



**ANÁLISIS, INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LAS PROPIEDADES  
PETROFÍSICAS DE ROCAS POR MEDIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS,  
DESCRIPCIÓN DE CORAZONES Y RESULTADOS DE LABORATORIO  
BÁSICOS Y ESPECIALES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.**

**Luís Fernando Hernández Segovia**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2012**



**ANÁLISIS, INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LAS PROPIEDADES  
PETROFÍSICAS DE ROCAS POR MEDIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS,  
DESCRIPCIÓN DE CORAZONES Y RESULTADOS DE LABORATORIO  
BÁSICOS Y ESPECIALES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO.**

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

**Luís Fernando Hernández Segovia**

**Director:**

**JUAN DIEGO COLEGIAL**

**GEOLOGO Ph. D**

**DECANO FACULTAD INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS**

**Co-Director:**

**MILTON VASQUEZ**

**INGENIERO DE YACIMIENTOS**

**W.E.I Ltd.**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS**

**ESCUELA DE GEOLOGÍA**

**BUCARAMANGA**

**2012**



## DEDICATORIA

*A Dios que con su protección y guía me permitió terminar exitosamente esta etapa de mi vida*

*A mis padres que fueron la principal motivación de este logro*

*A mi Hermana y mi novia que siempre me brindaron su apoyo, y confianza en mi mismo*

*Y a mis amigos con quienes compartí y disfrute los mejores momento durante la carrera*

"La virtud, como el arte, se consagra constantemente a lo que es difícil de hacer, y cuanto más dura es la tarea más brillante es el éxito." Aristóteles.



## AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme la oportunidad de encaminarme en esta carrera.

A mis padres por que siempre confiaron en mí y en mis capacidades para lograr llevar a cabo mis proyectos.

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

A la Campo Escuela Colorado y la compañía W.E.I LTD, en especial a todo el equipo de Operaciones, encabezado por su gerente y tutor de este proyecto el Ing. Milton Vásquez, 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 Juan Diego Colegial, por sus valiosos consejos y sugerencias encaminadas a la consecución de la mejor manera de los objetivos propuestos en la tesis.

A todo el equipo de profesores de la Escuela de Geología por cada una sus enseñanzas y consejos brindados a lo largo de la carrera, que fueron de gran valor para la elaboración de este proyecto.



## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	20
2. JUSTIFICACIÓN	21
3. OBJETIVOS	22
3.1 Objetivos Generales	22
3.2 Objetivos Específicos	22
4. GENERALIDADES DE CAMPO ESCUELA COLORADO	23
4.1 Localización	23
4.2 Reseña Histórica	24
4.3 Reservas	25
4.4 Producción	25
4.5 Problemática del Campo	25
5. GEOLOGIA GENERAL	26
5.1 Evolución Geológica	26
5.1.1 Modelo de Evolución Tectónica de la Cuenca de Magdalena Medio	28
5.2 Geomorfología, Topografía y Clima	30
5.3 Estratigrafía	31
5.3.1 Pre-Cretáceo	32
5.3.1.1 Formación Girón ( <i>Jurásico</i> )	32
5.3.2 Cretáceo	32
5.3.2.1 Formaciones Los Santos–Tambor ( <i>Valanginiano–Hauteriviano</i> )	32
5.3.2.2 Formación Rosablanca ( <i>Hauteriviano</i> )	32
5.3.2.3 Formación Paja ( <i>Barremiano - Aptiano temprano</i> )	32
5.3.2.4 Formación Tablazo ( <i>Aptiano tardío – Albiano</i> )	32
5.3.2.5 Formación Simití ( <i>Albiano temprano - Albiano medio</i> )	32
5.3.2.6 Formación La Luna ( <i>Cenomaniano – Santoniano</i> )	33
5.3.2.7 Formación Umir ( <i>Campaniano a Maestrichtiano – Daniano</i> )	33
5.3.3 TERCIARIO	33
5.3.3.1 Formación Lisama ( <i>Paleoceno</i> )	33
5.3.3.2 Formación La Paz ( <i>Eoceno medio</i> )	34
5.3.3.3 Formación Esmeraldas ( <i>Eoceno tardío</i> )	34



5.3.3.4	Formación Mugrosa ( <i>Oligoceno – Mioceno inferior</i> )	34
5.3.3.5	Formación Colorado ( <i>Mioceno inferior a Mioceno medio</i> )	34
5.3.3.6	Formación Real ( <i>Mioceno medio – Mioceno superior</i> )	34
5.4	Modelo de Depositación	35
5.4.1	Continuidad De Las Arenas De Canal	36
5.5	Descripciones Sedimentológicas	37
5.5.1	Núcleos (Corazones)	37
5.5.1.1	Selección de la profundidad de corte de núcleo	38
5.5.1.2	Tipos de Núcleos	39
5.5.1.3	Núcleos de pared	41
5.5.1.4	Factores que afectan los núcleos	41
5.5.2	Ripios o Muestras de Zanja	42
5.5.2.1	Toma de Muestras de Zanja	42
5.5.2.2	Descripción Muestras de Zanja	43
6.	MODELO ESTRUCTURAL	44
6.1	Provincia Estructural Piedemonte Occidental Cordillera	44
6.1.1	Estructura del Campo Colorado	45
6.1.1.1	Análisis Estructural En Líneas Sísmicas 2D	46
7.	SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO	51
8.	PROPIEDADES PETROFICAS	52
8.1	Porosidad	53
8.1.1	Tipos De Porosidad	55
8.1.1.1	Porosidad Primaria	55
8.1.1.2	Porosidad Secundaria	56
8.2	Permeabilidad	57
8.3	Saturación de Agua	60
8.4	Resistividad	61



9. GENERALIDADES DE PETROFISICA Y TIPOS DE REGISTROS	
ELECTRICOS	62
9.1 Litológicos	63
9.1.1 Registro Gamma Ray	63
9.1.2 Registro Potencial Espontáneo	64
9.2 De Porosidad	64
9.2.1 Registro sónico	65
9.2.2 Registro Densidad	66
9.2.3 Registro Neutrón	67
9.3 Resistivos	68
9.3.1 Registros Inductivos	68
9.3.2 Laterologs	69
9.3.3 Micro-resistivos	69
10. METODOLOGIA	70
10.1 <b>Etapa uno:</b> Selección Y Validación De La Información	70
10.1.1 Selección De Pozos	71
10.1.2 Recopilación De Información De Análisis Y Resultados De Laboratorio Básicos Y Especiales De Muestras De Roca	72
10.1.2.1 Descripciones De Muestras De Zanja COL-19	73
10.1.2.2 Descripción de intervalos corazonados	75
10.2 <b>Etapa Dos</b>	79
10.2.1 Recopilación Registros Eléctricos	79
10.2.2 Análisis y resultados de pruebas de fluidos	83
10.3 <b>Etapa tres:</b> integración de información recopilada y procesada los diferente aspectos geológicos y petrofísicos entre los pozos de los bloque I y III	85
11. ANALISIS Y RESULTADOS	91



11.1 Interpretación y análisis de información recolectada para cada pozo	96
CONCLUSIONES	110
RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFIA	112

## LISTADO DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Ubicación del Campo Colorado.....	23
<b>Figura 2.</b> Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos.....	29
<b>Figura 3.</b> Columna Estratigráfica Generalizada del Valle del Magdalena Medio.....	31
<b>Figura 4.</b> Se muestra la correspondencia de cada asociación de facies al interior de cada sub ambiente del sistema fluvial del que se deriva la Formación Mugrosa para el Campo Escuela–Colorado.....	36
<b>Figura 5.</b> A y D son canales simples, B, E y F son complejos de canal generados por migración lateral y C son canales apilados.....	36
<b>Figura 6.</b> Depositación a gradación de canales meandriiformes.....	37
<b>Figura 7.</b> Mapa Geológico del Valle Medio del Magdalena. Tomado de ICP, 2001.....	45
<b>Figura 8.</b> Campo Colorado, Mapa estructural al tope de la formación Mugrosa. De Sur a Norte Bloques I al VII.....	46
<b>Figura 9.</b> Mapa de Líneas sísmicas sobre la estructura Campo Colorado. Fuente: Weil Group 2009.....	48
<b>Figura 10.</b> Línea Sísmica DM 87-1470. Sentido NW-SE. Ubicada al costado Norte del Campo, Bloque VII. Involucra Pozos COL-54 y COL-61.....	48
<b>Figura 11.</b> Línea Sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE. Ubicada en la parte central del Campo, Bloques V y IV Involucra Pozos COL-34 y COL-62.....	49



<b>Figura 12.</b> Línea Sísmica PMS-98-1700. Sentido SW-NE. Ubicada en el costado Norte del Campo, Bloques VI y VII. Involucra Pozos COL-7, COL-61 y COL-48.....	49
<b>Figura 13.</b> Línea Sísmica PMS-98-370. Sentido N-S. Atraviesa todos los Bloques del I al VII. Se puede observar los canales arenosos de tipo fluvial.....	50
<b>Figura 14.</b> Corte Estructural sentido Norte-Sur, (sobre línea sísmica PMS-98-370).....	50
<b>Figura 15.</b> Ambiente interno de un pozo, en la parte superior una sección frontal cortada y la imagen inferior es una sección superior del pozo.....	53
<b>Figura 16.</b> Ilustración gráfica de los fluidos ubicados en el espacio poral de la roca, porosidad total.....	54
<b>Figura 17.</b> Clases genéticas de porosidad secundaria.....	57
<b>Figura18.</b> Distribución de los granos de arena, estructura poral y su correlación con la permeabilidad.....	59
<b>Figura 19.</b> Ubicación de pozos de los Bloque I, II Y III.....	72
<b>Figura 20.</b> Registros Eléctricos GR-SPN-MNOR-LAT. Del pozo COL-16.....	80
<b>Figura 21.</b> Organización de la información (Base de datos Excel).....	84
<b>Figura 22.</b> Visualización Carga de información general de pozos.....	86
<b>Figura 23.</b> Visualización Carga de información de topes.....	86
<b>Figura 24.</b> Visualización Carga de información de corazones.....	86
<b>Figura 25.</b> Visualización Carga de información litología de unidades.....	87
<b>Figura 26.</b> Visualización registros eléctricos SPN, GR, RESS Y RESD.....	87
<b>Figura 27.</b> Integración de Información en Software Kingdom Suite.....	88



<b>Figura 28.</b> Visualización ejemplo correlación estratigráfica.....	89
<b>Figura 29.</b> Ejemplo de Depositación en ambientes de Canales.....	92
<b>Figura 30.</b> Correlación entre los pozos COL-16, COL-19, COL-23, COL-25 Y COL-38.....	93
<b>Figura 31.</b> Sección trazada entre pozos.....	94



## LISTADO DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Líneas Sísmicas Campo Colorado.....	47
<b>Tabla 2.</b> Tiempo de transito de Registro Sónico en diferentes tipos de roca....	66
<b>Tabla 3.</b> Los valores promedio de $\rho_f$ para el cálculo de la porosidad.....	67
<b>Tabla 4.</b> Los valores promedio de $\rho_{ma}$ para el cálculo de la porosidad.....	67
<b>Tabla 5.</b> Estado de los pozos de Estudio.....	71
<b>Tabla 6.</b> Muestras de Zanja, Tomado de Well File del pozo COL-19, Memorándum No. Geol.-359, Septiembre 10 de 1954.....	73
<b>Tabla 7.</b> Muestras de Zanja Mugrosa Zona C, Tomado de Well File del pozo COL-19, Memorándum No. Geol.-359, Septiembre 10 de 1954.....	74
<b>Tabla 8.</b> Descripción de corazones del pozo COL-19, Tomado de Well File del pozo C -19, Memorándum No. Geol.-359, Septiembre 10 de 1954.....	75
<b>Tabla 9.</b> Valores Petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.375.....	77
<b>Tabla 10.</b> Valores Petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.375.....	77
<b>Tabla 11.</b> Valores Petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.375.....	78
<b>Tabla 12.</b> Valores petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.375.....	78
<b>Tabla 13.</b> Tipos y formato de registros disponibles en pozos del bloque I.....	80
<b>Tabla 14.</b> Inventario de Principales Registros Eléctricos disponibles en Campo Colorado.....	82



<b>Tabla 15.</b> Resultados pruebas de Dst's.....	83
<b>Tabla 16.</b> Inventario de información disponible en los pozos de interés.....	84
<b>Tabla 17.</b> Cut-off asumidos.....	88
<b>Tabla 18.</b> Datos petrofísicos de Col-25.....	91
<b>Tabla 19.</b> Ejemplo variaciones de valores petrofísicos.....	91
<b>Tabla 20.</b> Tabla Ejemplo Análisis y Resultados.....	99
<b>Tabla 21.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-6.....	101
<b>Tabla 22.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-19.....	101
<b>Tabla 23.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-23.....	102
<b>Tabla 24.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-25.....	102
<b>Tabla 25.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-38.....	103
<b>Tabla 26.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-11.....	103
<b>Tabla 27.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-12.....	104
<b>Tabla 28.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-31.....	105
<b>Tabla 29.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-35.....	105
<b>Tabla 30.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-44.....	106
<b>Tabla 31.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-51.....	106
<b>Tabla 32.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-52.....	107
<b>Tabla 33.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-53.....	107
<b>Tabla 34.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-63.....	108
<b>Tabla 35.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-64.....	108
<b>Tabla 36.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-70.....	109
<b>Tabla 37.</b> Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-76.....	109



**TITULO: ANÁLISIS, INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCAS Y FLUIDOS POR MEDIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS, DESCRIPCIÓN DE CORAZONES Y RESULTADOS DE LABORATORIO BÁSICOS Y ESPECIALES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO\***

**AUTOR: LUIS FERNANDO HERNANDEZ SEGOVIA\*\***

**PALABRAS CLAVES:**

Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Reacondicionamiento, Workovers, validación, recopilación, Corazones, Petrofísica, Formación Mugrosa, Formación la Paz, Intervalos, Interpretación.

**DESCRIPCIÓN**

La cuenca del valle de magdalena medio (VMM) es una de las principales cuencas productoras de hidrocarburos en Colombia y adicionalmente una de la más estudiada en el país. Sobre esta cuenca sedimentaria se encuentra ubicado el Campo Escuela Colorado con 75 pozos perforados, separados estructuralmente en VII bloques.

Debido a que el campo permaneció en un estado de semi-abandono, la compañía W.E.I Ltd. Aliado tecnológico de la Universidad Industrial de Santander asumió la operación del campo en el año 2010 y en su plan operacional se planteo como objetivo reactivar 42 pozos con trabajos de reacondicionamiento y trabajos de Workovers antes de Agosto de 2012, Los geólogos de la compañía realizaron una preselección de intervalos posiblemente productores, basándose en registros eléctricos e historia de producción de los pozos.

La metodología del presente proyecto se enfocó en la selección y validación de información disponible y de interés tal como: descripciones de muestras de zanja y corazones, la fluorescencia, resultados de pruebas iniciales de formación (Dst's) y propiedades petrofísicas identificadas directamente de los corazones y posteriormente se realizó un amarre roca registro, esta metodología se aplico solo para 17 pozos (5 del bloque I y 12 del bloque III) en las formaciones de interés como: Mugrosa (zonas B1-B2-B3-C2-C3), Esmeralda (zona D) y Formación la Paz (zona E) . Con esta metodología se encontró que el campo carece de información petrofísica, de registros eléctricos GR, RHOB, DT, PHIER necesarios para un estudio petrofísico detallado.

De acuerdo a la interpretación y análisis de la información recopilada se descartado varios de los intervalos preseleccionados anteriormente por los geólogos de la compañía. Con base a un mayor numero de criterios estudiados.

---

\* Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial, desarrollado en W.E.I Ltd.

\*\* Facultad de Ciencias Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director: Geólogo Ph. D. Juan Diego Colegial (UIS), Co-Director: Gte. De Ingeniería y Operaciones. Milton Vasquez(W.E.I Ltd).



**TITLE: ANALYSIS, INTEGRATION AND INTERPRETATION OF THE PETROPHYSICS PROPERTIES OF ROCKS AND FLUIDS BY MEANS OF ELECTRICAL RECORDS, DESCRIPTION OF HEARTS AND LABORATORY RESULTS CORE AND SPECIAL FIELD SCHOOL COLORADO\***

**AUTHOR: LUIS FERNANDO HERNANDEZ SEGOVIA \*\***

**Key words:** Basin of the middle Magdalena valley, reconditioning, reparation, validation, collection, hearts, Petrophysics, Training Mugrosa, Training La Paz, intervals, Interpretation.

The basin of the middle Magdalena valley (WMM) is one of the major watersheds producers of hydrocarbons in Colombia and additionally, one of the most studied in the country. On this sedimentary basin is located the Field School Colorado with 75 wells drilled, separated structurally in 7 blocks.

Because the field remained in a state of semi-abandonment, the company W.E.I Ltd. Technological Partner of the Universidad Industrial de Santander, took over the operation of the field in 2010 and in its operational plan was raised to reactivate 42 wells with refurbishment workovers of repairing before August 2012, geologists of the company conducted a pre-selection of intervals possibly producers, on the basis of records electrical and history of production of the wells

The methodology of this project focused on the selection and validation of information available and of interest such as: descriptions of samples of trench and hearts, the degree of fluorescence, results of initial testing of training (Dst's) and properties petrophysics identified directly with the hearts and later conducted a mooring rock registry, this methodology was carried out only for 17 wells, 5 of the block I and 12 of the block III in the formations of interest such as: Mugrosa (zones B1-B2-B3-C2-C3), Emerald (zone D) and the Peace (zone E) . With this methodology is found that the field lacks information petrophysics, electrical records GR, RHOB, DT, PHIER needed for a study petrophysics detailed.

According to the analysis and interpretation of the collected information several intervals preselected were by geologists of the company, based on a greater number of criteria studied.

---

\* Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial, desarrollado en W.E.I Ltd.

\*\* Facultad de Ciencias Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director: Geólogo Ph. D. Juan Diego Colegial (UIS), Co-Director: Gte. De Ingeniería y Operaciones (W.E.I LTD).



## INTRODUCCIÓN

El Campo Escuela Colorado fue cedido por la compañía ECOPETROL a la Universidad Industrial de Santander en el año 2006, con el fin de crear un campo de desarrollo tecnológico e investigativo. Para esto la Universidad realizó un convenio de alianza tecnológica con la compañía W.E.I Ltd.

El campo ha sido objeto de estudio por parte de profesionales y estudiantes de la Universidad, quienes han desarrollado proyectos investigativos que han brindado aportes de interés en la producción del campo.

El presente proyecto se realizó en modalidad de práctica empresaria con la compañía W.E.I Ltd. En el cual se planteo la recopilación, análisis e integración de las propiedades petrofísicas de las rocas y los fluidos presentes en las unidades formacionales del Campo Colorado, en 300 intervalos de los pozos a reactivar sobre los bloques I y III. Para lo cual se clasifico y selecciono información de tipo geológica y de ingeniería en cada uno de los intervalos indicados. Con el fin de obtener en dicho proyecto un apoyo al modelo geológico y geofísico del campo, y a su vez disminuir la incertidumbre de intervalos escogidos para ser perforados.



## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Dentro del plan operacional programado por la compañía, se plantea realizar trabajos de recuperación de ciertos pozos, para los cuales se hizo una preselección de intervalos, en base a criterios históricos de producción y análisis de registros eléctricos, pero se discrimino información presente en los archivos del pozo que podrían brindar indicios con menor grado de incertidumbre sobre la presencia de hidrocarburos.

Campo Colorado presenta información antigua de los pozos, la cual no se ha validado ni revisado, para tenerla en cuenta como criterios de selección de los intervalos.



## 2. JUSTIFICACION

La cantidad de información tanto de geología como de ingeniería disponible del campo es mínima, pero esto no hace que pierda grado de importancia o valor al momento de realizar un análisis directo en cada intervalo, sobre sus características prospectivas ni propiedades del campo.

Se quiere realizar una caracterización de las propiedades del campo, integrando la información disponible, con el fin de identificar las mejores zonas a cañonear y re cañonear, y así correlacionarla entre los pozos de cada bloque analizado

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

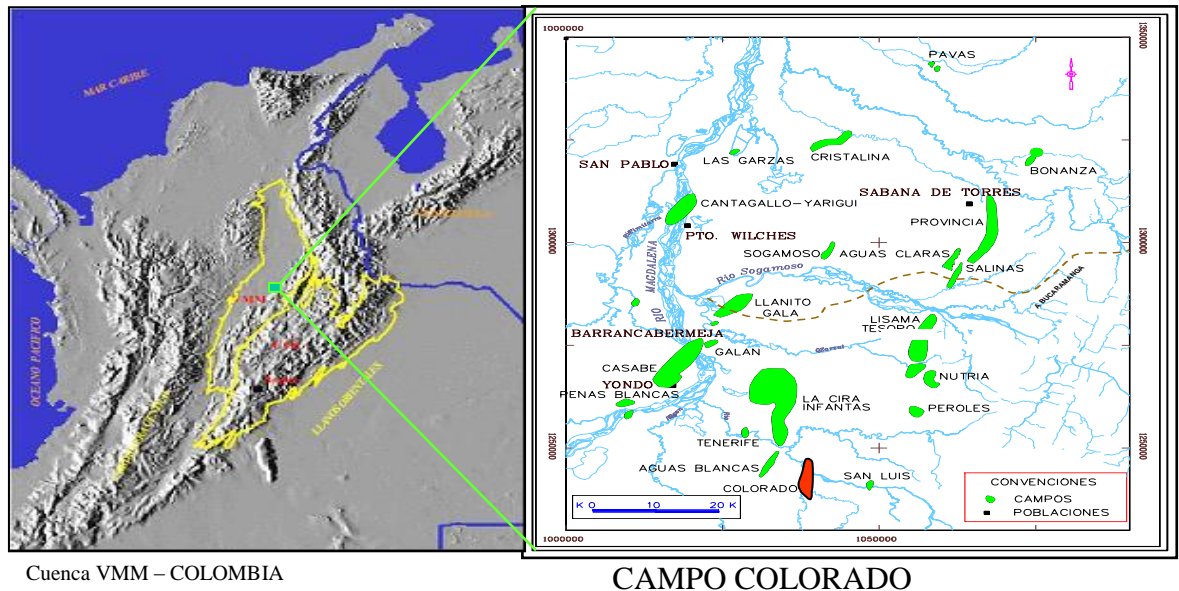
- Generar parámetros de clasificación en recopilación de información, con el fin de facilitar y obtener un análisis e interpretación y correlación coherente de datos geológicos a partir de registros eléctricos de pozos, las propiedades petrofísicas, integrar los resultados de análisis básicos y especiales de rocas y fluidos de Laboratorio para determinar y caracterizar el yacimiento en los diferentes bloques del campo que permita brindar apoyo y optimizar la producción del campo.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Validar, recopilar e inventariar la información disponible para cada intervalo preseleccionado de los pozos a recuperar.
- Generar correlaciones estratigráficas entre pozos del mismo bloque, con el fin de identificar la geometría y continuidad lateral de los cuerpos arenosos que se asumen presentan aceite.
- Analizar los criterios geológicos y de ingeniería presenten en la información recopilada, para identificar las propiedades petrofísicas de cada intervalo seleccionado.
- Realizar amarre roca – registro con la información geológica disponible, como criterio en la reevaluación de intervalos a operar

## 4. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

### 4.1 LOCALIZACION



**Figura 1.** Localización Campo Colorado. Tomado del Informe Colorado 2003, Diagnóstico y Estrategias de recobro (Ecopetrol - ICP 2003).

El Campo Colorado se encuentra localizado sobre la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, geográficamente, en la Vereda Los Colorados, en el Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí (Figura 1), ubicado al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y del sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 m - 1'040.500 m Este Y = 1'238.000 m – 1'.247.500 m Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares, ocupando un área de polígono de aproximadamente 60 km<sup>2</sup>.

## 4.2 RESEÑA HISTORICA

La etapa de exploración del campo se realizó entre los años de 1923 a 1932, seguida por la perforación de 7 pozos, de los cuales todos, excepto el Col-7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo COL-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales y levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se iniciaron trabajos de perforación en el pozo COL-9, al cual se le realizaron pruebas de laboratorio, brindando resultados satisfactorios, lo cuales permitieron programar perforaciones para el lapso (1945-1946), perforando un total de 8 pozos. Las operaciones hasta ese momento fueron realizadas y coordinadas por la Compañía TROCO (Tropical Oil Company) operadora del campo hasta el año 1952.

Entre los años de 1953 a 1964 ECOPETROL desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas. En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados. (ECOPETROL - ICP, 2003).

Este campo fue cedido por ECOPETROL a la Universidad Industrial de Santander en el año 2006, con el fin que sea aprovechado como herramienta académica y de aporte al desarrollo en programas de investigación de la Universidad. Siendo así el primer Campo Escuela del País y uno de los primeros en Latino América.



En el año 2009 la Universidad Industrial de Santander firmo un convenio de alianza tecnológica con la Compañía W.E.I LTD. El cuál se extenderá hasta el año 2016.

### **4.3 RESERVAS**

El campo presenta un área en superficie de 20 km<sup>2</sup>, presentando un total de 77 pozos perforados, ECOPETROL en el año 2003 con algunos valores promedios de porosidades, saturaciones de agua y espesores netos petrolíferos, determinados para cada pozo de la estructura y aplicando herramientas aritméticas realizaron la estimación de reservas acumuladas en el Campo Colorado, arrojando un cálculo total de 121,03 MMBIs.

### **4.4 PRODUCCION**

De acuerdo a sus características y periodo de tiempo que lleva en continua producción es considerado como un Campo Maduro. Hasta el año 2009 el campo producía 32 BOPD con tan solo 5 pozos activos, después de la intervención del aliado tecnológico la producción se empezó a incrementar paulatinamente hasta un promedio de 350 BPOD producidos por 25 pozos activos. De las reservas originales solo se han producido aproximadamente 8,6 MBIs hasta el año 2011.

### **4.5 PROBLEMÁTICA DEL CAMPO**

El campo presenta un crudo parafinado, el cual genera taponamientos en los pozos y en las líneas de flujo, además el yacimiento presenta poca continuidad lateral y espesor en sus cuerpos arenosos, unido a la baja energía del yacimiento. Estos factores generan dificultades y disminución de la producción del campo.

## 5. GEOLOGIA REGIONAL

### 5.1 EVOLUCION GEOLOGICA

La evolución tectónica de la cuenca del VMM ha pasado por una serie de eventos tectono-sedimentarios, dentro de esos eventos se encuentra una fase distensiva relacionada con el principio de disgregación del supercontinente de Pangea, que tuvo lugar en el Triásico tardío y Cretácico tardío presentando algunas interrupciones. Comenzando con la formación de un Graben Supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia fue generada por tectónica de bloques (Fabre 1986). Depositándose inicialmente en esta cuenca durante el periodo Pre-Cretácico importantes secuencias sedimentarias clásticas como el caso de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos.

El Cretáceo fue sin duda uno de los periodos más complejos en la evolución de esta cuenca, a inicios de este periodo se siguen presentando movimientos de distensión unido a un evento a escala global de aumento del nivel del mar generando así fenómenos transgresivos que crean un cambio de ambiente de sedimentos continental a uno de ambiente marino somero y profundo hasta el Cretácico tardío, marcado por la depositación de las Formaciones Rosablanca, Paja, Tablazo, Simiti, la Luna, Umir y Lisama. Siendo estos afectados por el vulcanismo de la Cordillera Central (Toussaint y Restrepo, 1989).

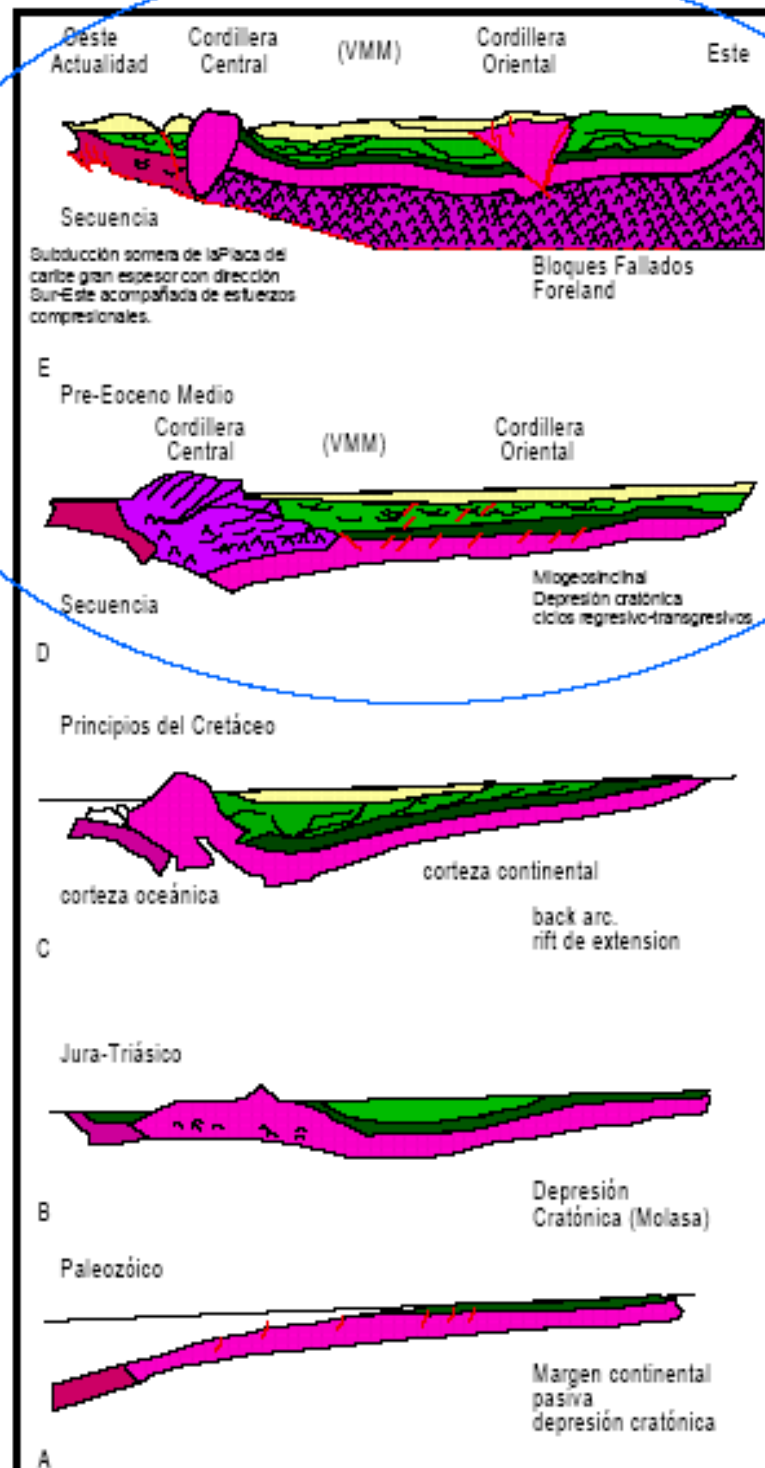
La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con una vergencia al occidente. Las paleofallas normales de

basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno. Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

El VMM presenta dos márgenes bien diferenciadas; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinas con presencia de truncamientos de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la Cordillera Central bajo sedimentos terciarios. Hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa con un complicado margen compresional (Martínez et al., 1989), de tal manera que el subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el Cretáceo superior se restringe al Este del VMM. Sobre este subsuelo descansan discordantemente las rocas de la secuencia sedimentaria del Terciario extendida heterogéneamente por toda la cuenca del VMM, cuya base presenta una relación de “onlap” hacia el borde oeste de la cuenca. La distribución y el tipo de depósitos están fuertemente controlados por la paleotopografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeografía. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay” (ICP, 1996). Esta cuenca se encuentra en un valle relativamente estrecho con un ancho máximo de 80 Km. aproximadamente y una longitud de unos 500 Km. Su área es de 30.000 Km<sup>2</sup> aproximadamente. (Tomado de Informe Geológico Proyecto Campo Escuela-Weil Group, 2009)

### 5.1.1 MODELO DE EVOLUCION TECTONICA DE LA CUENCA VMM

La cuenca del valle medio del Magdalena, donde se encuentra la zona de estudio se ve afectada por varios eventos o estadios que hacen parte de la evolución tectónica regional, principalmente durante el Mesozoico y Cenozoico; a su vez se generó una estrecha relación entre los eventos tectónicos y la sedimentación. De manera clara se muestra un modelo evolutivo regional propuesto por Cooper, M.A et al 1995, en el cual se observa la evolución de la Cordillera Oriental, las cuencas del Valle Medio y los Llanos (Figura 2), la zona resaltada indica en momento en que la cuenca empieza a adquirir forma actual.



**Figura 2.** Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. (Tomado y modificado de de Cooper, M.A et al 1995).

## 5.2 GEOMORFOLOGIA, TOPOGRAFIA Y CLIMA

La región de San Vicente de Chucurí se encuentra a una altura promedio de 692 metros sobre el nivel de mar, presenta una topografía suave de planicie con algunos cerros, valles, paramos y una meseta. La temperatura oscila entre 12°C y 28°C en las partes más bajas del Municipio. La humedad relativa se caracteriza por ser media multianual de 84%, con valores mínimos de 73% y máximos del 96%, presentándose en el Campo un Clima Cálido - Húmedo.

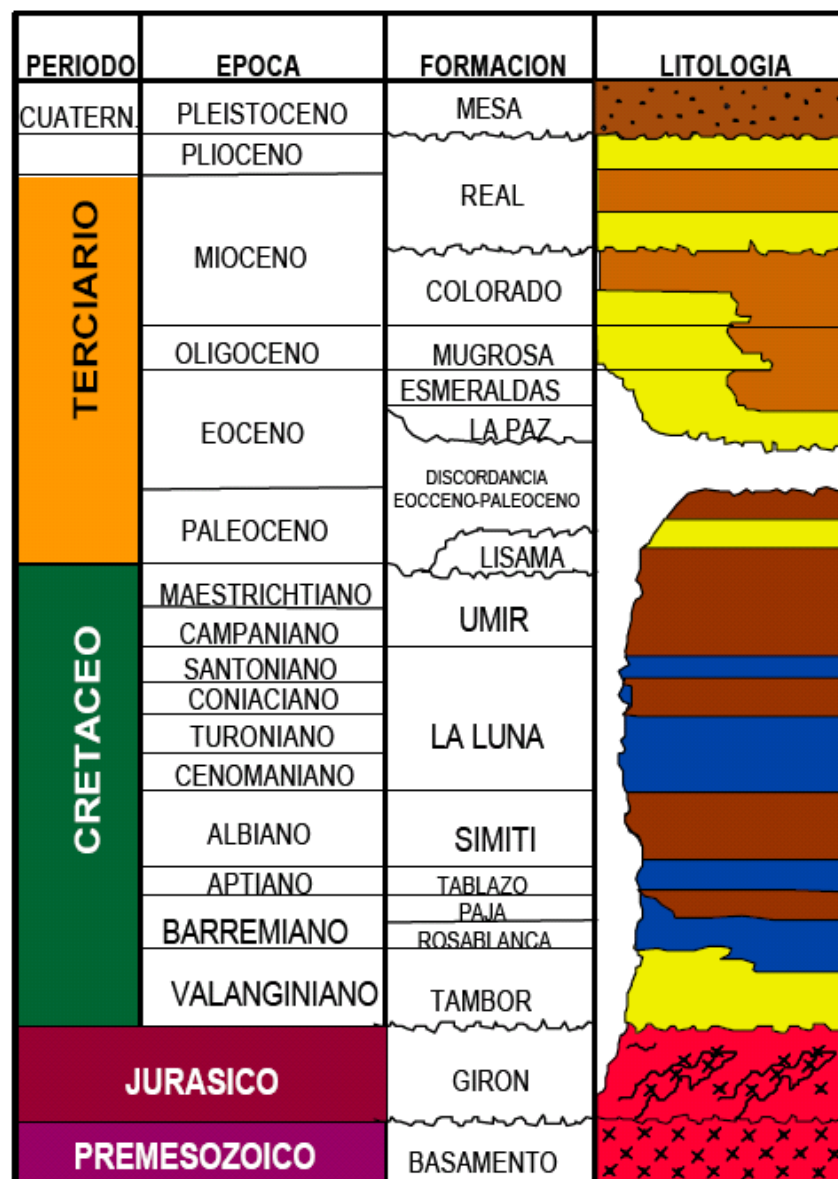
Con base en los cambios litológicos, estructurales, de erosión y sedimentación es posible diferenciar dos unidades con las siguientes zonas geomorfológicas y de procesos morfogenéticos.

**Unidad de modelado estructural y de disección:** Hace parte del flanco occidental de la cordillera oriental, las alturas varían de los 400 a 2800 m.s.n.m hacia la parte más oriental es irregular y está constituida principalmente por rocas de edad cretáceo. Esta área sufrió un fuerte plegamiento que produjo escapes pronunciados y un relieve de crestas debido a la alternancia de diferentes sedimentos. El drenaje a veces por el plegamiento y en el caso de las quebradas que siguen una dirección aproximada este-oeste y atraviesan rocas de diferente litología se evidencia un control estructural.

**Unidad de modelado aluvial:** Hace parte del Valle Medio del Río Magdalena, está constituida principalmente por rocas terciarias y sedimentos cuaternarios. Las alturas varían de 100 a 400 m.s.n.m. Las formas del relieve fueron originadas por eventos climáticos que han actuado directamente sobre la roca durante largos periodos de tiempo y que han ocasionado un proceso de desgaste lento y continuo. Estos eventos influyen notoriamente en los procesos pedogenéticos, dando lugar a suelos con un alto grado de desarrollo evolutivo. En esta zona casi no ocurren movimientos en masa y las formas resultantes se caracterizan por presentar relieves ondulados y de topografías relativamente suaves. (Tomado plan de ordenamiento territorial, San Vicente de Chucurí, FLORES A. 2003)

### 5.3 ESTRATIGRAFIA

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1968). Esta secuencia abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (Figura 3). Las unidades productoras en las cuales está enfocado el proyecto corresponden a la sección del Terciario. En nuestro caso las principalmente productoras son las Formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeraldas (Zona D) y en algunos casos La Paz (Zona E). (Tomado de ECOPETROL - ICP, 2003)



**Figura 3.** Columna Estratigráfica Generalizada del Valle del Magdalena Medio. (Tomado de ECOPETROL - ICP, 2003)

### **5.3.1 PRE-CRETÁCEO**

#### **5.3.1.1 Formación Girón (Jurásico)**

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzo arenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzo arenitas conglomeráticas. El espesor de ésta formación oscila entre 0 a 4.500 metros. Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1968).

### **5.3.2 CRETÁCEO**

#### **5.3.2.1 Formaciones Los Santos – Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)**

La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros.

#### **5.3.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano)**

Está constituida por micritas y esparitas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concreciónales. El espesor promedio en el área de estudio es de 690 metros.

#### **5.3.2.3 Formación Paja (Barremiano – Aptiano temprano)**

La Formación Paja presenta su base intercalaciones de micritas, calizas lumaquélicas y lodolitas carbonosas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas intercaladas con micritas. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.

#### **5.3.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albino)**

La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas. Presenta un espesor que varía entre 225 y 540 metros en el área de estudio.

#### **5.3.2.5 Formación Simití (Albiano temprano – Albiano medio)**

La Formación Simití está caracterizada por una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.

#### **5.3.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)**

La Formación La Luna está conformada por micritas, niveles concreciónales y de chert negro a marrón. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros.

#### **5.3.2.7 Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano)**

La Formación Umir presenta de base a techo cuarzo arenitas de grano fino, lodolitas, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio. Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1968).

### **5.3.3 Terciario**

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Cuaternario. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Cuaternario la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental (Cooper et al., 1995).

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en la unidades operacionales A, B, C, D y E. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

#### **5.3.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)**

La Formación Lisama, se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas.

### **5.3.3.2 Formación La Paz (Eoceno medio)**

La Formación la Paz está constituida por Areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. Su espesor puede alcanzar hasta los 2000 pies<sup>3</sup>.

### **5.3.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío)**

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayacente a la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas, el límite de la Formación Esmeraldas esta dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.

### **5.3.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior)**

La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos. El tope de esta unidad esta marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

### **5.3.3.5 Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio)**

La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200. Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas aparentemente fluvial.

### **5.3.3.6 Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior)**

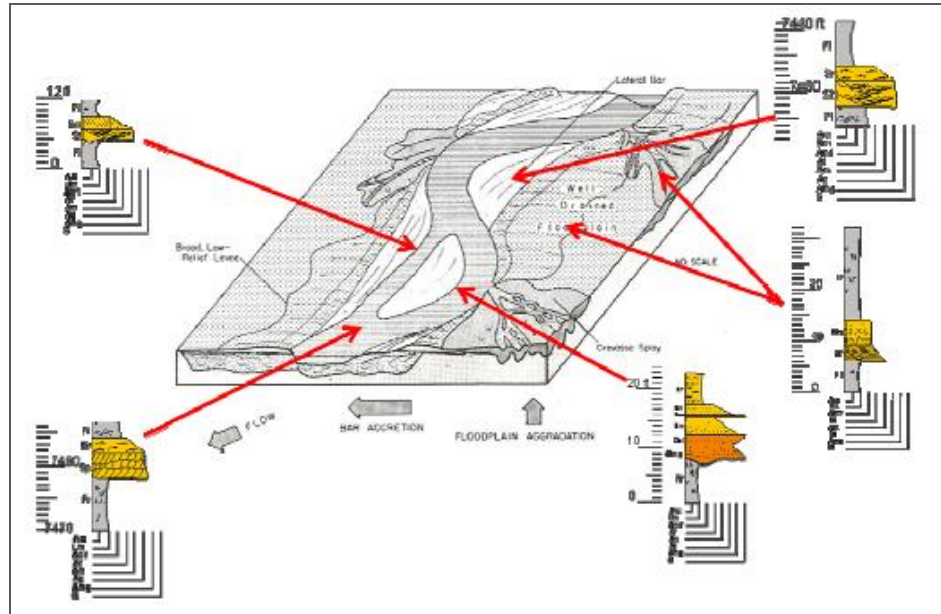
La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas con intercalaciones de arcillolitas depositadas en ambientes continentales.

## 5.4 MODELO DE DEPOSITACION

El esquema de interpretación que se le ha asignado a la Formación Mugrosa para el Campo Colorado (Figura 4). Se basa de acuerdo a (1) El montaje de secciones estratigráficas de núcleos de perforación y afloramiento, (2) la identificación de facies, (3) las identificación en que estas se asocian genéticamente, (4) el análisis de las superficies limitantes y (5) de los elementos arquitecturales analizados por diferentes autores, en el área del Campo Colorado en la Formación Mugrosa corresponde un ambiente de depositación de ríos meándrifformes, con marcada migración lateral del cauce, de mediana sinuosidad, con presencia de barras alternantes, repetitiva presencia de “*crevasse splay*” y “*crevasse channel*”, donde el desarrollo de paleosuelos es poco, pero la construcción de depósitos de llanura de la inundación es fuerte.

A pesar de que sus cuerpos no poseen un espesor superior a los 30 ft, la Formación Mugrosa alcanza distancias muy grandes en continuidad lateral, lo cual justifica el hecho de que sea la formación almacenadora de hidrocarburos más importante del Valle Medio del Magdalena.

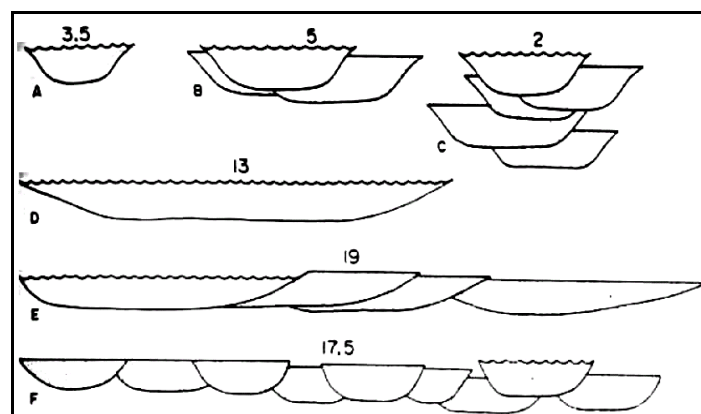
Los depósitos de desborde de la Formación Mugrosa, no poseen ninguna importancia como reservorio debido a que sus estratos no superan los 6 pies de espesor y siempre están separados por lentes de las facies impermeables de llanura de inundación.



**Figura 4.** Se muestra la correspondencia de cada asociación de facies al interior de cada subambiente del sistema de ríos del que se deriva la Formación Mugrosa para el Campo Escuela–Colorado. Modificado de Galloway (1981).

#### 5.4.1 CONTINUIDAD DE LAS ARENAS DE CANAL

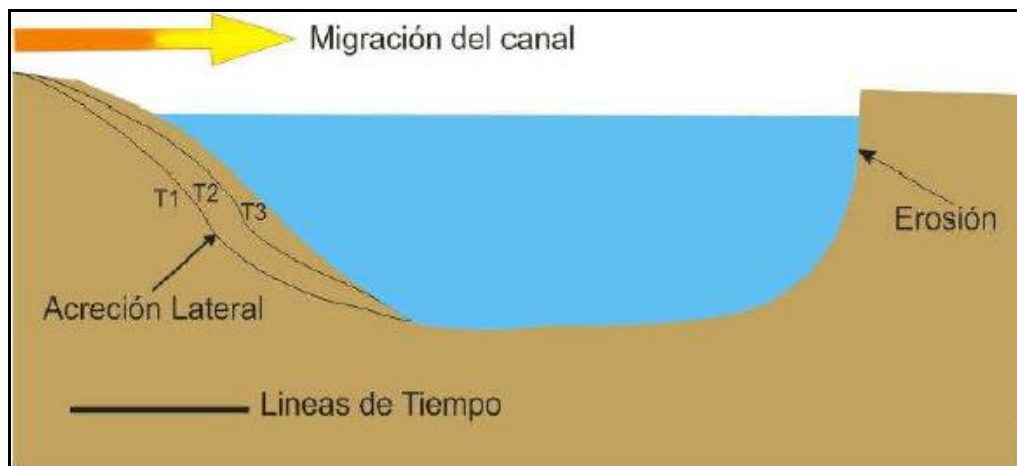
Los canales pueden agrandar verticalmente o lateralmente, formando cuerpos de arena que pueden tener diferentes relaciones de ancho/profundidad que el canal del cual se depositó. Los canales tienen las bases erosionadas en forma cóncava, los topos de los canales puede ser erosionales o gradacionales, todos los canales presentan multihistorias limitadas por su superficie de erosión (Miall, 1996).



**Figura 5.** Continuidad Lateral de los Canales, Miall (1996).

A y D son canales simples, B, E y F son complejos de canal generados por migración lateral y C son canales apilados. Los números que están encima de los amalgamamientos corresponden al ancho de estos en metros. Miall (1996).

En el caso de los canales meandriiformes se presenta una depositación de tipo acreción lateral (Figura 6). Asociado de erosión en sus bordes.



**Figura 6.** Depositación de canales meandriiformes (Casadiego. E, 2008.)

## 5.5 DESCRIPCIONES SEDIMENTOLÓGICAS

### 5.5.1 NUCLEOS (CORAZONES)

Durante la perforación de los pozos se suele adquirir información acerca de las características de las formaciones que se van atravesando.

Esto se puede hacer de forma directa mediante la toma de núcleos (*cores*), que son las muestras de roca extraídas dentro de la tubería de perforación, en las cuales se pueden realizar medidas directas de las características petrofísicas de la formación.

Los objetivos incluyen, el método de muestreo en la sección del fluido de perforación, en el manejo de los núcleos, y en el programa de las pruebas especiales que se practicarán en el análisis de núcleos. A partir del análisis de los núcleos, se tienen un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes

especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos ingenieros de perforación e ingenieros de yacimientos.

De las muestras de corazones se puede obtener información sobre:

Litología.

Porosidad.

Permeabilidad.

Saturación aceite-gas y agua.

Interfaces aceite-agua, gas-aceite.

Tipo de Estratificación y Rumbo de las capas en ocasiones.

#### **5.5.1.1 Selección de la profundidad de corte de núcleo.**

La selección de la profundidad dónde se corta un núcleo depende de varios factores entre ellos:

1. Tipo de pozo:
  - Exploratorio.
  - Desarrollo.
  - Geológica.
  - Yacimientos.
  - Perforación.

#### **2. Tipo de información requerida:**

Para casos de pozos exploratorios, se requieren evaluar los horizontes que por correlación tienen posibilidades de ser productores.

Se cortan de 1 a 2 núcleos por intervalo dependiendo del análisis de los primeros núcleos. Así mismo, se busca obtener información geológica adicional como:

Litología.

Textura.

Edad.

Depositación.

Planos de fractura.

Porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

Para casos de pozos en desarrollo, la información requerida depende de los antecedentes de producción de pozos de correlación.

Distribución de porosidades.

Distribución de permeabilidades.

Permeabilidades relativas.

Saturación residual de aceite.

Mojabilidad.

Contacto agua aceite.

Presión en el volumen poroso.

Por lo general se corta un núcleo en cada una de las formaciones que son productoras en los pozos de correlación.

#### **5.5.1.2 Tipos de Núcleos.**

Existen dos métodos para cortar núcleos:

Núcleos de fondo.

Núcleos laterales (Pared del pozo).

La selección del método depende de varios factores, entre ellos:

- Profundidad del pozo.
- Condiciones del agujero.
- Costo de la operación.
- Porcentaje de recuperación.

Las operaciones de fondo permiten la obtención de diferentes tipos de núcleos (KRAUS R, 2006).

## 1. Núcleos convencionales:

Este se realiza una vez que se ha llegado a la profundidad deseada.

1.1) Se baja el barril muestreo con la sarta de perforación y se inicia el corte del núcleo.

1.2) A medida que la operación continúa, el núcleo cortado se mueve al barril interior.

1.3) Cuando se tiene cortada la longitud programada, se reduce el peso sobre la corona, se aumentan las (rpm) y en algunas ocasiones, se detienen la circulación para desprender el núcleo.

1.4) Por este método, se obtienen muestras cilíndricas de 9 m de largo y con diámetros que van de 23/8" a 36/16".

1.5) Una vez en la superficie, el núcleo se recupera en el piso de perforación y el geólogo se encarga de guardarlo en forma orientada.

Este método es adecuado cuando se tienen formaciones compactas.

## 2. Núcleos encamisados.

Si se desea cortar un núcleo en informaciones pobremente consolidadas utilizando la técnica convencional, la recuperación es inferior al 10% de longitud corta. Es preferible encamisar un núcleo en formaciones suaves, quebradizas o semiconsolidadas.

A medida que se corta, el método consiste en cubrir el núcleo, con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio.

La consolidación artificial del núcleo se lleva a cabo congelándolo o inyectándole gel plástico. Posteriormente se trasporta al laboratorio para su análisis.

### **3. Núcleos orientados.**

Una de las ventajas geológicas de los núcleos sobre los recortes es que pueden identificar estructuras diagenéticas y sedimentarias a gran escala.

Los depósitos de los estratos, las fracturas y otras estructuras sedimentarias o diagenéticas pueden evaluarse.

En un núcleo convencional, tal estimación es posible con una exactitud controlada por la inclinación del agujero nucleado.

Cuando se desconoce la orientación horizontal del barril, el buzamiento, y los depósitos verdaderos no se pueden estimar.

Además, el buzamiento y los depósitos verdaderos de estructura en diferentes partes del núcleo

#### **5.5.1.3 Núcleos de pared.**

Esta técnica se utiliza para recuperar pequeñas muestras tras las formaciones ya perforadas a una profundidad determinada. La pistola se baja con cable y se disparan las cámaras de recuperación.

Cada herramienta puede recuperar un promedio de 30 a 50 muestras a diferentes profundidades y paredes del agujero. Por lo general, esta técnica se aplica una vez analizados los registros.

El costo es bastante inferior. Las mediciones realizadas a los núcleos de fondo, también pueden efectuarse a las muestras de pared.

#### **5.5.1.4 Factores que afectan los núcleos.**

Existen dos factores básicos que afectan los núcleos, estos son:

1. El lavado de la roca por medio de los fluidos que penetran durante la perforación.

Durante la perforación, existen problemas dados por la penetración en la roca. Ello provoca un desplazamiento de los fluidos originales (reducción del contenido de hidrocarburos e incremento del contenido de agua).

La presión y la temperatura son cambiadas bruscamente provocando un efecto durante la medición de la permeabilidad, porosidad y receptividad de la formación, el factor de cementación y el exponente de saturación.

## **5.5.2 RIPIOS O MUESTRAS DE ZANJA**

### **5.5.2.1 TOMA DE MUESTRAS**

Las muestras de ripios o de zanja, constituyen una de las mejores maneras para conocer las formaciones atravesadas en el proceso de perforación, y son junto con los núcleos y las muestras de pared, el único contacto directo con el subsuelo. De esta manera se obtienen cálculos más reales que los aportados en los registros de pozos, los cuales son un método indirecto.

Para la toma de muestras se debe conocer el tiempo de retardo o lag time. Para poder calcular la hora en que saldrá la muestra de la profundidad requerida.

Los intervalos de muestreo más frecuentes son cada 5, 10 y 20 pies, por lo tanto es posible calcular los intervalos de tiempo correspondientes al intervalo de muestras deseado, y así poder recogerlos en la malla agitadora o Shale Shaker.

Al tomarlos de la malla agitadora los ripios se lavan con agua para eliminar el lodo, posteriormente una parte de estos se ponen a secar generalmente en una hornilla, llamándose muestras secas. Las cuales posteriormente, son observadas y descritas al microscopio y la otra parte se deja en las condiciones originales para análisis geoquímicos, estas últimas son las llamadas muestra húmedas. Finalmente se empaican y se marcan las bolsas con el nombre del pozo, la compañía y el intervalo de profundidad y tipo de muestra a la que corresponden (Mier, 1994).

### 5.5.2.2 DESCRIPCION MUESTRAS DE ZANJA

Al realizar el análisis se debe reconocer la parte contaminante proveniente de estratos superiores o de zonas de derrumbe, así como los fragmentos de lodo que aún puedan estar presentes. Las características más importantes que se deben describir según los tipos de roca más comunes son:

**ARENISCA:** El tamaño y forma de los granos, el grado de sorteamiento, el tipo de cemento, el color, la dureza y los minerales accesorios. Finalmente se debe tener en cuenta que debido a la disgregación de la roca efectuada por la broca, muchos pequeños fragmentos no son recogidos en la malla y como resultado se observa menos cantidad de arena que la que hay realmente.

**LUTITAS:** En este tipo de rocas es posible determinar su color, humedeciéndolas para quitar la máscara que crea el lodo, su dureza, textura y minerales accesorios presentes. La presencia de materia carbónacea, pirita, concreciones ferruginosas y fósiles, sirven para caracterizar las formaciones o algunos niveles en particular.

**CARBONATOS:** Se conocen por su color blanco a gris y textura, la diferenciación entre caliza y dolomita se observa por su reacción al ácido clorhídrico diluido. Además se pueden identificar fósiles, oolitos, pellet y presencia de cristales de calcita.

**OTRAS ROCAS:** La anhidrita, reconocida por su color blanco, dureza y por disolverse lentamente en ácido. El Chert de color blanco o negro y su carácter silíceo.

Existen contaminantes exteriores que en ocasiones se encuentran en la muestra, como es el caso de los agregados del lodo de perforación que aumentan el peso de la muestra y trapa fracturas, además de elementos como virutas de hierro producto de la broca y hasta cemento en forma de agujas que podría confundirse con caliza (Mier, 1994).

## **6. MODELO ESTRUCTURAL**

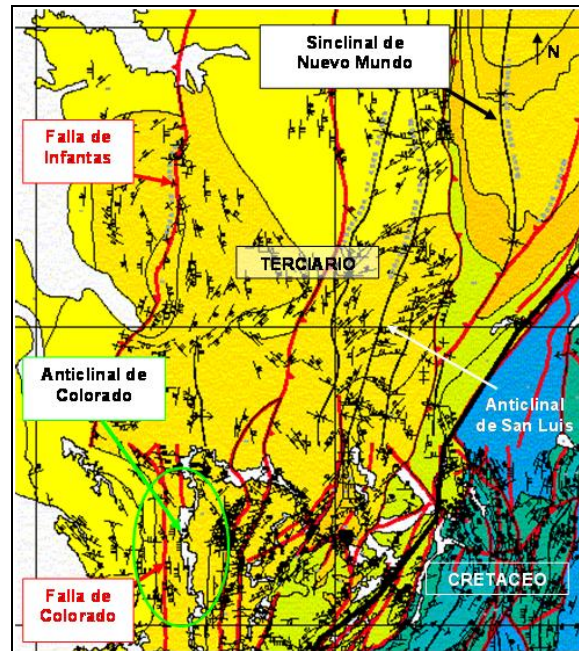
### **6.1 Provincia Estructural Piedemonte Occidental Cordillera**

El Anticlinal de Colorado está limitado regionalmente por rasgos estructurales en sentido N-S y SSW-NNE tales como: la Falla de Infantas al NNW, el Anticlinal de San Luís al ENE, el Sinclinal de Peña de Oro al Norte, la Falla de La Salina y el Sinclinal de Nuevo Mundo al Noreste.

La estructura del Campo Escuela Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, estructura ubicada en el bloque cabalgante de la falla principal en sentido N-S convergencia occidental denominada Falla de Colorado, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte.

Estructuralmente el Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por 6 fallas satélites de la principal en sentido W-E, SW-NE, estas su vez esta presenta pequeñas fallas que se observan en sísmica 2D. Se puede apreciar el mapa geológico donde aflora el Terciario con las formaciones Mesa, Real y Colorado (Ecopetrol - ICP, 2003).

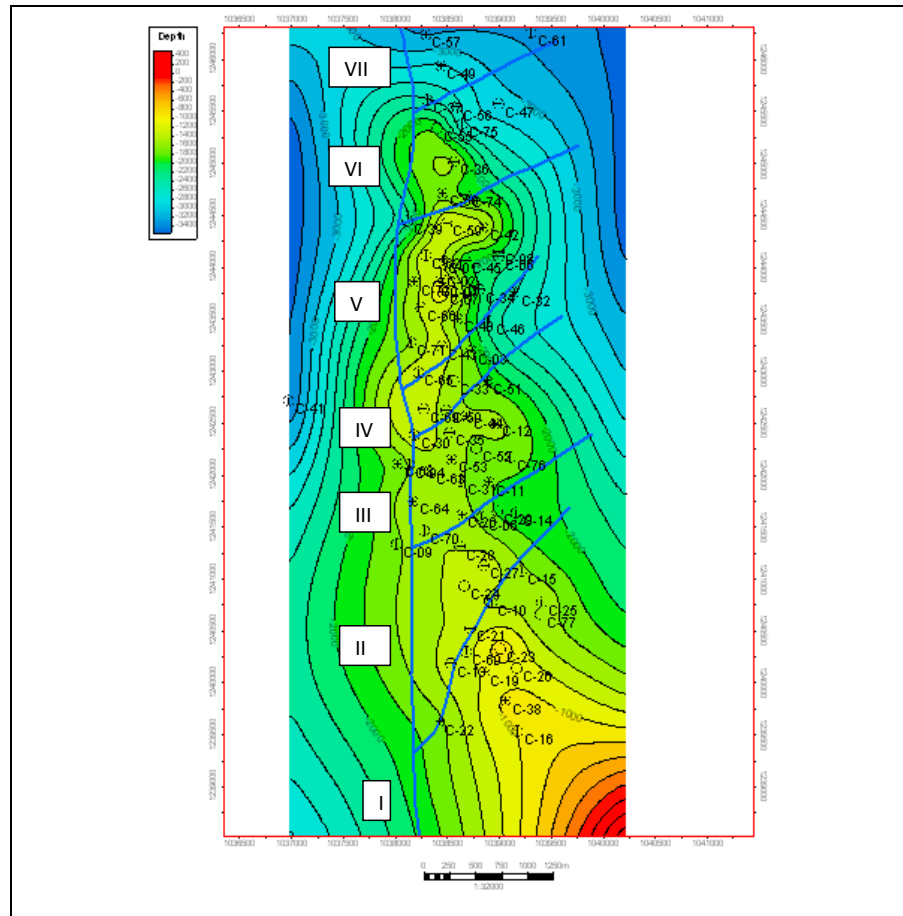
### 6.1.1 ESTRUCTURA DEL CAMPO COLORADO



**Figura 7.** Mapa Geológico del Valle Medio del Magdalena. (Tomado Proyecto Campo Escuela-Weil Group, 2009).

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

El Campo Colorado se encuentra dividido en siete bloques que de Sur a Norte se enumeran los bloques, I al VII, el bloque I es el más alto; El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E, SW-NE. De sur a norte, el Bloque I y II están limitados por una falla normal y una inversa respectivamente con buzamiento hacia el sur, los Bloques III y IV los limitan 2 fallas normales con igual buzamiento al sur, el bloque V tiene como límite una falla inversa con buzamiento al norte que a su vez lo separa del bloque VI el cual está separado por una falla normal con buzamiento al norte del bloque VII (Figura 8).



**Figura 8.** Mapa estructural del Campo Colorado al tope de la formación Mugrosa. De Sur a Norte Bloques I al VII. Tomado de Informe de ECOPETROL - ICP, 2003).

### 6.1.1.1 ANALISIS ESTRUCTURAL EN LINEAS SISMICAS 2D

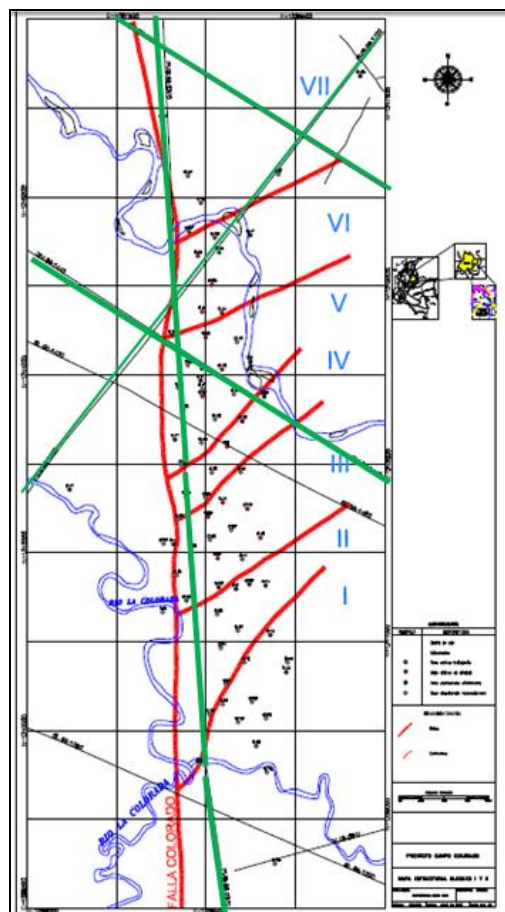
La estructura del campo se define principalmente a partir de las pocas líneas sísmicas 2D existentes, identificando un sistema de fallas satélite SW–NE en el bloque cabalgante de la Falla principal de Colorado; a pesar de ser un ambiente compresivo se localizan 4 fallas de tipo normal, por efectos de acomodación y 3 fallas de tipo inverso que incluye la falla principal (falla Colorado), producto de un contraste de esfuerzos de tipo compresivo durante el tiempo Mesozoico, para el entorno geológico, otros campos cercanos al Colorado son similares, como es el tipo de estructura del campo Llanito y tipo

de ambiente y la secuencia estratigráfica (Formación Mugrosa) es similar al campo Lisama.

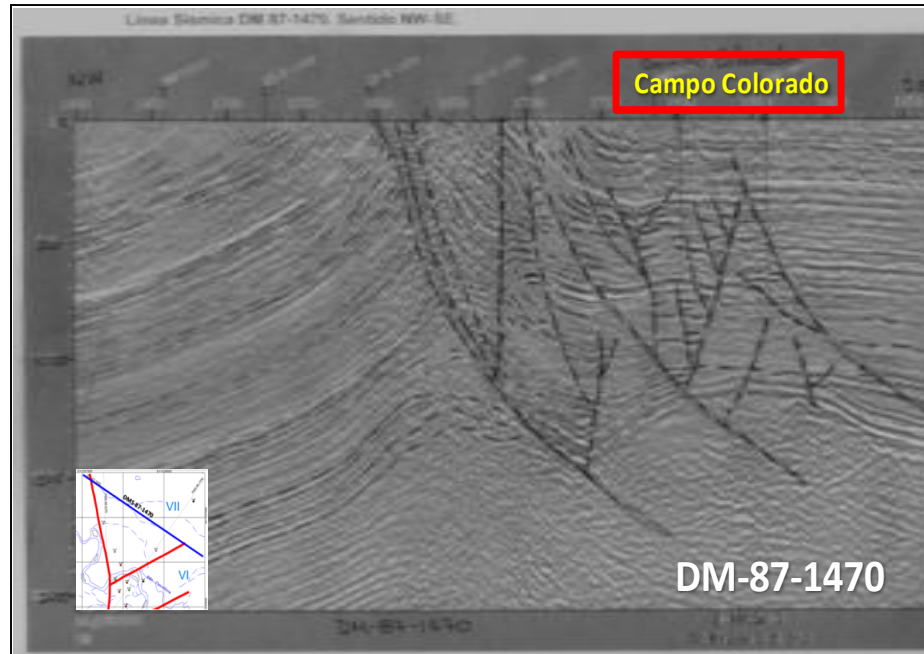
Se cuenta aproximadamente con 70 Km. de sísmica 2D, representados en 7 Líneas Sísmicas que bordean el campo, pero tan solo se cuenta con 4 líneas sísmicas gráficamente (Figura 9). DM-87-1470, DM-89-1440 PMS-98-1700 y PMS-98-370.

PROGRAMA Sísmico	LINEA SISMICA en el Campo
DE MARES-87	DM-87-1470
DE MARES-89	DM-89-1440
PROGRAMA PMS	PMS-98-1700
PROGRAMA PMS	PMS-98-370

**Tabla 1. Líneas Sísmicas Campo Colorado (Tomado de Ecopetrol - ICP 2003)**



**Figura 9.** Mapa de Líneas sísmicas sobre la estructura Campo Colorado.  
 Fuente: Proyecto Campo Escuela-Weil Group 2009

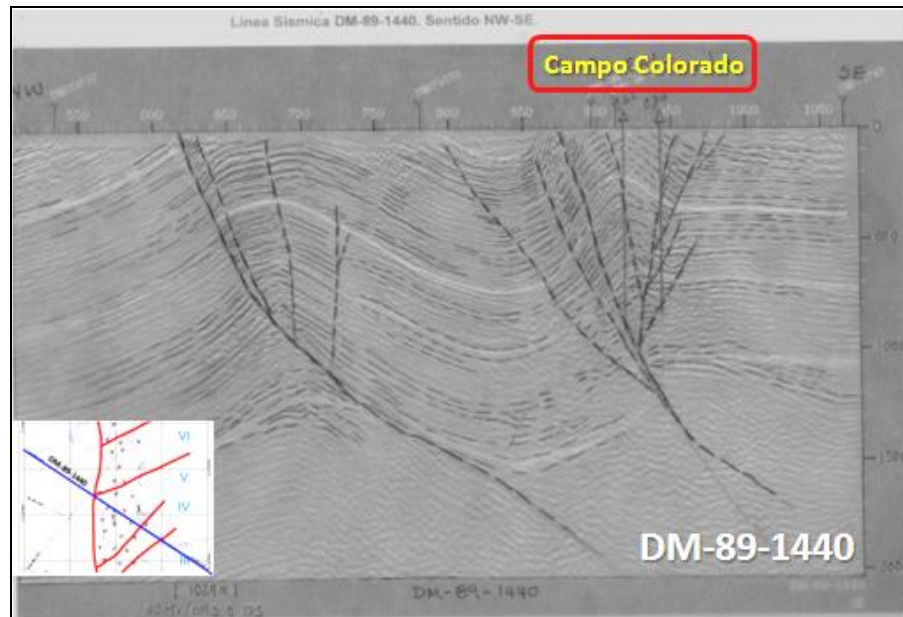


**Figura 10.** Línea Sísmica DM 87-1470. Sentido NW-SE. Ubicada al costado Norte del Campo, Bloque VII. Involucra Pozos COL-54 y COL-61 (Tomado de Ecopetrol - ICP, 2003).

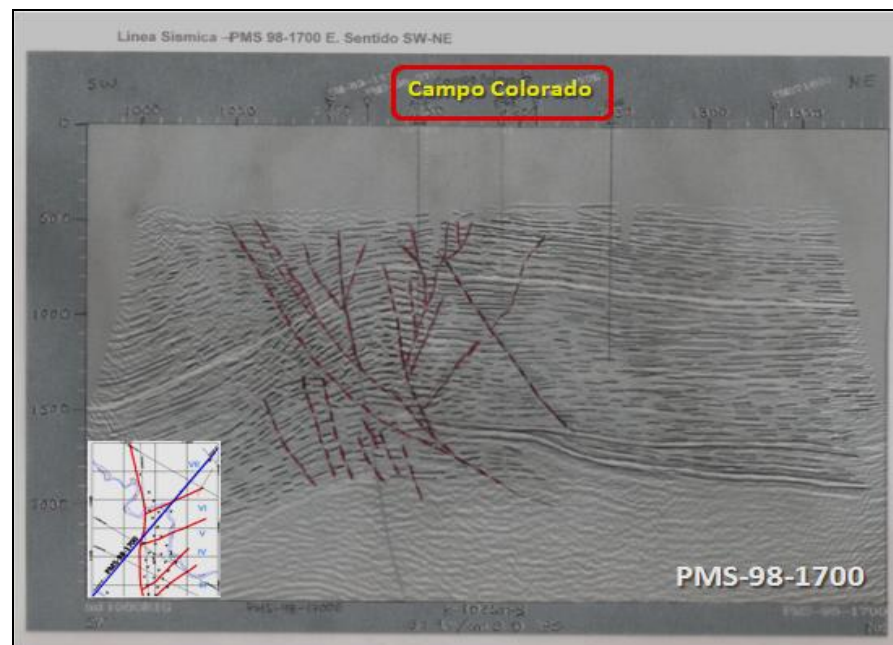
El campo Colorado se encuentra afectado por un sistema de fallamiento bastante estrecho. Las secciones sísmicas interpretadas preliminarmente muestran que la estructura es bastante compleja, se visualiza un sistema de fallas de cabalgamiento acompañadas por retro cabalgamientos; la falla principal de Colorado se encuentra acompañada por otras fallas satélites que forman un sistema de fallas que compartimentalizan el yacimiento.

El Anticlinal de Colorado está dividido en 7 bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. El bloque más alto es el del Sur y el bloque más bajo se encuentra cabeceando hacia al norte de la estructura, ubicado en el Bloque VII.

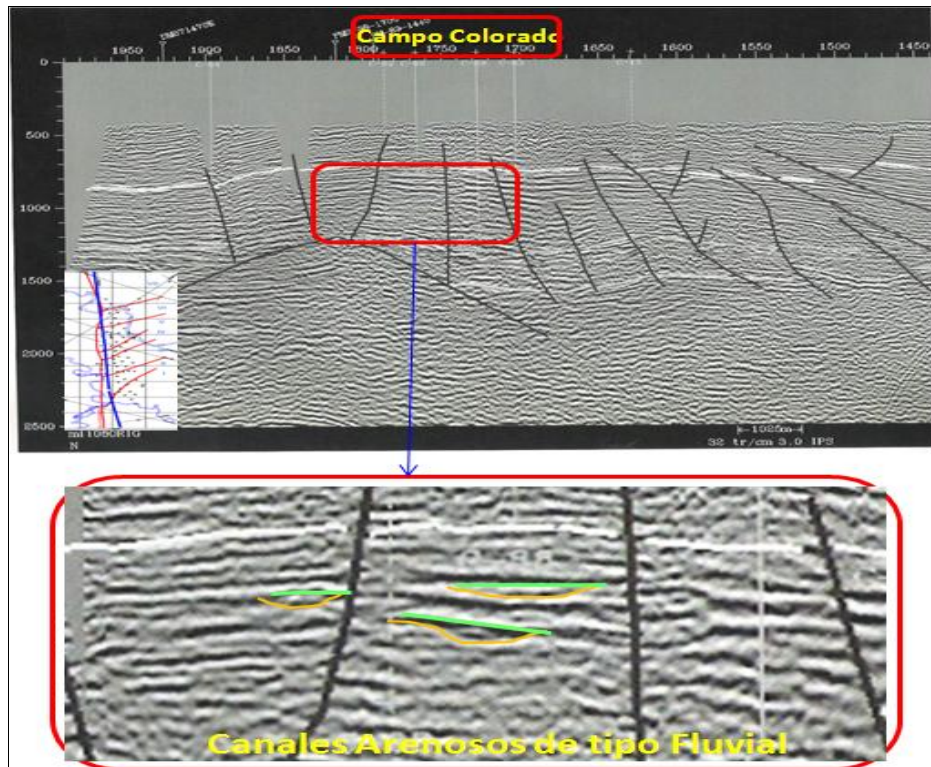
En la Figura 11, se pueden visualizar 2 estructuras anticlinales separadas por un sinclinal, estructuras tipo cabalgamiento, la del costado NW es la estructura probada para el Terciario con los pozos Aguas Blancas.



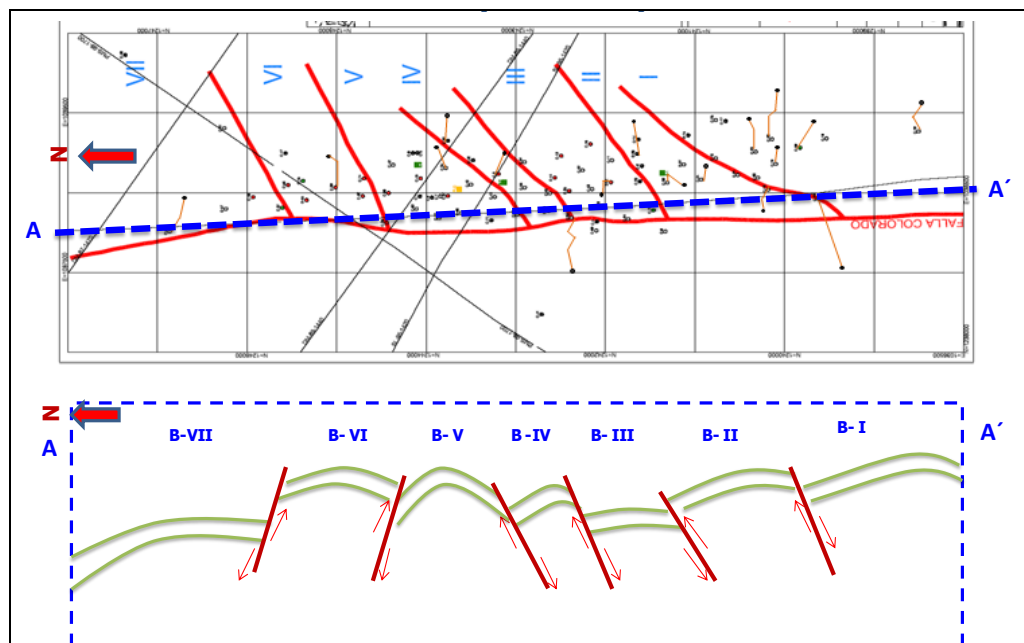
**Figura 11.** Línea Sísmica DM-89-1440. Sentido NW-SE. Ubicada en la parte central del Campo, Bloques V y IV Involucra Pozos COL-34 y COL-62 (Tomado de Ecopetrol, 2003)



**Figura 12.** Línea Sísmica PMS-98-1700. Sentido SW-NE. Ubicada en el costado Norte del Campo, Bloques VI y VII. Involucra Pozos COL-7, COL-61 y COL-48 (TOMADO de Ecopetrol-ICP, 2003).



**Figura 13.** Línea Sísmica PMS-98-370. Sentido N-S. Atraviesa todos los Bloques del I al VII. Se puede observar los canales arenosos de tipo fluvial (Tomada de Ecopetrol-ICP, 2003)



**Figura**

**14.** Corte Estructural sentido Norte-Sur, (sobre línea sísmica PMS-98-370) (Proyecto Campo Escuela-Weil Group 2009).

## **7. SISTEMA PETROLIFERO DE LA CUENCA DEL VALLE DEL MAGDALENA MEDIO**

### **ROCA MADRE**

Se encuentra compuesta básicamente por calizas y lutitas de la Formación La Luna y Simití-Tablazo. Los valores promedio de TOC son de 1.06% con materia orgánica de tipo II, alcanzando valores de Ro entre 0.6 – 1.2%. Se considera que estas fueron depositadas en dos grandes eventos a nivel mundial de tipo anóxico.

### **MIGRACION**

Las principales vías de migración consisten en 1) la migración vertical directa en la formación La Luna y 2) la migración lateral a lo largo de areniscas del Eoceno

### **ROCA RESERVORIO**

El 97% de las acumulaciones de petróleo en la cuenca provienen de areniscas continentales del Paleógeno (Paleoceno-Mioceno), tales como: las formaciones Lisama, Esmeraldas-La Paz y Mugrosa, con porosidades promedio de 15 a 20% y permeabilidades entre 20-600 md. También se consideran en objetivos algunas calizas fracturadas de edad Cretácica.

### **ROCA SELLO**

Los sellos de los yacimientos de las areniscas del Paleógeno consisten en intercalaciones de lutitas marinas, principalmente de las Formaciones Esmeralda y Colorado. Los sellos de los posibles reservorios de calizas del Cretácico son las lutitas marinas de las formaciones Simiti y Umir.

### **TRAMPA**

Las principales acumulaciones se han presentado en cierres estructurales sobre grandes anticlinales asimétricos, entre ellas las estructuras dúplex con cierre de fallas independientes y las trampas ubicadas en la parte inferior de las fallas sellantes.

## PROSPECTIVIDAD

La cuenca del Magdalena Medio es una de las cuencas más exploradas de Colombia, donde 41 campos han sido descubiertos en depósitos del Paleógeno. Sorprendentemente, todavía contiene una de las áreas más prolíficas aun no explorada como los reservorios de carbonatos (calizas) del Cretácico.

Las posibles áreas de exploración están relacionadas principalmente con las fallas normales invertidas y anticlinales de arrastre. Sutiles trampas estratigráficas asociadas a Mioceno Superior-Eoceno tipo “onlaps”, canales de incisión y truncamientos son también objetivos importantes para la exploración futura.

## 8. PROPIEDADES PETROFISICAS

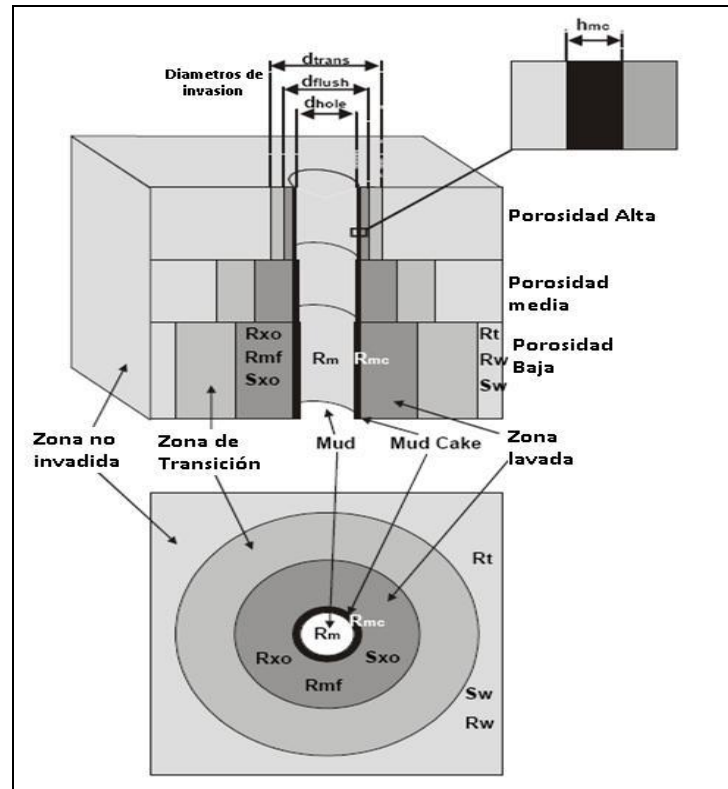
En la industrial del petróleo las características petrofísicas son de gran importancia en el desarrollo de cualquier proyecto ya que están directamente relacionadas con la producción del mismo. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad de volumen del yacimiento se encuentra relacionada directamente 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 15.** 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. 55 - 201)

### 8.1 POROSIDAD

La porosidad se simboliza por el signo ( $\emptyset$ ) y se define como la fracción de la roca correspondiente al espacio vacío y mide la capacidad de la roca en almacenar fluidos.

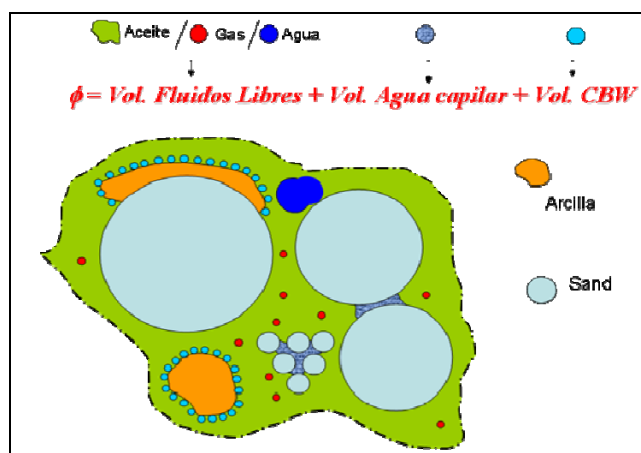
En términos de almacenamiento la porosidad se puede definir entonces como el espacio de la roca ocupado por los fluidos libres (agua/aceite/gas), el agua capilar ( $S_{wirr}$ ) y el agua ligada a las arcillas (Clay Bound Water, CBW).

Los fluidos libres corresponden a aquellos que saldrán instantáneamente de la roca una vez se ponga en producción; no están adheridos a las paredes del poro. El agua capilar se refiere al agua que quedó adherida entre los granos

una vez terminado el proceso de migración (desplazamiento de agua por aceite) millones de años atrás.

CBW corresponde al agua adherida a las arcillas como resultado de su intercambio catiónico con los fluidos que le rodean. Por lo general, las arcillas están caracterizadas por un exceso de cargas negativas en su superficie y láminas estructurales, que al entrar en contacto con el agua se compensan mediante la entrada de cargas positivas (cationes hidratados).

La importancia de la porosidad radica en que es uno de los parámetros de entrada en la determinación volumétrica de hidrocarburos, OOIP (Original Oil in Place) (Fig. 16) y en los respectivos estimativos de reservas. La porosidad es además el parámetro más utilizado en la extrapolación de otras variables de yacimiento, de las cuales tradicionalmente no se cuenta con mediciones continuas tipo registro, ejemplo la permeabilidad.



**Figura 16.** Ilustración gráfica de los fluidos ubicados en el espacio poral de la roca, porosidad total. Tomado de Normal Yepes, 2006.

La porosidad puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = \left( \frac{V_p}{V_b} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 1}$$

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

$$\phi = \left( \frac{V_b - V_m}{V_b} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 3}$$

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>).

De acuerdo a los diferentes análisis de porosidades en yacimientos petrolíferos en diferentes campos del mundo a lo largo de la historia, se han considerado valores de porosidad en paquetes arenosos que indican un grado de calidad para este parámetro petrofísica en un yacimiento.

Según el porcentaje de porosidad estimado en la roca se identifica su calidad para almacenar fluidos.

Mala: 0 - 5%

Pobre: 5 - 10%

Regular: 10 - 15%

Buena: 15 – 20

Muy buena: > 20%

La importancia de la porosidad radica en que es uno de los parámetros de entrada en la determinación volumétrica de hidrocarburos, OOIP (Original Oil in Place) y en los respectivos estimativos de reservas. La porosidad es además el parámetro más utilizado en la extrapolación de otras variables de yacimiento, de las cuales tradicionalmente no se cuenta con mediciones continuas tipo registro, ejemplo la permeabilidad.

### 8.1.1 TIPOS DE POROSIDAD

**8.1.1.1 POROSIDAD PRIMARIA:** Comúnmente llamada "porosidad intergranular", es aquella que se genera como consecuencia de los espacios vacíos entre el arreglo primario de los granos después de su acumulación como sedimento. Esta porosidad es una característica inherente de la roca

fijada al momento de su sedimentación. Generalmente corresponde al modelo poroso de una roca clástica.

Algunos factores que afectan la porosidad primaria son:

- Empaquetamiento
- Selección
- Cemento
- Angularidad / Redondez
- Compactación

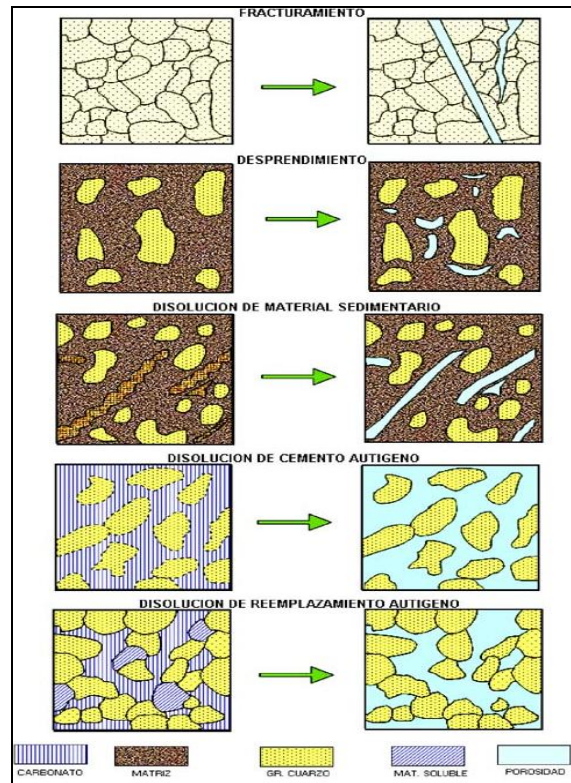
Generalmente se sabe que la porosidad primaria es mayor que la porosidad secundaria, sin embargo aparentemente basándonos en la discriminación de estos tipos de porosidad (Schmidt et-al, 1979).

**8.1.1.2 POROSIDAD SECUNDARIA:** Es aquella que se genera como consecuencia de la acción de procesos diagenéticos o procesos geológicos en general. Es post-singenética y en el caso de las areniscas es principalmente originado por la disolución de constituyentes no-silicatados, predominantemente carbonatos, que ocurren como: material sedimentario, cemento autigénico y remplazamiento autigénico.

Las principales clases genéticas de porosidad secundaria son las siguientes:

- 1) Porosidad creada por fracturamiento
- 2) Porosidad creada por desprendimiento
- 3) Disolución de material sedimentario (fósil)
- 4) Disolución del cemento autígeno
- 5) Disolución de remplazamiento de minerales autígenos.

Las condiciones óptimas para la generación de porosidad secundaria en areniscas es resultado de procesos diagenéticos secundarios (Figura. 17), que van a condicionar la importancia cuantitativa de este tipo de porosidad.



**Figura 17.** Clases genéticas de porosidad secundaria. (Tomado de Normal Yepes, 2006)

## 8.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la capacidad que posee un sedimento o roca para dejar pasar un fluido a través de ella. También es definida como la capacidad de flujo de los fluidos contenidos dentro de un reservorio y se identifica con la letra K.

Para que un yacimiento (reservorio) sea comercial es necesario no solo que contenga petróleo o gas sino que estos fluidos puedan desplazarse dentro de este y salir a la superficie. Por consiguiente, es obvio que el reservorio solo es permeable cuando los Poros están interconectados (porosidad efectiva o eficaz). Si esta interconexión no existe, la roca puede ser porosa pero no tiene permeabilidad.

En 1865, el Ingeniero Francés Henry Darcy, diseñó un método para medir la permeabilidad, la cual toma como unidad de medida el "darcy" que es estandarizada como:

"La permeabilidad es 1 darcy cuando  $1\text{cm}^2$  de superficie de reservorio libera  $1\text{cm}^3$  de fluido de 1 cP (viscosidad) en 1 segundo bajo un diferencial de presión de 1 atm.

La permeabilidad responde a la siguiente ecuación:

$$Q = K * P.S. \frac{t}{(\mu.L)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

Q = Volumen del fluido ( $\text{cm}^3$ )

K = Constante de permeabilidad (darcy)

P = Presión del fluido (atmósferas)

S = Área de la sección ( $\text{cm}^2$ )

t = Tiempo del fluido a estas condiciones (seg.)

$\mu$  = Viscosidad del fluido (centipoise)

L = Longitud atravesada por el fluido (cm.)

La mayor parte de los reservorios productores tienen permeabilidades promedio inferior a un darcy, por consiguiente, la permeabilidad se mide en milésimas de darcy o milidarcy (md).

Entre los valores típicos de permeabilidad establecidos por los análisis de núcleos en Laboratorio se tiene:

Regular: 1 - 10 md

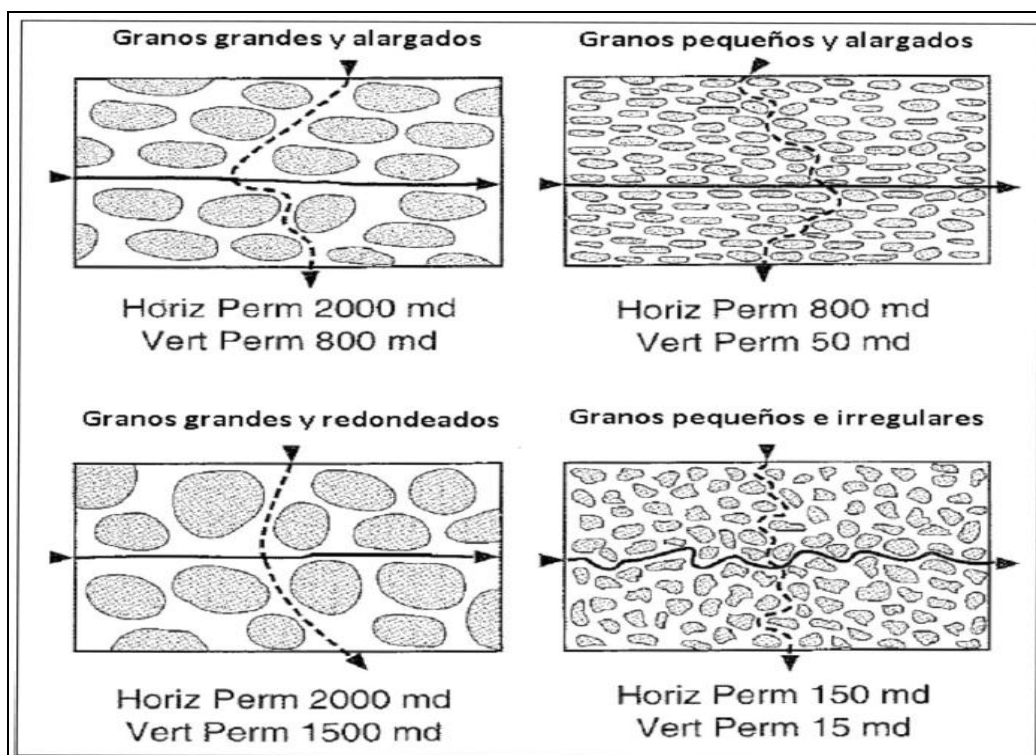
Buena: 10 - 100 md

Muy buena: 100 - 1000 md

De ahí que la cuantificación de la permeabilidad se realice mediante el análisis del núcleo en el permeámetro (Laboratorio), mientras que de los registros electrográficos solo estima valores aproximados de permeabilidad.

Se pueden medir tanto la permeabilidad horizontal como la permeabilidad vertical. Siendo la horizontal de mayor valor, pues el alineamiento de los granos es normalmente con su eje mayor paralelo a la superficie donde se depositan.

Existen varios parámetros que influyen en la permeabilidad como lo son: temperatura, gradiente hidráulico (presión), forma - tamaño - continuidad de los poros y principalmente del empaquetamiento granular.



**Figura 18.** Distribución de los granos de arena y estructura poral afectando la permeabilidad. (Tomado de Principios /aplicaciones SLB)

### 8.3 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, siendo:

Sw: saturación de agua.

So: saturación de petróleo.

Sh: saturación de hidrocarburos.

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:

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

*Ecuación 5*

Donde:

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

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

La saturación de agua también se puede calcular por la expresión matemática conocida como la ley de Archie que relaciona la resistividad del agua de

formación ( $R_w$ ), porosidad ( $\emptyset$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ) con la resistividad de la formación ( $R_t$ ).

$$S_w^n = \frac{aR_w}{R_t\emptyset^m}$$

*Ecuación 6*

Donde

**$S_w$**  = Saturación de agua

**n** = Exponente de saturación

**a** = Constante

**$R_t$**  = Resistividad de la roca limpia

**$R_w$**  = Resistividad del agua de formación

**$\emptyset$**  = Porosidad efectiva

**m** = Índice de cementación

Esta última fórmula, denominada Ley o 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.

#### **8.4 Resistividad**

La resistividad eléctrica de una sustancia 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 la 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).

## **9. GENERALIDADES DE PETROFISICA Y TIPOS DE REGISTROS ELECTRICOS**

Petrofísica se puede definir de forma muy general como el estudio de las propiedades físicas, químicas de las rocas, de los fluidos contenidos en ellas, basado en las medidas de registros de pozo, datos de laboratorio, las leyes fundamentales de la matemática y la física. (Bendeck, 1992).

El análisis petrofísico usa las propiedades de las rocas y las relaciones entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso para identificar y evaluar yacimientos de hidrocarburos, rocas sellos y acuíferos. Así, sus objetivos fundamentales son: la determinación del volumen de hidrocarburos (espesor, porosidad y saturación) y la capacidad de producción de los hidrocarburos (espesor y permeabilidad). Los principales parámetros para evaluar en un reservorio son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor de la capa permeable y permeabilidad. Estos atributos pueden ser derivados ó deducidos de perfiles o registros de pozo.

Los registros de pozo suministran información del subsuelo, miden propiedades físicas y eléctricas que pueden correlacionarse dando un registro continuo en profundidad de los parámetros de formación rocosa (porosidad, saturación de agua y tipo de roca), por tanto, son herramientas cuya integración con otros datos son muy importantes en la interpretación petrofísica.

Muchos registros generalmente se han considerado como información estática, pero pueden tener variaciones significativas con cambios de saturación,

presión, y/o temperatura, lo cual las convierte en potenciales herramientas de monitoreo de yacimientos.

Brevemente se presentaran algunos conceptos básicos sobre el análisis e interpretación de registros eléctricos. Esto incluye una explicación de su funcionamiento general y las respuestas de estos frente a las diferentes litologías y fluidos contenidos en la formación.

## **9.1 Litológicos**

Como su nombre lo indica, son registros Tomados con el fin de inferir la litología presente en la sección de pozo a medir. Para este fin, los más utilizados en la industria son los denominados Gamma Ray (GR) y Potencial Espontáneo (SP).

Estos se consideran como principal apoyo para inferir otras propiedades del pozo

### **9.1.1 Registro Gamma Ray (GR)**

Este tipo de medición considera la radioactividad natural de las formaciones por la presencia generalmente de elementos como Uranio, Potasio y Torio, así como las propiedades de ciertos fluidos.

Generalmente es presentado en el primer carril del set de registros, indicando valores bajos para materiales arenosos y altos para indicar presencia de material arcilloso. Esto puede variar según la presencia de materiales radioactivos en arenas y/o por la presencia de aguas de formación que contengan sales radioactivas disueltas.

Este tipo de registro por su facilidad de interpretación también es utilizado para medir la arcillosidad de la formación, y realizar correlaciones entre pozos adyacentes en un mismo campo para definir continuidades laterales de cuerpos de interés (generalmente canales arenosos que puedan contener o almacenar hidrocarburos).

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 conductor, 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.

### **9.1.2 Registros Potencial Espontáneo (SP)**

El registro del Potencial Espontáneo 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. Esta medida registra el potencial eléctrico (voltaje), producido por el agua de formación, el fluido de perforación conductor y las rocas. El uso principal de la curva *SP* es diferenciar capas impermeables eléctricamente conductoras, tales como lutitas, de las capas permeables eléctricamente conductoras, como arenas. También puede ser utilizado algunas veces para diferenciar litologías, espesores, resistividades del agua de formación ( $R_w$ ) y estimar el grado de arcillosidad de las capas permeables. (Bendeck, 1992)

La unidad de medida utilizada son los milivoltios (mV), y el carril se presenta generalmente contiguo al del registro gamma ray para inferir los parámetros mencionados anteriormente o para calcular propiedades petrofísicas de la roca.

## **9.2 De Porosidad**

Para el cálculo de una de las principales propiedades petrofísicas como lo es la porosidad, a lo largo del historia se han utilizado principalmente tres tipos de registros eléctricos como los son el sísmico, neutrón y densidad. Todas estas herramientas son muy sensibles a parámetros de la roca como al tipo de matriz, contenido de fluidos, radio de estudio, entre otros. EL uso de uno u otro

registro, depende generalmente del ambiente del pozo al momento de la medición.

### 9.2.1 Registros sínicos

La función básicamente de la herramienta sínica es la emisión de pulsos sínicos a la formación de interés y la recepción de estos mismo pulsos por un receptor en una ubicación diferente a la fuente del pulso tomando una lectura en función del tiempo (t). Este tiempo es el que demora la onda sonora en atravesar el frente de la formación y se conoce como tiempo de transito  $\Delta t$  y este es el inverso a la velocidad de la onda sonora y depende de la porosidad y litología de la unidad.

Al generar el pulso sínico, se pueden generar cuatro tipos de onda como los son la onda compresional, la de cizallamiento, de lodo y la onda Stonley. Estas son reflejadas y grabadas según el orden de llegada respectivo.

Este tipo de registro se ubica en el segundo o tercer carril de la hoja de registros, y sus principales funciones es el cálculo de porosidades en formaciones con litologías conocidas, calibrar datos sísmicos, evaluación de porosidades secundarias (con ayuda de registros de Densidad-Neutrón) y en algunos casos con ayuda de registros de densidad pueden generar trazas sísmicas.

La ecuación de Wyllie permite el cálculo de la porosidad a partir de un registro sínico.

$$\phi = \frac{t_{LOG} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}}$$

*Ecuación 7*

Donde:

$t_{LOG}$ : Lectura del registro sínico ( $\mu s/ft$ )

$t_{ma}$ : Tiempo de transito en la matriz ( $\mu s$ )

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

Los valores de la constante  $t_{ma}$ , depende únicamente del tipo de roca registrada, y se explican en la siguiente tabla para las litologías más comunes y trabajadas en la industria.

Litología	$t_{ma}[\mu\text{s}/\text{ft}]$	$t_{ma}[\mu\text{s}/\text{ft}]$
Arenisca	55	182
Caliza	47	156
Dolomita	43	143

**Tabla 2.** Tiempo de transito de Registro Sónico en diferentes tipos de roca.

### 9.2.2 Registro Densidad (FDC, LDT)

Su funcionamiento se basa en la emisión de rayos gamma de energía media dirigida a la pared del pozo chocando contra los electrones de la formación, lo que se conoce como efecto Compton. Los rayos reflejados son leídos por un receptor fijo de la herramienta. Tomado de Principios /aplicaciones SLB

Al igual que el registro sónico y Neutrón, este se presenta en el segundo o tercer carril de la plantilla de registros y con una escala lineal en gramos por centímetro cúbico ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ).

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

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

*Ecuación 8*

Donde

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

$\rho_b$ : Densidad total de la formación

$\rho_f$  : Densidad promedio del fluido

Tipo de fluido	$\rho_f$ [g/cm <sup>3</sup> ]
Lodo aceite	0.9
Lodo agua dulce	1
Lodo agua salada	1.1 - 1.2

**Tabla 3.** Los valores promedio de  $\rho_f$  para el cálculo de la porosidad

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

**Tabla 4.** Los valores promedio de  $\rho_{ma}$  para el cálculo de la porosidad.

### 9.2.3 Registro Neutrón (SNP, CNL)

Este tipo de herramientas funcionan básicamente detectando la cantidad de H en la formación, es decir, en aquellas saturadas en agua o aceite puede indicar la porosidad saturado por esos fluidos.

La herramienta funciona emitiendo neutrones de alta energía, estos chocan contra la pared del pozo, disminuyendo su energía con cada choque. La mayor perdida se produce cuando choca con 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, hidrogeno 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. Tomado de Principios /aplicaciones SLB

Este tipo de registros ayuda a:

- 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.

### **9.3 RESISTIVOS**

El principio fundamental de las herramientas encargadas de medir la resistividad en una formación está basado en la transmisión de corriente a la formación y lograr medir con que facilidad esta puede fluir. Esto depende en gran medida del tipo de fluido presente en la zona a estudiar y de la capacidad de medición de la herramienta (profundidad a la que puede llegar a medir).

#### **9.3.1 Registros Inductivos**

Se basa en la medición profunda de la formación, evitando la zona invadida por el lodo de perforación. Consiste en la emisión de corriente alterna de alta frecuencia e intensidad constante, creando un campo magnético alterno que induce corriente a la formación.

Este tipo 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 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. Tomado de Principios /aplicaciones de registros, SLB 1989.

Al igual que los demás registros de este tipo, se presentan en una escala logarítmica que va desde los 0.2 a los 2000 ohm-m

### **9.3.2 Laterologs**

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). Tomado de Principios /aplicaciones de registros, SLB 1989.

### **9.3.3 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).

Las principales herramientas en este tipo de registros son los Microlog (consta de dos dispositivos de espaciamiento corto y de diferentes profundidades de investigación que toma las mediciones de la resistividad de una parte del mudcake y de la formación próxima al pozo), la microlaterolog (se encarga de determinar los valores de la resistividad de la zona lavada donde no es muy buena la toma de datos con la herramienta microlog, aunque se ve muy influenciada por el mudcake) y la microspherical log (también llamada micro SFL, el cual es capaz de combinarse con otras herramientas para calcular la resistividad de la zona lavada).

Este tipo de herramientas constan de un patín que se desliza pegado a la pared del pozo, con la presencia de electrodos alineados a cierta distancia

emitiendo una corriente constante, posteriormente se graba la información tomada de manera instantánea.

## **10. METODOLOGIA EMPLEADA PARA EL ANALISIS, INTEGRACION E INTERPRETACION DE INFORMACION PETROFISICA EN LOS INTERVALOS DE INTERES.**

El presente capítulo muestra una descripción del procedimiento seguido para la correlación e interpretación de información, de descripciones y datos petrofísicos de 17 pozos en los bloques I (**COL-16, COL-19, COL-23, COL-25, COL-38**) y bloque III (**COL-11, COL-12, COL-31, COL-35, COL-44, COL-51, COL-52, COL-53, COL-63, COL-64, COL-70, COL 76**) del Campo Colorado. En base al criterio de control de calidad y valor de importancia de la información presente.

El objetivo de este estudio es realizar una interpretación petrofísica, basada en datos e información existentes, con el fin de reevaluar y realizar una preselección, con un mayor número de criterios analizados en los intervalos a cañonear y re cañonear en 17 pozos estudiados.

Para esto se hace necesario realizar un control de calidad y validación de la información, para cada intervalo tal como: Descripciones de muestras de zanja, descripción de corazones, resultados de pruebas iniciales de formación (Dst's), datos petrofísicos y registros eléctricos. Se plantearon 3 etapas para el desarrollo del proyecto, las cuales permitieron realizar y cumplir de manera organizada la metodología propuesta y obtener los resultados esperados.

A continuación se presentan las tres etapas en las cuales se desarrolló el trabajo

### **10.1 ETAPA UNO: Selección y Validación de la información**

En esta etapa inicial del proyecto, dentro de la cual se encuentran algunas sub-actividades. La información con la que cuenta el Campo Escuela Colorado es muy antigua, y 90% de esta se encuentra en medio físico (papel), adicionalmente se puede encontrar información trivial que genere malestar en el estudio. Por lo cual en esta fase se realizó un control del estado de la

información; si era legible o no, su disponibilidad, el grado de validez y la selección e identificación de los datos concretos con los que se trabajaría.

### 10.1.1 SELECCIÓN DE POZOS

Los criterios de Selección de intervalos a Cañonear y Re cañonear por parte de W.E.I Ltd. Se basó en interpretación de registros eléctricos, topes de unidades además de estudios anteriores, como el de ECOPETROL - ICP, 2003, ICP 2006 y Weil Group 2009. Y finalmente se complementó el análisis con otros criterios como: posición estructural y estratigráfica, tipo de fluido producido, contactos entre fluidos, comportamiento de las curvas de resistividad y litología.

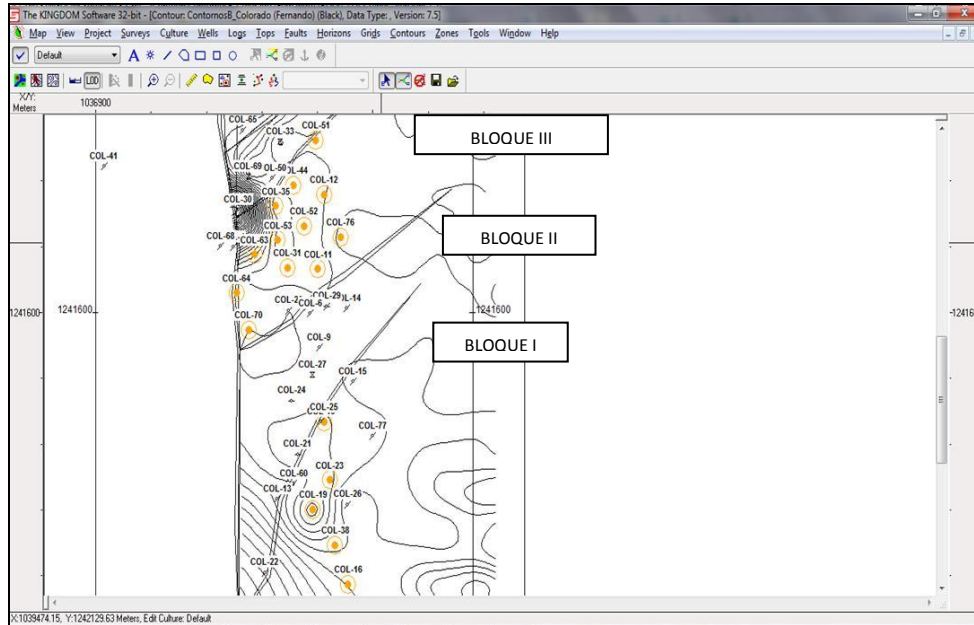
La recopilación de información se hizo inicialmente para 34 de los 47 pozos planeados a reactivar en los VII bloques del campo, pero para efectuar el análisis y correlación de dicha información se seleccionaron 17 pozos a reactivar correspondientes a los bloque I y III únicamente.

Estado de pozos Estudiado - Diciembre 31 de 2011	
POZOZ PRODUCTORES	POZOS INACTIVOS
COL-25	COL-70
COL-23	COL-64
COL-31	COL-63
COL-38	COL-53
COL-44	COL-51
COL-52	COL-35
COL-76	COL-23
	COL-12
	COL-11
	COL-16

**Tabla 5.** Estado de los pozos de Estudio (Diciembre de 2011)

Para conocer la cantidad de información de interés disponible se realizó un barrido por los 7 bloques del campo con 37 pozos de los 47 a operar.

A continuación se presentaran algunas sub-actividades desarrolladas en esta etapa.



**Figura 19.** Ubicación de pozos analizados en los Bloque I, II y III.

### 10.1.2 RECOPIACION DE INFORMACION DE ANALISIS Y RESULTADOS DE MUESTRAS DE ROCA

Para recopilar la información necesaria de los pozos a reactivar, fue indispensable identificar la información que era útil en el proyecto, su calidad de conservación, el grado de validez, credibilidad de la misma y su fuente de generación.

La principal fuente consultada fue los Wells Files, de los pozos de donde se verificó y recopiló la información de coordenadas, elevaciones y profundidades de los diferentes pozos, además de las descripciones litológicas de muestras de zanja y corazones, valores petrofísicos analizados en muestra de corazones e información de ingeniería de los intervalos de interés.

Luego de ser validada, la información que se recopiló en esta primera etapa fue:

- Descripción de Ripios
- Descripción de intervalos Corazonados
- Valores Petrofísicos

A continuación se presenta la información recopilada en esta etapa para el pozo COL-19. Con base a esta, se efectuó este procedimiento para 34 pozos distribuidos en los 7 bloques.

### 10.1.2.1 DESCRIPCIONES DE MUESTRAS DE ZANJA POZO COL-19

DESCRIPCION MUESTRAS DE ZANJA COLORADO 19						
ZONA	OPERACIÓN	INTERVALO	ESPESOR	ESPESOR EFECTIVO	FLUORESCENCIA	DESCRIPCION LITOLÓGICA
Fm. Mugrosa Zona B	CAÑONEAR 1659-1664	1658-1664	6	3'	NO REPORTA	ARENISCA fina a muy fino 25%, angular, algo calcareo, bastantes limolitas, demasiado compactas, <b>No Fluorescente</b> . Probablemente secas.
	RE-CAÑONEAR 1688-1697	1686-1698	12	11' 10"	Buena fluorescencia	ARENISCA grano fino hasta conglomerático, sub-angular, con limolitas y arenas intercaladas, con Buena Fluorescencia. Posible productora pobre de ACBTE.
	RE-CAÑONEAR 1733-1739	1730-1740	10'	6'	Regular fluorescencia	ARENAS y ARENISCAS finas hasta quijarros, sub-angular, partes arcillosas otras limolíticas con pedernal; Regular Fluorescencia. Posible pequeñas productoras de ACBTE.
	RE-CAÑONEAR 1768-1776	1768-1776	8'	4' 6"	Buena fluorescencia	ARENAS y ARENISCAS finas hasta quijarros, sub-angular, partes arcillosas otras limolíticas con pedernal; Regular a Buena Fluorescencia. Posible pequeñas productoras de ACBTE.
	CAÑONEAR 2018-2028	2010-2030	10'			ARCILLAS (80%), violáceas, café rojizo, verde, varicolorada, algunas manchas, suaves, ligeramente limosa a arenosa.
					Buena fluorescencia	ARENISCA (20%) blanca, verdosa, de grano muy fino a medio, débil, pobremente cementada, arcillosa, ligeramente calcarea y piritica, angular, y muy Buena Fluorescencia.
					Trz	Material Calcareo, Arena suelta y fragmentos fosiles.
	CAÑONEAR 2060-2080	2060-2068	8'	6'	Muy Buena fluorescencia	ARENISCA fina a media, angulosa, no calcarea, arcillosa, piritifera y con partes debiles, trazas de Muy Buena Fluorescencia.
	CAÑONEAR 2090-2097	2088-2097	9'	43"	Muy Buena fluorescencia	ARENISCA fina a media, angulosa, algo calcarea, arcillosa, piritifera y con partes debiles. Muy Buena Fluorescencia. Posiblemente pequeña productora de ACBTE.
	CAÑONEAR 2200-2213	2199-2214	15'	14'	Pobre fluorescencia	ARENISCA fina a media, no calcarea, arcillosa, angulosa, con partes blandas, No a Débil Fluorescencia. Posible pequeña productora de crudo.
	RE-CAÑONEAR 2255-2263	2257-2266	9'	4' 6"	Buena fluorescencia	ARENISCA fina a media no calcarea, arcillosa, angulosa, con partes debiles. Buena Fluorescencia, posible productora de ACBTE.
	CAÑONEAR 2290-2095	2290-2300	5'			ARCILLAS (75%), gris, violáceas, varicolorada, manchas suaves, algunas de limos a arena.
					NO REPORTA	ARENISCA (10%) Blanca, verde, de grano muy fino a medio, débil, pobremente cementada, angular, <b>No presenta Fluorescencia</b> .
						ARENA (15%) Suelta, blanca, grano fino y angular. Y trazas de material calcareo
	CAÑONEAR 2305-2310	2300-2310	5'			ARCILLAS (85%), gris, violáceas, varicolorada, manchas suaves, algunas de limos a arena.
					Trazas de fluorescencia	ARENISCA (5%) Blanca, verde, de grano muy fino a medio, débil, pobremente cementada, angular, Trazas de Fluorescencia.
						ARENA (10%) Suelta, blanca, grano fino y angular. Y trazas de material calcareo
	CAÑONEAR 2345-2351	2345-2351	7'	6'	NO REPORTA	No reconocida en descripción de muestras de zanja. Según valores electricos corresponde a ARENISCAS finas a medias, no calcareas, arcillosas, angulosa, con partes debiles. Posible productora de ACBTE.
	RE-CAÑONEAR 2928-2938	2920-2930	10'			ARCILLA (90 %) gris azulada a violacea, bastante compactas, algo astillosa, micacea, fragmentos
					NO REPORTA	LIMOLITAS (10%), claras a grises, levemente calcareas en partes arenosa muy fina. Seca, <b>No presenta Fluorescencia</b> .
RE-CAÑONEAR 2928-2938	2930-2950	10'			ARCILLA (85%) gris azulada a violacea, bastante compactas, algo astillosa, micacea, fragmentos	
				Regular fluorescencia	ARENISCA (15%) clara, fina a media, compacta y bastante calcarea, con regulares manchas de ACBTE y Regular Fluorescencia. Partes Limolíticas, piritica.	
RE-CAÑONEAR 2982-2991	2980-3000	9			ARCILLA (90 %) gris azulada a violacea, bastante compactas, algo astillosa, micacea, fragmentos varicolorados.	
				Regular fluorescencia	ARENISCA (10%) fina a media, verde a blanco sucio, micacea, biotítica, piritifera, con leves manchas de ACBTE, y Regular Fluorescencia; algunos fragmentos sin Fluorescencia.	

Tabla 6. Muestras de Zanja Fm. Mugrosa B, Tomado de Well File del pozo 19, Memorándum No. Geol.-359, Septiembre 10 de 1954.

## DESCRIPCIONES DE MUESTRAS DE ZANJA POZO COL-19

DESCRIPCION MUESTRAS DE ZANJA COLORADO 19						
ZONA	OPERACIÓN	INTERVALO	ESPESOR	ESPESOR EFECTIVO	FLUORESCENCIA	DESCRIPCION LITOLOGICA
Fm. Mugrosa Zona C	RE-CAÑONEAR 3012-3025	3010-3025	15'	8' 6"	Regular fluorescencia	<b>ARENISCA</b> fina a media, micacea, pirritifera, con leves manchas de <b>ACBTE</b> y <b>Regular Fluorescencia</b> . Posible productora de <b>ACEITE</b> con algo de <b>GAS</b> .
	CAÑONEAR 3050-3057	3020-3060	7'			<b>ARCILLAS (90%)</b> gris violaceas, partes azuladas, compactas y astillosas, con pocos fragmentos varicoloreados.
					Regular fluorescencia	<b>ARENISCA (10%)</b> beige a blanco sucio, grano fino a muy fino, compactas, calcareas, pirritifera, con leves manchas de <b>ACBTE</b> y <b>Regular Fluorescencia</b>
	RE-CAÑONEAR 3116-3137	3114-3136	22'	5' 6"	Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> beige hasta café claro, grano fino a medio, muy calcareas biotíticas, bien impregnadas y fuerte olor bituminoso, con <b>Buena Fluorescencia</b> . Probablemente <b>GASIFERA</b> con buen coeficiente de <b>CRUDO</b> .
	RE-CAÑONEAR 3190-3198	3190-3198	8'	3'	Regular fluorescencia	<b>ARENISCA</b> beige hasta café claro, grano fino a medio, algo arcillosas y compactas, calcareas biotíticas, leves manchas y olor bituminoso, con <b>Regular a Buena Fluorescencia</b> . Posible productora de <b>ACBTE</b> con algo de <b>GAS</b> .
	RE-CAÑONEAR 3258-3270	3258-3270	12'	5.6"	Regular fluorescencia	<b>ARENISCA</b> gris beige, fina a media, con delgados lentes arenosos, bastante calcarea, abundante piritita y mica compacta y dura. Algo de olor y leves manchas bituminosas de <b>ACBTE</b> liviano, <b>Debil a Buena Fluorescencia</b> . Probablemente productora de <b>ACBTE</b> , con algo de <b>GAS</b> .
	RE-CAÑONEAR 3278-3286	3278-3286	8'	4.9"	Muy Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> gris beige, fina a media, con delgados lentes arenosos, bastante calcarea, abundante piritita y mica, compacta y dura. Buenas manchas y olor bituminosos de <b>ACBTE</b> liviano, <b>Muy Buena Fluorescencia</b> . Probablemente productora de <b>ACBTE</b> .
	RE-CAÑONEAR 3298-3316	3298-3316	18'	15'	Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> , fina a media, con delgados lentes arenosos, bastante calcarea, abundante piritita y mica, compacta y dura, en partes blanda. manchas de <b>CRUDO</b> y <b>Buena Fluorescencia</b> . Probablemente productora de <b>ACBTE</b> .
	RE-CAÑONEAR 3331-3336	3331-3336	5'	1' 3"	Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> , fina a media, con delgados lentes arenosos, bastante calcarea, abundante piritita y mica compacta, y dura, en partes blanda. <b>Buena Fluorescencia</b> . Probablemente no comercialmente productiva.
	CAÑONEAR 3356-3361	3350-3360	5'		Buena fluorescencia	<b>ARENISCA a ARENA (65%)</b> , blancuzca a verdosa, de grano fino a media, debil, regularmente cementada, calcarea, ligeramente limolítica y pirritica. <b>Buena Fluorescencia</b> .
						<b>ARCILLA (25%)</b> , verdosa, algo rojizo, varicoloreada, suave y algo limosa.
						<b>ARENA (10%)</b> blanca, fina.
	RE-CAÑONEAR 3377-3382	3372-3382	10'	2'	Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> , fina a media, con delgados lentes arenosos, bastante calcarea, abundante piritita y mica compacta, y dura, en partes blanda. <b>Buena Fluorescencia</b> . Probablemente no comercialmente productiva.
	RE-CAÑONEAR 3408-3422	3406-3419	13'	6' 6"	Muy Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> beige-café, fina a media, con partes carbonaceas intercaladas, <b>Muy Buena fluorescencia</b> . Probable productora de hidrocarburos livianos.
	RE-CAÑONEAR 3430-3419	3430-3437	7'	3'	Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> beige-café, fina a media, con partes carbonaceas intercaladas, <b>Buena Fluorescencia</b> . Probable productora de petroleo.
	RE-CAÑONEAR 3443-3464	3443-3464	21'	14'	Muy Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> beige-café, fina a media, con intercalaciones de grano medio a grueso, blandas, con partes manchadas de <b>CRUDO</b> y <b>Buena a Muy Buena Fluorescencia</b> . Probable productora de petroleo liviano.
	CAÑONEAR 3474-3480	3470-3480	6'		Buena fluorescencia	<b>ARENISCA (60%)</b> , trazas verduzcas a blancuzcas, de grano fina a medio, debil, regular a buena cementación, arcillosa, ligeramente calcarea. <b>Buena Fluorescencia</b> .
						<b>ARCILLOLITA a LIMOLITA (40%)</b> , verde a gris verdosa, fina a media, debil, ligeramente calcarea y pirritica. Ligeramente limosa.
RE-CAÑONEAR 3508-3526	3504-3525	21'	14' 4"	Buena fluorescencia	<b>ARENISCA</b> fina a media, calcareas, intercalada con finas capitas arcillolimiticas lignitíferas bastante compactadas, con leves manchas y <b>Buena Fluorescencia</b> posible productora de <b>CRUDO</b> con algo de <b>GAS</b> y probablemente acuífera en parte basal (3526-3530)	
CAÑONEAR 3602-3614; 3634-3644	3954-3614; 3636-3643	12' ; 10'		Regular fluorescencia	Estas <b>ARENAS</b> presentan de <b>Regular a Buena Fluorescencia</b> , pero se consideran demasiado compactas o de tipo <b>LIMOLITICO</b> (según SP) para resultar comercialmente productoras de <b>ACBTE</b> .	

**Tabla 7. Muestras de Zanja Fm. Mugrosa C, Tomado de Well File del pozo 19, Memorándum No. Geol.-359, Septiembre 10 de 1954.**

En la primera columna de estas tablas, se ilustra la ubicación formacional de cada intervalo de interés en cada pozo (en qué formación se encuentra ubicado) y la operación programada. El espesor de dicho intervalo se expresa en la segunda columna, En la columna tres son la profundidad a la cual se cree estaba la muestra. El grado de fluorescencia (que puede servir como indicador de la presencia de hidrocarburos), también se encuentra en esta misma columna, y finalmente en la columna cuatro se encuentra la descripción litológica que fue realizada en el proceso de perforación del pozo, de zonas que se encuentran dentro de los intervalos de interés.

### 10.1.2.2 DESCRIPCION DE INTERVALOS CORAZONADOS

MUESTRA DE CORAZON No.1 DE COLORADO 19				
INTERVALOS A OPERAR	ZONA	PROFUNDIDAD, PIES		DESCRIPCION
		Desde	Hasta	
RE-CAÑONEAR 3258-3270	Fm. Mugrosa zona C	3255'	3268'	<b>ARCILLA</b> gris oscura, algo verdosa, compacta intercalada con delgadas lentes entre cruzados de <b>LIMOLITA</b> gris sucio; conjunto micaceo (biotítico); muy pirífero concrecional hasta nodulos grandes y vetillas. Fractura muy irregular y no se nota inclinaciones. Notensen remanentes fosiles de hojas carbonizadas en sentido horizontal y en delgadissimas capas sin buzamiento alguno.
		3268'	3270'	<b>ARENISCA</b> gris beige, grano fino a medio, con delgados lentes arenosos, concreciones de pirita, bastante a no calcareas, muy compactas y duras, abundante mica y pirita. Algo de olor y muy leves manchas bituminosas; <b>Debil Fluorescencia.</b>
RE-CAÑONEAR 3278-3286		3270'	3275'6"	<b>ARENISCA</b> beige a café claro, grano fino a medio, con delgados lentes arenosos, concreciones de pirita, bastante a no calcareas, muy compactas y duras, abundante mica y pirita. Muy Bien impregnadas de <b>ACETE</b> liviano, fuerte olor bituminoso. <b>Muy Buena Fluorescencia</b>
		3275'6"	3283'	<b>ARCILLA</b> gris verdosa azulada, astillosa, compacta y dura, abundante pirita y mica, con vetillas de material calcareo (posibles fracturas rellenas). Conjunto con nodulos de arcilla calcarea hacia la base.
		3283'	3288'	<b>ARENISCA</b> beige a café oscuro, grano muy fino hasta medio, muy compacta y dura, bien impregnada y fuerte olor a <b>PETROLEO</b> ; <b>Muy Buena Fluorescencia.</b> Presenta pequeñas capas bien estratificadas de <b>ARCILLA</b> grises limolíticas y lentes finos ligníferos, muy micaceos, con inclinacion de 12° hasta 15°.

**Tabla 8.** Descripción de corazones del pozo COL-19, Tomado de Well File del pozo 19, Memorándum No. Geol.-359, Septiembre 10 de 1954.

Los intervalos corazonados en realidad son muy pocos, solo algunos pozos presentan este tipo de descripciones, se analizo este tipo de descripciones, con el fin de tener una descripción más precisa y concreta de los puntos de interés para de tal forma correlacionar dichas descripciones con otro tipo de información, como el caso de resultados de pruebas iniciales, descripciones de muestras de zanja, respuestas de registros eléctricos y propiedades petrofísicas en dichos intervalos.

### **Pozos Corazonados:**

Se dispone de la descripción de Núcleos en pequeños intervalos encontrados en los archivos de los pozos (Wells Files). Los pozos con este tipo de información son:

COL - 3

COL - 9

COL - 11

COL - 25

COL - 19

COL - 37

COL - 39

COL - 42

COL - 44

COL - 45



## RECOPIACION DE VALORES DE PROPIEDADES PETROFISICAS

OPERACIÓN	ZONA	FORMACION	PROFUNDIDAD		Fts NETOS DE ARENA	Φ % PROMEDIO	SATURACION PRODEDIO DEL		ACETE CONTENIDO EN EL CORAZON		PERMEABILIDAD		FLUJO RESIDUAL				ACETE RECUPERADO Bbl./acre	
			DESDE	HASTA			ACETE	AGUA	PROMEDIO Bbl./Ac. FT	TOTAL B/Ac.	Md. PROMEDIO	CAPACIDAD EN FT. X Md	SAT. ACETE	SAT. AGUA	CONT. ACETE B/A. FT	CONT. ACETE B/Ac.	DIFERENCIA	FLUJO EN VASIJA
RE-CAÑONEAR 3258-3270	Fm. Mugrosa Zona C	ACETE EN ARENA	3271.0	3287.0	4,00	15.3	25	38	297,00	1.188,0	2.4	9.6	21	65	249	1.000	190	300

**Tabla 9.** Valores Petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.-375

SECCION	OPERACIÓN	ZONA	PROFUNDIDAD		Φ % PROMEDIO	PERMEABILIDAD PROMEDIO	SATURACION PRODEDIO		ACETE CONTENIDO Bbl/A. FT	MAXIMA PRESION Psi	AGUA ATRAVES DE C.C	TIEMPO (MIN)	FLUJO RESIDUAL				PERMEABILIDAD RADIAL (Md)	
			DESDE	HASTA			ACETE	AGUA					SAT. ACETE	SAT. AGUA	ACETE B/A. FT	ACETE RECUPERADO Bbl./acre	SALMUERA	FR. AGUA
F-2	RE-CAÑONEAR 3278-3286	Fm. Mugrosa Zona C	3272.5	3272.9	16.3	1.9	21		260	70	978	1105	18	62	220	38	0.14	0.07
F-5			3285.5	3285.8	16.4	5.1	32		410	70	7.127	2305	23	68	300	114	1.9	1.5

**Tabla 10.** Valores Petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.-375

OPERACIÓN	ZONA	No. MUESTRA	PROFUNDIDAD (Ft)		PERMEABILIDAD (Md)	Φ %	% DE SATURACION			CONTENIDO PROMEDIO DE ACEITE Bbl/A. F	COMENTARIOS
			DESDE	HASTA			ACEITE	AGUA	TOTAL		
RE-CAÑONEAR 3278-3286	Fm. Mugrosa Zona C	1	3271.0	3271.3	2,2	15,8	22	44	66	260	ARENA LIMPIA, CAFÉ
		2	3272.5	3272.9	1,9	16,3	23	37	60	290	ARENA LIMPIA, CAFÉ
		3	3274.5	3274.8	0,2	8,5	5.2	84	89	36	SHALE ARENOSO
		4	3284.0	3284.4	0,1	5,7	21	64	85	91	SHALE ARENOSO
		5	3285.5	3285.8	5,1	16,4	29	28	57	360	ARENA LIMPIA, CAFÉ
		6	3286.2	3286.5	0,5	12,7	26	42	68	260	ARENA CAFÉ, RESTOS DE CARBON.

**Tabla 11.** Valores Petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.-375

LABORATORY OIL FLOODING TEST										
OPERACIÓN	ZONA	No. Ejemplo	Profundidad	Φ %	Permeabilidad Aproximada	Presión Max. psi	a través de Aceite (en CC)	TIEMPO Minutos	DESPUES DE LA INUNDACION DE ACEITE	
									SATURACION ACEITE	SATURACION AGUA
RE-CAÑONEAR 3278-3286	Fm. MUGROSA ZONA C	OF-1	3271.0 - 3271.3	15.8	2.2	100	120	1320	49	30
		OF-6	3286.2 - 3286.5	12.7	0.5	100	70	1560	53	35
		PROMEDIO		14.3	1.4				51	33

**Tabla 12.** Valores petrofísicos Tomado de Well File COL-19. Memorándum No. Geol.-375



Algunos intervalos presentan corazones que fueron analizados en laboratorio para identificar las propiedades petrofísicas como: porosidades, permeabilidades, saturaciones y contenido de aceite entre otros datos.

Estos valores arrojados por los análisis de corazón son más reales que los observados en registros eléctricos. La idea se basa en realizar una correlación y un amarre roca - registro, de tal manera que se asuman estos valores al analizar el comportamiento de los registros.

**10.2 ETAPA DOS:** Etapa fase se basó en, la recopilación de información de resultados de pruebas iniciales de los intervalos y registros eléctricos de todos los pozos. En el caso de los registros eléctricos se realizó un inventario con el tipo de registros disponibles para cada pozo. Esta etapa presenta sub-actividades que se realizaron de igual manera para 34 pozos

### **10.2.1 RECOPIACION DE REGISTROS ELECTRICOS**

La recopilación de registros se basó en generar un inventario de registros disponibles para cada pozo, e identificar las principales características en la interpretación petrofísica, realizar un control de calidad y corregir las escalas de los respectivos registros eléctricos, además de validar profundidades finales y los topes de las diferentes unidades de formación, esta información se presenta en formato .LAS.

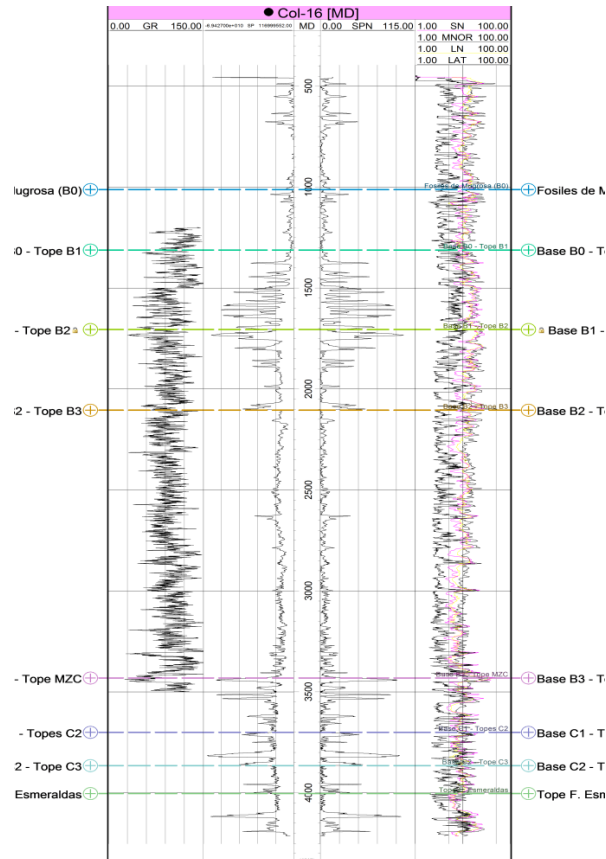


Figura 20. Registros Eléctricos Gr-SPN-MNOR-LAT. De Colorado 16

Bloque	Pozo	Formación	Yacimiento Zonas	Total pies a Re-Cañonear - ft	Total pies Cañonear ft	Total Pies-ft	Set	Logs	DT	Formato LAS Original
							Logs	Dip	LOG	GR - mgramequiv/ton
							Basicos	Meter	Sonico	Neutron(CNL) cuentas/seg
B-I	Col-16	Mugrosa	Zonas B - C	104' - 9'	76' - 16'	180' - 25'	X			HDT-ML-IEL
B-I	Col-19	Mugrosa	Zonas B - C	41' - 145'	68' - 45'	109' - 190'	X	X		HDT-ML-IEL
B-I	Col-23	Mugrosa	Zonas B - C	14' - 45'	X - 12'	14' - 57'	X	X		HDT-ML-IEL-GR-NEUTRON-LN-
B-I	Col-25*	Mugrosa	Zona B	50'	18'	68'	X			ML-IEL_
B-I	Col-38*	Mugrosa	Zonas B - C	52' - 54'	67' - 26'	119' - 80'	X	X	X	HDT-ML-IEL-DT
B-I	Mojada-1		Sin Registro	Sin Registro		122'				CBL-IEL-DT-MicroCaliper- HDT=RegContinuoBuzamiento

Tabla 13. Tipos y formato de registros disponibles en pozos del bloque I.



## REGISTROS DISPONIBLES

WELL NAME	WELL NUMBER	UWI	SPN	SPC	RESD	RESS	PHIER	PHIES	GR	DT	CALIPER
COLORADO-1	COL-1	COLO0001									
COLORADO-10	COL-10	COLO0010	yes	yes	yes		yes	yes	yes		
COLORADO-11	COL-11	COLO0011	yes	yes	yes		yes	yes			
COLORADO-12	COL-12	COLO0012	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-13	COL-13	COLO0013	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-14	COL-14	COLO0014	yes	yes	yes		yes	yes			
COLORADO-15	COL-15	COLO0015	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-16	COL-16	COLO0016	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-18	COL-18	COLO0018	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-19	COL-19	COLO0019	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-2	COL-2	COLO0002									
COLORADO-20	COL-20	COLO0020	yes	yes	yes		yes	yes	yes		
COLORADO-21	COL-21	COLO0021	yes	yes	yes		yes	yes	yes	yes	
COLORADO-22	COL-22	COLO0022	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-23	COL-23	COLO0023	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-24	COL-24	COLO0024	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-25	COL-25	COLO0025	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-26	COL-26	COLO0026	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-27	COL-27	COLO0027	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-28	COL-28	COLO0028	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-29	COL-29	COLO0029	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-3	COL-3	COLO0003	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-30	COL-30	COLO0030	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-31	COL-31	COLO0031	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-32	COL-32	COLO0032	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-33	COL-33	COLO0033	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-34	COL-34	COLO0034	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-35	COL-35	COLO0035	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-36	COL-36	COLO0036	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-37	COL-37	COLO0037	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-38	COL-38	COLO0038	yes	yes	yes	yes	yes	yes		yes	
COLORADO-39	COL-39	COLO0039	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-4	COL-4	COLO0004									
COLORADO-40	COL-40	COLO0040	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-41	COL-41	COLO0041	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-42	COL-42	COLO0042	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-43	COL-43	COLO0043	yes	yes	yes	yes	yes	yes			

WELL NAME	WELL NUMBER	UWI	SPN	SPC	RESD	RESS	PHIER	PHIES	GR	DT	CALIPER
COLORADO-44	COL-44	COLO0044	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-45	COL-45	COLO0045	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-46	COL-46	COLO0046	yes	yes							
COLORADO-47	COL-47	COLO0047	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-48	COL-48	COLO0048	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-49	COL-49	COLO0049	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-5	COL-5	COLO0005									
COLORADO-50	COL-50	COLO0050	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-51	COL-51	COLO0051	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-52	COL-52	COLO0052	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-53	COL-53	COLO0053	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-54	COL-54	COLO0054	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-55	COL-55	COLO0055	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-56	COL-56	COLO0056	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-57	COL-57	COLO0057	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-58	COL-58	COLO0058							yes		
COLORADO-59	COL-59	COLO0059	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-6	COL-6	COLO0006									
COLORADO-60	COL-60	COLO0060	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-61	COL-61	COLO0061	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-62	COL-62	COLO0062	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-63	COL-63	COLO0063	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-64	COL-64	COLO0064	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-65	COL-65	COLO0065	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-66	COL-66	COLO0066	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-67	COL-67	COLO0067		yes							
COLORADO-68	COL-68	COLO0068	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-69	COL-69	COLO0069	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
COLORADO-7	COL-7	COLO0007									
COLORADO-70	COL-70	COLO0070	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	
COLORADO-71	COL-71	COLO0071	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-72	COL-72	COLO0072	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	
COLORADO-74	COL-74	COLO0074	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes		
COLORADO-75	COL-75	COLO0075	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	
COLORADO-76	COL-76	COLO0076	yes	yes	yes		yes	yes	yes		
COLORADO-77	COL-77	COLO0077	yes	yes	yes	yes	yes	yes		yes	
COLORADO-8	COL-8	COLO0008									
COLORADO-9	COL-9	COLO0009	yes	yes	yes	yes	yes	yes			
MOJADA-1	MOJ-1	MOJA0001									
NOMBRE POZO	COMUN WELL NAME	UWI									

**Tabla 14.** *Inventario de Principales Registros Eléctricos para interpretación petrofísica en Campo Colorado.*

De acuerdo al inventario de registros se observa la carencia de registros GR, RHOB y DT que son fundamentales en la interpretación petrofísica.

### 10.2.2 ANALISIS Y RESULTADOS DE PRUEBAS DE FLUIDOS

La información de fluidos hace referencia a los resultados arrojados por las pruebas iniciales (Dst's), realizadas a los pozos en los intervalos de interés. Estos datos pueden servir de guía para ubicar los contactos agua-aceite en las diferentes unidades de formación e identificar posibles intervalos a re cañonear. Esta información se expone en medio impreso y se requirió digitalizarla de forma ordenada.

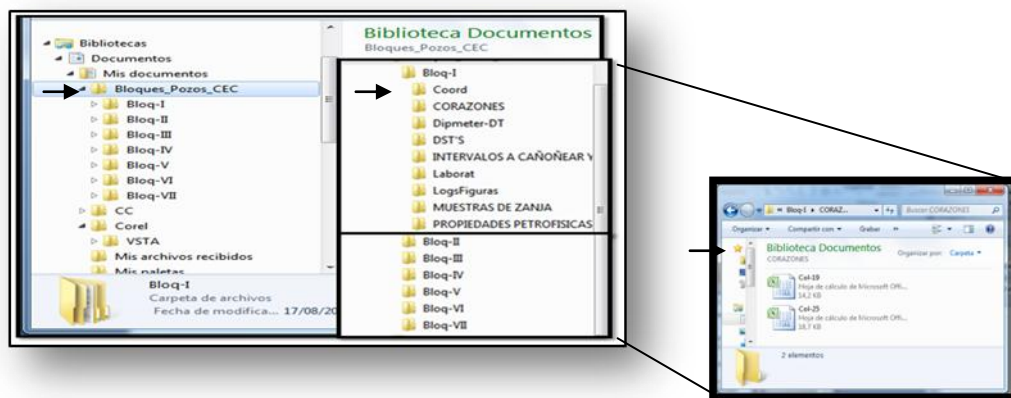
COLORADO 19 RESULTADOS DE PRUEBAS INICIALES DE FORMACION							
INTERVALO DE INTERES	FORMACION	NUMERO DE PRUEBA	INTERVALOS		CONDICIONES MECANICAS	DEFINICION DE PRUEBA	RESULTADOS DE LA PRUEBA
			TOPE	BASE			
RE-CAÑONEAR 3012-3025	Fm. MUGROSA - B	1	3012	3025	REVESTIDO	PETROLIFERA	Comenzó a fluir <b>gas</b> , posteriormente se encontraron 2800' de aceite el cual fue botado al comenzar a sacar la tubería.
RE-CAÑONEAR 3443-3464	Fm. MUGROSA - B	3	3443	3464	REVESTIDO	PETROLIFERA	Comenzó a fluir poco gas, se cerró el pozo y al día siguiente se abrió encontrando 700 psi, se abrió y fluyó <b>aceite</b> por 10 minutos.

**Tabla 15.** Resultados pruebas de Dst's, Tomado de Resultados de pruebas iniciales Col 19.

Con la toda la información recopilada y digitalizada, se creó en Excel una **base de datos** para los pozos analizados, a fin de tener de cierta manera un inventario de información disponible para este estudio, la base de datos utilizada, fue principalmente una orientada a objetos, que hace referencia a un conjunto de datos pertenecientes a un mismo contexto y almacenados sistemáticamente para su posterior uso.

Esta información se clasificó por bloques y se guardo en carpetas, de manera tal que fuera fácil de consultar. Cada carpeta por bloque presentaba sub-carpeta con el siguiente tipo de información:

- Coordinadas de los pozos
- Intervalos a Cañonear y Re cañonear por pozo
- Descripciones Muestras de Zanja
- Descripciones Corazones
- Resultados de Pruebas Dst's
- Propiedades Petrofísicas
- Análisis de la laboratorio (Geoquímica, Bioestratigrafía entre otra información)
- Datos de Dipmeter (Buzamiento de capas en el subsuelo)



**Figura 21.** Organización de la información (Base de datos Excel)

Al finalizar las dos primeras etapas; proceso de validación, selección y recopilación, se logró realizar un inventario de información disponible en 34 de los 42 pozos a operar.

INFOMACION	BLOQUE I					BLOQUE III											
	COL 16	COL 19	COL 23	COL 25	COL 38	COL 11	COL 12	COL 31	COL 35	COL 44	COL 51	COL 52	COL 53	COL 63	COL 64	COL-70	COL 76
MUESTRAS DE ZANJA	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
CORAZONES		X		X		X				X							
DST'S	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X
DATOS LABORATORIO		X		X		X	X	X	X				X				
PROP. PETROFISICAS		X		X					X	X			X				X
DIPMETER		X	X		X											X	
REGISTROS ELECT.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
OTROS		X	X														

**Tabla 16.** Inventario de información disponible en los pozos de interés.

Con el inventario realizado se pudo constatar que el Campo Colorado cuenta con un pobre set de información de descripciones de núcleos y datos petrofísicas, lo cual genera mayor complejidad al momento de correlacionar e interpretar la información.

### **10.3 ETAPA TRES: INTEGRACION DE INFORMACION RECOPIADA Y PROCESADA, LOS DIFERENTE ASPECTOS GEOLOGICOS Y PETROFISICOS ENTRE LOS POZOS DE LOS BLOQUE I Y III**

En esta etapa se propuso seleccionar los bloques I y III para analizar, el criterio para esta selección fue inicialmente la cantidad de información de pozos corazonados y datos petrofísicos disponibles, otro criterio fue la ubicación del bloque I que se encuentra en la parte alta de la estructura del campo y pozos actualmente activos.

La Integración y carga de información de los pozos se realizo en el Software Kingdom Suite de la compañía IHS Kingdom, este software integra aplicaciones geológicas, petrofísicas y de interpretación sísmica.

Inicialmente se cargó la información de nombres y coordenadas de pozos en archivo tipo (.txt), topes de las unidades, profundidades, estados de los pozos, fallas que dividen el campo, datos de ingeniería, intervalos a operar, registros eléctricos archivos en formato (.LAS), topes de unidades, mapas isópacos de las unidades en archivos (.Prn), entre otros datos están las descripciones de corazones, datos petrofísicos y resultados de pruebas de formación.

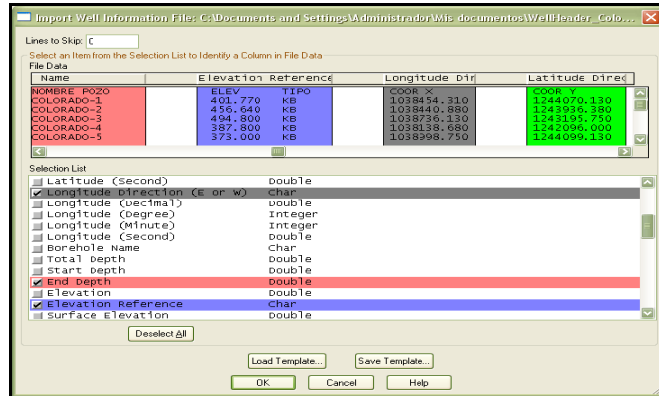


Figura 22. Visualización carga de información general de pozos (Coordenadas, profundidades y nombres de pozos) en Kingdom Suite.

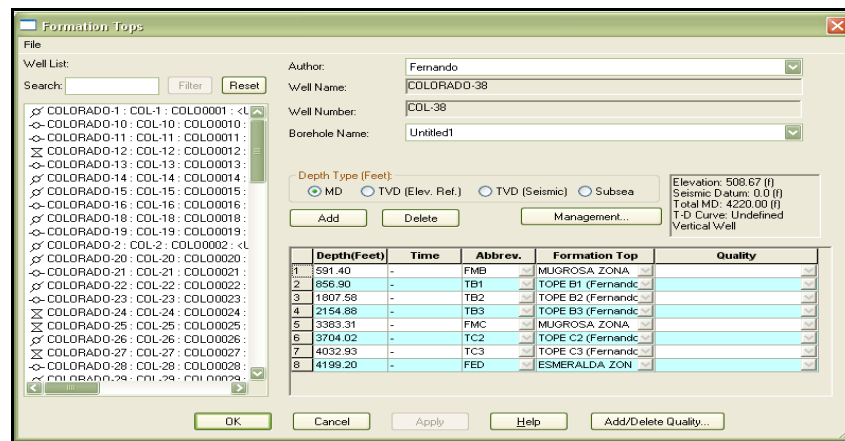


Figura 23. Visualización Carga de Topes

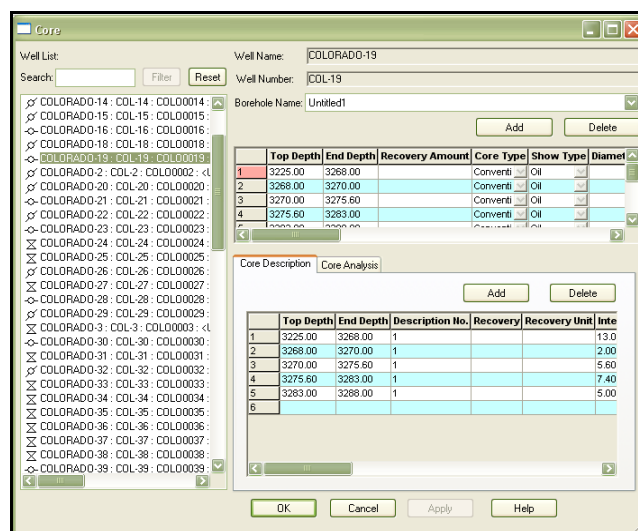
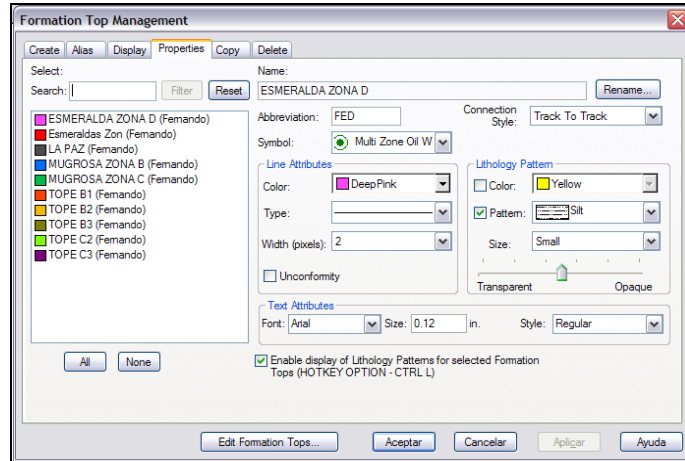


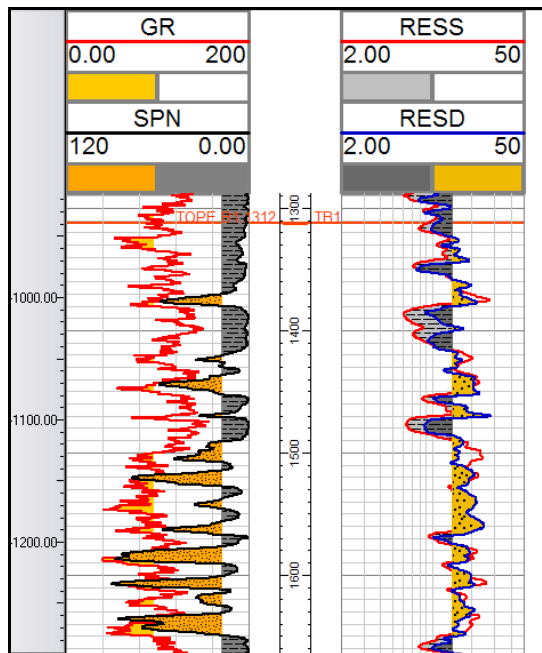
Figura 24. Visualización Carga de Información de Corazones



**Figura 25.** Visualización carga de información litológica de unidades

Se analizaron y correlacionaron entre sí los pozos COL-16, Col-19, Col-23, Col-25 y Col-38 ubicados en el bloque I y los pozos Col-11, Col-12, Col-35, Col-44, Col-51, Col-52, Col-53, Col-63, Col-64, Col-70, Col-76 y Col-31 ubicados en el bloque III.

Debido a la escasa cantidad de registros eléctricos y de la regular calidad de los disponibles, se recurre a utilizar principalmente los registros litológicos SPN, resistivos RESS y RESD, y en caso de que presenten GR será utilizado.



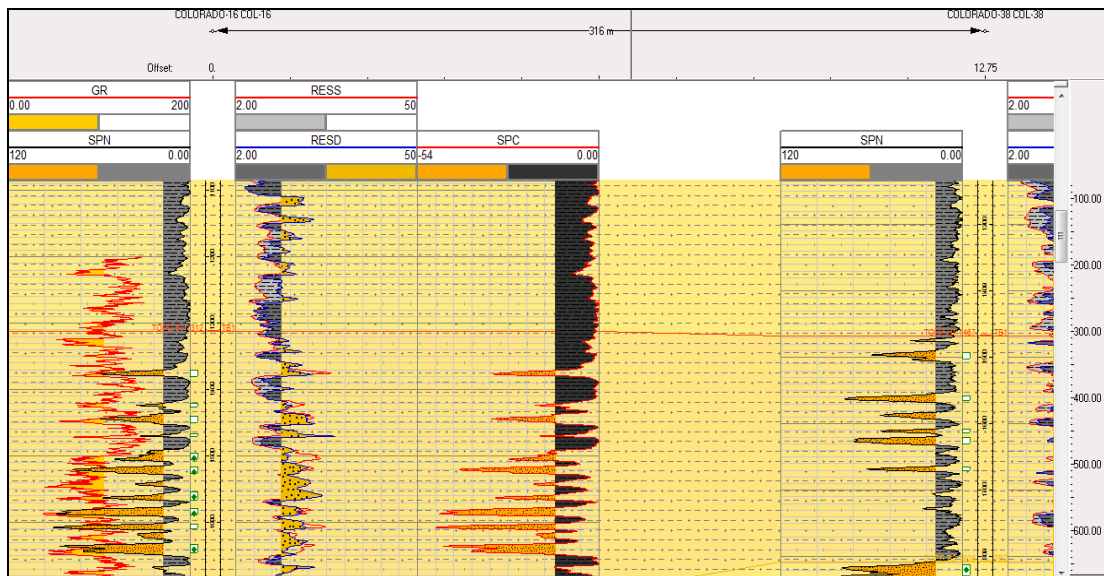
**Figura 26.** Visualización Registros SPN, GR, RESS Y RESD

Para el análisis e interpretación de registros se tomo un cut-off aconsejado por parte del tutor de la compañía, debido a que era el valor estimado y asumido para ese campo, ya que estos registros se presentan inicialmente en unidades diferentes a las actuales como, el caso de los GR sus unidades son migramos-equivalentes / tonelada, esto se debe a la antigüedad en que fueron corridos estos registros.

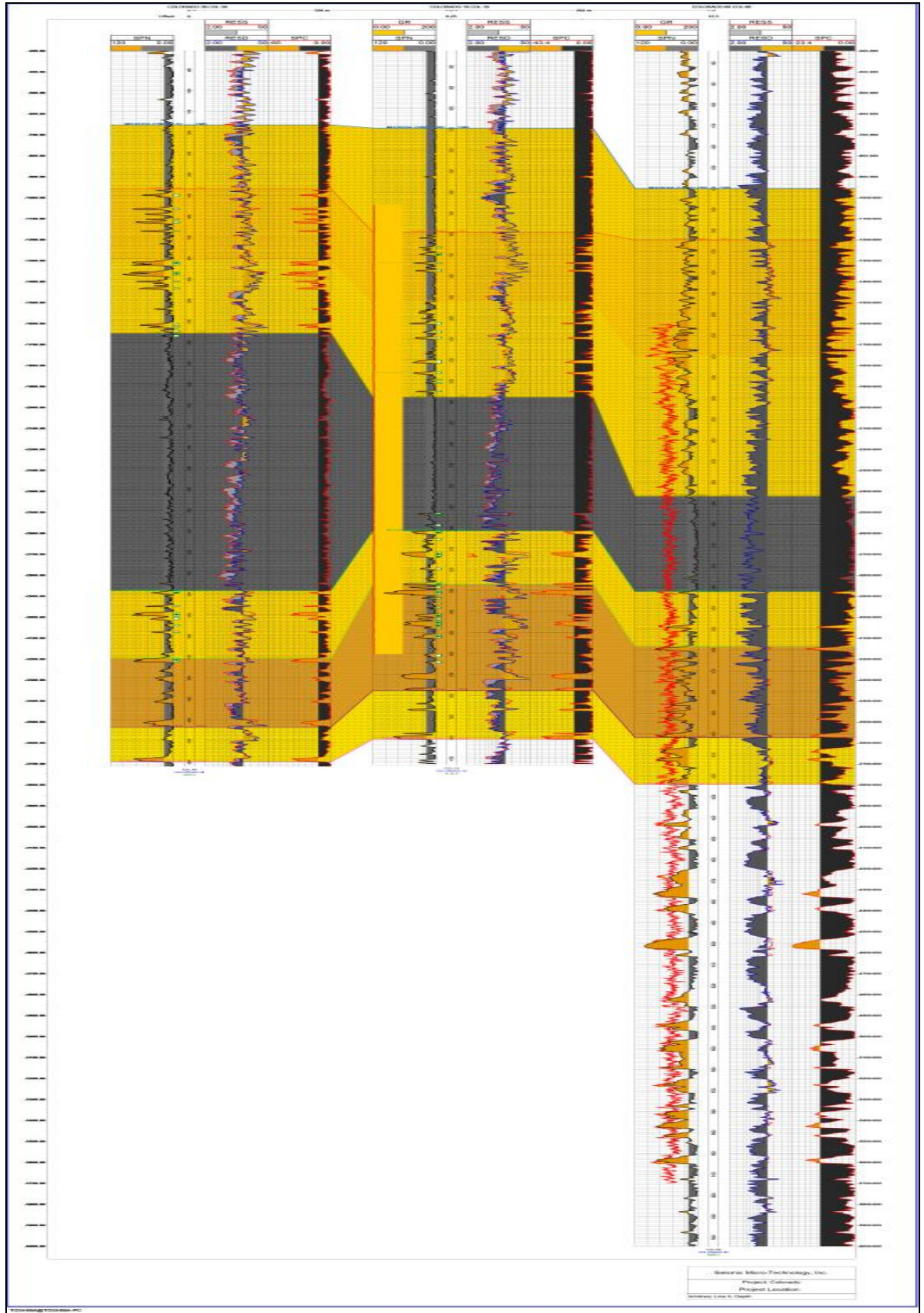
TIPO DE REGISTROS	CUT-OFF ASUMIDOS
GR	95
SPN	18
RESD	14

**Tabla 17.** Cut-off asumidos

Con la correlación estratigráfica y correlación de la información cargada en el software culmina la tercera etapa y se da inicio al proceso de análisis e interpretación.



**Figura 27.** Integración de Información en Software Kingdom Suite



**Figura 28.** Visualización de Correlaciones Estratigráficas.

## 11. ANALISIS Y RESULTADOS

Con toda la información recopilada y la correlación estratigráfica realizada para los pozos del bloque I (**Col-16, Col-19, Col-23, Col-25 y Col-38**) y los pozos del bloque III (**Col-11, Col-12, Col-31, Col-35, Col-44, Col-51, Col-52, Col-53, Col-63, Col-64, Col-70, Col-76**), se realizó una interpretación de la posible geometría de los paquetes arenosos.

En base a trabajos estratigráfico y sedimentarios realizados en Campo Colorado tal como: El modelo sedimentológico y estratigráfico de la formación Mugrosa en campo colorado y el análisis de electro facies con el registro SPN, se reconfirma que los principales paquetes arenosos presentes en el subsuelo del campo, se depositó bajo un ambiente continental de tipo meandrico de moderada energía, esto se constato con las descripciones litológicas las cuales reportaban arenas blancuzcas de forma subangular y algunas con inclusiones carbonosas, en la observación de electrofacies se identifican paquetes arenosos principalmente menores a 10 pies de espesor en los cuales en su base se presentan con tamaños de granos más grueso y menos compactas que las que se presenta su tope.

En el análisis de la información petrofísica obtenida directamente de los corazones, muestra valores de porosidad moderados y de permeabilidad sumamente bajos, tanto que se podría decir que las arenas de las principales formaciones de interés en campo colorado son arenas cerradas e impermeables, estos valores de permeabilidad varían de 0 a 10 milidarcys generalmente.



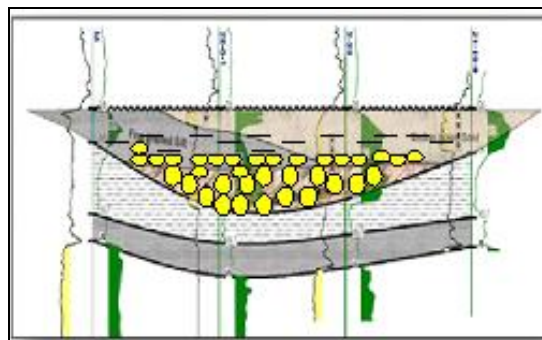
ANALISIS DEL CORAZON DEL POZO COLORADO 25											
No. Muestra	No. Corazón	Operación	ZONA	Profundidad (ft)	Densidad		Porosidad %	Permeabilidad Horiz. (md)	% Saturacion en espacio vacio	Solubilidad en HC/ 15 %	Factor de Resistividad de la Formacion. (F. R. F)
					Aparente	Real			Aceite - Agua	% Peso	
22	17	RE-CAÑONEAR 2120 -2132	Fm. Mugrosa Zona B	2125	2.50	2.62	7	13	92	4.7	
23	17			2126	2.39	2.61	14	13	ND	5.0	18
24	17			2129	2.35	2.61	16	14	60	4.8	14

**Tabla 18.** Datos Petróficos de Col-25. Referencia Ecopetrol - sup. - No. 494 (Tomado del archivo histórico del pozo col-25; Memorándum No. Geol.-141)

Propiedades petrofísicas de Colorado 35								
OPERACION	ZONA	Intervalo (pies)		Ø Efect.	Perm. H.	Perm. V.	Permeabilid.	SW
		Tope	Base	%	Mds	Mds		%
	Fm. La Paz	5.592	5.627	15,00			5-10	38
Re-cañonear 5430-5445		5.426	5.449	22,00			65,00	27
Re-cañonear 5301-5318		5.301	5.318	18,50			1-2	55
Re-cañonear 5229-5241		5.229	5.241	19,00			No determinada	Mayor de 70%

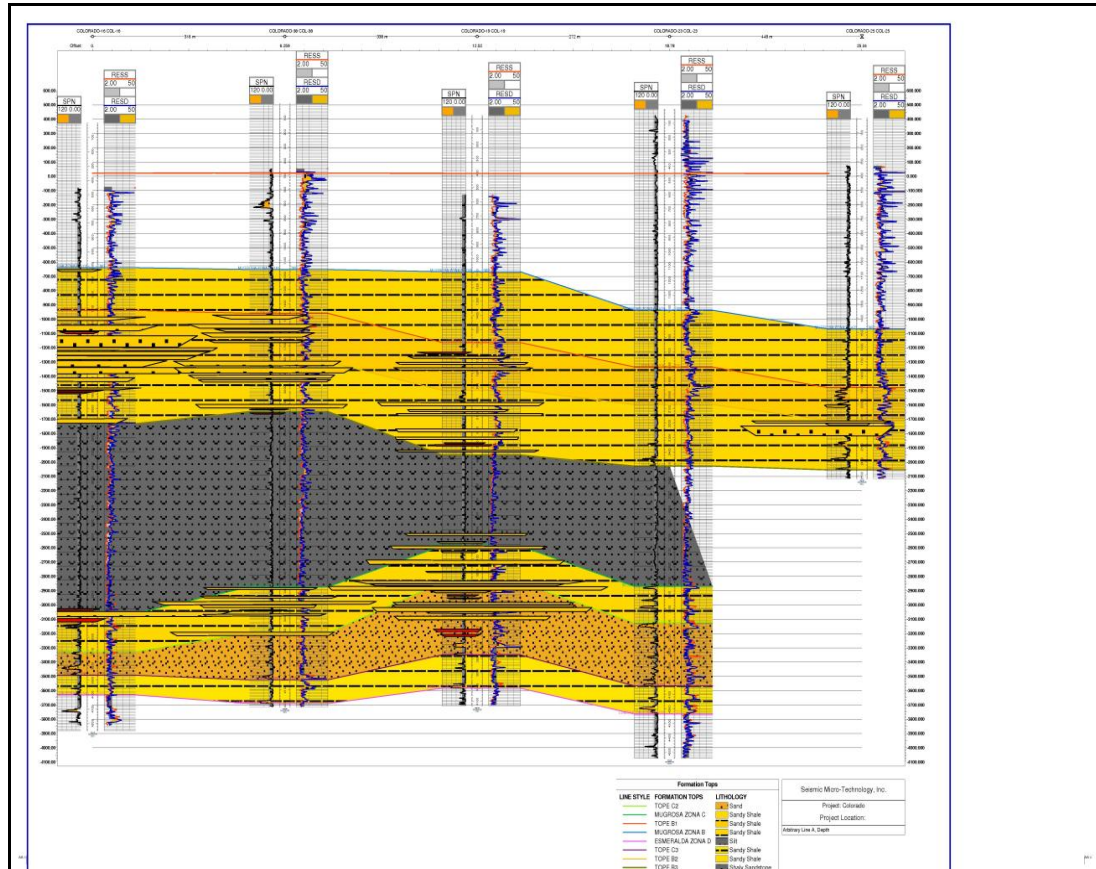
**Tabla 19.** Ejemplo de variaciones de valores petrofísicos

En la mayoría de ocasiones la porosidad puede variar de un buen valor promedio a un valor muy bajo a lo largo de un intervalo de 5 a 10 pies de espesor, de acuerdo a estas variaciones tan bruscas y la geometría de los paquetes arenosos, se puede creer que esta variación se debe a su ambiente de depositación, debido a que en su base la sedimentación se almacena el material más grueso, como las partículas que son arrastradas y sufren saltación por las corrientes de agua y estas se depositan en el fondo del canal, mientras en la parte media y superior del canal se deposita material más fino y arcillo, el cual presenta menor porosidad por su compactación.



**Figura 29.** Ejemplo de depositación en ambiente de Canal. Tomado de HIS company Kingdom.

La figura anterior, muestra el comportamiento de la sedimentación que posiblemente afectó la porosidad de la roca-almacén. De esta manera se mantiene la hipótesis, que el ambiente de depositación de las arenas de la principal unidad formacional de interés en el Campo Colorado, como lo es la formación Mugrosa, se depositó bajo un ambiente meándrico. Adicionalmente en la descripción litológica en los registros eléctricos SPN se observan espesos cuerpos arcillosos en forma de campana que pueden corresponder a llanuras de inundación.



**Figura 30.** Correlación entre los pozos COL-16, COL-18, COL-23, COL-25 y COL-38.

Se realizaron 5 secciones para la correlación de pozos de los bloque I y III. Las correlaciones hechas fueron:

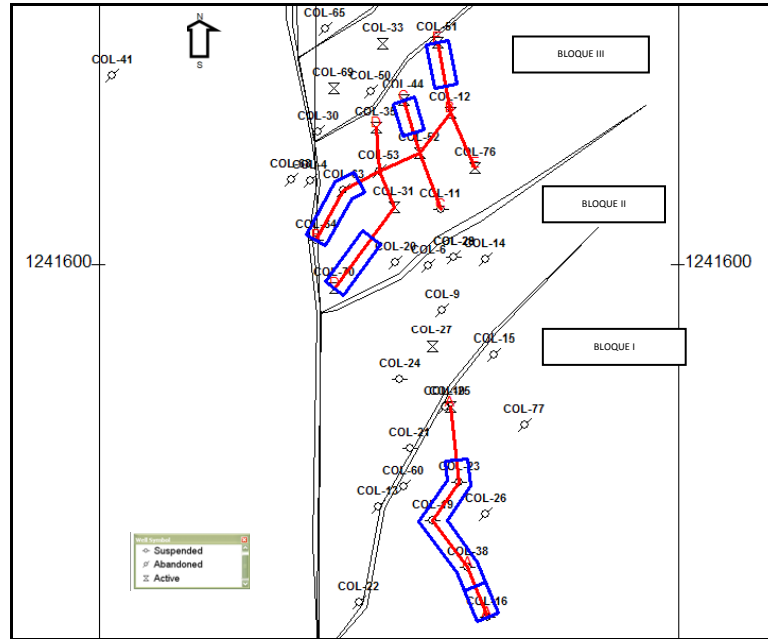
Sección A: Correlación entre los pozos COL-16, COL-19, COL-23, COL-25 y COL-38 (figura 31)

Sección B: Correlación entre los pozos COL-64, COL-63, COL-53, COL-52 y COL-12.

Sección C: Correlación entre los Pozos COL-44, COL-52 y COL-11.

Sección D: Correlación entre los Pozos COL-70, COL-31, COL-53 y COL-44.

Sección E: Correlación entre los Pozos COL-76, COL-12 y COL-51.



**Figura 31. Secciones trazadas**

Las correlaciones hechas se realizaron a lo largo de la línea del flujo del paleo río y transversal a él, con el objetivo de conocer la continuidad de los paquetes arenosos y su comportamiento en sección trasversal.

De acuerdo a la no coincidencia de la respuesta de registro SPN en paquetes arenosos, a lo largo de la correlación entre pozos vecinos (con distancia menor a 300 m), se interpretó que son canales arenosos independientes de poca extensión lateral, los cuales no son correlacionables entre sí. De esta manera se identificaron y trazaron los canales arenosos en los cuales se etiquetaron los intervalos a operar. En la correlación estratigráfica realizada se observan algunos saltos considerables en la correlaciones de topes de un pozo a otro ubicados sobre el mismo bloque, se piensa que estos saltos pueden estar indicando la presencia de pequeñas fallas satélites dentro de los bloques, esto será corroborado con sísmica 3D y estudios estructurales.

## 11.1 INTERPRETACION Y ANALISIS DE INFORMACION RECOLECTADA PARA CADA POZO

Con la información previamente seleccionada y recopilada se adjuntó la información obtenida atrás de los registros eléctricos, con el fin de analizar intervalo a intervalo y validar su calidad prospectiva.

Para realizar este análisis se da un grado de importancia a la información disponible de tal forma que el criterio de selección se realice por el peso de la calidad o importancia de dicha información. En este caso la información de descripciones de muestras de zanja, pruebas iniciales y el comportamiento de registros eléctricos son las de mayor peso en el criterio para seleccionar los intervalos. Para esto se analizaron todos los parámetros anteriormente estudiados y se descartaron ciertos intervalos que la compañía presentaba.

En cada uno de los pozos analizados se identificaron los topes de cada unidad, luego mediante correlación entre pozos cercanos, se determinó su posición estructural y estratigráfica, y mediante el comportamiento último conocido de producción y junto con los mapas de contactos de fluidos que se encontraban disponibles se validaron los intervalos si era apto para cañonear o re-cañonear de acuerdo a sus características, ó discriminar algunos posiblemente por presentar poco espesor, mala resistividad en general por mostrar de regulares a malas características que permitieran pensar que sean un buen prospecto.

Para la validación de intervalos a cañonear y re cañonear, se exploró en los pozos y bloques mencionados anteriormente (Bloque I y III) las arenas productivas y de interés petrolífero de las formaciones Mugrosa (Zonas B y C), Esmeraldas (Zona D) y La Paz (Zona E) las cuales han manifestado a través de la historia del campo producción de hidrocarburos, concentrándose la producción en la formación Mugrosa. Se identificaron las arenas petrolíferas con base en el comportamiento de los registros SP, GR y resistivos somero y profundo junto con el análisis de pruebas iniciales de producción, producción histórica y contactos entre fluidos (agua, aceite y gas).

En la mayoría de los casos la zona a estudiar era la que estaba por encima del tapón menos profundo, (fondo reportado en el último trabajo realizado).

Otros criterios utilizados en la validación de intervalos fueron:

- Posición Estructural del intervalo con respecto a sus pares en los pozos vecinos.
- Que haya posibilidad litológica en el intervalo para ampliar el intervalo o desplazarlo hacia arriba o hacia abajo.
- Que el pozo se encuentre por dentro del contacto agua-aceite y por fuera del contacto gas-aceite según el mapa de contactos entre fluidos para la unidad a la cual pertenezca el intervalo estudiado.
- Que el intervalo a re-cañonear, en la historia reciente de producción del pozo, haya sido productor de aceite.
- Que el intervalo a re-cañonear se encuentre por encima del último tapón registrado. Solo el pozo COL-36, presenta intervalos por debajo de este tapón y los pozos COL-19 y COL-21 presentan intervalos por debajo del tope de pescados que se encuentran en tales pozos. Se debe analizar la conveniencia o no de remover dicho tapón y/o dichos pescados.
- Calidad litológica del intervalo a cañonear y re cañonear que se determina mediante los registros litológicos (GR y SP).
- El intervalo debe tener por lo menos 7 ft de espesor de arena petrolífero con los parámetros que se elijan para tal fin después del estudio petrofísico.
- Para el intervalo a cañonear el registro de resistividad profunda debe ser mayor o igual a 14 ohmios y debe haber separación con el registro de resistividad somera.
- Que los intervalos abiertos en campañas previas de reacondicionamiento o en la terminación del pozo, que estén por encima y por debajo del intervalo a cañonear hayan sido productores de aceite a través de su historia de producción.



POZO	INTERVALO	ESPESOR Ft	OPERACIÓN	DESCRIPCION RIPIOS	CORAZONES	FLUORESCENCIA	RESULTADO DST'S
Col - 16	1030 - 1040	10	Cañonear	No Reporta	NO	No Reporta	NO
Col - 16	1370 - 1380	10	Cañonear	<b>ARENISCA y LIMOLITAS</b> , con regular porosidad, fina a muy fina, en partes friables. Olor a GAS. Posible pequeña productora de ACEITE o SECA.	NO	Pobre Fluorescencia	NO
Col - 16	1420 - 1426	6	Cañonear	<b>LIMOLITAS</b> en parte arenosa fina, muy arcillosa y compactada. Posiblemente seca.	NO	Trazas de Fluorescencia	NO
Col - 16	1440 - 1450	10	Cañonear	<b>LIMOLITAS ARCILLOSAS</b> , con pequeñas intercalaciones arenosas, algo compacta. Posible pequeña productora de ACEITE o SECA.	NO	Débiles Trazas de Fluorescencia	NO
Col - 16	1466 - 1471	5	Cañonear	<b>LIMOLITAS ARCILLOSAS</b> , con intercalaciones arenosas finas, algo compacta, y olor a Gas. Posible pequeña productora de ACEITE o SECA.	NO	Buena Fluorescencia	NO
Col - 16	1496 - 1505	9	Re-cañonear	<b>LIMOLITAS ARCILLOSAS</b> , con intercalaciones arenosas finas, algo compacta; presentan olor a Gas. Posible pequeña productora de ACEITE o SECA.	NO	Buena Fluorescencia	NO
Col - 16	1516 - 1526	10	Re-cañonear	<b>ARENISCA</b> fina arcillosa hasta grano medio, algo friable, en partes duras, calcárea, otras porosas; probablemente seca o muy poco ACEITE.	NO	Trazas de Fluorescencia	NO
Col - 16	1554 - 1566	12	Re-cañonear	<b>ARENISCA</b> fina arcillosa hasta grano medio, algo friable, en partes duras, calcárea, otras porosas; probablemente seca o muy poco ACEITE.	NO	Trazas de Fluorescencia	NO
Col - 16	1579 - 1588	9	Re-cañonear	<b>ARENISCA y LIMOLITA</b> , muy fina a medio, algo calcáreo en partes duras, algo arcilloso otras arenas friables; Posible productora de ACEITE.	NO	Buena Fluorescencia	NO



INTERVALO	VALORES PETROFISICOS $\Phi/K$	OPERACIÓN	COMPORTAMIENTO DE REGISTROS SPN	COMPORTAMIENTO DE REGISTROS GR	COMPORTAMIENTO DE REGISTROS RESISTIVOS
1030 - 1040	NO	Cañonear	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	NO PRESENTA	BASTANTE BUENO
1370 - 1380	NO	Cañonear	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUENO
1420 - 1426	NO	Cañonear	REGULAR COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	REGULAR A MALO
1440 - 1450	NO	Cañonear	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUENO
1466 - 1471	NO	Cañonear	POBRE COMPORTAMIENTO ARENOSO	REGULAR COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUENO
1496 - 1505	NO	Re-cañonear	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUENO
1516 - 1526	NO	Re-cañonear	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUENO
1554 - 1566	NO	Re-cañonear	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	MUY BUENO
1579 - 1588	NO	Re-cañonear	MUY BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUEN COMPORTAMIENTO ARENOSO	BUENO

INTERVALO	OPERACIÓN	COMENTARIO	CONCLUSION
1030 - 1040	Cañonear	La extensión lateral del canal arenoso no es muy amplia, pero presenta buenas características por parte de los registros para ser posible prospecto.	BUENO
1370 - 1380	Cañonear	Este intervalo presenta un buen espesor del paquete arenoso y el comportamiento de registros eléctricos GR, SP Y RESD indican un paquete arenoso, además en la descripción litológica reporta algo de fluorescencia y olor a Gas. Podría ser buen prospecto	BUENO
1420 - 1426	Cañonear	El registro resistivo RESD de este intervalo no se muestra con alto valor, además la descripción litológica coincide con la lectura del SP ya que se presenta más como un paquete limo arenoso., además de ser un canal de pequeña extensión. El cual no sería muy buen prospecto.	MALO
1440 - 1450	Cañonear	Aunque la descripción litológica reporta un comportamiento arcilloso con pequeñas intercalaciones de arenas, los registros litológicos y el resistivo indican un comportamiento de paquete arenoso con buenas características prospectivas.	BUENO
1466 - 1471	Cañonear	Presenta un pobre comportamiento arenoso que se evidencia en la respuesta de los registros litológicos y coincide con la descripción de las muestras de zanja, aunque reporta buenas resistividades en el registro RESD esto puede ser resultado a la presencia de minerales arcillosos que afecten la resistividad de la roca. Además el intervalo presenta muy poco espesor, debido a esto no lo consideraría como un buen prospecto.	MALO
1496 - 1505	Re-cañonear	El comportamiento de los registros litológicos es bueno, aunque la descripción de las muestras de zanja no indican mucha arena, la respuesta del RESD indica que si puede ser un buen paquete de arenoso con buena resistividad, adicionalmente en un intervalo que ya ha sido cañoneado ósea que ya a producido aceite. Tiende a ser un buen prospecto.	BUENO
1516 - 1526	Re-cañonear	Se presenta como un intervalo principalmente arenoso con granos de tamaño medio y probablemente con buena porosidad, el grado de fluorescencia es bueno además de reportar manchas de aceite se le adiciona el buen comportamiento del registro resistivo. De acuerdo a estas buenas características este intervalo puede ser muy buen prospecto.	BUENO
1554 - 1566	Re-cañonear	La descripción litológica acompañada de las trazas de fluorescencia el espesor del canal, y la respuesta de los registros litológicos y resistivos, además de haber producido anteriormente estas características muestran a este intervalo como un muy buen prospecto.	BUENO
1579 - 1588	Re-cañonear	Sus características litológicas indican que predominantemente arenoso con tamaño de grano medio, buena fluorescencia y buena respuesta en el registro resistivo RESD, postulan a este intervalo como un buen prospecto.	BUENO

**Tabla 20. Ejemplo de Análisis y Resultados Col-16**

La tabla muestra la recopilación de la información para los intervalos del pozo COL-16. Con estos datos, se realizó el análisis para 300 intervalos seleccionados por los geólogos de W.E.I LTD, de los cuales de acuerdo a mi interpretación se descartaron 77 intervalos por diferentes razones:

- Valores por debajo del Cut-off asumido en registros SPN y RESD.
- Espesores arenosos menores a 5 ft.
- Descripciones litológicas que presenten predominancia de arcillas.

Con la información recopilada se logró identificar los principales parámetros que evidencian la presencia de hidrocarburos.

A continuación se describe de manera resumida las recomendaciones y sugerencias realizadas para cada pozo del bloque I y III estudiados, de acuerdo a la información analizada. En esta breve descripción se indican específicamente los intervalos sugeridos a revisar. En la descripción también se sugiere la mejor zona productiva identificada en cada pozo.

## **BLOQUE I**

### **COL-16**

Este pozo presenta una profundidad de 4252 ft con un tapón a 4217 ft. La información disponible de Col-16 es mínima. Se analizaron 22 intervalos de los cuales 10 son planteados para re cañonear y 12 a cañonear. De acuerdo a las características analizadas en cada intervalo de este pozo, se descartaron 5 intervalos preseleccionados a cañonear en la zona de la Formación Mugrosa B y C. según la información estudiada se puede sugerir que la mejor zona prospectiva del pozo Col-16 es la zona de la Formación Mugrosa B.

<b>COL-16</b>	
<b>INTERVALO</b>	<b>OPERACIÓN</b>
1420 - 1426	Cañonear

1466 - 1471	Cañonear
1871 - 1876	Cañonear
3403 - 3408	Cañonear
3475 - 3486	Cañonear

**Tabla 21.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-16.

### COL-19

El pozo Col-19 se ha reportado como petrolífero, con una profundidad de 4130 ft, con un tapón a una profundidad de 3666 ft. Se analizaron 31 intervalos ubicados entre las Formaciones Mugrosa zona B y C, de los cuales se descartaron 10 intervalos debido a sus escasas características. De los cuales 9 son intervalos a cañonear y 1 re cañonear. De acuerdo a las características que presenta en comportamiento de registros, cantidad de intervalos a re-cañonear y buenos antecedentes de producción, la Zona C de la Formación Mugrosa es el mejor prospecto en este pozo.

COL-19	
INTERVALO	OPERACIÓN
2060 - 2068	Cañonear
2090 - 2097	Cañonear
2290 - 2295	Cañonear
2305 - 2310	Cañonear
2982 - 2991	Cañonear
3331 - 3336	Re-cañonear
3050 - 3057	Cañonear
3356 - 3361	Cañonear
3377 - 3382	Cañonear
3602 - 3614	Cañonear
3634 - 3644	Cañonear

**Tabla 22.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-19.

### COL-23

La profundidad de final de este pozo es 4544 ft y reporta un tapón a 4333 ft. Inicialmente se seleccionaron 7 intervalos a operar de los cuales 5 son para re cañonear y 2 a cañonear, los cuales se descartarían de la preselección

anterior. Principalmente en la zona C de la Formación Mugrosa se observaron las mejores características observadas para almacenar hidrocarburo.

COL-23	
INTERVALO	OPERACIÓN
1944 - 1952	Re-cañonear
2140 - 2146	Re-cañonear

**Tabla 23.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-23.

### COL-25

El pozo Col-25 presenta una profundidad de 2520 ft y reporta un tapón 2245. Este pozo se presenta como petrolífero de acuerdo a los resultados de pruebas iniciales, y características petrolíferas en la Formación Mugrosa zona B, en la cual se plantea re cañonear 4 intervalos y cañonear 2.

COL-25	
INTERVALO	OPERACIÓN
2138 – 2146	Cañonear

**Tabla 24.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-25.

### COL-38

La profundidad de este pozo es 4220 ft, reporta un tapón a 4178 ft de profundidad. En este pozo se seleccionaron inicialmente 21 intervalos para operar. De los cuales 9 son a re cañonear y 12 a cañonear, de acuerdo al análisis de las propiedades de estos 21 intervalos descartaría 5 de ellos. La mejor zona según las características e historia de producción es la zona B de la Formación Mugrosa.

COL-38	
INTERVALO	OPERACIÓN
1492 - 1503	Cañonear
1608 - 1613	Cañonear
1621 - 1630	Cañonear
2140 - 2150	Cañonear
2163 - 2171	Cañonear
3705 - 3723	Re-cañonear

**Tabla 25.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-38.

### BLOQUE III

#### COL- 11

La profundidad de fondo es 4700 ft con un tapón a 4511 ft. Este pozo inicialmente se presentó como petrolífero pero en algunos intervalos, como el caso del 4598 ft-4520 ft durante una prueba de producción de 6 horas fluyó petróleo a una longitud de 132 bpd. Sin embargo fue cementado a presión en vista de que la prueba efectuada en Julio de 1946 después del re cañoneo, produjo 95% agua.

Se puede presentar traslado de crudo o inicialmente una buena producción, pero tal vez por la presión inicial se comportó como petrolífero al comienzo.

El pozo Col-11 presenta una pequeña selección de intervalos. La información con la que se contó para descripciones y pruebas de análisis fue escasa, por lo cual el estudio se realizó con comportamiento de registros eléctricos, según este criterio se aconseja revisar mejor o descartar 2 intervalos de los seleccionados. La posible mejor zona prospectiva de este pozo sería la Zona C de la Formación Mugrosa.

COL-11	
INTERVALO	OPERACIÓN
3804 - 3817	Re-cañonear
4019 - 4030	Re-cañonear

**Tabla 26.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-11.

## COL-12

Aparentemente las características de este pozo con el comportamiento de registros son buenas principalmente en la zona C de la Fm. Mugrosa. La profundidad de este pozo es 6070 ft con un tapón a 5940 ft de profundidad. Este pozo ha producido poco a lo largo de su historia. Se seleccionaron inicialmente 12 intervalos de los cuales recomendaría revisar todos de acuerdo al conjunto de características para cada intervalo que no son las más llamativas, además revisar un poco más la zona C de la Formación Mugrosa en Col-12 , parece ser un buen prospecto, a menos que sea zona de acuíferos.

COL-12	
INTERVALO	OPERACIÓN
5254 - 5262	Re-cañonear
5318 - 5326	Re-cañonear
5340 - 5348	Re-cañonear
5354 - 5362	Re-cañonear
5526 - 5534	Re-cañonear
5030 - 5041	Re-cañonear
5770 - 5776	Re-cañonear
5830 - 5840	Re-cañonear
5925 - 5933	Re-cañonear
5554 - 5560	Re-cañonear
5605 - 5615	Re-cañonear
5710 - 5716	Re-cañonear

**Tabla 27.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-12.

## COL-31

La profundidad de este pozo es 5805 ft con un tapón a 4603 ft. De los 15 intervalos seleccionados por el equipo de operaciones en Col-31, se recomienda revisar algunos de ellos debido a sus características y propiedades para el almacenamiento de hidrocarburos, la zona de este pozo mas prospectiva es la zona C de la Formación Mugrosa.

COL-31	
INTERVALO	OPERACIÓN
4221 - 4228	Cañonear
4313 - 4323	Cañonear

**Tabla 28.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-31.

### COL-35

Este pozo presenta una profundidad de 5700 ft con un tapón a 5681 ft. Inicialmente se preseleccionaron 24 intervalos, de acuerdo al estudio de la información analizada, se recomienda revisar el intervalo 5379 ft – 5386 ft a re cañonear. También se aconseja revisar un poco más la zona C de la Formación Mugrosa C es una posible zona prospectiva.

COL-35	
INTERVALO	OPERACIÓN
5379 - 5386	Re-cañonear

**Tabla 29.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-35.

### COL-44

La profundidad del pozo es 5980 ft con un tapón a 5932 ft de profundidad, La mejor zona prospectiva de acuerdo a sus características y comportamiento de registros eléctricos, propone la Formación Mugrosa zona C. Se preseleccionaron 17 intervalos de los cuales 11 son a re cañonear y 6 a cañonear, principalmente se recomienda revisar intervalos propuestos en la siguiente tabla.

COL-44	
INTERVALO	OPERACIÓN
4156 - 4166	Re-cañonear
4195 - 4216	Re-cañonear
4065 - 4072	Cañonear
4395 - 4401	Cañonear

4420 - 4427	Cañonear
4810 - 4820	Cañonear

**Tabla 30.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-44.

### COL-51

Este pozo presenta una profundidad de 6065 ft con un tapón a 6021 ft de profundidad. Se presentan intervalos interesantes a cañonear se recomienda revisar los intervalos a re cañonear, de acuerdo a la respuesta de registros eléctricos y características analizadas el pozo Col-51 presenta una posible zona prospectiva buena en la Formación Mugrosa C. Sin discriminar la Formación Esmeralda como se ha hecho anteriormente en este trabajo indicar la mejor.

COL-51	
INTERVALO	OPERACIÓN
5036 - 5040	Re-cañonear
5110 - 5114	Re-cañonear
5524 - 5532	Re-cañonear
5900 - 5910	Re-cañonear
5970 - 5975	Re-cañonear
5600 - 5609	Cañonear

**Tabla 31.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-51.

### COL-52

La profundidad del pozo es 5999 ft con un tapón a 5950 ft de profundidad, de los intervalos preseleccionados se recomienda revisar el intervalo 4436 ft – 4447ft propuesto a cañonear, ya que sus características analizadas no lo hacen ver como muy buena opción. La zona con mejores características prospectivas y según su historia de producción es la zona C de la Formación Mugrosa.

COL-52	
INTERVALO	OPERACIÓN

4436 - 4447	Cañonear
-------------	----------

**Tabla 32.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-52.

### COL-53

Este pozo presenta una profundidad de 5711 ft con un tapón 5617 ft. Con 37 intervalos preseleccionados a operar, de los cuales se recomienda revisar varios de estos a cañonear y los ubicados en la Formación Esmeralda zona D. La mejor zona prospecto es la de la Formación Mugrosa zona C en Col-53.

COL-53	
INTERVALO	OPERACIÓN
2556 - 2566	Cañonear
2656 -2668	Cañonear
2754 - 2760	Cañonear
2860 -2875	Cañonear
3041 - 3048	Cañonear
4458 - 4464	Re-cañonear
4500 - 4512	Re-cañonear
5188 - 5206	Re-cañonear
5278 - 5288	Re-cañonear
5315 - 5327	Re-cañonear
3660 - 3668	Cañonear
4587 - 4594	Cañonear
4630 - 4638	Cañonear
4684 - 4690	Cañonear
4737 - 4743	Cañonear
5510 - 5515	Cañonear

**Tabla 33.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-53.

### COL-63

La profundidad de este pozo es 3608 ft con un tapón de 3405 ft. Se recomienda revisar 3 intervalos a operar en la zona C de la Formación Mugrosa. La mejor zona prospectiva en este pozo es la zona B2 de la Formación Mugrosa. También se aconseja observar un poco más esta zona y la zona B1.

COL-63	
INTERVALO	OPERACIÓN
3126 - 3142	Re-cañonear
3259 - 3270	Cañonear
3276 - 3284	Cañonear

**Tabla 34.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-63.

### COL-64

La profundidad de este pozo es 3688 ft con un tampón a 3518 ft. Col-64 presenta 15 intervalos preseleccionados de los cuales se recomienda revisar los que son planteados a cañonear, ya que según el análisis realizado en este trabajo las características para algunos de estos intervalos no son muy buenas. La zona de mayor interés o prospectiva para este pozo es la zona B de la Formación Mugrosa.

COL-64	
INTERVALO	OPERACIÓN
1893 - 1900	Cañonear
2470 - 2482	Cañonear
2684 - 2689	Cañonear

**Tabla 35.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-64.

### COL-70

Este pozo presenta una profundidad de 3811 ft con un tapón de cemento a 3559 ft, según el análisis de información de las características petrolíferas del pozo, se recomienda revisar algunos de los intervalos propuestos a re cañonear y cañonear. La mejor zona prospectiva para Col-70 es la Formación Mugrosa zona C.

COL-70	
INTERVALO	OPERACIÓN
3015 - 3024	Re-cañonear
3044 - 3054	Re-cañonear
3185 - 3197	Cañonear

3375 - 3388

Cañonear

**Tabla 36.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-70.

### COL-76

La profundidad de este pozo es 6192 ft con un tapón de cemento a 6066 ft, se recomienda revisar las características de los intervalos preseleccionados a cañonear en este pozo, ya que algunas de ellos no los muestran como buenos intervalos. La mejor zona prospectiva del Col-76 es la zona C de la Formación Mugrosa.

COL-76	
INTERVALO	OPERACIÓN
4930 - 4940	Cañonear
5018 - 5027	Cañonear
5480 - 5485	Cañonear

**Tabla 37.** Intervalos sugeridos a revisar en pozo Col-76.

Todos los intervalos (cañonear y re cañonear) requieren ser validados mediante estudios de Petrofísica y de Yacimientos. Lo que se hizo en este trabajo fue aportar un criterio más de selección de intervalos a cañonear y re cañonear, además de validar la información disponible de tal forma que esto sea un apoyo al estudio petrofísico y de yacimientos.

## CONCLUSIONES

- Con base a la correlación estratigráfica entre los pozos del mismo bloque, se observó que el comportamiento de registros eléctricos en paquetes arenosos no coinciden, con los pozos ubicados a menos de 400 m de distancia. Esto indica que los canales se pinchan a medida que aumenta su extensión lateral, y son yacimientos independientes.
- Se presentan fuertes variaciones en los valores permeabilidad y porosidad, a pocos pies de diferencia en un mismo paquete arenoso, esto posiblemente se debe a cambios de energía de depositación de material sedimentario que genera cambios en la granulometría de la roca, o también a la sobre posición de canales de diferentes características.
- De acuerdo a criterios tales como: espesores de paquetes arenoso menos a 5 ft, valores de registros eléctricos por debajo de los cut off asumidos, ausencia total de fluorescencia y altos porcentajes de arcilla de acuerdo a las descripciones de muestras de zanja. Se discriminaron intervalos planteados por la compañía.
- Se realizó un inventario de informaciones disponibles para los pozos de interés, en el cual se observa principalmente la carencia de pozos corazonados y que difícilmente la correlación de estos datos sea buena o genere un gran aporte.



## RECOMENDACIONES

- Aprovechar los trabajos de Workover, para recolectar la mayor cantidad de información posible de los pozos operados.
- Convertir la escala de los registros GR que se encuentran en unidades miligramos-equivalentes/tonelada a unidades API.
- Terminar el proceso de digitalización y organización de la información correspondiente a los pozos del bloque II.
- Superponer los datos e información recopilada en el trabajo realizado, sobre un mapa y analizar su distribución espacial y correlación entre los 7 bloques del campo.



## BIBLIOGRAFIA

- Bendeck, J. (1992). Perfiles Eléctricos, Una herramienta para la evaluación de yacimientos. *Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*. Bogotá, Colombia.
- Casadiego. E, 2008. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la formación Mugrosa en el Campo Casabe y Llanito, valle medio del magdalena, Universidad Industrial de Santander, Tesis de Grado.
- Cooper, M. A., et al., 1995. Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 79, 10.
- Cruz-Páez, Efraín. 2009. Interpretación de registros de pozos a hueco abierto. Geoadinpro y SeerOil. Bogotá, Colombia.
- Ecopetrol - ICP, 2003. Informe Geológico de Campo Colorado, Diagnostico y Estrategias de Recobro Campo Colorado. Gerencia Magdalena Medio. El Centro.
- Etayo-Serna, F. 1968. El sistema Cretáceo en la región de Villa de Leiva y zonas próximas. INGEOMINAS. *Geología Colombiana*, 5: 5-74.
- Fabre, A. 1983. La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario Inferior. Primera parte: Estudio cuantitativo de la subsidencia: *Geología Norandina*, 8: 22-27.



- Fabre, A.1986. Dinámica de la sedimentación cretácica en la región de la Sierra Nevada del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia). Proyecto Cretáceo. Pú. Geol. Esp. INGEOMINAS. 16: XIX 1-20.
- Flores, A. 2003, Plan básico de ordenamiento territorial P.B.O.T. San Vicente de Chucurí.
- Glover, P., Introduction to petrophysics and formation evaluation. Petrophysics MSc Course Notes. p. 55 – 201.
- ICP, 1996. Palinoestratigrafía del Terciario - VMM, in Dep., E., ed.: Evaluación estratigráfica del Terciario en el Valle Medio del Magdalena y prospectividad: Piedecuesta, Laboratorio de Bioestratigrafía.
- Kraus. R, 2006. Petróleo: Prospección y Perforación.
- Miall, A.D., 1985. Principles of Sedimentary Basin Analysis. Springer-Verlag New York Eds.
- Mier, 1994. Manual práctico de geología del petróleo, Universidad Industrial de Santander.
- Morales et-al.1958. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. En Habitat of Oil. Ed. Weeks. Amer. Assoc. Petr. Geol.: 641-695.



- Morales, 1985. General Geology and Oil Occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia. AAPG.
- Proyecto Campo Escuela - Weil Group, 2009. Informe Características técnicas de Campo Colorado.
- Schlumberger, 1989. Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications. Houston, Texas.
- Schmidt et-al, 1979. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis, in Scholle , Special Publication 26, p. 175-207.
- Toussaint; Restrepo, 1989. Desarrollo Mesocenoico de los Andes Noroccidentales de Colombia, V Congreso Colombiano de Geología, Memorias Tomo I. Bucaramanga.
- Wells Files, Campo Escuela Colorado.
- Yepes, N., 2006, Memorias curso práctico de interpretación de registros eléctricos. Ecopetrol.