

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN ÁREA EN EL BLOQUE CPO 16 EN LA
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES - COLOMBIA**

JESÚS ALBERTO PIEDRAHÍTA LORDUY

**UNIVERSIDAD EAFIT
ESCUELA DE CIENCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA
MEDELLÍN
2016**

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN ÁREA EN EL BLOQUE CPO 16 EN LA
CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES – COLOMBIA**

JESÚS ALBERTO PIEDRAHÍTA LORDUY

**Trabajo Dirigido de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Geólogo**

Director:

ELIANA MALDONADO CANO

Acompañante:

GEOVANY BEDOYA SANMIGUEL

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE CIENCIAS

DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA

MEDELLIN

2016

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Medellín, Marzo de 2016

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por ser el soporte y el apoyo que necesito para conseguir mis metas.

A mi asesora, Eliana, por brindarme todo el apoyo y conocimiento en la elaboración de este proyecto.

Al departamento de geología de la Universidad EAFIT y a su planta de profesores por brindarme todo su conocimiento. A Geovany Bedoya por su orientación y apoyo en el proyecto.

Contenido

1. GENERALIDADES	3
1.1 INTRODUCCIÓN.....	3
1.2 LOCALIZACIÓN	5
1.3 OBJETIVOS	7
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	7
1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
1.4 METODOLOGÍA.....	8
1.4.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LOS REGISTROS EN FORMA DIGITAL	10
1.4.2 CARGA DE LOS DATOS EN UN SOFTWARE ESPECIALIZADO	10
1.4.3 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA ENTRE POZOS	11
1.4.4 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS	11
1.5 ANTECEDENTES	13
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	16
2.1 EVOLUCIÓN TECTÓNICA.....	16
2.1.1 PALEOZOICO.....	16
2.1.2 MESOZOICO	18
2.1.3 CENOZOICO	18
2.2 MARCO ESTRUCTURAL.....	21
2.3 MARCO ESTRATIGRÁFICO.....	24
2.3.1 BASAMENTO	24
2.3.2 PALEOZOICO.....	25
2.3.3 CRETÁCICO.....	26
2.3.4 TERCIARIO	29
2.3.5 CUATERNARIO	31
2.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	31
2.4.1 ROCA GENERADORA	31
2.4.2 MIGRACIÓN	32
2.4.3 ROCA RESERVORIO.....	32
2.4.4 TRAMPAS.....	32

2.4.5	ROCA SELLO	33
3.	MARCO TEORICO	35
3.1	REGISTROS DE DIÁMETRO	36
3.1.1	REGISTRO CALIPER	36
3.2	REGISTROS LITOLÓGICOS	38
3.2.1	REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)	38
3.3	REGISTROS DE RESISTIVIDAD	40
3.3.1	REGISTROS RESISTIVOS.....	40
3.4	REGISTROS DE POROSIDAD	44
3.4.1	REGISTRO DE NEUTRÓN.....	44
3.4.2	REGISTRO DE DENSIDAD	46
3.4.3	REGISTRO SÓNICO	49
3.5	DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE RESISTIVIDAD.....	53
3.5.1	DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN	54
3.6	SATURACION DE FLUIDOS.....	56
3.7	DIAGRAMAS CRUZADOS	60
4.	CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	61
5.	ANÁLISIS Y RESULTADOS	62
5.1	ANÁLISIS PETROFÍSICO	62
5.2	ANÁLISIS DE DIAGRAMAS CRUZADOS	75
6.	CONCLUSIONES.....	79
7.	RECOMENDACIONES.....	81
8.	BIBLIOGRAFIA.....	82

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Mapa de tierras con localización de CLLO y del bloque CPO 16. Modificado de GeoVisor ANH 2.0</i>	6
<i>Figura 2 . Esquema metodológico utilizado para el desarrollo del presente estudio</i>	9
<i>Figura 3. Evolución tectónica de las cuencas CVMM, CCO y CLLO. Tomado de Cooper et al., 1995</i>	17
<i>Figura 4. Evolución tectónica de las cuencas CLLO. Tomado de Sarmiento, 2011</i>	20
<i>Figura 5. Línea MG-89-1250, Falla la Cristalina. Tomado de Garavito 2005 en Rojas 2004</i>	22
<i>Figura 6. Línea Sísmica AR-81-113, relevo entre la falla la Cristalina y la Macarena. Modificado de Garavito 2005</i>	23
<i>Figura 7. Columna estratigráfica del área de estudio. Tomado de Garavito 2005</i>	28
<i>Figura 8. Dominios o provincias estructurales de la CLLO. Modificado de Sarmiento 2011</i>	34
<i>Figura 9. Respuesta típica del Registro Caliper para varias litologías. Tomado de Glover, (2000)</i>	37
<i>Figura 10. El entorno del pozo y los símbolos utilizados en la interpretación del registro. Tomado de Schlumberger, (1998)</i>	42
<i>Figura 11. Esquema de la herramienta de densidad de la formación. Tomado de Glover (2000)</i>	47
<i>Figura 12. Herramientas del registro Sónico. Tomado de Glover (2000)</i>	49
<i>Figura 13. Valores de Δt_{ma} y Δt_{fl} para la ecuación de porosidad. Tomado de Glover (2000)</i>	52
<i>Figura 14. Principales perfiles resistivos. Tomado de Glover (2000)</i>	54
<i>Figura 15. Correlación estratigráfica entre los pozos estudiados y columna generalizada, tomada de Garavito (2005)</i>	61
<i>Figura 16. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la unidad C8 de la formación Carbonera</i>	64
<i>Figura 17. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la unidad C8 de la formación Carbonera</i>	65

<i>Figura 18. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la formación Mirador.</i>	<i>67</i>
<i>Figura 19. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la formación Mirador.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 20. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la formación Gachetá (K1), donde P= porosidad.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 21. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la formación Gachetá (K1), donde R= resistividad.</i>	<i>72</i>
<i>Figura 22. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la formación Une (K2).</i>	<i>73</i>
<i>Figura 23. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la formación Une (K2).....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 24. Diagrama cruzado entre registro de neutrones (TNPH), registro de densidad (RHOB) y volumen de shale (Vsh) para el Pozo 1.</i>	<i>76</i>
<i>Figura 25. Diagrama cruzado entre registro de neutrones (TNPH), registro sísmico (DT) y volumen de shale (Vsh) para el Pozo 1.</i>	<i>77</i>
<i>Figura 26. Diagrama cruzado entre registro de neutrones (NPOR), registro sísmico (DT) y volumen de shale (Vsh) para el Pozo 2.</i>	<i>78</i>

RESUMEN

Palabras clave: Cuenca, Llanos Orientales, Reservorios, Pozos, Estratigráficos

El área del bloque CPO 16 se localiza en el extremo Sur-Occidental de la Cuenca Llanos, en el departamento del Casanare.

El objetivo del presente trabajo es caracterizar petrofísicamente un área de estudio en el bloque CPO 16 en la cuenca de los Llanos Orientales y entender los reservorios de la zona, para ello se cuenta con la información de 2 pozos estratigráficos.

A partir de la información contenida en los registros de los pozos estratigráficos fueron caracterizados parámetros petrofísicos que llevaron al cálculo de propiedades como la porosidad de las formaciones reservorios y la saturación de fluidos presentes en los pozos.

Los resultados de los análisis de saturaciones muestran que para Formaciones Mirador, Gachetá y Une se presentan horizontes con saturaciones de aceite superiores al 80% en promedio, evidenciando que hay hidrocarburos por extraer en esa zona. Las arenas que se encuentran dentro de los posibles reservorios presentan características petrofísicas óptimas, tanto de porosidad, como de saturación de aceite (70% y 97%), además de condiciones litológicas (arenas limpias), para que ocurra acumulación de hidrocarburos.

ABSTRACT

Keywords: Basin, East Llanos, Reservoirs, Wells, Stratigraphic

The area of the CPO 16 block is located in the south-western end of the Llanos Basin, in the department of Casanare.

The objective of this study is to characterize petro physically an area of study in the CPO 16 block in the Llanos basin and understand the reservoirs in the area, based on the information 2 stratigraphic wells.

From the information contained in the records of the stratigraphic wells were characterized petrophysical parameters that led to the calculation of properties such as porosity of the reservoir formations and fluid saturation present in them.

The results of the analysis of saturations show that for Mirador, Gachetá and Une formations present horizons with oil saturations greater than 80% on average, evidencing there are hydrocarbons for extracting in this area. The sands that are within the potential reservoirs have optimal petrophysical characteristics, both porosity and oil saturation (70% and 97%), in addition to lithological conditions (clean sands) to occur hydrocarbon accumulation.

1. GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo del presente proyecto se fundamenta en la caracterización petrofísica de dos pozos estratigráficos en el área del bloque CPO 16 de la cuenca Llanos Orientales, a partir de los datos generados en los registros de cada pozo.

El área total de la cuenca de los Llanos Orientales es de aproximadamente 220.000 Km², de los cuales 153.000 km² tienen manifestaciones de petróleo pesado y extra pesado. En los últimos años, en el área de la cuenca, se han descubierto 16 campos que producen petróleo con gravedades menores o iguales a 20° API, y algunos otros, que aunque producen crudo más liviano, han tenido manifestaciones iniciales o tienen horizontes con reservas de crudo pesado aún por desarrollar (Halliburton-Landmark, 2007; Sarmiento, 2011).

Datos obtenidos en el 2011, mostraban que, la cuenca de los Llanos Orientales presentaba una producción de 537.311 barriles de petróleo por día (BOPD), esta cifra es el producto de la extracción en 146 campos productores, de los cuales 39 son campos de crudo pesado y 2 de crudo extra pesado. De acuerdo con la ANH estas cifras representan el 67% de la producción nacional diaria, siendo esta cuenca la mayor productora y con el mayor número de reservas probadas en el país (ANH, 2011; García et a., 2010).

Debido a que muchos de los horizontes con reservas de crudo pesado no han sido desarrolladas, uno de los objetivos de este proyecto se centra en determinar parámetros petrofísicos que permitan tener un conocimiento más claro acerca de los niveles de saturaciones de fluidos en los pozos, para el caso agua (Sw) y petróleo (So), que pudieron no ser desarrollados con anterioridad y actualmente pueden representar la adición de nuevas reservas de petróleo como un recurso económico valioso.

Para el desarrollo de este proyecto se contó con los registros de los pozos, además de algunos informes post-perforación de los mismos.

1.2 LOCALIZACIÓN

El área de estudio de este trabajo corresponde geológicamente a la Cuenca de los Llanos Orientales (CLLO), la cual es la cuenca ante-país (foreland) sub-andina oriental de la Cuenca Cordillera Oriental (CCO). Está limitada hacia el Oeste por la cordillera Oriental, hacia el Este por el escudo de Guyana, y hacia el Sur por la Serranía de la Macarena y el arco basamento del Vaupés. La cuenca continúa hacia el Norte en Venezuela donde toma los nombres de Cuenca Apure Occidental y Barinas, la cual ha sido separada de la Cuenca Llanos desde el Cenozoico temprano por el arco de Arauca (Sarmiento, 2011). El bloque CPO 16 se encuentra localizado en el extremo Sur-Occidental de la Cuenca Llanos Orientales, en el departamento del Casanare, más precisamente en las región de San Juan de Arama y presenta un área aproximada de 1233 km² (Figura 1).

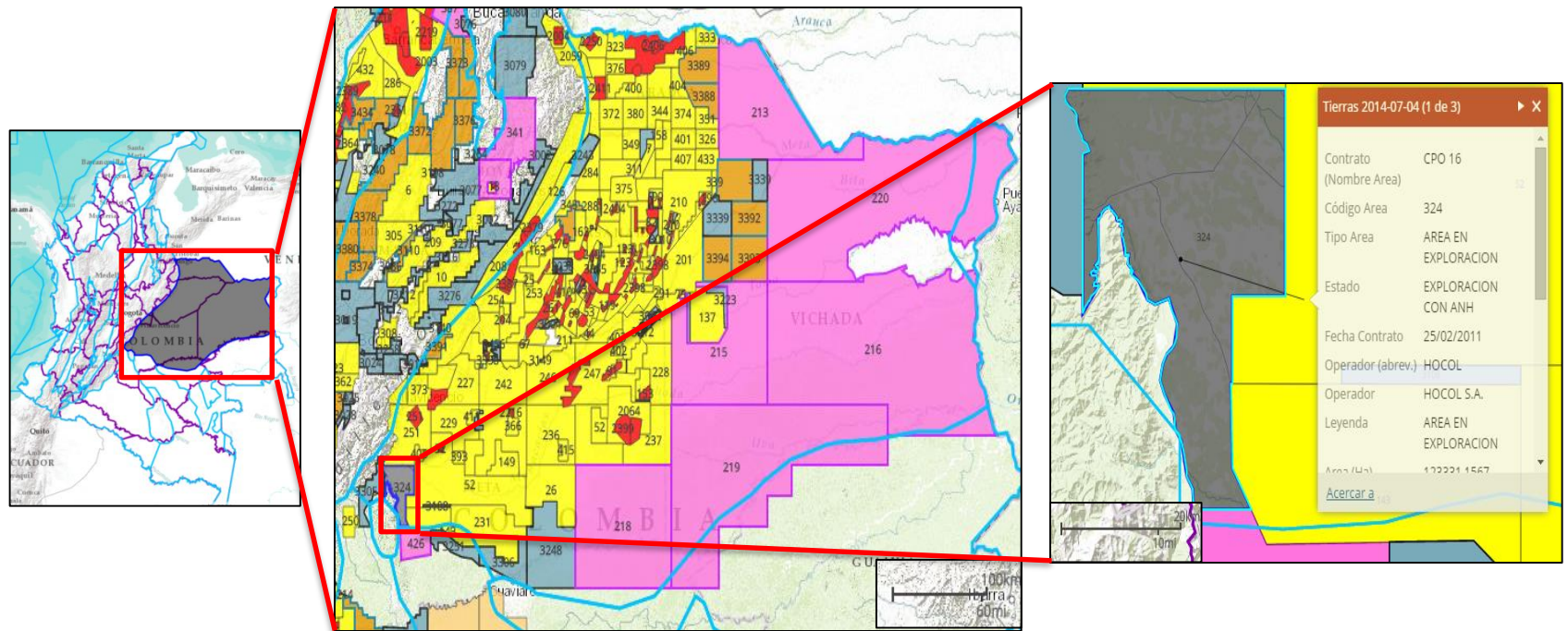


Figura 1. Mapa de tierras con localización de CLLO y del bloque CPO 16. Modificado de GeoVisor ANH 2.0

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Caracterizar petrofísicamente un área de estudio en el bloque CPO 16 en la cuenca de los Llanos Orientales.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar la información contenida en los archivos “.las” en forma digital, tanto curvas como encabezado.
- Cargar los datos en un software especializado.
- Realizar una correlación estratigráfica entre los pozos con una columna generalizada de la zona.
- Calcular los parámetros petrofísicos para obtener la caracterización petrofísica de la zona.

1.4 METODOLOGÍA

El presente proyecto se construye con base en la información proporcionada de dos pozos localizados en un área de estudio del bloque CPO 16 de la cuenca de los Llanos Orientales.

Para alcanzar los objetivos propuestos anteriormente y aportar cálculos de parámetros petrofísicos lo más acertado posible de los pozos se llevaron a cabo actividades que incluyeron: análisis de la información de los registros, carga de datos, correlación estratigráfica, y cálculo de parámetros petrofísicos, las cuales se resumen en el flujograma metodológico (figura 2). Con este trabajo se aportará más datos que permitan dar un mejor entendimiento acerca de los reservorios de crudo pesado y al petróleo neto recuperable presentes en las áreas de interés.

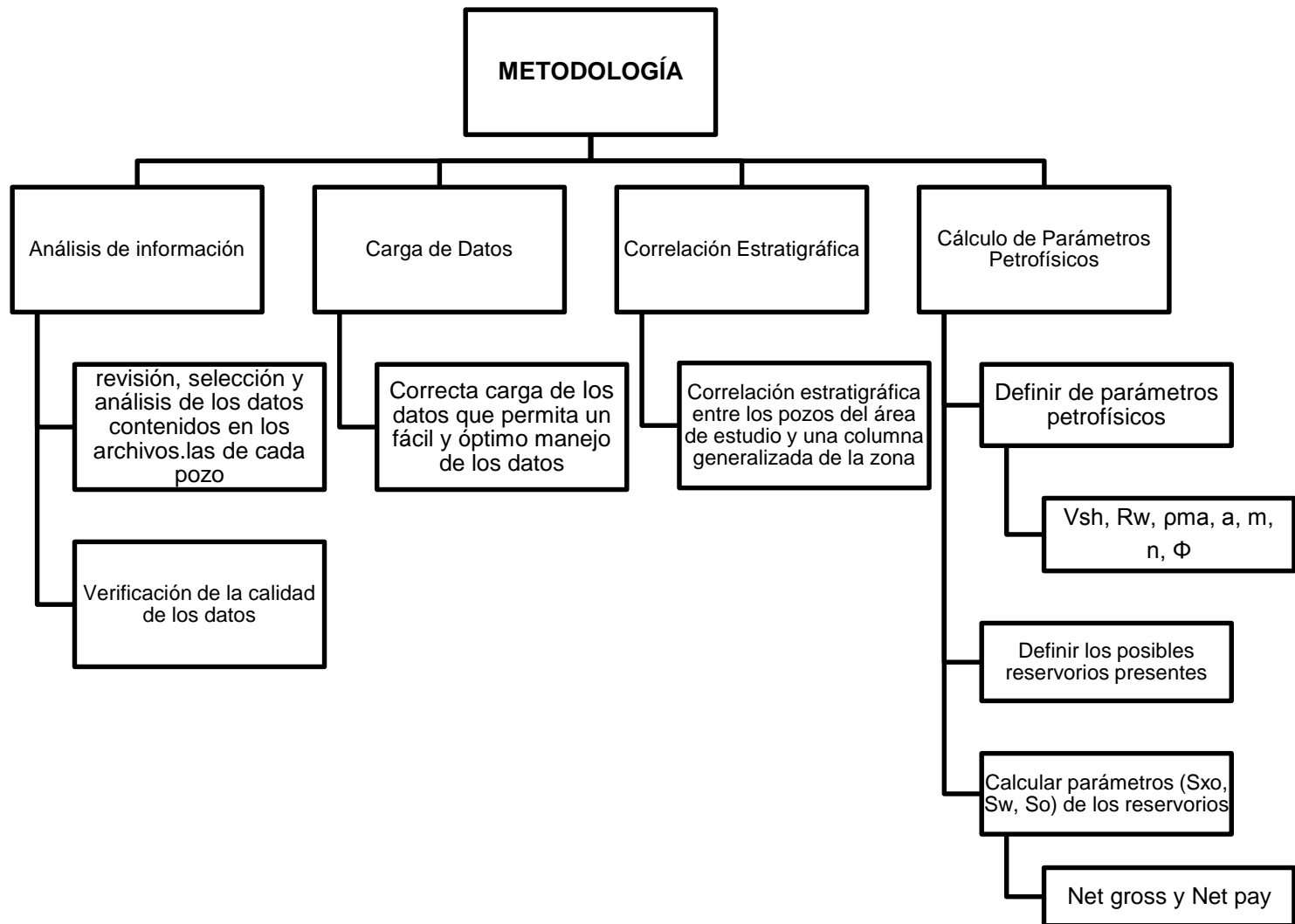


Figura 2 . Esquema metodológico utilizado para el desarrollo del presente estudio.

1.4.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LOS REGISTROS EN FORMA DIGITAL

Se realizó un análisis detallado de los registros a hueco abierto que fueron tomados de los pozos del bloque CPO 16, estos datos fueron organizados en carpetas con los nombres de los mismos. Luego la información contenida en estas carpetas fue analizada y con ello fue posible determinar la información necesaria para cargar los datos en el software especializado, estos datos son principalmente la localización de los pozos, el rango de profundidad en la que fueron tomados los registros, los tipos de registros presentes en cada archivo y las unidades en las que fueron tomados dichos registros. De igual manera se realizó la verificación de la calidad de los datos con el fin de evitar inconvenientes o errores al subir la información al software especializado (Petrel). Este proceso se realizó en la plataforma de Windows.

1.4.2 CARGA DE LOS DATOS EN UN SOFTWARE ESPECIALIZADO

El procedimiento de carga de datos se llevó a cabo en el software especializado Petrel (con licencia de 6 meses otorgada por la compañía Schlumberger), estos archivos se suben a la plataforma en formato “.las”, este es uno de los formatos más comunes en el que se proporcionan los datos de los pozos. La información fue organizada en un proyecto nuevo bajo el sistema de coordenadas “BOGOTA/MAGNA” y elipsoide “WGS84/GSR_80”. Cabe resaltar que se suben los datos a la plataforma se deben seleccionar solo los registros con los que se va a trabajar, ya que estos archivos “.las” contienen mucha información adicional sobre los pozos y que no son relevantes para elaborar la caracterización petrofísica.

Este procedimiento es de gran importancia debido a que la carga correcta de los datos permite manejar los datos que contiene cada registro en cada pozo, y optimizar los resultados en forma precisa.

1.4.3 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA ENTRE POZOS

La correlación estratigráfica entre los pozos se realizó de acuerdo con los datos proporcionados en los informes de terminación de los pozos en los cuales se menciona la profundidad a la que se encontraban cada uno de los topes presentes en cada pozo. Estos datos se correlacionaron con la columna estratigráfica generalizada de Garavito (2005).

El procedimiento se elaboró con el fin de determinar si se encontraban todos los horizontes de las formaciones, además del nivel estratigráfico en el que se encontraban los pozos y sus respectivos sistemas petrolíferos. Este procedimiento se realizó en el software Petrel.

1.4.4 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

El cálculo de los parámetros petrofísicos para la zona de estudio se elaboró de acuerdo con las siguientes actividades en la plataforma Petrel:

DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS

Para la definición de los parámetros petrofísicos se tuvieron en cuenta aquellos que pudieran ser calculados con los datos de los pozos del área de estudio que estuvieran disponibles y que, además, fueran esencialmente necesarios para calcular los niveles de saturación (S_w-S_o). Estos parámetros son: volumen de shale (V_{sh}), resistividad del agua de formación (R_w), densidad de la matriz (ρ_{ma}), coeficiente de tortuosidad (a), exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y porosidad (Φ), cada uno de ellos deben ser ajustados a las condiciones geológicas de los pozos. Para el caso de estudio se ajustaron los parámetros coeficiente de tortuosidad ($a= 0,62$) y el exponente de cementación ($m=2,15$) a valores que corresponden a zonas con arenas poco consolidadas, dado que esta condición geológica predomina en las formaciones del área.

DEFINICIÓN DE POSIBLES RESERVORIOS

A partir de la interpretación de los registros de pozo y de la definición de los parámetros petrofísicos, es posible determinar que horizontes de las formaciones son posibles reservorios, generadores o sellos. Los horizontes de las formaciones que son posibles reservorios fueron identificadas con la interpretación en conjunto de los registros de porosidad, resistividad y litológicos, además de los parámetros petrofísicos establecidos con antelación.

CÁLCULO PARÁMETROS DE LOS RESERVORIOS

Los parámetros de los reservorios son de gran importancia, ya que se usan para validar el porcentaje de saturación de algún fluido (agua o aceite) que se encuentre atrapado en los poros de las formaciones (Asquith et al., 2004; Bernaez, 2010; Mejía, 2011).

A partir de los registros de los pozos y de los valores de los parámetros petrofísicos determinados con anterioridad, se realizó el cálculo de los factores que definen el porcentaje de fluidos presentes en las zonas de interés a lo largo de cada pozo: la saturación de agua en la zona de invasión (S_{xo}), la saturación de agua (S_w) y la saturación de aceite (S_o). Sumado a esto se calcularon los valores de arena neta (Net Gross) y arena neta petrolífera (Net Pay).

1.5 ANTECEDENTES

Han sido aproximadamente 70 años de exploración de petróleo y gas en la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia, los cuales han sido llevados a cabo por muchas compañías internacionales y nacionales, de diversos tamaños y capacidades, y que han proporcionado grandes cantidades de datos técnicos valiosos, además de desarrollar conceptos de exploración importantes que fueron fundamentales para descubrir los grandes recursos de petróleo y gas en la cuenca (Sarmiento 2011).

En la década del 40 Shell Cónдор fue la que llevo a cabo el primer programa de exploración sísmica en la cuenca, durante los 8 años de duración del programa de exploración que incluía 13 pozos exploratorios, Shell Cónдор perforó el pozo San Martin-1 en el bloque Ariari-Apiay el cual fue abandonado como seco. Más adelante realizaron el primer descubrimiento no comercial en el pozo Voragine-1. Hacia principios los años 60 Texas Petroleum realizo el primer descubrimiento comercial en el pozo Guavio-1 con 0.5 millones de barriles de aceite equivalente (MBOE) y hacia finales de la década Shell y Chevron realizaron dos descubrimientos altamente comerciales: Castilla con 201 MBOE y Chichimene con 25 MBOE (IHS, 2009 en Sarmiento, 2011).

Después de que estos primeros descubrimientos fueran hechos, hubo un incremento en los programas de adquisición sísmica -aproximadamente 50 estudios- esto en la década de los años 70. Empresas como ELF, Intercol, Conoco, Superior, BP y Ecopetrol desarrollaron programas de perforación con un solo descubrimiento de mediano tamaño el cual fue el campo Trinidad atribuido a la empresa ELF. Hacia finales de esta década la actividad exploratoria tuvo un gran decline y pocos descubrimientos de mediano tamaño como lo fue Caño-Garza, el cual es una extensión del play del campo Trinidad. En la década de 1980 la perforación de pozos exploratorios se incrementó fuertemente, llegando a 172 wildcats (pozo exploratorio). Ecopetrol, ELF-Aquitaine y Occidental fueron los operadores más activos con 35, 34 y 32 pozos exploratorios, respectivamente (IHS, 2009 en Sarmiento, 2011).

En 1981 Provincia Petroleum (una empresa subsidiaria de Exxon) encontró Rubiales, un campo de crudo pesado con 200 MBOE ubicados en la parte centro-oriental de la cuenca;

hasta 1993 Exxon perforó 17 pozos, el campo fue entonces adquirido en 1994 por Coplex Resources que perforó 5 pozos adicionales para 1997, debido a los problemas financieros el campo fue cerrado hasta que en el año 2000 Tethys lo adquirió. En este mismo año Ecopetrol encontró el campo Apiay con 125 MBOE en el Bloque Ariari-Apiay, en el año 83 Occidental descubrió el gigante Campo Caño Limón con 1001 MBOE sobre un alto regional (arco de Arauca) que había sido previamente fallido, probablemente debido a la falta de datos en torno a la frontera entre Colombia y Venezuela. Debido a este éxito, la perforación de exploración aumentó lo que lleva al descubrimiento del campo Redondo-Caño verde con 127 MBOE y 53 pequeños campos con reservas inferiores a 5 MBOE por campo (IHS, 2009 en Sarmiento 2011).

En la década del 90, nuevos programas de adquisición sísmica 2D adquirieron aproximadamente 12 mil kilómetros y a pesar de que los pozos exploratorios redujeron su número, se adicionaron nuevas reservas. A parte de los 60 pozos que fueron perforados en esta década, 5 campos gigantes fueron descubiertos en la cuenca: Cusiana en 1992 con 2.258 MBOE, Cupiagua en 1993 con 750 MBOE, Volcanera en 1993 con 1.083 MBOE, Pauto Sur B-1 en 1995, con 767 MBOE y Floreña a-1 en 1995, con 817 MBOE (IHS, 2009 en Sarmiento, 2011).

Hacia principios del año 2000 la actividad de exploración se incrementó en gran medida en la zona central de la cuenca Llanos Orientales como resultado del nuevo modelo de contrato de exploración y producción impuesta por la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Para el año 2002 Rubiales Holdings adquirió Tethys (y con ella campo Rubiales) y perforó 14 pozos adicionales en el campo. En 2004 Meta Petroleum (una empresa subsidiaria de Pacific Rubiales) se convirtió en el operador (IHS, 2009 en Sarmiento, 2011).

De los 220000 km² de área total de la cuenca de los Llanos Orientales, 153000 km² tienen manifestaciones de petróleo pesado. En esta área, en los últimos años, se han descubierto 16 campos que producen petróleo con gravedades menores o iguales a 20^o API y otros cuatro que aunque producen crudo más liviano, han tenido manifestaciones iniciales o tienen horizontes con reservas de pesado aún por desarrollar. A diciembre de 2005, se completó una producción acumulada de crudos pesados de 341 MBOE y se extraían 82000 barriles diarios. Las reservas probadas desarrolladas a diciembre de 2005,

basadas en las tasas de declinación de 12 campos, son 133 MBOE. Los campos con las historias de producción suficientes para análisis de declinación son Apiay, Castilla, Chichimene, Entreríos, Estero (Paloblanco), Gaván, Guatiquía, La Gloria, La Gloria Norte, Pirito, Rubiales y Santiago. Los campos que producen petróleo liviano a mediano, pero que tuvieron shows de pesado o tienen reservas probables de pesado, son La Libertad-Reforma, Paravare, Suria (incluyendo Austral, Pompeya y Tanané) y Valdivia - Almagro. Los cálculos volumétricos probabilísticos para cada uno de los horizontes productores indican reservas probadas no desarrolladas de 236 MBOE y probadas totales suman 369 MBOE. Para el periodo de tiempo entre 2005 a 2011, de los 316 pozos exploratorios perforados A3, 142 han sido declarados por la ANH como productores, con una tasa de éxito exploratorio de 44.94%. Este éxito es resultado de las campañas exploratorias de sísmicas 3D, y una mejor comprensión de las tendencias de las estructuras (Halliburton-Landmark, 2007; Sarmiento, 2011).

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 EVOLUCIÓN TECTÓNICA

La evolución del sistema orogénico andino se caracteriza por la acreción de terrenos oceánicos, colapso de cuencas, desarrollo de un cinturón orogénico y de una cuenca de ante-país (foreland) asociada: la cuenca de los Llanos. Su historia está estrechamente ligada a la evolución tanto de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM) como de la Cuenca de la Cordillera Oriental (CCO) y corresponde a una cuenca poli-histórica constituida por partes de antiguas cuencas Paleozoicas, Mesozoicas y Terciarias de diferentes configuraciones geográficas (figura 3). La cuenca alcanzó su configuración actual durante el paroxismo de la Orogenia Andina en el Mio-Plioceno (Ecopetrol-Beicip, 1995; Cooper et al., 1995; Sarmiento, 2011).

2.1.1 PALEOZOICO

Es bien aceptado que la cuenca inicia con un mar epicontinental somero durante el Paleozoico, un episodio de apertura (Rifting) en la margen, creó cuencas temporales de detrás de arco (backarc) y en donde la subducción estuvo interrumpida por períodos de quietud tectónica, periodos en los que sedimentos clásticos fueron depositados sobre grabenes extensionales desarrollados sobre basamento cristalino Precámbrico (Ecopetrol-Beicip, 1995; Sarmiento, 2011).

Con la actividad orogénica en la margen continental durante el Ordovícico tardío, finales del Devónico y Pérmico se desarrollan cuatro tectono-secuencias en América del Sur. En los Llanos sólo se definen dos tectono-secuencias separadas por pulsos tectónicos: Grupo Quetame/Guejar y Grupo Farallones. Dos procesos significativos afectaron la sedimentación Paleozoica después de su depositación: Orogénesis y erosión. Durante la

Orogenia Andina, los límites regionales entre lutitas y areniscas en la sección Paleozoica sirvieron de planos de despegue (Ecopetrol-Beicip, 1995).

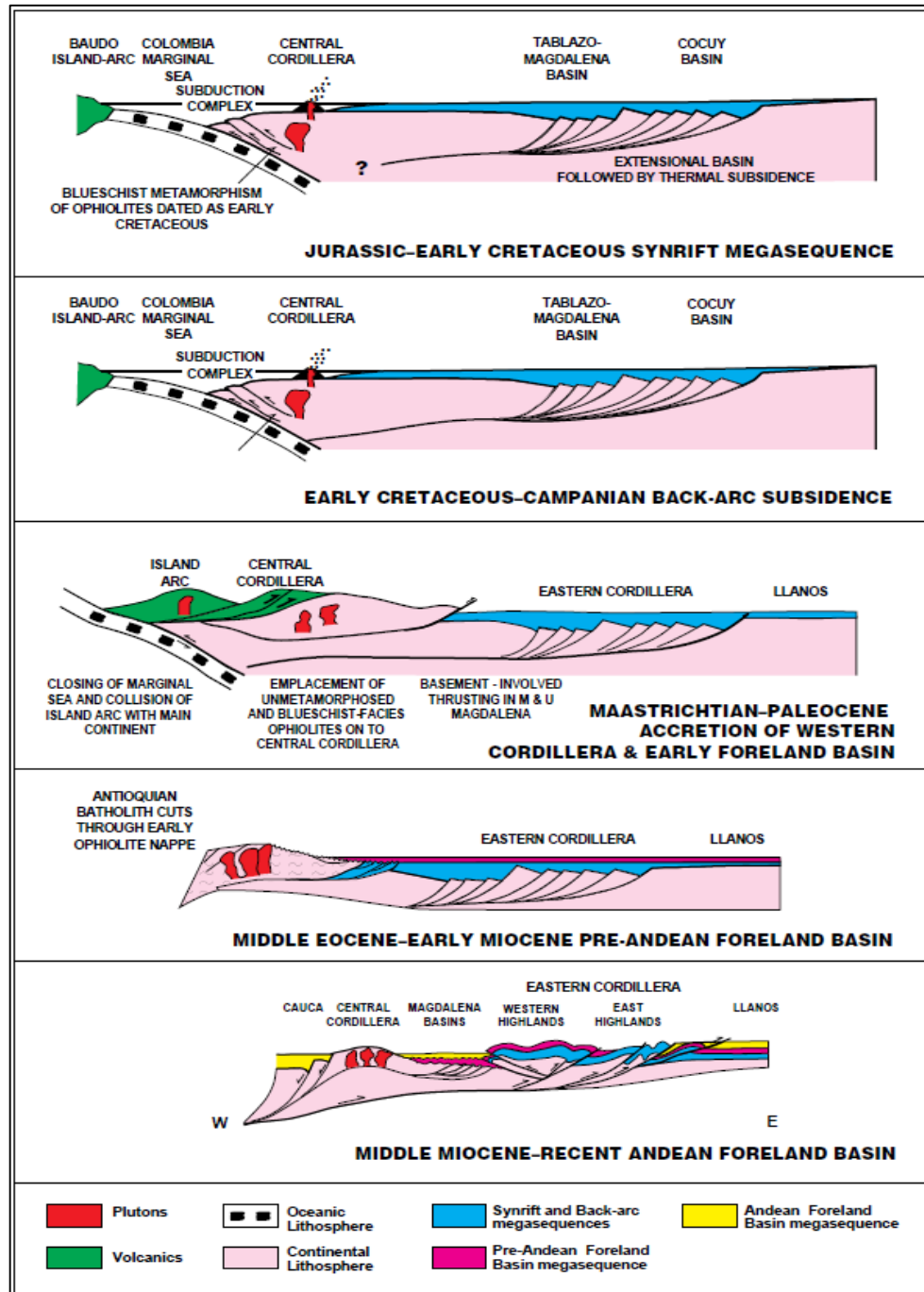


Figura 3. Evolución tectónica de las cuencas CVMM, CCO y CLLO. Tomado de Cooper et al., 1995.

2.1.2 MESOZOICO

Durante el Triásico y Jurásico un rift se desarrolló al occidente de la cuenca relacionado con el rompimiento de Pangea (separación de Suramérica y Norteamérica) y con la extensión del backarc producto del proceso de subducción que se desarrollaba a lo largo del margen Occidental de Colombia, dejando como remanentes cuerpos plutónicos en la Cordillera Central (Sarmiento, 2011). Además se registraron depósitos de sedimentos continentales tipo “Red beds” observados en pozos perforados en el graben de Arauca y magmatismo alcalino en el rifting durante el Triásico-Jurásico (Ecopetrol-Beicip, 1995).

Durante el Cretácico Temprano la extensión continua de la cuenca generó un sistema de grábenes en el área de la Cordillera Oriental (syn-rift). En el Cretácico Tardío una subsidencia termal “post-rift” generó un hundimiento que cubrió una amplia área de las cuencas CCO y CLLO, generando consigo un sistema regional de fallas normales. En el Cretácico Tardío la acreción de un terreno oceánico en el Occidente de Colombia produjo un extensivo levantamiento y exhumación de rocas en la Cordillera Central. Hacia el final del Cretácico los esfuerzos distensivos que dominaban la cuenca desaparecen y, dan paso al inicio de la Orogenia Andina y al establecimiento de un régimen tectónico compresional (Figura 3) (Ecopetrol-Beicip, 1995; Sarmiento, 2011).

El fin del Cretáceo corresponde a un período de transición entre un margen activo de subducción (cuenca pasiva Back-Arc) tectónicamente estático y un margen activo de colisión (Ecopetrol-Beicip, 1995).

2.1.3 CENOZOICO

Con el inicio de la Orogenia Andina, hacia finales del Cretácico y principios del Paleoceno, la colisión de un arco volcánico con Suramérica produce el levantamiento de la Cordillera Occidental y Central, termina con el vulcanismo de la Cordillera Central, y forma una cuenca de ante-país Paleógena (*Pre-Andean foreland*) desarrollada en las áreas donde hoy se ubican el Valle del Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos. La colisión arco-

continente fue oblicua propagándose de sur hacia norte (figura 3) (Cooper et. al., 1995; Horton et al., 2010).

Durante el Eoceno, una fuerte actividad tectónica es evidenciada en los flancos de la cuenca pre-andina: una extensa erosión hacia la base de la Formación Mirador ocurrió en el flanco oriental. El frente deformacional iniciado en la Cordillera Central migró en dirección Este, lo que produjo una inversión local de los grabenes extensionales en el área de la cuenca Cordillera Oriental y la fragmentación regional de la cuenca ante-país en pequeños compartimientos uno de los cuales fue la Cuenca Llanos (Ecopetrol-Beicip, 1995; Sarmiento, 2011).

Desde el Eoceno Tardío hasta el Mioceno Temprano una incipiente inversión de la cuenca extensional, que resultó hoy en la cuenca Cordillera Oriental, generó una subsidencia flexural en la cuenca Llanos donde sedimentos marino marginal a continentales se acumularon. Además la subsidencia termal residual contribuyó a la generación adicional de espacio de acomodación en la CLLO (Sarmiento, 2011).

Durante el Mioceno medio las fases paroxismales de la Orogenia Andina ocasionadas por la colisión del Terreno Baudó produjeron la Cordillera Oriental y su cuenca de ante-país Neógena asociada, la Cuenca Llanos (Andean foreland) (Figura 3). El surgimiento definitivo de la Cordillera Oriental aísla la cuenca de los Llanos del Valle del Magdalena. Dos sistemas de cabalgamiento se desarrollaron, uno en el flanco oeste de la Cordillera de vergencia oeste, el otro, en el flanco este y de vergencia este. Resultaron dos cuencas asimétricas asociadas (Figura 4). Contemporáneamente a la formación de la Cordillera, en los Llanos se produce la reactivación de antiguas fallas a la vez que se originan nuevas (Ecopetrol-Beicip, 1995).

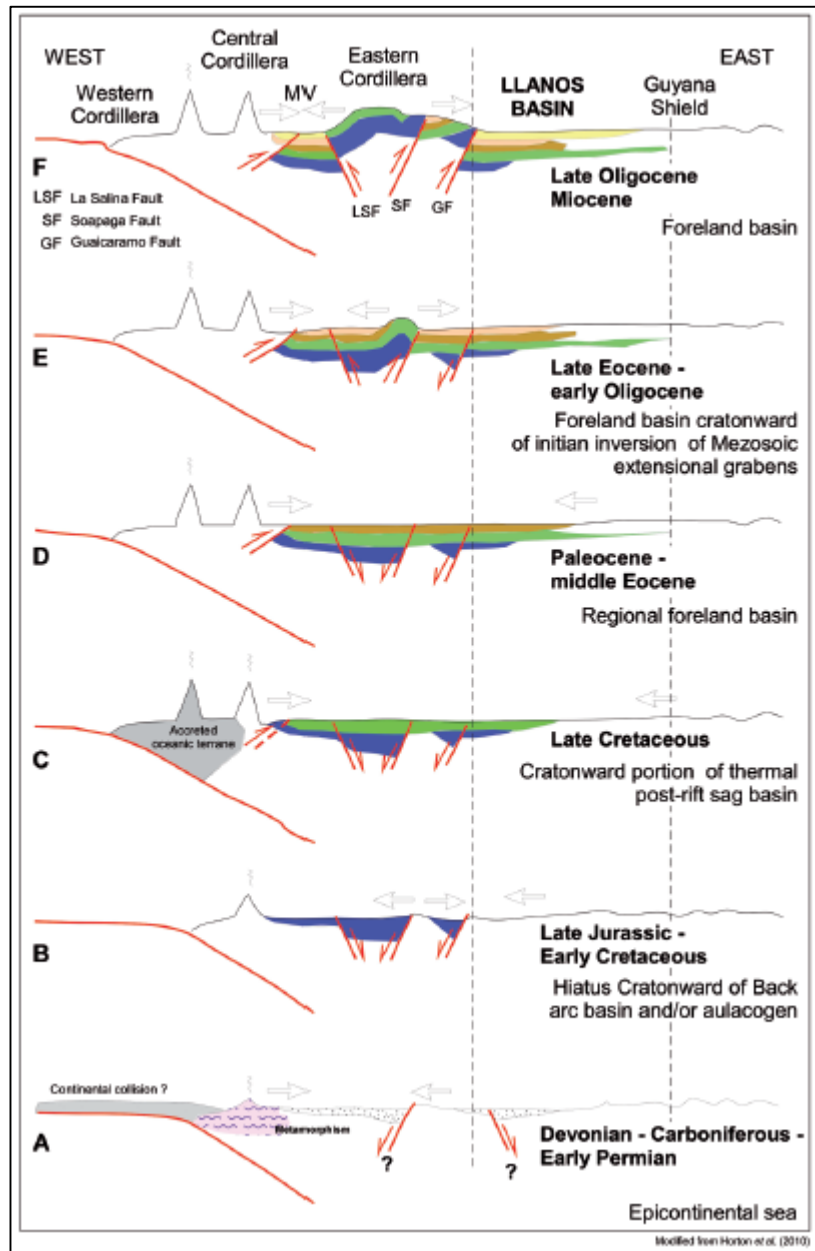


Figura 4 Evolución tectónica de las cuencas CLLO. Tomado de Sarmiento, 2011.

2.2 MARCO ESTRUCTURAL

Regionalmente regímenes tectónicos extensionales o transtensionales pueden ser reconocidos en las áreas de Arauca y Meta y en el piedemonte de cuenca Cordillera Oriental (Sarmiento, 2011). De acuerdo con Sarmiento (2011), desde el Norte hacia el Sur, pueden ser reconocidos los siguientes elementos estructurales en la cuenca Llanos:

- El Arco de Arauca, el cual es un alto estructural que separa la CLLO de Colombia de la Cuenca Barinas de Venezuela.
- EL Graben de Arauca, es una depresión orientada ENE-WSW entre las fallas Mantecal y Achagua y llenada principalmente con sedimento Cambro-Ordovícicos.
- La zona de plataforma del Casanare, el cual es un extenso homoclinal que buza hacia el Oeste.
- El paleoalto de la Vorágine, que separa el dominio Casanare en el Norte del dominio Meta en el Sur.
- El paleoalto Candillejas o Chafurray, sísmicamente definido como un alto de basamento, localizado entre la Serranía de la Macarena y el paleoalto de la Vorágine.
- La Serranía de la Macarena, que es el límite hacia el Sur de la CLLO y un alto estructural que separa la CLLO de la Cuenca Caguan – Putumayo.
- Piedemonte andino, que presenta fallas de cabalgamiento e inversas transpresionales o compresionales, y plegamientos.

La cuenca corresponde geológicamente a la parte más Sur del foreland de los Llanos Orientales, el piedemonte de la Cordillera Oriental y la esquina más Norte de la Serranía de la Macarena. Los mayores rasgos geológicos de superficie del área son: en la parte Noroeste el fallamiento inverso de alto ángulo Santa María-Suaza-Algeciras con una dirección Suroeste-Noreste hacen que afloren rocas de edad Cretácica, Paleozoica y basamento ígneo en el bloque alto y en el bloque bajo en contacto con rocas terciarias de la Formación Carbonera. Esta falla presenta continuidad hacia el Sur donde pone en contacto rocas de basamento ígneo con rocas Terciarias y algunos relictos de rocas Cretácicas. Con este fallamiento surgen escamas de falla asociadas, definida como el

sistema Mesetas-Yamanes, hacia la parte Sur se identifica la falla La Cristalina que es definida como de tipo inverso de alto ángulo que afecta hasta el basamento con una dirección NNW-SSE a NW-SE y un salto vertical entre 1000 y 1500 pies. Este fallamiento de alto ángulo se relaciona con la deformación de la Serranía de la Macarena (Figura 5) (Garavito, 2005).

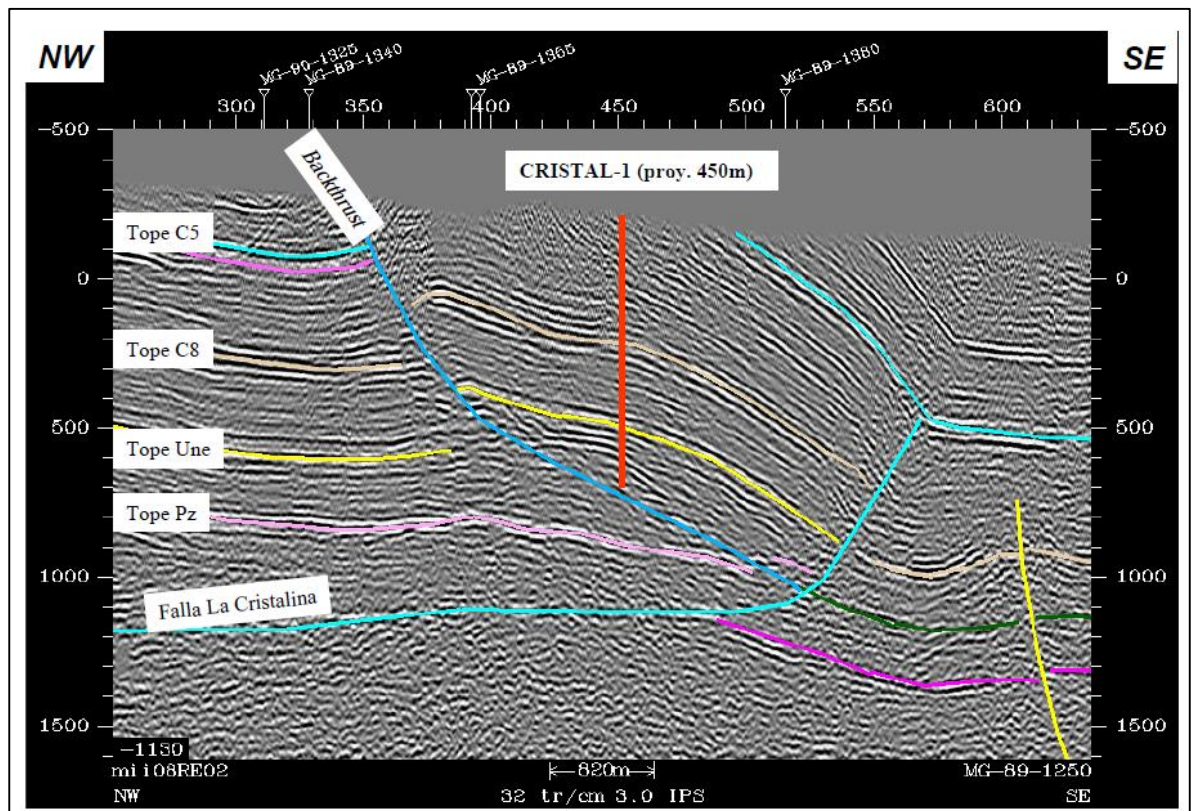


Figura 5. Línea MG-89-1250, Falla la Cristalina. Tomado de Garavito 2005 en Rojas 2004.

Hacia el sur se tiene la saliente norte de la Serranía de la Macarena bordeada en el costado oriental por un plegamiento y el desarrollo de una falla inversa de alto ángulo, la cual se denominó la falla de la Macarena. Dicha falla hacia el sur incrementa su salto hasta poner en contacto el basamento ígneo con rocas de la parte superior de la Formación Carbonera (Garavito, 2005).

La falla Macarena es un rasgo estructural mayor en el área definido por información sísmica y geología de superficie como una falla de tipo inverso, de alto ángulo y con una dirección preferencial NNW-SSE. Corresponde al relevo sur de la Falla La Cristalina (Figura 6), su expresión en el sector central del área corresponde a un gran plegamiento con poco salto y fallado en la parte occidental por una serie de backthrust con dirección preferencial NW-SE, dichas fallas de retro-cabalgamiento afectan toda la secuencia cretácea y terciaria generando áreas de interés exploratorio (Garavito, 2005).

El tren de fallamiento de La Macarena, continúa hacia el sur y cambia su expresión incrementando su desplazamiento con menos plegamiento hasta hacer aflorar las rocas del paleozoico y basamento en la Serranía de la Macarena (Garavito, 2005).

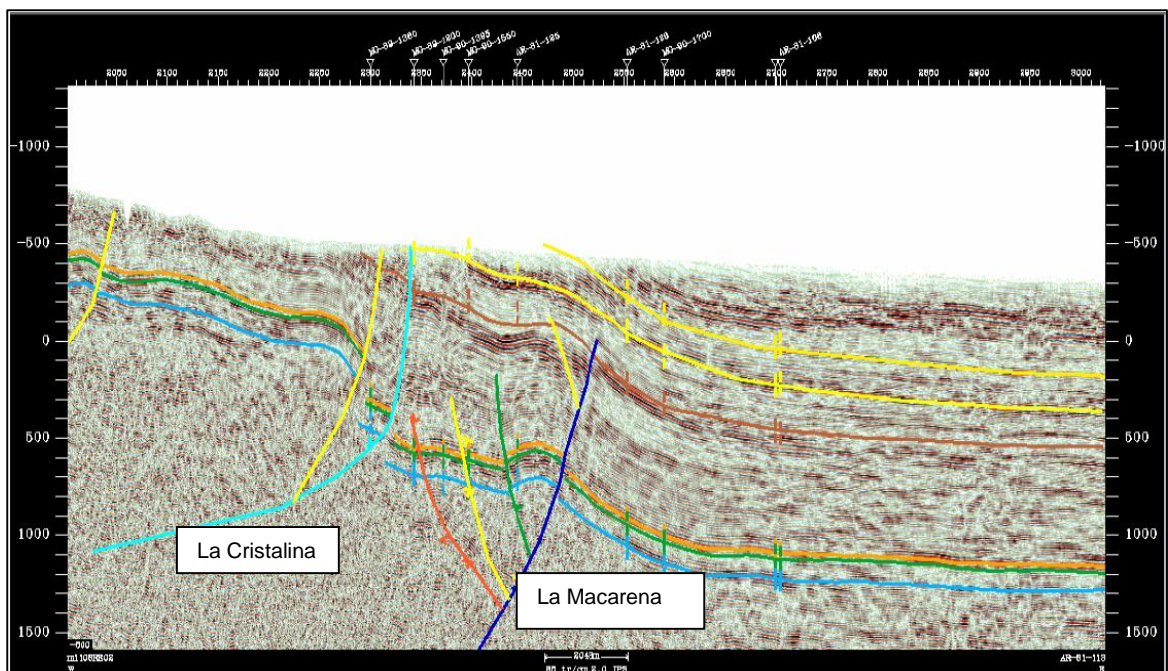


Figura 6. Línea Sísmica AR-81-113, relevo entre la falla la Cristalina y la Macarena.
Modificado de Garavito 2005.

2.3 MARCO ESTRATIGRÁFICO

Las unidades sedimentarias presentes en la cuenca Llanos fueron depositadas en tres diferentes ciclos depositacionales y comprenden una larga historia geológica que abarca gran parte del Fanerozoico, desde el Cámbrico- Ordovícico hasta el Pleistoceno (Sarmiento, 2011). En la parte sur de la cuenca Llanos Orientales, donde se localiza el área de estudio, principalmente se presentan secuencias sedimentarias que tienen edades desde el Paleozoico hasta el Cenozoico, y que fueron depositadas sobre un basamento granítico (Figura 7). No se conocen evidencias de la presencia de las unidades del Paleoceno en esta área, así como también de la formación Guadalupe (Garavito, 2005).

2.3.1 BASAMENTO

El basamento de la cuenca Llanos no ha sido reportado y pocos los pozos que han reportado haber llegado a éste. El mayor número de pozos que han perforado el basamento se ubican al oriente de la cuenca, en donde las rocas Terciarias están directamente en contacto con el basamento cristalino. Los escasos pozos que llegan al basamento han reportado granitos y dioritas en Rondón-1 y Negritos-1, neises en SA-15, filitas en Humadea-1 y 1127-1X, y rocas ígneas en los pozos Chafurray-3 y 4, SM-7, El Melón-1 y Vorágine-1. Además en el borde Oriental de la cuenca también fueron reportadas rocas del basamento, las cuales se hallaron a poca profundidad en los pozos STO-4 a 1545 pies y El Miedo-1 a 2747 pies (Garavito, 2005).

En el flanco oriental de la Serranía de La Macarena secuencias Paleozoicas reposan directamente sobre neises Precámbricos del basamento, que pueden ser relacionados con el Macizo de Garzón. Este mismo tipo de neises Precámbricos se pueden encontrar en la Cordillera Oriental (neises de Ucrania), estos cuerpos serían las escamas más septentrionales del Macizo de Garzón que afloran a manera de horst entre los metasedimentos Cambro-Ordovícicos del Grupo Quetame (Bogotá-Ruiz, 1985).

2.3.2 PALEOZOICO

En el Paleozoico se depositó, sobre el basamento cristalino, una espesa sección limitada por dos inconformidades regionales y en la que se definen dos secuencias: la primera separa el Paleozoico Inferior del basamento cristalino, y la segunda que separa el Paleozoico Inferior del Paleozoico superior (Garavito, 2005).

2.3.2.1 SECUENCIA 1

La Primera secuencia se encuentra compuesta por rocas sedimentarias y metasedimentos, donde predominan calizas dolomíticas, grauvacas, pillow-lavas y silos diabásicos, arcillas violetas y verdosas, arcillas calcáreas, cuarcitas y conglomerados, todos intruídos por granitos del Grupo Quetame. Esta secuencia fue datada, en el área del Macizo de Quetame, como Cámbrica, pero la parte superior de la secuencia 1, que ocupa aproximadamente el 70 % de la cuenca, son sedimentos marinos en su mayoría lutitas grises a negras, fosilíferas con intercalaciones de areniscas y limolitas de edad Ordovícica. Pozos como Chiguiro-1, Chaviva-1 y Trinidad-1 han reportado y descrito estas capas Paleozoicas. Por otra parte, en los pozos Humadea-1, Chichimene-1, Candilejas-1, Uribe-1, Apiay -4P, Centellas -1, La Victoria -1X y Caño Verde-1 fueron reportados los metasedimentos de esta secuencia (Garavito, 2005)

2.3.2.2 SECUENCIA 2

Es una secuencia de edad Devónico – Carbonífero, la cual no ha sido bien identificada en la cuenca, se tienen registros de que solo los pozos La María-1, Surimena-1, SM-4 y Balastrea-1 han reportado la presencia de esta secuencia Devónica. Litológicamente se correlaciona con el Grupo Farallones de la Cordillera Oriental y es separada de la secuencia 1 por la discordancia regional relativa del evento Taconiano (Garavito, 2005).

2.3.3 CRETÁCICO

En la parte sur de la CLLO el Cretácico está compuesto por las Formaciones Une, Gachetá y Guadalupe, estando esta última ausente del registro en el área de estudio.

2.3.3.1 FORMACIÓN UNE

Es una secuencia de edad Cretácica Inferior, donde predominan areniscas depositadas bajo ambientes continentales a deltaicos. Litológicamente está constituida por cuarzoarenitas y litoarenitas, con un porcentaje de bajo a medio en matriz e intercaladas con capas de shales limosos y arcillosos, de color gris y negro. Presenta un espesor promedio de 800 pies, y es la principal roca almacenadora en el Sur de la cuenca Llanos con una porosidad promedio de entre 18-20%. Su extensión en la cuenca es amplia abarcando el área desde el sector de la Sierra de La Macarena hasta Arauca en el Norte (Garavito, 2005; Sarmiento, 2011).

2.3.3.2 FORMACIÓN GACHETÁ

Es una secuencia de edad Cenomaniano-Turoniano, litológicamente está compuesta de lutitas negras, ricas en materia orgánica, con algunas intercalaciones de areniscas y calizas, las cuales fueron depositadas en ambientes marinos de plataforma externa. Su contacto con la unidad infrayacente es transicional, con algunos desarrollos arenosos productores de aceite en los campos Castilla y Apiay, mientras que el contacto con la suprayacente es erosivo. La Formación Gachetá es considerada la principal roca generadora de hidrocarburos de la Cuenca de los Llanos Orientales y el Piedemonte Llanero estimando un espesor promedio de entre 300 y 600 pies estando su tope erosionado (Garavito, 2005).

2.3.3.3 FORMACIÓN GUADALUPE

Es una secuencia de areniscas bioturbadas, de grano fino a medio, con intercalaciones finas de lutitas y limolitas silíceas en la parte intermedia, depositadas en un ambiente de plataforma marina somera de alta energía. De acuerdo a dataciones palinológicas se le asigna una edad Santoniano – Campaniano, con un espesor en superficie que va desde 450 hasta 700 pies. Su relación con la unidad infrayacente (Fm. Gachetá) es concordante, pero discordante con la suprayacente (Fm. Mirador o Fm. Carbonera). Cabe destacar que en esta parte de la cuenca, donde se localiza el área de estudio, no se encuentra presente en el subsuelo la Formación Guadalupe (Garavito, 2005; Sarmiento, 2011).

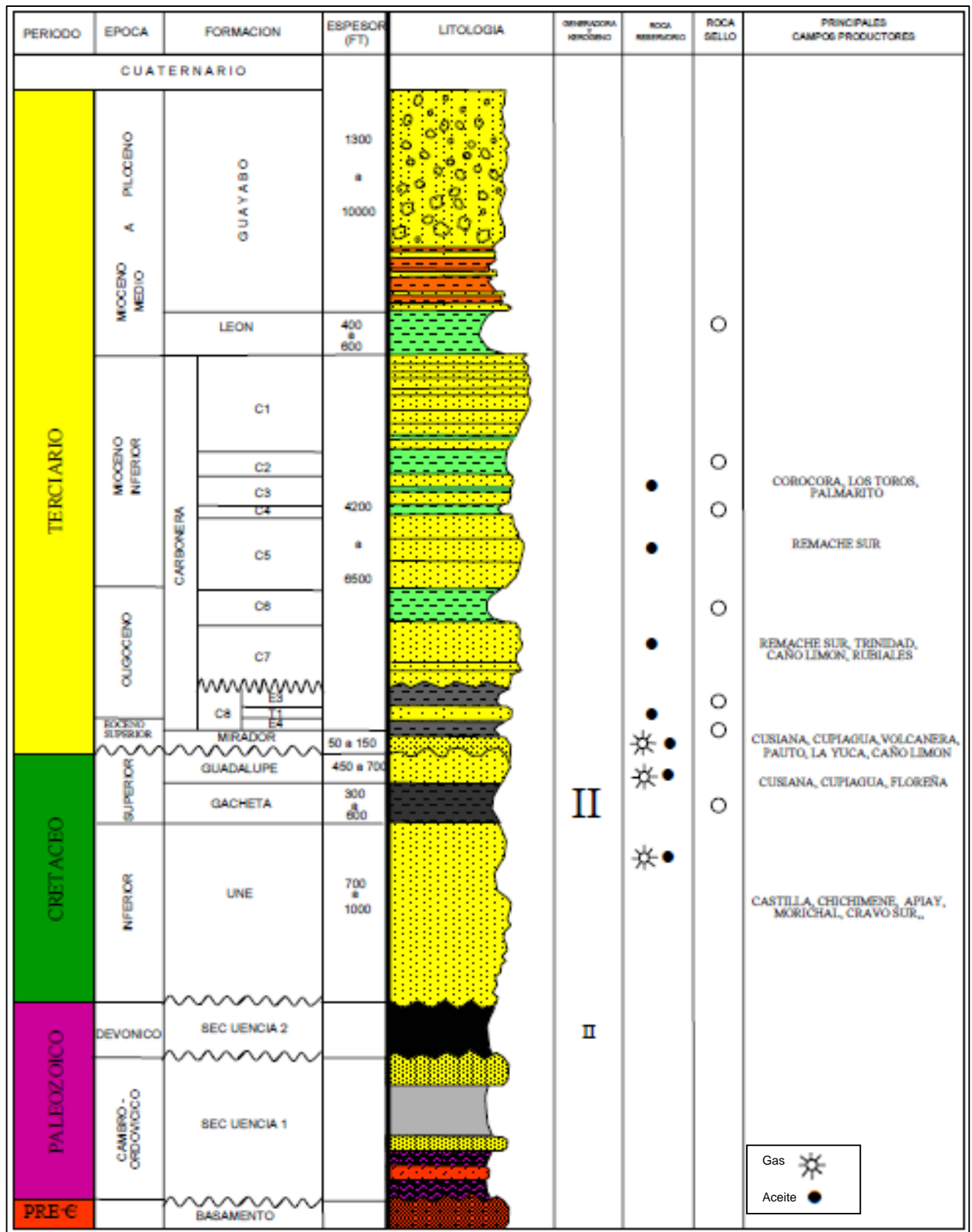


Figura 7. Columna estratigráfica del área de estudio. Tomado de Garavito 2005.

2.3.4 Terciario

El Terciario en esta zona de la cuenca Llanos está compuesto por las formaciones Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad, pero en la zona de estudio se encuentran ausentes del registro del subsuelo las formaciones León, Guayabo y Necesidad.

2.3.4.1 FORMACIÓN MIRADOR

Es una secuencia de cuarzoarenitas depositadas en un ambiente de fluvial a deltaico, con influencia marino somero al tope. Presenta una amplia distribución en el área del Piedemonte Llanero, muestra variación de su espesor y acuífero hacia el oriente de la cuenca. Su espesor en el área varía de sur a norte entre 50 y 150 pies, además, de acuerdo a dataciones palinológicas le asignan una edad Eoceno tardío. Se relaciona discordantemente con la unidad infrayacente y concordantemente con la unidad suprayacente. Cabe resaltar que esta unidad es el principal almacenador de hidrocarburos en el Campo Caño Limón y en el Piedemonte Llanero, comprendiendo los campos Cusiana y Cupiagua. En los campos Castilla y Chichimene esta Formación produce aceite de 9° API (Garavito, 2005).

2.3.4.2 FORMACIÓN CARBONERA

Es una formación que se encuentra constituida por secuencias arenosas (C1, C3, C5 y C7) depositadas en una llanura costera inferior con fuerte influencia marina, separadas por unidades arcillosas (C2, C4, C6 y C8) que representan episodios de máxima inundación. En la formación Carbonera se incrementan las facies arenosas, hacia el oriente, debido a la proximidad al escudo de Guayana. Por otra parte las facies arcillosas constituyen sellos verticales y laterales para los yacimientos de la Formación Mirador

localizados en el Piedemonte Llanero y para las secuencias arenosas del Carbonera en la cuenca Llanos Orientales. El espesor de esta formación regionalmente varía de 1300 pies, unos 400 metros, en el Norte de la cuenca a 8200 pies, unos 2.500 metros, en el extremo Sur. De acuerdo con dataciones palinológicas indican una edad Oligoceno – Mioceno temprano y su relación es de concordancia con la unidad infrayacente y suprayacente respectivamente (Garavito, 2005). Para el área de estudio solo se hace presente en el subsuelo la unidad C8 de esta formación.

2.3.4.3 FORMACIÓN LEÓN

Esta formación se encuentra compuesta por una secuencia de lodolitas, areniscas y arcillolitas depositadas en un ambiente lagunar salobre a marino poco profundo. La facie arenosa de la Formación se incrementa hacia el suroeste de la cuenca indicando que ya existía un Piedemonte cordillerano. En esta parte de la cuenca se encuentran espesas intercalaciones arenosas dentro de la formación, se considera que en el área tiene un espesor entre 400-600 pies. De acuerdo a dataciones la edad de esta unidad es asignada como Mioceno Medio (Garavito, 2005). En la zona de estudio no se hace presente en el subsuelo esta formación.

2.3.4.4 FORMACIÓN GUAYABO

Es una espesa secuencia siliciclástica con presencia de clásticos gruesos, depositada en un ambiente continental como resultado del levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental al occidente del sector del piedemonte. Litológicamente se compone de conglomerados, areniscas y arcillolitas cuyo espesor oscila a nivel regional entre 1300 pies en el sector suroccidental de la cuenca, y unos 10000 pies en el extremo noroeste en el Piedemonte Llanero. Esta unidad de acuerdo con las dataciones se le reportó una edad

Mioceno Tardío y su relación con la unidad infrayacente es discordante (Garavito, 2005). Dentro del área de estudio esta unidad no se hace presente en el subsuelo.

2.3.5 CUATERNARIO

Depósitos recientes, principalmente de origen fluvial resultado de los procesos sedimentarios a lo largo de la Cuenca de los Llanos Orientales (Garavito, 2005). En los registros de los pozos estudiados no se registra esta formación.

2.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Las acumulaciones de petróleo en la Cuenca de los Llanos Orientales se encuentran relacionadas con varios sistemas petrolíferos entre los cuales se destaca, por mayor importancia, el sistema Gachetá-Mirador. Los principales almacenes de dicho sistema son las areniscas de las Formaciones Mirador, Barco, Guadalupe y Une, y como almacenadores secundarios funcionan las unidades arenosas de la Formación Carbonera (Garavito, 2005).

2.4.1 ROCA GENERADORA

Las principales rocas generadoras de la cuenca son las lutitas de la Formación Gachetá, la Formación Barco-Los Cuervos y la Formación Une, cuyos valores de TOC varían entre 1 y 3% y presenta kerógeno de tipos II y III. Hacia la parte más occidental de la cuenca se presentan valores de bajos a medios en madurez, los cuales son propicios para generación de hidrocarburos líquidos. Por otra parte, cabe resaltar que el nivel C8 de la Formación Carbonera es considerada roca fuente secundaria de carácter continental la cual ha generado aceite y gas (Garavito, 2005; García, et al., 2009).

2.4.2 MIGRACIÓN

Para la Cuenca Llanos se consideran dos pulsos de migración: el primero ocurrió durante el Eoceno tardío – Oligoceno, asociado a la Orogenia Pre-andina, y otro que se sitúa después de la Orogenia Andina en el Mioceno medio. El primer evento, el pre-andino, ocurrió en la zona donde se encuentra actualmente la Cordillera Oriental y produjo hidrocarburos que migraron hacia la Cuenca de los Llanos, entrampándose en estructuras ya formadas por ese tiempo. El segundo evento, corresponde a una generación posterior a la Orogenia andina (Mioceno Medio hasta la actualidad), el cual fue restringido a la zona del piedemonte de la cordillera y a las zonas más occidentales de la Cuenca de los Llanos. Se considera al evento de generación pre-andino el más importante, debido a la mejor calidad de la roca generadora y a la mayor madurez alcanzada (Garavito, 2005; García, et al., 2009).

2.4.3 ROCA RESERVORIO

Son reservorios de la cuenca las areniscas continentales de la Formación Barco y las unidades arenosas de la Formación Carbonera con porosidades de hasta 20%. Del mismo modo hacia el sur de la cuenca, donde se localiza el área de estudio, la principal roca almacenadora es la Formación Une que está compuesta casi en su totalidad por areniscas con algunas delgadas intercalaciones de shale. Su espesor varía en el área entre 500 y 800 pies aumentando hacia el noroeste, con porosidades entre 15 y 18%. Un almacenador secundario en ésta área es la Formación Mirador. Esta unidad tiene espesores entre 50 y 100 pies y porosidad del orden de 20% (Garavito, 2005; García et al., 2009).

2.4.4 TRAMPAS

De acuerdo con García et al (2009) y Sarmiento (2011), dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales se han definido 5 provincias estructurales (Figura 8) y dentro de las mismas los siguientes tipos de entrapamiento:

- En la provincia del Piedemonte los cabalgamientos y pliegues son los que proporcionan el mayor número de trampas.
- En la provincia del Casanare fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y pequeños movimientos de rumbo, por la compresión Andina, forman las trampas, además de trampas estratigráficas tipo barras y canales.
- La provincia de Arauca se caracteriza por un plegamiento suave y fallas de rumbo con movimiento durante el Oligoceno.
- En la provincia de Vichada el entrapamiento se atribuye a fallamiento normal entre el Mioceno y el Plioceno.
- En la provincia del Meta las trampas principales son pliegues suaves, fallas de rumbo y trampas estratigráficas.

2.4.5 ROCA SELLO

Las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente las del miembro C8, yacen sobre la Formación Mirador, uno de los principales reservorios, y actúan como la roca sello para dicha formación. Cabe resaltar que las lutitas de la Formación Gachetá y las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe y Une actúan también como rocas sello (García et al., 2009).

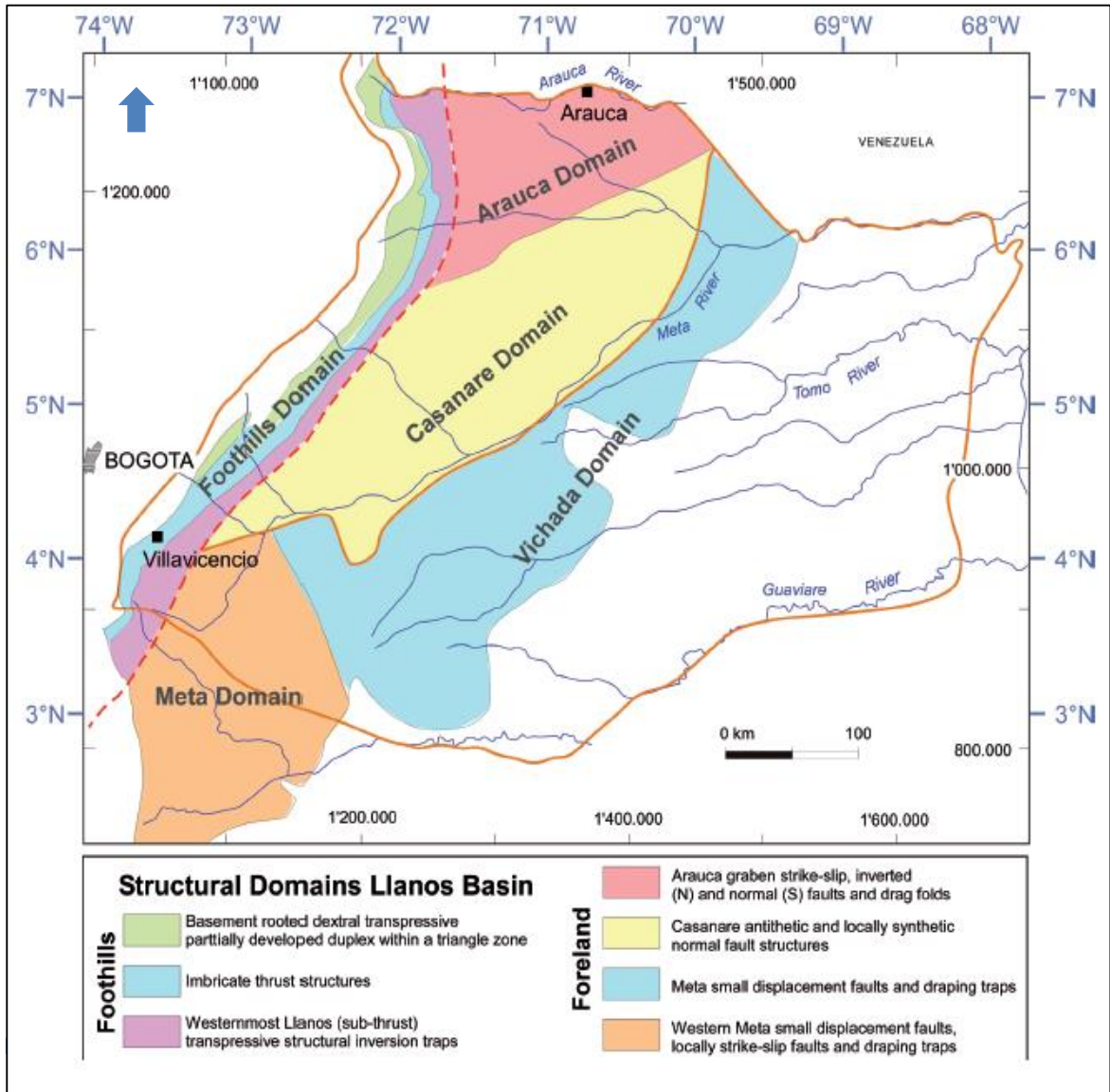


Figura 8. Dominios o provincias estructurales de la CLLO. Modificado de Sarmiento 2011.

3. MARCO TEÓRICO

Las herramientas de registro ayudan a definir las características físicas de la roca como son la litología, porosidad, geometría del poro, y la permeabilidad. Dichas características son de vital importancia para correlacionar zonas y ayudar con las estructuras y el mapeo de isópacas. Los datos de registro son usados para identificar zonas productivas, para determinar la profundidad y espesor de las zonas de interés, para diferenciar el tipo de fluido (gas, aceite o agua) dentro del reservorio, y para estimar reservas de hidrocarburos. Por otra parte los mapas geológicos desarrollados a partir de la interpretación de los registros ayudan a la determinación de relación de facies y la localización de perforaciones, aumentando así la importancia de los análisis petrofísicos y los registros de pozo (Asquith et al., 2004).

De los varios tipos de registro, uno de los más frecuentemente usados en la exploración de hidrocarburos son los registros a hueco abierto, los cuales son grabados en las porciones del pozo sin cementar. Los dos parámetros primarios determinados a partir de la medición de registros son porosidad y la fracción de espacio poroso lleno con hidrocarburos. Los parámetros de interpretación de registro son determinados directamente o inferidos indirectamente, y son medidos por uno de los tres tipos generales de registro: eléctrico, nuclear y sónico. Los nombres hacen referencia a las fuentes usadas para medir dichos parámetros, las diferentes fuentes crean registros los cuales contienen una o más curvas relacionadas a alguna propiedad en la roca que rodea el pozo. Estas propiedades son muy importantes ya que son esenciales para el proceso de interpretación (Asquith et al., 2004).

De acuerdo con Asquith et al (2004) y Mejía (2011), en general los registros se pueden clasificar de acuerdo con el propósito de su medida en:

- **Registros de Diámetro**, los cuales proporcionan toda la información relacionada con las condiciones del hoyo y, se emplean para apreciar el diámetro del agujero y el diámetro de la máquina con la que se perfora.

- **Registros Litológicos**, de los cuales se puede identificar formaciones permeables y sus límites, además del tipo de litología presente, esto de acuerdo a los valores del registro de rayos Gamma.
- **Registros de Resistividad**, que fueron diseñados para determinar el espesor de una formación, proporcionar un valor preciso de la resistividad de la formación, ayudar en la correlación de otros registros y dar una idea tanto del contenido como de la cantidad de los hidrocarburos presentes.
- **Registros de Porosidad**, son los registros que se encargan de ayudar a determinar la litología y la porosidad, con ellos se puede distinguir los hidrocarburos, entre gas y líquidos y son fundamentales en el cálculo de la saturación de fluidos. Pertenecen a este tipo los registros de neutrón, acústico y el de densidad de la formación.

3.1 REGISTROS DE DIÁMETRO

3.1.1 REGISTRO CALIPER

Es una herramienta que proporciona un registro de la medida del diámetro y forma del pozo en función de la profundidad, para dicho propósito se usa una herramienta que puede tener dos, cuatro o más brazos extensibles, mientras más brazos posea la herramienta, más precisos serán los valores registrados en el pozo. Los brazos se pueden mover hacia adentro o hacia fuera de la herramienta a medida que ésta va pasando a lo largo de todo el pozo, este movimiento es convertido en una señal eléctrica que determinará las variaciones en el diámetro de pozo. De acuerdo con el tamaño y diámetro de la broca (bit size) con la que se perforó el pozo, las medidas tomadas con el registro caliper pueden ser menores o mayores que dicho diámetro, evidenciando la estabilidad o las caídas de las paredes del pozo (Mejía, 2011).

El registro caliper puede ser utilizado para la evaluación litológica, es un buen indicador de zonas de buena permeabilidad y porosidad, es usado para cálculos de espesor de torta de lodo (mud cake), del volumen del pozo y de volumen del cemento requerido para el completamiento. Es de valiosa utilidad a la hora de seleccionar zonas de formaciones consolidadas para pruebas de presión, recobro de muestras, ubicación de empaques para pruebas y de puntos de ubicación del casing. Además de esto, este registro es un muy buen indicador de la calidad del pozo, ayudando a determinar si las medidas de otros registros pueden ser utilizadas para el cálculo de las propiedades petrofísicas, ya que a medida que el tamaño del pozo varíe con respecto al tamaño de la broca dichas medidas se pueden ver afectadas, resultando en datos erróneos de estos otros registros (Mejía, 2011).

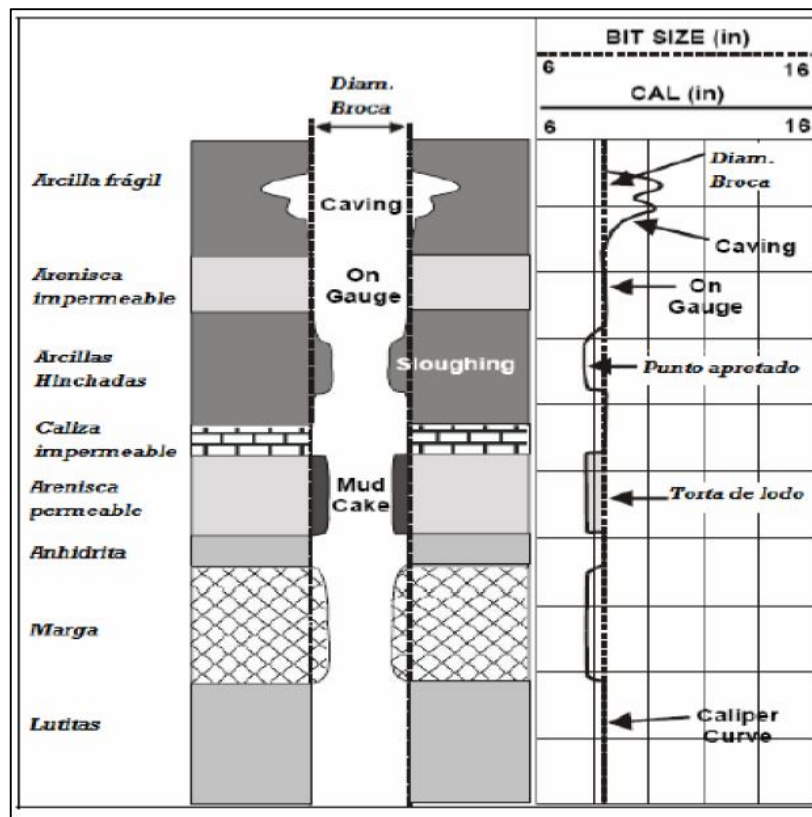


Figura 9. Respuesta típica del Registro Caliper para varias litologías. Tomado de Glover, (2000).

3.2 REGISTROS LITOLÓGICOS

3.2.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)

La radiación Gamma son impulsos de alta energía de ondas electromagnéticas, los cuales son producidos por algunos elementos radioactivos, las fuentes más comunes son el potasio (K40), uranio (u), y torio (Th), estos elementos son los que producen casi la totalidad de la radiación gamma en la tierra. En el paso a través de la materia, los rayos gamma experimentan sucesivas colisiones dispersas con los átomos en la formación, por lo que gradualmente pierden su energía y se absorben. Su alta energía permite que se pueda registrar perfiles nucleares en pozos "Open-hole" y con tubería de revestimiento ya que las radiaciones con rayos Gamma emitidas por las formaciones detrás de la tubería de revestimiento pueden penetrarla y alcanzar a los detectores de rayos Gamma en el pozo (Bernaez, 2010; Mejía, 2011).

El registro GR es una medida directa de la radioactividad natural de las formaciones, en secuencias sedimentarias el registro refleja el contenido de arcilla de las formaciones, esto debido a que los elementos radioactivos tienden a alojarse dentro de las lutitas, con una gran utilidad en la detección y evaluación de minerales radioactivos como potasio, torio y uranio. Cuando las formaciones son muy limpias presentan valores muy bajos de radioactividad, o pueden presentar valores anómalos debido a contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas, residuos de granito o aguas de formación con sales radioactivas disueltas (Bernaez, 2010; Mejía, 2011).

Para la medición de los rayos Gamma existen tres detectores: la cámara de ionización, el contador Geiger Muller y el centillómetro, este último es el más usado tanto en el registro de rayos gamma como en el de densidad. Los registros se calibran en unidades API y es normalmente presentado con escala de 0 a 150, o más, según sea el caso (Mejía, 2011).

Los valores del registro GR pueden verse afectados por el peso y el tipo de lodo de perforación utilizado, la densidad del lodo hace que se afecte la señal del registro debido a que lodos de alta densidad atenúan más los rayos Gamma, como en el caso de los lodos de perforación con barita en donde este mineral atenúa eficazmente los rayos Gamma y dará lecturas anómalas bajas. Caso contrario a este es el del lodo de

perforación con cloruro de potasio (KCl), que por tener radioactividad natural asociada con el K-40 contribuye considerablemente a la cantidad total de radioactividad medida, aumentando los valores en el registro. Otro de los factores que afecta los valores del registro GR es el diámetro del pozo, ya que en zonas donde el diámetro es mayor hay gran cantidad de lodo de perforación entre la formación y el detector, resultando en una atenuación de la radioactividad registrada (Mejía, 2011).

Con el registro GR se puede calcular el porcentaje o volumen de shale en los reservorios porosos. El volumen de shale o arcillosidad es expresado como una fracción decimal o porcentaje es llamado V_{shale} , y se calcula con la siguiente ecuación:

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

Dónde: V_{sh} = porcentaje o fracción decimal de shale en la formación

GR_{log} = gamma ray leído del registro

GR_{min} = gamma ray mínimo leído del registro

GR_{max} = gamma ray máximo leído del registro

El registro GR es muy útil en la identificación de capas permeables e impermeables, en la evaluación de depósitos de minerales radioactivos y no radioactivos como el carbón, es comúnmente usado para el control de profundidad, a delimitar los yacimientos y correlacionar pozos. Otras de las aplicaciones de este registro es la de ayudar a definir los ambientes de depositación de los sedimentos, además de que la forma de la curva ayuda a determinar los cambios en el tamaño de grano y los procesos sedimentarios (Mejía, 2011).

3.3 REGISTROS DE RESISTIVIDAD

3.3.1 REGISTROS RESISTIVOS

La resistividad es fundamental en las medidas de registros que se pueden tomar en un pozo. Todos los materiales geológicos tienen una cierta cantidad de resistencia o la habilidad inherente de resistir un flujo de una corriente eléctrica. Los registros resistivos son de vital importancia para la evaluación de saturación de hidrocarburos, sus principales usos son determinar el tipo de fluido dentro de la formación (zonas hidrocarburos o acuíferos) mediante la conductividad del fluido, indicar las zonas permeables y determinar la porosidad. La resistividad de las formaciones es una cantidad medible y finita que está relacionada con el tipo de fluido que contiene la formación, y esta depende de tres factores: la resistividad del agua de formación, cantidad de agua presente y geometría de los poros. Dependiendo del grado de salinidad, la capacidad conductora del agua dentro de la formación se verá afectada, ya que a mayor salinidad mayor conductividad, menor resistividad y viceversa (Serra, 1984; Halliburton, 2001; Asquith et al., 2004; Mejía, 2011).

La resistividad, en definición, es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una propiedad intrínseca de este mismo material. En una formación la resistividad por lo general puede variar entre 0.2 a 1000 ohm*m, resistividades superiores a 1000 ohm*m son poco comunes en formaciones permeables pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad como por ejemplo las evaporitas (Mejía, 2011).

Los registros resistivos se miden a partir de una herramienta que produce una corriente en la formación adyacente y mide la respuesta de la formación a esta corriente. La corriente puede ser producida y medida mediante dos métodos, el primero a través de herramientas de electrodos los cuales se ubican en la superficie de la herramienta para emitir la corriente y medir la resistividad de la formación, y las herramientas de inducción que utilizan bobinas para inducir una corriente y medir la conductividad de la formación (Asquith et al., 2004).

En base a estos dos métodos de realización de la medida, los registros resistivos se clasifican en:

Registros de inducción (medida de conductividad)

- Registro de inducción profundo y medio.

Dispositivos galvánicos y/o registro de electrodos y laterologs (medida de resistividad)

- Normal
- Lateral
- Laterolog (profundo y medio)
- Registro esférico enfocado (SLF)
- Microlaterolog (MLL)
- Microlog (ML)
- Registro de proximidad (PL)
- Registro microesférico enfocado (MSFL)

Las herramientas de inducción se desarrollaron para medir resistividades en pozos de lodos no conductivos, estos registros son más efectivos en formaciones con medianas a altas porosidades. Funciona mejor en formaciones de baja resistividad y en lodos resistivos base aceite y agua fresca. Por otra parte, todos los instrumentos de resistividad se desarrollaron para medir la resistividad real de la formación en las diferentes zonas que conforman el pozo (figura 10), dichos instrumentos se diseñaron de tal manera que, hasta donde sea posible, su respuesta se vea determinada por la resistividad de la formación virgen, pero ninguna medición ha sido capaz de eliminar por completo los efectos de la zona invadida. Para esta situación se desarrollaron diferentes arreglos en la herramienta, los cuales tienen diferentes profundidades de investigación, las mediciones hechas por esta herramienta responden a tres profundidades de investigación elegidas de manera adecuada, se aproximan al registro de la invasión de una madera que permite determinar la resistividad real de la formación (R_t) (Mejía, 2011).

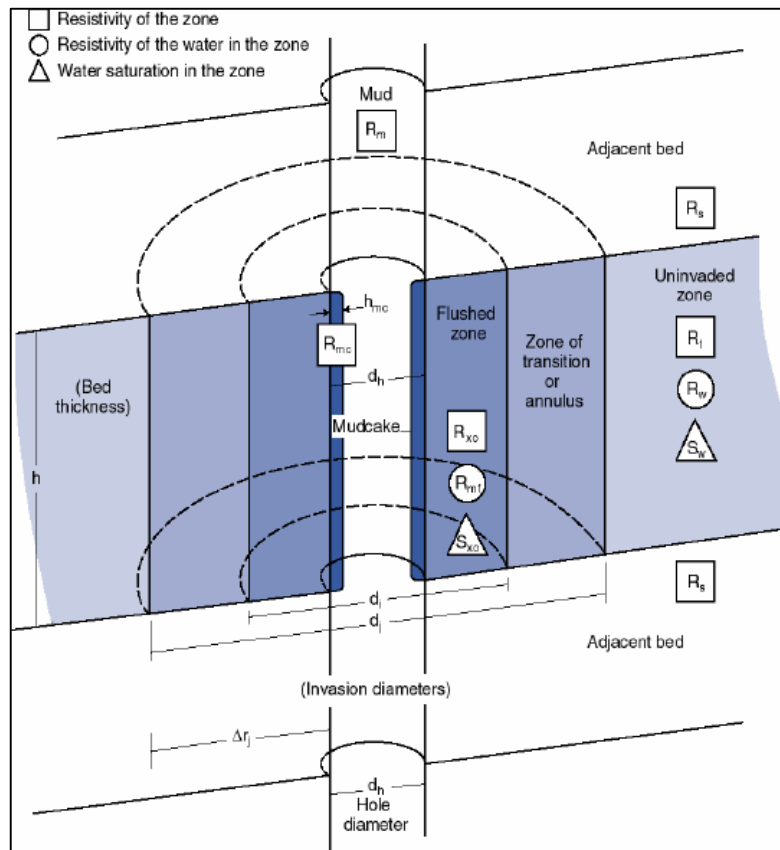


Figura 10. El entorno del pozo y los símbolos utilizados en la interpretación del registro.
Tomado de Schlumberger, (1998).

De acuerdo con la profundidad de investigación del registro de resistividad, las herramientas de registro se pueden clasificar de la siguiente manera:

Zona de lavado (R_{xo})

- Microlog (ML)
- Microlaterolog (MLL)
- Registro de proximidad (PL)
- Registro microesferico enfocado (MSFL)

Zona invadida (R_i)

- Normal corto (SN)

- Laterolog-8 (LL8)
- Registro esférico enfocado (SLF)
- Registro medio de inducción (ILm)
- Laterolog superficial (LLs)

Zona no invadida (Rt)

- Normal larga (LN)
- Registro lateral
- Registro de inducción profundo (ILd)
- Laterolog profundo (LLd)
- Laterolog-3 (LL3)
- Laterolog-7 (LL7)

Dentro de los factores que más influyen sobre las lecturas de los registros resistivos están el lodo del pozo y la zona invadida, de igual manera para los registros de inducción la zona de invasión puede también afectar las lecturas de inducción, dichos efectos deben corregirse en ambos métodos de registro antes de poder utilizar estas mediciones. Las herramientas de inducción fueron diseñadas para minimizar estos efectos y en muchos casos, pueden ignorarse sin mayores consecuencias, por otra parte, para las herramientas de resistividad se han preparado cartas en base a simulaciones matemáticas para corregir tales influencias en las lecturas del registro (Mejía, 2011).

La principal aplicación de los registros es en la identificación del tipo de fluido presente en la formación, es muy útil identificando zonas de agua y zonas de hidrocarburos. También es de gran ayuda como indicador de porosidad, permeabilidad y fracturas, sirve para precisar límites de capas, reconocer cualitativamente capas impermeables e identificar porosidad vugular (Mejía, 2011).

3.4 REGISTROS DE POROSIDAD

3.4.1 REGISTRO DE NEUTRÓN

Los registros de neutrones son registros de porosidad que miden la concentración de hidrógenos en una formación, en formaciones limpias donde los espacios porosos son llenados con agua o aceite, el registro de neutrones mide la porosidad del líquido (Asquith et al 2004).

Los neutrones son generados a partir de una fuente química dentro de la herramienta de registro de neutrones, dicha fuente usa una mezcla de Americio y Berilio que emite neutrones de manera continua. Cuando estos neutrones chocan con los núcleos de la formación los neutrones pierden algo de su energía, con los suficientes choques el neutrón es absorbido por un núcleo y rayos gamma son emitidos. Debido a que el hidrógeno en una formación porosa está concentrado en los poros llenos de fluido, la energía perdida puede ser relacionada con la porosidad de la formación. En los registros de neutrones la respuesta varía dependiendo de las diferencias en los tipos de detectores y lo que ellos detectan (rayos gamma o neutrones de diferentes energías), el espaciamiento entre la fuente y el detector, y la litología (Asquith et al., 2004).

La herramienta de neutrones funciona bajo tres principios básicos: la emisión de neutrones, la dispersión de neutrones y la absorción de neutrones, a partir de los cuales se produce la medida para la herramienta de neutrones correspondiente, dicha herramienta mide el índice de hidrógeno el cual es la concentración parcial de hidrógenos por unidad de volumen relativa al agua. En zonas con concentración de 100% agua, el IH (índice de hidrógeno) será de 1, esto equivale a una roca de 100% de porosidad saturada con 100% de agua, caso contrario ocurre en zonas de caliza pura sin porosidad, el IH será 0 pues la matriz de caliza sólida no tiene átomos de hidrógeno, aunque en zonas de 100% caliza con porosidad dada, el índice de hidrógeno estará directamente relacionado con la cantidad de agua en la formación (Mejía, 2011).

El índice de hidrógeno es una aproximación muy cercana de la porosidad de las rocas que están 100% saturadas con agua, sin embargo no son solo los átomos de hidrógenos del agua los que afectan el paso de los neutrones, además existen otros minerales en las rocas como el cloro que los afectan, que de no tenerse en cuenta este efecto puede incurrir en errores en las medidas (Mejía, 2011).

Existen tres tipos de herramientas que se encargan de la medida del índice de hidrógeno dentro de la formación:

- La herramienta Gamma ray /Neutron (GNT).
- La herramienta neutrón Sidewall (SNP).
- La herramienta neutrón compensada (CNL).

La profundidad de investigación de la herramienta depende directamente de la cantidad de hidrogeno en las formaciones, por lo que para las formaciones porosas que contienen agua habrá mucha más dispersión y absorción de neutrones, haciendo que la profundidad de investigación sea corta. Por el contrario para formaciones de baja porosidad y que contienen agua o hidrocarburos, tendrá menor cantidad de hidrógenos y la profundidad de investigación será mayor. Con la presencia de gas la profundidad de investigación aumenta, esto producto de su baja densidad y a pesar de que tiene una cantidad elevada de hidrógenos, su IH es pequeño. Cabe destacar que en presencia de arcillas el radio de investigación disminuye, esto debido a que las arcillas de baja porosidad contienen grandes cantidades de agua que están ligadas a la superficie de sus cristales (Mejía, 2011).

Dentro de los factores que más afectan la medida de la herramienta de neutrones se encuentran el efecto de los hidrocarburos, el efecto del cloro por su alta absorción de neutrones puede alterar las medidas, el efecto de la arcilla que puede alterar la medida por la presencia de agua absorbida superficialmente, y la calidad del pozo debido a la sensibilidad de la herramientas a caídas de las paredes del pozo las cuales causan medidas erradas. Otro de los efectos que causa errores en las medidas es el tipo de lodo, ya que ellos pueden tener elementos como cloro y altos contenidos de hidrógenos, además su densidad también juega un papel fundamental en las medidas de la herramienta (Mejía, 2011).

El registro de neutrón tiene dos principales aplicaciones. La primera, consiste en determinar la porosidad de la formación en la medida directa del registro, dicha medida proporciona la porosidad en porcentaje (%) en función de la profundidad. La segunda, es determinar la litología, la cual dependerá del conocimiento que se tenga sobre que litologías puedan contener átomos de hidrógeno, esta identificación litológica se mejora haciendo una combinación entre este registro y el de densidad, con el fin de mejorar la calidad de la interpretación de la litología (Mejía, 2011).

3.4.2 REGISTRO DE DENSIDAD

El registro de densidad de la formación mide la densidad promedio de la formación, los cuales son usados principalmente para realizar cálculos de porosidad, identificar zonas con evaporitas, detectar zonas con gas, determinar la densidad de hidrocarburos, evaluar reservorios areno-arcillosos y litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, calcular la presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas. La herramienta de registro de densidad tiene una profundidad de investigación somera, y como resultado, se mantiene contra un lado del pozo durante el registro para maximizar su respuesta a la formación (Asquith et al., 2004; Bernaez, 2010; Mejía, 2011).

La herramienta de densidad consiste de una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del agujero en un cartucho deslizable, la cual emite hacia la formación rayos gamma colimados de mediana energía (figura 11). En principio las partículas que componen los rayos gamma emitidos chocan con los electrones de las formaciones rocosas, por lo que los rayos gamma pierden una fracción de su energía, que por el principio de conservación del momentum es cedida a los electrones de la formación y continúan su tránsito con energía disminuida. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector son contados para indicar la densidad de la formación, el número de colisiones está directamente relacionado con el número de electrones de la formación y éste a su vez con la densidad de la misma. Para una formación con una alta densidad promedio se presenta una alta densidad de electrones, lo cual atenúa los rayos gamma significativamente y se registra un flujo bajo en los receptores. Por el contrario, cuando se presenta una formación con

baja densidad promedio esta tendrá una baja densidad de electrones, lo cual atenúa los rayos gamma en menor cantidad y se registrará un mayor flujo en los receptores (Bernaez, 2010; Mejía, 2011).

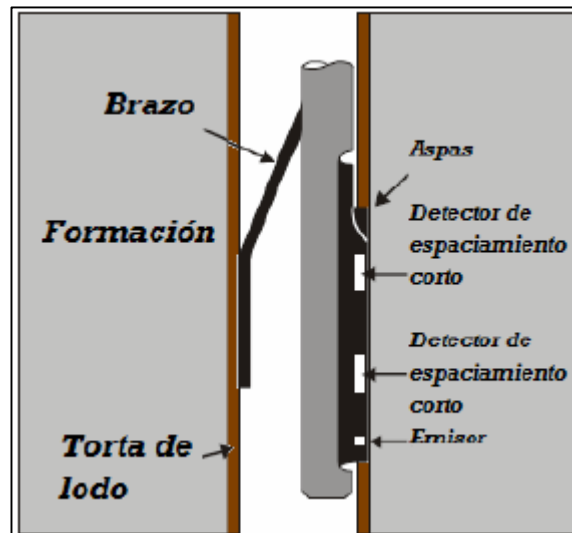


Figura 11. Esquema de la herramienta de densidad de la formación. Tomado de Glover (2000).

La densidad promedio de una formación depende de los minerales sólidos de las que está compuesta, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que llenan sus espacios porosos, lo que nos muestra que los registros de densidad de la formación se usan para la determinación de la porosidad, detección de fluidos de baja densidad y para la identificación litológica (Mejía, 2011).

Las herramientas que miden la densidad de las formaciones presentan un radio de investigación somero lo que las hacen ser muy sensibles a la calidad de la cara del fondo del pozo y es necesario interpretar estas curvas de la mano de la curva Caliper para así asegurarse de que los valores medidos no son un producto de las malas condiciones del pozo. El radio de investigación somero también implica que en las formaciones porosas y permeables estas herramientas sólo midan en la zona invadida del pozo (Mejía, 2011).

La medida de la herramienta de densidad puede ser sensible a cambios abruptos de diámetro del pozo donde los sensores o el emisor quedan fuera de contacto con la cara del pozo, causando errores en la lectura de la medida. Dicho efecto puede empeorar debido al corto radio de investigación de la herramienta. Otro de los factores que afectan la medida de la herramienta es el tipo de lodo ya que si presenta alta densidad este actúa como retenedor de los rayos gamma y afectará las medidas (Mejía, 2011).

El registro de densidad resulta muy útil a la hora de determinar la sobrepresión causada por el overburden, zonas de gas y la impedancia acústica, en combinación con el registro sísmico, también son de gran utilidad en la identificación de minerales y en combinación con el registro de neutrón es la mejor forma de determinar la litología en el fondo de pozo (Mejía, 2011).

El principal uso del registro de densidad de la formación es la determinación de la porosidad. Con el registro de densidad es posible calcular la porosidad de una formación, debido a que la densidad aparente de la formación (ρ_b) es una función de la densidad de la matriz, de la porosidad, y de la densidad del fluido de los poros (Asquith et al., 2004). La fórmula para calcular la porosidad por densidad es:

$$\phi_D = \frac{\rho_{matrix} - \rho_b}{\rho_{matrix} - \rho_{fluid}}$$

Dónde: ϕ_D = porosidad derivada de densidad

ρ_{matrix} = densidad de la matriz (g/cm³)

ρ_b = densidad aparente de la formación leída del registro (g/cm³)

ρ_{fluid} = densidad del fluido (g/cm³)

3.4.3 REGISTRO SÓNICO

El registro acústico o sónico mide el tiempo de tránsito " T_{log} " (en microsegundos) que tarda una onda acústica compresional en viajar a través de un pie de formación por un camino paralelo a la pared del pozo. Dicho tiempo de tránsito en las formaciones sedimentarias está sujeto tanto a las cualidades del material que constituye la matriz de la roca (arenisca, lutita, carbonato, etc.) como a la distribución de la porosidad. Sus principales usos son proporcionar información a través de registros de velocidades sísmicas y tiempo de tránsito a lo largo del pozo para calibrar los datos obtenidos de la sísmica y para hacer cálculos de porosidad de la formación. También es ampliamente utilizado en correlaciones estratigráficas, en la identificación de fracturas, sobrepresiones y zonas de alta compactación, además es de gran utilidad en la identificación de litologías y facies sedimentarias (Bernaez, 2010; Mejía, 2011).



Figura 12. Herramientas del registro Sónico. Tomado de Glover (2000).

La herramienta usada en la adquisición de los datos (Figura 12) mide el tiempo que tarda un pulso de sonido en viajar desde un transmisor hasta un receptor dispuesto en la misma herramienta, este pulso transmitido es muy corto y de alta amplitud, el cual viaja a través de la roca en diferentes formas mientras se propaga la onda y se atenúa, perdiendo su energía debido a la absorción de la misma en la formación. Cuando la energía del sonido

llega al receptor, lo hace a diferentes tiempos en forma de distintos tipos de ondas. La profundidad de investigación de la herramienta está dada no por el espaciamiento entre el emisor y el receptor, sino por la longitud de onda emitida, ya que a mayor longitud de onda mayor será radio de penetración del instrumento. Cabe resaltar que esta herramienta trabaja a más alta frecuencia que las ondas sísmicas, por lo tanto se debe tener precaución al hacer una comparación directa entre los datos del registro y los datos sísmicos (Mejía, 2011).

Para efectos prácticos el registro sísmico no es presentado en tiempo de tránsito, pues las herramientas tienen diferentes distancias entre los sensores, este registro es presentado en tiempo de transito por pie de viaje a través de la formación o también llamado Δt , y es usualmente medido en $\mu\text{s}/\text{ft}$. La lectura del tiempo de transito dependerá de la composición de la micro estructura de la roca, el tipo y distribución de los fluidos en el medio poroso y de la porosidad (Mejía, 2011).

El registro sísmico tiene una repetición excelente al pasar dos veces por el mismo intervalo, lo que eliminaría la incertidumbre sobre el valor exacto del Δt de la formación. Sin embargo, para interpretar la lectura de Δt en términos de porosidad existe una ecuación que relaciona la porosidad de la formación con Δt medido (Mejía, 2011). La ecuación utilizada para determinar la relación entre la porosidad y el tiempo de tránsito es la ecuación de tiempo promedio (para arenas limpias) descrita por Wyllie et al (1958):

$$\Delta t_{\log} = \phi \Delta t_{\text{fluid}} + (1 - \phi) \Delta t_{\text{matrix}}$$

Esta ecuación también se puede escribir de la siguiente manera para calcular porosidad:

$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{matrix}}}{\Delta t_{\text{fluid}} - \Delta t_{\text{matrix}}}$$

Dónde: ϕ = valor de porosidad en porcentaje o fracción decimal

Δt_{\log} = tiempo de tránsito de la onda leído del registro ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Δt_{fluid} = tiempo de tránsito de la onda en el fluido de a formación ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Δt_{matrix} = tiempo de tránsito de la onda en la matriz ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

La ecuación de Wyllie tiene una variante aplicable a formaciones con arenas contaminadas:

$$\Delta t_{log} = \phi \Delta t_{fluid} + (1 - \phi - V_{sh}) \Delta t_{matrix} + V_{sh} \Delta t_{sh}$$

Esta ecuación se puede escribir también de la siguiente manera para calcular porosidad:

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - V_{sh} \Delta t_{sh} + \Delta t_{matrix} (V_{sh} - 1)}{\Delta t_{fluid} - \Delta t_{matrix}}$$

Dónde: ϕ = valor de porosidad en porcentaje o fracción decimal

Δt_{log} = tiempo de tránsito de la onda leído del registro ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Δt_{fluid} = tiempo de tránsito de la onda en el fluido de a formación ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Δt_{matrix} = tiempo de tránsito de la onda en la matriz ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

V_{sh} = porcentaje o fracción decimal de shale en la formación

Δt_{sh} = tiempo de tránsito de la onda en el V_{shale} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

Material	Delta T (us/ft)
Arenisca compactada	55,6 - 51,3
Calizas	47,6 - 43,5
Dolomitas	43,5 - 38,5
Anhidrita	50
Halita	66,7
Arcilla	170 - 60
Carbón bituminoso	140 - 100
Agua 200000 ppm	180,5
Agua 150000 ppm	186
Agua 100000 pm	192,3
Aceite	238
Metano (15 psi)	626
Casing	57,1

Figura 13. Valores de Δt_{ma} y Δt_{fl} para la ecuación de porosidad. Tomado de Glover (2000).

Se debe tener en cuenta que factores como el tipo fluido de la formación y el tipo de matriz tienen repercusiones sobre tiempo de tránsito, y por ende, sobre los cálculos de la porosidad mediante este registro. Conocer el valor de ambos factores es de vital importancia para la calibración de los datos adquiridos con la herramienta, ya que el tiempo de tránsito es afectado por el tipo de fluido tal y como se puede apreciar en la figura 13. Esto de igual manera ocurre con el tipo de matriz, evidenciando que de acuerdo al tipo de material que tenga la matriz de las formaciones, de igual manera el tiempo de tránsito va a ser afectado (Asquith et al., 2004; Mejía, 2011).

Por otra parte, el contenido de arcilla en la formación afecta de manera apreciable la medida de la herramienta en areniscas, esto debido a que con una alta cantidad de arcillas se presentarán más altos tiempos de tránsito por las diferencias en las velocidades de las partículas de la arcilla y la matriz. El grado de compactación también afecta la medición de la porosidad mediante esta herramienta, mostrando que las

areniscas no consolidadas causan que la señal tarde más tiempo en alcanzar la señal, por consiguiente los tiempos de transito serán mayores al igual que las porosidades. La presencia de fracturas y cavidades en la formación producen efectos muy pequeños en el tiempo de tránsito medido por el registro, por lo que se obtienen valores de porosidades menores que los reales (Mejía, 2011).

3.5 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE RESISTIVIDAD

Las herramientas de resistividad tienen un rango en la longitud del diámetros de invasión, por lo cual es de importante determinar sí se da o no la invasión del filtrado de lodo. En las zonas permeables y porosas del pozo, el filtrado de lodo puede entrar en la formación debido a diferencias entre la presión hidrostática y la presión del yacimiento causando valores anómalos en el registro de resistividad (Asquith et al., 2004; Mejía, 2011).

Los perfiles de resistividad (figura 14), que en otras palabras son la resistividad en función de la distancia desde la cara del pozo hacia el interior de la formación en un pozo perforado con un lodo base agua fresca, muestran el comportamiento de la resistividad cuando esta atraviesa zonas con algún tipo de fluido, bien sea hidrocarburo o agua de formación. Los perfiles de resistividad se dividen en tres diferentes zonas: la primera es la zona invadida (de resistividad R_{xo}) en la cual la mayoría del fluido original es reemplazado por filtrado de lodo y ocurre cerca de la cara del pozo, la segunda es la zona de transición (de resistividad R_i) ubicada entre la zona invadida y la zona no invadida, y es en donde los fluidos de la formación se mezcla junto con el filtrado de lodo, por último tenemos la zona no invadida (de resistividad R_t) que se aprecia más alejada de la zona de invasión y es el área donde los poros de la formación no se encuentran contaminados con filtrado de lodo, además puede estar saturada con agua de formación (R_w), aceite y gas. Cabe resaltar que cuando el pozo atraviesa zonas de hidrocarburos la resistividad (R_t) será mayor que la resistividad en la zona de transición y ésta a la misma vez será mayor que la resistividad somera, en cambio en una zona de agua para este mismo tipo de lodo las lecturas serán inversas (Asquith et al., 2004; Mejía, 2011).

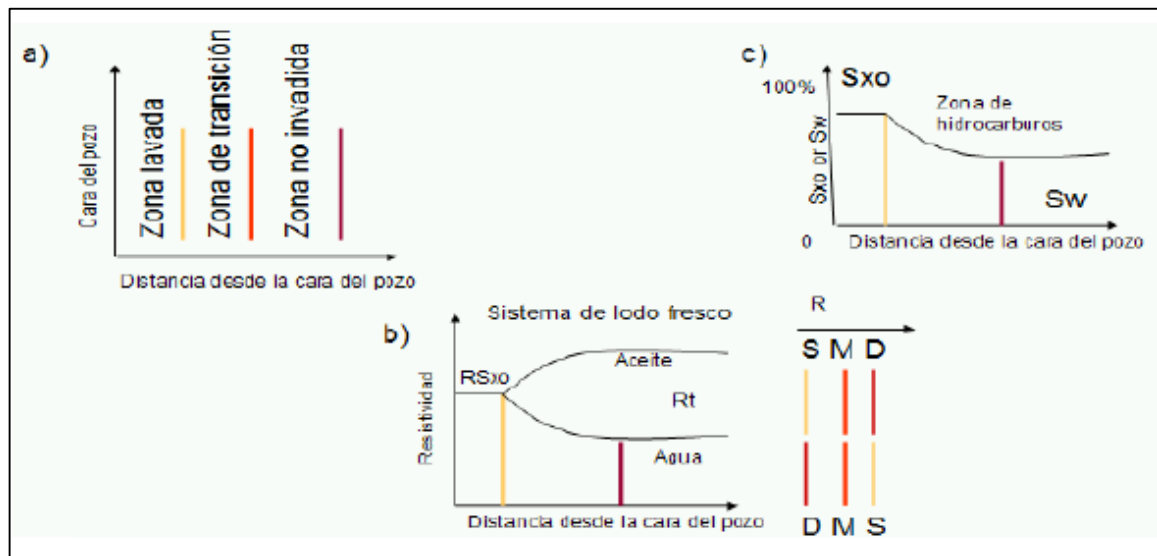


Figura 14. Principales perfiles resistivos. Tomado de Glover (2000).

3.5.1 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

Los cálculos para la obtención de la saturación de agua y de aceite están directamente relacionados con las resistividades tanto del agua de formación (R_w) como del crudo, del lodo y del filtrado de lodo, debido a esto es de importancia el conocimiento o realizar la determinación de este factor. Existen varios métodos para determinar el valor de la resistividad del agua de formación, algunos de ellos utilizan registros en lodos a base agua, otros gráficos predeterminados, y métodos más sencillos utilizan relaciones aparentes entre variables y fórmulas sencillas para dicho cálculo (Asquith et al., 2004; Mejía, 2011).

3.5.1.1 TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN

Según Asquith et al (2004) la temperatura de formación es de gran importancia para los análisis de los registros de pozo, debido a que la resistividad del lodo de perforación (R_m), del filtrado del lodo (R_{mf}), y del agua de formación (R_w) varían con la temperatura. Los

principales factores que ayudan a determinar la temperatura de formación son: la profundidad de la formación, la temperatura del fondo del pozo o por sus siglas en inglés BHT, la profundidad total del pozo y la temperatura de la superficie. Para un correcto acercamiento para el valor de la temperatura de formación es necesario el uso de los factores anteriormente mencionados, además de una ecuación de regresión lineal, esto asumiendo que el gradiente geotérmico presenta un comportamiento lineal:

$$y = mx + c$$

Dónde: y = temperatura de la formación.

x = profundidad de la formación.

m = pendiente (para este caso sería gradiente geotérmico).

c = constante (para este caso sería la temperatura superficial anual).

Para el cálculo del gradiente térmico para cada pozo se asume que:

$$m = \frac{y - c}{x}$$

Dónde: m = gradiente térmico.

y = temperatura del fondo del pozo (BHT).

x = profundidad total (TD).

c = temperatura superficial anual.

Luego de conocer la temperatura de formación y para la correcta determinación de la resistividad del agua de formación (R_w) es necesario aplicar una corrección de temperatura mediante la siguiente fórmula:

$$R_w = R_t \frac{T_{\min} + 7}{T_{\max} + 7}$$

Dónde: R_w = resistividad del agua de formación.

R_t = resistividad de la formación en una zona saturada con 100% agua.

T_{\min} = temperatura mínima del pozo.

T_{\max} = temperatura máxima del pozo.

3.6 SATURACION DE FLUIDOS

La viabilidad económica de un yacimiento depende en gran medida de la cantidad o porcentaje de fluidos (hidrocarburos) que se encuentren saturados en los espacios porosos de la roca, además de la porosidad y permeabilidad del yacimiento. El espacio poroso en una roca es ocupado por fluidos, en yacimientos de hidrocarburos estos fluidos son el gas (S_g), el aceite (S_o) y agua (S_w), que es por lo general salada, cabe resaltar que la sumatoria de estas saturaciones conformarían el 100% del espacio poroso de la roca: $S_g + S_o + S_w = 1$. El volumen de fluidos presentes en los niveles del yacimiento dependerá de factores como las fuerzas gravitacionales, la densidad de los fluidos, las fuerzas hidrodinámicas como el flujo de un acuífero, y de las fuerzas interfaciales las cuales actúan entre todos los fluidos de la formación (Mejía, 2011).

3.6.1 SATURACIÓN DE AGUA

Existen muchos métodos desde el que utiliza el análisis de corazonas de pozo para una medida directa del valor, hasta el analítico que utiliza registros y fórmulas que relacionan diferentes variables para la obtención del valor de saturación. Dentro de los métodos analíticos el más utilizado es la ecuación de Archie, en la cual se deben tener claro los parámetros a (tortuosidad) y m (cementación) los cuales se encuentran relacionados con las rocas presentes en el yacimiento. Estos factores son variables que se ya se encuentran definidas teóricamente y cada una depende del tipo de roca presente en el yacimiento (Asquith et al., 2004; Mejía, 2011). En la figura 15 se puede apreciar algunos valores que pueden tomar estas variables según la litología del yacimiento.

<i>a</i> : Tortuosity factor	<i>m</i> : Cementation exponent	Comments
1.0	2.0	Carbonates ¹
0.81	2.0	Consolidated sandstones ¹
0.62	2.15	Unconsolidated sands (Humble formula) ¹
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)

Figura 15. Principales valores del factor de tortuosidad y exponente de cementación.
Tomado de Asquith et al (2004).

Otro factor de importancia para el cálculo de S_w es el parámetro n el cual se encuentra relacionado con la historia de saturación de los fluidos y con su humectabilidad en las rocas. Las formaciones mojadas por agua a veces presentan valores de $n < 2$, mientras las formaciones humectadas por aceite presentan un valor de $n > 2$, aunque el valor estándar que se utiliza es 2 para la mayoría de los casos (Mejia, 2011).

Luego de conocer los parámetros anteriormente mencionados, es necesaria la determinación de otros parámetros que son el resultado del análisis de los registros resistivos y con los cuales es posible determinar las zonas con hidrocarburos y agua. Como se ha mencionado, la habilidad de la roca para transmitir una corriente es principalmente función de la cantidad de agua en los poros, a medida que la saturación de hidrocarburos en los poros aumenta (y disminuye la saturación de agua) la resistividad de la formación incrementa de manera significativa (Asquith et al., 2004). Todos estos parámetros descritos (a , m , n , R_w) y sumados a los parámetros derivados de los registros del pozo, resistividad (R_t) y porosidad (Φ), se relaciona de la siguiente manera en la ecuación de Archie:

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

Dónde: S_w = Saturación de agua.

a = Factor de tortuosidad.

m = Exponente de cementación.

n = Exponente de saturación.

ϕ = Porosidad.

R_w = Resistividad del agua de formación.

R_t = Resistividad real de la formación derivada del registro profundo de resistividad.

La anterior ecuación de Archie determina la saturación de agua (S_w) para la zona no invadida de pozo y es el valor más importante usado en la evaluación de registros, pero el conocimiento de este valor (S_w) no garantiza tener la suficiente información para una completa evaluación del potencial productos de la zona, esto debido a que la zona puede ser permeable y los hidrocarburos pueden presentar movilidad. Estas dos razones hacen que calcular la saturación de agua de la zona de lavado (S_{xo}) sea de gran importancia, la ecuación para calcular este factor es basada en la ecuación de Archie pero presenta dos cambios significativos en sus variables: la resistividad del agua de formación (R_w) es reemplazada por la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) y la resistividad de la zona no invadida (R_t) es sustituida por la resistividad en la zona de lavado (R_{xo}) (Asquith et al., 2004). Estos cambios en la ecuación de Archie se evidencian de la siguiente manera:

$$S_{xo} = \left(\frac{a \times R_{mf}}{R_{xo} \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Dónde: S_{xo} = Saturación de agua en la zona de lavado.

a = Factor de tortuosidad.

m = Exponente de cementación.

n = Exponente de saturación.

ϕ = Porosidad.

R_{mf} = Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura de la formación.

R_{xo} = Resistividad somera leída de una herramienta como laterolog-8, registro microesferico enfocado o microlaterolog.

La saturación de agua en la zona de lavado (S_{xo}) es usada principalmente como un indicador de movilidad de hidrocarburos, es decir, que si el valor de S_{xo} es mucho más grande que S_w , estos hidrocarburos en la zona de lavado fueron movidos o lavados hacia afuera de la zona cercana del pozo por la invasión de los fluidos de perforación (Asquith et al., 2004).

3.6.2 SATURACIÓN DE HIDROCARBUROS

A la hora de caracterizar petrofísicamente una formación o yacimiento gran parte de los cálculos y procedimientos realizados son en busca de obtener valores de saturación de agua (S_w) lo más cercanos a la realidad. Esta situación ocurre debido a que las principales herramientas para estimar la saturación de hidrocarburos son los registros de resistividad y a que la corriente eléctrica emitida por la herramienta de resistividad fluye (menos resistiva) en zonas con agua y se detiene (más resistivas) en zonas con aceite. No obstante al estimar la saturación de agua y restarla a la unidad se puede establecer la saturación de hidrocarburos (Asquith et al., 2004; Mejía, 2011):

$$S_o = 1 - S_w$$

3.7 DIAGRAMAS CRUZADOS

3.7.1 DIAGRAMA LITOLÓGICO NEUTRÓN-DENSIDAD

De acuerdo con Asquith et al (2004) los registros de rayos gamma miden la radiación natural de las rocas y cumplen la función de registros litológicos, ya que en ellos se pueden diferenciar arcillas (alta radioactividad) de arenas, carbonatos y anhidritas (baja radioactividad). Los registros de neutrón son herramientas de porosidad que miden el número de hidrógenos en la formación, dicho número se relaciona con la porosidad de la roca. De igual manera el registro de densidad es una herramienta de porosidad que se encarga de medir la densidad de los electrones presentes en la formación, este valor se relaciona con la porosidad. Al añadir los datos de estos tres registros en un diagrama cruzado puede determinarse, a través de tendencias marcadas por la relación entre las variables, la litología predominante en la zona.

Para la construcción de esta grafica se debe ubicar los datos pertenecientes al registro de densidad en el eje Y, de igual manera los datos del registro de neutrones se ubican en el eje X, y como complemento los datos del registro de rayos gamma o de Vshale se ubican en el eje Z, estos puntos en el eje Z serán representados con colores que indican la variación numérica de los datos (Asquith et al., 2004; Mejía, 2011).

De la misma forma como se mencionó el uso y la construcción de la gráfica de neutrón-densidad, también puede realizarse la construcción de un gráfico litológico con la configuración neutrón-sónico para la determinación de la litología.

4. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

La correlación estratigráfica entre los pozos del área de estudio tiene como fin poder verificar el nivel estratigráfico donde se encuentran los pozos y sus respectivos sistemas petrolíferos. La columna estratigráfica con la cual se correlacionaron los pozos es tomada de Garavito (2005), debido a que es la que más se acerca a la litología presente en la zona de estudio.

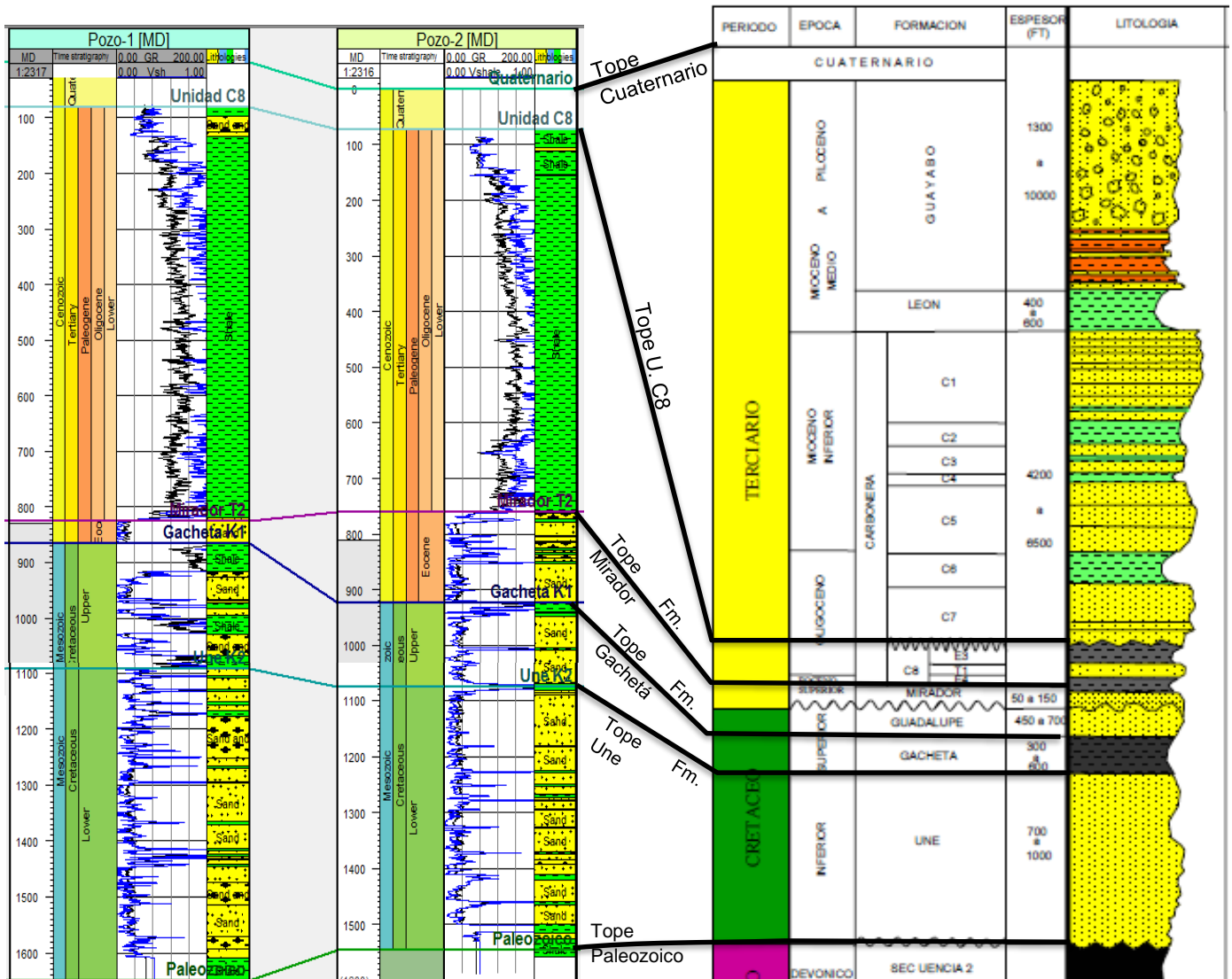


Figura 16. Correlación estratigráfica entre los pozos estudiados y columna generalizada, tomada de Garavito (2005).

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

5.1 ANÁLISIS PETROFÍSICO

Para el análisis petrofísico de los pozos localizados en el bloque CPO 16 se tuvieron en cuenta las curvas, tanto de porosidad como de saturación, generadas a partir de los registros y además los horizontes de las formaciones localizados por debajo del tope de la unidad C-8 de la Formación Carbonera. Las Formaciones que suprayacen a la unidad C-8 no se encuentran presentes en el área de estudio, por lo que no se tienen en cuenta para ninguno de los análisis. Sobre la unidad C-8 descansan depósitos recientes posiblemente pertenecientes a la Formación Necesidad, de edad Cuaternaria, que no son de relevancia para el análisis.

5.1.1 FORMACIÓN CARBONERA (UNIDAD C8)

En general la secuencia de la Formación Carbonera se caracteriza por la presencia de unidades arenosas con alta influencia marina (C1, C3, C5 y C7) separadas por unidades arcillosas (C2, C4, C6 y C8), estas facies arcillosas representan episodios de máxima inundación y constituyen los principales sellos verticales y laterales para los yacimientos de la Formación Mirador, localizados en el Piedemonte Llanero (Garavito, 2005). Para el caso del área de estudio en los pozos sólo se cuenta con la presencia de la Unidad C8 de dicha formación.

De acuerdo con los registros de rayos gamma de los pozos 1 y 2 (figura 17), la Formación Carbonera (unidad C8) se caracteriza por horizontes espesos de arcillas con valores desde 70 hasta 150 unidades API, además de presentar localmente hacia el tope horizontes pequeños y aislados de arenas y arenas arcillosas (desde 35 a 70 unidades API), esta situación se presenta para ambos pozos. Debido a los espesos horizontes arcillosos se presentan porcentajes altos en la valoración del volumen de shale (>100). El

espesor de la Formación Carbonera varía entre 746 ft para el Pozo 1 y 688 ft para el Pozo 2.

Por otra parte se puede inferir, a partir de los registros de diámetro del pozo (figura 17), que en el Pozo 1 la Formación Carbonera es altamente frágil, debido a que los valores que se evidencian en los registros de tamaño del hueco (caliper) y tamaño de la broca (bit size) están muy espaciados entre sí evidenciando caídas en las paredes de los pozos, esta anomalía disminuye cuando se aproxima al tope de la Formación Mirador. Esto también puede deberse a un mal manejo de los lodos de perforación. Sin embargo en otros pozos se observó el mismo comportamiento frágil de la formación. De igual manera estas anomalías acurren, en menor proporción, hacia el tope del Pozo 2, además, se muestra que a lo largo del mismo se presentan manifestaciones con valores muy bajos, llegando a estabilizarse hacia el tope de la Formación Mirador.

En cuanto a los cálculos de porosidad para el Pozo 1, no se tuvieron en cuenta los valores de los registros de neutrones (TNPH) y de densidad (RHOB) ya que la herramienta de medición de éstos necesitaba estabilidad en las paredes de los pozos, y por lo que anteriormente se señala una anomalía en la que hay una alta caída de las paredes de los pozos, que afecta y altera la calidad de los datos de los registros. La porosidad de Formación Carbonera en el Pozo 1, de acuerdo con los registros sínicos DT y SPHI, muestra valores entre 10 y 30%, los cuales son valores típicos para formaciones arenosas.

Para el Pozo 2 los cálculos de porosidad se realizaron con todos los registros, exceptuando en el registro de densidad (RHOZ) dado que sus valores se ven muy afectados por las zonas de derrumbe en el pozo. Los valores calculados de porosidad con el registro de neutrones (NPOR) varían entre 37 y 50%, con los registros sínicos DT y SPHI, varían entre 20 y 33%, y 29 y 34% respectivamente.

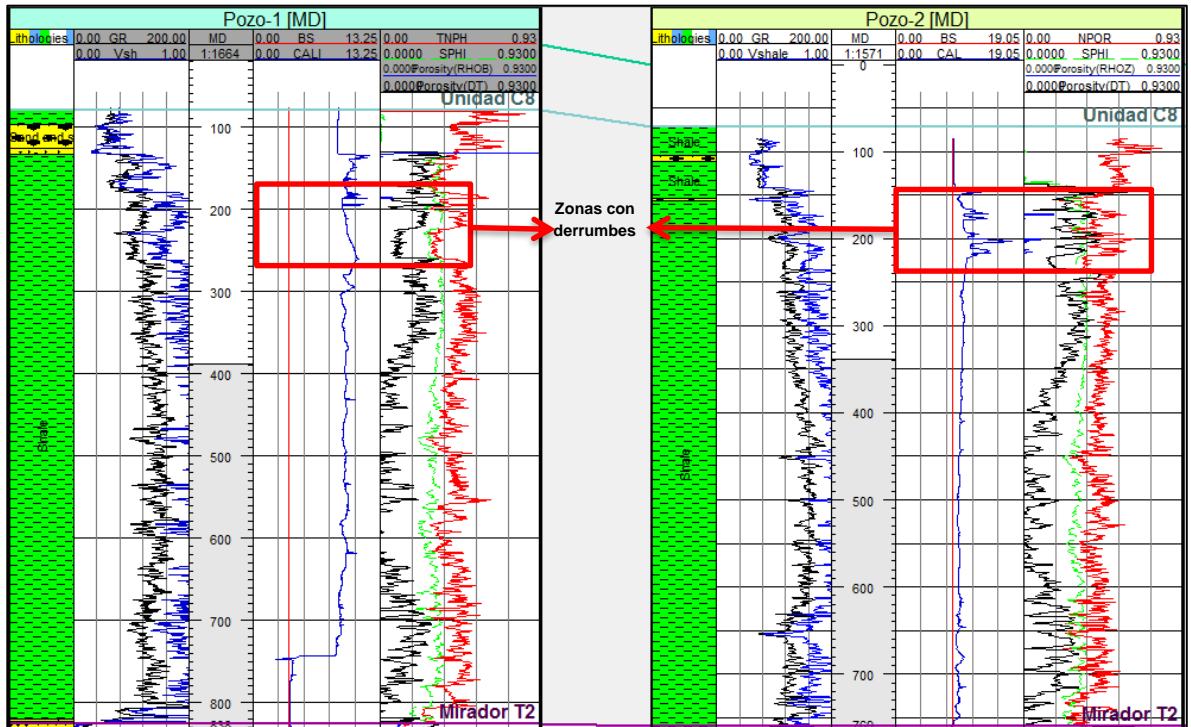


Figura 17. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la unidad C8 de la Formación Carbonera.

A partir de los registros eléctricos de los pozos estudiados (figura 18) se pudo determinar el tipo de fluido presente en la Formación Carbonera, y calcular los porcentajes de saturación de agua y aceite. Para la unidad C8 de la Formación Carbonera se identificó que el principal fluido presente es agua, esto de acuerdo con el registro de resistividad en donde se muestran valores relativamente bajos para la zona, con resistividad no mayor a 20 ohm*m, esta situación se presenta para ambos pozos. Además se puede observar una distribución de las curvas de resistividad propias de una zona con presencia de agua de formación. Con base en la fórmula de saturación de agua propuesta por Archie (1942), de la cual se tomaron valores de constantes $a=0,62$, $m=2,15$ y $n=2$ propios para arenas poco consolidadas, se determinó que la saturación de agua (S_w) para los horizontes arcillosos de la Formación Carbonera en los pozos 1 y 2 es muy alta, presentando valores que

pueden llegar al 100% de saturación de agua, de igual manera esto ocurre con la saturación de agua en la zona de invasión (S_{xo}) de los pozos. Cabe destacar que en el Pozo 2 se puede apreciar una anomalía hacia el tope de la formación, la cual se puede evidenciar tanto en las curvas de resistividad como en las curvas de S_w y S_{xo} , siendo esta última un indicador de la movilidad de hidrocarburos, concluyendo que dicha anomalía puede ser el producto de una infiltración del filtrado de lodo o fluido de perforación a la zona de invasión y zona de transición.

Hacia la base de la Formación Carbonera se presenta un cambio en la resistividad de los pozos, este cambio es evidente en el comportamiento de las curvas y es influenciado por la presencia del contacto agua-aceite. Este comportamiento puede ser apreciado en el Pozo 1 a una profundidad de 812 ft y en el Pozo 2 a una profundidad de 737 ft.

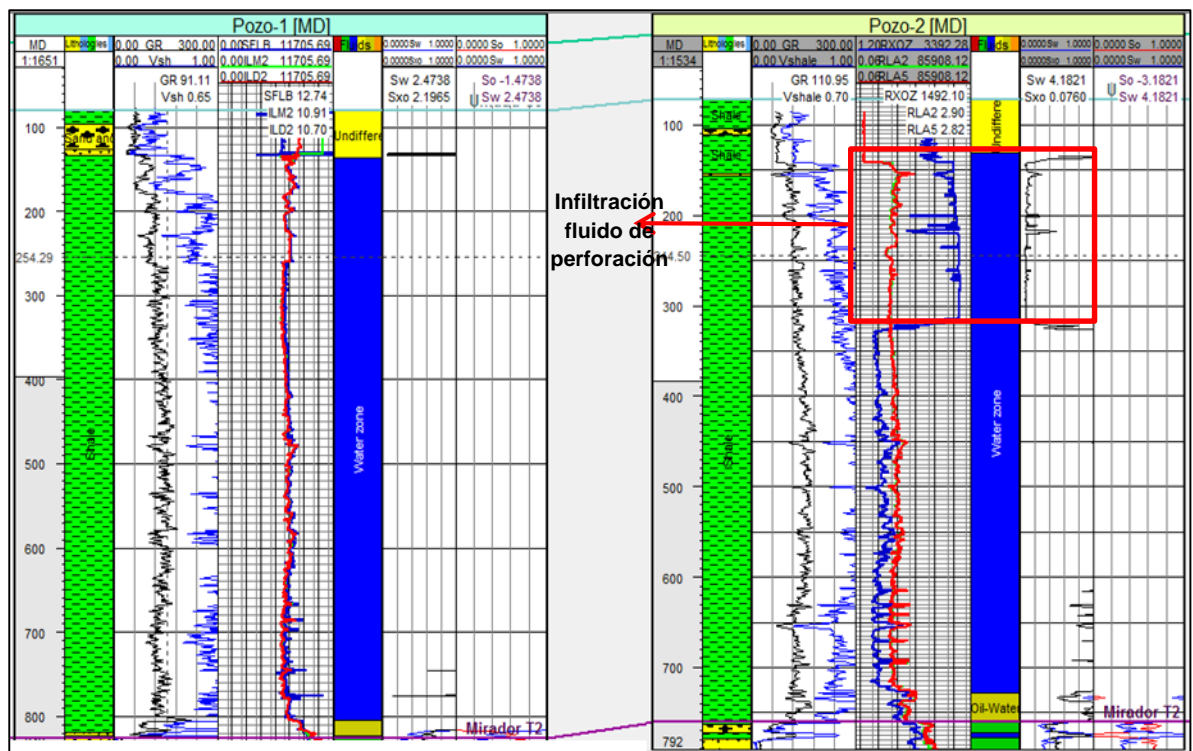


Figura 18. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la unidad C8 de la Formación Carbonera.

5.1.2 FORMACIÓN MIRADOR (UNIDAD T2)

A partir de los registros de rayos gamma tomados en los pozos 1 y 2 (figura 19), la Formación Mirador se caracteriza por la amplia presencia de cuerpos arenosos limpios con intercalaciones de material arcilloso. En los registros del Pozo 1 se pueden apreciar valores que van de 10 a 40 unidades API, los cuales corresponderían a zonas de arenas limpias, cabe resaltar que no hay presencia de arcillas en esta zona. Por otra parte, para el Pozo 2, se presentan horizontes de arenas limpias (de 24 a 40 unidades API) con intercalaciones de material arcilloso con valores de 70 a 100 unidades API, los cuales se pueden interpretar como sellos locales para la Formación Mirador.

Al considerarse las arenas del Mirador como muy limpias los porcentajes de volumen de shale no sobrepasan el 25% para ambos casos, solo en las zonas con presencia de intercalaciones de arcillas, cuya presencia se da solo en el Pozo 2, este porcentaje sube hasta 90%. La formación presenta un espesor aproximado de 40 ft para el Pozo 1 y de 164 ft para el pozo2.

Conforme con lo que se puede evidenciar en los registros caliper y bit size de ambos pozos (figura 19), la caída en las paredes disminuye de manera significativa, en comparación con la unidad C8 de la Formación Carbonera, mostrando un cambio en las propiedades físicas de las rocas, siendo más resistentes las rocas pertenecientes a las Formación Mirador. Debido a que las caídas en los pozos disminuyen, la calidad de los datos en los registros de porosidad es muy buena en esta parte de los pozos, por tanto los valores que se muestran en los registros de porosidad son muy confiables.

Los porcentajes de porosidad que muestran los datos del Pozo 1 varían desde 15% hasta 30% para los horizontes arenosos, los cuales se consideran valores muy buenos para arenas productoras. Para el Pozo 2 los horizontes arenosos presentan valores de porosidad que se encuentran en el rango de 20% hasta 35%, por otra parte en las zonas sucias o contaminadas con arcillas se presentan valores entre 28% y 50%. Los mencionados valores de porosidad fueron tomados de las zonas donde los pozos presentaban menos caídas en las paredes del mismo, esto con el fin de evitar, en lo posible, que el margen de error en las interpretaciones sea lo más bajo.

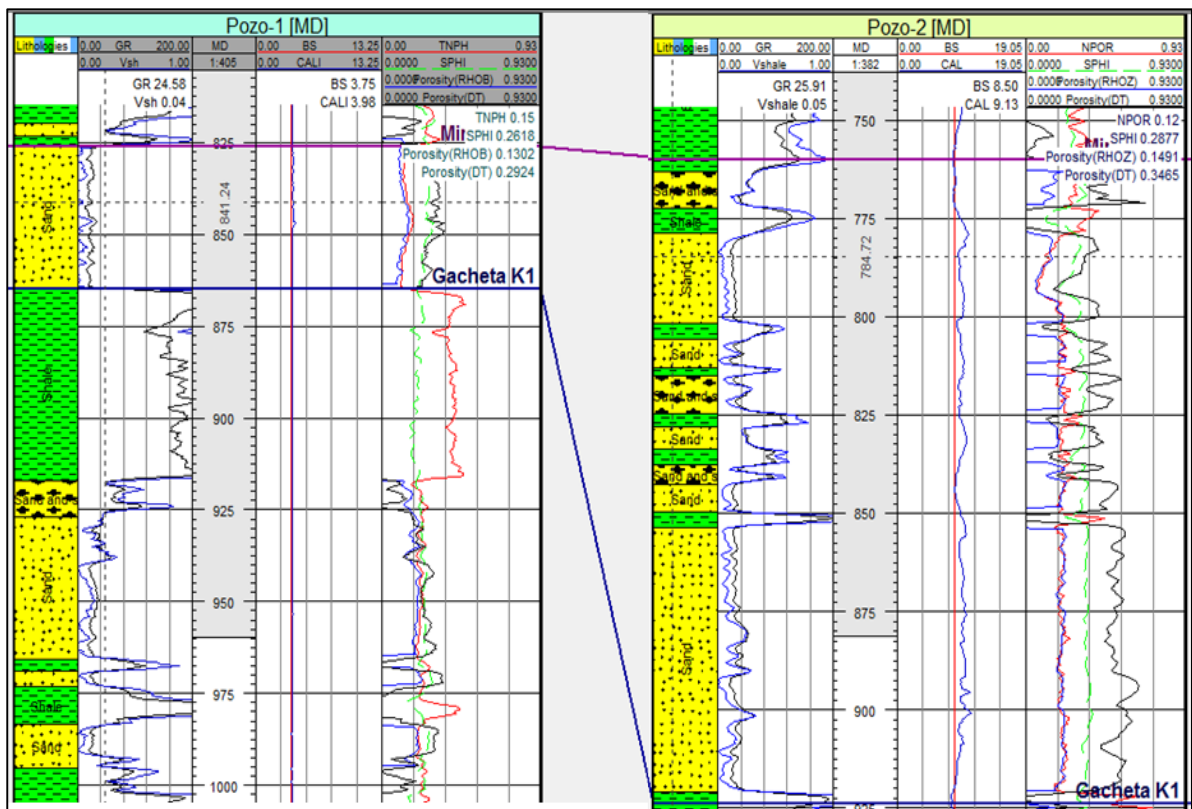


Figura 19. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la Formación Mirador.

Con base en lo que se puede evidenciar en el comportamiento y distribución de las curvas en los registros eléctricos (figura 20), además de la presencia de valores de resistencia muy altos ($>1000 \text{ ohm}\cdot\text{m}$) en ambos pozos, se pudo identificar que los fluidos presentes en la Formación Mirador es agua y petróleo, siendo este último el que presenta mayor abundancia. A partir de la fórmula de Archie (1942) se calcularon los niveles de saturación de agua (S_w) y de saturación de aceite (S_o) para los horizontes de arenas limpias de ambos pozos de dicha formación. Los resultados arrojaron que para el Pozo 1 los valores de S_w en las arenas varían entre 20% y 40%, lo que a su vez nos representa valores de S_o entre 60 % y 80%, con espesores de arena neta (Net Gross) de 40 ft y de arena neta petrolífera (Net Pay) de 40 ft. Para el Pozo 2 los resultados de los cálculos mostraron que los niveles de S_w en zonas arenosas varían entre 8% y 45% lo que resulta en valores de

So entre 55% y 92%, además se presentan valores de net gross de 136 ft y de net pay de 130 ft.

Por otra parte la relación de las curvas de Sw y Sxo, muestran que pudo haber movilidad de hidrocarburos en la zona de invasión de ambos pozos, esto debido a la infiltración en cierta medida de fluidos de perforación, que en este caso es lodo de perforación con un factor de ph de 90.

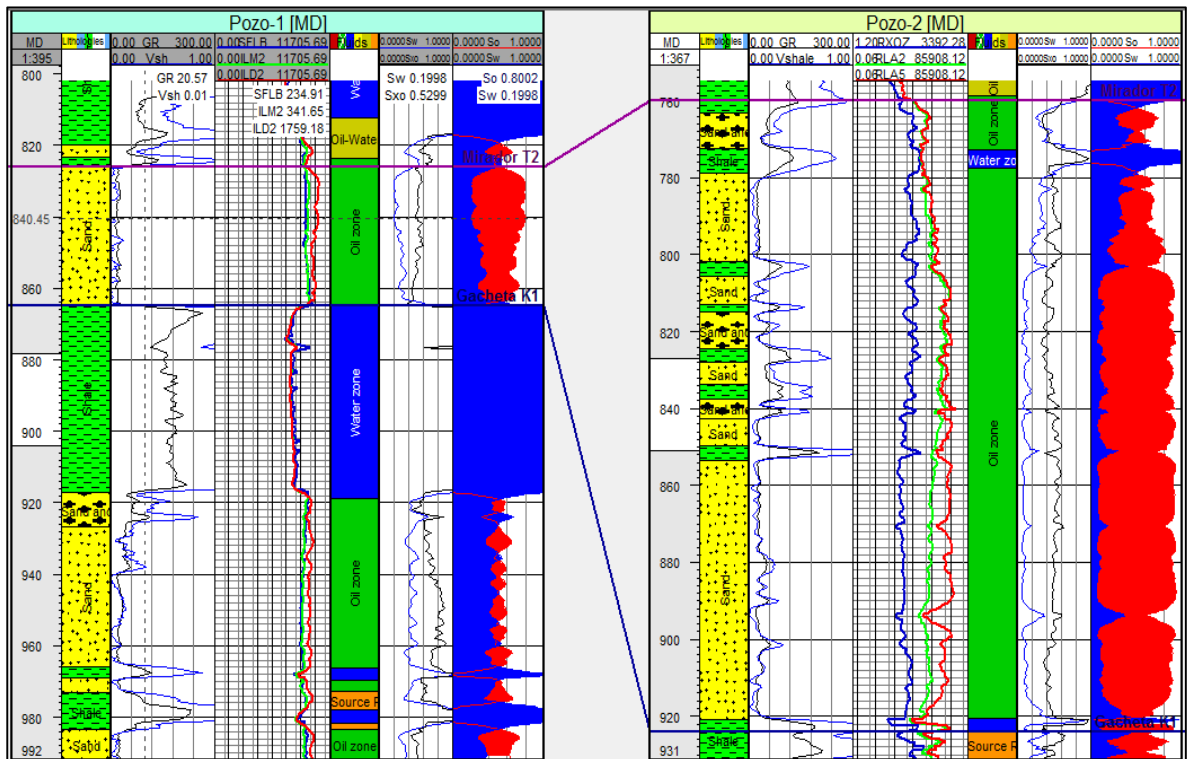


Figura 20. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la Formación Mirador.

5.1.3 FORMACIÓN GACHETÁ (K1)

Acorde con lo que se puede apreciar en los registros de rayos gamma de los pozos estudiados (figura 21), la Formación Gachetá se encuentra conformada por horizontes

arcillosos y arenosos de importante espesor. En el Pozo 1 se pueden apreciar horizontes arcillosos con valores que van de 75 a 250 unidades API intercalados con arenas limpias y arenas arcillosas de 20 a 70 unidades API respectivamente, dichos valores se traducen porcentajes de Vshale superiores a 95% para zonas arcillosas y menores que 25% para zonas arenosas. Para el Pozo 2 el registro de rayos gamma muestra que en las zonas con presencia de arcillas poseen valores de 70 a 250 unidades API, con porcentajes de Vshale que van desde 60% hasta 100%, por otra parte las zonas arenosas se caracterizan por tener valores de 22 a 65 unidades API y porcentajes de Vshale entre 15% y 25%, los cuales son valores propios de arenas limpias. El espesor de esta formación para el Pozo 1 es de 227 ft y para el Pozo 2 es de 151 ft.

En cuanto a los registros de caliper y bit size (figura 21), se puede observar que las caídas en las paredes de los pozos son mínimas y que en ambos pozos se conserva cierta estabilidad a lo largo de toda la Formación Gachetá, esto hace que los datos proporcionados en los registros de porosidad sean bastante acertados. Los datos de porosidad del Pozo 1 muestran que para las partes arenosas se presentan valores del orden de 18% a 29% y para las zonas arcillosas se presentan valores entre 25% y 50%. Por otra parte los datos del Pozo 2 reflejan que para los horizontes arenosos los valores de porosidad varían entre 20% y 35%, y para los horizontes arcillosos dichos valores pueden variar entre 27% y 40% aproximadamente.

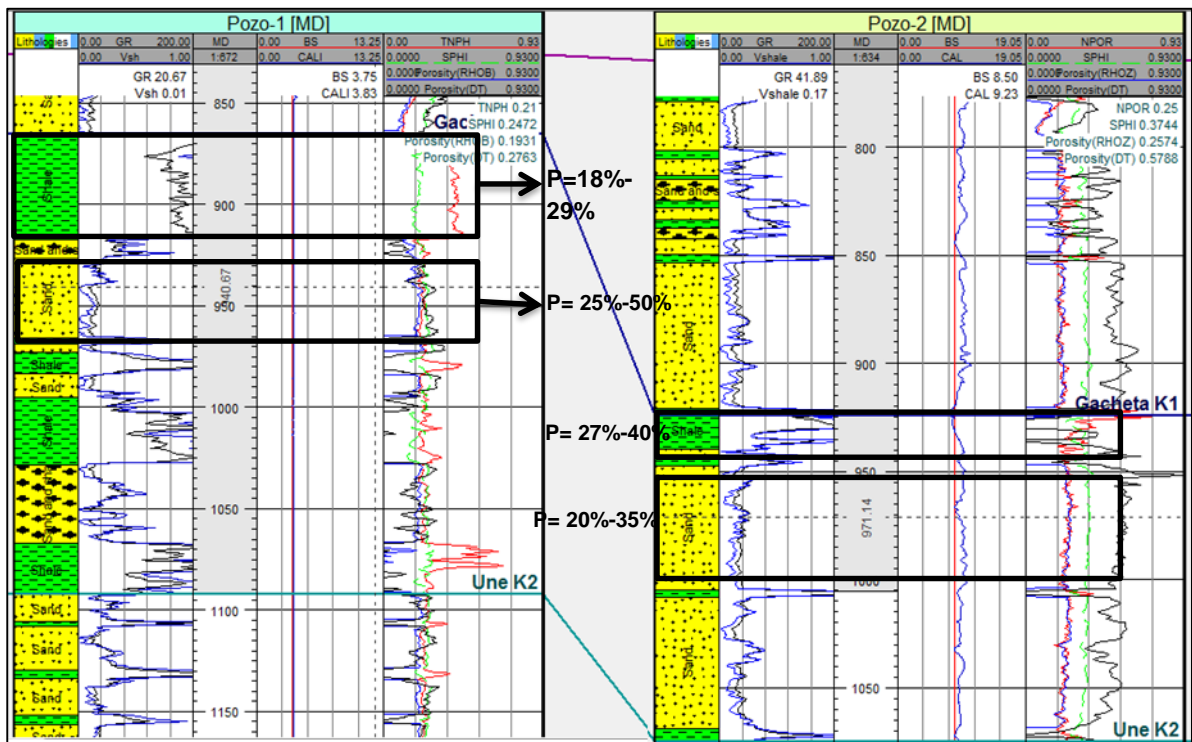


Figura 21. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la Formación Gachetá (K1), donde P= porosidad.

La Formación Gachetá se caracteriza principalmente por ser la principal formación generadora de hidrocarburos en la cuenca Llanos con presencia de lutitas y horizontes de arenas limpias. Los registros resistivos de ambos pozos muestran valores muy diferentes entre sí, así como también en la distribución de las curvas.

Para el Pozo 1 (figura 22) los registros de resistividad muestran que hacia el tope de la formación, donde hay presencia de arcillas, los valores registrados son relativamente bajos con respecto a otras medidas en la zona ($>70 \text{ ohm}\cdot\text{m}$) y la distribución de las curvas obedecen a la presencia de agua, en otras zonas arcillosas a lo largo de la formación también muestran un comportamiento similar pero presentan un espesor mucho más pequeño, cabe resaltar que en algunas zonas arcillosas hay valores de resistividad altas con respecto a otras zonas de esta formación ($700 \text{ ohm}\cdot\text{m}$), este comportamiento puede ser atribuido a la presencia de lutitas que hacen las veces de zonas de generación de

hidrocarburos. De acuerdo con la relación de las curvas de saturación de agua (S_w) y la saturación de agua en la zona de invasión (S_{xo}) se presenta movilidad de los fluidos presentes en esta parte de la formación esto a razón de la movilidad de los hidrocarburos a zonas de mejores porosidades y permeabilidades que permitan su acumulación.

En los horizontes arenosos del Pozo 1 los valores de las curvas de los registros resistivos revelan que hay presencia de hidrocarburos, en zonas donde los valores resistivos alcanzan 500 $\text{ohm}\cdot\text{m}$ y tienen una distribución de las curvas que se asimila a la distribución cuando hay presencia de hidrocarburos. Los cálculos de las saturaciones de acuerdo con la ecuación de Archie (1942) muestran porcentajes de saturaciones de entre 28% y 50%, lo que representa porcentajes de S_o entre 50% y 72%. Por otra parte, la relación entre las curvas de S_w y S_{xo} muestran que pudo haber algo de movilidad en los fluidos presentes en la formación bien sea hidrocarburos o filtrado de lodo. Para esta formación se cuenta con un espesor net gross de 104 ft y un espesor de net pay de 90 ft.

En el caso del Pozo 2 (figura 22) se puede apreciar que los valores de resistividad son altos, por encima de los 4000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$, y que la distribución de las curvas responde a una distribución similar a la de una zona con acumulación de hidrocarburos. En los horizontes arcillosos de la Formación Gachetá se puede apreciar que los valores de resistividad son altos, esta respuesta puede ser producto de la presencia de lutitas con altos contenidos de materia orgánica en la zona. Para los horizontes arenosos se pudo determinar que son posiblemente buenos acumuladores de hidrocarburos, los resultados de la saturación de agua (S_w) mostraron que las acumulaciones de S_w en estos horizontes oscilaban entre 7% y 25%, resultando en saturaciones de aceite (S_o) entre 75% y 93%. El espesor de arena neta es de 115 ft, de igual manera estos 115 ft corresponden a la arena neta petrolífera.

La relación entre las curvas de S_w y S_{xo} muestra que pudo haber una alta movilidad de fluidos al interior de los horizontes, estos fluidos pudieron ser en su mayoría hidrocarburos.

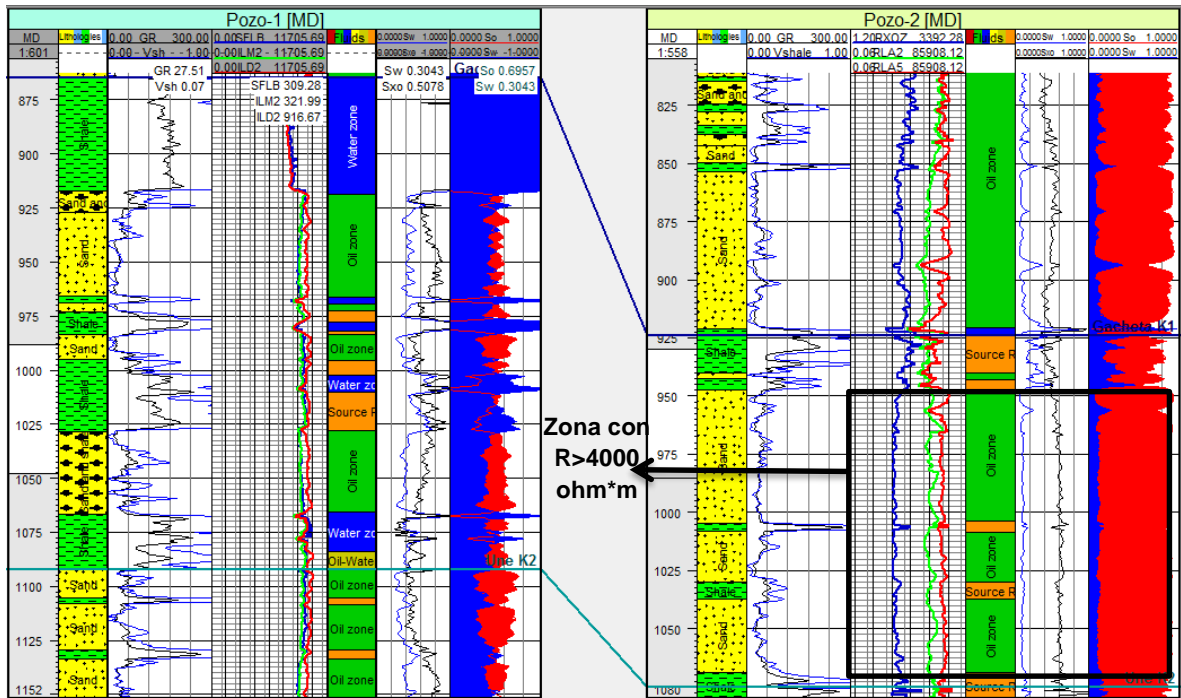


Figura 22. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la Formación Gachetá (K1), donde R=resistividad.

5.1.4 FORMACIÓN UNE (K2)

A partir de la interpretación realizada a los registros de rayos gamma de los pozos estudiados (figura 23) se puede inferir que para el Pozo 1 la Formación Une se encuentra conformada en su mayoría por horizontes de arenas limpias con valores que van desde 20 hasta 55 unidades API, con porcentajes de Vshale entre 10% y 40%. Estas arenas limpias se encuentran intercaladas con pequeños paquetes de material arcilloso que se encuentran distribuidos desde el tope hacia la base de la formación, presentando valores desde 70 a 300 unidades API y porcentajes de Vshale entre 60% y 100%. Para el Pozo 2 se pudo constatar, mediante los registros de rayos gamma, que se encuentra conformado principalmente por paquetes de arenas limpias y arenas arcillosas con valores entre 20 y 55 unidades API y porcentajes de Vshale que oscilan entre 5% y 35%. Junto a estas

arenas limpias se encuentran intercalados pequeños paquetes de arcillas a lo largo de toda la formación, dichos paquetes presentan valores de 65 a 250 unidades API y porcentajes de Vshale que varían entre 60% y 100%. El espesor de la Formación Une en el Pozo 1 es de 455 ft y para el pozo dos es de 516 ft.

Ambos pozos a lo largo de toda la Formación Une presentan un comportamiento muy estable de acuerdo con lo que se puede apreciar en los registros de caliper y bit size (figura 23). Esta situación proporciona una buena calidad en los valores de los registros de porosidad de la formación mencionada. Para el Pozo 1 la porosidad de la formación Une presenta valores entre 18% y 25% en los horizontes arenosos, siendo estos valores muy buenos teniendo en cuenta que es una de las formaciones productoras de la cuenca Llanos. Por otra parte para los horizontes arcillosos la porosidad está marcada por valores entre 25% y 40%. Para el Pozo 2 los valores de porosidad para la formación Une oscilan entre 20% y 30% para los horizontes de arenas limpias, y para los horizontes de material arcilloso los valores rondan entre 25% y 40%.

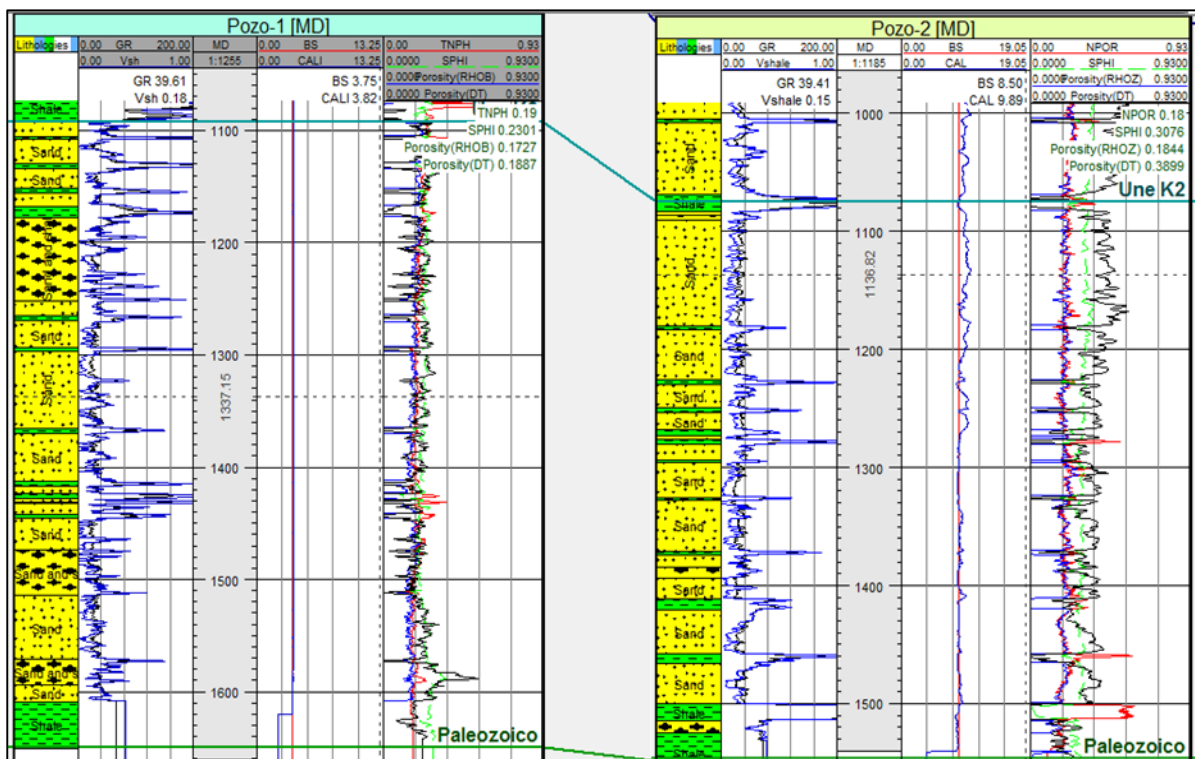


Figura 23. Registros litológicos, de porosidad y de integridad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la Formación Une (K2).

La Formación Une es una secuencia de arenas limpias con intercalaciones de arcillas en la que los registros de resistividad, en cuanto se refieren a los valores y a la distribución de las curvas, muestran que la respuesta de esta formación es propia a la de zonas con concentraciones de hidrocarburos (figura 24), los datos de resistividad revelan que los valores de resistividad para las zonas arenas limpias de esta formación oscilan entre 850 y 1700 ohm*m para el Pozo 1, y desde 1500 hasta 11000 ohm*m para el Pozo 2, con lo que se muestra como fluido principal petróleo, ya que éste responde a resistividades relativamente altas. Estas arenas limpias se encuentran intercaladas con pequeños paquetes de arcillas con iguales resistividades que las arenas, este fenómeno es atribuido a la presencia de material orgánico dentro de las arcillas, estos paquetes arcillosos pueden ser interpretados como zonas de generación de hidrocarburo.

De acuerdo con los cálculos de saturación de agua hechos a ambos pozos se puede apreciar que el valor de S_w para los horizontes arenosos del Pozo 1 está entre el 25% y el 40%. De igual manera se evidencia que para los horizontes arenosos del Pozo 2 los valores de S_w se encuentran en el rango de 10% a 25% de saturación. Para la formación Une el cálculo de saturación de aceite (S_o) es muy bueno para los intervalos arenosos, mostrando que para el Pozo 1 se encuentra en el rango de 60% y 80%, y para el Pozo 2 el rango oscila entre 75% a 95%. Para el Pozo 1 se presenta un net gross de 471 ft y un net pay de 437 ft, y para el Pozo 2 se presenta un net gross de 384 ft y un net pay igualmente de 384 ft.

A partir de la relación entre las curvas de S_w y S_{xo} se determinó que en el Pozo 1 hacia el tope de la formación puede que se presente algo de movilidad de hidrocarburo que se ve reflejado en la separación de dichas curvas en la figura 24, aunque parece no muy clara ya que el registro de resistividad no se ve alteración en la distribución de las curvas. Por otra parte en el Pozo 2 la relación entre estas dos curvas muestra que puede haber movilidad alta de los fluidos, además de que en el registro de resistividad se evidencia esto en la distribución de las curvas, puede que el hidrocarburo o fluido de perforación se haya movilizó hacia la zona de transición del pozo y sea esta la causa de que las curvas media y profunda estén más separadas de la curva somera.

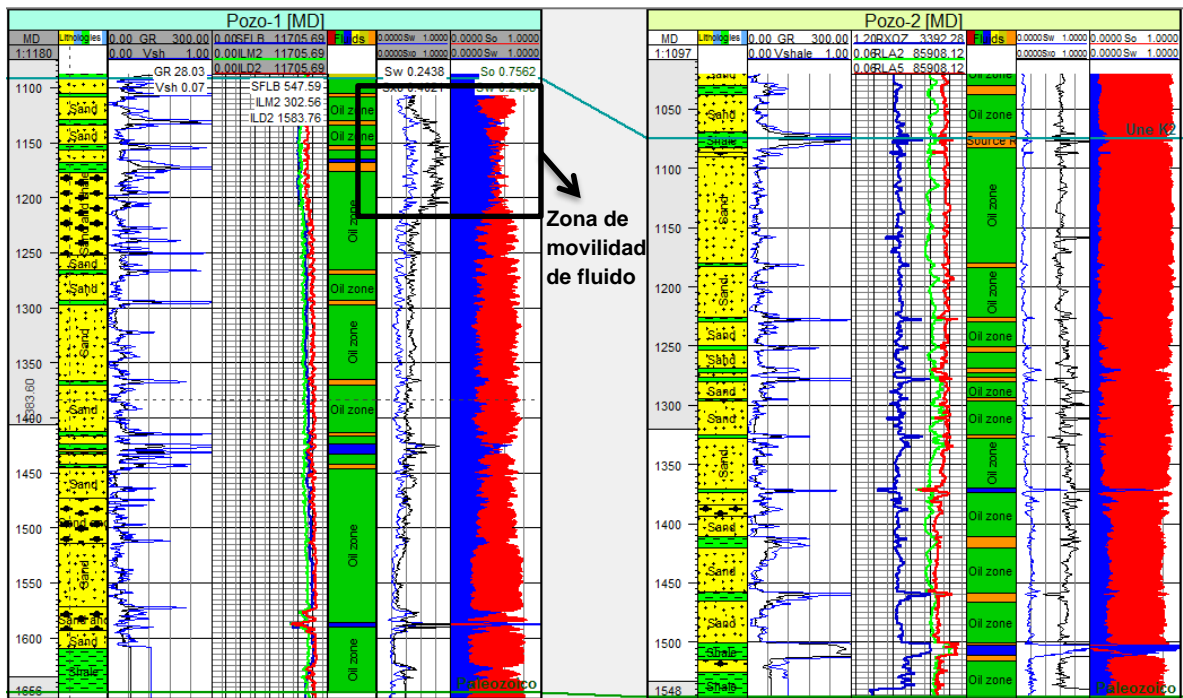


Figura 24. Registros de resistividad de los Pozos 1 y 2 hacia el tope de la Formación Une (K2).

5.2 ANÁLISIS DE DIAGRAMAS CRUZADOS

Los diagramas cruzados elaborados a partir de los datos de los pozos de CPO 16 permiten identificar tendencias que se correlacionan con el tipo de litología presente en la zona. Los diagramas utilizan los datos de los registros de porosidad, densidad, sónico y el registro de volumen de shale, este último se incluye debido a que se puede presenciar una correlación muy clara con los demás registros.

Para el Pozo 1 se hizo el diagrama cruzado con los valores de los registros de densidad (RHOB), porosidad por registro de neutrones (TNPH) y volumen de shale (Vshale), en este grafico (figura 25) se evidencia una muy buena correlación marcadas por dos tendencias, la primera muestra una relación de bajas porosidades, entre el 10% y el 25%, para densidades de entre 2,3 y 2,6 g/cm³ y valores de Vshale no mayores al 50%, esto

indica que posiblemente esta tendencia este marcada por la presencia arenas limpias y medianamente limpias, con matriz más cuarzosa. La segunda tendencia presenta una relación de porosidad de entre 30% y 50%, valores de densidad que oscilan 2,5 y 2,6 gr/cm, y volúmenes de arcilla que superan el 75 y 100% de concentración, con lo que se relaciona esta tendencia con la presencia de material arcilloso y matriz igualmente arcillosa en esta parte de los datos.

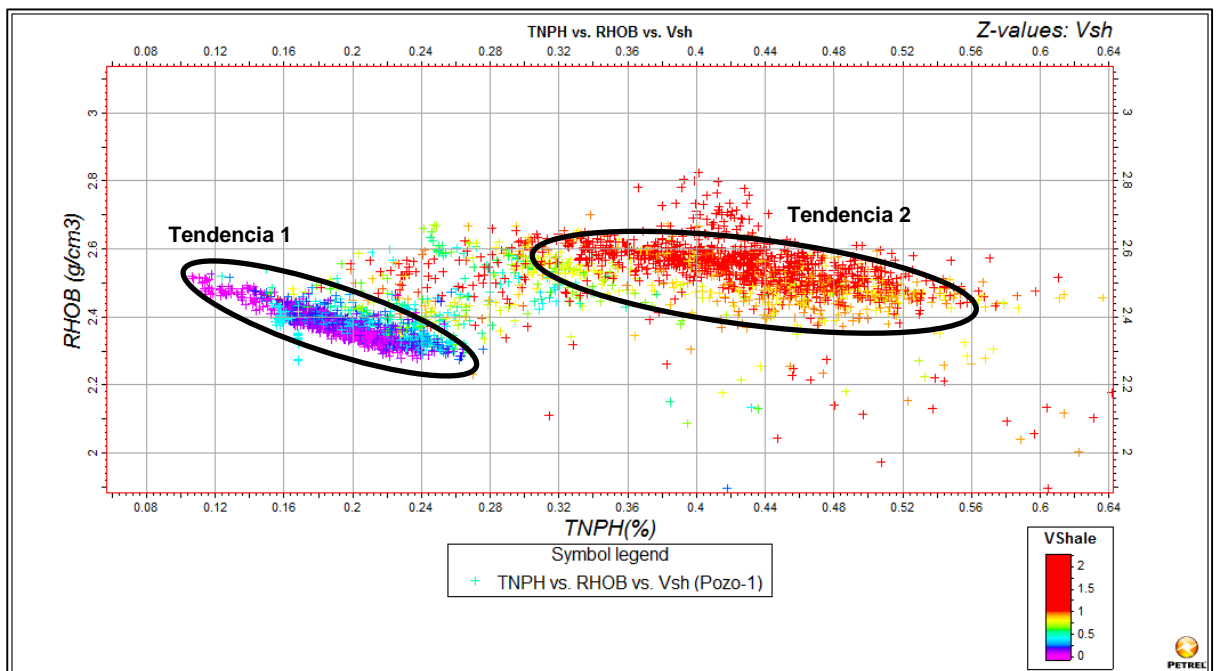


Figura 25. Diagrama cruzado entre registro de neutrones (TNPH), registro de densidad (RHOB) y volumen de shale (Vsh) para el Pozo 1.

De igual manera se elaboró el diagrama cruzado con los datos del registro sísmico (DT) y el registro de porosidad, además de correlacionarlos con el volumen de shale, como resultado se aprecian en el gráfico (figura 26) como se correlacionan los valores en dos tendencias en las que se agrupan la mayor cantidad de datos. La primera tendencia se caracteriza por presentar valores de DT entre 80 y 100 $\mu\text{seg}/\text{ft}$, porosidades entre 15% y el 27%, además los valores de volumen de shale muestran porcentajes que no superan el

50% de arcillas, estos valores nos dan evidencias claras de que esta tendencia está marcada por la presencia de arenas posiblemente compactas debido a los valores altos en el registro DT en el que se encuentran agrupados los datos. La segunda tendencia está representada por valores de DT entre 90 y 140 $\mu\text{seg}/\text{ft}$, porosidades entre el 35 y el 50%, y valores de Vshale que pueden llegar a ser mayores al 100% en volumen de arcilla, de acuerdo a lo anterior este grupo de valores se le pueden atribuir características propias de una zona de arcillas.

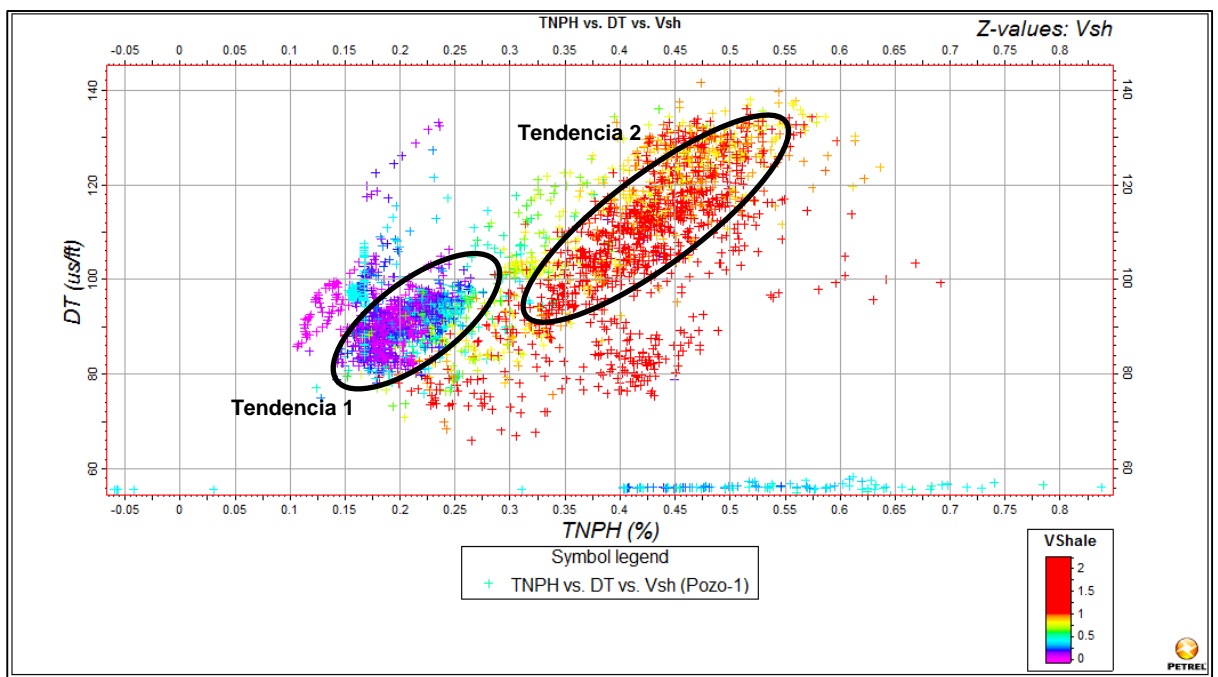


Figura 26. Diagrama cruzado entre registro de neutrones (TNPH), registro sónico (DT) y volumen de shale (Vsh) para el Pozo 1.

Para el Pozo 2 solo se pudo implementar el diagrama cruzado que usa los datos de los registros sónico y de porosidad, esto debido a que la no se presentaba, ni se podía apreciar en los gráficos una relación clara entre los datos del registro de densidad con los registros sónico y de porosidad. A partir de la gráfica (figura 27) se puede evidenciar la relación que existen dos tendencias, las cuales se agrupan en respuesta a una misma

litología. La primera tendencia presenta valores de DT entre 80 y 130 $\mu\text{seg}/\text{ft}$, porosidades entre 15% y 30%, y valores de volumen de shale que no superan el 50%, estos valores nos dan a entender que esta tendencia posiblemente responda a una litología más arenosa, aunque los valores de DT no sean los más adecuados para zonas arenosas, los valores de Vshale y porosidad si concuerdan con una posible zona con arenas. La segunda tendencia marcada en el gráfico se caracteriza por presentar valores de DT entre 90 y 150 $\mu\text{seg}/\text{ft}$, valores de porosidad entre 35% y 55%, y porcentajes de volumen de shale mayores al 75%, esto hace pensar que esta tendencia pertenezca a una zona de arcillas.

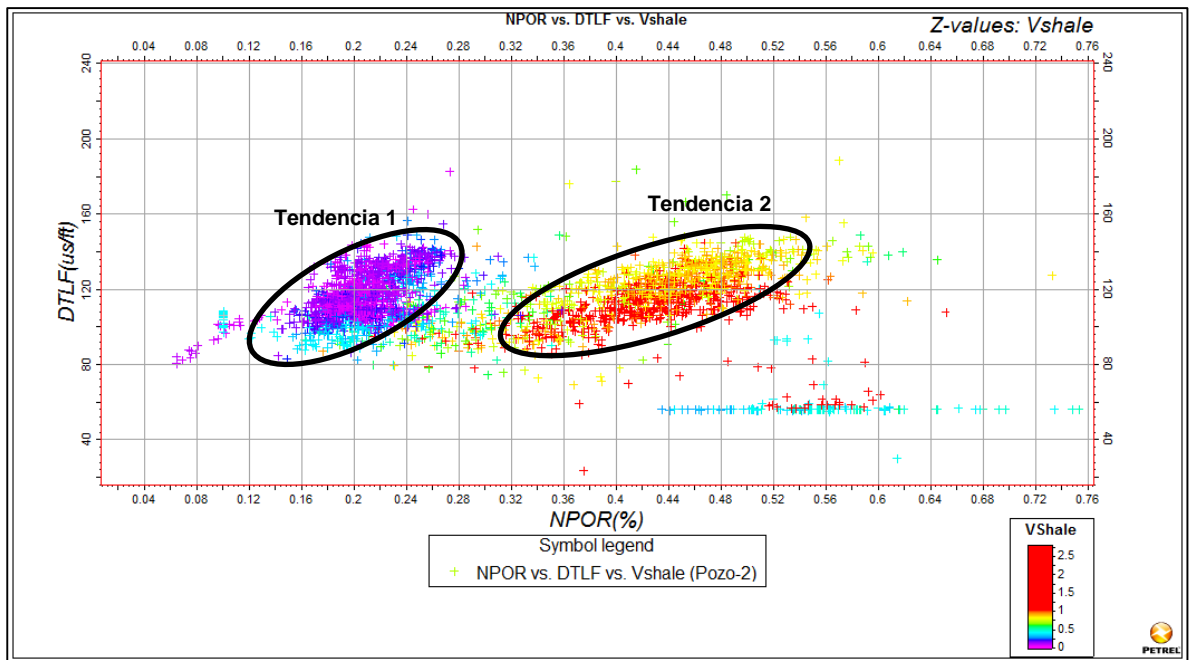


Figura 27. Diagrama cruzado entre registro de neutrones (NPOR), registro sónico (DT) y volumen de shale (Vsh) para el Pozo 2.

6. CONCLUSIONES

A partir de la interpretación de los registros de pozo y de la definición de los parámetros petrofísicos, fue posible determinar que para el Pozo 1 los horizontes arenosos de las Formaciones Mirador, Une y Gachetá son posibles reservorios de crudos pesados, además siendo generadores los horizontes de lutitas de las Formaciones Gachetá y Une, y funcionando como sellos los horizontes arcillosos de las Formaciones Carbonera y Mirador, y algunos de las Formaciones Gachetá y Une. De igual manera, estos mismos horizontes mencionados anteriormente cumplen las mismas funciones para el Pozo 2.

Las arenas que se encuentran dentro de los posibles reservorios presentan características petrofísicas óptimas, tanto de porosidad, con valores típicos entre 18% y 30%, como de saturación de aceite, con porcentajes entre 70% y 97%, además de condiciones litológicas (arenas limpias), para que ocurra acumulación de hidrocarburos. Algunos de los intervalos de arenas con los porcentajes de S_o más altos se encuentran en el Pozo 2 en la Formación Mirador (853-920 ft), Gachetá (947-1004 ft, 1037-1068 ft) y Une (1083-1180 ft, 1183-1226 y 1327-1371 ft).

A pesar de que en algunos registros de la perforación de los pozos solo se muestra que se encontraron trazas de hidrocarburos, los resultados de los análisis de saturaciones muestran que para Formaciones Mirador, Gachetá y Une se presentan horizontes con saturaciones de aceite superiores al 80% en promedio, evidenciando que hay hidrocarburos por extraer en esa zona.

La comparación entre las curvas de S_w y S_o nos muestran que pudo haber movilidad de hidrocarburos dentro de los pozos y por ende en formaciones que se hayan catalogado como posibles reservorios con altos porcentajes de saturación de aceite (S_o), puede que, por el contrario, presenten una saturación o concentración de hidrocarburos mucho menor a la estimada.

De acuerdo con las evidencias de los registros y con los reportes de post-perforación (pruebas de producción) dentro pozos fue posible encontrar grandes volúmenes de agua salada, la cual es de recurrencia en zonas o reservorios de crudo pesado. La presencia

de grandes volúmenes de agua sumada a la presencia de reservorios de crudo pesado implicaría grandes dificultades en la producción de los yacimientos.

7. RECOMENDACIONES

Para la mejor aplicación de las técnicas petrofísicas se hace necesario que se mejoren las prácticas de perforación, como por el ejemplo el manejo de los lodos de perforación para pozos estratigráficos esto con el fin de evitar derrumbes en los pozos y una mala calidad en los datos a interpretar.

Es de destacar que al sumar mas información como sísmica y microsismica, se tendrá un conocimiento pleno yacimiento y la cantidad de petróleo recuperable para la zona, y así generar un modelo con la integración de la información disponible.

Para mejorar el conocimiento del yacimiento de la zona se recomienda perforar al menos dos o tres pozos exploratorios con el fin de tener un conocimiento claro de como se encuentran distribuidas las formaciones en profundidad y definir con esta información los límites del yacimiento y diseñar mecanismos de extracción adecuados.

8. BIBLIOGRAFIA

- Acosta, E., 2006, Modelo petrofísico de yacimientos con alta saturación irreducible de agua de la formación oficina, Tesis de Grado, Universidad Del Zulia, Estado de Zulia, Venezuela, 101 pp.
- ANH, 2011, Información General: cuencas sedimentarias de Colombia. <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>
- Archie, G. E., 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics: Journal of Petroleum Technology, v. 5, p. 54-62.
- Asquith, G. and Krygowski, D., 2004, Basic well log analysis: AAPG methods in exploration 16, Tulsa, Oklahoma, 244 pp.
- Assaad, F., 2009, Field Methods for Petroleum Geologists: A Guide to Computerized Lithostratigraphic Correlation Charts Case Study: Northern Africa, Springer, 112 pp.
- Bernaez, A., 2010, Interpretación sísmica 3d estructural en el Campo Guafita, Estado Apure, Venezuela, Tesis de grado, Universidad Simón Bolívar, Estado Sartenejas, 86 pp.
- Bidner, M. 2001, Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo, Editorial Universitaria de Buenos Aires, 242 pp.
- Bogota-ruiz, J., 1995, Asociación Occidental-Shell-Ecopetrol, Contribución al conocimiento Estratigráfico de la Cuenca de los Llanos Colombia, III Simposio de exploración petrolera de las cuencas subandinas, Caracas, Venezuela.
- Boyer, S. and Mary J., 1997, Oil and gas exploration techniques: Seismic surveying and well logging. Editions technip, Paris, 192 pp.
- Cannon, S., 2016, Petrophysics : a practical guide, Wiley Blackwell, 204 pp.
- Carmona, R., Decoster, E., Hemingway, J., Mossé, M., Julander, D., Little, J., McDonald, T., Mude, J. and Seleznev, N., 2011, Irradiación, Oilfield Review, Vol 23, Pp 19.
- Chilingar, G.V., Buryakovsky, L.A., Eremenko, N. & Gorfunkel M., 2005. Geology and geochemistry of oil and gas, Elsevier, 370 pp.

- 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., and Taborda, A., 1995, Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia.: AAPG Bulletin, v. 79, p. 1421-1443.
- Ecopetrol and Beicip., 1995, Cuenca de los Llanos Orientales, Estudio geológico regional, Volume 1, Santafé de Bogotá, p.198.
- Garavito, F., 2005, Prospecto Arama-1 Bloque Macarenas Departamento del Casanare, Ecopetrol Reporte Interno.
- García, M., Mier, R., Cruz, L., Vásquez, M., 2010, Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas, Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 291 pp
- Glover, P., 2000, Petrophysics Msc course Notes.
- Halliburton Energy Services, 2001, Basic petroleum geology and log analysis, Houston, Texas, Halliburton Company, 80 pp.
- Halliburton-Landmark, 2007, Colombia: Petróleo y Futuro, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, 167 pp.
- Higuera, D., 2012. Modelo petrofísico integrado del grupo Guadalupe, aplicado al campo Matachin Norte, Tesis de Grado, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 203 pp.
- Horton, B.K., Saylor, J.E., Nie, J., Mora, A., Parra, M., Reyes, A., and Stockli, D., 2010a, Linking sedimentation in the northern Andes to basement configuration, Mesozoic extension, and Cenozoic shortening: Evidence from detrital zircon U-Pb ages, Eastern Cordillera, Colombia.: Geol. Soc. Amer. Bull, v. 122, p. 1423-1442.
- Marín, C., 2003. Caracterización petrofísica del área Zuata-faja petrolífera del Orinoco, Tesis de Grado, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica, Caracas, 94 pp.
- Mejía, C., 2011. Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros, Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Bucaramanga, 321 pp.

- Sarmiento, L., 2011. PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA: Llanos Basin, Fondo editorial Universidad EAFIT, Vol. 9, Medellin, Colombia, 184 pp.
- Schlumberger, 1988, Log Interpretation Charts: Sugar Land, Texas, Schlumberger Wireline and Testing, SMP-7006.
- Serra, O., 1984. fundamentals of well-log interpretation: The acquisition of logging data, New York, Elsevier, 423 pp.
- Tiab, D. and Donald, E., 2004, Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties – 2nd ed. Elsevier, 889 pp.
- Vargas, C. A., 2009, Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia, Revista Academica Colombiana de Ciencias, V 33, N° 126, p 17-29.
- Wyllie, M. R. J., A. R. Gregory, and G. H. F. Gardner, 1958, An experimental investigation of the factors affecting elastic wave velocities in porous media: Geophysics, v. 23, p. 459-493.
- Zoback, M., 2007, Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, 446 pp.