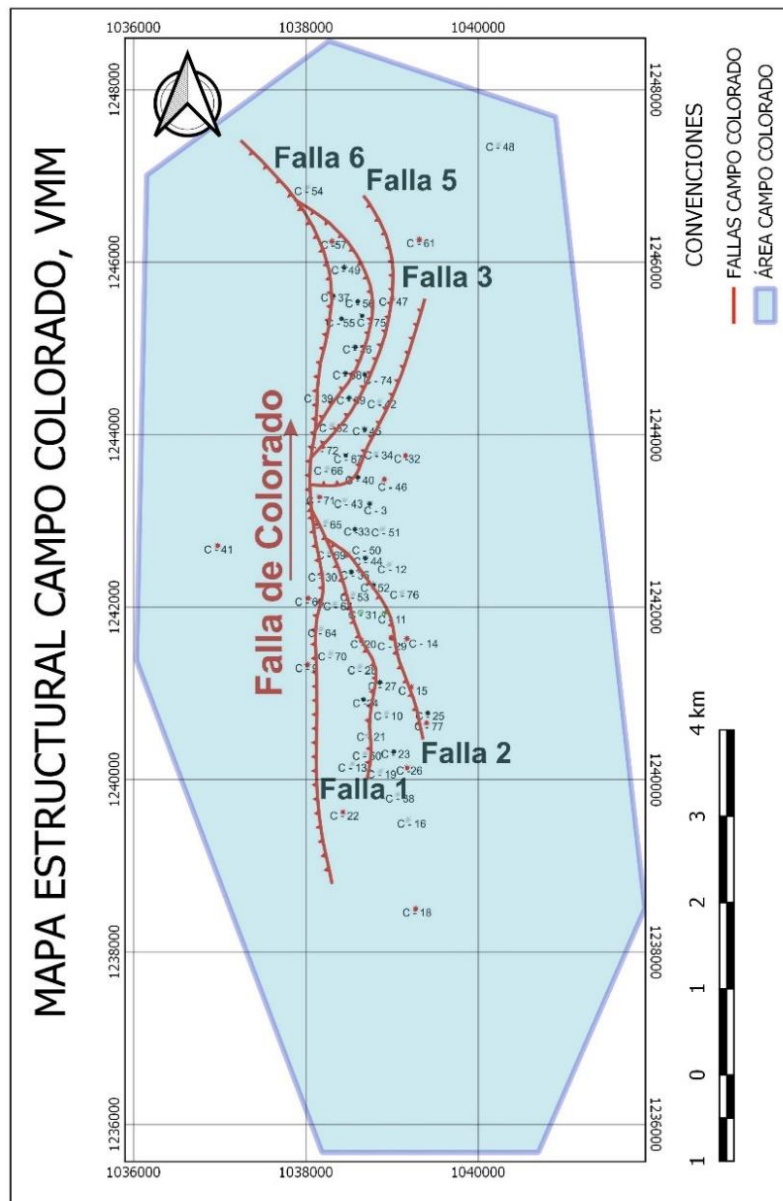
(Herrera E, 2003) verificó la geometría anticlinal en su estructura, e identificó un sistema de fallas satélite con dirección SW-NE en el bloque colgante de la Falla La Colorada, son 6 fallas de tipo inverso y 1 de tipo normal, según él, la de tipo normal demuestra el alivio del sistema de esfuerzos dominantes de tipo compresivos hacia el norte de la estructura.

En la reinterpretación hecha por (Ochoa, 2010) identifica 9 fallas satélites de tipo inverso enumeradas en orden IB, I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII y la falla principal de Colorado, subdividiendo el campo en 10 bloques estructurales, también generó un modelamiento estructural.

Finalmente (Chajin, 2013) realiza la reinterpretación de los anteriores modelos estructurales, generando un modelo actual (**Figuras 15 y 16**) y consistente con la geología estructural que domina el Campo Colorado. Por medio del procesamiento de 4 líneas sísmicas, utilizando atributos sísmicos post-apilamiento donde evaluó las estructuras involucradas en el campo. Interpretó 5 fallas, las cuales se encuentran relacionadas a la falla principal de Colorado. Las fallas que encontró son en su mayoría inversas, que evidencia la influencia de los esfuerzos compresivos ejercidos sobre la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. En general, esta vergencia de las fallas interpretadas es NW-SE, presentándose asociadas con anticlinales pequeños, producto de retrocabalgamientos.

**Figura 15**

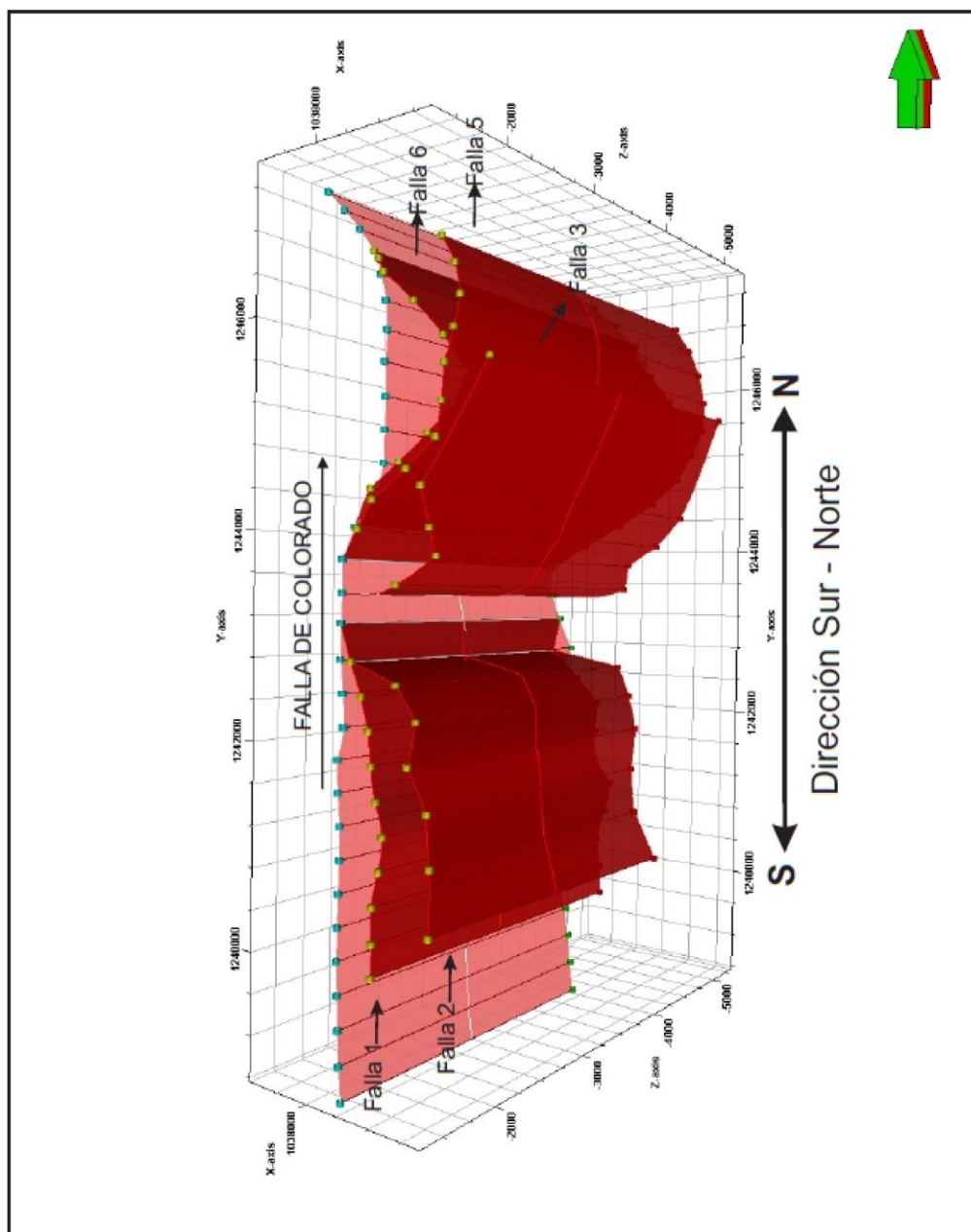
*Mapa de Distribución de las Fallas Satélites en el Campo Colorado Asociadas a la Falla de Colorado*



*Nota.* Mapa de distribución de las fallas satélites en el Campo Colorado asociadas a la falla de Colorado, con todos los pozos presentes en el campo (Tomado y Modificado de [Chajín et al, 2013](#)).

Figura 16

Mapa de Distribución 3D de Fallas Satélites en Campo Colorado



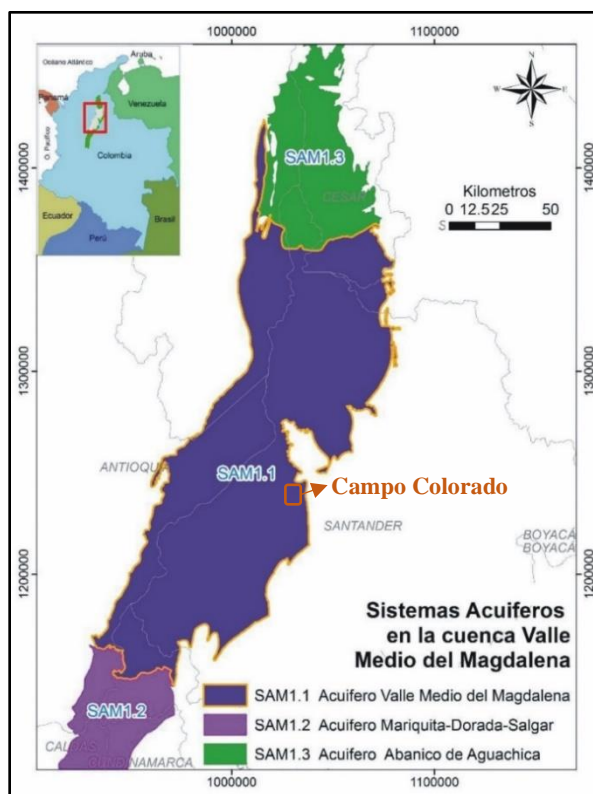
Nota. (Tomado de Chajín *et al.*, 2013).

### 5.3. Provincia Hidrogeológica del Valle Medio del Magdalena (VMM)

(Vargas, N. et. al, 2013), codificó y clasificó la configuración hidrogeológica de Colombia, agrupadas en 16 provincia hidrogeológicas, de acuerdo a la división geológica que presenta la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el mapa de subcuencas del país, a partir de límites estructurales y rasgos tectonoestratigráficos. (IDEAM, 2015) con mayor conocimiento hidrogeológico de la zona, la denomina como Sistema Acuífero Valle Medio del Magdalena (SAVMM) (Figura 17).

#### Figura 17

Localización Geográfica del Sistema de Acuífero Valle Medio del Magdalena (SAVMM)



Nota. (Tomado de IDEAM, 2015).

El (SAVMM) conformado por distintos niveles hidrogeológicos de edad del cuaternario, con características de baja consolidación y sedimentos predominantes como arena y grava, con intercalaciones de materiales de grano fino como limos y arcillas (Vargas *et al.*, 2013). Dentro del (SAVMM), las unidades que sirven como acuíferos son principalmente depósitos aluviales recientes y de terraza que afloran en las cercanías del Río Magdalena y sus orígenes directamente relacionados a ese cuerpo de agua, como también unidades poco consolidadas como la Formación Mesa y el Grupo Real (areniscas y conglomerados) (Vargas *et al.*, 2013). Igualmente, además de esas unidades clásticas, presenta unidades con porosidad secundaria de composición calcárea como la Formación La Luna. Se logran identificar acuíferos semiconfinados a confinados en las unidades más antiguas del Neógeno y en las unidades más recientes acuíferos libres a semilibre multicapa (Vargas *et al.*, 2013).

De acuerdo al régimen hidrogeológico controlado por el Río Magdalena, siendo este la principal zona de descarga en el área, obedeciendo a la configuración topográfica de (SAVMM) (Vargas *et al.*, 2013). Según (INGEOMINAS, 2003) el flujo regional subterráneo es convergente al Río Magdalena, pero con un sentido hacia el norte, pero en periodos donde aumenta los niveles de pluviosidad pueden darse recargas de las unidades hidrogeológicas adyacentes al Río Magdalena, por su sobresaturación. Ocurre lo contrario en temporadas de estiaje, donde el agua subterránea almacenada en unidades adyacentes, descargan, aportando caudal en la base del Río.

### *5.3.1. Unidades hidrogeológicas definidas para (SAVMM)*

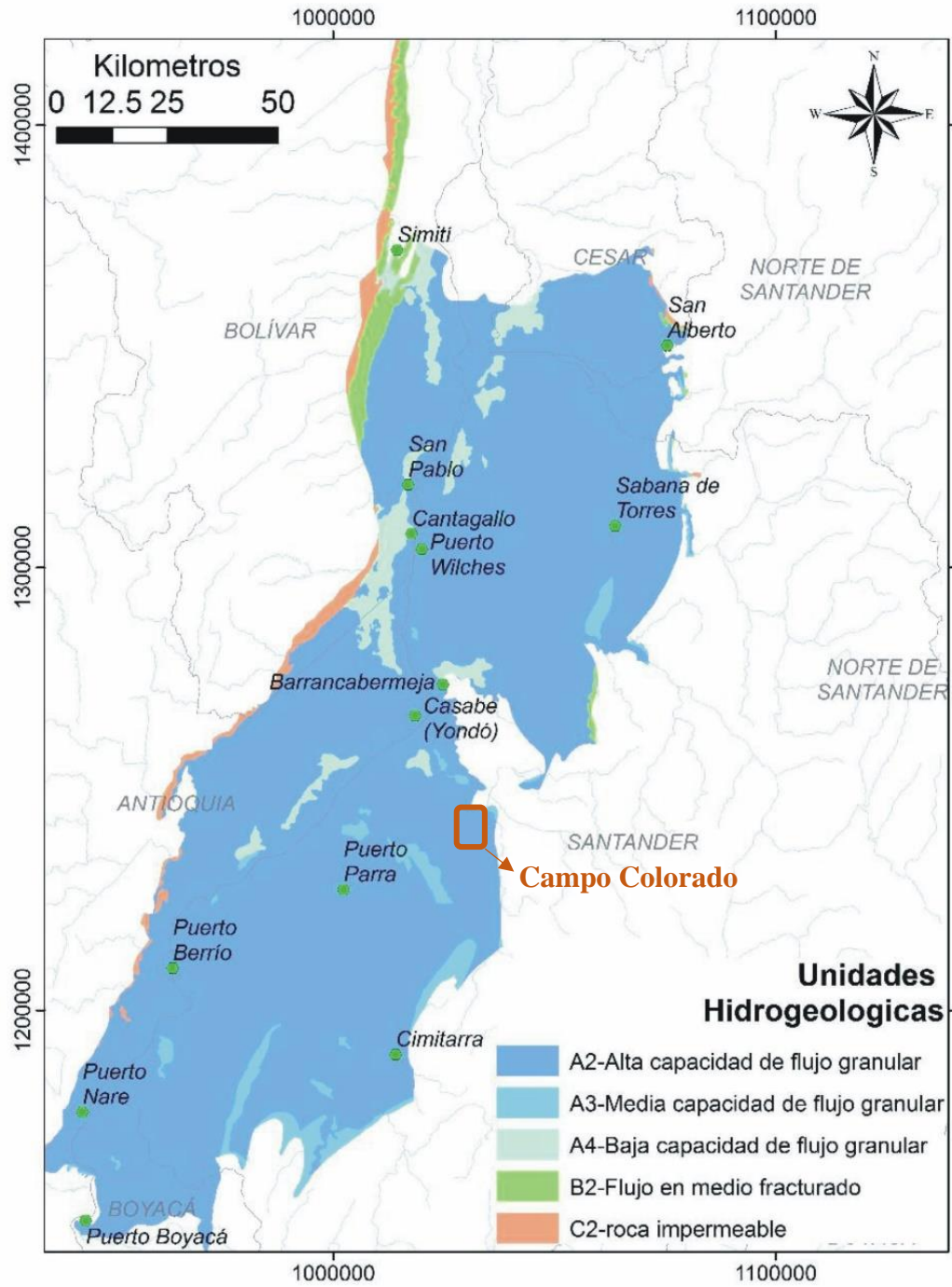
Estas unidades hidrogeológicas fueron definidas por (IDEAM, 2015) (Tabla 10), clasificándolas por medio de criterios de productividad y capacidad de almacenamiento (porosidad), y capacidad de transmitir agua (permeabilidad), obedeciendo la nomenclatura internacional establecida por la Asociación Internacional de Hidrogeólogos (AIH).

Debido a las distintas formaciones acuíferas que afloran en el (SAVMM), que están compuestas por una o más formaciones geológicas, se clasificaron en tres categorías principales, obedeciendo a tipos de porosidad de rocas, ocurrencia de agua subterránea y valor de capacidad específica (IDEAM, 2015). Las categorías (Figura 18) fueron definidas como:

- Sedimentos y rocas con flujo intergranular
- Rocas con flujos a través de fracturas
- Sedimentos con limitados recursos de agua subterránea, consideradas casi como impermeables.

**Figura 18**

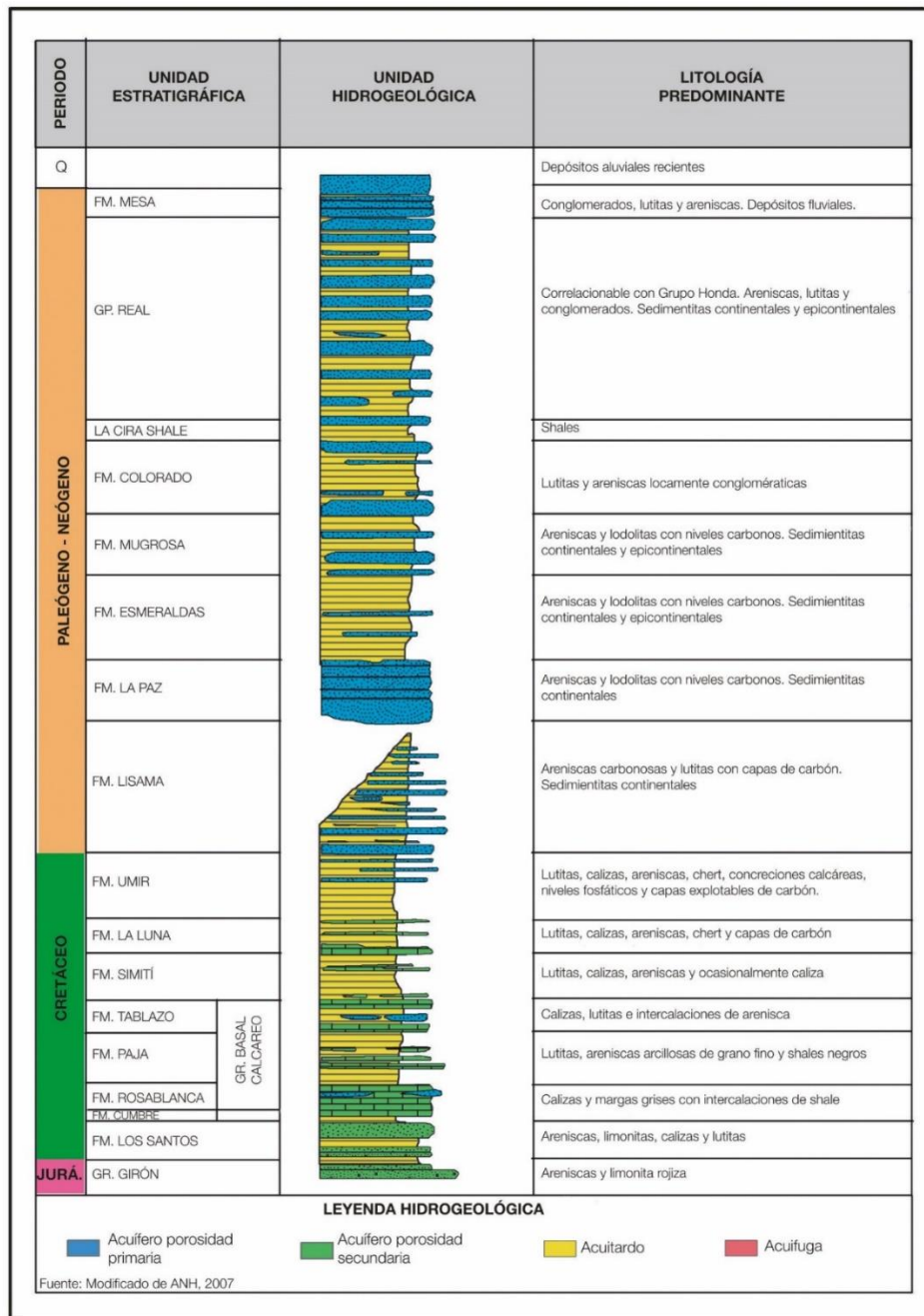
*Distribución de Unidades Hidrogeológicas en el (SAVMM)*



Nota. (Tomado de IDEAM, 2015).

Figura 19

Columna Estratigráfica Generalizada para el Sistema de Agua Subterránea en (VMM)



Nota. (Tomado de Vargas et al., 2013)

Tabla 10

Resumen de Unidades Hidrogeológicas en el Sistema Acuífero del (VMM)

| Edad              | Formación                                      | Litología   | Tipo de Acuífero                                     | Comportamiento Hidrogeológico                | Clasificación Hidrogeológica |
|-------------------|--|---|--|--|------------------------------|
| Cuaternario       | Depósitos aluviales recientes                  | Compuestos por gravas, conglomerados, arenas cuarzosas, en una matriz areno-arcillosa, con intercalaciones de arcillolitas.                                       | Acuífero libre                                       | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A2                           |
|                   | Depósitos fluvio-lacustres                     | Constituidos por arenas de grano fino a medio, mientras que los asociados a las ciénagas son más arcillosos, con materia orgánica.                                | Acuífero libre a semiconfinado multicapa. Acuícluido | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A4                           |
|                   | Abanicos aluviales                             | Varían desde facies de arenas muy finas a gruesas y dependiendo el nivel de energía del transporte se pueden encontrar sedimentos de mayores tamaños, como gravas | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A2                           |
|                   | Terrazas y depósitos coluviales                | Están constituidos por arenas, gravas, limos, arcillas y bloques de hasta un metro de diámetro  | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A3                           |
| Paleógeno-Neógeno | Mesa   | Areniscas y sedimentos de tamaño medio a grueso   | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A2                           |
|                   | Real   | Arenicas y conglomerados cuarzosos localmente líticos   | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A2                           |
|                   | Colorado                                       | Arenitas de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con intercalaciones de diversa potencia de arcillolitas.  | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A3                           |
|                   | Mugrosa  | Areniscas de grano fino a medio, color gris, con intercalaciones de shales grises y azules  | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A3                           |
|                   | Esmeraldas                                     | Areniscas grises y verdosas de grano fino con intercalaciones de limolitas y arcillolitas abigarradas   | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A3                           |
|                   | La Paz   | Areniscas de color gris claro con estratificación cruzada y conglomerados lenticulares  | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A3                           |
|                   | Lisama   | Areniscas con intercalaciones locales de lodolitas  | Acuífero libre a semiconfinado multicapa             | Sedimentos y rocas con flujo intergranular   | A3                           |
| Cretácico         | La Luna  | Lodolitas calcáreas, grises, fosilíferas, laminadas, con nódulos de micritas  | Acuífero kárstico, Acuícluido                        | Rocas con flujo a través de fracturas        | B2                           |
|                   | Tablazo  | Shales con yeso, cherts, calizas y arenitas.  | Acuitardo kárstico, Acuícluido                       | Rocas con flujo a través de fracturas        | B2                           |
| Paleozoico        | Batolito de Segovia y Formación Norean y Bocas | Mármoles esquistos y cuerpos intrusivos   | Acuífugo   | Rocas con ningún recurso de agua subterránea | C2                           |

*Nota.* Resumen de unidades hidrogeológicas demarcando la zona de interés en el estudio actual (Tomado de Malagón., 2017).

## 6. Hipótesis

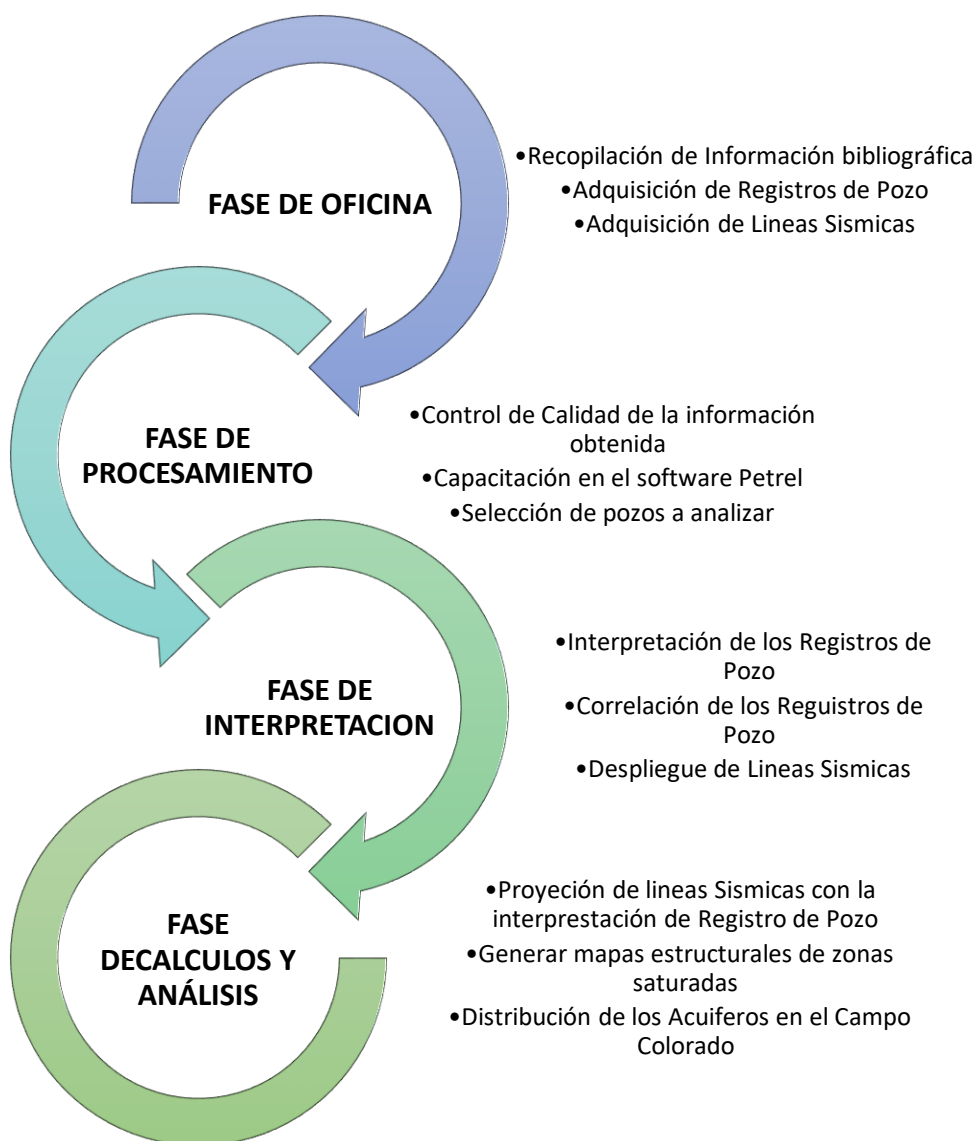
- La infiltración de aguas dulces puede estar ocurriendo a través de los planos de falla o diaclasas presentes en la extensión de Valle Medio del Magdalena VMM.
- Los posibles acuíferos de agua dulce y salada pertenecientes a miembros arenosos de las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, pueden estar presentes pero aislados por intercalaciones de capas de rocas poco permeables como shales y arcillas.
- La explotación de crudo y a su vez el agua de formación, ha implicado que la porosidad libre que se desarrolla por la extracción de agua, sea remplazada por el agua dulce de la superficie; en consecuencia de esto, en algunas zonas posiblemente los acuíferos pudieron haber cambiado de acuíferos salados a acuíferos de agua más fresca o dulce, al producirse un rellenado del espacio poroso por aguas meteóricas de miembros superiores del Neógeno y Cuaternario, los cuales se tiene evidencia que por sus características litológicas son potenciales acuíferos en algunas capas.
- Existe la posibilidad que se encuentre un acuífero estratificado donde en el fondo estén las aguas saladas y arriba las dulces, por diferencia de densidades de las aguas.

## 7. Metodología

La metodología que se aplicó para el desarrollo del presente trabajo de grado se ejecutó en cuatro fases, con el fin de alcanzar los objetivos propuestos para la investigación planteada, esta se muestra a continuación por medio de un flujograma como representación del proceso.

**Figura 20**

*Flujograma de Procesos Metodológicos*



## 7.1. Fase de Oficina

Esta fase se basa principalmente en la recolección de información bibliográfica existente en relación a todos los aspectos involucrados en el estudio, como compilación del conocimiento geológico de la zona, teniendo en cuenta aspectos estructurales y estratigráficos para conocer la composición y evolución de la Cuenca del VMM; así mismo las búsqueda de trabajos de grado realizados en el Campo Colorado, que pudieron aportar información de propiedades petrofísicas e interpretaciones de registros de pozo y líneas sísmicas pasadas; también en esta fase se debe adquirir los archivos de registros de pozo (archivos .LAS) y líneas sísmicas (archivos .SEGY) junto con la información histórica de pozos, por medio de informes técnicos generados en el campo a lo largo de su desarrollo y explotación.

### 7.1.1. Archivos. LAS

Es el tipo de formato de archivo de texto donde se almacena la información recolectada por los distintos registros realizados en un pozo, esta se encuentra ordenada en columnas, mostrando la profundidad (por lo general en pies[ft]) y el valor tomado en ese punto del registro. En el archivo deben encontrar la información específica de las cabezas de pozo como Nombre el pozo, Cordenadas X-Y del pozo, Kelly Bushing (KB) que es la distancia desde la mesa rotatoria (donde inicia el agujero del pozo) hasta la línea de referencia del nivel del mar, Measured Depth (MD) que muestra la distancia desde la mesa rotatoria hasta el final del pozo, Nombre de la empresa que realizó el registro, Fecha de adquisición de los datos. Igualmente, por lo general contienen información de algunas propiedades físicas como: temperatura y resistividad del lodo de perforación y del lodo de filtrado, temperatura de la roca en el fondo el pozo, entre otras (**Figura 21**).

**Figura 21**

*Ejemplo de Archivo de un Pozo del Campo Colorado en formato .LAS*

|                    |              |           |        |        |                |                            |
|--------------------|--------------|-----------|--------|--------|----------------|----------------------------|
| DATE               | .            |           |        |        | UNKNOWN        | :LOG DATE                  |
| UWI                | .            |           |        |        | COL00038       | :UNIQUE WELL ID            |
| XCOORD             | .            |           |        |        | 1039062.563000 | :SURFACE X                 |
| YCOORD             | .            |           |        |        | 1239826.625000 | :SURFACE Y                 |
| LAT                | .            |           |        |        | 6.767550       | :LATITUDE                  |
| LON                | .            |           |        |        | 74.434234      | :LONGITUDE                 |
| ELEV               | .FT          |           |        |        | 508.6700       | :SURFACE ELEV              |
| ELEV_TYPE          | .            |           |        |        | KB             | :ELEV TYPE                 |
| ~CURVE INFORMATION |              |           |        |        |                |                            |
| #MNEMONIC          | .UNIT        | API CODE  |        |        |                | : CURVE DESCRIPTION        |
| -----              |              |           |        |        |                |                            |
| DEPTH              | .FT          |           |        |        |                | : Measured Depth           |
| CALI               | .inches      | UNKNOWN   |        |        |                | : CALI:UNKNOWN:r1:0001:v1  |
| DCAL               | .inches      | UNKNOWN   |        |        |                | : DCAL:UNKNOWN:r4:0001:v1  |
| DT                 | .us/ft       | UNKNOWN   |        |        |                | : DT:UNKNOWN:r1:0001:v1    |
| KLOG               | .UNKNOWN     | UNKNOWN   |        |        |                | : KLOG:UNKNOWN:r4:0001:v1  |
| LAT                | .ohm.m       | UNKNOWN   |        |        |                | : LAT:UNKNOWN:r1:0001:v1   |
| LN                 | .ohm.m       | UNKNOWN   |        |        |                | : LN:UNKNOWN:r1:0001:v1    |
| MLAT               | .ohm.m       | UNKNOWN   |        |        |                | : MLAT:UNKNOWN:r1:0001:v1  |
| MNOR               | .ohm.m       | UNKNOWN   |        |        |                | : MNOR:UNKNOWN:r1:0001:v1  |
| MNOR               | .ohm.m       | UNKNOWN   |        |        |                | : MNOR:UNKNOWN:r4:0001:v1  |
| PHIER              | .UNKNOWN     | UNKNOWN   |        |        |                | : PHIER:UNKNOWN:r4:0001:v1 |
| PHIES              | .UNKNOWN     | UNKNOWN   |        |        |                | : PHIES:UNKNOWN:r4:0001:v1 |
| PHIR               | .v/v_decimal | UNKNOWN   |        |        |                | : PHIR:UNKNOWN:r4:0001:v1  |
| ~A                 |              |           |        |        |                |                            |
| 456.0000           |              |           |        |        |                |                            |
| 9.2000             | 0.5750       | -999.2500 | 0.0162 | 1.4720 | -999.2500      |                            |
| -999.2500          | -999.2500    | -999.2500 | 0.0000 | 0.0000 | -999.2500      |                            |
| 1.4720             | 0.8110       | 0.8110    | 0.0000 | 9.0380 | 0.0000         |                            |
| 8.6434             | 8.6434       | 0.0000    | 0.0000 | 1.0000 | 1.0000         |                            |
| 456.5000           |              |           |        |        |                |                            |
| 9.4450             | 0.8200       | -999.2500 | 0.0162 | 1.4720 | -999.2500      |                            |
| -999.2500          | -999.2500    | -999.2500 | 0.0000 | 0.0000 | -999.2500      |                            |
| 1.4720             | 1.4120       | 1.4120    | 0.0000 | 7.8260 | -1.0550        |                            |
| 8.6434             | 8.6434       | 0.0000    | 0.0000 | 1.0000 | 1.0000         |                            |
| 457.0000           |              |           |        |        |                |                            |

*Nota.* Ejemplo de archivo .las tomado del pozo (C-38) del campo Colorado

**7.2. Fase de Procesamiento**

Una vez obtenida la información bibliográfica, se pasaron por una revisión de calidad de los datos, con un buen nivel de estudio, para descartar información no relevante al proyecto como mapas, artículos, tesis y libros. Se revisaron la totalidad de archivos .LAS (86 pozos), adquiridos

en la fase anterior, realizándose una inspección para generar un inventario de clases de registros y una revisión visual de las curvas preexistentes, generadas y procesadas en trabajos anteriores.

### **7.2.1. Revisión de archivos .LAS**

En esta fase se deben abrir cada uno de los 68 archivos de datos de los pozos de extensión .LAS que contienen distintos datos de registro de pozo por medio del block de notas de la computadora, con el fin de verificar la integridad de la información, revisando que tengan datos completos de cada pozo, y que estos se encuentren de manera ordenada en columna (**Figura 21**). De esto dependerá el despliegue de las curvas de registro en el software.

### **7.2.2. Inventario de registros de pozo**

El inventario se hizo con el fin de seleccionar inicialmente los pozos con disposición de datos de registro de potencial espontáneo (SP), gamma ray (GR) y resistividades (RE), junto con otros registros que se puedan servir de complemento como caliper (CAL), neutrón, sónicos y acústicos. Esto se realiza para garantizar resultados eficientes, dado que como se observa en la (**Tabla 11**), podemos encontrar pozos que carecen de registros importantes para la posterior interpretación.

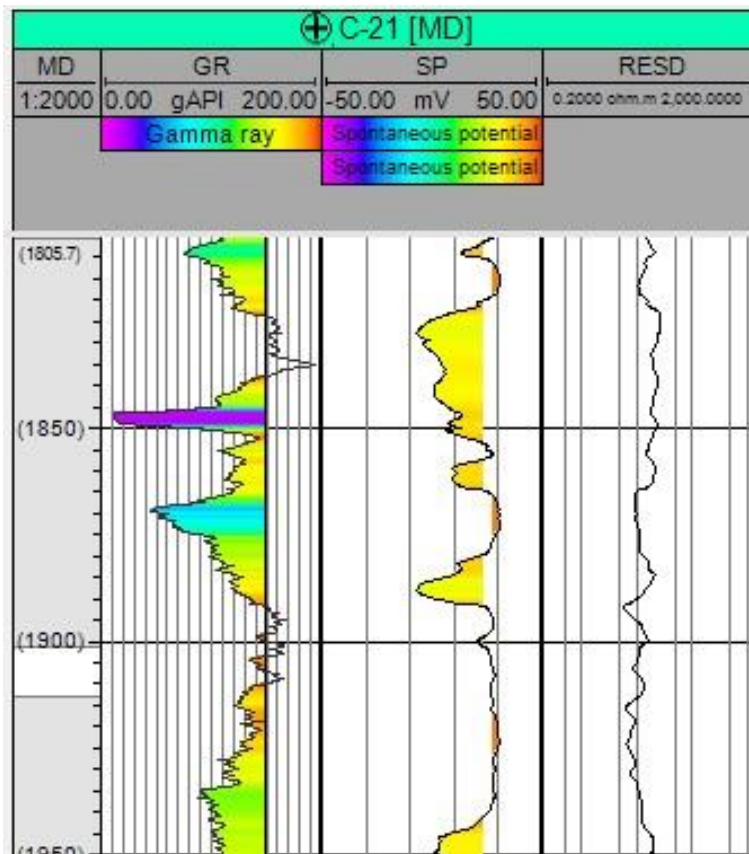
**Tabla 11**

*Inventario de Registros para cada Pozo en el Campo Colorado*

| POZO | ARCHIVOS .LAS 2006        |      |    |      |       |     |    |    |    |     |    |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      |      |       |       |      |      |     |     |
|------|---------------------------|------|----|------|-------|-----|----|----|----|-----|----|-----|------|-----|-----|------|-----|------|------|------|------|------|-------|-------|------|------|-----|-----|
|      | TIPOS DE REGISTRO DE POZO |      |    |      |       |     |    |    |    |     |    |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      |      |       |       |      |      |     |     |
|      | CAL                       | MCAL | LN | MINV | MINOR | LAT | SN | SP | PA | IMP | GR | ILD | NEUT | 3RD | 4TH | RES1 | CCL | MLAT | MLMN | MLMI | CILD | KLOG | PHIER | PHIES | RESD | RESS | SOR | SPC |
| C-21 |                           |      | X  | X    | X     | X   | X  | X  | X  | X   |    |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    |      | X   | X   |
| C-22 |                           |      | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     | X  |     | X    |     |     |      |     | X    |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-23 | X                         |      | X  |      | X     | X   | X  | X  |    |     |    |     | X    |     |     |      |     | X    |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-24 | X                         |      | X  |      | X     | X   | X  | X  |    |     |    | X   |      |     |     |      |     | X    |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-25 |                           |      | X  |      | X     | X   | X  | X  |    |     |    |     |      |     |     |      |     | X    |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-26 |                           |      | X  |      | X     | X   | X  | X  |    |     |    |     |      |     |     |      |     | X    |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-27 |                           |      | X  | X    |       | X   | X  | X  |    |     |    | X   |      |     |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-28 |                           |      | X  |      |       | X   | X  | X  |    |     |    | X   |      |     |     |      | X   |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-29 |                           |      | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-30 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    | X   |      |     |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-31 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    | X   |      | X   |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-32 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-33 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    | X   |      | X   |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-34 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-35 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    | X   |      | X   |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-36 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    | X   | X    | X   |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |
| C-37 |                           | X    | X  | X    | X     | X   | X  | X  |    |     |    | X   | X    |     |     |      |     |      |      |      |      | X    | X     | X     | X    | X    | X   | X   |

**7.2.3. Revisión visual de curvas**

En esta revisión se deben desplegar los datos en el software para observar el comportamiento de las curvas como se ve en la (Figura 22), ya que estas podrían no estar mostrando continuidad en la información por distintas razones, ya sea porque se dañaron o sencillamente no se realizó el registro y no existen datos; es recomendable eliminar los primeros y últimos datos si la curva muestra cambios bruscos en estos sectores, para obtener resultados más eficientes.

**Figura 22***Ejemplo de Revisión Visual de las Curvas de Registro*

*Nota.* Ejemplo de revisión visual de las curvas de registro de Potencial Espontaneo y de Resistividades del pozo 21 de Campo Colorado.

#### 7.2.4. Selección de pozos

Para la selección de pozos se tuvo en cuenta la disponibilidad de información indispensable para una adecuada interpretación como lo fueron datos disponibles de los encabezados de pozo como el (Rmf), que representa la resistividad de filtrado del lodo en cada pozo, (Tmf) temperatura de filtrado del lodo, ya sea en superficie o a profundidad del pozo; el (BHT) temperatura de la formación en el fondo del pozo, registros de SP y registros de resistividad profunda (ResD) y

somera (ResS). Todo esto para poder procesar de forma efectiva los registro y obtener los resultados por medio de la metodología de interpretación de parámetros como la  $R_w$  (resistividad de agua de formación) y posteriormente ppm (partes por millón) de sólidos disueltos en agua (salinidad).

En total 30 pozos que se muestran en la (**Figura 23**) de los 68 disponibles en el campo Colorado fueron seleccionados para la fase de interpretación ya que eran los que cumplían con el criterio de selección:

**Tabla 12**

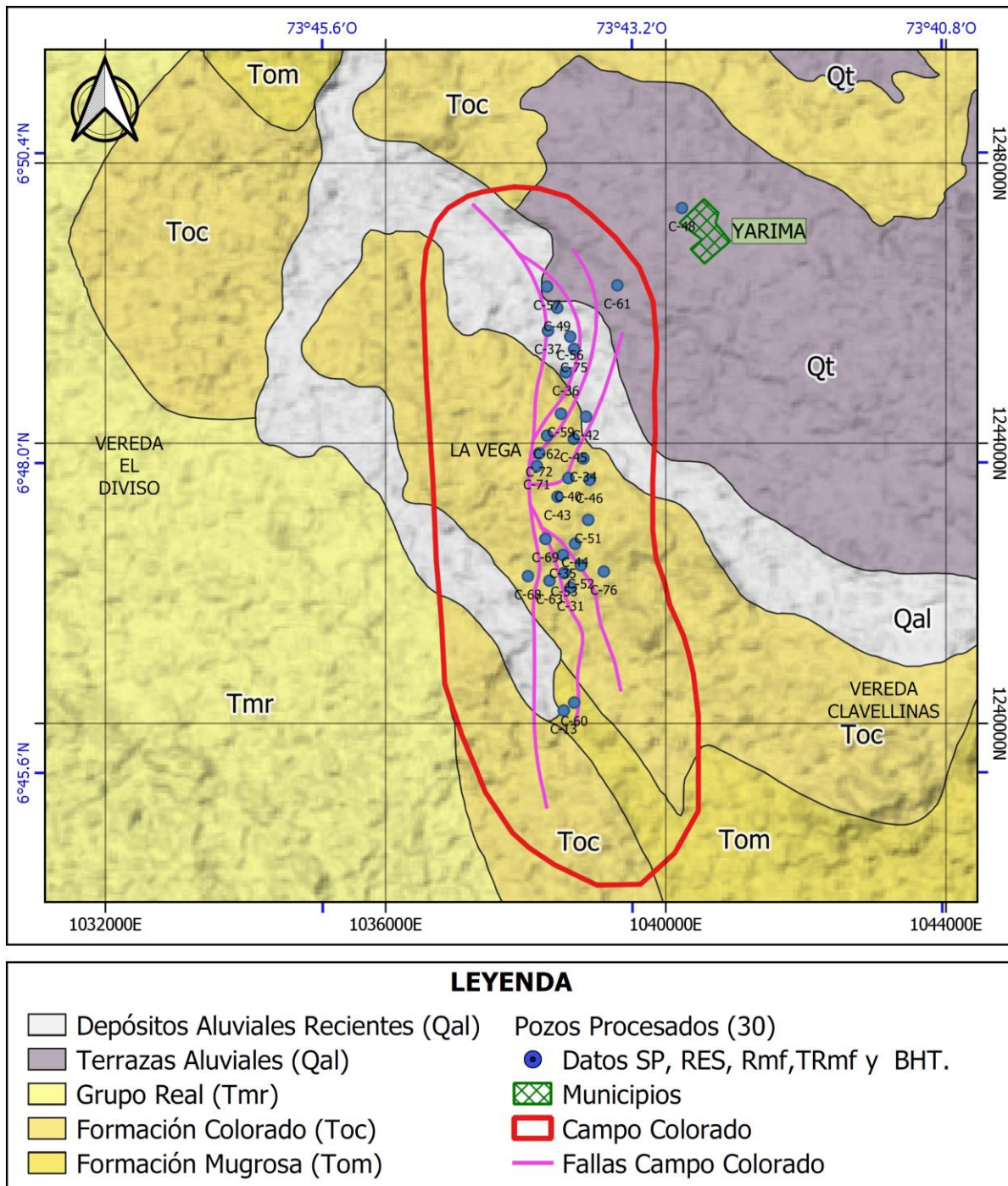
*Valores de Resistividad de Filtrado de Lodo en los Pozos Seleccionados*

| Pozo        | Rmf@75[Ω] | Pozo        | Rmf@75[Ω] |
|-------------|-----------|-------------|-----------|
| <b>C-13</b> | 1.91      | <b>C-52</b> | 0.75      |
| <b>C-31</b> | 1.28      | <b>C-53</b> | 1.3       |
| <b>C-34</b> | 0.31      | <b>C-56</b> | 1.01      |
| <b>C-35</b> | 1.17      | <b>C-57</b> | 1.26      |
| <b>C-36</b> | 1.21      | <b>C-59</b> | 1.96      |
| <b>C-37</b> | 3.41      | <b>C-60</b> | 0.41      |
| <b>C-40</b> | 1.73      | <b>C-61</b> | 1.61      |
| <b>C-42</b> | 0.75      | <b>C-62</b> | 0.81      |
| <b>C-43</b> | 1.12      | <b>C-63</b> | 0.95      |
| <b>C-44</b> | 0.81      | <b>C-68</b> | 0.97      |
| <b>C-45</b> | 1.11      | <b>C-69</b> | 0.67      |
| <b>C-46</b> | 0.87      | <b>C-71</b> | 1.3       |
| <b>C-48</b> | 0.67      | <b>C-72</b> | 1.23      |
| <b>C-49</b> | 0.75      | <b>C-75</b> | 0.62      |
| <b>C-51</b> | 0.87      | <b>C-76</b> | 0.31      |

*Nota.* Información de Rmf@75 representa la resistividad de filtrado de lodo a una temperatura estándar de 75° F, estas tomadas de los encabezados de pozo.

Figura 23

Mapa Localizador de Pozos Seleccionados a Procesar



### 7.3. Fase de Interpretación

Basado en los modelos tradicionales de interpretación petrofísica utilizados en la industria del petróleo, se da inicio a la investigación de las posibles unidades de interés a partir de los registros de pozo, iniciando el procesamiento base, para la determinación de diferentes parámetros físicos.

Aquí se importaron al software los archivos .LAS seleccionados en la fase anterior, junto a otros archivos que brindan la representación espacial en el campo, como los datos de encabezados de los registros “*WellHeads*” que indican información de coordenadas de pozo, medidas de profundidad del pozo y nombre del pozo. Igualmente se deben importar los datos de trayectoria de pozo “*Well Path/Deviation*” si se tienen disponibles, en el caso del campo Colorado, estos archivos de desviación se asumen como pozos totalmente verticales debido a que se carece de esta información, teniendo en cuenta que para la época de perforación de estos pozos en la década de 1940-50 se realizaban perforaciones en una sola dirección vertical.

El proyecto creado en el software debe estar debidamente georreferenciado con el sistema de proyección, de acuerdo al tipo de coordenadas utilizadas por la compañía que hizo la adquisición de datos mostrados en los encabezados de los pozos. Al mismo tiempo se hace la calibración de columnas y ajustes de parámetros de unidades de medición, con el fin de facilitar la escala de visualización y proceder a las interpretaciones deseadas.

### ***7.3.1. Ajuste y corrección de curvas de registro***

En este caso en particular las correcciones y ajustes ya estaban realizadas en los registros adquiridos, estos fueron ajustados en un trabajo realizado por [Ecopetrol \(2003\)](#), en el cual se corrigieron las curvas de SP de todos los pozos, generando la línea base de las arcillas ubicando el valor de  $SP = 0$  mv., esto corrige el efecto de deriva y permite que todos los pozos estén a una referencia conocida. También le aplicaron la normalización del SP con el fin de contar con una misma base de interpretación en todos los pozos. Este proceso compensa los cambios en la escala de los registros para los diferentes pozos, así como la compensación por resistividad del lodo de perforación y el tamaño del hueco.

### ***7.3.2. Determinación de parámetros petrofísicos***

**7.3.2.1. Cálculo de resistividad de agua de formación ( $R_w$ ).** Para la determinación de este parámetro existen varios métodos en el que se destaca el método de obtención de resistividad de agua de formación a partir de la curva del SP siendo este el que más se ajustaba a los datos disponibles.

El método del potencial espontáneo se puede utilizar para estimar la resistividad del agua de tipo cloruro de sodio (NaCl), el cual está ampliamente descrito en ([Jorgensen, 1989](#)) donde parte de la ecuación (5) para desarrollar un algoritmo (**Figura 25**) basado en información previa del pozo y determinar finalmente la ( $R_w$ ).

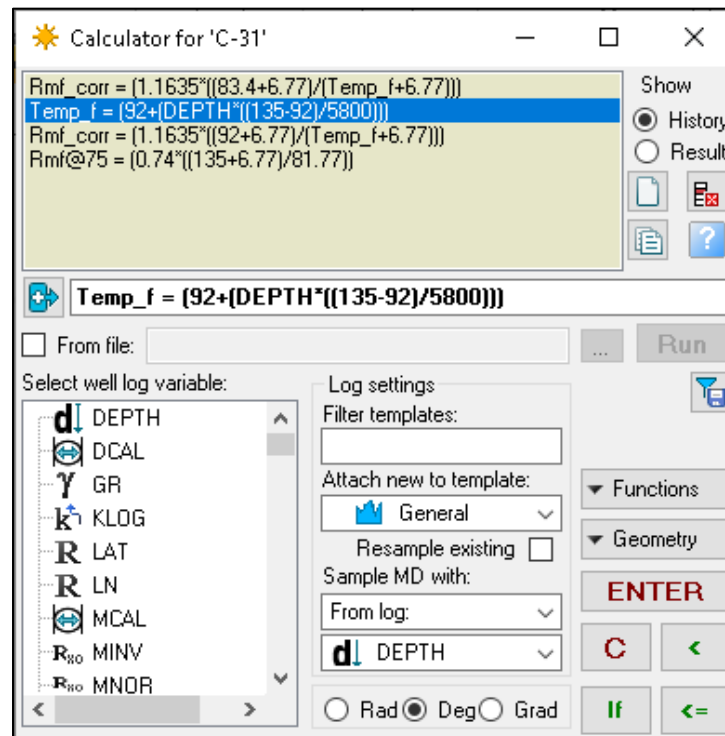
$$SP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} ; \quad (5)$$

Esta información previa son los parámetros utilizados anteriormente en la selección de pozos a procesar ( $R_{mf}$ ,  $T_{mf}$ ,  $BHT$  y  $T_f$ ); esta última representa la temperatura de formación en cualquier punto de profundidad, descrita en la ecuación (6).

$$T_f \cong T_{ma} + \frac{(BHT - T_{ma})(D_f)}{Dt} ; \quad (6)$$

Donde: ***T<sub>f</sub>***: Temperatura de formación  
***T<sub>ma</sub>***: Temperatura promedio anual en superficie  
***BHT***: Temperatura en el fondo del pozo  
***D<sub>f</sub>***: Profundidad de formación (variable)

Esta ( $T_f$ ) fue generada como una curva sintética para cada uno de los pozos procesados en la calculadora de pozos del software, para ser utilizadas posteriormente en las demás operaciones.

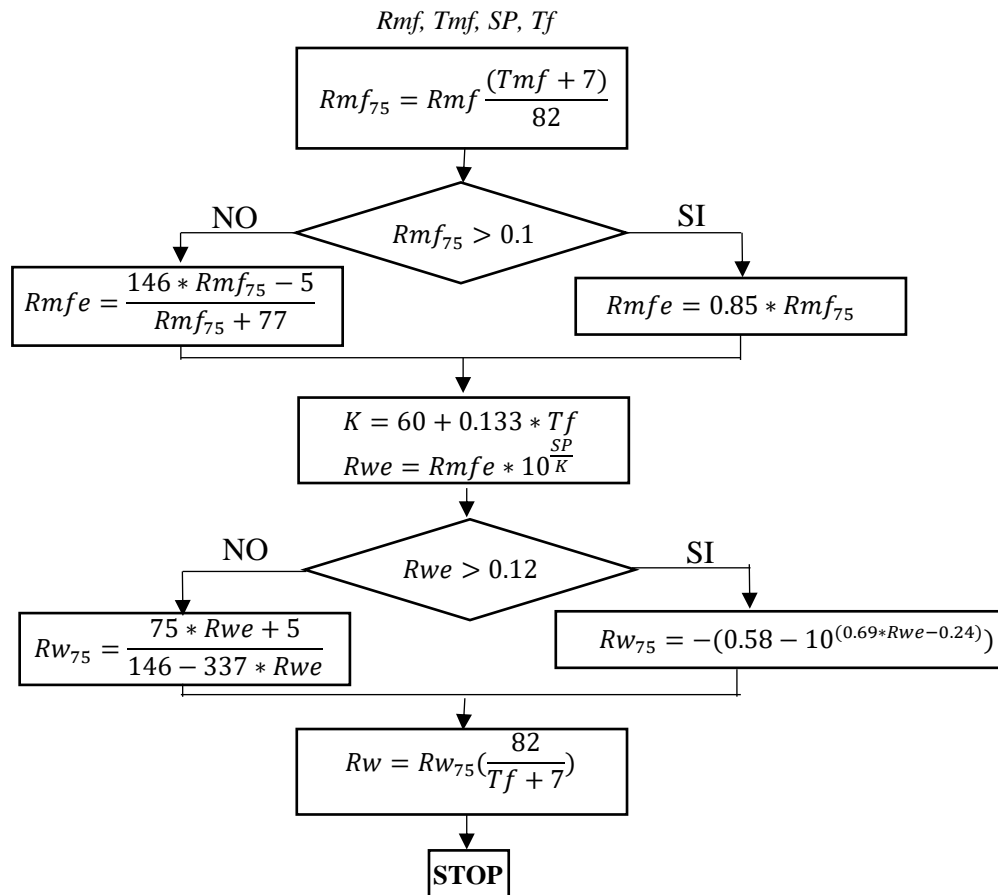
**Figura 24***Calculadora de Pozos en el Software*

*Nota.* Aquí se puede apreciar un ejemplo de la calculadora de pozos en el software donde se ingresan las ecuaciones a ejecutar para crear o modificar registros de pozo, se muestran las operaciones hechas para el Pozo 31.

El procedimiento del método de potencial espontaneo para estimar la resistividad de agua es la siguiente:

- Determinar Rmf y Tmf leyendo los valores en cabezales de pozo.
- Determinar SP a partir de la curva de potencial espontaneo.
- Determinar Tf a partir de la ecuación (6).
- Determinar la Rw usando el algoritmo mostrado en la **(Figura 25)**.

Figura 25

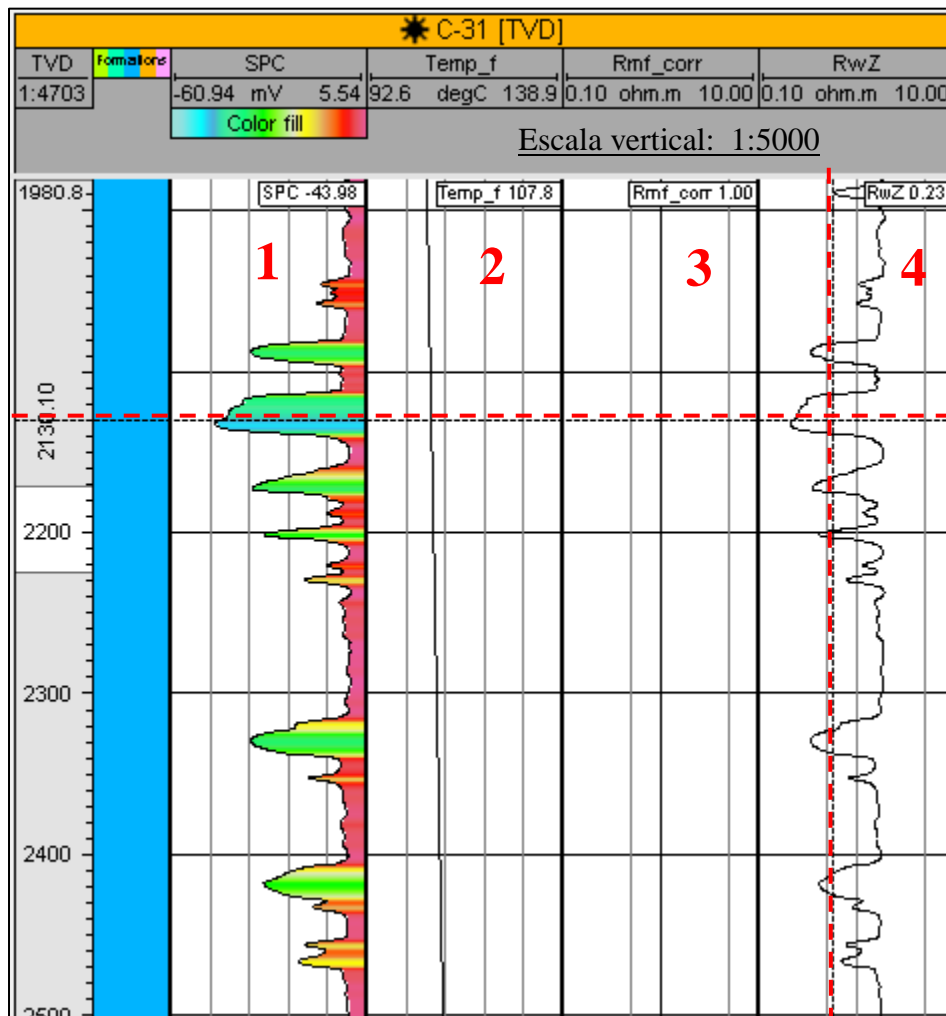
Diagrama de Flujo para Determinar Resistividad del Agua ( $R_w$ )

- Nota.
- $K$ = constante de potencial espontáneo en una temperatura específica
  - $Rmf$ = resistividad de lodo de filtrado, en ohm-metros
  - $Rmfe$ = resistividad equivalente de lodo de filtrado, en ohm-metros
  - $Rmf_{75}$ = resistividad de lodo de filtrado a  $75^{\circ}\text{F}$ , en ohm-metros
  - $Rw$ = resistividad del agua, en ohm-metros
  - $Rwe$ = resistividad equivalente del agua, en ohm-metros
  - $SP$ = potencial espontáneo, en milivoltios
  - $Tf$ = temperatura de formación, en grados Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ )
  - $Tmf$ = temperatura de lodo de filtrado, en grados Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ )

Nota. Este diagrama de flujo (Tomado de [Jorgensen, 1989](#)) fue utilizado en el procesamiento de los pozos, ejecutando cada uno de los pasos en la calculadora de pozos, para así obtener una curva sintética de resistividad de agua de formación ( $R_w$ ) para cada uno de los pozos como se muestra en la **(Figura 26)**.

Figura 26

Curvas Sintéticas Generadas para el Cálculo de Resistividad del Agua



Nota. En este grafico se puede apreciar el panel de curvas correspondiente al Pozo 31 en el software, corriendo la curva de potencial espontáneo *SPc* (pista1), y las curvas sintéticas generadas de temperatura de formación *Temp\_f* (pista2), resistividad del lodo de formación *Rmf\_corr* (pista3) ajustado a profundidades y finalmente la resistividad de agua de formación *RwZ* (pista4) en este caso se puede apreciar los resultados para una profundidad de (2130.10 ft) →  $Temp_f = 107.8^{\circ}F$ ;  $Rmf\_corr = 1\Omega.m$ ;  $RwZ = 0.23\Omega.m$ .

**7.3.2.2. Contenido de arcillas Vshale (Vsh).** Para la determinación de arcillas Vshale en la formación se obtuvo a partir de la curva de Potencial Espontáneo (SP).

La fórmula algebraica para resolver el volumen de lutita del registro SP es una interpolación lineal entre las lecturas del registro mínimo y máximo mostrada por (Crain, 1986), este se halló para todos los pozos y se muestra ejemplo en la (Figura 27) para el Pozo 31.

$$Vshale_{SP} = \frac{(SP-SP0)}{(SP100-SP0)} \quad (7)$$

Donde,  $SP$ : valor leído de potencial espontáneo

$SP100$ : valor potencial espontaneo leído para arcillas (min SP)

$SP0$ : calor de potencial espontáneo leído para arenas limpias (max SP)

$Vshale_{SP}$ : volumen de arcillas a partir de SP en fracción.

La razón por la cual no se hizo uso del registro de pozo de Gamma Ray para la determinación de Vshale y posteriormente de litologías geológicas, es debido a que la composición mineralógica descritos en trabajos anteriores, donde se refieren a estas unidades arenosas según (Ramirez, 2010) como litarenitas feldespáticas con contenidos superiores del 10% de minerales de feldespatos, el cual general una respuesta radiactiva, y teniendo en cuenta lo mencionado según (Madero *et al.*, 2010) ‘el registro GR se basa en el comportamiento radiactivo de los minerales que conforman las rocas y generalmente las arenas contienen minerales con poca radioactividad, pero no siempre es así, las arenas con alto contenido de minerales como feldespato potásico muestran alta radioactividad y pueden ser interpretadas como shale o lutitas, ricas en minerales radiactivos’, por esta razón el registro GR no muestra un comportamiento adecuado para esta zona.

**7.3.2.3. Cálculo de la porosidad (Phi).** Debido a que la información disponible en campo Colorado carece de registros de pozo directos de porosidad como sónicos, densidad o neutrones en más del 90% de los pozos, se determina la porosidad de los pozos a partir de una ecuación que se deriva de los valores de resistividad.

Esta se basa en la ecuación de Archie, que se conoce para el cálculo de la resistividad del agua, esta toma en cuenta los valores de tortuosidad, exponente de cementación, resistividad del filtrado de lodo, resistividad somera y la expresión es la siguiente:

$$\varphi_T = \left( \frac{a \cdot R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (8)$$

Donde:

$\varphi_T$  = porosidad total

$R_{mf}$  = resistividad del filtrado de lodo a temperatura de formación

$R_{xo}$  = resistividad somera

$a$  = factor de tortuosidad

$m$  = exponente de cementación

Para el caso de campo Colorado al carecer de registros directos de porosidad, los valores de factor de tortuosidad y exponente de cementación, son asumidos a partir de datos típicos en diferentes litologías como lo muestra (Asquith, 1980), asignando los siguientes valores:

**Tabla 13***Valores típicos de parámetros*

| Litología             | Valor típico de tortuosidad ( $a$ ) | Valor típico de cementación ( $m$ ) |
|-----------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Carbonatos            | 1                                   | 2                                   |
| Arenas sin consolidar | 0.62                                | 2.15                                |
| Arenas consolidadas   | 0.81                                | 2                                   |

*Nota.* Para el caso de Campo colorado según litología de litarenitas en la formación Mugrosa, el valor de tortuosidad tomado fue ( $a=0.81$ ) y de cementación de ( $m=2.15$ ). (Tomado de [Asquith, 1980](#))

Luego de hallar la porosidad total es necesario determinar la porosidad efectiva, de tal manera que se desprecian los valores de contenido de arcillas en la formación, para lo cual se utilizó la siguiente expresión:

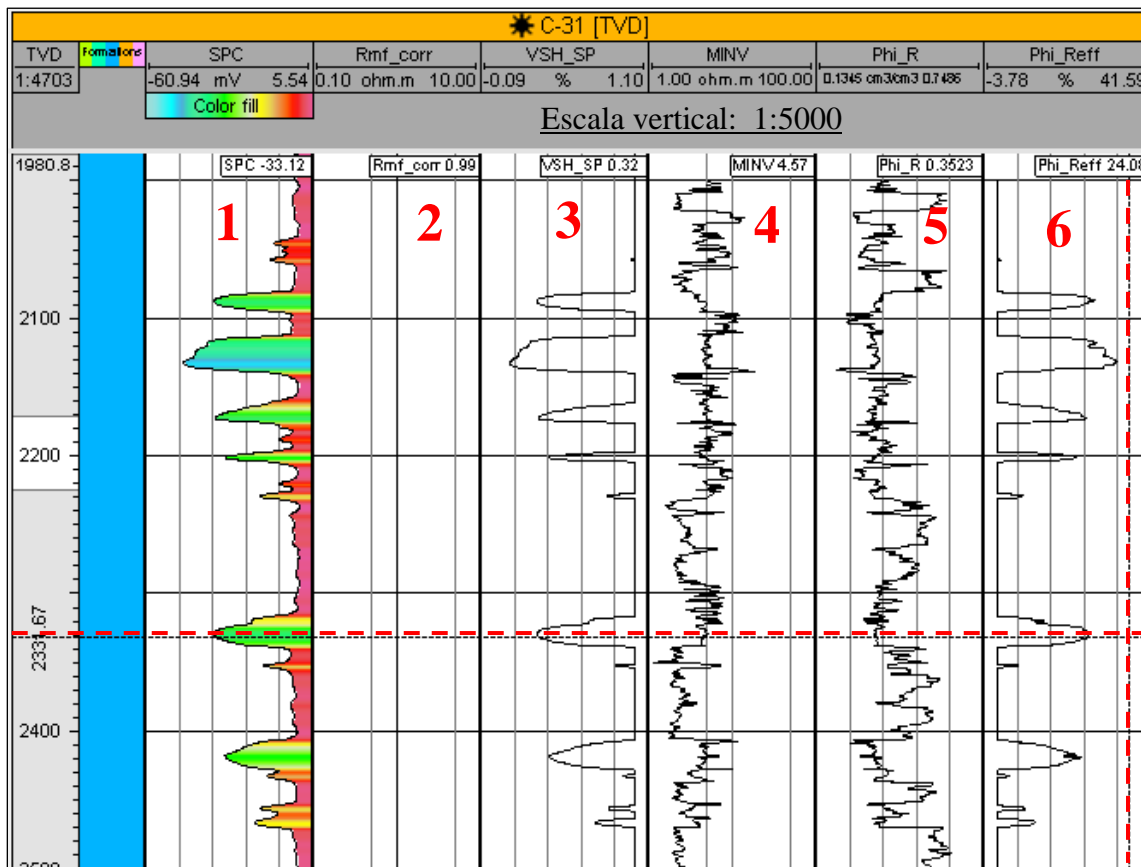
$$\varphi_{eff} = \varphi_T * (1 - Vsh) \quad (9)$$

Las ecuaciones de porosidad fueron realizadas en la calculadora de pozos del software, como se hizo en el cálculo de la resistividad de agua de formación, en este caso se utilizaron los registros preexistentes de resistividades someras (MicroInverso) y Vshale de SP (**Figura 27**).

Los resultados de porosidad se ajustaron con los valores promedio indicados por ([Barrero et al., 2007](#)) para las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado evidenciando porosidades entre el 15-20% y permeabilidades que varían entre 20-600 md aproximadamente.

Figura 27

Curvas Utilizadas en el Cálculo de Porosidades



Nota. En este grafico se puede apreciar el panel de curvas correspondiente al Pozo 31 en el software, corriendo la curva de potencial espontáneo SPC (pista1), resistividad de filtrado de lodo  $Rmf\_corr$  (pista2), contenido de arcillas  $VSH\_SP$  (pista3), resistividad somera con voltaje microinverso  $MINV$  (pista4), porosidad total  $Phi\_R$  (pista5) y porosidad efectiva  $Phi\_Reff$  (pista6). en este caso se puede apreciar los resultados para una profundidad de (2331.67 ft)  $\rightarrow$  SPC=-33.12;  $Rmf\_corr=0.99\Omega.m$ ;  $VSH\_SP=0.32$ ;  $MINV=4.57\Omega.m$ ;  $Phi\_R=0.3523$  fracción;  $Phi\_Reff=24.08\%$

**7.3.2.4. Cálculo de saturación de agua.** Para el cálculo de la saturación de agua se utilizó la relación entre dos métodos de Archie, uno llamado método de la zona lavada (11) en el que relaciona las resistividades de la roca  $R_o$  (resistividad somera),  $R_{mf}$  (resistividad de filtrado de lodo) con la saturación de agua; y por otra parte la saturación de la zona virgen (10) que relaciona las resistividades  $R_d$  (resistividad profunda) y  $R_w$  (resistividad del agua) con la saturación de agua.

Esta relación de ecuaciones permite determinar el valor de saturación de agua sin la necesidad de conocer el factor de formación, que, por la carencia de registros de porosidad, no se conoce.

$$\text{Saturación en zona virgen:} \quad (S_w)^n = \frac{F \cdot R_w}{R_D} \quad (10)$$

$$\text{Saturación en zona lavada:} \quad (S_{xo})^n = \frac{F \cdot R_{mf}}{R_{xo}} \quad (11)$$

Donde:  $S_w$  = Saturación de agua en zona virgen  
 $S_{xo}$  = Saturación de agua en zona lavada  
 $F$  = Factor de formación  
 $R_{mf}$  = Resistividad de filtrado de lodo  
 $R_w$  = Resistividad de agua de formación  
 $R_{xo}$  = Resistividad de la zona invadida  
 $R_D$  = Resistividad de la zona virgen  
 $n$  = Exponente de saturación (se asume  $n=2$ )

Teniendo en cuenta también la relación de saturación de agua de zona lavada y zona invadida para una arenisca limpia se tiene:

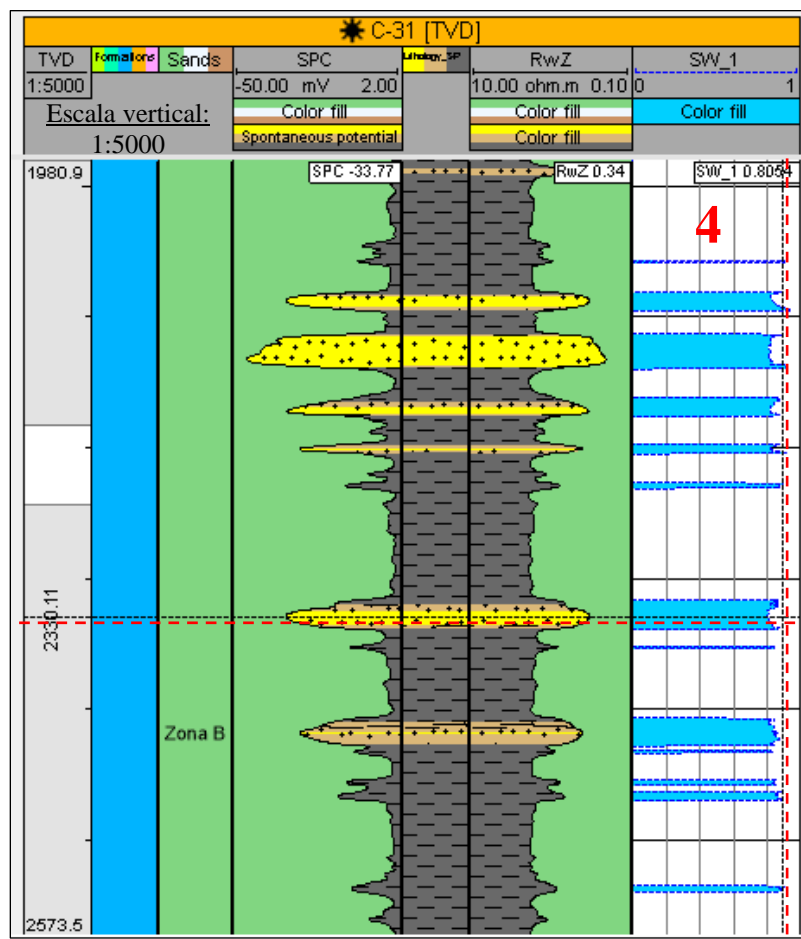
$$S_{xo} = \sqrt[5]{S_w} \quad (12)$$

La relación entre estas últimas tres formulas (10), (11) y (12), nos da como resultado la ecuación (13) para determinar la saturación de agua  $S_w$  para todos los pozos procesados.

$$S_w = \left( \frac{R_w * R_{xo}}{R_{mf} * R_D} \right)^{\frac{5}{8}} \tag{13}$$

**Figura 28**

*Cálculo de la Saturación de Agua*



*Nota.* En este grafico se puede apreciar la curva generada para la saturación de agua SW\_1 (pista4) en un sector del pozo 31, en este caso como se había aclarado solo se tienen en cuenta las zonas de areniscas limpias que se habían determinado anteriormente en la litología. Los resultados para una profundidad de (2330.11 ft) →  $S_w = 0.8054$ , es decir 80.54%, los datos pueden no arrojar 100% de saturación de agua debido a que en las ecuaciones propuestas se asumieron datos como exponente de saturación, para una arenisca limpia.

### 7.3.3. *Determinación de la litología a partir de contenido de volumen de arcillas (Vshale\_SP)*

Si bien no puede definir de manera única ninguna litología, la información que proporcionan los registros de pozo es invaluable cuando se combina con información de otros registros.

Se definió la litología a partir de la información de contenido de volumen de arcillas hallado anteriormente en base al registro SP y se definieron unos cutoff para la definición de litología en la calculadora de pozos en el software, teniendo en cuenta la información descrita en estudios estratigráficos y sedimentarios de las formaciones en el campo. De esta forma se generó la litología como se muestra en la **(Figura 29)**.

Como se mencionó en el capítulo de arquitectura de las rocas reservorio del VMM, la descripción de la facies de depositación representan facies de canales anastomosados y amalgamados que en la lectura de la curva de registro SP podría estar indicando intervalos de areniscas finas como sale erróneamente; es por esto que se permitió una tolerancia en el contenido de arcillas para la clasificación litológica como lo muestra la siguiente tabla:

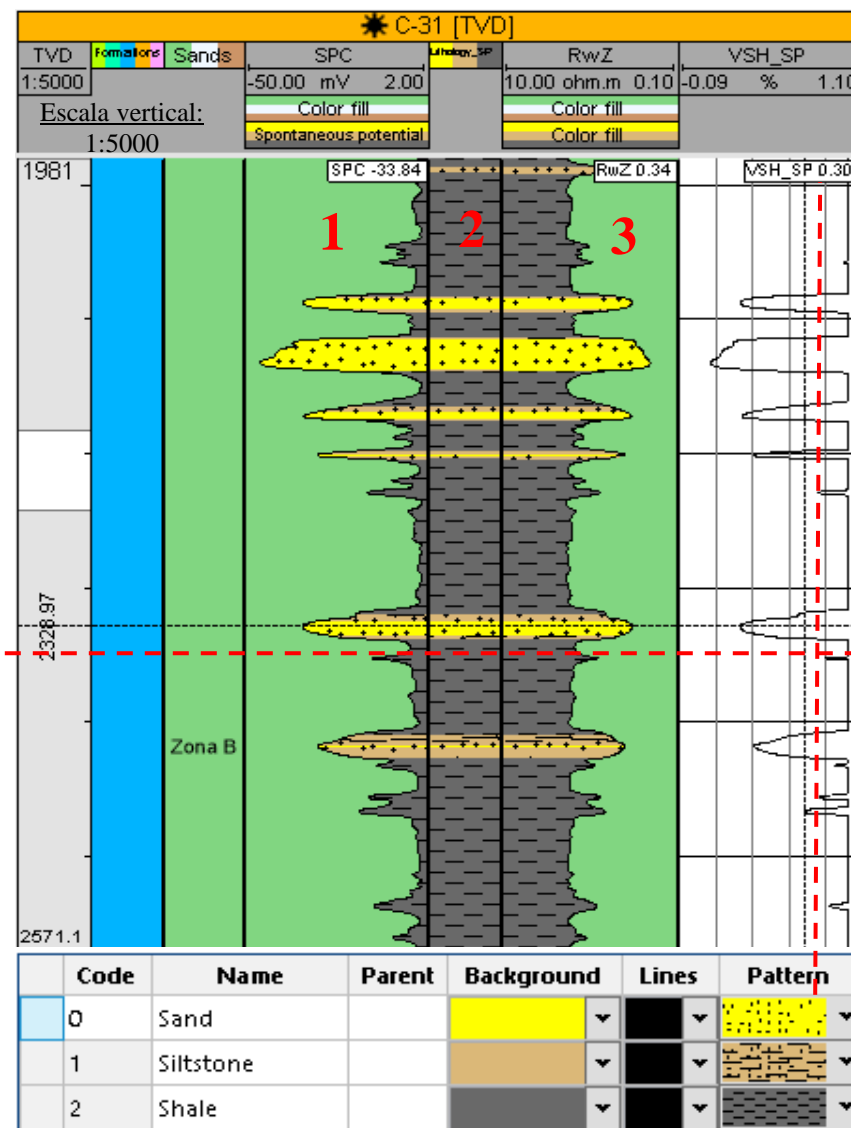
**Tabla 14**

*Clasificación Litológica a Partir del VShale*

| <b>Litología</b>          | <b>Valor aceptado de VSH_SP</b> |
|---------------------------|---------------------------------|
| Areniscas limpias         | <0.4                            |
| Limolitas o arenas sucias | >0.4≤0.7                        |
| Shale                     | >0.7                            |

**Figura 29**

*Definición Litológica a Partir del Vshale*



*Nota.* En el grafico se puede apreciar la representación gráfica de las litologías definidas y generadas en Litology\_SP (pista2) la cual fue generada con la calculadora de pozos con los condicionales propuestos en la (Tabla 14). De igual forma se muestra la curva de potencial espontaneo SPC (pista1), la curva de resistividad de agua de formación invertida RwZ (pista3); ambas coloreadas en su interior con el atributo de litología definida, esto, para mejorar su visualización y entendimiento. En este caso se puede apreciar los resultados para una profundidad de (2328.97 ft) → una litología de arenisca con un contenido de 30% de archillosidad, igualmente muestra valor de resistividad de agua de:  $RwZ = 0.34 \Omega.m$ .

**7.3.3.1. Identificación de las arenas potencialmente acuíferas.** Para esto, primero se ingresaron al software los datos de topes de los pozos de campo Colorado utilizados en el proyecto de [Mier et al., \(2013\)](#), que han sido identificados en múltiples trabajos anteriores en el campo, por medio de la interpretación geofísica de líneas sísmicas, mostrando la ubicación a profundidad de las unidades tales como formaciones geológicas y arenas de interés investigadas por sus características de rocas reservorio, que en este caso nos son útiles estas arenas, ya que dentro de las características de una roca reservorio, es su capacidad de almacenar fluidos tales como agua e hidrocarburos.

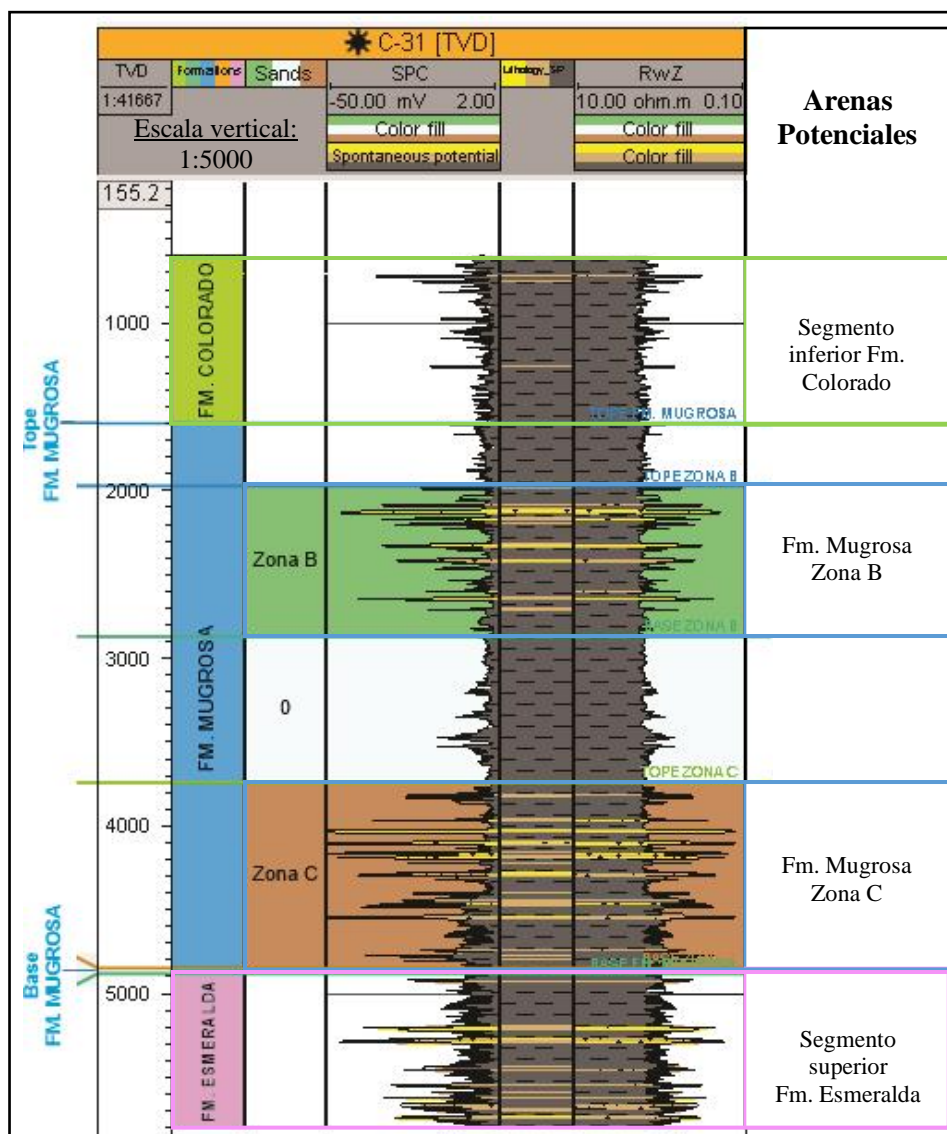
En varias de las investigaciones que se han realizado a lo largo de la historia a las unidades geológicas de interés petrolífero en el Valle Medio del Magdalena en distintos campos de explotación, se han identificado varios grupos de areniscas con capacidad de almacenar fluidos en intervalos de las formaciones del Cenozoico como lo son Formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Formación Esmeraldas (Zona D), Formación La Paz (Zona E).

Para el caso en particular del campo Colorado, los estudios a partir de registros de pozo, únicamente se logran identificar las arenas de la Formación Mugrosa (Zonas B y C), debido a que en las curvas utilizadas en la presente investigación (SP) y (Res) no fueron corridas en la totalidad del pozo, sino únicamente el intervalo comprendido por la Formación Mugrosa, y en varios de los pozos seleccionados se identifica una fracción inferior de la Formación Colorado y una Fracción superior de la Formación Esmeraldas, tal como se muestra en la **(Figura 30)**.

Cabe aclarar que las unidades que se tendrán en cuenta para la determinación de la salinidad del agua, serán aquellas donde en las clasificaciones litológicas fueron asignadas como arenas limpias, es decir, las zonas con un contenido menor al 40% de fracción de shale, igualmente zonas con saturación de agua significativa.

**Figura 30**

*Columna General de Registros del Pozo (C-31) en Campo Colorado*



*Nota.* Registros de (SP) y (Rw), se observa la disposición de la Formación mugrosa en su totalidad, fracción inferior de la Formación Colorado y fracción superior de la Formación Esmeralda.

#### 7.3.4. *Determinación de salinidad del agua en partes por millón (ppm) de sólidos disueltos.*

Para la determinación de la salinidad del agua en formación, se parte del hecho de que existe una relación directa entre la resistividad del agua, la temperatura y su cantidad de sólidos disueltos en ella (TDS), es decir, la saturación de sales.

La sal más frecuentemente encontrada en los fluidos es el cloruro de sodio, NaCl, que produce iones Na<sup>+</sup> y Cl<sup>-</sup> al disolverse, los cuales transportan la corriente a través del fluido. Respecto a la relación entre Sal, Temperatura y resistividad, para una cierta salinidad, la resistividad disminuye con la temperatura (Viro, E. 1997).

El modelo de Crain, (1986) se utiliza para convertir la salinidad ( $W_s$ ) medida en un laboratorio en una resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) a cualquier temperatura específica ( $T_f$ ) en grados Fahrenheit, y esta ecuación es utilizada en este caso de forma invertida en la calculadora de pozos del software, para poder obtener un valor de salinidad partiendo de las resistividades y temperaturas de formación ya determinadas en procesos anteriores (**Figura 31**).

Modelo de Crain:

$$R_w = \left( \frac{400.000}{T_f * W_s} \right)^{0.88} \quad (14)$$

Donde:  $R_w$  = Resistividad de agua de formación

$T_f$  = Temperatura de formación en (°F)

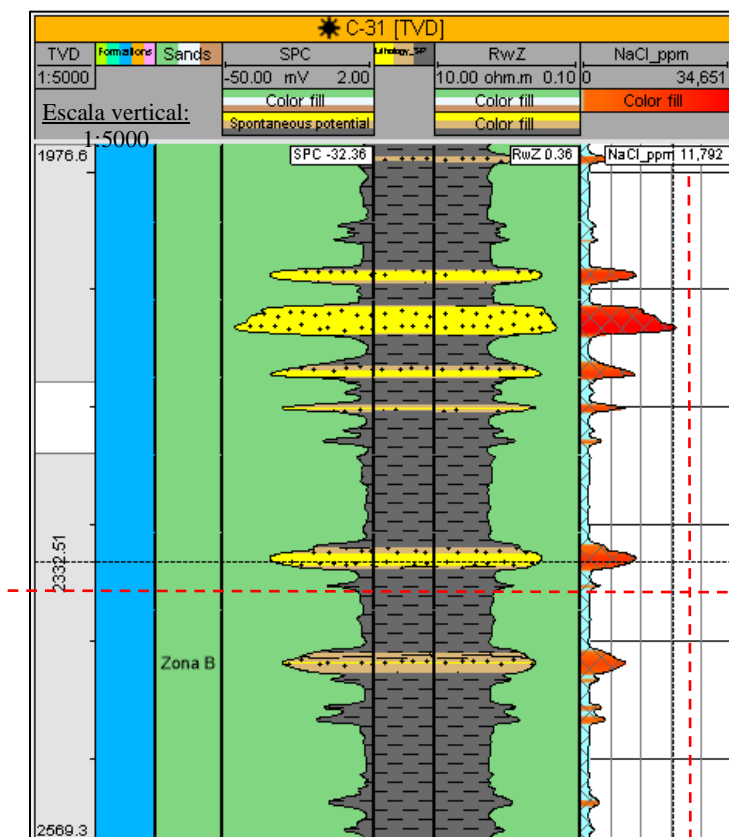
$W_s$  = Salinidad del agua en (ppm NaCl)

Invirtiendo la ecuación obtenemos:

$$W_s = \left( \frac{400.000}{T_f * R_w} \right)^{1/4} \quad [ppm \ TDS] \quad (15)$$

**Figura 31**

*Curva Sintética Generada para la Salinidad del Agua.*



*Nota.* En el grafico se puede apreciar la representación gráfica de la salinidad del agua (pista4) representada en ppm TDS en las arenas limpias identificadas anteriormente. En este caso se puede apreciar los resultados para una profundidad de (2332.51 ft) → (TDS)\_ppm= 11.792 ppm.

**7.3.4.1. Clasificación del agua según su salinidad.** Se utilizó la clasificación de concentración de sales disueltas en agua para acuíferos mencionada por [Van Weert & Van Der Gun, \(2012\)](#) de la siguiente forma:

**Tabla 15***Clasificación de la salinidad del agua*

| Clasificación | Contenido de sales TDS (ppm) |
|---------------|------------------------------|
| Dulces        | 0-1.000                      |
| Salobres      | 1.000-10.000                 |
| Salinas       | 10.000-100.000               |
| Salmueras     | >100.000                     |

*Nota.* Rangos de concentración de sales en aguas subterráneas (Tomado de [Weert et al., 2012](#)).

Para una mejor visualización de la salinidad del agua de formación en los diferentes intervalos de areniscas limpias, se procedió a clasificar en el software con la misma variación de contenido de sales disueltas como se observa en la **(Figura 32)**.

Adicionalmente la clasificación de aguas salinas se subdivide en tres tipos **(Tabla 16)** debido a su amplio rango (10.000-100.000ppm) para dar mejor detalle a los resultados del estudio.

**Tabla 16***Subdivisión de salinidades para aguas salinas*

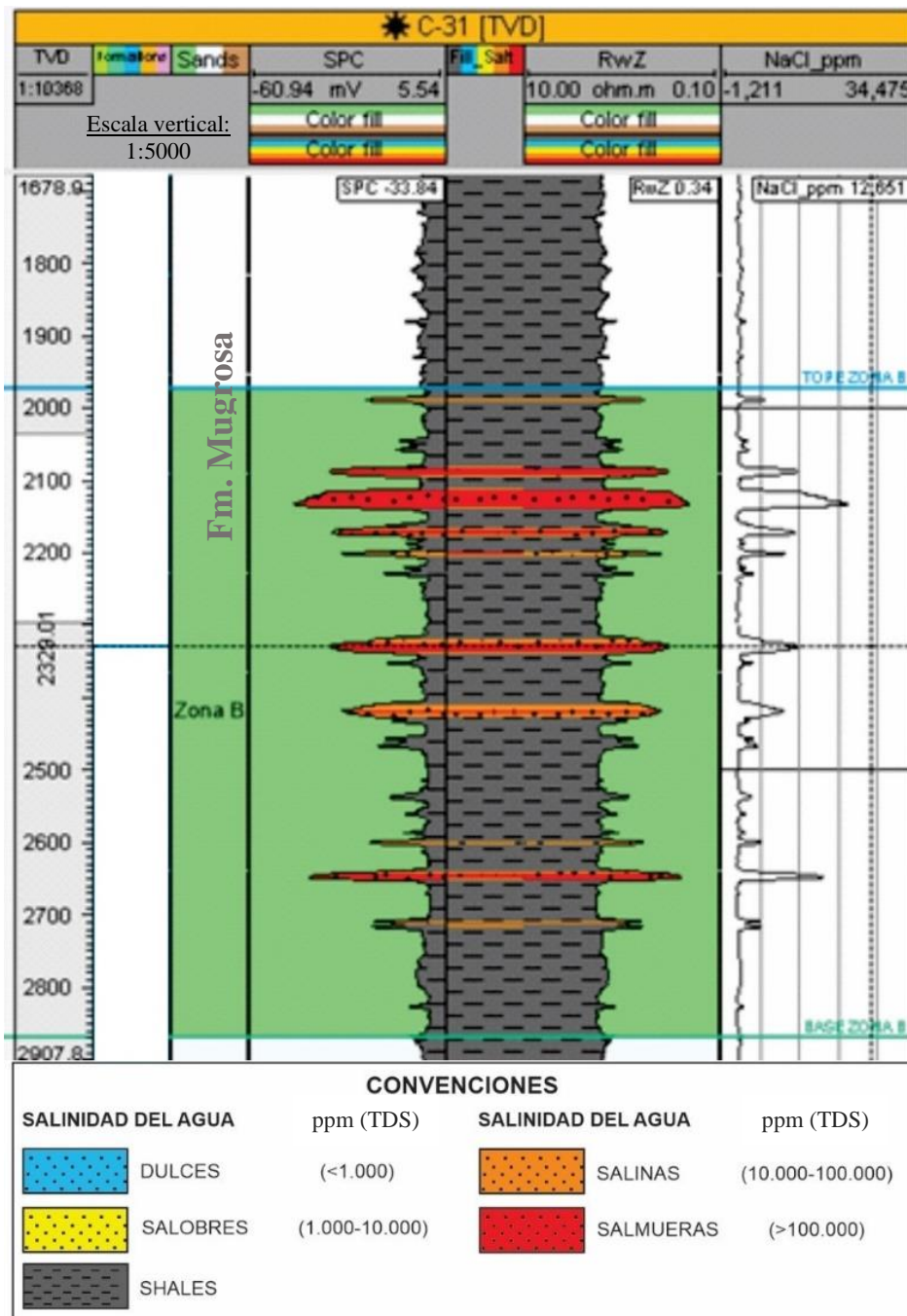
| Clasificación  | Subdivisión | Rangos           |
|----------------|-------------|------------------|
| <b>SALINAS</b> | Tipo A      | 10.000 – 25.000  |
|                | Tipo B      | 25.000 – 50.000  |
|                | Tipo C      | 50.000 – 100.000 |

*Nota.* Fuente (Autor)

Es importante tener en cuenta que la salinidad es el resultado de la suma en peso de varios y distintos elementos dentro de un volumen dado de agua disueltos en ella, por ello la determinación precisa de salinidad conlleva al conocimiento de la cantidad de las diferentes sales, que a pesar de que usualmente el NaCl es el más representativo, no es el único, también están presentes las sales de potasio, magnesio, entre otras.

Figura 32

Representación Gráfica de la Salinidad en las Unidades Potencialmente Acuíferas



Nota. Este gráfico muestra la distribución de la salinidad del agua con un color representativo para cada intervalo de sólidos disueltos en agua (TDS) en (ppm), en este caso para las arenas en el intervalo de la zona B de la Formación Mugrosa.

## 7.4. Análisis de Resultados

### 7.4.1. Correlaciones lito-estratigráficas de los pozos

Para el desarrollo de las correlaciones litoestratigráficas se tomó como *datum* de referencia el tope de la Formación Mugrosa, ya que está identificado en todos los pozos procesados, A pesar de que en algunas correlaciones se observan la fracción inferior de la Formación Colorado y la fracción superior de la Formación Esmeraldas, solo se correlacionan las subdivisiones de la Formación Mugrosa, es decir, Zona B y Zona C, que son las que se pueden identificar de base a tope (**Figuras 33-36**).

Los topes utilizados para la correlación como se mencionó anteriormente fueron tomados en base a [Mier et al., \(2013\)](#), estos fueron determinados a partir de la respuesta de los registros SP, donde se pueden establecer secuencias lodosas y arenosas, y de esta forma se les hicieron algunos ajustes según lo observado en la revisión de estos.

Se observaron que en varios de los pozos las arenas presentan variación en sus espesores, pero sin variar su continuidad lateral, esto se da probablemente por lo anteriormente mencionado en la sección de arquitectura de rocas reservorio en el VMM, donde estas se describen con cambios en la composición de las facies, un grado de amalgamamiento y su arquitectura estratigráfica de las areniscas de canal en la cuenca del VMM.

Partiendo de esta correlación lito-estratigráfica, se decidió mostrar los valores de salinidad del agua de formación para cada una de las arenas potencialmente acuíferas, donde se logró identificar lo siguiente:

- En la correlación de los pozos (37, 56 y 75) se observa un comportamiento de disminución de la salinidad en sentido N-W partiendo del pozo75, estas salinidades van desde aguas salinas a aguas con valores de ppm un poco por debajo de 1000 ppm y clasificadas como dulces.
- En todos los pozos correlacionados se observó la tendencia de aumento de la salinidad a medida que aumenta la profundidad, esto no es tan evidente en las gráficas, dado que los intervalos de ppm de sales disueltas son bastante amplios.

**Figura 33**

*Correlación Lito-Estratigráfica de los Pozos 37,56 y 75 - Campo Colorado*

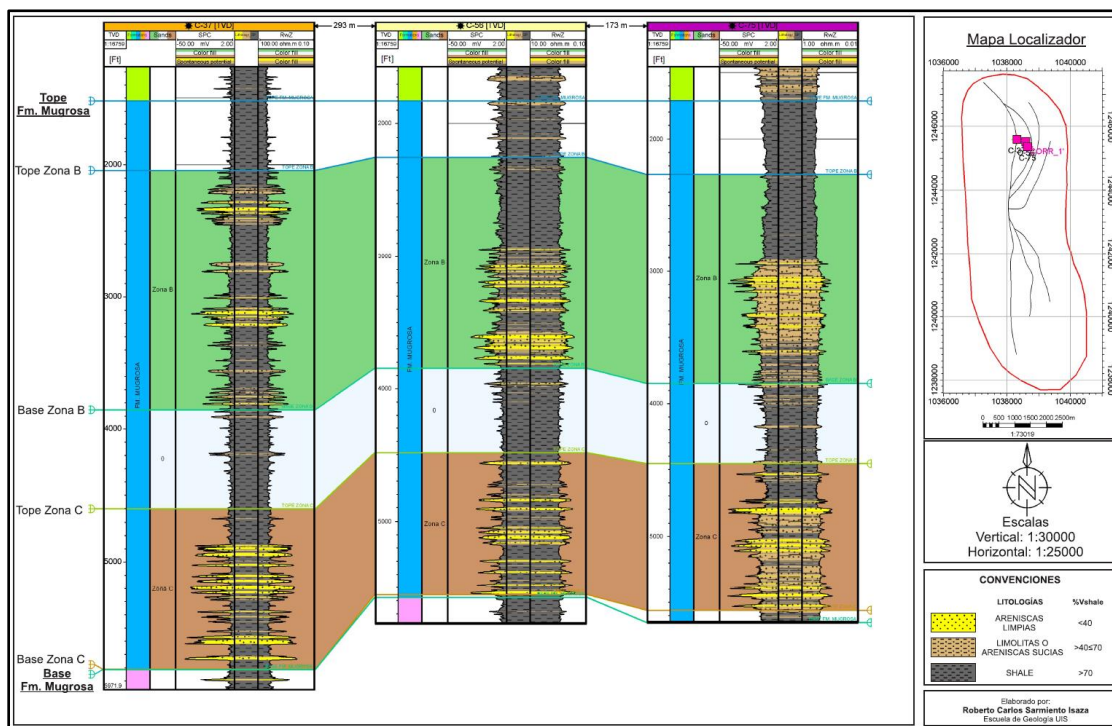


Figura 34

Correlación Lito-Estratigráfica de los Pozos 37, 56 y 75 con Salinidades - Campo Colorado

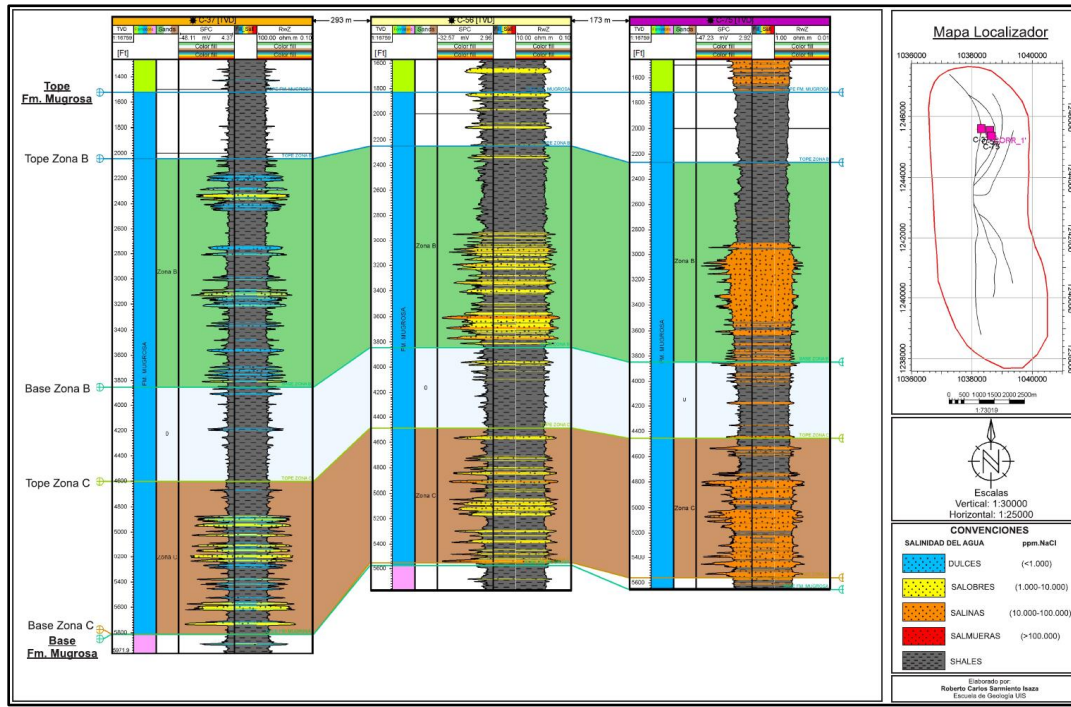


Figura 35 -

Correlación Lito-Estratigráfica de los Pozos 76, 51, 48 y 34 - Campo Colorado

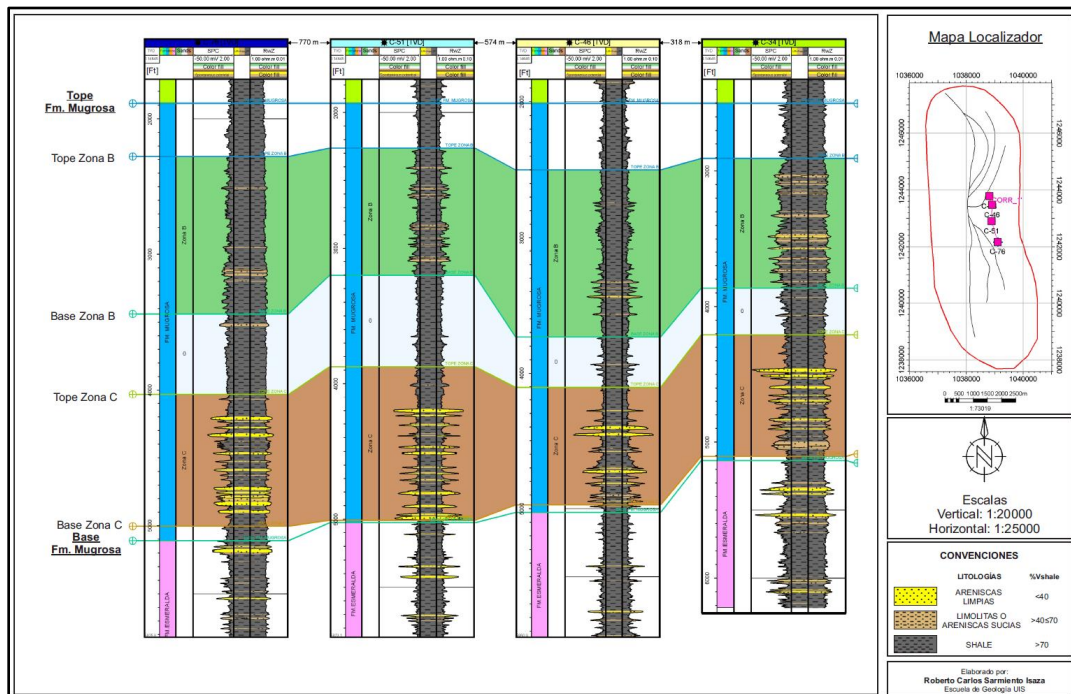
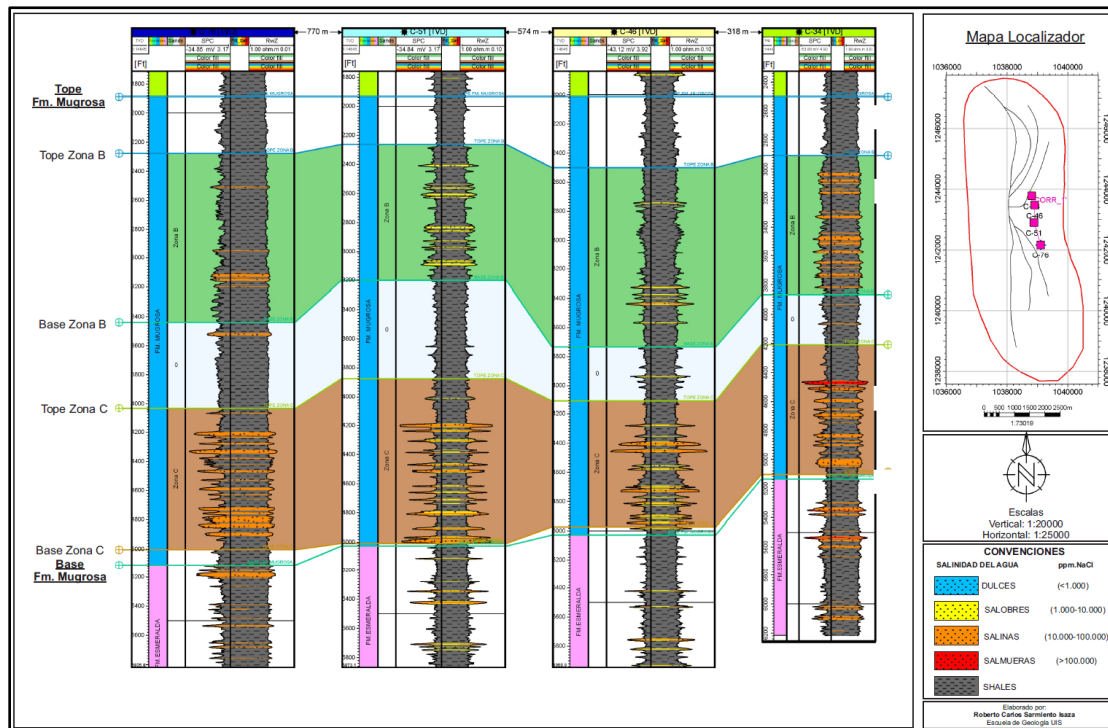


Figura 36

Correlación Lito-Estratigráfica de los Pozos 76, 51, 48 y 34 con Salinidades - Campo Colorado



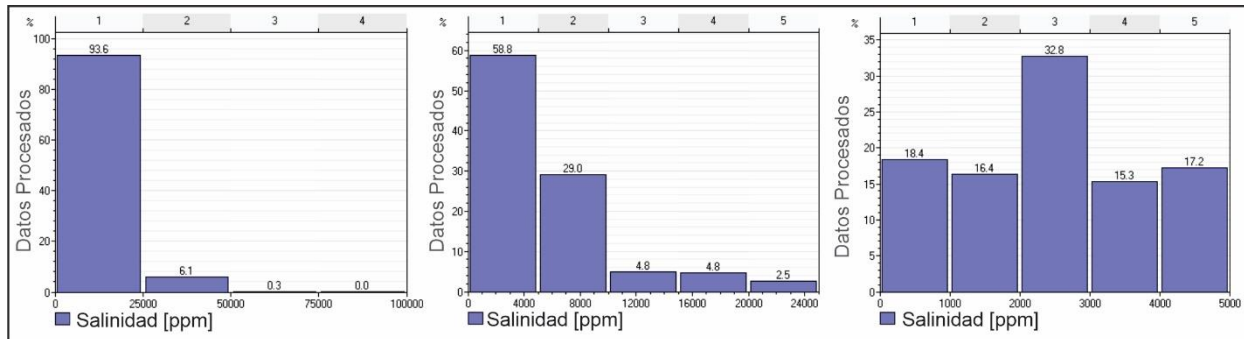
#### 7.4.2. Mapas de distribución de salinidad promedio.

Para un mejor entendimiento y visualización de la distribución de las salinidades en las diferentes arenas identificadas anteriormente, se determinó el promedio de salinidad en [ppm] para cada una de las 4 zonas y se generaron mapas de contorno para cada una de ellas (**Figuras 39-42**).

Esta interpolación se llevó a cabo por medio del método de IDW (Ponderación de distancia inversa), puesto que los valores de sólidos disueltos en agua en ppm para los pozos del campo Colorado presentan una distribución no uniforme (**Figura 37**), y según Villatoro & Sancho (2008) “Cuando el distanciamiento de los datos es muy grande, los variogramas no son posibles de obtener y no se tiene una densidad de valores representativa, entonces el método de interpolación de Kriging deja de ser una opción y comparativamente el IDW se perfila como el mejor”.

**Figura 37**

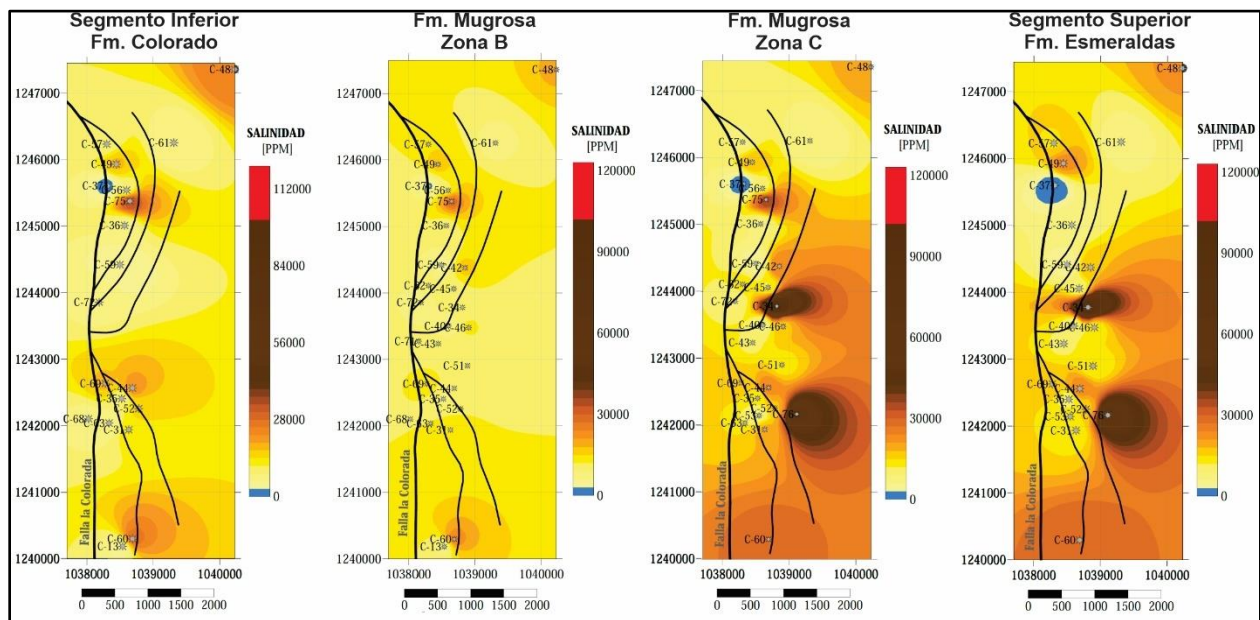
*Histogramas de las Salinidades en ppm en los Pozos Procesados*



*Nota.* Estos gráficos representan la distribución de salinidades (sólidos disueltos ppm) en distintos intervalos: 0-100000 ppm, 0-25000 ppm y 0-5000 ppm para todos los pozos procesados, en los cuales se puede observar que el 100% de los datos se encuentran entre 0 ppm y 75000 ppm y se pueden deducir el porcentaje para los demás intervalos: **10.13%** entre 0-1000 ppm, **72.05%** entre 1000-10000 ppm y **17.82%** para datos mayores de 10000 ppm.

**Figura 38**

*Mapas de Contorno de Salinidad en las Areniscas Potencialmente Acuíferas*



De acuerdo a las gráficas se concluye que la salinidad aumenta con la edad y formación, como lo indica la salinidad de la Formación Esmeralda. Las salinidades de las formaciones suprayacentes son menores. Así mismo se observa que las fallas podrían servir como vías de migración de aguas saladas provenientes de formaciones profundas de edad Cretácica. Se nota como a partir de puntos de alta salinidad localizado sobre las fallas, la salinidad se disminuye en forma radial. El punto azul sobre el trazo de falla al occidente del campo que corresponde al pozo (C-37) muestra un gradiente de flujo contrario a los demás puntos. En este pozo se detectó la presencia de varios acuíferos de agua dulce a una profundidad anómala de 2 kilómetros (5800 pies) que indica que hay una percolación de agua dulce de superficie tal vez ocasionada por la extracción de crudo y agua asociada. Esta situación no se presenta en ningún otro pozo.

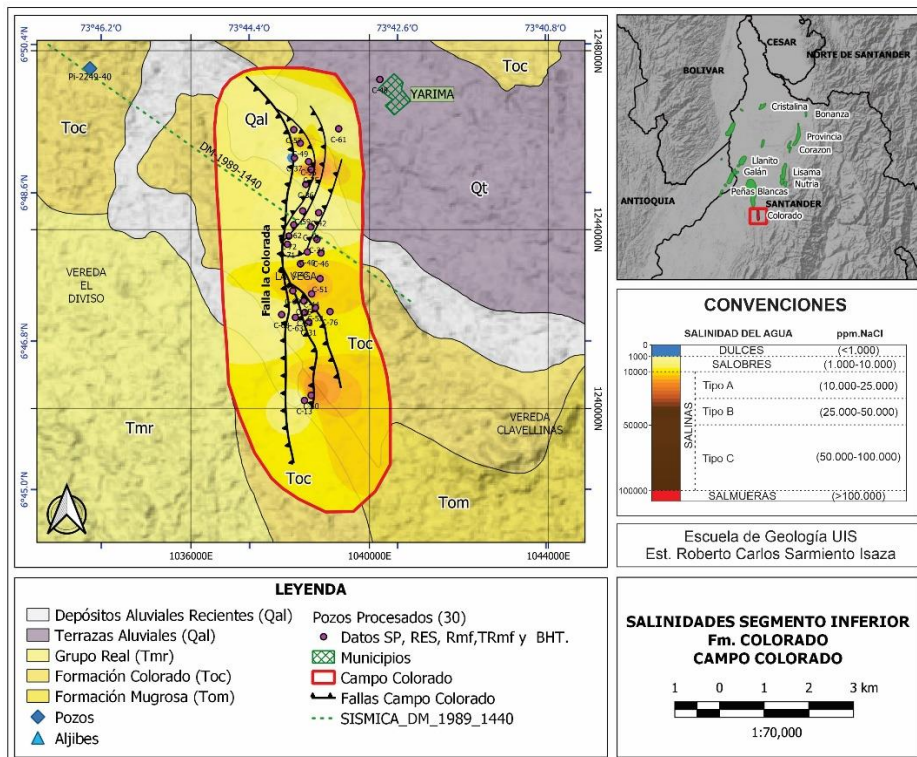
En términos generales en las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, hay una tendencia general de disminución de la salinidad hacia el occidente del campo Colorado.

Partiendo de un análisis comparativo de las cuatro unidades estudiadas en la **(Figura 38)**, se puede observar que para las unidades predominan los valores de salinidad comprendidos entre aguas salobres, aguas salinas tipo A y salinas tipo B, y una pequeña fracción muestra la presencia de agua dulce en el pozo (C-37). Esta fracción de agua dulce hasta profundidades de 5800 [ft] en (C-37), puede estar indicando una interconexión entre esos acuíferos que se observan, esto favorecido probablemente a su cercanía e interacción con la falla La Colorada.

También se puede observar de manera evidente el aumento de las aguas salinas a medida que las unidades se profundizan, mostrando el predominio de las aguas salobres en la unidad más superficial (segmento inferior Fm. Colorado), y predominio de las aguas salinas tipo A y salinas tipo B en la unidad más profunda (segmento superior Fm. Esmeraldas).

Figura 39

Salinidad Promedio-Segmento Inferior Fm. Colorado



La distribución no uniforme de salinidad en una misma unidad puede deberse a factores estructurales como estratigráficos.

Estratigráficamente en la relación a la misma arquitectura anteriormente señalada, la cual genera interstratificación en las unidades, pudiendo influir en la variación vertical de la salinidad por la presencia de pequeñas secuencias lodosas, lo que indica falta de interconexión hidráulica.

En el ámbito estructural, el fallamiento de la zona puede en algunos casos favorecer o entorpecer el movimiento de los flujos acuosos y su interacción, es decir, aguas superficiales de infiltración a unidades infrayacentes y aguas profundas que migran a unidades supradycentes.

Figura 40

Salinidad Promedio-Zona B Fm. Mugrosa

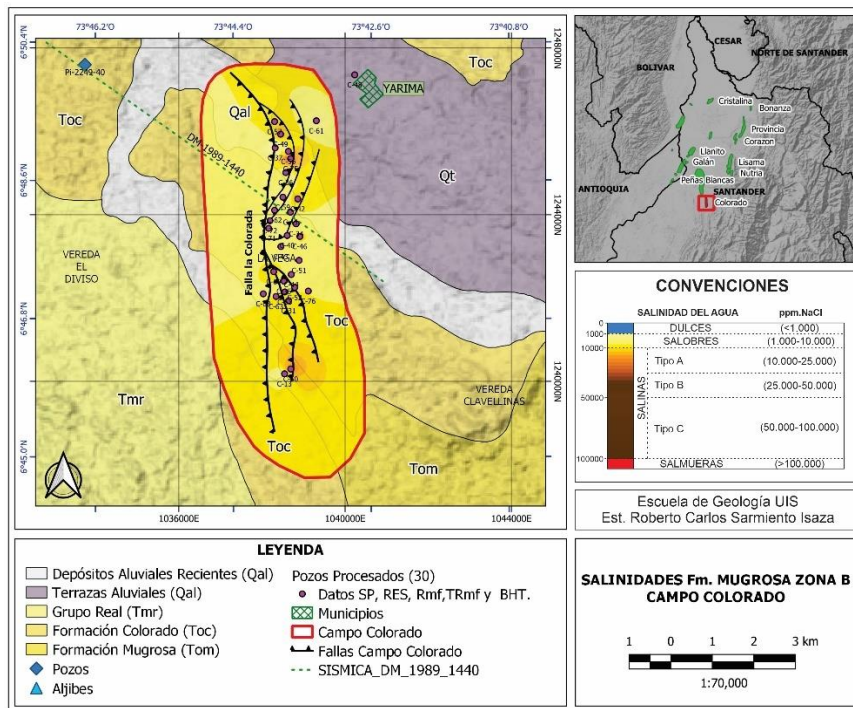
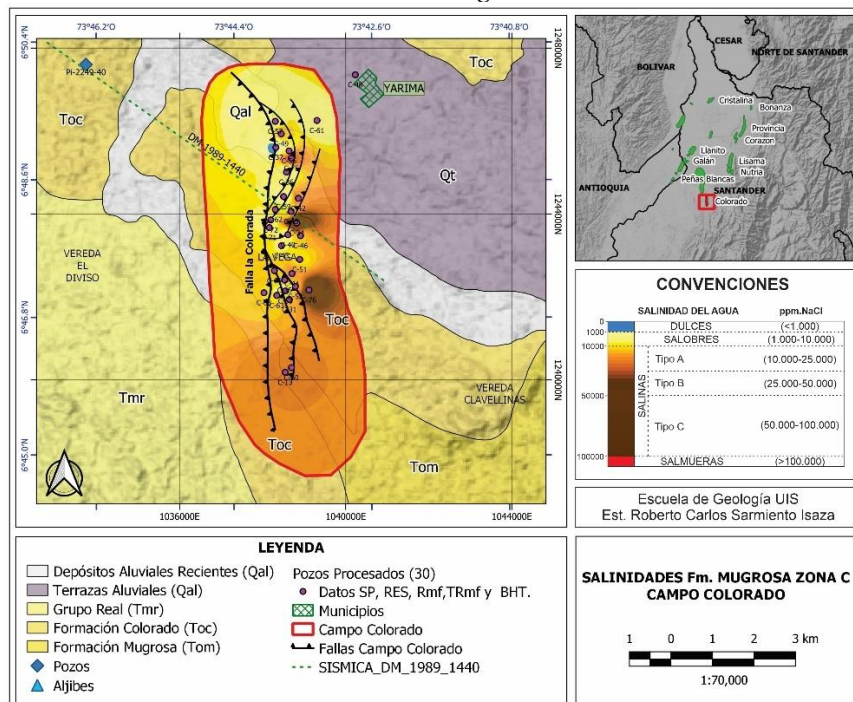


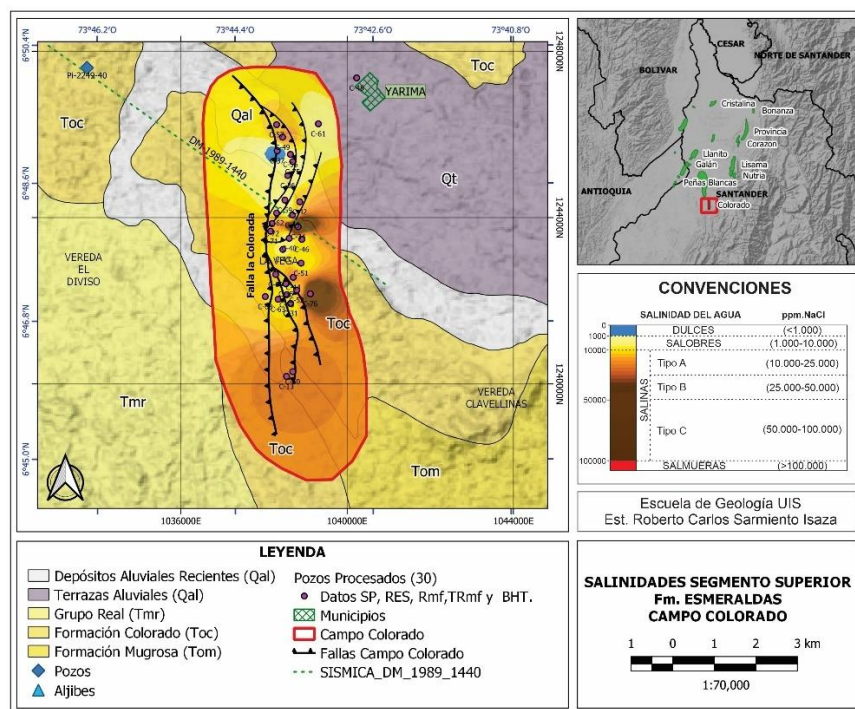
Figura 41

Salinidad Promedio-Zona C Fm. Mugrosa



**Figura 42**

*Salinidad Promedio-Zona C Fm. Mugrosa*



### 7.4.3. Corte esquemático regional en la zona de campo Colorado (VMM)

Para una comprensión regional de la distribución de la salinidad del agua en el Valle Medio del Magdalena (VMM), se parte de la información resultante del presente trabajo, junto con las interpretaciones estructurales realizadas por (Chajín *et al.*, 2013) de línea sísmica DM-1989-1440, en la cual es reinterpretada la estructura del anticlinal de Colorado, esta, ubicándose en la zona más al este de la línea sísmica como se observa en la (Figura 43).

En la interpretación se identifican los topes de las formaciones, los cuales son digitalizados para posteriormente ser incluidos en un corte más generalizado como lo muestra (Jiménez *et al.*, 2016), y de esta manera generando un corte esquemático de la región.

Los valores de salinidad calculados en dichas unidades son ilustrados sobre el corte esquemático en función de la profundidad bajo el nivel del suelo para permitir visualizar la distribución en profundidad de los valores de sales en ppm, igualmente se muestran con los valores de la salinidad en ppm de pozos y aljibes identificados superficialmente en el corte transversal (**Tabla 17**), estos pozos superficiales fueron tomados de la base de datos del HidroVisor-ASVAMM, creado por el semillero de investigación “HIDROAP” de la Universidad Nacional de Colombia. Esto con el fin de investigar cualitativamente la influencia del entorno geológico en la presencia de agua subterránea dulce, salobre y salina en profundidad.

**Tabla 17**

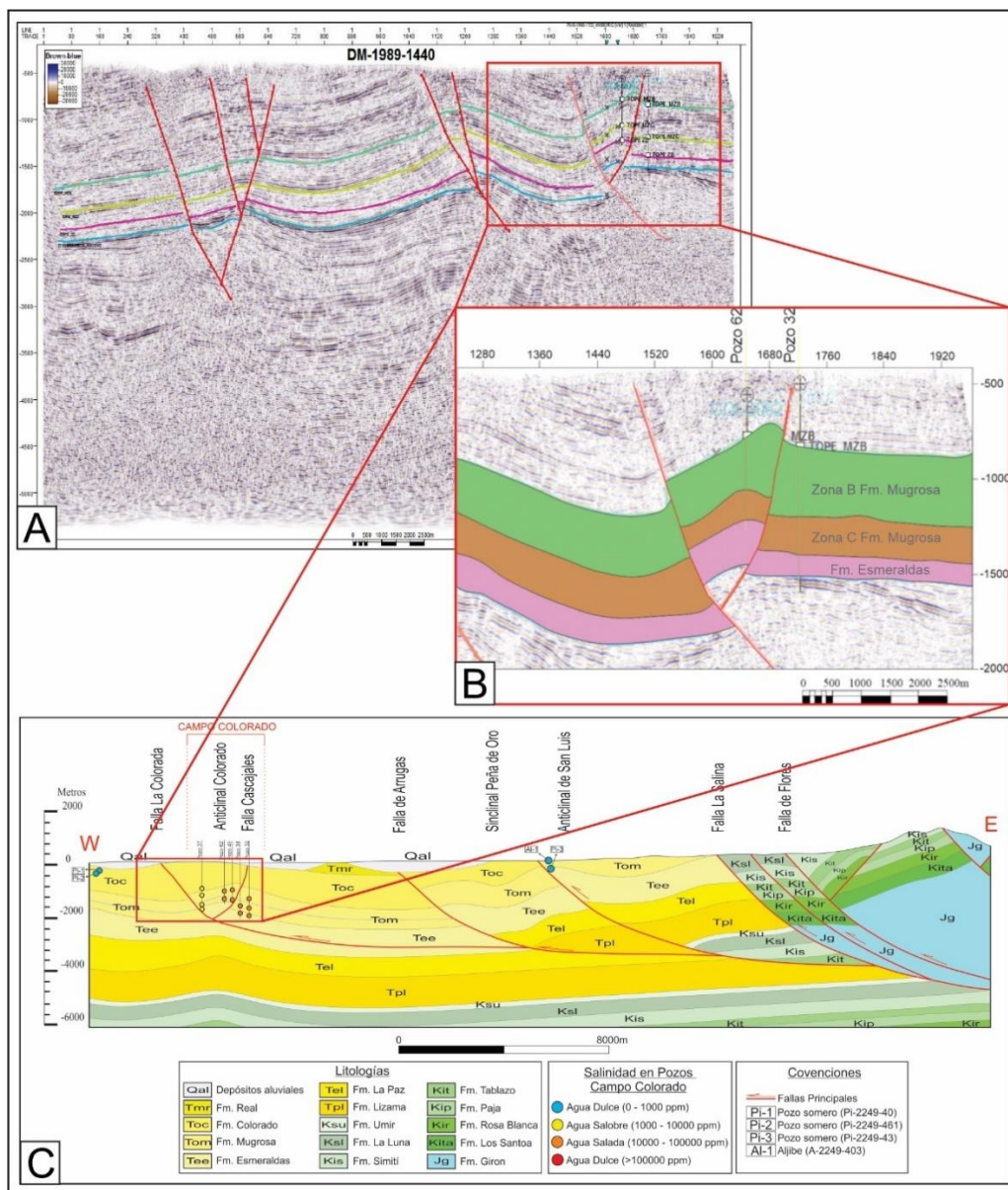
*Caracterización de Pozos y Aljibes Superficiales*

| Nombre            | Este       | Norte      | SDT (ppm) | pH   | Temp (°C) | CE (us/cm) |
|-------------------|------------|------------|-----------|------|-----------|------------|
| <b>Pi-2249-43</b> | 1052212.51 | 1242096    | 308       | 6.65 | 29.6      | 467        |
| <b>A-2249-403</b> | 1052210.11 | 1244557.81 | 377,65    | 7.17 | 24        | 581        |
| <b>P-2249-461</b> | 1031250.05 | 1244966    | 609,7     | 7.59 | 25        | 938        |
| <b>Pi-2249-40</b> | 1033741.4  | 1247601.58 | 343       | 4,06 | 30.4      | 590        |

*Nota.* Esta base de datos fue tomada de [HidroVisor-ASVAMM](#), creado por el semillero de investigación “HIDROAP” de la Universidad Nacional de Colombia. La sigla “P” refiere a pozo y la sigla “A”, refiere a aljibe.

**Figura 43**

*Integración de la Interpretación de la Línea Sísmica DM-1989-1440 Junto con el Corte Regional*



*Nota.* **A.** Reinterpretación de la línea sísmica DM-1989-1440 (Tomada de [Chajín et al., 2013](#)); **B.** Digitalización de las unidades litológicas de interés; **C.** Este gráfico muestra la integración de la digitalización de las unidades con el corte regional del Valle Medio del Magdalena, (Tomado y adaptado de [Jiménez et al., 2016](#)), igualmente se ilustran los valores de salinidades de los pozos proyectados del campo Colorado justo con los valores de salinidad de los pozos y aljibes tomados de HidroVisor-ASVAMM.

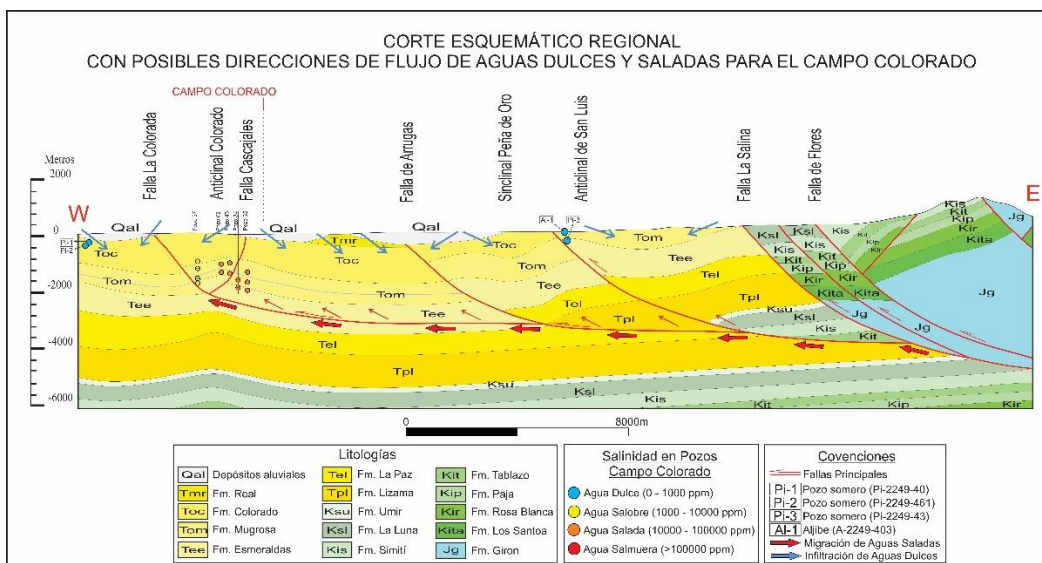
7.4.4. Posibles direcciones de flujo de las aguas

Para conocer a ciencia cierta las direcciones de flujos mediante los parámetros hidráulicos en unidades geológicas, es necesaria información basada en pruebas de bombeo y otros recursos, los cuales no están disponibles para la zona en estudio.

En este caso se muestran las probables direcciones de flujo en el corte regional 2D en la (Figura 44), partiendo de la dinámica de las aguas que responden a la configuración estructural y estratigráfica de las unidades geológicas. Estratigráficamente en el orden del buzamiento de las capas se pueden deducir zonas de convergencia y divergencia del agua dulce de infiltración. Estructuralmente, tanto las aguas dulces superficiales como las aguas salinas profundas pueden llegar a tener determinado comportamiento, obedeciendo a la presencia de fallamientos tanto locales como regionales.

Figura 44

Corte esquemático regional con posibles direcciones de flujo de aguas dulces y saladas



En un análisis cualitativo, la presencia observada de agua salobre con valores muy cercanos a menos de 1000 ppm (aguas dulces) en profundidades que se acercan a los 5000[ft] en el Pozo 37, más exactamente en el comienzo del flanco izquierdo del Anticlinal de Colorado, lleva a pensar a la existencia de un gradiente de presión cercano, que favorece la infiltración de aguas dulces superficiales desde unidades suprayacentes de la formación Mugrosa, como lo son Formación Colorado, Grupo Real y Grupo Mesa; permitiendo de esta manera una mezcla de aguas, es decir, aguas dulces superficiales mezclándose con aguas hipersalinas provenientes probablemente de aguas de formación junto con aguas que se mueven con la migración del petróleo desde unidades del Cretácico hacia las formaciones del Cenozoico, esto debido a la presencia de petróleo y gas registrados en la historia de cada pozo analizado, ocurriendo a través de las fallas de Arrugas y La Colorada, que presentan vergencia al oeste, y su dominio parte desde un despegue en la falla La Salina en unidades del Cretácico Superior como se observa en la **(Figura 44)**. Mostrando en estas zonas valores de salinidad que se clasifican entre aguas dulces y aguas salobres.

## 8. Conclusiones

De acuerdo a los resultados obtenidos se pudo establecer que los segmentos B y C de la formación Mugrosa presentan niveles arenosos que constituyen acuíferos interestratificados de aguas dulces, salobres, saladas y salmueras.

La interestratificación de los acuíferos con diferentes salinidades indica que no hay interconexión hidráulica entre los diferentes niveles arenosos, ya que de otra manera la salinidad de los acuíferos sería homogénea.

En el pozo (C-37) se presentan aguas dulces en los intervalos de profundidades en [ft]: (2180-2284, 2402-2454, 2743-2768, 2800-2808, 3200-3221, 3342-3370, 3552-3570, 3692-3805), esta situación anómala se puede originar debido a que las unidades geológicas de donde se realiza la extracción del petróleo, presentan espacios vacíos en ella, lo que promueve que aquellos espacios sean rellenados con otra agua, existiendo dos posibilidades; la primera que un gradiente de flujo creado permita el relleno con aguas dulces percoladas desde la superficie, y la segunda, que estos espacios sean rellenados por el agua salada que vienen migrando desde unidades infrayacentes ya sea por mecanismos estructurales o gradientes de presión que faciliten su ascenso.

El pozo (C-37) con acuíferos de agua dulce a profundidades hasta 1770 [m] localizado en cercanías de la falla La Colorada, indica que esta falla ha interconectado varios acuíferos y posiblemente ha servido como ruta de infiltración de aguas meteóricas desde la superficie a gran profundidad.

Con los mapas de contorno, mostrando la distribución de las salinidades en las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado; se logra evidenciar la tendencia del campo a contener agua de tipo salobre, salinas tipo A y salinas tipo B en la totalidad del área estudiada. Igualmente se concluye de manera evidente el aumento de las aguas salinas a medida que las unidades se profundizan, mostrando el predominio de las aguas salobres en la unidad más superficial (Segmento Inferior Fm. Colorado), y predominio de las aguas salinas en la unidad más profunda (Segmento Superior Fm. Esmeraldas).

De acuerdo con los mapas de contorno de distribución de salinidades en acuíferos de las formaciones Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, se observa que la salinidad tiende a disminuir hacia el Oeste (W) del campo, específicamente en la zona de confluencia de las fallas. Lo anterior permite postular que hay un flujo regional de aguas meteóricas desde el piedemonte de la Cordillera Oriental hacia el Sur-Oeste (S-W). En el campo colorado el flujo es predominantemente hacia el Noroeste (N-W), ya que en el extremo (N-W) del campo las salinidades son las más bajas en cercanías de las fallas.

La ocurrencia de las aguas saladas y salmueras de forma interestratificada en los niveles arenosos de las formaciones Mugrosa, Colorado y Esmeraldas, se explica por la migración de hidrocarburos y aguas de formación originados a partir de las formaciones cretácicas en el Valle Medio del Magdalena (VMM) como se ilustra en la **(Figura 44)**. Esta migración hacia la superficie se da por la presión de poro originada por la presencia de gases de hidrocarburos en las formaciones cretácicas, la cual sobrepasa la presión hidrostática (piezométrica).

Con la información recopilada en la presente tesis, se dio como resultado la representación gráfica 2D de las posibles direcciones de flujo del agua (migración e infiltración) partiendo de parámetros estructurales y estratigráficos, llevando a pensar por medio de un análisis cualitativo la existencia de un gradiente de presión piezométrica, que favorece la infiltración de aguas dulces superficiales desde unidades suprayacentes de la formación Mugrosa, como lo son Formación Colorado, Grupo Real y Grupo Mesa; permitiendo de esta manera una mezcla entre aguas dulces superficiales mezclándose con aguas salinas provenientes probablemente de aguas de formación asociadas a formaciones de edad Cretácica; las cuales migran junto con el petróleo y gas hacia la superficie a lo largo de los planos de las fallas inversas que se originan a gran profundidad.

En el campo Colorado se presentan acuíferos de agua dulce en profundidades desde 660 [ft] en (C-37) hasta 6741 [ft] en (C-37), aguas salobres desde 474 [ft] en (C-13) hasta 6553[ft] en (C-61), aguas salinas desde 507 [ft] en (C-52) hasta 6880 [ft] en (C-48) y Salmueras desde 4458 en (C-34) hasta 5538 [ft] en (C-34). Lo anterior indica que, en las zonas de piedemonte, las formaciones del terciario tienen acuíferos salados y dulces interestratificados por la dinámica que se da entre la infiltración de aguas meteóricas y la migración de aguas saladas a profundidad. Siendo esto una situación que se presenta de forma natural y no a consecuencia de actividades antropogénicas.

### Recomendaciones

Para establecer información de edad y procedencia de las aguas producidas en el campo Colorado, se recomienda desarrollar estudios químicos de laboratorio y análisis isotópicos en algunos de los pozos petroleros actualmente productores.

Con el fin de expandir el conocimiento en otras áreas de VMM de la distribución de aguas dulces y saladas, se recomienda utilizar la misma metodología utilizada en el presente proyecto, para consolidar y correlacionar la información obtenida en otros campos cercanos al campo Colorado.

En el área Colombiana uno de los retos es robustecer una mejor red de información piezométrica y de esta manera generar un sistema de monitoreo más eficaz, tanto en acuíferos superficiales como profundos, para una mejor decisión con respecto al fracturamiento hidráulico, debido a que esta información será de gran importancia para el desarrollo de modelos hidrogeológicos que sirvan de base en la evaluación del riesgo y favorezcan con la reducción de una posible contaminación del recurso hídrico en el desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales.

### Referencias Bibliográficas

- Adepelumi, A. A., Ako, B. D., Ajayi, T. R., Afolabi, O., & Omotoso, E. J. (2009). Delineation of saltwater intrusion into the freshwater aquifer of Lekki Peninsula, Lagos, Nigeria. *Environmental Geology*, 56(5), 927-933.
- Akinlalu, A. A., & Afolabi, D. O. (2018). Borehole depth determination to freshwater and well design using geophysical logs in coastal regions of Lagos, southwestern Nigeria. *Applied Water Science*, 8(6), 152.
- Archie, G. E. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions of the AIME*, 146(01), 54-62.
- Asquith, G. B., & Gibson, C. R. (1982). Basic well logs analysis for geologists: AAPG Methods in Exploration, 67-82.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. and Martínez, J., Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007, p22.
- Caballero, V., Parra, M., & Bohorquez, A. R. M. (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*, 32(1), 45-77.
- Cannon, S. (2015). *Petrophysics: a practical guide*. John Wiley & Sons, 76-101.
- Cediel, F., Etayo, F., & Cáceres, C. (1997, September). Distribución de Facies Sedimentarias y su marco Tectónico durante el Fanerozoico, Colombia. In 6th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas.

Cediel, F., Shaw, R. P., & Cceres, C. (2003). Tectonic assembly of the northern Andean block.

Chajín, P., Mier, R., Palmera, T. Delgado, L., Luna, J. (2013). Reinterpretación del modelo estructural del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. En XV Congreso Colombiano de Petróleo y Gas. Noviembre 20 al 22. Corferias, Bogotá.

Cholet, H. (2008). Well production practical handbook. Editions Technip, 119-121.

Clavijo, J., Mantilla, L., Pinto, J., Bernal, L., & Pérez, A. (2008). Evolución geológica de la Serranía de San Lucas, norte del Valle Medio del Magdalena y noroeste de la Cordillera Oriental. Boletín de Geología, 30(1), 45-62.

Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R., Hayward, A. B., ... & Pulham, A. J. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG bulletin, 79(10), 1421-1442.

Crain, E. R. (1986). The Log Analysis Handbook, vol. One: Quantative Log Analysis Methods. PennWell, Tulsa, OK, 51-79.

Cuevas, Q., & Yesid, R. (2013). Generacion De Metadatos Y Sistematizacion De La Informacion Geologica Y Ambiental Del Proyecto Campo Escuela Colorado Uis (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Geologia).

Darling, T. (2005). Well logging and formation evaluation. Elsevier, 33-45.

De la Cruz, E. (1988). Stratigraphy of the Tertiary of the Middle Magdalena Basin (Colombia), central and northern parts. Unpublished MA Thesis, The University of Texas at Austin, Austin, TX, p118.

- Ecopetrol-Ansall. (2003). Informe Geológico de Campo Colorado, Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio.
- Ecopetrol. (2020). Reporte integrado de gestión sostenible 2019. Bogotá.
- Ellis, D. V., & Singer, J. M. (2007). Well logging for earth scientists (Vol. 692). Dordrecht: Springer, 134-156.
- García, J., & Fonseca, C. (2009). Modelo sedimentológico y estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado. Trabajo de Grado, Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Glover, D. P. W. (2014). Petrophysics MSc Petroleum Geology. Department of Geology and Petroleum Geology University of Aberdeen UK a. Petrophysics MSc Course Notes P, 376.
- Hernández Segovia, L. F. (2012). Análisis, Integración E Interpretación De Las Propiedades Petrofísicas De Rocas Por Medio De Registros Eléctricos, Descripción De Corazones Y Resultados De Laboratorio Básicos Y Especiales Del Campo Escuela Colorado (Doctoral disertación, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Geología).
- Herrera E. (2003). Informe Geología Campo Colorado.
- HIDROAP, Universidad Nacional de Colombia (2014). HidroVisor-ASVAMM, URL: <https://sites.google.com/site/invhidrovmmm/ubicacion/home>
- IDEAM, I. D. (2015). Estudio Nacional del Agua 2014.
- Inteq, B. H. (1992). Advanced Wire line & MWD Procedures Manual. Technical Publication paper, (80459H).

- Jaramillo, C. A., & Dilcher, D. L. (2001). Middle Paleogene palynology of Central Colombia, South America: a study of pollen and spores from tropical latitudes. *Palaeontographica Abteilung B*, 87-259.
- Jorgensen, D. G. (1989). Using geophysical logs to estimate porosity, water resistivity, and intrinsic permeability, 78-92.
- Jimenez, G., López, O., Jaimes, L., & Umaña, R. M. (2016). Variaciones en el estilo estructural relacionado con anisotropías de basamento en el Valle Medio del Magdalena. *Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales*, 40(155), 312-319.
- López Ortiz, D. (2013). Interpretación y correlación de registros geofísicos en sondeos de captación, 52-64.
- Lucia, F. J. (2007). Carbonate reservoir characterization: An integrated approach. Springer Science & Business Media, 1-26.
- Madero, H. D., Rueda, J. P., Ortiz, A., & Colegial, J. D. (2010). Análisis Estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto del Campo Llanito. *Boletín de Geología*, 32(1), 27-44.
- Malagón Navarro, J. P. (2017). Análisis hidrogeoquímico-multivariado del agua subterránea del sistema acuífero del Valle Medio del Magdalena–Colombia. *Ingeniería Civil*, 34-50.
- Mier, R., Chajin, P., Delgado, L., Luna, J., & Palmera, T. (2013). Modelo geológico de Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander, UIS, 143p.

- Mier-Umaña, R., Palmera-Henao, T. S., Luna-Osorio, J. S., & Delgado-Blanco, L. A. (2016). Análisis estratigráfico y cálculo de reservas del Campo Escuela Colorado, VMM, Colombia. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (40), 24-30.
- Morales, L. G. (1958). *General geology and oil occurrences of middle Magdalena valley, Colombia: South America*.
- Nelson, S. A. (2015). *Groundwater*. Tulane University Earth & Environmental Sciences 1110 Physical Geology. URL: <https://www.tulane.edu/~sanelson/eens1110/groundwater.htm>.
- Ochoa Suarez, H. (2010). " Analisis Estructural Del Campo Colorado En La Cuenca Del Valle Del Magdalena Medio, Colombia" (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Geologia).
- Parra, J. (Ecopetrol – GCO), Garzón, F. (Ecopetrol – GCO), Ordoñez, A. (Ecopetrol – ICP), Guarín, F. (Ecopetrol – ICP), Amaya, C. (Ecopetrol – ICP), Cabrera, H. (E.O.S. Ltda), Guerrero, J. (Unión Temporal A.I.P. – ANSALL Ltda), Duque, C. (Unión Temporal A.I.P. – ANSALL Ltda), (2003). *Diagnostico y Estrategias de Recobro del Campo Colorado, Informe Final*. Ecopetrol (Gerencia del Magdalena Medio), Instituto Colombiano del Petroleo.
- Pabon, L., Alexander, J., & Mejia Pilonieta, T. J. (2009). *Comparacion De Técnicas Cualitativas Y Cuantitativas Para La Determinación De La Mojabilidad Del Campo Colorado, Formación Mugrosa* (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Ing. De Petróleos).
- Ramirez Rojas, W. R. (2010). *Caracterización Petrográfica Y Mineralógica Preliminar De Faces Arenosas Y Lodosas De La Formación Mugrosa (Pozos: 11, 21, 26 Y 27) En El Sector Del Campo Escuela Colorado, Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Departamento*

De Santander, Colombia (Doctoral dissertation, Universidad Industrial de Santander, Escuela De Geología), p15.

Ramón, J. C., & Cross, T. (1997). Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial channel sandstones, middle Magdalena Basin, Colombia. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 1(3), 19-46.

Restrepo-Pace, P. A., Colmenares, F., Higuera, C., & Mayorga, M. (2004). A fold-and-thrust belt along the western flank of the Eastern Cordillera of Colombia—style, kinematics, and timing constraints derived from seismic data and detailed surface mapping. *AAPG Memoir: Thrust tectonics and hydrocarbon systems*, 82, 598-613.

Royero, J. M., & Clavijo, J. (2001). Memoria explicativa mapa geológico generalizado Departamento Santander. Ingeominas. Bogotá, 77.

Sarmiento-Rojas, L. F. (2011). Eastern Cordillera Basin, v. 7. *Petroleum Geology of Colombia*. Fondo Editorial Universidad EAFIT, Medellín, Colombia, 140.

Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). Evolución geológica y estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*, 12, 51-82.

Spickert, A. (2014). *Petroleum System Analysis: Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, South America*, 20-22.

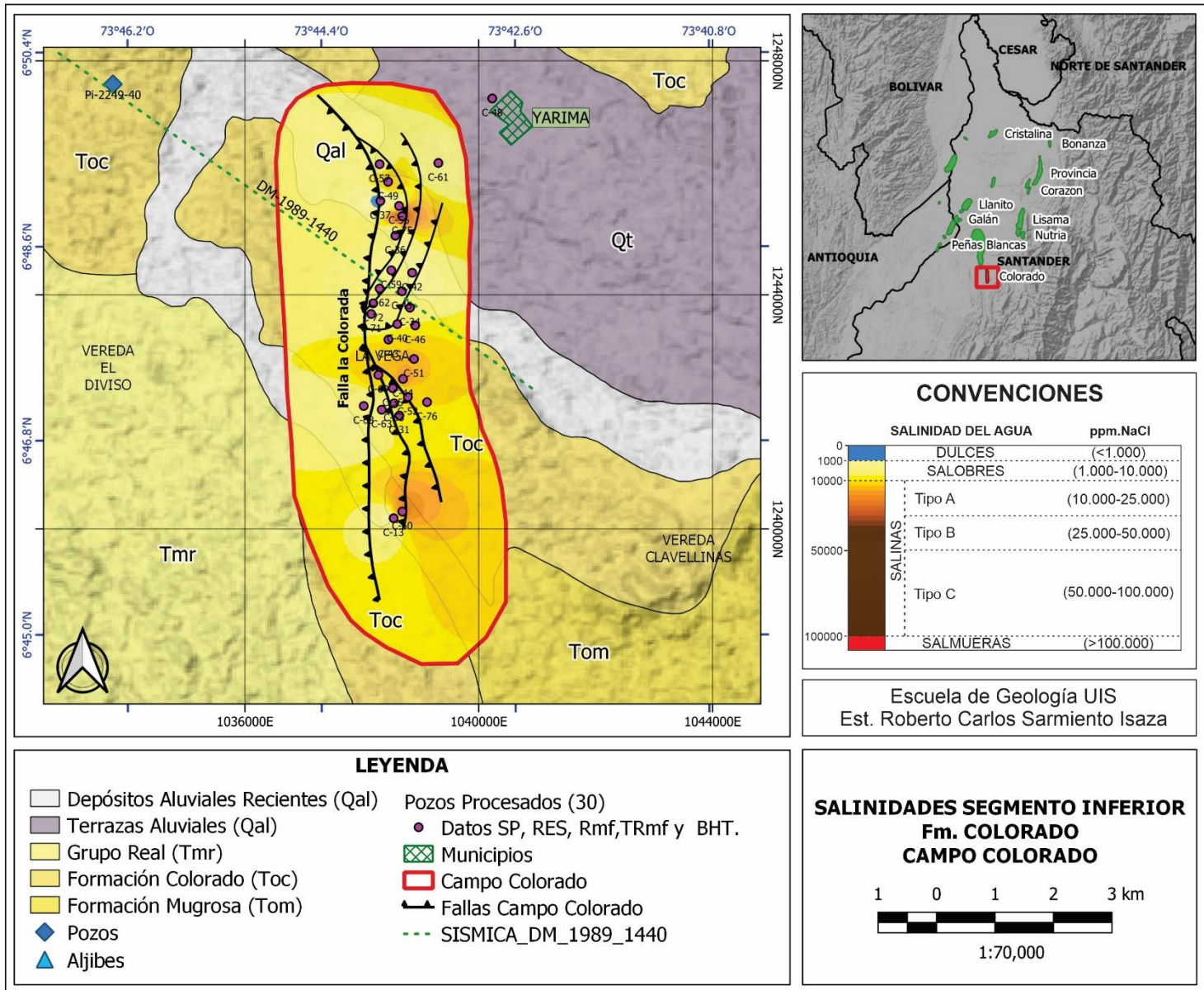
Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing, 103-126.

Tellez, r. w., & Villarreal, r. (2008). Determinación de Potenciales de Producción a Partir de Registros de Pozo. Aplicación Campo Colorado. UIS, Bucaramanga, 17-20.

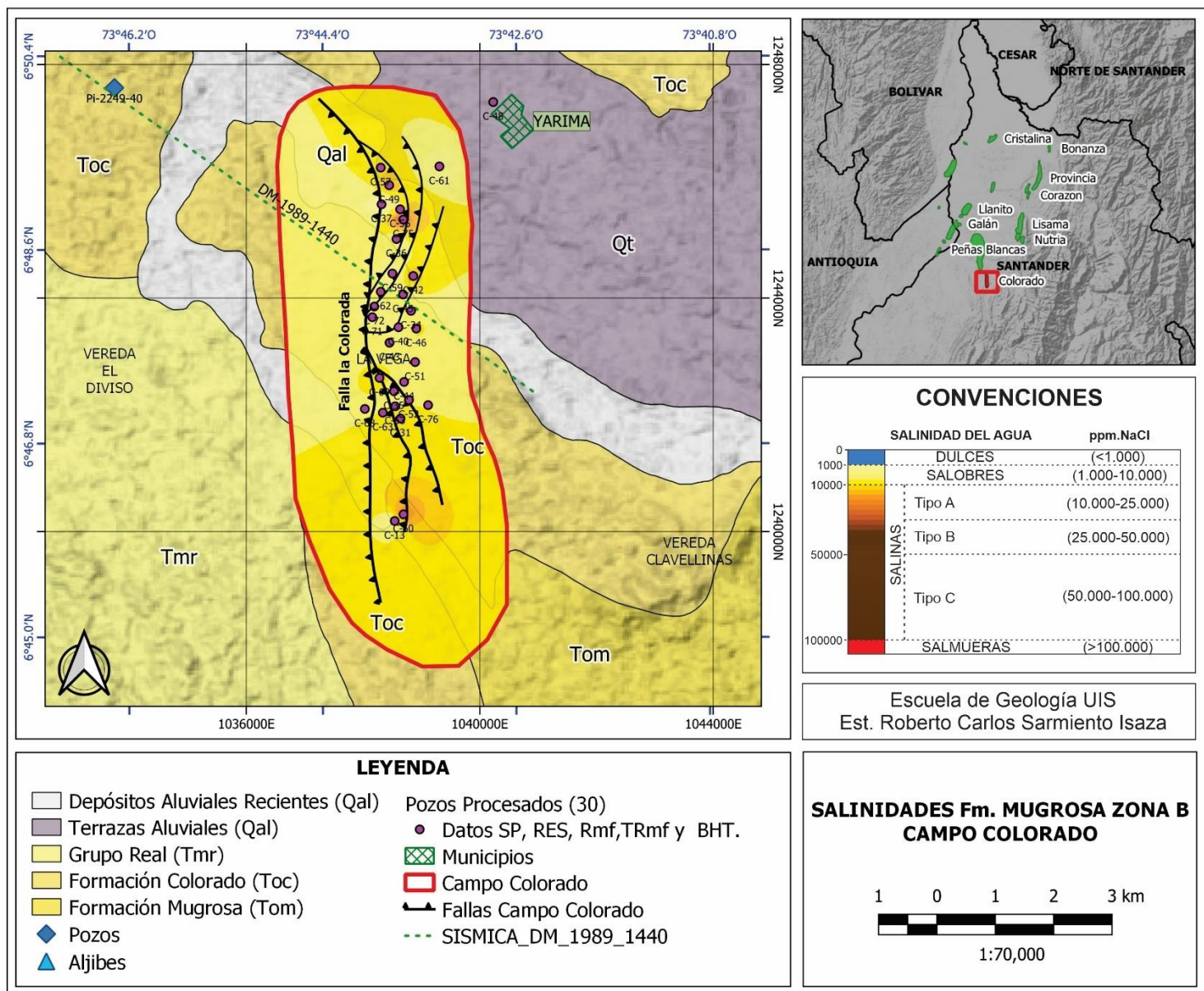
- Torres & Rangel, (2008). Análisis de datos de producción a nivel de completamientos para la asignación de la producción del campo colorado. (Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología), 28-39.
- Van Weert, F., & Van Der Gun, J. (2012, September). Saline and brackish groundwater at shallow and intermediate depths: genesis and world-wide occurrence. In IAH Congress, Niagara Falls.
- Vargas, N., Campillo, A., Garcia, H., & Rodriguez, O. (2013). Aguas Subterráneas En Colombia: Una Visión General. Bogotá, DC: IDEAM, p134-157.
- Viro, E. (1997). Interpretación de registros a agujero descubierto. Río de Janeiro: Viro Consultores Ltda, p70.
- Villatoro, M., Henríquez, C., & Sancho, F. (2008). Comparación de los interpoladores IDW y Kriging en la variación espacial de pH, Ca, CICE y P del suelo. Agronomía Costarricense, p43.
- Zafra, E. (2013). Cartografía geológica del Campo Colorado a escala 1: 25.000. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, p31.

Apéndices

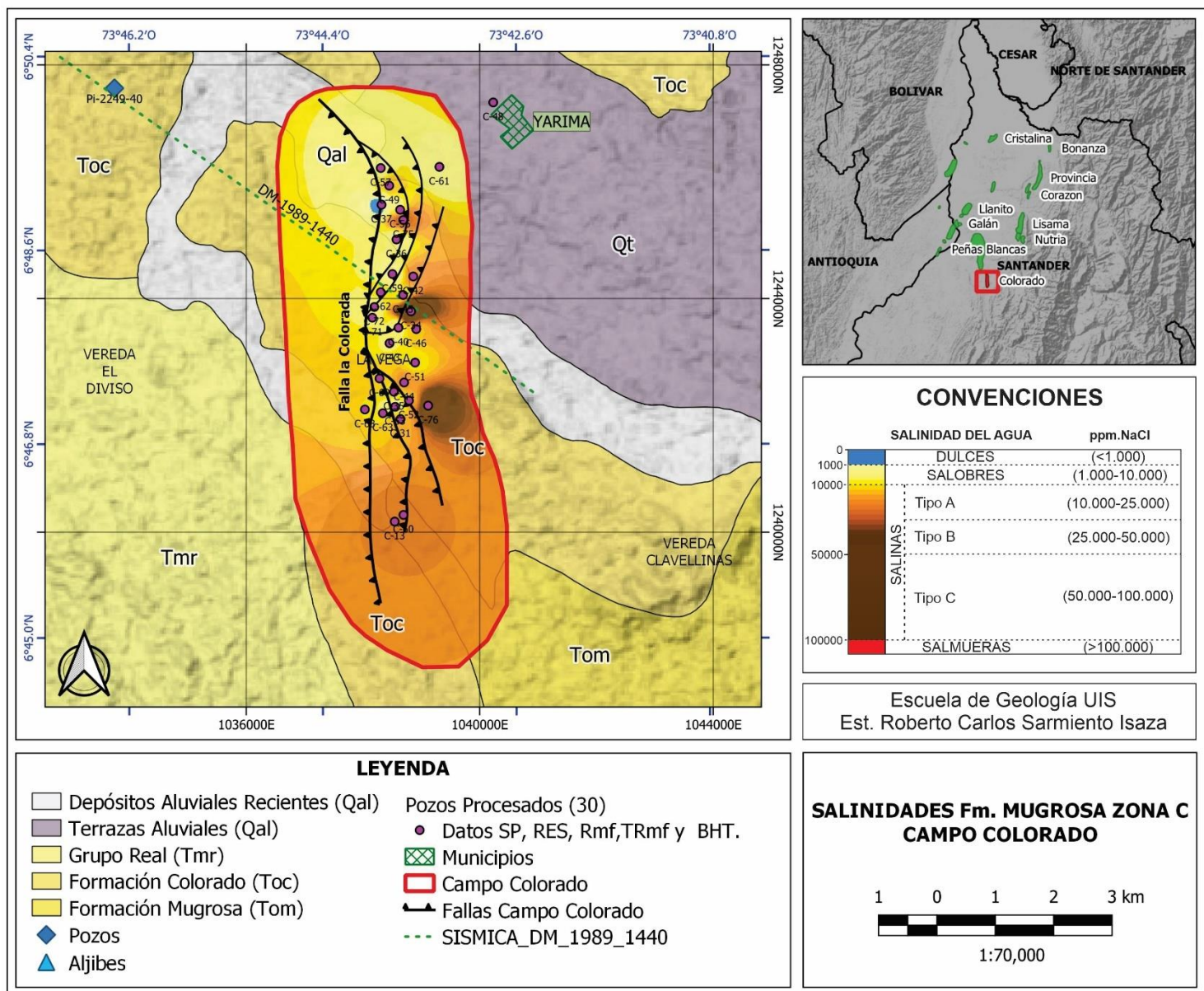
Apéndice A - Mapa de salinidades del segmento inferior Fm. Colorado



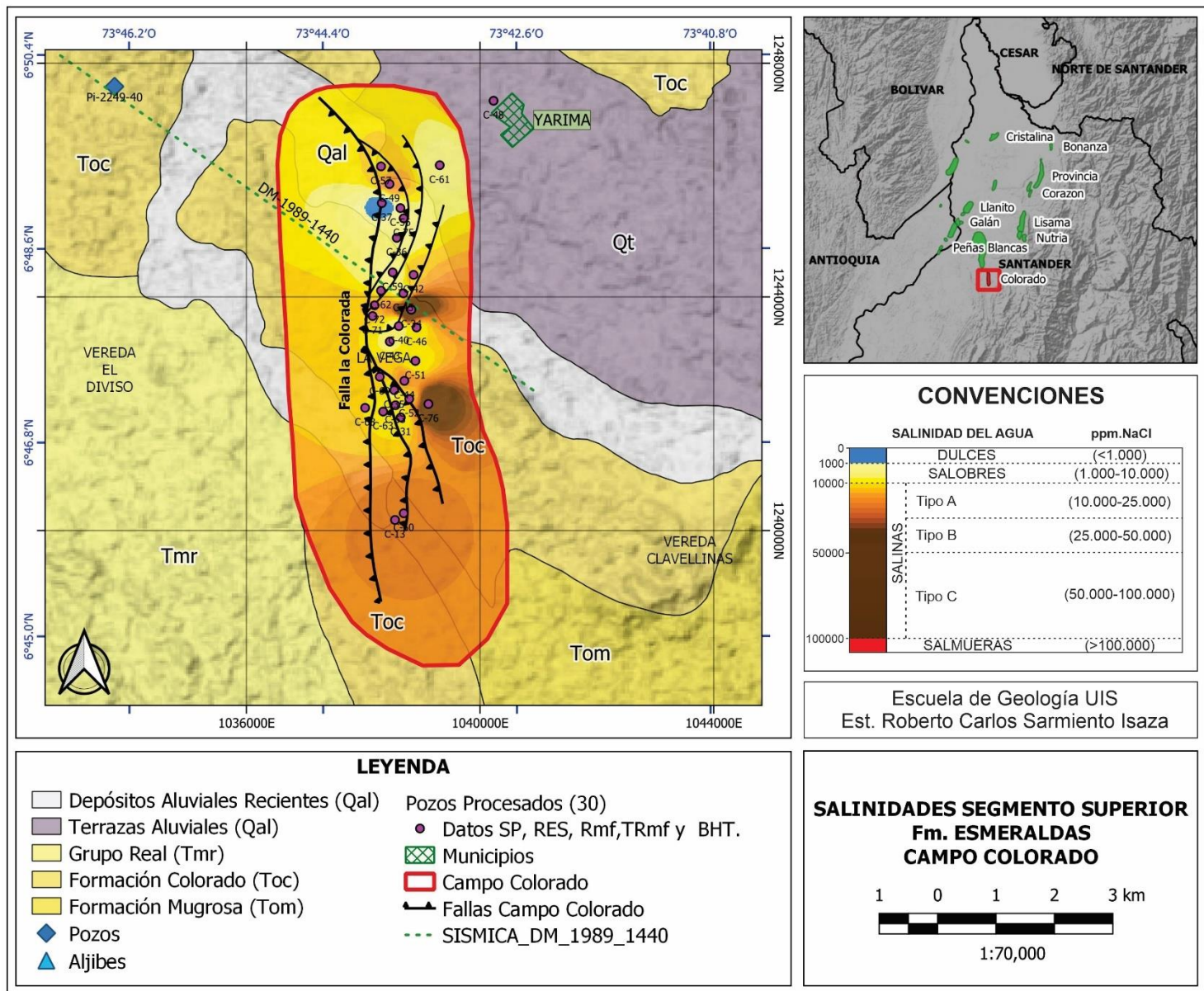
Apéndice B - Mapa de salinidades de la formación Mugrosa zona B



Apéndice C - Mapa de salinidades de la formación Mugrosa zona C



Apéndice D - Mapa de salinidades del segmento superior Fm. Esmeraldas



Apéndice E - Corte esquemático regional con posibles direcciones de flujo de aguas dulces y saladas para el campo Colorado.

