

**DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRÁS DEL REVESTIMIENTO (OIL BEHIND CASING) EN LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

**AUTOR**

**LENIN FAROCK RINCON BARRERA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2011**

**DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRÁS DEL REVESTIMIENTO (OIL BEHIND CASING) EN LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de Geólogo

AUTOR  
**LENIN FAROCK RINCON BARRERA**

DIRECTOR  
**SAIT KHURAMA VELASQUEZ**  
ESCUELA DE GEOLOGÍA (UIS)

CO-DIRECTOR  
**MATTHEW DRAKE**  
PERENCO COLOMBIA LIMITED



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2011

## DEDICATORIA

*A mis padres que con su paciencia y amor han hecho  
de mí una persona de bien*

*A mis hermanos que han sido el mejor ejemplo a seguir*

*Y a mis amigos por su compañerismo desinteresado en  
todo momento*

*“Estar preparado es importante, saber esperarlo es aún más, pero aprovechar el  
momento adecuado es la clave de la vida”. Arthur Schnitzler*

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Escuela de Geología por brindarme la oportunidad de crecer como un profesional integral.

A la Compañía PERENCO COLOMBIA LIMITED, en especial a todo el equipo de Geociencias encabezado por su gerente el Ing. William Bernal, por la oportunidad que me brindaron en la realización de este proyecto, así como por su muy buena disposición en todo momento en pro de mi formación profesional.

Al director de la tesis, profesor Sait Khurama, por sus valiosos consejos y sugerencias encaminadas a la consecución de la mejor manera de los objetivos propuestos en la tesis.

Al Co-Director de la Tesis Geólogo Matthew Drake, por haber sido mi guía profesional y principal tutor en este proyecto educativo, aportando su conocimiento y experiencia en el tema de estudio.

A todo el equipo de profesores de la Escuela de Geología por formarme como una excelente persona en el ámbito social y profesional.

Y a todas las personas que de una u otra forma colaboraron en la realización de este proyecto.

## **TABLA DE CONTENIDO**

|  | Pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN.....  | 19   |
| 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....                                       | 20   |
| 2. JUSTIFICACIÓN.....  | 20   |
| 3. OBJETIVOS.....  | 21   |
| 3.1 Objetivo General.....  | 21   |
| 3.2 Objetivos Específicos.....   | 21   |
| 4. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS, ASOCIACIÓN<br>CASANARE..... | 22   |
| 4.1 Localización.....  | 22   |
| 4.2 Geología General.....  | 24   |
| 4.3 Estratigrafía.....   | 25   |
| 4.3.1 Precámbrico.....   | 26   |
| 4.3.2 Paleozoico.....  | 26   |
| 4.3.2.1 Ordovícico-Silúrico.....   | 26   |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 4.3.2.2 | Devónico – Pérmico.....                                | 27 |
| 4.3.3   | Mesozoico.....   | 28 |
| 4.3.3.1 | Formación areniscas Inferiores.....                    | 29 |
| 4.3.3.2 | Formación Gacheta.....                                 | 30 |
| 4.3.3.3 | Formación Guadalupe.....                               | 31 |
| 4.3.4   | Cenozoico.....   | 32 |
| 4.3.4.1 | Formación Barco .....                                  | 32 |
| 4.3.4.2 | Formación Cuervos.....                                 | 33 |
| 4.3.4.3 | Formación Mirador.....                                 | 34 |
| 4.3.4.4 | Formación Carbonera.....                               | 35 |
| 4.3.4.5 | Formación León.....                                    | 36 |
| 4.3.4.6 | Formación Guayabo.....                                 | 36 |
| 4.3.4.7 | Formación Necesidad.....                               | 37 |
| 4.4     | Geología Histórica.....                                | 39 |
| 4.5     | Geología Estructural.....                              | 41 |
| 4.6     | Geología del Petróleo.....                             | 42 |
| 5.      | METODOLOGIA “OIL BEHIND CASING”.....                   | 45 |
| 6.      | FUNDAMENTOS DE PETROFÍSICA Y REGISTROS ELÉCTRICOS..... | 47 |
| 6.1     | Parámetros Petrofísicos.....                           | 47 |
| 6.1.1   | Porosidad.....   | 49 |
| 6.1.2   | Permeabilidad.....                                     | 51 |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 6.1.3   | Saturación de Agua.....  | 53 |
| 6.1.4   | Salinidad.....   | 55 |
| 6.1.5   | Resistividad.....  | 56 |
| 6.2     | Clasificación de registros Eléctricos.....   | 56 |
| 6.2.1   | Litológicos.....   | 56 |
| 6.2.1.1 | Registro Gamma Ray.....  | 57 |
| 6.2.1.2 | Registro Potencial Espontaneo.....   | 59 |
| 6.2.2   | De Porosidad.....  | 61 |
| 6.2.2.1 | Registro sínico.....   | 61 |
| 6.2.2.2 | Registro Densidad.....   | 64 |
| 6.2.2.3 | Registro Neutrón.....  | 66 |
| 6.2.3   | Resistivos.....  | 68 |
| 6.2.3.1 | Registros Inductivos.....  | 69 |
| 6.2.3.2 | Laterologs.....  | 70 |
| 6.2.3.3 | Micro-resistivos.....  | 70 |
| 7.      | METODOLOGÍA.....   | 74 |
| 7.1     | Fase uno: Búsqueda, recopilación y análisis de información relacionada con el tema de estudio..... | 74 |
| 7.2     | Fase dos: Selección de zonas de estudio e interpretación petrofísica...74                          |    |
| 7.3     | Fase tres: Evaluación de oportunidades de “OilBehindCasing”.....                                   | 94 |

|   |     |
|---|-----|
| 8. RESULTADOS.....  | 96  |
| 8.1 Descripción de las zonas trabajadas.....  | 96  |
| 8.2 Análisis de sensibilidad para los pozos A-3, A-4 y A-5.....                             | 100 |
| 8.3 Zonas representativas para prospectos de hidrocarburos detrás del<br>revestimiento..... | 102 |
| 9. CONCLUSIONES.....  | 106 |
| 10. RECOMENDACIONES.....  | 108 |
| 11. BIBLIOGRAFÍA.....   | 109 |
| 12. ANEXOS  |     |

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| <b>Figura 1.</b> Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales.....  | 22 |
| <b>Figura 2.</b> Localización de los campos en la Asociación Casanare.....  | 23 |
| <b>Figura 3.</b> Corte Geológico esquemático de la Geología General en La Cuenca de Los Llanos Orientales.....              | 24 |
| <b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica generalizada de La Cuenca de Los Llanos.....  | 38 |
| <b>Figura 5.</b> Representación esquemática de la metodología a trabajar.....   | 46 |
| <b>Figura 6.</b> Ambiente interno de un pozo.....   | 48 |
| <b>Figura 7.</b> Representación gráfica de la porosidad efectiva, no efectiva y total.....                                  | 50 |
| <b>Figura 8.</b> Distribución de los granos de arena y estructura poral afectando la permeabilidad.....                     | 52 |
| <b>Figura 9.</b> Respuesta del registros GR en rocas sedimentarias.....   | 57 |
| <b>Figura 10.</b> Ejemplo de un registro GR.....  | 58 |
| <b>Figura 11.</b> Ejemplo de un registro SP con las líneas bases de arena y lutita.....                                     | 60 |
| <b>Figura 12.</b> Ejemplo de los registros de porosidad.....  | 68 |
| <b>Figura 13.</b> Ejemplo de los valores obtenidos para la propiedad Vsh en el pozo A-5 (C7).....                           | 81 |
| <b>Figura 14.</b> Ejemplo de los valores obtenidos para la porosidad en el pozo A-5 (C7). .....                             | 83 |
| <b>Figura 15.</b> Display de la matriz utilizada para el cálculo de la $R_w$ .....  | 86 |
| <b>Figura 16.</b> Ejemplo de los valores obtenidos para la $S_w$ en el pozo A-5 (C7). .....                                 | 88 |
| <b>Figura 17.</b> Ejemplo del display de todos los valores calculados en el análisis petrofísico para el pozo A-5 (C7)..... | 93 |

## LISTA DE TABLAS

|   |    |
|---|----|
| <b>Tabla 1.</b> Asociaciones faunísticas del Ordovícico – Silúrico.....   | 27 |
| <b>Tabla 2.</b> Datos petrofísicos básicos en la Formación Areniscas Inferiores.....                                  | 30 |
| <b>Tabla 3.</b> Datos petrofísicos básicos en la Formación Gacheta.....   | 31 |
| <b>Tabla 4.</b> Datos petrofísicos básicos en la Formación Guadalupe.....   | 31 |
| <b>Tabla 5.</b> Datos petrofísicos básicos en la Formación Barco.....   | 33 |
| <b>Tabla 6.</b> Datos petrofísicos básicos en la Formación Mirador.....   | 34 |
| <b>Tabla 7.</b> Datos petrofísicos básicos en la Formación Carbonera.....   | 36 |
| <b>Tabla 8.</b> Datos utilizados para el cálculo de porosidad según la litología presente.....                        | 63 |
| <b>Tabla 9.</b> Valores utilizados para el cálculo de la porosidad según la densidad y tipo de lodo utilizado.....    | 65 |
| <b>Tabla 10.</b> Valores utilizados para el cálculo de la porosidad según la densidad de la litología a trabajar..... | 65 |
| <b>Tabla 11.</b> Tabla resumen de los registros eléctricos con sus principales aplicaciones.....                      | 73 |
| <b>Tabla 12.</b> Zonas seleccionadas para el análisis petrofísico.....  | 76 |
| <b>Tabla 13.</b> Disponibilidad de registros útiles para el análisis petrofísico.....                                 | 77 |
| <b>Tabla 14.</b> Valores de $GR_{\text{mínimo}}$ y $GR_{\text{máximo}}$ utilizados para el cálculo de $V_{sh}$ .....  | 79 |
| <b>Tabla 15.</b> Valores utilizados a partir del registro SP para el cálculo de la $R_w$ .....                        | 85 |

|  |     |
|--|-----|
| <b>Tabla 16.</b> Valores utilizadas en esta zona de la cuenca para las constantes de M (exponente de cementación), n (exponente de saturación) y a (factor de tortuosidad).....            | 87  |
| <b>Tabla 17.</b> Valores calculados de la $R_w$ en los tres casos de sensibilidad para los pozos A-3, A-4 y A-5.....   | 90  |
| <b>Tabla 18.</b> Definición de los “tracks” mostrados en la Figura 16 con su respectiva escala y orden.....  | 94  |
| <b>Tabla 19.</b> Principales valores petrofísicos calculados para el intervalo de interés en el pozo A-2 Fm Carbonera (Unidad C4).....   | 97  |
| <b>Tabla 20.</b> Principales valores petrofísicos calculados para el intervalo de interés en el pozo A-5 Fm Carbonera (Unidad C7).....   | 98  |
| <b>Tabla 21.</b> Principales valores petrofísicos para el intervalo de interés en el pozo A-5 Fm Carbonera (Unidad C7), realizados para PERENCO por la compañía SCHLUMBERGER.....          | 99  |
| <b>Tabla 22.</b> Principales valores petrofísicos para el intervalo de interés calculados en el pozo A-5 Fm Carbonera (Unidad C5).....   | 99  |
| <b>Tabla 23.</b> Análisis petrofísico de los tres casos de sensibilidad para los pozos A-3, A-4 y A-5.....   | 101 |
| <b>Tabla 24.</b> Zonas catalogadas como posibles almacenadoras de crudo, basadas en valores de $S_w$ del análisis petrofísico.....   | 103 |
| <b>Tabla 25.</b> Zonas definitivas catalogadas como posibles almacenadoras de crudo, basadas en valores de $S_w$ del análisis petrofísico, excluyendo las zonas erróneas del pozo A-8..... | 105 |

## **LISTA DE ANEXOS**

**Anexo 1.**Tabla resumen del análisis petrofísico en todas las zonas.

**Anexo 2.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-1 (Fm Guadalupe).

**Anexo 3.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A- (Unidad C4).

**Anexo 4.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-2 (Unidad C8).

**Anexo 5.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-3 (Fm Guayabo).

**Anexo 6.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-3 (Unidad C1).

**Anexo 7.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-3 (Fm Gacheta).

**Anexo 8.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-3 (Fm Gacheta, otra zona).

**Anexo 9.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-4 (Unidad C1).

**Anexo 10.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-4 (Unidad C1, otra zona).

**Anexo 11.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-5 (Unidad C5).

**Anexo 12.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-5 (Unidad C7).

**Anexo 13.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-5 (Fm Guadalupe).

**Anexo 14.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-6 (Unidad C1).

**Anexo 15.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-6 (Unidad C1, otra zona).

**Anexo 16.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-6 (Unidad C3).

**Anexo 17.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-6 (Unidad C4).

**Anexo 18.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-6 (Unidad C7).

**Anexo 19.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-7 (Unidad C7).

**Anexo 20.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-8 (Fm Gacheta).

**Anexo 21.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-8 (Fm Gacheta, otra zona).

**Anexo 22.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-10 (Fm Gacheta).

**Anexo 23.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-10 (Fm Gacheta, otra zona).

**Anexo 24.**Imagen del análisis petrofísico en la zona trabajada del pozo A-11 (Unidad C7).

**Anexo 25.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-11 (Fm Gacheta).

**Anexo 26.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-11 (Fm Gacheta, otra zona).

**Anexo 27.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-12 (Fm Guadalupe).

**Anexo 28.**Imagen del análisis petrofísico en la formación y zona trabajada del pozo A-12 (Fm Guadalupe, otra zona).

## RESUMEN

### TITULO:

DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRÁS DEL REVESTIMIENTO (*OIL BEHIND CASING*) EN LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES \*

### AUTOR:

LENIN FAROOCK RINCÓN-BARRERA \*\*

### PALABRAS CLAVES:

Cuenca de los Llanos Orientales, "OilBehindCasing" (OBC), petrofísica, saturación de agua, Formación Mirador, Formación Gacheta, Formación Carbonera, Miembro C7.

### DESCRIPCIÓN

La Cuenca de los Llanos Orientales ubicada al Este de Colombia y que se extiende hasta la frontera con Venezuela, se ha convertido en el principal objetivo exploratorio del territorio colombiano debido a su alto potencial en reservas de crudo y gas. Allí se encuentra la Asociación Casanare, operada por Perenco, la cual posee 66 pozos distribuidos en 12 campos. La mayoría de éstos han sido productores durante toda su historia principalmente de formaciones como: Mirador, Gacheta, Areniscas Inferiores y la Formación Carbonera (Unidad C7).

La metodología de este proyecto: "OilBehindCasing" (OBC) se enfocó en la interpretación de zonas con probable acumulación de hidrocarburos, en intervalos que se habían pasado por alto debido a distintas causas económicas, técnicas, entre otras. Esta investigación se enfoca en la caracterización petrofísica de zonas seleccionadas partiendo de toda la información técnica disponible.

Se identificaron algunos intervalos con posible acumulación de crudo en los 66 pozos de la Asociación, de los cuales se seleccionaron 20 intervalos de 12 pozos, que no habían sido probados para su producción. Se evidenció la presencia de agua de formación en un 85% de los intervalos estudiados contra un 15% restante de zonas posiblemente saturadas en hidrocarburos. Este 15% corresponde a 3 intervalos que representan buenos reservorios con saturación de agua ( $S_w$ ) entre 0.55 hasta 0.30 y resistividades promedio de 60 Ohm-m.

Los resultados de este estudio se han propuesto a la gerencia de Geociencias de Perenco para ser revisados antes de ser incluidos en el plan de "workovers" 2011-2012 y así confirmar la presencia de hidrocarburos y contribuir al aumento de la producción neta. En caso de que las pruebas de producción sean satisfactorias se plantearía la posibilidad de implementar dicha metodología en otras formaciones y/o campos.

---

\* Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial, desarrollado en Perenco Colombia Limited.

\*\* Facultad de Ciencias Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director: Geólogo Msc. Sait Khurama Velásquez (UIS), Co-Director: Msc. Matthew Drake (Perenco Colombia Limited).

## **ABSTRACT**

### **TITLE:**

IDENTIFICATION OF HYDROCARBONS BEHIND CASING (OIL BEHIND CASING) OPPORTUNITIES IN FIELDS OPERATED BY PERENCO IN THE CASANARE ASSOCIATION, EASTERN LLANOS BASIN \*

### **AUTHOR:**

LENIN FAROOCK RINCÓN \*\*

### **KEY WORDS:**

Eastern Llanos Basin, "Oil Behind Casing" (OBC), Petrophysics, Water Saturation, Mirador Formation, Gacheta Formation, Carbonera Formation, C7 Member.

### **DESCRIPTION**

The Eastern Llanos Basin is located to the east of Colombia and extends to the border with Venezuela. The Basin has become the main target for exploration drilling in Colombia due to its high potential for oil and gas reserves. In this region of Colombia, the Casanare Association, operated by Perenco, can be found. A total of 66 wells, distributed between 12 fields, have been drilled in the Association to date. Most of these wells have been producing throughout its history, mainly from the following formations: Mirador, Gacheta, Lower Sandstones and Carbonera Formation (C7 Member).

The methodology of this project 'Oil Behind Casing' (OBC) focuses on the interpretation of zones which contain possible accumulation of hydrocarbons, in intervals that were not previously studied due to varying factors, such as economics, technical limitations, etc. Petrophysical characterization of these selected zones was then made using all available information. Twenty (20) intervals not been previously tested related to 12 out of 66 were selected that had not been previously tested. Results indicated that 85% of these intervals studied were formation water, with the remaining 15% (3 intervals) showing possible hydrocarbon saturations. These intervals also exhibit good reservoir characteristics (porosity and permeability) with water saturations (Sw) between 0.55 to 0.30, and average resistivities of 60 Ohm-m.

The results of this study have been proposed to the management of Geosciences Perenco for review before being included in the 2011-2012 workover plan which will confirm the presence of hydrocarbons; if present these will contribute to an increase in net production. If the production tests are satisfactory Perenco would consider implementing this methodology in other formations and/or fields.

---

\* Business Placement Module, carried out in Perenco Colombia Limited.

\*\* Faculty of Physical and Chemical Sciences, School of Geology; Director: Geologist Msc. SaitKhuramaVelasquez (UIS); Co-Director: Geologist Msc. Matthew Drake (Perenco Colombia Limited).

## **INTRODUCCIÓN**

Este trabajo se desarrolló gracias a una convocatoria que realizó la empresa PERENCO COLOMBIA LIMITED, en la cual se optó por la selección de un estudiante con el fin de realizar su trabajo de grado en la modalidad Práctica Empresarial en el área de la Geología de Producción aplicada a los campos en desarrollo ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia.

La intención del mismo fue apoyar las labores referentes a la recopilación y manejo de información existente de los campos trabajados en la cuenca y generar inicialmente una base de datos que recopilara toda la información reportada hasta el momento.

Con esta nueva base de datos se decidió realizar una campaña de reevaluación enfocada en un sector específico de la cuenca que se denomina Asociación Casanare, donde se evaluaron nuevas posibilidades de extracción de crudo sobre pozos completados (con o sin producción actualmente), utilizando una técnica basada en la interpretación petrofísica como lo es la detección de crudo detrás del revestimiento, o como se conoce en la industria “OIL BEHIND CASING”.

## **1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Los campos que componen la Asociación Casanare, considerados como campos maduros debido a su larga historia productiva, presentan una característica común en lo que refiere a sus unidades almacenadoras de hidrocarburos o también conocidas como reservorios. Las formaciones que generalmente son productoras de aceite como la Fm Mirador y Fm Gacheta, presentan abundante material bibliográfico referente a su estudio en el área. Sin embargo se conocen algunos pozos que ubicados hacia la parte más occidental de la Asociación Casanare han llegado a producir de formaciones distintas a las dos mencionadas anteriormente como lo son la Fm Carbonera (básicamente en el miembro C5) y la Formación Areniscas Inferiores. Esto abre la posibilidad de encontrar zonas que muy posiblemente contengan crudo en intervalos que en un principio no fueron considerados como objetivos principales y que por ende no han sido tratados debido a factores de índole técnico y económico en el pasado. Este análisis hace necesario una reevaluación detallada de algunos intervalos que pudiesen llegar a representar interés como zonas productoras de hidrocarburos.

## **2. JUSTIFICACIÓN**

Desde que se inició la explotación de yacimientos petrolíferos, estos han sido desarrollados a partir de los reservorios que presentaron menor dificultad al momento de extraer el crudo. Con el pasar del tiempo, la gran demanda de este combustible fósil y la disminución en la producción mundial del mismo, hace necesario enfocar los nuevos conceptos y herramientas tecnológicas en áreas que fueron consideradas secundarias en el inicio del desarrollo de los ahora campos maduros. Esta metodología está diseñada para analizar posibles reservorios adicionales a los ya desarrollados en esta Asociación enfocando y utilizando un análisis muy común y empleado hoy en la industria como lo es la Petrofísica.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1. OBJETIVO GENERAL:**

Identificar oportunidades de hidrocarburos detrás del revestimiento (OilBehindCasing) en los campos de la Asociación Casanare, Cuenca antepaís de Los Llanos Orientales, utilizando información ya existente de los campos e integrándola en un análisis petrofísico.

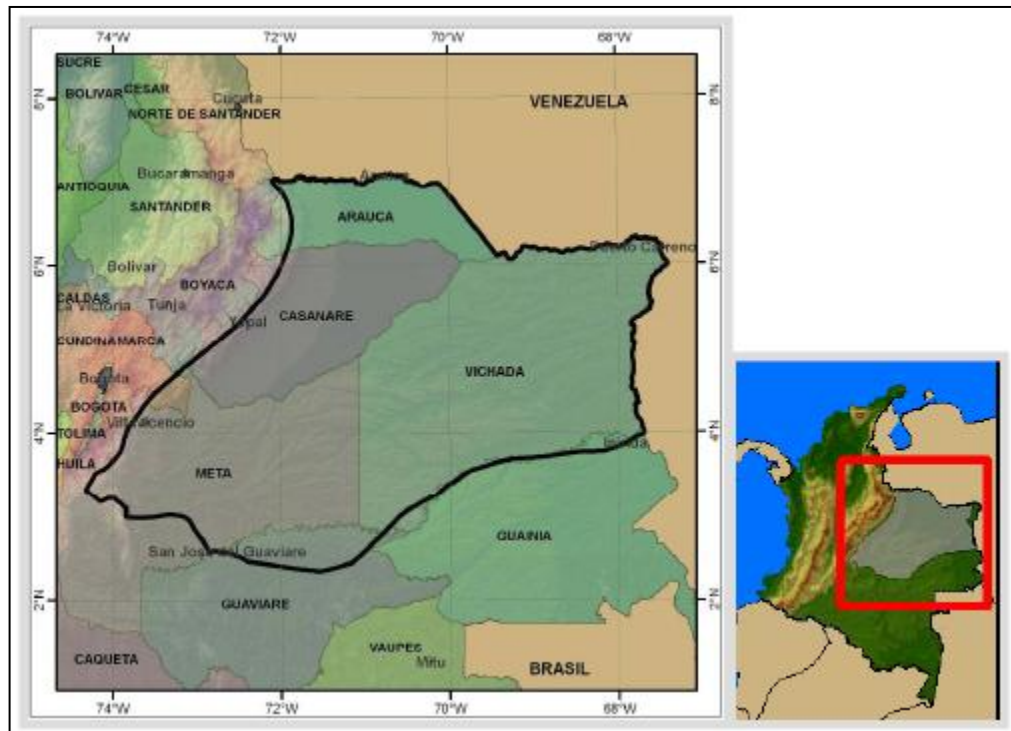
#### **3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS:**

- Recopilar la información geológica y de producción existente en los campos de la Asociación Casanare con el fin de generar una base de datos que se utilizará para el desarrollo del proyecto.
- Generar una interpretación petrofísica en los intervalos seleccionados de los pozos que indiquen mayor potencial de producción detrás del revestimiento, calculando los valores de Vshale, Porosidad, Saturación y salinidad de agua.
- Definir los valores P10 (low case), P50 (base case) y P90 (high case) en los intervalos con potencial de hidrocarburos para los valores calculados de Saturación de agua, Net Gross y Net Pay en los pozos que permitan su integración.
- Definir las zonas que presenten condiciones petrofísicas aceptables como índice principal para la puesta en producción de algún intervalo trabajado.

## 4. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS, ASOCIACIÓN CASANARE

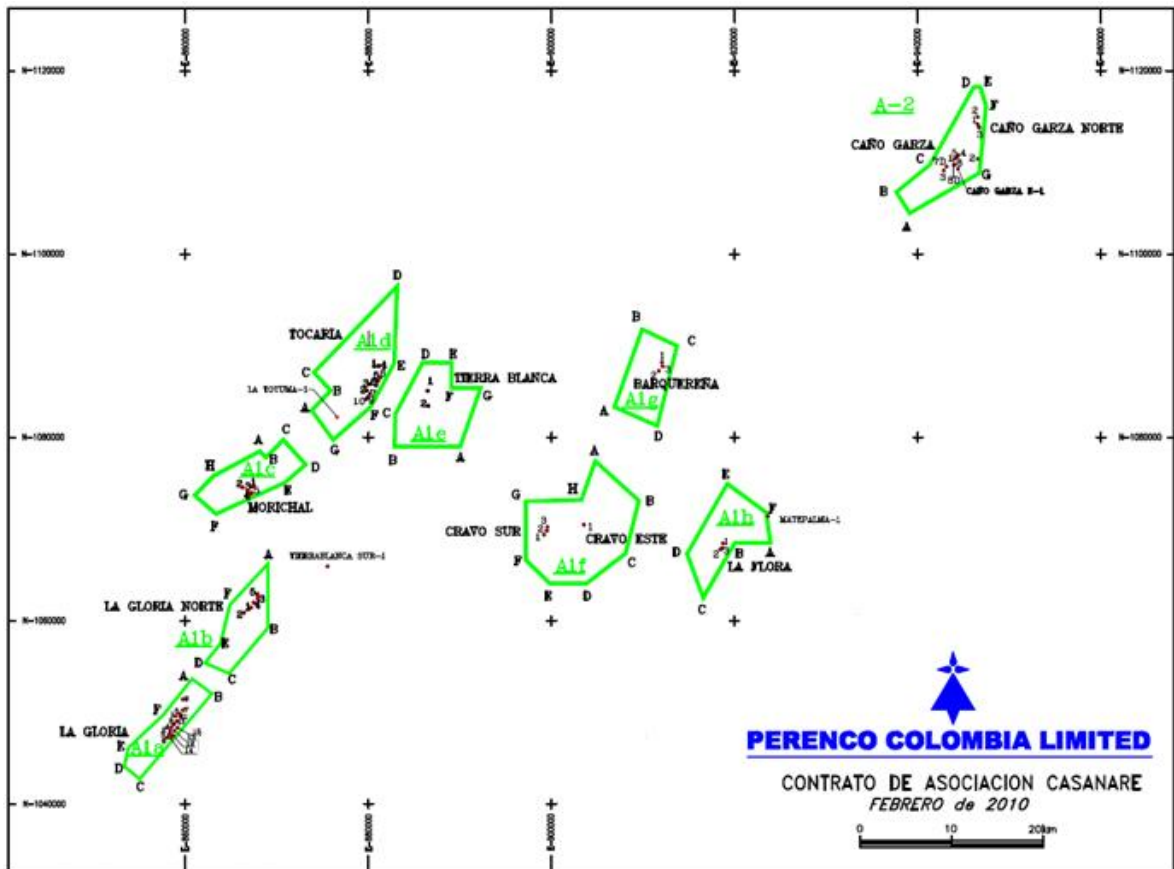
### 4.1. LOCALIZACIÓN

La cuenca de los llanos orientales se encuentra localizada en la región centro-oriental de Colombia limitada al oriente por el escudo Guayanés, al occidente por la cordillera oriental, al sur por la saliente del Vaupés o Arco del Guaviare y al norte se prolonga hasta Venezuela más allá del río Arauca (Figura 1). Presenta un área total de 212.000 km<sup>2</sup> equivalente a 52'000.000 acres.



**Figura 1.** Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales (Tomado de Características Cuenca de Los Llanos Orientales y descripción de bloques. ANH)

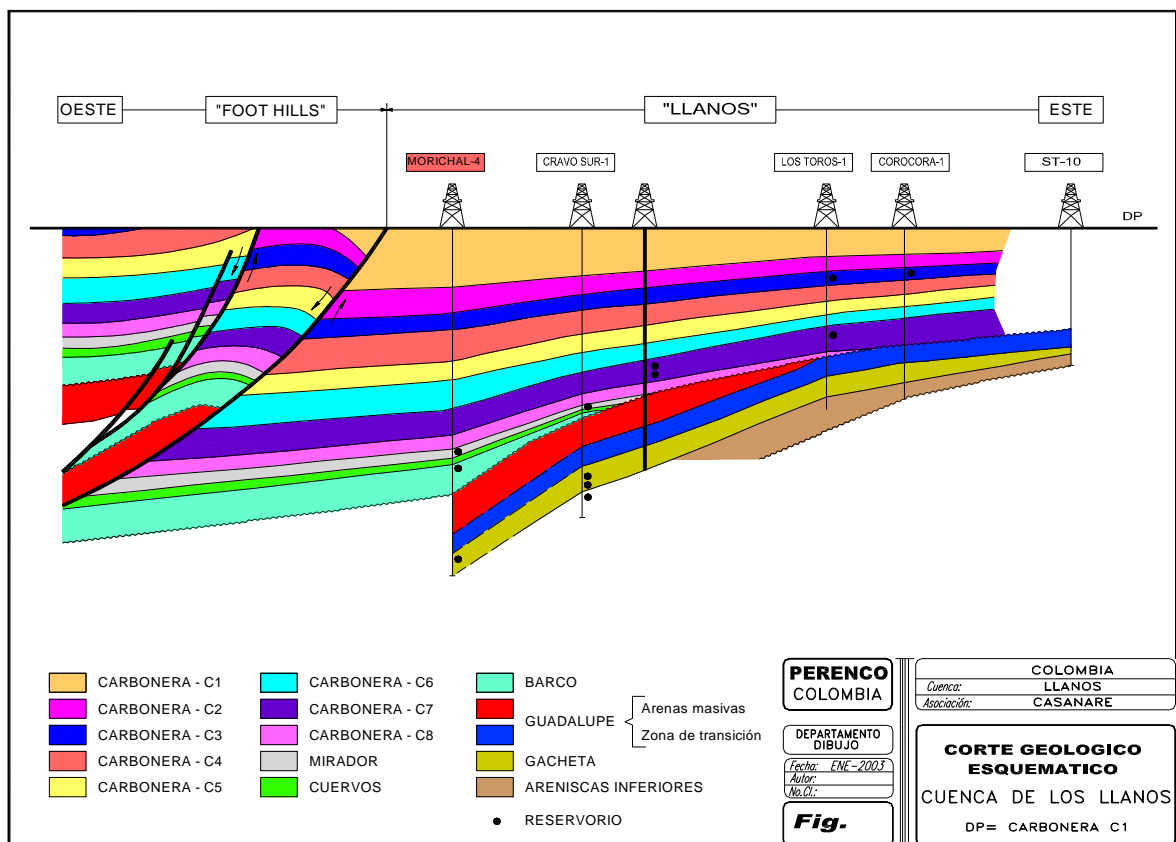
La Asociación Casanare se encuentra localizada geográficamente en la jurisdicción de los municipios de Maní, Pore, Yopal, San Luis de Palenque y Paz de Ariporo, en el Departamento de Casanare, según coordenadas, esquema de localización. (Figura 2.). Geológicamente se sitúa en la parte centro occidental de la Cuenca Asimétrica de los Llanos, topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia el oriente, ocupada esencialmente por rocas sedimentarias, con edades que van desde el Paleozoico hasta el reciente.



**Figura 2.** Localización de los campos en la Asociación Casanare (Tomado de Informe Interno PERENCO. 2010)

## 4.2. GEOLOGÍA GENERAL

La Cuenca de los Llanos es una cuenca de tipo Antepais o Foreland, caracterizada por ser un vasto monoclin, con buzamientos regionales hacia el occidente con ángulos que varían entre 1° y 3° (Figura 3.). Las estructuras estudiadas en esta zona corresponden a angostos anticlinales y/o monoclinales localizados en el bloque levantado de fallas normales antitéticas cuyos planos de falla buzaban hacia al sur oriente (up to the basin normal faults), y las cuales poseen fuertes componentes de rumbo. Las fallas normales se presentan conformando grupos con orientación general N 10° - 30° E, algunas bisectadas o cortadas por otros sistemas de orientación casi E-W.



J:\DIBUJO\DIBUJO2\PERENCO\INF.MINMINAS\_01\CORTEGEOLOGLLANOS

**Figura 3.** Corte Geológico esquemático de la Geología General en La Cuenca de Los Llanos Orientales. (Tomado de Informe Interno PERENCO. 2010)

La Cuenca de los Llanos en su configuración presente, se puede dividir en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos, este último puede dividirse a su vez en dos sub-dominios bien definidos: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta.

- La Unidad Occidental, del borde llanero, foothills ó piedemonte que está controlada por el sistema de fallas de cabalgamiento Guaicaramo, Yopal, Sisigua y otras detectadas por sísmica reciente, cuya tectónica local ha originado pliegues anticlinales y sinclinales de gran amplitud. Los Campos de Cusiana, Cupiagua, Pauto, etc., pertenecen a esta unidad; se trata en general de estructuras anticlinales Intra-Cabalgantes.
- La Unidad Oriental, la constituyen los Llanos propiamente dichos y es donde se encuentra localizado precisamente la Asociación Casanare. Los sedimentos se encuentran cubiertos por una espesa capa de material aluvial. La estructura del subsuelo presenta una tendencia monoclinial con buzamiento hacia el Oeste, desarrollándose localmente repliegues menores, generalmente asociados a fallas del Basamento.

### **4.3. ESTRATIGRAFÍA**

La estratigrafía de la Cuenca de los Llanos es muy bien conocida, basada principalmente en la gran cantidad de pozos perforados en la misma. La Asociación Casanare presenta un volumen significativo de pozos perforados la cual genera un estudio muy completo de la estratigrafía de esta zona que se encuentra respaldada por estudios realizados a su vez en asociaciones aledañas.

#### **4.3.1. Precámbrico.**

La unidad más antigua perteneciente al basamento en la Cuenca de los Llanos Orientales, está constituida por rocas ígneas y metamórficas del Complejo Migmatítico del Mitú, el Granito Rapaquivi de Parguaza y la Sienita Nefelínica de San José del Guaviare. Este basamento data del precámbrico, conformando el Escudo Guayanés.

Ningún pozo de la Asociación Casanare ha llegado a perforar esta secuencia pero su estudio se conoce por perforaciones de los pozos Vorágine-1, Negritos-1, Castilla-1, Rondón-1, El Miedo-2, Joli-1, Dorotea-1, Stella-1 que han llegado a estas profundidades.

#### **4.3.2. Paleozoico**

Corresponde a una espesa secuencia sin metamorfismo que descansa inconformemente sobre el basamento del Precámbrico.

##### **4.3.2.1. Ordovícico-Silúrico**

La litología del Paleozoico no es muy conocida en la actualidad, debido a que los pozos que han llegado a perforar estas unidades (Negritos-1, Vorágine-1, Rondón-1, 1127-X, Apiay 4P, Suria-1, La Heliera-1) se encuentran a las periferias del Escudo Guayanés. La zona con mayor estudio corresponde al pozo Negritos-1 y al pozo Fuente IX la cual alcanza un espesor de 1950'.

Estudios basados en estos niveles llevan a concluir que el ambiente de formación en esta zona corresponde a una sedimentación Marina-Somera y las siguientes asociaciones faunísticas:

| POZO       | ASOCIACION   |
|------------|--|
| Trinidad-1 | <i>Chitinozoarios-<br/>Acritarcos-Espículas de<br/>Graptolites</i> |
| Metica-1   | <i>Quitinozoarios-<br/>Acritarcos</i>                              |
| Santiago-1 | <i>Quitinozoarios</i>  |

**Tabla 1.** Asociaciones faunísticas del Ordovícico – Silúrico. (Tomado de Robertson Research., 1986)

Estos análisis han permitido asignarles una edad Ordovícico Tardío.

La secuencia tardía del paleozoico no es muy conocida y no presentan registros de las perforaciones realizadas hasta el momento. Heer (1990) define en esta edad la Formación Lindosa, compuesta básicamente por cuarcitas, shales verdosos y arenas cuarcíticas.

#### 4.3.2.2. Devónico – Pérmico

La secuencia del Devoniano en la Cuenca de los Llanos ha sido poco estudiada, solo en cuatro pozos ha sido reconocida (La Maria-1, Surimena-1, SM 4 y Balestera-1) y todo esto basados principalmente en estudios palinológicos.

Las asociaciones palinológicas se caracterizan por presentar co-ocurrencia de *acritarcos*, *chitinozoarios* y *esporas triletes*, dentro de las cuales se han reportado la presencia de *Auroraspora macra*, *Vallatisporites verrucosus*, *Desnosporites sp.*, *Garndispora.*, *Archeozonotriletes sp* (Heer, 1990).

### **4.3.3. Mesozoico**

El Mesozoico está representado básicamente en la Cuenca de los Llanos por el Cretácico superior, sin embargo algunas capas rojizas ubicadas en la parte noroccidental de la cuenca y pertenecientes al Pozo Arauquita-1 han sido referidas al Jurásico (Formaciones La Quinta y Girón), pero su edad aún no ha sido confirmada (Robertson Research, 1986)

La litología perteneciente al Triásico – Jurásico está conformada por arcillas, limolitas, areniscas y conglomerados, de colores claros (rojizos, verdes, grises), principalmente de carácter continental pero localmente acompañados de niveles marinos como aquellos encontrados en las capas del río Batá (90 Km al E-NE de Bogotá) con fauna del Liásico Superior.

Estos depósitos continentales han sido reconocidos y descritos en los pozos Arauquita-1 (basados en estudios palinológicos en muestra de pared y de zanja arrojaron una edad del Raethian), Matanegra-5 y Gaufita-5X.

Las unidades pertenecientes al Cretácico Superior han sido las más estudiadas junto con algunas del terciario debido a que son el principal objetivo petrolífero en la Cuenca de los Llanos. Con estudios de polen, esporas y dinoflagelados, la secuencia cretácica ha sido detallada básicamente en las edades comprendidas entre el Cenomaniano y el Maastrichtiano. Esta secuencia cubre e infrayace en forma discordante, rocas sedimentarias del Paleozoico Temprano y del Terciario Temprano respectivamente.

Sedimentos del Cretácico Inferior pueden estar presentes en las partes profundas de la cuenca, pero hasta el momento no han sido reportados datos de los mismos.

El cretácico superior en la Asociación Casanare está representado como en la mayoría de la cuenca por tres formaciones muy bien estudiadas como lo son la Formación Areniscas Inferiores (conjunto arenoso), Formación Gacheta (conjunto arcillo-arenoso) y la Formación Guadalupe (conjunto arenoso).

Estas unidades se han establecido según la información litológica de perforaciones, registros eléctricos y análisis palinológicos. Ecopetrol operacionalmente las denomina como Unidad K2 (Formación Areniscas Inferiores) y Unidad K1 (Formación Gacheta y Formación Guadalupe). El resultado de los estudios Paleontológicos y Micropaleontológicos realizados por Ecopetrol, indican una Edad Cenomaniano Tardío para las Unidades K1 y K2 (INFORME INTERNO PERENCO, 2010).

#### **4.3.3.1. Formación areniscas Inferiores**

Esta unidad yace uniformemente sobre sedimentos del Paleozoico y sobre basamento cristalino del Precámbrico.

Está conformada por areniscas de grano fino a medio (sublitoarenitas a cuarzoarenitas), con un contenido de matriz bajo, laminación paralela, estratificación cruzada con buena selección y redondez. Al tope se define claramente el cambio litológico de areniscas masivas a shales, lo cual coincide con un cambio en el ambiente deposicional de continental a marino somero. La parte inferior de esta unidad data del Cenomaniano, mientras la parte más superior es datada palinológicamente como Coniciano – Santoniano.

Según Bogotá (1988) esta unidad en superficie es correlacionable con las Formaciones Une, Aguardiente o Ubaque de acuerdo con la Nomenclatura empleada.

En la Asociación Casanare es productora en los campos La Gloria, Cravo Sur, Cravo Este, Tocaría y Morichal. Sus características como reservorio son las siguientes:

|                           |                        |
|---------------------------|------------------------|
| Porosidad ( $\emptyset$ ) | 14% a 20%              |
| ° API                     | 32° a 39°              |
| GOR                       | 300 a 1700<br>scft/bbl |

**Tabla 2.** Datos petrofísicos básicos en la Formación Areniscas Inferiores. (Tomado de Informe interno PERENCO., 2010)

#### 4.3.3.2. Formación Gacheta

Esta unidad es principalmente de tipo arcilloso, compuesta básicamente por lutitas de colores negro y gris oscuro con gran contenido de materia orgánica. Ocasionalmente presenta intercalaciones con lentes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, estos se consideran como objetivo petrolífero en la cuenca. En ciertos campos presenta valores variables de glauconita en las arenas y de clorita en los shales, lo que aumenta la dificultad en la interpretación de registros para los intervalos de interés petrolífero.

El ambiente de formación de esta unidad se dio en un medio anóxico de tipo marino. El carácter marino ha sido probado en núcleos del pozo Trinidad-1, basados en la presencia de nano-fósiles como *Micula staurophora*, *Lucianorhabdus cayeuxi* y *tetralithus pyramidus*, todos pertenecientes al Turoniano tardío-Senoniano.

Esta formación es considerada como la roca generadora dentro del sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos, equivalente a la Formación Chipaque y a la Formación La Luna (roca generadora más importante en Colombia).

En la Asociación Casanare, produce en los Campos de Caño Garza, Caño Garza Este, Cravo Sur, Tierra Blanca y Tocaría. Posee las siguientes características:

|                           |           |
|---------------------------|-----------|
| Porosidad ( $\emptyset$ ) | 22% a 29% |
| ° API                     | 30° a 37° |
| GOR                       | Moderado  |

**Tabla 3.** Datos petrofísicos básicos en la Formación Gacheta. (Tomado de Informe interno PERENCO., 2010)

#### 4.3.3.3. Formación Guadalupe

Esta unidad litológicamente está constituida de areniscas de grano medio a grueso, localmente conglomeráticas submaduras a inmaduras, petrográficamente corresponden de sublitoarenitas a cuarzo-arenitas de acuerdo a su posición en la cuenca. Medio de sedimentación transicional Marino-Continental.

El resultado de los estudios palinológicos en muestras de zanja provenientes de los campos Santiago, Apiay y los pozos Caño Chiquito-1, Caño Garza Norte-1, Paravare-1, Jordán-1, Sardinas-1, determinan que tanto el conjunto superior como al medio, puede asignárseles una edad Campaniano-Maastrichtiano Temprano (la ausencia de fauna en el Conjunto inferior no permite asegurar su datación). Sin embargo, se puede pensar en una edad Cretáceo Superior.

Esta formación en la Asociación Casanare produce en el campo Barquereña. Posee las siguientes características:

|                           |     |
|---------------------------|-----|
| Porosidad ( $\emptyset$ ) | 13% |
| ° API                     | 32° |

**Tabla 4.** Datos petrofísicos básicos en la Formación Guadalupe. (Tomado de Informe interno PERENCO., 2010)

La sección más completa del Cretáceo Superior que se conoce corresponde al pozo Apiay 4P, donde se perforaron 1250' distribuidos así:

Unidad K1 = 570'

Unidad K2 = 680'

En esta misma secuencia Cretácea se han reconocido importantes cambios de facies y espesores, en las diferentes zonas de la cuenca de los Llanos. En general, el Cretáceo Superior en los Llanos está organizado según un ciclo de arenas continentales con transgresión marina y regresión progresiva con depósitos margino-litorales.

#### **4.3.4. Cenozoico**

Durante este periodo de tiempo la Cuenca de los Llanos estuvo dominada principalmente por depositación de sedimentos clásticos continentales. Un corto lapso de tiempo comprendido entre el Oligoceno temprano y el Mioceno se presentó una transgresión marina proco profunda desde el oeste y se convierte en el único evento que interrumpe la sedimentación continental de esta edad.

El registro completo no se presenta en la totalidad de la cuenca de los Llanos, debido probablemente a fenómenos de no depositación y/o erosión en la misma.

##### **4.3.4.1. Formación Barco**

Esta unidad se encuentra suprayaciendo discordantemente la Formación Guadalupe e infrayaciendo la Formación Cuervos. Litológicamente corresponde a una arenisca de grano medio a grueso, bien seleccionada, con estratificación cruzada, las arcillas intercaladas principalmente hacia la parte inferior, son grises, parcialmente limosas. Esta formación desaparece por pinchamiento hacia el Este de la cuenca. La información disponible hasta el momento sobre esta formación, es insuficiente para

establecer sus límites y espesores correctamente; en las zonas estudiadas el espesor varía desde los 30' a 350'.

El ambiente de sedimentación está definido como Continental/transicional.

En la Asociación Casanare esta formación produce parcialmente en el campo Tocaría y posee las siguientes características:

|                           |           |
|---------------------------|-----------|
| Porosidad ( $\emptyset$ ) | 10% a 20% |
| ° API                     | 34°       |

**Tabla 5.** Datos petrofísicos básicos en la Formación Barco. (Tomado de Informe interno PERENCO., 2010)

Estudios palinológicos efectuados en fragmentos de corazones de los pozos La Gloria-1 y Tocaría-1 han puesto de manifiesto la ocurrencia de *Retidoporites Magdalenensis* (Paleoceno) (INFORME INTERNO PERENCO, 2010).

#### 4.3.4.2. Formación Cuervos

Es una Formación fácilmente identificable en el sector occidental de la cuenca (Piedemonte llanero) ya que está constituida de arcillolitas de color gris, gris verdoso y pardo - amarillento; intercalados se encuentran mantos de carbón y capas de areniscas con restos vegetales. Su contacto superior es discordante con la suprayacente Formación Mirador y su base es concordante con la Formación Barco. Un ambiente continental/transicional a marino se ha interpretado para esta unidad de edad Paleoceno.

#### 4.3.4.3. Formación Mirador

La sedimentación de edad Eoceno temprano a medio es ausente en la Cuenca de los Llanos pero el Eoceno tardío está representado la presencia de unas arenas de ambiente fluvial representada por la Formación Mirador.

Esta Formación está compuesta predominantemente por arenisca de grano fino a grueso, localmente conglomerática de color claro, limpia, masiva, la estratificación cruzada y las marcas de oleaje son comunes; se intercalan algunas capas de arcilla y limolitas grises.

La información de que se dispone indica un espesor variable entre 150' y 30' con desaparición hacia el Este por pinchamiento ó adelgazamiento progresivo, esto genera que esta unidad descanse discordantemente sobre la Formación Cuervos en el sector del piedemonte y sobre la Formación Guadalupe en el sector oriental del área.

El medio de sedimentación es continental, de tipo fluvial y estudios palinológicos indican una edad del Eoceno Inferior para la mayor parte de la Formación y Eoceno medio para la parte superior.

Esta unidad corresponde al objetivo petrolífero más importante en Casanare, (areniscas depositadas en un medio fluvial de alta energía) y en la Asociación Casanare produce en los campos de Tocaría, Tierra Blanca, Morichal, Cravo Sur, Cravo Este, Barquereña etc. Posee las siguientes características:

|                           |           |
|---------------------------|-----------|
| Porosidad ( $\emptyset$ ) | 16% a 20% |
| ° API                     | 17° a 38° |

**Tabla 6.** Datos petrofísicos básicos en la Formación Mirador. (Tomado de Informe interno PERENCO., 2010)

#### **4.3.4.4. Formación Carbonera**

Consiste en una serie alternante de areniscas, arcillolitas grises a grises verdosas, marrón, limolitas y carbones. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección y los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior de la misma.

La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino; existen capas marinas de las cuales se han recolectado faunas de moluscos con base en estudios palinológicos, se asigna la parte inferior de la Formación Carbonera al Eoceno Superior y la superior al Oligoceno Inferior (INFORME INTERNO PERENCO, 2010).

Al igual que la Formación Mirador, presenta un acuñaamiento en dirección Este con espesores que varían entre 2600' y 700'.

El medio de sedimentación es continental-marino representado en las intercalaciones de material fino y arenoso de esta unidad, debido a esto se ha dividido litológicamente en ocho unidades operacionales C1 a C8, siendo las unidades pares (C2-C4-C6-C8) constituidas esencialmente por niveles arcillosos.

Desde el punto de vista petrolero los datos actuales indican que existen acumulaciones comerciales en las Unidades C7, C5, C4 y C3.

En la Asociación Casanare la Formación Carbonera Unidad C7 es productora en los Campos de Caño Garza, Caño Garza Norte, La Flora, Palmarito, Trinidad, Barquereña, Guasar, Sardinas, Guarilaque, Caño Duya, Caño Gandul, Los Toros entre otros. Las Unidades C3, C4 y C5 son productoras en los siguientes campos: Chaparrito, Chaparrito Norte, Las Abejas, Palmarito, Remache Sur, Caño Gandul, Los Toros y Corocora.

Las unidades anteriormente descritas poseen las siguientes características generales:

|                           |           |
|---------------------------|-----------|
| Porosidad ( $\emptyset$ ) | 25% a 29% |
| ° API                     | 33° a 37° |

**Tabla 7.** Datos petrofísicos básicos en la Formación Carbonera. (Tomado de Informe interno PERENCO., 2010)

#### **4.3.4.5. Formación León**

Esta unidad está constituida primordialmente por lutitas de color gris, gris verdoso, localmente las lutitas pasan a limolitas. La fauna encontrada dentro de esta formación permite asignarle una edad comprendida entre el Oligoceno Superior y el Mioceno Inferior. Se encuentra infrayacida por la Formación Carbonera y suprayacida por la Formación Guayabo, su espesor varía de Oeste a Este (por acuífamiento) de 1600' hasta 550'. Medio de sedimentación es definido como marino y se considera como el último pulso transgresivo del mar en la Cuenca de los Llanos (INFORME INTERNO PERENCO, 2010).

#### **4.3.4.6. Formación Guayabo**

Corresponde a una secuencia de gravas y arenas, con pequeñas intercalaciones de arcillolitas que reflejan un ambiente continental. El depósito de esta formación fue el resultado del rápido levantamiento de la Cordillera Oriental (Orogenia andina) en el Mioceno Superior. Esta formación se encuentra limitada en su parte inferior por la Formación León y está cubierta por sedimentos continentales fluviales recientes de la Formación Necesidad.

Esta formación ha sido dividida en dos miembros, el superior o Miembro Calzón, comprende una sucesión de areniscas de grano medio a grueso, blancas amarillas y

arcillas rojo ladrillo, grises. El inferior o Miembro Charte consta de arcillas y lutitas rojas, grises y areniscas amarillentas en menor proporción, hacia la parte inferior localmente aparecen delgadas capas de lignito.

La comparación de los resultados palinológicos de la Formación Guayabo en las diferentes áreas donde está expuesta no es del todo correcta, en consecuencia la edad queda imprecisa, en términos generales se considera Mioceno Medio-Superior. Su espesor varía de 9000' a 1500'; medio de sedimentación continental (INFORME INTERNO PERENCO, 2010).

#### **4.3.4.7. Formación Necesidad**

Unidad compuesta por una secuencia de conglomerados poco consolidados, alternando con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción arcillas. Hasta el momento no se conocen fósiles pertenecientes a esta unidad, pero su edad es considerada Plioceno-Pleistoceno.

| EDAD               | FORMACIÓN            | LITOLOGÍA   | DESCRIPCIÓN Y AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN  |   |
|--------------------|----------------------|---|---|---|
| CUATERNARIO        | NECESIDAD            |   | Conglomerados de arenisca in matriz arcillosa.  |   |
| TERCIARIO          | MIOCENO              | GUAYABO SUPERIOR  | Compuesto por arena continental con intercalaciones de limo-arcillas.   |   |
|                    |                      | GUAYABO INFERIOR  | Se compone de arcillolitas con intercalaciones de arenas y limolitas. Depositados en un ambiente continental. |   |
|                    | OLIGO-MIOCENO        | LEON  | Se compone de shales y arcillas limosas. Depositados en un ambiente marino somero.                            |   |
|                    | OLIGOCENO            | CARBONERA   | C-1   | Formación compuesta por intercalaciones de arena y lodolitas. Depositados en ambientes continental y marino somero. |
|                    |                      |   | C-2   |   |
|                    |                      |   | C-3   |   |
|                    |                      |   | C-4   |   |
|                    |                      |   | C-5   |   |
|                    |                      |   | C-6   |   |
|                    |                      |   | C-7   |   |
| C-8                |                      |   |   |   |
| EOCENO SUPERIOR    | MIRADOR              | Cuerpos masivos de arena con intercalaciones de arcilla fina. Depositado en un ambiente fluvial.            |   |   |
| PALEOCENO          | CUERVOS              | Limolitas-arcillolitas cafés.   |   |   |
|                    | BARCO                | Areniscas masivas. Depositado en un ambiente litoral  |   |   |
| CRETÁCICO SUPERIOR | GUADALUPE            | Se compone de areniscas con intercalaciones delgadas de shales. Depositados en un ambiente de alta energía. |   |   |
|                    | GACHETA              | Shales de color gris oscuro a negro intercaladas con areniscas finas. Depositados en un ambiente marino.    |   |   |
|                    | ARENISCAS INFERIORES | Cuerpos masivos de arena continuos con intercalaciones de arcilla fina. Depositados en un ambiente fluvial. |   |   |
| PALEOZOICO         | CAMBRICO ORDOVICICO  |   |   |   |

● RESERVORIO  
○ FUENTE

Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de La Cuenca de Los Llanos. (Tomado y Modificado de Informe Interno PERENCO. 2010)

#### **4.4. Geología Histórica**

El área de la Asociación Casanare durante la edad del Paleozoico hizo parte de las cuencas pericratónicas desarrolladas al Oeste del Escudo de la Guayana, en las que prevalecieron las condiciones marinas.

Las secuencias Cámbricas son poco conocidas y pobremente entendidas. El mar solo invadió la parte occidental de la Cuenca de los Llanos desde el Norte de la Macarena pasando por el surco o Graben de Casanare, para continuar hacia el E-NE en territorio venezolano. Durante el Ordovícico Temprano el mar se desplaza hacia el este sobre una gran plataforma (hasta cercanías del actual río Orinoco). No se representan depositaciones de edad Ordovícico Tardío y Devoniano, pero si se registraron fuertes movimientos tectónicos generando metamorfismos e intrusiones de rocas graníticas. Este periodo orogénico es comparado con la Orogenia Caledoniana de Europa y la fase Tacónica de Norte América.

Posteriormente en el Paleozoico Tardío (Devoniano-Permiano) se presenta una fase de depositación en lo que conocemos como piedemonte llanero, con variaciones de ambientes entre marino y continental. La mayor parte de la cuenca durante este periodo estuvo sometida a fuertes eventos de erosión.

En el Triásico-Jurásico la cuenca se comportó de forma positiva, con excepciones locales causadas por eventos de “rifting” (evidencias de estos eventos fueron reportadas en los pozos Arauquita-1 y Matanegra-5, que encontraron a profundidad total, sedimentos datados como Triásicos).

Durante el Cretáceo temprano, se inició un nuevo ciclo marino a lo largo del actual sector de la Cordillera Oriental, en el que la Cuenca de los Llanos persistió como un sector positivo suministrando sedimentos, material que se depositó al occidente.

Solamente en tiempos del lapso Cenomaniano - Coniaciano, el mar invadió la plataforma de los Llanos depositando la Formación Areniscas Inferiores. La máxima expansión del mar Cretácico ocurrió probablemente en el Campaniano temprano.

En el intervalo Cenomaniano-Santoniano temprano se depositó la Formación Gacheta con lutitas, calizas y algunas areniscas. Esta unidad es correlacionable con las Formaciones Chipaque y la Luna de la parte profunda de la cuenca, las cuales se creen son las principales generadoras del actual petróleo de los Llanos.

La continua regresión de los mares Cretácico facilitó la sedimentación en esta zona, dando origen a la Formación Guadalupe (arenas de ambiente marino somero con influencia continental fluvio-deltaica) y también los depósitos del Paleoceno que se encuentran al occidente de la cuenca de ambiente similar.

A la par con esta acumulación de sedimento se registran los primeros movimientos compresionales asociados a la Orogenia Andina la cual comienza el proceso de generación, hasta ese momento denominado la “Proto-Cordillera Oriental” a los que se asocian una gran inconformidad en la Cuenca de los Llanos, ubicada a la base de la secuencia Terciaria resultante del hiato deposicional y la gran erosión ocurrida durante el Eoceno Temprano a Medio.

La entrada de los sistemas deposicionales del Eoceno tardío, representa un retorno a condiciones paludales y salobres, las cuales fueron seguidas por una invasión marina.

Durante el Oligoceno condiciones de mares someros marginales se presentaron depositando arenas y arcillas originadas por pulsos transgresivos y regresivos.

La última transgresión ocurrió durante el Mioceno temprano-medio, la cual depositó las lutitas de la Formación León.

El comienzo del levantamiento de la Cordillera Oriental al occidente de la Cuenca de los Llanos, cerró la comunicación del mar, y condiciones continentales prevalecieron durante el Mioceno Medio a Tardío, depositándose una espesa secuencia molásica de conglomerados, arenas y arcillas correspondientes a la actual Formación Guayabo.

#### **4.5. Geología Estructural**

La Cuenca de los Llanos Orientales, está caracterizada por una margen móvil (Zona Oeste) y una margen estable (Zona Este). Esta polaridad se refleja en la sedimentación y arquitectura de las secuencias reconocidas.

La estructuración general de la cuenca, se traduce en un monoclinal a todos los niveles (Paleozoico - Cretáceo - Terciario) que corresponden a diferentes períodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario Superior, con basculamientos progresivos y locales que muestran diferentes fases de estructuración.

Todas estas estructuras formadas en esta cuenca según Gómez et al. (2009) fueron el resultado de la Acreción de la Cordillera Occidental al Continente Suramericano durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio, la cual permitió la creación del espacio de acomodación en donde una secuencia de sedimentos de la Cuenca Antepais pudo ser depositada. Este proceso de sedimentación finalizó con un importante evento tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno Medio, el cual permitió el restablecimiento de una etapa de Antepais, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y de los Llanos, generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno. Posteriormente según Gómez et al. (2009), la fase tectónica del Mioceno-Plioceno (Orogenia Andina) que afecta toda la secuencia sedimentaria, es la responsable de la estructuración desde el punto de vista de interés petrolero.

La cuenca se levanta progresivamente en dirección general Este, siendo cortada por una serie de fallas normales antitéticas con desplazamientos (saltos) relativamente bajos con direcciones N-S, NE-SW y NW-SE. Es a lo largo de estas fallas donde generalmente los hidrocarburos pueden entramparse.

Las diferentes estructuras y campos reconocidos hasta hoy corresponden a monoclinales cerrados por fallas antitéticas que interrumpen la pendiente regional de la cuenca de los Llanos, desde el cabalgamiento de la Cordillera Oriental hasta el Escudo Guayanés, el componente estratigráfico juega un papel importante igualmente.

El Contrato de Asociación Casanare se localiza en la cuenca de los Llanos, al Este de la falla de cabalgamiento Yopal-Sisigua que limita los "foothills" (Piedemonte Llanero) de la Cordillera Oriental.

#### **4.6. Geología del Petróleo**

Ruiz et al, (2000) afirma que la Cuenca de los Llanos Orientales contiene alrededor de 4.3 billones de barriles de aceite equivalente en reservas descubiertas, de los cuales 2.6 billones se encuentran en el cinturón plegado del piedemonte y 1.7 billones en el Antepais.

Tres conjuntos de rocas madre han sido reconocidos en la Cuenca de los Llanos de edad Paleozoica, Cretácica y Terciaria.

La roca madre Cretácica constituida principalmente por las arcillas de la Formación Gacheta, equivalente a la Formación La Luna muy conocida como roca madre principal en las cuencas adyacentes, ha sido considerada como fuente de los crudos en la Cuenca de los Llanos, con un TOC promedio de 1.9 - 2 % y un VRE de 0.62 % calculado para esta parte de los Llanos.

La roca madre Terciaria basal (Paleoceno - Eoceno) también posee un potencial petrolífero no despreciable. El Paleozoico tiene un potencial residual en hidrocarburos netamente menos importante.

La naturaleza de la materia orgánica que constituye las rocas madres Cretácicas y Terciarias es bastante similar, constituida en su mayoría por material detrítico

heredado de vegetales superiores provenientes del continente. El kerógeno (tipo II), rico en hidrógeno y pobre en oxígeno, es favorable a la generación de hidrocarburos líquidos.

La mayoría del petróleo descubierto ha sido generado por estas mismas rocas madre, pero enterradas a grandes profundidades, lo que indica que la zona principal de generación de aceite ("oil kitchen") se encuentra localizada en la parte occidental, profunda de la cuenca situada en el dominio de los "foothills" y bajo la cordillera.

El petróleo pudo originarse de lutitas cretáceas, poco tiempo después de su depósito, con el enterramiento progresivo el hidrocarburo fue impedido hacia las areniscas interestratificadas, de donde comenzó a desplazarse desde las partes centrales del geosinclinal (Cordillera Oriental) hacia las áreas marginales, siendo la cuenca de los Llanos una de ellas.

Es probable también que se hayan originado hidrocarburos a partir de sedimentos Terciarios, Formación Carbonera zona profunda de la cuenca bajo circunstancias similares a las prevalecientes en el Cretáceo.

Hacia el borde oriental de la cuenca de los Llanos, donde los depósitos Terciarios traslapan rocas Cretácicas, es factible que parte del petróleo haya migrado. Parte de los hidrocarburos pudieron acumularse en trampas estratigráficas y en trampas estructurales asociadas con solevantamientos intra-cretáceos y del Terciario Inferior.

Según lo expuesto, el petróleo que pudo haberse originado, se acumuló con anterioridad a los movimientos orogénicos del Terciario Tardío. El desarrollo de estructuras relacionadas con estos movimientos, constituye buenas trampas que involucran a la vez acumulaciones que se ajustaron a las nuevas condiciones estructurales (INFORME INTERNO PERENCO, 2010).

En la Asociación Casanare, los principales objetivos petroleros son:

Terciario:

- Formación Carbonera Unidad C7
- Formación Mirador

Cretáceo:

- Formaciones Gacheta
- Areniscas Inferiores.

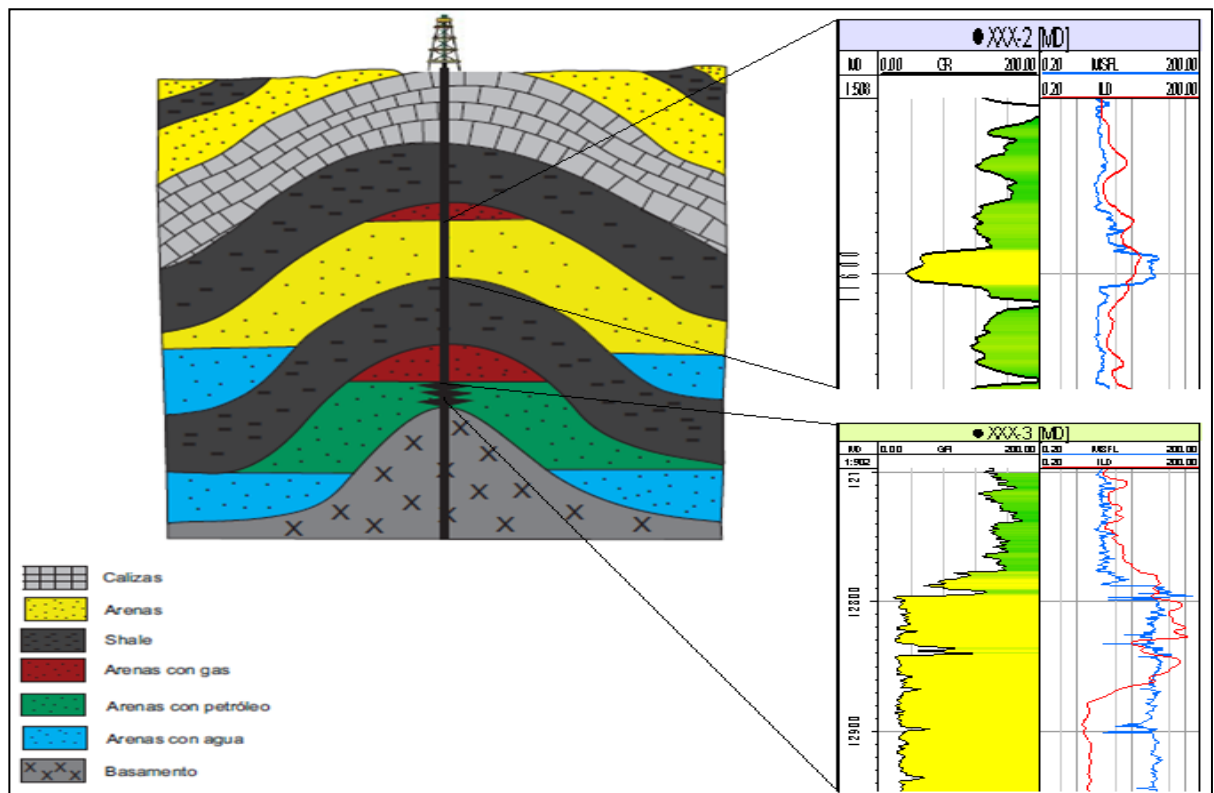
## 5. METODOLOGIA “OIL BEHIND CASING”

El estudio de hidrocarburos detrás del revestimiento (OilBehindCasing) es una técnica que se ha utilizado durante las últimas dos décadas, la cual ha generado gran aceptación en la industria debido a sus buenos resultados a nivel económico y técnico.

El análisis de intervalos que generen hidrocarburos adicionales a los ya productores en un pozo y que no se trataron antes, es una de las técnicas utilizadas hoy en día en la industria del petróleo, la cual además de su bajo costo, permite incrementar la producción de los pozos analizados. Un claro ejemplo de esta metodología fue trabajado en tres campos (Muanda, Makelekese y Kifuku) de la República Democrática del Congo (DRC) por PERENCO con sede en este país a principios del año 2000, la cual inicialmente contaba con 9 pozos, este estudio se basó en la recolección de información proveniente de registros litológicos, núcleos, pruebas de pozo y datos de mud-logging. A raíz de estos estudios y hasta la actualidad se han perforados 25 nuevos pozos los cuales han incrementado la producción entre un 200% y 300% aumentando significativamente la producción y ayudando a prolongar la vida de estos campos.

Al revisar detenidamente los estudios realizados a pozos antiguos (con o sin producción actual) como registros geológicos, registros eléctricos, reportes finales de pozo, entre otros, se encuentran zonas que por diferentes características (baja productividad, poco espesor, bajas propiedades petrofísicas, etc.) no se tuvieron en cuenta debido a que generaban mayor inversión económica en aquel momento para su desarrollo. Con la identificación de estos intervalos es posible realizar operaciones de ingeniería que permitan poner en producción estas zonas. En la *Figura 5* se puede observar un esquema generalizado de un reservorio en el cual el intervalo inferior se encuentra perforado y en producción, su excelente condición se ve respaldada por un muy buen registro eléctrico, corroborando la presencia de

crudo en esta zona. El intervalo superior, aun no perforado, presenta un registro un poco menos claro al inferior pero que presenta un paquete de arenas que puede contener hidrocarburos según la respuesta de los registros eléctricos. Esta última zona es el objetivo a encontrar en los estudio de crudo detrás del revestimiento (OilBehindCasing).



**Figura 5.** Representación esquemática de la metodología a trabajar.

Esta metodología es bastante útil y rentable para las compañías debido a que no representan gran inversión económica y los resultados pueden ayudar significativamente en el incremento de la producción en la zona a estudiar, por esta razón es un análisis muy importante y reconocido en este sector de la industria.

## 6. FUNDAMENTOS DE PETROFÍSICA Y REGISTROS ELÉCTRICOS

### 6.1. Parámetros Petrofísicos

En la industrial del petróleo las características petrofísicas son de gran importancia en el desarrollo de cualquier proyecto ya que están directamente relacionadas con la producción del mismo. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad de volumen del yacimiento se encuentra relacionada directamente con la porosidad de la roca reservorio, llámense areniscas, calizas o dolomitas y por la saturación de hidrocarburos en el mismo. Estos parámetros petrofísicos son de gran importancia en el momento del estudio de un reservorio, sin embargo la productividad del yacimiento se encuentra ligada a la facilidad con la que pueda fluir el hidrocarburo a través del sistema poros. Esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados se denomina Permeabilidad (Schlumberger, 1989).

Algunas de las variables que se emplean en la industria para la definición de estos parámetros, están ligadas directamente a los procesos de invasión que sufre la roca dentro del pozo, por ello es esencial mencionar las principales abreviaturas utilizadas en la industria:

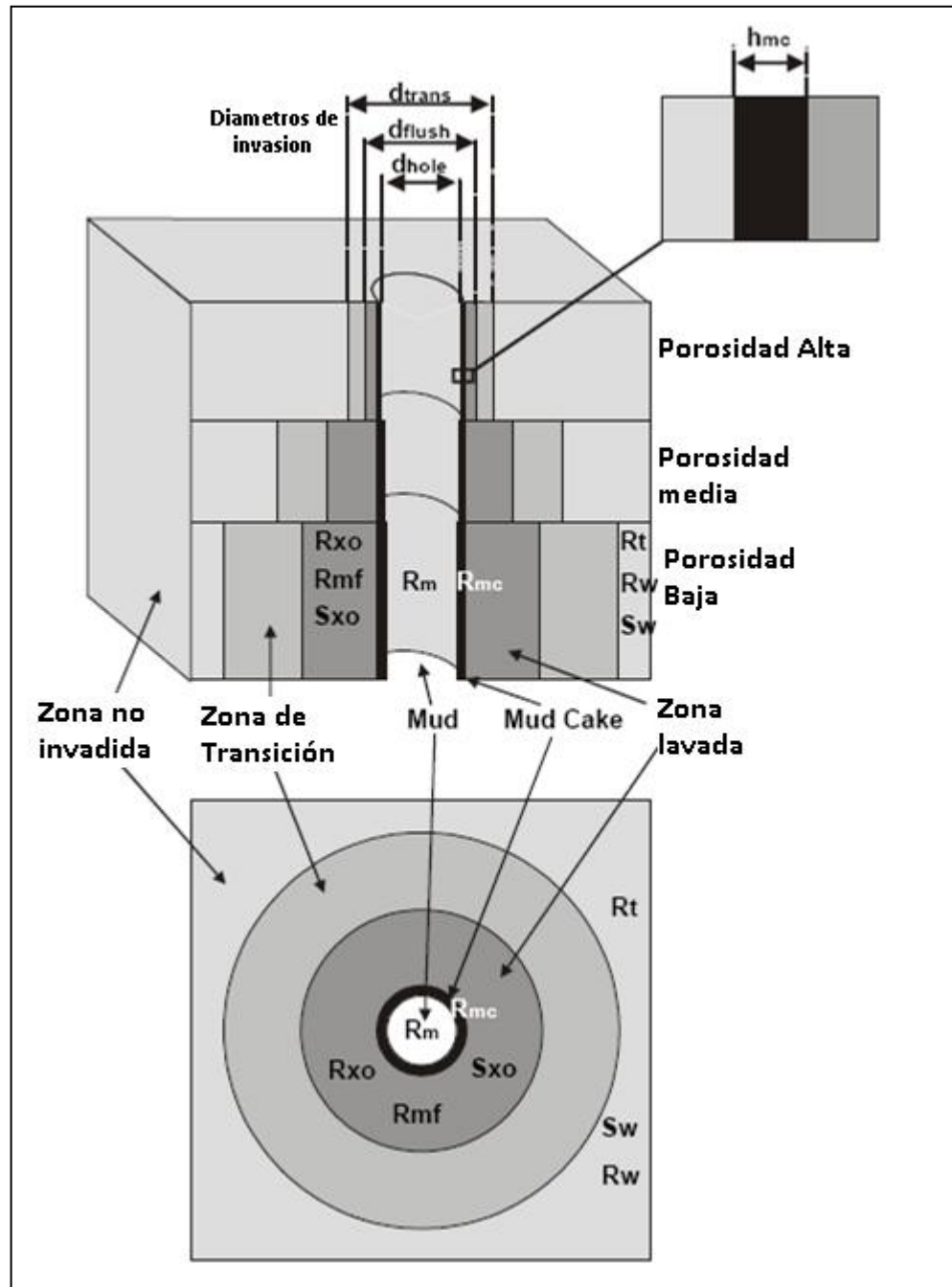
**Rm:** Resistividad del lodo de perforación.

**Rmc:** Resistividad de la costra de lodo o “*mudcake*”

**Rmf:** Resistividad del lodo filtrado.

**Rxo:** Resistividad de la zona lavada.

**Rt:** Resistividad real de la formación limpia.



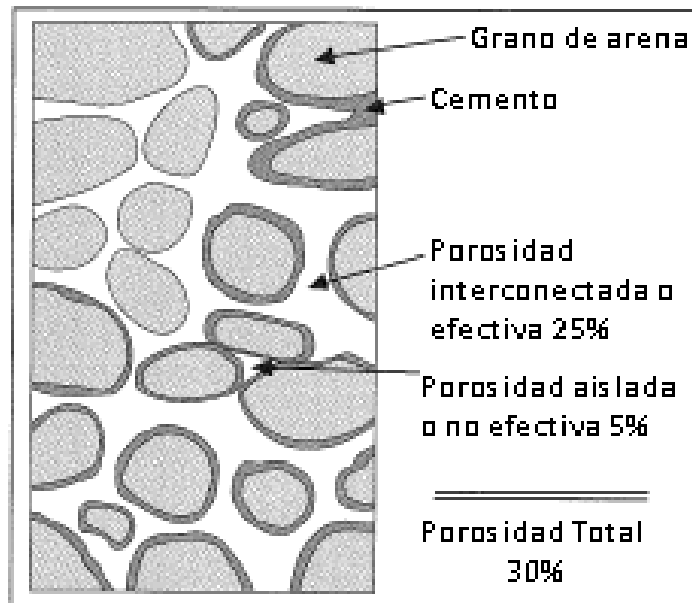
**Figura 6.** Ambiente interno de un pozo, en la parte superior una sección frontal cortada y la imagen inferior es una sección superior del pozo. (Tomado de Glover,P)

### 6.1.1. Porosidad

La porosidad conocida por el símbolo ( $\emptyset$ ), está definida como el volumen de poros o espacios vacíos por cada unidad volumétrica de una formación., es decir, es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por espacios vacios. Las porosidad está determinada por parámetros microestructurales como los son el tamaño de grano, la geometría del grano y el ordenamiento físico del material.

La porosidad primaria se genera en una roca desde el momento en el que la misma fue depositada, también suele denominarse porosidad intergranular, sucrosica o de matriz (Schlumberger, 1989). Este tipo de porosidad se presenta en rocas compuestas por granos individuales, con formas más o menos esféricas los cuales se encuentran agrupados generando entre ellos algunos espacios vacíos, este es el caso de una arenisca limpia. Sin embargo los rocas carbonatíticas como las calizas y las dolomitas, también poseen porosidad intergranular, pero de mucho menor tamaño. Este tipo de rocas se caracterizan en algunos casos por presentar pequeñas cavidades producidas por la interacción de agentes externos con la roca (generalmente aguas acidas) generando en ella un aumento en el espacio poral, esto se conoce como porosidad secundaria, la cual es caracterizada por presentarse en eventos posteriores ala deposición. Este último tipo de porosidad también suele presentarse cuando los materiales son sometidos a tensiones estructurales, los cuales causan en él grietas, fisuras o fracturas aumentando el espacio de vacíos, sin embargo el volumen real de estas fracturas es relativamente pequeño y la porosidad aumenta muy poco.

La porosidad también se puede clasificar como efectiva cuando los poros se encuentran interconectados entre sí facilitando el flujo del hidrocarburo (este tipo es el más importante al momento de evaluar un yacimiento), y como no efectiva, que por el contrario está compuesta por espacios vacíos pero aislados entre sí. La **Figura 7** representa esquemáticamente estos dos tipos de porosidad:



**Figura 7.** Representación gráfica de la porosidad efectiva, no efectiva y total.  
(Tomado y modificado de Glover, P)

La porosidad puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_b} * 100 \quad \text{Ecuación 1}$$

$$V_b = V_p + V_m \quad \text{Ecuación 2}$$

$$\emptyset = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100 \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde,

**$V_b$**  = Volumen total de la roca del yacimiento (ft<sup>3</sup>)

**$V_p$**  = Volumen poroso (ft<sup>3</sup>)

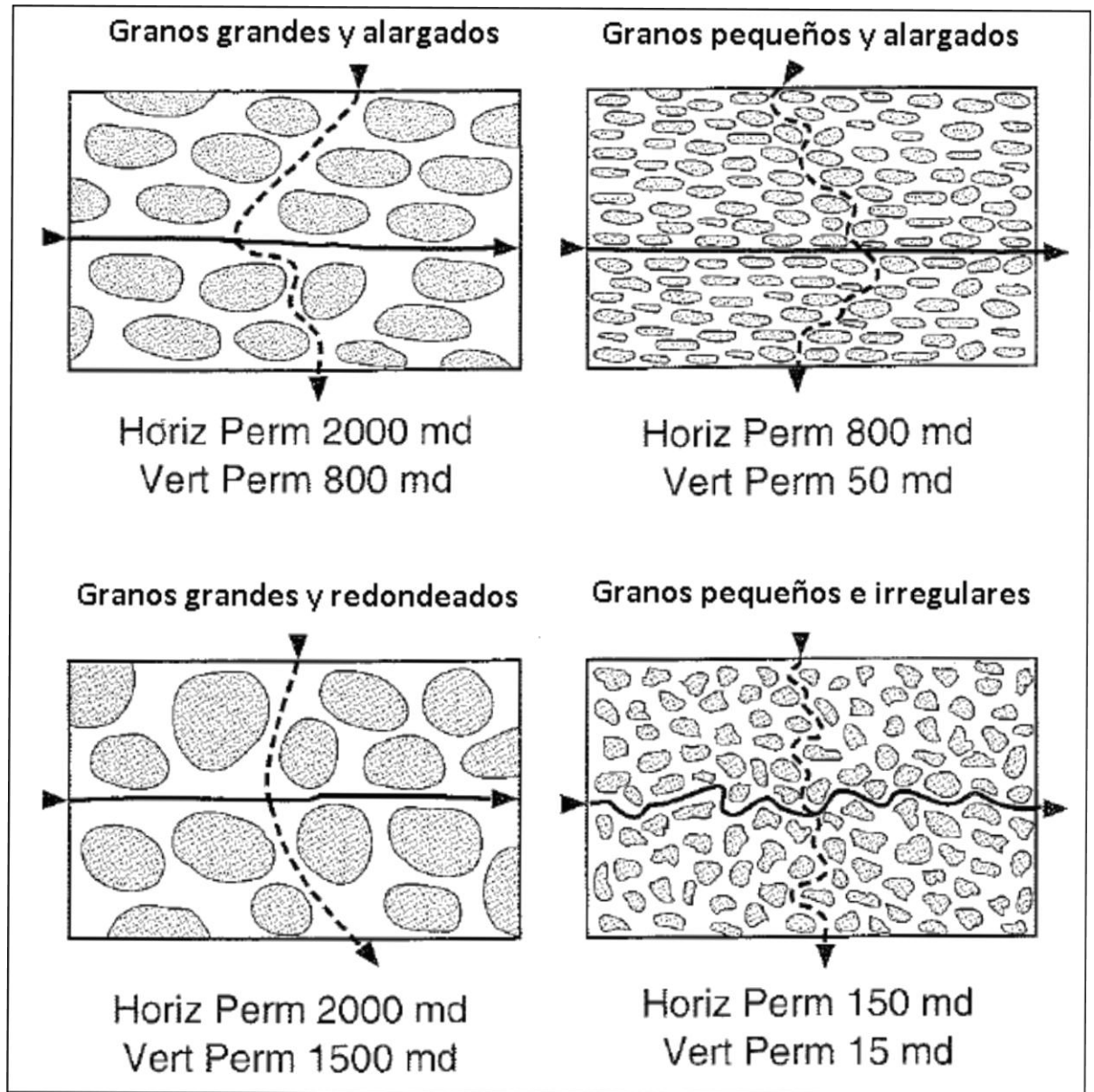
**$V_m$**  = Volumen de la matriz (ft<sup>3</sup>).

### 6.1.2. Permeabilidad

La permeabilidad es una medición de la facilidad con la que un líquido (o gas) puede fluir a través de espacio poroso conectado en una formación. Estos conductos dirigidos hacia el pozo productor son de gran importancia sobre la rata de producción del reservorio.

Esta propiedad petrofísica depende en gran medida del tamaño de los poros abiertos, el grado y tamaño de la conectividad entre los poros y el grado y tipo del material de cementación entre granos. **Figura 8** (Baker Hughes, 1995)

La permeabilidad está representada por la letra K, su unidad de medida es el “darcy” el cual es muy grande, por lo cual se emplea comúnmente la milésima parte el milidarcy (md). Como se mencionó anteriormente un factor muy importante para la permeabilidad es la intercomunicación de poros ya sea por porosidad efectiva o por fracturas. Generalmente se maneja la idea de que esta propiedad es directamente proporcional con la porosidad, es decir, a mayor porosidad mayor será la permeabilidad, pero no en todos los casos es correcta, por ejemplo, en rocas de muy baja porosidad como las calizas, al presentar fracturas, su permeabilidad es de muy alto grado. De igual manera shales y arenas tienen altas porosidades, sin embargo, sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de los líquidos son escasos y tortuosos. Por lo tanto sus permeabilidades pueden ser muy bajas (**Figura 8**).



**Figura 8.** Distribución de los granos de arena y estructura poral afectando la permeabilidad. (Tomado y modificado de Baker Hughes, 1995)

Basado en pruebas de laboratorio, Henry d'Arcy (1856) determinó que la permeabilidad puede ser expresada por la ecuación:

$$K = \frac{Q\mu}{A} * \frac{\Delta P}{L} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde

**K** = Permeabilidad (darcy)

**Q** = Flujo por unidad de tiempo (cm/s)

**μ** = Viscosidad del fluido (cp)

**A** = Sección transversal de la roca (cm<sup>2</sup>)

**L** = Longitud de la roca (núcleo)

**ΔP** = Presión diferencial (caída de la presión)

### 6.1.3. Saturación de Agua

La saturación se define como la fracción de un volumen poroso que es ocupada por un líquido en consideración. Por lo tanto la saturación de agua es la fracción o porcentaje de volumen poroso que contiene agua de formación.

El símbolo de la saturación es S, se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de un líquido en especial (S<sub>w</sub> saturación de agua, S<sub>o</sub> saturación de petróleo, S<sub>h</sub> saturación de hidrocarburos, etc.).

La sumatoria de las saturaciones en un reservorio debe ser el 100%, la presencia de una saturación de agua menor a 100% generalmente implica una saturación de

hidrocarburos igual al 100% menos la saturación de agua ( $1 - S_w$ ). Existe una saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) o connata que representa al agua retenida por la tensión superficial en la superficie de los granos, al contacto entre granos y en los más pequeños intersticios. Su valor varía desde cerca de 0.05% en formaciones gruesas con poca área de superficie, hasta cerca de 0.4% o más en formaciones de grano muy fino y con gran área de superficie. Este tipo de agua nunca fluirá cuando la formación sea puesta en producción.

La saturación de agua ( $S_w$ ) está representada por las fórmulas:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde

**V<sub>w</sub>** = Volumen de agua en la roca

**V<sub>p</sub>** = Volumen total de la roca

y/o

$$S_w^n = \frac{a R_w}{R_t \phi^m} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde

**S<sub>w</sub>** = Saturación de agua

**n** = Exponente de saturación

**a** = Constante

**R<sub>t</sub>** = Resistividad de la roca limpia

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$\emptyset$  = Porosidad efectiva

$m$  = Índice de cementación

Esta última fórmula, denominada Ecuación de Archie, depende en gran medida de la exactitud de los parámetros fundamentales de entrada ( $R_w$ ,  $R_t$ , y  $\emptyset$ ). Por lo tanto las mediciones de resistividad deben corregirse debido a efectos del pozo, espesor de las capas e invasión.

#### **6.1.4. Salinidad**

La salinidad está definida como una medida de la cantidad total de sales disueltas en un volumen determinado de agua. Dado que la determinación del contenido total de sales requiere de análisis químicos que consumen mucho tiempo, se utilizan en sustitución, métodos indirectos para estimar la salinidad. Se puede determinar la salinidad de un cuerpo de agua a base de determinaciones de: conductividad, densidad, índice de refracción ó velocidad del sonido en agua.

Este es un parámetro de gran importancia al momento de la interpretación de registros, lo cual puede llegar a generar valores erróneos al realizar su análisis. En la actualidad se emplean herramientas muy avanzadas (como registros con la sonda Dielectric Scanner), las cuales evitan que en la determinación tradicional de la salinidad del agua connata mediante la utilización de la resistividad del agua ( $R_w$ ) y la deflexión de la curva del registro de potencial espontáneo (SP) se pasen por alto arenas petrolíferas prolíficas debido a las variaciones del valor de  $R_w$  (Schlumberger, 2010).

### **6.1.5. Resistividad**

La resistividad eléctrica de una substancia es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es el ohmio-metro<sup>2</sup> / metro, generalmente expresada como ohmio-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en miliohms por metro (mmho / m) (Schlumberger, 1989).

Por principio físico, las rocas secas no conducen efectivamente la corriente eléctrica, es decir la matriz de la roca tiene una conductividad nula o una resistividad infinitamente alta. Una corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación, más solamente si el agua intersticial contiene sales disueltas, por lo tanto entre mayor sea la porosidad de la formación mayor será la cantidad de agua en la misma, y mayor será su resistividad, la cual es directamente proporcional a salinidad del fluido.

De las actuales herramientas trabajadas en la industria, la medición de las resistividades de gran importancia, debido a esto se han creado herramientas para diferentes lecturas que van desde zonas muy someras hasta varios metros dentro de la formación. Las mediciones de resistividad se emplean solas y/o en combinación para determinar la resistividad de la zona no invadida por el lodo de perforación ( $R_t$ ) y en zonas de transición (invadida por lodo de perforación y fluidos originales,  $R_{xo}$ ), con el fin de evaluar la productividad de la formación con la ayuda de la porosidad, resistividad y saturación de agua (Cruz-Páez, 2009).

## **6.2. Clasificación de registros Eléctricos**

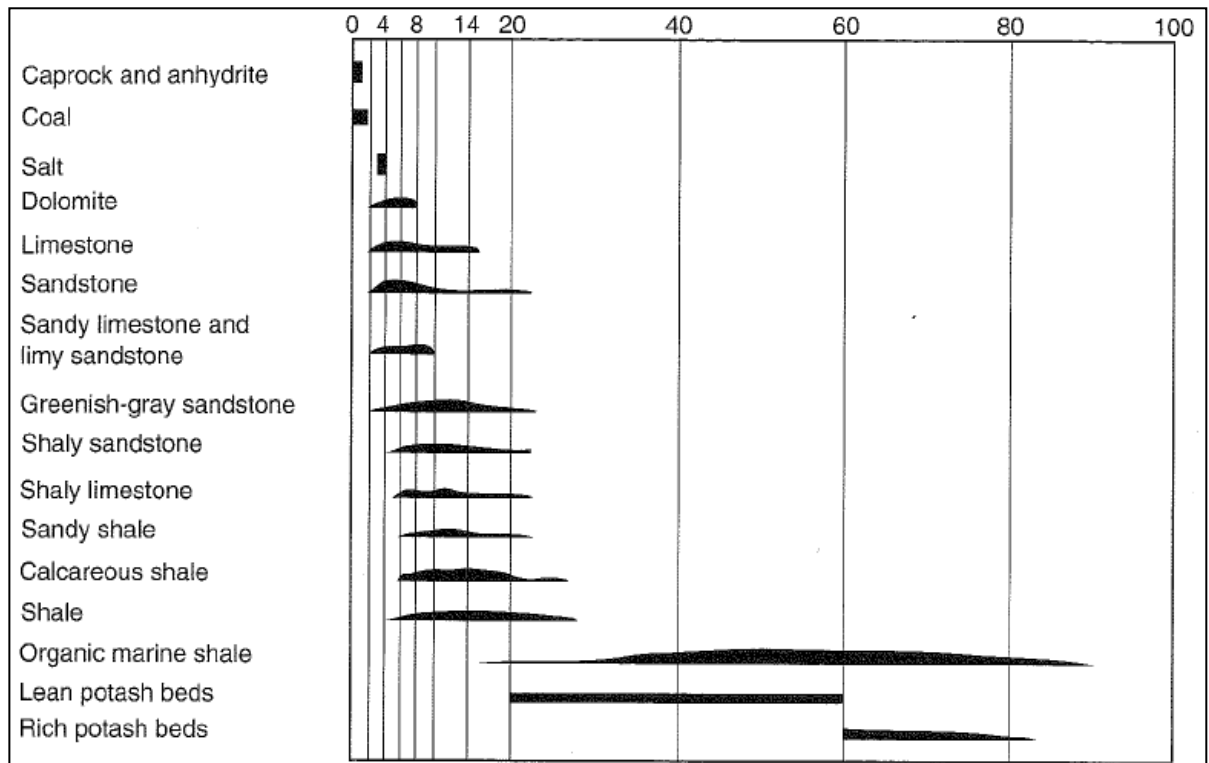
### **6.2.1. Litológicos**

Los dos registros más utilizados y con mayor antigüedad en la industria son aquellos que ayudan a inferir la litología del pozo, como lo son los de Gamma Ray

y Potencial Espontaneo. Estos registros dan la base para poder interactuar con los demás registros (de porosidad, resistivos, entre otros), generando la facilidad para determinar la litología de las diferentes capas en un pozo desde arenas totalmente limpias hasta las unidades más arcillosas.

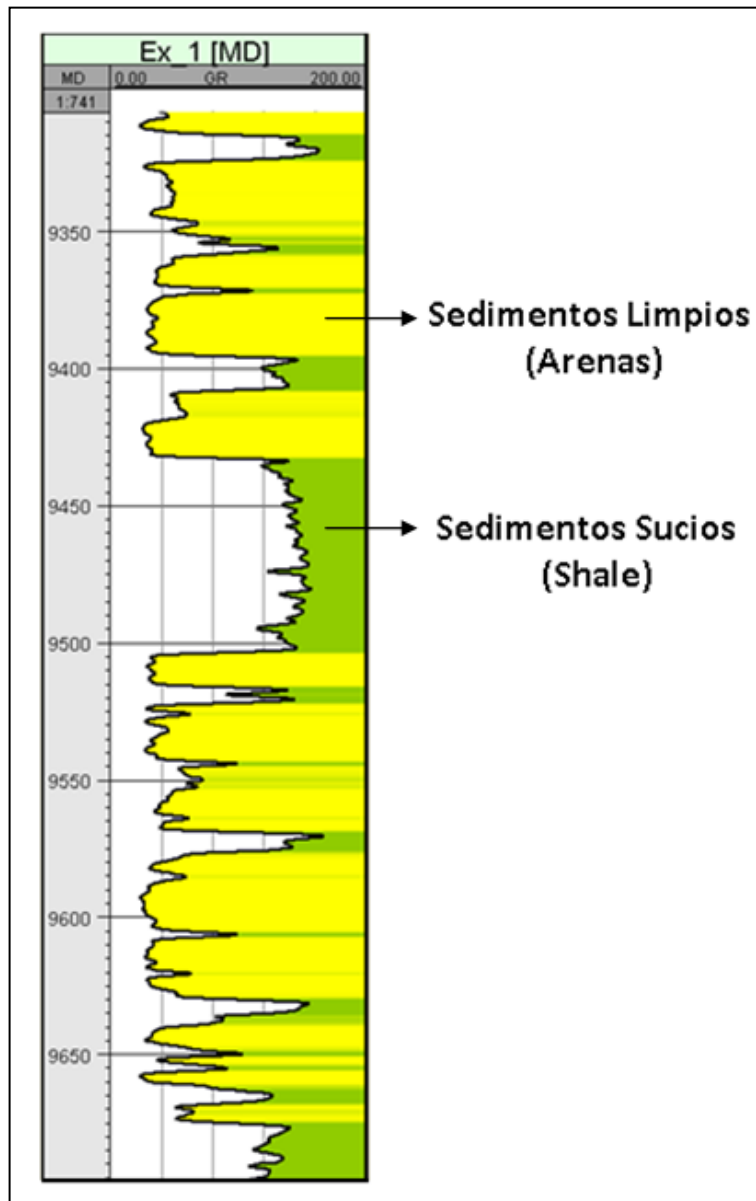
### 6.2.1.1. Registro Gamma Ray (GR)

Los registros de Gamma Ray se basan en realizar una medición de la radioactividad natural de las formaciones debido a la combinación de elementos como el Potasio, Torio y/o Uranio presente en la roca y en las propiedades de algunos fluidos (**Figura 9**).



**Figura 9.** Respuesta del registros GR en rocas sedimentarias. (Tomado Bakre Hughes, 1995)

La escala que maneja este registro es muy dependiente de la formación a medir. Las altas lecturas de GR, pero no siempre, se presentan en formaciones arcillosas ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, y bajas lecturas en formaciones limpias a menos que contengan contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granitos o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas(**Figura 10**).



**Figura 10.** Ejemplo de un registro GR. (Fuente Autor, pertenece a la Fm Guadalupe y Fm Gacheta del pozo A-12)

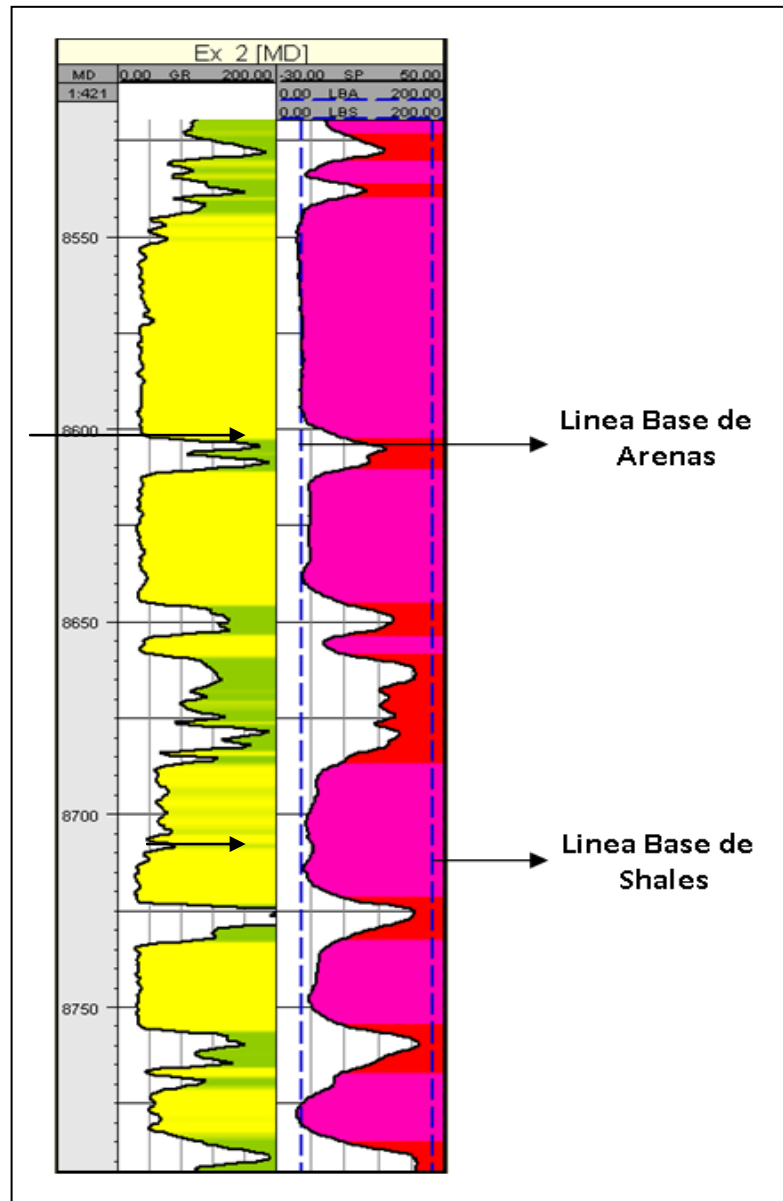
El registro de GR es particularmente útil para definir las capas arcillosas cuando el registro SP es muy distorsionado (generalmente en formaciones muy resistivas, cuando el SP es insignificante (en formaciones con agua dulce o en lodo salado), o cuando el SP no se puede registrar (en lodo no conductivo, pozos vacíos o perforados con aire o en pozos revestidos). Gracias a su facilidad para la combinación con otras herramientas de registro, permite la correlación precisa de registros hechos en una corrida con los que se hicieron en otra corrida diferente (Baker Hughes, 1995).

#### 6.2.1.2. Registros Potencial Espontaneo (SP)

El registro del Potencial Espontaneo se basa en la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad.

En la representación de registros de pozo, el “*track*” del registro de SP se ubica generalmente al borde izquierdo y su unidad de medida son los milivoltios (mV). Este registro fue descubierto por accidente debido a que en algunos de los primeros pozos de prueba registrados por Schlumberger utilizando la técnica punto-por-punto se observó que un potencial natural pequeño estaba presente en el pozo aún cuando la fuente se apagaba. Este potencial se debe a una combinación de dos fenómenos: un potencial Electrocinético normalmente despreciable y un potencial electroquímico (Cruz-Páez, 2009).

Su comportamiento frente a unidades de grano muy fino (lutitas) generalmente define una línea más o menos recta en el registro llamada “línea base de lutitas”. En formaciones de mayor permeabilidad las deflexiones de esta línea definen zonas de arenas y en ocasiones también pueden formar una línea casi recta que es denominada “línea de arena” (**Figura 11**).



**Figura 11.** Ejemplo de un registro SP con las líneas bases de arena y lutita.  
(Fuente Autor, pertenece a la Fm Carbonera C7 del pozo A-1)

Estas deflexiones que se representan en el registro de SP se denominan negativas cuando se proyectan a la izquierda y positivas si son a la derecha, dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo (si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado de lodo, la deflexión es a la izquierda y viceversa).

## 6.2.2. De Porosidad

Los registros eléctricos destinados al cálculo de la porosidad en una formación son básicamente el sónico, de densidad y neutrón (**Figura 12**). Todas las respuestas de estas herramientas se ven afectadas por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. Si se conocen o determinan previamente los parámetros de matriz y fluidos en la roca, la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad.

Todas las tres herramientas anotadas responden a las características de la roca inmediatamente adyacente al agujero. Su profundidad de investigación es poco profunda (solo unas cuantas pulgadas) y por consiguiente generalmente dentro de la zona lavado o invadida.

### 6.2.2.1. Registros sónico (BHC, LSS)

Una herramienta sónica en su estructura más simple consiste de un transistor que emite pulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. Este registro registra en función del tiempo  $t$  que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito  $\Delta t$ ; este es el inverso a la velocidad de la onda sonora y depende de la porosidad y litología de la unidad. Gracias a esto, cuando se conoce la litología de la formación, el registro sónico es muy útil como registros de porosidad. En algunos casos el registro sónico también es útil al interpretar registros sísmicos.

El principio físico de este registro está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes (formación, columna de fluido del pozo y la misma herramienta de registro).

El sonido emitido por el transmisor de la herramienta choca contra las paredes del pozo, generando cuatro tipos de ondas como lo son:

- **Onda compresional:** Es la primer onda que arriba al receptor, viajando desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación a la velocidad de la onda compresional de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.
- **Onda de cizallamiento:** Viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de la onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.
- **Onda de lodo:** Viaja directamente del transmisor al receptor en la columna de lodo a la velocidad de la onda de compresión del fluido del pozo.
- **Onda Stoneley:** Es una onda de gran amplitud que viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del pozo (esta velocidad depende de la frecuencia del pulso de sonido, diámetro del agujero, velocidad de cizallamiento de la formación, densidad de la formación y fluido y de la velocidad de la onda de compresión en el fluido).

Estas ondas se reflejan y son grabadas según el orden de las ondas descritas anteriormente. Las herramientas que se utilizan en este tipo de registros son el BHC o registro sísmico compensado (el más utilizado en la industria), el LSS o registro sísmico de espaciamiento largo, la herramienta Array-Sonic y el DSI (dipolar Sonic Imager).

Este tipo de registro frecuentemente se denomina con las letras DT y se introduce en el segundo o tercer “*track*” de la hoja de registros (**Figura 12**).

Entre las distintas funciones de los registros sísmicos, estos son empleados esencialmente para:

- Calcular la porosidad en litologías conocidas.
- Calibrar datos sísmicos.

- Evaluar porosidades secundarias en combinación con registros Neutro-Densidad.
- Junto con el registro densidad puede generar trazas sísmicas (sismograma sintético).

El cálculo de la porosidad a partir del registro sísmico es realizado con la ecuación de Wyllie de tiempo promedio (Donato & Borry, 1999):

$$\phi = \frac{t_{LOG} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde

$t_{LOG}$  = Lectura del registro sísmico ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ )

$t_{ma}$  = Tiempo de tránsito en la matriz

$t_f$  = Tiempo de transito del fluido de saturación (aproximadamente 189  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para sistemas de lodo de agua dulce)

Los datos generales para los  $t_{ma}$  se relacionan en la siguiente tabla para las litologías más comunes:

| <b>Litologia</b> | <b><math>t_{ma}</math> [<math>\mu\text{s}/\text{ft}</math>]</b> | <b><math>t_f</math> [<math>\mu\text{s}/\text{ft}</math>]</b> |
|------------------|---|--|
| Arenisca         | 55  | 182  |
| Caliza           | 47  | 156  |
| Dolomita         | 43  | 143  |

**Tabla 8.** Datos utilizados para el cálculo de porosidad según la litología presente.

### 6.2.2.2. Registro Densidad (FDC, LDT)

Son unos de los registros más utilizados en la industria para el cálculo de la porosidad. Se basa en la emisión de rayos gamma de mediana energía a través de una fuente radioactiva sobre la pared del pozo, estos rayos gamma chocan contra electrones de la formación, perdiendo un poco de su energía (aunque no toda), la ceden al electrón y continúan con energía disminuida, esto es lo que se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación (Schlumberger, 1989).

La representación gráfica de este registro se realiza generalmente en el segundo o tercer "track" de la plantilla de registros como se muestra en la **Figura 12**, con una escala de densidad lineal en gramos por centímetro cúbico ( $\text{g/cm}^3$ ).

La principal aplicación de este tipo de registros se basa en el cálculo de la porosidad en capas con litologías conocidas, la evaluación de litologías de formaciones en combinación con el registro neutrónico y en la verificación de litologías determinadas a partir de registros Gamma Ray y mud-log.

La determinación de la porosidad a partir de estos registros, se realiza aplicando la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz

$\rho_b$  = Densidad total de la formación

$\rho_f$  = Densidad promedio del fluido

Los valores promedio para el cálculo de la porosidad de  $\rho_{ma}$  y  $\rho_f$  son:

| Tipo de fluido | $\rho_f$ [g/cm <sup>3</sup> ] |
|----------------|-------------------------------|
| Lodoaceite     | 0.9                           |
| Lodoaguadulce  | 1                             |
| Lodoaguasalada | 1.1 - 1.2                     |

**Tabla 9.** Valores utilizados para el cálculo de la porosidad según la densidad y tipo de lodo utilizado.

| Litología | $\rho_{ma}$ [g/cm <sup>3</sup> ] |
|-----------|----------------------------------|
| Arenisca  | 2.65                             |
| Caliza    | 2.71                             |
| Dolomita  | 2.85                             |

**Tabla 10.** Valores utilizados para el cálculo de la porosidad según la densidad de la litología a trabajar.

Además de la identificación de la porosidad como su principal característica, los registros de densidad también pueden ayudar en el cálculo de minerales en depósitos evaporíticos, detección de gas, determinación de la densidad del hidrocarburo, evaluación de arenas arcillosas y de litologías complejas, determinación de la contribución de materia orgánica, cálculo de presión de sobrecarga y las propiedades mecánicas de las rocas (Schlumberger, 1989).

### **6.2.2.3. Registro Neutrón (SNP, CNL)**

Este tipo de registros al igual que el sónico y densidad ayudan a la determinación de la porosidad en la formación de estudio. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno en la formación, por lo tanto en formaciones limpias saturadas en agua o aceite, el registro de neutrón refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

Las zonas que contiene gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrón con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras.

El principio de funcionamiento para tomar este registro se basa en la emisión de neutrones de alta energía (partículas eléctricamente neutras, con masa muy similar a la de un átomo de hidrogeno) desde una fuente radioactiva. Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación de forma elástica, con cada colisión, el neutrón pierde algo de su energía inicial. La mayor pérdida de energía se presenta cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual como la del hidrogeno, por lo tanto la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógenos en la formación.

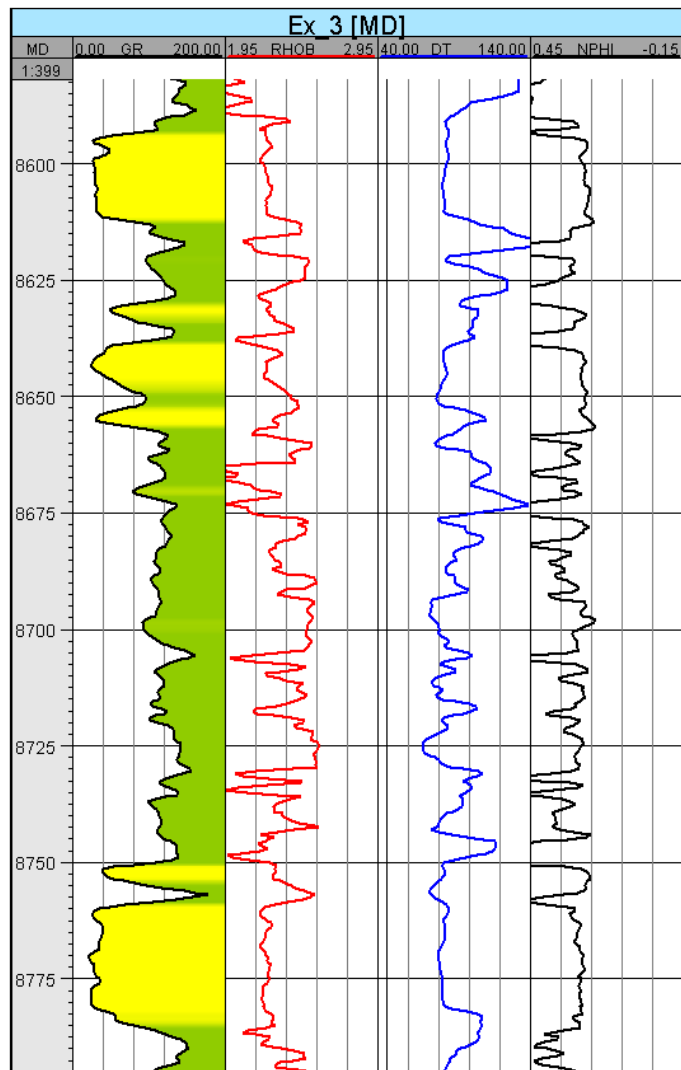
Al descender enormemente su velocidad, estos neutrones son capturados por núcleos de átomos como el cloro, hidrógeno y silicio. Esta captura genera una excitación en el núcleo de estos materiales lo que desencadena una liberación de energía en forma de rayos gamma que es capturada por el detector de la herramienta de medición.

Las herramientas de registro de neutrones incluyen la serie de herramientas GNT (no se utiliza actualmente), la herramienta de porosidad de neutrones de pared SNP y la serie de herramientas CNL (que incluye los registros neutrónicos compensado CNL y de porosidad dual DNL). Las herramientas actuales utilizan una fuente de americio – berilio (Am Be) para proveer neutrones con energía inicial de varios millones de electro voltios (Schlumberger, 1989).

Dentro de los principales usos de los registros de Neutrón se encuentran los siguientes:

- Cálculo de la porosidad en capas de litología conocida.
- Evaluación de litologías con ayuda de registros de densidad.
- Detección de reservorios de gas en formaciones limpias.
- Verificar litologías basadas con el registro de Gamma Ray.

Los principales factores que afectan los registros CNL son el contenido de arcilla, el tipo de fluidos, la porosidad secundaria, la rugosidad del pozo y la costra formada por el lodo de perforación. Este tipo de curvas, suelen presentarse acompañadas de registros como el Gamma Ray (GR), de densidad (RHOB) y el sónico (DT) (**Figura 12**).



**Figura 12.** Ejemplo de los registros de porosidad. La curva roja pertenece a un registro de densidad (RHOB), la curva azul a un registro sónico (DT) y la curva negra a un registro neutrónico (NPHI). (Fuente Autor)

### 6.2.3. Resistivos

Las herramientas eléctricas resistivas en la industria presentan una gran variedad en especificaciones, diferenciables entre sí básicamente por la profundidad de medición de la misma. Generalmente estas herramientas presentan una escala que va desde 0.2 a 2000 ohm-m, en una escala logarítmica. La resistividad de formación se mide ya sea al mandar corriente a la formación y medir la facilidad

con que fluye la electricidad, o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir que tan grande es.

#### **6.2.3.1. Registros Inductivos (IES, ISF, DIL, DISF, ILM, ILD)**

Estos tipos de registros fueron diseñados con el fin de realizar una investigación profunda en la formación para minimizar las influencias del pozo, las formaciones adyacentes y la zona invadida.

Estas poses abundantes bobinas transmisoras y receptoras. Se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de una bobina transmisora, creando un campo magnético alterno que induce corrientes hacia la formación. Estas corrientes se transmiten en forma de anillos generando un campo magnético que induce un voltaje en una bobina receptora.

Ya que la corriente alterna en la bobina de transmisión es de amplitud y frecuencia constantes, las corrientes de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. El voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de anillo y, así, a la conductividad de la formación (Schlumberger, 1989).

Esta herramienta de inducción funciona mejor en las ocasiones en que el fluido del pozo es aislante, incluso aire o gas, cuando el pozo contiene lodo conductivo, a menos que éste sea demasiado salado, las formaciones muy resistivas o el diámetro del pozo muy grande.

La representación en la grilla de registros, estos se ubican en el segundo o tercer "track", con una escala logarítmica con una escale general entre 0.2 a 2000 ohm-m.

### **6.2.3.2. Laterologs (LL3, LL7, DLL, LLS, LLD)**

Este tipo de herramientas utiliza corrientes de enfoque para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición y con esto evitar errores en las respuestas de la herramienta debido a condiciones del pozo y a las formaciones adyacentes. Estas herramientas incluyen los registros laterolog y de enfoque esférico SFL.

Estos dispositivos funcionan para diferentes profundidades de lectura desde lecturas muy profundas (Laterolog 7, Laterolog 3 y Laterolog profundo de registro doble Laterolog DLL) a lecturas medias y someras (Laterolog 8 de la herramienta doble inducción-Laterolog DIL, el Laterolog poco profundo de la herramienta DLL y el SFL de las combinaciones ISF, DIL-SFL) (Schlumberger, 1989).

### **6.2.3.3. Micro-resistivos**

Estas herramientas son utilizadas con el fin de medir la resistividad de la zona lavada ( $R_{XO}$ ) y para describir capas permeables por medio de la detección de la costra de lodo (mudcake). Son instrumentos muy importantes por distintas razones. Las principales herramientas en este tipo de registros son los Microlog, microlaterolog y microspherical log (micro SFL). La herramienta en general consta de un patín que se desliza pegado a la pared del pozo (para evitar datos erróneos), con la presencia de electrodos alineados a cierta distancia emitiendo una corriente constante, posteriormente se graba la información tomada de manera instantánea.

Con la herramienta microlog, dos dispositivos a espaciamiento corto y con diferentes profundidades de investigación proporcionan las mediciones de resistividad de un volumen muy pequeño de la costra de lodo y de formación adyacentes al agujero. La comparación de estas dos curvas es útil para identificar las formaciones invadidas, es decir formación con permeabilidad.

La herramienta de microlaterolog se diseñó con el fin de determinar de manera exacta los valores de  $R_{XO}$  con valores más altos de  $R_{XO}/R_{mc}$  donde la interpretación de microlaterolog carece de resolución (Schlumberger, 1989).

Por último la herramienta micro SFL, es un registro de enfoque esférico, que a comparación de los anteriores, es capaz de ser combinado con otras herramientas de registros (como el DIL y el DLL) eliminando la necesidad de un registro por separado para obtener la información de  $R_{XO}$ . Otra ventaja se encuentra en la respuesta de la herramienta a las zonas poco profundas de  $R_{XO}$  en presencia del “*mudcake*”, ya que la herramienta de microlaterolog es fácilmente afectada en zonas muy cercanas al “*mudcake*”.

La **Tabla 11** resume los principales registros eléctricos tomados en un pozo, las herramientas utilizadas, la medición física que toman y el uso:

| <b>Determinación</b>    | <b>Herramienta</b>        | <b>Medición Física</b>                         | <b>Uso</b>  |
|-------------------------|---------------------------|--|---|
| Condiciones de Registro | Temperatura (BHT)         | Temperatura                                    | Temperatura del pozo para el cálculo de resistividades                            |
|                         | Presión (PRESS)           | Presión del fluido                             | Presión de fluido para el cálculo del factor volumétrico de la Formación          |
|                         | Caliper (CAL)             | Diámetro del pozo                              | Calidad de datos, litología y permeabilidad                                       |
| Litología               | Gamma Ray (GR)            | Radioactividad de la Formación                 | Indicador de Shales y corrección de profundidades                                 |
|                         | Potencial Espontaneo (SP) | Interfaz de potencial Arena/Shale              | Identificación de formaciones permeables y cálculo de Resistividad del agua       |
| Porosidad               | Sónico (BHC, LSS)         | velocidad de una onda elástica en la Formación | Cálculo de porosidad efectiva   |
|                         | Densidad (FDC, LDT)       | Densidad total de la Formación                 | Cálculo de porosidad total  |
|                         | Neutrón (SNP, CNL)        | Concentración de hidrógeno en la Formación     | Calculo de porosidad total (puede ser afectada por shales y por presencia de gas) |

| <b>Determinación</b> | <b>Herramienta</b>                                    | <b>Medición Física</b>                             | <b>Uso</b>   |
|----------------------|---|--|--|
| <b>Resistividad</b>  | Registroeléctrico simple (SN, LN, Lat)                | Resistividad de la zona lavada, próxima y profunda | Cálculo de la saturación de agua   |
|                      | Registro de Inducción (IES, ISF, DIL, DISF, ILm, Ild) | Conductividad de la Formación                      | Cálculo de la conductividad y resistividad en lodos base aceite y por consiguiente saturación del agua |
|                      | Laterologs (LL3, LL7, DLL, LLS, LLd)                  | Resistividad de la Formación                       | Resistividad en lodos base agua y por consiguiente cálculo de la saturación de agua                    |
|                      | Microlog (ML)   | Resistividad del "mudcake" y la zona lavada        | Indicador de permeabilidad y detector de capas delgadas  |
|                      | Micro-Laterolog (MILL)                                | Resistividad de la zona lavada                     | Mediciones de Rxo  |
|                      | Proximity Log (PL)                                    | Resistividad de la zona lavada                     | Mediciones de Rxo  |
|                      | Micro-spherically focussed log (MSFL)                 | Resistividad de la zona lavada                     | Mediciones de Rxo  |

**Tabla 11.** *Tabla resumen de los registros eléctricos con sus principales aplicaciones. (Tomado y Modificado de Glover, P)*

## **7. METODOLOGÍA**

**7.1. Fase uno:** Búsqueda, recopilación y análisis de información relacionada con el tema de estudio.

Esta primera fase se basó en la recopilación de información sobre la Cuenca de los Llanos, en especial de la Asociación Casanare, registros eléctricos y algunos casos de estudios relacionados con la detección de hidrocarburos detrás del revestimiento. La información se analizó con el fin de realizar un control de calidad de la misma y así evitar errores al momento del desarrollo final del proyecto.

Este material se integró mediante la elaboración de tablas, donde se graficaron de forma sencilla las principales características de los 66 pozos estudiados. Estas fueron modificadas a medida que se introducía mayor información al tema de estudio.

Con toda esta recopilación, se creó una base de datos, en la cual se almacenó información básica de la zona de estudio, informes técnicos de los campos estudiados, información petrofísica de zonas actualmente en producción e información generada por el autor del proyecto con los datos más relevantes para el mismo.

**7.2. Fase dos:** Selección de zonas de estudio e interpretación petrofísica.

Esta fase del trabajo consistió en la determinación de los intervalos a trabajar (aquellos con potencial productor) basado en un largo análisis e interpretación de registros, informes, estudios, entre otros.

Las labores realizadas en esta fase del proyecto, iniciaron con el análisis de 28 zonas con cierto potencial de estudio, que se detallan en la **Tabla 12**. Estos sectores se encontraron distribuidos a lo largo de 12 pozos de la Asociación Casanare, los cuales se presentaron en distintas unidades estratigráficas de la cuenca, desde la Formación Guayabo hasta las unidades más basales como la Formación Gacheta y Areniscas Inferiores (Lower Sandstone).

| Pozo | Formación o Unidad | Intervalo (MD) |       |
|------|--------------------|----------------|-------|
|      |                    |                |       |
| A-1  | Guadalupe          | 9452           | 9460  |
| A-2  | C4                 | 8104           | 8117  |
|      | C8                 | 8806           | 8813  |
| A-3  | Guayabo            | 6220           | 6238  |
|      | C1                 | 7465           | 7480  |
|      |                    | 7613           | 7632  |
|      | Gacheta            | 9743           | 9754  |
| A-4  | C1                 | 7510           | 7541  |
|      |                    | 7637           | 7646  |
| A-5  | C7                 | 8692           | 8722  |
|      | Guadalupe          | 9036           | 9044  |
| A-6  | C1                 | 8485           | 8502  |
|      | C3                 | 9168           | 9183  |
|      | C4                 | 9313           | 9320  |
|      |                    | 9383           | 9404  |
|      | C7                 | 9869           | 9886  |
| A-7  | C7                 | 9702           | 9716  |
|      |                    | 9782           | 9789  |
| A-8  | Gacheta            | 15054          | 15098 |
| A-9  | Cuervos            | 14368          | 14380 |

| Pozo | Formación o Unidad | Intervalo (MD) |       |
|------|--------------------|----------------|-------|
|      |                    |                |       |
| A-10 | Gacheta            | 10990          | 11000 |
|      |                    | 11026          | 11034 |
|      |                    | 11074          | 11086 |
|      |                    | 11222          | 11243 |
|      |                    | 11265          | 11277 |
| A-11 | C7                 | 8549           | 8578  |
|      | Gacheta            | 9581           | 9600  |
| A-12 | Guadalupe          | 9407           | 9433  |

**Tabla 12.** Zonas seleccionadas para el análisis petrofísico.

Los intervalos se seleccionaron básicamente por sus buenas respuestas en registros eléctricos como el Gamma Ray, sónicos y resistivos. Algunas de estas zonas, mostraron al momento de la perforación presencia de shows de aceite, lo cual se manejó como un buen indicador de calidad para la selección.

Cuando estas unidades quedaron plenamente definidas, se procedió a realizar la interpretación petrofísica de cada una de ellas. Inicialmente se contempló realizarla en el software IP (Interactive Petrophysics), sin embargo por algunos inconvenientes internos de la compañía no fue posible. Por tal razón, se decidió realizar el análisis petrofísico con el software PETREL.

El análisis inició con la creación de un nuevo proyecto en el software, donde se cargaron archivos básicos como documentos de texto (.txt) para coordenadas y topes formacionales, archivos .LAS (típicos para registros de pozo) y archivos .prn (utilizados para cargar desviaciones de pozo). Se realizó la exportación de los registros eléctricos necesarios de la estación central de trabajo de la empresa (OpenWorks), los cuales se detallan en la **Tabla 13**.

**DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRAS DEL REVESTIMIENTO (OIL BEHIND CASING) EN  
LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

| Pozo | GR | SP | CALI | NPHI           | RHOB           | DT           | MSFL         | ILD          |
|------|----|----|------|----------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| A1   | Si | Si | Si   | Si             | Si             | Si<br>(DTLN) | Si           | Si           |
| A2   | Si | Si | Si   | Si             | Si             |              | Si           | Si           |
| A3   | Si | Si | Si   | Si             | Si             | Si           | Si           | Si           |
| A4   | Si | Si | Si   | Si             | Si             | Si<br>(DTLF) | Si           | Si           |
| A5   | Si | Si | Si   | Si             | Si             | Si<br>(DTLF) | Si<br>(Rxoz) | Si<br>(AT90) |
| A6   | Si | Si | Si   | Si             | Si             | Si           | Si           | Si           |
| A7   | Si | Si | Si   | Si             | Si             | Si           | Si           | Si           |
| A8   | Si | Si |      |                |                | Si           |              | Si           |
| A9   | Si |    |      |                |                |              | Si<br>(ATR)  | Si<br>(ATRD) |
| A10  | Si | Si | Si   | Si             | Si             | Si<br>(DTL)  | Si           | Si<br>(IDPH) |
| A11  | Si | Si | Si   | Si(2do<br>int) | Si(2do<br>int) | Si           | Si           | Si           |
| A12  | Si | Si | Si   |                |                | Si<br>(LSN)  | Si<br>(RFOC) | Si<br>(RILD) |

Registro no disponible

**Tabla 13.** Disponibilidad de registros útiles para el análisis petrofísico.

Con los pozos y registros ya cargados en el programa, se inició el análisis petrofísico el cual comenzó con el cálculo de distintos parámetros como lo fueron el del volumen de arcilla (Vsh), porosidad ( $\emptyset$ ), resistividad del agua (Rw), saturación de agua (Sw), volumen total de agua (BVW), NetGross y NetPay.

- **Cálculo del Volumen de Arcilla:**

Como todas las interpretaciones petrofísicas, se inició con el cálculo del volumen total de arcilla (Vsh) en la formación en la que se encontraba el intervalo de interés. Para esto se empleó el registro de GR (en el caso del pozo A-10 se hizo necesario el cálculo del Vsh con el registro Cáliper debido a la mala calidad del GR). La ecuación que se utilizó fue la siguiente:

$$\%Vsh = \frac{GR_{log} - GR_{mínimo}}{GR_{máximo} - GR_{mínimo}} \quad \text{Ecuación 9}$$

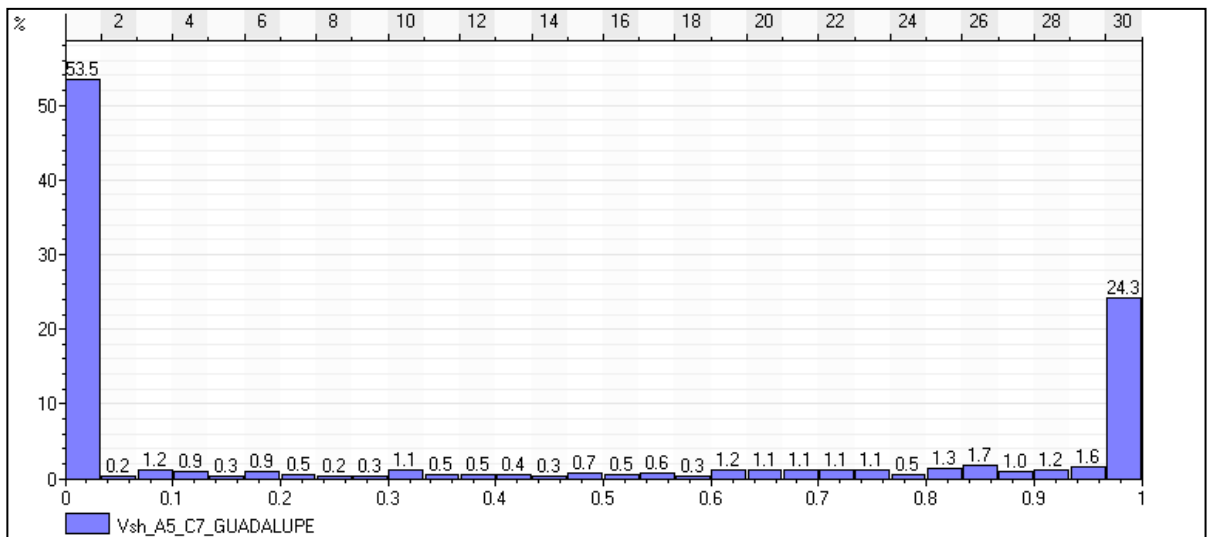
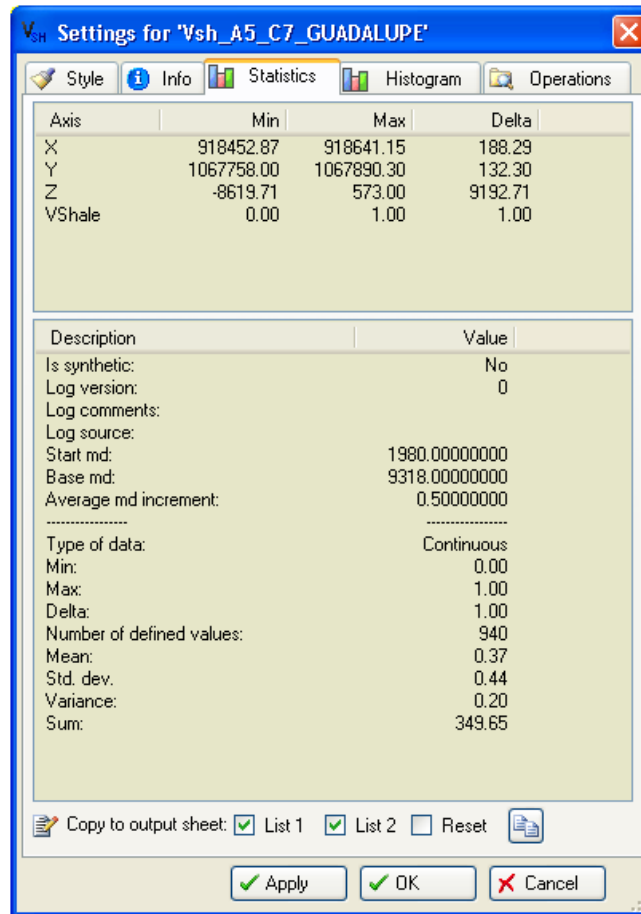
Los valores de  $GR_{mínimo}$  y  $GR_{máximo}$  utilizados en el cálculo del Vsh se detallan en la **Tabla 14** para todos los pozos.

| Pozo | Formación o Unidad | Cálculo del Vsh |           |                |                 |
|------|--------------------|-----------------|-----------|----------------|-----------------|
|      |                    | Gr mínimo       | Gr máximo |                |                 |
| A-1  | GUADALUPE          | 50              | 130       |                |                 |
| A-2  | C4 y C8            | 45              | 120       |                |                 |
|      | C4                 | 42              | 130       |                |                 |
|      | C8                 | 51              | 165       |                |                 |
| A-3  | GUAYABO            | 48              | 100       |                |                 |
|      | C1                 | 45              | 115       |                |                 |
|      | GACHETA            | 55              | 100       |                |                 |
| A-4  | C1                 | 50              | 105       |                |                 |
| A-5  | C7 y GUADALUPE     | 65              | 130       |                |                 |
| A-6  | CARBONERA          | 60              | 120       |                |                 |
| A-7  | C7                 | 40              | 105       |                |                 |
| A-8  | GACHETA            | 50              | 90        |                |                 |
| A-9  | CUERVOS            | 45              | 110       |                |                 |
| A-10 | GACHETA            | 45              | 115       | 8.3<br>Caliper | 12.5<br>Caliper |
| A-11 | C7                 | 45              | 140       |                |                 |
|      | GACHETA            | 60              | 130       |                |                 |
| A-12 | GUADALUPE          | 45              | 115       |                |                 |

**Tabla 14.** Valores de  $GR_{mínimo}$  y  $GR_{máximo}$  utilizados para el cálculo de Vsh.

Los valores obtenidos en el nuevo registro de Vsh, fueron corregidos por medio de una condición en la cual se llevaron a cero (0) los valores negativos y a uno (1) los valores que superaban la unidad.

En la **Figura 13** se muestra un ejemplo de los valores obtenidos del cálculo del Vsh en el pozo A-5 (C7).



**Figura 13.** Ejemplo de los valores obtenidos para la propiedad Vsh en el pozo A-5 (C7). En la parte superior los valores estadísticos y en la parte inferior el histograma de los datos.

- **Cálculo de la Porosidad ( $\emptyset$ ):**

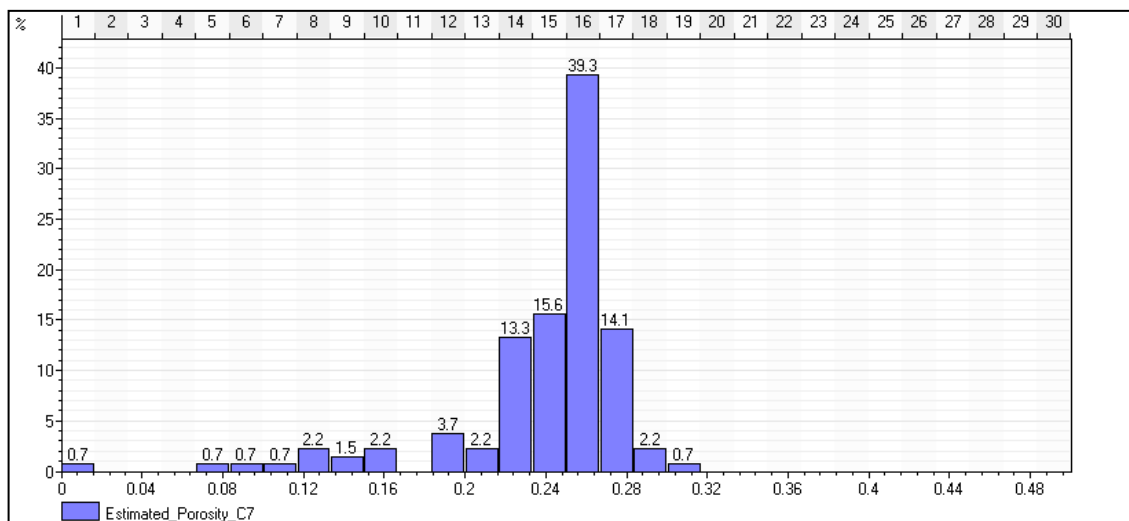
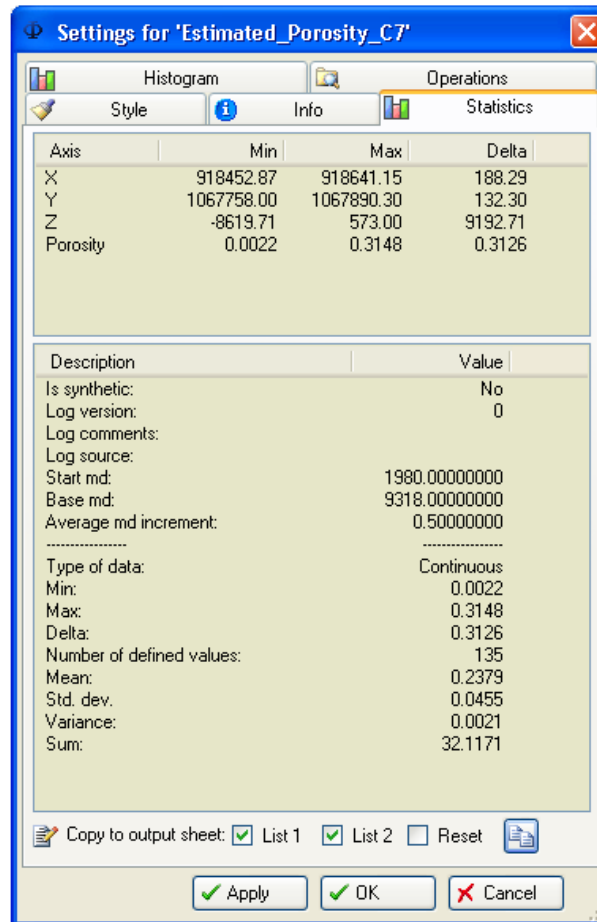
EL cálculo de la porosidad se realizó por medio de dos ecuaciones, básicamente influidas por la litología de la zona de estudio. En zonas con predominancia de arenas es más recomendable hallar la porosidad por medio del registro de densidad, debido a las buenas condiciones del pozo, por el contrario en zonas con presencia de arcillas es conveniente trabajar con el registro sísmico debido a las muy probables malas condiciones del pozo. Las ecuaciones utilizadas fueron las siguientes:

$$\emptyset = \frac{t_{LOG} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad \text{Ecuación 10}$$

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ecuación 11}$$

Al igual que el registro de Vsh, este fue corregido para los valores menores de cero y mayores de 1. Para la finalidad de este estudio se realizó una segunda corrección para eliminar las zonas que no tuvieran interés con valores de Vsh mayores a cero punto seis (0.6).

La **Figura 14** ilustra los valores estadísticos y el histograma de porosidad obtenidos en el pozo A-5 (Unidad C7):



**Figura 14.** Ejemplo de los valores obtenidos para la porosidad en el pozo A-5 (C7). En la parte superior los valores estadísticos y en la parte inferior el histograma de los datos.

En este pozo la porosidad fue determinada por medio del registro densidad, debido a que se encuentra dentro de un gran paquete arenoso.

- **Cálculo de la Resistividad del agua de formación (Rw):**

EL cálculo de la  $R_w$  a partir del registro SP implica el uso de una gran cantidad de fórmulas, de las cuales los valores relevantes corresponden a los de resistividades del lodo y sus correspondientes temperaturas, los topes de la formación y los valores del registro SP. Los datos generales que se necesitaron para este cálculo fueron:

1. Límites de la formación donde se encuentra la zona de interés (tope y base).
2. Temperatura máxima alcanzada en la perforación y la temperatura de superficie.
3. Profundidad total de perforación.
4. Resistividades del lodo y del lodo filtrado con sus respectivas temperaturas.
5. La deflexión del registro SP.
6. La resistividad de la zona invadida ( $R_i$ ) en la zona de interés.

Los primeros cuatro ítems se utilizaron del encabezado del registro eléctrico de cada pozo, la desviación del registro SP se realizó utilizando los valores de este registro en una zona saturada con agua y los picos máximos de este registro en la formación estudiada.

Los valores que se utilizaron se muestran en la **Tabla 15**.

| <b>Pozo</b> | <b>Formación o<br/>Unidad</b> | <b>SP max</b> | <b>SP limpio</b> | <b>DEFLEXION SP</b> | <b>Ri</b> |
|-------------|-------------------------------|---------------|------------------|---------------------|-----------|
| A-1         | Guadalupe                     | 51            | 16               | -35                 | 17        |
| A-2         | C4                            | 115           | 75               | -40                 |           |
|             | C8                            | 117           | 35               | -82                 |           |
| A-3         | Guayabo                       | -32           | -60              | -28                 | 15        |
|             | C1                            | -24           | -46              | -22                 | 15        |
|             | Gacheta                       | -22           | -56              | -34                 | 105       |
| A-4         | C1                            | -62           | -95              | -33                 | 14        |
| A-5         | C7                            | 15            | -4               | -19                 | 40        |
|             | Guadalupe                     | 17            | -26              | -43                 | 220       |
| A-6         | C1                            | -50           | -130             | -80                 | 24        |
|             | C3                            | -47           | -68              | -21                 | 17        |
|             | C4                            | -27           | -64              | -37                 | 18        |
|             | C7                            | -20           | -64              | -44                 | 30        |
| A-7         | C7                            | -59           | -91              | -32                 | 26        |
| A-8         | Gacheta                       | -73           | -120             | -47                 |           |
| A-9         | Cuervos                       | -43           | -142             | -99                 | 8         |
| A-10        | Gacheta                       | 218           | 108              | -110                | 45        |
| A-11        | C7                            | -37           | -75              | -38                 | 35        |
|             | Gacheta                       | 106           | 20               | -86                 | 20        |
| A-12        | Guadalupe                     | 110           | 37               | -73                 | 13        |

**Tabla 15.** Valores utilizados a partir del registro SP para el cálculo de la Rw.

Ya con estos valores determinados, se introdujeron en una matriz generada en Excel para facilitar el cálculo. En la **Figura 15** se observa un ejemplo para el pozo A-5, en la Unidad C7, del cálculo de la Rw.

**DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRAS DEL REVESTIMIENTO (OIL BEHIND CASING) EN LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

|    | A | B   | C                   | D                     | E                                     | F                        | G                      | H                           | I                       | J                            | K                       |                              |
|----|---|---|---------------------|-----------------------|---------------------------------------|--------------------------|------------------------|-----------------------------|-------------------------|------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| 1  |   | Rw Calculation from SP Log                |                     |                       | Rw Calculation from SP Log            |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 2  |   |   |                     |                       |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 3  |   |   |                     |                       |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 4  |   | <b>Input Data</b>                         |                     |                       | <b>Calculations</b>                   |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 5  |   | Well Name                                 | A-5                 |                       | Temp. gradient                        | 1.23                     | deg. F/100 ft          |                             |                         |                              |                         |                              |
| 6  |   | Formation Name                            | C7                  |                       | Average formation depth               | 8780.5                   | ft                     |                             |                         |                              |                         |                              |
| 7  |   |   |                     |                       | Formation temperature, T <sub>f</sub> | 196                      | deg. F.                |                             |                         |                              |                         |                              |
| 8  |   | Bottom Hole Temperature                   | 202                 | deg. F                | KC                                    | 87.0                     |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 9  |   | Mean Surface Temperature                  | 68                  | deg. F.               | R <sub>mf</sub> @ T <sub>f</sub>      | 0.96                     | Ω - m                  |                             |                         |                              |                         |                              |
| 10 |   | Total Depth of Well                       | 9292                | ft                    | R <sub>m</sub> @ T <sub>f</sub>       | 0.97                     | Ω - m                  |                             |                         |                              |                         |                              |
| 11 |   | Depth to top of formation                 | 8690                | ft                    |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 12 |   | Depth to bottom of formation              | 8891                | ft                    | Bed thickness, h                      | 201                      | ft                     |                             |                         |                              |                         |                              |
| 13 |   |   |                     |                       | Resistivity ratio                     | 41.12                    |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 14 |   | <i>Mud Properties</i>                     |                     |                       | SP correction factor                  | 1.00                     |                        |                             |                         | 0.96308                      |                         |                              |
| 15 |   | Mud filtrate resistivity, R <sub>mf</sub> | 2.35                | Ω - m                 | SSP                                   | -19                      | mV                     |                             |                         |                              |                         |                              |
| 16 |   | Measured temp. of R <sub>mf</sub>         | 76                  | deg. F.               |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 17 |   | Mud resistivity, R <sub>m</sub>           | 2.44                | Ω - m                 | R <sub>mf</sub> (eq)                  | 0.960                    | Ω - m                  |                             |                         |                              | 0.33746                 |                              |
| 18 |   | Measured temp. of R <sub>m</sub>          | 74                  | deg. F.               | R <sub>w</sub> (eq)                   | 0.581                    | Ω - m                  |                             |                         |                              |                         |                              |
| 19 |   |   |                     |                       |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 20 |   | <i>Bed Thickness Correction</i>           |                     |                       |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 21 |   | Invaded zone resistivity, R <sub>i</sub>  | 40.0                | Ω - m                 | R <sub>w</sub>                        | 0.666                    | Ω - m                  |                             | 0.666                   |                              | 0.01331                 |                              |
| 22 |   | SP deflection                             | -19                 | mV                    |                                       |                          |                        |                             | -1.000                  |                              | 1.1822                  |                              |
| 23 |   |   |                     |                       |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 24 |   |   |                     |                       |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 25 |   |   |                     |                       | Resistivity Run                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 26 |   |   |                     |                       |                                       |                          |                        |                             |                         |                              |                         |                              |
| 27 |   | New Name                                  | TD (logger)<br>(ft) | Hole Size<br>(inches) | Surface Temp<br>(°F)                  | Bottom Hole Temp<br>(°F) | R <sub>m</sub><br>OHMM | R <sub>m</sub> Temp<br>(°F) | R <sub>mf</sub><br>OHMM | R <sub>mf</sub> Temp<br>(°F) | R <sub>mc</sub><br>OHMM | R <sub>mc</sub> Temp<br>(°F) |
| 28 |   | A-1                                       | 10060.00            | 8.50                  | 88.00                                 | 204.00                   | 2.48                   | 75.00                       | 2.51                    | 72.00                        | 3.01                    | 71.00                        |
| 29 |   | A-2                                       | 10040.00            | 8.50                  | 88.00                                 | 202.00                   | 2.40                   | 90.00                       | 2.37                    | 88.00                        | 0.84                    | 88.00                        |
| 30 |   | A-3                                       | 9978.00             | 8.50                  | 88.00                                 | 204.00                   | 3.03                   | 84.00                       | 3.32                    | 75.00                        | 3.06                    | 75.00                        |
| 31 |   | A-4                                       | 9964.00             | 8.50                  | 88.00                                 | 210.00                   | 1.38                   | 103.00                      | 1.77                    | 82.00                        | 1.43                    | 83.00                        |
| 32 |   | A-5                                       | 9292.00             | 8.50                  | 88.00                                 | 202.00                   | 2.44                   | 74.00                       | 2.35                    | 76.00                        | 2.72                    | 74.00                        |
| 33 |   | A-6                                       | 11450.00            | 8.50                  | 88.00                                 | 210.00                   | 2.05                   | 95.00                       | 2.15                    | 86.00                        | 1.73                    | 80.00                        |
| 34 |   | A-7                                       | 11376.00            | 8.50                  | 88.00                                 | 210.00                   | 2.04                   | 108.00                      | 2.39                    | 70.00                        | 2.31                    | 70.00                        |
| 35 |   | A-8                                       | 15501.00            | 6.00                  | 88.00                                 | 248.00                   | 1.02                   | 86.00                       | 0.96                    | 86.00                        | 1.05                    | 86.00                        |
| 36 |   | A-9                                       | 15597.00            | 8.50                  | 88.00                                 | 212.00                   | 2.34                   | 72.00                       | 2.02                    | 72.00                        |                         |                              |
| 37 |   | A-10                                      | 11501.00            | 8.50                  | 88.00                                 | 215.00                   | 1.53                   | 108.00                      | 2.17                    | 79.00                        | 1.81                    | 85.00                        |
| 38 |   | A-11                                      | 10101.00            | 8.50                  | 88.00                                 | 193.00                   | 2.33                   | 73.00                       | 2.16                    | 79.00                        | 2.20                    | 84.00                        |
| 39 |   | A-12                                      | 9986.00             | 8.50                  | 88.00                                 | 200.00                   | 3.26                   | 75.00                       | 3.86                    | 75.00                        | 2.49                    | 75.00                        |

**Figura 15.** Display de la matriz utilizada para el cálculo de la R<sub>w</sub>.

- **Cálculo de la saturación de agua (Sw):**

El cálculo de la Sw fue el más importante en este proyecto, para el cual se utilizó la ecuación de Archie:

$$Sw^n = \frac{aR_w}{R_t \phi^m}$$

Para este caso, y como en toda la Asociación Casanare, los valores trabajados para las variables son:

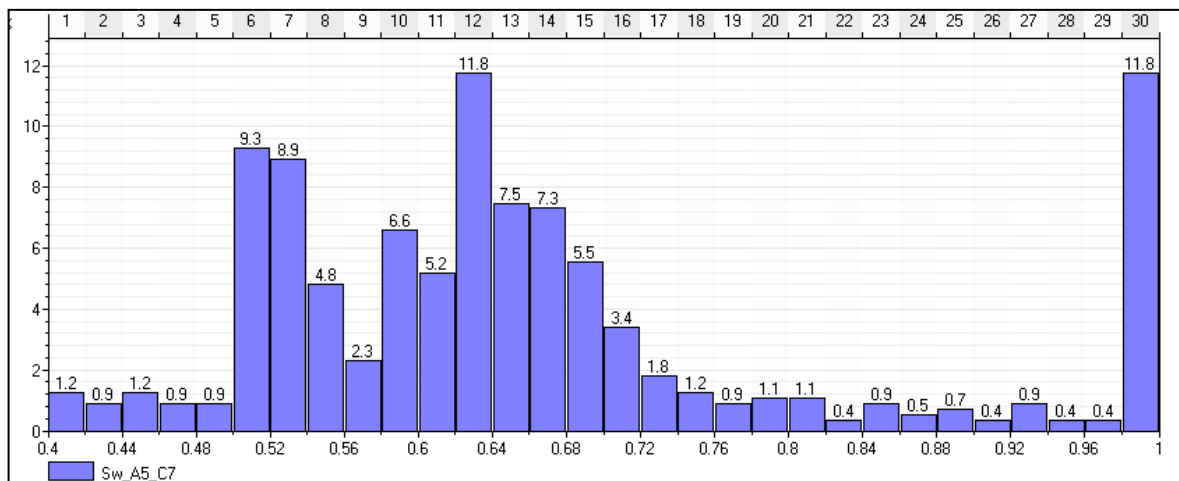
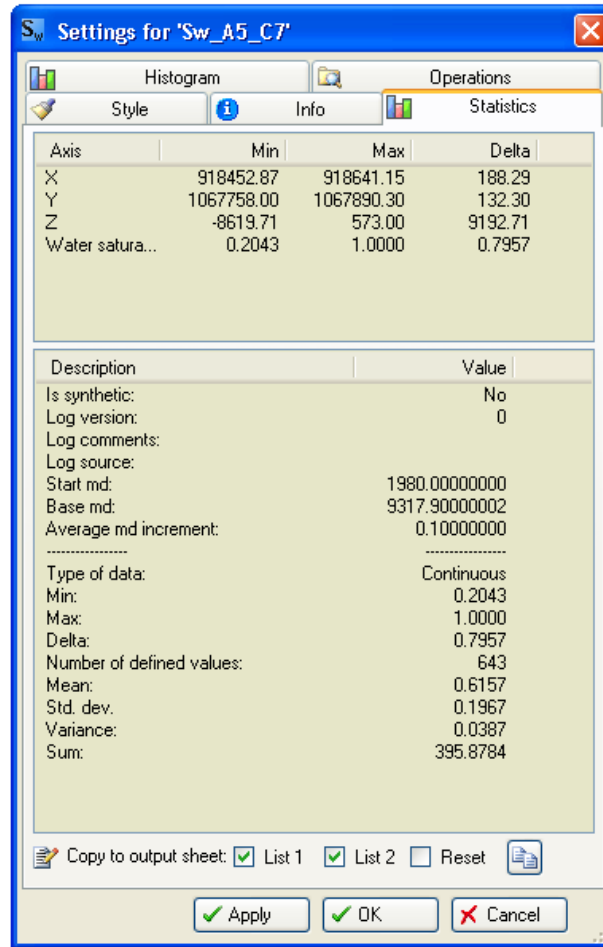
|   |   |
|---|---|
| m | 2 |
| n | 2 |
| a | 1 |

**Tabla 16.** Valores utilizadas en esta zona de la cuenca para las constantes de  $m$  (exponente de cementación),  $n$  (exponente de saturación) y  $a$  (factor de tortuosidad).

Con el fin de trabajar la ecuación de Archie en forma lineal, se aplica radical al lado derecho de la ecuación. La nueva ecuación resulta:

$$S_w = \frac{a R_w}{R_t \phi^m}$$

Los datos obtenidos para el pozo A-5, en la Mb C7 se resumen en la siguiente **Figura 16.**



**Figura 16.** Ejemplo de los valores obtenidos para la Sw en el pozo A-5 (Unidad C7). En la parte superior los valores estadísticos y en la parte inferior el histograma de los datos.

Los valores obtenidos fueron filtrados con el fin de eliminar datos no coherentes (mayores de uno y menores de cero).

- **Cálculo del volumen total de agua (BVW):**

Con el fin de visualizar el contenido de agua en la porosidad calculada, se calculó el BVW por medio de la siguiente ecuación:

$$BVW = \emptyset * S_w \quad \text{Ecuación 12}$$

Este nuevo registro se representó enfrentado con el registro de porosidad, lo cual identifica como contenido de hidrocarburos al espacio que queda entre las dos curvas (con la del BVW a la derecha y la de porosidad a la izquierda).

- **Calculo de Sw en los tres casos de sensibilidad:**

Para hallar la Sw en tres casos diferentes, se calcularon los valores de Rw (utilizando el registros SP) en cada información de interés en los pozos A-3, A-4 y A5 (Fm Guayabo, Unidad C1, Unidad C7, Fm Guadalupe y Fm Gacheta). Estos valores equivalen en la industria a los conocidos P10 (caso low), P50 (caso base) y P90 (caso high).

Con los tres valores de Rw para cada formación en los 3 pozos, se calculó la Sw de cada uno. Estos se clasificaron como se muestra en la **Tabla 17**.

| <b>Pozo</b> | <b>Formación o Unidad</b> | <b>Rw</b> | <b>Caso</b> |
|-------------|---------------------------|-----------|-------------|
| <b>A-3</b>  | Guayabo                   | 1.083     | Low         |
| A-4         | Guayabo                   | 0.416     | High        |
| A-5         | Guayabo                   | 0.907     | Base        |
| <b>A-3</b>  | C1                        | 1.057     | Low         |
| <b>A-4</b>  | C1                        | 0.351     | High        |
| A-5         | C1                        | 1.006     | Base        |
| A-3         | C7                        | 0.808     | Low         |
| A-4         | C7                        | 0.256     | High        |
| <b>A-5</b>  | C7                        | 0.66      | Base        |
| A-3         | Guadalupe                 | 0.947     | Low         |
| A-4         | Guadalupe                 | 0.44      | High        |
| <b>A-5</b>  | Guadalupe                 | 0.501     | Base        |
| <b>A-3</b>  | Gacheta                   | 0.605     | Low         |
| A-4         | Gacheta                   | 0.462     | Base        |
| A-5         | Gacheta                   | 0.32      | High        |

**Tabla 17.** Valores calculados de la Rw en los 3 casos de sensibilidad para los pozos A-3, A-4 y A-5.

La ecuación que se empleó fue la misma mencionada anteriormente (Ecuación de Archie).

- **Cálculo del NetGross:**

El espesor total de arenas, se calculó por medio de una condición en la cual intervinieron variables como la porosidad y el Vsh, esta es:

$$NtG = Si (\emptyset \leq 0.1 \text{ y } Vsh \geq 0.5 ; 0 ; 1)$$

En sí, esta condición solo restringe zonas las cuales poseen porosidades mayores a 0.1 y con un Vsh menor a 0.5.

Para todos los pozos, al igual que en el caso anterior, se realizó el cálculo de NtG para tres diferentes casos(positivo, neutral y negativo). Para esto, variaron los valores de Vsh en la condición anterior, como se muestra en las tres siguientes condiciones:

$$NtG_{High} = Si (\emptyset \leq 0.1 \text{ y } Vsh \geq 0.6 ; 0 ; 1)$$

$$NtG_{Base} = Si (\emptyset \leq 0.1 \text{ y } Vsh \geq 0.5 ; 0 ; 1)$$

$$NtG_{Low} = Si (\emptyset \leq 0.1 \text{ y } Vsh \geq 0.4 ; 0 ; 1)$$

- **Cálculo del NetPay:**

El intervalo total de arenas impregnadas con hidrocarburos se realizó exclusivamente para los pozos A-3, A-4 y A-5, debido a que fueron los únicos que pertenecían a un mismo campo. El cálculo se realizó con las siguientes condiciones para los tres casos explicados en los dos ítems anteriores:

$$Net\_Pay\_High = Si (NtG_{High} \geq 1 \text{ y } Sw_{High} \leq 0.5 ; 1 ; 0)$$

$$Net\_Pay\_Base = Si (NtG_{Base} \geq 1 \text{ y } Sw_{Base} \leq 0.5 ; 1 ; 0)$$

$$Net\_Pay\_Low = Si (NtG_{Low} \geq 1 \text{ y } Sw_{Low} \leq 0.5 ; 1 ; 0)$$

En este cálculo, solo se tomaron los valores que tuvieran el valor de 1 en el NtG y que a la vez mantuvieran una Sw por debajo del 0.5. Esto ayudó a calcular la

posibilidad de tener o no impregnación de hidrocarburos en las arenas seleccionadas anteriormente y arrojando valores en pies por medio de la siguiente ecuación:

$$Net_{pay} \text{ ft} = \text{Espesor delacapa} * Net_{Pay}$$

Todas estas variables descritas en este segundo ítem de la metodología se presentan en forma de ejemplo en la **Figura 17** para el Pozo A-5 (Unidad C7).

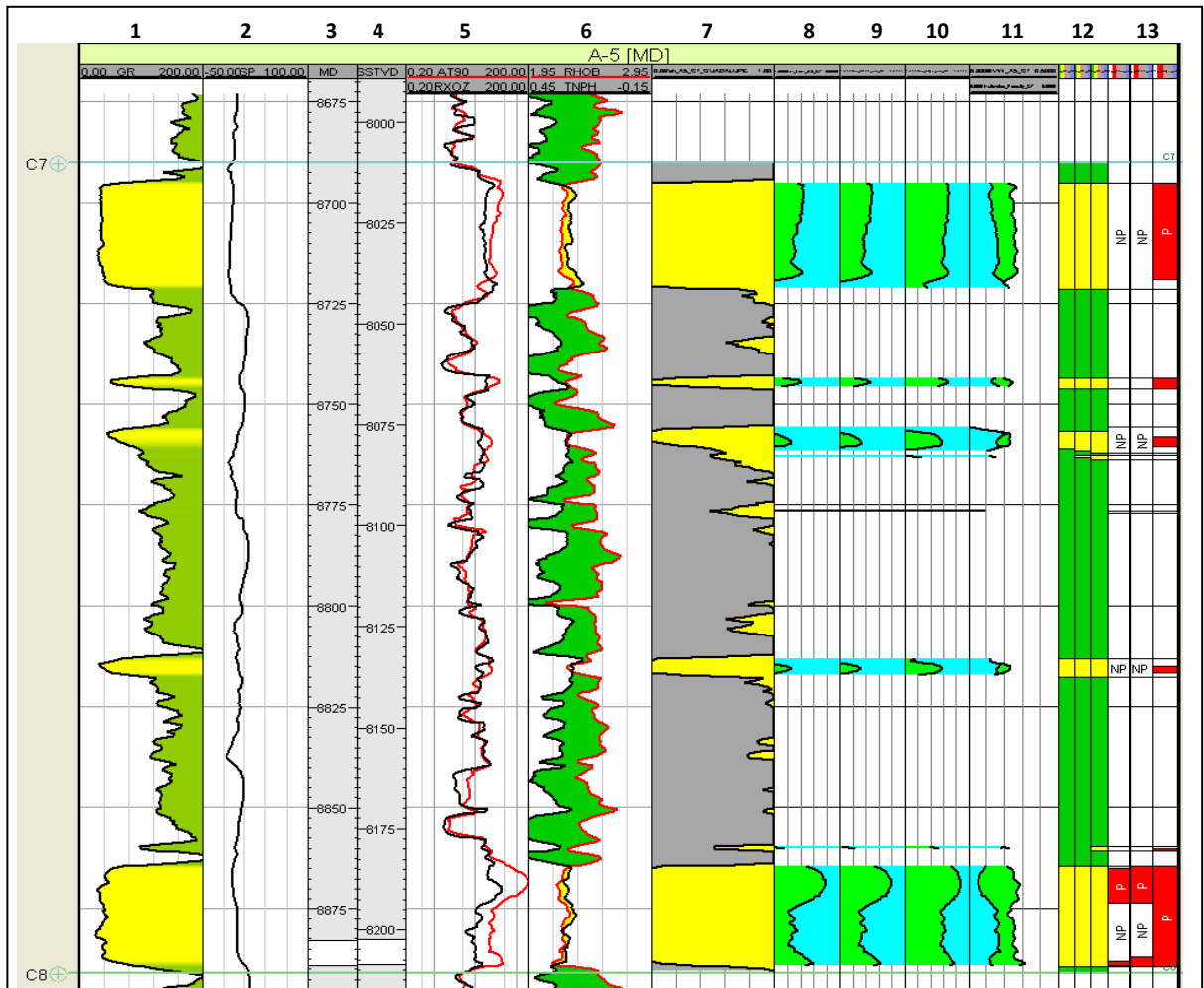


Figura 17. Ejemplo del display de todos los valores calculados en el análisis petrofísico para el pozo A-5 (C7).

| <b>Track</b> | <b>Registro</b>           | <b>Escala</b>     |
|--------------|---------------------------|-------------------|
| 1            | GR                        | 0 – 200           |
| 2            | SP                        | -150              |
| 3            | MD                        | NA                |
| 4            | SSTVD                     | NA                |
| 5            | AT90 – RXOZ               | 0.20 – 200        |
| 6            | RHOB                      | 1.95-2.95         |
|              | TNPH                      | 0.45-(-0.15)      |
| 7            | Vsh                       | 0 – 1             |
| 8            | Sw_Low                    | 0 - 1 (invertida) |
| 9            | Sw_Base                   | 0 - 1 (invertida) |
| 10           | Sw_High                   | 0 - 1 (invertida) |
| 11           | BVW – Ø                   | 0 - 0.5           |
| 12           | NtG_Low                   | 0 – 1             |
|              | NtG_Base                  |                   |
|              | NtG_High                  |                   |
| 13           | Net_Pay_Low - Base - High | 0 – 1             |
|              | Net_Pay_Base              |                   |
|              | Net_Pay_High              |                   |

**Tabla 18.** Definición de los “tracks” mostrados en la Figura 16 con su respectiva escala y orden.

### **7.3. Fase tres:** Evaluación de oportunidades de “Oil Behind Casing”.

Esta tercer y última fase consintió en la elaboración del libro final, donde se expresan los resultados de la evaluación de oportunidades “Oil Behind Casing”, basado en la interpretación petrofísica de los intervalos trabajados.

La mayor parte de los datos obtenidos, se representan en formas de tablas para mayor facilidad del lector. En esta sección también se adjuntaron los anexos de las gráficas resultantes en el software Petrel así como las recomendaciones y conclusiones pertinentes.

## 8. RESULTADOS

Los 38 intervalos seleccionados y trabajados durante el proyecto, fueron caracterizados petrofísicamente en su totalidad. A continuación se presentan la descripción de 3 de ellos con los respectivos valores obtenidos, enfatizando entres casos obtenidos, (zonas con 100% de Sw, zonas con presencia económicamente rentable para la explotación de hidrocarburos y una zona ya con análisis petrofísico para corroborar resultados). En los Anexos 2 al 27, se presentan las imágenes del análisis petrofísico para cada intervalo trabajado.

### 8.1. DESCRIPCIÓN DE TRES ZONAS REPRESENTATIVAS DE LA TOTALIDAD DE INTERVALOS TRABAJADOS

Los resultados arrojados en el análisis petrofísico, se resumen en la tabla presente en el Anexo 2, detallando los valores promedio de las principales características petrofísicas en cada intervalo de interés.

- **Pozo A-2:**

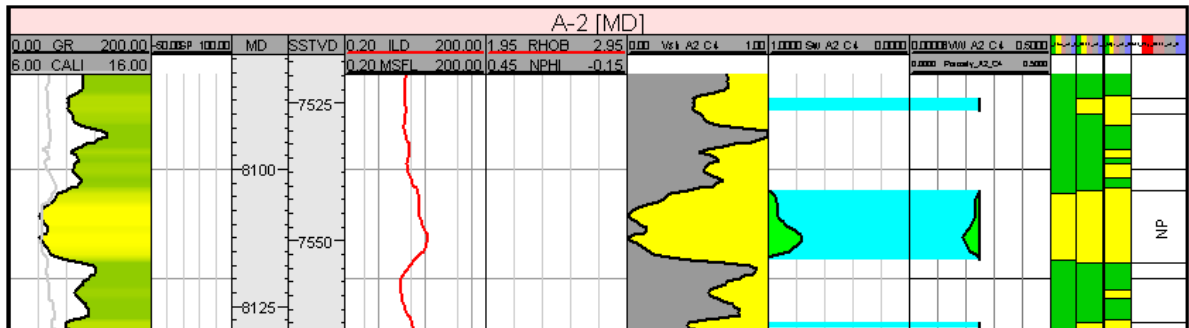
El pozo A2, es un pozo productor de la Asociación Casanare, ubicado en la margen Este superior de la Asociación, muy cercano al pozo A1. Actualmente presenta producción en la Fm Carbonera, Unidad C7.

**Fm Carbonera (C4):** La zona que se trabajó se encuentra entre los 8104' – 8117' (MD). Es un paquete de arenas medianamente limpias, con buenos resultados en las curvas de resistividad y con un gran paquete de shales que podría servir como un potencial sello.

El análisis petrofísico de esta zona fue un poco complicado, debido a que no presentaba registros de SP, DT y RHOB, por lo cual el cálculo de Rw y Porosidad

se hizo muy difícil. Para el cálculo de  $R_w$  se optó por trabajar con el registro SP del pozo más próximo, que en este caso fue el A-12, esperando y revisando un comportamiento coherente con la litología del pozo. Estos cálculos dieron como resultado una  $R_w$  equivalente a 0.425. Con respecto a la ausencia de registros sínicos y de densidad para hallar la porosidad de la zona, se decidió trabajar con una porosidad promedio de zonas adyacentes de 0.25.

Los valores que resultaron de este análisis fueron:



| Pozo | Unidad | Intervalo (MD) |      | Espesor | Vsh  | Ø    | Sw   |
|------|--------|----------------|------|---------|------|------|------|
| A-2  | C4     | 8104           | 8117 | 13      | 0.17 | 0.25 | 0.89 |

**Tabla 19.** Principales valores petrofísicos calculados para el intervalo de interés en el pozo A-2 Fm Carbonera (Unidad C4)

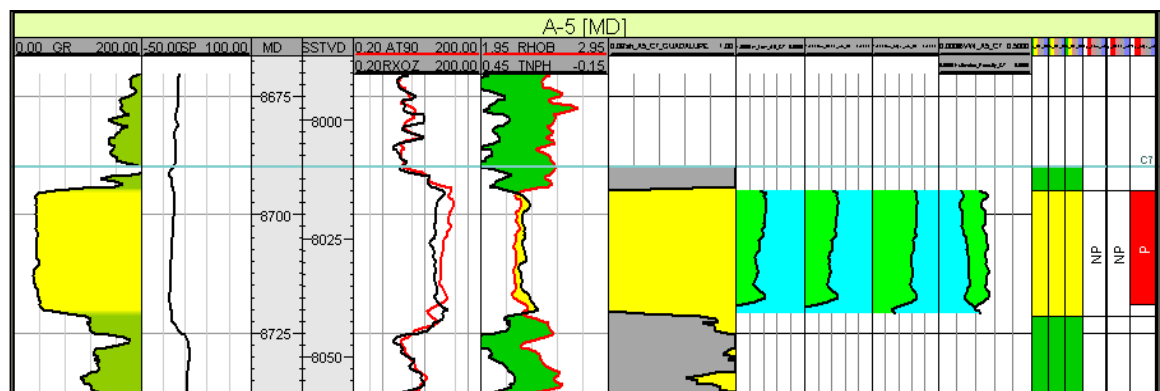
Con estos resultados, se puede inferir que aunque hay un 11% de acumulación de hidrocarburos en la zona de estudio, este no es viable para poner en producción, por lo cual se definió como una zona completamente saturada por agua.

- **Pozo A5**

Este pozo se encuentra ubicado en medio de los pozos A3 y A4, manteniendo así la misma configuración estructural y estratigráfica. Estos tres pozos hacen parte del mismo campo, por lo que posteriormente fueron utilizados para calcular tres posibles casos (buenos, normal y malo) de acumulación de hidrocarburos en el campo.

**Fm Carbonera (Unidad C7):** Esta unidad está constituida por dos grandes paquetes de arenas ubicadas al tope y a la base de la formación, separadas por un enorme paquete de shales (con algunas arenas un poco más sucias) ubicado en toda la parte central de la sección.

La zona de estudio está ubicada hacia el tope de la unidad, conformada por un espeso paquete de arenas típico de esta unidad, que alcanza un espesor de 30'. Los datos que se determinaron fueron los siguientes:



| Pozo | Unidad | Intervalo (MD) |      | Espesor | Vsh  | Ø    | Sw   |
|------|--------|----------------|------|---------|------|------|------|
| A-5  | C7     | 8692           | 8722 | 30      | 0,12 | 0,25 | 0.38 |

**Tabla 20.** Principales valores petrofísicos calculados para el intervalo de interés en el pozo A-5 Fm Carbonera (Unidad C7)

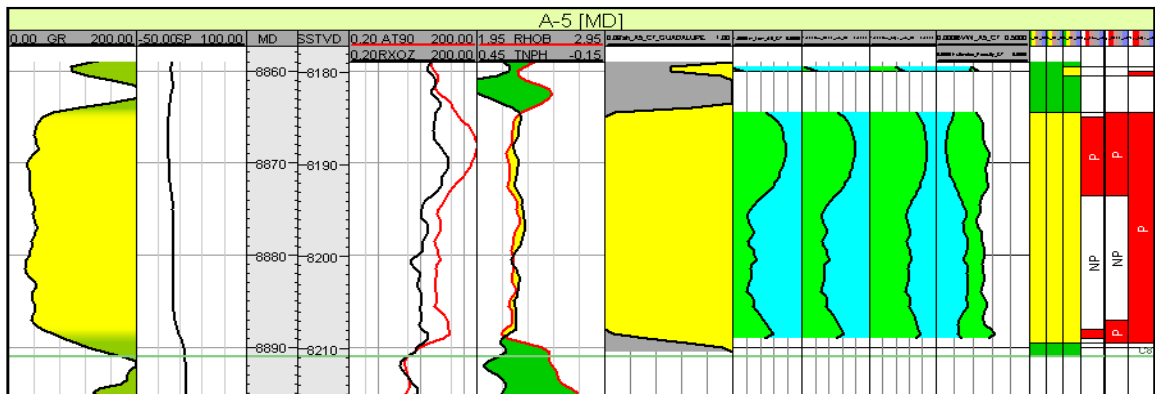
Este intervalo superior evidencio la presencia de hidrocarburos económicamente explotable, con un valor de Sw promedio de 0.31, lo cual lo convierte como uno de los principales objetivos a ser probados para comprobar su muy segura acumulación de crudo.

Además este intervalo fue especial durante el transcurso del proyecto, ya que el intervalo de esta Unidad C7 inferior, actualmente está en producción, con lo cual de alguna manera sirvió como referente para comprobar la calidad del análisis petrofísico, ya que este intervalo ya había sido estudiado anteriormente en un estudio que hizo la compañía Schlumberger con los siguiente resultados:

| Pozo | Unidad | Intervalo (MD) |      | Espesor | Vsh  | Ø    | Sw   |
|------|--------|----------------|------|---------|------|------|------|
| A-5  | C7     | 8850           | 8900 | 50      | 0,09 | 0,24 | 0,33 |

**Tabla 21.** Principales valores petrofísicos para el intervalo de interés en el pozo A-5 Fm Carbonera (C7), realizados para PERENCO por la compañía SCHLUMBERGER.

Los obtenidos en este proyecto fueron los siguientes:



| Pozo | Unidad       | Intervalo (MD) |      | Espesor | Vsh  | Ø    | Sw   |
|------|--------------|----------------|------|---------|------|------|------|
| A-5  | Otra Zona C7 | 8863           | 8889 | 26      | 0,05 | 0,26 | 0,32 |

**Tabla 22.** Principales valores petrofísicos para el intervalo de interés, calculados en el pozo A-5 Fm Carbonera (Unidad C5)

Los resultados son muy parecidos, lo que en conclusión corrobora el buen análisis que se realizó con los datos del proyecto, ya que al compararlos con análisis mucho más especializados y detallados y que fueron realizados por una compañía muy conocida a nivel mundial, arrojaron valores casi idénticos.

## **8.2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD PARA LOS POZOS A-3, A-4 Y A-5**

El análisis de sensibilidad para tres posibles casos de acumulación de crudo en algunos pozos, se limitó a tan solo tres pozos del estudio, debido a que por la naturaleza del mismo, solo es adecuado para pozos que mantengan alguna relación cercana entre sí, es decir, pozos de un mismo campo. Por este motivo se escogieron los pozos A-2, A-3 y A-4 para este análisis, ya que son los únicos en todo el estudio que conforman un mismo campo, los demás son pozos aislados de diferentes campos de la Asociación Casanare.

Los resultados obtenidos para estos tres pozos en sus diferentes formaciones de interés se muestran en la **Tabla 23**.

| Pozo | Formación o Unidad | Sw High | Sw Base | Sw Low | NtG High (dec) | NtG High (ft) | NetG Base | NtG Base (ft) | NetG Low | NtG Low (ft) | NetPay High | Net Pay High ft | NetPay Base | Net Pay ft | NetPay Low | Net Pay Low ft |
|------|--------------------|---------|---------|--------|----------------|---------------|-----------|---------------|----------|--------------|-------------|-----------------|-------------|------------|------------|----------------|
| A-3  | Guayabo            | 0.99    | 1       | 1      | 0.54           | 9.7           | 0.46      | 8.3           | 0.35     | 6.3          | 0           | 0               | 0           | 0          | 0          | 0              |
|      | C1                 | 0.86    | 1       | 1      | 0.94           | 14            | 0.84      | 12.6          | 0.71     | 10.6         | 0           | 0               | 0           | 0          | 0          | 0              |
|      |                    | 0.99    | 1       | 1      | 0.79           | 15.1          | 0.77      | 14.6          | 0.72     | 13.7         | 0           | 0               | 0           | 0          | 0          | 0              |
|      | Gacheta            | NA      | NA      | NA     | 0              | 0             | 0         | 0             | 0        | 0            | NA          | NA              | NA          | NA         | NA         | NA             |
|      | OtraZonaGacheta    | 0.50    | 0.61    | 0.67   | 0.49           | 9.3           | 0.38      | 7.3           | 0.33     | 6.3          | 0.63        | 12.0            | 0.37        | 7.0        | 0.21       | 4.0            |
| A-4  | C1                 | 0.84    | 1       | 1      | 0.83           | 25.6          | 0.79      | 24.6          | 0.75     | 23.1         | 0           | 0               | 0           | 0          | 0          | 0              |
|      |                    | 0.92    | 1       | 1      | 0.79           | 7.1           | 0.74      | 6.6           | 0.74     | 6.6          | 0           | 0               | 0           | 0          | 0          | 0              |
|      | OtraZona C1        | 0.62    | 0.99    | 0.99   | 0.88           | 57            | 0.85      | 55.5          | 0.82     | 53.6         | 0           | 0               | 0           | 0          | 0          | 0              |
| A-5  | C7                 | 0.38    | 0.61    | 0.67   | 0.87           | 26            | 0.87      | 26            | 0.87     | 26           | 0.9         | 27              | 0           | 0          | 0          | 0              |
|      | OtraZona C7        | 0.63    | 0.86    | 0.91   | 0.77           | 4.6           | 0.77      | 4.6           | 0.69     | 4.2          | 0.41        | 2.5             | 0           | 0          | 0          | 0              |
|      | OtraZona C7        | 0.31    | 0.5     | 0.55   | 0.94           | 24.5          | 0.94      | 24.5          | 0.94     | 24.5         | 1           | 26              | 0.46        | 12         | 0.38       | 9.9            |
|      | Guadalupe          | 0.38    | 0.4     | 0.55   | 0.82           | 6.6           | 0.82      | 6.6           | 0.65     | 5.2          | 0.86        | 6.9             | 0.79        | 6.3        | 0.21       | 1.7            |

**Tabla 23.** Análisis petrofísico de los tres casos de sensibilidad para los pozos A-3, A-4 y A-5.

### 8.3. ZONAS REPRESENTATIVAS PARA PROSPECTOS DE HIDROCARBUROS DETRÁS DEL REVESTIMIENTO

La **Tabla 24** resume en detalle las zonas que presentan un buen potencial para almacenar hidrocarburos, con  $S_w$  que van desde 0.31 hasta 0.503. Las porosidades determinadas también son características de reservorios muy buenos, con valor promedio de 0.25.

DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRAS DEL REVESTIMIENTO (OIL BEHIND CASING) EN LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

| Pozo | Formación o Unidad | Intervalo (MD) |       | Esesor | Vsh  | Ø    | Sw          | Sw High      | Sw Base      | Sw Low | Net Pay Base (ft) | Net Pay Low (ft) | Net Pay High (ft) |
|------|--------------------|----------------|-------|--------|------|------|-------------|--------------|--------------|--------|-------------------|------------------|-------------------|
| A-2  | C8                 | 8806           | 8813  | 7      | 0.29 | 0.25 | <u>0.50</u> | -            | -            | -      | 3.8               | -                | -                 |
| A-3  | OtrasZonas Gacheta | 9602           | 9621  | 19     | 0.62 | 0.33 | -           | <u>0.503</u> | 0.605        | 0.668  | 7.0               | 4                | 11.99             |
| A-5  | C7                 | 8692           | 8722  | 30     | 0.12 | 0.25 | -           | <u>0.383</u> | 0.612        | 0.666  | 0.0               | 0                | 27                |
| A-5  | OtraZona C7        | 8863           | 8889  | 26     | 0.05 | 0.26 | -           | <u>0.309</u> | <u>0.498</u> | 0.549  | 12.0              | 9.88             | 26                |
| A-5  | Guadalupe          | 9036           | 9044  | 8      | 0.34 | 0.17 | -           | <u>0.375</u> | <u>0.4</u>   | 0.55   | 6.3               | 1.712            | 6.856             |
| A-6  | OtrasZonas C1      | 8296           | 8368  | 72     | 0.08 | 0.23 | <u>0.47</u> | -            | -            | -      | 59.2              | -                | -                 |
| A-8  | Gacheta            | 15054          | 15098 | 44     | 0.62 | 0.16 | <u>0.01</u> | -            | -            | -      | 39.3              | -                | -                 |
|      | OtraZona Gacheta   | 14793          | 14821 | 28     | 0.30 | 0.14 | <u>0.02</u> | -            | -            | -      | 22.4              | -                | -                 |

**Tabla 24.** Zonas catalogadas como posibles almacenadoras de crudo, basadas en valores de Sw del análisis petrofísico.

Dentro de estos intervalos, los pertenecientes al pozo A8 (en la zona de la Fm Gacheta), presentan valores anómalos de Sw, lo cual lleva a pensar que no corresponden a una respuesta confiable de la unidad. Posiblemente son erróneos debido a los ajustes que se realizaron en este pozo al momento de efectuar la petrofísica, ya que al no poseer registros Caliper, Neutrón, Sónico y resistivo somero, estos fueron dados según datos de pozos cercanos, lo que lleva a un error en las mediciones del mismo. Por esto, los dos intervalos son descartados para una posible prueba o análisis, y fueron incluidos en el proyecto, con el único objetivo de mostrar las variaciones en los resultados cuando no se utilizan registros originales del pozo y sí algunos pozos muy cercanos.

En síntesis, los intervalos que se recomiendan para posibles pruebas y análisis son 7 se relacionan en la **Tabla 25**, en la cual los valores de color verde se utilizaron como el principal criterio para su clasificación (Sw), aunque también se utilizaron los valores de porosidad, y NetPay.

DETERMINACIÓN DE OPORTUNIDADES DE HIDROCARBUROS DETRAS DEL REVESTIMIENTO (OIL BEHIND CASING) EN LOS CAMPOS OPERADOS POR PERENCO EN LA ASOCIACIÓN CASANARE, CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

| Pozo | Formación o Unidad | Intervalo (MD) |      | Esesor | Vsh  | Ø    | Sw          | Sw High      | Sw Base      | Sw Low | Net Pay Base (ft) | Net Pay Low (ft) | Net Pay High (ft) |
|------|--------------------|----------------|------|--------|------|------|-------------|--------------|--------------|--------|-------------------|------------------|-------------------|
| A-2  | C8                 | 8806           | 8813 | 7      | 0.29 | 0.25 | <u>0.50</u> | -            | -            | -      | 3.8               | -                | -                 |
| A-3  | Otra Zona Gacheta  | 9602           | 9621 | 19     | 0.62 | 0.33 | -           | <u>0.503</u> | 0.605        | 0.668  | 7.0               | 4                | 11.99             |
| A-5  | C7                 | 8692           | 8722 | 30     | 0.12 | 0.25 | -           | <u>0.383</u> | 0.612        | 0.666  | 0.0               | 0                | 27                |
| A-5  | Otra Zona C7       | 8863           | 8889 | 26     | 0.05 | 0.26 | -           | <u>0.309</u> | <u>0.498</u> | 0.549  | 12.0              | 9.88             | 26                |
| A-5  | Guadalupe          | 9036           | 9044 | 8      | 0.34 | 0.17 | -           | <u>0.375</u> | <u>0.4</u>   | 0.55   | 6.3               | 1.712            | 6.856             |
| A-6  | Otra Zona C1       | 8296           | 8368 | 72     | 0.08 | 0.23 | <u>0.47</u> | -            | -            | -      | 59.2              | -                | -                 |

**Tabla 25.** Zonas definitivas catalogadas como posibles almacenadoras de crudo, basadas en valores de Sw del análisis petrofísico, excluyendo las zonas erróneas del pozo A-8.

## **9. CONCLUSIONES**

- De los 28 intervalos seleccionados inicialmente, 8 presentaron interés para la explotación de hidrocarburos, utilizando un cut-off de  $Sw \leq 0.5$
- Se corroboró que el trabajar con información de pozos cercanos, los resultados son totalmente erróneos como ocurrió con el pozo A-8, aunque los mismos sean muy próximos, todo esto debido a los continuos cambios faciales que presenta la zona de estudio.
- Los valores de  $Sw$  entre 0.4 y 0.5 fueron los esperados para estas zonas secundarias, comparados con los rangos entre 0.2 y 0.3 encontrados en zonas productoras de primer nivel en otros pozos.
- Todos los intervalos seleccionados para producir, presentan características de buenos reservorios con porosidades superiores a 20%,  $Sw < 0.5$  y  $Vsh < 0.6$ .
- La interpretación realizada en el pozo A-5 sirvió como evaluador del análisis petrofísico ya que los datos de una interpretación previa concordaron perfectamente con los calculados en este estudio, con  $Sw$  de 0,3 y porosidades de 0,25.
- Se evidenció la presencia de hidrocarburos en formaciones que hasta el momento fueron catalogadas como no productoras, entre ellas la Unidad C1 del pozo A-6 y Unidad C8 del pozo A-2.

- Con el análisis petrofísico se descubrieron cuatro zonas que no se evaluaron inicialmente, las cuales evidencian almacenamiento de hidrocarburos, como lo fueron la Fm Gacheta en A-3, C7 en la A-5, C1 en A-6 y Gacheta en A-8.
- Se corroboró el buen trabajo realizado por el grupo de geólogos de la compañía a lo largo de la historia productiva de los pozos.
- El desarrollo de esta metodología puede generar el aumento en la producción de un pozo a muy bajo costo en comparación con otras pruebas que implican una alta inversión económica.

## **10. RECOMENDACIONES**

- Revisar las condiciones mecánicas de los pozos con potencial acumulación de hidrocarburos para verificar si es posible su puesta en producción.
- Con base en los valores de Sw y NetPay de todos los pozos positivos de este estudio, se recomienda inicialmente intervenir el intervalo 9036 – 9044 ft (MD) del pozo A-5, con el fin de corroborar la presencia de hidrocarburos, mediante registros RST, PNN y/o cañoneo directo.
- Realizar esta metodología en todos los contratos adquiridos por la compañía en la Cuenca de Los Llanos Orientales, con el fin de reevaluar zonas que puedan presentar interés económico.
- Digitalizar la información faltante en el pozo A-8, ya que sus datos iniciales muestran potencial presencia de hidrocarburos en la Fm Gacheta.
- Evaluar intervalos que no demostraron presencia de hidrocarburos, como posibles zonas para proyectos de inyección de agua.

## **11. BIBLIOGRAFÍA**

- Baker Hughes, 1995. Introduction to wireline log analysis. Baker Atlas.
- BOGOTA, Jorge., 1988. Contribución al conocimiento estratigráfico de la Cuenca de los Llanos (Colombia). III Simposio Bolivariano Explotación petrolera de las cuencas subandinas. p 308 - 341 Sociedad Venezolana de Geólogos. Occidental de Colombia, Inc.
- CRUZ-PÁEZ, Efraín., 2009. Interpretación de registros de pozos a hueco abierto. Geoadinpro y SeerOil. Bogotá, Colombia.
- DONATO E. Y BORRY J., 1999. Propósito de la evaluación de formaciones. Halliburton, Talara- Perú.
- GLOVER, P., Introduction to petrophysics and formation evaluation. Petrophysics MSc Course Notes. p. 55 – 201.
- Galacho M.B. y Luliano A., 2008. Well log interpretation. PetroSkills.
- GEOTEC Y ROBERTSON., 1996. Atlas of oil and gas fields of Colombia.
- GOMEZ Y., YORIS F., RODRIGUEZ J., PORTILLO F. y ARAUJO Y., 2009. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales, Cuenca de los Llanos orientales, Colombia. ACGGP.

- HEER, Philippe. 1990. Llanos Lateral prediction / Stratigraphic trap Feasibility Study. Hocol S.A. Cartagena, Colombia.
- Principios / Aplicaciones de la interpretación de registros., 1989. Schlumberger.
- Robertson Research U.S. INC., 1986. Llanos basin, Colombia a sedimentological and stratigraphic correlation study,.Vol 1.
- RUIZ C., ESTRADA C., BLANKENSHIP C. y HERBERT R., 2000. El desarrollo de un modelo predictivo para la distribución de hidrocarburos en cuencas de antepaís: Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. BP Exploration Colombia.
- SCHLUMBERGER., 2010. La sonda Dielectric Scanner revela petróleo liviano en una zona de baja resistividad en América del Sur. Caso de estudio.
- ICONTEC., 2010. de Icontec

## **CONFIDENCIAL**

- GUZMÁN, Edwin Arley y OLIVEROS, Carol Lyn., 2010. Informe técnico anual 2010, asociación Casanare. PERENCO.