



Universidad de Caldas



**CORRELACIÓN SECUENCIAL Y ANÁLISIS DETERMINÍSTICO DEL POTENCIAL DE  
HIDROCARBUROS PARA EL INTERVALO MIOCENO INFERIOR DEL SECTOR SUROESTE  
DE LA CUENCA DE LOS LLANOS**



**Autor**

**Jenny Maritza Ramírez Lemus**

**Universidad de Caldas**

**Facultad de Ciencias Exactas y Naturales**

**Programa de Geología**

**Noviembre 2023**



Universidad de Caldas



**CORRELACIÓN SECUENCIAL Y ANÁLISIS DETERMINÍSTICO DEL POTENCIAL DE  
HIDROCARBUROS PARA EL INTERVALO MIOCENO INFERIOR DEL SECTOR SUROESTE  
DE LA CUENCA DE LOS LLANOS**

**Autor**

**Jenny Maritza Ramírez Lemus**

**Trabajo de grado para optar por el título de Geóloga**

**Director:**

**PhD. Carlos Alberto Guzmán López**

**Codirector**

**MSc. Felipe Cardona**

**Universidad de Caldas**

**Facultad de Ciencias Exactas y Naturales**

**Programa de Geología**

**Noviembre 2023**



Universidad de Caldas



Nota de aceptación

Aprobado

Carlos Alberto Guzmán López

Geol. Felipe Cardona

Manizales, 2023

## **Agradecimientos**

La inspiración y la voluntad en mi vida se las debo primero a Dios y luego a mis padres, en especial a mi madre quien ha visto mi evolución y sin ella nada de esto sería posible.

Como se sabe la vida no es un constante melifluido y en ella nos cruzamos con personas que nos brindan su apoyo, conocimiento y confianza, por tal razón le agradezco de la manera más sincera a “Tito” por ser parte de este proceso y querer afrontar nuevos retos conmigo, a mis amigos en especial a “Manu” por su dedicación, paciencia e incondicionalidad. También quiero agradecer a mi lomito “Bornie” que, aunque no puede leer estás líneas siempre será eterno.

Agradezco a mi director de tesis el docente, Carlos Guzmán por creer en mí y por su valioso tiempo, a Felipe Cardona, Juan Carlos Ortiz y a Ecopetrol S.A. por darme la oportunidad de llevar a cabo este trabajo, facilitándome la información necesaria y de esa manera poder afianzar mis conocimientos.

Mi agradecimiento también es para el ingeniero Jamie Everett, por permitirme tener la licencia de su software y contribuir de esta forma a la educación y en especial a este trabajo.

Solo tengo palabras de gratitud a todos los que me inspiraron para seguir adelante y me aportaron de su sabiduría; Por último, quiero agradecerme a mí, por no desistir durante estos años de estudio, por ser perseverante, valiente y hacer las cosas que me apasionan.

*“El tiempo nunca deja de registrarse”*

## Resumen

Se realiza un estudio a partir de datos de pozo y superficies estructurales aportados por Ecopetrol S.A. del Campo Castilla para siete pozos, donde se hace una primera aproximación a la estratigrafía secuencial de los depósitos asociados a la Formación Carbonera en el Mioceno Inferior y se hace un cálculo determinístico del volumen de hidrocarburos. La visualización de los registros eléctricos para su posterior análisis es el primer paso para llevar a cabo este trabajo y se realizó por medio del software LAS Viewer©.

Se definieron sets de parasecuencias por medio de patrones del registro de Gamma Ray (GR), identificado sistemas de depósito progradantes y retrogradantes con sus superficies estratigráficas sincrónicas asociadas; donde se reconoció dos secuencias incompletas y solo una de ellas contiene un lowstand system tract (LST) que además posee depósitos de areniscas bien desarrolladas y continuas lateralmente, que por sus características petrofísicas pueden ser consideradas como un potencial reservorio de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta la evolución tectónica de la Cuenca Llanos Orientales y su sistema de fallas normales evidenciadas en el mapa estructural, estas se asociaron a esfuerzos distensivos durante la fase de inversión tectónica de la cuenca. Los compartimentos formados por las fallas generaron cierres estructurales contra los contornos, convirtiéndose en trampas que retienen hidrocarburos y de las cuales se identificaron tres para este trabajo.

Finalmente, el cálculo del volumen in situ de hidrocarburo muestra que las tres posibles áreas de la estructura que almacenan hidrocarburos tienen un volumen bajo y que dependen del análisis de otros factores para conocer si es o no aprovechable.

## Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>12</b>
<b>2. Objetivos</b>	<b>13</b>
2.1 Objetivo General	13
2.2 Objetivos Específicos	13
<b>3. Metodología</b>	<b>14</b>
<b>4. Marco Geológico General</b>	<b>17</b>
4.1 Cuenca Llanos Orientales	17
4.2 Ubicación	17
4.3 Evolución Tectónica	18
4.4 Estratigrafía General	21
<b>5. Marco Geológico Local</b>	<b>25</b>
5.1 Ubicación Campo Castilla	25
5.2 Litoestratigrafía del Área de Estudio	25
5.3 Marco Estructural	31
<b>6. Geología del Petróleo</b>	<b>33</b>
6.1 Roca Generadora	33
6.2 Migración	34
6.3 Roca Reservorio	34
6.4 Trampas	34
6.5 Roca Sello	35
<b>7. Marco Teórico</b>	<b>36</b>
7.1 Petrofísica	36
7.1.1 Porosidad	36
7.1.2 Permeabilidad	37
7.1.3 Volumen de Shale	38
7.1.4 Saturación de Fluidos	40
7.2 Registros Eléctricos de Pozo	43
7.2.1 Set Básico de Registros	44
7.3 Estratigrafía de Secuencias	50
7.3.1 Modelo de Vail	52
7.3.2 Systems Tracts	56
7.3.3 Valles Incisos y No Incisos	60
7.4 Software LAS Viewer	62
<b>8. Base de Datos</b>	<b>63</b>
<b>9. Modelo Estructural</b>	<b>65</b>

9.1	Mapa Estructural.....	65
9.2	Revisión de Topes de Pozo e Interpretación.....	67
9.3	Edición de Horizontes .....	69
<b>10.</b>	<b>Análisis Estratigráfico Secuencial.....</b>	<b>71</b>
10.1	Correlación e Interpretación de Secuencias.....	71
10.2	Interpretación de Dirección de Canales .....	77
<b>11.</b>	<b>Modelo Petrofísico .....</b>	<b>80</b>
11.1	Porosidad Efectiva .....	80
11.2	Cálculo del Volumen de Shale (Vsh).....	82
11.3	Saturación de Agua (Sw) por Simandoux .....	85
<b>12.</b>	<b>Modelo de Facies .....</b>	<b>91</b>
12.1	Registro de Facies .....	91
12.2	Análisis de Facies .....	95
<b>13.</b>	<b>Definición de Contacto Gas - Agua .....</b>	<b>96</b>
13.1	Identificación del Hidrocarburo en el Yacimiento.....	96
13.2	Interpretación Contacto Gas-Agua.....	99
<b>14.</b>	<b>Estimación Determinística del Volumen .....</b>	<b>105</b>
14.1	Net to Gross y Net Pay .....	106
14.2	Caso Base Volumen .....	108
14.2.1	Cálculo GRV .....	108
14.2.2	Método Volumétrico para el Cálculo de Gas .....	109
<b>15.</b>	<b>Discusión y Análisis de Resultados .....</b>	<b>111</b>
<b>16.</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>113</b>
16.1	Conclusiones .....	113
16.2	Recomendaciones .....	114
<b>17.</b>	<b>Referencias .....</b>	<b>115</b>
<b>18.</b>	<b>Anexos.....</b>	<b>123</b>

## Lista de Figuras

<b>Figura 1. Localización de la cuenca de los Llanos Orientales.</b> En el recuadro A) Se muestra la ubicación de la cuenca de Los Llanos en Colombia. B) Límites estructurales. Tomado y modificado de Sarmiento, 2011.....	<b>18</b>
<b>Figura 2. Evolución tectónica de la Cuenca Llanos Orientales.</b> Tomado y modificado de Horton et al., 2010. ....	<b>20</b>
<b>Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales.</b> Tomado de la ANH, 2008. ....	<b>24</b>
<b>Figura 4. Ubicación Campo Castilla.</b> A) La Cuenca de los Llanos Orientales, delimitada con color amarillo; el Bloque Cubarral, representado por el polígono rojo y dentro de este se representa con un punto naranja el Campo Castilla. B) Los polígonos de color amarillo claro representan la sísmica 3D del campo y se puede observar también la disposición de los 7 pozos de trabajo. Tomado y modificado de la página web del Banco de Información Petrolera, s.f.....	<b>25</b>
<b>Figura 5. Lectura del GR para cálculo del Vsh.</b> Se muestra la lectura del GR, donde; GRlog: punto cualquiera del pozo al que se le quiere hallar el Vsh, el GR es leído del registro; GRmin: valor mínimo del GR en todo el pozo; GRmax: valor máximo del GR en todo el pozo. Fuente propia.....	<b>39</b>
<b>Figura 6. Ejemplo de la lectura de un registro GR.</b> En el track se muestra la lectura de un registro (GR), si la curva tiende hacia la derecha (es decir, hacía el valor 200 API), indicará la presencia de radiactividad y por ende se podría considerar una litología arcillosa, mientras que si tiende hacía la izquierda (hacia el valor cero), indicaría nula o poca presencia de concentración radiactiva, que se interpretaría como una litología arenosa.Tomado de Oil Production, s.f. ....	<b>45</b>
<b>Figura 7. Lectura de registros RES.</b> En el track se muestran varios registros de resistividad. Si la curva se desplaza hacia la derecha el fluido es mayormente resistivo y podría indicar la presencia de hidrocarburos; si la curva va hacia la izquierda el fluido es de baja resistividad, lo que podría interpretarse como agua de formación. Tomado y modificado de Oil Production, s.f. ....	<b>46</b>
<b>Figura 8. Registro NPHI combinado con el Registro Densidad (RHOB).</b> En el track se observa la curva NPHI marcada por la línea punteada roja y el de densidad por la curva azul. Tomado y modificado de Oil Production, s.f. ....	<b>47</b>
<b>Figura 9. Registro RHOB combinado con el Registro NPHI.</b> En el track se observa la curva RHOB con una densidad baja, lo que quiere decir una alta porosidad, a su vez que se observa la curva NPHI tendiendo al (0) y sobrepasando la curva de densidad, por lo que el espacio en rojo es interpretado como gas. Tomado y modificado de Oil Production, s.f. ....	<b>48</b>
<b>Figura 10. Registro Dt combinado con los Registros NPHI y DPHI.</b> En el track se observa la curva Dt (lado derecho) con picos desviados hacia la izquierda y los registros de densidad y neutrón marcan una capa de gas. Tomado y modificado Oil Production, s.f. ....	<b>49</b>
<b>Figura 11. Registro Sp combinado con los Registros CALI y BS.</b> En el track se observa el registro SP representado por la curva roja, en combinación con los registros Caliper y Bite Size (BS). Tomado y modificado de Oil Production, s.f. ....	<b>50</b>



<b>Figura 12. Diagrama de Vail.</b> Se representa una secuencia de tercer orden, es decir, con una duración entre 1 a 3 Ma; Donde se observa el (LPW) correspondiente a un nivel eustático bajo, una transgresión (TST) y un nivel eustático alto (HPW). Basado en una hipótesis completamente eustática para las variaciones en el nivel relativo del mar. Tomado y modificado de Ostancaux, 2012. ....	<b>55</b>
<b>Figura 13. Set de parasecuencias y Apilamiento de Facies.</b> Tomado y modificado de Hardenbol et al., 1988. ....	<b>56</b>
<b>Figura 14. Systems Tracts.</b> Arquitectura detallada de systems tracts y superficies estratigráficas en la zona de transición entre ambientes fluviales y marinos someros, en un ambiente tipo plataforma. Tomado y modificado de Catuneanu, 2006. ....	<b>57</b>
<b>Figura 15. Esquema valles Incisos y no incisos.</b> En la etapa regresiva se observa a) un highstand con regresión normal en el que se depositan canales no incisos, y en b) una regresión forzada en la que los canales no incisos se erosionan total o parcialmente, según la magnitud y la duración de la caída relativa del nivel del mar subsiguiente. Tomado y modificado de Catuneanu y Caycedo, 2019. ....	<b>61</b>
<b>Figura 16. Mapa Estructural Vista en Planta.</b> Mapa estructural suministrado por Ecopetrol del tope de Carbonera C2 en vista de planta, se observa en líneas azules el trazo de las fallas con orientación preferencial SWW-NEE. ....	<b>66</b>
<b>Figura 17. Mapa Estructural en 3D con la Desviación de los Pozos.</b> Mapa estructural del tope de Carbonera C2 en vista 3D y la desviación de los pozos suministrada por Ecopetrol. ...	<b>67</b>
<b>Figura 18. Columna estratigráfica.</b> Muestra la superficie de máxima inundación del mioceno Inferior o Temprano en la Unidad C2 de la Formación Carbonera. Tomado y modificado de Bayona et al., 2017. ....	<b>72</b>
<b>Figura 19. Patrones del registro de GR para las secuencias estratigráficas.</b> Tomado y modificado de Vail, 1987. ....	<b>73</b>
<b>Figura 20. Correlación estratigráfica secuencial.</b> Se presenta una primera aproximación a la estratigrafía secuencial de 7 pozos del Campo Castilla en la Formación Carbonera. ....	<b>74</b>
<b>Figura 21. Bloque diagrama del depósito de los paleocanales.</b> Muestra la dirección preferencial de los canales para la Fm. Carbonera en el Mioceno Inferior. Tomado y modificado de Bayona et al., 2017. ....	<b>78</b>
<b>Figura 22. Imagen satelital 3D de la orientación de los canales.</b> A) Se observa la orientación del Río Humadea NW-SE como posible canal análogo a los paleocanales del Mioceno. B) Se observa la Cordillera Oriental como principal fuente de aportes de sedimentos al río. ....	<b>78</b>
<b>Figura 23. Posible distribución y orientación de los canales.</b> Se muestra los canales con la dirección preferencial análoga a los paleocanales del Mioceno Inferior NW-SE. ....	<b>79</b>
<b>Figura 24. Histograma de porosidad efectiva.</b> Histograma de distribución del total de las muestras del registro de porosidad efectiva y sus correspondientes percentiles. ....	<b>82</b>
<b>Figura 25. Histograma de distribución del Vsh en las unidades de estudio de la Fm. Carbonera.</b> Distribución del total de las muestras del registro de Vsh en las unidades de estudio de la Formación Carbonera y para todos los pozos. ....	<b>83</b>
<b>Figura 26. Histograma de distribución del Vsh en el yacimiento.</b> Distribución de las muestras del registro de Vsh para todos los pozos en el yacimiento. ....	<b>84</b>
<b>Figura 27. Guía para hallar un método de cálculo de la saturación de agua (Sw).</b> Tomado y modificado de (Cuddy, 2022). ....	<b>85</b>

<b>Figura 28. Cálculo de <math>R_w</math> por el nomograma de Schlumberger.</b> Obtención del valor de $R_w$ , a partir del nomograma de Schlumberger. Tomado y modificado Schlumberger, 1997. ....	<b>88</b>
<b>Figura 29. Histograma de distribución <math>S_w</math> Simandoux.</b> Distribución del total de las muestras del registro de $S_w$ para todos los pozos en el yacimiento, es decir, en el intervalo de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2” .....	<b>90</b>
<b>Figura 30. Columna tipo para las electrofacies.</b> Columna tipo para las electrofacies de los pozos, con columna estratigráfica generalizada de la Formación Carbonera. Fuente propia. ...	<b>91</b>
<b>Figura 31. Mapa estructural 3D de las Areniscas Superiores de Carbonera C2.</b> Los contornos en colores corresponden a la altura de la estructura por encima del valor – 2323 pies TDVSS (Base Carbonera C2). La flecha indica la dirección del rumbo de la estructura NE-SW. ....	<b>93</b>
<b>Figura 32. Interpretación de los registros en el yacimiento.</b> Se muestra los registros de Gamma Ray y Densidad-Neutrón en el yacimiento. ....	<b>97</b>
<b>Figura 33. Visualización de los registros del pozo E en el yacimiento.</b> Se muestra los registros de gamma ray (GR), densidad-neutrón, porosidad efectiva y saturación de agua ( $S_w$ ). ....	<b>98</b>
<b>Figura 34. CrossPlot <math>S_w</math> vs Profundidad (MD).</b> El eje Y representa la profundidad MD en pies, el eje X representa la fracción de saturación de agua ( $S_w$ ). Cada uno de los pozos de Castilla representa una serie de datos identificados por colores diferentes. ....	<b>99</b>
<b>Figura 35. CrossPlot Resistividad Profunda (AFRDC) vs Profundidad (MD).</b> Gráfico de resistividad profunda de los pozos de Castilla, desplegado entre el intervalo de profundidad 2500 a 4500 pies MD. ....	<b>101</b>
<b>Figura 36. Mapa con el contacto gas-agua a -2326 pies TVDSS.</b> Se muestra el polígono del Bloque Cubarral con el mapa estructural y el contacto que delimita el área mayor denominada M. ....	<b>103</b>
<b>Figura 37. Mapa con cierres estructurales al tope de las Areniscas Superiores de Carbonera C2.</b> Se muestra los posibles cierres estructurales de los contornos -1700 y -1660 pies, o también llamados para este trabajo polígonos N y S respectivamente. ....	<b>104</b>

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1. Coeficientes Utilizados para el Cálculo de Sw.</b> Tomado de Asquith y Krygowski, 2004.....	<b>41</b>
<b>Tabla 2. Set Básicos de Registros Eléctricos.</b> Inventario de registros de pozo suministrados por Ecopetrol, donde se puede apreciar cuales pozos tienen el registro completo y cuáles no. <b>63</b>	
<b>Tabla 3. Registros Petrofísicos.</b> Inventario de registros petrofísicos suministrados por Ecopetrol, donde se puede apreciar que pozos cuentan los registros completos y cuáles no. <b>63</b>	
<b>Tabla 4. Topes de Formación.</b> Topes de formación suministrados por Ecopetrol. ....	<b>68</b>
<b>Tabla 5. Diferencia entre la superficie del mapa y los topes de formación.</b> ....	<b>70</b>
<b>Tabla 6. Valores Máximos y Mínimos de GR en el yacimiento</b> .....	<b>83</b>
<b>Tabla 7. Profundidad del tope y la base de las Areniscas Superiores de Carbonera C2.</b> La profundidad máxima de 3671.81 pies, marca la base de las areniscas. ....	<b>102</b>
<b>Tabla 8. Promedio Net to Gross Pay.</b> Se muestra los valores de Net to Gross Pay para cada espesor y el promedio de estos. ....	<b>107</b>
<b>Tabla 9. Volumen o GRV de cada polígono.</b> El valor del contorno indica que es la máxima profundidad del polígono que tiene cierre estructural. ....	<b>109</b>

## 1. Introducción

Dentro de la caracterización estática de yacimientos, entender la geología del mismo es un paso clave para el adecuado desarrollo de un campo de hidrocarburos. En este punto la integración de los diversos registros eléctricos de pozo es fundamental para que la caracterización del yacimiento proporcione elementos tales como la continuidad y conectividad de areniscas laminadas que sean un potencial objetivo para el manejo del yacimiento.

En términos generales, las correlaciones estratigráficas secuenciales permiten entender de manera cualitativa y cuantitativa la distribución de cambios laterales de facies y los ambientes de depósito asociados a ellas (López, 1996). Además, de las características de la formación que afectan el comportamiento de los fluidos.

Las principales características petrofísicas que controlan la producción del yacimiento, son: la porosidad, la saturación de fluidos, los contactos de fluidos, y la permeabilidad. Una correcta interpretación de la geología de yacimientos debe soportar adecuadamente el estudio petrofísico y generar de forma cuantitativa los valores de “*pay*” asociados y el hidrocarburo original.

El presente trabajo se enfocó en la evaluación de la geología de yacimientos a través de la identificación de secuencias de depósito correlacionables en registros de pozo, para así identificar los intervalos que por sus propiedades petrofísicas se constituyen en buenos almacenadores de hidrocarburos.

## **2. Objetivos**

### **2.1 Objetivo General**

Interpretar secuencialmente una serie de perfiles de pozo para poder entender la disposición de los cuerpos de roca y fluidos presentes en el área de estudio.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- Correlacionar e Interpretar secuencialmente una serie de perfiles de pozos, basados especialmente en el registro de GR y establecer los elementos de las secuencias de depósito que permitan identificar el yacimiento.
- Interpretar y calcular los parámetros petrofísicos claves para definir la presencia de hidrocarburos.
- Identificar la presencia de shales que puedan actuar como sellos o barreras de fluidos en el yacimiento.
- Encontrar potenciales trampas estratigráficas en los canales e identificar posibles eventos de erosión como valles de incisión, que por sus características constituirían un almacén de hidrocarburos.
- Evaluar el contacto de máximo cierre estructural “maximum spill point” para hallar el volumen de hidrocarburo potencialmente almacenado en la unidad de estudio.

### **3. Metodología**

Se utilizó un flujo de trabajo que permite relacionar las propiedades petrofísicas y la distribución estratigráfica en las unidades de estudio de la Formación Carbonera:

#### **1. Revisión de la información suministrada.**

La información base de este estudio está constituida por la información de 7 pozos perforados por Ecopetrol S.A. en el Campo Castilla y que atravesaron las rocas de la Formación Carbonera, así como un mapa estructural de dicha unidad que ha sido obtenido a partir de interpretación de información sísmica registrada en el área de estudio. El set de datos de registros de pozo, a parte de las coordenadas de su ubicación, elevaciones de referencia y registros direccionales, se compone de un primer set básico, incluyendo: Rayos Gamma o Gamma Ray, Densidad, Neutrón, Sónico, Resistividad, Temperatura y un set secundario de registros petrofísicos interpretados, incluyendo: porosidad efectiva, facies y permeabilidad. Para la interpretación de esta información se utilizó el software LAS Viewer®, que permite no solo visualizar e interpretar registros, sino también, hacer un control de calidad sobre los datos proporcionados.

#### **2. Interpretación de la información.**

El registro de facies entregado consiste en una sencilla interpretación de los niveles de arenisca y shale, sin distinguirse variaciones entre diferentes clasificaciones de arenisca, ya sea por sus características petrofísicas (mayores o menores valores de porosidad) o litológicas (tamaño de grano). El archivo de facies consiste entonces en una definición de dos códigos 0 y 1, donde 0 corresponde a shale y 1 a los intervalos de arena. De otra parte, el mapa estructural incluye las discontinuidades de los contornos, interpretadas como fallas; en el capítulo de modelo estructural se describirá mejor el mapa.

### 3. Interpretación de la estratigrafía secuencial.

Por medio de los patrones de registro de Gamma Ray, que indican las tendencias regresivas, transgresivas y agradacionales de los sistemas de depósito, se interpretan las diferentes superficies estratigráficas y los *system tract* asociados a ellas.

### 4. Cálculos y análisis petrofísicos.

- Entendiendo el yacimiento como una intercalación de areniscas y shales, el registro de porosidad efectiva entregado fue calculado únicamente sobre los intervalos de areniscas, de acuerdo con el código binario de facies mencionado anteriormente y en el caso de los shales la porosidad efectiva fue asignada con el valor de 0.

Como en el análisis de control de calidad de los datos se había encontrado valores de porosidad efectiva negativos, se procedió a corregirlos matemáticamente a 0, como se muestra en el capítulo de petrofísica.

- Como parte complementaria al modelo petrofísico, se calculó el registro de volumen de shale por la ecuación de índice de rayos gamma y el registro de saturación de agua por medio de la ecuación de Simandoux, método que se recomienda en intercalaciones finas de material arcilloso (Urdaneta, 2009). La salinidad del agua de formación y la temperatura del yacimiento fueron tomados de trabajos análogos del Campo Castilla.
- El registro de “Net Pay”, se deduce determinísticamente a partir de los registros de porosidad y saturación de agua, entendiendo que el intervalo poroso en el yacimiento será el net to gross, es decir la relación entre el espesor total del yacimiento y el espesor con una porosidad mayor al rango determinado por la distribución de percentiles en el histograma del registro. Se aplican límites o “*cut-off*” de saturación de agua ( $S_w$ ) para definir el net pay, o, aquella parte del volumen poroso que está saturada de hidrocarburos, entendiendo que la saturación de hidrocarburos se expresa como  $S_h = (1 - S_w)$ . Este rango es posible encontrarlo directamente a partir de la distribución del histograma de saturación de agua en los percentiles P10, P50, P90, siendo P50 el caso base.

## 5. Cálculo y análisis caso base volumétrico.

- Se determina el potencial contacto de fluidos, de forma general se puede hablar de contactos con base en los registros de resistividad y saturación de agua.

En este caso se usará como un contacto la base de las areniscas en el intervalo que se indica como yacimiento y se discutirá en el capítulo de análisis de contactos de fluidos otros potenciales contactos hallando en el mapa su máximo cierre estructural.

- Se analiza el caso base (P50), calculado de forma determinística, es decir, usando valores basados en los histogramas de distribución de las propiedades de porosidad y saturación de agua. Este percentil representa el caso medio y corresponde a las reservas probables, que se encuentran en un rango cercano a las que fueron confirmadas por un pozo; el caso mínimo (P10) representa a las reservas probadas, es decir, aquellas que fueron confirmadas por un pozo y el caso máximo (P90) corresponde a las reservas posibles que son aquellas que, sin haber sido probadas para la existencia de un pozo, pueden existir de acuerdo con las características petrofísicas del yacimiento (Mayne y Staub, 2011).
- Finalmente, el volumen de hidrocarburo inicial se calcula por medio de la ecuación de Gas Original In Situ (OGIP), esta ecuación será discutida ampliamente en el capítulo de cálculo de volumen.



## **4. Marco Geológico General**

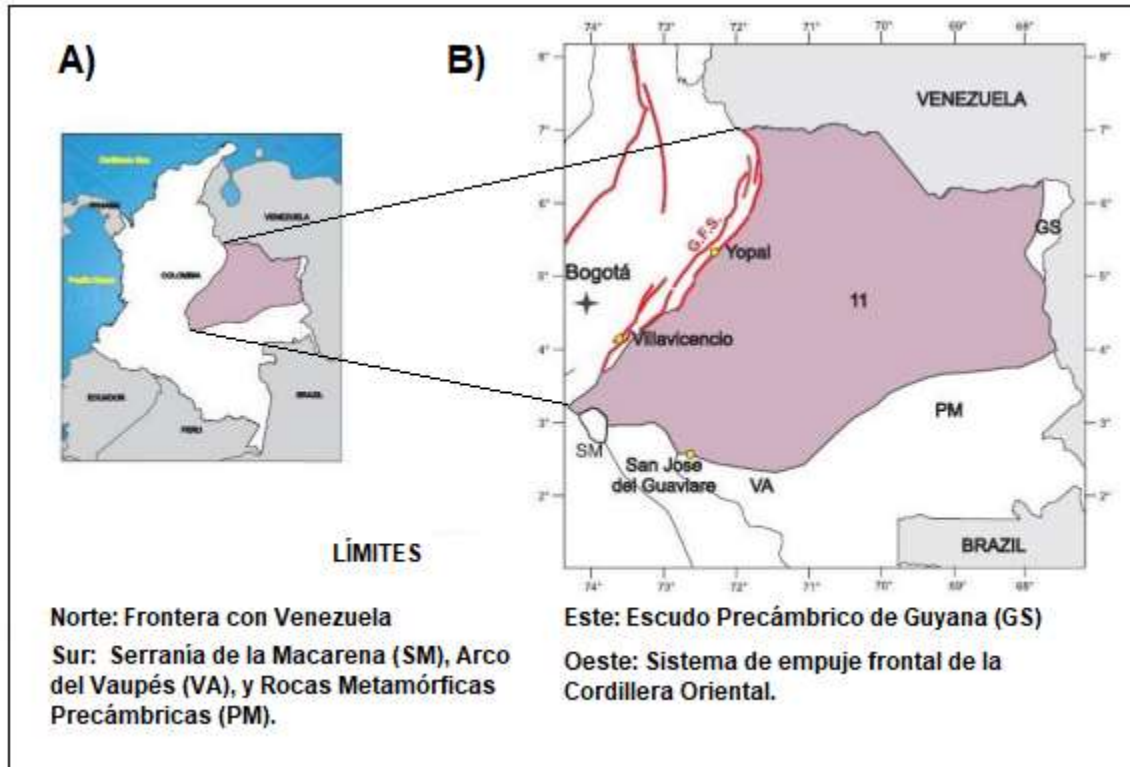
### **4.1 Cuenca Llanos Orientales**

La cuenca Llanos Orientales está definida en la evolución de un sistema antepaís y es la provincia petrolífera más grande de Colombia (Guerrero et al., 2022). En una cuenca antepaís factores tales como la subsidencia tectónica y el clima, controlan la relación entre el espacio de acomodación y el suministro de sedimento, al igual que en menor medida el cambio eustático. En ese contexto, el espacio de acomodación puede variar debido a los levantamientos locales, subsidencia por flexión o el ascenso en el nivel base, mientras que la tasa de sedimentación puede verse alterada por la densidad en la vegetación, por la capacidad de los ríos en el transporte de sedimentos o por la distancia de los frentes orogénicos (Bayona y Thomas, 2003, en Bayona et al., 2008).

### **4.2 Ubicación**

Está localizada en el noreste de Colombia, entre los departamentos Casanare, Cesar, Meta, Arauca y Vichada (Figura 1), está limitada al este por el Escudo Precámbrico de Guyana, al oeste por el Piedemonte de la Cordillera Oriental y sistema de fallas de Guaicáramo, al sur por la Serranía de la Macarena y el arco del basamento del Vaupés, al norte por la cuenca Apure-Barinas; tiene una extensión de 225.603 Km<sup>2</sup>, dividiéndose geográficamente en: Zona norte, Central, Arauca, Casanare y Apiay-Ariari en el Meta (Casanova, 2016; Malagón, 2016).

La geometría de la cuenca es elongada, asimétrica y consiste en una cuña de depósitos cenozoicos que se van adelgazando hacia el este, se caracteriza por una alta tasa de acumulación de sedimentos e importantes zonas de subsidencia, asociadas a la morfología flexural de un sistema antepaís (Bayona et al., 2008; Guerrero et al., 2022).



**Figura 1. Localización de la cuenca de los Llanos Orientales.** En el recuadro A) Se muestra la ubicación de la cuenca de Los Llanos en Colombia. B) Límites estructurales. Tomado y modificado de Sarmiento, 2011.

### 4.3 Evolución Tectónica

La margen noroccidental de Suramérica inicia su historia tectónica con la formación del cratón (supercontinente precámbrico), formado por la unión de microplacas. Desde esa época la región experimentó numerosas fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, superpuestas por la deformación terciaria andina, la cual se inició en el Cretácico tardío y culminó en el Mioceno – Plioceno; estas fases compresivas originaron la Cordillera Oriental y la cuenca asociada de antepaís (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2012).

La evolución tectónica de la cuenca (Figura 2), se describe a continuación (Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2018):

### ***Paleozoico***

Se empieza generando la apertura de la cuenca creando fosas tectónicas, luego se depositan sedimentos marinos someros y comienza el fallamiento de tipo normal (Ecopetrol y Beicip, 1995).

### ***Mesozoico***

En la primera parte del Mesozoico, la cuenca es afectada por esfuerzos extensionales que continúan con la apertura de la misma, formando una cuenca de tipo intra-arco relacionada a un arco magmático por subducción. A su vez, se generan fosas tectónicas en las cuales se depositaron sedimentos de ambientes fluviales del Jurásico y Triásico (Cooper et al., 1995; Fajardo et al., 1993; Kluth et al., 1997, en Sarmiento, 2011).

Durante la segunda parte del Mesozoico la cuenca tiene un decrecimiento en la temperatura, ocasionando que se depositen sedimentos marinos y desarrolla la máxima superficie de inundación durante el Campaniano. La corteza oceánica subduce con la continental e inicia un régimen transpresivo, originando el levantamiento de la Cordillera Central y el movimiento de la falla Cusiana-Tamara, la subducción se detiene en el cretácico y luego debido a esfuerzos horizontales se genera un levantamiento de la corteza que cambia el nivel eustático y el espacio de acomodación (Cooper et al., 1995; Fajardo et al., 1993; Kluth et al., 1997, en Sarmiento, 2011).

### ***Cenozoico***

La compresión y el levantamiento de la Cordillera Central originaron una megacuenca ante-arco, constituida por las cuencas Llanos, Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental; esta megacuenca a su vez empieza una fragmentación ocasionada por el desplazamiento de la orogenia hacia el escudo de Guyana, lo que genera la inversión en la cuenca Cordillera Oriental y un decaimiento flexural de la cuenca Llanos, en la cual se depositaron sedimentos continentales sobre los marinos. A finales del Paleógeno se levantó la Cordillera Oriental y se

generó la cuenca ante-arco de los Llanos Orientales, que continuó durante el Neógeno recibiendo aportes de sedimentos continentales de esta cordillera (UPME, 2018).

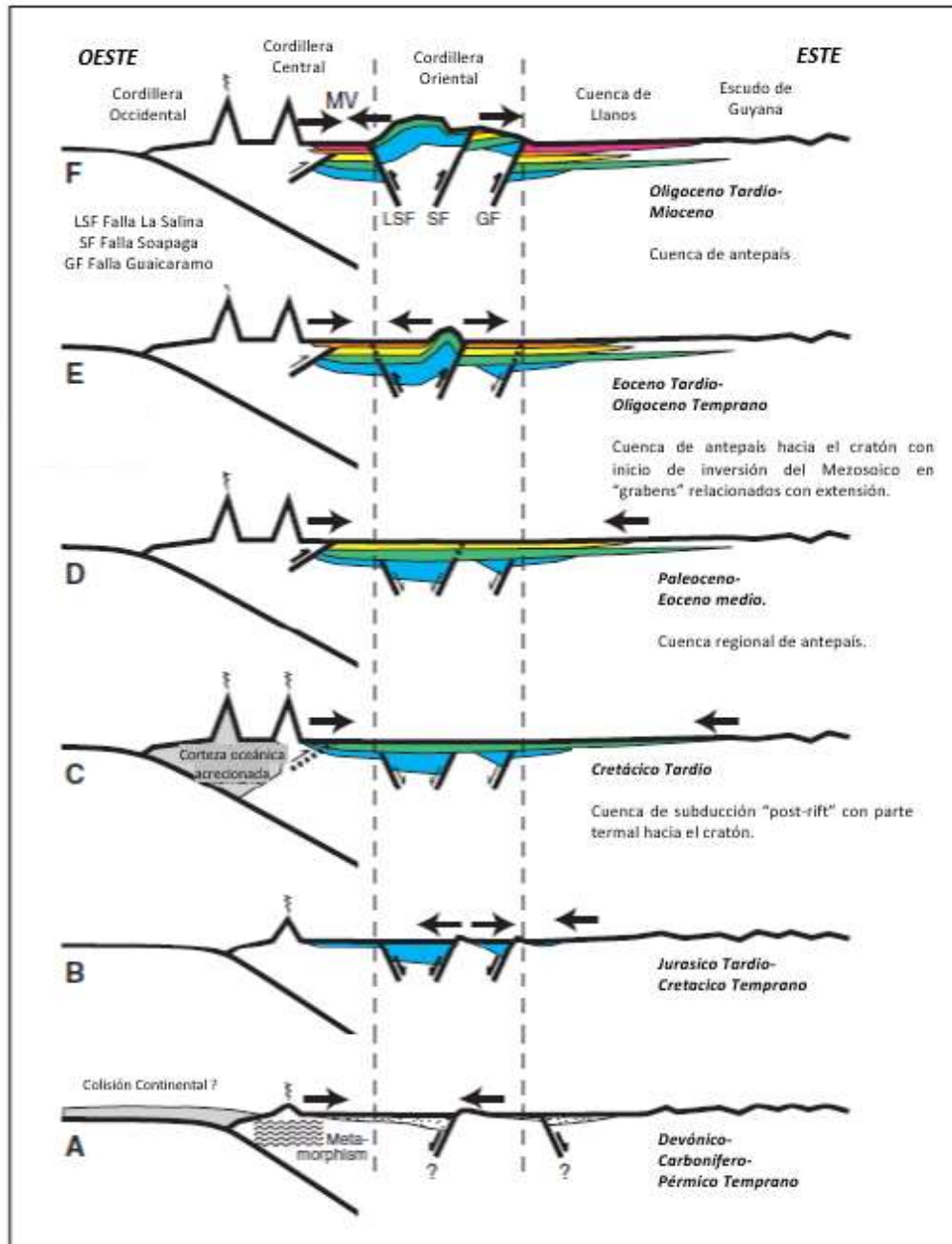


Figura 2. Evolución tectónica de la Cuenca Llanos Orientales. Tomado y modificado de Horton et al., 2010.

#### 4.4 Estratigrafía General

“La sucesión estratigráfica inicia desde el Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino que tienen un bajo grado de metamorfismo y son suprayacidas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico ambientes de deposición continental-marino-continental” (UPME, 2018).

En el área del Meta se reportan dos tipos de basamento ígneo-metamórfico de composición diorítica-sienítica cuyo fallamiento normal causó relieve positivo que controló los depósitos pre-ordovícicos y filitas, cuarcitas las cuales podrían ser prolongación del macizo de Quetame. En el área de Guape, se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica, relacionadas con el Escudo de Guyana (ANH, 2012).

Según la ANH (2012) de manera general, de este a sureste a partir de donde se encuentra el límite de erosión o no depósito del Paleozoico, el espesor aumenta hasta más de 6.000 pies en los sectores centro, sur y pie del frente de la Cordillera Oriental, hasta más de 15.000 pies al norte, en el graben de Arauca. En la cuenca se definen dos secuencias (Ecopetrol y Beicip, 1995):

Secuencia 1: Está representada principalmente por metasedimentos y se encuentra limitada por dos importantes discordancias regionales, la superior separa el Paleozoico Inferior del Paleozoico Superior y la inferior el Paleozoico Inferior del basamento, esta secuencia sería la misma que aflora en la Serranía de la Macarena (ANH, 2012).

Varios pozos han encontrado metasedimentos, especialmente aquellos situados hacia el margen oeste o suroeste de la cuenca y hacia el noroeste de la Serranía de la Macarena. Igualmente, más al sur en el borde oriental de la Serranía de la Macarena reposando sobre gneises precámbricos, se tienen rocas del Ordovícico, sin evidencia de metamorfismo. Depósitos marinos pre-ordovícicos recubren al sureste, sobre el alto de Vorágine, y no son

identificados al oeste del alto de Pachaquiario, el espesor de la secuencia paleozoica inferior es variable, aumenta de este a oeste (ANH, 2012).

La parte superior de la secuencia 1 (Devónico – Pérmico) la cual se correlacionaría con el Grupo Güejar en la Serranía de la Macarena, ocupa aproximadamente el 70% de la cuenca, se compone de sedimentos ordovícicos marinos, en su mayoría lutitas grises a negras, fosilíferas, con intercalaciones de areniscas y limolitas (ANH, 2012).

Secuencia 2: Esta secuencia del Devónico-Carbonífero no está bien identificada. En la cuenca sólo se ha reconocido la presencia del Devónico en cuatro pozos, litológicamente podría correlacionarse con el Grupo Farallones de la Cordillera Oriental. En lo que al Paleozoico Superior respecta, se acepta que en Colombia no hay rocas del Silúrico; sin embargo, Jacobs y otros (1963) mencionan rodados con fósiles silúricos al este del macizo de Garzón, en la Cordillera Oriental. De otra parte, en el pozo San Juan-1, a 6.005 pies, fueron encontrados palinomorfos que indican edad Silúrico tardío (Robert Research, 1988, como se citó en ANH, 2012).

El Devónico, ampliamente distribuido en la Cordillera Oriental, macizos de Quetame y Floresta, comprende lutitas negras y areniscas micáceas grises, intercaladas con algunas calizas fosilíferas. Las rocas basales corresponden a conglomerados u otras rocas clásticas de grano grueso, depositados en un mar somero, uniforme, transgresivo (ANH, 2012). La deformación y metamorfismo en la Formación Floresta (Devónico) y la ausencia de rocas del Carbonífero temprano indicarían una orogénesis en el Devónico tardío a Carbonífero temprano, que originaría discordancias locales; dichos levantamientos estarían aparentemente asociados a facies clásticas gruesas, regresivas (Robertson, 1986, como se citó en ANH, 2012). En el área de Casanare, areniscas finas, arcillosas de la secuencia paleozoica presente en el pozo Rancho Hermoso-2P muestran manifestaciones de aceite (ANH, 2012).

En relación con el Mesozoico las rocas pertenecientes al Triásico - Jurásico son muy poco conocidas en la cuenca Llanos Orientales. Algunas capas rojas encontradas en el área de Arauca, en los pozos Arauquita-1, Matanegra-5 y Guafita-5X, fueron datadas de esta edad. Estas capas, preservadas en grabens aislados, pueden asociarse con fenómenos de distensión, de tipo rift. En ningún otro sector de la cuenca se han observado rocas de edad similar (ANH, 2012).

La secuencia Cretácica, del Cenomaniano hasta Campaniano, se encuentra conformada por sedimentos finos y gruesos que suprayacen discordantemente sobre rocas Triásico – Jurásicas, formando una cuña sedimentaria que se va adelgazando hacia el suroriente y oriente. Las rocas cretácicas suelen subdividirse en las unidades Une, Gacheta y Guadalupe, pero dependiendo del área donde se encuentren (Arauca, Meta o Casanare) reciben diferentes denominaciones operacionales (ANH, 2012). En la Figura 3 se observa la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos.

PERIODO	EPOCA	FORMACION	ESPESOR	LITOLOGIA	GENE	RES.	SEL.	CAMPOS PRODUCTORES	
CUATERNARIO									
TERCIARIO	MIOCENO MEDIO A PLIOCENO	GUAYABO	10000 15000						
		LEON	250-300				○		
		CARBONERA	C1	1500			●		○
	C2							○	RUBIALES 12.6 API
	C3								
	C4								
	C5								
	C6								
	C7								
	C8								
	OLIGOCENO		12000					○	RUBIALES 12.6 API
PALEOCENO	MIRADOR LOS CUERVOS	100 - 250			II	✦	○	LA GLORIA LA GLORIA NORTE 16.6 API	
	BARCO	1200			II-III		○	ENTRETIOS 18 API	
	GUADALUPE	200-300				✦			
	GACHETA	200-400			II	✦			
	WUE	200-1000					○	APIAL, GUATIQUE RANCHO HERMOSO CASTILLA NORTE 19 API	
CRETACEO	INFERIOR	KINF-9Z			II	✦			

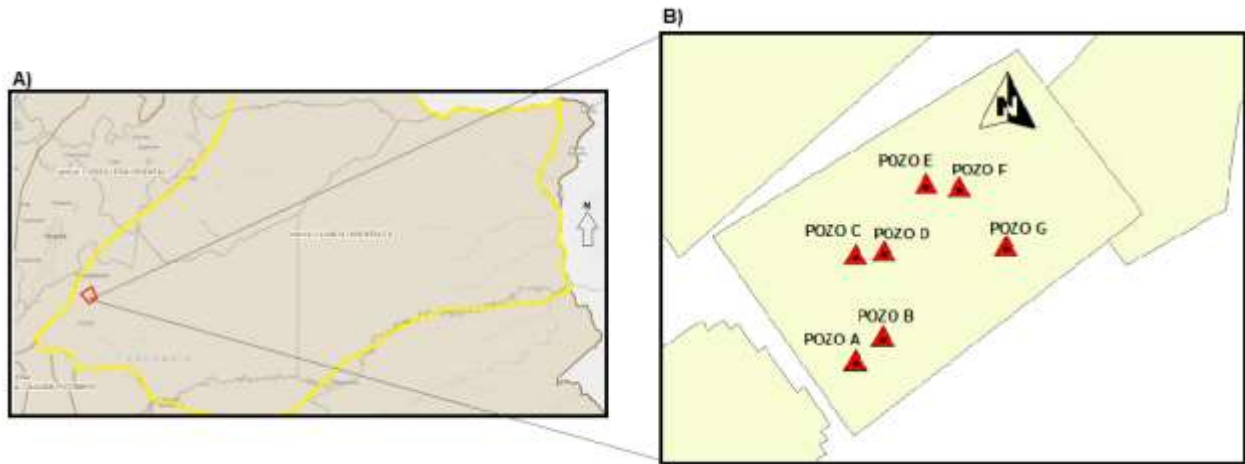
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales. Tomado de la ANH, 2008.



## 5. Marco Geológico Local

### 5.1 Ubicación Campo Castilla

La zona de estudio se encuentra ubicada en el Campo Castilla dentro del Bloque Cubarral, que está a su vez ubicado en la Subcuenca Apiay Ariari de la Cuenca de los Llanos Orientales en el Departamento del Meta y el Municipio Castilla la Nueva (Figura 4).



**Figura 4. Ubicación Campo Castilla.** A) La Cuenca de los Llanos Orientales, delimitada con color amarillo; el Bloque Cubarral, representado por el polígono rojo y dentro de este se representa con un punto naranja el Campo Castilla. B) Los polígonos de color amarillo claro representan la sísmica 3D del campo y se puede observar también la disposición de los 7 pozos de trabajo. Tomado y modificado de la página web del Banco de Información Petrolera, s.f.

### 5.2 Litoestratigrafía del Área de Estudio

La estratigrafía del área de estudio comprende algunas unidades de las Formaciones Carbonera y León, para los siete pozos (A, B, C, D, E, F, G) del Campo Castilla. Además de estas formaciones se describen también otras que son de importancia en la Cuenca de los Llanos.

### ***Formación Une***

De edad Albiano a Cenomaniano Inferior (Hubach, 1931, como se citó en Julivert, 1968). La formación se compone de sucesiones de arenisca cuarzosa de color amarillo a gris, con intercalaciones de arcillolitas fisibles de color gris claro y estratificación cruzada (Reyes, 1984). Se depositó en ambientes litorales con una clara tendencia deltaica (Acosta et al, 2001).

### ***Formación Gacheta***

De edad Turoniano a Coniaciano, fue depositada en un ambiente de plataforma interna (Lozano y Zamora, 2014). La conforma una alternancia de areniscas cuarzosas de grano fino a medio y arcillolitas de color gris oscuro a negro depositadas en condiciones anóxicas, representa la roca fuente principal de Colombia (Carvajal, 2007). La formación se va acuñando hacía el sureste y este de la cuenca, infrayace a la Formación Guadalupe con la que tiene un contacto concordante (Bürgl, 1957, en Julivert, 1968).

### ***Formación Guadalupe***

Constituida principalmente por areniscas bioturbadas de grano fino a medio depositadas en ambientes de alta energía y alternando con lutitas, limolitas silíceas, depositadas en un ambiente de plataforma marina, en ocasiones con reducidas capas de carbón. La unidad es de edad Santoniano a Campaniano (Garavito, 2005; Sarmiento, 2011, en Piedrahíta, 2016). Su espesor máximo se encuentra en el sector de Arauca en la cuenca Llanos Orientales con 600 pies hacia el sur va aumentando su espesor en el área de piedemonte, en esta cuenca se caracteriza por ser una formación productora (ANH, 2012).

### ***Formación Barco***

Dataciones realizadas en el pozo Rancho Hermoso-1, le asignan una edad del Paleoceno tardío, definida por *Foveotricolporites perforatus* (Muñoz, 1993). Su litología

corresponde a lutitas y areniscas, depositadas en un ambiente de planicie costera (Lozano y Zamora, 2014).

La diferencia entre las Formaciones Barco y Los Cuervos ha sido basada en criterios litológicos cuando se habla de la zona del Piedemonte Llanero, pues el límite entre las dos formaciones cambia de un intervalo predominantemente arenoso a uno lodoso; pero hacia el oriente de la cuenca la Formación Los Cuervos contiene esas dos facies, por lo que este criterio litológico no sería correcto (Alvarado et al., 2010).

### **Formación *Cuervos***

La Formación los Cuervos de edad Paleoceno Medio – Eoceno Temprano (González, 1967), presenta una litología principal de arcillolita gris muy clara, levemente limosa y lutita negra marrón con pirita diseminada, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Su espesor aumenta hacia el occidente superando los 1000 pies (Quijano y Valcárcel, 2015).

Los contactos de las formaciones Barco y Los Cuervos, tanto para las sucesiones inferiores como para las superiores son discordantes (ANH, 2012).

### **Formación *Mirador***

De edad Eoceno temprano a medio, está compuesta por conglomerados y areniscas con finas intercalaciones lodosas, con shales oscuros y lutitas en el tope; las areniscas corresponden a depósitos de canales fluviales, en ocasiones salobres y las lutitas a depósitos de planicie deltaica; esta formación corresponde a un depósito de valles incisos (Ecopetrol, 2000, en Alvarado et al., 2010). Constituye el reservorio más relevante de la cuenca, en la parte basal su límite coincide con una importante discordancia y hacia la parte superior su contacto es discordante con la Formación Carbonera en buena parte de la cuenca Llanos Orientales (ANH, 2012).

## **Formación Carbonera**

Datada entre el Eoceno superior a Mioceno inferior (Cooper et al., 1995) es una extensa unidad que se encuentra distribuida en la Cuenca de los Llanos Orientales, esta secuencia comprende procesos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental (ANH, 2012).

Puede llegar a tener un espesor mayor a 2.500 m en el subsuelo, por medio de registros eléctricos se subdividió en ocho unidades que van del C1 a C8 (siendo el C1 la unidad más joven); las unidades pares corresponden a intervalos arcillosos, que representan episodios de máxima inundación y las unidades impares a grandes intervalos arenosos, depositados en una llanura costera inferior con influencia marina (Duque-Caro, 1997).

El área de estudio se encuentra en la zona sur de la Cuenca de los Llanos Orientales, (en el sector del Meta) donde la sucesión se hace bastante arenosa, ocasionando que se dificulte su correlación, por tal motivo Ecopetrol ha dividido a esta Formación en unidades operacionales que son de base a techo las siguientes: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E3, Unidad C2, Areniscas de Carbonera C2, Unidad C1, Lutita E, y Areniscas Superiores de Carbonera C1. Hacia el sureste y este de la cuenca estas unidades se van acuñando contra el Escudo de Guyana (ANH, 2012).

**Unidad C8 (Lutita E4).** Sirve como sello vertical de la Formación Mirador al estar constituida por lutitas (Hernández, 2017). Las lutitas son predominantemente de color gris verdoso oscuro y en la parte basal de la unidad tienen un color amarillo marrón, con material carbonoso y trazas de arcillolita de color blanco, representando un marcador regional; su origen parece deberse al retorno de un ambiente marino (Quijano y Valcárcel, 2015).

**Unidad C7 (Unidad T1).** Constituida principalmente por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, de color blanco, con buena selección y moderadamente consolidada, existen

niveles de arcillolita de color gris medio a gris claro, moderadamente dura, no calcárea y niveles de limolita de color gris a marrón amarillo oscuro (Quijano y Valcárcel, 2015). Las areniscas fueron depositadas en ambientes marino somero, deltaico y continental (ANH, 2012).

**Unidad C6 (Lutita E3).** Se compone de lutitas de color gris oscuro a medio con micro piritita diseminada y levemente limosa, también contiene niveles menores de arcillolitas de color gris claro, levemente limosa y niveles de limolitas de color gris medio a gris parduzco, arenosa y moderadamente dura (Quijano y Valcárcel, 2015).

**Unidad C5.** Está constituida por intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas, limolitas grises y algunos niveles de areniscas bien seleccionados con presencia de restos carbonosos y de piritita, en ocasiones presenta niveles de lutita gris oscura, con micropiritita diseminada, aparecen trazas de dolomita y piritita como minerales accesorios y algunos restos carbonosos (Quijano y Valcárcel, 2015). Esta unidad en el sector de Apiay no se logra diferenciar bien, por lo que se incluye en el Conjunto C2 definido así por Ecopetrol, tiene un espesor aproximado de 1.000 pies y está constituido por una alternancia de arcillolitas y areniscas de poco espesor, al tope contiene un nivel un poco más arcilloso (ANH, 2012).

**Unidad C4.** Corresponde a lutitas color gris oliva ligeramente limosas y con micropiritita diseminada, con ocasionales alternancias de niveles arcillosos color gris claro, verdoso y marrón (Quijano y Valcárcel, 2015). En el sector de Apiay es también difícil diferenciar esta Unidad, al igual que la unidad C5, por lo que estaría incluida en el Conjunto C2 (ANH, 2012).

**Unidad C3.** La constituye una sucesión arcillosa de color gris claro, con alternancias de areniscas gris claro de tamaño grano fino a grueso, cuarzosas; limolitas gris claras y marrón, también contiene ocasionales niveles de carbón frágil, con piritita diseminada (Quijano y Valcárcel, 2015). Esta unidad cronoestratigráficamente puede ser equivalente a las Areniscas de la Formación Carbonera y al Conjunto C1 (Ecopetrol), en el sector de Apiay (ANH, 2012).

**Unidad C2 (Lutita E).** Corresponde casi totalmente a un intervalo de lutitas color gris oliva, levemente limosas con micropirita diseminada. En la zona que se determina como Lutita E estas lutitas tienen delgados lentes de carbón y nódulos de siderita, con ocasional alternancia de niveles de arcillolita de color gris verdoso claro (Quijano y Valcárcel, 2015). Es un sello bien desarrollado con mayor extensión hacia el Este, tiene un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca que aumenta hacia el borde suroccidental, donde alcanza a más de 900 pies y en el sector de Apiay se correlaciona con la Lutita E, su porcentaje de arena aumenta en los límites norte y noreste de la cuenca, posiblemente debido a su asociación con un ambiente deltaico en esta zona (ANH, 2012).

**Unidad C1 (Areniscas Superiores de la Formación Carbonera).** Constituida por un intervalo arcilloso, tiene una alternancia de niveles de areniscas cuarzosas, limolitas, hacia la parte media y superior de la unidad presenta un carácter arenoso; y hacia la parte inferior, se tienen arcillolitas y carbones (Quijano y Valcárcel, 2015). Al ser la última sucesión arenosa de la Formación Carbonera se encuentra “sellada” por la Formación León. Estratigráficamente la Unidad C1 se correlaciona con las areniscas superiores de la Formación Carbonera, su espesor aumenta hacia el Oeste y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte (ANH, 2012).

### **Formación León**

Se depósito durante el Mioceno Medio en un ambiente transgresivo salobre y marino somero, corresponde fundamentalmente a capas gruesas de lutitas grises que reposan concordantemente sobre la Formación Carbonera (Carvajal, 2007), representa la última invasión del mar en el Terciario. El tope de la formación presenta una sucesión uniforme de lutitas verdosas finamente laminadas y en la parte intermedia e inferior corresponde a intercalaciones reducidas de arcillolita gris clara, con contenido de dolomita de color marrón

claro en toda la unidad; en la cuenca Llanos Orientales esta formación se comporta como un sello regional en la cuenca (ANH, 2012; Quijano y Valcárcel, 2015).

### ***Formación Guayabo***

Depositada entre el Mioceno Tardío al Plioceno, se compone de intercalaciones de arcillolitas grises a pardo rojizas y areniscas mal seleccionadas de finas a muy gruesas, en ocasiones con niveles tanto de conglomerados, como de niveles carbonosos hacia el tope, reflejando una clara influencia fluvial marina a continental y hacia la base marina (ANH, 2012).

Es la última sedimentación de la denominada cuenca Llanos, en la parte central de llega a tener un espesor entre los 2.000 y 8.000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso; regionalmente se reduce hacia el sur de la cuenca; en el sector del Meta se asocia predominantemente a un ambiente continental (ANH, 2012).

### **5.3 Marco Estructural**

Gil y Mendoza (2019) indican que “En la interpretación estructural de la zona se propone un estilo dominado por fallas con desplazamiento de rumbo, con sus elementos principales, zonas de cizallamiento, fallas normales, fallas inversas y pliegues bien definidos”. Las fallas y sistemas de fallas más importante que intervienen en esta zona son la Falla de Villavicencio y el Sistema de Fallas de Algeciras (Casanova, 2016).

La Falla de Villavicencio es, una falla inversa, que se encuentra hacia el área SW del campo y tiene una vergencia NE-SW. Su campo de esfuerzos interpretados a partir de datos de pozo, indican que la zona es transpresional, resultado de la interacción de las Fallas Algeciras y Altamira (Villavicencio). El activo Sistema de Fallas de Algeciras, hacia el SE del campo muestra una deformación de rumbo dextral (Velandia et al., 2005, como se citó en Casanova, 2016).

El Campo Castilla corresponde a un anticlinal asimétrico, elongado con dirección NE-SW, tiene aproximadamente 8 km de ancho y de largo 12 km, toda la secuencia sedimentaria se vio afectada por una inversión tectónica, debido posiblemente a que en el Terciario hubo el levantamiento de la Cordillera Oriental, originando fallas inversas con componente en rumbo de tipo dextral (Velandia et al., 2005, como se citó en Casanova, 2016).



## 6. Geología del Petróleo

La ANH (2018) indica que “la Cuenca de los Llanos Orientales es bastante conocida a nivel petrolífero, ya que en ella se han perforado más de 2.000 pozos y se encuentran 206 campos productivos”. El sistema petrolífero Gachetá (Cretáceo-Terciario), ha contribuido con más del 98% de las reservas totales de crudo producidos en Colombia e incluye a la Formación Gachetá del Cretáceo Superior, la cual es equivalente a Formación La Luna en la cuenca del Valle Medio, como roca generadora y las rocas reservorio Cretácicas y Terciarias que son fundamentalmente silicicoclásticas (ANH, 2008).

### 6.1 Roca Generadora

Se reconoce la Formación Gacheta como la principal roca generadora, según análisis geoquímicos con valores de TOC (Carbono Orgánico Total, que mide la cantidad de materia orgánica en una roca) entre 1 a 3% y valores de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ , que establece la madurez de la roca para generar hidrocarburos) entre 0.7 y 1% (UPME, 2018). Predomina la materia orgánica que corresponde a Kerógeno Tipo III “generador de gas y condensado” y con aportes menores del Kerógeno Tipo II “generador de aceite” (ANH, 2012).

La materia orgánica incluida en la roca generadora es primordialmente del tipo amorfo con partículas menores de vitrinita; así mismo las muestras inmaduras tienen un índice de hidrógeno (HI) con un máximo de 200 mg HC/g TOC que incrementa con el aumento de la madurez térmica a valores cercanos de 400 mg HC / g TOC, esto indica que estas rocas son generadoras de aceite. (ANH, 2008).

Se han reconocido además como rocas generadoras de hidrocarburos en esta cuenca a las lutitas de las formaciones Une y Los Cuervos (García et al, 2009) y como probable roca generadora, se tiene a la Formación Carbonera, con valores de TOC entre 1 y 2%; la madurez

para esta formación es baja, menos en los sectores noroeste de la Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena y en el Piedemonte oriental de la Cordillera Oriental (UPME, 2018).

## **6.2 Migración**

Se tienen dos pulsos de migración, el primero ocurrió en el Eoceno tardío – Oligoceno, relacionado a la Orogenia Pre-andina, sucedió en la región donde se encuentra actualmente la Cordillera Oriental y produjo hidrocarburos que migraron hacia la Cuenca de los Llanos, entrampándose en estructuras ya formadas en ese tiempo. El otro pulso se trata de una generación posterior a la Orogenia andina (Mioceno Medio hasta la actualidad), estuvo restringido a la zona del piedemonte de la cordillera y a las zonas más occidentales de la Cuenca de los Llanos. Se considera el evento de generación pre-andino más importante, debido a la mejor calidad de la roca generadora y a la mayor madurez alcanzada (Garavito, 2005; García et al., 2009, en Piedrahíta, 2016).

## **6.3 Roca Reservorio**

Se reconoce como reservorios, las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá, Une y los miembros C7, C5, C3 Y C1 de la Formación Carbonera; unidades compuestas por areniscas que tienen rangos de porosidad entre 2% al 25%; las porosidades más altas se encuentran al E de la cuenca (Lozano y Zamora, 2014).

En el Campo Castilla las Formaciones Gacheta, Une y Mirador son los reservorios principales, con una porosidad entre 10,8 a 24% y un crudo pesado entre 10° a 14°API (De la Torre y Morales, 2018).

## **6.4 Trampas**

En la Cuenca Llanos Orientales se han determinado cinco terrenos o provincias estructurales, cada uno con sus tipos de entrampamiento; En el caso del Campo Castilla al que le corresponde la provincia del Meta las principales trampas corresponde a fallas de rumbo pliegues suaves, y trampas estratigráficas; la provincia de Arauca, caracterizada por un

plegamiento suave y fallas de rumbo con movimiento durante el Oligoceno; la provincia del Casanare tiene un entrapamiento con fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y pequeños movimientos de rumbo, debido a la compresión Andina, también cuenta con trampas estratigráficas tipo barras y canales; en la provincia del Piedemonte los pliegues y cabalgamientos son los que generan más trampas; en la provincia de Vichada, se considera que el entrapamiento es debido al fallamiento normal entre el Mioceno y el Plioceno (García et al., 2009; Sarmiento, 2011, en Piedrahíta, 2016).

## **6.5 Roca Sello**

Las lodolitas de la Formación León corresponden al sello regional de la cuenca, mientras que como sellos locales actúan los “miembros pares” de la Formación Carbonera, excepto el C8, el cual tradicionalmente estaba definido como un sello regional.

Sin embargo, el Miembro C2 debido a su amplia extensión en la cuenca se considera ahora como un sello regional intraformacional. Por otra parte, las Formaciones Guadalupe y Gacheta podrían también comportarse como sellos locales (ANH, 2007).

## 7. Marco Teórico

### 7.1 Petrofísica

A grandes rasgos la petrofísica es una ciencia que trata sobre las propiedades físicas del petróleo y el gas, sus formaciones, los fenómenos fisicoquímicos involucrados en estos yacimientos y durante su explotación. El estudio de la petrofísica incluye varios aspectos: las propiedades físicas de las rocas del yacimiento, como la permeabilidad, la porosidad y la saturación; las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento, así como las del petróleo, el gas y el agua a alta presión y temperatura, y las leyes que rigen su cambio de fase; de igual manera considera, las propiedades físicas de los fluidos multifásicos en medios porosos y sus mecanismos de filtración (Yang, 2017).

Para el estudio de las propiedades físicas de las rocas y los fluidos que se encuentran en ella, una vez se tiene la información de los registros eléctricos adquiridos en campo, se inicia en laboratorio con la interpretación petrofísica derivada de estos.

#### 7.1.1 Porosidad

Conocida como la medida en la capacidad de almacenamiento de fluidos que tiene una roca, donde se conoce que el volumen total ( $V_b$ ) de una roca, también llamado volumen aparente, está compuesto por el volumen poroso ( $V_p$ ) y el volumen de los granos sólidos (el volumen de la matriz) ( $V_s$ ), de acuerdo a lo anterior se puede hallar la porosidad total y la efectiva (Yang, 2017):

$$(a) \quad V_b = V_p + V_s$$

La porosidad ( $\phi$ ), se define como la relación entre el volumen de poro ( $V_p$ ) en una roca y el volumen aparente  $V_b$  de esa roca en porcentaje. Expresado como:

$$(b) \quad \phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100\%$$

Se despeja el volumen de poro de la ecuación (a) y se sustituye en la ecuación (b):

$$\varphi = 1 - \left( \frac{V_s}{V_b} \right) \times 100\%$$

De la ecuación anterior tenemos:

**Porosidad absoluta de las rocas del yacimiento.** El volumen de poro total ( $V_a$ ) en la roca se puede dividir en:

- a) Volumen de poro interconectado (también llamado volumen de poro efectivo), donde se tiene volumen de poros móvil y volumen de poros inmóvil.
- b) Volumen de poro no conectado.

La porosidad absoluta ( $\varphi_a$ ) es la relación entre el espacio vacío total de la roca y el volumen total de la roca, expresado en porcentaje:

$$\varphi_a = \left( \frac{V_a}{V_b} \right) \times 100\%$$

**Porosidad efectiva de las rocas del yacimiento.** La porosidad efectiva ( $\varphi_e$ ) es la relación entre el espacio vacío interconectado en la roca y el volumen total de la roca, expresado en porcentaje:

$$\varphi_e = \left( \frac{V_e}{V_b} \right) \times 100\%$$

### **7.1.2 Permeabilidad**

La porosidad y la permeabilidad son parámetros importantes que tienen relación, la porosidad indica la capacidad de almacenamiento que tiene la roca y la permeabilidad es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos (petróleo, agua y gas) bajo un diferencial de presión especificado. La mayoría de los poros presentes por ejemplo en las

areniscas están interconectados, los fluidos pueden circular a través del medio poroso, lo que se denomina flujo de filtración (Yang, 2017):

Henry Darcy en 1856, demostró que la relación entre el gradiente hidráulico del flujo del agua y la velocidad de descarga en las areniscas es una constante del material llamada conductividad hidráulica o coeficiente de permeabilidad, lo que se llamó Ley de Darcy y queda indicada en la siguiente ecuación:

$$Q = K \frac{A\Delta P}{\mu L}$$

Donde:

Q = Flujo ( $cm^3$ / seg)

K = Constante de proporcionalidad, Permeabilidad (medida en Darcies)

A = Área (centímetros cuadrados)

$\mu$  = Viscosidad (centipoise)

L = Longitud (centímetros)

$\Delta P$  = Delta de presión (atmósferas / centímetro)

Entonces para hallar la permeabilidad (K) se despeja está de la formula y se tiene:

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta P}$$

### **7.1.3 Volumen de Shale**

“En una arenisca además de los granos de la armazón y del fluido presente también puede haber arcilla. Los estudios de núcleos revelan que las arcillas pueden estar presente en la formación de tres maneras posibles: estructural, laminar y dispersa” (Acevedo y Higuerey, 2007).

Existen varios métodos para determinar el volumen de arcilla o shale (Vsh), como por ejemplo la ecuación de densidad de neutrones (Clavier, 1971); por medio del registro de resistividad (Hughes, 1992), o con la ecuación de índice de rayos gamma (Serra, 1984) que se calcula a partir del registro eléctrico de gamma ray, siendo esta la que se utilizó (Figura 5):

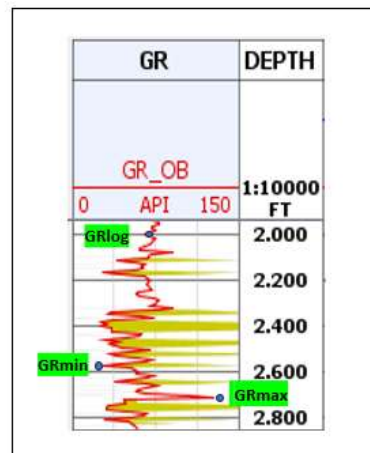
$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Vsh = Porcentaje o fracción decimal de shale en la formación

GRlog = Gamma ray leído del registro

GRmax= Gamma ray máximo leído del registro

GRmin= Gamma ray mínimo leído del registro



**Figura 5. Lectura del GR para cálculo del Vsh.** Se muestra la lectura del GR, donde; GRlog: punto cualquiera del pozo al que se le quiere hallar el Vsh, el GR es leído del registro; GRmin: valor mínimo del GR en todo el pozo; GRmax: valor máximo del GR en todo el pozo. Fuente propia.

Gran parte de los perfiles manejados en la evaluación petrofísica se ven afectados por la presencia de minerales de arcilla, por tal razón es importante contar con núcleos de pozo para tener un análisis petrográfico completo y mejores resultados.

#### **7.1.4 Saturación de Fluidos**

Las rocas contienen fluidos atrapados en sus porosidades, como lo son el aceite, gas y agua, la suma de ellos corresponde a la cantidad de fluidos que satura el medio poroso en un yacimiento, siendo entonces necesario de ese 100% de saturación definir la fracción de volumen poroso ocupado por cada uno de esos fluidos. Esto es importante porque al haber una saturación de agua baja, entonces será un indicio de una alta saturación de hidrocarburos.

Es necesario primero comprender ciertos parámetros para luego aplicar diferentes métodos en el cálculo de la saturación de agua, como lo son la resistividad del agua de formación; los factores de cementación y tortuosidad; y el exponente de saturación.

**Resistividad del Agua de Formación ( $R_w$ ).** La resistividad es una propiedad invariable y su recíproco es la conductividad, en la interpretación de registros, se supone que los hidrocarburos, la roca y el agua dulce de la formación actúan como aislantes y, por lo tanto, no son conductores (o tienen una resistencia muy alta) al flujo de corriente eléctrica. El agua salada, sin embargo, es conductora y tiene una resistividad baja. Las unidades de medida son ( $\text{ohmios} \cdot \text{m}^2 / \text{metro}$ ) y se denominan ohmios-metros (Asquith y Krygowski, 2004).

El agua superficial por lo general es dulce, pero el agua de formación debido a su profundidad y edad geológica, se ve afectada en su composición debido a que tiene sales disueltas como cloruros de sodio, calcio y potasio, además de carbonatos y sulfatos, ocasionando que se vuelva más salada y por tal razón tenga una conductividad eléctrica alta y una resistividad baja. El agua de formación también se ve afectada por la temperatura, pues un aumento de ella disminuye su viscosidad y ocasiona que los iones se desplacen más rápido, permitiendo conducir la electricidad. El cálculo de este parámetro se dará más adelante en el modelo petrofísico.



**Factor de Cementación (m).** Es un valor adimensional el cual varía respecto al tamaño de grano, la distribución del tamaño de grano, la porosidad, el grado de compactación de la roca y la interconexión de los poros. El valor trabajado para “m” es de 2, correspondiente a areniscas consolidadas, según la tabla de Asquith y Krygowski (Tabla 1).

**Factor de Tortuosidad (a).** Hace referencia a la complejidad de los caminos entre los poros y también es adimensional. El factor de tortuosidad se establece comúnmente en (1.0), pero algunos petrofísicos permiten que varíe dependiendo del tipo de roca y su consolidación. Para este trabajo se manejó un valor de tortuosidad de 0.81 (Tabla 1).

**Exponente de Saturación (n).** Este parámetro depende de la mojabilidad de la roca y se determina experimentalmente. Es adimensional y su valor puede estar entre 1.8 a 2.5, generalmente se toma el valor de 2 (Asquith y Krygowski, 2004).

<i>a</i> : Tortosity factor	<i>m</i> : Cementation exponent	Comments
1.0	2.0	Carbonates <sup>1</sup>
0.81	2.0	Consolidated sandstones <sup>1</sup>
0.62	2.15	Unconsolidated sands (Humble formula) <sup>1</sup>
1.45	1.54	Average sands (after Carothers, 1968)
1.65	1.33	Shaly sands (after Carothers, 1968)
1.45	1.70	Calcareous sands (after Carothers, 1968)
0.85	2.14	Carbonates (after Carothers, 1968)
2.45	1.08	Pliocene sands, southern California (after Carothers and Porter, 1970)
1.97	1.29	Miocene sands, Texas–Louisiana Gulf Coast (after Carothers and Porter, 1970)
1.0	$\phi^{(2.05\phi)}$	Clean granular formations (after Sethi, 1979)

**Tabla 1. Coeficientes Utilizados para el Cálculo de Sw.** Tomado de Asquith y Krygowski, 2004.

**Saturación de Agua (Sw).** La saturación de agua es la cantidad del volumen de poros en una roca que están ocupados por agua de formación y se representa como una fracción decimal o como un porcentaje. Aunque la saturación de hidrocarburos es la cantidad de interés, la saturación de agua generalmente se usa debido a su cálculo directo en ecuaciones como la

ecuación de Archie, que se mostrará seguidamente, además porque la saturación de hidrocarburos (Sh) generalmente se determina por medio de la expresión  $Sh = 1 - Sw$  (Asquith y Krygowski, 2004).

Existen diferentes métodos para el cálculo de Sw, como por ejemplo los métodos de Archie que se emplea en yacimientos en areniscas limpias y Simandoux que es más utilizado en yacimientos con areniscas arcillosas.

**Método de Archie para Sw.** Archie desarrolló su famosa ecuación que funciona bien en depósitos de arenas limpias, a partir de parámetros de registros de pozos, donde calculó la saturación de agua (Sw) de la zona no invadida en una formación próxima a un pozo (Beaumunt y Hartmann, 1999). La ecuación de Archie para hallar Sw en areniscas limpias se indica a continuación:

$$S_w = \left[ \frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right]^{\frac{1}{n}}$$

Donde:

Sw = Saturación de agua

Rw = Resistividad del agua de formación a la temperatura de formación

Rt = Resistividad verdadera de la formación (tomada con el registro de resistividad profunda)

a = Factor de tortuosidad

m = Factor de cementación

n = Exponente de saturación

$\phi$  = Porosidad total

**Método de Simandoux.** Es un modelo para estimar la saturación de agua en formaciones de arena arcillosa, el cual considera que la conductividad de la formación es la

suma de la conductividad del agua en arena limpia y la conductividad de la arcilla. (es decir, la conductividad efectiva de la arcilla). Esta ecuación funciona independientemente de la distribución de las lutitas y viene dada por la siguiente ecuación (Saad y Shedid, 2017).

$$S_w = \frac{aR_w}{2\phi^m} \left[ \left( \frac{-Vsh}{Rsh} \right) + \sqrt{\left( \frac{Vsh}{Rsh} \right)^2 + \left( \frac{4\phi^m}{aR_wR_t} \right)} \right]$$

Donde:

$S_w$  = Saturación de agua

$\phi$  = Porosidad efectiva

$a$  = Factor de tortuosidad

$m$  = Factor de cementación

$Vsh$  = Volumen de arcilla

$R_w$  = Resistividad del agua de formación a la temperatura de formación

$R_t$  = Resistividad verdadera de la formación (tomada con el registro de resistividad profunda)

$Rsh$  = Resistividad de la arcilla

## 7.2 Registros Eléctricos de Pozo

Los registros geofísicos en el área del petróleo son las herramientas que se utilizan en exploración para correlacionar distintas zonas, ayudar a trazar estructuras y mapas de isópacas. Así mismo ayudan a determinar las propiedades físicas de las rocas, como son la porosidad, litología, resistividad. geometría del poro, permeabilidad y contribuyen a reconocer zonas productivas, determinar el espesor en zonas y la profundidad, diferenciar entre agua, gas o aceite en un depósito y valorar las reservas de hidrocarburos. (Oil Production, 2014).

Un registro, perfil o curva de pozo, es el leído por aparatos de medición (sondas) en el agujero del pozo, con el fin de obtener diferentes parámetros de las formaciones rocosas,

principalmente la porosidad, densidad, resistividad, rayos gamma y diámetro del pozo (caliper) (Garduza, 2019).

### **7.2.1 Set Básico de Registros**

**Registro Caliper (Cali).** Registro de calibración que mide el diámetro del pozo, su principal función es determinar el estado del mismo, es decir, si está derrumbado o no, lo que además ayuda a saber si los registros tomados en ciertas secciones del pozo son confiables (Oil Production, s.f.). En la medida que el diámetro del pozo (CALI) sea más grande con respecto al diámetro de la broca (BS), menor es la competencia de la roca perforada (pozo derrumbado); por el contrario, si el diámetro del pozo es menor que el diámetro de la barrena, indicaría que se trata de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso y si el diámetro del pozo es semejante al diámetro de la barrena, se considera que la roca es competente (pozo no derrumbado) (Oil Production, s.f.).

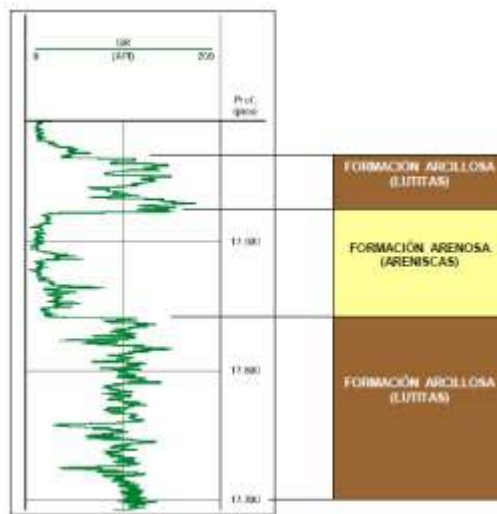
**Registro Bit Size (BS).** Este registro indica el diámetro de la barrena que se empleó durante toda la perforación (Oil Production, s.f.).

**Registro Gamma Ray (GR).** El registro de rayos gamma toma la radiactividad de las formaciones, por ejemplo, las areniscas que no tienen arcillas y los carbonatos contienen poco material radiactivo, por lo tanto, dan bajas lecturas de rayo de gamma; si el contenido de arcillas incrementa, entonces también aumenta la lectura del registro (GR), debido al material radiactivo (Oil Production, s.f.).

No obstante, las areniscas limpias (con un bajo volumen de arcillas), pueden tener altas concentraciones de feldespatos de potasio, glauconita, micas o aguas ricas en uranio y, podrían tener una lectura alta del perfil de (GR); en lugares en los que se sabe de la presencia de estos minerales, puede efectuarse un registro Spectralog, el cual diferencia los tipos de material radiactivo presentes como el torio, potasio, y uranio. Este registro se utiliza para

identificar litologías y correlacionar zonas, además de ayudar a calcular el volumen de arcillas en una arenisca o carbonato (Oil Production, s.f.).

En general este registro tiene una lectura en unidades API (Instituto Americano del Petróleo), esta unidad está basada en una medida artificial de la radiactividad de la roca de 200 unidades API considerada estándar por la Universidad de Houston. aunque el GR varía dependiendo de las cantidades de Torio, Potasio y Uranio de la roca en un yacimiento en profundidad. Su escala se mide de izquierda a derecha en un rango usual entre 0 a 200 API (Figura 6) (Glossary Schlumberger, s.f.).



**Figura 6. Ejemplo de la lectura de un registro GR.** En el track se muestra la lectura de un registro (GR), si la curva tiende hacia la derecha (es decir, hacia el valor 200 API), indicará la presencia de radiactividad y por ende se podría considerar una litología arcillosa, mientras que si tiende hacia la izquierda (hacia el valor cero), indicaría nula o poca presencia de concentración radiactiva, que se interpretaría como una litología arenosa. Tomado de Oil Production, s.f.

**Registro de Resistividad (RES).** Es un registro inducido y mide la capacidad que tienen las rocas de resistir el paso de la corriente eléctrica, por lo que es el opuesto de la conductividad. Esto se debe a que en las rocas se almacenan fluidos en los poros, los cuales pueden ser agua de formación, aceite o gas; En el caso del agua su conductividad dependerá de las sales disueltas en ella, es decir, que en una formación rocosa que tenga agua salada la resistividad será baja y tendrá una alta conductividad, pero si hay petróleo o gas en los poros

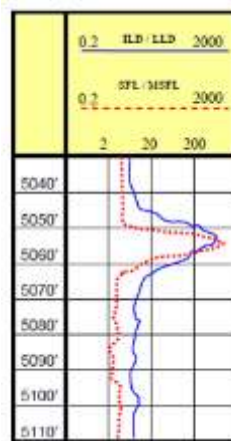
de las rocas se presentará una baja conductividad y la resistividad será alta. Las rocas poco porosas o compactas como las calizas masivas poseen resistividades altas (Oil Production, s.f.).

Sus valores de lectura en el registro van de 0.2 a 2.000 ohm.m (Figura 7), por otro lado, como se indica en González y Martínez (2022) generalmente se consideran las siguientes resistividades:

**Resistividad Profunda (RESD).** Corresponde a la lectura más profunda, este registro (LLD) se utiliza para proximidades de más de 3 pulgadas. Mide la resistividad de la formación ( $R_t$ ), se utiliza para determinar la saturación de agua y la geometría de la estructura de los poros.

**Resistividad Somera (RESS).** Se utiliza para identificar el perfil de invasión, con proximidades de 0.5 a 1.5 pulgadas. toma la lectura de la zona de transición de la formación, afectada parcialmente por los fluidos de perforación.

**Resistividad Media (RESM).** Se utiliza para identificar el perfil de invasión, con proximidades de 1.5 a 3 pulgadas, toma la lectura de la zona de invasión de la formación, afectada totalmente por los fluidos de perforación.

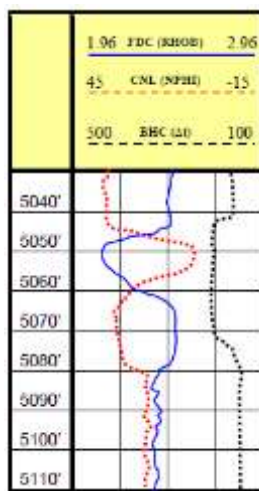


**Figura 7. Lectura de registros RES.** En el track se muestran varios registros de resistividad. Si la curva se desplaza hacia la derecha el fluido es mayormente resistivo y podría indicar la presencia de hidrocarburos; si la curva va hacia la izquierda el fluido es de baja resistividad, lo que podría interpretarse como agua de formación. Tomado y modificado de Oil Production, s.f.

**Registro Neutrón (NPHI).** Son registros de porosidad que determinan la concentración de iones de hidrógeno en una formación, dado que el hidrógeno se concentra en los fluidos que llenan el espacio intersticial de la formación, debido a que los neutrones colisionan con los núcleos del material de la formación y provocan un neutrón que disipa algo de su energía. Tanto el átomo de hidrógeno como del neutrón son casi iguales en masa, por lo que al ocurrir un choque entre ellos la pérdida de energía es máxima; está perdida una función de la concentración de hidrógeno en una formación y se puede relacionar con la porosidad de la misma (Oil Production, 2014).

Al haber menos concentración de hidrógeno en el gas comparado con el aceite o el agua, la porosidad del neutrón será menor que la real en poros llenos de gas y a esto se le llama "efecto de gas". En formaciones "limpias", la porosidad está ocupada por agua o hidrocarburo y el neutrón registra que los poros están llenos de fluidos (Oil Production, 2014).

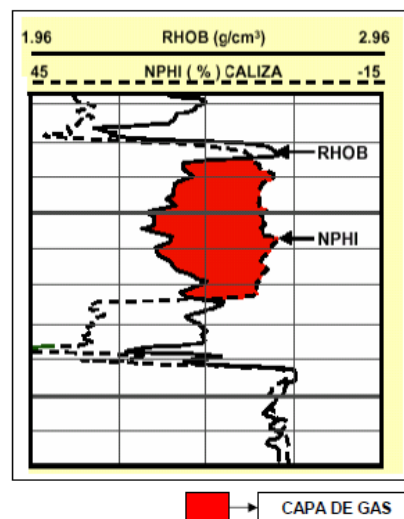
El registro de neutrón se presenta en unidades de porosidad (vol/vol o p.u), en una escala que varía de (-0.15 a 0.45) siendo una escala inversa, es decir, que se lee de derecha a izquierda, en donde el valor mínimo está el extremo derecho y el máximo en el extremo izquierda (Figura 8).



**Figura 8. Registro NPHI combinado con el Registro Densidad (RHOB).** En el track se observa la curva NPHI marcada por la línea punteada roja y el de densidad por la curva azul. Tomado y modificado de Oil Production, s.f.

**Registro de Densidad (RHOB o DPFI).** El registro de densidad se obtiene a partir de una fuente radiactiva que emite rayos gamma de alta energía por medio de una sonda, y como su nombre lo indica se utiliza para conocer la densidad de la roca y deducir con base en esto la porosidad. Registra el conteo de rayos gamma que interactúan con el material y está en función del número de electrones /  $\text{cm}^3$ , relacionándose con la verdadera densidad del material; Para determinar la litología se realiza la medición del índice de absorción fotoeléctrica (Garduza, 2019).

La combinación de los registros NPHI y RHOB hace que se logre identificar la presencia de gas (Figura 9), cuando la curva de porosidad (neutrón) en su recorrido se cruza con la curva de densidad (RHOB), el espacio generado entre las dos curvas se interpreta como gas. La unidad de este registro es  $\text{g/cc}$  y generalmente va de 1.95 a 2.95 para calizas y de 1.65 a 2.65 para rocas terrígenas y siliciclásticas, si la curva marca una lectura baja de densidad entonces indica alta porosidad y si la lectura es de una alta densidad significa que hay baja porosidad (Garduza, 2019).



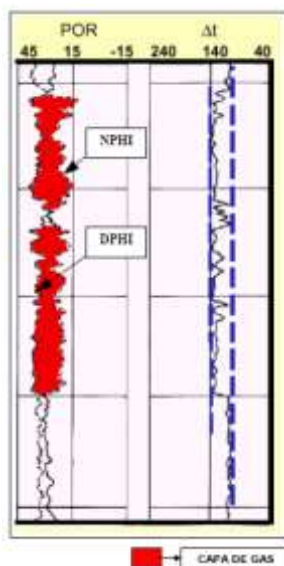
**Figura 9. Registro RHOB combinado con el Registro NPHI.** En el track se observa la curva RHOB con una densidad baja, lo que quiere decir una alta porosidad, a su vez que se observa la curva NPHI tendiendo al (0) y sobrepasando la curva de densidad, por lo que el espacio en rojo es interpretado como gas. Tomado y modificado de Oil Production, s.f.



En el análisis del potencial de hidrocarburos en las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, se correran estos dos registros para verificar que tipo de hidrocarburo tiene el yacimiento.

**Registro Sonico (Dt).** Este registro mide la velocidad del sonido por medio de las ondas penetradas en el pozo, teniendo un emisor de ondas y de dos a cuatro receptores. Mide el tiempo de las llegadas de las ondas primarias, secundarias y las stoneley; principalmente se utiliza para apoyar la determinación de porosidad en las rocas, tomando en cuenta el tiempo de tránsito de las ondas (Garduza, 2019).

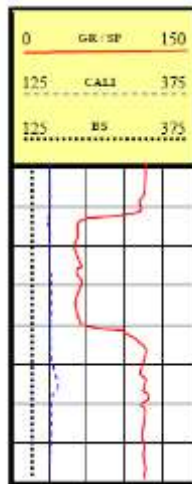
A mayor tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y, por lo tanto, mayor será la porosidad de la roca. La lectura del registro Dt es de derecha a izquierda y su unidad de medida es el micro-segundo por pie ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) con rangos de 140 a 40, otra unidad sería el segundo por metro s/m con rangos de 100 a 500. Debido a que la densidad del gas es menor que la del aceite y el agua el tiempo de trayecto de las ondas acústicas será mayor, indicando que la formación está saturada de gas y la curva del registro se desviará hacia la izquierda (Figura 10), por consiguiente, las velocidades del Dt serán menores (Garduza, 2019).



**Figura 10. Registro Dt combinado con los Registros NPHI y DPHI.** En el track se observa la curva Dt (lado derecho) con picos desviados hacia la izquierda y los registros de densidad y neutrón marcan una capa de gas. Tomado y modificado Oil Production, s.f.

**Registro Potencial Espontáneo (SP).** Se refiere a un registro de corriente directa, que mide la diferencia de voltaje que hay entre el potencial de un electrodo fijo localizado en la superficie y un electrodo móvil ubicado en el pozo (Doll, 1948, en Oil Production, 2014).

Las corrientes eléctricas naturales dadas por procesos electroquímicos que se llevan a cabo dentro del pozo, se relacionan con la respuesta del registro SP; los factores electroquímicos son inducidos por diferencias en la salinidad entre la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) y el filtrado de lodo ( $R_{mf}$ ) en los estratos permeables. Este registro se utiliza especialmente, para hallar zonas impermeables de lutitas, y las zonas permeables con arena; dada su baja resolución en la actualidad han sido reemplazados por el registro de GR (Figura 11) (Oil Production, 2014).



**Figura 11. Registro Sp combinado con los Registros CALI y BS.** En el track se observa el registro SP representado por la curva roja, en combinación con los registros Caliper y Bite Size (BS). Tomado y modificado de Oil Production, s.f.

### 7.3 Estratigrafía de Secuencias

La estratigrafía secuencial es el análisis de los depósitos sedimentarios en un marco estratigráfico temporal. Frecuentemente, implica que se subdivide el relleno de una cuenca sedimentaria en secuencias individuales de depósito (de ahí el nombre), que después pueden ser vinculados a cambios en los dos parámetros fundamentales de suministro y alojamiento de sedimentos (espacio de acomodación y tasa de sedimentación). El propósito principal es

reconstruir, cómo los sedimentos llenaron una cuenca y, por ende, cómo se formó la estratigrafía a través del tiempo y espacio (Estratigrafía de la Sociedad de Geología Sedimentaria [SEPM STRATA], 2020).

Según Catuneanu (2006), la estratigrafía de secuencias es el análisis de la respuesta sedimentaria a cambios en el nivel base y las tendencias de depósito que resultan de la interacción del espacio de acomodación y la sedimentación. Estudia los patrones de apilamiento de estratos y los cambios de esos patrones dispuestos en un contexto temporal.

La aplicación de la estratigrafía secuencial en la exploración y explotación de recursos naturales, está basada en los siguientes dos aspectos (López, 1996), no obstante, Miall (1991), Catuneanu (2006) y otros autores también lo han mencionado:

- En la predicción de posibles trampas estratigráficas, mediante el análisis de la subdivisión del relleno de cuencas sedimentarias.
- Evaluación de la organización (grado de heterogeneidad interna) de rocas almacén.

Los enfoques dominantes como lo refleja la literatura estratigráfica de secuencias, según Catuneanu (2006) son los popularizados por la escuela de Exxon (Posamentier y Vail, 1988; Van Wagoner et al., 1990; Posamentier y Allen, 1999) con las secuencias de depósito y, por otro lado, está la escuela de Galloway (1989) con las secuencias genéticas y la escuela de Embry y Johannessen (1992) con las secuencias transgresivas-regresivas. En este trabajo se optó por la opción de secuencias de depósito de la escuela Exxon, debido a que es un modelo interpretativo, el más extendido, aceptado y utilizado por la comunidad científica (López, 1996).

### **7.3.1 Modelo de Vail**

SEPM STRATA (2015) introduce que:

Vail (1977) y sus colaboradores publicaron técnicas estratigráficas que habían desarrollado en Esso Production Research para interpretar las secciones transversales sísmicas. Reconocieron que las evidencias de movimiento eustático se expresaban mediante no conformidades importantes y causaron una revolución en el análisis estratigráfico. Asumieron que los reflectores sísmicos continuos en las secciones transversales geofísicas acústicas son coincidencias cercanas con el crono, o los límites de tiempo, como los planos de estratificación y las discordancias. Habían establecido que las no conformidades eran claramente reconocibles en las secciones sísmicas marinas y asumieron que, al igual que las no conformidades del Paleozoico identificadas por Wheeler (1958), Sloss (1963, 1972) y Sloss and Speed (1974) eran producto de cambios mundiales en el nivel del mar o eustasia. Señalaron que las no conformidades involucran paquetes de reflectores y las llamaron secuencias sísmicas. Los marcaron con reflectores sísmicos que se superponen y terminan contra la superficie de no conformidades o uno contra el otro.

Hay que recordar que un sistema de depósito es el ensamblaje tridimensional de estratos cuya geometría y facies conducen a la interpretación de un ambiente de paleodepósito específico. El estudio de los sistemas de depósito está íntimamente relacionado con los conceptos de facies, asociaciones de facies y modelos de facies; el análisis facial es un método esencial para la reconstrucción de paleoambientes, así como para la comprensión de los cambios climáticos y la subsidencia de las cuencas sedimentarias (Catuneanu, 2006). El Sistema de Depósito corresponde a un enfoque 3D, pero si se integran la Arquitectura Estratigráfica con el Tiempo, se estaría hablando sobre una Secuencia Depositacional con un

enfoque 4D; en ella el tiempo es principalmente establecido a partir de las superficies que limitan los volúmenes de roca.

Algunos autores como Vail (1991) y López (1996) manifiestan que la ciclicidad que se registra por una secuencia de depósito está ligada a cambios relativos del nivel del mar o nivel base. Se han distinguido dos tipos diferentes de secuencias de depósito con base en los tipos de superficies que las pueden limitar, estas superficies estarían generadas durante periodos distintos dentro de un descenso relativo del nivel del mar (Jervey, 1988; Posamentier et al., 1988, en López, 1996).

Los límites de secuencia tipo 1, se forman cuando el borde de la plataforma durante periodos es expuesto, es decir, el nivel del mar cae por debajo de la ruptura de la línea de costa; Estas secuencias han sido modificadas por varios autores con el pasar del tiempo, las cuales se han ido adecuando para los casos en los que durante la caída del nivel base, el depósito se da en zona costera o en la plataforma, pudiendo originar regresiones forzadas que dependerán de la relación tasa acomodación-tasa de sedimentación. Los límites de secuencia tipo 2, se originan cuando el nivel del mar no cae por debajo de la ruptura de la línea de costa en función de la tasa de acomodación – tasa de sedimentación y se generan al principio de la subida del nivel base (Jervey, 1988; Posamentier et al., 1988; Vail et al., 1991, en López, 1996).

**Superficie de Inundación Marina (FS).** Superficie que separa estratos más antiguos de más recientes, a través de la cual en la superficie hay evidencias de cambios notorios en la profundidad de las aguas (Catuneanu, 2006).

**Superficie de Máxima Inundación (MFS).** Superficie que registra el momento en que la línea de costa está en su posición máxima hacia el continente, es decir, marca el momento de máxima inundación o transgresión de la plataforma y separa las unidades transgresivas de

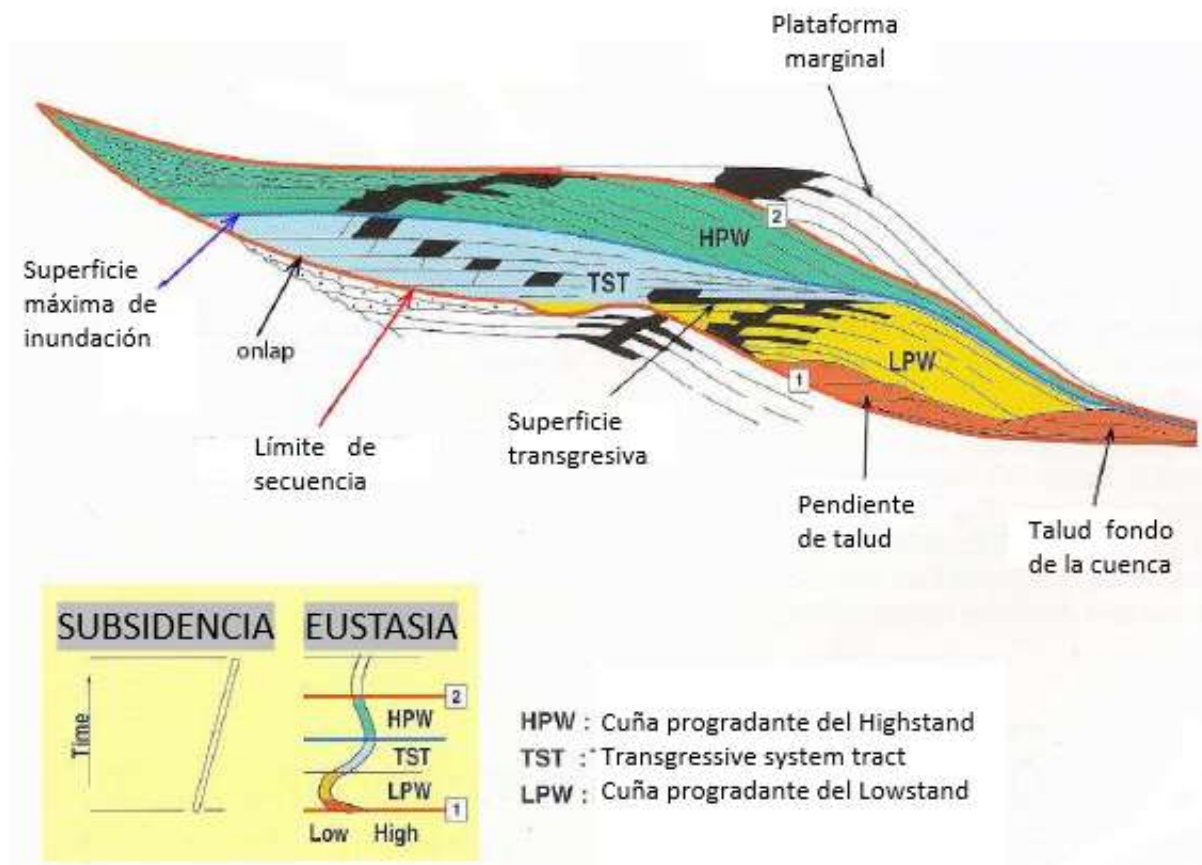
regresivas. Sísmicamente, a menudo se expresa como una superficie de superposición descendente (*downlap*). Los sedimentos marinos de plataforma y cuenca asociados con esta superficie son el resultado de tasas bajas de sedimentación asociadas con sedimentos pelágico-hemipelágicos y generalmente son de grano fino y de espesores delgados. Estos sedimentos finos constituyen secciones condensadas (Mitchum, 1977, en SEPM STRATA, 2021).

**Superficie Transgresiva (TS).** Separa el *lowstand system tract* infrayacente, del transgressive system tract suprayacente. Se trata de la primera superficie de inundación principal, que le sigue al depósito de *lowstand system tract* (Schlumberger, s.f).

**Límite de Secuencia (SB).** Los límites de secuencia son superficies delimitadoras de las secuencias, son no conformidades subaéreas, es decir, una superficie de erosión o no deposición creada generalmente durante la caída del nivel base por procesos subaéreos como la incisión fluvial, la degradación del viento, el desvío de sedimentos o la pedogénesis; se extiende gradualmente hacia la cuenca durante la regresión forzada de la costa y alcanza su extensión máxima al final de la regresión forzada (Catuneanu, 2006).

Debido a su modo de formación, las no conformidades subaéreas corresponden a los hiatos estratigráficos más grandes en el registro de rocas sedimentarias, estratos separados que no están genéticamente relacionados (es decir, que pertenecen a diferentes ciclos de cambio de nivel base), y marcan cambios abruptos de facies hacia la cuenca; esta no conformidad tiene una conformidad correlativa marina cuyo tiempo corresponde al final de la caída del nivel base en la costa (Catuneanu, 2006).

En la Figura 12, se presenta la secuencia de depósito descrita según el modelo de Vail:

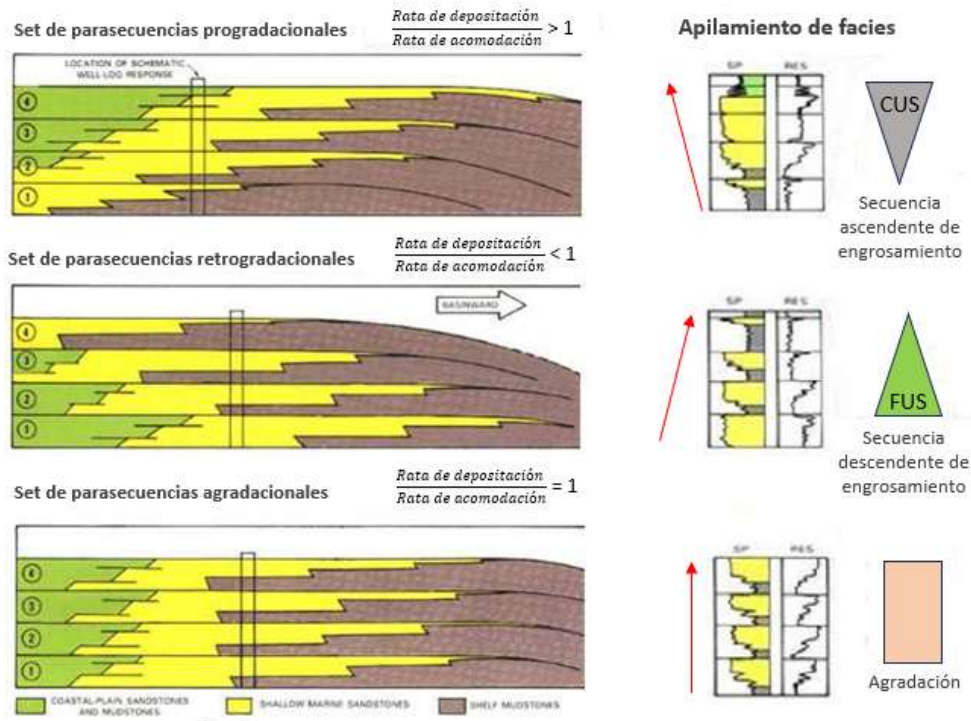


**Figura 12. Diagrama de Vail.** Se representa una secuencia de tercer orden, es decir, con una duración entre 1 a 3 Ma; Donde se observa el (LPW) correspondiente a un nivel eustático bajo, una transgresión (TST) y un nivel eustático alto (HPW). Basado en una hipótesis completamente eustática para las variaciones en el nivel relativo del mar. Tomado y modificado de Ostanciaux, 2012.

**Parasecuencias.** Es una unidad estratigráfica definida como una sucesión relativamente conforme de estratos o conjuntos de estratos relacionados genéticamente limitados por superficies de inundación (Van Wagoner, 1995, en Catuneanu, 2006).

**Set de parasecuencias.** Van Wagoner indica que es una sucesión de parasecuencias genéticamente relacionadas que forman un patrón de apilamiento distintivo que está delimitado, en muchos casos, por las principales superficies de inundación marina y sus superficies correlativas. Los patrones de apilamiento de parasecuencias en sets de parasecuencias

corresponden a: progradación, retrogradación o agregación, según la relación entre las tasas de depósito y las tasas de acomodación (Figura 13). Estos patrones de apilamiento son predecibles dentro de una secuencia (Van Wagoner, 1985).

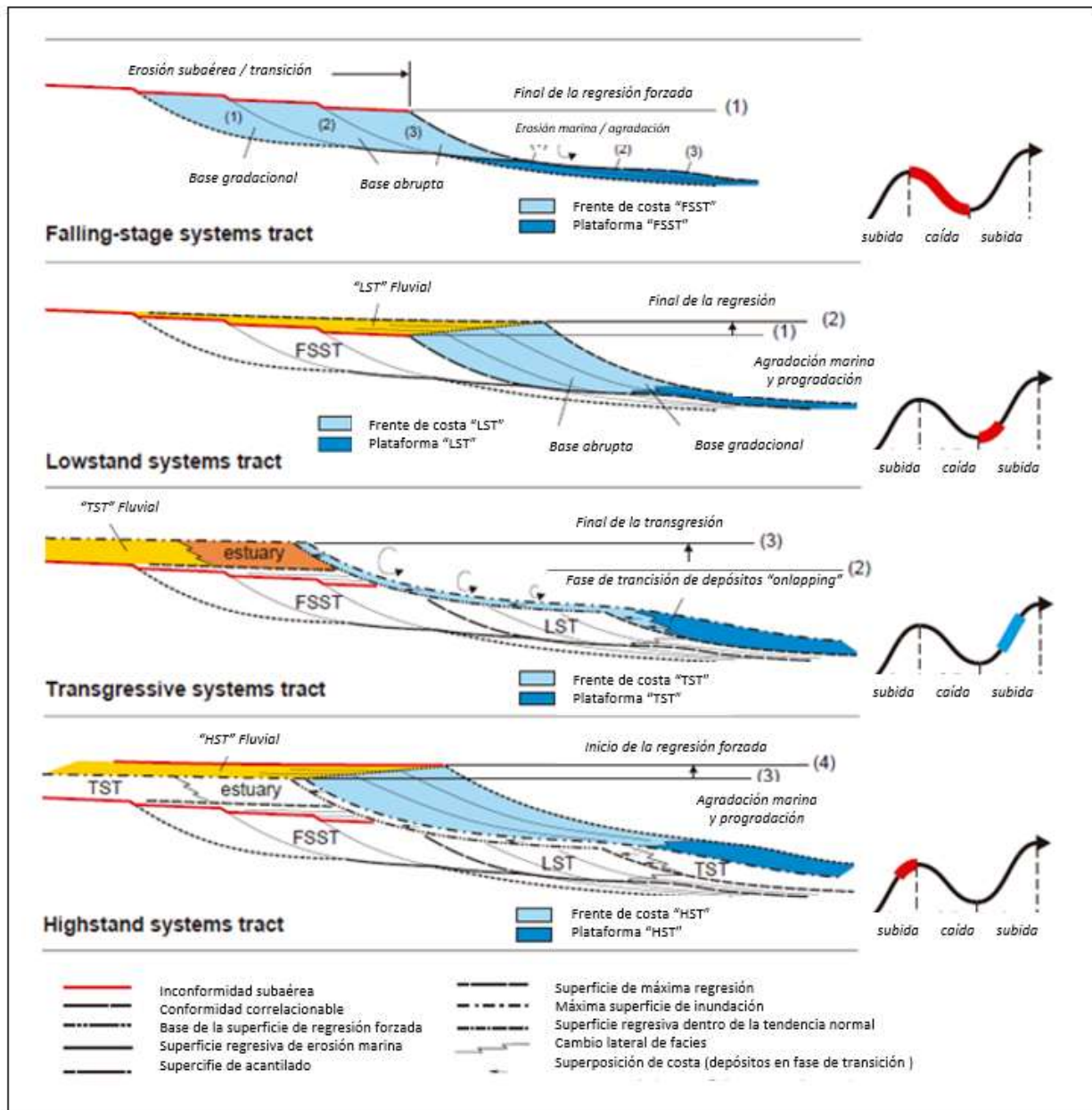


**Figura 13. Set de parasecuencias y Apilamiento de Facies.** Tomado y modificado de Hardenbol et al., 1988.

### 7.3.2 Systems Tracts

El concepto de *System Tracts* se introdujo para definir una asociación de sistemas de depósito contemporáneos, formando la subdivisión de una secuencia. Es importante recalcar que no se implicaba espesor en la definición original, ni ninguna connotación de tiempo. Los *systems tracts* se interpretan basados en patrones de apilamiento de estratos, posición dentro de la secuencia y tipos de superficies delimitadoras, y se les asignan posiciones particulares a lo largo de una inferida curva de cambios del nivel base en la línea de costa (Brown and Fisher, 1977, como se citó en (Catuneanu, 2006). A continuación, se hace una breve descripción de los *system tracts* (Figura 14):





**Figura 14. Systems Tracts.** Arquitectura detallada de systems tracts y superficies estratigráficas en la zona de transición entre ambientes fluviales y marinos someros, en un ambiente tipo plataforma. Tomado y modificado de Catuneanu, 2006.

**Highstand Systems Tract (HST).** Se forma durante la etapa tardía del aumento del nivel base, cuando las tasas de ascenso caen por debajo de las tasas de sedimentación, generando una regresión normal de la línea de costa., en consecuencia, las tendencias de depósito y los patrones de apilamiento están dominados por una combinación de agradación y

procesos de progradación. Está delimitado por la superficie máxima de inundación en la base y por una superficie compuesta en la parte superior, la cual incluye una parte de la no conformidad subaérea, la superficie basal de la regresión forzada y la parte más antigua de la superficie regresiva de erosión marina (Catuneanu, 2006).

**Falling-Stage Systems Tract (FSST).** Corresponde a todos los estratos que se acumulan en una cuenca sedimentaria durante la regresión forzada de la línea de costa, según los modelos estratigráficos de secuencia estándar, los depósitos de regresión forzada consisten principalmente en facies de aguas someras y profundas, que se acumulan al mismo tiempo que se forma la no conformidad subaérea en la porción no marina de la cuenca. Está delimitado en la parte superior por una superficie compuesta que incluye la no conformidad subaérea, su conformidad correlativa y la porción más joven de la superficie regresiva de la erosión marina (sensu Hunt y Tucker, 1992, en Catuneanu, 2006).

Al tener una tasa importante de aportes de sedimentos, puede desarrollar abanicos submarinos y turbiditas, mientras que hacia el continente puede desarrollar una incisión, generada por un río que busca su nivel base, ocasionando una superficie erosiva bastante pronunciada (más adelante se explicará los valles de incisión).

**Lowstand Systems Tract (LST).** Se forma durante la etapa inicial del aumento del nivel base cuando la tasa de ascenso es superada por la tasa de sedimentación, en consecuencia, los procesos de depósito y los patrones de apilamiento están dominados por agradación y progradación de baja tasa en toda la cuenca sedimentaria. Dado que el nivel base ascendente hace disponible la acomodación, generalmente se espera que esta "cuña de bajo nivel" incluya todo el conjunto de sistemas de depósito, desde fluvial hasta costero, marino somero y marino profundo. Está limitada por la no conformidad subaérea y su conformidad correlativa marina en la base, y por la superficie regresiva máxima en la parte superior (Catuneanu, 2006).

**Transgressive Systems Tract (TST).** El tramo de sistemas transgresivos está delimitado por la superficie máxima regresiva en la base y por la superficie máxima de inundación en la parte superior. Este *system tract* se forma durante la etapa de ascenso del nivel base cuando éstas superan las tasas de sedimentación en la costa. Se puede reconocer a partir de los patrones de apilamiento retrogradantes, que dan tendencias granodecipientes dentro de las sucesiones marinas y no marinas. Como las tasas de creación de acomodación son más altas durante la transgresión de la línea de costa, se espera que este *system tract* incluya toda la gama de sistemas de depósito a lo largo del buzamiento de una cuenca sedimentaria, desde fluvial hasta costero, marino somero y marino. de aguas profundas (Catuneanu, 2006).

Los depósitos fluviales y costeros transgresivos pueden ser de espesores grandes, debido a las altas tasas de sedimentación estimuladas por la acomodación disponible, aunque ocurren excepciones en circunstancias particulares. Se forman sucesiones delgadas de lutitas marinas o depósitos de *lag* (sedimento relativamente grueso) en este caso particular de fondo oceánico y generan sucesiones condensadas. Cuando la transgresión es muy fuerte se forman superficies de "*Ravinement*", es decir, hay erosión asociada a un ascenso en el nivel del mar (Catuneanu, 2006).

En la gráfica se muestra que los depósitos marinos poco profundos tienen un bajo potencial de conservación ya que el borde de la plataforma presenta una inclinación después de la línea de costa. Se puede observar la siguiente excepción y es que en la primera etapa de depósito sobre la superficie de la costa la plataforma tiene una base gradual descendente de bajo ángulo, mientras que los primeros depósitos de la superficie son más delgados y definen el avance del borde de la línea de costa (Catuneanu, 2006).

### **7.3.3 Valles Incisos y No Incisos**

Es el canal o valle formado por sistemas fluviales que extienden sus canales hacia la cuenca y erosionan los estratos subyacentes en respuesta a una caída del nivel del mar relativo; Los valles incisos pueden tener varios cientos de pies de profundidad y variar en ancho desde media milla hasta muchas decenas de millas, la incisión ocasionada por el valle inciso dentro del sistema, a menudo estará incluida en el (FSST) mientras que el relleno de la incisión tenderá a ocurrir durante el siguiente tramo en el (LST) y este a su vez estará cubierto por una superficie transgresiva (SEPM STRATA, 2021).

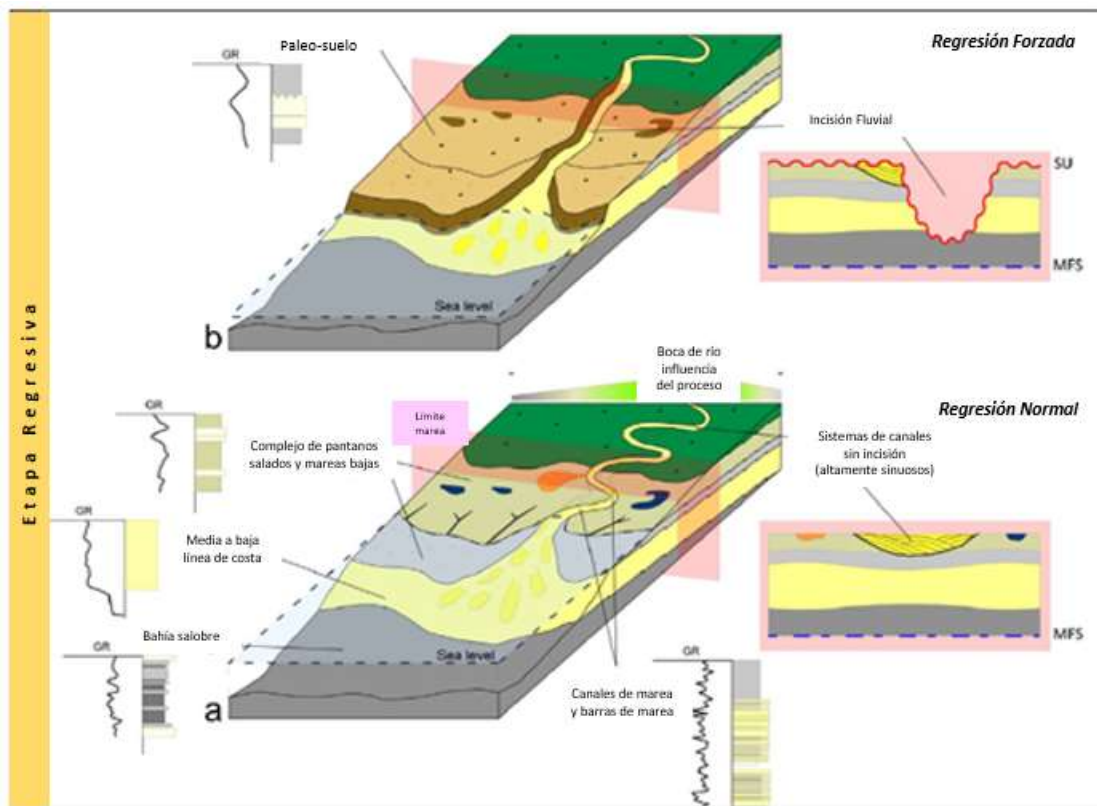
Los sistemas de valles incisos suministran un marco estratigráfico con un gran potencial económico como yacimientos de petróleo y gas, en los que las sucesiones sedimentarias que llenan los valles están separadas de los depósitos lateralmente adyacentes por no conformidades que limitan la secuencia. El mecanismo desencadenante más común está asociado con la caída del nivel relativo del mar y la incisión de canales fluviales que buscan su nivel base, formando depósitos de canales amalgamados y depósitos rápidos tipo abanicos fluviales (Catuneanu y Caycedo, 2019).

Según Catuneanu (2019) la diferencia entre valles incisos y no incisos ha sido estudiada por (Bhattacharya y Olariu, 2006; Boyd et al., 2006; Catuneanu, 2006; Posamentier, 2001), y obedecen a varias razones que se explican seguidamente:

La yuxtaposición de facies se da, por el proceso erosivo del canal de incisión sobre sedimentos de ambiente de depósito offshore, generalmente de características de zonas poco profundas, que se ven afectados por una regresión rápida, que permite el depósito erosivo con una importante cantidad de areniscas localizadas en canales que ponen en contacto hacia la base del canal las areniscas más gruesas con los depósitos de la plataforma offshore (Catuneanu y Caycedo, 2019).

Esto genera un cambio de facies hacia la cuenca, característico de los valles de incisión, especialmente en zonas cercanas a la costa donde la incisión fluvial erosiona los sedimentos subyacentes, originando un apilamiento vertical compuesto de depósitos distales en la base y facies proximales en la parte superior (Catuneanu y Caycedo, 2019).

Existe una baja relación ancho/profundidad (W/D) para los valles incisos, mientras que, para los canales no incisos la relación (W/D) es sustancialmente mayor. Los valles incisos debido a su gran erosión forman valles genéticamente diferentes con las unidades yuxtapuestas, por el contrario, los sistemas no incisos tienen canales que fluyen sobre los estratos subyacentes y tienden a crear una socavación menos profunda (Figura 15); la mayor sinuosidad de estos canales no incisos indica un mecanismo preferencial de migración lateral en lugar de incisión (Catuneanu y Caycedo, 2019).



**Figura 15. Esquema valles Incisos y no incisos.** En la etapa regresiva se observa a) un highstand con regresión normal en el que se depositan canales no incisos, y en b) una regresión forzada en la que los canales no incisos se erosionan total o parcialmente, según la magnitud y la duración de la caída relativa del nivel del mar subsiguiente. Tomado y modificado de Catuneanu y Caycedo, 2019.

Tanto los sistemas incisos como los no incisos muestran evidencia que indica la influencia de las mareas durante el proceso de depósito; Las asociaciones de facies verticales permiten definir varios ciclos de transgresión y regresión, así como episodios de descenso relativo del nivel del mar y su consecuente incisión fluvial. Catuneau (2006) ha reconocido varios sistemas de valles incisos mediante la integración de datos de núcleos, registros de pozos e información sísmica 3D. De manera similar, también identifica formas canalizadas sin incisión; apoyándose con la descripción de núcleos, patrones de apilamiento de registros de pozos y sus cambios laterales de facies, los truncamientos sísmicos y las anomalías de amplitud sísmica. Esto le permitió conocer la presencia de varias etapas de caída del nivel del mar relativo, al igual que la interpretación de sistemas de valles incisos que recubren depósitos asociados con ambientes marinos marginales y poco profundos, que también presentan cuerpos de arena canalizados (Catuneanu, 2006).

#### **7.4 Software LAS Viewer**

LAS Viewer es un lector de archivos Log ASCII Standard (LAS) de la Compañía Everett Energy Software Inc. Es un programa de visualización de curvas de registro (Everett, s.f.). El cual fue creado por el Ingeniero Jamie Everett, quien amablemente concedió la licencia de su software y así poder llevar a cabo este trabajo académico.

Es indispensable contar con un software que permita la visualización de los registros eléctricos y petrofísicos, además de poder exportar archivos LAS y PDF, también la aplicación admite archivos CSV y XLSX. La interfaz del programa es sencilla y de un fácil manejo. El software como tal es básico y no reemplaza un programa profesional de análisis de registros de pozos, sino que más bien lo complementa, es decir, está bien para un ejercicio académico como este, en el cual para una parte del trabajo se necesita primordialmente la visualización de la información, para luego poder ser analizada e interpretada. Los cálculos matemáticos y algunas gráficas fueron hechas en Excel®.

## 8. Base de Datos

Para el desarrollo del estudio, se contó con un set básico de registros eléctricos y registros petrofísicos interpretados para siete pozos que se presentan en las Tablas 2 y 3.

POZO	GR_OB	AFRSC	AFRDC	DEN_OB	NEUT_OB	DT	STEMP
A	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
B	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
C	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
D	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
E	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
F	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
G	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO

**Tabla 2. Set Básicos de Registros Eléctricos.** Inventario de registros de pozo suministrados por Ecopetrol, donde se puede apreciar cuales pozos tienen el registro completo y cuáles no.  
Donde:

GR\_OB = Gamma Ray (API)

AFRSC = Resistividad poco profunda (ohm\*m)

AFRDC = Resistividad profunda (ohm\*m)

DEN\_OB = Densidad (g/cc)

NEUT\_OB = Neutrón (v/v)

DT = Sónico (vs/ft)

STEM = Temperatura (degF)

POZO	PHIE	PERM	SS FRACTION	SH FRACTION	SW	Vsh
A	SI	SI	SI	SI	NO	NO
B	SI	SI	SI	SI	NO	NO
C	SI	SI	SI	SI	NO	NO
D	SI	SI	SI	SI	NO	NO
E	SI	SI	SI	SI	NO	NO
F	SI	SI	SI	SI	NO	NO
G	SI	SI	SI	SI	NO	NO

**Tabla 3. Registros Petrofísicos.** Inventario de registros petrofísicos suministrados por Ecopetrol, donde se puede apreciar que pozos cuentan los registros completos y cuáles no.

Donde:

PHIE = Porosidad efectiva

PERM = Permeabilidad

SS\_OB = Fracción de arena

SH\_OB = Fracción de shale

SW = Saturación de agua

Vsh = Volumen de shale

Ningún pozo cuenta con el registro de saturación de agua, ni de volumen de arcilla (Vshale). Adicional a la información anterior se contó con el mapa estructural en profundidad de las "Areniscas Superiores de Carbonera C2", un archivo con los topes de formación, los registros de desviación de los pozos y el factor volumétrico para gas; estos datos se explicarán mejor en el capítulo de modelo estructural y caso base volumen.



## 9. Modelo Estructural

El modelo estructural del Campo Castilla se ubica en la parte proximal de la cuenca de *foreland* y corresponde con los lineamientos generales de la Cuenca Llanos, dominada primordialmente por fallas con orientación SW-NE, perpendiculares a la dirección del máximo esfuerzo tectónico.

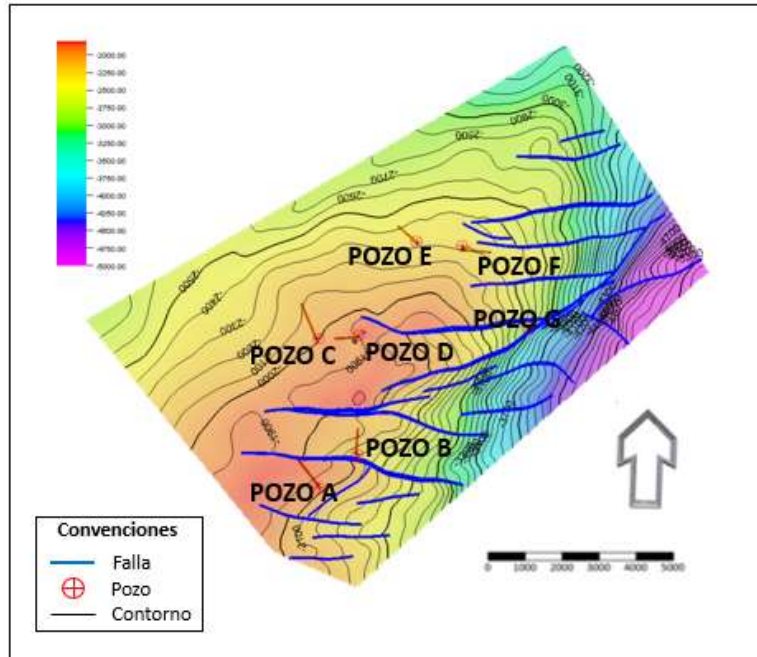
Como ya se había indicado la Cuenca Llanos Orientales inicia con un “*back arc*” con una tectónica extensiva, que forma un graben posteriormente inundado por el paleo océano, durante el Jurásico tardío al Cretácico temprano, la cuenca de “*back arc*” está limitada al oriente por el escudo de Guyana, constituido primordialmente por rocas del Cámbrico y Pre-cámbrico que no tuvieron deformación tectónica (Sarmiento, 2011).

Durante el Cretácico tardío, se inicia la acreción del bloque alóctono que formará la cordillera occidental, creando un esfuerzo de tectónica compresiva sobre los sedimentos depositados en la cuenca de post-rift (Sarmiento, 2011).

### 9.1 Mapa Estructural

El mapa estructural suministrado por Ecopetrol, como parte de la base de datos de este trabajo corresponde en profundidad al tope de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”.

Este mapa estructural corresponde a una estructura de tipo anticlinal fallado en su flanco Este y con una extensión de aproximada de 10 km en el sentido del rumbo SW-NE; y de aproximadamente 4.5 km en la dirección del buzamiento NW-SE. La estructura muestra el lineamiento de una falla principal con orientación SWW-NEE, siguiendo el rumbo característico de las fallas regionales de la Cuenca Llanos. Otras fallas secundarias que se desprenden de la falla principal son las de rumbo (*strike-slip*), también con un componente de desplazamiento vertical, que generan un patrón de fallas oblicuas sobre la falla principal que controla estructuralmente el Campo Castilla (Figura 16).



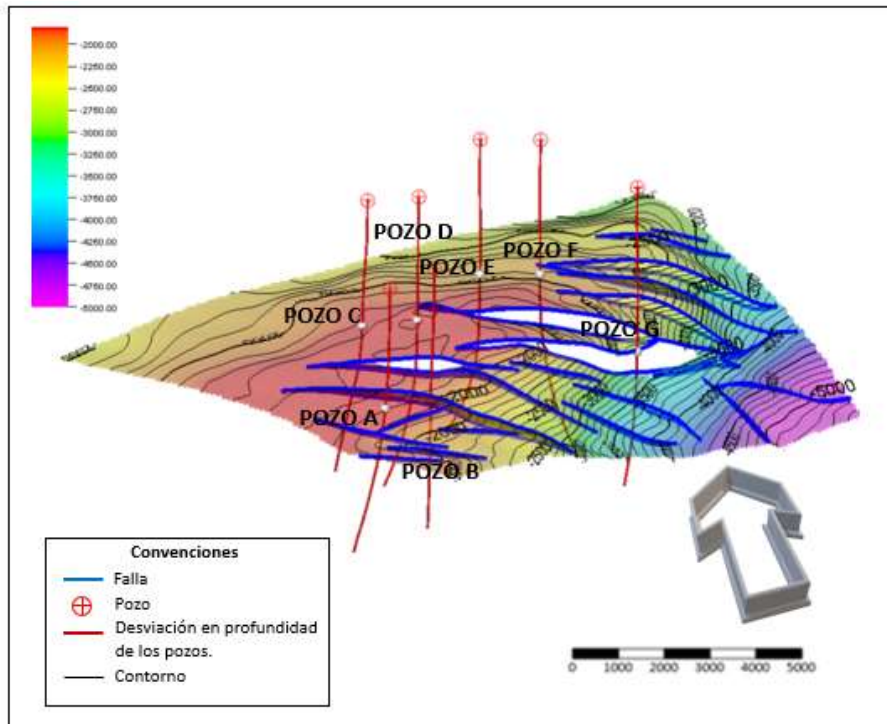
**Figura 16. Mapa Estructural Vista en Planta.** Mapa estructural suministrado por Ecopetrol del tope de Carbonera C2 en vista de planta, se observa en líneas azules el trazo de las fallas con orientación preferencial SWW-NEE.

El desplazamiento vertical de la falla principal es variable entre 100 a 300 pies, es decir que sobre el plano de falla el bloque yacente alcanza un máximo de desplazamiento vertical de 300 pies, hacia el centro del rumbo de la falla, mientras que, sobre los bordes o inicios de la misma, la separación vertical de los bloques es de 100 pies. La cresta que forma estos desplazamientos en el bloque colgante crea altos estructurales tipo “rollover” con cierres contra la falla en tres direcciones, estas estructuras anticlinales son el principal tipo de trampas en la Cuenca Llanos y en el Campo Castilla.

Las fallas son de geometría normal con desplazamiento vertical a sub-vertical, donde no se aprecia un “hinge” o un cambio de la geometría de normal a inversa, debido a la rotación del bloque yacente de la estructura, es decir que el plano de falla mantiene su desplazamiento vertical a lo largo del rumbo de la misma, medido desde el punto inicial de la separación.

Sobre el mapa estructural del Campo Castilla, se superponen las trayectorias de desviación de los pozos, como puntos de control adicional que en su diseño fueron perforados

atravesando planos de falla (Figura 17). La pérdida de varios intervalos de unidades estratigráficas a causa de las fallas normales se ve evidenciada en el pozo G.



**Figura 17. Mapa Estructural en 3D con la Desviación de los Pozos.** Mapa estructural del tope de Carbonera C2 en vista 3D y la desviación de los pozos suministrada por Ecopetrol.

En la gráfica anterior se muestra en líneas azules el trazo de las fallas, los espacios en color blanco indican que hay un desplazamiento vertical hacia abajo de un bloque respecto al otro por la falla. Las líneas en color rojo representan la desviación en profundidad que tienen los pozos, las esferas en color blanco que tiene cada pozo indican el techo y la base del yacimiento correspondiente a las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, donde se observa que en ese intervalo las trayectorias de los pozos son casi verticales, empezándose a inclinar hacia la parte más profunda.

## 9.2 Revisión de Topes de Pozo e Interpretación

La base de datos entregada por Ecopetrol es de siete pozos, con profundidades totales de 4800 pies, con intervalos desde la Formación León al tope, hasta la base de la Formación

Carbonera intervalo E4, la sucesión consta de los intervalos estratigráficos presentados en la

Tabla 4:

TOPE	INTERVALO
Leon.	Tope Leon, no presente en todos los pozos
A_s_c.	Tope intra-Leon, no presente en todos los pozos
A_s_b.	Tope intra-Leon, no presente en todos los pozos
A_s_a.	Tope arenoso intra-Leon
L_E.	Base arenoso intra-Leon
C1_b.	Tope Intervalo arenoso C1
C1_a.	Tope intervalo shale C1
A_Cra_a.	Tope Arena C2
C2b.	Base Arena C2
C2a.	Tope Intervalo Shale C2
C2_Base.	Base Intervalo Shale C2
E3.	Tope Shale
T1.	Tope Shale arenoso
E4.	Base shale arenoso, no presente en todos los pozos

**Tabla 4. Topes de Formación.** Topes de formación suministrados por Ecopetrol.

La nomenclatura de los topes sugiere una subdivisión en los intervalos de arenisca y shale de las Unidades C1 y C2 de la Formación Carbonera, con una sucesión de la Formación León como “*overburden*”. Los topes fueron interpretados por Ecopetrol como unidades crono estratigráficas “conformables”, es decir, con dependencia de depósito entre las unidades, sin tener en cuenta procesos erosivos o de límites de secuencias estratigráficas.

Como parte del control de calidad de los datos, se realizó una revisión de los topes de formación indica pequeños desplazamientos de los topes de formación vs el “*log-motif*” del registro de gamma-ray, indicando cambios de litologías arena - shale.

En el Anexo 1 se adjunta la tabla de los ajustes hechos a los topes de formación en aquellos pozos que fue necesario, para lograr una de mejor calidad de los datos y que fuera coherente con los datos del registro eléctrico GR.

### 9.3 Edición de Horizontes

La edición de horizontes consiste en crear superficies estructurales ajustadas a los topes de pozos previamente editados. En este trabajo con el mapa estructural al tope de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, se hizo un ajuste y calibración con los topes interpretados en los pozos del Campo Castilla; esto se hizo sobreponiendo las coordenadas de los pozos (X, Y, Z) en el mapa estructural y así verificar que el valor de la profundidad del tope corresponde con la profundidad del mapa en el punto penetrado por el pozo.

De no coincidir la profundidad entonces este error se debe corregir ajustando la superficie a los topes y luego redistribuyendo el error residual en la superficie. Esto es posible utilizando un software de geo-modelamiento como Petrel, GeoCad, TNavigator que permite ajustar la superficie a los topes de pozo suavizando la estructura.

El software de visualización para este trabajo no permite usar un ajuste global en el radio de la estructura, sin embargo, la diferencia entre el tope de formación y el mapa estructural es mínima (Tabla 5); por lo que se utilizó el mapa sin edición, además que la superficie del mapa estructural coincide o está por encima de los topes de formación en los pozos.

Lo anterior indica que la superficie del mapa estructural en algunos pozos se encuentra sobre la zona de shale, la cual está por encima del tope de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2” y en ningún caso corta las areniscas del yacimiento; esto solo impactará en el cálculo del *gross volumen*, pero no lo hará con *el net volumen* y el *pay*, ya que estos últimos están basados únicamente en el espesor neto de las areniscas y sus propiedades petrofísicas.

Pozo	Tope en Pozo	Profundidad Mapa TDVSS (ft)	Profundidad Tope TDVSS (ft)	Diferencia
A	A_Cra_a(C2)	-1687.01	-1687.82	0.81
B	A_Cra_a(C2)	-2013.29	-2010.56	2.73
C	A_Cra_a(C2)	-1777.12	-1770.49	6.63
D	A_Cra_a(C2)	-1696.93	-1669.94	26.99
E	A_Cra_a(C2)	-2065.2	-2066.00	0.80
F	A_Cra_a(C2)	-2051.17	-2049.08	2.09

**Tabla 5. Diferencia entre la superficie del mapa y los topes de formación.**

En promedio la diferencia entre el mapa estructural y el tope está en un rango entre 1 a 27 pies, en todos los casos será necesario hacer un ajuste del mapa estructural contra los topes de formación en los pozos. La recomendación de ajustar el mapa a los topes y no al contrario es porque en general los mapas estructurales se generan desde una interpretación sísmica en tiempo y posterior conversión a profundidad y es en ese proceso donde el modelo de velocidad puede no ser tan exacto, mientras que los topes de formación son adquiridos directamente como datos duros de campo.

## **10. Análisis Estratigráfico Secuencial**

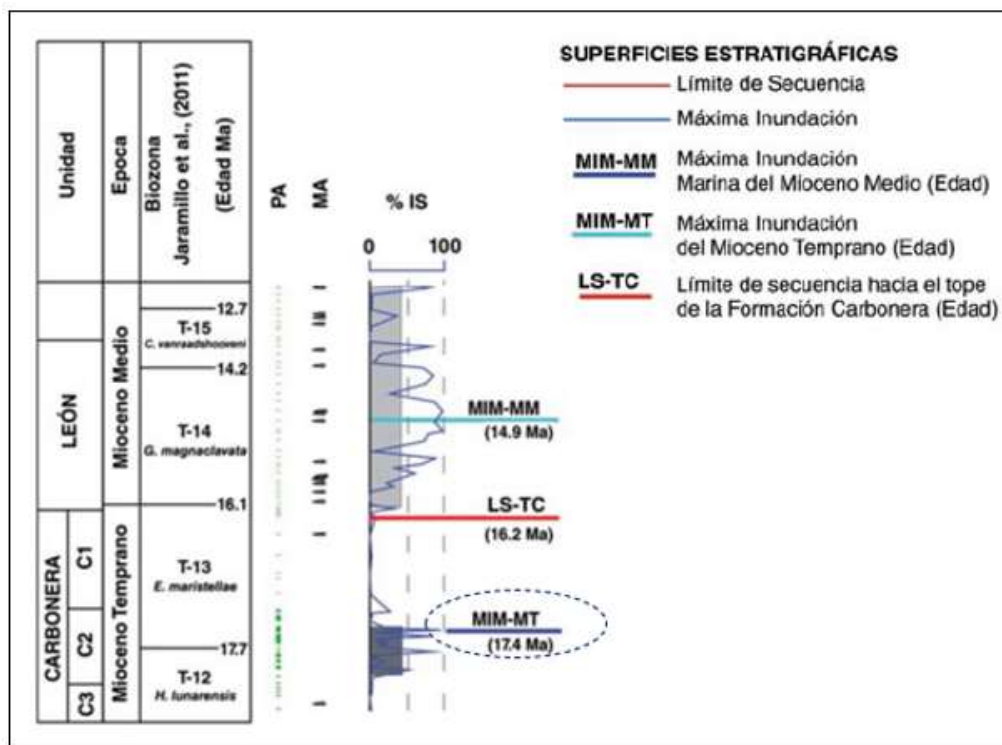
Como se discutió en el capítulo del marco geológico, el ambiente de depósito durante el Oligoceno y Mioceno Temprano de los intervalos de la Formación Carbonera, son asociados a eventos de transgresión y regresión en la cuenca de “foreland” (ANH, 2012). Por esta razón se realiza una interpretación cronoestratigráfica identificando el aumento del nivel base, que en los pozos se reconoce como las superficies de máxima inundación MFS; también identificando la disminución de este nivel que se reconoce como superficies erosivas o no conformidades subaéreas “límite de secuencia SB” (Castillo y Villamizar, 2016). Teniendo estas superficies identificadas, se determinan los ciclos estratigráficos y a su vez las secuencias estratigráficas de depósito (Posamentier and Allen, 1993; Vail et al., 1977).

### **10.1 Correlación e Interpretación de Secuencias**

Esta correlación es una primera aproximación a la estratigrafía secuencial y fue hecha bajo el criterio de secuencias de depósito y al ser una correlación cronoestratigráfica se necesita reconocer superficies estratigráficas sincrónicas, es decir, límites de secuencia y superficies de máxima inundación, estas últimas muy efectivas en las correlaciones producto de su corta duración y amplia extensión (Bayona et al., 2017). Con base en la interpretación de los registros de pozo y trabajos análogos de estratigrafía secuencial de la Formación Carbonera, se estima reconocer estas superficies.

Las cuencas antepaís con un predominio de relleno continental como es el caso de la Cuenca Llanos Orientales, cuentan con eventos de máxima inundación que a hoy son superficies de correlación cronoestratigráfica de carácter regional y generalmente se utilizan como datum, pues al aplanar la correlación con esta superficie, puede visualizarse mejor las posibles trampas estratigráficas (Bayona et al., 2017).

Bayona et al., (2017) indica que existe una superficie de máxima inundación del Mioceno Temprano que se encuentra en la Unidad C2 de la Formación Carbonera (Figura 18), la cual logra identificarse en los registros de pozo por estar dentro de una sección cilíndrica, donde se localiza las incursiones marinas con valores altos de GR, que suprayacen la tendencia del registro en forma de campana producto de la retrogradación e infrayace la tendencia de embudo producto de la progradación; su reconocimiento se facilita por estar dentro de un espesor delgado; se encuentra marcada por litologías finas homogéneas y también menciona que es importante tener información o muestras palinológicas e interpretación sísmica, está última información no se tiene en el presente trabajo, por lo que se genera una alta incertidumbre con la superficie identificada.

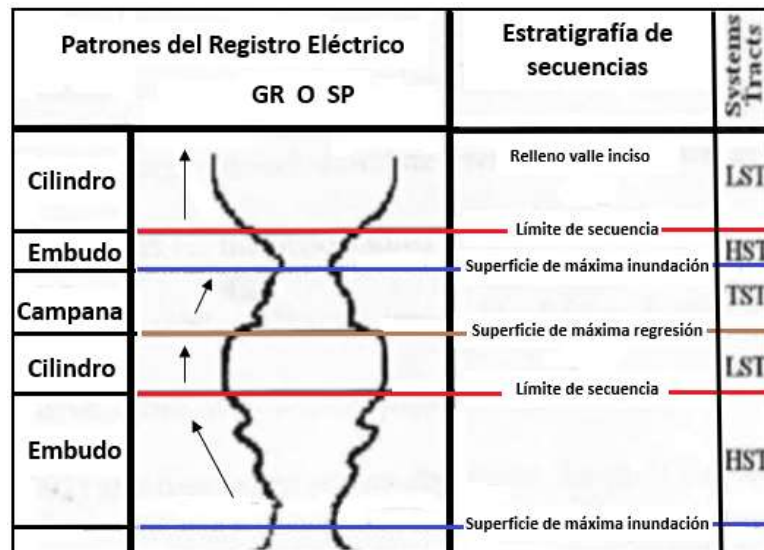


**Figura 18. Columna estratigráfica.** Muestra la superficie de máxima inundación del mioceno Inferior o Temprano en la Unidad C2 de la Formación Carbonera. Tomado y modificado de Bayona et al., 2017.

En la gráfica anterior se muestra en un círculo azul la MFS del Mioceno Inferior (MM-MT) que se generó hacia la parte superior del Miembro C2 de la Formación Carbonera.



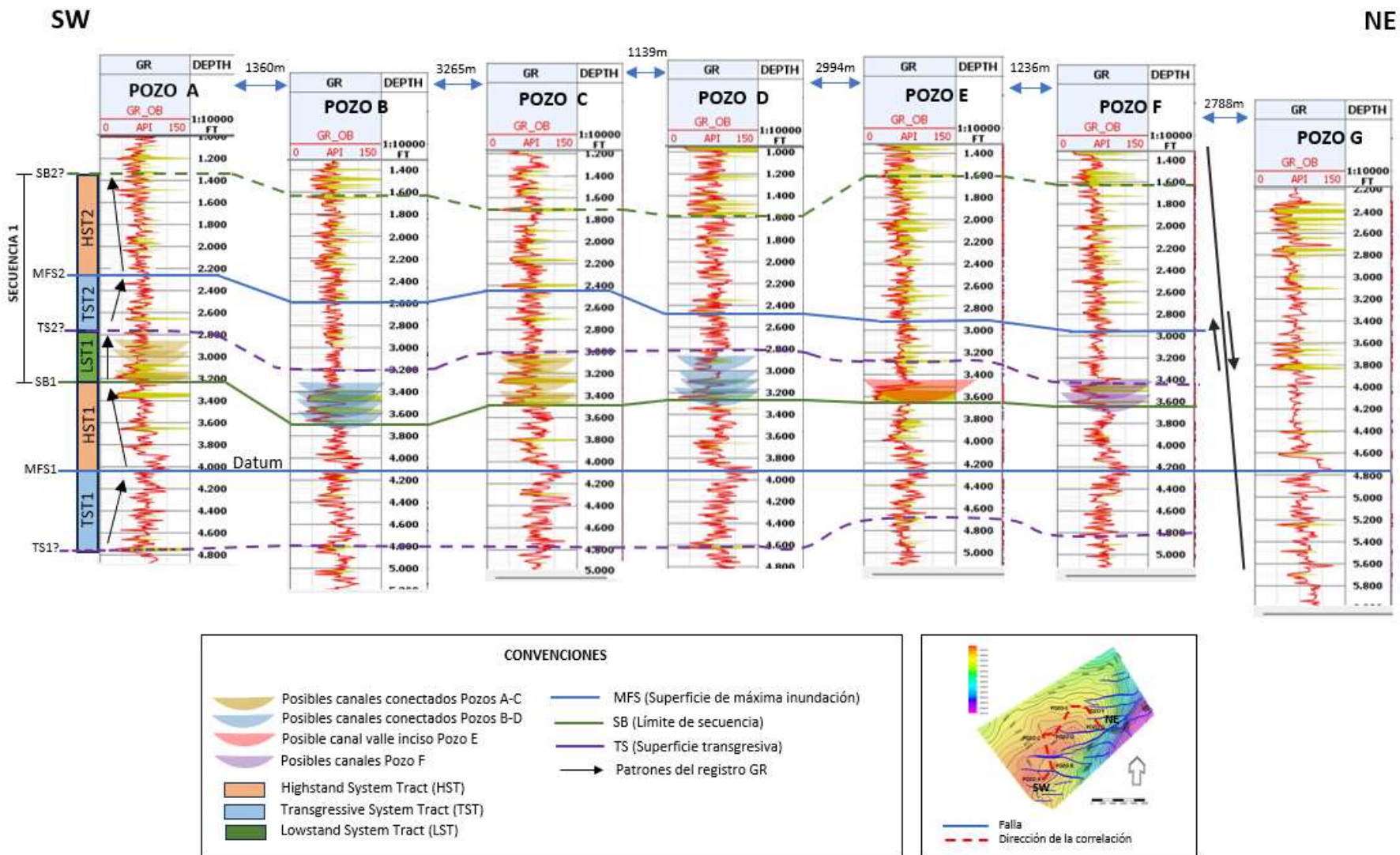
Una vez identificada la posible superficie máxima de inundación del Mioceno Temprano, se aplanan la correlación a esta superficie. Luego se procede a identificar las demás superficies estratigráficas por medio del *log motif* del registro de GR (Figura 19).



**Figura 19. Patrones del registro de GR para las secuencias estratigráficas.** Tomado y modificado de Vail, 1987.

Se trabajó con tres patrones de registros de rayos gamma; 1) Patrón ascendente cada vez más grueso (o tendencia en embudo) con el sedimento de grano más fino en la base; 2) Patrón ascendente cada vez más fino (o tendencia de campana) con el sedimento de grano más fino en el tope; 3) Patrón cilíndrico de valores medios a altos de GR que corresponden a una tendencia casi uniforme (Bhattacharya et al., 2020).

La correlación estratigráfica secuencial se llevó a cabo en la dirección SW - NE como se muestra en la (Figura 20).



**Figura 20. Correlación estratigráfica secuencial.** Se presenta una primera aproximación a la estratigrafía secuencial de 7 pozos del Campo Castilla en la Formación Carbonera.

Los systems tract se enumeraron en el orden que se iban identificando dentro de la correlación. El análisis e interpretación de las secuencias estratigráficas en el área de estudio, inicia con un *transgressive system tract* (TST1) que indica un aumento del nivel base, permitiendo a su vez que la relación espacio de acomodación y aporte de sedimentos (A/S) incremente, con facies que se dispone de manera retrogradante hacia el tope y que son limitadas por una superficie de máxima inundación (Castillo y Villamizar, 2016). Este sistema transgresivo presenta un patrón de registro en forma de campana dentada, con altos valores de GR; está limitado hacia su base por una superficie transgresiva (TS1) que se deja en línea punteada, debido a que no hay información de los registros hacia su parte inferior. Esta superficie transgresiva se infiere porque se observa un pico de GR, que indicaría el final del *lowstand system tract*.

Posterior a la transgresión se presenta una superficie de máxima inundación (MFS1), que registraría una transgresión marina regional mostrando un pico agudo y con valor alto de GR, esta superficie separa las sucesiones retrogradantes de la parte inferior, de las progradantes en la parte superior que están en *el highstand system tract* (HST1).

El HST1 presenta una disminución en la relación (A/S) y en los registros muestra patrones progradantes, está limitado hacia la base por la MFS1 y hacia el tope con el límite de secuencia (SB1). Este *system tract* se encuentra en todos los pozos excepto en el pozo G, debido a que este atraviesa una falla normal y pierde algunos sistemas de depósito.

El límite de secuencia SB1 se definió en los datos de pozo como el primer pico agudo de GR con valor bajo, que marca el inicio del depósito fluvial (Bhattacharya et al., 2020). Sobre esta superficie se desarrollan eventos, dónde los patrones de sedimentación se muestran progradantes y agradacionales, indicando una disminución de la relación (A/S) correspondiente al *lowstand system tract* (LST1) (Castillo y Villamizar, 2016).

El inicio del LST1 está marcado por la progradación de sedimentos fluviales con condiciones de nivel del mar relativamente bajo debido al alto suministro de sedimentos; desarrollo de rellenos de valles estuarinos y rellenos de valles incisos (Torrado, 2012), ricos en areniscas y lutitas marinas superpuestas de manera discordante en el sistema transgresivo (Bhattacharya et al., 2020). Generalmente presenta patrones de registro GR en forma cilíndrica y en la formación tendría un espesor reducido de aproximadamente 400 pies, que se mantiene casi constante en todos los pozos.

En el LST1 hacia la base se presentan unas areniscas bien desarrolladas, que según sus características petrofísicas pueden actuar como un potencial reservorio de hidrocarburos; además estas areniscas se encuentran entre los topes de formación ACRAA y C2B que corresponden al intervalo de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, como se verá en el capítulo del contacto gas-agua.

La superficie TS2 se observó como un pico alto, agudo y plano de GR, donde las lutitas de influencia marina se superponen a depósitos de llanuras fluviales y/o costeras, separando los depósitos de grano fino del TST2 de la parte superior, de los depósitos de areniscas del LST1 de la parte inferior (Torrado, 2012).

Sobre la TS2 se encuentra el depósito transgresivo TST2, que indica un aumento en el nivel base y muestra patrones retrogradantes e intervalos delgados y aislados de areniscas. Esta limitado hacia su tope por la MFS2, que es interpretada debido a que el registro de GR comienza a tener picos de valores bajos, es decir, empieza a progradar y se observa intervalos delgados de areniscas.

El sistema progradante HST2 indica nuevamente un descenso en el nivel base, marcando una tendencia en embudo y con valores de hasta 37 API aproximadamente, lo suprayace un SB2, este último se identificó con un pico nítido de GR donde las areniscas

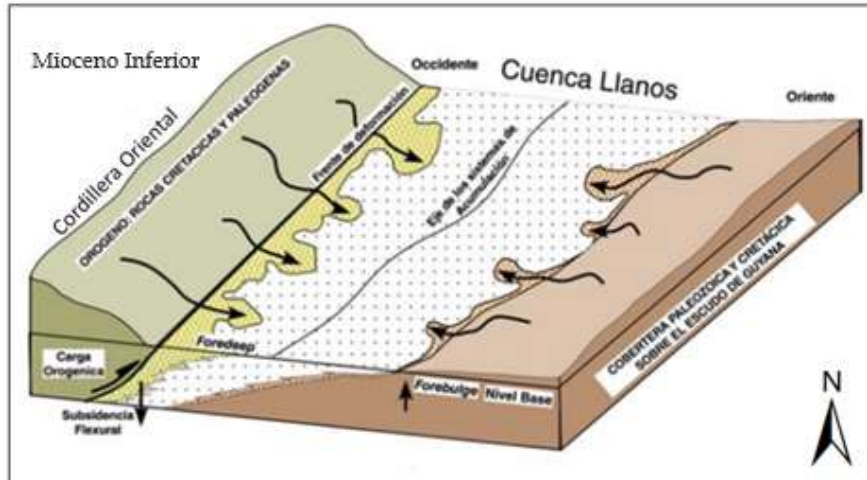
tienden a estar en intervalos o paquetes más gruesos y que al parecer se van haciendo más gruesos hacia la parte de arriba, de la cual no se tiene información y la que sería un LST. Por lo anterior esta superficie queda en línea punteada y con un grado de incertidumbre.

La interpretación de estos sistemas de depósito y de sus superficies estratigráficas, indican que en el área de estudio se encuentra una secuencia completa (Secuencia 1). Además, muestra que en el LST1 existen paquetes de areniscas con un buen desarrollo y que se mantienen continuas en todos los pozos, excepto en el pozo G que pierde este intervalo arenoso. En este mismo sistema el pozo E presenta areniscas de mayor espesor y con valores bajos de API, pudiéndose tratar de un valle de incisión.

Los canales que se muestran en el LST1 de la Figura 20, indican que pozos tendrían sus canales conectados, pues solo presentan continuidad lateral. En el siguiente apartado se comentará como se realizó esta interpretación.

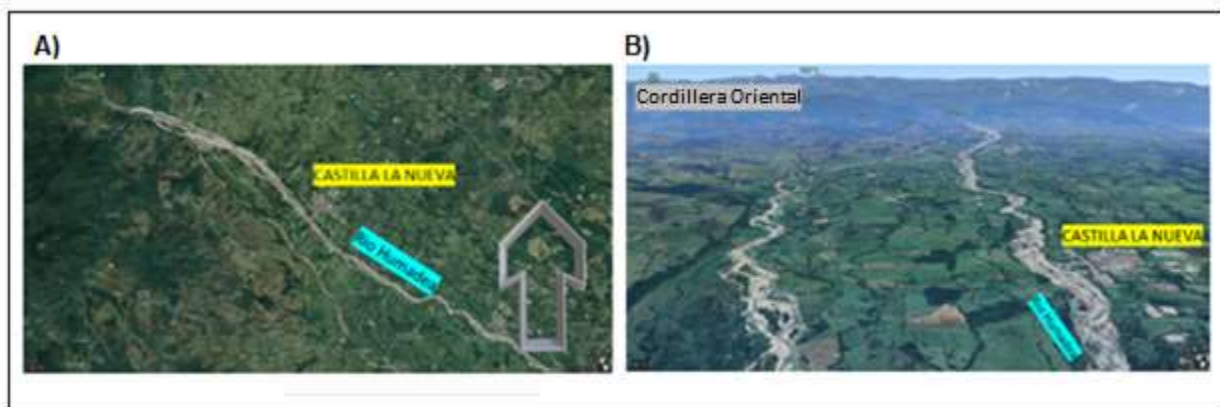
## **10.2 Interpretación de Dirección de Canales**

Como no se cuenta con información sísmica para conocer si los canales están conectados hallando su dirección, se infiere que una manera posible de conocerla es revisando la dirección preferencial que tuvieron los canales, en la transgresión ocurrida en el Mioceno Inferior durante la máxima superficie de inundación (Figura 21). Estos paleocanales tenían una dirección preferencial NW - SE (Bayona et al., 2017).



**Figura 21. Bloque diagrama del depósito de los paleocanales.** Muestra la dirección preferencial de los canales para la Fm. Carbonera en el Mioceno Inferior. Tomado y modificado de Bayona et al., 2017.

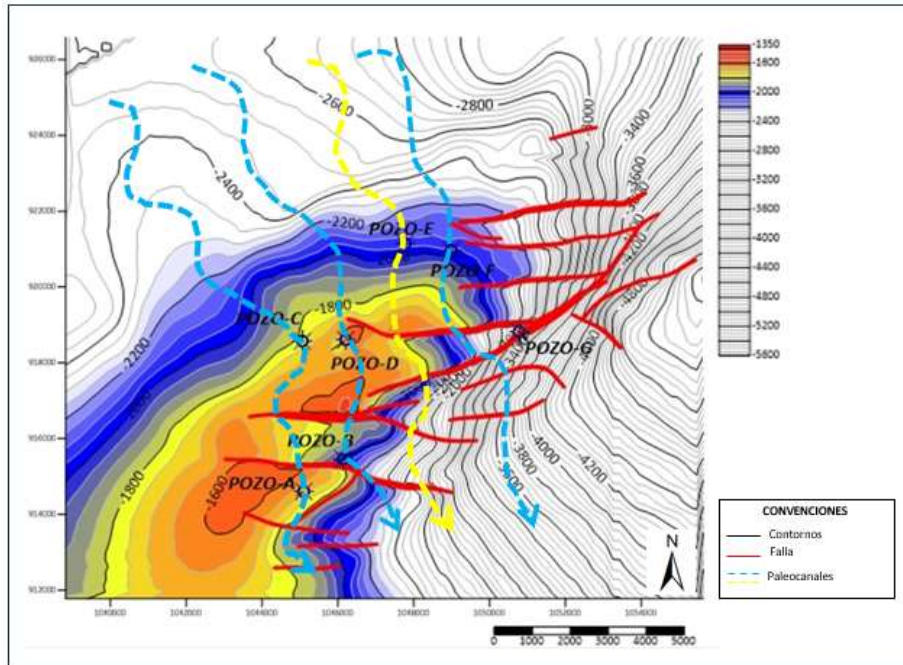
Se observa en la gráfica anterior, que la Cordillera Oriental fue la fuente de sedimentos de la zona occidental de la Cuenca de los Llanos, durante la MFS del Mioceno Inferior. Otra manera de analizar el patrón preferencial de los canales, es a través, de la geomorfología actual de la misma región, pues los ríos de la zona sur occidental cerca del Campo Castilla, conservan un esquema de drenaje similar al depositado durante el Mioceno Inferior en la Formación Carbonera (Figura 22).



**Figura 22. Imagen satelital 3D de la orientación de los canales.** A) Se observa la orientación del Río Humadea NW-SE como posible canal análogo a los paleocanales del Mioceno. B) Se observa la Cordillera Oriental como principal fuente de aportes de sedimentos al río.

La imagen satelital anterior, muestra la orientación actual del Río Humadea NW – SE, por lo que se infiere que esa sería la dirección preferencial de los canales del área de estudio.

De esta manera los pozos se pueden conectar con los que compartan esa misma orientación, en el mapa estructural al tope de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2” se trazó esta posible distribución y orientación de los canales con los pozos (Figura 23).



**Figura 23. Posible distribución y orientación de los canales.** Se muestra los canales con la dirección preferencial análoga a los paleocanales del Mioceno Inferior NW-SE.

Entonces los canales que están conectados siguen la dirección NW-SE y serían los pozos (A - C) y (B - D), que en la Figura 23 se muestran en líneas de color azul; el pozo F sería un canal individual o no conectado y también se representa con línea azul. Del mapa se destaca en color amarillo el canal que pasa por el pozo E, el cual tampoco estaría conectado con otro y que además es el que presenta un notable mayor espesor de areniscas.

La mejor manera de detectar potenciales trampas estratigráficas y valles incisos, es usando atributos sísmicos que muestren el contraste de amplitudes sobre los diferentes tipos de rocas depositadas; los paleoambientes de Carbonera C2 corresponden a posibles canales amalgamados con migración lateral, eventualmente erosionados por canales de valles de incisión (Catuneanu y Caycedo, 2019).

## 11. Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico está basado en el análisis del registro interpretado por Ecopetrol de porosidad efectiva PHIE, así como por el cálculo de la saturación de agua, volumen de shale y *net pay* realizado en este trabajo.

Como se presentó en la metodología, gran parte del éxito del análisis consiste en un riguroso control de calidad de los datos, es por lo que se crearon visualizaciones en el software de LAS Viewer© de registros de pozo “composite well log” (Anexo 2), a escala 1:10000, que permite observar la respuesta de los registros eléctricos originales y calculados en cada intervalo de los pozos.

### 11.1 Porosidad Efectiva

Está definida como el volumen interconectado de poros o espacios vacíos en una roca y que contribuyen a la transmisibilidad de los fluidos, como regla general la porosidad efectiva excluye los poros aislados y aquellos que están ocupados por materiales arcillosos; en contraste la porosidad total es el espacio vacío del total de la roca, sin importar que contribuya o no a que los fluidos en la roca sean movibles (Yang, 2017).

En algunos casos particulares (principalmente carbonatos) es posible que la porosidad efectiva sea afectada por procesos diagenéticos; en este caso, factores como la compactación y cementación tienen un impacto directo en la porosidad, es posible encontrar rocas con una carga de “*overburden*” muy grande que disminuye su porosidad debido a la compactación (García, 1990).

Otros factores que pueden afectar la porosidad de la roca son los procesos geoquímicos generando disolución, precipitación y cementación, también incide la generación de paleosuelos, con baja energía que comúnmente depositan lignitos y una intensa bioturbación (García, 1990).

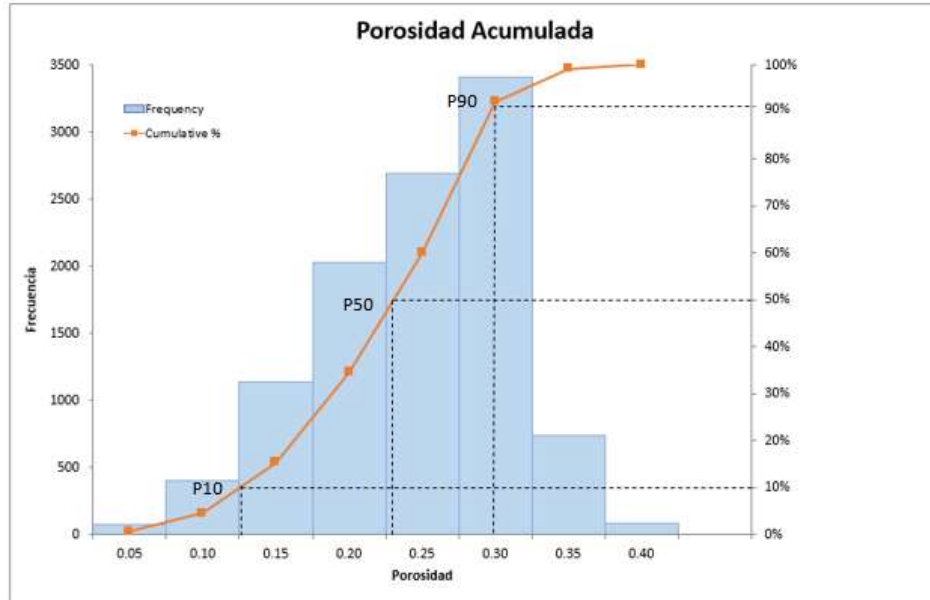


En la mayoría de los casos la porosidad efectiva está asociada a depósitos de arenisca en canales o a valles incisos, los cuales cortan la secuencia original erosionándola y depositando nuevas areniscas, por lo que la distribución de la porosidad efectiva no es homogénea (Fonseca, 2022) y por el contrario se encontraría solo en algunos intervalos como en las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”.

El control de calidad sobre el registro LAS de la porosidad efectiva fue hecho para todo el pozo, cargando y filtrando todos los valores de porosidad vs profundidad en Excel©, de esta manera es posible detectar valores anómalos o negativos que pudieron ser ocasionados por lecturas inconsistentes en el registro de densidad y neutrón, esto posiblemente por problemas en la estabilidad de la pared del pozo. Estos valores fueron corregidos hacia el valor de (0) para no afectar el cálculo volumétrico; por este motivo se empleó la siguiente fórmula en Excel©:

$$\text{PHIE\_corregida} = \text{If} (\text{PHIE} < 0, 0, \text{PHIE})$$

Seguidamente se efectuó un análisis de los valores estimados para la porosidad solo en el yacimiento, el cual consiste en generar un histograma que permite ver la tendencia general de la porosidad y de los percentiles P10, P50, P90 (Figura 24). El rango de la porosidad efectiva observado en estos registros de pozo en las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, es de 15 a 35% en las areniscas de mejor calidad. La distribución estadística del histograma en el escenario P50 indica el valor de porosidad efectiva “mejor estimado” o “valor real”, que son los utilizados en los métodos determinísticos para cada parámetro que se necesite (González., 2006).



**Figura 24. Histograma de porosidad efectiva.** Histograma de distribución del total de las muestras del registro de porosidad efectiva y sus correspondientes percentiles.

Este histograma agrupa la frecuencia de los valores de porosidad en cada uno de sus intervalos que van de 0 a 0.4, indicando por medio de los percentiles los valores mínimos, intermedios y máximos. De acuerdo a esto en la figura anterior se tiene que el percentil (P10) corresponde a valores de porosidad de 0.12; el (P50) a valores de 0.22 y el (P90) a valores de 0.30. El escenario P50 corresponde al valor más probable o mejor estimado de porosidad efectiva en las areniscas y por tal razón se prefiere utilizar este percentil.

## 11.2 Cálculo del Volumen de Shale (Vsh)

Es importante conocer el volumen de shale en el yacimiento, ya que permite saber si se tiene una areniscas limpia o arcillosa. De esta manera poder utilizar el mejor método para el cálculo de la saturación de agua y así no subestimar o castigar el yacimiento.

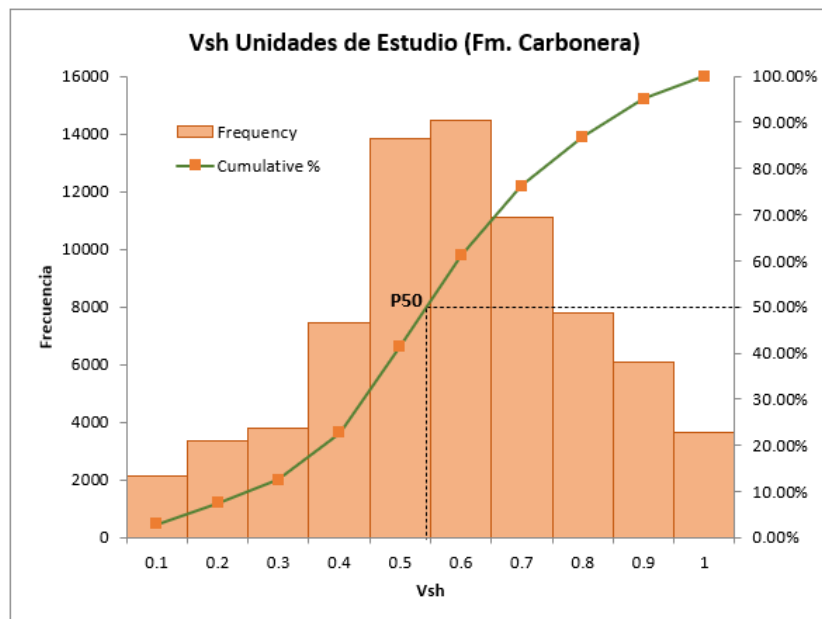
Como se indicó en el capítulo 7, existen varios métodos para el cálculo del Vshale y en este trabajo se optó por el método del índice lineal del registro de GR. Esta ecuación es la más usada para hallar el volumen de shale, es un procedimiento relativamente fácil y directo, con resultados razonables para intervalos de arena–shale (Serra, 1984):

En función del GR sólo es necesario leer directamente del registro, los valores correspondientes a los intervalos en donde se reconocen los valores mínimos y máximos (Tabla 6), estos valores fueron leídos para cada uno de los pozos en el intervalo de interés, es decir entre el tope y la base de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”. Por ser depósitos de areniscas que litoestratigráficamente son correlacionables, tienen similitudes en el *log motif* del registro (excluyendo el pozo G, que atraviesa la falla).

GR	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D	POZO E	POZO F
Max	101	98	105	108	87	89
Min	24	27	21	25	20	30

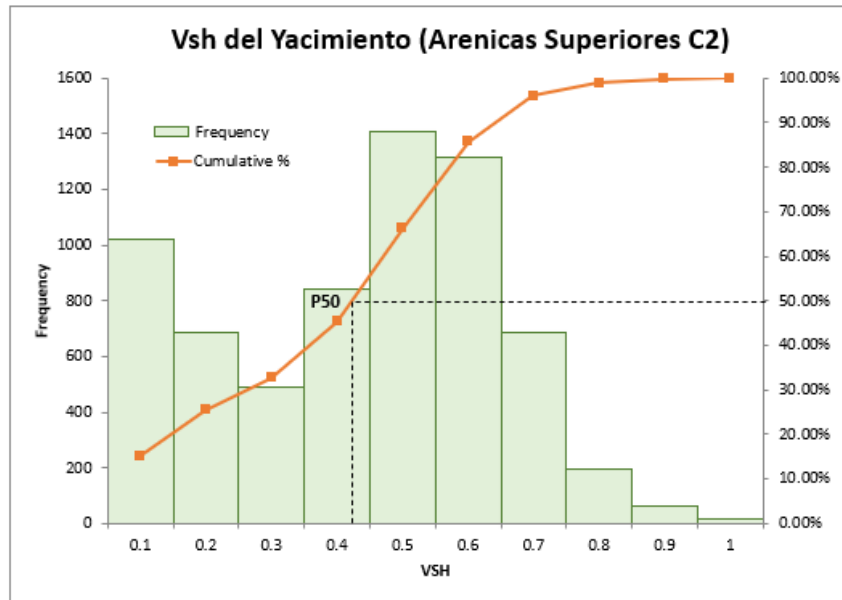
**Tabla 6. Valores Máximos y Mínimos de GR en el yacimiento.**

Para conocer la distribución del Vsh en todas las unidades de estudio de la Formación Carbonera, se genera un histograma de curva acumulada (Figura 25).



**Figura 25. Histograma de distribución del Vsh en las unidades de estudio de la Fm. Carbonera. Distribución del total de las muestras del registro de Vsh en las unidades de estudio de la Formación Carbonera y para todos los pozos.**

El histograma de Vsh para la Formación Carbonera muestra una distribución normal en donde su P50 equivale a una fracción de shale de 0.54, es decir, el 50% de la formación tiene un 54% de volumen de shale y el restante será el potencial para la acumulación de hidrocarburos. De la misma manera se genera para el intervalo del yacimiento un histograma de la distribución del Vsh (Figura 26).



**Figura 26. Histograma de distribución del Vsh en el yacimiento.** Distribución de las muestras del registro de Vsh para todos los pozos en el yacimiento.

El histograma de Vsh para el yacimiento muestra una doble distribución normal, con unos valores de Vsh iniciales con tendencia decreciente entre las fracciones de 0 a 0.3, a partir de este punto la distribución del Vsh es normal con incremento máximo en la fracción 0.5 y posterior disminución en los valores de la distribución hasta 1.

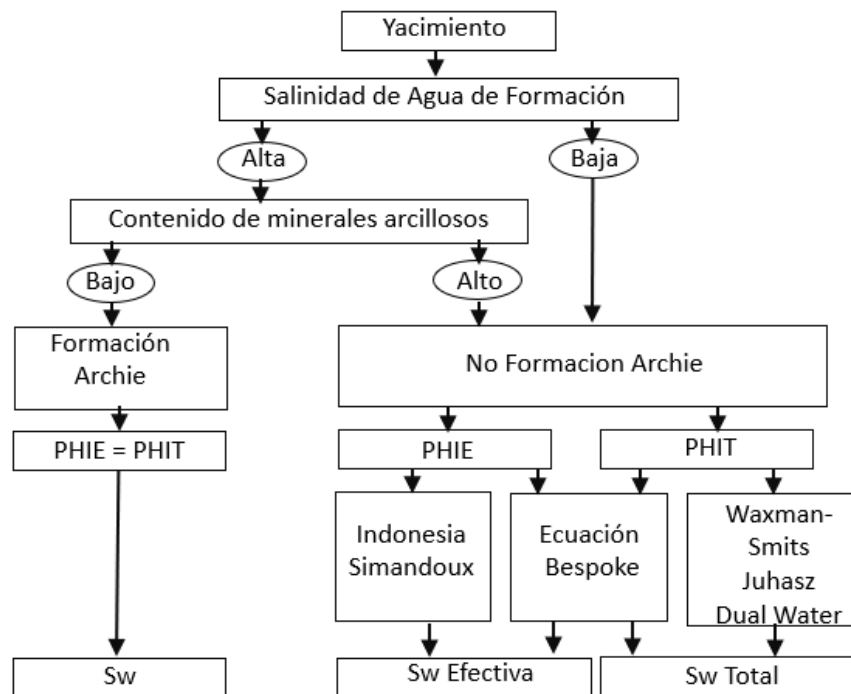
Esta doble distribución del Vsh en el yacimiento, se puede interpretar como la existencia de dos diferentes niveles de arenisca intercalados por un nivel de shale; un primer paquete de arenisca, con valores bajos de shale entre 0 a 0.3, posteriormente los valores de fracción de shale se incrementan entre 0.4 y 0.6, para finalmente terminar con valores de fracción de shale

altos de 0.8 a 1, pero con una cantidad de lecturas de frecuencias bajas en este rango. El P50 corresponde a 0.42, lo que indica un 42% de volumen de shale en el yacimiento.

### 11.3 Saturación de Agua (Sw) por Simandoux

Uno de los métodos más famosos para el cálculo de la saturación de agua (Sw) es el de Archie, generalmente funciona bien en reservorios clásticos de areniscas limpias, cuando la matriz de la roca tiene conductividad eléctrica, la resistividad no es solamente una función de la resistividad del agua (Rw), también depende de los minerales que componen la matriz como es el caso de rocas con altos contenidos de minerales arcillosos (Castellanos, 2008).

Los yacimientos en los que se maneja el método de Archie, son los que tienen una alta salinidad de agua de formación y un bajo contenido de minerales arcillosos, donde la porosidad total (PHIT) y la porosidad efectiva (PHIE) son iguales, debido a que los efectos del agua ligada a la arcilla son insignificantes (Cuddy, 2022). Los demás yacimientos se pueden evaluar en términos de porosidad efectiva (Figura 27).



**Figura 27. Guía para hallar un método de cálculo de la saturación de agua (Sw).** Tomado y modificado de (Cuddy, 2022).

Para este trabajo como se indicó anteriormente, el yacimiento cuenta con un volumen de shale del 42%, lo que indica que se tienen areniscas arcillosas, además que la salinidad del agua de formación es baja (Gavilanes y Torres, 2009), como se verá más adelante. De esta manera el método de Archie queda descartado.

La distribución del shale en la roca puede ser laminar, estructural o dispersa y para cada modelo existe un método, donde la ecuación de Simandoux funciona independientemente de la distribución del shale (Saad y Shedid, 2017). Entonces, debido a que se cuenta con areniscas arcillosas y que se tiene únicamente la porosidad efectiva, se trabajará con la ecuación de Simandoux; además que este método no tiene en cuenta la distribución del shale.

La ecuación de Simandoux, es una modificación de la ecuación de Archie, en la cual se involucra el volumen de shale como un factor importante en la determinación del volumen de agua (Saad y Shedid, 2017). Para trabajar esta ecuación se debe primero hallar los parámetros involucrados en ella y que se calculan a continuación.

Los shales tienen moderadas a bajas resistividades y contribuyen a la conductividad del agua de formación; esto quiere decir que, en caso de utilizar resistividades no corregidas en areniscas arcillosas, resultará en una sobre estimación del agua de formación (Saad y Shedid, 2017). La ecuación de Simandoux permite en general, una mejor adecuación a las litologías con alto contenido de arcillolitas; para poder emplear esta ecuación, adicionalmente se debe conocer la resistividad del shale y el volumen de shale (Castellanos, 2008).

**Resistividad del Shale (Rsh).** Es posible leer directamente un valor representativo de la resistividad del shale, en una unidad distintiva del intervalo arcilloso, en este caso, tanto en la zona del yacimiento como a lo largo del pozo estos valores están entre 5 a 10 ohm; siendo 10 ohm.m el valor más representativo para la Rsh.

**Cálculo de la Resistividad del agua ( $R_w$ ).** Es la resistividad directa del fluido, donde el agua de formación que contiene sales disueltas responde a un estímulo eléctrico directo, siendo uno de los parámetros más importantes en el cálculo directo de la saturación. El método más simple es medir directamente en una muestra del agua de formación, que será tomada en el intervalo de interés del pozo o en pozos análogos.

El parámetro de la resistividad de agua ( $R_w$ ), es una función de la química del agua y está relacionado con su salinidad expresada en ppm (Asquith y Krygowski, 2004). Se cálculo  $R_w$  por medio del nomograma de Schlumberger (Figura 28), que tiene en cuenta la temperatura del yacimiento y la salinidad del agua de formación. Estos valores se tomaron del trabajo análogo de los autores De la Torre y Morales (2018) del Campo Castilla y que indican que la temperatura corresponde a 186 °F y la salinidad a 1980 ppm.

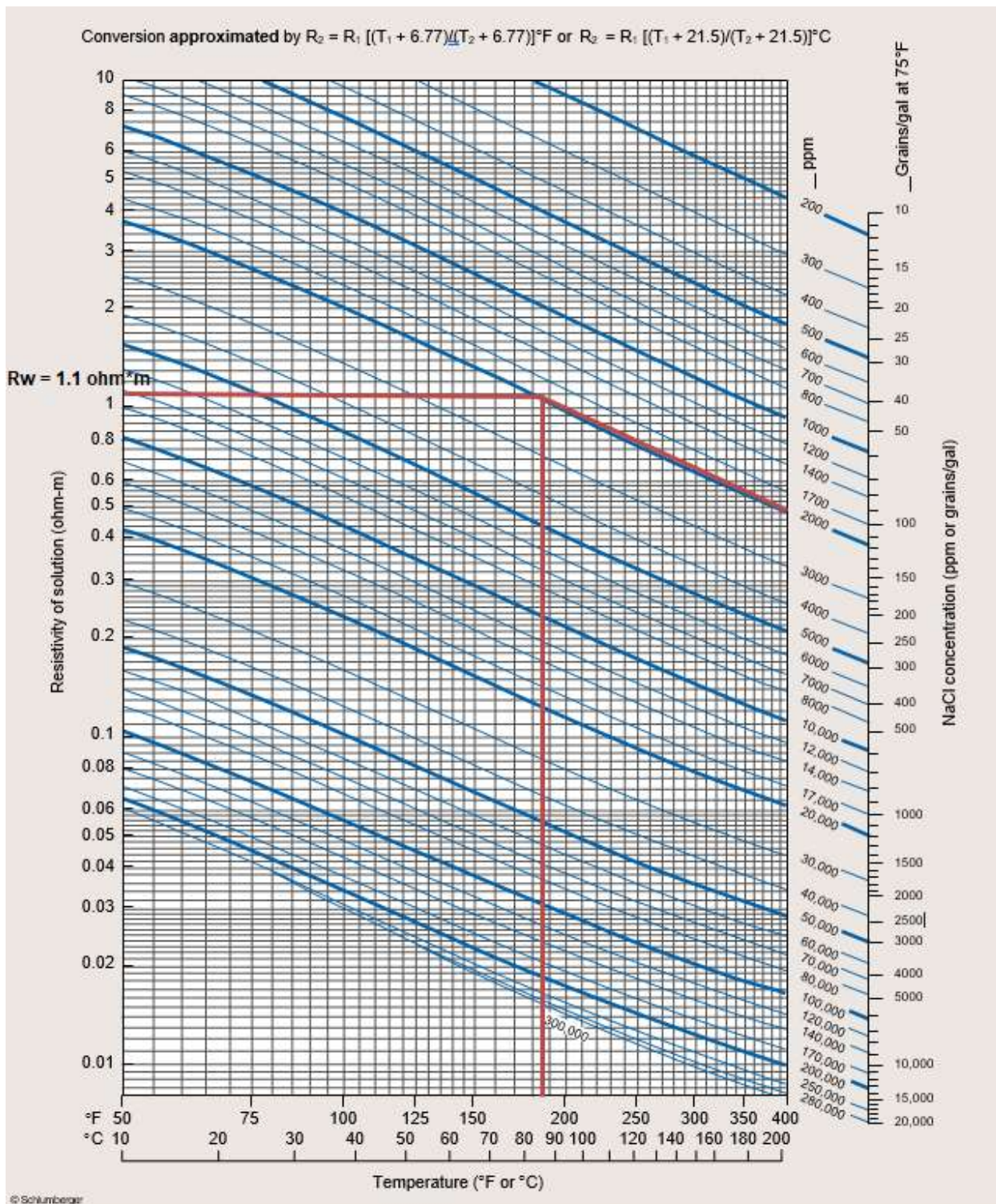


Figura 28. Cálculo de  $R_w$  por el nomograma de Schlumberger. Obtención del valor de  $R_w$ , a partir del nomograma de Schlumberger. Tomado y modificado Schlumberger, 1997.

El valor hallado corresponde a una resistividad  $R_w = 1.1 \text{ ohm}\cdot\text{m}$



**Resistividad verdadera “true resistivity” (Rt).** Es el valor leído del registro de resistividad profunda AFRDC, es la resistividad de la formación cuando no está contaminada de fluidos de perforación, como lodo y cortes de pozos; durante el proceso de perforación este filtrado de lodo invade la formación y afecta la lectura de los registros de resistividad cortos o medio, por esta razón se prefiere leer la Rt del registro con mayor rango de lectura profunda en la formación.

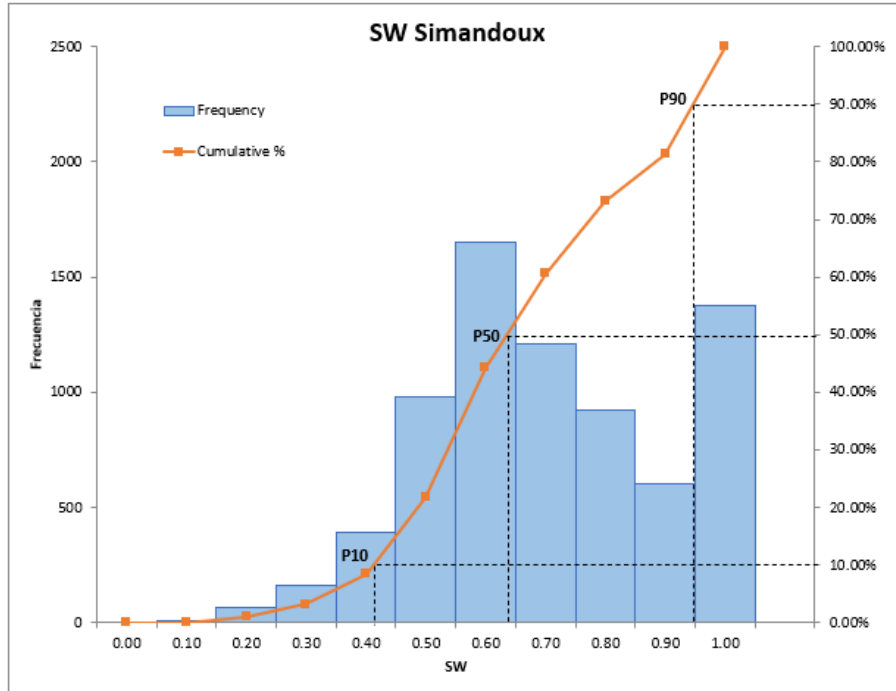
**Factores (a) y (m).** El valor del factor de tortuosidad y el de cementación, en general debe ser verificado con análisis especiales de núcleos en laboratorio; estos factores se establecen por el tipo de roca y su consolidación. En el caso de la Formación Carbonera que corresponde a areniscas consolidadas, estos valores fueron tomados de la tabla de coeficientes de Asquith (Asquith y Krygowski, 2004), que se mostró en la Tabla 1 y donde:

Factor de cementación (m) = 2

Factor de tortuosidad (a) = 0.81

De este modo, teniendo los parámetros anteriores se puede aplicar la ecuación de Simandoux para conocer la Sw, es decir, se aplica esta fórmula para cada profundidad o registro tomado en cada uno de los pozos. El único valor que va variando es la resistividad verdadera Rt, ya que los parámetros Rsh, Rw, a y m se consideran constantes.

A partir de los valores estimados de la saturación de agua, se elabora un histograma de distribución para el yacimiento con todos los pozos (Figura 29). Este análisis permite ver claramente la tendencia general de los registros y de los percentiles P10, P50, P90.



**Figura 29. Histograma de distribución Sw Simandoux.** Distribución del total de las muestras del registro de Sw para todos los pozos en el yacimiento, es decir, en el intervalo de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”.

El histograma permite establecer que el percentil (P10) corresponde a valores de Sw de 0.41; el (P50) a valores de 0.64 y el (P90) a valores de 0.95. Donde el intercepto del 50% con la curva acumulada representa el valor de Sw más probable en el yacimiento, por consiguiente se puede interpretar que todos los valores mayores a 0.64 indican la zona saturada de agua y de forma contraria, los valores menores a 0.64 son la zona saturada de hidrocarburo.

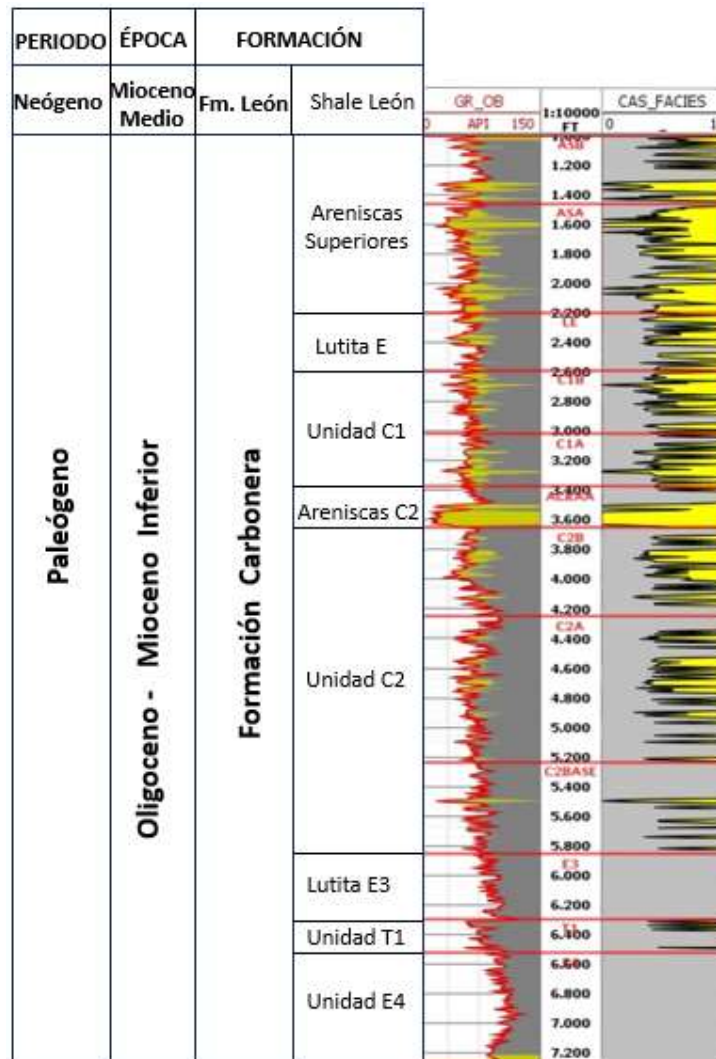
Los valores de la Sw no necesariamente muestran el contacto como un límite absoluto, debido a que existe una zona llamada de transición en la cual se pueden encontrar las dos fases gas-agua mezcladas, es decir, no existe un contacto definitivo, sino un rango que varía en función de la profundidad y las propiedades petrofísicas del yacimiento (Schlumberger, s.f). Esto se observa en el comportamiento de la Sw en función de la profundidad y de la posición del contacto gas-agua, que se verá más adelante en el capítulo respectivo.

## 12. Modelo de Facies

El modelo litoestratigráfico de facies es derivado de forma directa del registro entregado por Ecopetrol, como se mencionó anteriormente este registro corresponde a una interpretación de areniscas y shales.

### 12.1 Registro de Facies

Los siguientes son los intervalos que están presentes en todos los pozos y que se muestran en la columna de registros eléctricos, de tope a base (Figura 30):



**Figura 30. Columna tipo para las electrofacies.** Columna tipo para las electrofacies de los pozos, con columna estratigráfica generalizada de la Formación Carbonera. Fuente propia.

**Intervalo A\_s\_b (Areniscas superiores C1).** Este intervalo no está presente en todos los pozos, tiene un espesor aproximado de 400 pies, presenta unas areniscas a la base de aproximadamente 100 pies, el registro muestra que la arenisca no es continúa indicando un pobre desarrollo a manera general, pero que se va engrosando moderadamente hacia el NE. La parte superior del intervalo es una intercalación más marcada de shale y areniscas continuas lateralmente.

**Intervalo A\_s\_a (Areniscas Superiores C1).** Con un espesor aproximadamente de 600 pies, el *log motif* del GR tiene una tendencia de cambio litológico de shales a pequeñas intercalaciones de areniscas con espesores aproximados de 10 pies; lo que se evidencia en el registro de GR con lecturas entre 70 - 150 API para shales y de 70 - 0 para areniscas.

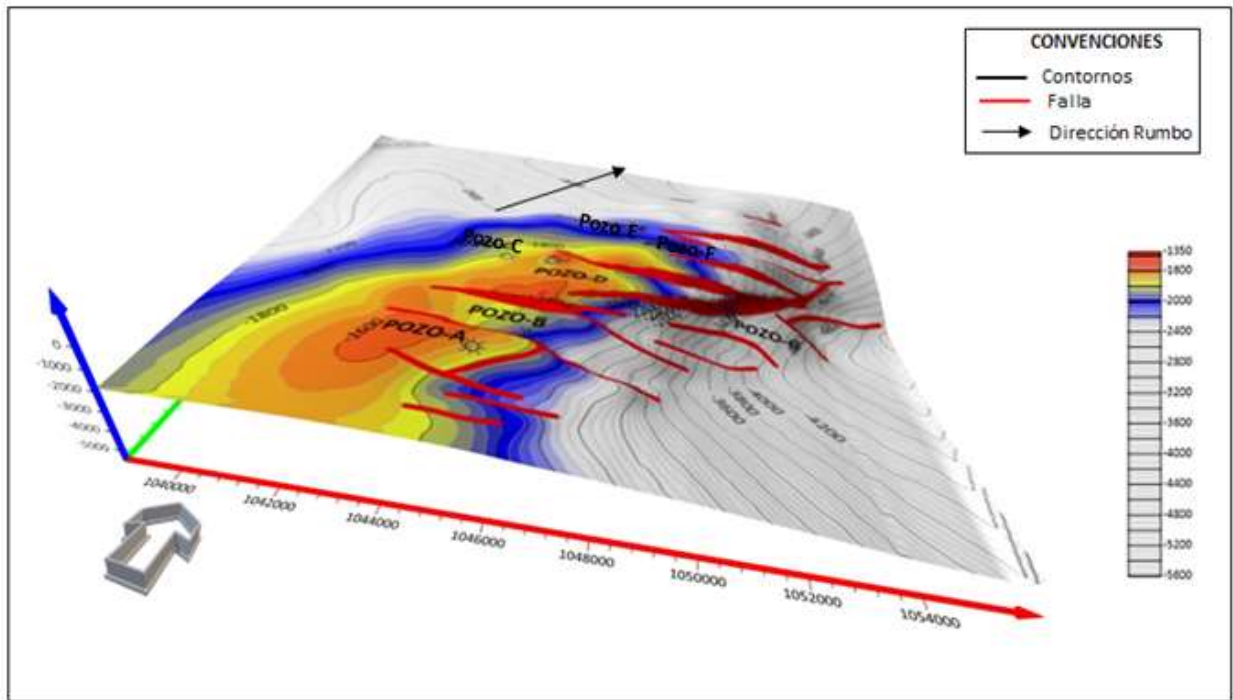
**Intervalo L\_E (Lutita E).** Con un espesor promedio de 350 pies, este intervalo tiene en su base una sucesión de shales con algunas intercalaciones de areniscas, que se mantienen continuas lateralmente y que hacia su tope se van volviendo sucesiones más arenosas llegando a tener valores de 37 API.

**Intervalo Carbonera C1\_b.** Tiene un espesor de aproximadamente 400 pies con intercalaciones de areniscas y shale. Los intervalos de areniscas son de muy poco espesor principalmente a la base, haciéndose más notorios en la parte superior con valores de hasta 20 API. Se observa que los intervalos de areniscas no son depositados de forma homogénea.

**Intervalo Carbonera C1\_a.** Espesor variable desde 400 pies hasta 450 pies. Sucesión de shales con excepción del pozo C, en el que se ve un incipiente desarrollo de las areniscas a la base de este Interval. En los pozos aledaños la sucesión de shales es monótona y está bien marcada entre las "Areniscas Superiores de Carbonera C2" y la base de C1b.

**Intervalo A\_Cra\_a (Areniscas C2).** Es el intervalo más interesante desde el punto de vista del desarrollo de las areniscas en esta secuencia, con un espesor promedio de 250 pies. La lectura mínima de GR en este intervalo es de 20 API, con porosidad efectiva en el rango de

0.3 a 0.35, dando a este intervalo las características de reservorio. Como se indicó en el capítulo de análisis de estratigrafía secuencial las areniscas en este intervalo se pueden correlacionar siguiendo la orientación NW - SE, que corresponden a la dirección preferencial de los canales del Mioceno Inferior y a su vez al buzamiento de la estructura elongada del campo Castilla, la cual tiene un rumbo SW- NE (Figura 31).



**Figura 31. Mapa estructural 3D de las Areniscas Superiores de Carbonera C2.** Los contornos en colores corresponden a la altura de la estructura por encima del valor – 2323 pies TDVSS (Base Carbonera C2). La flecha indica la dirección del rumbo de la estructura NE-SW.

El caso particular del pozo E corresponde al GR de una arenisca masiva a la base de este intervalo, es un depósito anómalo con un espesor aproximado de 150 pies en comparación con los pozos cercanos, como se verá en el capítulo de estimación del volumen; lo que infiere que probablemente contenga un relleno de valle de incisión, con posibles canales amalgamados de ríos meándricos tal y como es propuesto por Catuneanu y Caycedo (2019), en donde resaltan que en dicha unidad ocurre el depósito de areniscas en varios pulsos, unos sobre otros, tratándose de canales apilados “*stacked channels*” y que dependiendo de las

características de porosidad y permeabilidad de cada uno de estos eventos, las areniscas potencialmente podrán actuar como reservorio de hidrocarburos.

**Intervalo C2\_b.** Con un espesor aproximado de 600 pies, es una secuencia que deposita mayormente shales y algunos delgados niveles de areniscas, y en general muestra un claro cambio de un nivel más arcilloso en la base y que va hacia intervalos más arenosos, estos intervalos de areniscas no son continuos.

**Intervalo C2\_a.** Intervalo de espesor variable desde 500 hasta 700 pies, principalmente son estratos de shale con intercalaciones de areniscas a la base; estos intervalos son delgados con espesores entre 10 a 20 pies.

**Intervalo C2\_Base.** Es el intervalo de la base de la Unidad C2 y es el que tiene el mayor volumen de shale comparativamente con los intervalos superiores de la unidad, ocasionalmente hay areniscas intercaladas, pero no suficientemente desarrolladas para ser correlacionables.

**Intervalo E3 (Lutita E3).** Es una sucesión homogénea de shales y su cambio litológico está marcado por la transición de niveles de areniscas a la base, mostrando un incremento gradual de shale hacia la parte superior.

**Intervalo T1.** Es un intervalo de espesor constante a lo largo de los diferentes pozos, de aproximadamente 350 pies, y marca un cambio en la secuencia de depósitos del shale. El “*log motif*” del GR tiene valores entre 65 a 50 API, lo que indica una tendencia hacia las areniscas.

**Intervalo E4.** Es un intervalo con espesor aproximado de 700 pies, dominado por una secuencia de shale con valores de GR de hasta 120 API y es continua lateralmente.

## 12.2 Análisis de Facies

Es importante mencionar que dentro del set de datos proporcionados no se incluyó ningún atributo secundario que permitiera guiar la distribución lateral de facies, tales como, datos de núcleo o de afloramiento, mapas de ambientes de depósito, mapas de paleo canales, mapas de atributos sísmicos en profundidad, o mapas de porosidad.

De esta forma el análisis de la correlación de facies de areniscas está basado en la continuidad y conectividad del “*log motif*” de los registros en determinado intervalo. En la correlación estratigráfica secuencial vista en el capítulo respectivo, es posible apreciar que los cuerpos de arenisca son continuos lateralmente, pero no estarían conectados en esa dirección SW-NE; sino que seguirían la dirección del buzamiento de la estructura y de los canales del Mioceno Inferior NW-SE, siendo correlacionables solo los pozos que tengan esa orientación entre ellos, los cuales a su vez presentan una continuidad vertical de las areniscas

Estas areniscas estarían conectadas como posibles canales fluviales apilados (Catuneanu y Caycedo, 2019), los cuales se caracterizan por su geometría lenticular que contribuiría a que tengan una continuidad lateral y vertical. Los tres principales elementos para entender la distribución lateral de facies en el yacimiento, son la proporción vertical de areniscas entre pozos calculada como “*net to gross*” y que se verá más adelante, el análisis de la estratigrafía secuencial y literatura análoga, como el trabajo de Bhattacharya et al. (2020) que indica que en la Formación Carbonera existen varias facies fluviales, donde a las unidades del Mioceno Inferior se le atribuyen canales amalgamados, point bars amalgamados, agradación de llanuras aluviales con incursiones marinas y formación de marismas.

### **13. Definición de Contacto Gas - Agua**

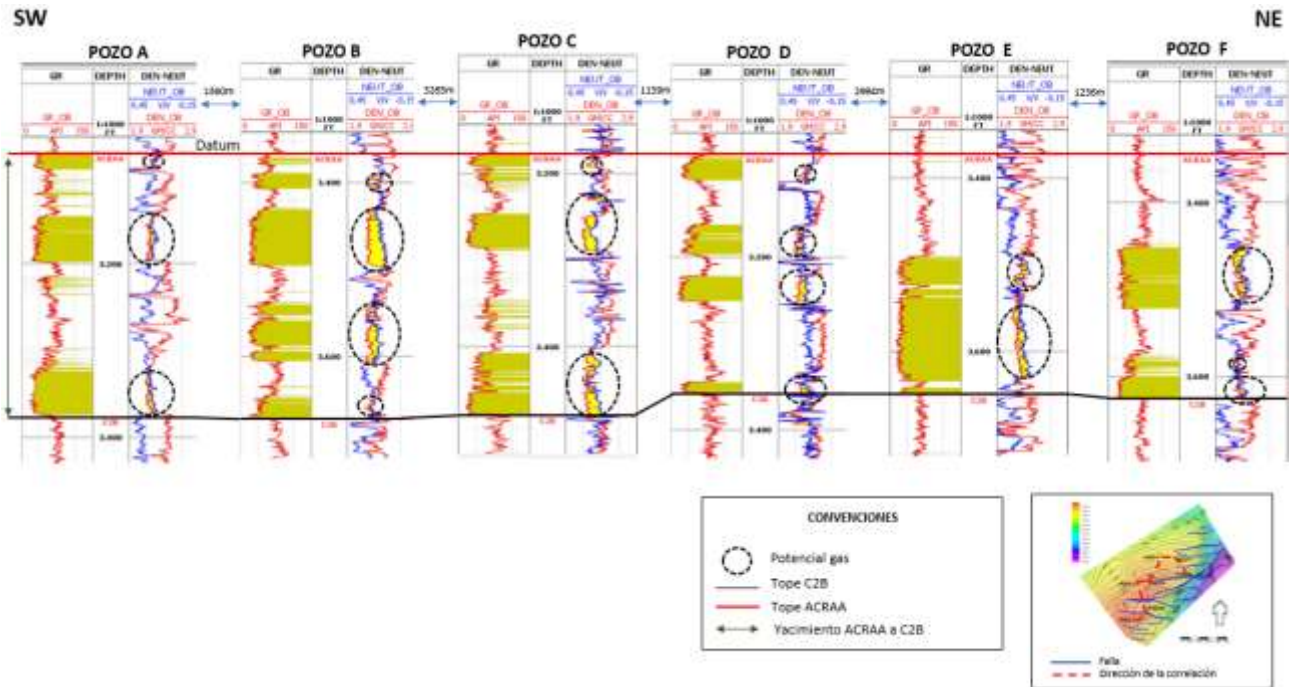
Los contactos Agua-Petróleo y Gas-Agua, corresponden a una superficie límite, en donde por encima de ella se acumula y produce predominantemente hidrocarburos (gas o aceite), y por debajo se acumula y produce por lo general agua; sin embargo, aunque el aceite y el agua son dos fases inmiscibles de fluidos, el contacto no es por naturaleza un límite cortante sino más bien una zona de transición, en la cual suele haber agua irreducible absorbida por la roca y al mismo tiempo aceite inamovible (Schlumberger, s.f.).

Estos contactos por lo general son horizontales y están en equilibrio hidrostático; en algunas oportunidades pueden ser irregulares o inclinados, dependiendo de las características del yacimiento (Schlumberger, s.f.).

#### **13.1 Identificación del Hidrocarburo en el Yacimiento**

Como se indicó en el capítulo de análisis de estratigrafía secuencial las areniscas mejor desarrolladas se encuentran en el LST, las cuales debido a sus características petrofísicas se consideran como un potencial reservorio de hidrocarburos. Para el cálculo del volumen original *in situ* es necesario conocer el hidrocarburo que se almacena, por lo tanto, se analiza solo el intervalo del yacimiento, el cual a su vez se encuentra entre los topes de formación ACRAA y C2B, en este caso la correlación se aplana con el tope ACRAA (Figura 32).

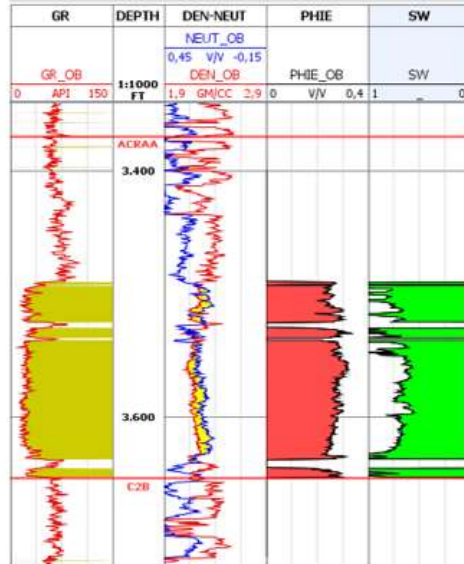




**Figura 32. Interpretación de los registros en el yacimiento. Se muestra los registros de Gamma Ray y Densidad-Neutrón en el yacimiento.**

En la gráfica anterior se observa solo 6 pozos debido a que el pozo G no cuenta con este intervalo de areniscas; en los círculos negros se resaltan las zonas donde hay presencia de gas, esto se reconoce porque los registros de densidad-neutron se cruzan entre ellos y este es un indicador típico de que existe este hidrocarburo en la zona. Esta lectura coincide con los principales niveles de arenisca del yacimiento, aunque con un nivel de incertidumbre debido a la calibración de las herramientas en el pozo.

Cada pozo cuenta con varios paquetes de areniscas intercaladas con depósitos de shale, donde se puede apreciar que el pozo E (Figura 33) es el que tiene la arenisca mejor desarrollada y que no se correlacionaría con los pozos aledaños.



**Figura 33. Visualización de los registros del pozo E en el yacimiento. Se muestra los registros de gamma ray (GR), densidad-neutrón, porosidad efectiva y saturación de agua (Sw).**

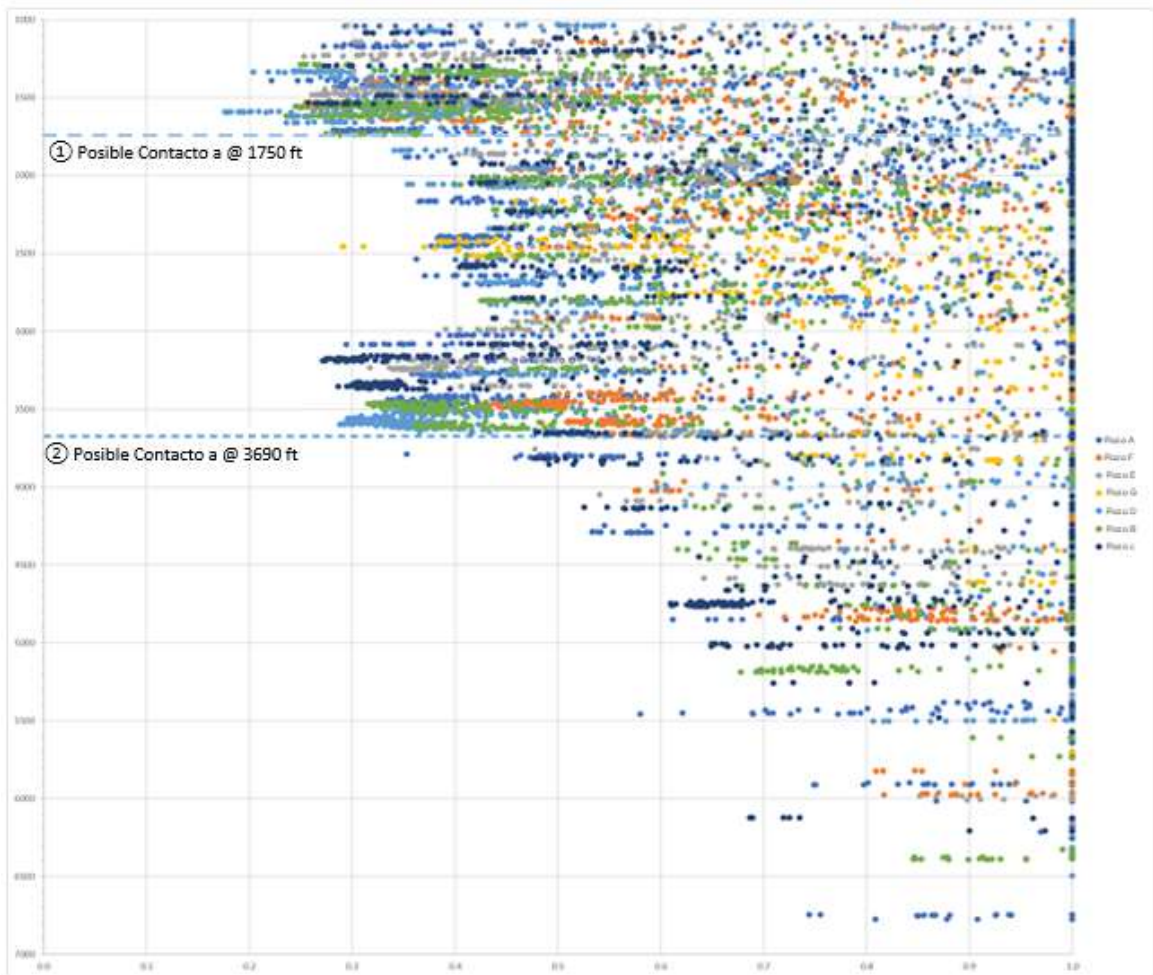
El primer track de la gráfica anterior corresponde al registro de GR donde se observa una arenisca agradacional con un patrón cilíndrico y valores máximos de 20 API, de donde se infieren que es una arenisca limpia y posiblemente bien seleccionada, con un espesor aproximado de 150 pies. El segundo track corresponde a los registros de densidad-neutrón que se cruzan justo donde está el paquete de arenisca y es lo que se observa en color amarillo.

El tercer track corresponde al registro de porosidad efectiva con una tendencia continua y valores máximos de entre 30 y 35%. Finalmente se tiene el track del registro de Sw que tiene lecturas que van desde aproximadamente 0.65 y en algunas zonas con picos que llegan hasta 1, lo que indicaría una acumulación de gas de alrededor del 30%.

Las características petrofísicas de esta arenisca se encuentran en el rango determinístico seleccionado para el yacimiento, que corresponde a 0.22 para la porosidad efectiva y 0.64 para la Sw, además presenta un buen espesor, altos valores API, demuestra con los registros de densidad-neutrón presencia de gas, tiene un patrón de registro cilíndrico y está depositada en el LST; estos son algunos indicadores de que se podría tratar de un relleno de valle incisión y por lo tanto un potencial reservorio para hidrocarburos.

### 13.2 Interpretación Contacto Gas-Agua

El contacto gas-agua será definido donde el registro de Sw marque el cambio, de un valor de saturación en fase de gas a uno en fase de agua. La (Figura 34) muestra un Cross-plot de la profundidad (MD) vs la saturación de agua (Sw) para todos los pozos, indicando la profundidad en donde la fase de Sw cambia de menor a mayor, o, en otras palabras, la variación de gas a agua, que se interpreta como un potencial contacto.



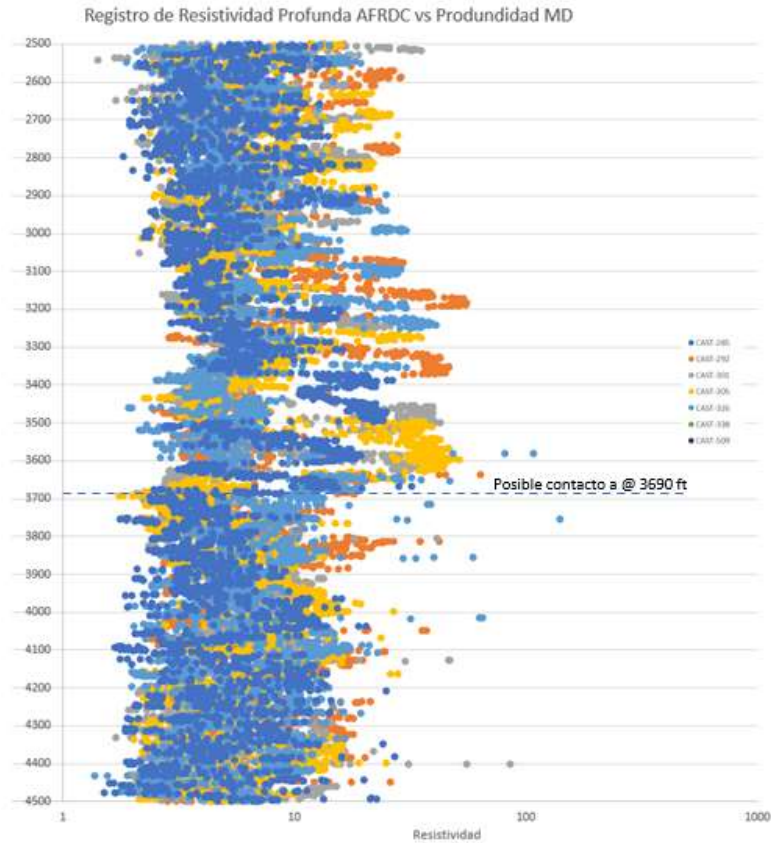
**Figura 34. CrossPlot Sw vs Profundidad (MD).** El eje Y representa la profundidad MD en pies, el eje X representa la fracción de saturación de agua (SW). Cada uno de los pozos de Castilla representa una serie de datos identificados por colores diferentes.

De la gráfica anterior se puede evidenciar que a mayor profundidad la saturación de agua aumenta y a menor profundidad la saturación de gas aumenta. El cambio de fases entre

estos fluidos se identifica en dos posibles contactos gas-agua; el primero a la profundidad (MD) de aproximadamente 1750 pies y el segundo a 3690 pies, es decir, que se puede identificar un contacto más somero para las areniscas superiores de carbonera C1 y un segundo contacto en las "Areniscas Superiores de Carbonera C2", estos dos yacimientos están hidráulicamente separados por la Lutita E, que actúa como sello vertical.

Para poder analizar estos potenciales yacimientos y sus respectivos contactos, es necesario trabajar sobre un mapa estructural que permita verificar los cierres de trampas estructurales que puedan acumular hidrocarburo. El presente trabajo cuenta únicamente con el mapa estructural al tope de las "Areniscas Superiores de Carbonera C2", por lo que este análisis se puede hacer para el segundo contacto, que es el más profundo; en cuanto al yacimiento más somero se deberá tener el mapa estructural al tope de las Areniscas Superiores de Carbonera C1, y se recomienda que sea considerado en un informe dedicado solo al análisis de este intervalo.

Se trabajará con el segundo contacto que coincide con el valor más bajo de la base de las "Areniscas Superiores de Carbonera C2", el cual también se comprobó utilizando el registro de resistividad profunda AFRDC, que lee directamente el cambio de resistividades entre zonas con fases de diferentes fluidos (Figura 35).



**Figura 35. CrossPlot Resistividad Profunda (AFRDC) vs Profundidad (MD).** Gráfico de resistividad profunda de los pozos de Castilla, desplegado entre el intervalo de profundidad 2500 a 4500 pies MD.

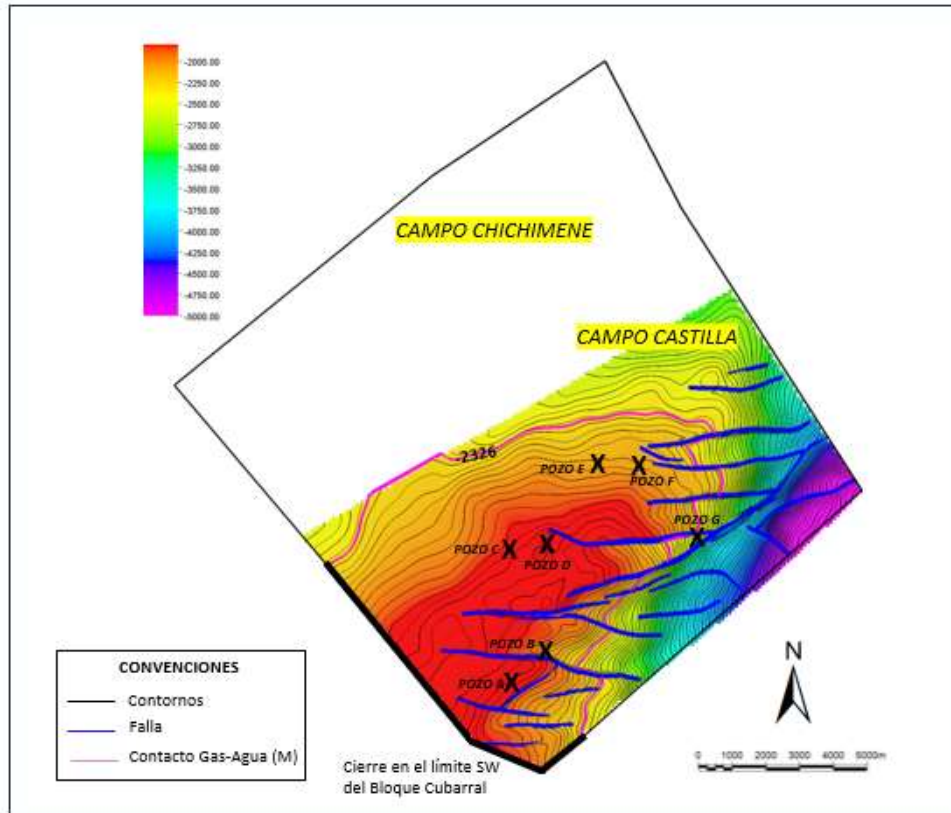
La gráfica anterior muestra un marcado cambio a 3690 pies MD, que coincide con el valor presentado en el *crossplot* de Sw vs profundidad. Este contacto leído de las gráficas anteriores corresponde al valor en profundidad -2326 pies TVDSS (Tabla 7).

Pozo	Marcador	TVDSS	MD	Espesor Total (ft)
E	A_Cra_a(C2)	-2006.250	3372.010	
E	C2_b	-2283.890	3649.660	277.650
F	A_Cra_a(C2)	-1961.540	3344.210	
F	C2_b	-2242.930	3625.730	281.520
C	A_Cra_a(C2)	-1777.120	3177.300	
C	C2_b	-2071.570	3478.670	301.370
B	A_Cra_a(C2)	-2017.440	3366.230	
B	C2_b	-2326.000	3671.810	305.580
D	A_Cra_a(C2)	-1707.650	3081.150	
D	C2_b	-1983.700	3357.220	276.070
A	A_Cra_a(C2)	-1687.010	3072.350	
A	C2_b	-1974.530	3376.550	304.200

**Tabla 7. Profundidad del tope y la base de las Areniscas Superiores de Carbonera C2. La profundidad máxima de 3671.81 pies, marca la base de las areniscas.**

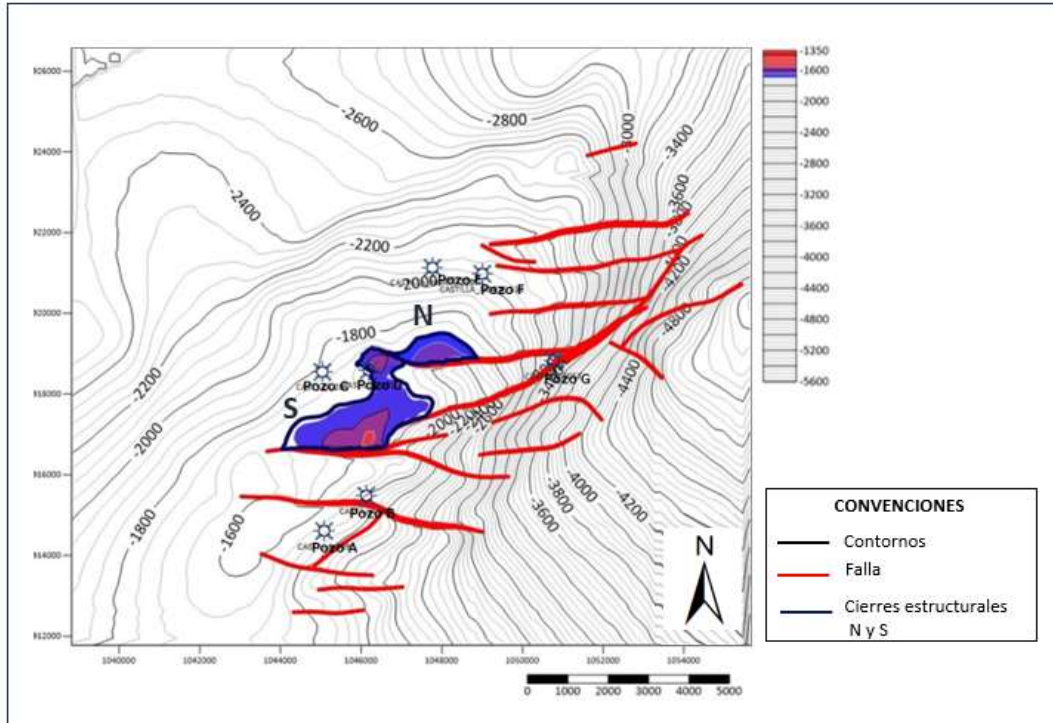
En general todos los pozos que contienen el intervalo de las “Arenisca Superiores de Carbonera C2”, están en un rango de profundidad entre -1687 pies a -2326 pies TVDSS, con excepción del pozo G que atraviesa una falla normal y pierde este intervalo.

Al verificar el contacto gas-agua con el mapa estructural entregado por Ecopetrol se evidencia que hay un área abierta sin cierre estructural hacia la parte sur oeste del Campo Castilla; esto ocurre porque el contrato del Bloque Cubarral abarca solo lo que muestra el mapa, por tal razón y a manera de ejercicio académico se genera un cierre hipotético en esta zona para calcular el posible volumen de gas (Figura 36) y ese polígono es denominado M.



**Figura 36. Mapa con el contacto gas-agua a -2326 pies TVDSS. Se muestra el polígono del Bloque Cubarral con el mapa estructural y el contacto que delimita el área mayor denominada M.**

En el mapa hacia el SW se muestra resaltado con una línea negra el cierre hipotético del contacto que estaría marcado en los límites del Bloque Cubarral; el contorno -2326 está resaltado en rosado y corresponde al contacto más profundo de gas-agua. De igual manera se hace necesario buscar un contacto gas-agua, que, si tenga cierre y que corresponda con el límite estructural del máximo llenado de la trampa de hidrocarburos, que en este caso está definida por fallas normales. El mapa estructural muestra que existen dos cierres estructurales contra las fallas que están a -1660 pies y -1700 pies TVDSS (Figura 37), estos valores también serán usados para definir el volumen de roca con reservas probables.



**Figura 37. Mapa con cierres estructurales al tope de las Areniscas Superiores de Carbonera C2. Se muestra los posibles cierres estructurales de los contornos -1700 y -1660 pies, o también llamados para este trabajo polígonos N y S respectivamente.**

De la gráfica anterior, se concluye que las trampas estructurales son producidas por fallas normales que generan compartimentos algunos sin cierre estructural y dos de ellos que si los presentan contra los contornos -1700 pies polígono (N) y -1660 pies polígono (S).

Como se analizó en el capítulo de estratigrafía secuencial la dirección preferencial del depósito de canales es NW-SE, que a su vez sigue la dirección del buzamiento de la estructura. En consecuencia, los lineamientos de la falla principal que se disponen a lo largo del rumbo de la estructura SW-NE, se encontrarán de forma perpendicular contra la dirección preferencial de los canales (Figura 23), que en este caso correspondería al canal que pasa por el pozo E y al que pasa por el pozo F los cuales se toparían contra la falla que limita el polígono N; de la misma forma los canales que pasan uno por el pozo C y otro por el pozo D, se toparían cada uno contra la falla que es el cierre estructural del polígono S. Lo anterior generaría una combinación de trampa estructural y estratigráfica.



## 14. Estimación Determinística del Volumen

El volumen original de hidrocarburos en un yacimiento puede ser calculado determinísticamente, basado en las características petrofísicas y en los volúmenes hallados en el mapa estructural (De Santolo et al., 2006). En el caso de la Formación Carbonera y particularmente en las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, se tiene valores suficientes de porosidad y saturación para ser consideradas como intervalos potencialmente productores de hidrocarburos.

El Campo Chichimene el cual está limitando con el Campo Castilla, en uno de sus pozos tuvo una manifestación significativa de gas en la perforación de la Unidad C2; por lo que se analizó también para el Campo Castilla la presencia de intervalos ricos en gas en las unidades arenosas de la Formación Carbonera, a partir de cromatografías de gases e historias de presión en uno de sus anulares para los pozos (Informe Interno de Ecopetrol S.A).

La (ANH, 2022) en su reporte de producción fiscalizada de gas por campo, indica que, en el mes de diciembre de 2022, los campos Apiay y Chichimene tuvieron una producción de 31.93 MPC y 235.69 MPC respectivamente, estos campos son análogos y vecinos al campo Castilla.

Un informe de Ecopetrol S.A. tomó la Unidad T1 de la Formación Carbonera del Campo Apiay, como análoga para el cálculo volumétrico de gas seco en el Campo Castilla para la misma unidad y en especial para las areniscas de la Unidad C2; existiendo una alta incertidumbre en el resultado sobre todo por la falta de pruebas de producción que validen la existencia de hidrocarburo en estas unidades y en este campo (Informe Interno de Ecopetrol S.A).

Como se mencionó en el capítulo de descripción de registros eléctricos, las “Areniscas Superiores de Carbonera C2” presentan un cruce de los registros de Densidad y Neutrón, que

sugiere la presencia de gas en el yacimiento, corroborando lo presentado en los informes de Ecopetrol S.A y la ANH citados anteriormente, tanto para el Campo Castilla en la Unidad C2, como para campos análogos. En este caso se entiende que el gas no tiene ninguna relación con otro hidrocarburo como aceite o condensado; la razón es que, si no hay pruebas de producción, no se puede determinar qué cantidad de gas hay en la solución de aceite.

El cálculo del hidrocarburo original, en este caso de gas, se conoce también como OGIP (Original Gas In Place) y es calculado por el método volumétrico que es utilizado antes de iniciar la producción, teniendo en cuenta su área, espesor, porosidad, saturación de fluidos, net to gross y factor volumétrico de formación, en condiciones de yacimiento (De Santolo et al., 2006).

Posteriormente, durante la fase de producción, las condiciones de presión en el yacimiento cambian, por lo que otros métodos relativos en la parte de ingeniería de yacimientos son necesarios para tener un cálculo actualizado del volumen de hidrocarburos en el yacimiento y en la producción.

#### **14.1 Net to Gross y Net Pay**

El *Net to Gross* (NTG) corresponde al valor promedio de la relación del espesor total (h) y el valor poroso saturado en las areniscas, que fue medido directamente en los registros de pozo del yacimiento. Para encontrar el *net pay* se debe tener en cuenta dos parámetros, la porosidad efectiva y la saturación de agua, como se sabe cada uno de estos fue analizado mediante un histograma.

Se obtuvo del histograma de porosidad efectiva que el escenario P50 es el valor más representativo con (0.22), sin embargo, tratándose de areniscas que no están completamente limpias sino intercaladas con shale, seleccionar el límite P50 descartaría valores importantes de porosidad en el rango de P10 a P50. Se toma el valor de porosidad del percentil P10 (0.12),

que, aunque es el límite inferior de la curva acumulativa, indica que el 90% de las areniscas del yacimiento podrían tener la capacidad de contribuir al almacenamiento de fluidos en la roca.

En el análisis de distribución del histograma de saturación, se muestra que la mayor saturación de hidrocarburos está entre el P10 y P50, sin embargo, usar un límite muy bajo de saturación, por ejemplo, P10 (0.41), sobre estima el yacimiento, por lo que un valor más representativo de la saturación se ubica en el rango del P50 (0.64).

De acuerdo con lo anterior, el “pay” del yacimiento se puede condicionar a los límites de porosidad superiores al 12% y los de saturación menores a 64%, que son medidos directamente de los registros de pozo en este intervalo. En este caso el espesor neto de las areniscas es el mismo espesor “pay”, en la Tabla 8 se muestran estos valores y se halla el *NTG pay*.

Pozo	Marcador	MD	Espesor Total (ft)	Espesor Neto y Pay (ft)	NTG Pay
E	A_Cra_a(C2)	3372.010	277.650	136	0.48982532
E	C2_b	3649.660			
F	A_Cra_a(C2)	3344.210	281.520	101	0.3587667
F	C2_b	3625.730			
C	A_Cra_a(C2)	3177.300	301.370	114	0.37827256
C	C2_b	3478.670			
B	A_Cra_a(C2)	3366.230	305.580	123	0.40251325
B	C2_b	3671.810			
D	A_Cra_a(C2)	3081.150	276.070	86	0.3115152
D	C2_b	3357.220			
A	A_Cra_a(C2)	3072.350	304.200	107	0.35174227
A	C2_b	3376.550			
<b>Promedio</b>			<b>291.065</b>	<b>111.167</b>	<b>0.38210588</b>

**Tabla 8. Promedio Net to Gross Pay.** Se muestra los valores de Net to Gross Pay para cada espesor y el promedio de estos.

De la tabla anterior se puede evidenciar que el espesor promedio (h) del yacimiento, de acuerdo con los valores de tope y base por pozo, es de 291.06 pies y la fracción promedio del NTG pay es de 0.38.

## 14.2 Caso Base Volumen

La ecuación para el cálculo de gas en un yacimiento, puede ser expresada matemáticamente como (Dean y Mireault, 2008):

$$\text{OGIP} = 43560 * \text{GRV} * \text{NTG} * \Phi * \text{Sg} * 1 / \text{Bg}$$

En donde:

43560 = Constante de conversión de (acre \* pie) a pie<sup>3</sup>

GRV = *Gross Rock Volume* (acre\*pie)

$\Phi$  = Porosidad efectiva (fracción)

Sg = Saturación de gas (fracción)

Bg = Factor volumétrico de gas (pie<sup>3</sup> / SCF)

(SCF = Pies cúbicos estándar)

NTG = *Net to gross* (fracción)

El cálculo del factor volumétrico utiliza el valor de volumen inicial de formación de petróleo o gas a la presión y temperatura iniciales del yacimiento; tanto Bo (Factor Volumétrico de Aceite) como Bg son funciones de la composición del fluido, la presión y temperatura del yacimiento y, en consecuencia, de la profundidad del yacimiento, para dar una estimación inicial del prospecto los valores de Bo y Bg a menudo son análogos (Dean y Mireault, 2008). Estos cambios en la fase del hidrocarburo se entienden como los cambios de fase líquida a gas por efectos de presión y temperatura en la trayectoria desde el yacimiento a superficie.

### 14.2.1 Cálculo GRV

De los parámetros anteriores solo falta calcular el volumen de roca bruto o "*Gross Rock Volume*", que se define como:

$$\text{GRV} = A * h$$

A = Área de la zona de gas (acres)

h = Espesor del intervalo productivo (pies)

Este parámetro significa el volumen total de roca medido desde la base del contacto de fluidos agua-hidrocarburo hasta el tope de la formación definida como reservorio; los volúmenes de los yacimientos se pueden calcular a partir de mapas de isópacas netas, por lo que es necesario encontrar las áreas entre sus contornos (Dean y Mireault, 2008).

Como se vio en el apartado del contacto gas-agua, se tienen 3 diferentes propuestas para este, debido a que poseen distintos cierres estructurales, por tal razón se calculará el volumen de gas in situ para cada zona. Del mapa estructural con los contornos de tope y base que tienen cierre, se obtienen las áreas de los polígonos y su espesor o altura.

Una vez se tienen las áreas y espesores, los volúmenes se calculan usando la fórmula del tronco piramidal (Dean y Mireault, 2008), obteniendo los resultados de la (Tabla 9).

Polígono	Contorno	Volumen (10 <sup>6</sup> Acre*pie)
N	-1700	0.012
S	-1660	0.042
M	-2326	4.71

**Tabla 9. Volumen o GRV de cada polígono.** El valor del contorno indica que es la máxima profundidad del polígono que tiene cierre estructural.

#### 14.2.2 Método Volumétrico para el Cálculo de Gas

Los parámetros obtenidos para calcular el Volumen de Gas Original In Situ (OGIP) son los siguientes:

$\Phi = 0.22$  (en el escenario P50)

$S_g = 0.36$  (en el escenario P50)

$$B_g = 0.00427 \frac{ft^3}{SCF}$$

GRV = Volúmenes de polígonos (Tabla 10)

NTG = 0.38 (promedio)

Los siguientes son los resultados obtenidos para el volumen de Gas Original In Situ de cada polígono y en las unidades de miles de pies cúbicos estándar (MSCF):

OGIP (cierre con contorno -1700) = 4 [ $\cdot 10^6$  MSCF]

OGIP (cierre con contorno -1660) = 13 [ $\cdot 10^6$  MSCF]

OGIP (cierre con contorno -2326) = 1400 [ $\cdot 10^6$  MSCF]

## 15. Discusión y Análisis de Resultados

La correlación estratigráfica secuencial permite reconocer superficies sincrónicas que tienen valor cronoestratigráfico, facilitando la correlación de secuencias de depósito. Al utilizar una superficie de máxima inundación como datum esto permite visualizar mejor las trampas estratigráficas.

La interpretación de la correlación secuencial indica que en el área de estudio se tiene una secuencia completa (Secuencia 1) y al asociar sus sistemas de depósito con las unidades operacionales entregadas por Ecopetrol, por medio de los topes de formación, se tiene que: El intervalo "Areniscas Superiores de Carbonera C2" con tope de formación ACRAA, hace parte del LST1, que son los depósitos que tienen mejores características petrofísicas y que están relacionados con los valles de incisión. La unidad C1A y gran parte de la Unidad C1B, tienen depósitos retrogradantes que hacen parte del TST2. La unidad LE tiene areniscas con espesores delgados y que van aumentando hacia la unidad ASA, donde sus valores API van disminuyendo; estas dos unidades hacen parte del HST2 que es un sistema que se caracteriza por ser un buen reservorio de hidrocarburos.

Las "Areniscas Superiores de Carbonera C2" se interpretan como un depósito de canales con orientación preferencial NW-SE, estos canales probablemente fueron depositados en un ambiente de llanura aluvial con influencia marina y con grandes aportes de shale creando trampas estratigráficas que limitan lateralmente.

Eventos de erosión como valles de incisión pueden estar presentes como depósitos aislados de areniscas bien desarrolladas como el caso del pozo E, que tiene un mayor potencial para acumular hidrocarburos; evidenciándose en una porosidad efectiva del 30 a 35%, un moderado volumen de shale y una saturación de gas estimada en un 30%.

Según los análisis y datos calculados para el modelo petrofísico del intervalo de las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, este corresponde a areniscas bien desarrolladas, con porosidad efectiva de 0.22 y Sw de 0.64. El cruce de los registros de densidad-neutrón sugiere acumulaciones de gas en el yacimiento.

El mapa estructural evidencia fallas normales que sirven como trampas estructurales y se formaron debido a esfuerzos distensivos durante la fase de inversión tectónica en la Cuenca Llanos Orientales, que asociadas a los límites laterales estratigráficos de los canales constituyen en conjunto el sistema de trampas en el Campo Castilla.

De acuerdo con los registros de Sw y resistividad el máximo posible contacto en profundidad es de -2326 MD (3476 TVDSS). Este contorno sobre el mapa estructural sugiere que podría ser el mayor volumen de gas en el área de estudio, para tener una estimación real es necesario tener un mapa estructural hacia el suroeste, que muestre algún tipo de cierre.

En el mapa se observan dos contornos -1660 pies y -1700 pies, los cuales, si poseen un cierre estructural contra las fallas normales y debido a su posición de alto estructural cumple con la condición para acumular hidrocarburos.



## 16. Conclusiones y Recomendaciones

### 16.1 Conclusiones

- La identificación de parasecuencias, sistemas de depósito “*system tracts*” y superficies estratigráficas sincrónicas, permiten entender y asociar los ambientes de depósito, siendo para este trabajo una primera aproximación a la estratigrafía secuencial, no obstante, en la identificación de la MFS es importante contar con muestras palinológicas.
- El intervalo “Areniscas Superiores de Carbonera C2” hace parte del LST1, las unidades LE y ASA corresponden en gran parte al HST1; estos depósitos progradantes y asociados a ambientes fluviales son generalmente reservorios ideales para hidrocarburos.
- Por medio del análisis estratigráfico secuencial, el modelo de facies y trabajos análogos se infiere que el ambiente de depósito en la zona de estudio, correspondería a un ambiente de llanura aluvial con incursiones marinas, que tuvo su máxima superficie de inundación en la unidad operacional C2A en el Mioceno Inferior.
- El intervalo estratigráfico “Areniscas Superiores de Carbonera C2” tiene areniscas depositadas en canales con intercalaciones importantes de shale. Eventualmente se encontrarían areniscas depositadas aisladamente como valles de incisión.
- Un método determinístico válido para el cálculo del OGIP es el método volumétrico, donde se tiene un volumen de 17 [ $10^6$  MSCF] para los dos polígonos que tienen cierre estructural. Además, se estima en 1400 [ $10^6$  MSCF] el volumen del polígono mayor que tiene un cierre hipotético.
- En la ausencia de datos de producción, no se puede conocer si el volumen de gas in situ encontrado en las “Areniscas Superiores de Carbonera C2” es aprovechable, en comparación con otros campos de la misma zona que producen gas en unidades más profundas, sin embargo, un estudio más detallado podría mostrar acumulaciones de gas como reservas “posibles” en el futuro.

## 16.2 Recomendaciones

- Como herramienta para reducir la incertidumbre sobre el mapeo de los posibles canales en las “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, se recomienda asociar los atributos sísmicos que permitan resaltar las características de las facies arenosas y relacionar con las porosidades que indiquen capacidad para almacenar hidrocarburos.
- Usar núcleos de perforación que permitan confirmar y detallar las facies del intervalo “Areniscas Superiores de Carbonera C2”, diferenciando al menos entre areniscas limpias bien seleccionadas de buena porosidad, areniscas mal seleccionadas de porosidad intermedia y areniscas con alto contenido de shale con baja porosidad.
- Integrar datos de producción si se encuentran disponibles, para entender las áreas con mayor productividad en el campo y su asociación con las características petrofísicas como porosidad y permeabilidad.
- La definición del contacto gas-agua es una incertidumbre que se puede mitigar usando e integrando registros de presión, esto se recomienda para identificar la compartimentalización del yacimiento especialmente en áreas estructuralmente falladas con componentes verticales u horizontales “*strike-slip*” como es el caso de la Formación Carbonera.
- Se recomienda la creación de un modelo estático 3D, que permita establecer estadísticamente en una distribución estocástica la población del modelo de facies y las propiedades petrofísicas asociadas a las mismas. El modelo estático tridimensional tiene la capacidad no solo de calcular el volumen original “*In place*”, sino también orienta sobre el riesgo geológico asociado, las áreas con mayor prospectividad para localización de pozos y futuros desarrollos “*appraisal*” para limitar el yacimiento; más allá de una etapa de desarrollo permite establecer la ruta para el manejo de la producción del campo, y los mecanismos de recuperación secundaria como inyección de agua.

## 17. Referencias

- Acevedo, C. E., & Higuerey, R. C., (2007). Desarrollo de un programa en matlab para la evaluación petrofísica del yacimiento a-1; arena j3 del campo udo [Tesis de Pregrado, Universidad de Oriente]. Repositorio Institucional de la Universidad de Oriente.
- Acosta, J. E., Fuquen, J. A., Rodríguez, E., Ulloa, C. E. (2001). Geología de la plancha 192 laguna de Tota, Memoria explicativa. Ingeominas.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2008). Área de crudos pesados: informe de prospectividad.  
[www.anh.gov.co/documents/4198/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/documents/4198/Informe_de_Prospectividad.pdf)
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). Cuenca llanos orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos.  
[https://www.anh.gov.co/documents/2669/5.\\_Informe\\_Final\\_Llanos.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/2669/5._Informe_Final_Llanos.pdf)
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2022). Reporte vicepresidencia de operaciones, regalías y participaciones, balance de producción fiscalizada de gas por campo MPC.
- Alvarado, S. I., Pacheco, S. M., Rojas, N. R., Téllez, A. M. (2010). Cartografía geológica de la zona centro y sur del departamento de la meta plancha 286. Ingeominas.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). Basic relationships of well log interpretation. AAPG Methods in Exploration, 16, p. 3-5.
- Banco de Información Petrolera. Servicio Geológico Colombiano.  
[http://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/GEOVISOR\\_BIP/](http://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/GEOVISOR_BIP/)
- Barrero, D., Martínez, J. F., Pardo, A., Vargas, C. A. (2007). Colombian sedimentary Basins: nomenclatura, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. [https://www.anh.gov.co/documents/12/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](https://www.anh.gov.co/documents/12/colombian_sedimentary_basins.pdf)
- Bayona, G., Montenegro, O., Mora, A., Ortíz, J., Rueda, M., Valencia, A. (2008). Estratigrafía y procedencia de las rocas del mioceno en la parte distal de la cuenca antepaís de los llanos de Colombia. Geología Colombiana, 33, p. 24, 27.

Bayona, G., Duarte, E., Jaramillo, C., Mora, J. A., Parra, M., Romero, I. (2017). Identificación de los máximos eventos de inundación marina miocenos y su uso en la correlación y análisis de la cuenca de antepaís de los llanos orientales de Colombia. Universidad Industrial de Santander, Boletín de Geología, 39, p. 29.

Beaumunt, E. A., & Hartmann, D. J. (1999). Predicting reservoir system quality and performance. En E. A. Beaumont y N. H. Foster (Eds.), Exploring for oil and gas traps (p. 46). AAPG.

Bhattacharya, J., Carvajal, L. C., Mann, P., Torrado, Lucia. (2020). Integrated seismic and well-log analysis for the exploration of stratigraphic traps in the Carbonera Formation, Llanos foreland basin of Colombia. Journal of South American Earth Sciences, 104, pp. 1-24.

Carvajal, L. C. (2007). Caracterización facial eléctrica y sísmica de la formación carbonera en la cuenca de los llanos orientales. Universidad Nacional de Colombia, pp. 4-5.

Casanova, C. M. (2016). Modelo 3d de distribución de la porosidad del yacimiento k1-inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el campo castilla, cuenca de los llanos orientales [Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia]. Repositorio Universidad Nacional.

Castellanos, D. F. (2008). Técnicas para determinar la distribución de la saturación de aceite remanente durante el periodo de producción primaria de un yacimiento [Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio UIS.

Castillo, L. A., & Villamizar, F. J. (2016). Análisis sismoestratigráfico y secuencial del sector sur oeste de la cuenca de los llanos orientales (colombia). Boletín de Geología, 38, 3, pp. 55-69.

Catuneanu, O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. Department of Earth and Atmospheric Sciences. University of Alberta. Elsevier.

Catuneanu, O., & Caycedo, H. R. (2019). Stratigraphic architecture of incised valleys and unincised channel systems in the carbonera formation (C6-C1 members: upper oligocene – lower miocene), Llanos basin, Colombia. Journal of Geodynamics 129. Elsevier, pp. 202-203, 210, 215.

Clavier, C., Hoyle, W., Meunier, D. (1971). Quantitative interpretation of thermal neutron decay time logs: part I. Fundamentals and techniques. J Petrol Technol 23, 6, pp. 743–755.

Cooper, M. A., Addison, F. T., Álvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., Howe, S., Martínez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J., Taborda, A. (1995). Basin development and Tectonic history of the llanos basin, eastern cordillera, and middle magdalena valley, colombia. AAPG Bulletin, 79, 10, pp. 1424-1440.

Crain, R. (s.f.). Crain's Petrophysical Handbook. Recuperado el 8 de mayo de 2023, de <https://www.spec2000.net/14-sws.htm>

Cuddy, S. (2022). Is your shaly sand water saturation equation fit for purpose. Recuperado el 19 de noviembre de 2023, de <https://normasapa.pro/referencias-linkedin-con-apa-7ma-edicion/>

Dean, L., & Mireault, R. (2008). Reservoir engineering for geologists, volumetric estimation. Canadian Society of Petroleum Geologists, p. 12.

De la Torre, J., & Morales, D. (2018). Evaluación de la saturación promedio de los fluidos del “pozo a” con los datos obtenidos de la herramienta rst, en el área sur del campo castilla [Tesis de Pregrado, Fundación Universitaria de América]. Repositorio Institucional Universidad de América.

De Santolo, M., González, U., Yliane, C. (2006). Actualización de conceptos de reservas, procedimientos y métodos para su cálculo: propuesta del informe técnico para sometimiento al ministerio de energía y petróleo. [Tesis de Pregrado, Universidad Central de Venezuela]. Repositorio Institucional de la Universidad Central de Venezuela.

Duque-Caro, H. (1997). The Llanos Basin (Colombia): In search of greater stratigraphic resolution. Journal of Petroleum Geology, 20(1), p. 97.

Ecopetrol & Beicip Franlab. (1995). Estudio geológico regional Cuenca de los Llanos Orientales.

Everett Energy Software. (s.f.). What is EESi LAS Viewer. <https://www.everett-energysoftware.com/las-viewer.html>

Embry, A. F., & Johannessen, E. P. (1992). T–R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada. In Arctic Geology and Petroleum Potential (T. O. Vorren, E. Bergsager,

O. A. Dahl-Stamnes, E. Holter, B. Johansen, E. Lie and T. B. Lund, Eds.). Norwegian Petroleum Society, Special Publication 2.

Fonseca, C. (2022). Caracterización de propiedades petrofísicas mediante inversión sísmica geostatística en la formación carbonera, cuenca llanos, colombia [Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia]. Repositorio Universidad Nacional.

Galloway, W. E. (1989). Genetic stratigraphic sequences in basin analysis, I. Architecture and genesis of flooding-surface bounded depositional units. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 73, pp. 125–142.

García, F. (1990). Diagénesis de las arenitas: ejemplos del Cretácico, Terciario y Cuaternario de la zona de Bilbao. Kobie (Serie de Ciencias Naturales) Bilbao, 20, pp. 85-100.

Garduza, V. M. (2019). Manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros.  
[https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual\\_de\\_Registros\\_Geofisicos-1.pdf](https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf)

Gavilanes, J. R., & Torres, L. E. (2009). Actualización de reservas y estimación de la producción de los campos auca y auca sur [Tesis de Pregrado, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Digital EPN.

Gil, C., & Mendonza, B. (2019). Diseño de un modelo de ingeniería para la gestión del agua excedente del campo castilla a fin de disponerla en cultivos que generan biocombustibles, según la resolución 1207 de 2014 [Tesis de Pregrado, Fundación Universitaria de América]. Repositorio Institucional Universidad de América.

González, J. J. F., Martínez, M. M. (2022). Clasificación litológica a partir de registros eléctricos utilizando machine learning: caso de estudio formación otaraoa, nueva zelanda. Fundación Universitaria los Fundadores, p. 6.

Guerrero, J., Kairuz, C., Peña, J. (2022). Evaluación del potencial exploratorio de hidrocarburos de la sucesión cretácica de los llanos orientales (provincia de casanare) a partir de la caracterización estratigráfica y petrofísica. Revista Facies, 8, p. 23.

Hardenbol, J., Loutit T. S., Mitchum, R. M., Posamentier, H. W., Sarg, J.F., Vail, P. R., Van Wagoner, J.C. (1988). An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key

definitions. Sea-Level Changes An Integrated Approach. SEPM Special Publication, 42, pp. 39, 42.

Hernández, J. D. (2017). Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de un fluido de perforación de alto desempeño base agua para la perforación de la sección intermedia de un pozo del campo castilla [Tesis de Pregrado, Fundación Universidad de América]. Repositorio Institucional Universidad de América.

Horton, B. K., Mora, A., Nie, J., Parra, M., Reyes, A., Saylor, J. E., Stockli, D. F. (2010). Linking sedimentation in the northern Andes to basement configuration, Mesozoic extension, and Cenozoic shortening: Evidence from detrital zircon U-Pb ages, Eastern Cordillera, Colombia. GSA Bulletin, Vol. 122 (9-10), pp. 1423–1442.

Hughes, B. (1992). Advanced wireline and MWD procedures. Houston, TX 77032, USA.

Julivert, M. (1968). Union internationale des sciences géologiques (Vol. V, Fascicule 4a, pp. 273, 460). Centre National de la Recherche Scientifique.

López, M. (1996). Estratigrafía secuencial de sistemas deltaicos en cuencas de antepais: ejemplos de Sant Llorenç del Munt, Montserrat y Roda (paleógeno: cuenca de antepais surpirenaica) [Tesis de doctorado, Universitat de Barcelona]. Repositorio Tesis Doctorals en Xarxa (TDX).

Lozano, E., & Zamora, N. (2014). Compilación de la cuenca de los llanos orientales. Servicio Geológico Colombiano. <https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

Malagón, J. (2016). La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Mayne, L., & Staub, J. (2011). Incorporating international petroleum reserves and resource estimates into projections of production. U.S. Energy Information Administration, p. 6.

Miall, A. D. (1991). Stratigraphic sequences and their chronostratigraphic correlation. Journal of Sedimentary Petrology, 61, pp. 497-505.

Oil Production. (20 de mayo de 2014). Nociones básicas para la interpretación de perfiles de pozo. Recuperado el 11 de abril de 2023 de <http://oilproduction.net/files/apunte-perfilaje-es.pdf>

Oil Production. (s.f.). Perfilaje de pozos. Recuperado el 11 de abril de 2023 de <http://oilproduction.net/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf>

Ostanciaux, E. (2012). Niveau marin et déformation de la Terre: Echelles spatio-temporelles [Tesis de doctorado, Université de Rennes 1]. Hal Theses (theses en ligne).

Piedrahíta, J. A. (2016). Caracterización petrofísica de un área en el bloque cpo 16 en la cuenca de los llanos orientales – Colombia [Tesis de Pregrado, Universidad EAFIT]. Repositorio Institucional Universidad Eafit.

Posamentier, H.W., & Allen, G. P. (1993). Siliciclastic sequence stratigraphic patterns in foreland ramp-type basins. *Geology*, 21, pp. 455-458.

Posamentier, H. W., and Allen, G. P. (1999). Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. *SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology*, 7, p. 210.

Posamentier, H. W., & Vail, P. R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition II—sequence and systems tract models. In *Sea Level Changes—An Integrated Approach* C. K. Wilgus, B. S. Hastings, C. G. St. C. Kendall, H. W. Posamentier, C. A. Ross and J. C. Van Wagoner, Eds.). *SEPM Special Publication* 42.

Quijano, E. A., & Valcárcel, E. (2015). Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo a, b y c, cuenca de los llanos orientales [Tesis de Pregrado, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia]. Repositorio Institucional de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.

Reyes, I. (1984). Geología de la región de Duitama-Sogamoso-Paz de Río (Boyacá). En Belencito (Ed.). *Universidad Pedagógica de Colombia*. Tunja (Boyacá).

Saad, M. A., & Shedid, S. A. (2017). Comparison and sensitivity analysis of water saturation models in shaly sandstone reservoirs using well logging data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 156, p. 537.

Sarmiento, L. F. (2011). Llanos Basin. En F. Cediél (Ed.), *Petroleum geology of Colombia* (Vol. 9, p. 14, 26-27). ANH y Fondo Editorial Universidad Eafit.

Schlumberger. (s.f.). Energy Glossary. [https://glossary.slb.com/en/Terms/a/api\\_unit.aspx](https://glossary.slb.com/en/Terms/a/api_unit.aspx)



Schlumberger. (1997). Log Interpretation Chart. Autoedición.

Serra, O. (1984). Fundamentals of well-log interpretation. USA: Elsevier Science Publishing Company Inc.

Society for Sedimentary Geology Stratigraphy. (11 de noviembre de 2021). Incised valley. Recuperado el 21 de abril de 2023 de <http://www.sepmstrata.org/Terminology.aspx?id=incised%20valley>

Society for Sedimentary Geology Stratigraphy. (11 de noviembre de 2021). Maximum flooding Surface. Recuperado el 21 de abril de 2023 de <http://www.sepmstrata.org/Terminology.aspx?id=maximum%20flooding%20surface>

Society for Sedimentary Geology Stratigraphy. (7 de abril de 2015). Peter Vail and eustasy. Recuperado el 19 de abril de 2023 de <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=28>

Society for Sedimentary Geology Stratigraphy. (26 de febrero de 2020). Sequence stratigraphy. Recuperado el 19 de abril de 2023 de <http://www.sepmstrata.org/page.aspx?pageid=229>

Torrado, L. (2012). Non-marine, late eocene-oligocene sequence stratigraphy and changing fluvial style in the northern llanos foreland basin of colombia [Tesis de Maestría, University of Houston]. Texas Digital Library.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2018). Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1340/4/v.4.pdf>

Urdaneta, A. J. (2009). Estimación de la curva de saturación de agua a partir de registros de pozos [Tesis de pregrado, Universidad de los Andes Venezuela]. Repositorio ULA.

Vail, P. R. (1987). Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy, part 1: seismic stratigraphy interpretation procedure. In Bally AW (ed) Atlas of seismic stratigraphy. Studies in Geology, (27), (1). American Association of Petroleum Geologists, New York, pp. 1-10.

Vail, P. R., Audemard, F., Bowman, S. A., Eisner, P. N., Pérez-Cruz, C. (1991). The stratigraphic signatures of tectonic, eustasy and sedimentology an overview. En: G. Einsele. (Ed.), cycles and events in stratigraphy. Springer-Verlag, New York, pp. 611-659.

Vail, P.R., Mitchum, Jr. R.M., Thompson III, S. (1977). Stages of sea level from coastal “onlap”: Seismic Stratigraphy Applications to hydrocarbon exploration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 26, pp. 63–81.

Van Wagoner, J. C. (1985). Reservoir facies distribution as controlled by sea-level change: Abstract and poster sesión. *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Mid-Year Meeting*, pp. 91-92.

Van Wagoner, J. C., Mitchum, R. M. Jr., Campion, K. M., and Rahmanian, V. D. (1990). Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series 7*, p. 55.

Yang, S. (2017). *Fundamentals of petrophysics*. Department of Petroleum Engineering. China University of Petroleum. Springer Geophysics.

## 18. Anexos

Anexo 1. Topes de formación ajustados

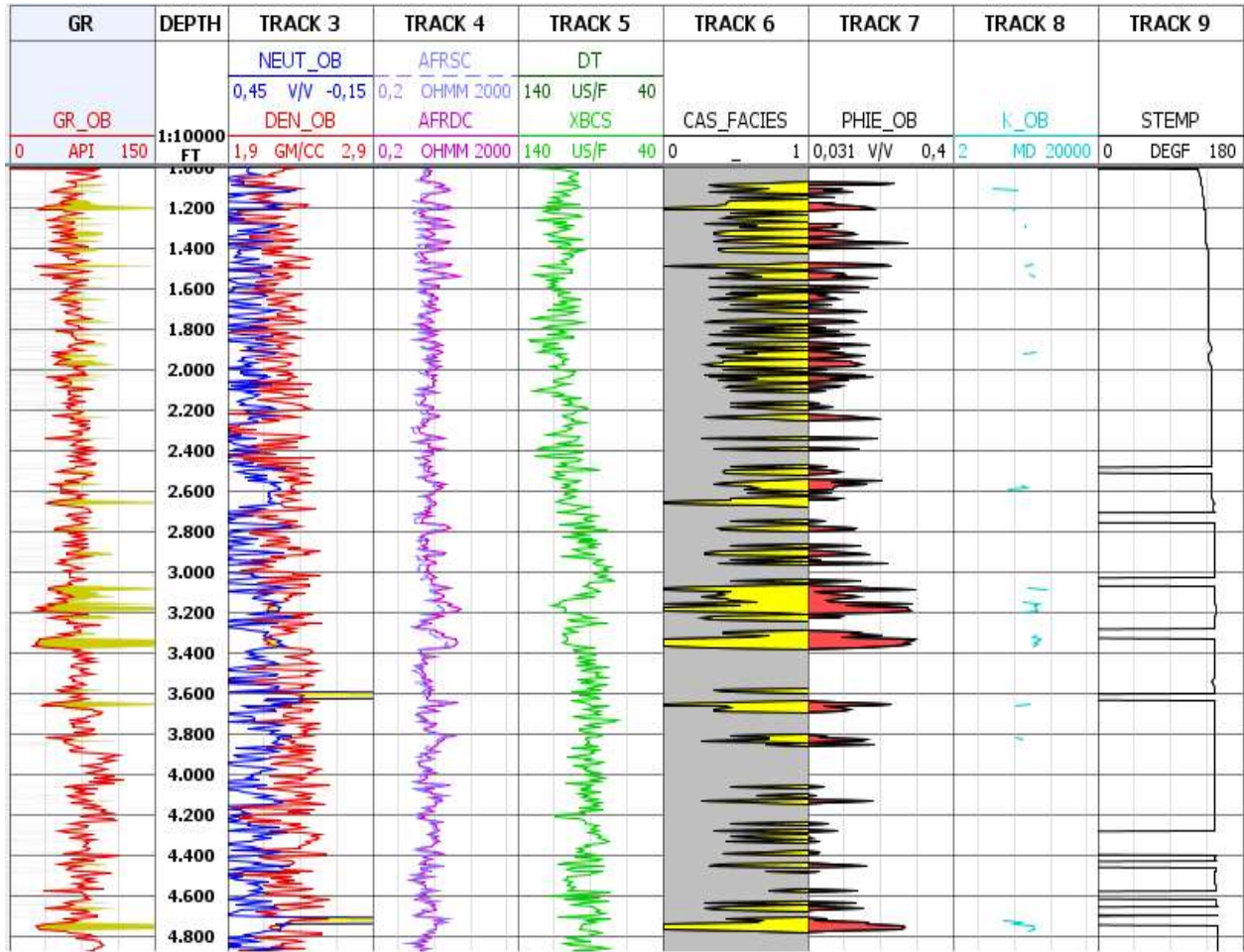
POZO	TOPE	TDVSS	MD
A	DF	1350.100	0.000
A	A_s_c	1063.620	286.480
A	A_s_b	672.480	677.640
A	A_s_a	181.220	1169.870
A	L_E	-455.440	1811.480
A	C1_b	-863.270	2223.260
A	C1_a	-1320.020	2689.960
A	A_Cra_a(C2)	-1687.010	3072.350
A	C2_b	-1974.530	3376.550
A	C2_a	-2509.110	3958.280
A	C2_Base	-3446.680	5060.370
A	E3	-3944.040	5695.240
A	T1	-4265.080	6107.530
A	E4	-4435.740	6334.920
B	DF	1339.080	0.000
B	Leon	1033.130	305.970
B	A_s_c	732.750	606.400
B	A_s_b	367.220	972.310
B	A_s_a	-92.500	1433.160
B	L_E	-806.090	2150.630
B	C1_b	-1099.040	2445.660
B	C1_a	-1641.490	2990.170
B	A_Cra_a(C2)	-2017.440	3366.230
B	C2_b	-2323.000	3671.810
B	C2_a	-2753.150	4102.510
B	C2_Base	-3495.660	4865.880
B	E3	-3985.870	5406.710
B	T1	-4313.550	5802.150
B	E4	-4487.330	6026.350
C	DF	1384.120	0.000
C	Leon	1222.080	162.040
C	A_s_c	884.390	499.740
C	A_s_b	529.460	854.750
C	A_s_a	62.070	1325.030
C	L_E	-591.120	1988.150
C	C1_b	-941.360	2340.380
C	C1_a	-1406.640	2805.790
C	A_Cra_a(C2)	-1777.120	3177.300

POZO	TOPE	TDVSS	MD
C	C2_b	-2071.570	3478.670
C	C2_a	-2646.650	4100.790
C	C2_Base	-3646.140	5483.710
C	E3	-4211.650	6275.050
C	T1	-4552.020	6739.540
C	E4	-4734.920	6997.050
D	DF	1364.660	0.000
D	A_s_c	1069.290	295.380
D	A_s_b	700.190	664.520
D	A_s_a	172.600	1193.220
D	L_E	-527.550	1897.790
D	C1_b	-884.740	2257.460
D	C1_a	-1336.360	2709.820
D	A_Cra_a(C2)	-1707.650	3081.150
D	C2_b	-1983.700	3357.220
D	C2_a	-2547.250	3921.170
D	C2_Base	-3608.870	5019.820
D	E3	-4106.580	5577.280
D	T1	-4439.160	5974.980
D	E4	-4614.100	6193.420
E	DF	1352.740	0.000
E	Leon	1090.480	262.270
E	A_s_c	706.000	646.760
E	A_s_b	356.000	997.510
E	A_s_a	-102.210	1458.120
E	L_E	-832.500	2197.070
E	C1_b	-1220.730	2586.440
E	C1_a	-1653.140	3018.900
E	A_Cra_a(C2)	-2006.250	3372.010
E	C2_b	-2283.890	3649.660
E	C2_a	-2885.090	4250.920
E	C2_Base	-3854.700	5234.500
E	E3	-4414.880	5855.140
E	T1	-4763.230	6293.560
E	E4	-4935.090	6523.830
F	DF	1349.680	0.000
F	Leon	1131.500	218.180
F	A_s_c	754.660	595.050

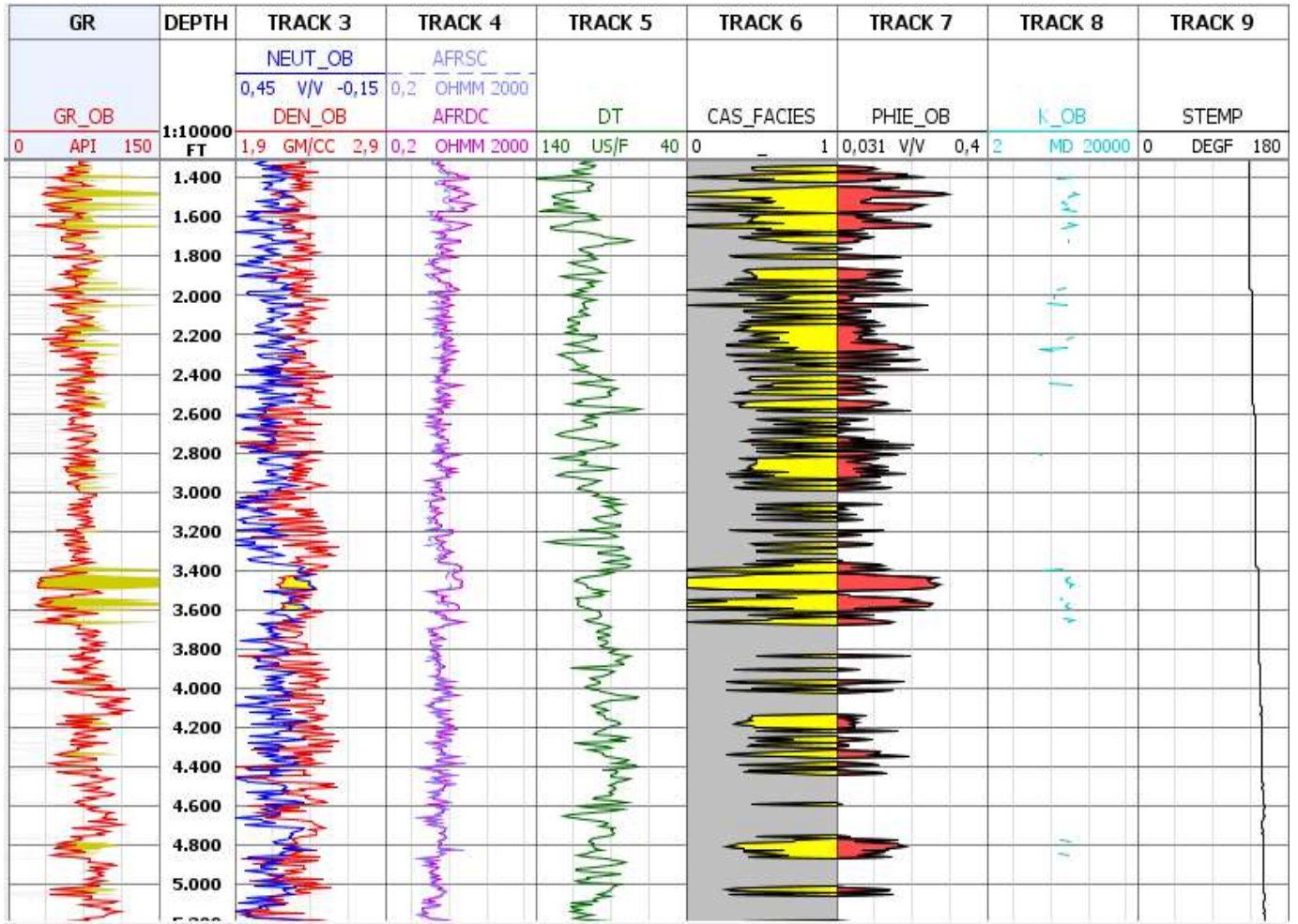
<b>POZO</b>	<b>TOPE</b>	<b>TDVSS</b>	<b>MD</b>
F	A_s_b	397.160	952.660
F	A_s_a	-85.230	1438.790
F	L_E	-765.490	2132.410
F	C1_b	-1126.610	2502.800
F	C1_a	-1595.360	2977.220
F	A_Cra_a(C2)	-1961.540	3344.210
F	C2_b	-2242.930	3625.730
F	C2_a	-2813.570	4198.000
F	C2_Base	-3775.540	5198.220
F	E3	-4310.260	5792.890
F	T1	-4692.770	6240.160
F	E4	-4862.360	6444.280
G	DF	1277.080	0.000
G	Leon	270.700	1007.220
G	A_s_c	-128.590	1408.830
G	A_s_b	-484.000	1768.600
G	A_s_a	-1027.770	2316.380
G	L_E	-1789.080	3078.480
G	C1_b	-2059.020	3348.470
G	C1_a	-2551.640	3841.140
G	A_Cra_a(C2)	-2813.990	4103.710
G	C2_b	-3129.540	4419.350
G	C2_a	-3463.010	4753.030
G	C2_Base	-4206.100	5513.180
G	E3	-4489.210	5814.980
G	T1	-4895.840	6272.110
G	E4	-5059.550	6458.180

Anexo 2. Registros de pozo a escala 1:10000

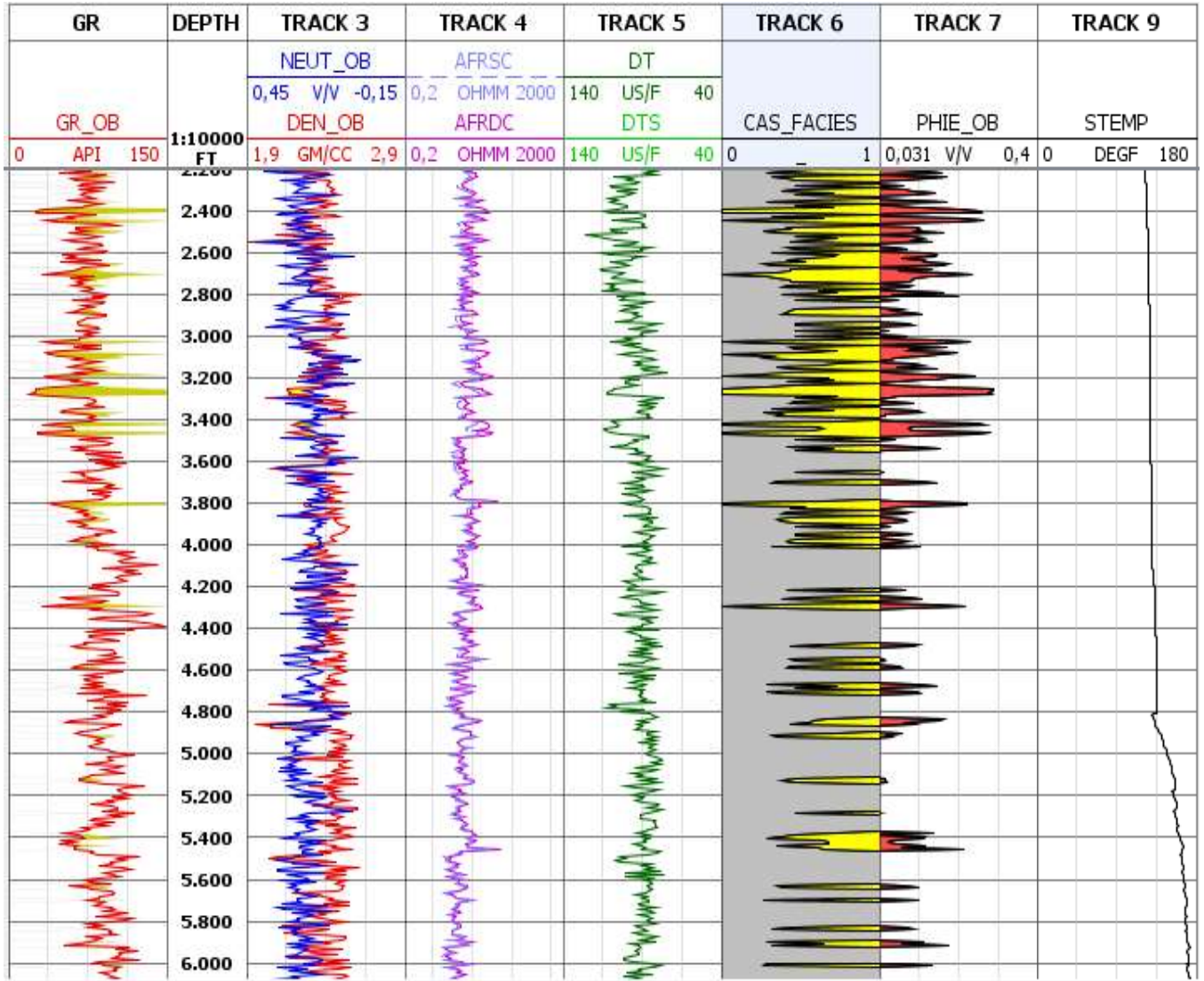
**VISUALIZACIÓN REGISTROS DEL POZO A**



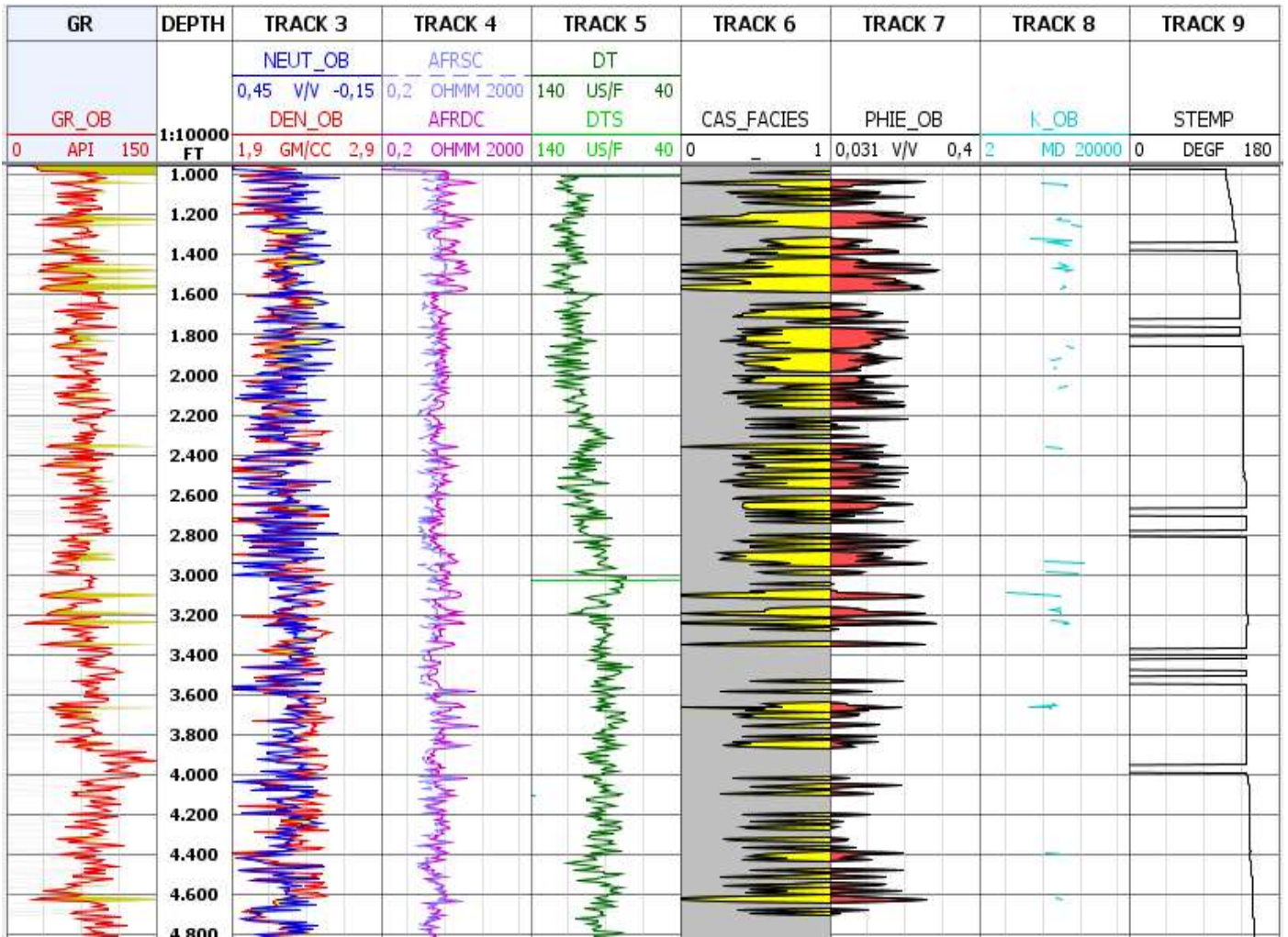
### VISUALIZACIÓN REGISTROS DEL POZO B



VISUALIZACIÓN REGISTROS DEL POZO C

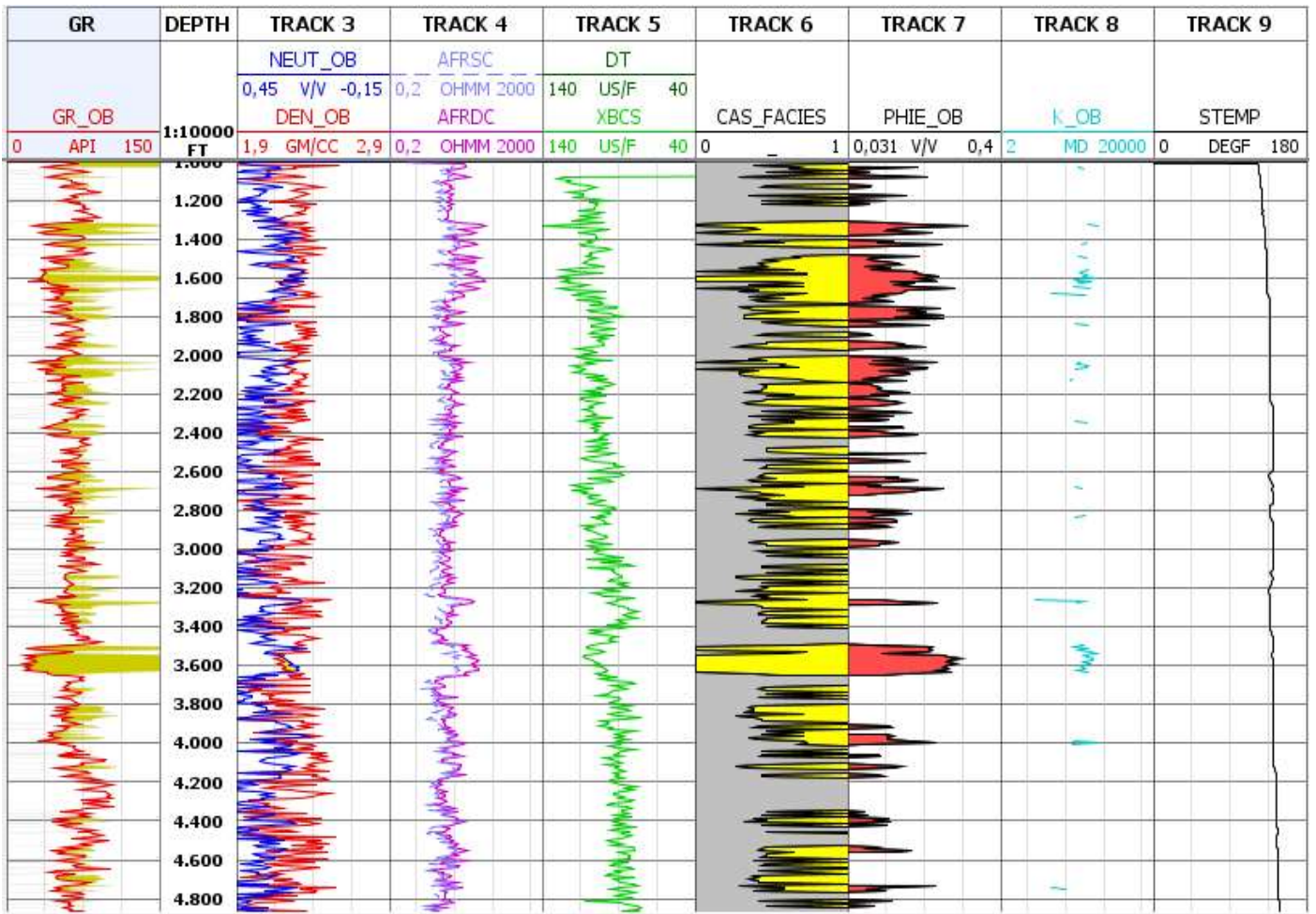


### VISUALIZACIÓN REGISTROS DEL POZO D

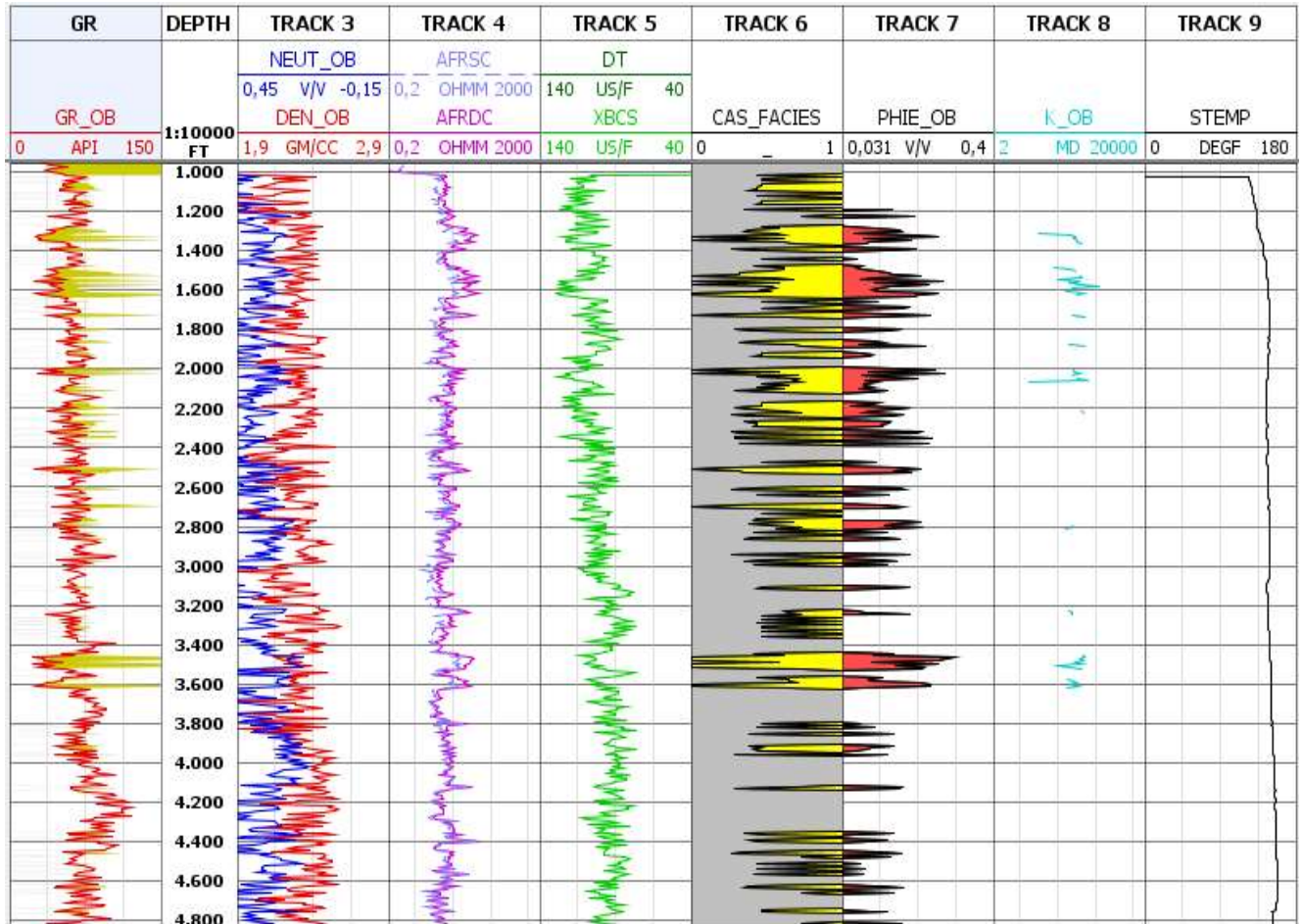




### VISUALIZACIÓN REGISTROS DEL POZO E



### VISUALIZACIÓN REGISTROS DEL POZO F



### VISUALIZACIÓN REGISTROS DEL POZO G

