

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO BOLÍVAR  
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA  
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA**



**ESTIMACIÓN DE CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT) A  
PARTIR DE PERFILES DE POZOS EN LAS CUENCAS DE  
SINÚ - SAN JACINTO Y EL VALLE INFERIOR DEL  
MAGDALENA, COLOMBIA**

**TRABAJO FINAL DE  
GRADO PRESENTADO  
POR EL BACHILLER  
FRANCISCO BLANCA  
PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE GEÓLOGO**

**CIUDAD BOLÍVAR, MARZO DE 2018**



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE BOLÍVAR  
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**ACTA DE APROBACIÓN**

Este trabajo de grado, titulado, “**ESTIMACIÓN DE CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT) A PARTIR DE PERFILES DE POZOS EN LAS CUENCAS DE SINÚ - SAN JACINTO Y EL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA, COLOMBIA**”, presentado por el bachiller Francisco Ramón. Blanca Chacín, C.I. 23.729.459., como requisito parcial para optar al título de Geólogo, ha sido **APROBADO** de acuerdo los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre y apellido del Prof.:

Firma:

Javier Ramos

(Asesor)

(Jurado)

(Jurado)

**Profesora Rosario Rivadulla**  
Jefe del Departamento de Geología

**Profesor Francisco Monteverde**  
Director de la Escuela de  
Ciencias de La Tierra

Ciudad Bolívar, Marzo de 2018

## **DEDICATORIA**

Especialmente a mi madre, Ramona Chacín quien ha sido una guerrera apoyándome y ayudándome, además de darme todo su amor día a día.

A mi padre, José Francisco Blanca quien no pudo estar en gran parte de mi vida pero se que desde alguna parte del universo me vigila y me guía.

A mi hermano José Blanca quien a pesar de nuestras diferencias siempre me ayuda y me apoya en momentos que más lo he necesitado.

A mi tío Lino Castillo quien gracias a sus conocimientos y sus consejos me ayudó a llegar al final de una de las metas trazadas.

A mi novia y mejor amiga Florimer Barrios quien me ha dado su apoyo en todo este tiempo juntos, por estar en los buenos y malos momentos y brindarme su ayuda siempre.

A toda mi familia, que aun sin nombrarlos ellos saben que los aprecio por todo el cariño que me expresan.

## **AGRADECIMIENTOS**

A todos profesores de la Universidad de Oriente que colaboraron en mi desarrollo profesional.

A mi hermosa madre Ramona Chacín por nunca dudar de mí y siempre ayudarme a “echar pa’ lante”, a mi hermano José Blanca por confiar en mí y hacer sacrificios para ayudarme a cumplir esta meta. A mi primo, socio y casi hermano Reynols Chacín.

A quien es mi tío y lo considero como el padre que no pude tener, Lino Castillo por darme esta gran oportunidad y ayudarme con sus conocimientos y consejos que siempre han sido muy buenos. A pesar de estar lejos el aprecio es grande ¡Gracias por todo viejo!

A mi novia, compañera y mejor amiga Florimer Barrios por estar en todo momento conmigo y por todo el cariño que me ha demostrado en todo este tiempo.

A mis compañeros de clases, las “goldas” Genesis, Kimberly, Katerine y Edelyn, también a Karla, Josmairys, Grego, Roraima, Stefano y todos a los que en este momento se me escapan ¡Gracias muchachos!

## **RESUMEN**

El área de estudio se encuentra ubicada en la parte noroeste del territorio colombiano. Juntas estas cuencas abarcan poco más de 78.000 km<sup>2</sup> y se encuentran separadas por el sistema de fallas de Romeral. Como principal objetivo se crearon mapas de distribución de COT en las cuencas mediante el uso de registros de pozos. Para tal fin, se procedió a crear registros de Carbono Orgánico utilizando las metodologías propuestas por Passey y Huang para así conocer la continuidad lateral y vertical de la riqueza orgánica de cada uno de los pozos. Como resultado se obtuvo que la metodología de Passey mostrara mejores correlaciones en más del 80% de los pozos, de las dos cuencas estudiadas se obtuvo una mejor densidad de datos referente a registros de pozos y análisis geoquímicos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, esto permitió poder generar los mapas de tendencia regional de COT en dicha cuenca, la subcuenca San Jorge presenta valores de Carbono Orgánico más altos debido a que se encuentra menos evolucionada térmicamente que la subcuenca de Plato.

## CONTENIDO

<b>ACTA DE APROBACIÓN .....</b>	<b>ii</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>iii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>iv</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>v</b>
<b>CONTENIDO .....</b>	<b>vi</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>ix</b>
<b>LISTA DE ANEXOS .....</b>	<b>xiii</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I. SITUACIÓN A INVESTIGAR .....</b>	<b>2</b>
1.1 Situación u objeto de estudio .....	2
1.2 Objetivos de la investigación.....	3
1.2.1 Objetivo general .....	3
1.2.2 Objetivos específicos .....	3
1.3 Justificación de la investigación .....	3
1.4 Limitaciones .....	4
<b>CAPÍTULO II. GENERALIDADES.....</b>	<b>5</b>
2.1 Ubicación geográfica del área .....	5
2.2 Evolución tectónica del Caribe .....	7
2.3 Evolución tectónica del Valle Inferior del Magdalena (VIM).....	14
2.3.1 Fases evolutivas .....	14
2.4 Evolución tectónica de Sinú-San Jacinto.....	17
2.4.1 Cretácico Superior .....	18
2.4.2 Paleoceno .....	18
2.4.3 Eoceno .....	18
2.4.4 Oligoceno.....	18
2.4.5 Mioceno .....	19
2.4.6 Plioceno y Pleistoceno.....	19
2.5 Estratigrafía del Valle Inferior del Magdalena (VIM).....	19
2.5.1 FASE I .....	19

2.5.2 FASE II.....	20
2.5.3 FASE III .....	21
2.5.4 FASE IV .....	24
2.6 Estratigrafía de Sinú-San Jacinto.....	26
2.6.1 Basamento .....	26
2.6.2 Secuencia 2: Paleoceno Superior.....	26
2.6.3 Secuencia 3: Eoceno Medio y Superior.....	27
2.6.4 Secuencia 4: oligoceno Superior .....	28
2.6.5 Secuencia 5: Mioceno Inferior .....	29
2.6.6 Secuencia 6: Mioceno Medio-Superior y Plioceno Inferior.....	29
2.6.7 Secuencia 7: Plioceno Superior y Pleistoceno.....	30
2.7 Sistema petrolero en el Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto .....	32
2.7.1 Roca generadora .....	32
2.7.2 Roca reservorio.....	32
2.7.3 Roca sello .....	33
2.7.4 Migración.....	33
2.7.5 Trampas .....	34
<b>CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>35</b>
3.1 Antecedentes de la Investigación.....	35
3.1.1 Castillo, Lino (2012).....	35
3.1.2 Ceron, (2008).....	35
3.1.3 Hocol, (1993).....	36
3.1.4 Marshall <i>et al.</i> , (1996) .....	36
3.1.5 Martínez <i>et al.</i> , (1994) .....	36
3.1.6 Reyes <i>et al.</i> , (2000).....	37
3.1.7 Stratus Oil&Gas, (2004).....	37
3.1.8 La Agencia Nacional de Hidrocarburos, (2007).....	37
3.1.9 La Agencia Nacional de Hidrocarburos, (2010).....	37
3.2 Bases Teóricas .....	38
3.2.1 Geoquímica de los hidrocarburos .....	38
3.3 Métodos para estimar Carbono Orgánico mediante perfiles .....	46

3.3.1 Métodos de registros sencillos.....	46
3.3.2 Métodos de dos registros .....	53
<b>CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....</b>	<b>57</b>
4.1 Nivel de la investigación .....	57
4.2 Diseño de la investigación.....	57
4.3 Flujograma de trabajo .....	57
4.3.1 Recopilación bibliográfica.....	57
4.3.2 Jerarquización de datos.....	58
4.3.3 Análisis geoquímico convencional.....	59
4.3.4 Geoquímica no convencional .....	61
4.3.5 Conclusiones y elaboración del informe final .....	67
<b>CAPÍTULO V. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....</b>	<b>68</b>
5.1 Revisar las diferentes metodologías para el análisis de Carbono Orgánico mediante perfiles de pozos.....	68
5.2 Realizar un inventario de los pozos con perfiles disponibles para estimar COT.....	68
5.3 Aplicar al menos dos de las metodologías para estimar Carbono Orgánico Total tomando en cuenta la información de perfiles disponibles. ....	72
5.4 Identificar las áreas con mejor calidad de roca para la generación de hidrocarburos mediante un mapa de tendencia regional de Carbono Orgánico Total. ....	75
5.4.1 Geoquímica convencional .....	75
5.4.2 Estimación de COT mediante perfiles de pozos.....	83
5.4.3 Comparación entre métodos de estimación de COT .....	109
5.4.4 Mapas de distribución de COT mediante perfiles de pozos .....	112
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>118</b>
Conclusiones.....	118
Recomendaciones .....	119
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>120</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>124</b>

## LISTA DE FIGURAS

2.1 Ubicación de la cuenca Sinú-San Jacinto y los principales rasgos estructurales (Modificado de ANH, 2007).....	5
2.2 Ubicación Regional de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Modificado de ANH, 2011) .....	6
2.3 Cuencas Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto (Modificado de ANH, 2007).....	7
2.4 Reconstrucción de la evolución del Caribe en el Calloviense-Oxfordiense (Modificado de Pindell & Kennan, 2001).....	8
2.5 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Cretácico Inferior (Modificado de Pindell & Kennan, 2001).....	9
2.6 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Aptiense Inferior (Modificado de Pindell & Kennan, 2001) .....	10
2.7 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Campaniense Inferior (Modificado de Pindell & Kennan, 2001) .....	10
2.8 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Paleoceno Superior (Modificado de Pindell & Kennan, 2001) .....	11
2.9 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Eoceno Medio (Modificado de Pindell & Kennan, 2001).....	12
2.10 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Mioceno Medio (Modificado de Pindell & Kennan, 2001) .....	13
2.11 Columna estratigráfica del VIM propuesta por Reyes et, al., (2000) .....	25
2.12 Carta cronoestratigráfica de la parte norte de la cuenca Sinu - San Jacinto, y correlacion con las secuencias estratigráficas propuestas por Niño (2005).....	31
3.1 Análisis de reflectancia de Vitritina (%Ro) (Mello, 2002 en Castillo, L. 2012). .	39
3.2 Determinación del Índice de Alteración Térmica (IAT) mediante conodontos (Castillo, L. 2012). .....	40
3.3 Esquema de las técnicas analíticas aplicadas en la Geoquímica Convencional (Castillo, 2001 en Castillo L. 2012). .....	41
3.4 Equipo de laboratorio para determinar el Carbono Orgánico Total (Platte River, 1995 en Castillo, 2001) .....	42
3.5 Proceso de la técnica de Pirolisis (Mello, 2002 en Castillo, L. 2012). .....	43
3.6 Parámetros básicos en el análisis de pirolisis (Platte River, 1995 en Castillo, 2001) .....	44
3.7 Tipos de quérogeno y su equivalente orgánico original (Waples, 1985 en Corelab, 2005).....	45
3.8 Relación entre el COT y la densidad de la lutita de Atrim (modificado de Huang <i>et al.</i> , 2015).....	50

3.9 Relación entre el COT medido en laboratorio y la densidad aparente de la lutita de Jiaoshiba (Pozo Y1) (modificado de Huang <i>et al.</i> , 2015).....	51
3.10 Lutitas de Amtrin (modificado de Huang <i>et al.</i> , 2015).....	52
3.11 Lutitas de Jiaoshiba (modificado de Huang <i>et al.</i> , 2015).....	52
3.12 Método de solapamiento de registros. <b>A:</b> Registro esquemático mostrando el principio de la técnica de Passey et al., 1990. <b>B:</b> Ejemplo de aplicación del método en la lutita Barnett, USA (Castillo, L. 2012) .....	54
3.13 Grado de madurez (LOM) utilizado en el método $\Delta$ LogR. Debajo se muestra la relación existente entre el %Ro y el LOM (Passey et al., 1990; 2010 en Castillo, L 2012) .....	55
4.1 Esquema de metodología del proyecto .....	58
4.2 Diagrama Pseudo Van Krevelen .....	60
4.3 Mapa de COT promedio para la unidad Mioceno Temprano .....	60
4.4 Línea base mediante superposición de de perfiles ILD y DT .....	61
4.5 Calibración de curva de COT versus datos medidos en laboratorio .....	62
4.6 Correlación entre COT medido versus calculado .....	62
4.7 Apreciación de lutitas estériles y lutitas con contenido orgánico mediante variación del DLOGR .....	63
4.8 Arena 100% saturada de agua .....	63
4.9 Arena gasífera mostrada por las curvas .....	64
4.10 Curvas mostrando un contacto agua-gas.....	64
4.11 Cavernas producidas por las malas condiciones del hoyo .....	65
4.12 Obtención de valores para cálculo de COT mediante técnica de “Bulk Density” .....	66
4.13 Ejemplo de curvas estimadas de COT por ambos métodos .....	66
4.14 Mapa de COT estimado mediante perfiles.....	67
4.15 Comparación entre mapas de COT medido y estimado.....	67
5.1 Pozos con disponibilidad de perfiles en las cuencas de SSJ y VIM. <b>Parte superior:</b> numeros de pozos; <b>parte inferior:</b> porcentajes .....	69
5.2 Pozos con disponibilidad de perfiles en la cuenca de SSJ. <b>Parte superior:</b> numeros de pozos; <b>parte inferior:</b> porcentajes.....	70
5.3 Pozos con disponibilidad de perfiles en la cuenca del VIM. <b>Parte superior:</b> numeros de pozos; <b>parte inferior:</b> porcentajes.....	71
5.4 Mapa de disponibilidad de datos geológicos en las cuencas de SSJ y el VIM .....	72
5.5 Pozo calibrado con ambas técnicas .....	73
5.6 Gráficos de COT medido versus calculado, donde se muestra la calibración de los métodos de “Bulk Density” y Passey respectivamente.....	74
5.7 Perfil geoquímico para la unidad Oligoceno.....	76
5.8 Pseudo diagrama Van Krevelen para la unidad Oligoceno.....	77
5.9 Mapa de COT promedio para la unidad Oligoceno .....	77
5.10 Perfil geoquímico para la unidad Mioceno Temprano.....	78
5.11 Pseudo diagrama Van Krevelen para la unidad Mioceno Temprano.....	79
5.12 Mapa de COT promedio para la unidad Mioceno Temprano .....	80

5.13 Perfil geoquímico para la unidad Mioceno Medio-Tardío.....	81
5.14 Pseudo diagrama Van Krevelen para la unidad Mioceno Medio-Tardío.....	82
5.15 Mapa de COT promedio para la unidad Mioceno Medio-Tardío .....	82
5.16 Perfil compuesto del pozo ALJ-1.....	84
5.17 Gráficos cruzados de COT medido versus calculado para las unidades Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio-Tardío respectivamente ....	85
5.18 Perfil compuesto del pozo AP-1 .....	86
5.19 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío.....	88
5.20 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para el pozo AP-1.....	88
5.21 Perfil compuesto del pozo AP-2 .....	90
5.22 Perfil compuesto del pozo AP-2 mostrando intervalos de riqueza orgánica a nivel de las unidades Oligoceno y Mioceno Temprano .....	91
5.23 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno ...	92
5.24 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano .....	92
5.25 Perfil compuesto del pozo MSL-1 .....	93
5.26 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno ...	94
5.27 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano.....	94
5.28 Perfil compuesto del pozo PNL-1 .....	95
5.29 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano.....	96
5.30 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío.....	96
5.31 Perfil compuesto del pozo ECT-1 .....	98
5.32 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno ...	99
5.33 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano.....	99
5.34 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío.....	100
5.35 Perfil compuesto del pozo ECB-1.....	101
5.36 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano.....	102
5.37 Perfil compuesto para el pozo LEM-1 .....	104
5.38 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno .	105
5.39 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano.....	105
5.40 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío.....	106
5.41 Perfil compuesto del pozo BTL-1 .....	107
5.42 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Paleoceno .	108
5.43 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno .	108

5.44 Gráficos cruzados de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano del pozo ALJ-1 mediante la técnica de Passey y “ <i>Bulk Density</i> ” respectivamente .....	110
5.45 Gráficos cruzados de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano del pozo LEM-1 mediante la técnica de Passey y “ <i>Bulk Density</i> ” respectivamente .....	111
5.46 Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Oligoceno .....	112
5.47 Comparación entre mapas de COT para datos convencionales (izquierda) y estimados mediante perfiles (derecha).....	113
5.48 Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Mioceno Temprano .....	114
5.49 Comparación entre mapas de COT para datos convencionales (izquierda) y estimados mediante perfiles (derecha).....	115
5.50 Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Mioceno Medio-Tardío .....	116
5.51 Comparación entre mapas de COT para datos convencionales (izquierda) y estimados mediante perfiles (derecha).....	117

## **LISTA DE ANEXOS**

1. Mapa de disponibilidad de datos geológicos en las cuencas de SSJ y el VIM, a escala 1:500.000
2. Mapa de COT promedio para la unidad Oligoceno, a escala 1:500.000
3. Mapa de COT promedio para la unidad Mioceno Temprano, a escala 1:500.000
4. Mapa de COT promedio para la unidad Mioceno Medio-Tardío, a escala 1:500.000
5. Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Oligoceno, a escala 1:500.000
6. Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Mioceno Temprano, a escala 1:500.000
7. Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Mioceno Medio-Tardío, a escala 1:500.000

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años se han generado diferentes métodos para calcular la continuidad lateral y vertical del Carbono Orgánico Total (COT) mediante perfiles de pozos. En la subcuenca San Jorge perteneciente a la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se aplicaron métodos petrofísicos no convencionales a rocas de edad Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano-Medio con el objetivo de evaluar el potencial generador de gas en lutitas, en dicho estudio se aplicaron varios métodos de solapamiento de registros utilizados para conocer la extensión vertical y lateral del COT y poder generar mapas de calidad de roca. Los métodos utilizados produjeron buenos resultados de calibración entre la curva creada mediante registros y los datos de las muestras de roca analizadas en laboratorio (Castillo, L. 2012).

La siguiente investigación se basa en realizar un análisis geoquímico convencional mediante la elaboración de gráficos cruzados para evaluar las características geoquímicas de las rocas. Hacer un análisis geoquímico no convencional aplicando los métodos DlogR y “*Bulk Density*” para ser capaz de generar mapas de tendencia regional de COT con datos del método con mejor calibración y lograr identificar las áreas con mejor calidad de roca para la generación de hidrocarburos.

Para tal fin se recopiló información mediante la revisión de tesis de grado, informes técnicos, papers, entre otros, para poder jerarquizar datos mediante la distribución de pozos con información de registros y datos de geología disponibles en el área de estudio.

# CAPÍTULO I

## SITUACIÓN A INVESTIGAR

### 1.1 Situación u objeto de estudio

En la actualidad la geoquímica orgánica tiene mucha importancia en el análisis de cuencas debido a que integrar todos los elementos que constituyen el sistema petrolero (Roca madre, reservorio y sello) junto a los procesos de generación, expulsión, migración y preservación de los hidrocarburos y la existencia de trampas.

La estimación del Carbono Orgánico Total (COT) es uno de los puntos de partida en todo estudio de geoquímica ya que permite establecer la riqueza orgánica que poseen las rocas a fin de generar cantidades comerciales de hidrocarburos. Esta medida del COT puede obtenerse a través de análisis directos de muestras de rocas, sin embargo, su continuidad vertical se ve limitada debido a que depende de la rata de muestreo. Por tal razón, en los últimos años se han venido aplicando diversas metodologías que permiten estimar el COT de forma continua mediante el uso de perfiles de pozos, bien sea de forma cualitativa o cuantitativa.

El uso de estas herramientas en las cuencas ubicadas al norte de Colombia permitiría generar mapas de riqueza orgánica a nivel regional que son útiles para entender el origen de las diversas acumulaciones de crudo y gas que han sido descubiertas hasta ahora y puntualizar los esfuerzos en aquellos volúmenes que aún no han sido descubiertos.

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo general**

Estimar Carbono Orgánico Total (COT) mediante el uso de perfiles de pozos en las cuencas de Sinú-San Jacinto y el Valle Inferior del Magdalena.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Revisar las diferentes metodologías para el análisis de Carbono Orgánico mediante perfiles de pozos.

2. Realizar un inventario de los pozos con perfiles disponibles para la estimación de COT.

3. Aplicar al menos dos de las metodologías para la estimación de Carbono Orgánico Total tomando en cuenta la información de perfiles disponibles.

4. Identificar las áreas con mejor calidad de roca para la generación de hidrocarburos mediante un mapa de tendencia regional de Carbono Orgánico Total.

## **1.3 Justificación de la investigación**

1. Disponibilidad de la data para el estudio

2. No implica costo adicional de licenciamiento

3. Se generaría uno de los inputs principales para el modelado de cuencas

4. Permitiría comparar diferentes metodologías para estimar COT

#### **1.4 Limitaciones**

Ninguna.

## CAPÍTULO II

### GENERALIDADES

#### 2.1 Ubicación geográfica del área

La cuenca de Sinú-San Jacinto se ubica al norte de Colombia y comprende un área de 38.500 km<sup>2</sup> aproximadamente. Se encuentra limitada geológicamente de la siguiente manera: al este por el sistema de fallas de Romeral (SFR); al norte y noroeste por la costa del Caribe; al oeste, por el sistema de fallas de Uramita (SFU) y al sur, por la Cordillera Occidental (COC) (ANH, 2007) (Figura 2.1).

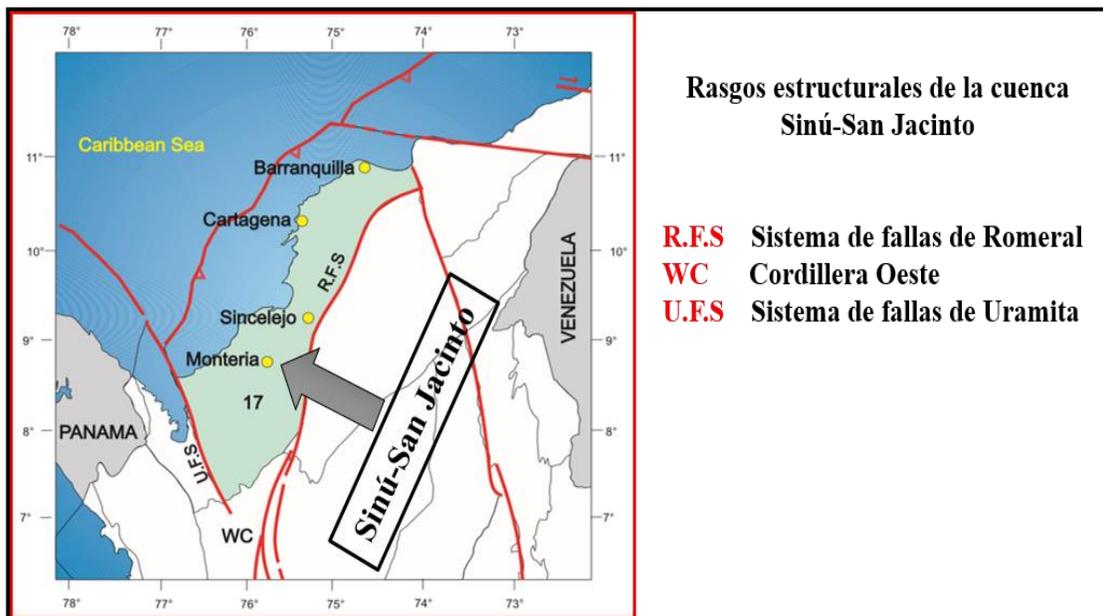


Figura 2.1 Ubicación de la cuenca Sinú-San Jacinto y los principales rasgos estructurales (Modificado de ANH, 2007)

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM) se encuentra ubicada al noroeste de Colombia, se extiende desde la Serranía de San Lucas y la región del Sinú en el sur hasta Barranquilla en el norte, y desde el Macizo de Santa Marta en el este hasta los montes de María en el oeste. Posee una extensión de 41.865 km<sup>2</sup>. Geológicamente se encuentra limitada de la siguiente manera: al norte, noreste, oeste y suroeste con el Cinturón Plegado de San Jacinto; al sureste, por el sistema de fallas de Santa Marta (SFSM); al sur, por la Serranía de San Lucas y la Cordillera Occidental (COC) (ANH, 2011) (Figura 2.2).

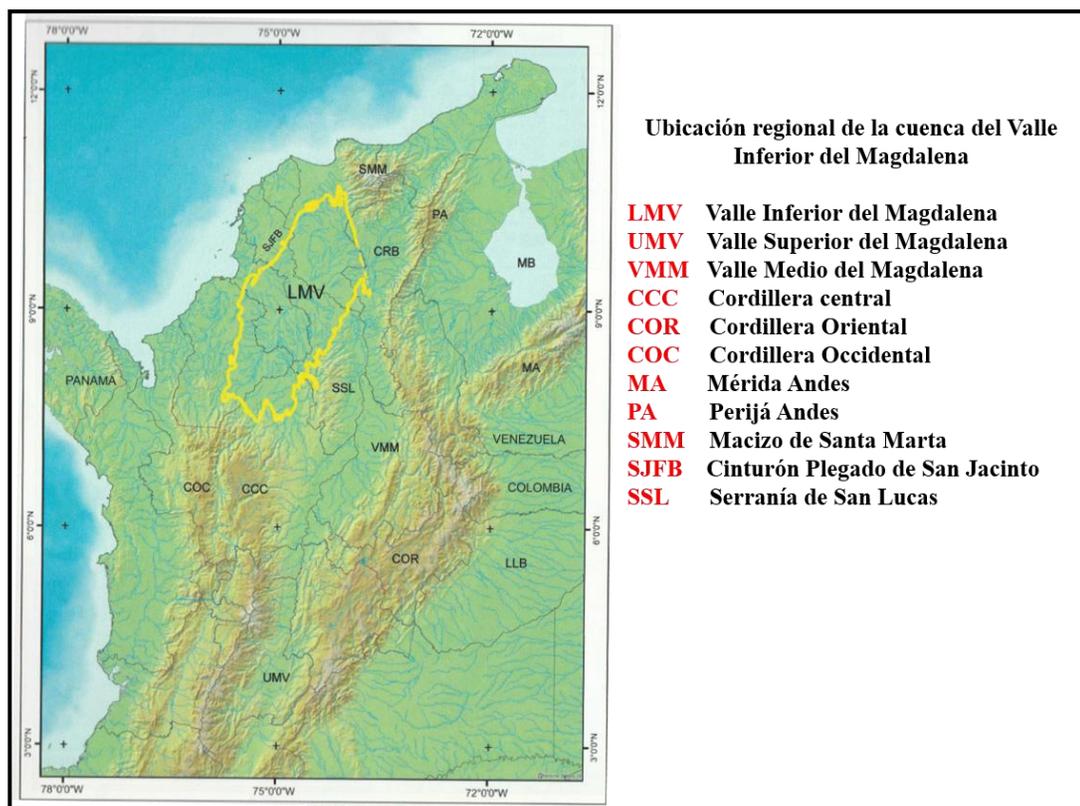


Figura 2.2 Ubicación Regional de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Modificado de ANH, 2011)

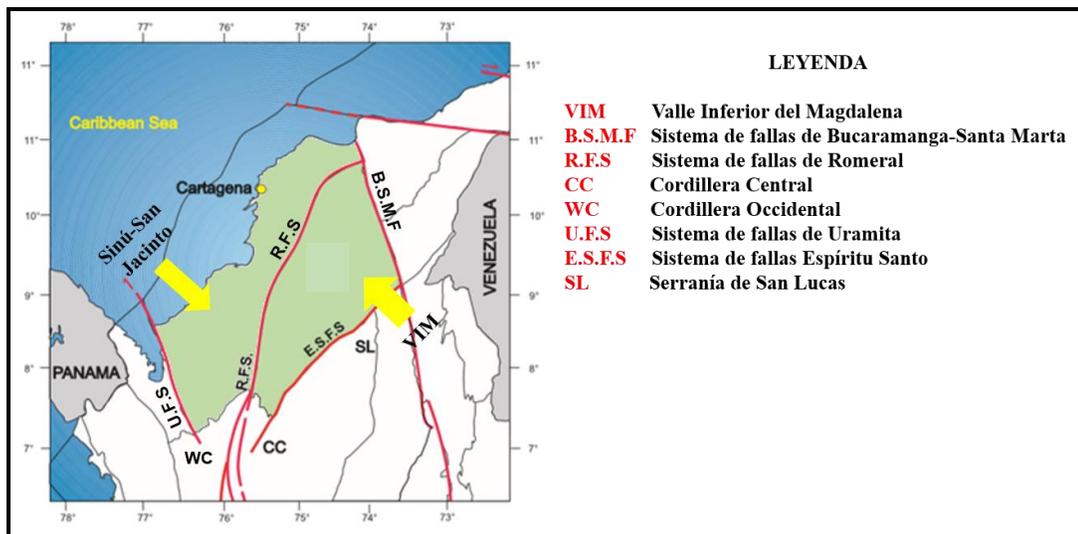


Figura 2.3 Cuencas Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto (Modificado de ANH, 2007)

## 2.2 Evolución tectónica del Caribe

Para definir la evolución tectónica del Caribe existen diferentes teorías, estas teorías se encuentran en acuerdo sobre la evolución de la región del Caribe cuando se trata de sus partes inicial (Jurásico) y final (Cenozoico), mientras que en la etapa del Cretácico permanece el debate.

Los planteamientos realizados para describir la evolución tectónica del Caribe son los siguientes: Modelo del Pacífico y el Intra-América, el primero supone la creación de la placa Caribe en alguna zona del Pacífico y luego se desplazó al lugar donde se encuentra en estos momentos, mientras que el segundo modelo supone que la placa Caribe se formó entre las placas Norteamericana y Suramericana. El modelo utilizado para explicar la evolución tectónica del Caribe será el propuesto por Pindell & Kennan (2001).

El modelo de Pindell & Kennan (2001) propone que la evolución del Caribe comienza con un *rift* Jurásico al oeste de Pangea. Para este tiempo los continentes de África, América del Sur y América del Norte se encontraban unidos, y el bloque de Yucatán se encontraba sobrepuesto frente a la actual costa de Texas. En el Jurásico Medio comienza el periodo de *rifting* en el Golfo de México (GM) junto con la apertura del Atlántico. El mar ingresó al GM a partir del suroeste. A comienzos del Jurásico Superior ya América del Sur se había separado lo suficiente de América del Norte (Figura 2.4).

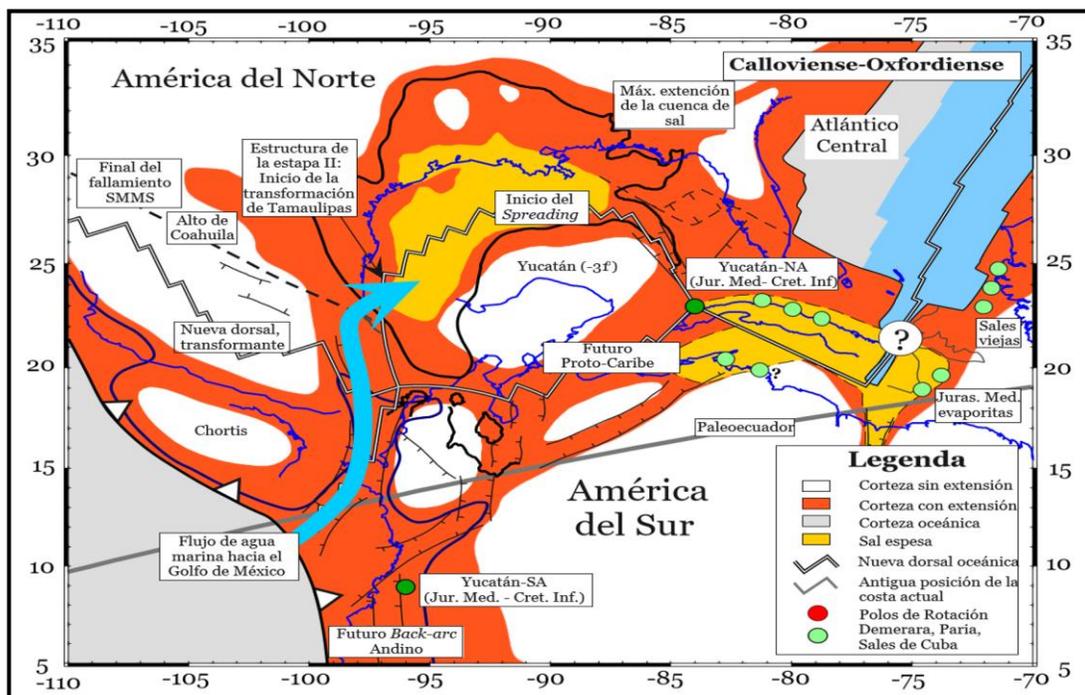


Figura 2.4 Reconstrucción de la evolución del Caribe en el Caloviense-Oxfordiense (Modificado de Pindell & Kennan, 2001)

Para el Cretácico hace aproximadamente 130 Ma Yucatán llega a su posición final y se reorganizó en su sistema de *ridge* Proto-caribe, unido al *back-arc* Andino/Colombiano con el sistema de *ridge* Atlántico. Para este periodo finaliza el *spreading* sobre el GM (Figura 2.5).

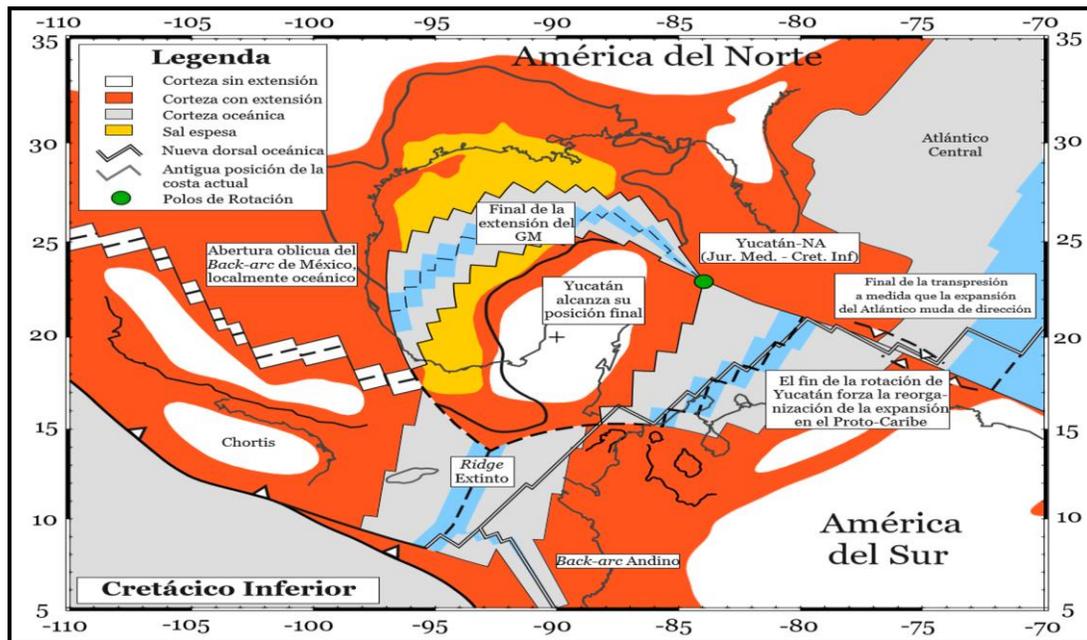


Figura 2.5 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Cretácico Inferior (Modificado de Pindell & Kennan, 2001)

Hace unos 120 Ma durante el Aptiense se presenta una inversión en la dirección de subducción de la placa del Caribe con respecto a las Américas, esto causado por la aceleración del *spreading* Atlántico. Además, se inicia el comportamiento del arco convergente en el sistema de arco cordilleriano desde el Perú hasta Canadá (Figura 2.6).

Alrededor de 84 Ma en el Campaniense, comienza a disminuir drásticamente la tasa de *spreading* del Proto-Caribe, esto produce entre las placas de América del Sur y la placa del Caribe un límite más compresivo. Vinculado a esto se genera un levantamiento de las Cordilleras Centrales de Colombia y Ecuador (Figura 2.7).

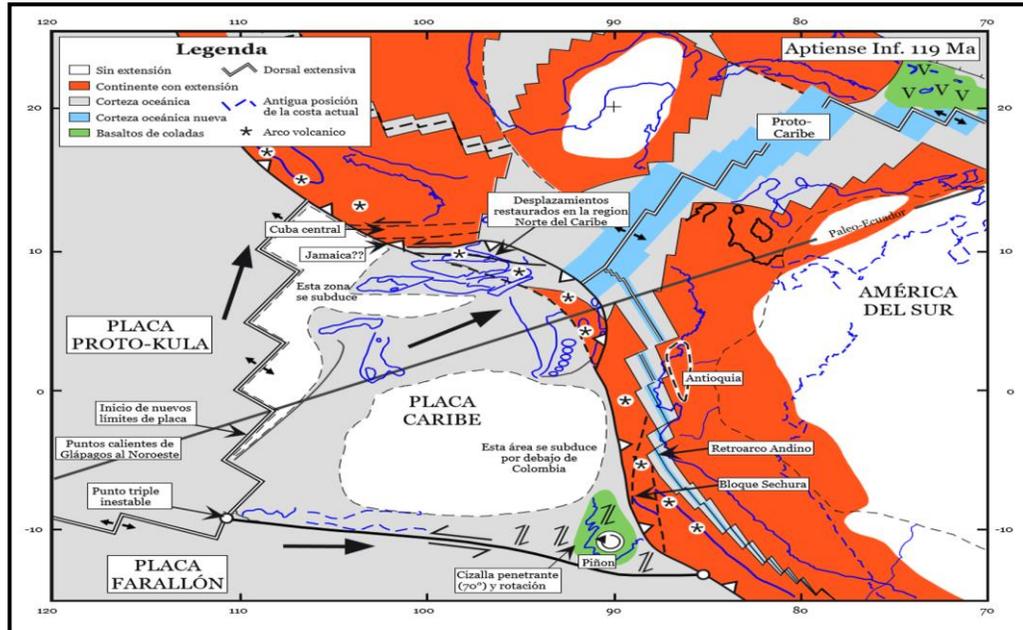


Figura 2. 6 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Aptiense Inferior (Modificado de Pindell & Kennan, 2001)

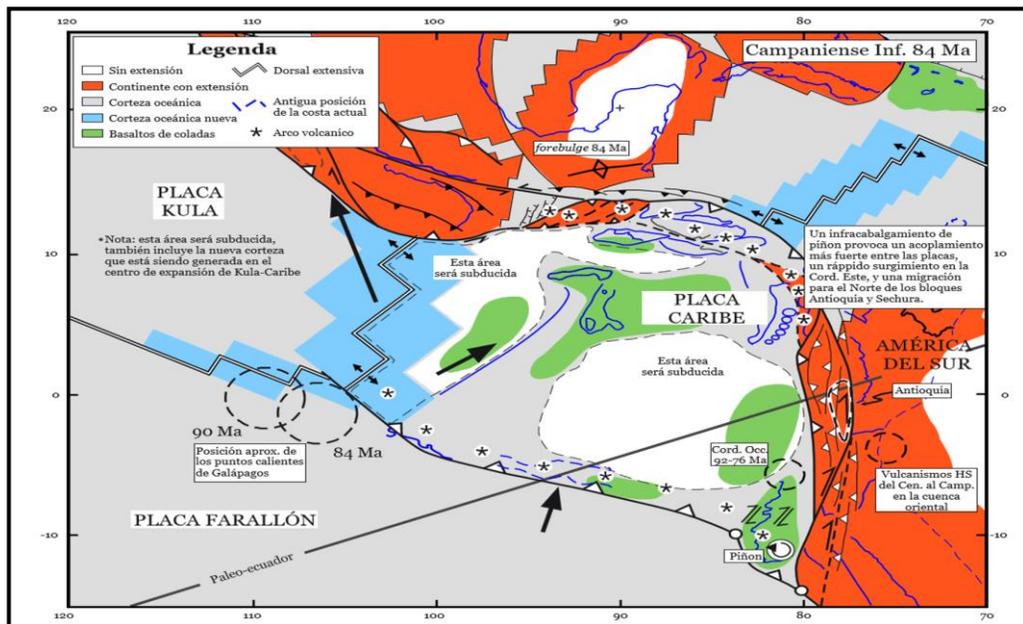


Figura 2.7 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Campaniense Inferior (Modificado de Pindell & Kennan, 2001)

En Colombia el bloque de Antioquia se levanta y migra hacia el noreste, siendo fuente de sedimentos para las cuencas del valle Medio y Superior del Magdalena. La triple unión entre Panamá y Colombia había migrado para ese tiempo ya por Perú y se encontraba al lado de Ecuador.

Para el Paleoceno en el antiguo margen pasivo del norte de América del Sur se mantenía en marcha la subducción del Proto-Caribe. Se crean las cuencas *back-arc* de granada y Yucatán por la expansión del Gran Arco en la amplia cuenca del océano Proto-Caribe. Durante el paleoceno Tardío y el Eoceno Temprano se da una colisión de la parte norte de la placa del Caribe (Cuba) con la plataforma de las Bahamas (Figura 2.8).

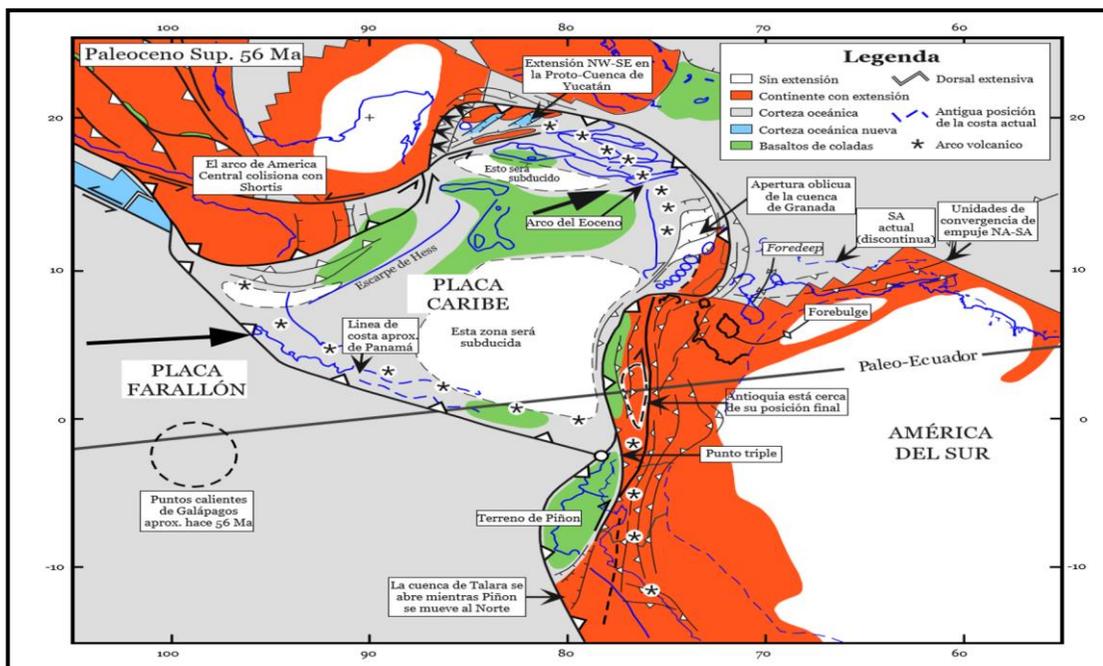


Figura 2.8 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Paleoceno Tardío (Modificado de Pindell & Kennan, 2001)

En el Eoceno Medio se origina la Garganta Caimán debido a la colisión de Cuba y el continuo movimiento relativo de América del norte y el Caribe que hicieron que la placa del Caribe se desplazara más hacia el este. Como resultado de esto, la triple unión entre Panamá y Colombia interrumpe su migración hacia el norte y permanece fija por el resto del Terciario en un punto al oeste del Valle Superior del Magdalena. Entre el Eoceno Temprano y el Eoceno Medio se forma el prisma de acreción de San Jacinto al norte de Colombia (Figura 2.9).

Para el oligoceno Inferior la cuenca de Yucatán se encuentra unida a América del Norte. En este mismo tiempo se da la forma de oroclinal a Panamá debido al levantamiento de la parte sur de la Cordillera Central, lo cual generó la cuenca *foredeep* de gualanday en el Valle Superior del Magdalena y el escape tectónico de bloques del basamento de Panamá para el noroeste.

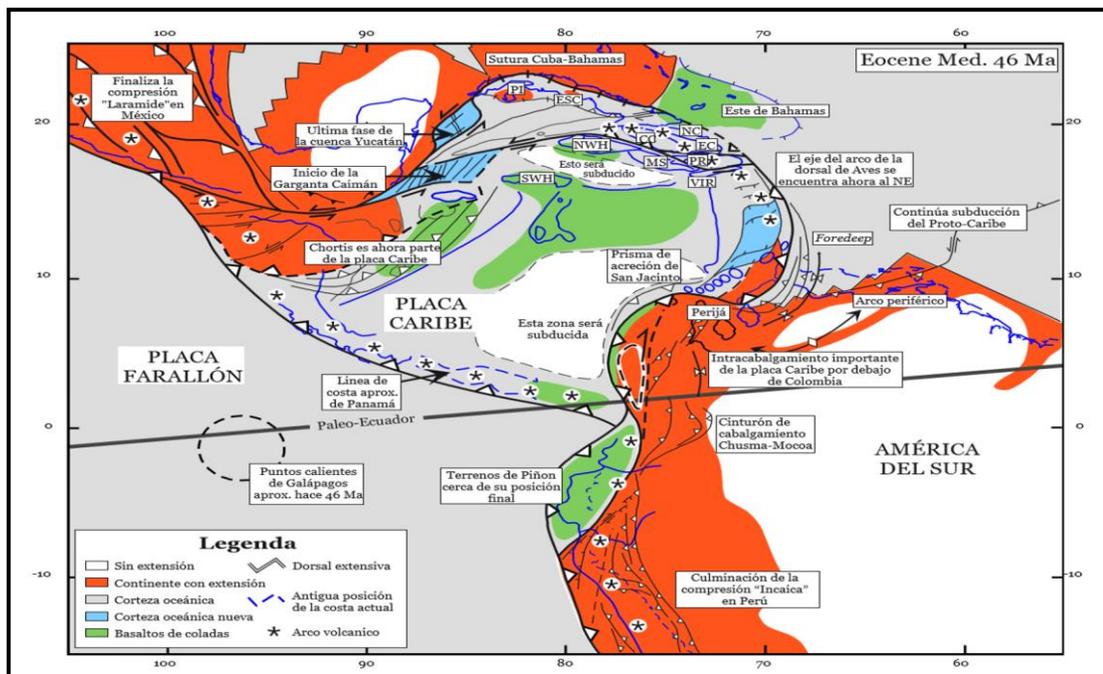


Figura 2.9 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Eoceno Medio (Modificado de Pindell & Kennan, 2001)

Alrededor de 23 Ma, La placa Farallón se divide en la Placa de Cocos, al norte, y en la placa de Nazca, al sur. Durante el Mioceno Temprano los desenvolvimientos del oligoceno continuaron. Se generó un choque más violento entre Panamá y Colombia lo cual hizo que el bloque de Maracaibo se desplazara hacia el noreste (Figura 2.10).

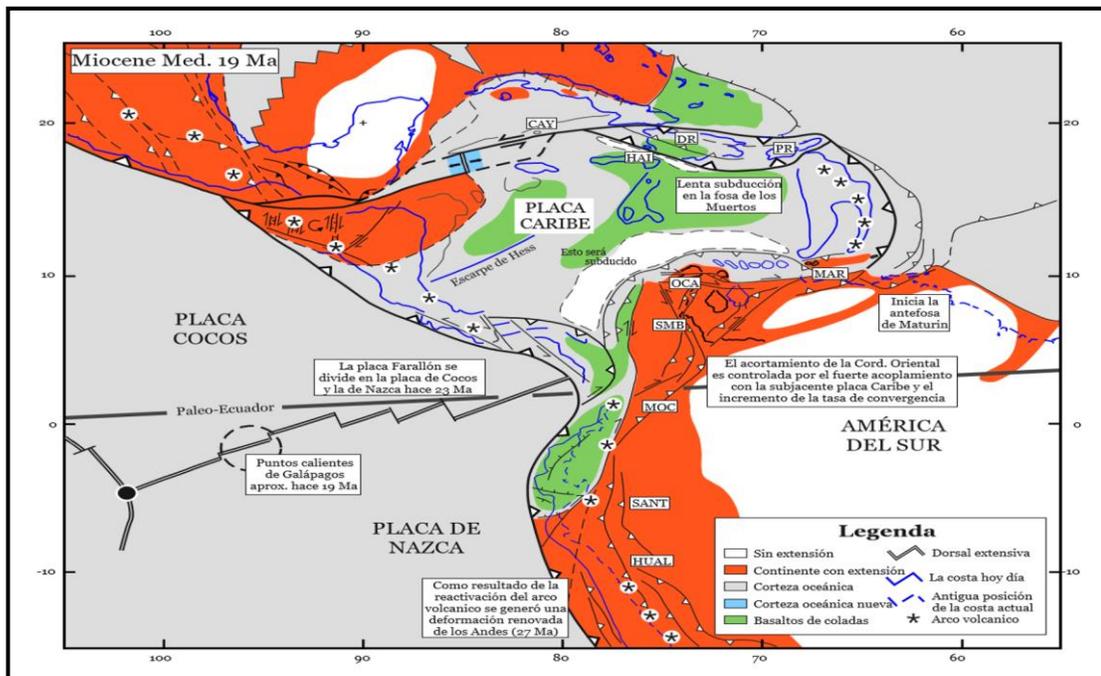


Figura 2.10 Reconstrucción de la evolución del Caribe para el Mioceno Medio (Modificado de Pindell & Kennan, 2001)

En el Mioceno Tardío la placa del Caribe experimentó un cambio en su dirección de movimiento con respecto a América del Sur y pasó de un azimut de  $105^\circ$  a  $85^\circ$ , lo que hizo con la parte sureste del Caribe pasara a comportarse de forma transtensional.

## **2.3 Evolución tectónica del Valle Inferior del Magdalena (VIM)**

La zona geográfica donde se encuentra el Magdalena Inferior (MI) estuvo durante mucho tiempo sometida a una evolución tectónica muy compleja de *Rifting*, *Back-arc* y acreción del Jurásico al Neógeno, antes de su apertura a partir del Oligoceno al reciente (ANH, 2011).

Sobre la evolución tectónica del MI se han propuesto diferentes procesos (Tabla 1). Donde muchos autores coinciden en que la evolución fue en múltiples fases. Las cuales se resumen de acuerdo a ANH, 2011.

### **2.3.1 Fases evolutivas**

#### **2.3.1.1 Rift del Jurásico**

La evolución del MI se debe entender al menos desde el Periodo Jurásico, cuando gruesos levantamientos estructurales fueron implantados como Graben de gran ángulo relacionados con fallas normales, producido por la extensión de la corteza durante la fase de *Rifting* que separaba la placa continental de América del Sur de Chortis y la placa continental de Norteamérica (Pindell y Kennan, 2009 en ANH, 2011) lo cual perjudicó la parte norte y noroeste de Suramérica. Se realizaron eventos tectónicos posteriores del sistema de fallas de *Rifting* del Jurásico que se han descrito en los Andes de Mérida (Bonini y Kellogg, 1984 & Lugo y Mann, 1995 en ANH, 2011), en la Cordillera Oriental de Colombia (Cooper *et al.*, 1995 en ANH, 2011), los Andes de Perijá (Kellogg, 1984 en ANH, 2011). Pindell y Kennan, (2009) en ANH (2011) describen lineamientos de *Rift* cerca de la actual región del MI de alrededor de 190-158 Ma, cuya zona de fallas pudo haber dejado lineamientos de rumbo norte que facilitaría posteriormente a la antigua corteza del CPSJ y el MI realizar un movimiento dextral. Según los modelos geofísicos presentados por Ceron,

(2008) en ANH, (2011) y las observaciones de campo hechas por Bermudez *et al.*, (2010) en ANH, (2011) tanto el MI como el CPSJ descansa por debajo ya sea una corteza continental o de transición delgada.

### **2.3.1.2 Cretácico (Campaniano Sup.) *Back-arc***

En el Cretácico Inferior se lleva a cabo una subducción activa y la acumulación diagonal de la corteza del Proto-Caribe, en el Cretácico Superior se efectúa la colisión oblicua de la placa oceánica del Caribe descrita al oeste de Colombia, recientemente por Moreno-Sanchez *et al.*, (2003) en ANH (2011).

Durante el Maastrichtiano al Paleceno se genera el levantamiento de los terrenos de San Lucas y Valdivia-Cajamarca de la CCC (Cediell *et al.*, 2003 en ANH, 2011).

### **2.3.1.3 Paleoceno y Eoceno**

Según ANH, 2011 para estos periodos se lleva a cabo la amplia inversión tectónica a lo largo del CPSJ. También durante este periodo se realiza la convergencia oeste-este y la subducción del Pacífico-Caribe que cambió la transtensión dextral hacia el norte (Pindell y Kennan 2009 en ANH, 2011).

### **2.3.1.4 Oligoceno Temprano-Mioceno Temprano Colapso tectónico**

Para el Oligoceno interpretan que hubo una rotación regional en sentido horario (Reyes Harker *et al.*, 2000, Reyes S. *et al.*, 2000, Hernandez y Guerrero 2006 y Montes *et al.*, 2011 en ANH, 2011), probablemente relacionado con el desplazamiento dextral de la Zona de Fallas de Santa Marta, esto pudo haber desencadenado un hundimiento tectónico como mecanismo principal por la

subsistencia tectónica en el MI. Este mecanismo también actuó en la apertura de los mantos del Caribe del Oligoceno en la Cuenca de Falcón en el noroeste de Venezuela (Baquero *et al.*, 2009 en ANH, 2011).

#### **2.3.1.5 Mioceno Medio-Tardío principal colapso tectónico**

Durante el Mioceno Medio continúa la subsistencia. A mitad del Mioceno Tardío., la compresión este-oeste reactiva el colapso de fallas normales en el límite occidental, causando un primer impulso del CPSJ. El tallado de los cañones más profundos en la plataforma de la depresión de Plato del Mioceno Medio podría ser la causa del levantamiento en el este asociado a dicha compresión (ANH, 2011).

La subsistencia reinicia a un ritmo rápido, y el Paleo-Río Magdalena comenzó a fluir en una dirección hacia el norte en los cañones tallados recientemente. Para el Mioceno Tardío la subsistencia desaceleró (ANH, 2011).

#### **2.3.1.6 Plioceno *foredeep***

El proceso de *foredeep* fue interrumpido abruptamente por un levantamiento general en el Plioceno Temprano (ANH, 2011).

Actualmente continúa creciendo el abombamiento de Plato, según lo revelado por los mapas geológicos y topográficos y puede haber causado diferentes cambios del delta del Magdalena que tuvo lugar durante el Cuaternario (Romero 2009 en ANH, 2011).

Un desprendimiento profundo puede ser la causa de esta deformación, esto fue propuesto por Audemard y Audemard, (2002) y Cediell, (2003) que comienza en la

región de Barinas Venezuela, relaciona los Andes de Mérida, los Andes de Perijá y el MSM, que se extiende hacia el prisma de acreción del Caribe después de la vinculación con la inmersión poco profunda de la zona de subducción (ANH, 2011).

Según el modelo propuesto por ANH (2011) para el Oligoceno-Reciente en el Magdalena Inferior presenta dos mecanismos de cuenca, los cuales se describen a continuación:

- Hundimiento tectónico en el Oligoceno al Mioceno Medio, con rotación transtensional subordinada. Dos etapas de colapso, una en el Oligoceno Temprano y la mayor en el Mioceno, estas dos se diferencian.
- Antefosa de flexión proximal a finales del Mioceno-Plioceno.

Para ANH (2011) suceden episodios de levantamientos que marcan la evolución de la cuenca y podrían haber sido causados por la interacción de placas compleja durante el Mioceno y Plioceno, lo cual la subducción de la pasada placa del Caribe por debajo de la placa continental de Suramérica implicó un desplazamiento dextral hacia el norte y este.

## **2.4 Evolución tectónica de Sinú-San Jacinto**

Para hablar sobre la evolución tectónica de Sinú-San Jacinto será mediante modelos propuestos por diferentes autores, como por ejemplo: Villamil (1999), Reyes *et al.*, (2000), Flinch, (2003), entre otros que serán mencionados en el texto.

### **2.4.1 Cretácico Superior**

El basamento del Cinturón Plegado de San Jacinto está compuesto de basaltos oceánicos que fueron formados en el Pacífico durante el Cretácico Superior. Se realizaron dataciones que aportaron edades entre 91 a 88 Ma (Sinton *et al.*, 1998 en Niño, C. 2005).

### **2.4.2 Paleoceno**

Según Niño, C. (2005) a finales del Maastrichtiano y comienzos del Paleoceno la Paleo-Cordillera Central se encontraba unida a la Serranía de Santa Marta. La Cordillera Central mantenía el flanco oeste mucho más abrupto que el flanco este.

### **2.4.3 Eoceno**

Durante el Eoceno Temprano se generan procesos de acreción final del CPSJ, para este mismo tiempo se originó la mayor fase de deformación y plegamiento del basamento marino (Figura 2.11) (Niño, C. 2005).

Después de la creación del CPSJ la Paleo-Cordillera Central alcanza elevaciones de aproximadamente 6 km y se eleva toda la región este de Colombia (Villamil, 1999 en Niño, C. 2005). Luego hasta el Eoceno Tardío toda la parte oeste de Colombia se encontró en una parcial calma tectónica (Niño, C. 2005).

### **2.4.4 Oligoceno**

Para Niño, C. (2005) en el oligoceno se crea la cuenca del Valle Inferior del Magdalena debido a la separación de la Serranía de Santa Marta de la Cordillera Central. Siendo el oligoceno un periodo de grandes cambios para este mismo tiempo

se inicia el levantamiento del flanco oeste de la Cordillera Central, el cual permitió el nacimiento del Paleo-Río Magdalena.

#### **2.4.5 Mioceno**

Según Niño, C. (2005) el Mioceno Medio es el periodo de más rápido y mayor surgimiento de los Andes colombianos.

#### **2.4.6 Plioceno y Pleistoceno**

En el Periodo del Plioceno medio la cuña acrecional de Sinú fue deformada por un evento compresivo, siendo la zona *offshore* la más afectada por las fallas de cabalgamiento (Figura 2.12) (Niño, C. 2005).

Durante el Pleistoceno se mantiene la evolución de las estructuras, tanto en la parte terrestre como en la zona *offshore* (Niño, C. 2005).

### **2.5 Estratigrafía del Valle Inferior del Magdalena (VIM)**

#### **2.5.1 FASE I**

##### **2.5.1.1 Paleógeno/Eoceno**

Dentro del VIM el Paleógeno se encuentra superpuesto al oeste, noroeste y suroeste de la cuenca. El Paleógeno es una sucesión que contiene una gran cantidad de volcanoclasticas, lo cual se presume que sean el resultado de la actividad volcánica registrada al sur del actual Magdalena Inferior (MI) (Cediel *et al.*, 2003 en ANH, 2011).

## **2.5.2 FASE II**

### **2.5.2.1 Oligoceno basal a Mioceno Inferior**

Esta es una sucesión que se extiende por toda la cuenca y se apoya por encima de la inconformidad basal del Oligoceno de la cuenca (ANH, 2011).

Los lodos neríticos del subsuelo y las arenas costeras de la Formación Ciénaga de Oro están incluidos en esta sucesión. ANH (2011) proponen que la Formación Ciénaga de Oro debería ser definida como la sucesión transgresiva del Oligoceno que marca la primera sedimentación por encima de la discordancia Oligoceno.

Para Reyes H. *et al.*, (2009) en ANH (2011) posteriormente debido a eventos de inundación del Oligoceno Tardío–Mioceno Temprano, fueron formados bancos aislados de carbonatos por encima de algunos de los paleo-altos. Duque Caro (1978) y Hocol (1993) en ANH (2011) dicen que los carbonatos poseen una edad de Mioceno Temprano en la mayor parte de la cuenca, aunque, en la cuenca de Sinu-San Jacinto se registraron carbonatos de edad Oligoceno Tardío en el paleo-alto San Benito (ANH, 2011).

Las arenas de Ciénaga de Oro son inmensas cuando se encuentran presentes, como se observa en el alto de Guepajé (ANH 2009 en ANH, 2011), o con intercalaciones de lutitas y calizas descritos en Jobo-Tablón, Castor y Sucre (ANH, 2011).

A nivel local, a Porquero Bajo se le son asignadas arenas transgresivas que son de edad Oligoceno a Mioceno Temprano, estas arenas transgresivas en la zona alta de Guepajé tienden a cuña en la parte superior de las arenas de Ciénaga de Oro según ANH (2011).

### **2.5.3 FASE III**

#### **2.5.3.1 Mioceno Temprano a Medio**

Un evento de máxima inundación de edad Mioceno Temprano que ha sido interpretado en el alto de Guepajé y más al este en la depresión de Plato fue el final de la transgresión del Oligoceno (Hocol 1993, ANH 2009 y Suarez 2009 en ANH, 2011) de acuerdo a geocortes transversales y secciones transversales de más edad que se encuentran extendidas a través de toda la cuenca. Se encuentran masivas lutitas rico-orgánicas que son asociadas a esta máxima inundación, sobre la misma se encuentra una espesa sucesión de lutitas y arenas masivas subordinadas. Esta sucesión es conocida informalmente como “Porquero Inferior”, aunque en trabajos anteriores el mismo intervalo se define como “Formación Bajo Carmen”. Este mismo intervalo en diferentes estudios regionales dicen que está representado por ambientes batiales, evidenciando la profundización regional de la mayor parte de la cuenca en el momento. Así como también diferentes autores consideran una discordancia Mioceno Temprano cerca del evento de máxima inundación (por ej. Reyes *et al.*, 2000 en ANH, 2011).

Una sucesión gruesa de arenas apiladas y lutitas pertenecientes al Mioceno Temprano fueron descritas en la región de Chimichagua en los registros de terminación de pozos e informes geológicos (ESSO Colombia 1992 y Perdomo. L. 1996 en ANH, 2011). Esta sucesión se describió como Ciénaga de Oro, pero a partir de geo-cortes transversales (Suarez 2009 en ANH, 2011) pareciera encajar mejor en el contexto regional como equivalente proximal de Porquero Inferior, probablemente procedente del sur y/o este (ANH, 2011).

Datos sísmicos sugieren que el Mioceno Temprano de la cuenca es una sucesión sintectónica con patrones de crecimientos espectaculares hacia depocentros preexistentes del Oligoceno, donde fue exhumado parcialmente durante el Paleoceno-Reciente hacia el este, en la zona de Chimichagua, y al oeste en San Jorge. (ANH, 2011).

### **2.5.3.2 Mioceno Medio**

Una discordancia bien definida que se puede seguir a través de la cuenca recubre al Mioceno Temprano, la edad de dicha discordancia reportada como Mioceno Medio (Reyes. H. *et al.*, 2000 en ANH, 2011), en la depresión de Plato existen datos de pozos recientes que indican edad Mioceno Medio para sedimentos inmediatamente sobre ella. Para Reyes H. *et al.*, (2000) en ANH (2011) esta discordancia Mioceno Medio marca un cambio en los ambientes marinos someros. Estos lechos de Mioceno Medio, conocido como Porquero Medio y también Floresanto (Flinch, 2003 en ANH, 2011) y “Formación Carmen Medio” (Shell, 1995 en ANH, 2011), muestra un fuerte carácter propenso de lutitas en la mayor parte de la cuenca, por ejemplo, San Jorge y Plato, Reyes. S. *et al.*, 2000b en ANH (2011) sugieren que esta gruesa capa de lutitas masivas y delgadas arenas de grano fino representan una plataforma marina con flujos turbidíticos ocasionales. Interpretaciones sedimentarias más recientes en Ligia sobre núcleos convencionales sugieren un ambiente más superficial, más parecido a un delta distal tipo Gilbert (ANH, 2011).

En el MI la sucesión marina “Porquero Medio” hace un relleno sedimentario con varios cañones submarinos profundos “tallados” por la discordancia del Mioceno Medio sobre el Mioceno Inferior en la depresión de Plato, al oeste y al suroeste de la plataforma Chimichagua y este–noreste del Alto de Cicuco. Varios de estos cañones se solapan entre sí, con varias discordancias intra-cañones (Reyes S. *et al.*, 2000 en

ANH, 2011), revelando el rejuvenecimiento sedimentario. El relleno de los cañones era originario más o menos de sur a norte según los datos sísmicos y los intervalos de tiempo sísmicos 3D en la región de Ligia, lo cual es consistente con una fuente del Paleo-Magdalena.

### 2.5.3.3 Mioceno Tardío

Para este tiempo se encuentra la sucesión que se conoce como Tubará por la mayoría de los autores, la cual está representada por arenas progradantes y lodos de abanicos submarinos, depósitos superficiales de terraplén y secuencias deltaicas con carbones y las arcilla abigarradas en la parte superior según Reyes H. *et al.*, (2000) en ANH (2011). Otros autores se refieren a esta misma sucesión como Formación Porquero o “Porquero Superior”, dejando a la Formación Tubará por encima de la erosión del Plioceno Inferior (ANH, 2011).

La Formación Tubará marca el inicio de un régimen de sobrepresión en la zona de La Creciente, esto características de los esquistos masivos del Mioceno en la cuenca (Figura 2.11). Este efecto es consistente con las rápidas tasas de levantamiento y entierro durante el Neógeno (ANH, 2011).

El ciclo de somerización ascendente Tubará, comienza en el Arco Magangué por encima de una discordancia (UM) que se evidencia claramente en los datos de la zona, donde la bioestratigrafía indica una edad Mioceno Tardío e incluso de tan solo Plioceno Temprano, inmediatamente por debajo de la discordancia del Plioceno (Bolívar *et al.*, 2011 en ANH, 2011). Al sur y al oeste hacia San Jorge, la discordancia se encuentra truncada por el Plioceno. Hacia Plato en el este, y Piñuela en el norte, esta discordancia parece extenderse, como la sección del Mioceno se expande por encima y por debajo de él y está implicado en la inversión reciente de la

depresión de Plato, como se puede observar en geocortes de Los Alpes-Consuelo y las zonas de Ligia (ANH, 2011).

## **2.5.4 FASE IV**

### **2.5.4.1 Plioceno Temprano a Reciente**

Para la zona del MI la Formación Corpa es la estratigrafía más joven, dicha formación es conocida con otros nombres por diferentes autores, por ejemplo como: Sincelejo, Buenavista, Carmen Superior, Caucasia y Corpa Superior. La Formación Corpa es una sucesión muy espesa de clastos gruesos, arcillas, limos y carbones de afinidad marina costera o muy poca profundidad en la base, mayor parte de esta sección es producto de la inundación reciente del Plioceno-Magdalena, compuesta de depósitos de llanuras de inundación y sobre todo deltas fluviales (Figura 2.11). Para Flinch, (2003) en ANH (2011) la tendencia de somerización marca la migración de depocentros hacia la costa actual y dominio poco profundo. Durante la reanudación de la sedimentación activa en el MI es que se produce este cambio, después que en el Plioceno Inferior ocurriera un levantamiento importante de Los Andes el cual causó la erosión parcial del Mioceno a través de la cuenca, efecto que se sintió más fuertemente en San Jorge (ANH, 2011).

Como resultado, la sucesión Corpa se basa en un hundimiento muy bien definido, discordancia angular por encima del cual la tectonosecuencia más gruesa de la cuenca se conserva, como por ejemplo en San Jorge donde el espesor hoy en día excede los 9000 pies (ANH, 2011).

En el Cinturón Plegado de San Jacinto discordancias internas muestran al menos dos pulsos de crecimiento, el último de estos marca una efectiva barrera para corpa hacia el este y el norte (Reyes H. *et al.*, 2000 en ANH, 2011).

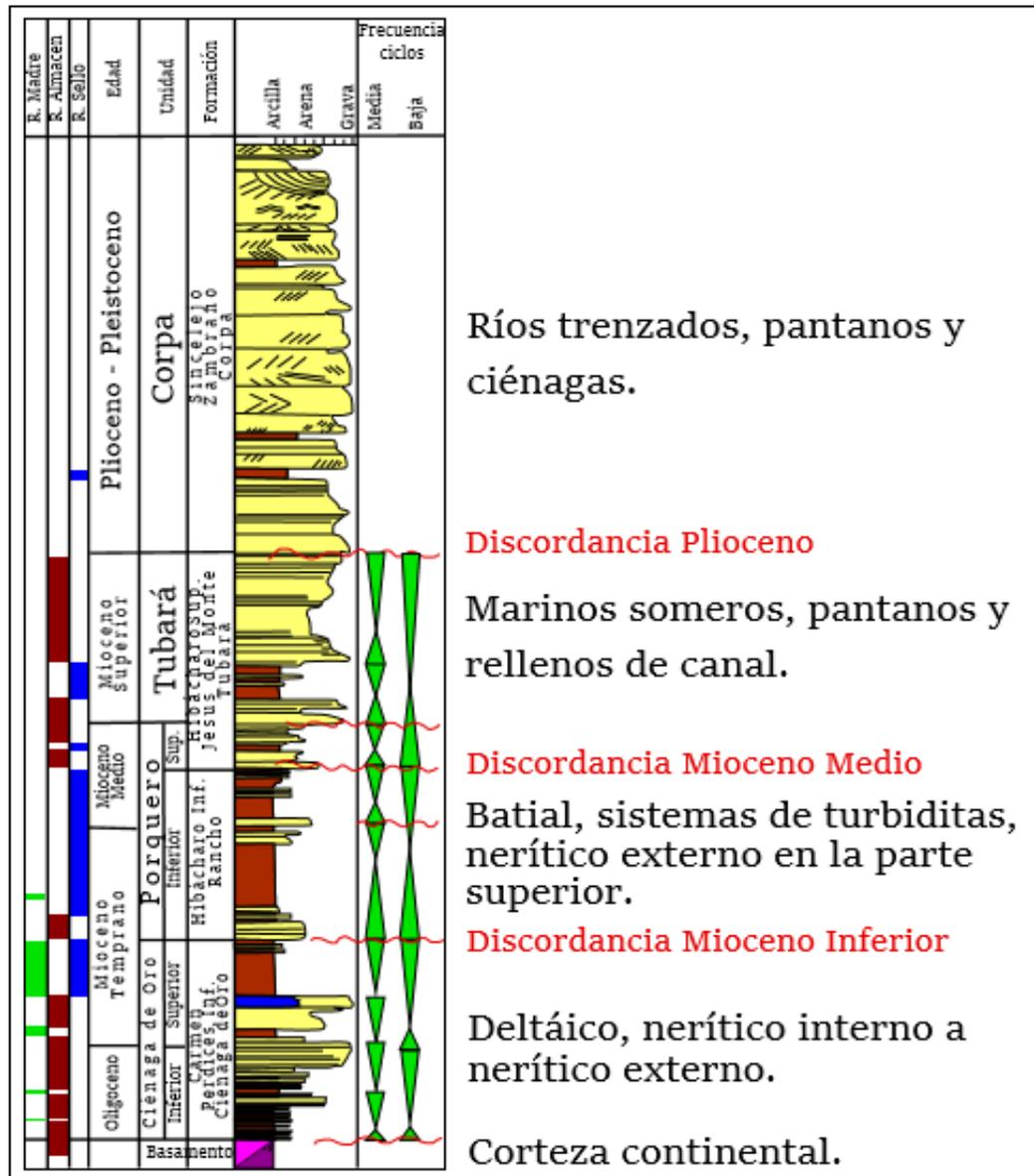


Figura 2.11 Columna estratigráfica del VIM propuesta por Reyes *et al.*, (2000)

## **2.6 Estratigrafía de Sinú-San Jacinto**

### **2.6.1 Basamento**

El basamento al oeste del sistema de fallas de Romeral está constituido de corteza oceánica, compuesta básicamente por basaltos, serpentinitas, gabros, diabasas y peridotitas, entre otros. Dataciones  $^{40}\text{Ar}$ - $^{39}\text{Ar}$  indican una edad de 88–91 Ma (Preconiacioniano) para la placa del caribe (Sinton *et al.*, 1998 en Niño, C. 2005).

La parte basal de la secuencia, que se diferencian en el trabajo de Chevron (1986) como el Miembro Finca Vieja, consiste de base a tope esencialmente de lutitas negras, lutitas negras con concreciones, margas laminadas y en menor proporción chert, limolitas y areniscas (Niño, C. 2005).

La parte superior de la secuencia está compuesta principalmente por cherts negros, a veces parcialmente calcáreos o con barro, lutitas fosilíferas y algunas capas de roca sedimentaria, tobas y areniscas hacia el tope. Los cherts presentan una laminación plana-paralela fina característica de la ritmicidad en la deposición (Niño, C. 2005).

Las litologías de la secuencia 1 se depositaron sobre la placa del caribe en un ambiente hemipelagico de aguas profundas, en la parte inferior, más superficial en la parte superior. Las condiciones de la columna de agua eran anóxicas a subóxicas (Niño, C. 2005).

### **2.6.2 Secuencia 2: Paleoceno Superior**

Esta secuencia solo fue reportada en el CPSJ y está compuesta por los depósitos del Neopaleoceno, que se encuentran sobrepuestos de manera discordante a la

secuencia 1. Y constituida por lutitas cenizas, areniscas finas, arcosas líticas a conglomeráticas, conglomerados de matriz soportada y, ocasionalmente, cherts y algunas capas de margas en el tope. En trabajos anteriores esas litologías han sido agrupadas en la Formación San Cayetano o en la Formación Venado (Niño, C. 2005).

En el sector de Luruaco, Alemán (1983) en Niño, C. (2005) describe la parte inferior de la Formación San Cayetano como una serie de intercalaciones rítmicas de arenisca/lutita, en una proporción que van desde 1:2 a 1:5. En la parte superior, hay un aumento en el espesor y número de capas de arenisca.

La secuencia es interpretada como turbiditas distales en el interior asociadas con el relleno de la cuenca generado durante la interacción de la placa caribe y la placa de América del Sur. El aporte de sedimentos desde el este estaba incrementando en esta época por el surgimiento de la paleo-Cordillera Central, cuyo flanco oeste era más abrupto que el este (Villamil, 1999 en Niño, C. 2005).

### **2.6.3 Secuencia 3: Eoceno Medio y Superior**

Esta unidad cronoestratigráfica está constituida por las litologías depositadas durante el Meso y Neo-eoceno, después del evento de acreción del CPSJ. Está formada por las formaciones Arroyo de Piedra, Maco, Chengue y toluviejo (Niño, C. 2005).

Sobre la discordancia del Eo a Mesoeoceno, se depositaron en el sector este del CPSJ una serie de conglomerados heterogéneos, areniscas conglomeráticas que cambian a litoareniscas feldespáticas y arcosas para el tope, Son conocidos como la Formación Maco y fueron depositados como abanicos turbidíticos relacionados al gran surgimiento de la paleo-Cordillera Central durante el Mesoeoceno (ápice de la orogenia pre-andina) (Niño, C. 2005).

En ese mismo periodo, se depositaron en el sector de Luruaco conglomerados y litoareniscas feldespáticas de baja porosidad (19–21 %), que pertenecen a la Formación Arroyo de Piedra (Mora *et al.*, 2003 en Niño, C. 2005).

Sobre el tope de la Secuencia 3, en el Mesoceno, se depositaron en los alrededores de la ciudad de Tolú espesas capas de carbonatos de arrecife que se intercalan con areniscas calcáreas, areniscas cuarzosas bioturbadas, areniscas conglomeráticas y conglomerados. Estas litologías son conocidas en la literatura como Formación Toluviejo, y son interpretadas como depositadas en un ambiente marino somero donde se presentaban arrecifes, lagunas, barras y canales de marea (Niño, C. 2005) (Figura 2.12).

La secuencia de ambientes que se presentan en esta secuencia evidencia la disminución en el espacio de acomodo de la cuenca, pasando de ambientes turbidíticos de la Formación Maco a la plataforma carbonática de la Formación Chengue, y finalmente a los carbonatos de arrecife de la Formación Toluviejo (Niño, C. 2005) (Figura 2.12).

#### **2.6.4 Secuencia 4: Oligoceno Superior**

Los depósitos de la transgresión del Neo-oligoceno que constituyen la secuencia 4 suprayacen de forma discordante a la secuencia 3. La secuencia 4 está constituida por la Formación Ciénaga de Oro en el CPSJ, y por la formación Pavo en la cuña acrecional de Sinú en el sur (Niño, C. 2005).

En la región de los pozos Manati-1 y Porquera-1 la secuencia 4 está compuesta principalmente por areniscas con porosidades entre 12 y 21 %, interpretados por Reyes *et al.* (2000) como de frente de playa (shoreface). No obstante, en el pozo Molinero-2 se representa una serie de esquistos carbonosos que podrían estar

relacionados con ambientes deltaicos o estuarinos, como los define Mora *et al.* (2003). En ese mismo trabajo, en el sector de Luruaco, se determinó un ambiente de deposición de frente deltaico (Niño, C. 2005).

#### **2.6.5 Secuencia 5: Mioceno Inferior**

Está compuesta por las formaciones Carmen en el CPSJ y Floresanto en la Cuña acrecional de Sinú, las cuales fueron depositadas durante el Eomioceno (Niño, C. 2005).

La secuencia 5 fue depositada de forma discordante sobre la secuencia 4. Esta secuencia en el CPSJ está constituida en la parte basal por argilitas ceniza con abundantes foraminíferos e intercalaciones de limolitas y areniscas de grano fino. En la región de Luruaco hay capas ricas en gipsita. En la cuña acrecional de Sinú la sedimentación es esencialmente argilosa (Formación Floresanto) (Niño, C. 2005) (Figura 2.12).

En las cuencas de Sinú-San Jacinto, el Neomioceno y el periodo del Terciario es en el cual se presenta la mayor relación entre espacio de acomodo y el aporte de sedimentos (Niño, C. 2005).

#### **2.6.6 Secuencia 6: Mioceno Medio-Superior y Plioceno Inferior**

Esta secuencia comprende las litologías del Meso y Neomioceno y del Eoplioceno Inferior, que se depositaron después del evento de acreción de la cuña de Sinú en el Mesomioceno. En la secuencia 6 se incluyen las formaciones Porquero Superior (según Reyes *et al.*, 2000 en Niño, C. 2005) y Tubará del CPSJ, y la Formación Pajuil de la cuña acrecional de Sinú.

La Formación Porquero Superior constituye la base de la secuencia 6 y es claramente progradante. Está constituida por intercalaciones de areniscas y limolitas que son interpretadas como depósitos deltaicos (Reyes *et al.*, 2000 en Niño, C. 2005). Sobre ellos se depositaron lutitas, limolitas, areniscas y algunos carbones de la Formación Tubará. Las rocas son bastante fosilíferas, siendo comunes los bivalvos y los gasterópodos. El ambiente de sedimentación de esta unidad fue litoral a deltaico, con el desenvolvimiento de planicies deltaicas de gran extensión (Figura 2.12).

En la cuña acrecional de Sinú la Formación Pajuil está conformada por areniscas de grano medio con matriz limosa o calcárea e intercalaciones de argilitas cenizas. Esta Formación es interpretada por Laverde (2000) en Niño, C. (2005) como depósitos turbidíticos (Figura 2.12).

### **2.6.7 Secuencia 7: Plioceno Superior y Pleistoceno**

La secuencia 7 comprende los depósitos del Neoplioceno Superior y del Pleistoceno, usualmente agrupados en las formaciones Sincelejo en el CPSJ, Corpa y Popa en la cuña acrecional de Sinú (Niño, C. 2005).

La Formación Corpa está constituida por areniscas de grano fino, limolitas y lutitas depositadas como resultado de la progradación de la plataforma siliciclástica en el delta del Magdalena. En la cuña acrecional de Sinú, al norte del Golfo de Morrosquillo, se encuentran carbonatos de arrecife con lutitas calcáreas y areniscas de grano fino a grueso que tradicionalmente son denominados Formación Popa (Niño, C. 2005).



## **2.7 Sistema petrolero en el Valle Inferior del Magdalena y Sinú–San Jacinto**

Han sido muchas las evidencias de hidrocarburos en las cuencas de Sinú–San Jacinto y el Valle Inferior del Magdalena, sobre todo en las zonas de los cinturones plegados de Sinú y San Jacinto, zona en la cual se han registrado más de cien rezumaderos de gas y aceite (ANH, 2010).

### **2.7.1 Roca generadora**

Para la zona de los cinturones plegados de Sinú y San Jacinto la ANH (2010) propone que existen secuencias gruesas de lutitas marinas cenozoicas de las formaciones Maralú, Chengue y Carmen, que podrían actuar como rocas generadoras según los datos geoquímicos, y servirían de sello para los reservorios y sus acumulaciones. La Formación Cansona de edad Cretácica tardía, infrayase toda la secuencia y se encuentra compuesta por lutitas marinas principalmente, la cual también es una roca generadora potencial. Para el Valle Inferior del Magdalena las lutitas de origen fluvial a transicional marino de la Formación Ciénaga de Oro actúan como roca fuente, esto de acuerdo a con los datos geoquímicos disponibles.

### **2.7.2 Roca reservorio**

Para el Valle Inferior del Magdalena la roca reservorio son una secuencia espesa de areniscas de origen fluvial a deltaico de la Formación Ciénaga de Oro. En el Cinturón Plegado de San Jacinto las areniscas cenozoicas de origen marino-deltaico de las Formaciones San Jacinto, Maco y San Cayetano son las principales rocas reservorios. Localmente, las calizas fracturadas de las formaciones La Risa y Toluviejo pueden ser potenciales reservorios adicionales. Las areniscas cenozoicas de origen marino-deltaico de las formaciones Pajuil, Floresanto, Pavo y Maco son las

principales rocas reservorio en el Cinturón Plegado del Sinú. Como potenciales reservorios adicionales de manera local se encuentran las calizas fracturadas de la Formación La Risa (ANH, 2010).

### **2.7.3 Roca sello**

Según la ANH (2010) en el Valle Inferior del Magdalena, la Formación Ciénaga de Oro presenta intercalaciones de lutitas de origen fluvial a transicional marino que actúan como sellos locales para las acumulaciones locales. Para los casos de los Cinturones Plegados de Sinú y San Jacinto, las lutitas marinas cenozoicas de las formaciones Maralú, Chengue y Carmen, pueden actuar como sellos para los reservorios y sus acumulaciones.

### **2.7.4 Migración**

En la cuenca de Sinú–San Jacinto la migración de hidrocarburos ha sido documentada por los abundantes rezumaderos de petróleo y gas a lo largo de fracturas. Para el Valle Inferior del Magdalena, se encuentran puntos de roca fuente activos en fase de generación/expulsión presentes en un área extensiva en la llamada sub-cuenca Plato. La gravedad API para crudo generado en la cuenca varía entre 30° a 52°. Varios parámetros geoquímicos indican que la mayoría del petróleo se ha generado en un ambiente siliciclástico proximal relativamente dióxico. Cuatro diferentes patrones de migración han sido propuestos: 1) Área Cicuco-Boquete. 2) Área Momposina. 3) Área Guepajé y 4) Región Apure. Mucha de la migración ha ocurrido a lo largo de la red de fracturas y los planos de falla (ANH, 2010).

### **2.7.5 Trampas**

Según la ANH (2010), en el Valle Inferior del Magdalena los pliegues compresivos relacionados con el Sistema de Fallas de Romeral corresponden a las trampas, al igual que los truncamientos del reservorio por fallas asociadas a eventos compresivos y extensivos en la cuenca, sobrelape del reservorio contra el basamento y altos de basamento en los que se desarrollan facies calcáreas o siliciclásticas gruesas. Para el Cinturón Plegado de San Jacinto, los pliegues compresivos relacionados con el sistema de fallas de Romeral corresponden a las trampas, fallas a las cuales las longitudes varían entre 2 y 30 km de acuerdo con la cartografía de superficie, truncamientos de los reservorios por fallas asociadas a episodios compresivos en el cinturón plegado y localmente rellenos de canales en valles de incisión. En el Cinturón Plegado del Sinú, las trampas corresponden con pliegues asociados a etapas tempranas de formación de diapiros que no rompen completamente la secuencia. Un aspecto favorable de este tipo de pliegues, es que de acuerdo a la geología de superficie son apretados pero lateralmente extensos, con longitudes entre 5 y 20 km aproximadamente, truncamientos de los reservorios contra los diapiros, y truncamientos por discordancias sindeposicionales causadas por la deformación asociada al desplazamiento vertical de los diapiros de lodo.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **3.1 Antecedentes de la Investigación**

Entre los trabajos que sirven como antecedentes utilizados en esta investigación se pueden mencionar los siguientes:

##### **3.1.1 Castillo, Lino (2012)**

Realizó un trabajo de grado titulado "Evaluación de gas de lutita en la subcuenca San Jorge, cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia", teniendo como objetivo evaluar el potencial generador de gas en lutitas de edad oligoceno Tardío y Mioceno Temprano-Medio en la subcuenca San Jorge en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena aplicando métodos petrofísicos No Convencionales.

En este estudio el objetivo principal consistió en evaluar el potencial de gas de lutitas "Shale Gas" a nivel de las unidades Oligoceno y Mioceno, para esto se realizaron registros de Carbono Orgánico Total aplicando diferentes metodologías, como por ejemplo, Passey *et al.*, (1990) e Issler *et al.*, (2002) los cuales fueron calibrados con datos obtenidos a través de técnicas analíticas para generar perfiles continuos de riqueza orgánica.

##### **3.1.2 Ceron, (2008)**

Realiza un estudio sobre la estructura cortical de las cuencas del Caribe colombiano y sus márgenes donde se aporta información sobre la evolución tectónica del VIM.

### **3.1.3 Hocol, (1993)**

Realiza un estudio bioestratigráfico con el objetivo de obtener datos que permitieran un mejor entendimiento de los sistemas petroleros a través de correlaciones cronoestratigráficas que para dicho tiempo se realizaban en base a criterios litoestratigráficos. Para este trabajo es de mucho valor ya que contiene un gran número de pozos que pertenecen a la subcuenca San Jorge y permite establecer los topes de las unidades de interés (Oligoceno y Mioceno), así como también, los ambientes de sedimentación de las mismas.

### **3.1.4 Marshall *et al.*, (1996)**

Postulan al menos tres sistemas petroleros en el VIM: Cansona-La Risa (?), San Cayetano-Tubará (?) y Ciénaga de Oro (!), así como también, las posibles profundidades de las ventanas de petróleo y gas. Esta información es de amplia utilidad en este trabajo debido a que aporta datos sobre las características geoquímicas de las rocas generadoras de hidrocarburos y zonas que funcionen como pods de los mismos.

### **3.1.5 Martínez *et al.*, (1994)**

Elabora una revisión y análisis bioestratigráfico en las subcuencas de Plato y San Jorge cuyo objetivo fue determinar un esquema cronoestratigráfico y la interpretación paleoambiental del Valle Inferior del Magdalena (VIM). Este estudio es de vital importancia para esta investigación debido a que complementa el estudio de Hocol, (op. cit.) aumentando el número de pozos con información bioestratigráfica.

### **3.1.6 Reyes *et al.*, (2000)**

Genera un estudio sobre la evolución tectonoestratigráfica del VIM donde describe la interacción entre las placas Caribe y Suramericana las cuales dominan el desarrollo de la cuenca y su relleno sedimentario. Este modelo permite entender la paleogeografía de las diferentes unidades de rocas durante el Oligoceno y Mioceno.

### **3.1.7 Stratus Oil&Gas, (2004)**

Realiza una síntesis del VIM donde se muestra información diversa con respecto a reservas, pozos perforados, evolución tectónica de la cuenca, estratigrafía y sistemas petroleros presentes. Por otro lado, muestra información geoquímica de interés para esta investigación, además, coadyuva a un mejor entendimiento de las unidades de rocas presentes en las subcuencas Plato y San Jorge.

### **3.1.8 La Agencia Nacional de Hidrocarburos, (2007)**

Realiza una compilación de las cuencas petrolíferas de Colombia en la cual se promueve la participación de las compañías en invertir en el país. Su relación con este trabajo se debe a que en el mismo se documenta información sobre: estratigrafía, tectónica, sistemas petrolíferos, localidades y extensión de las diferentes cuencas incluyendo la del Valle Inferior del Magdalena.

### **3.1.9 La Agencia Nacional de Hidrocarburos, (2010)**

Genera el Atlas de Geoquímica donde se condensa la información de los sistemas petroleros de todas las cuencas colombianas obteniéndose de allí valores de carbono orgánico promedio y datos de madurez para las formaciones Porquero y Ciénaga de Oro que son de interés en el VIM.

## **3.2 Bases Teóricas**

### **3.2.1 Geoquímica de los hidrocarburos**

#### **3.2.1.1 Riqueza Orgánica**

Cuando hablamos de riqueza orgánica, nos referimos al contenido de materia orgánica que se encuentra presente en la roca. Para que esta materia orgánica pueda llegar a estar junto a los sedimentos deben ocurrir diferentes procesos. Dentro de los procesos que controlan al carbono se encuentran: la producción, acumulación y preservación de la materia orgánica (Castillo, L. 2012).

La luz es uno de los factores que juega un papel fundamental en la generación de materia orgánica, siendo esta la que impulsa a que ocurra la fotosíntesis, ayuda con la calidez del aguas en zonas poco profundas (arrecifes). En estas zonas se encuentran una gran cantidad de nutrientes, los cuales son otro factor de suma importancia a la generación de materia orgánica. Luego todos estos organismos deberán ser acumulados junto a los sedimentos del fondo marino para que después con condiciones favorables se puedan preservar, condiciones en la zona como una alta tasa de sedimentación o una zona anóxica (Castillo, L. 2012).

#### **3.2.1.2 Madurez**

La madurez de una roca rica en materia orgánica está referida a su exposición al calor con el tiempo. A medida que la roca es sepultada a mayor profundidad el calor se incrementa.

La madurez de la materia orgánica puede ser evaluada con diferentes paleotermómetros como por ejemplo: Reflectancia de la Vitrinita (%Ro), Índice de alteración térmica (conodontos, polen y esporas por ejemplo), inclusiones fluidas, carbón y minerales autógenicos. Dentro de ellos el más utilizado es la Reflectancia de Vitrinita. Esto se hace para determinar en qué fase de generación se encuentra la materia orgánica (Castillo, L. 2012) (Figura 3.1 y 3.2).

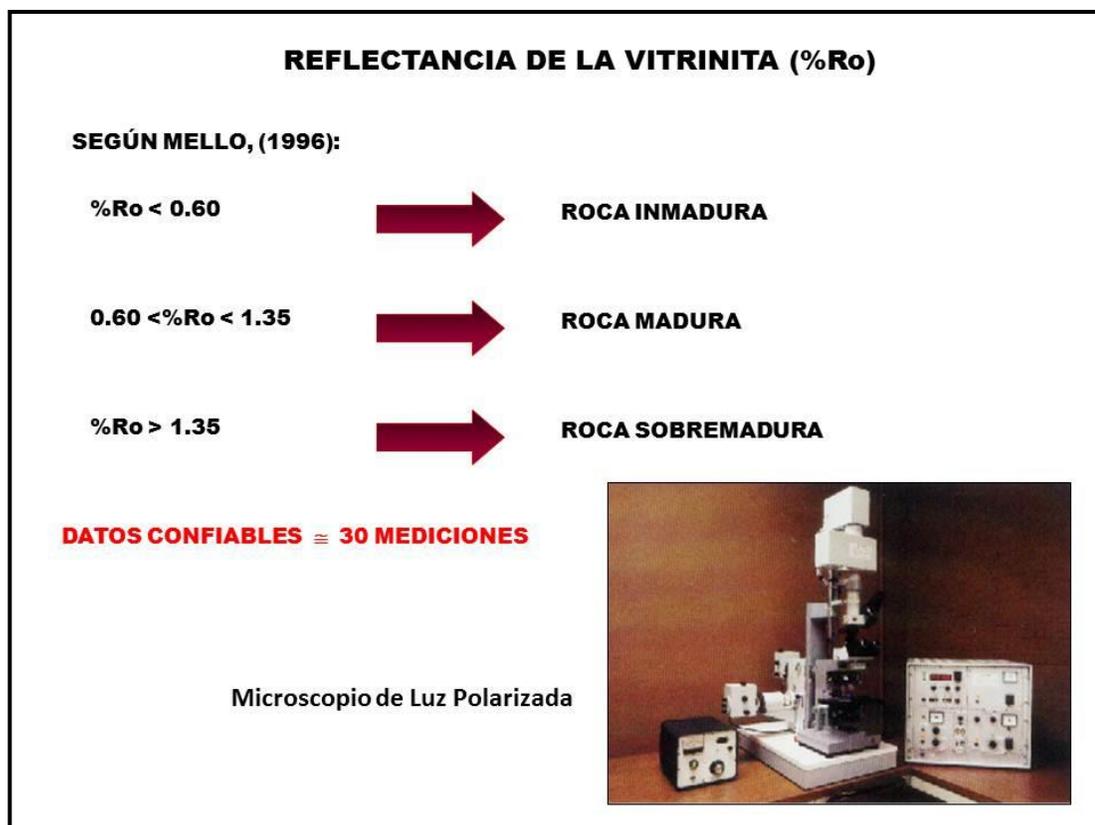


Figura 3.1 Análisis de reflectancia de Vitrinita (%Ro) (Mello, 2002 en Castillo, L. 2012).

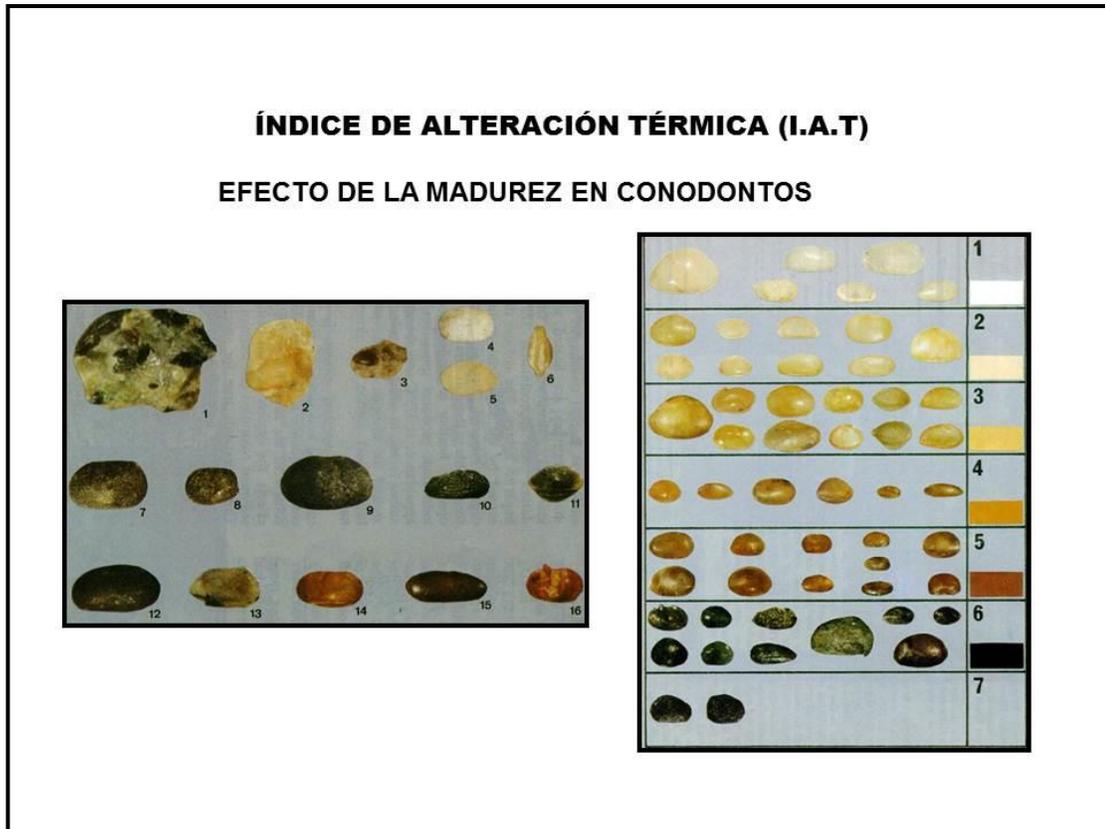


Figura 3.2 Determinación del Índice de Alteración Térmica (IAT) mediante conodontos (Castillo, L. 2012).

### 3.2.1.3 Métodos geoquímicos analíticos

Los análisis convencionales se basan principalmente en técnicas aplicadas a las muestras de rocas en el laboratorio a fin de conocer la riqueza orgánica, el grado de madurez y el ambiente de sedimentación de la misma. Dentro de ellas se encuentran: a) Carbono Orgánico Total (COT); b) Pirólisis; c) Petrografía Orgánica; d) Cromatografía líquida y gaseosa (Castillo, L. 2012) (Figura 3.3).

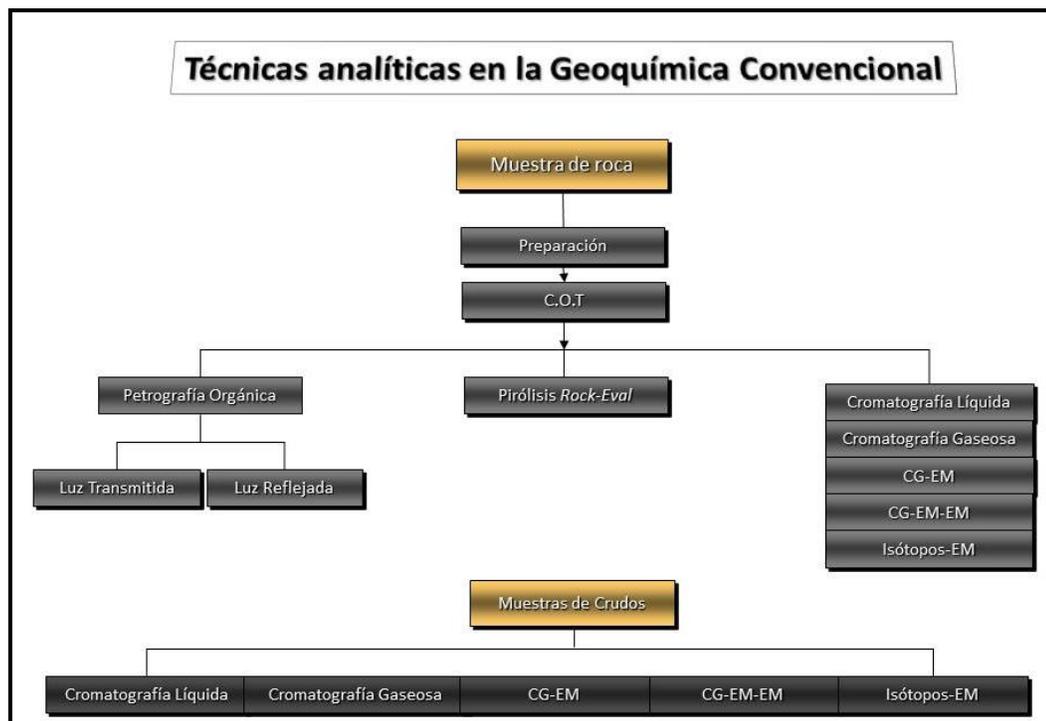


Figura 3.3 Esquema de las técnicas analíticas aplicadas en la Geoquímica Convencional (Castillo, 2001 en Castillo L. 2012).

### 3.2.1.4 Carbono Orgánico Total (COT)

El análisis de COT mide la riqueza orgánica de una roca del porcentaje en peso de carbono orgánico y es una excelente técnica para determinar cuáles muestras requieren un análisis más detallado. Según el porcentaje de COT original, las rocas madre se pueden clasificar en: a) Muy pobres (<0,5%); b) Pobres (0,5-1%); c) Media (1-2%); d) Buena (2-4%); e) Excelente (4-12%) y Lutitas petrolíferas/Carbón (>12%). Según Mello, (2002) para que estas posean acumulaciones comerciales de hidrocarburos deben poseer valores mayor o igual a 3% (Castillo, L. 2012) (Figura 3.4).

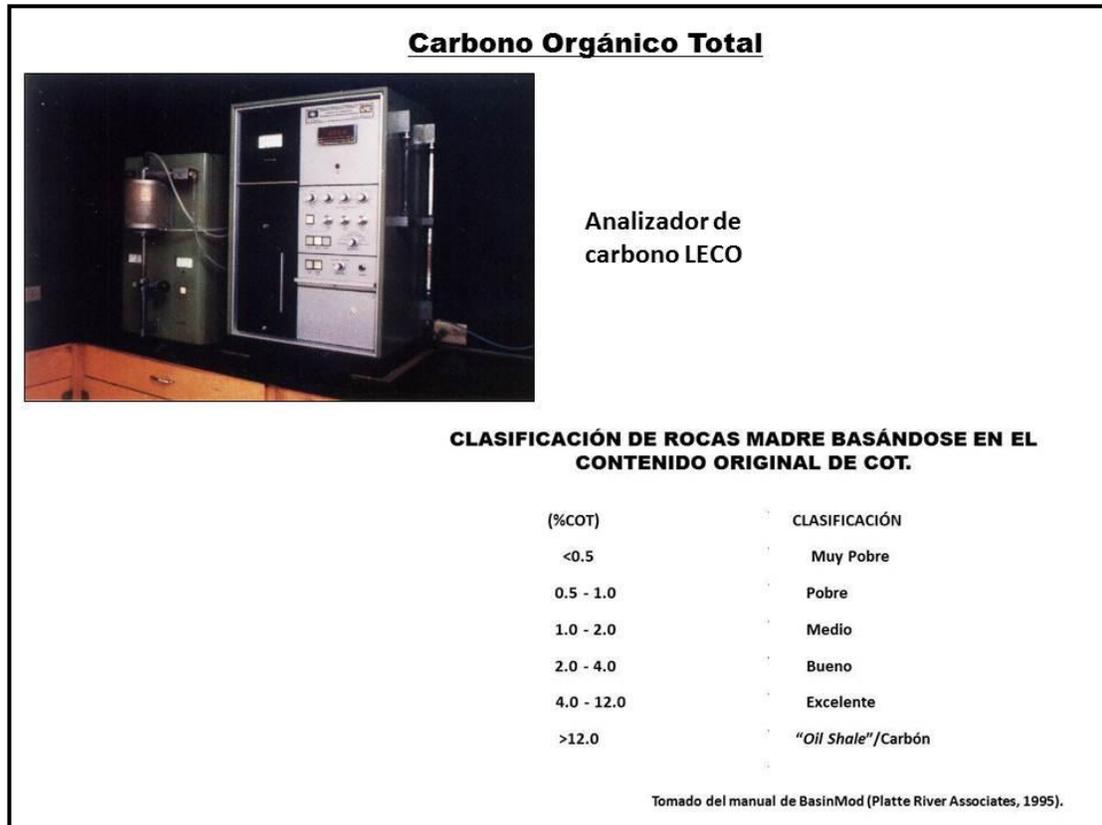


Figura 3.4 Equipo de laboratorio para determinar el Carbono Orgánico Total (Platte River, 1995 en Castillo, 2001)

### 3.2.1.5 Pirolisis

La técnica de Pirolisis *Rock-Eval* consiste en la simulación, en el laboratorio, del proceso natural de madurez de la materia orgánica. Durante este proceso se obtienen tres picos denominados: S1, S2 y S3 que representan los hidrocarburos destilados, hidrocarburos generados y el dióxido de carbono respectivamente (Mello, 2002 en Castillo, L. 2012) (Figura 3.5).

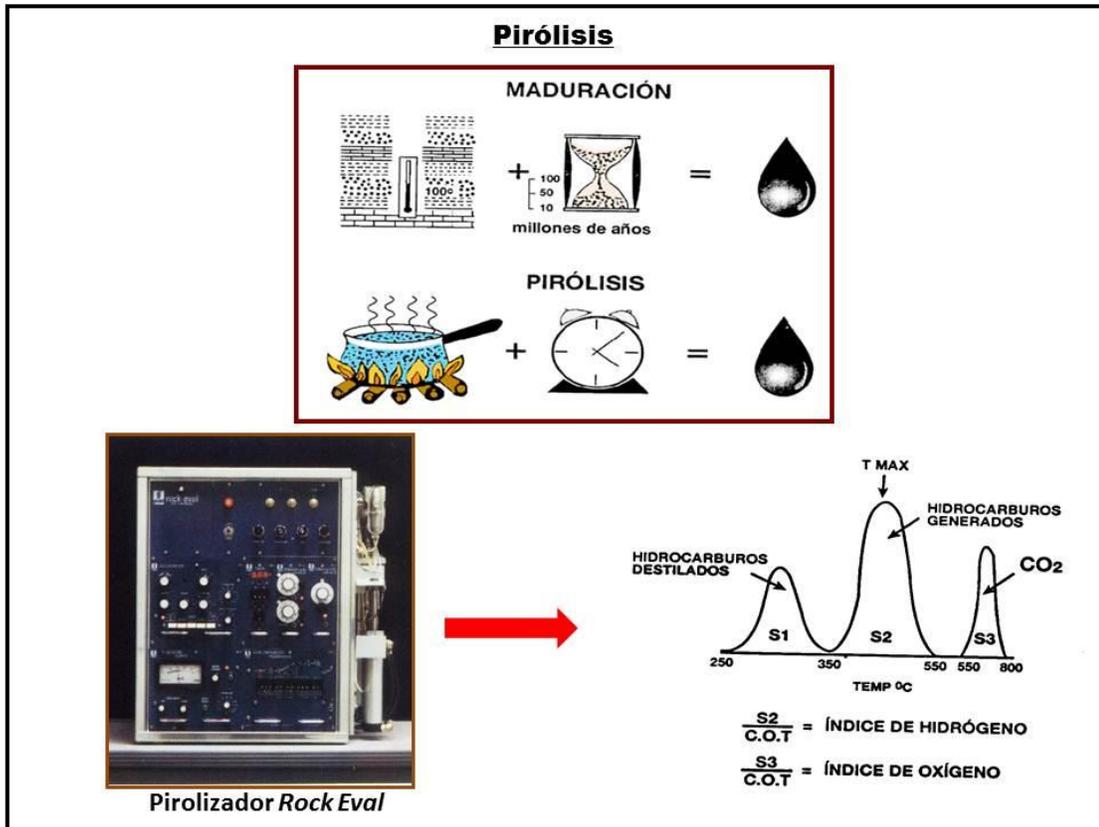


Figura 3.5 Proceso de la técnica de Pirólisis (Mello, 2002 en Castillo, L. 2012).

El S1 representa los hidrocarburos que pueden ser extraídos con solventes orgánicos (Bitumen) o los crudos producidos por la madurez de la roca. La relación entre el S3 y el COT es conocida como índice de Oxígeno (IO) y es de suma importancia debido a que muestra condiciones de oxidación y reducción en el medio donde se estaba depositando la roca (Castillo, L. 2012).

El S2 (potencial petrolífero) es de suma importancia en la caracterización de rocas madres ya que representa la cantidad de materia orgánica insoluble en solventes orgánicos (querógeno) presente en la roca. Además del S2, su relación con respecto al

COT permite obtener el índice de Hidrógeno (IH) el cual tiene relación directa con la riqueza orgánica (Castillo, L. 2012).

Otro factor importante en la pirolisis es la temperatura máxima (T<sub>máx</sub>) la cual permite evaluar el grado de madurez de la roca en condiciones de laboratorio. Un T<sub>máx</sub> menor a 440°C está asociado a rocas inmaduras (fase de generación de gas biogénico), valores entre 440° a 470°C corresponden a rocas maduras (etapa de generación y expulsión de petróleo) mientras que T<sub>máx</sub> mayores a 470°C constituyen rocas sobremaduras (fase de generación de gas termogénico) (Figura 3.6) (Castillo, L. 2012).

<b>PARÁMETROS DEL ANÁLISIS DE PIROLISIS</b>				
<b>INDICADOR</b>	<b>NOTACIÓN</b>	<b>UNIDADES</b>	<b>ECUACIÓN</b>	<b>RANGO</b>
<b>INDICE DE PRODUCCIÓN</b>	<b>IP</b>	Adimensional	$S1/S1+S2$	<0.1 = Inmaduro 0.1-0.4= Petróleo >0.4= Gas
<b>INDICE DE HIDRÓGENO</b>	<b>IH</b>	mg de HC/g COT	$(S2*100)/mg/g$ %COT	<150: Gas 150-300: Mezcla >300: Petróleo (Ro=0.6%)
<b>INDICE DE OXÍGENO</b>	<b>IO</b>	mg de CO <sub>2</sub> /g COT	$(S3*100)/mg/g$ %COT	<40 mg/g bajo IH= MO terrestre y/o madura alto IH= bueno a excelente potencial de roca madre >40 mg/g bajo IH= generalmente inmadura alto IH= buena roca madre de petróleo generalmente inmadura
<b>POTENCIAL PETROLIFERO</b>	<b>PP</b>	mg/g	$(S1+S2) mg/g$	mg/g 2-5 Pobre 5-10 Medio >10 Bueno
<b>MADUREZ TERMAL</b>	<b>T Mix</b>	°C		<440: Inmaduro 440-470: Generación de Petróleo >470: Generación de gas o destrucción

Figura 3.6 Parámetros básicos en el análisis de pirolisis (Platte River, 1995 en Castillo, 2001)

### 3.2.1.6 Petrografía orgánica

Esta técnica suministra información sobre los diferentes constituyentes de la materia orgánica (macerales) y su grado de evolución térmica. La petrografía orgánica permite clasificar la materia orgánica bajo luz transmitida o bajo luz reflejada (Castillo, L. 2012) (Figura 3.7).

Bajo luz transmitida se clasifica en: Exinita, Inertinita y Vitrinita mientras que bajo luz reflejada se clasifica en: Algal, Amorfa (fitoplancton y zooplancton), Celular (Polen, esporas, cutículas y resinas) y Leñosa (lignina y celulosa) (Castillo, L. 2012).

<b>TIPOS DE QUERÓGENO</b>		
<b>Maceral</b>	<b>Tipo de Querógeno</b>	<b>Materia orgánica original</b>
<b>Alginita</b>	<b>I</b>	<b>Materia orgánica original</b>
<b>Exinita</b>	<b>II</b>	<b>Polen, esporas</b>
<b>Cutinita</b>	<b>II</b>	<b>Cutículas de plantas terrestres</b>
<b>Resinita</b>	<b>II</b>	<b>Resinas de plantas terrestres</b>
<b>Liptinita</b>	<b>II</b>	<b>Todo lípido, algas marinas</b>
<b>Vitrinita</b>	<b>III</b>	<b>Material leñoso de plantas terrestres</b>
<b>Inertinita</b>	<b>IV</b>	<b>Material altamente oxidado o reabajado de cualquier origen</b>

Figura 3.7 Tipos de quérogeno y su equivalente orgánico original (Waples, 1985 en Corelab, 2005)

### **3.2.1.7 Cromatografía líquida**

Es una técnica analítica que permite separar crudos y extractos orgánicos de rocas en sus fracciones constituyentes básicas: saturados o alifáticos (parafinas lineales, ramificadas y/o cíclicas), aromáticos y compuestos heteroatómicos (resinas y asfaltenos) (Mello 2002 en Castillo, L. 2012).

### **3.2.1.8 Cromatografía de gases (CG)**

La cromatografía gaseosa permite una separación más refinada de los compuestos orgánicos que la cromatografía líquida. En el caso de petróleo y extractos orgánicos, generalmente son analizadas las fracciones saturadas y aromáticas. Con esta técnica se pueden analizar los alcanos o parafinas y analizar cualitativamente la madurez con la que fue expulsado el crudo de la roca fuente. Además, se puede identificar la alteración de los crudos producto de la actividad de bacterias (Castillo, L. 2012).

## **3.3 Métodos para estimar Carbono Orgánico mediante perfiles**

### **3.3.1 Métodos de registros sencillos**

Muchos investigadores (McKinley *et al.*, 1974; Schmoker, 1979, 1981; Fertl & Rieke III, 1980; Mendelson & Toksöz, 1985; Chilingar *et al.*, 1984, entre otros), han investigado durante años el comportamiento de los diferentes registros tomados en pozo en busca de datos continuos que permitan identificar zonas con enriquecimiento de materia orgánica que son las responsables de la generación de los hidrocarburos. Dentro de esos registros se pueden mencionar:

### **3.3.1.1 Gamma Ray (GR)**

Con solo el registro de GR no se pueden dar conclusiones confiables en cuanto a evaluación de rocas madre debido a que la identificación de estas depende de la cantidad de U en la roca, lo cual solo se puede determinar con el registro de GR Espectral (Fertl & Chilingar, 1988; Passey *et al.*, 1990, 2010 en Castillo, L. 2012).

### **3.3.1.2 Gamma Ray Espectral (GRE)**

Este registro permite medir indirectamente los niveles de K, Th y U presentes en los sedimentos. Dentro de sus utilidades se pueden mencionar: a) Es indicador de lutitas orgánicas debido a que los valores de uranio en esta unidades son extremadamente altos y b) Aporta información complementaria a estudios bioestratigráficos ya que existe una relación importante entre una roca muy rica en materia orgánica con el ambiente sedimentario en el cual se formó (Fertl & Chilingar, 1988 en Castillo, L. 2012).

### **3.3.1.3 Resistividad**

Cualquier registro de resistividad puede ser utilizado para evaluar el contenido de COT de una roca madre potencial en formaciones lutíticas. El parámetro resistividad por sí solo no es un buen indicador de COT debido a que factores como efecto del hoyo y anisotropía de la formación pueden variar la resistividad en un mismo tipo de roca. Para evaluar rocas con características potenciales de hidrocarburos se utiliza el radio de resistividad de la lutita ( $r$ ) (Castillo, L. 2012).

#### **3.3.1.4 Neutrón compensado (Perfil C/O)**

Fue el primer registro corrido a través del casing que pudo distinguir y evaluar cuantitativamente petróleo y gas en la presencia de agua de formación salina. La respuesta de este perfil no es afectada por el cambio de salinidad entre formaciones. Básicamente la herramienta mide los niveles de energía e intensidades de rayos gamma resultantes de la irradiación de neutrones de la formación. Esta información puede ser relacionada con la abundancia relativa de elementos particulares en estrato en el subsuelo (tales como carbono, oxígeno, sílice, calcio e hidrógeno). McKinley *et al.*, (1974) en Fertl & Chilingar, (1988) reportó que el radio de C/O para cenizas, CO<sub>2</sub> mineral, y agua caen en el rango de 0 a 0,5 mientras que para el querógeno fue calculado entre 15 y 25 (Castillo, L. 2012).

#### **3.3.1.5 Densidad**

Básicamente mide la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico). Estos perfiles pueden ser utilizados para determinar el contenido de carbón orgánico debido a que estos poseen bajas densidades. Si se asume una densidad de lutita 2,7 gr/cm<sup>3</sup> y la densidad de la materia orgánica en 1,05 g/cm<sup>3</sup> de correlaciones hiperbólicas pueden ser derivadas. Passey *et al.*, (2010), reporta que una de las ventajas de los perfiles de densidad es su resolución vertical (~ 1 ft) lo cual permite tomar medidas de COT en intervalos muy cercanos y es de mucha utilidad cuando se combina con registros de resistividad de alta resolución (Castillo, L. 2012).

#### **3.3.1.6 Acústicos**

El tiempo de tránsito interválico,  $\Delta t$ , es el recíproco de la velocidad de una onda compresiva y una función de la litología de la formación, la porosidad, y los tipos y modo de distribución de los fluidos (agua, gas, petróleo, querógeno, etc.) presentes en

el espacio poroso. El contenido de COT en estos perfiles tiende a incrementar aparentemente el valor de  $\Delta t$ . El querógeno muestra tiempos de tránsito entre 150-185  $\mu\text{seg/ft}$ . El efecto del COT en medidas del registro acústico depende no solo del tipo y cantidad de materia orgánica presente, también depende del modo de distribución dentro de una formación dada, por ejemplo, materia orgánica dispersa versus laminada (Castillo, L. 2012).

### **3.3.1.7 Resonancia Magnética Nuclear (RMN)**

Los registros de RMN poseen muy pocas publicaciones en su aplicación para reservorios no convencionales (por ejemplo, Jacobi *et al.*, 2009; Merkel & Gegg, 2008 en Castillo, L. 2012). En intervalos de gas de lutita con bajo COT y saturados de agua, hay una buena correlación entre la porosidad total del RMN con las medidas de porosidad total de núcleos (utilizando métodos de rocas trituradas (Passey, Q. *et al.*, 2010 en Castillo, L. 2012).

### **3.3.1.8 Método “Bulk Density”**

Después de examinar la relación entre el COT y la formación de roca de densidad de la lutita carbonosa en la Cuenca de Assam India, Malick *et al.*, (1995) y Schmoker *et al.*, (1981), encontraron que había una relación proporcional inversa entre estos dos parámetros. Decker *et al.*, (1993) demostró que había una relación lineal entre el COT y la densidad aparente, luego estableció la relación entre el COT y la densidad aparente de la lutita de Antrim, y llegó a la conclusión de que la densidad de las rocas de lutita disminuye con la disminución del COT, y su coeficiente de correlación fue 91% (Figura 3.8) (Huang *et al.*, 2015).

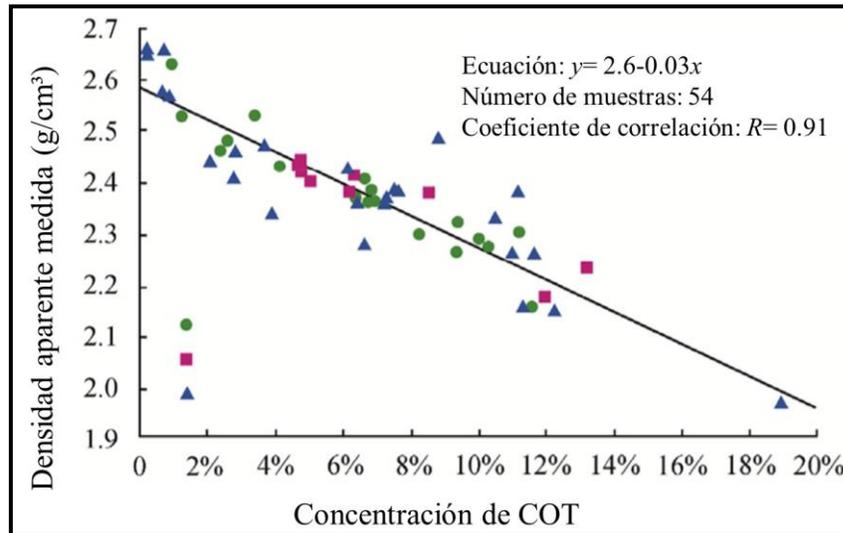


Figura 3.8 Relación entre el COT y la densidad de la lutita de Atrim (modificado de Huang *et al.*, 2015)

La base teórica es que la densidad de la materia orgánica (1.03-1.10 g/cm<sup>3</sup>) de la lutita es significativamente menor que la densidad de la matriz de la roca que la rodea (la densidad del esqueleto de arcilla es 2.30-3.10 g/cm<sup>3</sup>), lo que resulta una menor densidad en el perfilaje de pozos de la lutita de alta calidad. Para lutitas ricas en materia orgánica, baja porosidad y baja permeabilidad, la densidad de la roca de formación varía con la variación de la abundancia de la materia orgánica (Huang *et al.*, 2015).

El análisis mineralógico de las lutitas de Antrim por Decker *et al.*, (1993) muestra que la pirita y el querógeno son dos factores que afectan la densidad total de la roca (Figura 3.9). Indica que la lutita de baja densidad parece estar controlada por la creciente cantidad de contenido de materia orgánica de baja densidad. Los puntos de datos de desviación pueden ser resultado de la influencia de la pirita anormalmente de alta densidad, que es mucho más alta que la densidad mineral de la roca (Huang *et al.*, 2015).

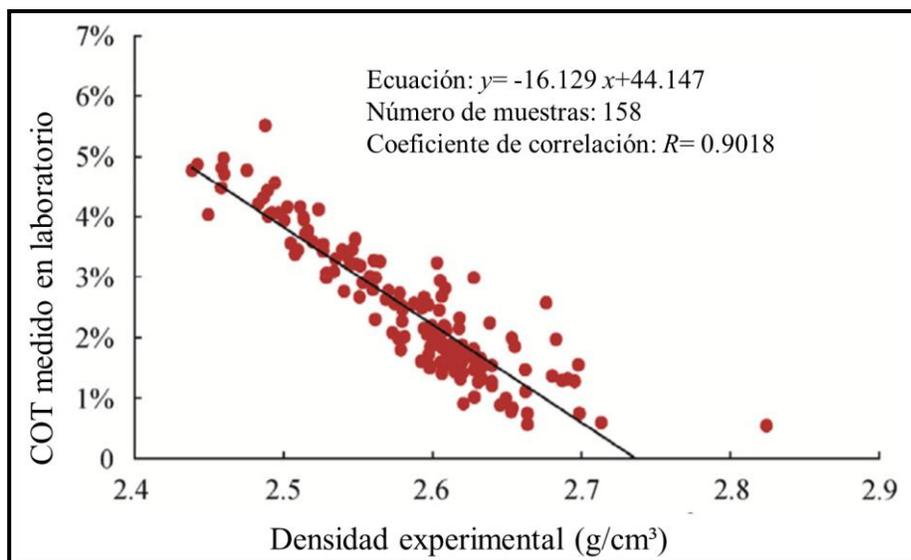


Figura 3.9 Relación entre el COT medido en laboratorio y la densidad aparente de la lutita de Jiaoshiba (Pozo Y1) (modificado de Huang *et al.*, 2015)

Basado en la investigación de la lutita de Antrim del Devónico Superior en la cuenca de Michigan, al este de los Estados Unidos, una hipótesis propone que, similar a los depósitos de gas de la lutita de Antrim, existe una cierta relación entre el COT y la densidad total de la formación de la lutita de Jiaoshiba en la mayor parte de los yacimientos de gas. Por lo tanto, es posible trabajar fuera de depósitos de gas de lutita a través de esta relación de COT, debido a que la densidad de la formación a granel puede ser medida con precisión por perfilaje de pozo convencional (Huang *et al.*, 2015).

Dos puntos de datos se desvían significativamente de la curva de mejor ajuste en la Figura 3.10. De acuerdo con la densidad de estos dos puntos de datos, la desviación puede ser consecuencia anormal de la pirita de alta densidad o la anomalía del querógeno de baja densidad. Con el fin de confirmar esta hipótesis, fueron analizados por difracción de rayos X los datos de roca total y COT del pozo Y1 del campo de gas de Jiaoshiba. La Figura 3.11 indica que la pirita de alta densidad

y el querógeno de baja densidad son dos componentes importantes de minerales en la lutita Wufeng-Longmaxi.

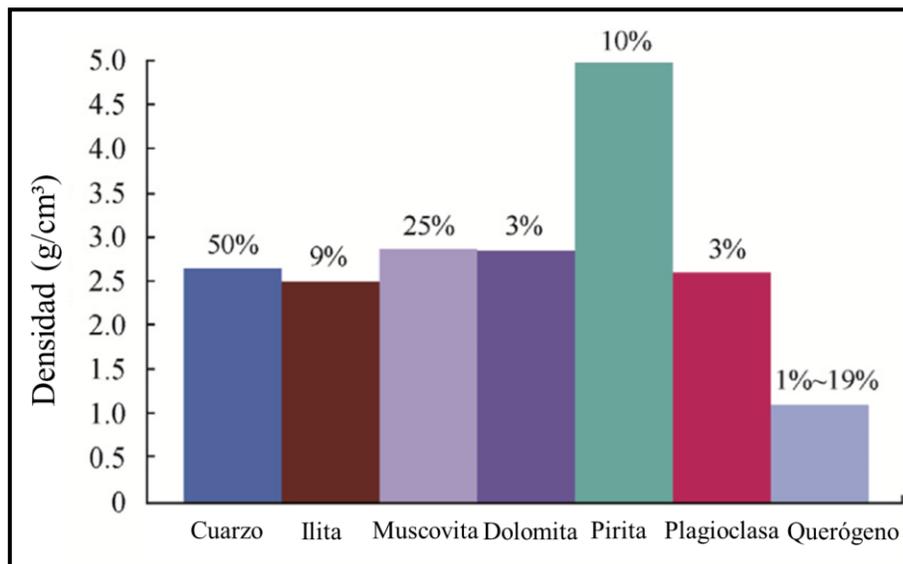


Figura 3.10 Lutitas de Amtrin (modificado de Huang *et al.*, 2015)

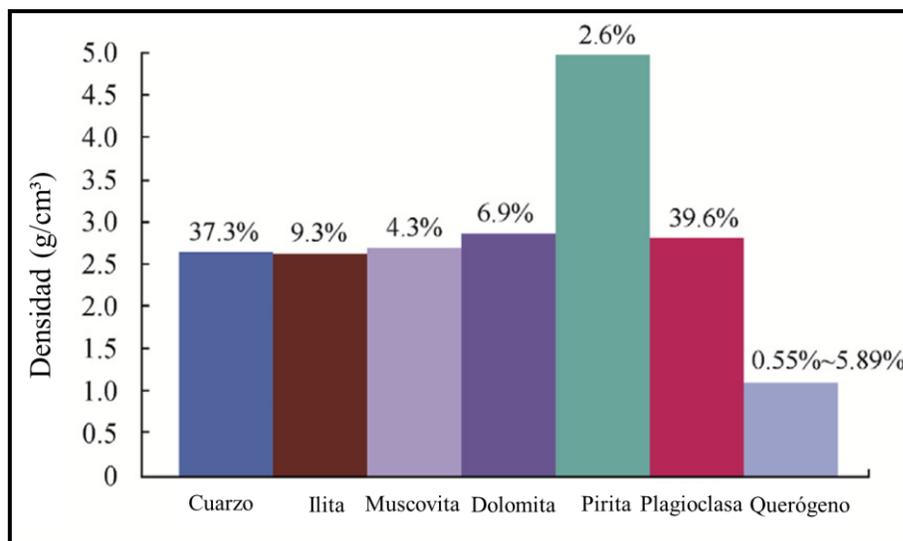


Figura 3.11 Lutitas de Jiaoshiba (modificado de Huang *et al.*, 2015)

En la exploración y desarrollo de campo, la densidad de la roca de formación se mide generalmente por el registro de pozo de densidad. Por lo tanto, la fórmula para el cálculo de COT por registros de pozos de densidad se escribe como:

$$\text{TOC} = a\rho + b \quad (3.1)$$

Donde,  $\rho$  es la densidad del registro de pozo, g/cm<sup>3</sup>;  $a$  y  $b$  son factores empíricos regionales.

### 3.3.2 Métodos de dos registros

Este método incluye solapamiento de registros, esto nos permite calcular valores de COT más precisos en sedimentos con distribuciones heterogéneas de porosidad.

#### 3.3.2.1 Solapamiento de registros (Método de Passey *et al.*, 1990)

La metodología de Passey, se aplica principalmente a lutitas, con tiempos de tránsito entre 80 y 140 mseg/pie. El método consiste en graficar la superposición de las curvas de resistividad (LLD) y sónico, en una escala horizontal logarítmica de cuatro ciclos para la resistividad (Rt) y de un ciclo para el registro sónico, a una escala vertical de 1:500, puesto que la escala horizontal gráfica propuesta por Passey *et al.*, (op. cit.) tiene poca resolución en estos intervalos (4 ciclos de Rt logarítmico por 200 mseg/pie de la curva sónica en escala lineal -1 :50-) (Figura 3.12) (Castillo, L. 2012).

La sensibilidad de la herramienta ante la presencia de la materia orgánica se identifica mediante la superposición de las curvas de resistividad y porosidad, estableciendo una línea base al coincidir ambas curvas, por lo que es necesario

conocer la litoestratigrafía de la formación analizada. Esta identificación de litologías se realizó mediante el estudio de la curva de rayos gamma (GR) (Castillo, L. 2012).

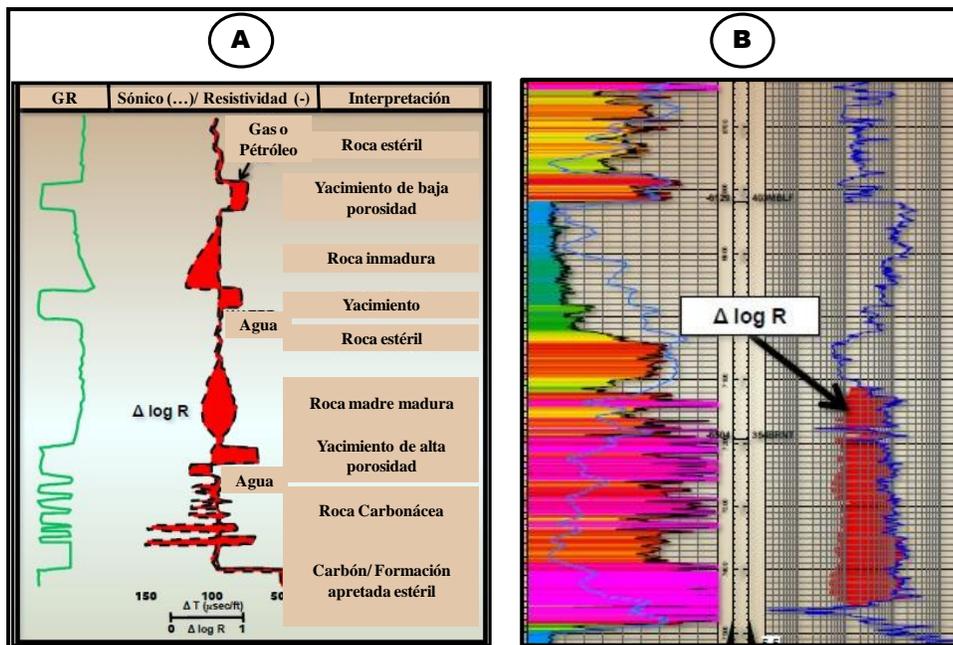


Figura 3.12 Método de solapamiento de registros. **A:** Registro esquemático mostrando el principio de la técnica de Passey et al., 1990. **B:** Ejemplo de aplicación del método en la lutita Barnett, USA (Castillo, L. 2012)

El reconocimiento de la presencia de materia orgánica consiste en la separación y no paralelismo entre ambas curvas. Esta separación se designa como  $\Delta \log R$ , considerando que es linealmente relativa al COT y es una función de la madurez (Castillo, L. 2012).

La madurez promedio de las rocas se determina mediante análisis de laboratorio (% Ro), siendo convertida a LOM (*Level Organic Methamorphism*) (Figura 3.13) (Castillo, L. 2012).

Se identifican los intervalos ricos en materia orgánica, intervalos con presencia de hidrocarburos, con agua y apretados (*Tight*), y se establecen los correspondientes valores de corte (*Cut Off*) (Castillo, L. 2012).

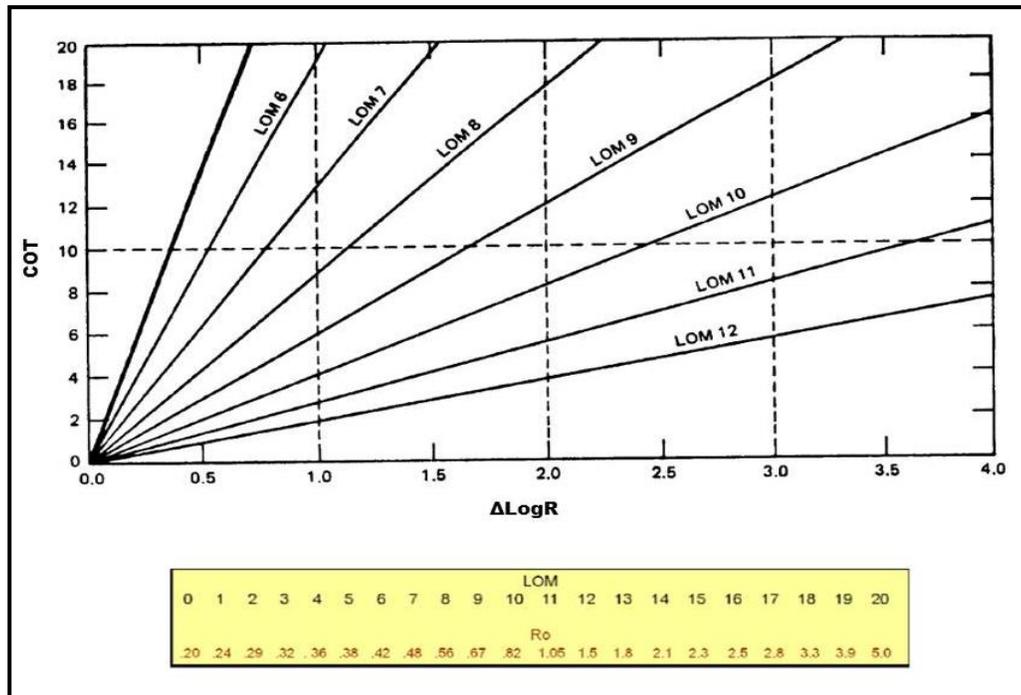


Figura 3.13 Grado de madurez (LOM) utilizado en el método  $\Delta\text{LogR}$ . Debajo se muestra la relación existente entre el %Ro y el LOM (Passey et al., 1990; 2010 en Castillo, L 2012)

La expresión algebraica del cálculo de  $\Delta\log R$  es:

$$\Delta\log R = \log_{10}(R/R_{\text{base}}) + 0,02 * (\Delta T - \Delta T_{\text{base}}), \quad (3.2)$$

Dónde:

$\Delta\log R$ : es la separación medida de las curvas en ciclos logarítmicos de resistividad

R: es la resistividad leída en ohm-m en el perfil o registro.

$\Delta t$ : es el tiempo de tránsito en mseg/pie.

Rbase: es la resistividad correspondiente a  $\Delta T_{base}$  cuando las curvas de resistividad y sónico se solapan.

La ecuación empírica para el cálculo de COT es:

$$COT = (\Delta \log R) * 10^{(2,297+1,688*LOM)} \quad (3.3)$$

Dónde:

COT: es el contenido de carbono orgánico total

LOM: (en el tiempo presente) corresponde a la madurez.

Esta técnica ha sido adecuada a cada cuenca sedimentaria en estudio pero su principio siempre se mantiene. Ha sido desarrollada mediante el estudio de rocas maduras (para el estudio de reservorios convencionales), sin embargo; Passey *et al.*, (2010) hace que esta técnica sea aplicable para el análisis de reservorios no convencionales donde se supone que el grado de madurez debería ser mayor (rocas sobremaduras, aunque cada reservorio es diferente) (Castillo, L. 2012).

El método  $\Delta \text{LogR}$  es empírico y se basa en forma subjetiva del establecimiento de una línea base sin datos de calibración realizados en laboratorio y además, en un grado de madurez no muy bien definido (LOM entre 6-12) (Castillo, L. 2012).

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA DE TRABAJO**

#### **4.1 Nivel de la investigación**

La investigación es comparativa porque consiste en evaluar el porcentaje de COT medido en laboratorio y el calculado mediante registros de pozos con las técnicas aplicadas.

#### **4.2 Diseño de la investigación**

La investigación es documental, ya que se recopiló información relacionada en páginas web, trabajos de grados relacionados con el objeto de estudio, libros, revistas, entre otros medios impresos y digitales; de los cuales se tomará información bibliográfica.

#### **4.3 Flujograma de trabajo**

Para cumplir con los objetivos propuestos en la investigación se llevó a cabo la metodología que se describe a continuación de forma esquemática mediante el siguiente flujograma (Figura 4.1).

##### **4.3.1 Recopilación bibliográfica**

Se recolectó la información tanto física como digital de trabajos realizados previamente en la zona de estudio, basándose en la geoquímica y petrofísica del área.

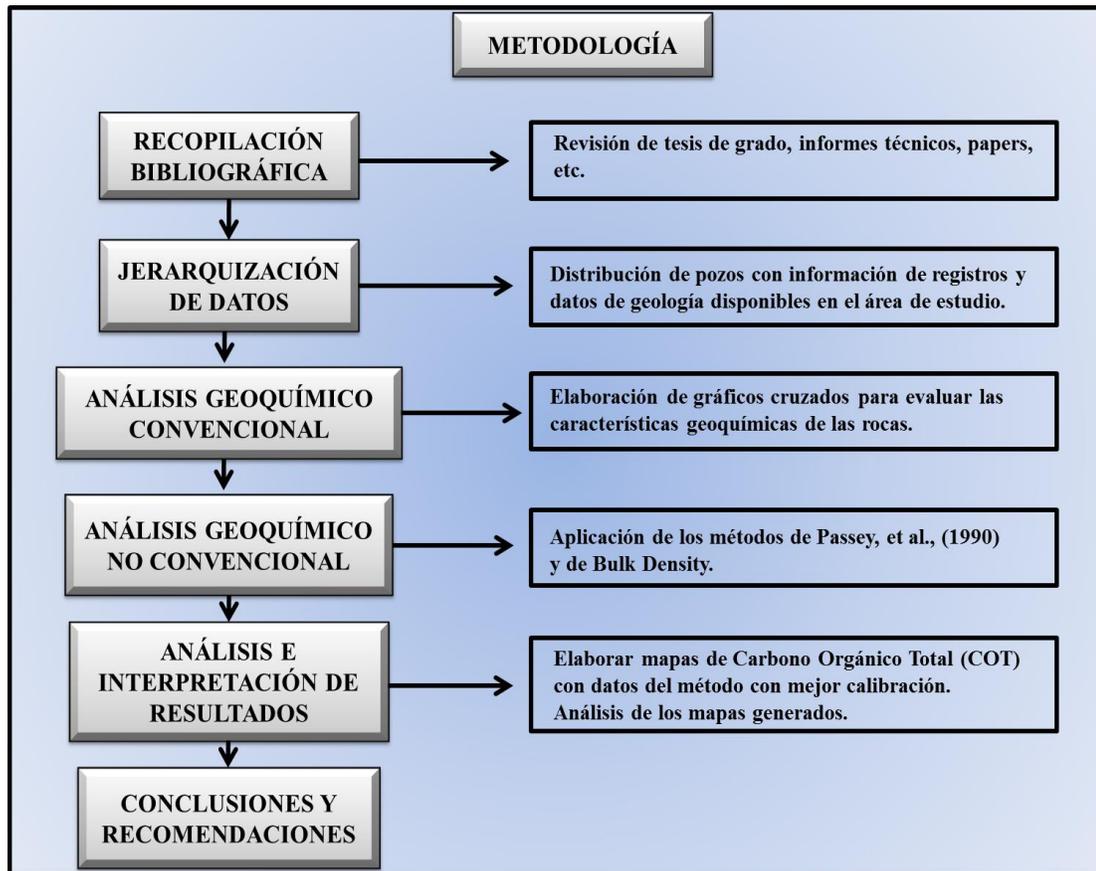


Figura 4.1 Esquema de metodología del proyecto

#### 4.3.2 Jerarquización de datos

Para cumplir con esta etapa se revisó toda la información suministrada por la empresa Pacific Energy con sede en Bogotá, dentro de las cuales se encuentran: carpetas con información de los pozos, informes técnicos y trabajos de grado, así como también con documentos recopilados de la web. Además se utilizó una base de datos que fue cedida por Pacific Energy, la cual sirvió para acelerar el proceso de manejo y clasificación de datos.

Fue creada una hoja de cálculo de Microsoft Excel donde se encuentran todos los datos del cabezal de cada uno de los pozos, dentro de estos datos se encuentran: nombre del pozo, coordenadas UTM y geográficas, elevación de la mesa rotaria (E.M.R), profundidad final, entre otros. La información de este archivo fue importada al programa Interactive Petrophysics v4.2.

En la recopilación de la información referente a los perfiles disponibles de cada uno de los pozos se creó una hoja de cálculo. Dentro de los registros que fueron cuantificados se encuentran: Rayos Gamma, Potencial espontaneo, Resistivos, Acústicos, Neutrónicos y de Densidad.

#### **4.3.3 Análisis geoquímico convencional**

Para esta etapa se organizaron los datos de geoquímica disponibles para cada pozo y con información bioestratigráfica se pudo separar dicha información por edades. A continuación se generaron gráficos cruzados de IO versus IH siendo estos representaciones de diagramas pseudo Van Krevelen (Figura 4.2).

En el área de estudio se crearon mapas para observar la distribución de carbono orgánico, estos mapas fueron realizados con porcentajes promedios de COT de cada unidad estudiada (Oligoceno, Mioceno Temprano, Mioceno Medio a Tardío) (Figura 4.3).

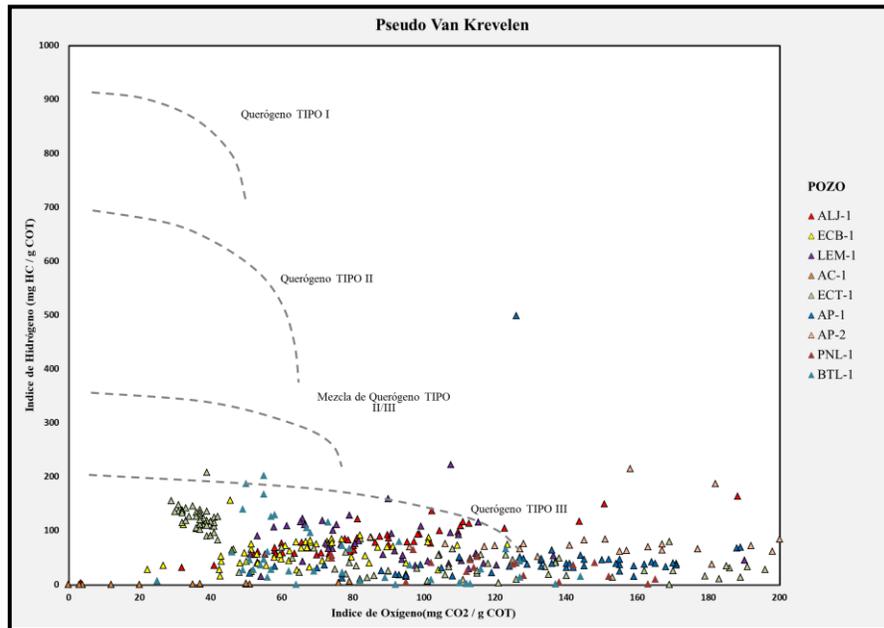


Figura 4.2 Diagrama Pseudo Van Krevelen

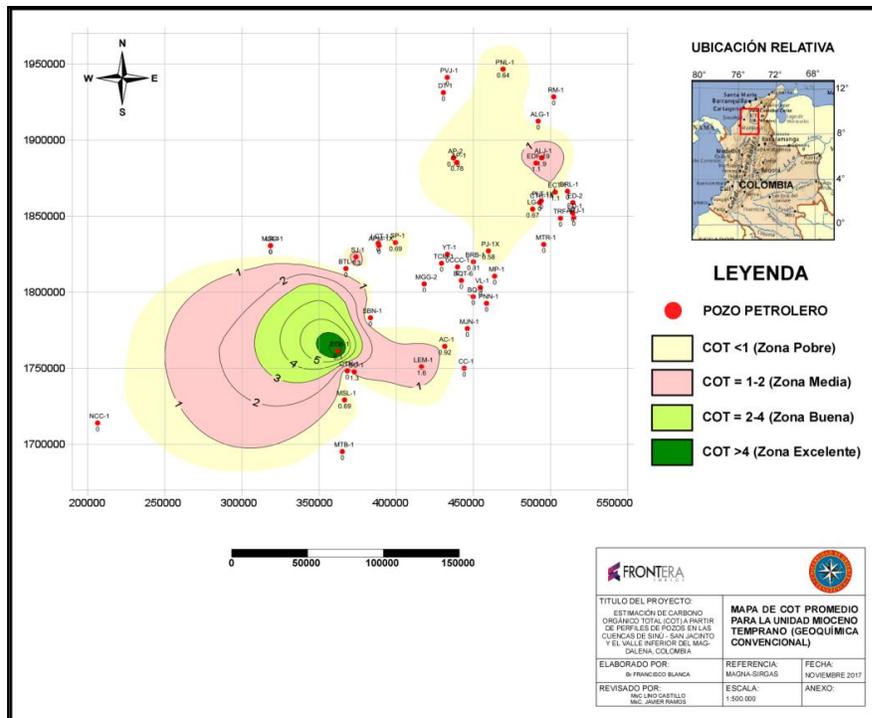


Figura 4.3 Mapa de COT promedio para la unidad Mioceno Temprano

#### 4.3.4 Geoquímica no convencional

Dentro de esta fase se procedió a importar los archivos “.Las” de cada uno de los pozos en estudio dentro de un proyecto creado en el software Interactive Petrophysics v4.2, seguidamente fueron importados los datos de geoquímica en formato ASCII al mismo proyecto.

Después de importar los archivos de cada uno de los pozos se establecieron líneas base solapando las curvas ILD y DT, NPHI ó RHOB (Figura 4.4). Los valores obtenidos de las líneas base fueron utilizados en las ecuaciones de la metodología de Passey *et al.*, (1990).

Luego de que el software procesa las ecuaciones crea curvas estimadas de COT, si los pozos contienen datos geoquímicos medidos en laboratorio las curvas generadas deben coincidir en la mayoría de los puntos posibles (Figura 4.5).

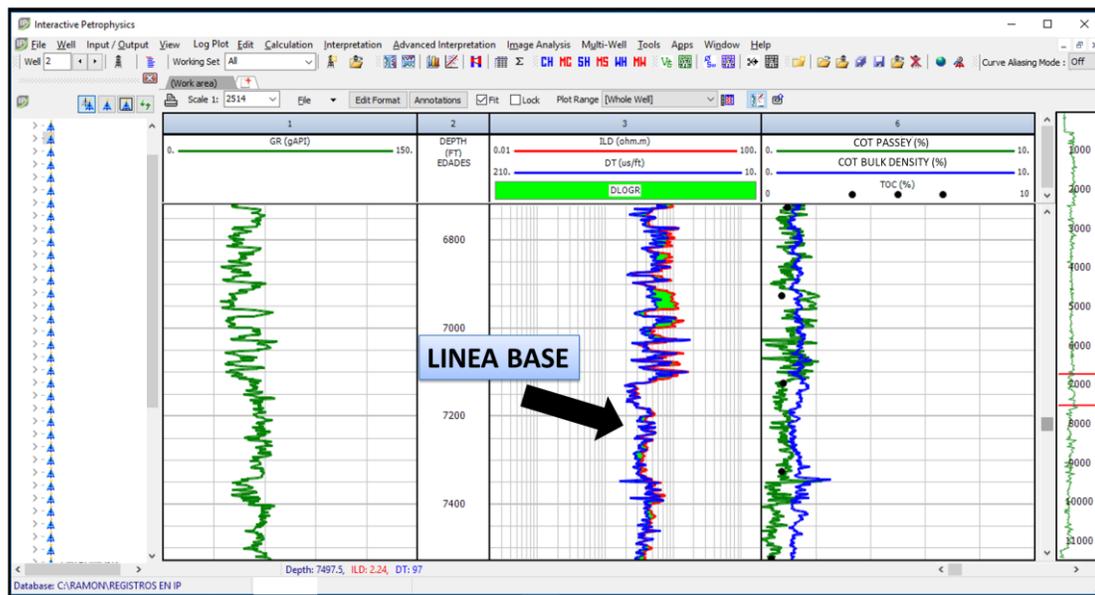


Figura 4.4 Línea base mediante superposición de de perfiles ILD y DT

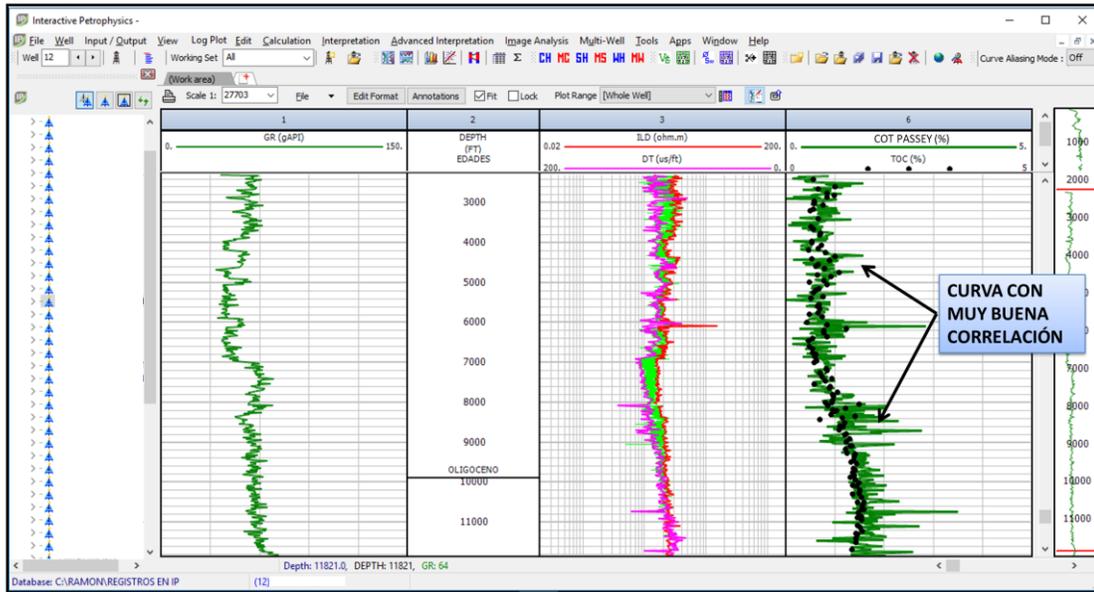


Figura 4.5 Calibración de curva de COT versus datos medidos en laboratorio

Para obtener una correlación entre los datos de COT medido versus los calculados por el software fueron generados gráficos cruzados, así se puede visualizar si los resultados son confiables (Figura 4.6).

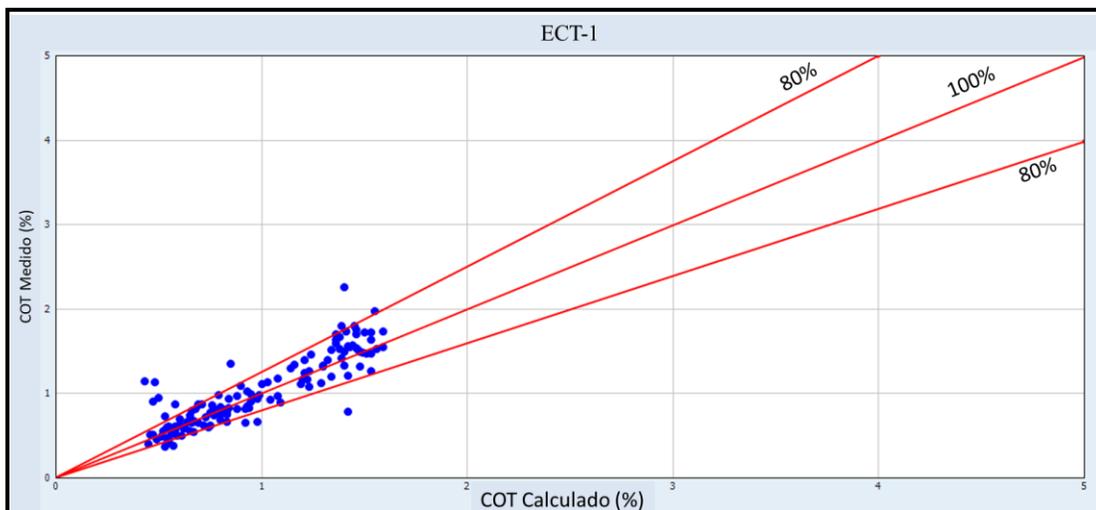


Figura 4.6 Correlación entre COT medido versus calculado

Además se realizó un análisis de los datos siguiendo las variedades de situaciones para las respuestas de la superposición de las curvas ILD y DT, NPHI ó RHOB establecidas por Passey *et al.*, (1990), siendo identificadas las siguientes: lutitas estériles, lutitas con alto contenido de materia orgánica, arenas acuíferas, arenas gasíferas, contactos agua – gas y zonas con malas condiciones del hoyo (cavernas) (Figuras 4.7 – 4.11).

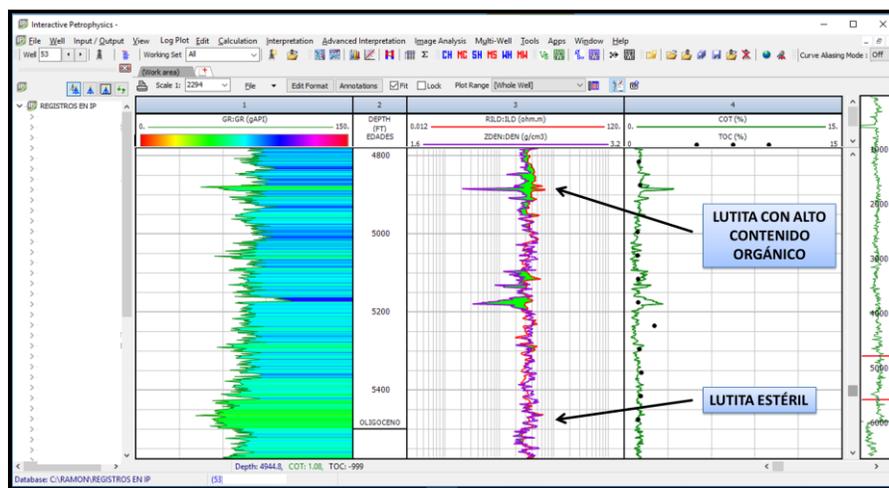


Figura 4.7 Apreciación de lutitas estériles y lutitas con contenido orgánico mediante variación del DLOGR

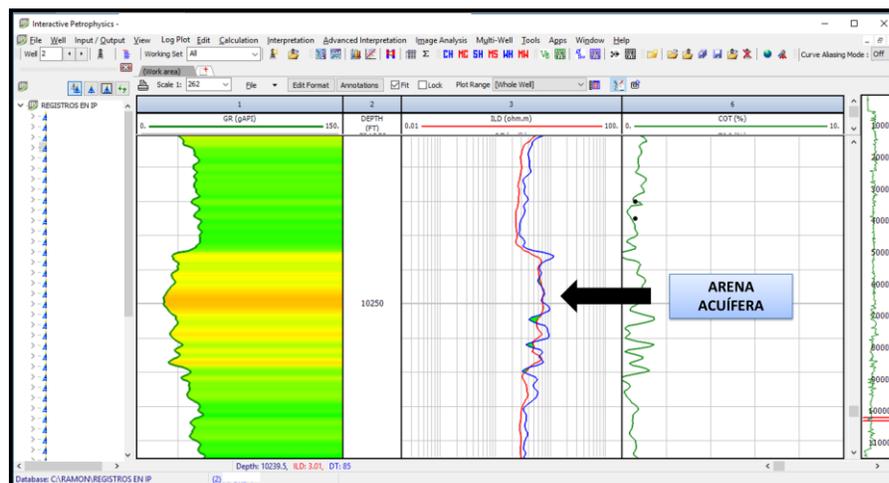


Figura 4.8 Arena 100% saturada de agua

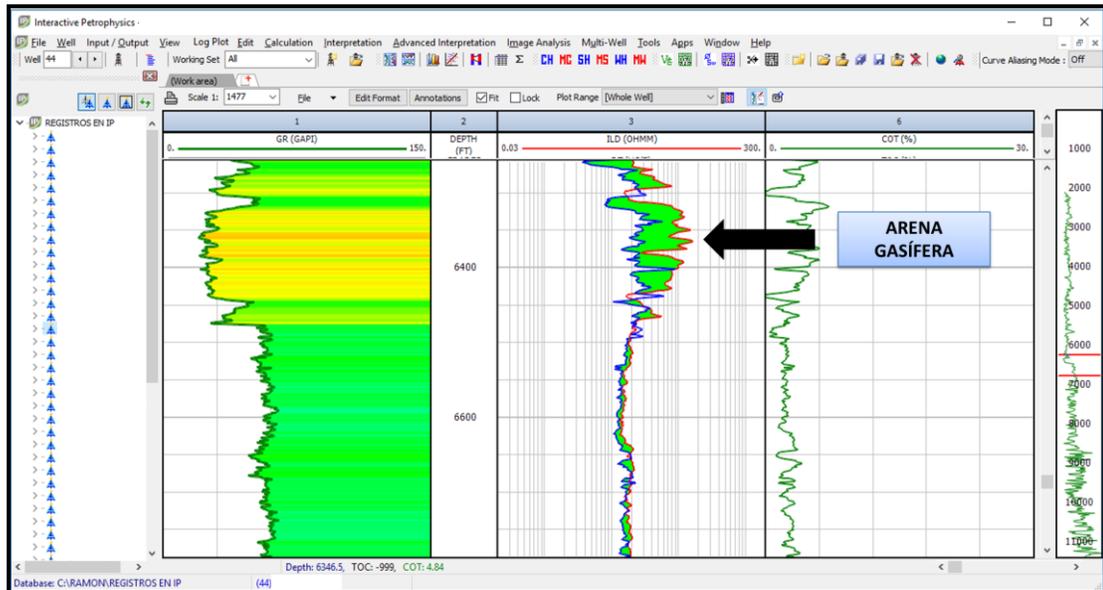


Figura 4.9 Arena gasífera mostrada por las curvas

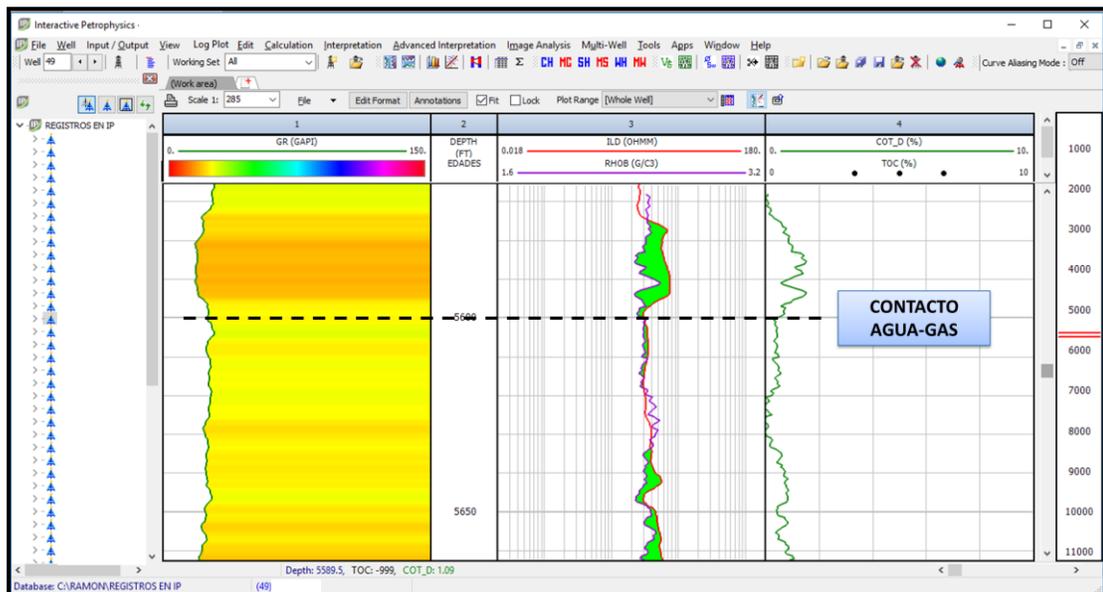


Figura 4.10 Curvas mostrando un contacto agua-gas

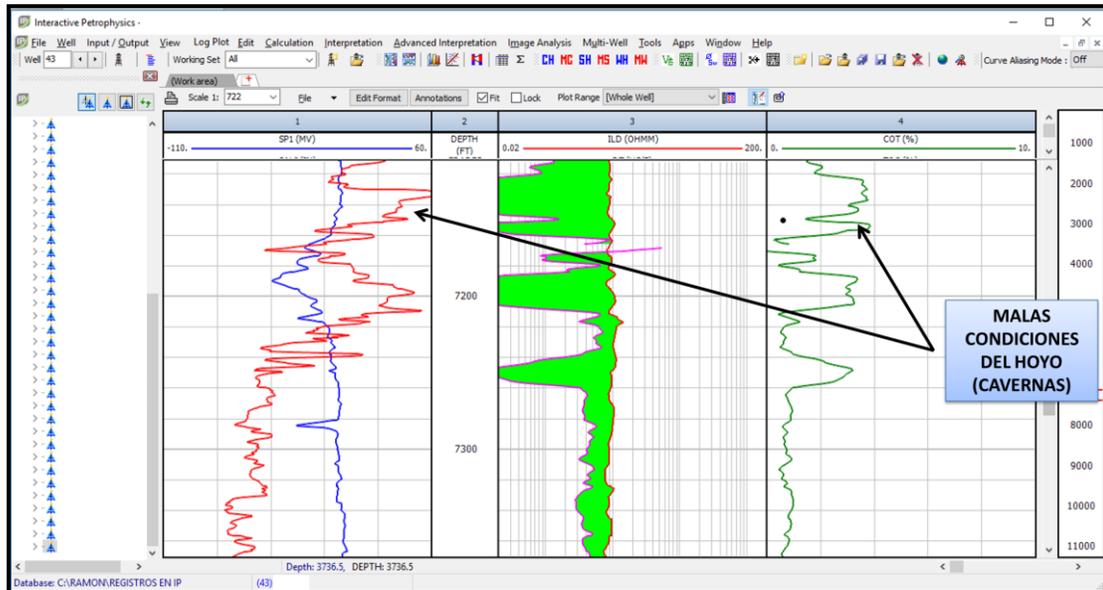


Figura 4.11 Cavernas producidas por las malas condiciones del hoyo

Para la aplicación de la técnica de “*Bulk Density*” propuesta por Huang *et al.*, (2015), se utilizó una hoja de cálculos donde fueron importados los datos de densidad de los archivos “.LAS” de cada uno de los pozos que contaba con los requisitos para esta técnica y a continuación se generó para cada pozo gráficos donde se insertaron los valores de densidad y mediante una línea de tendencia se obtuvieron los valores para poder calcular el COT a lo largo del pozo (Figura 4.12). En el capítulo III se encuentra con más detalles este método.

Luego de haber calculado los valores de COT, estos se importaron al software Interactive Petrophysics v4.2 en formato ASCII. Los resultados de ambos métodos fueron comparados (“*Bulk Density*” y Passey) (Figura 4.13). Con la técnica que mostró mejor calibración se crearon mapas de COT usando promedios. Por último se compararon los mapas realizados por geoquímica convencional y no convencional (mediante registros) (Figura 4.14 y 4.15).

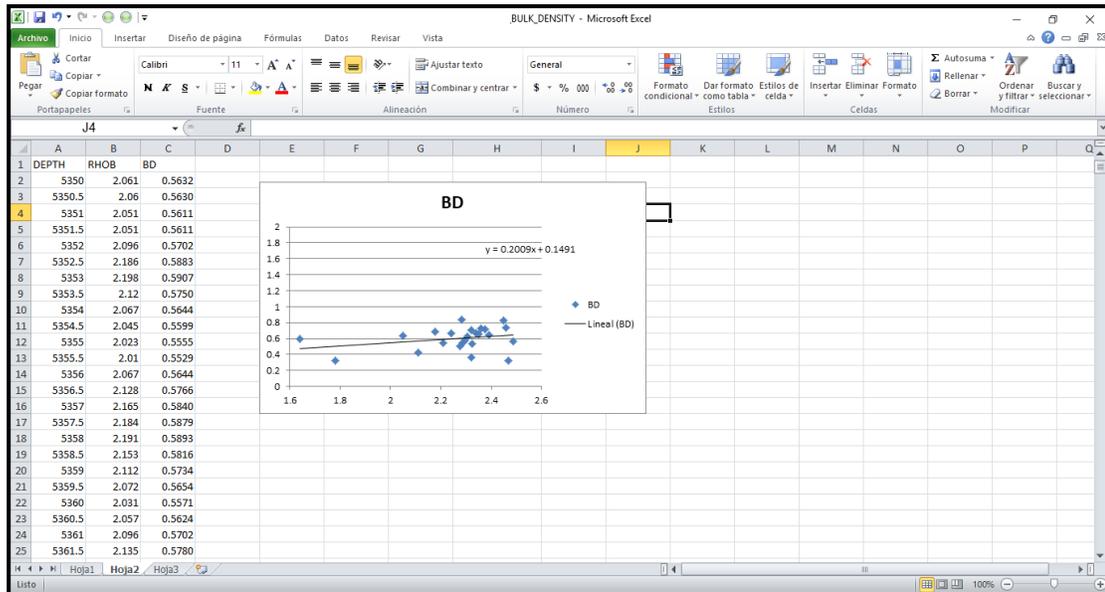


Figura 4.12 Obtención de valores para cálculo de COT mediante técnica de “Bulk Density”

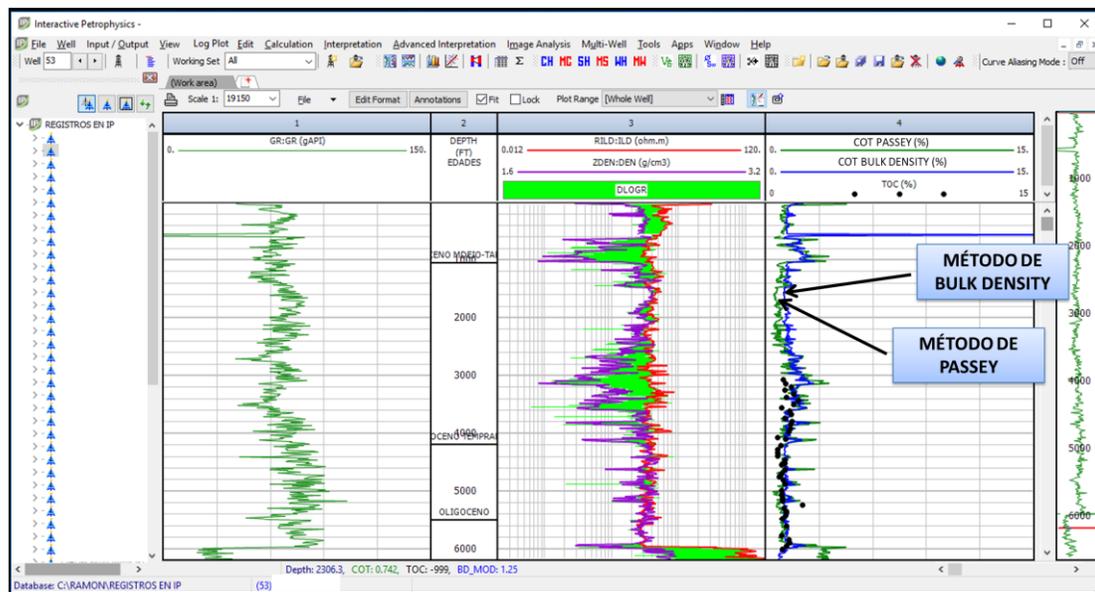


Figura 4.13 Ejemplo de curvas estimadas de COT por ambos métodos

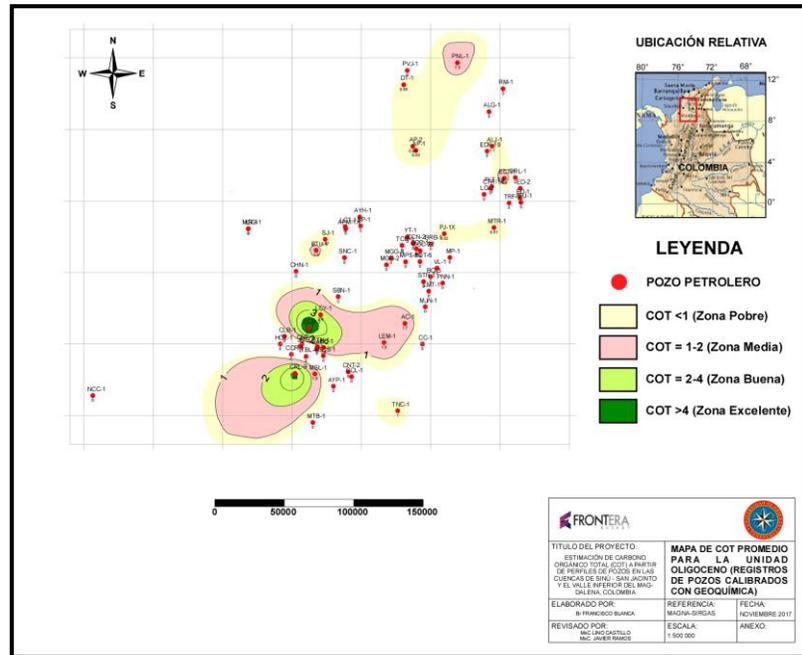


Figura 4.14 Mapa de COT estimado mediante perfiles

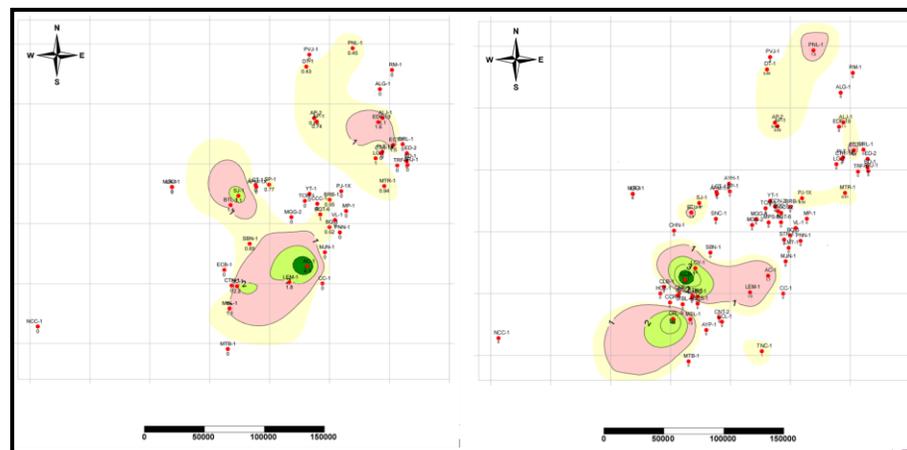


Figura 4.15 Comparación entre mapas de COT medido y estimado

### 4.3.5 Conclusiones y elaboración del informe final

Una vez generado el paso anterior se procedió a generar las conclusiones de la investigación y la redacción y transcripción del informe final.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

#### **5.1 Revisar las diferentes metodologías para el análisis de Carbono Orgánico mediante perfiles de pozos.**

Dentro de las metodologías utilizadas en este estudio para el cálculo de COT de forma continua mediante registros de pozos se utilizaron la propuesta por Passey *et al.*, (1990) y la metodología de “*Bulk Density*” (Huang *et al.*, 2015). Para un buen manejo de estos métodos fue necesario que cada pozo contara con un mínimo de perfiles requeridos, para la técnica propuesta por Passey *et al.*, (1990) los perfiles requeridos fueron: de resistividad, sónico, densidad y neutrónico, así como también, registros de rayos gamma, potencial espontáneo y caliper para tener un control de la información. Para la propuesta por Huang *et al.*, (2015) los registros necesarios fueron: registro de densidad al igual que rayos gamma, potencial espontáneo y caliper para control de la información.

#### **5.2 Realizar un inventario de los pozos con perfiles disponibles para estimar COT.**

En este estudio se realizó un inventario para conocer la disponibilidad de la información de cada uno de los pozos, dicho inventario se llevó a cabo en hojas de cálculos de Microsoft Excel para un mejor manejo de la información. A continuación se apreciarán los perfiles disponibles por cada pozo en gráficos (Figura 5.1 y 5.2) donde se muestra la cantidad y el porcentaje de perfiles que contiene cada uno de los pozos. De acuerdo a la base de datos de los pozos fueron suministrados una población de 77 pozos pertenecientes a las cuencas de Sinú-San Jacinto (SSJ) y el Valle Inferior

del Magdalena (VIM), donde aproximadamente el 50% de los pozos cuentan con el mínimo de los registros necesarios para la estimación de valores continuos de COT.

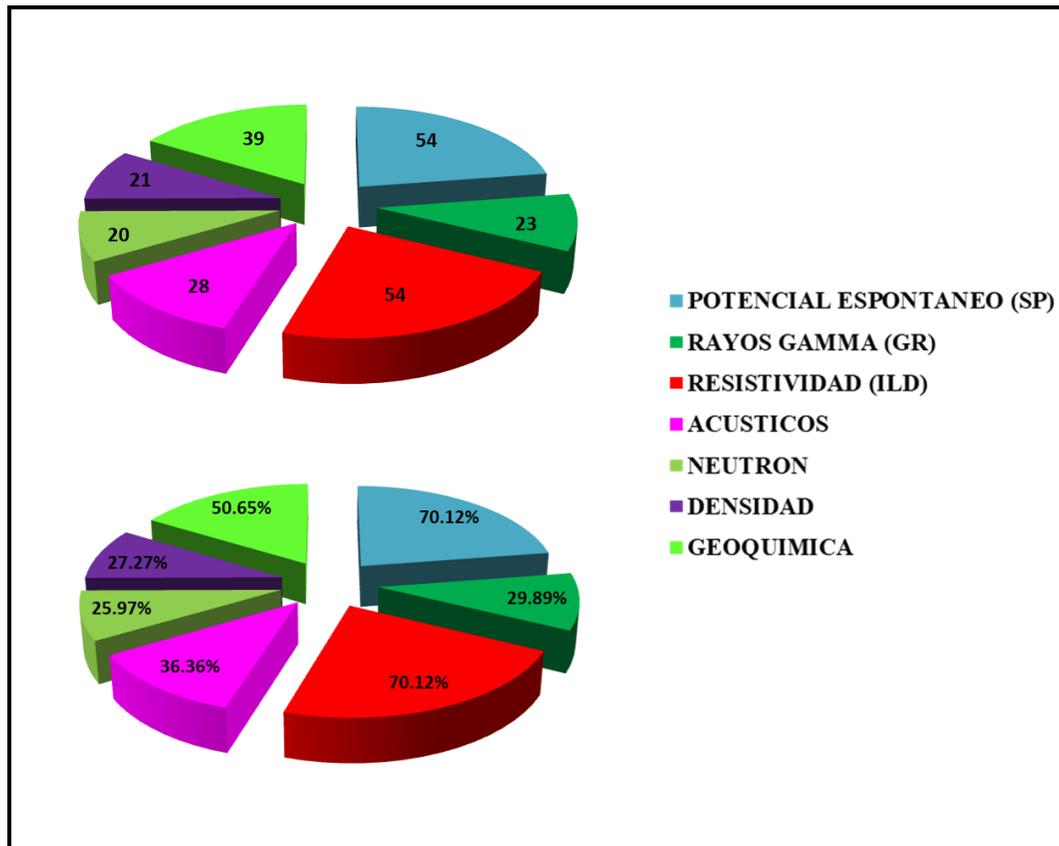


Figura 5.1 Pozos con disponibilidad de perfiles en las cuencas de SSJ y VIM.  
**Parte superior:** numeros de pozos; **parte inferior:** porcentajes

Como ya fue mencionado, para las cuencas de Sinú-San Jacinto (SSJ) y el Valle Inferior del Magdalena (VIM) fueron suministrados 77 pozos para este estudio, de los cuales 31 pertenecen a la cuenca de Sinú-San Jacinto y 46 al Valle Inferior del Magdalena.

En las Figura 5.2 se aprecia la disponibilidad de perfiles de cada pozo tanto en cantidad como en porcentajes en la cuenca SSJ, donde aproximadamente un 25% de los pozos son aptos para realizar la estimación de valores continuos de COT.

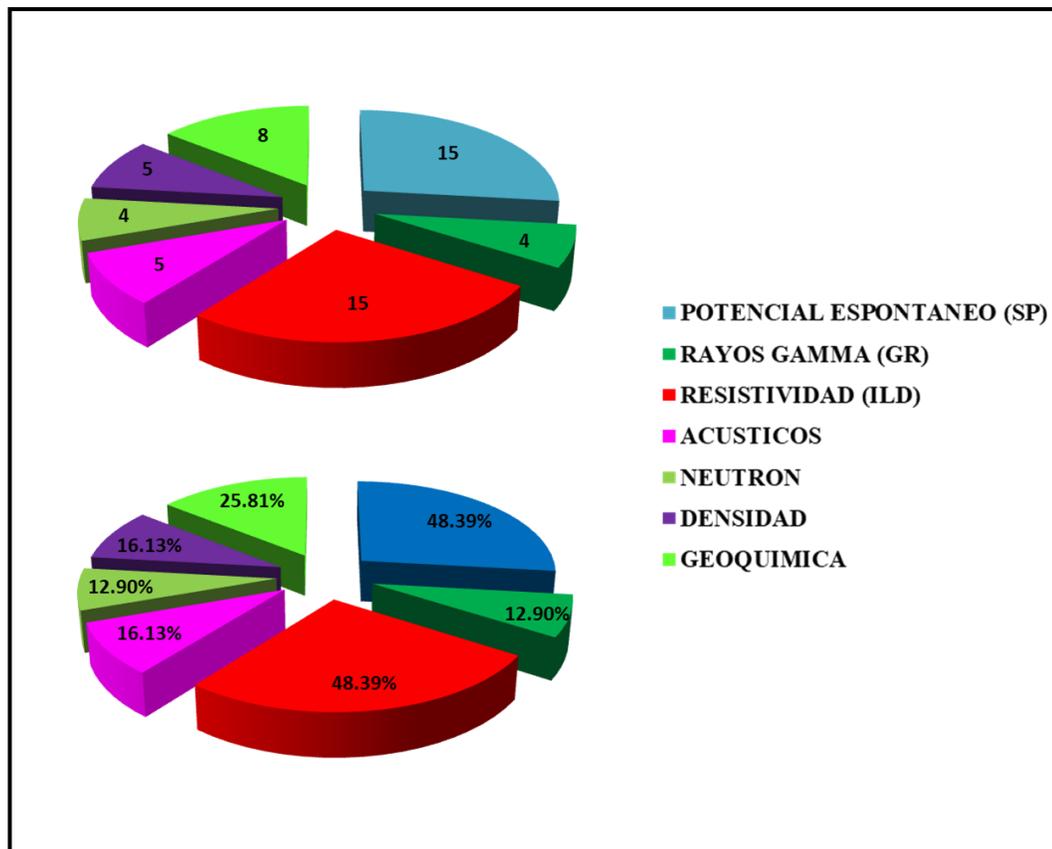


Figura 5.2 Pozos con disponibilidad de perfiles en la cuenca de SSJ. **Parte superior:** numeros de pozos; **parte inferior:** porcentajes

Para la cuenca del VIM con un total de 46 pozos, más del 67% cuenta con los registros necesarios para la estimación de los valores continuos de COT. En la Figura 5.3 se aprecia la disponibilidad de perfiles.

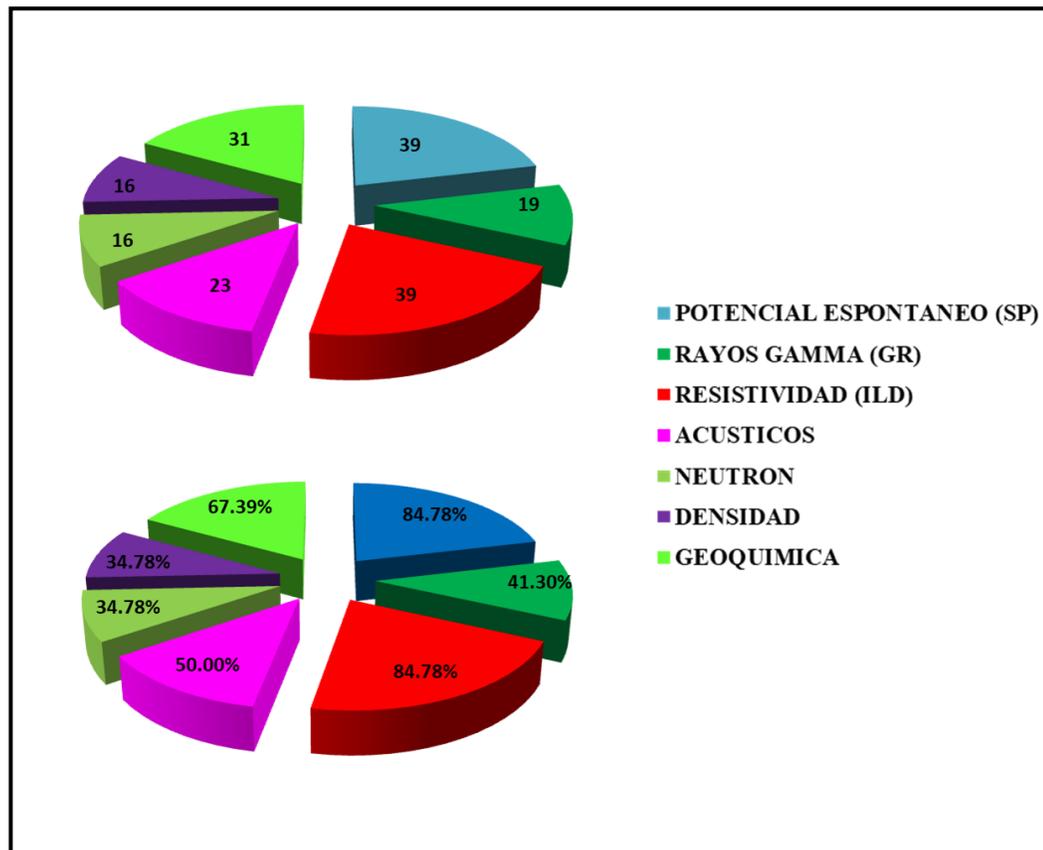


Figura 5.3 Pozos con disponibilidad de perfiles en la cuenca del VIM. **Parte superior:** numeros de pozos; **parte inferior:** porcentajes

En la Figura 5.4 (Anexo 1) se aprecia la distribución de cada uno de los pozos con información geológica y de registros y su jerarquización dentro de las cuencas de estudio. En la cuenca de SSJ la cantidad de pozos con datos geológicos son muy pocos a diferencia de la cuenca del VIM, donde la cantidad de pozos con datos geológicos es abundante. La distribución de estos pozos se extiende por toda la cuenca, siendo su mayor concentración en la parte oeste y sur de la cuenca y en menor cantidad en la parte central.

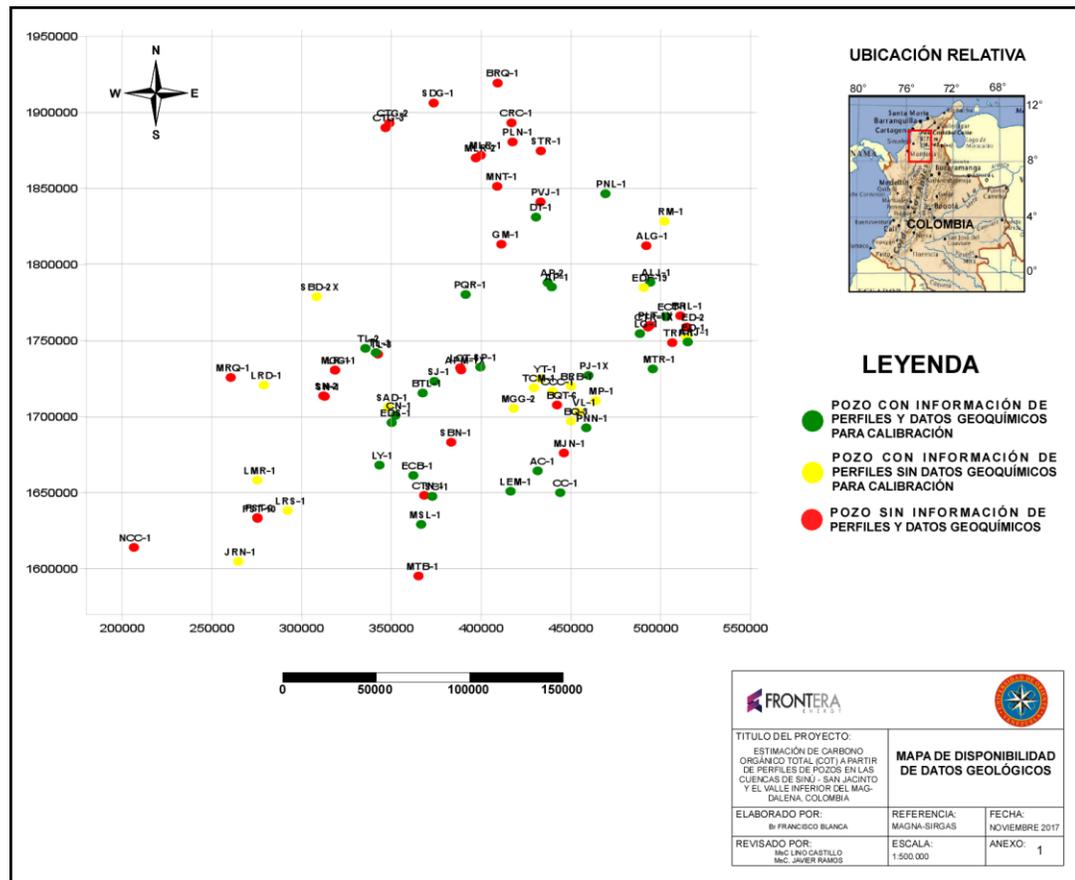


Figura 5.4 Mapa de disponibilidad de datos geológicos en las cuencas de SSJ y el VIM

### 5.3 Aplicar al menos dos de las metodologías para estimar Carbono Orgánico Total tomando en cuenta la información de perfiles disponibles.

Dentro de este estudio una de las prioridades es aplicar al menos dos metodologías para estimar Carbono Orgánico Total y así poder comparar la calibración de cada uno de los métodos e identificar cuál de las dos técnicas es la más efectiva. Para este estudio se utilizaron los métodos de Passey *et al.*, (1990) y Huang *et al.*, (2015) (Figura 5.5).

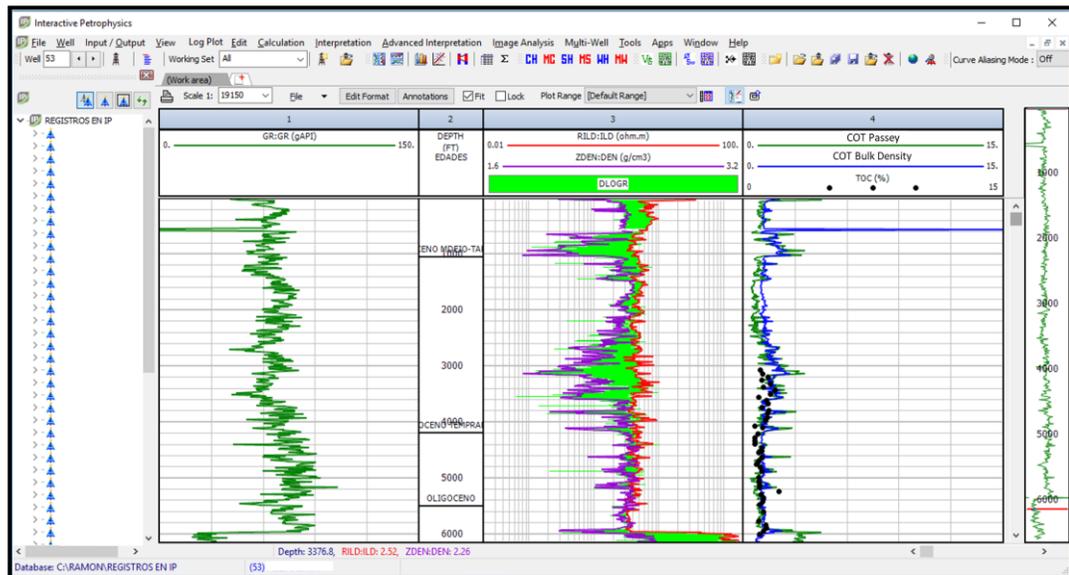


Figura 5.5 Pozo calibrado con ambas técnicas

Después de aplicar ambos métodos se observó que la técnica que tuvo mejor calibración con los datos obtenidos en laboratorio fue el de Passey *et al.*, (1990). En su mayoría los pozos calibrados con dicho método presentaron más del 80% de correlación en la relación del COT medido versus el COT calculado. Aunque para el pozo ALJ-1 la mejor calibración estuvo a favor del método de “*Bulk Density*” (Figura 5.6).

Para cada uno de los métodos hubo diferentes cantidades de pozos que contenían los perfiles adecuados para poder aplicar dicho método. Para la técnica de Passey la abundancia de perfiles disponibles era mucho mayor que para la técnica de “*Bulk Density*”, esto conlleva a que la técnica de Passey abarque mayor parte en las cuencas y permite crear mapas de tendencia más confiables con respecto al otro método.

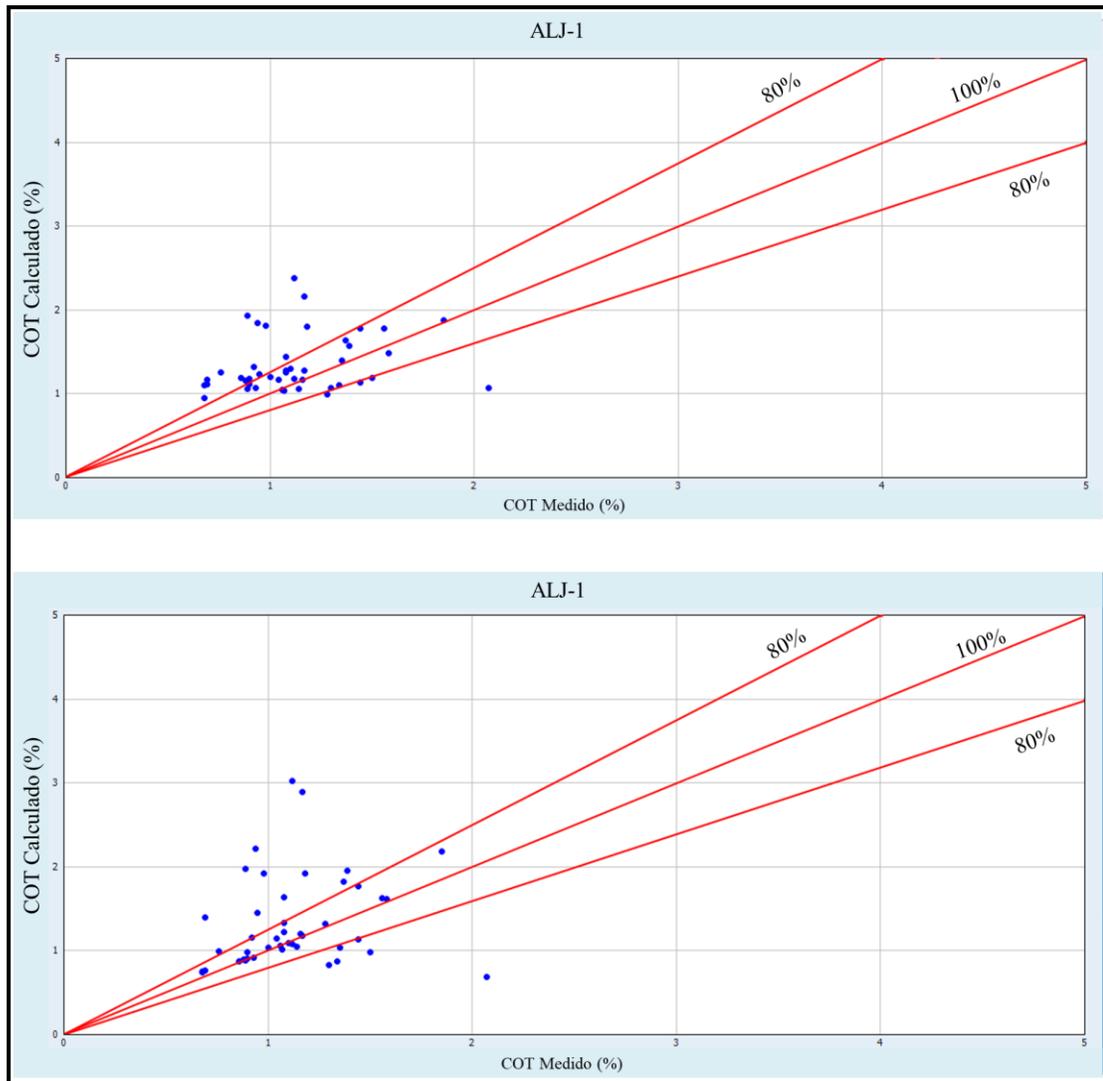


Figura 5.6 Gráficos de COT medido versus calculado, donde se muestra la calibración de los métodos de "Bulk Density" y Passey respectivamente

## **5.4 Identificar las áreas con mejor calidad de roca para la generación de hidrocarburos mediante un mapa de tendencia regional de Carbono Orgánico Total.**

Para la creación de estos mapas se emplearon las curvas de carbono orgánico con los 39 pozos que contienen información geoquímica. De estos 39 pozos se encuentran ubicados 31 en la cuenca del VIM y solo 8 en la cuenca de SSJ, esto conlleva a que la cuenca de SSJ no sea apta para la creación de un mapa regional de COT por la insuficiencia de información.

De acuerdo a los datos obtenidos después de calcular la continuidad vertical de COT, se pudieron crear diferentes mapas de tendencia en la cuenca del VIM para las unidades Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio-Tardío.

### **5.4.1 Geoquímica convencional**

#### **5.4.1.1 Unidad Oligoceno**

Al analizar la geoquímica convencional para esta unidad se observó mediante un perfil geoquímico (Figura 5.7) la calidad del COT presente en varios pozos. El perfil geoquímico nos indica que pozos como AC-1 y BTL-1 contienen zonas donde la calidad del COT supera el 4%, siendo esto muestra de un COT excelente. Estos intervalos son candidatos a rocas madres debido a que su COT se encuentra por encima de 4%. Para los pozos como LEM-1, ECT-1 y MSL-1 contienen una calidad de COT medio en la mayoría de sus muestras.

En la Figura 5.8 se muestra un pseudo diagrama Van Krevelen, donde se observa una gran tendencia al querógeno tipo III y solo algunas muestras presentan una ligera tendencia a mezclas de tipo II/III siendo relacionado a materia orgánica leñosa y mezclada con materia orgánica amorfa.

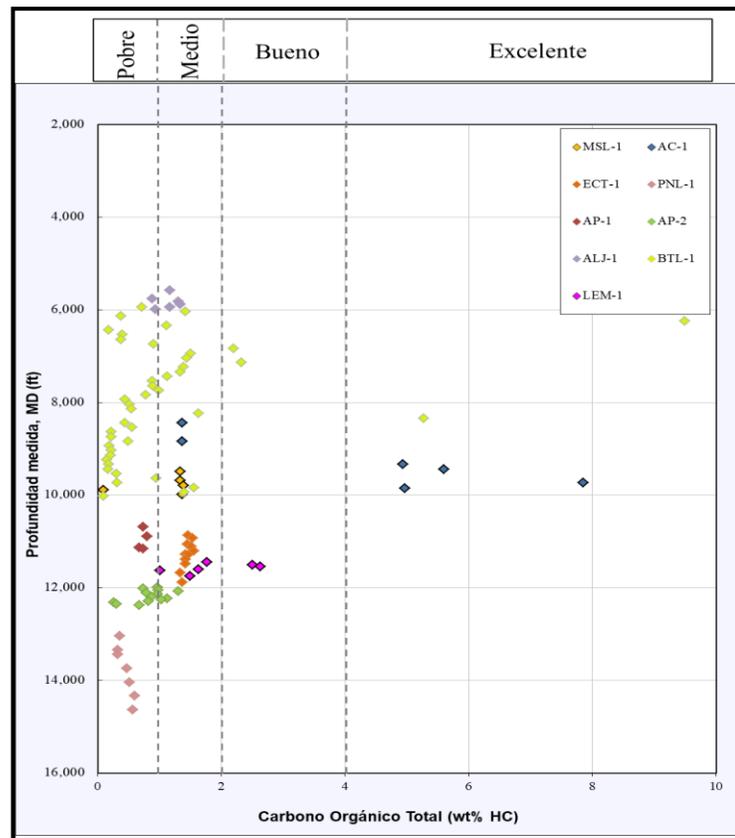


Figura 5.7 Perfil geoquímico para la unidad Oligoceno

En la Figura 5.9 (Anexo 2) se muestra la distribución del COT en el VIM durante el Oligoceno donde se observa zonas con valores mayores a 4% hacia la parte sur de la cuenca, hacia la parte noreste se encuentran zonas con valores no mayores de 2% al igual que en la parte norte, siendo zonas pobres a medias en COT.

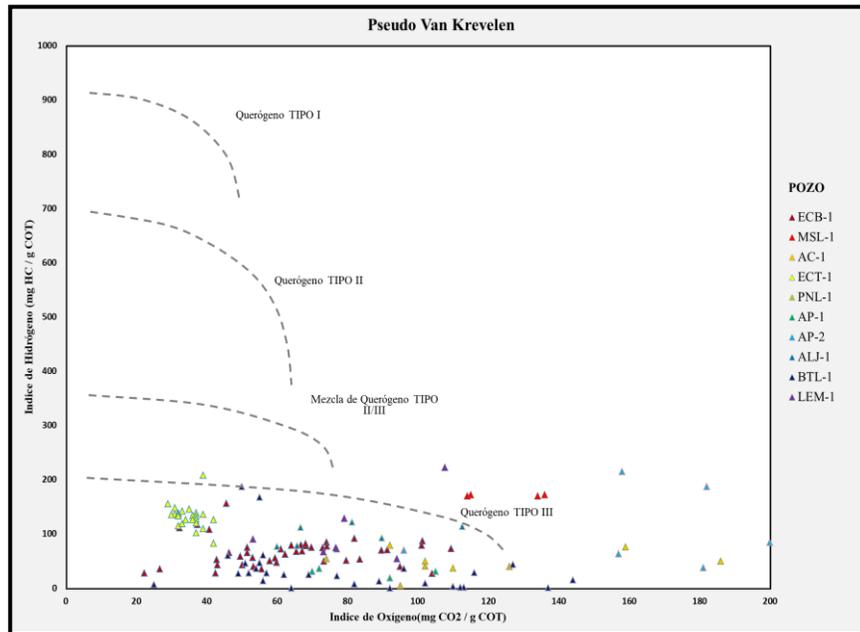


Figura 5.8 Pseudo diagrama Van Krevelen para la unidad Oligoceno

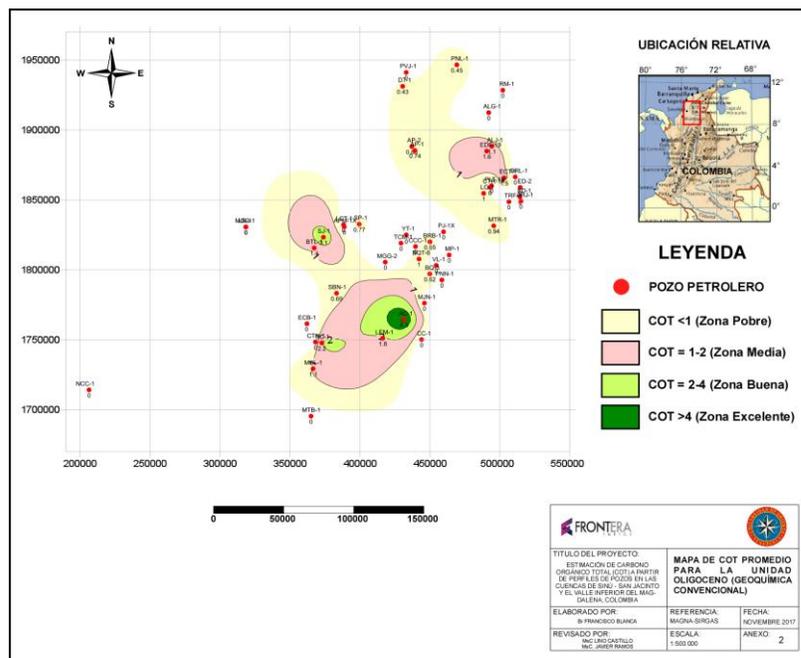


Figura 5.9 Mapa de COT promedio para la unidad Oligoceno

### 5.4.1.2 Unidad Mioceno Temprano

En esta unidad se encuentran intervalos ricos en materia orgánica en el pozo ECB-1 que supera los 4% de COT en varias de sus muestras, para los pozos que contienen un porcentaje de COT bueno (2-4%) están LEM-1, AC-1, ALJ-1 y gran parte de las muestras de ECT-1 (Figura 5.10).

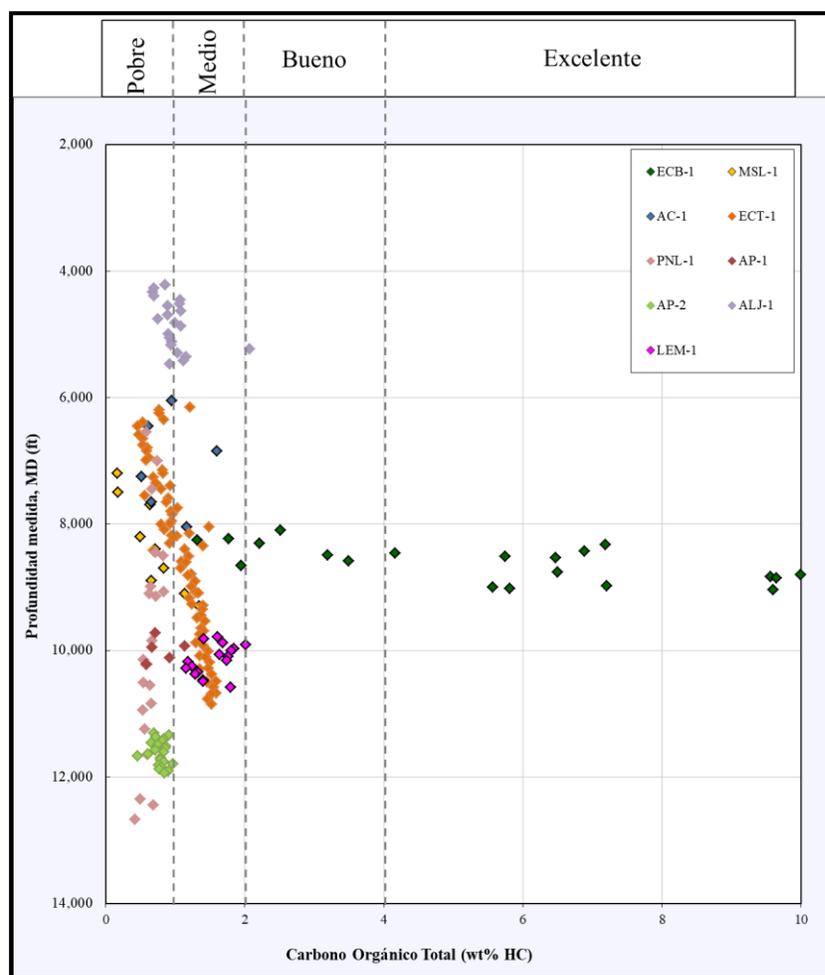


Figura 5.10 Perfil geoquímico para la unidad Mioceno Temprano

El diagrama pseudo Van Krevelen para esta unidad indica que las muestras de los pozos que atravesaron esta unidad contienen querógeno tipo III asociado a materia orgánica leñosa.

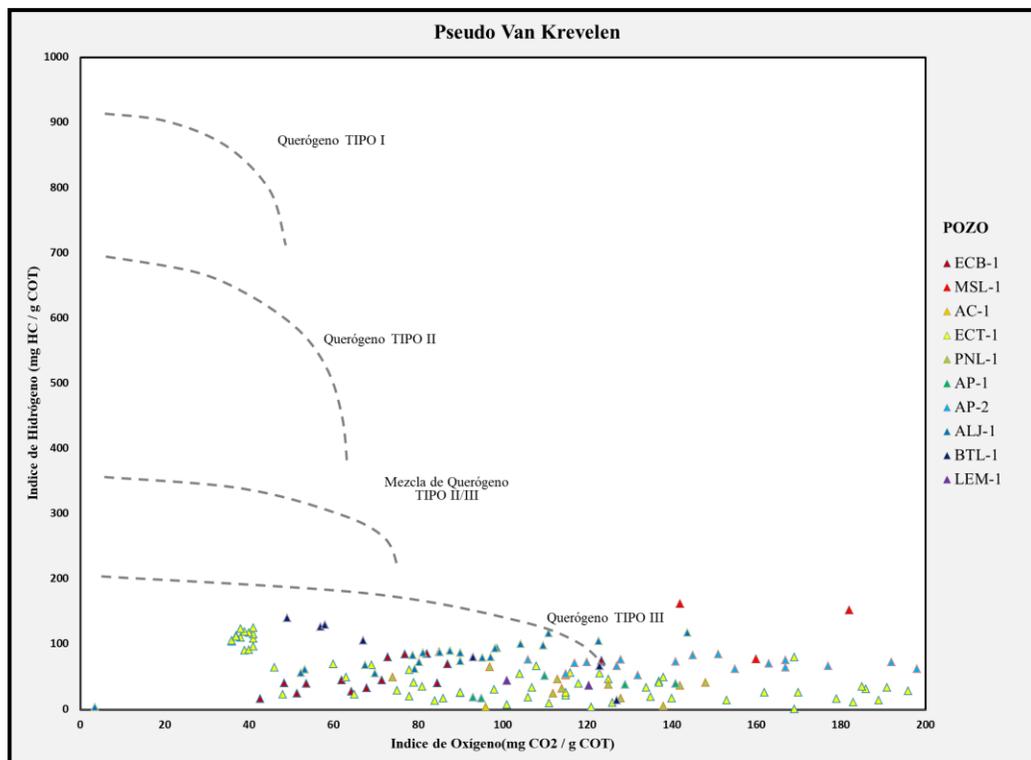


Figura 5.11 Pseudo diagrama Van Krevelen para la unidad Mioceno Temprano

En la Figura 5.12 (Anexo 3) se presenta el mapa de distribución de COT para esta unidad, donde hay una zona de excelente calidad ( $COT > 4\%$ ) en la parte centro-sur de la cuenca, específicamente en el pozo ECB-1. Hacia la parte noreste de la cuenca los valores son de una zona pobre a media obteniendo los mejores valores para el pozo Alejandria-1 con un COT cercano al 2%.



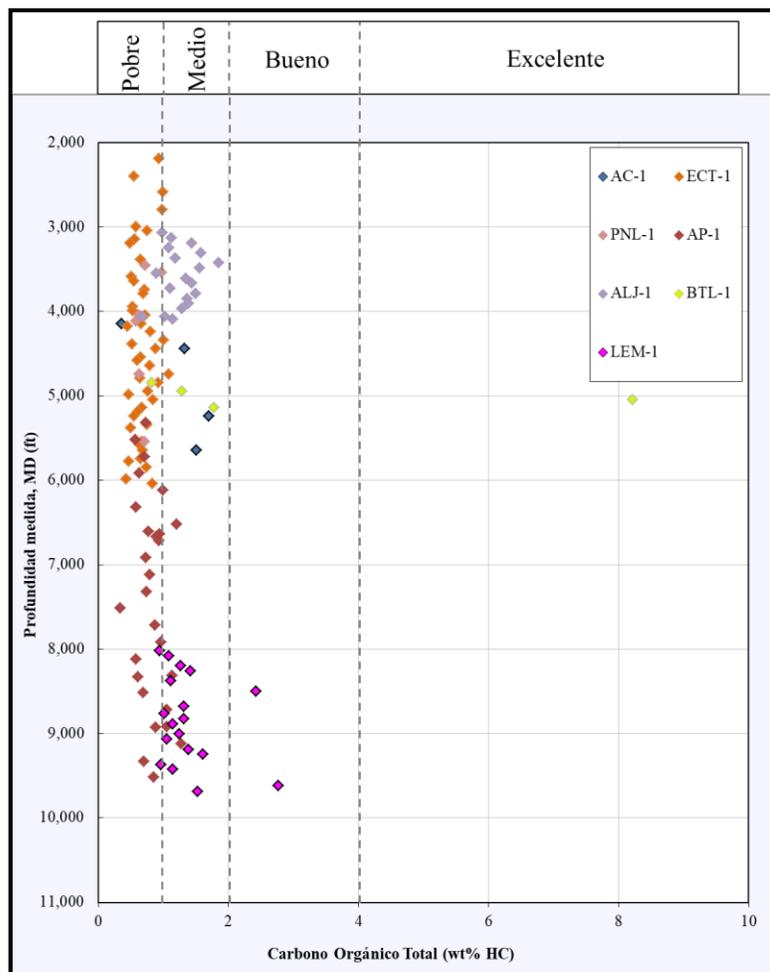


Figura 5.13 Perfil geoquímico para la unidad Mioceno Medio-Tardío

En la Figura 5.14 se presenta el pseudo Diagrama Van Krevelen para la unidad Mioceno Medio-Tardío el cual evidencia que las muestras de los pozos contienen querógeno tipo III y solo algunas muestras de los pozos BTL-1 y LEM-1 mantienen una ligera tendencia a una mezcla de querógeno de tipo II/III.

Para esta unidad la mejor distribución de COT se encuentra en los pozos AC-1 y BTL-1 en la parte central de la cuenca superando los 7% y 3% respectivamente (Figura 5.15) (Anexo 4).

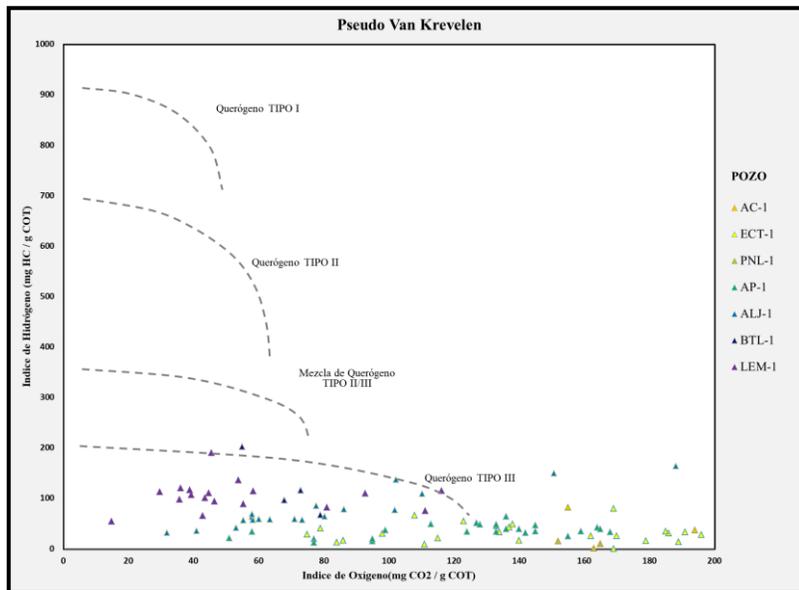


Figura 5.14 Pseudo diagrama Van Krevelen para la unidad Mioceno Medio-Tardío

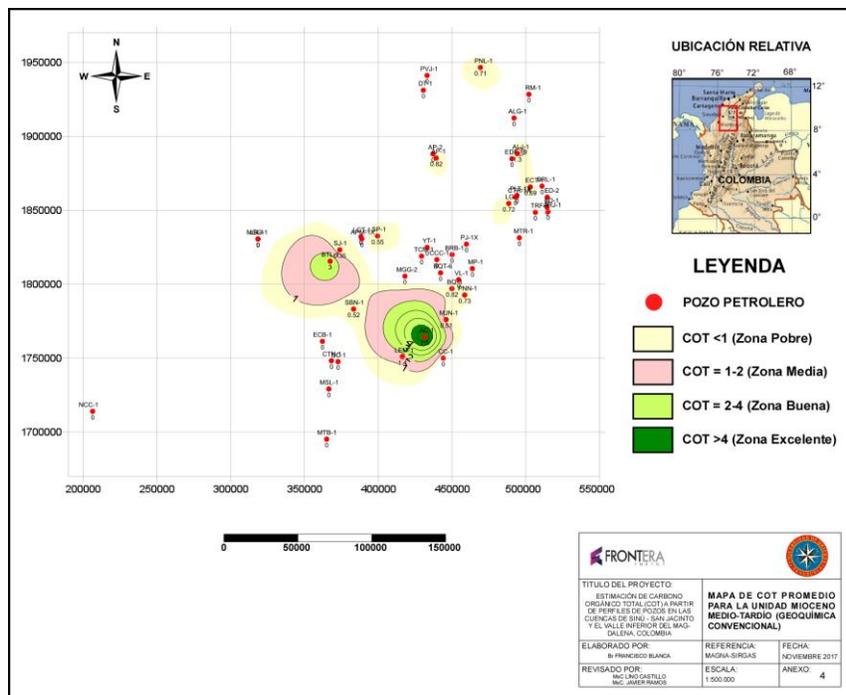


Figura 5.15 Mapa de COT promedio para la unidad Mioceno Medio-Tardío

## **5.4.2 Estimación de COT mediante perfiles de pozos**

Una vez analizada la geoquímica convencional pasamos a la geoquímica no convencional, donde se realizaron calibraciones de pozos para obtener valores continuos de carbono orgánico. Se analizaron varios de los pozos que presentan información geoquímica disponible, así poder observar la variabilidad lateral y vertical de la riqueza orgánica.

### **5.4.2.1 Pozo ALJ-1**

El pozo ALJ-1 consta de una profundidad final de 6670' y atraviesa las unidades estudiadas en este trabajo (Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio-Tardío), además, contiene muestras de geoquímica en las 3 unidades (Figura 5.16).

El intervalo de la unidad Oligoceno solo cuenta con 6 puntos de calibración de los cuales solo 2 se encuentran muy cerca del 100% de correlación con respecto a la curva generada mediante el método de Passey (Figura 5.17).

El intervalo Mioceno Temprano comprende un espesor de 1350 pies, dentro de este espacio la calibración de los perfiles con los datos medidos mantienen un porcentaje de correlación por encima del 80% en un poco más del 70% de las muestras siendo la unidad con mejor correlación (Figura 5.17). Además varios intervalos (flechas rojas) en esta unidad presentan una separación entre las curvas resistividad y tiempo de transito sugiriendo un enriquecimiento de materia orgánica (Figura 5.16).

Para la unidad Mioceno Medio-Tardío hay intervalos con COT >2% pero la calibración de los perfiles con respecto a los datos medidos mantienen un porcentaje de correlación en más del 50% de las muestras (Figura 5.17).

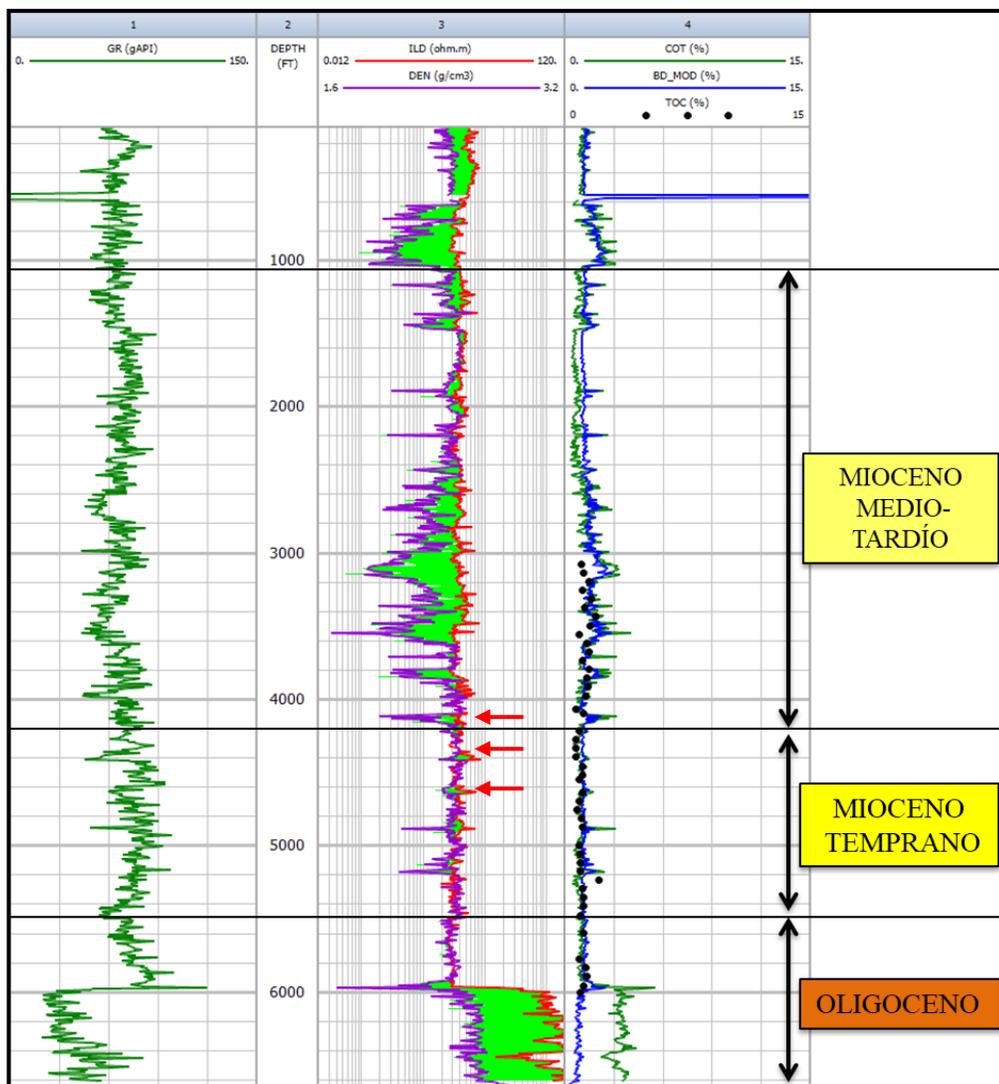


Figura 5.16 Perfil compuesto del pozo ALJ-1

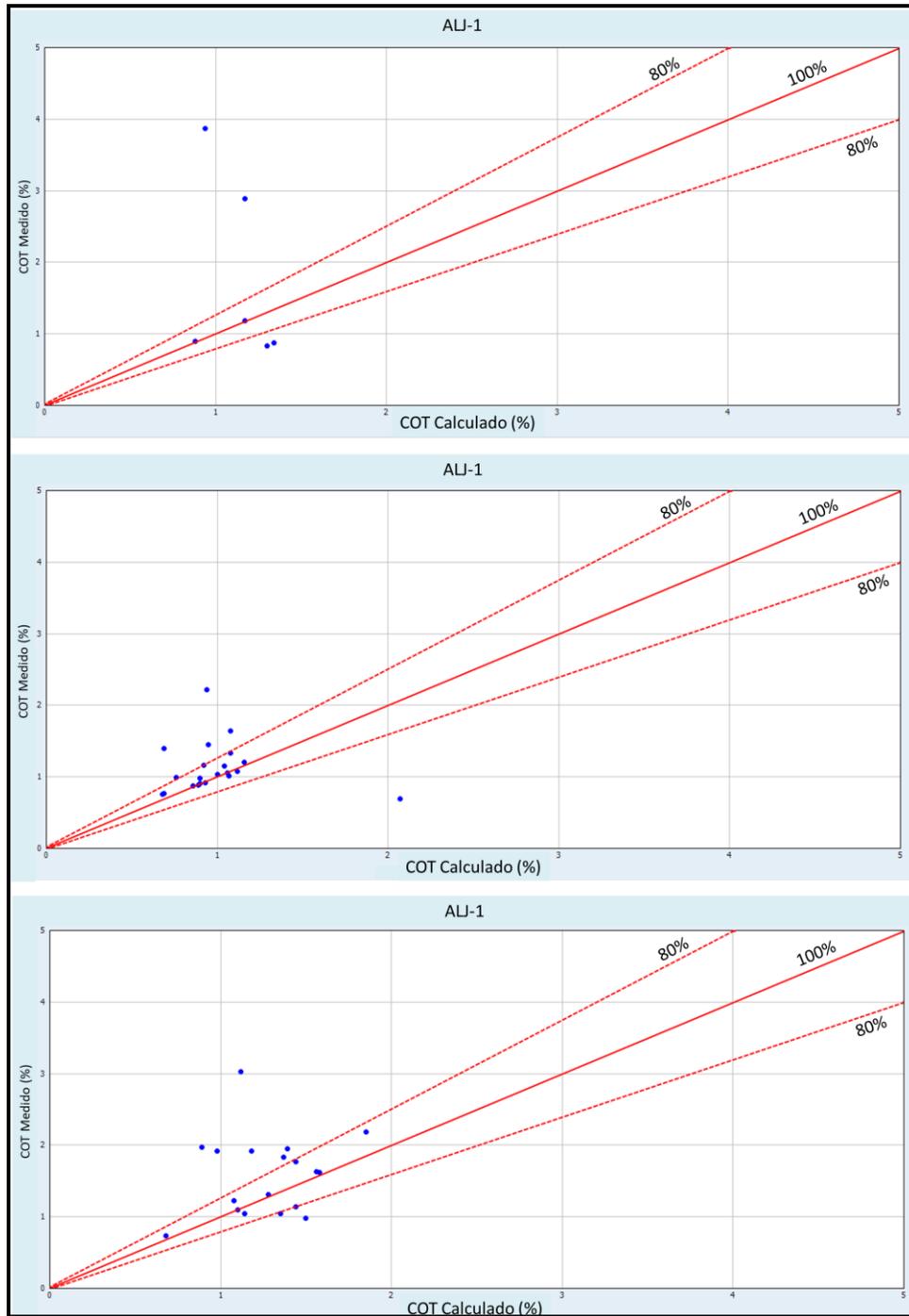


Figura 5. 17 Gráficos cruzados de COT medido versus calculado para las unidades Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio-Tardío respectivamente

### 5.4.2.2 Pozo AP-1

Este pozo registró una profundidad total de 11481' y perforó las tres unidades estudiadas, siendo la unidad Mioceno Medio-Tardío las que consta con mayor espesor de aproximadamente 4600' (Figura 5.18).

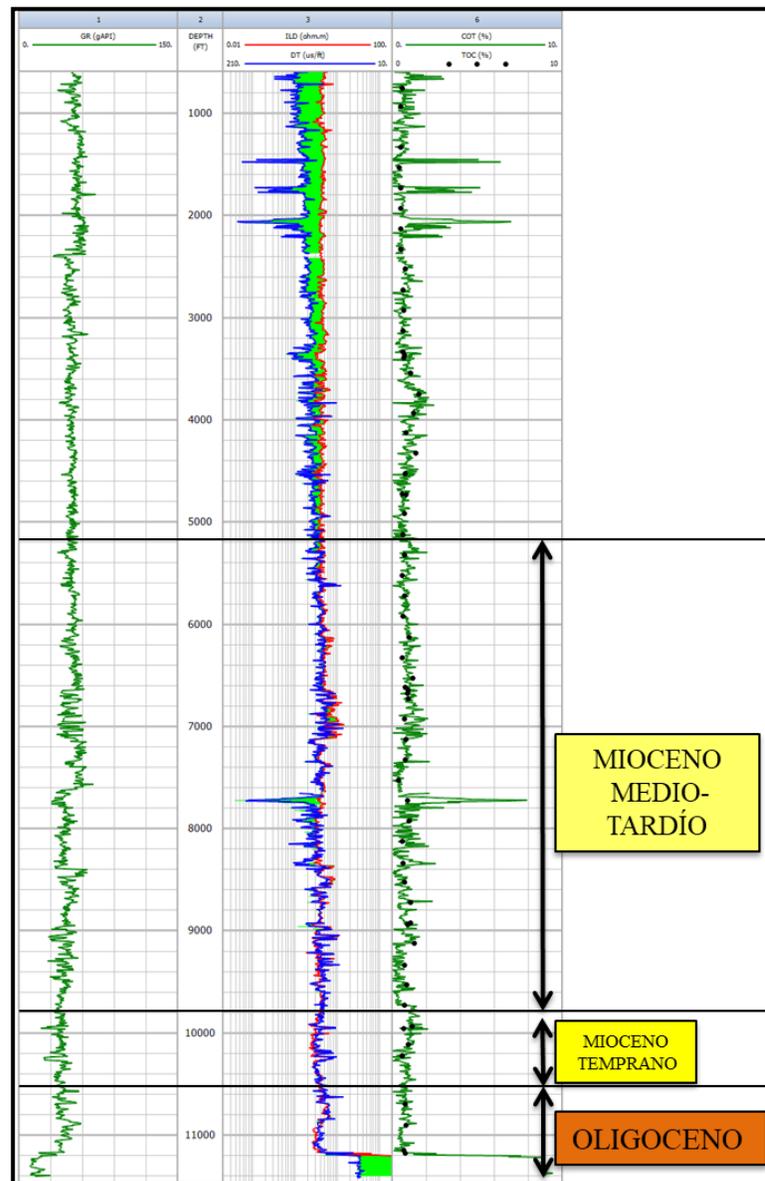


Figura 5.18 Perfil compuesto del pozo AP-1

Para las unidades Oligoceno y Mioceno Temprano no se observaron zonas enriquecidas con materia orgánica y los perfiles de resistividad y sónico sugieren lutitas estériles, además obteniendo porcentajes de COT pobres, los cuales se encuentran por debajo del 2% (Figura 5.18).

En cuanto al Mioceno Medio a Tardío se puede destacar que el intervalo mantiene porcentajes de COT menor a 2% en casi la totalidad de la unidad, aunque los registros de sónico y resistividad muestran una zona con posible enriquecimiento orgánico a una profundidad entre 6905' y 7000' los valores de COT apenas sobrepasan el 2% siendo el mayor valor 2.2%. A la profundidad de 7700' la curva del perfil sónico tiene un aumento que supera los 190  $\mu\text{seg/pies}$ , esto sugiere que se debe a las malas condiciones del hoyo no pudiéndolo corroborar ya que no se cuenta con el registro de calibración (Figura 5.18).

En la figura 5.19 se observa el gráfico cruzado de COT medido versus calculado que corresponde a la unidad Mioceno Medio a Tardío que nos muestra que el método de Passey mantiene una correlación mayor al 80% en más del 90% de las muestras.

Para este pozo la cantidad de muestras de COT obtenidas en laboratorio es buena ya que abarca todo el pozo siendo esto importante a la hora de calibrar la curva generada mediante el método de Passey. La correlación del COT medido versus el estimado supera el 80% en más del 85% de los puntos de calibración indicándonos que el método es confiable (Figura 5.20).

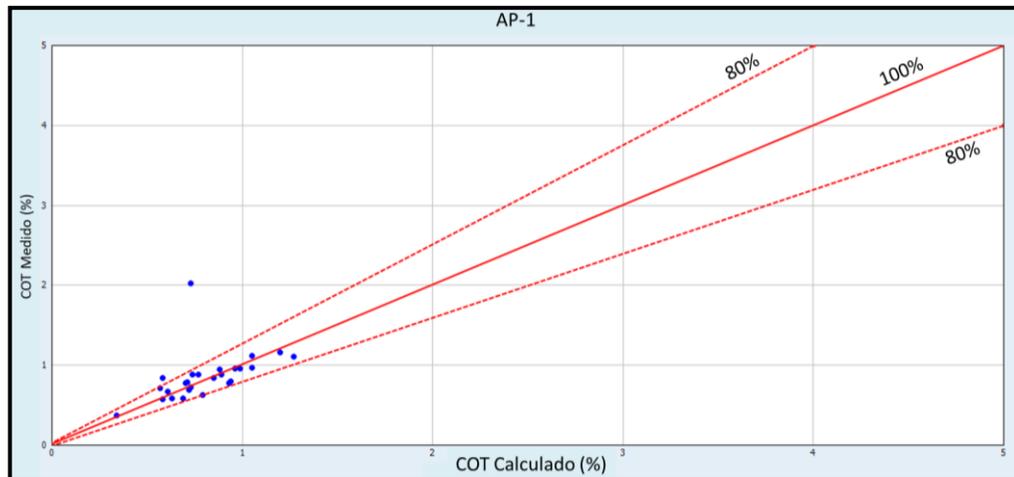


Figura 5.19 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío

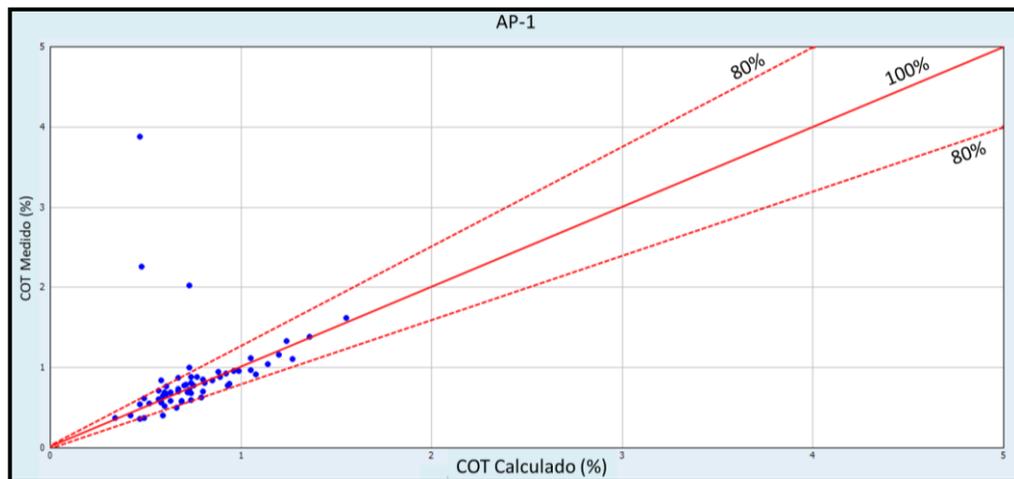


Figura 5.20 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para el pozo AP-1

### 5.4.2.3 Pozo AP-2

Este pozo perforó 12412' en este trayecto se identificaron rocas que datan del Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio a Tardío. Para conocer la continuidad vertical del COT en la sección completa del pozo se utilizó el registro compuesto del perfil sónico ya que es el único que cubre todo el pozo, además de ser el que mantuvo una mejor correlación con respecto a las muestras de geoquímica (Figura 5.21).

Los puntos de muestreos en este pozo solo se tomaron en la parte inferior del Mioceno Temprano y en el intervalo del Oligoceno con solo 11 puntos de calibración en este último y 2 que se encuentran fuera del rango de profundidad de los registros con un total de 35 muestras.

En la Figura 5.22 se muestran zonas ricas en contenido orgánico a nivel del Oligoceno (flecha negra) y la unidad Mioceno Temprano (flechas rojas). Estos intervalos a pesar de mostrar buenas características en los registros de resistividad y sónico solo los intervalos entre 12180'- 12120' y 11240'-11220' presentan un COT por encima del 2% en la curva de registro compuesto ya que en las muestras de geoquímica no superan el 1% en el primero de estos dos intervalos dado que en el otro no cuenta con punto de calibración para estimar una correlación.

Para la unidad Oligoceno, la cual cuenta con 11 muestras de geoquímica posee una correlación aceptable entre los valores de COT medido versus los calculados, en esta unidad 9 muestras se encuentran superando el 80% de correlación mostrando la fiabilidad del método utilizado (Figura 5.23).

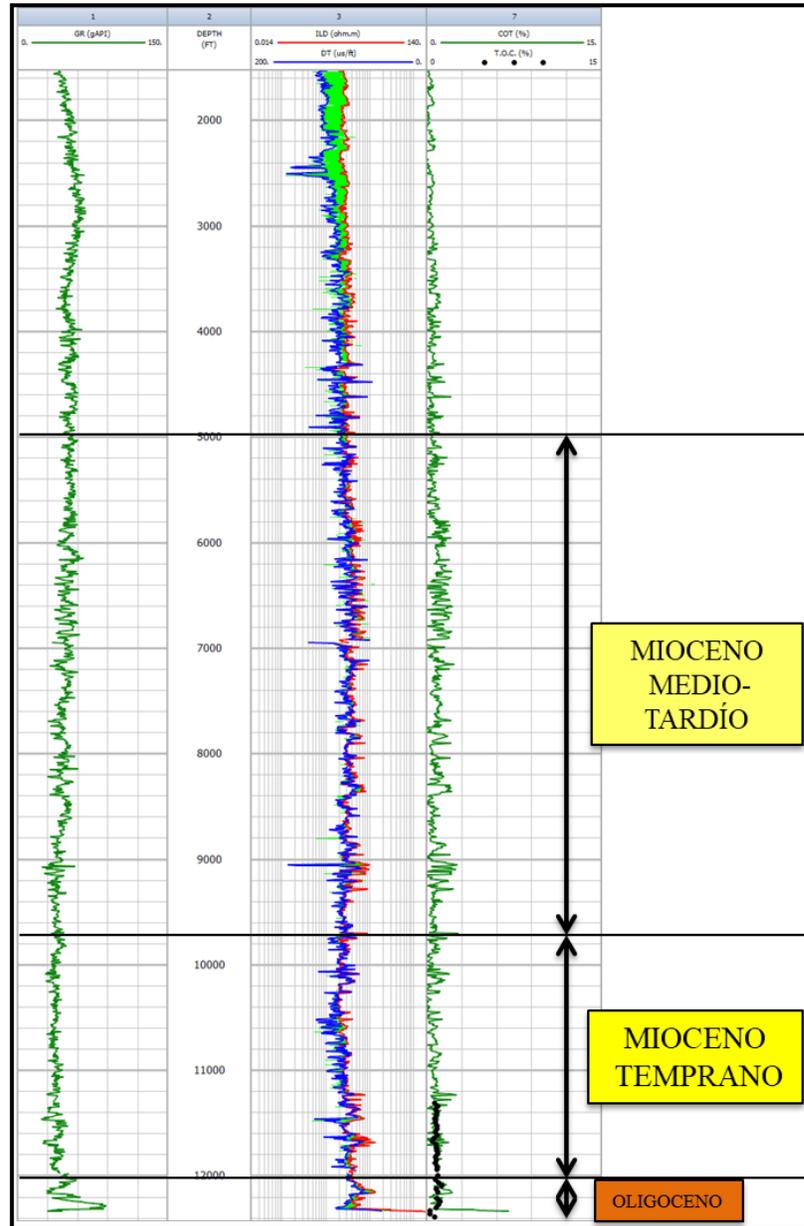


Figura 5.21 Perfil compuesto del pozo AP-2

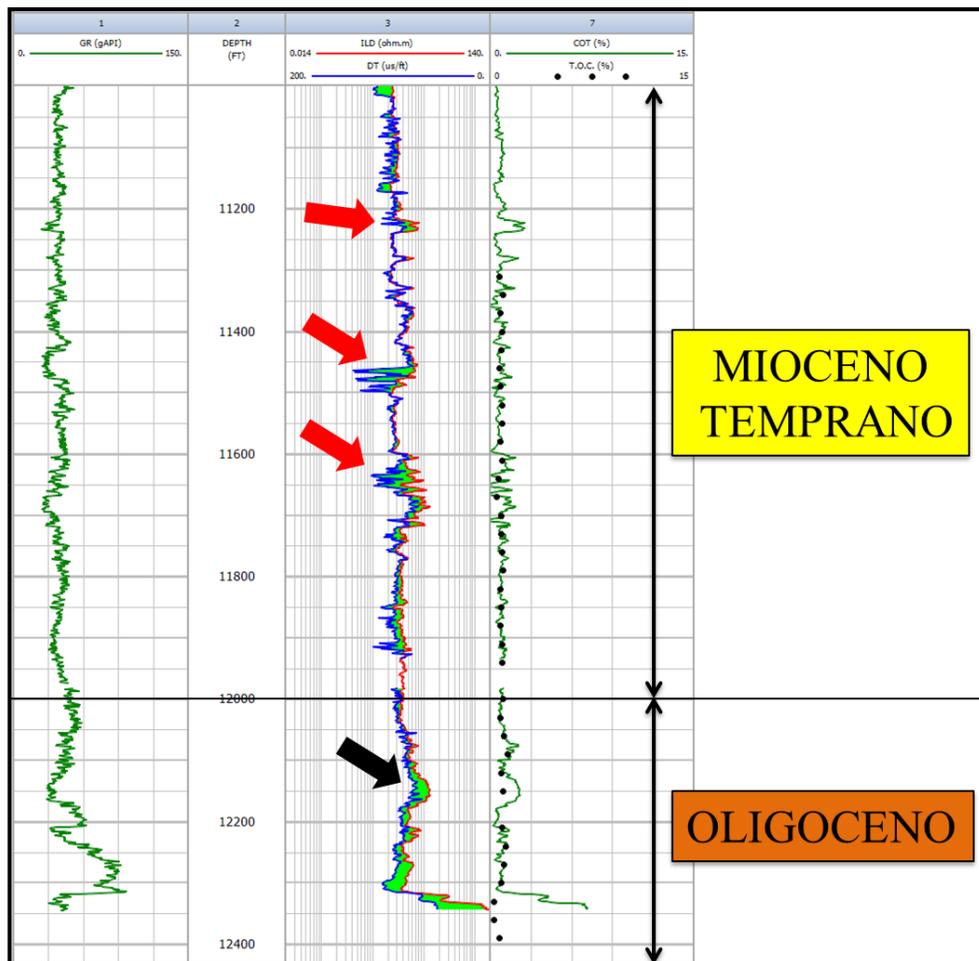


Figura 5.22 Perfil compuesto del pozo AP-2 mostrando intervalos de riqueza orgánica a nivel de las unidades Oligoceno y Mioceno Temprano

La unidad Mioceno Temprano contó con un total de 22 muestras de geoquímica de las cuales 20 de ellas se encuentran por encima del 80% de correlación. Curva generada por el registro compuesto mediante el perfil sónico mantiene la relación de los bajos valores de COT que indican los puntos de calibración (Figura 5.24).

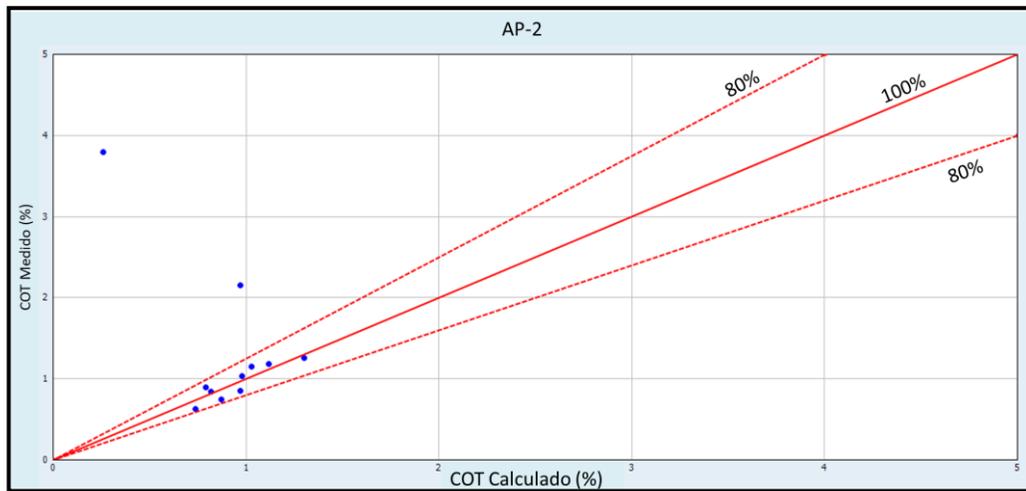


Figura 5.23 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno

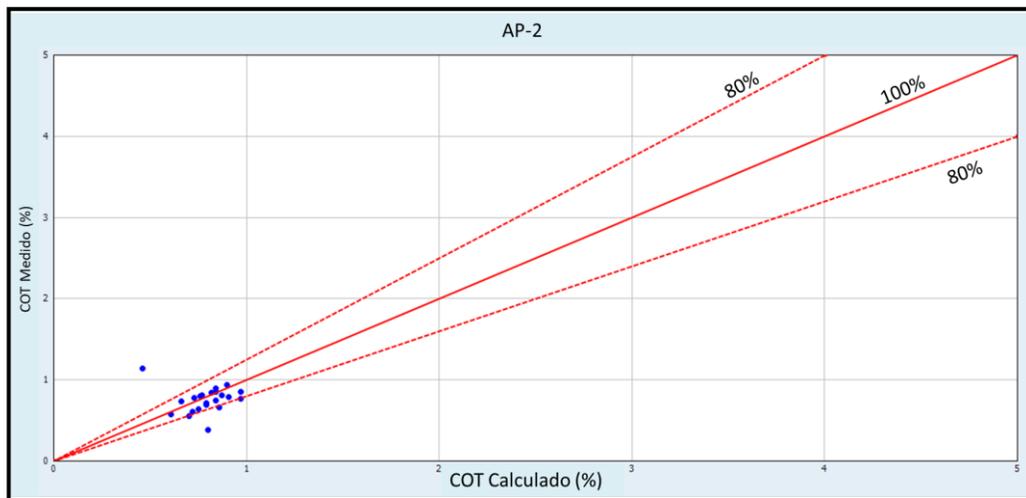


Figura 5. 24 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano

La unidad Mioceno Medio a Tardío no contiene muestras de geoquímica lo cual no permite realizar una correlación con el perfil compuesto.

#### 5.4.2.4 Pozo MSL-1

Con una profundidad total de 10167' este pozo penetró las unidades Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio a Tardío. Para la unidad Oligoceno se muestra un intervalo lutítico con un espesor de 460' el cual no está enriquecido con materia orgánica y presentando valores de COT por debajo de 2%. En el Mioceno Temprano con un espesor de 5300' el intervalo lutítico es de aproximadamente 1900' el cual presenta algunos espacios con riqueza orgánica con valores de COT <2% (Figura 5.25).

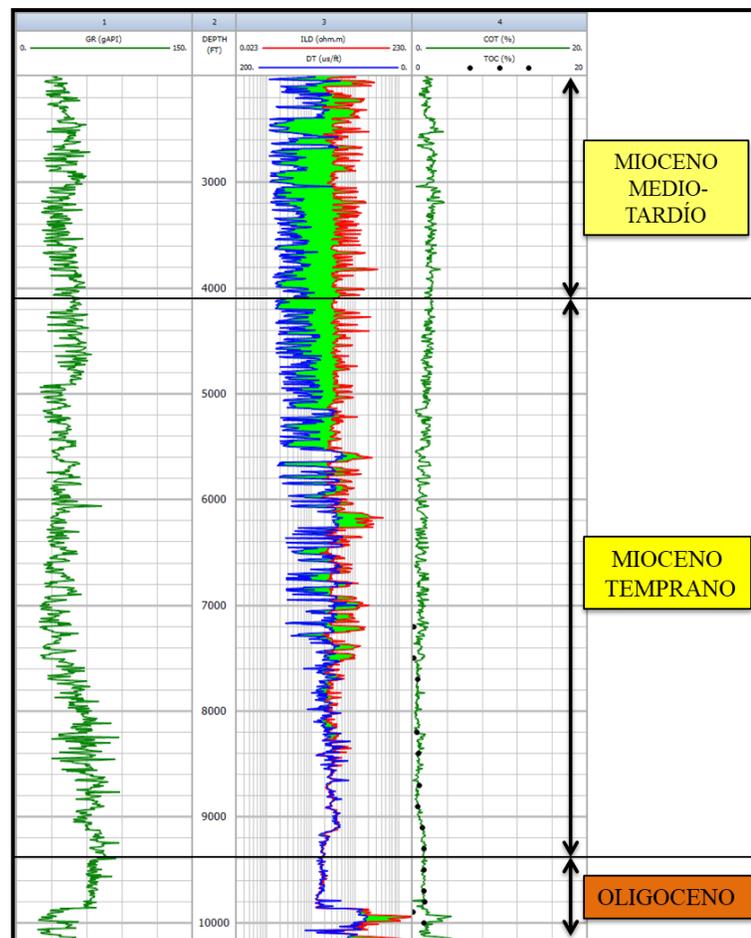


Figura 5.25 Perfil compuesto del pozo MSL-1

La cantidad de los puntos de muestreos para este pozo es bajo, a pesar de eso la correlación de estos con respecto a la curva generada es considerablemente buena, en el Oligoceno solo un punto de calibración (de un total de 5) está por debajo del 80% de correlación (Figura 5.26), ya para el Mioceno Temprano la mayoría de las muestras están por encima del 80% de correlación, otras dos muy cercanas a ese porcentaje y dos más muy por debajo del 80% (Figura 5.27).

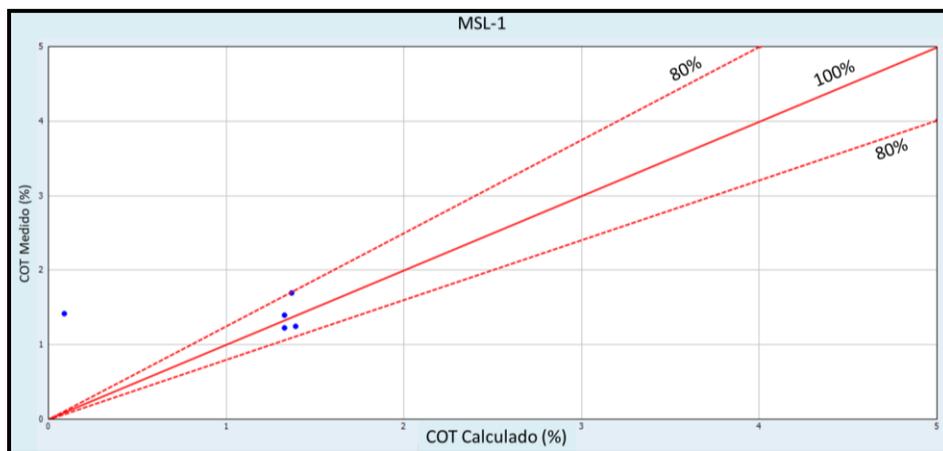


Figura 5.26 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno

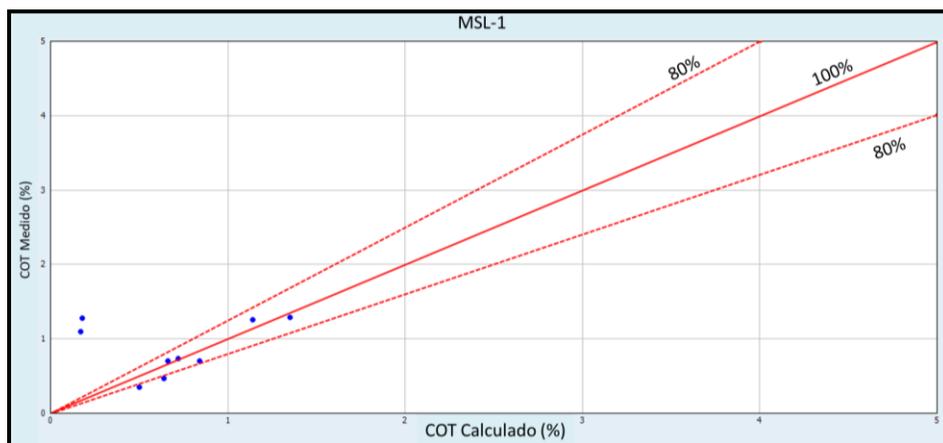


Figura 5.27 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano

### 5.4.2.5 Pozo PNL-1

Este pozo registró como profundidad final 14685' donde se atravesaron rocas de edades Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio a Tardío (Figura 5.28). La Unidad Oligoceno en este pozo supera los 2000' de espesor pero la información obtenida de los registros fue incompleta, esto conlleva a no poder calcular valores de COT después de los 13500' y no poder correlacionarlo con todos los puntos de calibración, así como también no conocer la continuidad vertical del COT en toda la unidad Oligoceno.

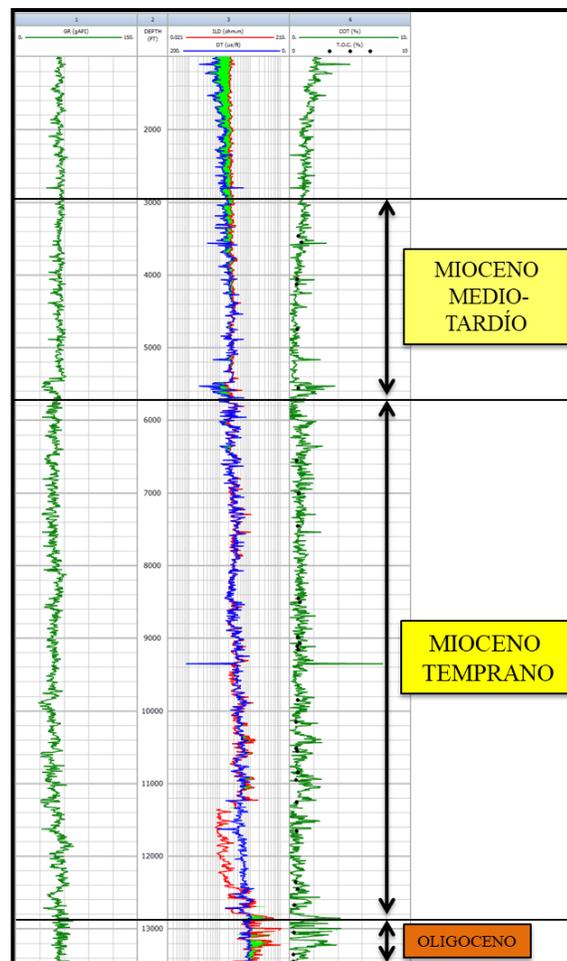


Figura 5.28 Perfil compuesto del pozo PNL-1

Para la unidad Mioceno Temprano la Figura 5.29 muestra que los valores de COT medidos en laboratorio no superan el 1% siendo esto señal de un COT pobre, después de aplicar el método de Passey se obtuvo que la correlación de los puntos de calibración con respecto a la curva generada supera el 80% en todas las muestras.

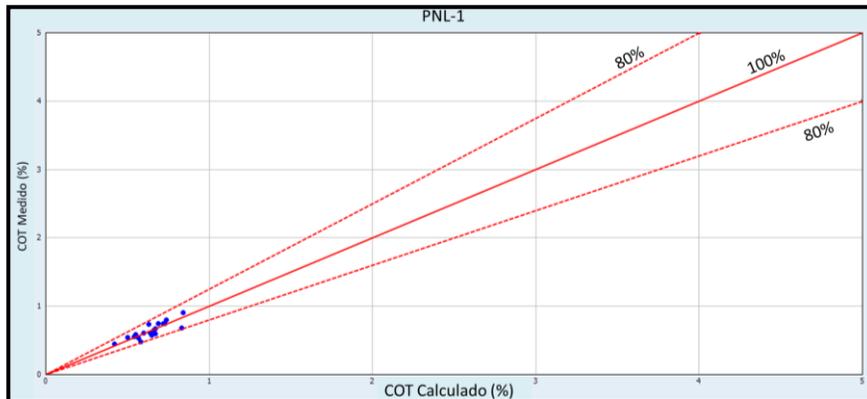


Figura 5.29 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano

En la unidad Mioceno Medio a Tardío la correlación de los puntos de calibración y la curva de COT generada es muy buena ya que 5 muestras de 6 superan el 80% de correlación (Figura 5.30).

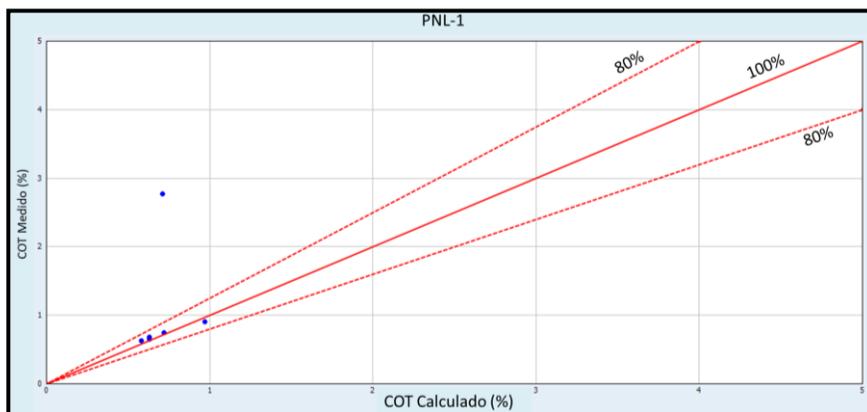


Figura 5.30 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío

#### 5.4.2.6 Pozo ECT-1

Este pozo perforó 11970' atravesando rocas que comprenden las edades Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio-Tardío. Para las tres unidades estudiadas se cuenta con una gran cantidad de datos geoquímicos, esto conlleva a una mejor calibración en toda la sección del pozo. Para este pozo se utilizó el perfil sónico ya que se obtuvo la mejor correlación con respecto a las muestras de COT calculado en laboratorio (Figura 5.31).

Para la unidad Oligoceno solo se contó con un total de 11 puntos de calibración, de los cuales 10 de ellos sobrepasan el 80% de correlación, esto nos demuestra que el método utilizado cuenta con una gran precisión (Figura 5.32).

La Figura 5.33 muestra un gráfico cruzado del Mioceno Temprano donde podemos observar la gran cantidad de puntos de calibración que esta unidad contiene, siendo un total de 74 puntos de los cuales solo 9 (poco más del 10%) se encuentran por debajo del 80% de correlación. También se observa que a pesar de contar con una gran cantidad de puntos de calibración solo 1 de ellos está por encima del 2% siendo la gran mayoría prueba de un COT pobre.

Al igual que para la unidad anterior esta unidad cuenta con una gran cantidad de puntos de calibración, de los cuales la gran mayoría supera el 80% de correlación, siendo 4 muestras que se encuentran cercanas a este porcentaje pero por debajo y 3 que tienen muy bajo porcentaje de correlación. Las muestras indican un COT pobre en esta unidad ya que todos los puntos apenas superan el 1% (Figura 5.34).

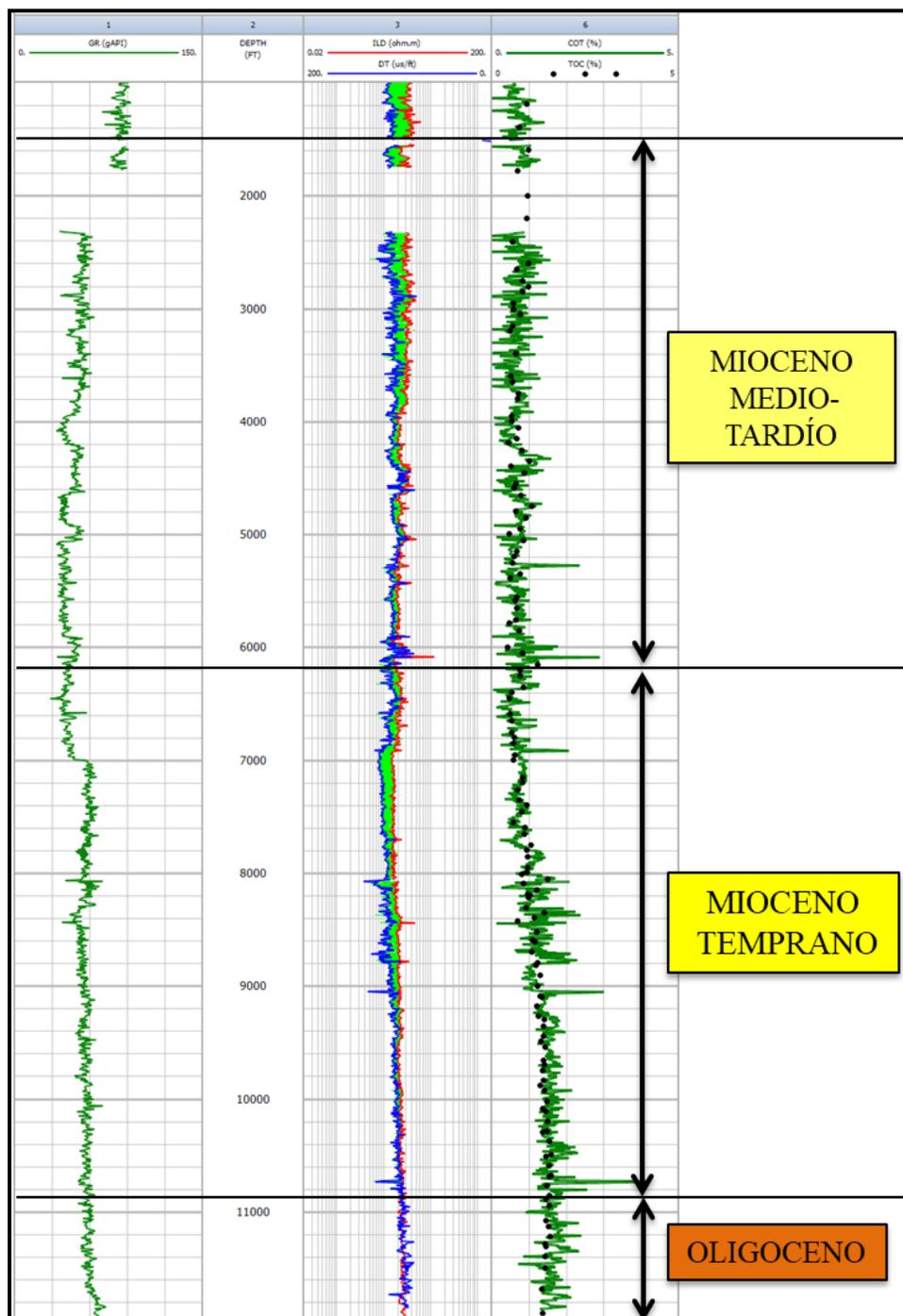


Figura 5.31 Perfil compuesto del pozo ECT-1

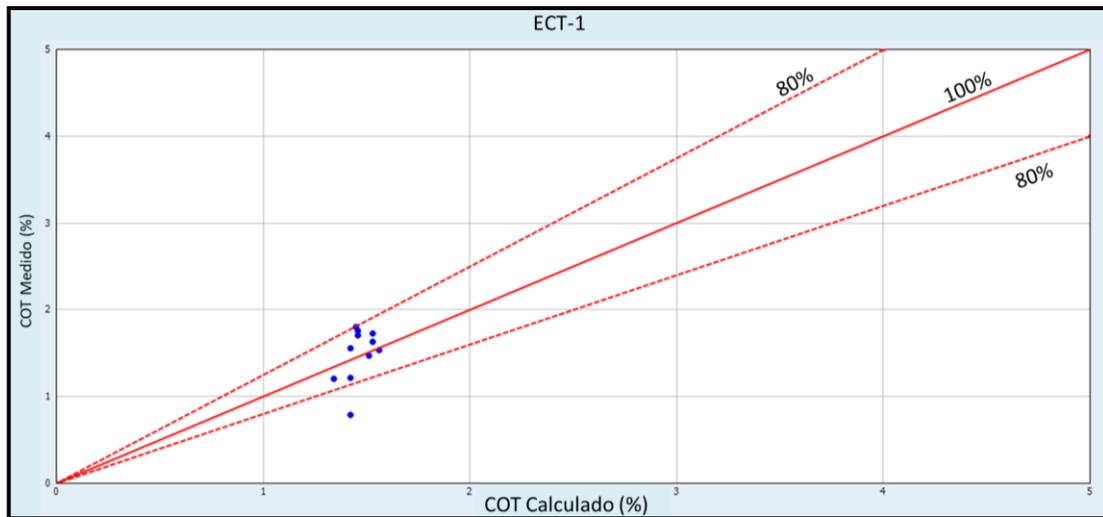


Figura 5.32 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno

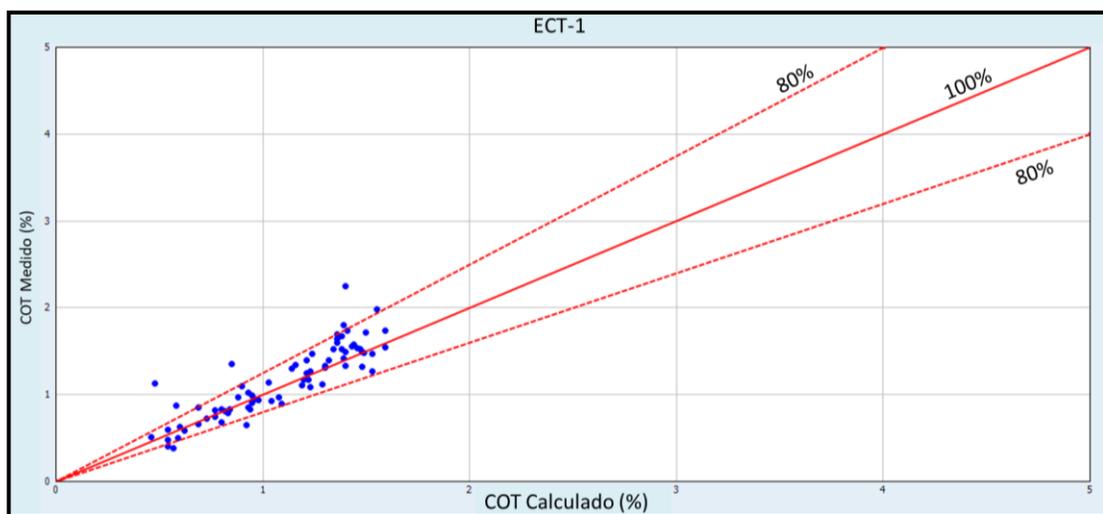


Figura 5.33 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano

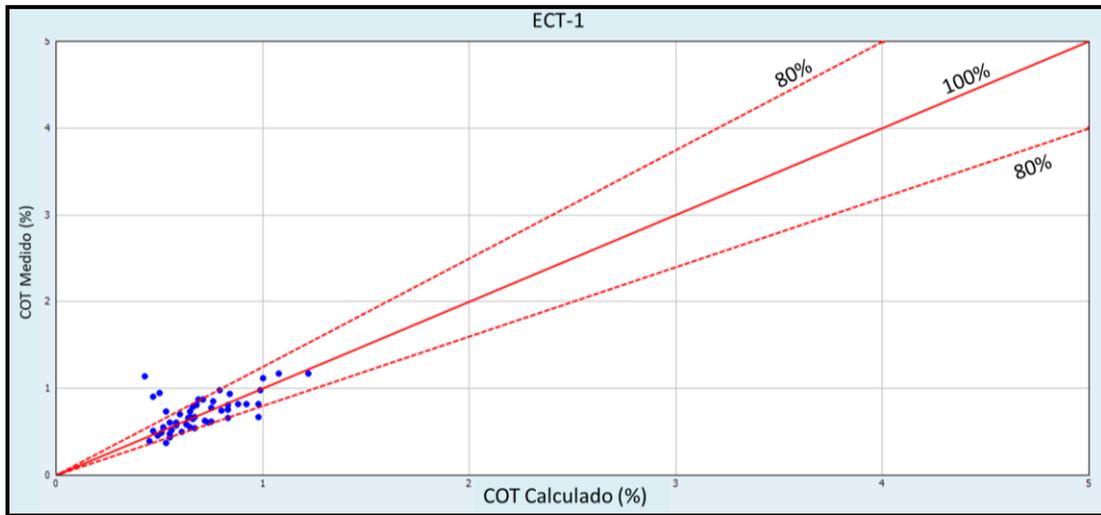


Figura 5.34 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío

Al observar este pozo se puede constatar que el método utilizado cuenta con una gran precisión, obteniendo correlaciones mayores a 80% en la mayoría de las muestras.

#### 5.4.2.7 Pozo ECB-1

Este pozo cuenta con una profundidad final de 11405' y atravesó rocas que pertenecen al Oligoceno, Mioceno Temprano y mioceno Medio a Tardío (Figura 5.35). La unidad Oligoceno solo cuenta con 905' de espesor y no cuenta con puntos de calibración en dicho intervalo, esto no nos permite obtener correlación entre datos medidos y estimados. Otra característica presente en esta unidad es que las lecturas de los registros de resistividad y tiempo de tránsito no son confiables ya que a esta profundidad el hoyo presenta malas condiciones (flecha azul), esto de acuerdo a lo observado en la curva de calibración (Figura 5.35).

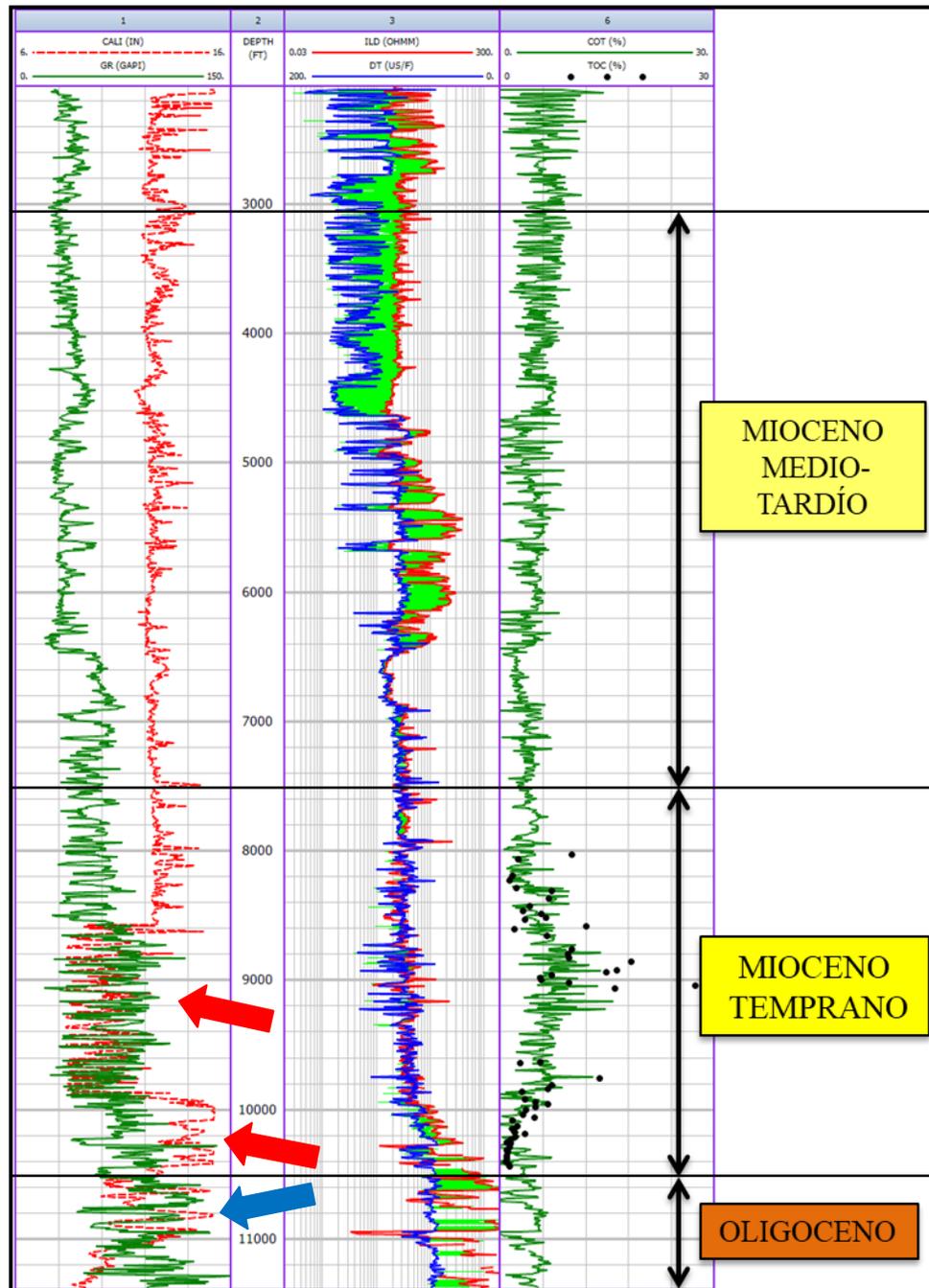


Figura 5.35 Perfil compuesto del pozo ECB-1

Para la unidad Mioceno Temprano se cuentan con todas las muestras de COT medidas en laboratorio, estas muestras tienen una baja correlación con la curva generada mediante los perfiles ya que en el pozo fueron identificadas cavernas en varias secciones (flechas rojas) mostradas en la Figura 5.35. Al observar el gráfico cruzado de COT medido versus calculado notamos la baja correlación antes mencionada, se puede contemplar que la mayoría de las muestras se encuentran por debajo del 80% de correlación (Figura 5.36).

A nivel del mioceno Medio a Tardío no contamos con valores de COT medidos en laboratorio lo que conlleva a no poder obtener un grado de confiabilidad de los valores que arroja la curva creada mediante los registros.

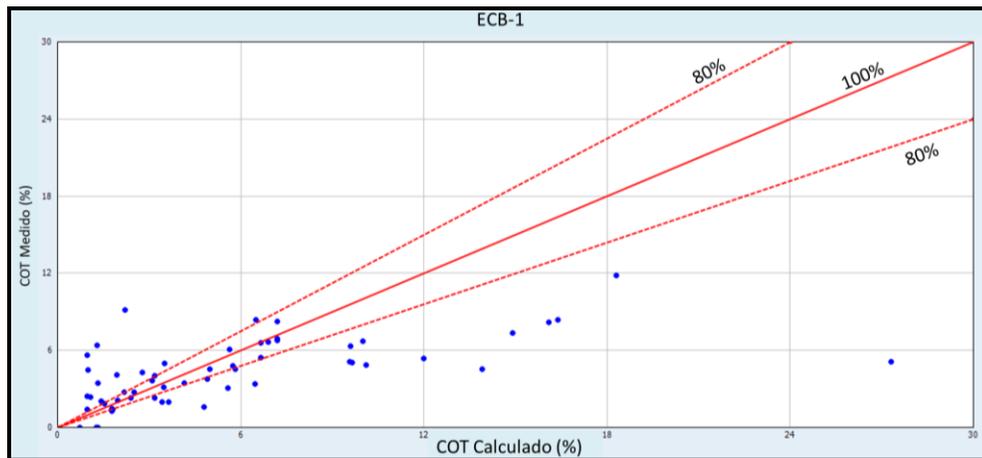


Figura 5.36 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano

#### 5.4.2.8 Pozo LEM-1

Durante la perforación del pozo se atravesaron rocas que datan desde el Paleoceno hasta el Mioceno Medio a Tardío obteniendo una profundidad final de 12764'. En este pozo se aplicaron los dos métodos (Passey y "*Bulk Density*"), obteniendo una correlación con respecto a las muestras de geoquímica relativamente iguales pero el método con mejor calibración fue el de Passey (Figura 5.37).

Para la unidad Oligoceno el registro de calibración muestra que el hoyo se encuentra en malas condiciones, esto hace que la correlación del COT medido versus el estimado no sea confiable (Figura 5.37). La unidad solo cuenta con 6 muestras de geoquímica de las cuales solo 2 se encuentran con porcentaje de correlación por encima del 80% (Figura 5.38).

En la unidad Mioceno Temprano todavía el hoyo mantiene mala condiciones en el intervalo 11150'-10310', a pesar de las malas condiciones en ese intervalo se encuentran 5 muestras de geoquímica las cuales tienen una buena correlación, en el resto de la unidad los puntos de calibración también mantienen buena correlación la cual se encuentra en la mayoría de los puntos por encima del 80% (Figura 5.39).

Hacia la unidad Mioceno Medio a Tardío con un espesor de 9700' las muestras de geoquímica se encuentran en el intervalo entre 9700'-8000'teniendo 18 puntos de calibración, de los cuales 14 de ellos cuentan con un porcentaje de correlación mayor a 80%. Entre las profundidades 8500'-7800' el hoyo también presenta malas condiciones y a pesar de eso la correlación es buena para la mayoría de los puntos de calibración (Figura 5.40).

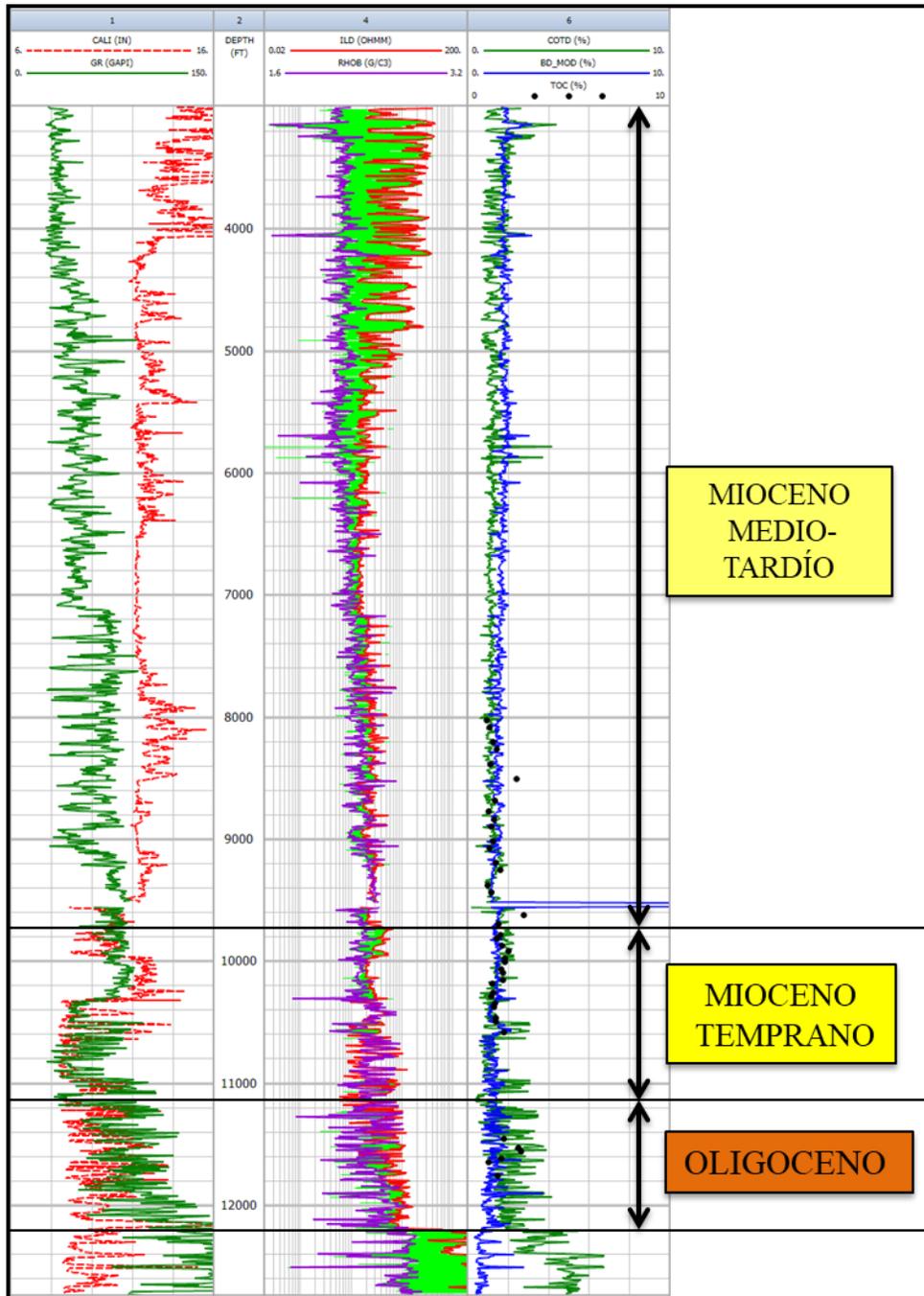


Figura 5.37 Perfil compuesto para el pozo LEM-1

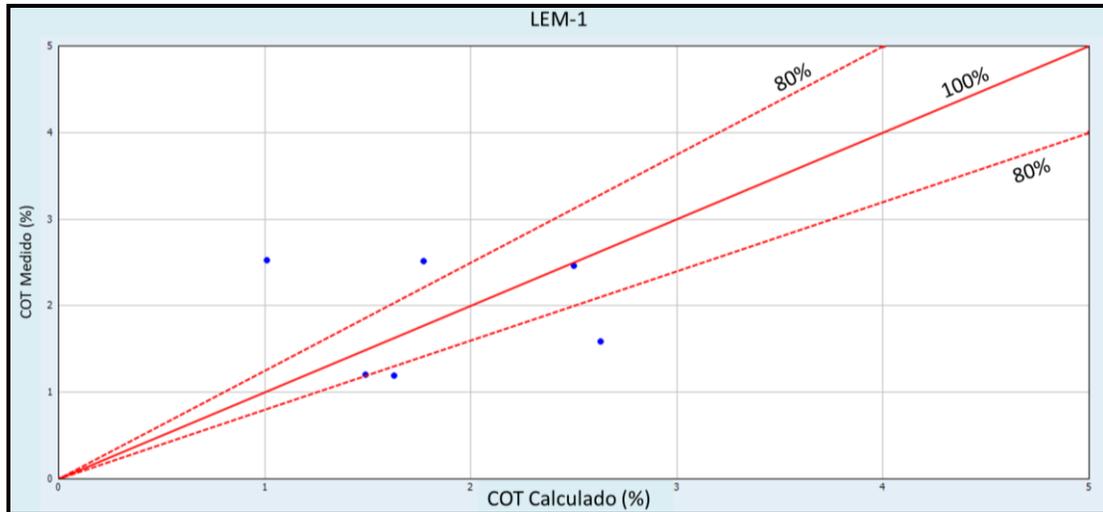


Figura 5.38 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno

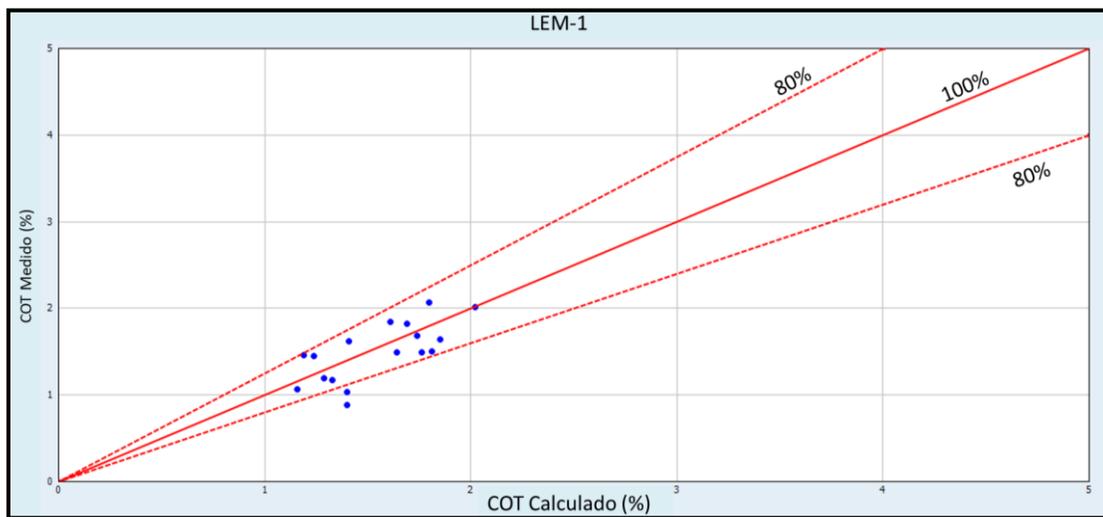


Figura 5.39 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano

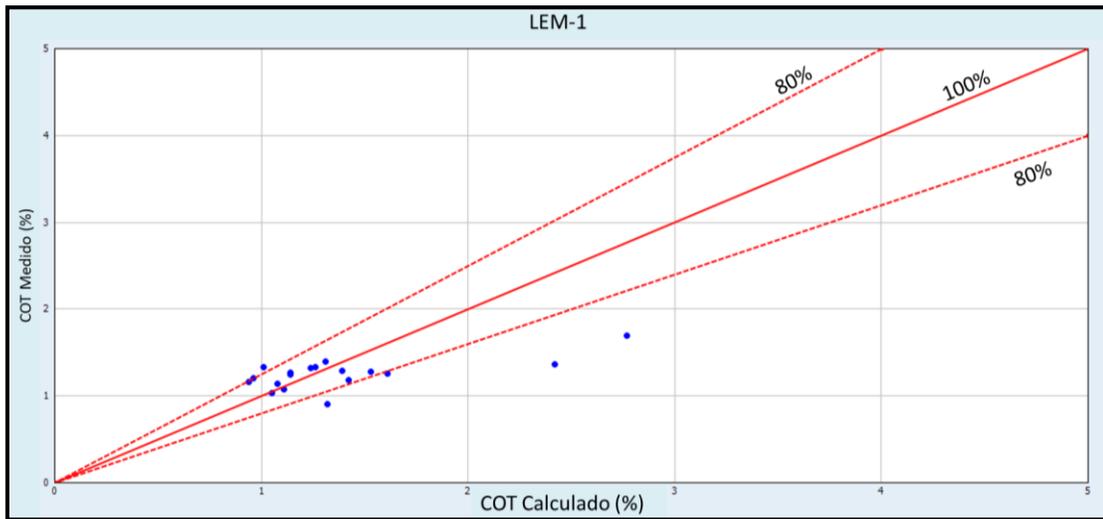


Figura 5.40 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Medio-Tardío

#### 5.4.2.9 Pozo BTL-1

Este pozo registró una profundidad total de 10084' y atravesó las unidades que van desde el Paleoceno hasta el Plioceno, además de mantener el Mioceno Temprano ausente debido a su erosión (Figura 5.41).

La unidad Paleoceno es quien mantiene la mayor cantidad de muestras de geoquímica con un total de 48. Aproximadamente el 75% de las muestras mantienen un buen porcentaje de correlación (>80%) (Figura 5.42). El pozo presenta valores altos (>2%) de COT en varios intervalos después de los 9800' aunque no se encuentran puntos de calibración en dichos intervalos para poder mantener un nivel de correlación confiable.

La unidad Oligoceno presenta 10 muestras de geoquímica de las cuales 9 de ellas mantienen una buena correlación que supera el 80% (Figura 5.43). Esta unidad

muestra intervalos que sugieren enriquecimiento orgánico y valores de COT que oscilan entre 3-4% mediante la curva del registro compuesto en dichos intervalos.

Para la sección Mioceno Medio a Tardío no se contó con muestras de geoquímica que ayuden a mostrar una correlación confiable, siendo esta una unidad presenta intervalos arenosos y poca compactación de sedimentos a medida que se acerca a la superficie.

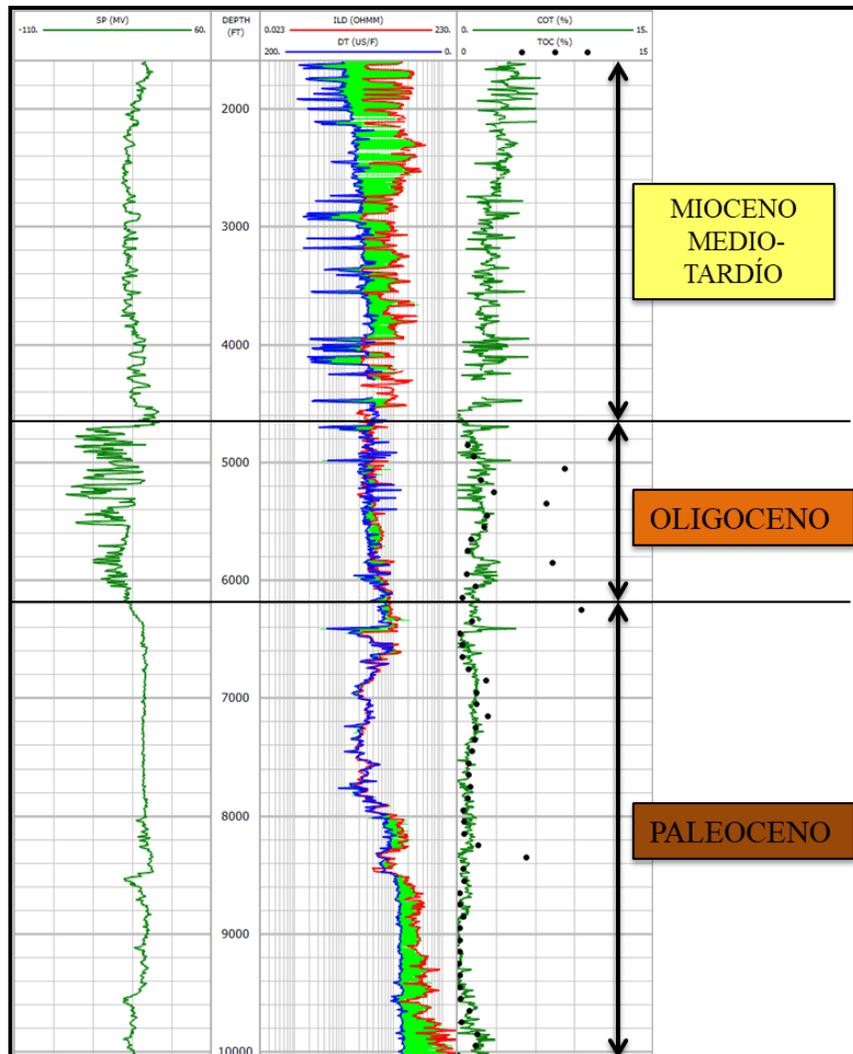


Figura 5.41 Perfil compuesto del pozo BTL-1

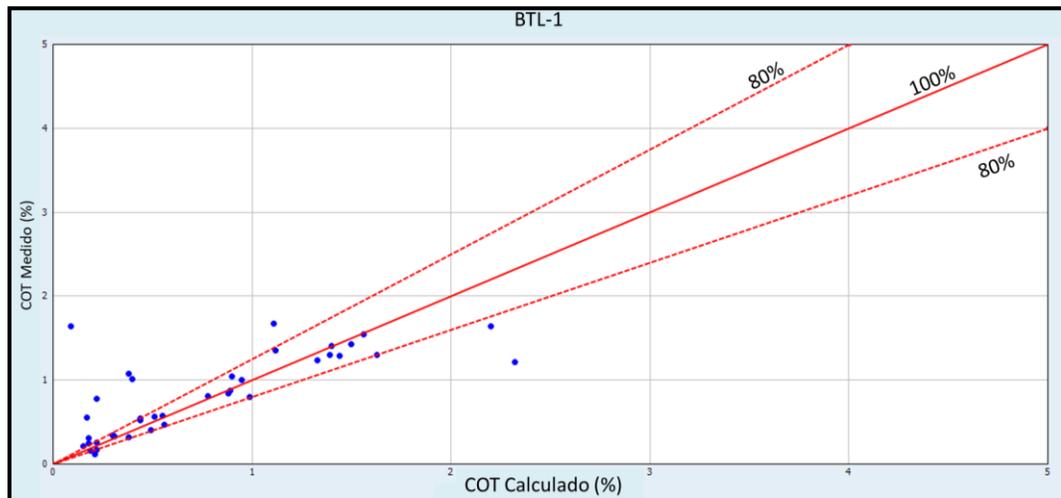


Figura 5.42 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Paleoceno

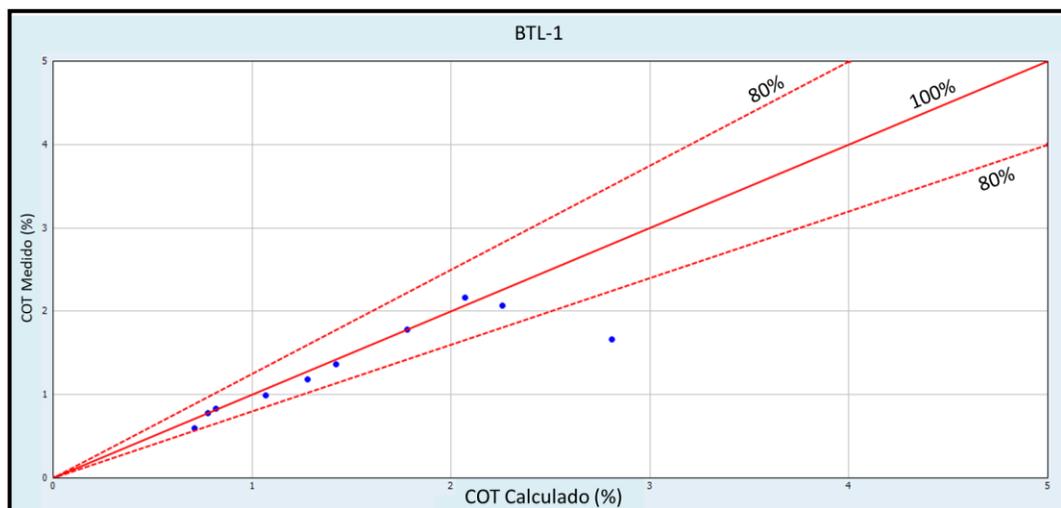


Figura 5.43 Gráfico cruzado de COT medido versus calculado para la unidad Oligoceno

### 5.4.3 Comparación entre métodos de estimación de COT

Después de haber aplicado dos métodos de estimación de COT en diferentes pozos podemos decir que la metodología de Passey proporcionó mejores resultados en cuanto a mejor correlación de datos medidos versus calculados en más del 80% de los casos.

Para observar mejor las diferencias que presentaron los métodos a la hora de la calibración se presentan ejemplos de algunos pozos que contaban con los requisitos para poder aplicarle ambos métodos.

Al hacer la comparación entre ambos métodos usamos como primer ejemplo el pozo ALJ-1 donde se puede observar que en la unidad Mioceno Temprano la metodología de Passey obtuvo una mejor correlación entre valores de COT medidos versus los calculados. De un total de 21 muestras de geoquímica presente en este intervalo 15 de ellas (71% de las muestras) se encuentran con un porcentaje de correlación que supera el 80%, esto para la técnica de Passey. Cuando hablamos de la metodología “*Bulk Density*” solo 11 muestras (52%) cuentan con una correlación >80% para la misma cantidad de muestras (Figura 5.44).

Otro ejemplo es el pozo LEM-1, donde se puede observar una buena correlación en la unidad Mioceno Temprano por parte de la metodología “*Bulk Density*” pero al compararla con la de Passey esta última muestra mejores resultados en cuanto a correlación nos referimos. En esta unidad el pozo cuenta con 17 muestras de geoquímica las cuales por medio de la técnica de Passey 15 de ellas (88%) mostraron una correlación >80%, por el contrario la técnica “*Bulk Density*” en estas 17 muestras solo 12 (71%) apenas superan el 80% de correlación (Figura 5.45).

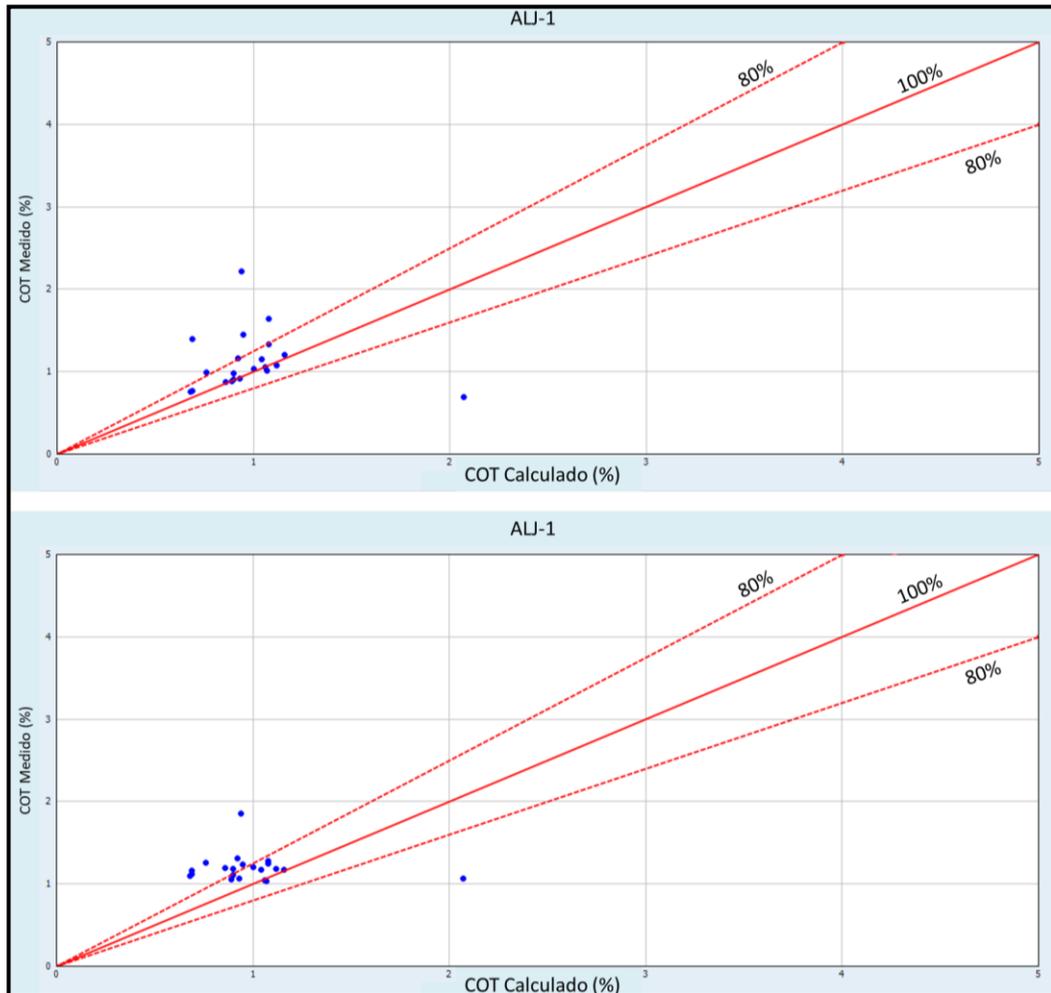


Figura 5. 44 Gráficos cruzados de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano del pozo ALJ-1 mediante la técnica de Passey y “Bulk Density” respectivamente

Estos gráficos demuestran la efectividad a la hora de correlacionar con el método de Passey, generando buenos resultados en la mayoría de los pozos, aunque el estado del pozo (siendo este uno de varios factores influyentes) juega un papel importante a la hora de crear los registros compuestos, mientras el pozo mantenga mejores condiciones la correlación será mucho más efectiva.

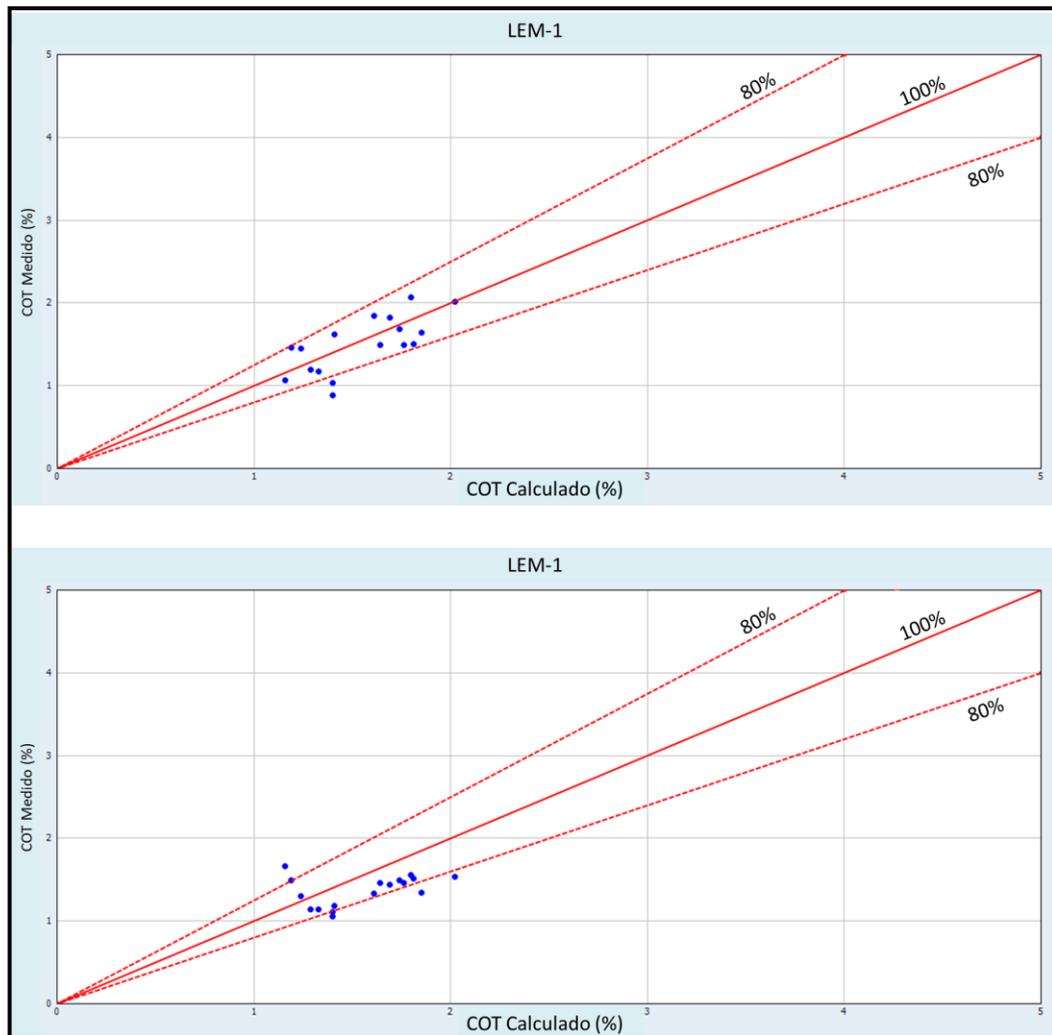


Figura 5.45 Gráficos cruzados de COT medido versus calculado para la unidad Mioceno Temprano del pozo LEM-1 mediante la técnica de Passey y “Bulk Density” respectivamente

### 5.4.4 Mapas de distribución de COT mediante perfiles de pozos

Para crear los siguientes mapas fueron utilizadas las curvas de COT de los 39 pozos con dicha información. Los mapas creados comprenden las edades Oligoceno, Mioceno Temprano y Mioceno Medio a Tardío.

El mapa de distribución de la unidad Oligoceno se presenta en la Figura 5.46 (Anexo 5) donde se observa que la riqueza orgánica se concentra en la parte sur de la cuenca del VIM, los valores más altos se encuentran en los pozos ECB-1 y CR-9 los cuales presentan valores de 6.1% y 4.3% respectivamente, valores que comprenden una zona excelente. Hacia la subcuenca de Plato los pozos con mejores valores son PNL-1 que se encuentra en la parte norte y ECT-1 hacia la parte este, estos pozos muestran porcentajes entre 1-2% encontrándose en una zona media de COT.

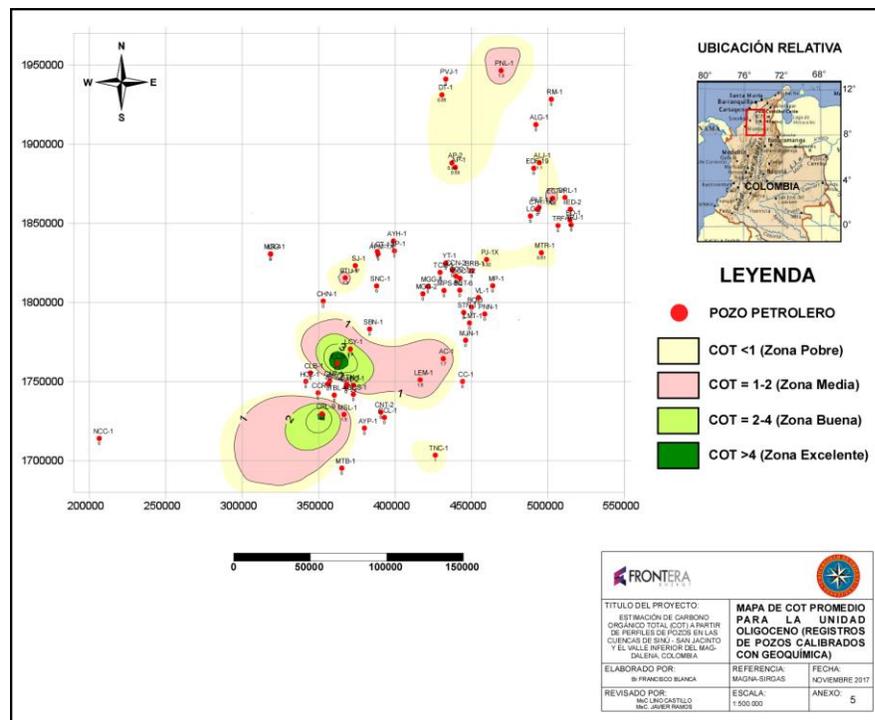


Figura 5.46 Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Oligoceno

Al comparar el mapa de distribución de COT creado mediante perfiles de la unidad Oligoceno con el mapa elaborado mediante valores promedios medidos en muestras de rocas notamos que presenta algunas diferencias este último donde los valores de COT en el pozo ECB-1 se encuentran en un promedio de 2-4% y en el mapa creado mediante perfiles este mismo pozo está por encima del 4% su valor de COT, así como también el pozo AC-1 que en mapa de datos convencionales tiene porcentajes por encima de 4% y en el mapa creado mediante perfiles su porcentaje es de apenas 1.7%, todo esto en la parte sur de la cuenca (Figura 5.47).

Hacia la parte norte de la cuenca los valores pertenecen a una zona media a pobre siendo los pozos ALJ-1, EDF-19 y ECT-1 con promedios que apenas sobrepasan el 1% con un valor mayor de 1.6% de COT en el mapa creado con valores medidos en el laboratorio, para el mapa creado mediante perfiles los valores más altos pertenecen a los pozos PNL-1 y ECT-1 con 1.3% y 1.6% respectivamente (Figura 5.47).

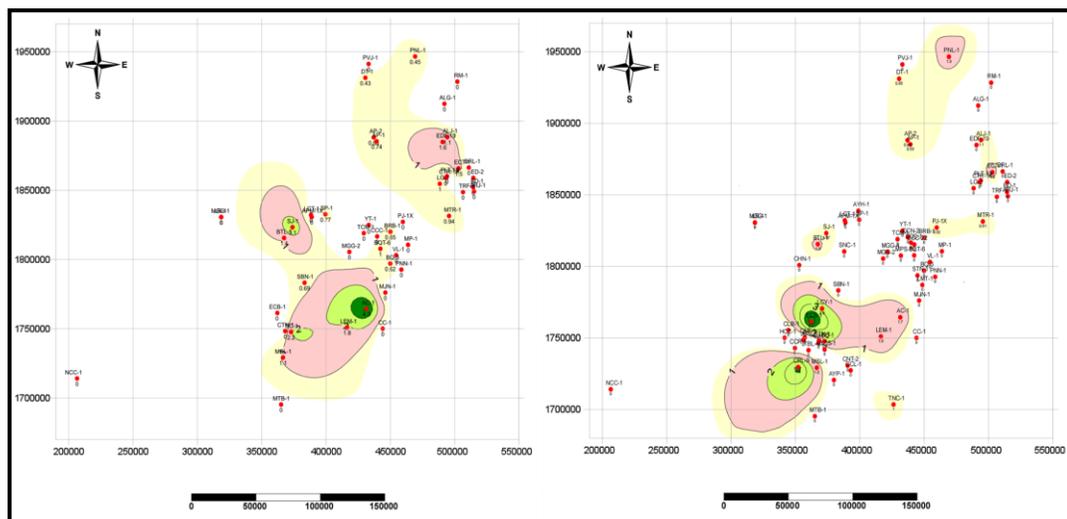


Figura 5.47 Comparación entre mapas de COT para datos convencionales (izquierda) y estimados mediante perfiles (derecha)

Para la unidad Mioceno Temprano se muestra el mapa de distribución de COT en la Figura 5.48 (Anexo 6). El mapa creado mediante perfiles de esta unidad muestra una distribución de COT similar al de la unidad anterior con valores altos en los pozos ECB-1 y CR-9, en esta unidad MSL-1 al igual que los pozos mencionados con anterioridad presenta porcentajes por encima de 3% comprendiendo una zona buena. La mejor zona de COT se encuentra en la parte sur de la cuenca ya que en la parte centro y norte los pozos con datos geoquímicos se encuentran en una zona pobre con valores <1%.

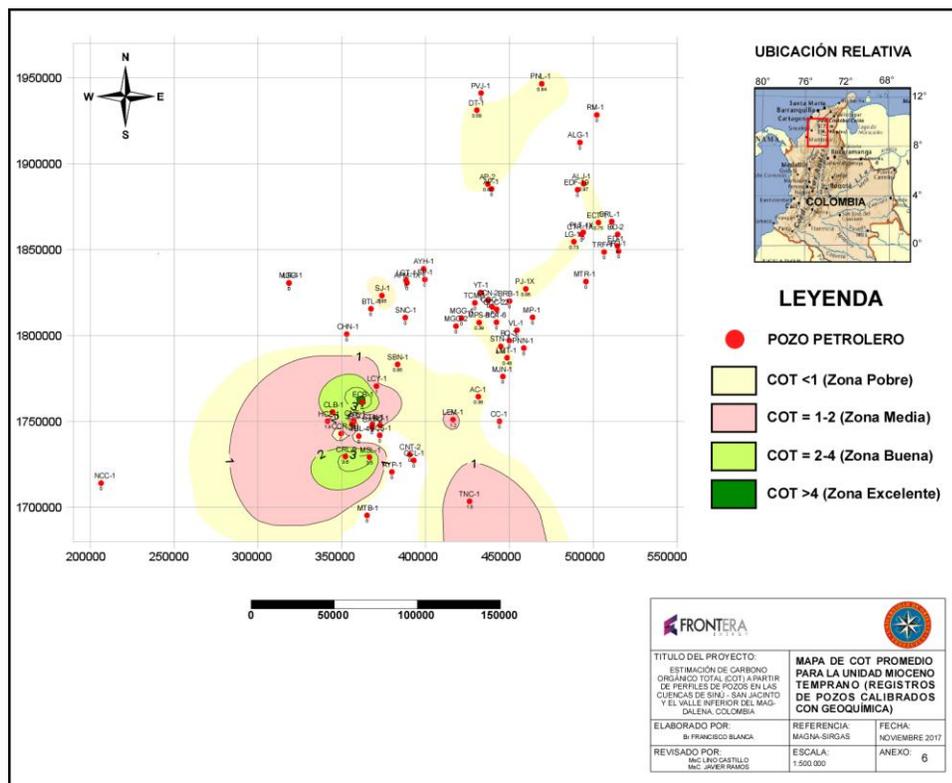


Figura 5.48 Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Mioceno Temprano

La Figura 5.49 muestra la comparación de los mapas creados mediante datos convencionales y datos obtenidos de perfiles. Se observa que en los dos mapas la tendencia de un COT de buenos valores se adueña de la parte sur de la cuenca en especial del pozo ECB-1. En el mapa de geoquímica convencional el pozo MSL-1 contiene valores bajos pero ya para el mapa de geoquímica no convencional este pozo obtuvo valores que superan el 3%. Las zonas centro y norte presentan datos de una zona pobre en los dos mapas, haciendo excepción solo en los pozos ALJ-1, EDF-19 y ECT-1 que tienen valores de una zona media (COT entre 1-2%) en el mapa de geoquímica convencional.

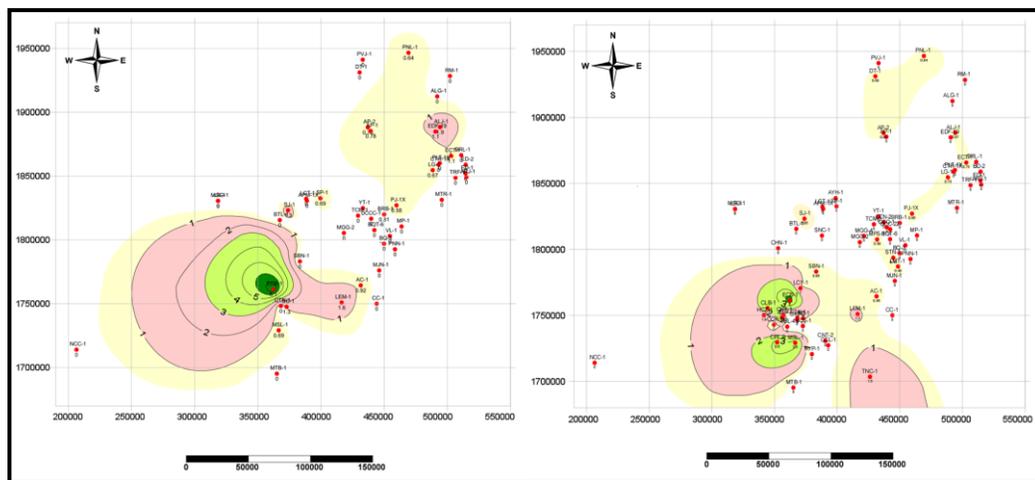


Figura 5.49 Comparación entre mapas de COT para datos convencionales (izquierda) y estimados mediante perfiles (derecha)

En la unidad Mioceno Medio-Tardío los valores de COT  $>2\%$  (zona buena a excelente) se encuentran en los pozos ECB-1 y BTL-1 ocupando estos las parte sur y centro de la cuenca respectivamente. Para la parte norte de la cuenca los pozos ALJ-1 y EDF-19 contienen valores de COT medio (1-2%), los demás pozos con información geoquímica muestran valores por debajo del 1% (Figura 5.50) (Anexo 7).

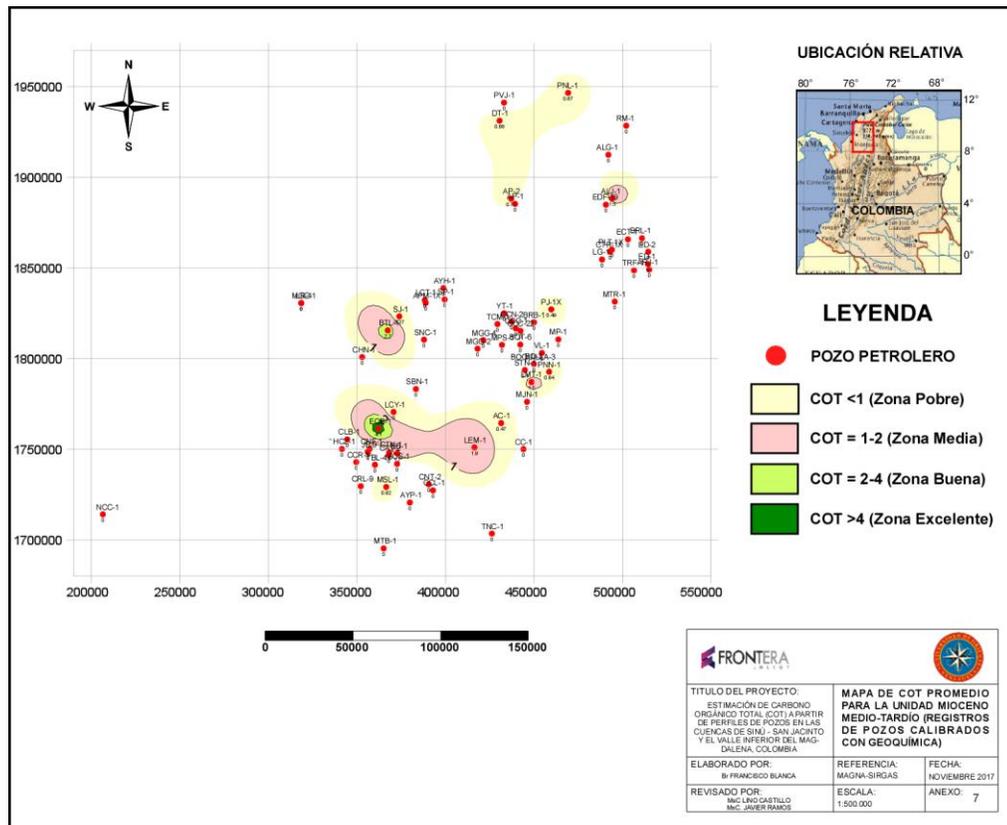


Figura 5.50 Mapa de COT mediante perfiles para la unidad Mioceno Medio-Tardío

Al comparar el mapa creado mediante valores promedios medidos en muestras de rocas y el mapa realizado a través de perfiles observamos que mantienen diferencias en pozos como ECB-1 y AC-1. Las diferencias que muestran estos pozos se deben a que ECB-1 para esta unidad no contiene datos de geoquímica convencional, sin embargo, se pudo estimar el carbono orgánico mediante los perfiles. En el pozo AC-1 se debe a que los valores promedios de geoquímica convencional superan el 4% siendo todo lo contrario en los valores obtenidos mediante los perfiles, estos no superan el 0.5% (Figura 5.51).

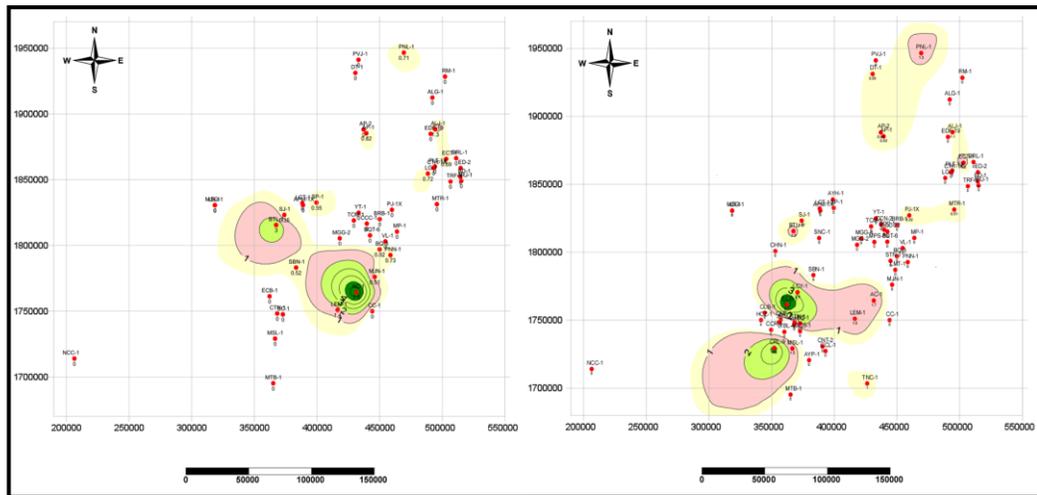


Figura 5.51 Comparación entre mapas de COT para datos convencionales (izquierda) y estimados mediante perfiles (derecha)

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. El método “*Bulk Density*” carece de precisión debido a la poca información que presentan los pozos en cuanto a la curva de densidad.
2. De las dos metodologías utilizadas la técnica de Passey arrojó mejores resultados al momento de correlacionarla con las muestras de rocas analizadas en laboratorio, con un porcentaje por encima del 80% en la mayoría de las muestras.
3. De acuerdo a la información suministrada por la empresa la cuenca Sinú-San Jacinto no contó con mapas de distribución de COT debido a que posee insuficiente información de registros en casi todos los pozos utilizados para este estudio.
4. Los gráficos pseudo Van Krevelen indican que los pozos presentan principalmente querógeno tipo III y algunas muestras una ligera tendencia hacia una mezcla tipo II/III, este tipo de querógeno se asocia a materia orgánica de tipo leñoso.
5. Los mapas de tendencia de COT muestran que los pozos con mayor porcentaje de Carbono Orgánico se encuentran hacia la subcuenca San Jorge, esto se debe a que en la subcuenca San Jorge existe un gradiente de temperatura más bajo que en la subcuenca de Plato, así como también la tasa de transformación del querógeno ha sido más baja en la cuenca de San Jorge que hacia la subcuenca de Plato. En la subcuenca de Plato los valores de COT son más bajo debido a que esta subcuenca es mucho más caliente y la transformación de querogeno ha sido mucho mayor.

### **Recomendaciones**

1. Ampliar la información de perfiles de resistividad, tiempo de tránsito y porosidad en las cuencas para poder aplicar las metodologías a la mayor cantidad de pozos posibles.
2. Realizar análisis de carbono orgánico total a los pozos que contienen intervalos sin información de muestras de laboratorio para poder conocer la fiabilidad de las metodologías en dichos intervalos.
3. Aplicar técnicas de Pirolisis para conocer a fondo las características que presenta la materia orgánica en las cuencas estudiadas.

## REFERENCIAS

Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007. **COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS: NOMENCLATURE, BOUNDARIES AND PETROLEUM GEOLOGY, A NEW PROPOSAL**. Bogotá, Colombia, pp. 76-83.

Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010. **ATLAS GEOQUÍMICO**. Bogotá, Colombia, pp. 93-104.

Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010. **SINÚ-SAN JACINTO-VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA**. Bogotá, Colombia, pp. 1-1.

Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2011. **GEOLOGY AND HIDROCARBON POTENTIAL LOWER MAGDALENA BASIN**. Bogotá, Colombia, pp. 23-36.

Castillo, L., 2001. **DETERMINACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO OFICINA-OFICINA (!) MEDIANTE CORRELACIONES CRUDO-ROCA MADRE Y MODELADOS DE EVOLUCIÓN DE HIDROCARBUROS**. Tesis de grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar, Venezuela.

Castillo, L., 2012. **EVALUACIÓN DE GAS DE LUTITA EN LA SUBCUENCA SAN JORGE, CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA, COLOMBIA**. Tesis de maestría. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.

Cediél, F., Cáceres, C. & Shaw, P., 2003. **TECTONIC ASSEMBLY OF THE NORTHERN ANDEAN BLOCK, AAPG**.

Ceron, J., 2008. **CRUSTAL STRUCTURE OF THE COLOMBIAN CARIBBEAN BASIN AND MARGINS**. PhD Thesis University of South Carolina, USA, pp 1-182

CORELAB, 2005. **GAS SHALE-RESERVOIR CHARACTERIZATION AND PRODUCTION PROPERTIES**. Presentación Power Point, pp. 1-40.

Flinch, J. F. (2003b) **STRUCTURAL EVOLUTION OF THE SINU-LOWER MAGDALENA AREA (NORTHERN COLOMBIA)**. AAPG Memoir, 79, 776-796.

HOCOL, S.A., 1993. **CHRONOSTRATIGRAPHY (VOLUME I). LOWER MAGDALENA VALLEY-TECHNICAL EVALUATION AGREEMENT (PHASE 1 REPORT)**. Cartagena, Colombia, pp. 1-100.

Huang, R., Wang, Y., Cheng, S., Liu, S., y Cheng, L., 2015. **SELECTION OF LOGGING-BASED TOC CALCULATION METHODS FOR SHALED RESERVOIRS: A CASE STUDY OF THE JIAOSHIBA SHALE GAS FIELD IN THE SICHUAN BASIN**. Natural Gas Industry B-2, pp. 155-161.

Marshall, J., Mello, M.R., De Grande, S., y Bernal, J., 1996. **SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA: CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE HIDROCARBUROS Y POTENCIAL DE ROCAS GENERADORAS**. Reporte Interno Ecopetrol. Colombia, pp. 1-45.

Martínez, J.I., Muñoz, F. A., y Vélez, M.I., 1994. **REVISIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN BIOESTRATIGRÁFICA DE LAS SUBCUENCAS PLATO-SAN JORGE DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA.** Ecopetrol. Piedecuesta, Colombia, pp. 1-80.

Mora, C.A., 1992. **MODELO DE GENERACIÓN Y MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS EN SEDIMENTOS TERCIAARIO DE LA SUB-CUENCA DE SAN JORGE (VIM).** V Congreso Colombiano del Petróleo. ACIPET, pp. 313-329.

Niño, C., 2005. **SISTEMAS PETROLÍFEROS DA PARTE NORTE DA BACIA DE SINÚ-SAN JACINTO, COLÔMBIA: UMA AVALIAÇÃO GEOLÓGICA E GEOQUÍMICA INTEGRADA.** Tese de Mestre, Universidade Federal do Río de Janeiro, Brasil.

Passey Q; Creaney, S; Kulla, J; Moretti, F and Stroud, J., 1990. **A PRACTICAL MODEL FOR ORGANIC RICHNESS FROM POROSITY AND RESISTIVITY LOGS.** AAPG Bull. V. 74, N° 12, pp. 1777-1794.

Pindell, J., And Kennan, L., 2001. **KINEMATIC EVOLUTION OF THE GULF OF MEXICO AND CARIBBEAN.** Dept. Earth Science, Rice University, Houston, Texas, USA. pp., 1-51.

Reyes A., Montenegro, G. y Gómez, P., 2000. **EVOLUCIÓN TECTONOESTRATIGRÁFICA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA; COLOMBIA.** VII Simposio Bolivariano de Exploración de Cuencas Subandinas. Memorias SVG, Caracas, pp. 293-309.

Stratus Oil&Gas, 2004. **SÍNTESIS DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA. REPORTE INTERNO.** Colombia, pp. 1-37.

## **ANEXOS**



# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/5

## Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
<b>DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA</b>	<b>GEOLOGÍA</b>

## Resumen (abstract):

---

El área de estudio se encuentra ubicada en la parte noroeste del territorio colombiano. Juntas estas cuencas abarcan poco más de 78.000 km<sup>2</sup> y se encuentran separadas por el sistema de fallas de Romeral. Como principal objetivo se crearon mapas de distribución de COT en las cuencas mediante el uso de registros de pozos. Para tal fin, se procedió a crear registros de Carbono Orgánico utilizando las metodologías propuestas por Passey y Huang para así conocer la continuidad lateral y vertical de la riqueza orgánica de cada uno de los pozos. Como resultado se obtuvo que la metodología de Passey mostrara mejores correlaciones en más del 80% de los pozos, de las dos cuencas estudiadas se obtuvo una mejor densidad de datos referente a registros de pozos y análisis geoquímicos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, esto permitió poder generar los mapas de tendencia regional de COT en dicha cuenca, la subcuenca San Jorge presenta valores de Carbono Orgánico más altos debido a que se encuentra menos evolucionada térmicamente que la subcuenca de Plato.

---

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/5

### Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
<b>Javier Ramos</b>  <b>Tutor</b>	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	<b>jdramos@udo.edu.ve</b>
	e-mail	
<b>Francisco Monteverde</b>  <b>Jurado</b>	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	<b>monteverdefr@gmail.com</b>
	e-mail	
<b>José Simón Gonzalez</b>  <b>Jurado</b>	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	<b>jsgonzalez@yahoo.es</b>
	e-mail	
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

### Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
<b>2018</b>	<b>04</b>	<b>06</b>

Lenguaje: spa

## Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/5

### Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
TESIS FRANCISCO BLANCA.doc	application/msword

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 \_ - .**

### Alcance:

**Espacial:** ESTIMACIÓN DE CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT) A PARTIR DE PERFILES DE POZOS EN LAS CUENCAS DE SINÚ - SAN JACINTO Y EL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA, COLOMBIA

**Temporal:** \_\_\_\_\_ (Opcional)

**Título o Grado asociado con el trabajo:** Geólogo

**Nivel Asociado con el Trabajo:** Pre-Grado

**Área de Estudio:** Geología

**Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:** Universidad de Oriente

# Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/5

## **Derechos:**

**De acuerdo al artículo 44 del reglamento de trabajos de grado  
“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la  
Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros  
fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo,  
quien lo participara al Consejo Universitario”**

Condiciones bajo las cuales los autores aceptan que el trabajo sea distribuído. La idea es dar la máxima distribución posible a las ideas contenidas en el trabajo, salvaguardando al mismo tiempo los derechos de propiedad intelectual de los realizadores del trabajo, y los beneficios para los autores y/o la Universidad de Oriente que pudieran derivarse de patentes comerciales o industriales.

---

**AUTOR 1**

---

**AUTOR 2**

---

**TUTOR**