



**“ANÁLISIS DE LA CONTINUIDAD LATERAL DE LAS SUB-UNIDADES  
RESERVORIO DE LA FORMACIÓN ESMERALDAS (ZONA D) EN UN  
SECTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS, CUENCA VALLE MEDIO DEL  
MAGDALENA”**

**PRESENTADO POR:**

**OSCAR EDUARDO LLAMOS A ARDILA**

**ESCUELA DE GEOLOGÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA, 2010**



**“ANÁLISIS DE LA CONTINUIDAD LATERAL DE LAS SUB-UNIDADES  
RESERVORIO DE LA FORMACIÓN ESMERALDAS (ZONA D) EN UN  
SECTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS, CUENCA VALLE MEDIO DEL  
MAGDALENA”**

**PRESENTADO POR:**

OSCAR EDUARDO LLAMOSA ARDILA

Proyecto de grado en la modalidad práctica empresarial para  
optar al título de Geólogo

**DIRECTORES**

Geol. OSCAR ANDRÉS BERMUDEZ AZA  
Geólogo de Yacimientos Occidental de Colombia, INC.

Msc. Geol. RICARDO MIER UMAÑA  
Docente Universidad Industrial de Santander

**ESCUELA DE GEOLOGÍA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA, 2010**

## DEDICATORIA

*A mi madre por su amor, por su apoyo constante, por su incondicionalidad y por sentirse orgullosa de mí siempre.*

*A mi padre por su amor, por su esfuerzo y por irradiar en mí el verdadero valor de la responsabilidad.*

*A mis hermanos por su cariño, por su apoyo y su complicidad*

*Especialmente a Ceci por su amor y apoyo incondicional todos estos años.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Expreso mis más sinceros agradecimientos a:*

*A la Universidad Industrial de Santander*

*A la Escuela de Geología y su cuerpo docente, especialmente a Luis Carlos Mantilla, Jorge Pinto, Juan Diego Colegial y Jairo Clavijo.*

*A Oscar Andrés Bermúdez, quien con su apoyo permanente estuvo al frente del proyecto durante todo el proceso de realización del mismo.*

*A Ricardo Mier Umaña por su asesoría y acompañamiento durante la realización del proyecto.*

*A Occidental de Colombia, INC., y al equipo de geólogos de yacimientos; Jorge Mario, Rossy, Felix y Maria Elena.*

*A todos mis compañeros que me brindaron más allá que su compañía en clases, especialmente a Leydy, Camilo, Diego, Erich, Aura, Jesús, Álvaro, Heber y Gabriel.*

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>16</b>
<b>2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>18</b>
<b>3. OBJETIVOS</b>	<b>19</b>
3.1 OBJETIVO GENERAL	19
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
<b>4. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS</b>	<b>20</b>
4.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	20
4.1.1 ÁREA DE ESTUDIO	21
4.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO	22
4.2.1 PROCESO DE REDESARROLLO DEL CAMPO. CONVENIO ECOPETROL- OCCIDENTAL.	24
4.2.1.1 Fases del Proyecto	24
4.2.1.2 Descripción del proyecto de recobro secundario por Inyección de Agua	25
<b>5. MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL.</b>	<b>27</b>
5.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	27
5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	29
5.3 ESTRATIGRAFÍA GENERAL	31
<b>6. GEOLOGÍA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS</b>	<b>34</b>
6.1 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO	34
6.1.1 SECUENCIA PRE-CRETÁCEA	34
6.1.1.1 Formación Girón (Triásico – Jurásico)	34

6.1.2 SECUENCIA CRETÁCEA	34
6.1.2.1 Formación Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)	34
6.1.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano – Barremiano)	35
6.1.2.3 Formación Paja (Barremiano – Aptiano)	35
6.1.2.4 Formación Tablazo (Aptiano – Albiano)	35
6.1.2.5 Formación Simití (Albiano)	36
6.1.2.7 Formación Umir (Campaniano – Maestrichtiano)	36
6.1.3 SECUENCIA TERCIARIA ( <i>FORMACIONES PRODUCTIVAS DEL CAMPO</i> )	37
6.1.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)	37
6.1.3.2 Formación La Paz (Eoceno Medio)	37
6.1.3.3 Formación Esmeraldas - Zona D. Unidad de estudio del Proyecto (Eoceno Medio - Superior)	38
6.1.3.4 Formación Mugrosa – Zonas B y C (Eoceno Superior – Oligoceno)	39
6.1.3.5 Formación Colorado – Zona A (Mioceno Inferior)	40
6.1.3.6 Grupo Real (Mioceno – Plioceno)	40
<b>6.2 MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO</b>	<b>42</b>
6.2.1 <i>ESTRUCTURAS DEL TERCIARIO TEMPRANO</i>	43
6.2.2 <i>ESTRUCTURAS DEL TERCIARIO TARDÍO</i>	43
6.2.2.1 Anticlinal de La Cira	43
6.2.2.2 Anticlinal de Infantas	44
6.2.2.3 Falla La Cira	47
6.2.2.4 Falla de Infantas	47
6.2.2.5 Fallas Normales	48
<b><u>7. METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE ACTIVIDADES</u></b>	<b>51</b>
<b>7.1 FASE I – CONTEXTUALIZACIÓN</b>	<b>51</b>
7.1.1 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	52
7.1.1.1 Información de Estudios Previos	52
7.1.1.2 Información de Producción Acumulada de la Formación	54
7.1.1.3 Información de Pozos	55

<b>7.2 FASE II – DESARROLLO. DELIMITACIÓN DE UN ÁREA MAYOR DE INTERÉS</b>	<b>57</b>
7.2.1 CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS	57
7.2.1.1 Generalidades de Registros Utilizados	58
7.2.1.1.1 Registro de Potencial Espontaneo (SP)	59
7.2.1.1.2 Registro de Rayos Gamma (GR)	61
7.2.1.1.3 Registro de Resistividad	63
7.2.1.1.4 Registro de Densidad	65
7.2.1.1.5 Registro de Porosidad Neutrón	67
7.2.1.1.6 Interpretación de Registros combinados	69
7.2.1.2 Metodología de Correlación	71
7.2.1.2.1 Registro Tipo	71
7.2.1.2.2 Polígonos de Correlación	75
7.2.1.2.3. Patrones de Correlación	77
7.2.2 MAPAS ESTRUCTURALES	79
7.2.3 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN ACUMULADA	82
7.2.4 DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE PETRÓLEO MÁS BAJO CONOCIDO (LKO)	83
7.2.5 DEFINICIÓN DEL ÁREA DE MAYOR INTERÉS	84
<b>7.3 FASE III – RESULTADOS</b>	<b>86</b>
7.3.1 MAPAS DE ARENA NETA	86
7.3.2 ÁREAS DE ALTO POTENCIAL PARA DESARROLLAR LA UNIDAD	90
7.3.3 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	91
<b>8. CONCLUSIONES</b>	<b>94</b>
<b>9. RECOMENDACIONES</b>	<b>96</b>
<b>10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>97</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Localización geográfica del Campo La Cira Infanta, CVMM. ....	20
<b>Figura 2.</b> Áreas operacionales del Campo La Cira Infantas. Area de estudio. .	21
<b>Figura 3.</b> Ejemplo de patrones poligonales de inyección en un sector del campo. ....	26
<b>Figura 4.</b> Modelo secuencial de la evolución geológica regional de las cuencas del Valle Medio del Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos Orientales de Colombia. ....	28
<b>Figura 5.</b> Mapa geológico general y campos petrolíferos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	30
<b>Figura 6.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	33
<b>Figura 7.</b> Columna estratigráfica del Campo LCI. ....	41
<b>Figura 8.</b> Bloque diagrama del Campo La Cira Infantas. ....	42
<b>Figura 9.</b> Imágenes Sísmicas del campo LCI <b>a)</b> Imagen sísmica E-W a través de la estructura de La Cira. <b>b)</b> Imagen sísmica E-W a través de la estructura de Infantas. ....	45
<b>Figura 10.</b> Mapa estructural al tope de la unidad operacional Zona C (Fm. Mugrosa). ....	46
<b>Figura 11.</b> Modelo estructural tridimensional del campo al tope de la unidad operacional Zona C (Fm. Mugrosa). ....	47
<b>Figura 12.</b> Imagen sísmica E-W sobre la estructura de Infantas donde se observa el comportamiento vertical de la falla inversa de Infantas. ....	48
<b>Figura 13.</b> Imagen sísmica S-N en el flanco occidental del anticlinal de La Cira mostrando el comportamiento de las fallas normales. ....	49
<b>Figura 14.</b> Patrones estructurales de las fallas presentes en el campo La Cira Infantas. ....	50
<b>Figura 15.</b> Diagrama de flujo de la Metodología que se llevó a cabo en la realización del proyecto. ....	51
<b>Figura 16.</b> Localización en el campo de los pilotos de inyección de agua. ....	53
<b>Figura 17.</b> Mapa de producción acumulada para Zona D. ....	54

<b>Figura 18.</b> Mapas del área de estudio con los pozos seleccionados para el desarrollo del proyecto .....	56
<b>Figura 19.</b> Ilustración de toma de registros de hueco abierto (open hole). .....	58
<b>Figura 20.</b> Ejemplo del perfil SP en una secuencia arenas-lutitas de un pozo del campo. ....	60
<b>Figura 21.</b> Ejemplo del perfil GR en una secuencia arenas-lutitas de un pozo del campo .....	62
<b>Figura 22.</b> Ejemplo de perfiles de Resistividad. ....	64
<b>Figura 23.</b> Ejemplo del perfil de Densidad .....	66
<b>Figura 24.</b> Ejemplo del perfil de porosidad Neutrón .....	68
<b>Figura 25.</b> Interpretación combinada de registros. ....	70
<b>Figura 26.</b> Registro tipo del campo La Cira Infantas. ....	72
<b>Figura 27.</b> Registro Tipo del área de estudio. ....	74
<b>Figura 28.</b> Ejemplo de polígonos interconectados (closed loops) para correlaciones entre pozos. ....	76
<b>Figura 29.</b> Polígonos interconectados para correlación de los pozos del área de estudio. ....	76
<b>Figura 30.</b> Correlación estratigráfica general SW-NE horizontalizada al tope de la Zona D .....	78
<b>Figura 31.</b> Correlación estructural SW-NE en el área de estudio.....	80
<b>Figura 32.</b> Contornos estructurales automáticos al tope de cada marcador que divide las diferentes subunidades reservorio de la Zona D (Fm. Esmeraldas). 81	
<b>Figura 33.</b> Modelo estructural al tope de la Zona D (Fm. Esmeraldas). ....	82
<b>Figura 34.</b> Mapa de producción acumulada para los pozos del actual estudio. ....	83
<b>Figura 35.</b> Nivel más bajo de petróleo (LKO) identificado .....	84
<b>Figura 36.</b> Zona identificada de mayor interés para el desarrollo de las subunidades reservorio de la Fm. Esmeraldas (Zona D).....	85
<b>Figura 37.</b> Mapa de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores C5C-D1. ....	88
<b>Figura 38.</b> Mapa de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores D1-D2.....	88

<b>Figura 39.</b> Mapa de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores D2-D3.....	89
<b>Figura 40.</b> Mapa de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores D3-D4.....	89
<b>Figura 41.</b> Mapa de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores D4-D5.....	90
<b>Figura 42.</b> Mapa de áreas de alto potencial para desarrollar Zona D. ....	91
<b>Figura 43.</b> Volúmenes calculados para cada subunidad reservorio .....	92

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Información de porosidad, volumen de arena neta y saturaciones para cada subunidad reservorio.....	92
<b>Tabla 2.</b> Valores de reservas calculadas para cada subunidad reservorio y para la Fm. Esmeraldas en el área delimitada.....	93

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DE LA CONTINUIDAD LATERAL DE LAS SUB-UNIDADES RESERVORIO DE LA FORMACIÓN ESMERALDAS (ZONA D) EN UN SECTOR DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS, CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA<sup>1</sup>.

**AUTOR:** OSCAR EDUARDO LLAMOS A RDILA<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Formación Esmeraldas, Campo La Cira Infantas, Registros de Pozos, Correlaciones Estratigráficas, Mapas de Arena Neta, Cálculo de POES.

### DESCRIPCIÓN:

Desde que inició el desarrollo del campo petrolífero La Cira Infantas, localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia, la Formación Esmeraldas (Zona D) fue considerada como no productiva o escasamente productiva, debido a esto, son muy pocos los estudios realizados con el propósito de entender el comportamiento geológico de esta formación en el subsuelo del campo.

Actualmente en el campo se lleva a cabo un proceso de recobro secundario por inyección de agua, enfocado en desarrollar la Formación Mugrosa Inferior (Zona C). Este proceso es ejecutado en convenio entre las compañías Ecopetrol S.A y Occidental de Colombia. Para ejecutar el plan de recobro secundario, se han perforado nuevos pozos que atraviesan toda la secuencia Terciaria. Registros corridos en estos nuevos pozos, evidencian que hacia el Sur del campo, algunas de las sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas, presentan un desarrollo importante de paquetes arenosos con saturaciones representativas de hidrocarburos. Con el fin de entender la distribución y la continuidad lateral de dichas sub-unidades, se realizan correlaciones estratigráficas y estructurales a partir de la interpretación de registros de pozo. Basados en las correlaciones establecidas, se generan mapas estructurales y mapas de arena neta para cada sub-unidad, que junto con información de producción acumulada, permiten identificar un sector de interés con potencial para la explotación de la unidad. El volumen calculado de petróleo original en sitio (POES) para la unidad en el área de interés es de aproximadamente 60 MMbbls, basado en los niveles de petróleo más bajos conocidos.

Los resultados de este trabajo, aportan a la comprensión de la distribución y continuidad lateral del reservorio que representa la Formación Esmeraldas para un sector del campo, y sirven de base para evaluar si la unidad debe o no, ser incluida dentro de futuros proyectos de desarrollo para el campo.

---

<sup>1</sup> Proyecto de grado. Práctica en Occidental de Colombia (Oxy).

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Directores: Geólogo Oscar Andrés Bermúdez Aza, Geólogo M.Sc. Ricardo Mier Umaña

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS OF LATERAL CONTINUITY OF THE RESERVOIR SUB-UNITS OF THE ESMERALDAS FORMATION (ZONE D) IN A SECTOR OF THE LA CIRA INFANTAS FIELD, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN<sup>3</sup>.

**AUTHOR:** OSCAR EDUARDO LLAMOSAS ARDILA<sup>4</sup>

**KEY WORDS:** Esmeraldas Formation, La Cira Infantas Field, Well logs, Stratigraphic Correlations, Net Sand Maps, POES Calculation.

### DESCRIPTION:

Since the beginning of the development of the La Cira Infantas oilfield, located in the basin of Middle Magdalena Valley, Colombia, the Esmeraldas Formation (Zone D) was considered a non-productive or poorly productive zone, as a consequence, few studies exist in order to understand the behavior of this geological formation in the field's subsoil.

Currently a process of secondary recovery using water injection is carried out in the field, focused on developing the Lower Mugrosa Formation (Zone C). This process is run in partnership between the companies Ecopetrol S.A. and Occidental de Colombia (Oxy). To implement the plan for secondary recovery, new wells have been drilled spanning the entire Tertiary sequence. Logs on these new wells, show that south of the field, some of the reservoir sub-units of the Esmeraldas Formation, present a major development in sand bodies with representative oil saturations. To understand the distribution and lateral continuity of these sub-units, stratigraphic and structural correlations have been made from the interpretation of well logs. Based on the correlations established, structural maps and net sand maps are generated for each sub-unit. With these maps and with information of cumulative production, a potential area of interest for the development of the unit has been identified. The estimated volume of original oil in place (OOIP) for the unit in the area of interest is approximately 60 MMbbls, based on current lowest known oil.

The results of this work, contribute to understanding the distribution and lateral continuity of the reservoir unit Esmeraldas Formation in a sector of the field, and serve as a basis for judging if the unit must be or not included in future development projects for the field.

---

<sup>3</sup> Degree project. Practice in Occidental de Colombia (Oxy)

<sup>4</sup> Industrial University of Santander. Engineering Physicochemical Faculty. Geology School. Directors: Geologist Oscar Andrés Bermudez Aza, Geologist M.Sc. Ricardo Mier Umaña.

## 1. INTRODUCCIÓN

En el campo petrolífero La Cira Infantas se está ejecutando actualmente un importante plan de recobro secundario mediante el proceso de reinyección de agua, enfocado en el desarrollo de la Formación Mugrosa inferior (unidad operacional Zona C), de tal forma que se desplazan las reservas de petróleo remanente hacia pozos productores. De esta manera, el campo ha aumentado su producción, de 5 mil barriles día en 2005 a aproximadamente 26 mil barriles día en el primer semestre de 2010.

La excelente respuesta obtenida con la aplicación de esta metodología de recobro secundario únicamente en la Zona C, hizo surgir la inquietud sobre la posibilidad de extender estos procesos en las diferentes unidades reservorio del campo. Con base en esto, se plantea la importancia de entender mejor la configuración geológica de dichas unidades.

El proyecto que se presenta a continuación, expone el análisis hecho a las subunidades reservorio de la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D), durante el desarrollo de la práctica empresarial en Occidental de Colombia, Inc. (OXY), en el área de Geología de Yacimientos del proyecto La Cira – Infantas. El resultado de este análisis representa una contribución fundamental en la evaluación de la unidad, ya que determina su posible inclusión en los futuros proyectos de desarrollo del campo.

Para el análisis de las subunidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D), se establece una metodología que se enfoca exclusivamente en un área del campo. Este sector es sometido a un proceso de estudio que involucra una fase de contextualización a partir de la recolección de información existente. Finalmente se busca comprender la continuidad lateral y distribución de las subunidades reservorio, con base en correlaciones estratigráficas a partir de registros de pozo, generación de mapas estructurales y mapas de

arena neta. Los resultados obtenidos al final de este proceso de estudio, aportan la información necesaria para determinar un área potencial de mayor interés, cuyo estudio contribuye considerablemente a la evaluación sobre la viabilidad del desarrollo de la unidad. Adicionalmente, en el sector de mayor interés se calculan el volumen de petróleo original en sitio (POES) de la unidad.

## 2. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Como resultado del convenio Ecopetrol-Occidental, el Campo La Cira Infantas ha llegado a una producción actual aproximada de 26 mil barriles día, enfocados en el método de recobro secundario por inyección de agua en las areniscas reservorio de la parte inferior de la Formación Mugrosa, (unidad operacional Zona C).

Dentro de las futuras unidades a desarrollar en el Campo, se pretende incluir la Formación Colorado (unidad operacional Zona A) y la parte superior de la Formación Mugrosa (unidad operacional Zona B). Sin embargo, por no ser un objetivo principal del proyecto entre Ecopetrol y Occidental, la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D) no ha sido evaluada en comparación con las otras zonas de producción.

Las perforaciones de nuevos pozos durante el convenio realizado entre Ecopetrol y Occidental, han llegado hasta la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D) y demuestran que esta unidad podría tener saturaciones significativas de petróleo y oportunidades de reservas adicionales. Sin embargo se sabe muy poco sobre la distribución y la continuidad de sus paquetes de areniscas (reservorios), debido a que la mayoría de los pozos existentes no llegan hasta la unidad o no tienen registros interpretables.

El proyecto que aquí se presenta, elaborado como parte del desarrollo de la práctica empresarial junto a la compañía Occidental, pretende aportar a la comprensión de la distribución del reservorio que representa la Formación Esmeraldas (Zona D) para un sector del campo, de tal forma que los resultados del análisis sirvan de base para evaluar si la unidad debe o no, ser incluida dentro de futuros proyectos de desarrollo para el campo. De igual manera, el proyecto pretende llegar a proponer zonas de mayor interés para el desarrollo de la Unidad y estimar su volumen de petróleo original en sitio (POES).

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Analizar la distribución y continuidad lateral de las sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Unidad Operacional Zona D) en un sector del campo, con el propósito de contribuir en la evaluación de la unidad, y determinar la posibilidad de que esta formación pueda ser incluida en futuros proyectos de desarrollo para el campo petrolífero La Cira-Infantas.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

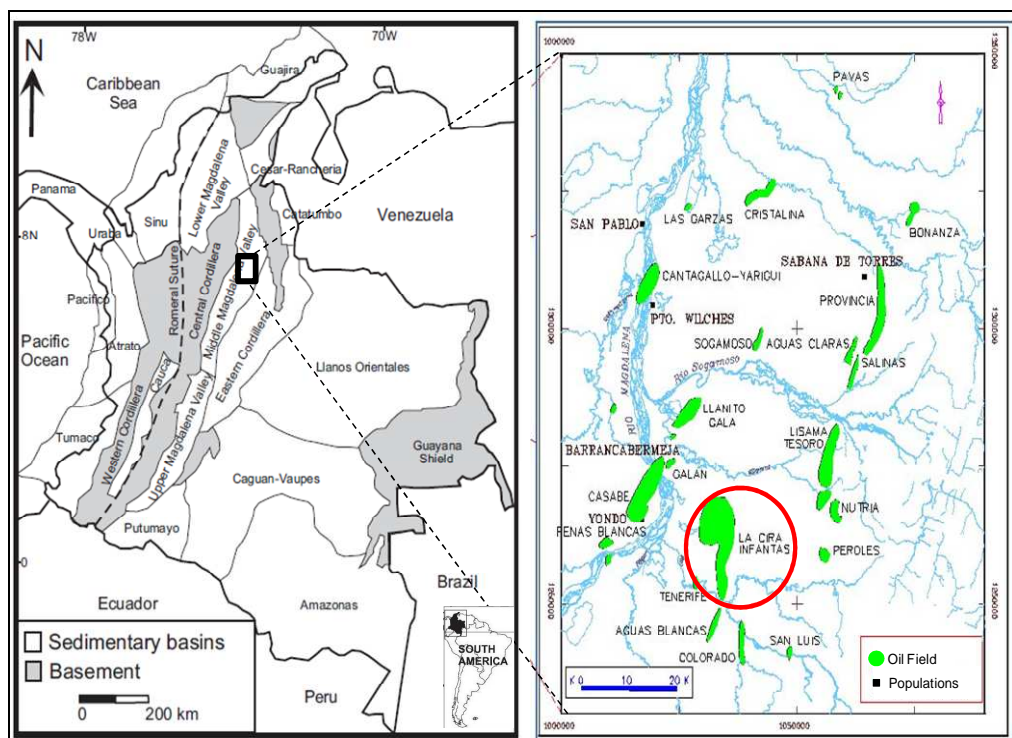
- Recopilar información existente referente a la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D) en el Campo La Cira Infantas.
- Identificar y marcar en registros de pozos, los topes de las subunidades reservorio en que se divide la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D).
- Correlacionar estratigráficamente las subunidades reservorio en que se divide la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D), a partir de registros de pozos.
- Generar mapas estructurales y mapas de arena neta para cada una de las subunidades reservorio en que está dividida la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D).
- Identificar un área de mayor interés y proponer zonas con alto potencial para el desarrollo de la Formación Esmeraldas (unidad operacional Zona D).
- Calcular el volumen de petróleo original en sitio (POES) de la Formación Esmeraldas (Zona D) en el área de interés identificada.

## 4. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

### 4.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo petrolífero La Cira Infantas se encuentra localizado en La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM). Esta cuenca se encuentra entre la Cordillera Central y la Cordillera Oriental de los Andes Colombianos y ocupa un área de aproximadamente 30,000 km<sup>2</sup>. Históricamente la CVMM ha sido una de las cuencas de petróleo más productivas de Colombia. El Campo LCI se restringe al margen oriental del Río Magdalena y al sur del Río Sogamoso, ubicado a una distancia aproximada de 250 km al Norte de Bogotá D.C. y a 22 km dirección SE de la ciudad de Barrancabermeja en el corregimiento de El Centro, departamento de Santander, Colombia (Figura 1). El Campo LCI tiene una extensión de 160 km<sup>2</sup> y hasta la actualidad se han perforado alrededor de 2000 pozos entre productores e inyectores.

**Figura 1.** Localización geográfica del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

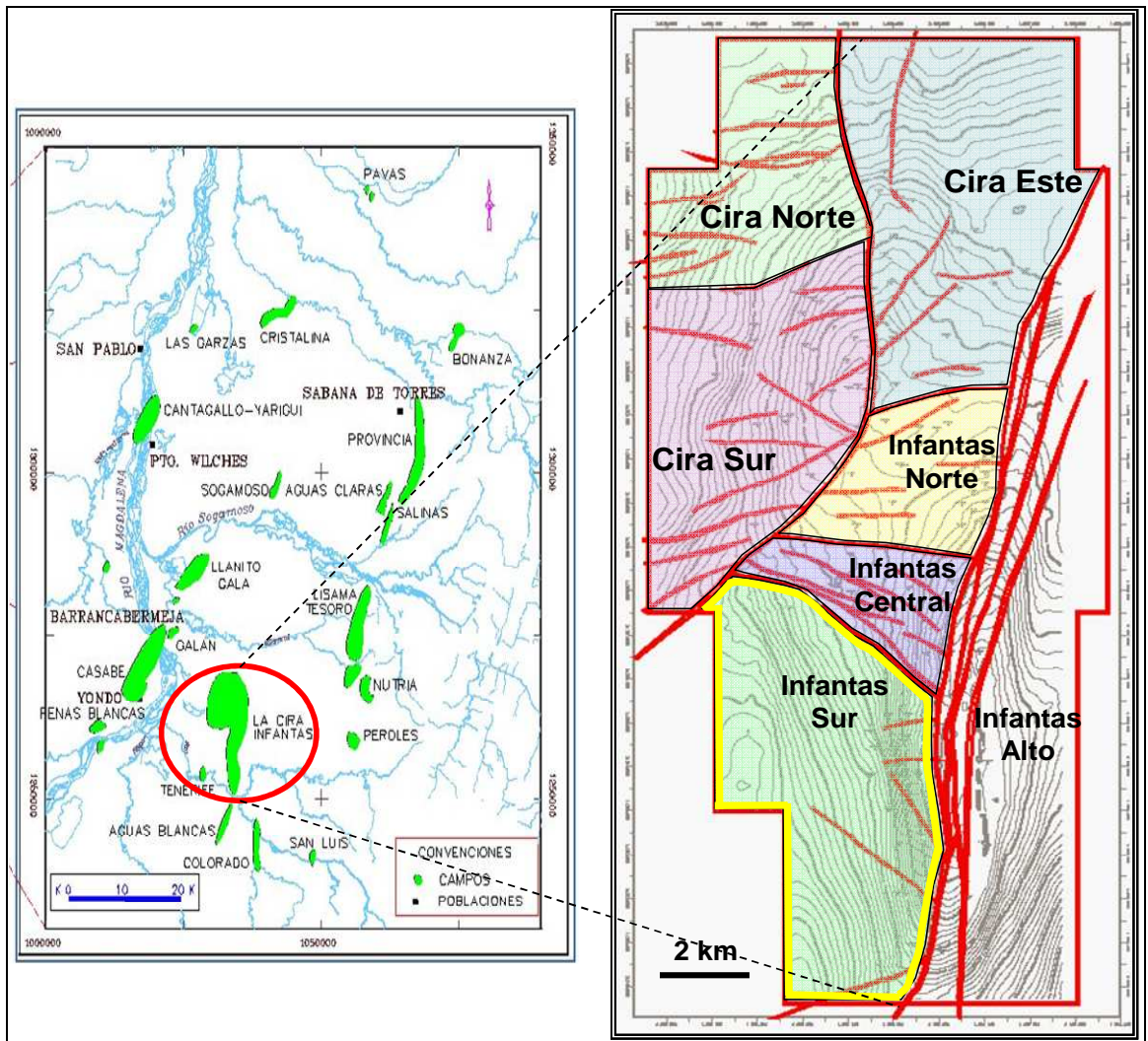


**Fuente:** Modificado de Ecopetrol-ICP (2001) y Gutiérrez (2001).

#### 4.1.1 Área de Estudio

Actualmente el Campo LCI se encuentra dividido en seis áreas operacionales: Infantas Sur, Infantas Central, Infantas Norte, Cira Sur, Cira Este y Cira Norte. El estudio se realizó para el área de Infantas Sur (Figura 2).

**Figura 2.** Áreas operacionales del Campo La Cira Infantas. La zona de estudio corresponde al área Infantas Sur.



**Fuente:** Modificado de Ecopetrol-ICP (2001).

## 4.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO

El Campo La Cira Infantas fue el primer campo petrolero descubierto en Colombia. El pozo Infantas 2 es considerado el pozo que descubrió el Campo y fue perforado el 12 de diciembre de 1917 y completado el 29 de abril de 1918 en la Zona “C” (Fm. Mugrosa inferior), a una profundidad de 1580 pies, obteniendo una producción de 800-1000 barriles por día (Ecopetrol-ICP, 2001).

En el año 1920, la compañía Standard Oil (Tropical Oil Company) adquirió la Concesión de Mares y de esta manera obtuvo las licencias de explotación y desarrollo del Campo (Ecopetrol-ICP, 2001).

A comienzos de 1925, se inició la perforación del pozo LC-58, el cual fue completado en la zona “A” (Fm. Colorado) y comprobó la existencia del anticlinal de La Cira. En ese mismo año, se descubrieron las arenas “116” de la zona “A” mediante la perforación del pozo LC-116. El pozo LC-125 fue el primer pozo productor de zona “B” (Fm. Mugrosa superior) y fue considerado como el descubridor de la zona “C” en la estructura de La Cira. En 1926 se terminó la construcción del oleoducto entre El Centro y el puerto de Mamonal en la costa norte colombiana, lo que permitió continuar con el desarrollo del Campo. En 1931 se considera completo el desarrollo de la zona “C” para la estructura de Infantas, con un espaciamiento promedio entre pozos de 11 acres. A finales de 1940 se habían perforado un total de 675 pozos (Ecopetrol-ICP, 2001).

Tanto en La Cira como en Infantas, inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, de esta manera El Campo alcanzó su producción máxima en 1940, con una producción de 62 mil barriles de petróleo por día (Ecopetrol-ICP, 2001).

En 1951, la Concesión de Mares revirtió a la nación y el Campo pasó a manos de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, quien asumió el manejo de las operaciones de explotación del Campo. Ecopetrol perforó 64

pozos adicionales en la estructura de Infantas durante el período de 1953 a 1957 (Ecopetrol-ICP, 2001).

En 1957, Ecopetrol junto con la compañía Forest Oil Corporation iniciaron la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres. Para finales de 1958 el proyecto abarcaba una extensión de 810 acres (Ecopetrol-ICP, 2001).

Entre 1964 y 1966, Ecopetrol perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo del Área La Cira Norte, considerando el pozo LC-1753 como el descubridor del área. En la década de los años 70, Ecopetrol realizó otros programas de inyección en otras áreas del campo, así como algunos pilotos de inyección de vapor (Ecopetrol-ICP, 2001).

Para finales de la década de los 90 se habían perforado alrededor de 1700 pozos, donde 572 eran productores activos y 60 eran inyectores activos de agua, lo que generaba una producción promedio de 7000 Bpd, con una inyección de agua promedio de 17300 Bwipd. De esta manera se hacía evidente una etapa de agotamiento del Campo (Ecopetrol-ICP, 2001).

En 2003 el campo apenas producía 5.500 barriles día, lo que equivalía al uno por ciento de la producción total del país, sin embargo, el campo se caracterizaba por tener reservas de petróleo “in situ” estimadas en 3.500 millones de barriles con un factor de recobro de aproximadamente 15% (Ecopetrol, 2003).

El potencial y la aparición de nuevas tecnologías llevaron a Ecopetrol a estudiar la posibilidad de “revivir” el campo. De esta manera, en Julio de 2003, Ecopetrol invitó a 8 compañías con reconocida experiencia mundial en el desarrollo de campos maduros, de las cuales, Occidental Petroleum Corporation (OXY) fue la seleccionada para suscribir un acuerdo de intención con el objetivo de analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de

estructurar un proyecto de aplicación tecnológica y recobro incremental de la producción en el campo (Ecopetrol, 2003).

En septiembre de 2005 se firmó el contrato de colaboración empresarial entre Ecopetrol S.A. y Occidental Petroleum Corporation, para realizar un proyecto de recobro secundario por inyección de agua sobre el campo maduro La Cira Infantas.

#### **4.2.1 Proceso de Redesarrollo del Campo La Cira Infantas. Convenio Ecopetrol S.A – Occidental Petroleum Corp.**

##### **4.2.1.1 Fases del Proyecto**

El Proyecto de redesarrollo para el *Campo La Cira Infantas* se llevó a cabo en tres fases principales, de las cuales, las dos primeras se encargaban de analizar la viabilidad económica del proyecto, de tal manera que solo si estas dos primeras fases resultaban exitosas, se continuaba con la tercera.

**Fase 1:** Inició el 22 de Septiembre de 2005, y tuvo una duración de 6 meses, en donde los objetivos principales fueron: la perforación de 10 nuevos pozos entre productores e inyectores, la realización de trabajos de reacondicionamiento para 8 pozos, la toma de registros eléctricos en los pozos y la evaluación de costos de perforación, completamientos y reacondicionamientos; esto permitió obtener mayor entendimiento del yacimiento. Así mismo, se hizo una reinterpretación de las imágenes sísmicas para mejorar el modelo estructural del yacimiento. También se evaluó el impacto social y ambiental que conllevaría el re-desarrollo del Campo.

**Fase 2:** Inició el 17 de abril de 2006 y tuvo una duración de 8 meses, en esta fase se adelantaron pilotos de inyección de agua en determinadas zonas del Campo, en donde los principales objetivos eran conocer el comportamiento del yacimiento, así como la movilidad del aceite y entender mejor la distribución de

las unidades reservorio. Esta actividad incluyó la perforación de nuevos pozos así como algunos trabajos de reacondicionamiento y toma de registros eléctricos de pozos.

Las fases 1 y 2 fueron exitosas, aumentando la producción en más de 6 mil barriles en un año, esto permitió que se diera paso a la fase 3.

**Fase 3:** Es la actual fase de desarrollo del proyecto. Inició el 7 de diciembre de 2006, y su duración está contemplada hasta límite económico de producción del Campo. Su desarrollo correspondió a la ampliación y expansión de los proyectos desarrollados en las fases 1 y 2 para todo el Campo.

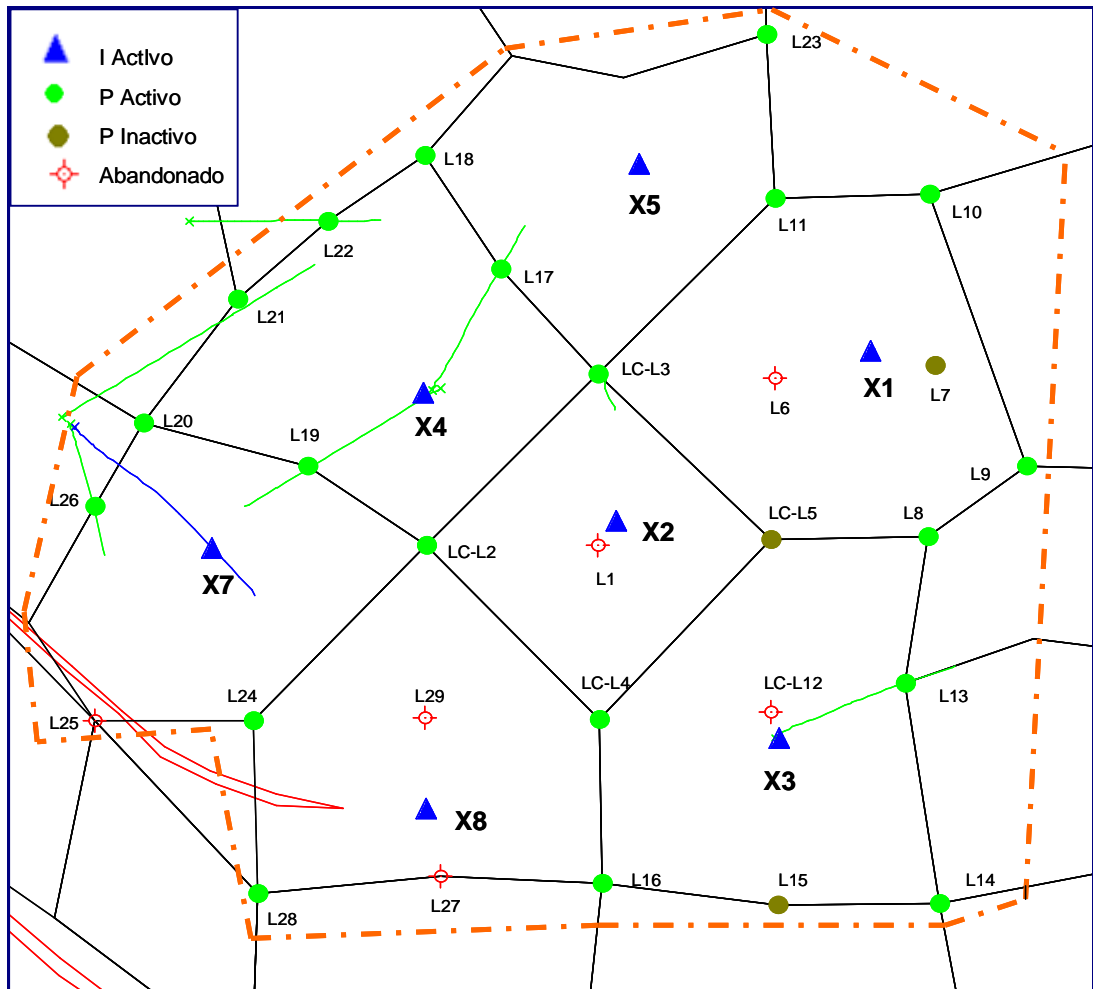
*Actualmente el Campo, ha alcanzado una producción promedio de 26000 Bpd, con una inyección de agua promedio de 193000 Bwipd.*

#### **4.2.1.2 Descripción del proyecto de recobro secundario por Inyección de Agua**

La metodología recobro secundario utilizada actualmente en el campo consiste básicamente en la creación de pozos inyectores nucleando grillas con patrones poligonales, en donde los pozos productores se encuentran en los vértices de dichos patrones (Figura 3). Este proceso permite restablecer la presión de la formación, de tal manera que se genera un arrastre del aceite hacia los pozos productores, obteniendo como resultado un aumento en la producción.

El proyecto de recobro secundario por inyección de agua está enfocado en el desarrollo de la parte inferior de la Formación Mugrosa (unidad operacional Zona C). El actual plan a futuro por parte de Ecopetrol y OXY, es que cuando se haya desarrollado por completo la Zona C, extender el proyecto de recobro a las unidades reservorios superiores Formación Mugrosa superior (Zona B) y Formación Colorado (Zona A).

**Figura 3.** Ejemplo de patrones poligonales de inyección en un sector del campo. Se observan los pozos productores (círculos verdes) en los vértices de los patrones poligonales y nucleados por pozos inyectores de agua (triángulos azules).



Fuente: Garzón (2009).

## **5. MARCO GEOLÓGICO Y TECTÓNICO REGIONAL.**

### **5.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA**

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVVM), donde se encuentra el Campo La Cira Infantas, es una cuenca sedimentaria asimétrica (Figuras 1 y 5) caracterizada por una compleja evolución geológica. Su evolución geológica está conformada por una serie de eventos tectónicos y sedimentarios que le han impreso su morfología y posición actual (Figura 4).

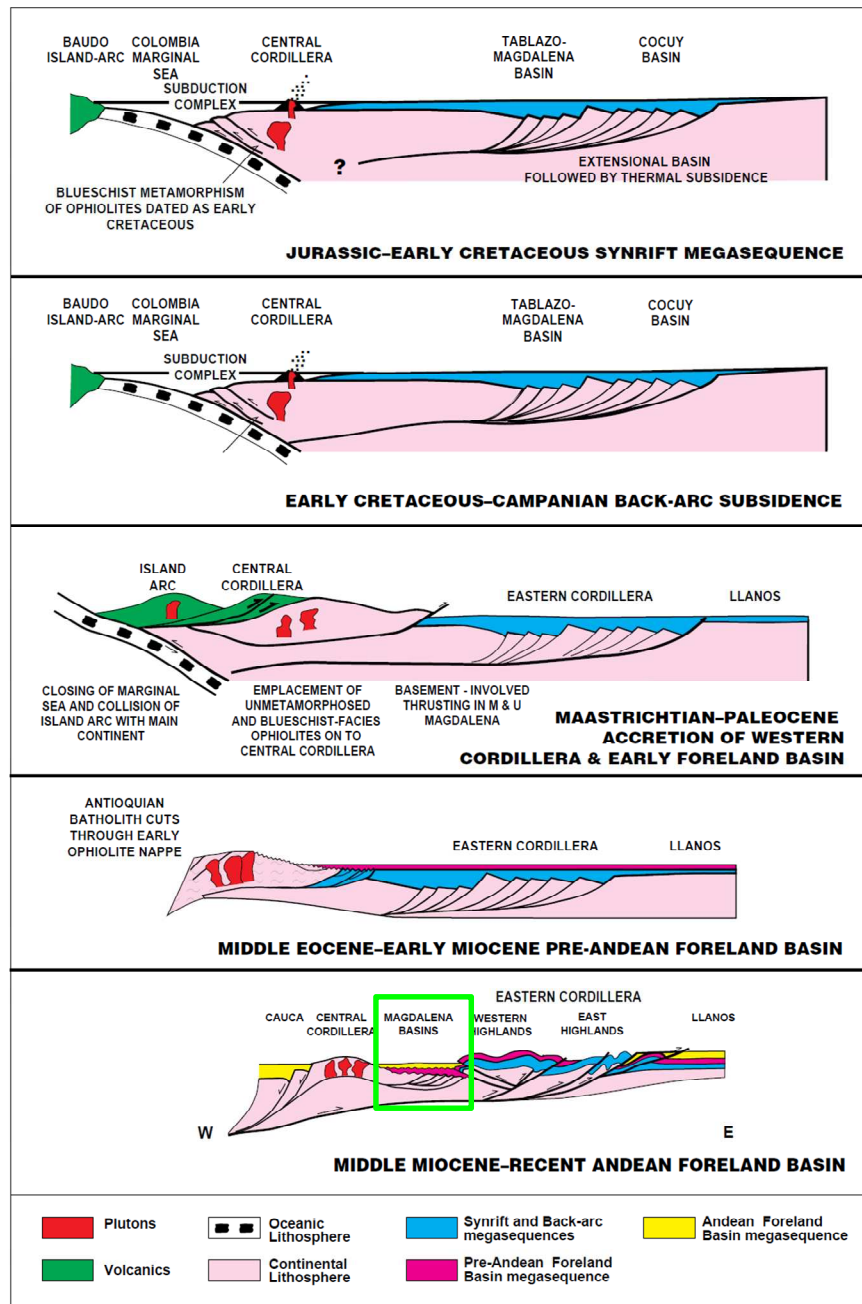
Durante el Triásico-Jurásico y hasta comienzos del Cretáceo, el área de la cuenca actuó como una zona de Rift, con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como cuenca de tras-arco (back arc) detrás de la zona de subducción Andina y donde se presentó depositación principalmente de tipo marino (Cooper et al. 1995).

Durante el Cretáceo Tardío (Campaniano – Maastrichtiano) al Paleoceno, se produjo la acreción de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano a lo largo de una zona de subducción, lo cual generó el levantamiento de la Cordillera Central de sur a norte. Al mismo tiempo comenzó en el área de la cuenca un proceso de deformación de tipo compresivo que produjo esfuerzos con vergencia tectónica hacia el Este (McCourt et al., 1984). Se desarrolló una cuenca de tipo pericratónica, donde posteriormente se rellenó de sedimentos en ambientes transicionales a marinos. La Formación Lisama del Paleoceno representa la regresión final y el abandono de los ambientes marinos.

Durante el Eoceno al Mioceno, el área de la Cuenca del Magdalena y la actual Cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de Antepaís (Foreland) que se rellenó de sedimentos que iban siendo controlados por el continuo levantamiento de la Cordillera Central. En esta etapa la sedimentación pasó a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica) y depositó discordantemente sobre la secuencia Cretácea, en la discordancia regional del Eoceno, la mega secuencia Terciaria que involucra rocas de las formaciones

La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente de sedimentos fue la cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de La Cira y Cáchira.

**Figura 4.** Modelo secuencial de la evolución geológica regional de las cuencas del Valle Medio del Magdalena, la Cordillera Oriental y los Llanos Orientales de Colombia.



Fuente: Cooper et al. (1995).

Finalmente en el Mioceno Tardío - Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera oriental, seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa durante la Orogenia Andina, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes (Figura 4).

Actualmente la CVMM es considerada de tipo intramontana ó intracontinental en forma de semigraben inclinada hacia el Este, con una cobertura sedimentaria de más de 16000 pies (5000 m.) que descansa discordantemente sobre rocas Triásico - Jurásicas. La secuencia sedimentaria representa la sedimentación marina depositada durante el Cretácico y continental en el Terciario, siendo la discordancia regional Eoceno- Paleoceno su división más visible (Dengo et al. 1993).

El Campo LCI se encuentra en la parte media de la Cuenca, la cual se encuentra entre las cordilleras central y oriental de los andes colombianos, limitada al sur por la falla de Cambao y al norte-este por la falla de Bucaramanga (Figura 5).

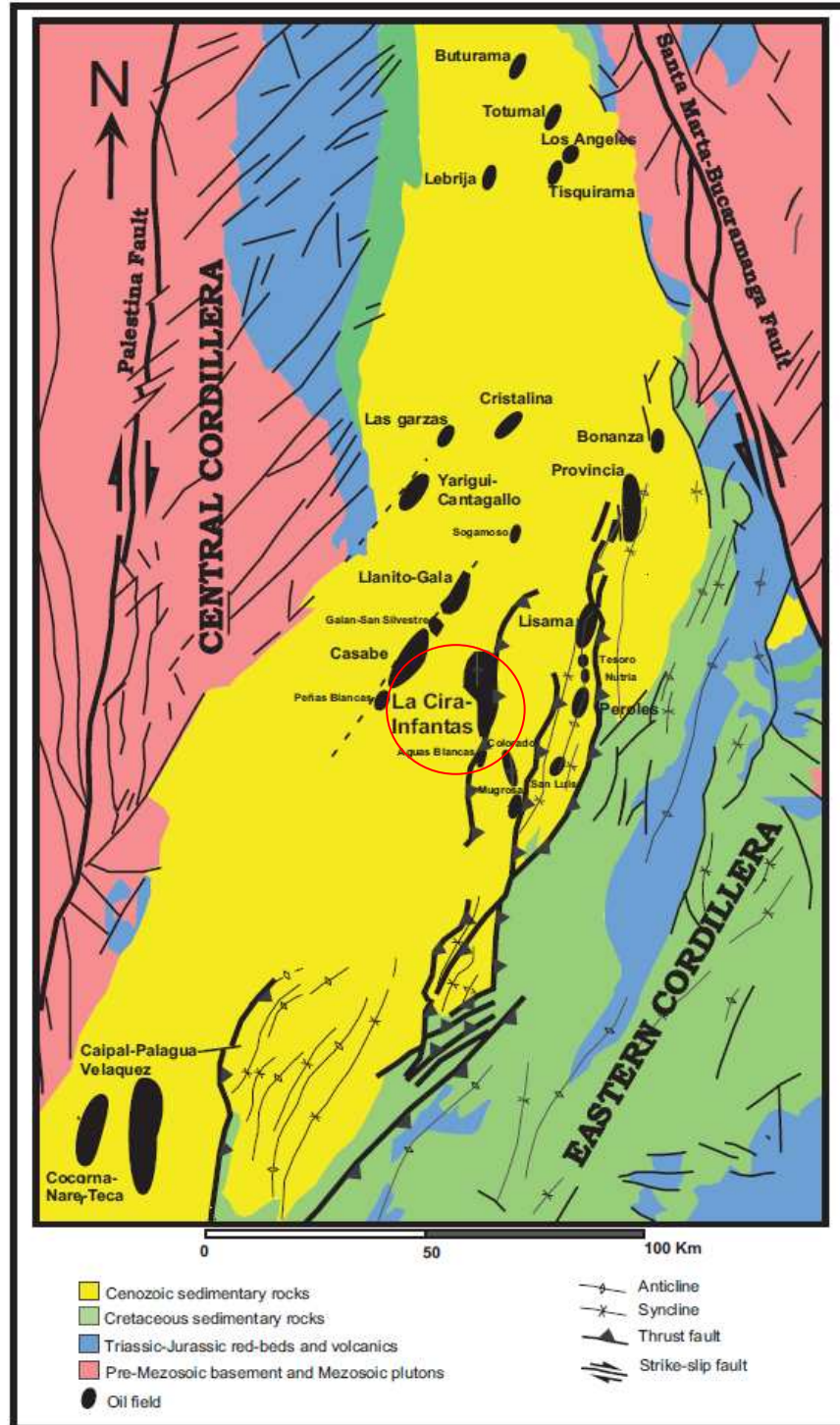
## **5.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

Las fallas y pliegues presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presentan unos rangos de orientación predominante NNE-SSW, y su origen es asociado con la evolución tectónica de las características que limitan regionalmente la cuenca, es decir, las Cordilleras Central y Oriental. Estos rangos son principalmente caracterizados por la vergencia este u oeste del cabalgamiento y la transpresión a lo largo de las principales zonas de fallas de rumbo de Palestina y Bucaramanga-Santa Marta (Montgomery, 1992).

Tres zonas estructurales diferenciadas caracterizan la zona de la CVMM. El margen occidental consta de fallas inversas de alto ángulo, el margen oriental se compone de una zona de fallas de cabalgamiento, y la zona central presenta

una menor complejidad estructural (Figura 5; Suárez, 1997; Restrepo-Pace et al, 1999).

**Figura 5.** Mapa geológico general y campos petrolíferos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Gutiérrez (2001).

### **5.3 ESTRATIGRAFÍA GENERAL**

Las rocas de edad Proterozoica a Paleozoica que constituyen el cuerpo cristalino de Cordillera Central y Oriental, representan el basamento cristalino de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Sobre este basamento, se encuentran una serie de sedimentos continentales Jurasicos, los cuales a su vez los suprayacen rocas calcáreas del Cretáceo de origen marino transicional, y depósitos silisiclásticas continentales fluviales del Terciario. En la figura 6 se presenta la columna estratigráfica general para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El Grupo Girón, de edad Jurásica, es una sucesión heterogénea de estratos rojizos de origen continental con algunas intrusiones volcánicas. Es la unidad sedimentaria más antigua de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y descansa discordantemente sobre el basamento cristalino (Etayo et al., 1983). Estas rocas fueron depositadas en el Rift Jurásico que se desarrolló donde actualmente se encuentran la CVVM y la Cordillera Oriental (Pindell, 1985; Villamil, 1998).

Las areniscas de la Formación Tambor indican el inicio de la depositación Cretácea durante el Valanginiano en la CVVM. Estos estratos descansan discordantemente sobre los estratos rojizos Jurásicos del grupo Girón y fueron depositados en un ambiente continental a transicional (Morales et al., 1958).

Las rocas calcáreas (Calizas Bituminosas) de la Formación Rosablanca, que suprayacen la Formación Tambor, fueron depositadas en condiciones marinas durante el Hauteriviano-Barremiano (Morales et al., 1958). De igual manera, el ambiente marino predominante durante el Barremiano al Santoniano, controló la depositación de las suprayacentes Formaciones Paja (shales negros organicos con abundantes concreciones), Tablazo (calizas con estratos margosos), Simití (shales con intercalaciones de areniscas finas), y La Luna (calizas argílicas). La Formación Umir de edad Campanino - Maastrichtiano se

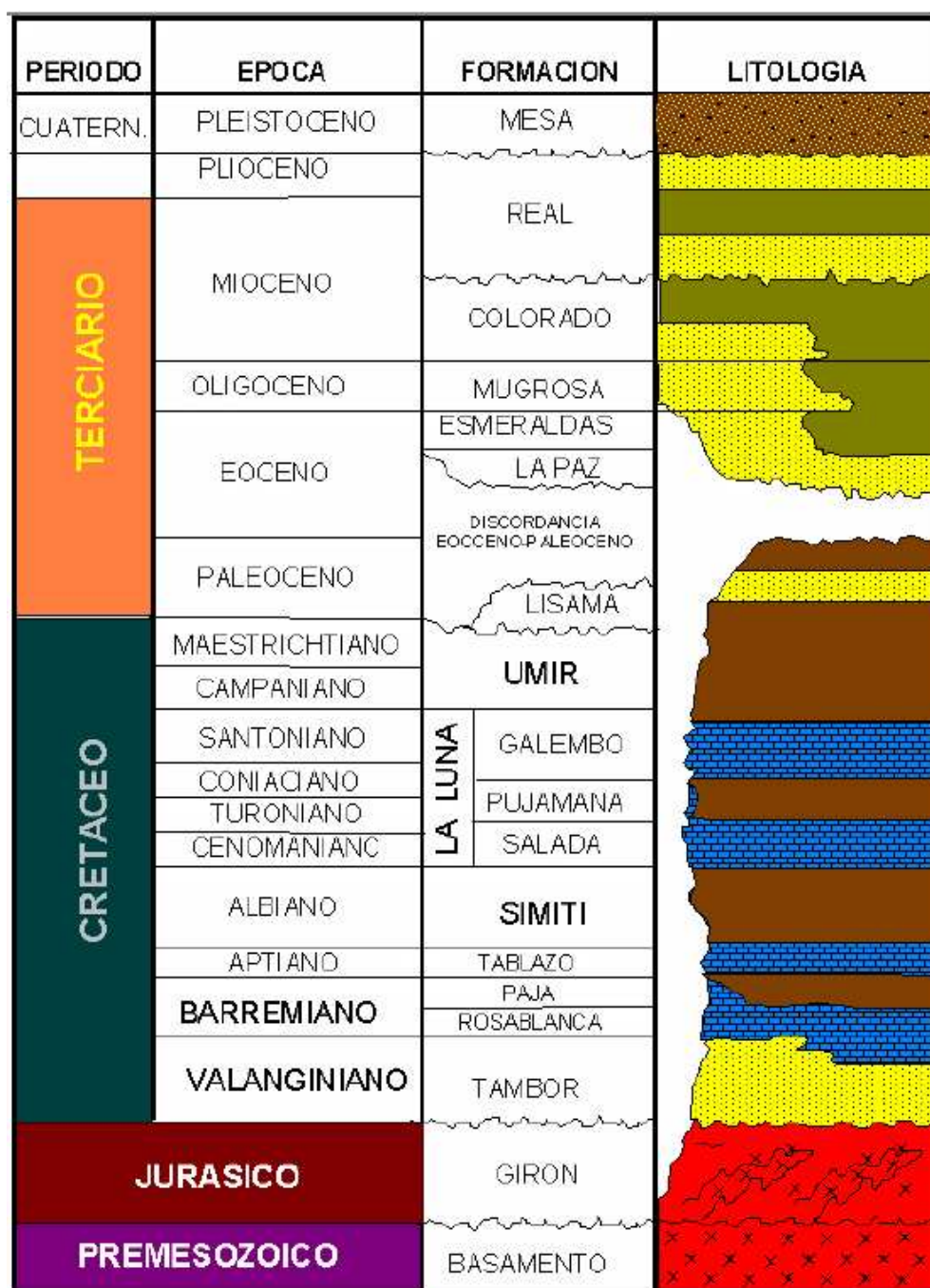
depositó durante una oscilación regresiva del mar, y está compuesta por shales grises de origen marino somero a lacustre con intercalaciones de carbón y areniscas (Morales et al., 1958).

Sobre las formaciones de origen marino del Cretáceo, se presentan las formaciones depositadas durante el Terciario. La columna estratigráfica Terciaria incluye la Formación Lisama (Paleoceno), la cual en el campo LCI ha sido removida por erosión representada por la inconformidad del Eoceno. Luego se encuentran las Formaciones La Paz y Esmeraldas (Eoceno), La Formación Mugrosa (Oligoceno-Mioceno Inferior), La Formación Colorado (Mioceno Inferior-Medio Bajo Mioceno), El Grupo Real (Mioceno Medio a Superior), y la Formación Mesa (Plioceno). Los estratos rocosos de estas formaciones se componen principalmente de rocas silisiclásticas depositadas en un ambiente continental caracterizado diversos sistemas fluviales (Ecopetrol, 2001; Olaya, 1997; Ramon, 1998; Suarez, 1997).

La generación de hidrocarburos en la cuenca está asociada a la secuencia Cretácea. Las principales formaciones generadoras son: la Formación La Luna, en el intervalo de edad Cenomaniano - Santoniano y la Formación Tablazo de edad Aptiano (Mora et al, 1996).

Los reservorios de hidrocarburos en la cuenca incluyen tanto las formaciones de origen marino y no marino del Cretáceo, como las formaciones de origen fluvial del Terciario. Sin embargo, los hidrocarburos han sido comercialmente extraídos y producidos de los reservorios silisiclásticos Terciarios.

Figura 6. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Ecopetrol-ICP (2001).

## 6. GEOLOGÍA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

### 6.1 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO

Los pozos perforados en el campo han revelado una columna estratigráfica que incluye desde rocas Pre-Cretáceas hasta rocas Terciarias (Figura 7). A continuación se presentan las formaciones que se encuentran en el subsuelo del campo LCI.

#### 6.1.1 *Secuencia Pre-Cretácea*

##### 6.1.1.1 Formación Girón (Triásico – Jurásico)

Es la más antigua de las unidades sedimentarias perforadas en el campo y yace discordantemente sobre el basamento; está compuesta por areniscas rojizas y limolitas intercaladas con flujos riolíticos y riolodacíticos y tobas (Ward et al, 1977). Fue perforada por los pozos La Cira-1273, La Cira-1796 y Caño María-1 en la Estructura La Cira.

Debido al carácter discordante angular de la secuencia Cretácea, la cual se hace más espesa hacia el Occidente del Campo y se adelgaza hasta estar ausente en el Oriente, los pozos perforados hacia el extremo oriental del campo pasan directamente del Terciario a la Formación Girón.

#### 6.1.2 *Secuencia Cretácea*

Yace en contacto paraconforme con la secuencia Pre-Cretácea y en algunas partes en contacto fallado, esta secuencia se vuelve más espesa hacia el occidente del campo (Ecopetrol, 2001).

##### 6.1.2.1 Formación Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)

Descansa paraconforme sobre las capas rojizas del Jurásico. Litológicamente está compuesta por areniscas conglomeráticas y lodolitas rojizas grisáceas. Las areniscas, de base a tope de la unidad, fueron depositadas en ambientes

de corrientes de meandros, llanuras deltáicas e intramareales. Fue perforada por los pozos Infantas-1613 y La Cira-1796 donde se reporta como Formación Arcabuco (Ecopetrol, 2001).

#### 6.1.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano – Barremiano)

Yace en contacto transicional con la Formación Tambor. Litológicamente está compuesta por calizas bituminosas grisáceas oscuras; en los pozos se reporta el contenido de oolitos. Fue depositada en una plataforma de carbonatos localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del Cretáceo temprano. Resultados de recientes investigaciones le asignan potencial generador de hidrocarburos. Fue perforada por los pozos La Cira-1085 e Infantas 1613, en éste último tiene un espesor aproximado de 900 pies (274 m) (Dickey, 1992 y Ecopetrol, 2001).

#### 6.1.2.3 Formación Paja (Barremiano – Aptiano)

Litológicamente está compuesta por shales negros ligeramente calcáreos delgadamente laminados, los cuales son ocasionalmente micáceos y limosos. Hacia la base, la formación contiene concreciones de calizas y venas de calcita y las capas de calizas se vuelven más abundantes a medida que se acerca a la infrayacente Formación Rosablanca. Esta formación es fácilmente reconocida por ser una espesa secuencia de shales entre las calizas de las Formaciones Rosablanca y Tablazo. Su espesor en el pozo Infantas-1613 es de aproximadamente 500 pies y se ha sugerido un ambiente de depositación de aguas más profundas que la Formación Rosablanca (Ecopetrol, 2001).

#### 6.1.2.4 Formación Tablazo (Aptiano – Albiano)

Litológicamente consiste de calizas masivas de color gris azulado, shales calcáreos y margas, con predominio de las calizas hacia el tope de la formación, en algunos horizontes contiene pirita. En el pozo Infantas-1613 alcanza un espesor de aproximadamente de 800 pies (243 m). Esta formación

se considera como una excelente roca generadora, y su potencial como roca reservorio se limita a la permeabilidad de fracturas (Ecopetrol, 2001).

#### 6.1.2.5 Formación Simití (Albiano)

Litológicamente consiste principalmente de shales y ocasionalmente presenta capas de calizas y areniscas. La parte alta de la formación está compuesta principalmente por shales grises no calcáreos a ligeramente calcáreos, en algunas partes se encuentran escamas de pescados. Hacia la base de la formación el color del shale cambia a pardo y pardo grisáceo, igualmente el contenido de limo aumenta y ocasionalmente aparecen capas de shale calcáreo con algunas areniscas calcáreas de grano muy fino y glauconita. En el pozo Infantas-1613 esta formación alcanza un espesor de 2100 pies (640 m).

#### 6.1.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)

La Formación La Luna fue caracterizada inicialmente por una secuencia de calizas argílicas cerca a Maracaibo, Venezuela. En la cuenca del Valle Medio del Magdalena se subdividió en tres miembros, de base a tope son: Salada, Pujamana y Galembo (Figura 7).

Esta formación representa el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesta de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Los miembros Galembo y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gasterópodos y escamas de pescado localmente. En el campo, el espesor de la unidad es de 1700 pies (518 m). El miembro Salada fue probado productor por el pozo Infantas 1625.

#### 6.1.2.7 Formación Umir (Campaniano – Maestrichtiano)

Esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas principalmente en frentes de playa y bahías durante un pulso regresivo, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con

potencial almacenador pobre. Esta unidad es demasiado arcillosa y apretada, razón por la cual no muestra la existencia de aceite. En el campo solo se encuentra presente en afloramiento hacia los extremos suroccidental y oriental del campo, pero ningún pozo de los que llegaron al Cretáceo, la perforaron en su espesor total. En el campo, parte de esta unidad ha sido erosionada en la inconformidad del Eoceno (Figura 7).

### **6.1.3 Secuencia Terciaria (Formaciones Productivas del Campo)**

Esta secuencia está compuesta por unidades siliciclásticas y descansa en discordancia angular sobre la secuencia Cretácea.

En el Campo La Cira Infantas, tanto las unidades Cretáceas de origen marino como las unidades Terciarias de origen continental, representan los reservorios de hidrocarburos (Figura 7); sin embargo, el desarrollo se ha enfocado principalmente en las unidades reservorio Terciarias, dejando a las unidades Cretáceas con potencial productivo.

A continuación se presenta una descripción de las unidades que componen la secuencia Terciaria del campo LCI y se hace énfasis de la Formación Esmeraldas, unidad de estudio del proyecto.

#### **6.1.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)**

Esta unidad ha sido removida en el Campo LCI por erosión en la inconformidad del Eoceno Medio. En campos cercanos a LCI, como en el Campo Lisama, ésta formación se presenta en contacto gradacional con la inferior Formación Umir, y litológicamente se compone de shales masivos grisáceos y marrones rojizos con intercalaciones de areniscas de grano fino (Dickey, 1992 y Ecopetrol, 2001).

#### **6.1.3.2 Formación La Paz (Eoceno Medio)**

En el campo gran parte de esta unidad ha sido erosionada en la inconformidad del Eoceno Medio (Figura 7). En el campo litológicamente consiste en shales

moteados grisáceos y marrones intercalados con delgadas capas de areniscas y alcanza un espesor de hasta 320 pies (120 m.) (Dickey, 1992).

### **6.1.3.3 Formación Esmeraldas - Zona D. Unidad de estudio del Proyecto (Eoceno Medio - Superior)**

El término Formación Esmeraldas, fue utilizado por primera vez por los geólogos de la Gulf Oil Company y después publicado por Wheeler en 1935 (Morales, et al., 1958). Su sección tipo está cerca del caserío Esmeraldas, junto al Río Sogamoso, departamento de Santander, y alcanza un espesor de 3930 pies (1200 m). La edad de la formación fue asignada por una serie de fósiles de moluscos de agua dulce al tope de la sección tipo, denominado horizonte fosilífero Los Corros, que datan del Eoceno Superior (Pilsbry et al, 1935). Litológicamente, la sección tipo se ha descrito como una unidad litológica compuesta de areniscas grises y verdosas, de grano fino, con intercalaciones de limolitas y lutitas moteadas de rojo, púrpura y pardo; contiene algunas capas delgadas de carbón (Clavijo et al. 2001).

En el Campo La Cira Infantas, esta unidad no se encuentra tal como está descrita en su sección tipo. Su composición litológica se reduce a una secuencia de lutitas de color gris claro a verdoso intercaladas con capas de areniscas de grano medio a fino, con selección regular a buena y con algunas inclusiones de materia orgánica.

El ambiente de depositación de esta unidad en el área del campo ha sido interpretado como un ambiente fluvial meandriforme, esto implica que la unidad presenta en menor proporción desarrollo de paquetes de arenas y alto desarrollo de arcillas, sin embargo, presenta buena continuidad lateral tanto de los paquetes de arenas como los de arcillas (Ecopetrol, 2001).

Operacionalmente se denomina *Zona D* (Figura 7) y esta subdivide de tope a base en intervalos desde C5-C a D5 (Figura 27), estos intervalos dividen los paquetes o subunidades reservorio de la unidad.

La unidad está presente en todo el campo y presenta un espesor variable de entre 300 y 500 pies (90-150 m), dependiendo del control paleo-geográfico.

Desde que inició la producción del campo alrededor de 1921, esta unidad fue considerada de carácter no productivo, dado que en los pozos perforados en la estructura de la Cira, la unidad presentaba un escaso desarrollo de arenas; sin embargo, se ha observado que hacia el sur, en el área de Infantas, tanto el espesor, como el desarrollo de los paquetes arenosos de la unidad, aumentan; esto fue evidenciado por el pozo Infantas 1274, donde se reportó producción únicamente de facies arenosas de esta unidad (Ecopetrol, 2001).

#### 6.1.3.4 Formación Mugrosa – Zonas B y C (Eoceno Superior – Oligoceno)

Yace concordantemente sobre la Formación Esmeraldas (Figura 7). Generalmente consiste de areniscas depositadas en un ambiente fluvial trezado a meandriforme con procesos de “bedload” y “mixload” asociados con algunos depósitos paludales (Ecopetrol, 2001). El tope de la formación lo determina un paquete de lutita con abundantes fósiles, conocidos como los Fósiles de Mugrosa (Dickey, 1992). En el campo esta formación está subdivida en dos unidades operacionales, la inferior es la Zona C y la superior es el Zona B, separadas por intervalos de lodolitas (Ecopetrol, 2001).

La Zona C está compuesta de areniscas que varían de subarcosas a arcosas de color gris-verdosa, de grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de acrilolita gris verdosa, gris oscura y rojiza (Dickey, 1992), El ambiente de depositación se interpreta como fluvial trezado caracterizado por acumulaciones de canales. Históricamente, el campo ha producido gran parte

del crudo de estas zonas. El proyecto de recobro secundario por inyección de agua que se lleva a cabo actualmente en el campo, se ha centrado en el redesarrollo de esta zona (Dickey, 1992).

*La Zona B* se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones pardas-amarillentas a grises, con intercalaciones de areniscas que varían de subarcosas a arcosas de color gris-verdosa, de grano fino a muy fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. El ambiente de depositación se interpreta de fluvial trenzado a meandriforme, con mayor tendencia meandriforme (Dickey, 1992).

#### 6.1.3.5 Formación Colorado – Zona A (Mioceno Inferior)

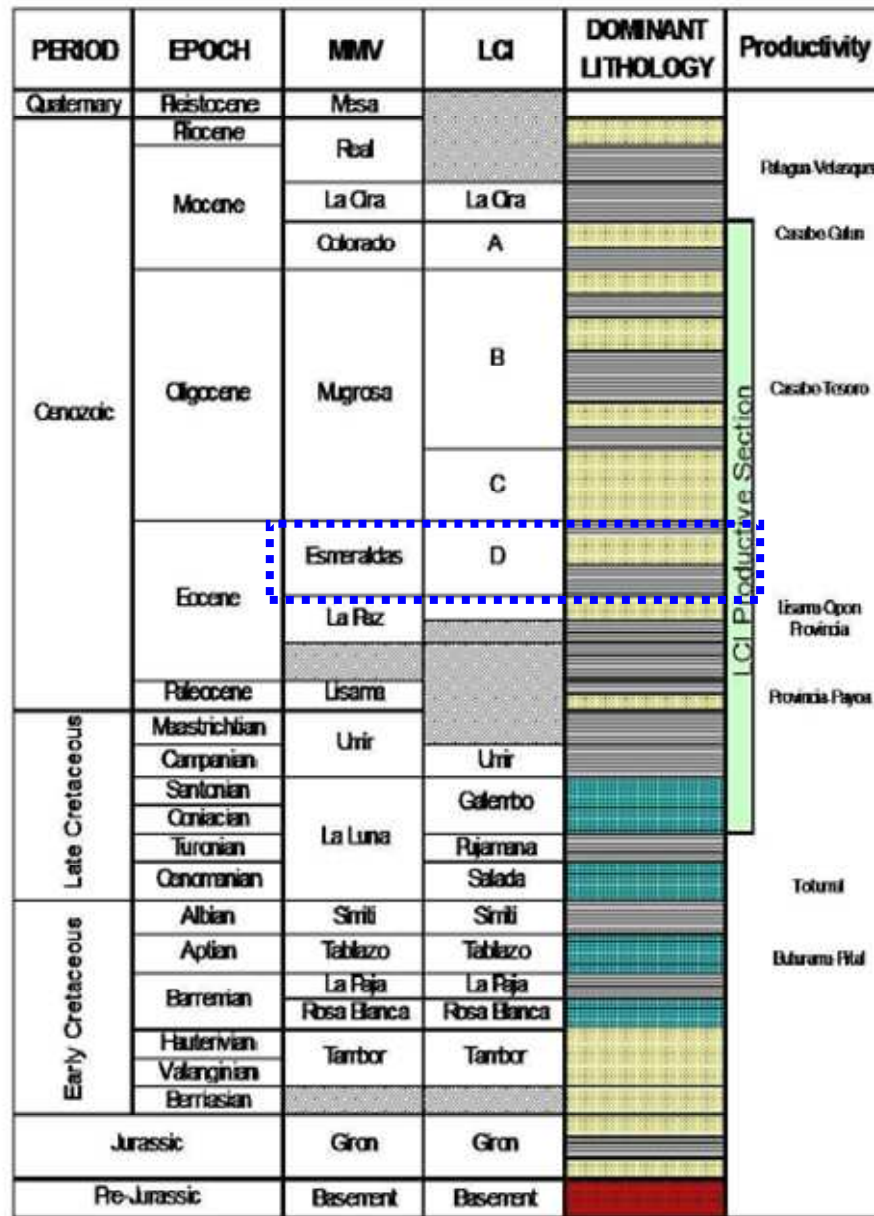
Yace concordante con la infrayacente Formación Mugrosa (Figura 7). Litológicamente está compuesta por lodolitas rojas, grises y púrpura, masivas, interestratificadas con areniscas subarcosas a arcosas de grano fino a medio. El ambiente de depositación se ha interpretado como fluvial trenzado a meandriforme. Al tope de esta formación se puede diferenciar una unidad compuesta de lutitas gris verdosa, sublaminar, micromicacea, con inclusiones carbonaceas y de pirita, con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino, y que aflora en el flanco Noroccidental del Anticlinal de La Cira, esta unidad se ha denominado *La Cira Shale*; aunque en alguna literatura también se le conoce como *Horizonte Fosilífero de La Cira*, debido a la presencia de bivalvos de agua salobre y dulce. El espesor promedio perforado para la Formación Colorado en el campo la Cira es de 1500 pies (450 m) (Ecopetrol, 2001 y Dickey, 1992).

#### 6.1.3.6 Grupo Real (Mioceno – Plioceno)

Este grupo está ausente en el área de influencia del campo (Figura 7). Está compuesta principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales fluviales.

Los depósitos fluviales y aluviales, Plioceno a Reciente, están presentes en la mayor parte de la superficie del Valle Medio del Magdalena. (Ecopetrol, 2001).

**Figura 7.** Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VVM) donde se indican las formaciones presentes y ausentes en el Campo La Cira Infantas y sus respectivas unidades productivas. La Formación Esmeraldas-Zona D, corresponde a la unidad de estudio del actual proyecto.

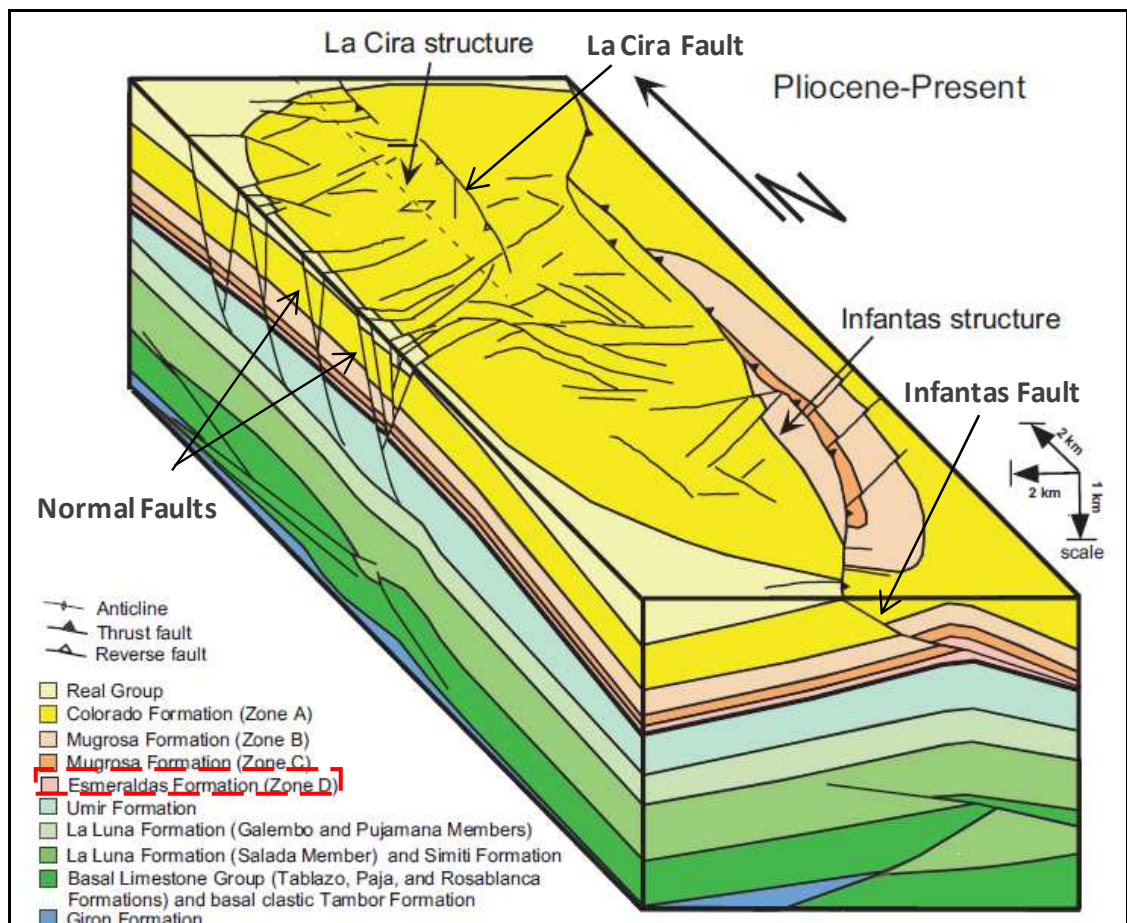


Fuente: Ecopetrol-ICP (2001).

## 6.2 MODELO ESTRUCTURAL DEL CAMPO

El campo LCI está geográficamente ubicado en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena; aunque esta área presenta la zona estructural menos compleja de la cuenca, prevalecen estructuras controladas por esfuerzos de tipo compresivos, donde las rocas Pre-Cretáceas hasta las Terciarias están deformadas formando pliegues muy desarrollados y altamente fallados (Figura 8).

**Figura 8.** Bloque diagrama del campo La Cira Infantas. Se puede observar el anticlinal de Infantas al Sur y el anticlinal de La Cira al Norte-Oeste del campo. Ambas estructuras controladas por fallas inversas, y casi perpendiculares a estas, el desarrollo de fallas normales. El actual estudio para la Formación Esmeraldas se enfocó en la estructura de Infantas, al sur del campo.



Fuente: Gutiérrez (2001).

De acuerdo a Gutiérrez (2001), las heterogeneidades estructurales (pliegues y fallas) se pueden dividir en 2 grupos principales:

- Estructuras del Terciario Temprano.
- Estructuras del Terciario Tardío.

### **6.2.1 Estructuras del Terciario Temprano**

Imágenes sísmicas recientes indican que la secuencia Cretácea debajo de la inconformidad del Eoceno está altamente plegada, fallada y erosionada (Figuras 9). La principal estructura para la secuencia Cretácea es un largo anticlinal alongado en dirección norte-sur. El flanco occidental de la estructura es extensivamente cortado por fallas que generaron una serie de pliegues asimétricos (Figuras 8 y 9).

### **6.2.2 Estructuras del Terciario Tardío**

Representan las estructuras que afectan a la secuencia Terciaria, donde se incluye la Formación Esmeraldas-Zona D, unidad de estudio del actual proyecto. A continuación se presentan los principales rasgos estructurales del área.

#### **6.2.2.1 Anticlinal de La Cira**

La estructura de La Cira es un pliegue anticlinal asimétrico que forma un suave domo, cuya cresta se encuentra a 4 km al oeste de la Falla de Infantas y al norte-oeste del anticlinal de Infantas (Figuras 8 y 10). La estructura tiene una longitud aproximada de 9 Km y un ancho de 6 Km. Presenta un cabeceo hacia el norte y al sur. El eje del anticlinal está orientado aproximadamente norte-sur y es paralelo a la falla inversa de La Cira, la cual presenta una vergencia hacia el occidente y corta al pliegue en el flanco oriental. Hacia el oriente de esta falla y hasta la Falla de Infantas, se genera una suave curvatura negativa en forma de "U" a manera de sinclinal (Figura 10; Gutierrez, 2001).

Las capas en el flanco occidental del pliegue presentan buzamientos entre 10° a 15° y están altamente fracturadas por varias fallas normales casi perpendiculares a la falla inversa de La Cira. El flanco oriental del pliegue, se encuentra fallado en menor proporción (Figuras 8 y 10).

#### **6.2.2.2 Anticlinal de Infantas**

La estructura de Infantas es un pliegue anticlinal fallado inversamente a lo largo de su cresta por la denominada Falla de Infantas (Figura 8, 9b y 11). Esta falla causa el levantamiento y la erosión parcial del flanco oriental. El flanco occidental del pliegue se encuentra fracturado por fallas normales casi perpendiculares a la falla inversa de Infantas (Figura 10). Estudios recientes indican que en el flanco oriental del anticlinal, el plano de la Falla de Infantas se desliza en la base de la secuencia Terciaria y no afecta a la secuencia Cretácea (Figura 8 y 9b; Gutierrez, 2001).

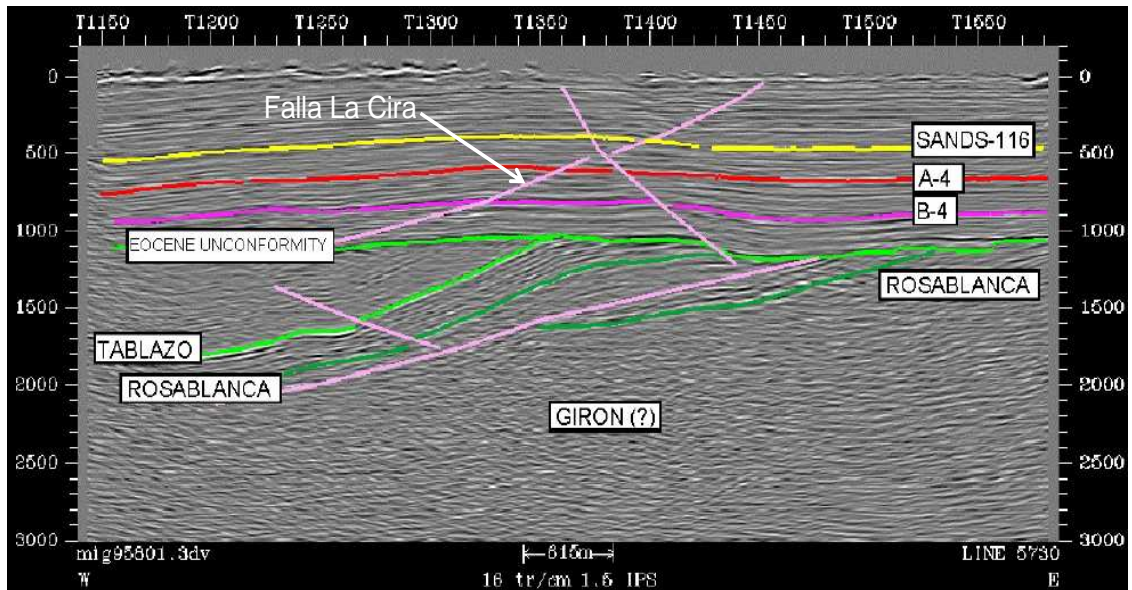
Las capas presentan buzamientos entre 35° a 40°, generalmente los buzamientos de las capas en el flanco occidental del anticlinal son más altos que los del flanco oriental (Fig 9b). El eje del anticlinal está orientado N-S a N10E y se puede seguir por una distancia de aproximadamente 12 Km con un ancho de 2-2.5 km.

Estructuralmente el anticlinal de Infantas se encuentra más alto que el anticlinal de La Cira (Figuras 10 y 11).

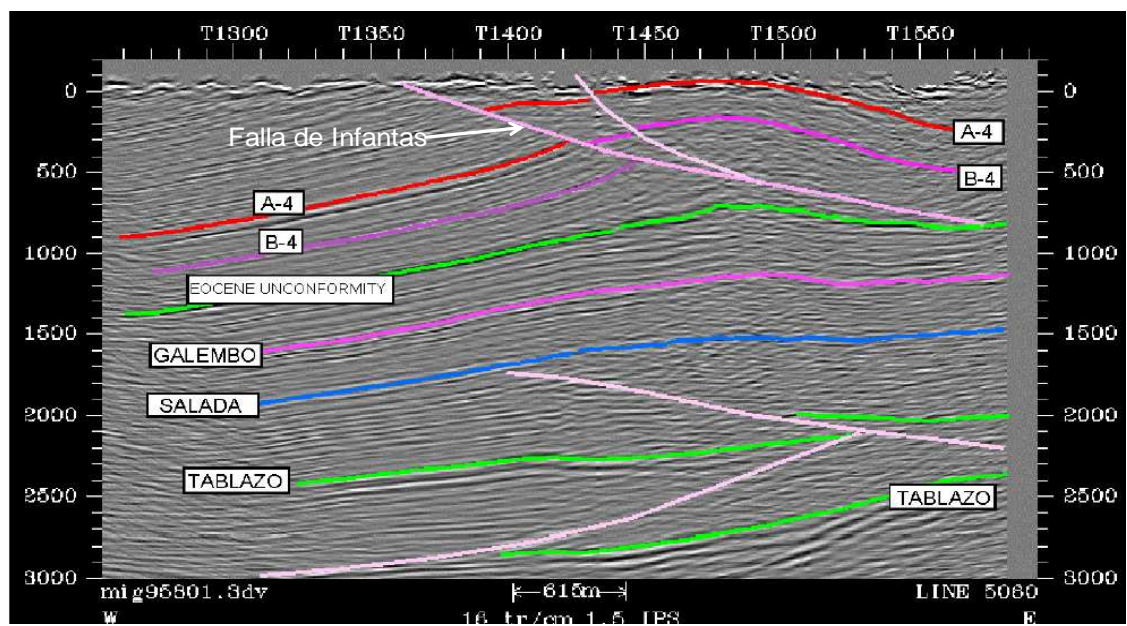
La zona que corresponde al actual estudio de las subunidades reservorio de la Formación Esmeraldas se encuentra controlado por esta estructura.

**Figura 9.** Imágenes Sísmicas del campo LCI **a)** Imagen sísmica E-W a través de la estructura de La Cira. Se observa altamente plegada, fallada y erosionada la secuencia Cretácea debajo de la Inconformidad del Eoceno. En contraste la secuencia Terciaria muestra una mínima deformación. **b)** Imagen sísmica E-W a través de la estructura de Infantas. Se observa la secuencia Cretácea plegada y fracturada. La secuencia Terciaria presenta una alta deformación y es cortada por una falla inversa importante, La Falla de Infantas. Esta falla se desliza por la base de la secuencia Terciaria y no afecta a la secuencia Cretácea.

**a)**

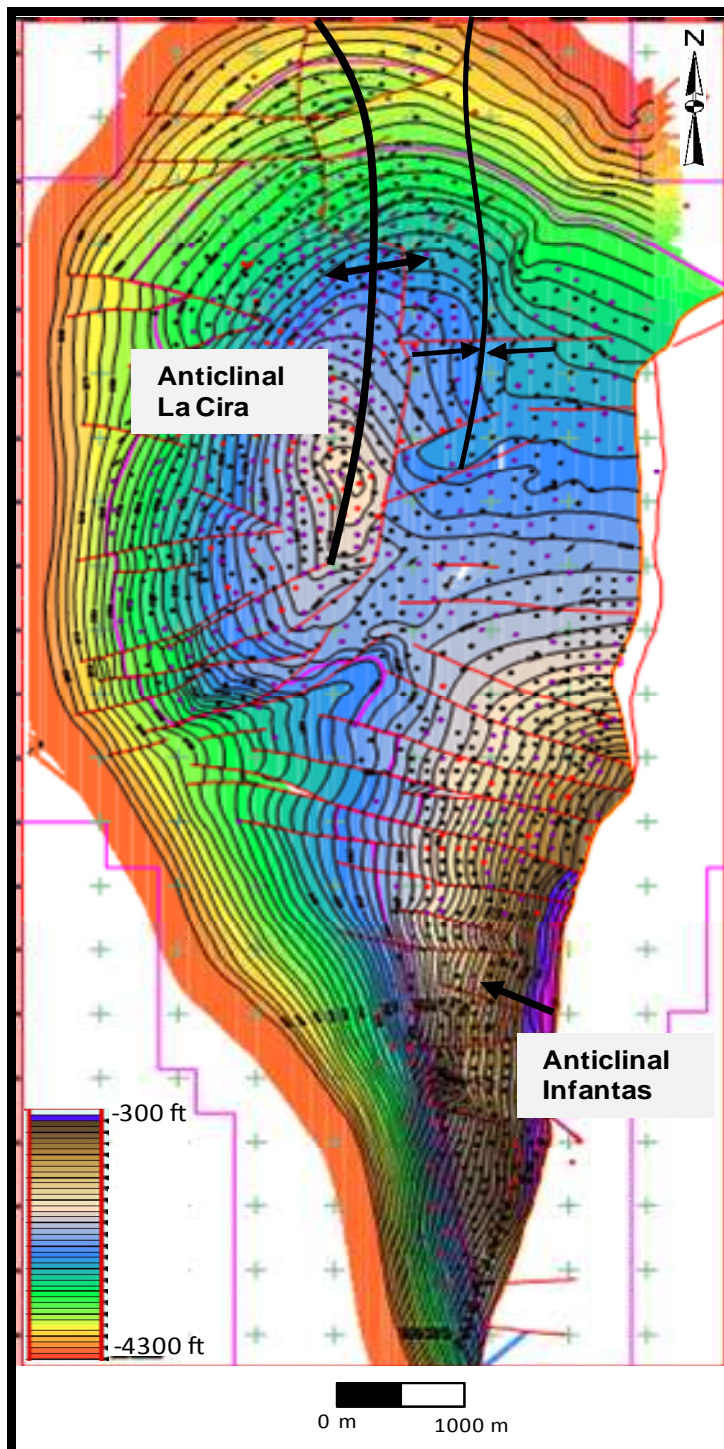


**b)**



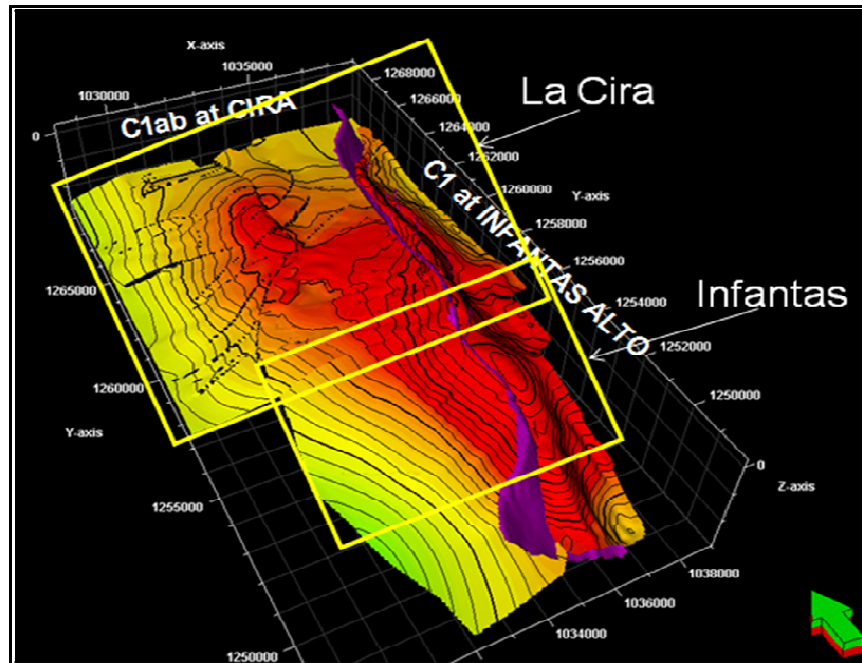
**Fuente:** Gutiérrez (2001).

**Figura 10.** Mapa estructural al tope de la unidad operacional Zona C (Fm. Mugrosa). Las líneas rojas representan las fallas y los puntos los pozos del campo.



**Fuente:** Modificado de Ecopetrol (2001).

**Figura 11.** Modelo estructural tridimensional del campo al tope de la unidad operacional Zona C (Fm. Mugrosa). Los colores rojos indican posiciones estructurales más altas, el plano de color morado representa la falla inversa con vergencia al Este, denominada Falla de Infantas.



Fuente: Ecopetrol (2001).

### 6.2.2.3 Falla La Cira

Es una falla inversa con buzamiento de  $70^{\circ}$  -  $80^{\circ}$  a l oeste y rumbo N-S, con un salto de falla de 200-300 pies (60-90 m). La falla está localizada en la parte central del pliegue anticlinal de La Cira y aflora en superficie (Figuras 8, 10 y 12). El plano de falla corta a toda la secuencia Terciaria alcanzando la inconformidad del Eoceno (Figura 9a) sin afectar drásticamente a la secuencia Cretácea. En trabajos anteriores esta falla era denominada como plegamiento de Wheeler.

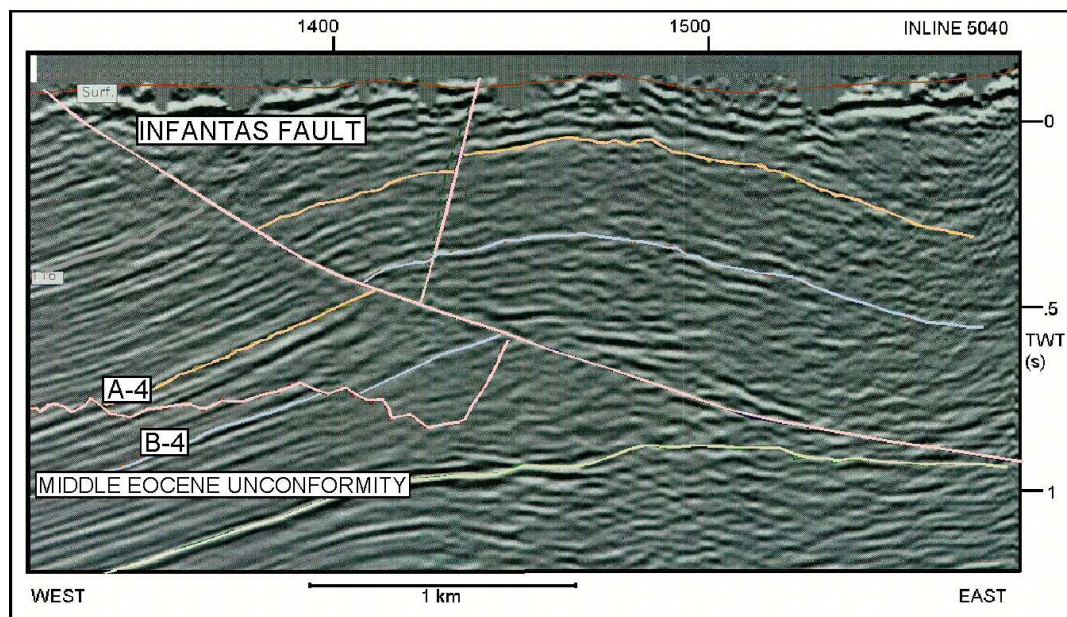
### 6.2.2.4 Falla de Infantas

Comprende un sistema de fallas inversas con buzamiento  $50-60^{\circ}$  al Este, con rumbo entre N-S y  $N30^{\circ}E$  y con un salto de falla de hasta 700 pies (213 m). La

falla se localiza al Este del campo y corta al pliegue anticlinal de Infantas, lo que causa el levantamiento del flanco oriental del pliegue, formando el denominado Alto de Infantas. A su vez, esta falla representa el límite oriental del campo.

Estudios recientes de sismica 3-D, han demostrado que en el campo LCI, la falla se desliza en la base de la secuencia Terciaria, justamente encima de la inconformidad del Eoceno, y no afecta a la secuencia Cretácea (Figuras 9b, 11 y 12).

**Figura 12.** Imagen sísmica E-W sobre la estructura de Infantas donde se observa el comportamiento vertical de la falla inversa de Infantas.



**Fuente:** Gutiérrez (2001).

### 6.2.2.5 Fallas Normales

Los anticlinales de La Cira e Infantas están cortados por fallas normales casi perpendiculares a las fallas inversas de La Cira e Infantas, donde se reconocen dos patrones principales, un patrón longitudinal y otro oblicuo (Figura 14). En muchos casos, estas fallas han constituido los límites de las áreas operacionales del campo. (Gutiérrez, 2001).

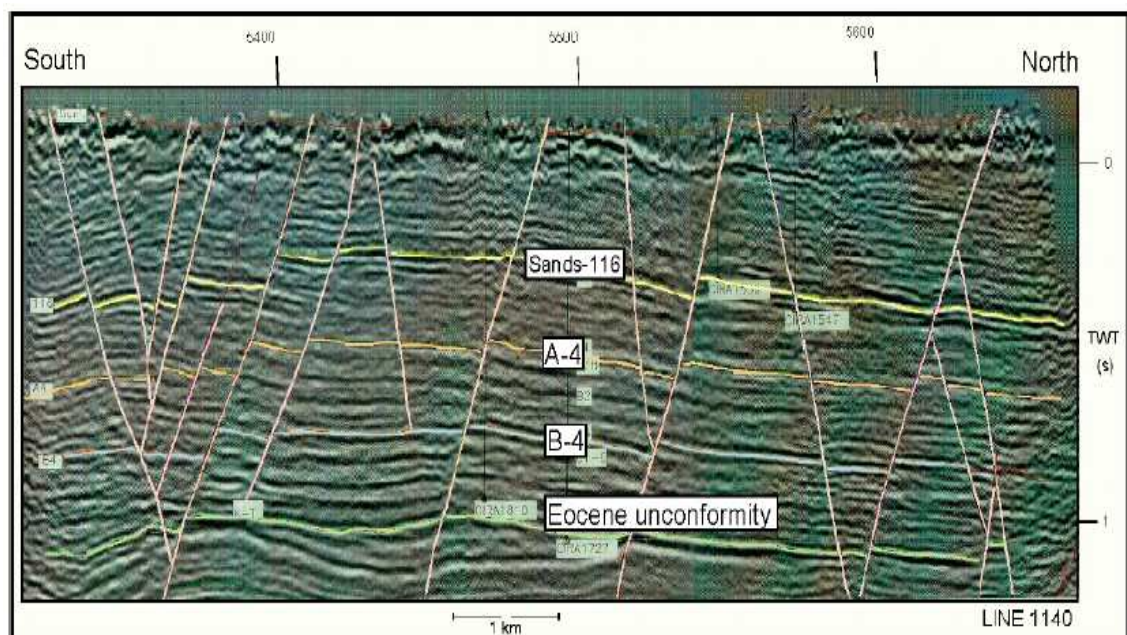
➤ Fallas con patrón longitudinal

Presentan un rumbo E-W y un buzamiento de alto ángulo con vergencia norte-sur (Figura 13). La orientación principal de estas fallas es perpendicular a las fallas inversas y a los ejes de los pliegues (Figura 14). Estas fallas cortan toda la secuencia Terciaria alcanzando la inconformidad del eoceno y las rocas subyacentes de la secuencia Cretácea (Figura 13). Se encuentran en mayor proporción en el área Norte de la estructura de La Cira y al Norte y Sur de la estructura de Infantas; en ambas estructuras en los flancos occidentales de los pliegues (Gutiérrez, 2001).

➤ Fallas con patrón oblicuo

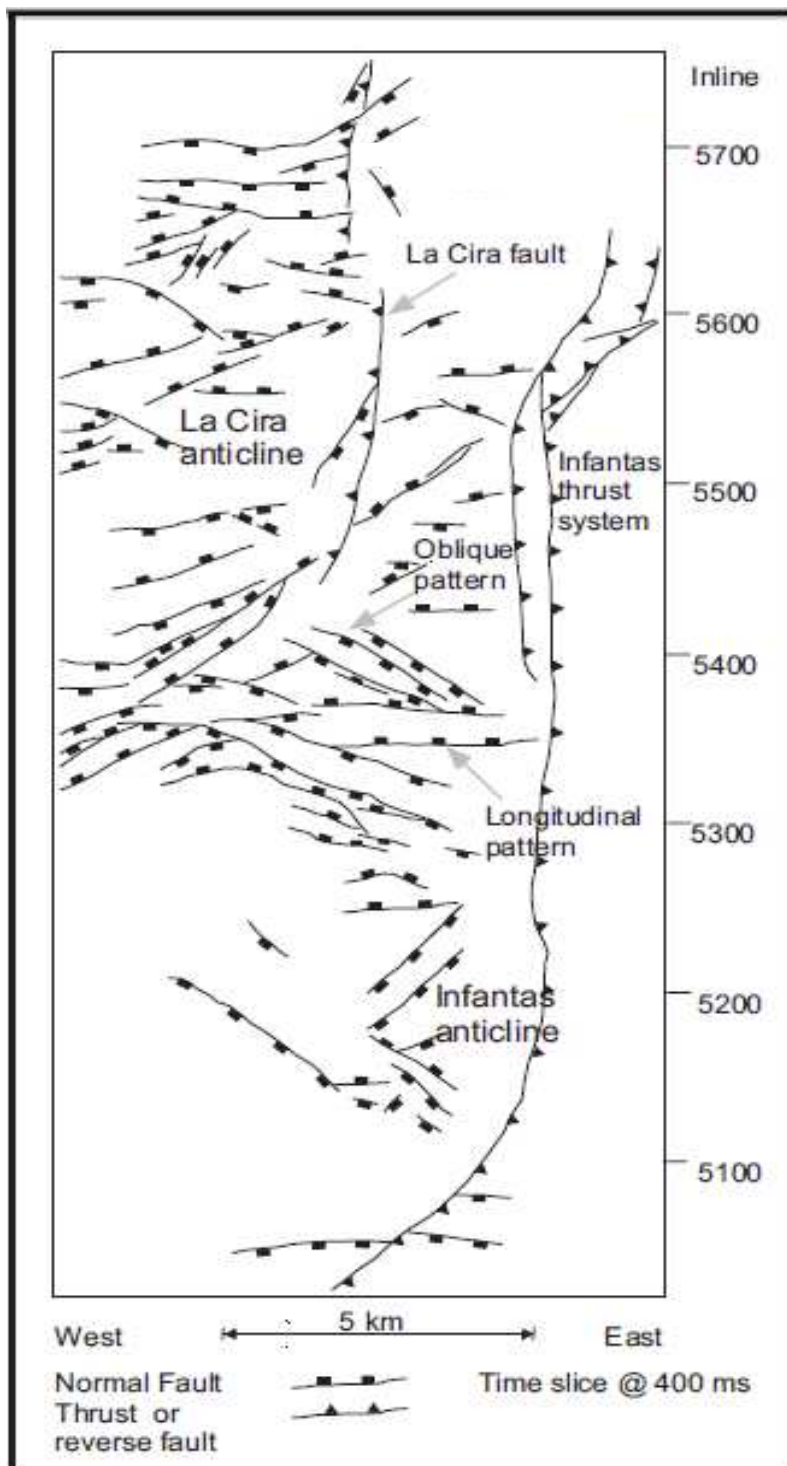
Este grupo está compuesto por un set de fallas normales están orientadas entre 0 y 30° y presentan buzamientos que varían desde NNW-NNE hasta SSW-SSE (Figura 14; Gutiérrez, 2001).

**Figura 13.** Imagen sísmica S-N en el flanco occidental del anticlinal de La Cira mostrando el comportamiento de las fallas normales.



Fuente: Gutiérrez (2001).

**Figura 14.** Patrones estructurales de las fallas presentes en el campo La Cira Infantas.

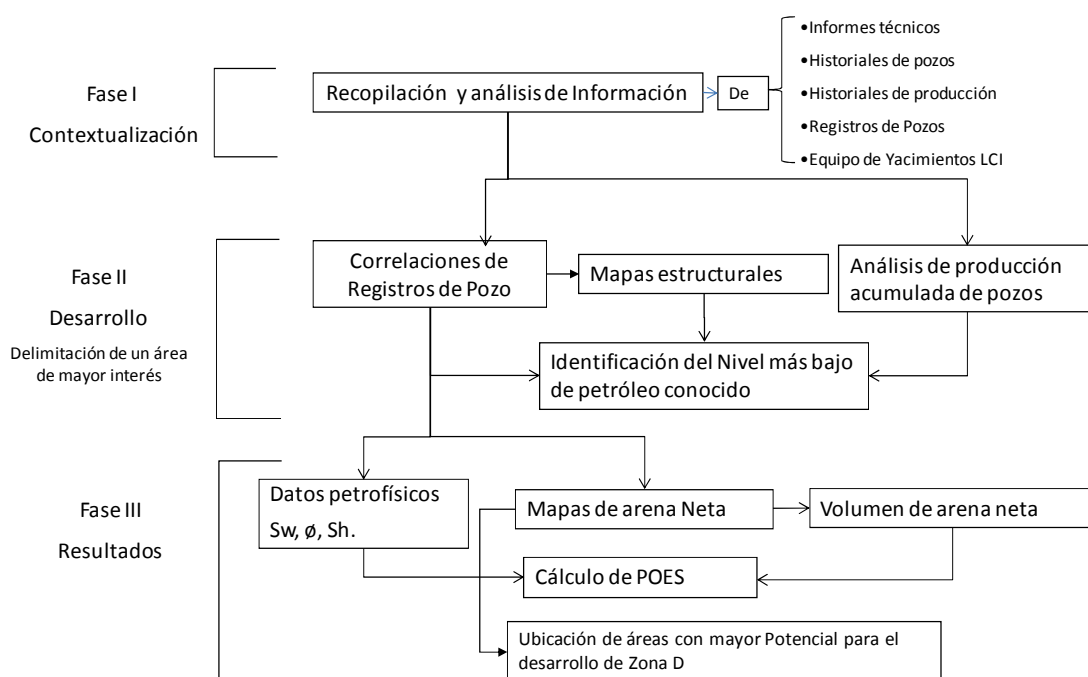


**Fuente:** Gutiérrez (2001).

## 7. METODOLOGÍA Y DESARROLLO DE ACTIVIDADES

La metodología que se llevó a cabo durante la realización del proyecto se dividió en 3 fases principales: Fase de Contextualización, Fase de Desarrollo y Fase de Resultados (Figura 15).

**Figura 15.** Diagrama de flujo de la Metodología que se llevó a cabo en la realización del proyecto.



Fuente: Autor

### 7.1 FASE I – CONTEXTUALIZACIÓN

La etapa inicial de esta fase, presentada en los capítulos 4, 5 y 6, consistió en obtener conocimiento general del campo La Cira Infantas; esto incluyó la comprensión de la situación geológica del yacimiento y el entendimiento de los diferentes procesos de desarrollo del campo. Esta información se obtuvo a través de diferentes publicaciones e informes técnicos presentados por las compañías que han operado el campo: Tropical Oil, Ecopetrol y Occidental.

La siguiente etapa de esta fase de contextualización, que se presenta a continuación, se enfocó en la recopilación, clasificación y análisis de información, que permitió establecer las bases para el estudio de la continuidad de las subunidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D).

### **7.1.1 Recopilación y Análisis de Información**

Se efectuó una extensa búsqueda de información, en la que se realizaron consultas al personal del equipo de Yacimientos y a las diferentes bases de datos de la compañía. El objetivo era encontrar informes históricos o de estudios hechos a la formación, pozos que hubieran perforado la unidad, historiales de producción acumulada, e información que permitiera realizar un óptimo análisis a la unidad de estudio.

#### **7.1.1.1 Información de Estudios Previos**

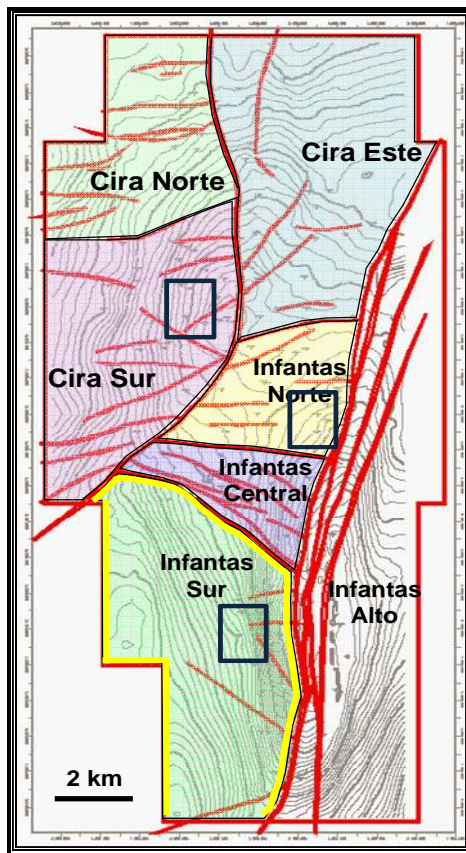
Desde el inicio de producción del campo, la Formación Esmeraldas (Zona D) fue considerada como no productiva o escasamente productiva; debido a esto, son muy pocos los estudios realizados con el propósito de entender el comportamiento geológico de esta formación en el campo.

Dentro de los estudios existentes, se encuentra uno elaborado en el año 2004, en el que Ecopetrol, en un intento por entender la distribución de la Zona D, planteó la propuesta de un piloto de perforación. Los objetivos de este piloto consistían principalmente en probar las areniscas reservorio para determinar la presencia de petróleo, evaluar la productividad, determinar el contacto agua-petróleo y obtener mayor información de la distribución de los paquetes de areniscas reservorios de la Zona D para todo el campo. Sin embargo, en el año 2005, Occidental y Ecopetrol firmaron el acuerdo de colaboración empresarial; debido a que el objetivo principal del acuerdo fue el desarrollo de la Fm. Mugrosa (Zona C), la propuesta del piloto nunca se llevó a cabo. Finalmente, esto conllevó a que los estudios sobre la Formación Esmeraldas (Zona D) se

suspendieran, y esta continuó sin suficiente información para entender su comportamiento geológico en el campo.

En el transcurso del año 2006, durante la segunda fase de evaluación de viabilidad del proyecto por recobro secundario en el campo, (capítulo 4.2.1), Ecopetrol y Occidental ejecutaron un piloto de inyección que incluyó la perforación de pozos nuevos en tres diferentes áreas del campo; una de estas áreas se encuentra dentro de la zona de estudio del actual proyecto (Figura 16). Como resultado de este piloto, los registros de los pozos perforados dentro del área de estudio, revelaron que la Zona C, principal y usual zona productiva del campo, estaba saturada de agua, y la Zona D estaba saturada de petróleo. Estos resultados reiteraron la importancia de estudiar a fondo esta unidad.

**Figura 16.** Localización en el campo de los pilotos de inyección de agua. El polígono amarillo corresponde al área de estudio. Los cuadros negros representan los lugares dónde perforaron nuevos pozos. Dentro de Infantas Sur, encontraron saturaciones significativas de petróleo en la Formación Esmeraldas (Zona D).



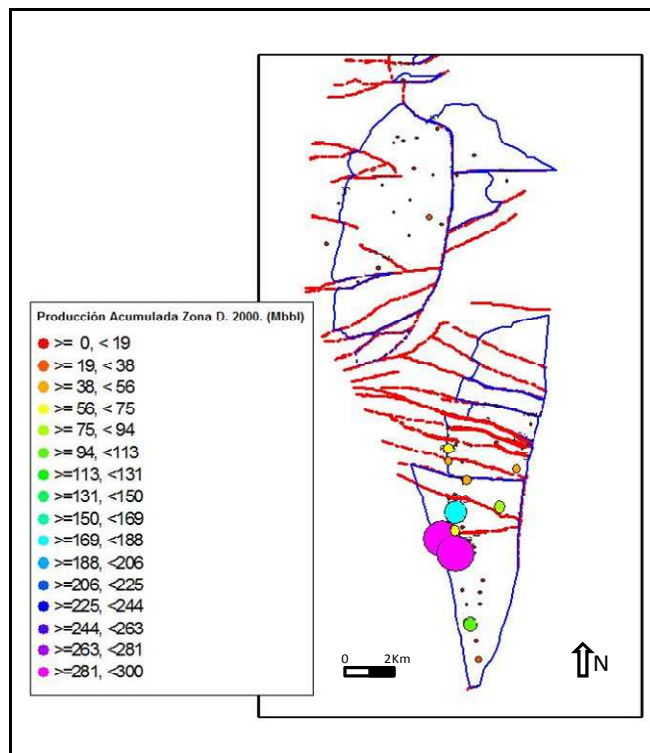
**Fuente:** Modificado de Ecopetrol-ICP, 2001.

### 7.1.1.2 Información de Producción Acumulada de la Formación

Se encontró un registro histórico de producción acumulada de la formación hasta el año 2000, donde se demuestra la capacidad productiva de las areniscas reservorio de la Fm. Esmeraldas (Zona D) en el campo.

La producción acumulada presentada en el mapa de burbujas (Figura 17), proviene de pozos que extraen petróleo únicamente de las subunidades reservorio de la Zona D (Fm. Esmeraldas). Se observa una mayor productividad hacia el sur del campo, principalmente en el área de Infantas Sur (Figura 17), sector que corresponde a la zona de estudio del actual proyecto. Es posible que existan otros pozos que producen de Zona D, pero la producción está combinada con la de Zona C, así que no es posible determinar cuánto produce solo de Zona D.

**Figura 17.** Mapa de producción acumulada para Zona D. Los círculos representan los valores de producción acumulada en millones de barriles hasta el año 2000 en pozos que han producido únicamente de Zona D (Fm. Esmeraldas). Se observa una mayor producción acumulada hacia el sur del campo.



Fuente: Ecopetrol, 2000.

### 7.1.1.3 Información de Pozos

A comienzos del desarrollo del campo, muchos pozos perforados en el área de La Cira reportaron para la Fm. Esmeraldas (Zona D) un alto contenido de arcillas y bajo desarrollo de arenas. En consecuencia, la formación fue considerada como no productiva o escasamente productiva; esto significó que una gran cantidad de pozos detenían la perforación cuando llegaban al tope de la formación, dejando los intervalos más profundos y potencialmente productivos, sin pruebas y sin información.

Sin embargo, la escasez de información existente sobre la formación, se debe también a que entre los años 1920-1970, cuando fueron perforados la mayoría de los pozos del campo, las técnicas en registros eléctricos estaban desarrollándose y aún eran muy precarias. Como consecuencia, una gran cantidad de pozos no pudieron registrar información completa del yacimiento.

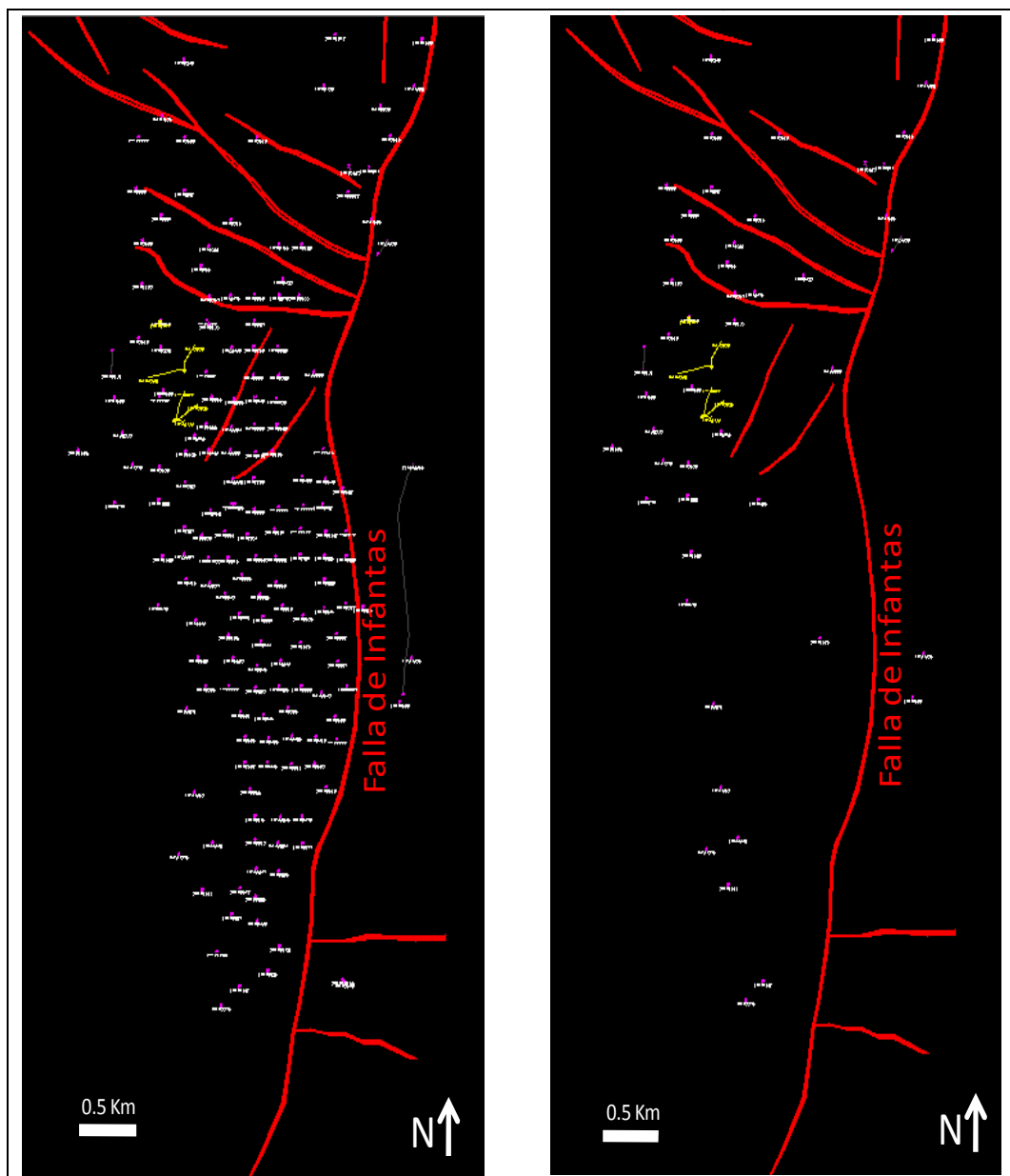
Debido a las circunstancias mencionadas anteriormente, se decidió que inicialmente se realizaría la búsqueda de pozos que hubiesen atravesado la Formación Esmeraldas (Zona D) en su totalidad, sin tener en cuenta los tipos de registros corridos en cada pozo. Los resultados revelaron que dentro del área de estudio, 180 pozos atravesaron la unidad (Figura 18 izq.).

Posteriormente, se hizo una revisión de los tipos de registros corridos en cada pozo, con el fin de seleccionar pozos que tuvieran registros que arrojaran información sobre el yacimiento y que fueran útiles para realizar correlaciones estratigráficas. Es decir, que permitieran interpretar litologías, identificar límites y espesor de las capas, determinar saturaciones de fluidos, medir porosidades, entre otras características propias del yacimiento; los registros corridos en hueco abierto (open hole) proporcionan dicha información.

De esta manera fueron seleccionados 53 pozos (Figura 18 der.). Cada uno de estos, presenta registros corridos en hueco abierto (open hole) e incluyen

registros de Potencial Espontaneo (SP), Rayos Gamma (GR), Resistividad y en algunos casos, registros de Densidad y Neutrón. Cabe resaltar que los 53 pozos seleccionados, corresponden a los pozos utilizados en las correlaciones estratigráficas y estructurales. (Capitulo 7.2.1).

**Figura 18.** Mapas del área de estudio con los pozos seleccionados para el desarrollo del proyecto. Las líneas rojas representan las principales fallas al tope de la Fm. Mugrosa. El mapa de la izquierda presenta los 180 Pozos que atravesaron la Fm. Esmeraldas. El mapa de la derecha presenta los 53 Pozos seleccionados de los 180 pozos que atravesaron la Fm. Esmeraldas y que tienen registros eléctricos útiles para correlacionar estratigráficamente.



Fuente: Autor

## **7.2 FASE II – DESARROLLO. DELIMITACIÓN DE UN ÁREA MAYOR DE INTERÉS**

La segunda Fase, que se presenta a continuación, corresponde a las actividades desarrolladas a partir de la integración de la información recopilada en la Fase I. La realización de estas tareas permitió identificar y reducir el área de estudio a un área potencial de mayor interés para el desarrollo de la Fm. Esmeraldas (Zona D).

Las actividades realizadas corresponden a correlaciones estratigráficas a partir de la interpretación de los registros de los pozos seleccionados (Cap. 7.1.1.3). Con base en las correlaciones se generaron mapas estructurales y mapas de arena neta para cada subunidad reservorio en que está dividida la Fm. Esmeraldas (Zona D). Paralelamente se analizaron los datos de producción acumulada de pozos productores de Zona D en el área de estudio. El desarrollo de las actividades ejecutadas durante esta fase se describe a continuación.

### **7.2.1 Correlaciones Estratigráficas a partir de Registros de Pozos**

En la exploración y desarrollo de reservas de hidrocarburos, los registros de pozo y su correlación constituyen herramientas fundamentales en la evaluación y caracterización del yacimiento.

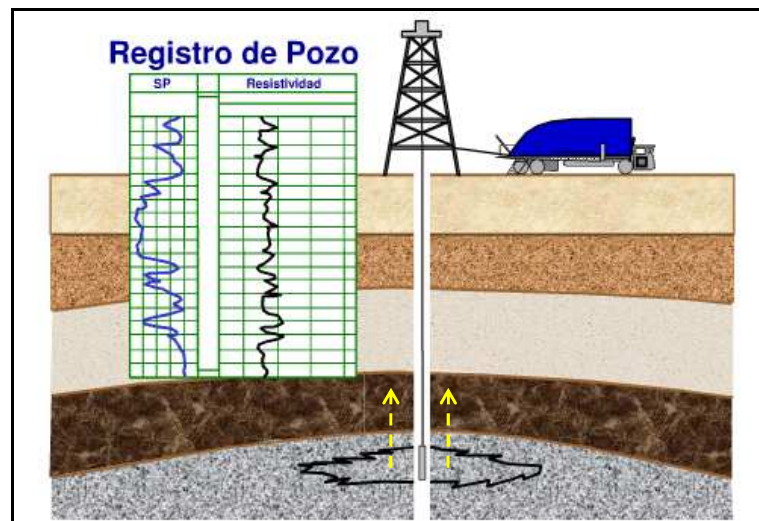
Los registros de pozos permiten hacer la valoración de ciertas características y propiedades de las formaciones que son atravesadas por un pozo. Por otra parte, la correlación de registros entre pozos consiste en establecer comparaciones entre los patrones de comportamiento de las curvas en los registros para un punto o zona específica en el pozo registrado con el fin de establecer la continuidad, espesor, y movimientos estructurales de las diferentes formaciones de interés a lo largo y ancho de la estructura en exploración y explotación (Dienes, 1974).

### 7.2.1.1 Generalidades de Registros Utilizados

Luego que un pozo ha sido perforado y antes que se baje la tubería de revestimiento del pozo (casing), se bajan herramientas que registran de manera continua en función de la profundidad<sup>5</sup>, desde el fondo hacia la superficie del pozo (Figura 19), varias propiedades físicas de las rocas que pueden interpretarse en términos de litología, porosidad, saturación de fluidos, etc.

Los registros utilizados para las correlaciones estratigráficas, incluyen registros de: Potencial Espontáneo (SP), Rayos Gamma (GR), Resistividad y en algunos casos, registros de Densidad y Neutrón. Para visualizar los registros de pozos y realizar las correlaciones estratigráficas se utilizó la aplicación “Correlation” en “StratWorks® Geologic” del programa desarrollado por Halliburton “OpenWorks”. Los nombres de todos los pozos presentados en este trabajo son ficticios debido a cuestiones de confidencialidad.

**Figura 19.** Toma de registros de hueco abierto (open hole). Las herramientas registran las propiedades físicas de las rocas desde el fondo del pozo hacia la superficie.



**Fuente:** Modificado de Robertson, 2010.

<sup>5</sup> En este proyecto la profundidad utilizada para visualizar los pozos se presenta en MD. MD = Measured Depth: Es la medida en pies (ft) a lo largo del pozo bajo la mesa rotaria..

### 7.2.1.1.1 Registro de Potencial Espontaneo (SP)

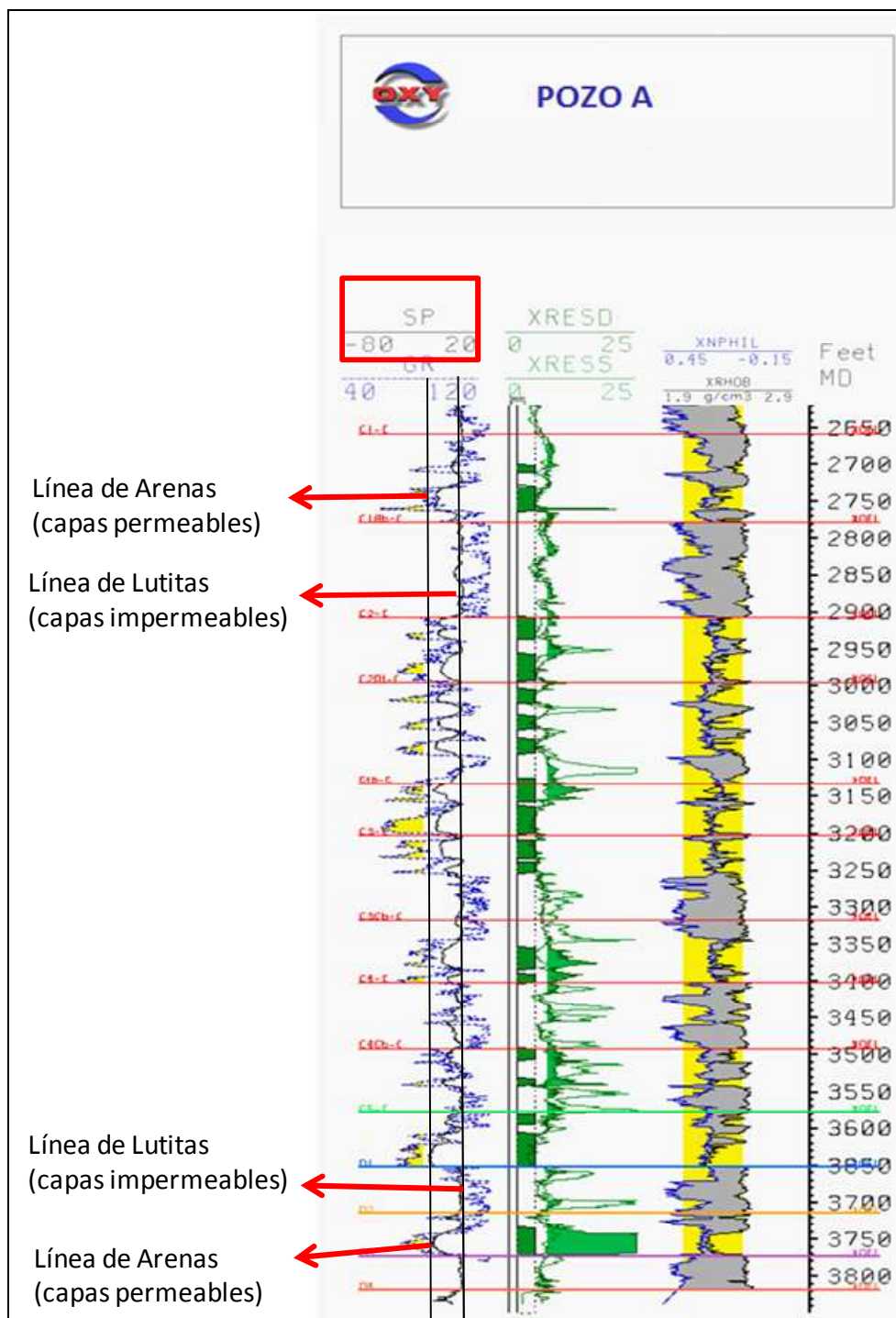
La curva de Potencial Espontaneo (SP) es el registro de un fenómeno físico *natural* que ocurre en las rocas de una formación. La curva SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua connata de formación, el fluido de perforación conductivo (lodo de perforación) y ciertas rocas que actúan como membranas selectivas de iones (lutitas) (Bendeck, 1992).

El SP es muy útil e informativo en pozos con lodos base agua para detectar capas permeables, ubicar sus límites y permitir correlaciones entre capas, determinar valores de la resistividad del agua de formación y dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa. (Bendeck, 1992).

La curva de Potencial Espontaneo es un registro en función de la profundidad, de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el pozo y el potencial fijo de un electrodo en superficie. La unidad utilizada es el milivoltio.

Frente a formaciones impermeables como las lutitas (shales), las lecturas de la curva SP son relativamente constantes y tienden a seguir una línea recta en el perfil, llamada línea base de lutitas o línea base shale (Figura 20). Por el contrario, frente a formaciones permeables, la curva del SP muestra deflexiones desde la línea base de lutitas. En formaciones de mucho espesor, tiende a una deflexión constante, definiendo una línea de arenas. La curva SP puede desviarse ya sea hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva) de la línea base de lutitas, según las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo (Manrique, 1998).

**Figura 20.** Ejemplo del perfil SP (negra) en una secuencia arenas-lutitas de un pozo del campo. En capas impermeables no se genera ninguna corriente y el SP se comporta como una línea recta (línea de lutitas). Por el contrario, en capas permeables la curva SP muestra deflexiones desde la línea base de lutitas (línea de arenas).



Fuente: Autor

### **7.2.1.1.2 Registro de Rayos Gamma (GR)**

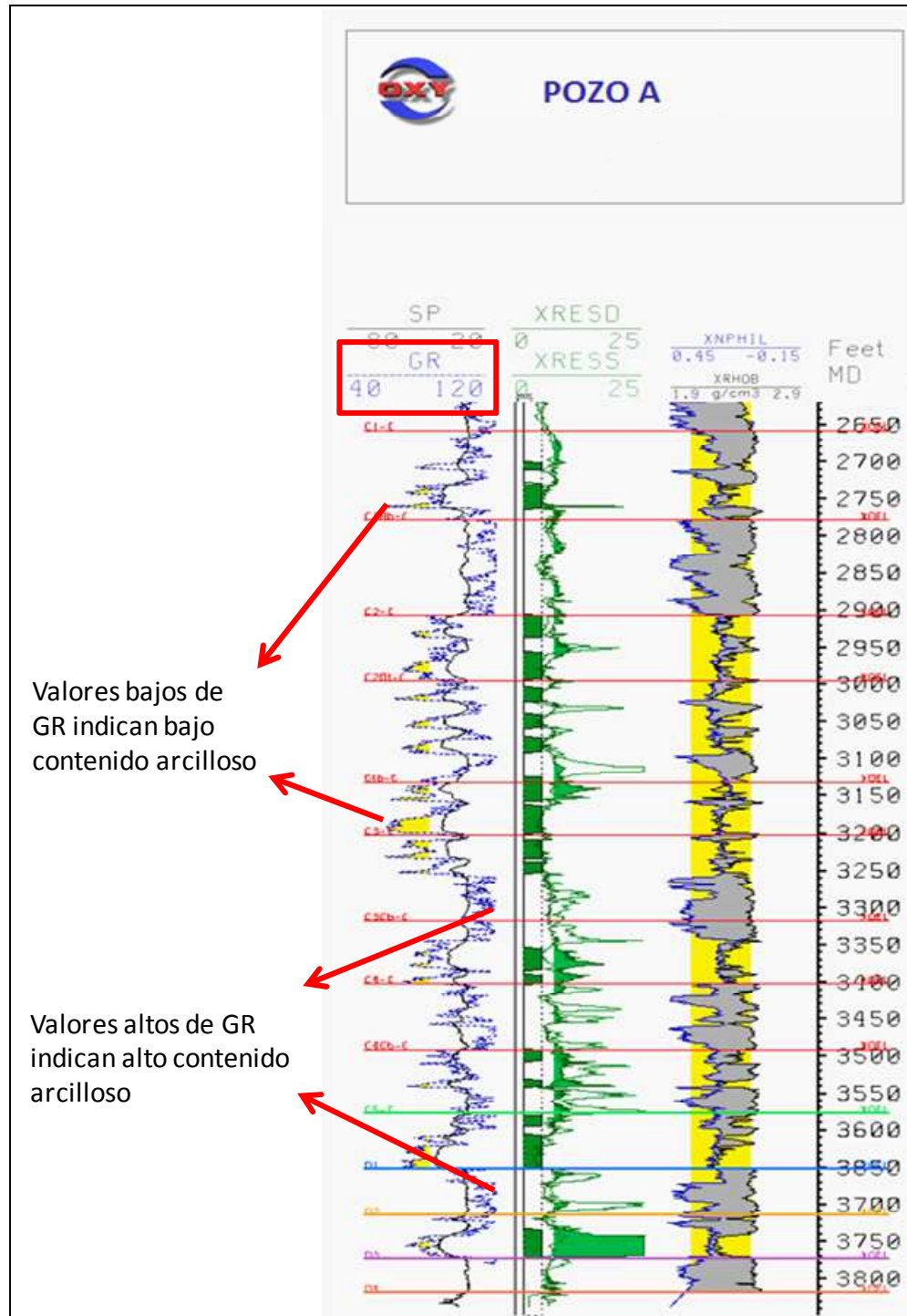
Los principales usos del registro de rayos gamma son la determinación de litología, estimación de límite de capas, identificación de zonas permeables e impermeables y la determinación del volumen de arcilla (shale) de una formación permeable. Además se emplea en pozos donde no pueda correrse el SP (pozos entubados, lodos no conductivos, etc.) (Manrique, 1998).

La curva de GR mide la radiación natural de las formaciones atravesadas por un pozo. La radioactividad proviene del Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K) presentes en la roca. Estos tres elementos emiten continuamente Rayos Gamma, los cuales son radiaciones de alta energía similares a los Rayos X. Debido a que los Rayos Gamma son capaces de atravesar varias pulgadas de roca, la fracción de estos que se origina contigua a la pared del pozo puede ser detectada por un adecuado sensor de rayos gama, a partir del cual se obtiene la lectura o el valor de la radioactividad de la roca. (Bendeck, 1992).

Los elementos radioactivos pesados (U-Th-K) tienen tendencia a concentrarse en arcillas o lutitas resultando en altos niveles de radiación GR. Mientras que la mayoría de las rocas reservorio (arenas) contienen nada o muy pocas cantidades de estos elementos y por lo tanto tienen un nivel bajo de radiación GR (Figura 21). (Bendeck, 1992).

La herramienta puede correrse en hueco abierto y en hueco entubado. El nivel de GR se registra en unidades API en escala de 0 – 150 API. (Manrique, 1998).

**Figura 21.** Ejemplo del perfil GR (azul) en una secuencia arenas-lutitas de un pozo del campo. En capas impermeables no se genera ninguna corriente y el SP se comporta como una línea recta (línea de lutitas). Por el contrario, en capas permeables la curva SP muestra deflexiones desde la línea base de lutitas (línea de arenas).



Fuente: Autor

### **7.2.1.1.3 Registro de Resistividad**

Las medidas de resistividad obtenidas a partir de los registros permiten diferenciar intervalos rocosos que contienen agua e hidrocarburos, determinar la saturación de hidrocarburos, analizar el perfil de invasión del lodo de perforación y cuantificar la saturación de agua en intervalos que contienen hidrocarburos. No es recomendable utilizar los perfiles obtenidos para correlacionar. (Manrique, 1998).

Las herramientas que miden la resistividad están diseñadas para tomar dos o tres medidas simultáneamente y con profundidades diferentes de investigación en la formación. (Manrique, 1998).

Resistivos de Corto Alcance: Mide la resistividad cerca a las paredes del pozo. (Manrique, 1998).

Resistivos de Medio Alcance: Mide la resistividad de la formación en la zona que ha sido invadida por los fluidos de perforación (lodo de perforación). (Manrique, 1998).

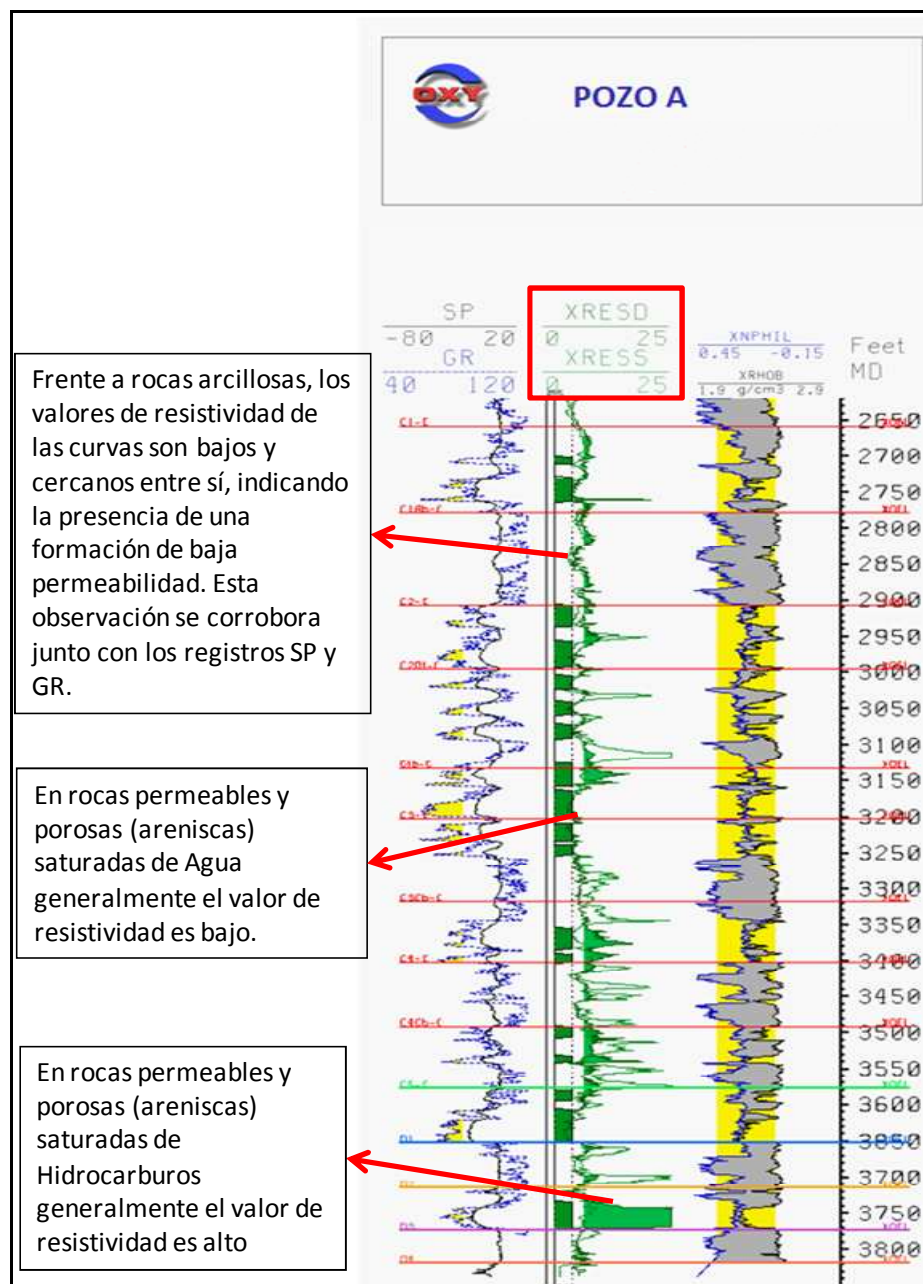
Resistivos de Largo Alcance: Mide la resistividad de la zona virgen de la formación, es decir que ha sido invadida por los fluidos de perforación. Es la medida que presenta la saturación real del yacimiento. (Manrique, 1998).

Las herramientas de resistividad son siempre corridas en combinación con otros registros (SP, GR, Densidad, Neutrón) para hacer la evaluación completa de una formación (Manrique, 1998).

Frente a rocas impermeables (lutitas) los valores de resistividad de las tres curvas son muy bajos y cercanos entre ellas. Por el contrario, frente a rocas porosas y permeables (areniscas), el valor de resistividad es más alto y es diferente para cada curva, de acuerdo al fluido contenido en la roca y a la

profundidad de investigación de la medición. En rocas saturadas de hidrocarburo, generalmente el valor de resistividad es alto, mientras que el agua, al poseer mayor conductividad, presenta valores de resistividad más bajos. Aunque es importante tener en cuenta que la resistividad del agua varía de acuerdo a su salinidad. (Manrique, 1998).

**Figura 22.** Ejemplo de los perfiles resistivos. XRESO es un registro resistivo de largo alcance y XRESS es un registro resistivo de corto alcance.



Fuente: Autor

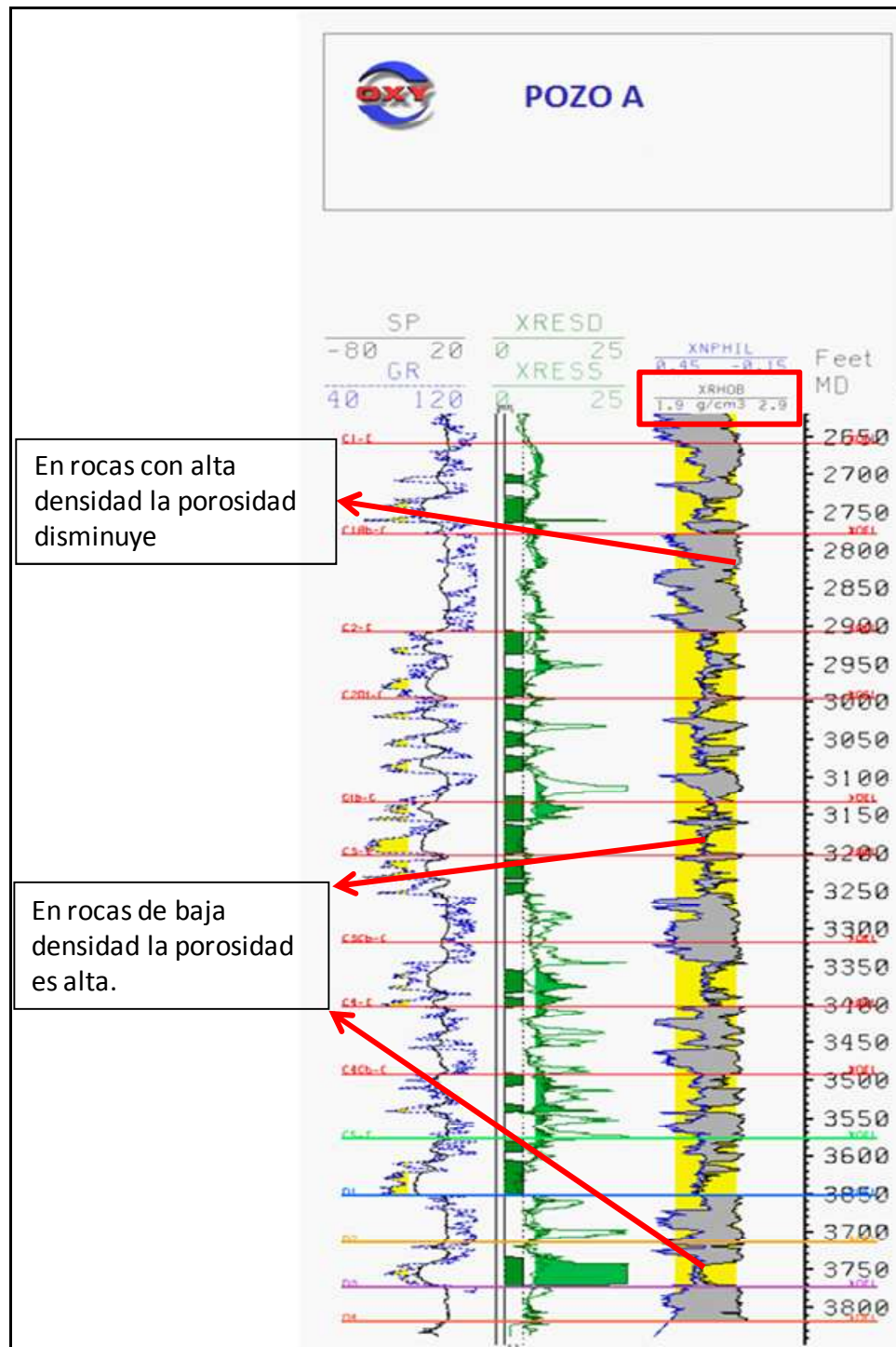
#### **7.2.1.1.4 Registro de Densidad**

El Perfil de Densidad de la Formación se utiliza principalmente para la evaluación de la porosidad, la determinación del tipo de roca (combinado con otros perfiles), la identificación de límites de capas y la medición de la densidad de la formación. Tiene también aplicación en la identificación de depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas (combinado con el Neutrón), determinación de la densidad Hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas (Bendeck, 1992).

Su principio se basa en que una fuente radioactiva, ubicada contra la pared del pozo, emite a la formación Rayos Gamma de mediana energía. Estas partículas a alta velocidad chocan contra los electrones de la formación y en cada choque pierden parte de su energía. Se cuentan los rayos gamma dispersos que llegan al detector para determinar la densidad de la formación (Bendeck, 1992).

Esta herramienta mide la densidad de electrones en la formación. La densidad de electrones es igual a la densidad bruta de la formación (conjunto roca-fluido). En rocas arcillosas presenta una lectura alta debido a su bajo contenido de fluidos. Por el contrario, en rocas porosas y con contenido de fluidos, el valor medido de densidad es menor (Manrique, 1998).

**Figura 23.** Ejemplo del perfil de Densidad. XRHOB es un registro de densidad.



**Fuente:** Autor

### **7.2.1.1.5 Registro de Porosidad Neutrón**

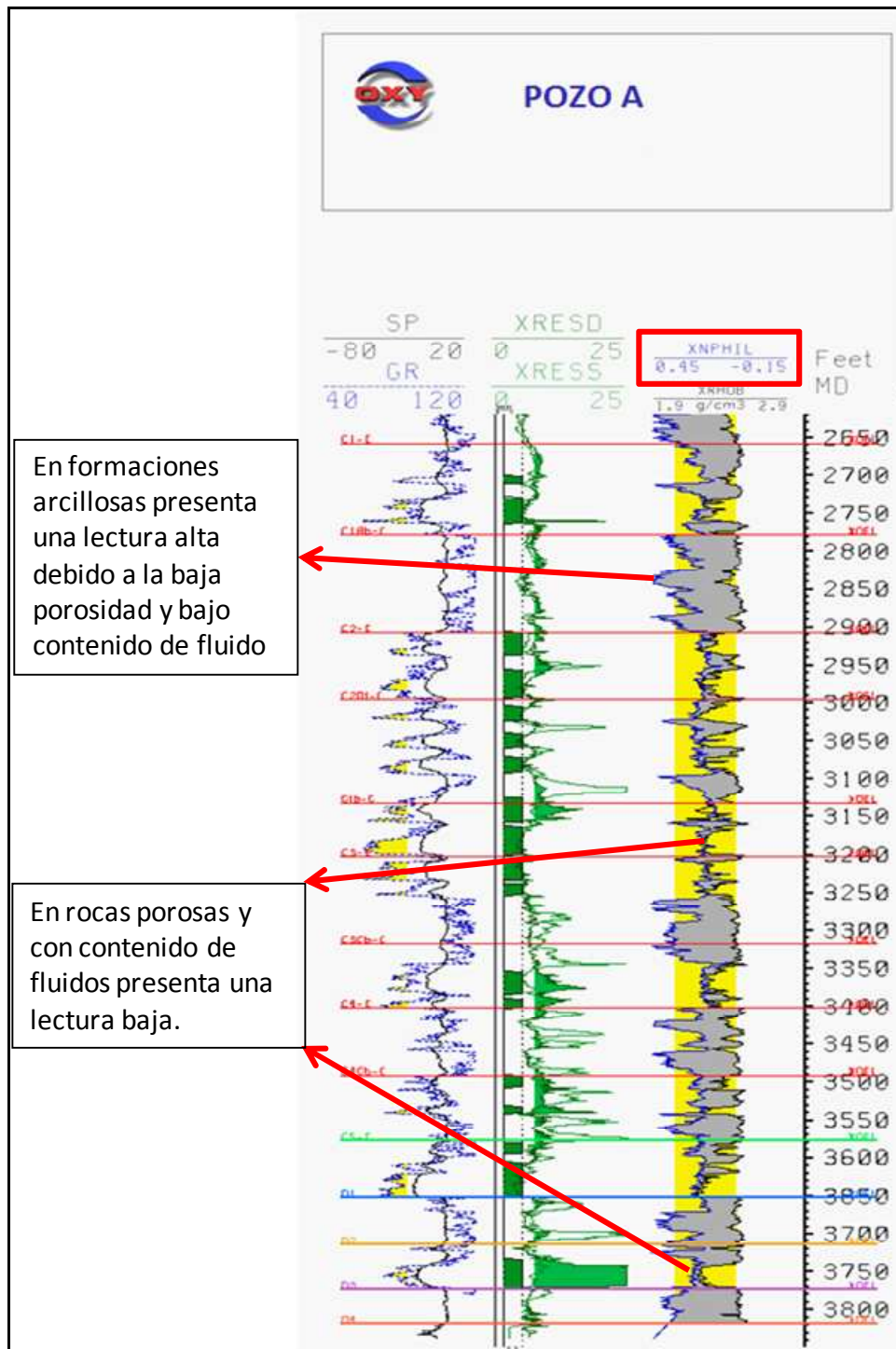
Los perfiles neutrónicos se usan principalmente para determinar la porosidad de las formaciones. Estos responden en primer lugar a la cantidad de Hidrogeno presente en la Formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el Perfil Neutrónico nos da el valor del espacio poral lleno de fluidos (Bendeck, 1992).

Los neutrones son partículas neutras con una masa casi idéntica a la del Hidrogeno, esto hace que la herramienta responda al índice de Hidrogeno de la Formación. El índice de Hidrogeno es una medida de la cantidad de Hidrogeno por unidad de volumen de la formación (Índice de Hidrogeno del agua igual a 1) (Bendeck, 1992).

Los neutrones de alta energía son emitidos por una fuente y cuando estos colisionan con el núcleo de los átomos de la formación, pierden energía, cuya cantidad depende de la relación de masas entre los núcleos. En pocos microsegundos los neutrones han sido frenados debido a las sucesivas colisiones hasta alcanzar velocidades térmicas, correspondientes a energía de alrededor de 0.025 MeV; luego se esparcen aleatoriamente sin perder más energía, hasta que son capturados por el núcleo de los átomos como cloro, hidrogeno o silicio. Dicho núcleo se excita y emite un rayo gamma de captura (Bendeck, 1992).

En formaciones arcillosas donde la presencia de hidrogeno es menor debido a su baja porosidad, las lecturas de porosidad neutrón son altas. Por el contrario, en formaciones porosas los valores de neutrón son muy bajos debido al alto contenido de hidrogeno asociado a los fluidos presentes (Manrique, 1998).

**Figura 24.** Ejemplo del perfil de porosidad Neutrón. XPHIL es un registro de neutrón



Fuente: Autor

### **7.2.1.1.6 Interpretación de Registros combinados**

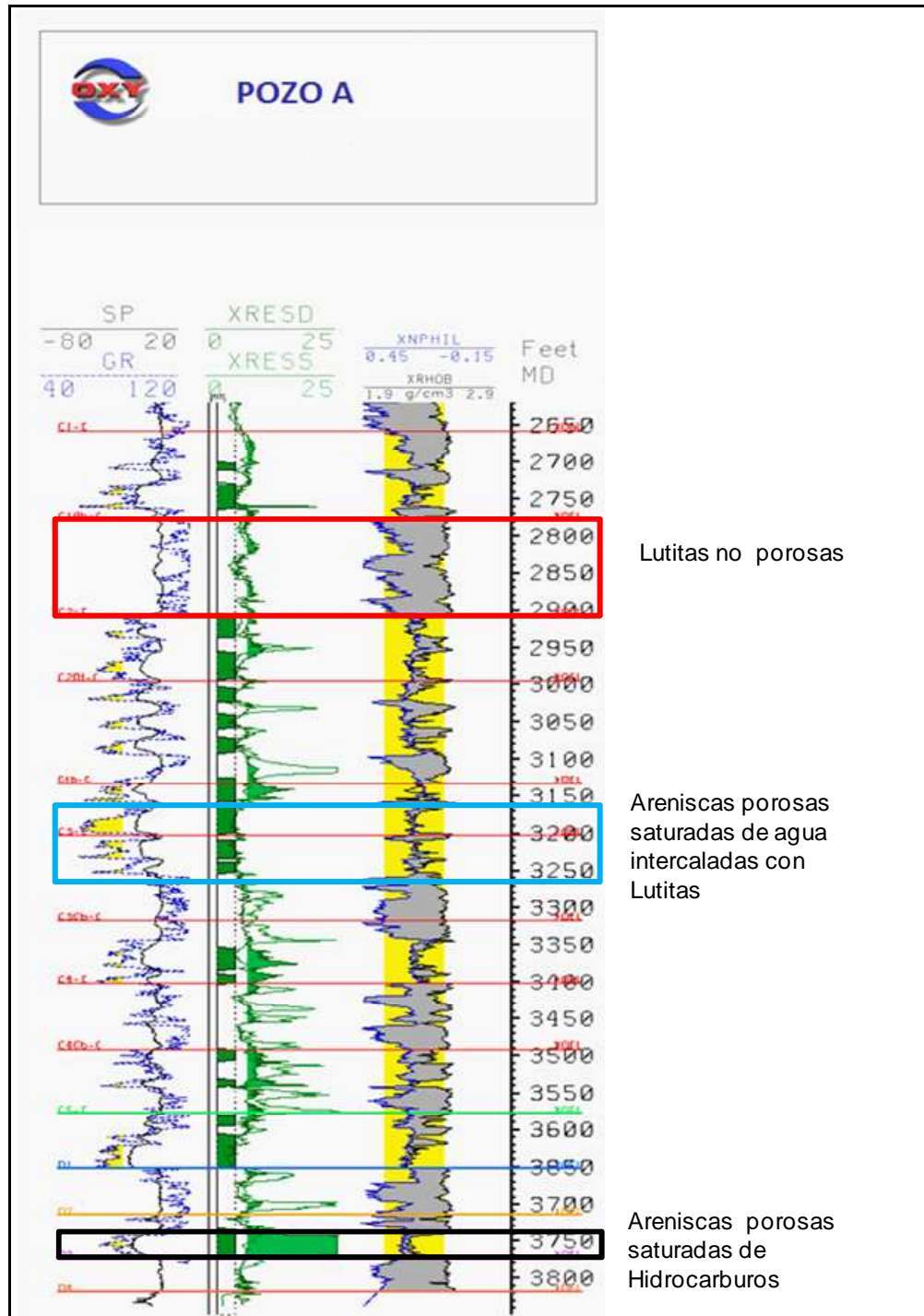
A continuación se presenta un ejemplo de la interpretación hecha a unos intervalos del Pozo A con base en los registros SP, GR, Resistivos de corto y largo alcance, Densidad y Neutrón. Los cuadros verdes entre las curvas SP/GR y Resistivos, representan los intervalos cañoneados a la formación para la producción de hidrocarburos (Figura 25).

Dentro del cuadro rojo (Figura 25), el perfil del SP tiene un comportamiento constante, formando una línea relativamente recta (línea base de lutitas) y sin deflexiones. El perfil de GR presenta valores altos, lo cual indica la presencia de rocas impermeables arcillosas. Los perfiles de los registros Resistivos presentan valores bajos y cercanos entre sí, lo cual también es un indicador de la presencia de rocas con baja permeabilidad y posiblemente sin fluidos. Los perfiles de Densidad y Neutrón presentan valores altos, indicando baja porosidad en la roca. En resumen y aplicando en conjunto la interpretación de los registros, se tiene dentro del cuadro rojo una secuencia de rocas con baja porosidad, impermeables, con alto contenido arcilloso y que probablemente obedece a una secuencia de Lutitas (shales) (Figura 25).

Dentro del cuadro azul (Figura 25), el perfil del SP presenta varias deflexiones hacia la izquierda a partir de la línea base de lutitas. De igual manera el perfil de Gr presenta varios valores altos y bajos a lo largo del intervalo. Este comportamiento indica la presencia intercalada de rocas con alto contenido arcilloso y rocas con bajo contenido arcilloso. Los valores de los perfiles Densidad y Perfiles Neutrón también son altos y bajos a lo largo del intervalo, indicando intercalación de capas porosas y no porosas. Los valores de los perfiles resistivos son bajos. En resumen y aplicando en conjunto la interpretación de los registros, se tiene dentro del cuadro azul una secuencia intercalada de rocas con baja porosidad y alta porosidad. Las rocas con baja porosidad presentan alto contenido arcilloso y las que presentan alta porosidad, bajo contenido arcilloso. Los valores de los resistivos siempre son bajos, lo cual indica que las rocas porosas y permeables con bajo contenido arcilloso,

probablemente están saturadas de agua. Posiblemente el intervalo azul obedece a una secuencia de Lutitas (shales) intercaladas con areniscas saturadas de agua (Figura 25).

**Figura 25.** Pozo ejemplo de interpretación combinada de registros.



Fuente: Autor

Dentro del cuadro negro, el perfil del SP presenta deflexión total hacia la izquierda a partir de la línea base de lutitas. El perfil de GR presenta valores altos y este comportamiento indica la presencia de rocas con bajo contenido arcilloso. Los valores de los perfiles Densidad y Perfiles Neutrón son bajos, indicando alta porosidad. Los valores de los perfiles resistivos son altos, indicando contenido de fluidos no conductivos como los hidrocarburos. En resumen, dentro del cuadro negro se evidencia una secuencia de roca, probablemente areniscas con alta porosidad, bajo contenido arcilloso y seguramente saturada de hidrocarburos (Figura 25).

Cada uno de los 53 pozos seleccionados, fue sometido al mismo proceso de interpretación presentado en el ejemplo anterior, que permitió identificar los diferentes tipos litológicos y sus respectivas características (porosidades y saturaciones).

#### **7.2.1.2 Metodología de Correlación**

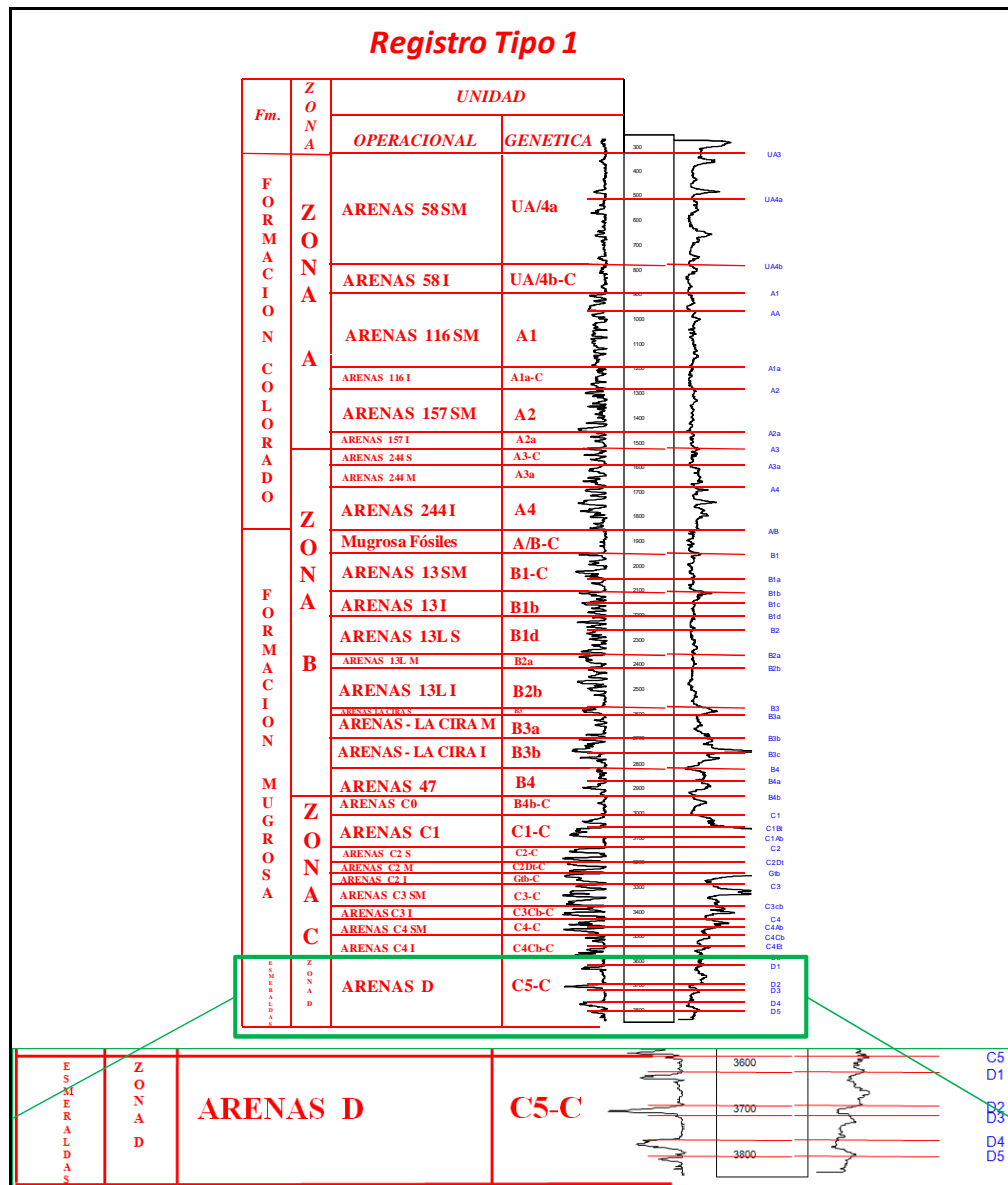
Previo al proceso de correlación, fue necesario plantear una metodología para determinar el orden en el que se utilizarían los registros, es decir el orden de correlación. Para esto fue necesario escoger un registro tipo. Posteriormente, se debieron interconectar los pozos para correlacionarlos, para lo cual se utilizó la técnica de polígonos cerrados (closed loops). Posteriormente se analizaron los perfiles de los registros y se identificaron patrones de seguimiento entre los registros de los pozos.

##### **7.2.1.2.1 Registro Tipo**

El registro tipo es definido como el registro de un pozo que exhibe la secuencia estratigráfica completa y que permite ser tomado como referencia para marcar los topes de las unidades en los registros de otros pozos presentes dentro del campo o área regional de estudio.

Existe un pozo con registro tipo para el Campo La Cira Infantas (Figura 26). En este trabajo se denomina "Registro Tipo 1". Dicho registro expone toda la secuencia terciaria del campo y es utilizado por los Geólogos para realizar correlaciones estratigráficas. El pozo que presenta el Registro Tipo 1 se encuentra en la estructura de La Cira, al norte del área de estudio. Por tal motivo se decidió escoger un registro tipo local para el área de estudio.

**Figura 26.** Registro tipo del campo La Cira Infantas. El registro es utilizado como referencia para marcar los topes de las unidades en otros registros del campo. La unidad de estudio corresponde a la Fm. Esmeraldas (Zona D). Esta unidad está presenta sub-unidades reservorio divididas por los marcadores C5, D1, D2, D3, D4 y D5.



Fuente: Ecopetrol-ICP (2001).

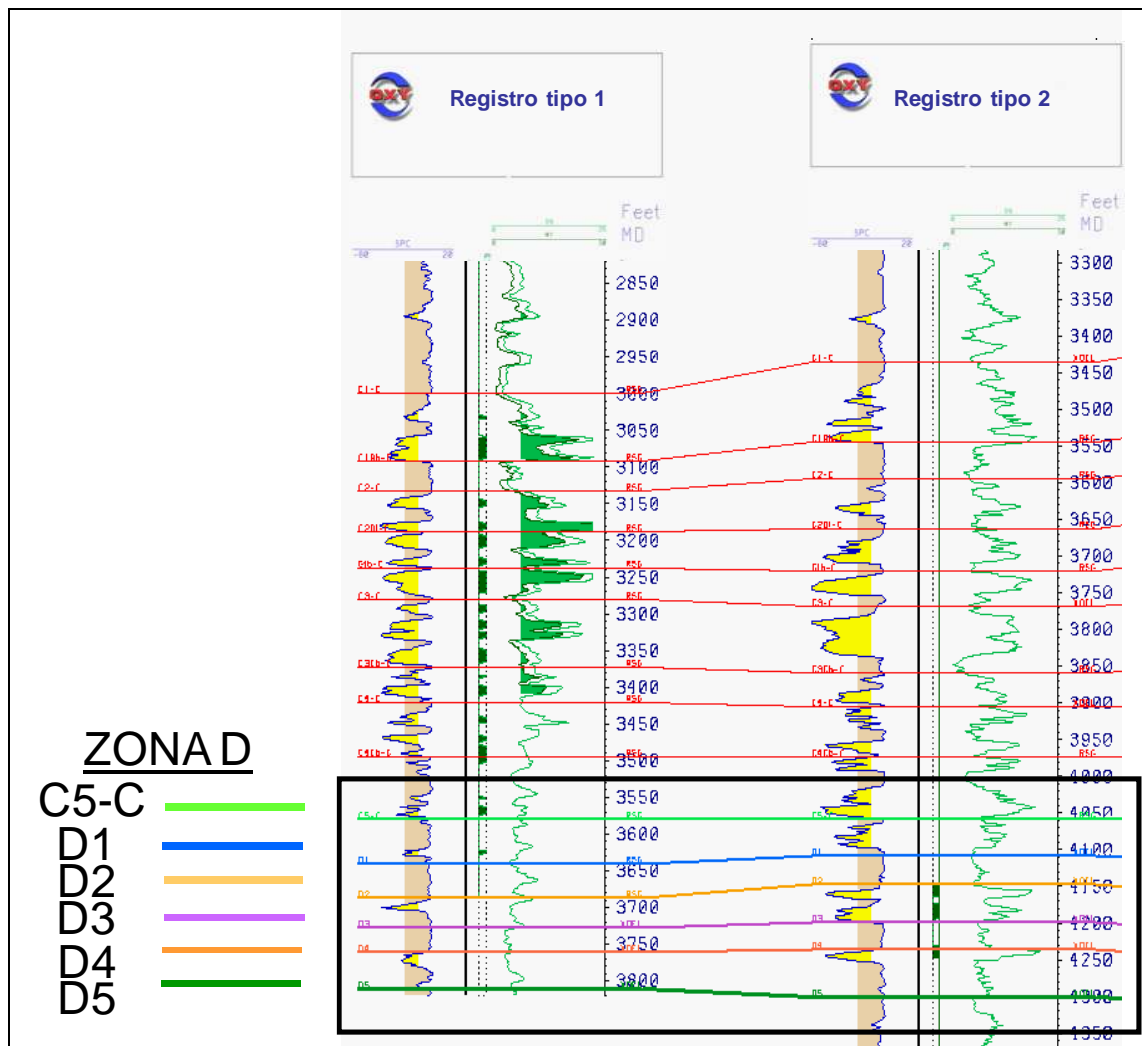
Las condiciones que se tuvieron en cuenta para escoger el pozo con el registro tipo para correlacionar en el área de estudio fueron: que exhibiera toda la secuencia Terciaria presente en el campo, que estuviera en una área no muy afectada por fallas y que el pozo hubiera producido hidrocarburos de la formación de interés, es decir de la Fm. Esmeraldas (Zona D).

Una vez se seleccionó el pozo con el registro que cumplía con las condiciones planteadas, se correlacionó con el Registro Tipo 1 para identificar los marcadores de la Zona D. Para obtener un mejor control en la identificación de dichos marcadores, la correlación se llevó a cabo desde la Zona C (Fm. Mugrosa inf.) hasta la Zona D (Fm. Esmeraldas) (Figura 27).

El registro tipo para el área de estudio se presenta en este trabajo como “Registro Tipo 2” (Figura 27), y fue utilizado como registro referencia para realizar las correlaciones estratigráficas del presente trabajo.

A continuación se presenta el “Registro Tipo 1” junto con el “Registro Tipo 2”, visualizado con la herramienta “Correlation” de “StratWorks Geologic” en “Open Works” (Figura 27) y se resalta la ubicación en el registro de la Formación Esmeraldas (Zona D) junto con los marcadores que dividen sus subunidades reservorio.

**Figura 27.** Registro Tipo del área de estudio. El Registro Tipo 1 es el registro tipo del campo LCI y el Registro Tipo 2 es el registro tipo local para el área de estudio. Se observa una correcta correspondencia de unidades entre los dos pozos. Los marcadores C5-C, D1, D2, D3, D4 y D5 dividen las diferentes subunidades reservorio de la Zona D.



Fuente: Autor.

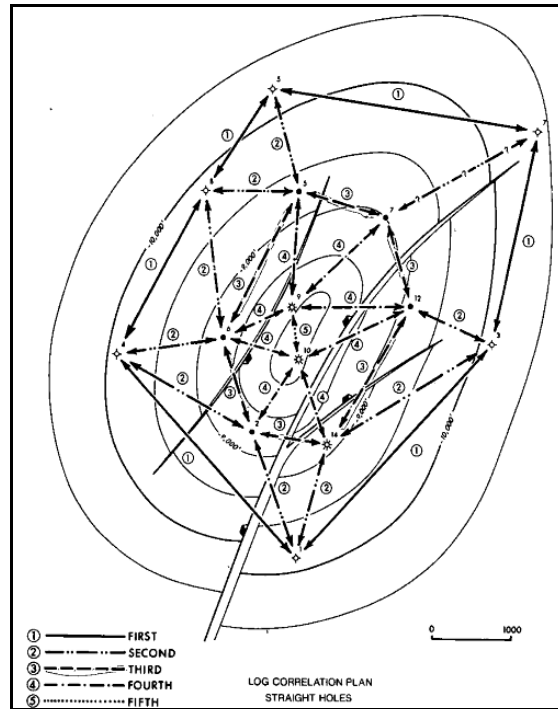
### **7.2.1.2.2 Polígonos de Correlación**

Debido a que la cantidad de pozos no fue suficiente para realizar una grilla de correlación, se decidió que lo más conveniente para conectar los pozos en el momento de realizar las correlaciones estratigráficas era la técnica de polígonos cerrados, también conocida como “closed loops” (Figura 28).

Esta técnica se basa en la creación de polígonos de diferente orden jerárquico. Inicialmente se creó un polígono con los pozos más externos del área de interés, formando polígonos de primer orden. Este polígono encerró a todos los pozos de interés. A partir del polígono de primer orden se crearon hacia el centro polígonos derivados de segundo orden, tercer orden, y así sucesivamente creando polígonos en orden jerárquico (Figura 28). El objetivo era que los polígonos se interconectaran entre sí y que las correlaciones entre pozos, dentro de cada polígono, iniciaran y terminaran desde un mismo pozo; esto permitió tener un mejor control de la continuidad de las unidades.

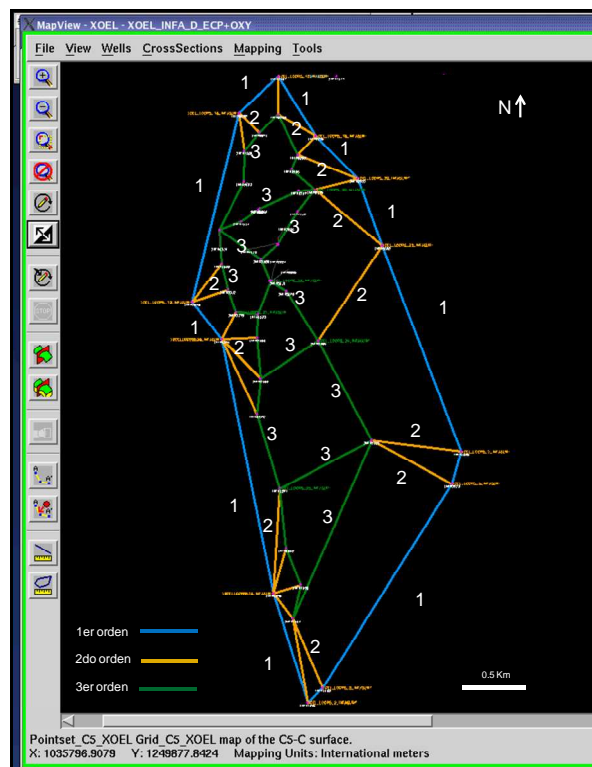
A partir de cada uno de los 53 pozos seleccionados para realizar correlaciones, se crearon polígonos de primer, segundo y tercer orden (Figura 29). Para obtener un buen seguimiento de las subunidades reservorio, la correlación inició con el Registro Tipo 2. El pozo al que corresponde dicho registro se encuentra en uno de los vértices del polígono de primer orden. A partir de cada pozo ubicado en los vértices de este polígono, se crearon polígonos de segundo orden, y mediante estos, los de tercer orden. De esta manera, se interconectaron todos los pozos.

**Figura 28.** Ejemplo de polígonos interconectados (closed loops) para correlaciones entre pozos.



**Fuente:** Tearpock, 1991.

**Figura 29.** Polígonos interconectados para correlación de los pozos del área de estudio.



**Fuente:** Autor.

### **7.2.1.2.3. Patrones de Correlación**

Para realizar las correlaciones estratigráficas entre los registros de pozos, se tuvo en cuenta como principal patrón de seguimiento los paquetes de lutitas (shales). Este tipo litológico presenta propiedades que facilitan su identificación en los registros y se caracteriza por tener buena continuidad lateral debido a que su depositación ocurre generalmente de forma horizontal, en ambientes de baja energía y cubriendo extensas áreas, tal como ocurre en la llanura de inundación del río.

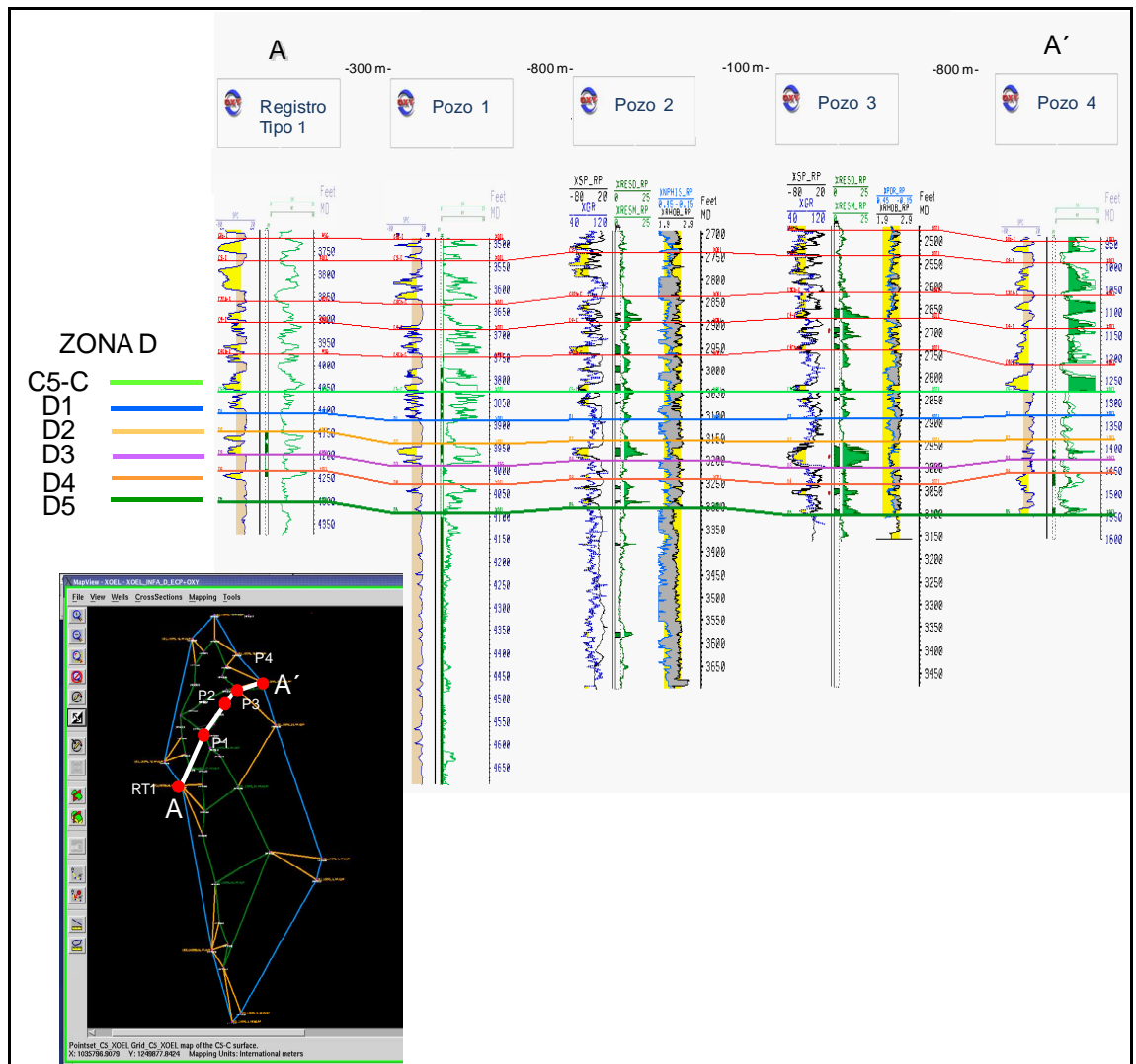
Los paquetes de areniscas no presentan tan buena continuidad lateral como las lutitas, debido a que generalmente su depositación ocurre en ambientes de energía media a alta, como en las barras de punto (point bars), generando que su extensión sea limitada. Sin embargo, en los registros de los pozos del área de estudio, se encontró que en la Zona D algunos paquetes de areniscas presentan un gran desarrollo y buena continuidad lateral, dando la oportunidad de utilizarlos de igual manera que las lutitas como patrón de seguimiento.

Una vez identificados los patrones de seguimiento, se procedió a identificar y señalar en cada pozo los marcadores C5-C, D1, D2, D3, D4 y D5 que dividen la Zona D (Fm. Esmeraldas) en las diferentes subunidades reservorio.

De acuerdo a lo observado en los registros, las subunidades reservorio de la Zona D (Fm. Esmeraldas) presentan muy buena continuidad lateral. Sin embargo se identificó que no todas las subunidades presentan buen desarrollo de rocas porosas y permeables (areniscas) como para permitir acumulación de fluidos. Las subunidades entre los marcadores D1-D2 y D3-D4, presentan un desarrollo en mayor proporción de lutitas (Figura 30). Las subunidades entre los marcadores C5C-D1, D2-D3 y D4-D5 sí presentan un buen desarrollo de areniscas (Figura 30). Principalmente las subunidades D2-D3 y D4-D5 representan buenos reservorios para los fluidos.

Según la interpretación de registros eléctricos, el espesor de la Zona D, varía entre 250 – 350 pies (76 – 106 m).

**Figura 30.** Correlación estratigráfica general SW-NE horizontalizada al tope de la Zona D (marcador C5-C). Se observa desarrollo y continuidad de paquetes arenosos en las subunidades entre los marcadores C5C-D1, D2-D3 Y D4-D5, Así como un desarrollo preferencial de lutitas (shales) entre los marcadores D1-D2 y D3-D4.



Fuente: Autor

## 7.2.2 Mapas Estructurales

Una curva estructural es una línea imaginaria que conecta puntos de igual posición estructural en el subsuelo y que muestra la configuración de un horizonte o estrato.

De acuerdo a los topes identificados y marcados de la Zona D en cada uno de los registros de los pozos (Figura 31) y con el uso del programa StratWorks se generaron contornos estructurales automáticos para cada marcador (Figura 32).

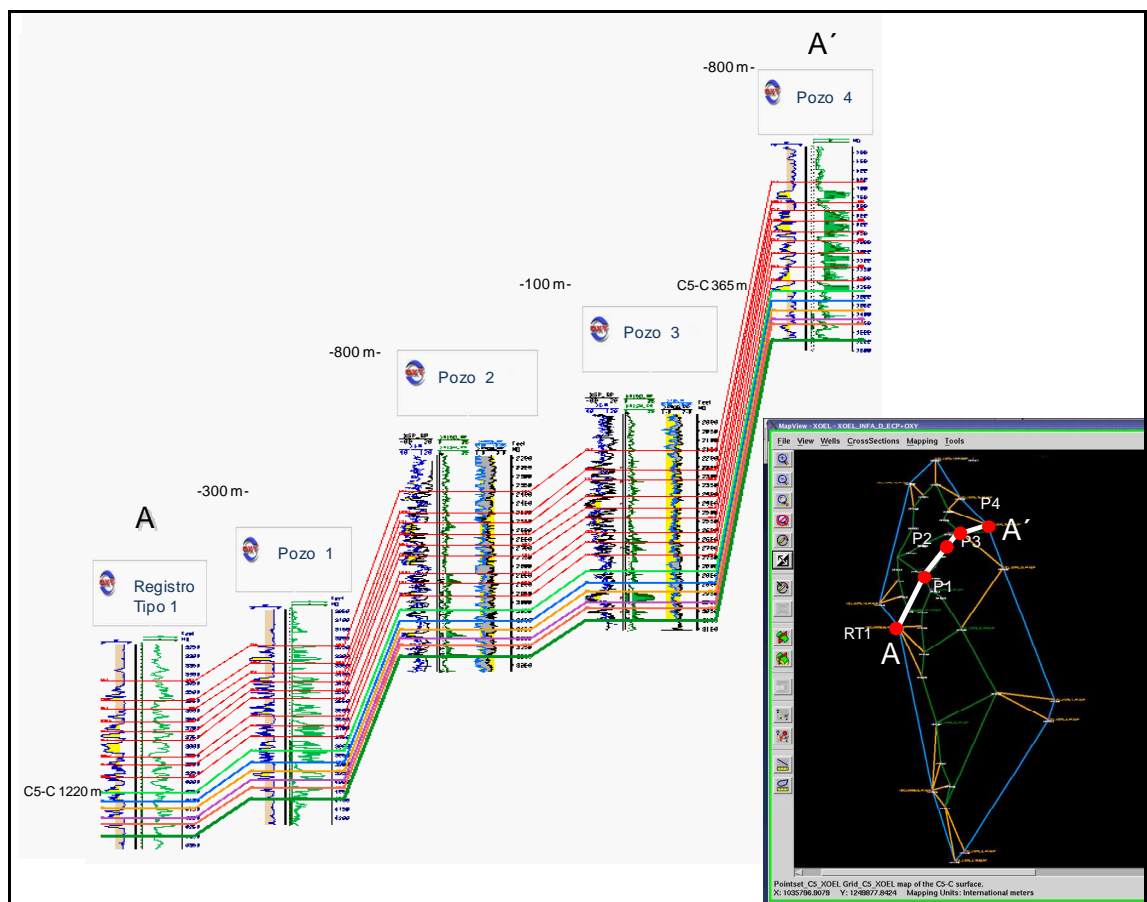
La correlación estructural SW-NE que se presenta en la figura 31, junto con cada uno de los contornos estructurales generados (Figura 32), evidencia el comportamiento anticlinal de la estructura. Se observan los cambios en el buzamiento de las capas desde el Oeste hacia el Este de la estructura, encontrando el tope de la Zona D en 1220 m de profundidad al Oeste y a 365 m de profundidad al Este (Figura 31). De igual manera se presenta un cambio abrupto en la inclinación de las capas hacia el centro de la estructura, este cambio se evidencia entre los pozos 1 y 2 (Figura 31). También se presenta una inclinación marcada de las capas cuando se acercan al borde de la estructura que limita con la falla de infantas, esto se evidencia entre los pozos 3 y 4 (Figura 31).

El modelo estructural generado automáticamente para la Zona D (Fm Esmeraldas) y visualizado por el MapView del programa StratWorks Geologic (Figura 33), presenta el comportamiento general de la inclinación de las capas de la unidad en el área de estudio. Se resalta como las isolíneas se acercan hacia el centro de norte a sur, indicando altos buzamientos en las capas.

Fueron reconocidas algunas fallas principales, las cuales fueron extrapoladas a la unidad de acuerdo a la inclinación que presentan en las unidades superiores. La falla orientada N-S representa la falla inversa de Infantas que corta al anticlinal. Para calcular su desplazamiento en la Zona D se utilizó un

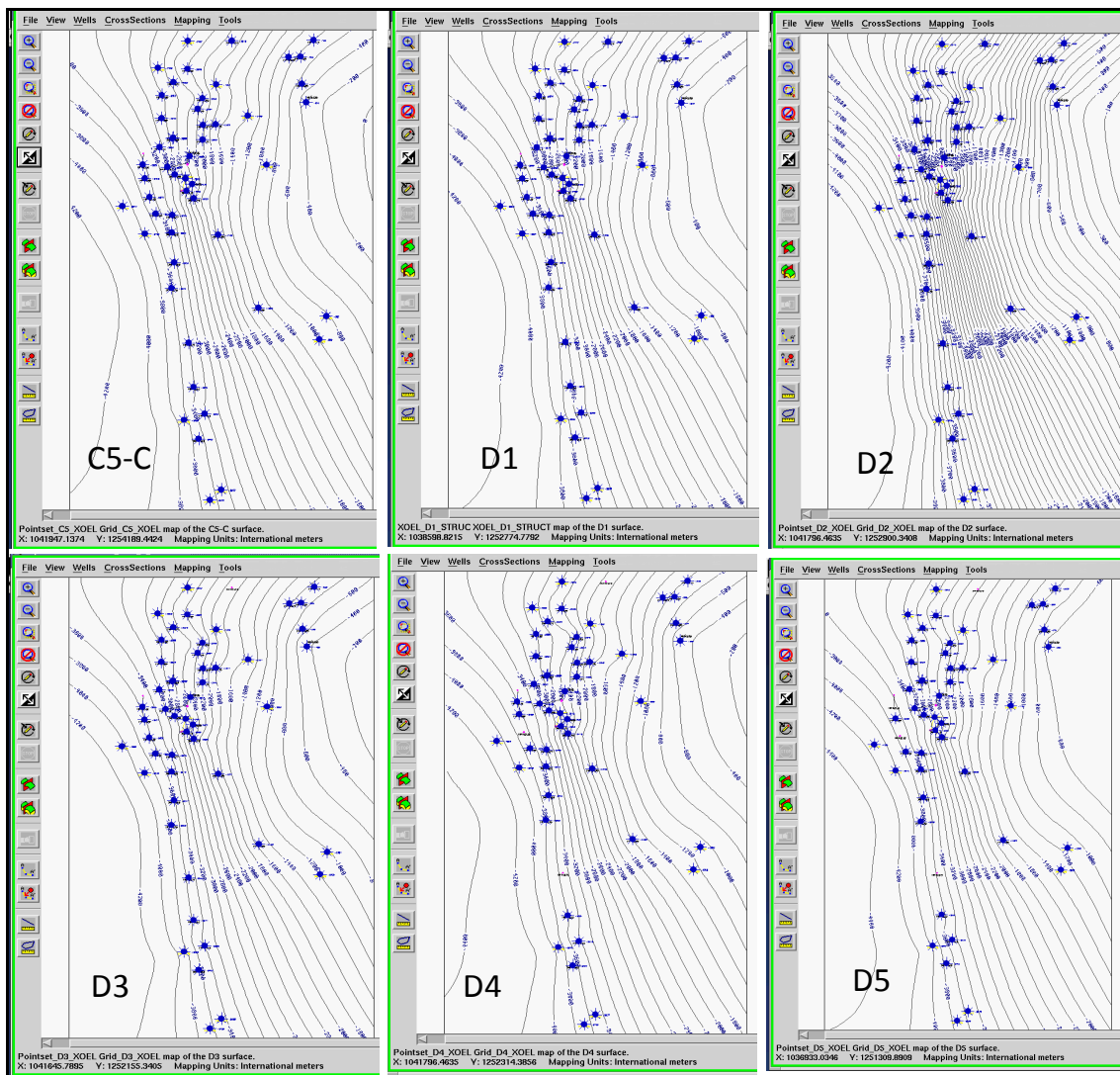
buzamiento de 60° al Este. Las fallas W-E representan fallas normales y probablemente constituyen cierres estructurales locales para algunas subunidades reservorio. Se puede observar como las isólinas del contorneo tienden a cerrar la estructura con la falla de Infantas, pero debido a la poca cantidad de pozos al sur del área de estudio, dichas isólinas tienden a divergir de la falla. El comportamiento normal es que todas las isólinas cierren con la falla, pero la edición de este modelo no era un objetivo principal dentro del proyecto de la compañía. El propósito era observar cómo era la tendencia general de las capas, lo cual se puede percibir claramente en la figura 33.

**Figura 31.** Correlación estructural SW-NE



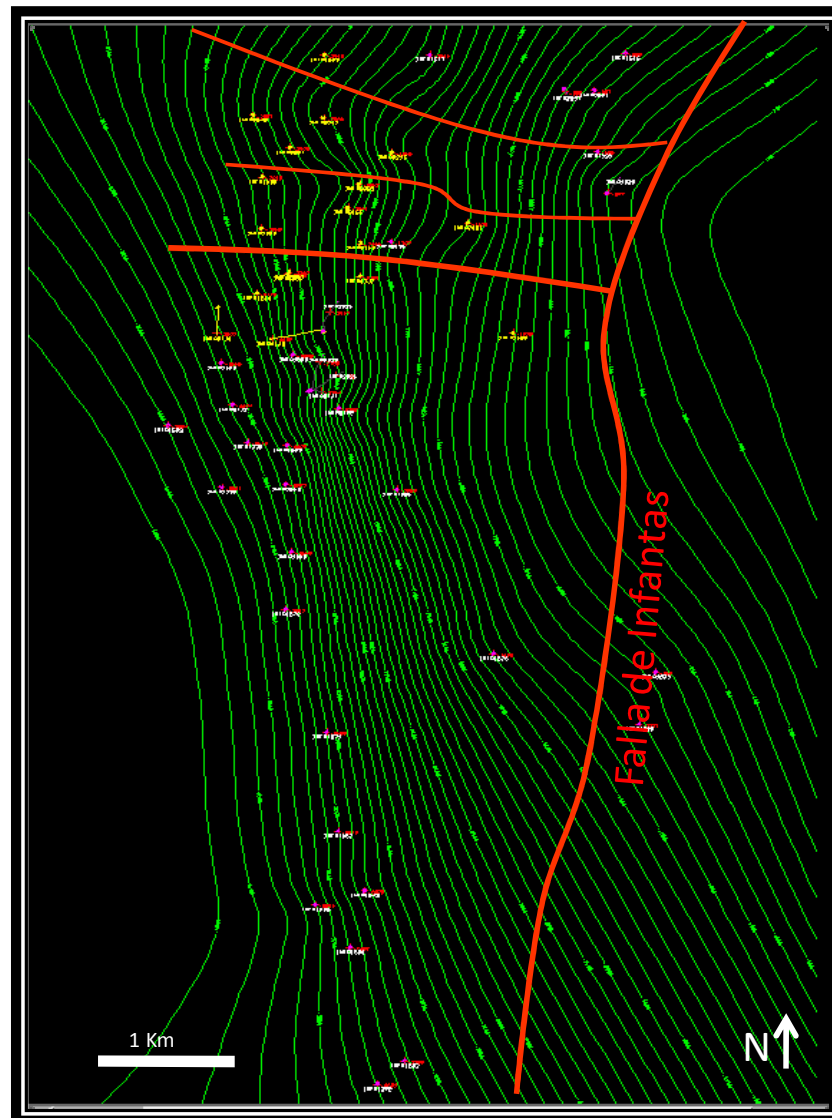
**Fuente:** autor.

**Figura 32.** Contornos estructurales automáticos al tope de cada marcador que divide las diferentes subunidades reservorio de la Zona D (Fm. Esmeraldas).



Fuente: Autor

**Figura 33.** Modelo estructural al tope de la Zona D (Fm. Esmeraldas).



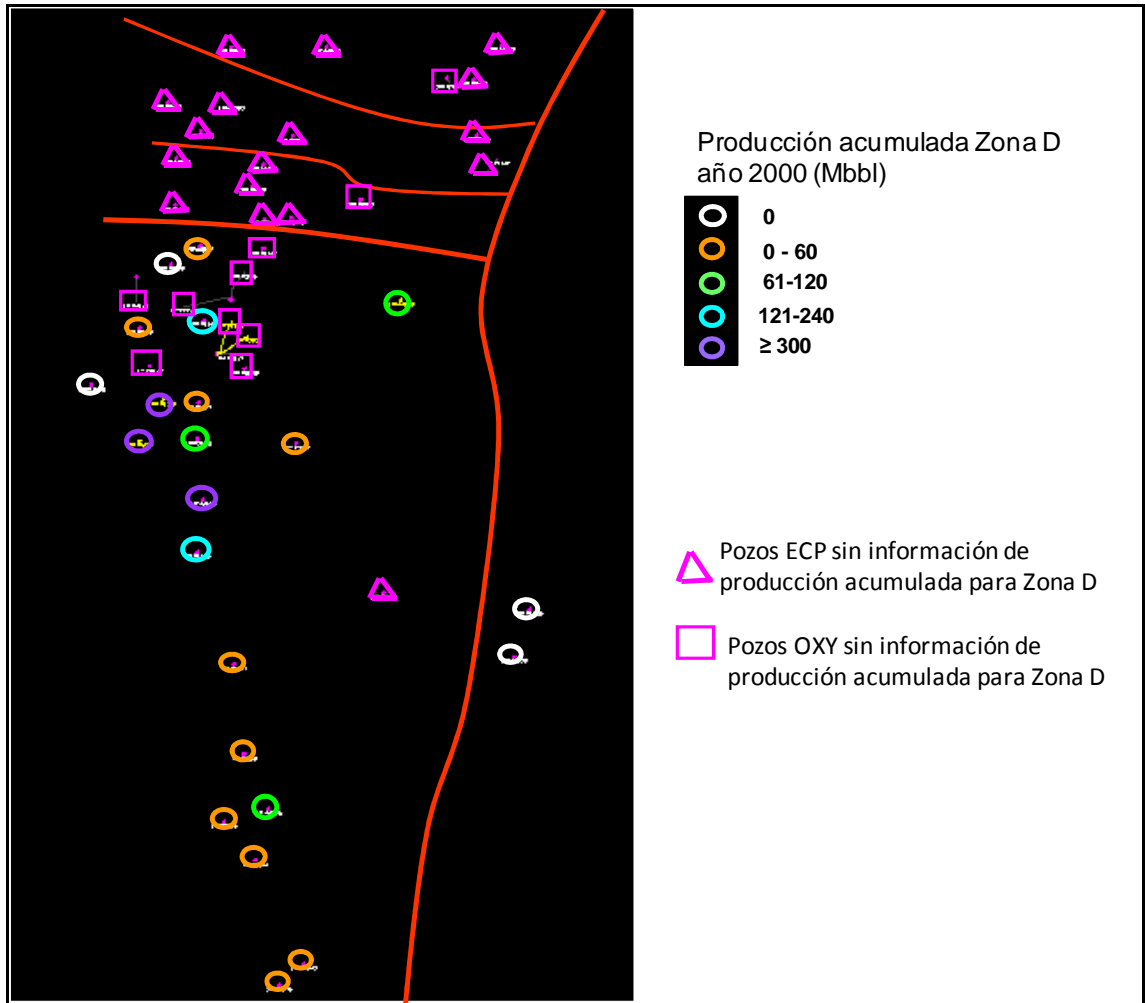
**Fuente:** Autor

### 7.2.3 Análisis de Producción Acumulada

Se analizó la información de producción acumulada obtenida de la Zona D (Fm. Esmeraldas) existente para algunos de los pozos seleccionados. Un pozo que se encuentra al extremo Oeste resultó seco y de igual manera dos pozos que se encuentran al extremo Este. Al norte las fallas normales probablemente representan un cierre estructural para las subunidades reservorio de Zona D para el área de interés, pero no es posible confirmar dicha observación dada la

ausencia de información de producción independiente proveniente de la zona D para los pozos ubicados al norte del área de estudio. La producción de los reservorios de la Zona D permite observar una tendencia general norte-sur de las acumulaciones.

**Figura 34.** Mapa de producción acumulada para los pozos del actual estudio.



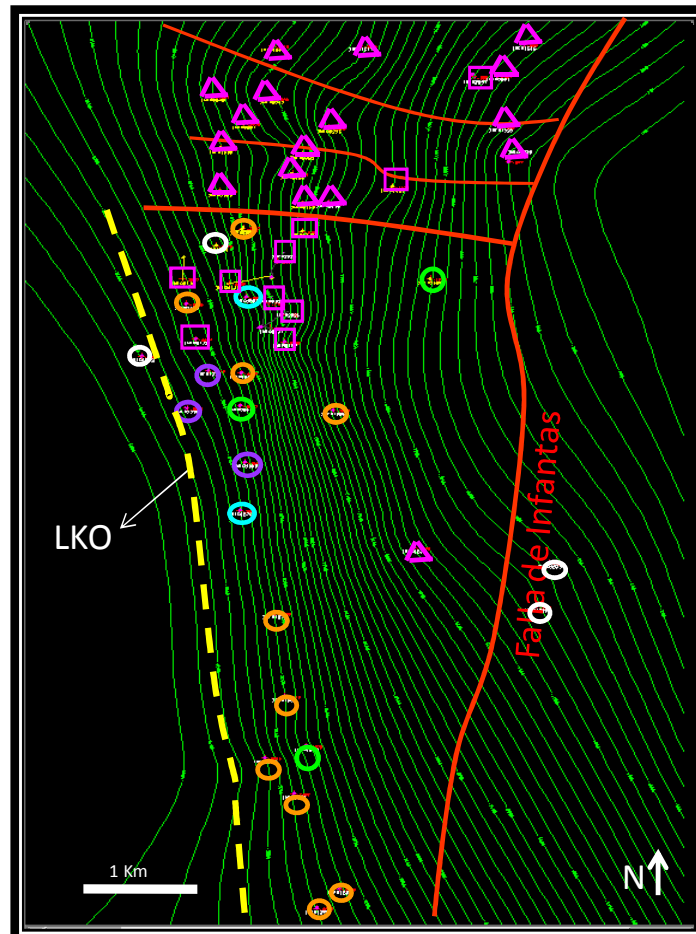
Fuente: Autor.

#### 7.2.4 Determinación del nivel de petróleo más bajo conocido (LKO)

Con base en los registros de pozos y con la información de los intervalos de producción de pozos, se identificó el nivel más bajo de petróleo conocido (LKO) para la Zona D en el área de estudio. La profundidad promedio es de -4240 ft (-

1292 m). Junto con el mapa estructural, el límite se extrapoló por una misma isolínea para identificar el límite LKO para la Zona D (Figura 35).

**Figura 35.** Nivel más bajo de petróleo conocido (LKO) identificado con base en interpretación de registros, información de producción y mapa estructural de la Formación Esmeraldas - Zona D.



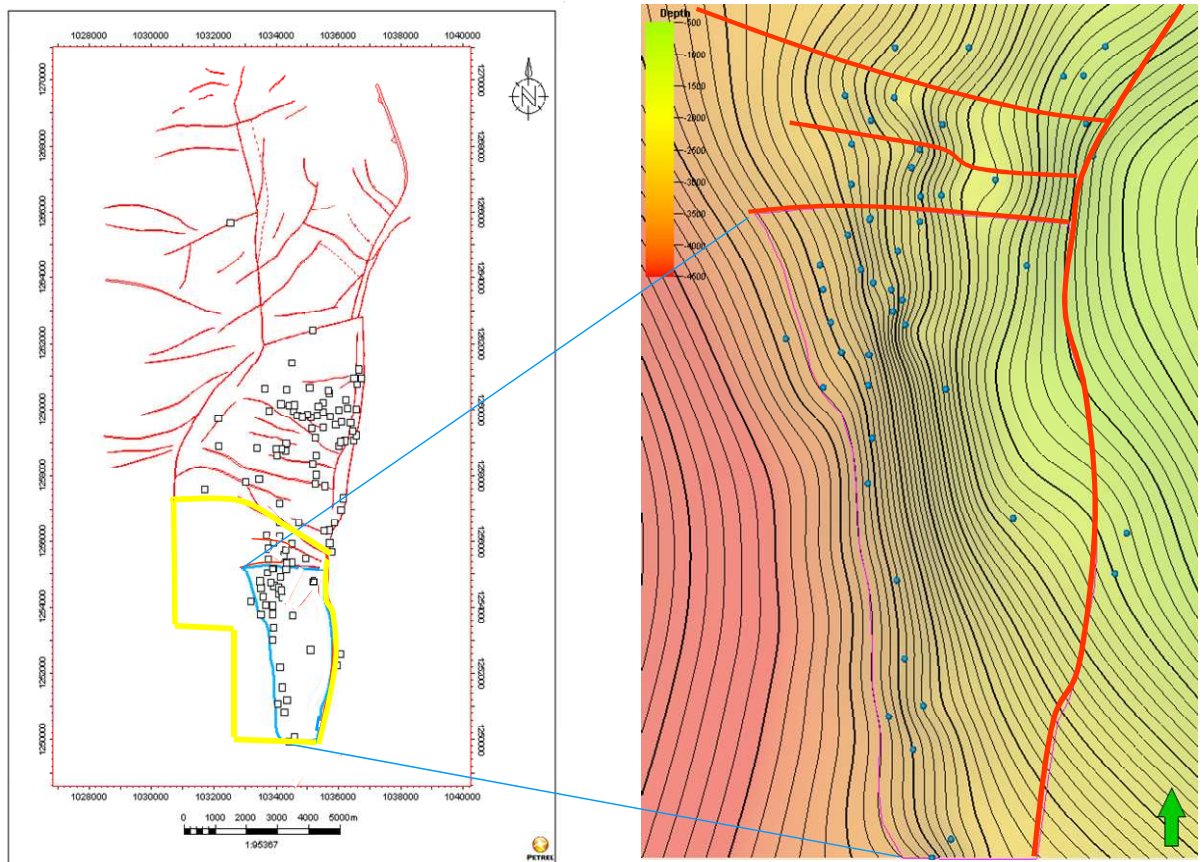
Fuente: Autor

### 7.2.5 Definición del Área de Mayor Interés

Basado en los niveles de petróleo más bajo conocidos (LKO), el contorno estructural, la arquitectura de la unidad, las fallas que representan cierres estructurales de los reservorios e información de producción acumulada, se definió en el área de estudio una zona de mayor interés para el desarrollo de las subunidades reservorio de la Fm. Esmeraldas (Zona D) (Figura 36).

El cierre oeste de la zona de interés es limitado por el nivel de petróleo más bajo conocido y por la arquitectura de la estructura. El cierre Este lo limita la Falla de Infantas que se comporta como un cierre estructural para la migración y acumulación de fluidos. Se decidió que lo más apropiado para delimitar el área al Norte era el fallamiento normal, perpendicular a la falla de Infantas, para no abarcar zonas donde los pozos no presentaban información de producción acumulada de manera independiente para Zona D. El cierre sur es dado por lindero de producción del campo.

**Figura 36.** Área de mayor interés dentro de la zona de estudio. Izquierda) Mapa del campo con las principales fallas. El área dentro del cuadro amarillo corresponde al área de estudio y el área dentro del cuadro azul corresponde a la zona identificada de mayor interés para el desarrollo de las subunidades reservorio de la Fm. Esmeraldas (Zona D). Derecha) Los límites se identificaron de acuerdo al nivel LKO, información de producción, arquitectura de la Unidad, cierres estructurales (fallas) y lindero operacional del campo (sur).



Fuente: Autor

### **7.3 FASE III – RESULTADOS**

Una vez ubicada el área potencial de mayor interés, y a partir de la interpretación de los registros de pozo, se generaron mapas de arena neta petrolífera para focalizar los sectores donde podrían presentarse las mayores acumulaciones de fluidos. Los mapas de arena neta arrojaron información que junto a datos petrofísicos de algunos pozos, fueron utilizados para calcular el volumen de petróleo original en sitio (POES) para la unidad en el área de interés delimitada en el capítulo anterior.

#### **7.3.1 Mapas de Arena Neta**

Los paquetes de areniscas identificados en los registros de pozos, representan los cuerpos que permiten la movilidad y acumulación de hidrocarburos. La importancia de conocer su distribución y continuidad lateral fue el motivo para generar mapas de arena neta.

Los espesores de arena neta (arena + fluidos) se obtuvieron de los registros de cada pozo utilizando programa StratWorks Geologic en Open Works, donde se usó un Cut Off de Vshale  $< 0.5$  y de porosidad RHOB  $< 2.45$ . Los datos obtenidos fueron exportados al programa Petrel para la construcción de los mapas, donde se generó un mapa para cada subunidad reservorio y uno para la unidad completa.

El espesor promedio de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores C5C-D1 es de 16 pies (5 m). El mapa de arena neta para esta sub-unidad, presenta buena distribución y continuidad lateral de los paquetes de arena, en sentido general Norte-Sur y al costado occidental del área delimitada. Por el contrario, al costado Este del área, la subunidad presenta un desarrollo preferencial de lutitas (shales) (Figura 37).

El mapa de arena neta para la subunidad reservorio entre los marcadores D1-D2 muestra una tendencia general de desarrollo de lutitas en casi toda el área

delimitada, a excepción de unos pozos al Norte y uno al Sur, que mostraron un pobre desarrollo de arenas, con un espesor neto promedio de 6 pies (1,8 m), y que no presentan continuidad ni distribución relevante (Figura 38).

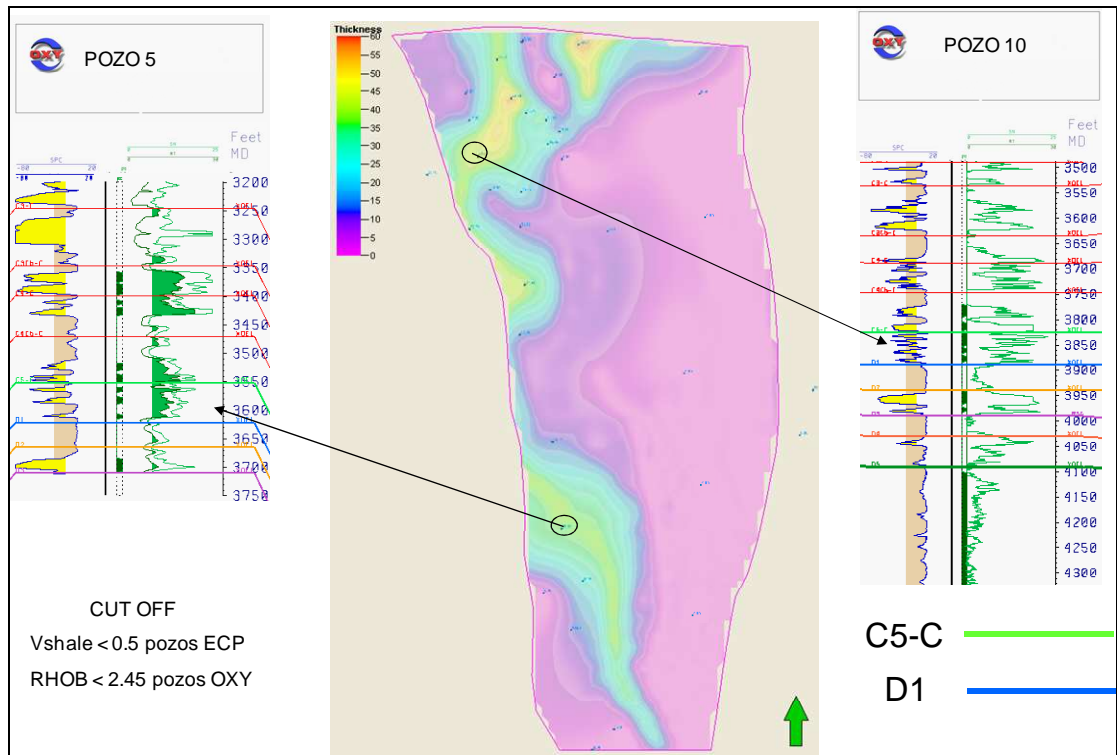
El espesor promedio de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores D2-D3 es de 50 pies (15 m). El mapa de arena neta para esta sub-unidad reservorio, muestra una excelente distribución y continuidad lateral de los paquetes de arena en sentido general Norte-Sur y al costado occidental del área de delimitada. Al costado derecho del área, la subunidad presenta un desarrollo preferencial de lutitas (shales) (Figura 39).

El mapa de arena neta para la subunidad reservorio entre los marcadores D3-D4 presenta un desarrollo de lutitas (shales) en toda el área delimitada (Figura 40), por consiguiente el espesor de arena neta es igual a 0.

El espesor promedio de arena neta para la sub-unidad reservorio entre los marcadores D4-D5 es de 14 pies (4,2 m). El mapa de arena neta para esta subunidad reservorio muestra buena distribución y continuidad lateral de los paquetes de arena, pero localizados al costado Norte, de occidente a oriente del área delimitada. Al sur, la subunidad presenta un desarrollo preferencial de lutitas (shales) (Figura 41).

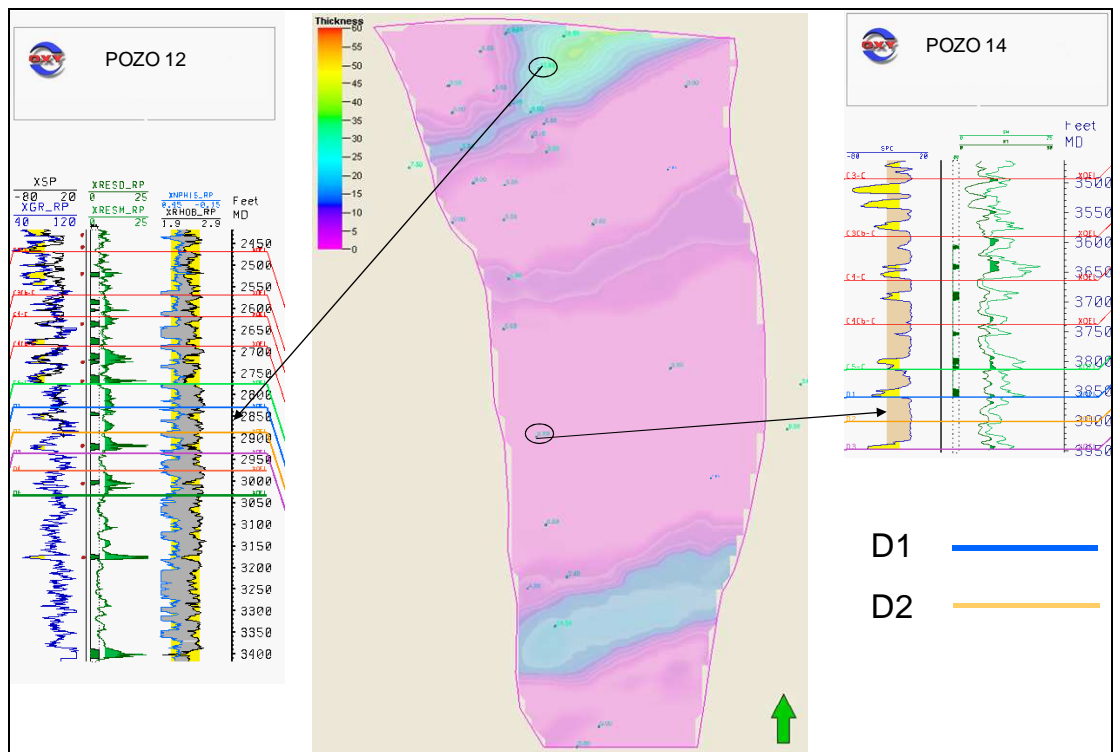
El mapa de arena neta de toda la unidad Zona D, corresponde a la superposición cada uno de los mapas de las diferentes subunidades en que se divide (Figura 42). En síntesis, se puede observar una muy buena continuidad lateral de los paquetes de arena (reservorios) al costado occidental del área delimitada en sentido general Norte-Sur. Es posible que la continuidad lateral de los paquetes se pueda extender, pero debido a la falta de información de pozos no es posible determinar su extensión completa.

**Figura 37.** Mapa de arena neta para la sub unidad reservorio entre los marcadores C5C-D1.



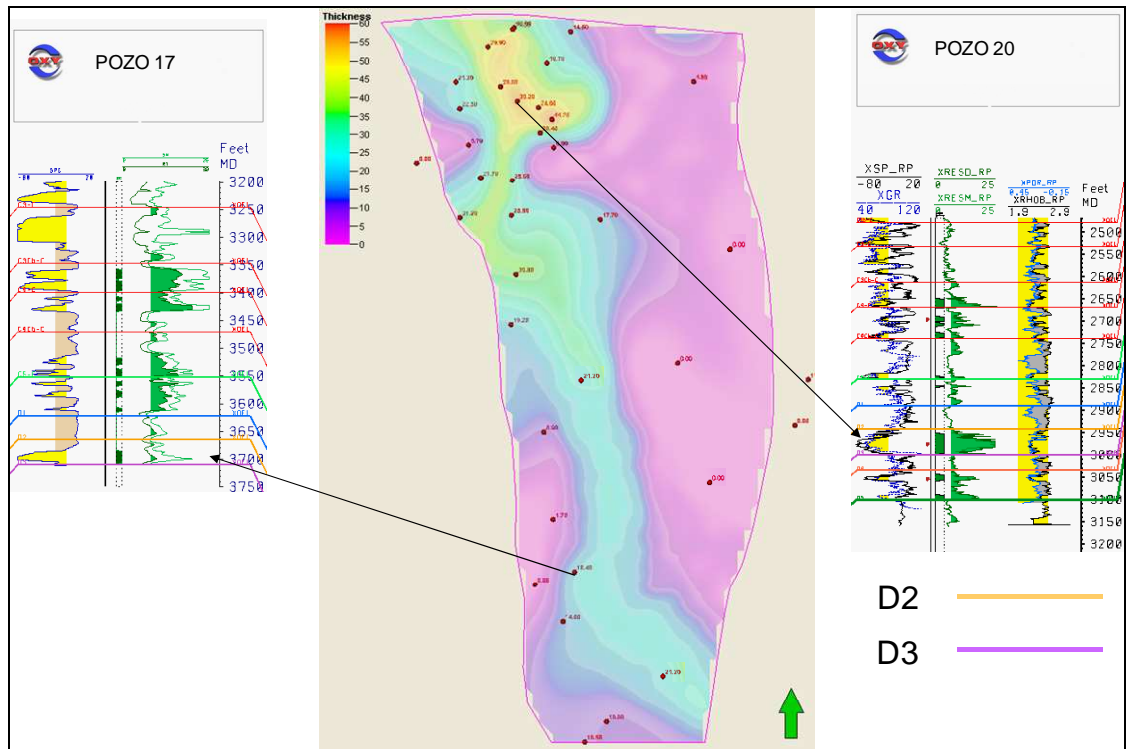
Fuente: Autor

**Figura 38.** Mapa de arena neta para la sub unidad reservorio entre los marcadores D1-D2.



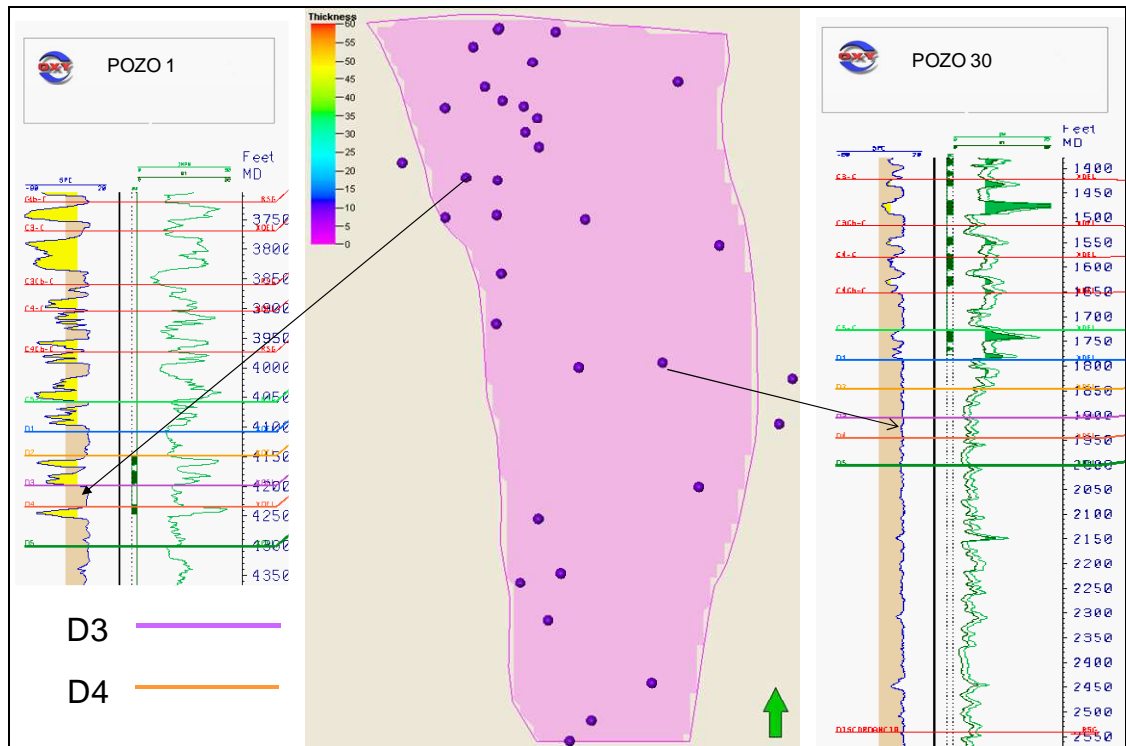
Fuente: Autor.

**Figura 39.** Mapa de arena neta para la sub unidad reservorio entre los marcadores D2-D3.



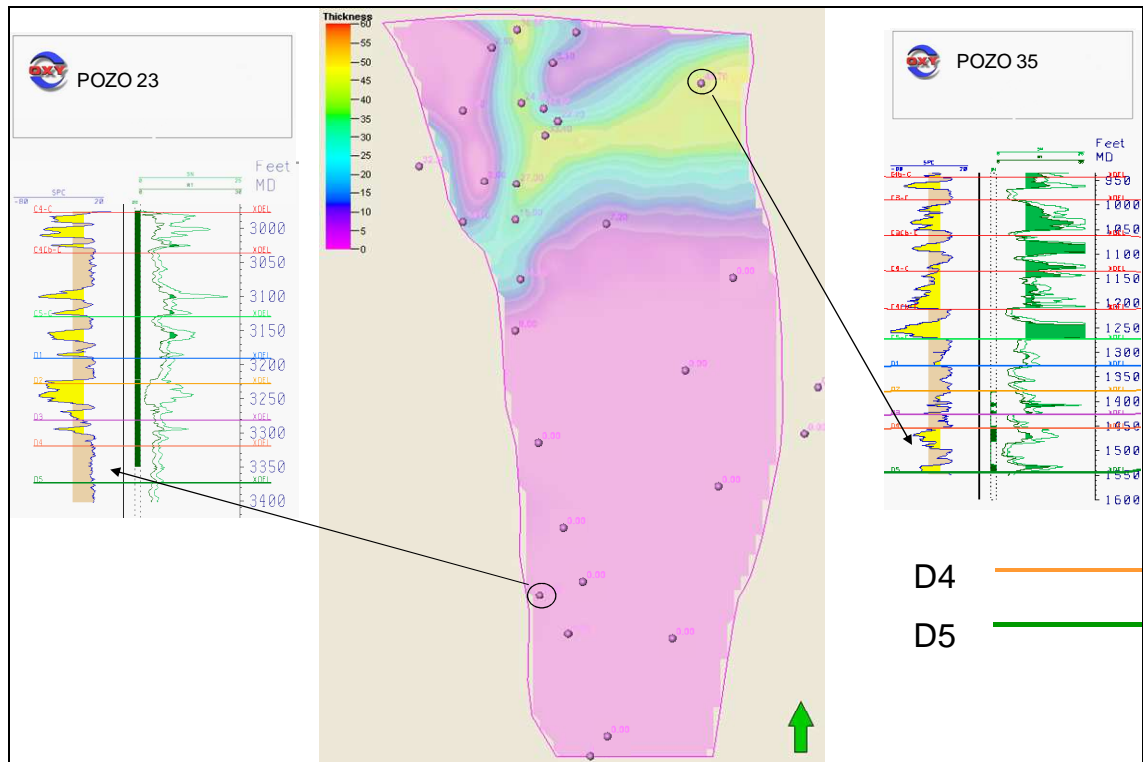
Fuente: Autor

**Figura 40.** Mapa de arena neta para la sub unidad reservorio entre los marcadores D3-D4.



Fuente: Autor

**Figura 41.** Mapa de arena neta para la sub unidad reservorio entre los marcadores D4-D5.



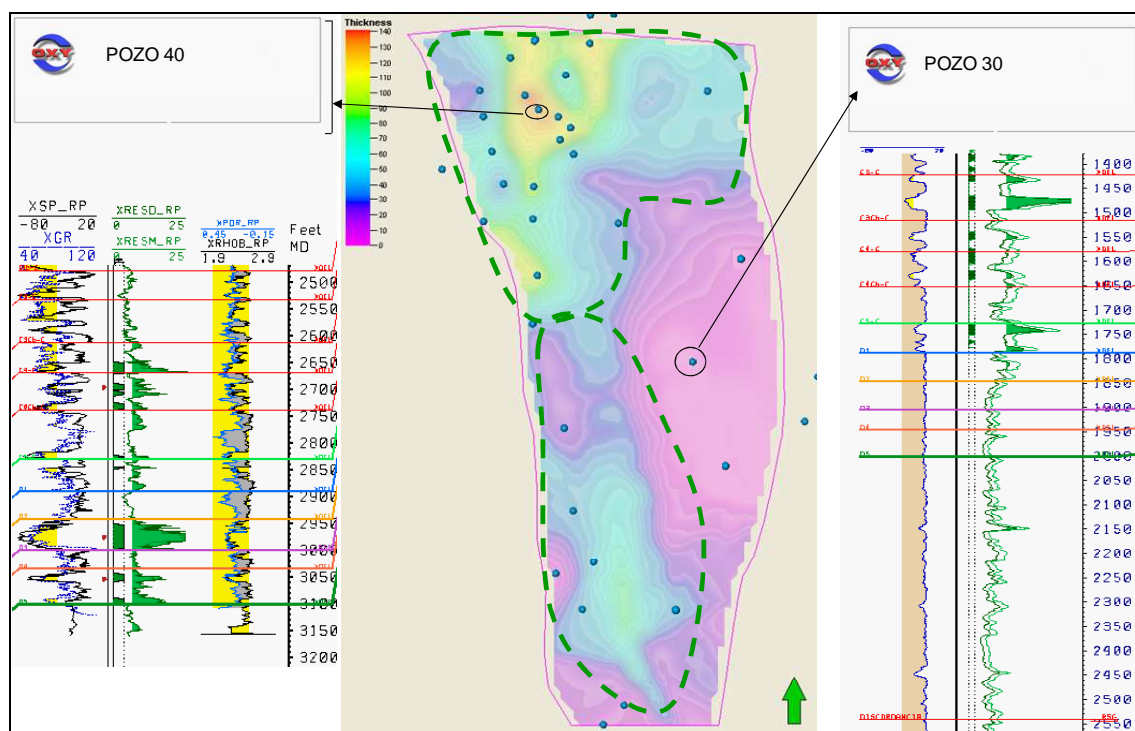
Fuente: Autor

### 7.3.2 Áreas de alto potencial para desarrollar la Unidad

Los pozos perforados recientemente por Occidental han revelado un importante desarrollo de areniscas en Zona D, donde los espesores de arena neta de algunas subunidades reservorio alcanzan hasta 50 pies (15 m). Estos espesores, como se observa el registro del pozo 40 (Figura 42), se encuentran saturados de hidrocarburos y producen alrededor de 54 barriles día con un corte de agua del 1%; de esta manera, han logrado alcanzar una producción acumulada cercana a los 20.000 barriles desde principios de 2009.

Con la identificación de las rutas de conexión que permiten la movilidad y acumulación de hidrocarburos entre las subunidades reservorio (mapas de arena neta), se logró focalizar en el área estudiada, las áreas que presentan mayor potencial para pensar en la inclusión de la Fm. Esmeraldas (Zona D) dentro de las futuras unidades a desarrollar en el campo (Figura 42).

**Figura 42.** Mapa de áreas de alto potencial para desarrollar Zona D. Dentro de los polígonos punteados se presentan las zonas de mayor potencial para la acumulación de hidrocarburos en la Formación Esmeraldas (Zona D). El Pozo 40 muestra un desarrollo importante de areniscas y altas saturaciones de hidrocarburos en la Zona D.



**Fuente:** Autor

### 7.3.3 Cálculo del Volumen de Petróleo Original en Sitio (POES)

Se realizaron cálculos volumétricos para estimar el volumen de petróleo original en sitio (POES) de la Fm. Esmeraldas (Zona D) en el área de interés delimitada. Para esto se determinaron individualmente los volúmenes de cada subunidad en que se divide. Para realizar el cálculo se usaron datos volumétricos de porosidad y de saturación de agua.

A partir de los mapas de arena neta y con el uso de la herramienta Petrel, se calculó el volumen (área\*espesor) para cada subunidad reservorio (Figura 43).

**Figura 43.** Volúmenes calculados con la herramienta Petrel para cada sub-unidad reservorio a partir de los mapas de arena neta generados



**Fuente:** Autor.

### Volumen para cada subunidad reservorio

- C5-C – D1 = ~184 MMbbls
- D1 – D2 = ~65 MMbbls
- D2 – D3 = ~252 MMbbls
- D3 – D4 = ~0 Bls
- D4 - D5 = ~151 MMbbls

Los valores de porosidad y de saturación de agua fueron obtenidos a partir de los registros Densidad/Neutrón y Resistivos respectivamente. El Departamento de Petrofísica de la compañía colaboró en la obtención dichos datos (Tabla 1). Para cada subunidad se obtuvieron 2 valores promedio de porosidad, lo cual permitió tener dos resultados diferentes de volúmenes de POES calculados.

**Tabla 1.** Información de Volumen de arena neta, porosidad y saturaciones para cada subunidad reservorio en que se divide la Fm. Esmeraldas (Zona D).

SubUnidad Reservorio	Volumen (MMBls) de arena + fluidos	Promedio Porosidad 1	Promedio Porosidad 2	Saturación de Agua (Sw)	Saturación de Aceite (Sh)
C5C-D1	~184	0.144	0.147	0.441	0.559
D1-D2	~65	0.161	0.161	0.451	0.549
D2-D3	~252	0.175	0.177	0.306	0.694
D3-D4	0	0.143	0.278	0.368	0.632
D4-D5	~151	0.182	0.154	0.367	0.633

**Fuente:** Autor

Con la información anterior, se aplicó la siguiente fórmula para calcular el volumen de petróleo en sitio de cada subunidad:

$$POES = \frac{V_b * \phi * S_h}{B_{oi}}$$

**V<sub>b</sub>** = Volumen de Arena + Fluidos (bls)

**Φ**= Porosidad

**S<sub>h</sub>**= Saturación de aceite = 1 – S<sub>w</sub>

**B<sub>oi</sub>**= Factor volumétrico del campo = 1.07.

Los volúmenes calculados (Tabla 2) presentan valores pesimistas y optimistas para cada subunidad y son el resultado de utilizar las porosidades promedio 1 y 2 respectivamente, presentadas en la Tabla 1.

Los promedios entre los valores pesimistas y optimistas de cada subunidad se sumaron para obtener el volumen de petróleo original en sitio de la Fm. Esmeraldas (Zona D), el cual es aproximadamente 60 millones de barriles.

**Tabla 2.** Valores de volúmenes de POES calculados para cada subunidad reservorio. El valor dentro del cuadro rojo representa el volumen de petróleo en sitio para la Fm. Esmeraldas en el área de interés delimitada.

ZONA	Optimista	Promedio	Pesimista	Volumen
C5-D1	15,143,251	14,988,728	14,834,205	Barriles
D1-D2	5,817,225	5,817,225	5,817,225	Barriles
D2-D3	31,019,666	27,375,351	23,731,037	Barriles
D3-D4	0	0	0	
D4-D5	17,406,129	16,067,196	14,728,263	Barriles
Sin Boi	69,386,271	64,248,500	59,110,730	Barriles
Con (Boi) 1.07	64,846,982	60,045,328	55,243,673	Barriles

Fuente: Autor

## 8. CONCLUSIONES

La identificación de los topes de cada subunidad reservorio en que se divide la Formación Esmeraldas (Zona D), en los registros de pozo, permitió establecer mediante correlaciones estratigráficas su distribución y continuidad lateral. Las sub-unidades entre los marcadores C5C-D1, D2-D3 y D4-D5, presentan un desarrollo importante de areniscas con buena continuidad lateral, exhibiendo preferencialmente, en sentido N-S y hacia el centro del área de estudio, rutas de conexión entre estas subunidades reservorio que probablemente permiten la movilidad y acumulación de hidrocarburos. Las subunidades entre los marcadores D1-D2 y D3-D4, exhiben un desarrollo preferencial de lutitas (shales), presentando una extensa distribución y continuidad en todo el área de estudio.

Basados en los niveles más bajos de petróleo conocidos, datos de producción y rasgos estructurales, se definió un área potencial de mayor interés, a la cual se le calculó un volumen de petróleo original en sitio (POES) de aproximadamente 60 MMbbls. Esto sugiere un excelente potencial de reservas para la Formación Esmeraldas en el área de estudio. Estos resultados contribuyen a la idea de extender el estudio de la formación en las otras áreas del campo y así la posibilidad de adicionar reservas al campo.

La generación de mapas de arena neta, permitieron focalizar zonas, al costado occidental y de norte a sur dentro del área de interés, que presentan mayor potencial productivo para pensar en la posibilidad de incluir a la Formación Esmeraldas dentro de futuros proyectos de desarrollo del campo.

Se encontró que en el área de estudio, 180 pozos alcanzaron la Fm. Esmeraldas, de los cuales sólo 53 pozos presentan registros tomados en hueco abierto (open hole) y que fueron útiles para las correlaciones estratigráficas.

Las correlaciones estratigráficas se realizaron a partir de la interpretación de los registros de Potencial Espontáneo (SP), Rayos Gamma (GR), Resistivos, Densidad y Neutrón.

Según la interpretación de registros eléctricos, el espesor promedio de la Fm. Esmeraldas (Zona D) en el área de estudio varía entre 250 – 350 pies (76 –106 m).

La sub-unidad entre los marcadores D2-D3 presenta un espesor de arena neta promedio de 50 pies (15 m), convirtiéndose en la sub-unidad reservorio de la formación con mayor potencial para la acumulación de hidrocarburos. Las subunidades entre los marcadores D2-D3 y D4-D5 presentan un espesor de arena neta promedio de 16 pies (5 m) y 14 pies (4,2 m) respectivamente.

Las sub-unidades entre los marcadores D1-D2 y D3-D4, exhiben un desarrollo preferencial de lutitas (shales), presentando una extensa distribución y continuidad en todo el área de estudio. Estas subunidades podrían representar sellos locales para las subunidades arenosas entre los marcadores C5C-D1, D2-D3 y D4-D5.

Los mapas estructurales generados a partir de las correlaciones estratigráficas y estructurales, muestran un alto buzamiento de las capas de La Formación Esmeraldas (Zona D) hacia la parte central del área de estudio.

## **9. RECOMENDACIONES**

Se recomienda que todos los pozos nuevos del campo, alcancen en profundidad la Fm. Esmeraldas - Zona D, con el fin de obtener mayor información de la unidad, que permita complementar el estudio de la continuidad y distribución de la formación establecidos durante este trabajo.

Calcular un Factor de Recobro para la Fm. Esmeraldas - Unidad Operacional Zona D.

Discriminar la producción de Zona C y Zona D, para pozos nuevos para saber el potencial de producción de cada unidad de manera independiente.

Realizar pruebas de presión y productividad para la Fm. Esmeraldas - Zona D, para así determinar si necesita un proceso de Inyección.

## 10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- **Bendeck, J. 1992.** Perfiles eléctricos, una herramienta para la evaluación de formaciones. Edición publicada por la A.C.G.G.P.
- **Clavijo, J. & Royero J.M. 2001.** Mapa geológico generalizado, Departamento de Santander escala 1:400.000. Memoria explicativa. Ingeominas, p. 38.
- **Cooper, M. A., et al. 1995.** Basin development and tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia, A.A.P.G. Bull., Vol 79:10.
- **Dengo, C.A. and Covey, M.C. 1993.** Structure of the Eastern Cordillera of Colombia, Implications for trap styles and regional tectonics. A.A.P.G. Bull., Vol 77:8.
- **Dickey, P. 1992,** La Cira-Infantas Field, Middle Magdalena Basin, in E. A. Beaumont and N. H. Foster, Eds. Structural Traps VII, AAPG Treatise of Petroleum Geology, Atlas for Oil and Gas Field, p. 323-347.
- **Dienes, I., 1974.** General formulation of the correlation problem and its solution in two special situations. Mathematical Geology, No.1, pp.7381.
- **Ecopetrol, 2000.** Deeper Infill Drilling, D Unit, La Cira Infantas Oil Field. División de yacimientos GCO. Informe técnico.
- **Ecopetrol-ICP. 2001.** Evaluación integrada de yacimientos del Campo La Cira Infantas, Valle Medio del Magdalena. División de yacimientos GCO. Informe técnico.

- **Etayo, F. et al. 1983.** Mapa de terrenos geológicos de Colombia: Ingeominas, Publicación Especial, Bogotá, Colombia, no. 14-1, p. 235.
- **Garzón, J. 2009.** Análisis de la distribución y eficiencia de la inyección de agua del área 3w del campo La Cira Infantas a través de trazadores radioactivos. Tesis Pregrado. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- **Gutierrez, M. 2001.** Rock physics and 3-D seismic characterization of reservoir heterogeneities to improve recovery efficiency, La Cira Infantas Oil Field. Ph.D Thesis, Department of Geophysics, Stanford University.
- **Mantilla, J. 1993.** Cuantificación de la incertidumbre asociada en la predicción del comportamiento de producción de un yacimiento altamente heterogéneo sometido a Inyección de agua: Campo La Cira. M.S Tesis, Universidad Industrial de Santander.
- **Manrique, J. & Kairuz, E. 1998.** Principios de interpretación de registros de pozo. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Caldas.
- **McCourt, et al. 1984.** New geological and geochronological data from the Colombia Andes: Continental growth by multiple accretion. Jour. Geol. Soc. London.
- **Montgomery, S., 1992.** Petroleum potential of Upper and Middle Magdalena Basins, Colombia, Part 1: Local and regional geology: Petroleum Frontiers, 9, no. 2, p. 58.
- **Mora, C., et al. 1996.** Petroleum Systems of the Middle Magdalena Valley, Colombia: A.A.P.G. Bulletin, 80, no. 8, p. 1316.

- **Morales, L., et al. 1958.** General geology and oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia: Habitat of Oil Symposium, American Association of Petroleum Geologists, p. 641-695.
- **Olaya, I.D. 1997.** Seismic stratigraphic characterization of the Lower Tertiary in the Cachira Paleohigh, Middle Magdalena Basin, Colombia: M.S. Thesis, CSM, Geology, Golden, Colorado.
- **Pindell, J. L. 1985,** Alleghenian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and the proto-Caribbean: *Tectonics*, 4, p. 1-39.
- **Pilsbry, H.A., and A.A. Olsson. 1935.** Tertiary fresh-water mollusks of the Magdalena embayment, Colombia. *Proceedings of the Academy of Natural Sciences of Philadelphia* Vol. 87. p. 7-39.
- **Ramon, J.C. 1998.** Sequence stratigraphic framework of Tertiary strata and oil geochemical evaluation, Middle Magdalena Basin, Colombia: Ph.D. Thesis, CSM, Geology, Golden, Colorado, 297 p.
- **Restrepo-Pace, et al. 1999,** Fold and thrust belt hydrocarbon plays along the eastern margin of the Middle Magdalena Valley, Colombia: *AAPG Bulletin*, 83, No. 8, p. 1336.
- **Suarez, M. A. 1997.** Facies analysis of Eocene La Paz formation, and regional evaluation of the post-middle Eocene stratigraphy, Northern Middle Magdalena Valley, Colombia: M.S. thesis, University of Colorado, Boulder, Colorado, 88 p.
- **Tearpock, J. & Bischke, R. 1991.** Applied subsurface geological mapping. Prentice Hall. New Jersey

- **Villamil, T. 1998.** Mesozoic paleogeographic evolution of Northern South America: Foundations for sequence stratigraphic studies in passive margin strata deposited during non-glacial times, in Pindell J. L. and C. Drake, Eds., Paleogeographic Evolution and Non-glacial Eustasy, Northern South America, SEPM, Publicación especial, no. 58, p. 283-318.
- **Ward et al., 1977.** Mapa geológico del cuadrángulo H-12, Bucaramanga, Colombia: U.S. geological Survey and Ingeominas, scale 1:100.000, 1 sheet.
- **Wheeler, O. C., 1935.** Tertiary stratigraphy of the Middle Magdalena Valley. Proc. Acad. Nat. Sci. Philadelphia. Vol. 87, pp. 21-39.

## REFERENCIAS DE INTERNET

**Ecopetrol, 2003.** El Regreso de La Cira. Carta Petrolera – Edición 108 abril - mayo  
[http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera108/rev\\_produccion2.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm)

**Robertson Geologging Limited, 2010.**  
<http://www.geologging.com/english/default.htm>