

**REDEFINICION DE TOPES CON BASE EN CICLOS ESTRATIGRAFICOS EN  
EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS (AREA INFANTAS NORTE), FORMACION  
MUGROSA, UNIDAD C; APLICACIÓN PRACTICA AL DISEÑO DE UN POZO  
HORIZONTAL EN EL AREA DE ESTUDIO**

**JAIME ALBERTO DIAZ PINZON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA  
BUCARAMANGA**

**2013**

**REDEFINICION DE TOPES CON BASE EN CICLOS ESTRATIGRAFICOS EN  
EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS (AREA INFANTAS NORTE), FORMACION  
MUGROSA, UNIDAD C; APLICACIÓN PRACTICA AL DISEÑO DE UN POZO  
HORIZONTAL EN EL AREA DE ESTUDIO**

**Jaime Alberto Díaz Pinzón**

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

**Director:**

**RICARDO MIER UMAÑA**

**GEÓLOGO**

**Docente Titular**

**Co-Director**

**Mario Alexander Jaimes Bohórquez**

**Geólogo de Yacimientos**

**Occidental de Colombia, LLC**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS**

**ESCUELA DE GEOLOGIA**

**BUCARAMANGA**

**2013**

## DEDICATORIA

A Dios por darme la constancia y la disciplina para todas las actividades que me he propuesto a lo largo de toda mi vida.

A mis padres por ser la motivación principal de este logro

A mis hermanos por su apoyo incondicional.

A mis amigos porque con ellos pase los mejores momentos durante toda mi carrera.

*“la imaginación es más importante que el conocimiento” Albert Einstein.*

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme la oportunidad de tener una muy buena familia, unos excelentes amigos y grandiosos compañeros.

A mis padres por tener su apoyo incondicional, buenos consejos y enseñarme siempre a seguir adelante sin importar las dificultades.

A mis amigos porque con ellos disfrute los mejores momentos de mi carrera.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Geología por permitirme desarrollar este trabajo y formarme como un profesional integral.

A Occidental de Colombia, en especial a los equipos de La Cira-Infantas RDT y RMT, al Ingeniero Aldo Andrés Caliz y el Geólogo Mario Alexander Jaimes mentores directos de este trabajo, por la oportunidad de darme a conocer y de enseñarme el desarrollo de esta industria, y por la excelente disposición en todo momento para el buen desarrollo de mi perfil profesional como Geólogo.

Al director de mi tesis Ricardo Mier Umaña, por sus valiosos consejos y sugerencias para la obtención de los objetivos de este trabajo.

Finalmente a todo el equipo de profesores de la Escuela de Geología, por sus excelentes clases y consejos que siempre brindaron a lo largo de toda mi carrera.

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	16
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
2. JUSTIFICACIÓN	18
3. OBJETIVOS	19
3.1. OBJETIVO GENERAL	19
3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS:	19
4. MARCO DE REFERENCIA	20
4.1. LOCALIZACION	20
4.2. ANTECEDENTES	21
4.3. MARCO GEOLOGICO	22
4.4. ESTRATIGRAFIA	23
4.4.1. Formación Esmeraldas (Zona D).	24
4.4.2. Formación Mugrosa.	24
4.4.2.1. Zona C:	25
4.4.2.2. Zona B:	25
4.4.3. Formación Colorado.	25
4.5. GEOLOGIA ESTRUCTURAL	27
4.5.1. Estructura La Cira.	27
4.5.2. Estructura Infantas.	27
4.6. SISTEMA PETROLIFERO	29
4.6.1. Roca Fuente.	29
4.6.2. Roca Reservorio.	30
4.6.3. Migración.	31
4.6.4. Roca Sello	31
4.6.5. Trampa.	31
4.7. AREA DE TRABAJO	32

5. MARCO TEORICO	33
5.1. ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS	33
5.1.1. Nivel Base	34
5.1.1.1. Factores que controlan el perfil base:	36
5.1.1.2. Características del Ciclo estratigráfico fluvial	39
5.2. PARAMETROS GEOLÓGICOS PARA EL DISEÑO DE UN POZO HORIZONTAL	42
5.3. REGISTROS ELECTRICOS	45
5.3.1. Resistivos	45
5.3.2. Potencial Espontaneo (SP).	46
5.3.3. Registros de Rayos Gamma.	48
5.3.4. Registro de densidad.	50
5.3.5. Registros de Porosidad Neutrón.	51
6. DESCRIPCION DE REGISTROS AREA INFANTAS NORTE	53
7. CONSTRUCCION DE CORRELACION ESTRATIGRAFICA	62
8. RELACION ENTRE TIPOS DE ROCA	69
9. PARAMETROS PARA LA PERFORACION DE UN POZO HORIZONTAL	76
10. ANALISIS Y RESULTADOS	81
CONCLUSIONES	84
RECOMENDACIONES	86
BIBLIOGRAFIA	87

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Magdalena, Santander, Colombia.	21
Figura 2. Esquema ambiente de sedimentación fluvial tipo meandriforme.	23
Figure 3. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	26
Figura 4. Línea Sísmica Arbitraria, mostrando esquema estructural del Campo La Cira-Infantas.	28
Figura 5. Mapa estructural del Campo La Cira-Infantas. Colores amarillos indican alta posición estructural.	30
Figura 6. Representación esquemática (cuadrado azul) del área de estudio en el Campo La Cira-Infantas.	32
Figura 7. Esquema de representación de ciclos de nivel base estratigráfico con las facies típicas de un ambiente fluvial de meandro.	34
Figura 8. Corte esquemático ilustrando el concepto de perfil base y la relación con nivel base o nivel del mar.	35
Figura 9. Causas y efectos de cambios en el nivel o perfil base dentro de una cuenca.	37
Figura 10. Controles en el empaquetado de estratos continentales ilustrados en términos de las tazas entre efectos del clima, eustasia , subsidencia de la cuenca y levantamiento del área fuente.	38
Figura 11. Diagrama de resumen ilustrando la relación entre la arquitectura fluvial y la costa.	40
Figura 12. Sección transversal y columna esquemática de secuencias sedimentarias aluviales basados en estratos Mesozoicos en Argentina.	41
Figura 13. Esquema mostrando los parámetros principales para perforación de un pozo productor.	43

Figura 14. Foto satelital mostrando diversas locaciones en algún lugar del campo LCI.	44
Figura 15. Principio de medición de toma de registros resistivos.	46
Figura 16. Funcionamiento del SP. Origen del potencial espontaneo Reproducido de “ <i>Essential of Modern Open-Hole Interpretation</i> ” por John T Dewan.	47
Figura 17. Registro de potencial espontaneo SP y registro de Resistividad.	48
Figura 18. Respuesta de la toma de registro de rayos gamma respecto a un registro SP.	49
Figura 19. Herramienta para la toma de registros de densidad.	50
Figura 20. Arreglo esquemático del funcionamiento de la herramienta para la toma de registro Porosidad-Neutrón.	51
Figura 21. Mapa estructural de la unidad C (Formación Mugrosa) mostrando la densidad de pozos correlacionados con la metodología de estratigrafía secuencial. Implementando el programa PETREL.	53
Figura 22. Pozo tipo A, mostrando la Zona C (Formación Mugrosa), junto con la interpretación utilizada en el Campo, implementada anteriormente. Implementando el programa OpenWorks.	56
Figura 23. Mostrando la correlación estratigráfica realizada con la interpretación inicial, de la Zona C, Formación Mugrosa en algún lugar de la Zona de estudio.	57
Figura 24. Pozo tipo A, mostrando la Zona C (Formación Mugrosa), junto con la reinterpretación estratigráfica de los topes basada en ciclos estratigráficos.	59
Figura 25. Registros del pozo tipo A, comparando las dos metodologías de interpretación.	60
Figura 26. Correlación estructural de una sección perpendicular a los ejes de las estructuras anticlinales La Cira e Infantas en la zona de estudio, utilizando <i>Openworks</i> , con la aplicación <i>StratWorks</i> en los módulos <i>Correlation</i> y <i>MapView</i> .	62
Figura 27. Correlación estratigráfica de una sección perpendicular a los ejes de las estructuras anticlinales La Cira e Infantas en la zona de estudio, utilizando	

<i>Openworks</i> , con la aplicación <i>StratWorks</i> en los módulos <i>Correlation</i> y <i>MapView</i> .	63
Figura 28. Ubicación de los pozos seleccionados para mostrar la sección X – X'.	64
Figura 29. Correlación estratigráfica de la Unidad C, formación Mugrosa, implementando la metodología basada en ciclos estratigráficos.	65
Figura 30. Correlación estratigráfica (X-X') de la Unidad C, formación Mugrosa, mostrando la arena a navegar. Correlación realizada utilizando el programa <i>OpenWorks</i> .	66
Figura 31. Mapa de Arena neta de la Unidad Datum.	67
Figura 32. Correlación estratigráfica indicando la conectividad y relación entre los tipos de roca que se tienen en el yacimiento.	69
Figura 33. Mapa estructural del área de estudio, mostrando pozos correlacionados en la sección A – A' y plataforma del pozo horizontal P-P.	71
Figura 34. Interpretación estratigráfica resaltando la cantidad de canales presentes y la conectividad lateral y vertical entre estos, la línea roja indica la zona a navegar del pozo horizontal.	72
Figura 35. Mapa de arena neta de la unidad de interés mostrando la ubicación de los pozos tipo implementados para la correlación estratigráfica.	73
Figura 36. Modelo de facies desarrollado en el programa Petrel. Con tres pozos que se encuentran muy cerca a la trayectoria propuesta para el pozo horizontal.	74
Figura 37. Trayectoria del Pozo horizontal propuesto.	79
Figura 38. Mostrando la distribución de arena con los pozos más representativos utilizados en el análisis. Realizado en el programa Petrel.	82

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Figura ilustrando el plan direccional correspondiente al pozo horizontal propuesto.	76

## RESUMEN

**TITULO:** REDEFINICION DE TOPES CON BASE EN CICLOS ESTRATIGRAFICOS EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS (AREA INFANTAS NORTE), FORMACION MUGROSA, UNIDAD C; APLICACIÓN PRACTICA AL DISEÑO DE UN POZO HORIZONTAL EN EL AREA DE ESTUDIO\*

**AUTOR:** JAIME ALBERTO DIAZ PINZON\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Estratigrafía de Secuencias, Nivel base, Redefinición, Topes, Registros Eléctricos.

La popularización de los conceptos de estratigrafía de secuencias durante los últimos años ha proporcionado a la comunidad geológica poderosas y nuevas herramientas con las cuales es posible predecir la ocurrencia y geometría de estratos sedimentarios. Este reporte es el resultado de un trabajo previo en grupo sobre estratigrafía de secuencias continental que fue discutido entre geólogos e ingenieros de petróleo en OXY, considerando que la aplicación de los conceptos de estratigrafía de secuencia requiere cuidadosas consideraciones de controles del nivel base y suministro de sedimentos. El proyecto se desarrolló en el Campo La Cira-Infantas (área Infantas Norte) ubicado en el Departamento de Santander, geológicamente se encuentra en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

En este proyecto se redefinieron los topes operacionales correspondientes a la Unidad C, Formación Mugrosa, mediante la metodología de estratigrafía de secuencias a partir de registros eléctricos (Potencial Espontáneo, Rayos Gamma, Resistivos, Densidad y Porosidad-Neutrón) disponibles en el área. Dicha metodología permitió unificar criterios y generar bases geológicas más consistentes para caracterizar estas unidades, permitiendo definir mejor la continuidad vertical y lateral de los cuerpos presentes y por ende las unidades de flujo que se encuentran actualmente en desarrollo.

Con la metodología, se facilitó la deducción de patrones geológicos que se utilizaron en la generación, evaluación y definición de un prospecto de un pozo horizontal de desarrollo en el área de estudio.

---

\* Trabajo de Grado modalidad Práctica Empresarial, desarrollado en OXY, LCI.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Geología. Director: Geólogo Ricardo Mier Umaña (UIS), Co Director: Geólogo de Yacimientos. Mario Alexander Jaimes B.

## ABSTRACT

**TITLE:** Picks Redefinition Based Stratigraphic Cycles in the La Cira-Infantas Field (Infantas North Area), Mugrosa Formation, Unit C; Applied to Horizontal Well Design<sup>\*</sup>.

**AUTHOR:** JAIME ALBERTO DIAZ P<sup>\*\*</sup>

**KEYWORDS:** Sequences Stratigraphy, Redefinition, Tops, Electric logs.

The popularization of sequence-stratigraphic concepts during last years has given the geologic community powerful new tools with which to predict the occurrence and geometry of sedimentary strata. This report is the result of a previous working group on continental sequence stratigraphy that was discussed between different geologist and petroleum engineers in OXY, considering that successful application of sequence stratigraphic concepts requires careful consideration of control on base level and sediment supply. The Project was developed in La Cira-Infantas Field (Infantas North Area), located in Santander Department, geologically the LCI field is located in the Middle Magdalena Basin.

In this project were reinterpreted the operational picks corresponding to Unit C, Mugrosa Formation (Infantas North Area), through the stratigraphy's methodology sequence by using electric logs (Spontaneous Potential, Gamma Ray, Resistivity, Density and Porosity-Neutron) presents in the Area. This methodology allowed unifies and generated geological foundation more consistent to characterize those units, allowing define in a best way the continuity of the vertical and horizontal bodies presents and hence the flow units located currently in development.

This methodology facilitated the deduction of the geological patterns whose was used in the generation, evaluation and definition of the prospect of the development horizontal well in the studied area.

---

<sup>\*</sup> Degree Work Business Practice mode, developed in OXY, LCI.

<sup>\*\*</sup> Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Geología. Director: Geólogo Ricardo Mier Umaña (UIS), Co Director: Geólogo de Yacimientos. Mario Alexander Jaimes B

## INTRODUCCION

El concepto de la estratigrafía secuencial en ambientes continentales se basa en la identificación de ciclos de nivel base estratigráfico, a partir de los cuales se determinan cambios en la relación espacio de Acomodación vs Suministro de sedimentos (A/S). Teóricamente los aumentos y disminuciones de la relación (A/S) o subidas y caídas del nivel base estratigráfico son constantes en tiempo y espacio a lo largo de toda una cuenta sedimentaria (e.g. Cross, 1988; Galloway, 1989; Ramón y Cross, 1997a); esto permite que sean utilizados como indicadores de procesos sedimentológicos, tectónicos, climáticos, y eustáticos que afectan las condiciones de depositación de los sedimentos que conforman unidades estratigráficas específicas y como herramienta de alta resolución para la definición y caracterización de las mismas.<sup>1 2</sup>

La importancia de este proyecto es realizar una correlación estratigráfica mediante la metodología de estratigrafía secuencial a partir de registros eléctricos, para entender la conectividad hidráulica en los depósitos fluviales de edad Oligoceno de la Zona C, Formación Mugrosa localizados en el área Infantas Norte, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Finalmente, junto con la construcción de la correlación estratigráfica según la metodología especificada, indicar parámetros geológicos para la perforación de un pozo horizontal de desarrollo en el área Infantas Norte.

---

<sup>1</sup> SIERRA, Gloria., et al. Estratigrafía Secuencial de la Formación Amaga. En: Boletín de Ciencias de la Tierra. Noviembre, 2003, no. 15, p. 9-22. ISSN 0120 – 3630.

<sup>2</sup> RAMON, Juan y CROSS, Timothy. Correlation ad Methods in Continental Strata, Middle Magdalena Basin, Colombia. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School Mines, Colorado, 1997.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El desarrollo del campo con el pasar del tiempo ha pasado por diferentes procesos de exploración y explotación. La interpretación de registros y sus respectivas correlaciones han sido de vital importancia para la caracterización de los diversos modelos que se tienen para el desarrollo del campo. No obstante, a la presencia de diversas interpretaciones estratigráficas, es necesario revalidar la actual información disponible con la metodología de estratigrafía secuencial, la cual permite explicar e identificar conectividades entre cuerpos arenosos, y la relación geométrica espacial entre estos, en especial en algunas áreas de Infantas Norte donde el espesor y propiedades petrofísicas de la roca almacenadora, no son las más apropiadas para llevar a cabo la perforación de pozos convencionales o como lo es en este caso pozos verticales de desarrollo. Por lo tanto, dicha metodología permite evaluar alternativas más económicas, para drenar las reservas remanentes como la de la perforación de un pozo horizontal de desarrollo en el área de interés.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Estudios realizados han demostrado que el campo a pesar de ser el más antiguo de Colombia, aun presenta gran potencial de reservas. Esto implica un plan de desarrollo eficaz que exige llevar a cabo estudios cada vez más detallados que permitan conocer mucho mejor las características de la roca almacenadora de hidrocarburo. La correlación de unidades sedimentarias con base en ciclos estratigráficos permitirá unificar criterios y generar unas bases geológicas más consistentes para el actual desarrollo secundario del Campo.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1. OBJETIVO GENERAL

Redefinir las principales unidades sedimentarias (unidad C, Formación Mugrosa) en el Campo La Cira-Infantas (Área Infantas Norte) correlacionando con base en la metodología de estratigrafía de secuencias a partir de registros eléctricos (*SP, Gamma Ray, Resistivity, Density, Neutron-Porosity*) disponibles en el área, con el fin de generar, evaluar y definir un prospecto de un pozo horizontal de desarrollo en el área de estudio.

#### 3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Describir patrones y características en los registros eléctricos (*SP, Gamma Ray y Resistivity*) tomados en los pozos seleccionados en el área Infantas Norte.
- Construir la correlación estratigráfica entre los pozos seleccionados según la metodología de estratigrafía secuencial para los Depósitos Fluviales de la Zona C de la Formación Mugrosa en el área Infantas Norte.
- Definir la relación existente entre los tipos de roca, estimando la conectividad hidráulica entre estas en el área de estudio.
- Indicar parámetros geológicos para la perforación de un pozo productor horizontal en el área de estudio.

## 4. MARCO DE REFERENCIA

En cualquier campo de petróleo donde se desee implementar un proyecto de perforación de pozos horizontales es necesario realizar una caracterización detallada de las zonas productoras de aceite con el fin de entender las heterogeneidades del yacimiento y el movimiento de los fluidos dentro de la roca almacenadora.

El enfoque de esta caracterización es la implementación de la metodología de estratigrafía de secuencias que permite estimar y entender la distribución de las arenas de acuerdo al ambiente de sedimentación que se tiene en el yacimiento, y de esta manera poder proponer parámetros para la perforación de un pozo horizontal de desarrollo en el área Infantas Norte.

En este estudio se realizarán correlaciones estratigráficas del área mencionada, siguiendo los criterios de nivel base utilizados por Cross<sup>3</sup>, a partir de registros eléctricos (*SP, Resistivity, Gamma Ray, Density y Neutron-Porosity*). Este proyecto permitirá optimizar y maximizar el recobro de aceite de una forma más eficiente en el yacimiento de la Zona C, Formación Mugrosa en el área de estudio.

### 4.1. LOCALIZACION

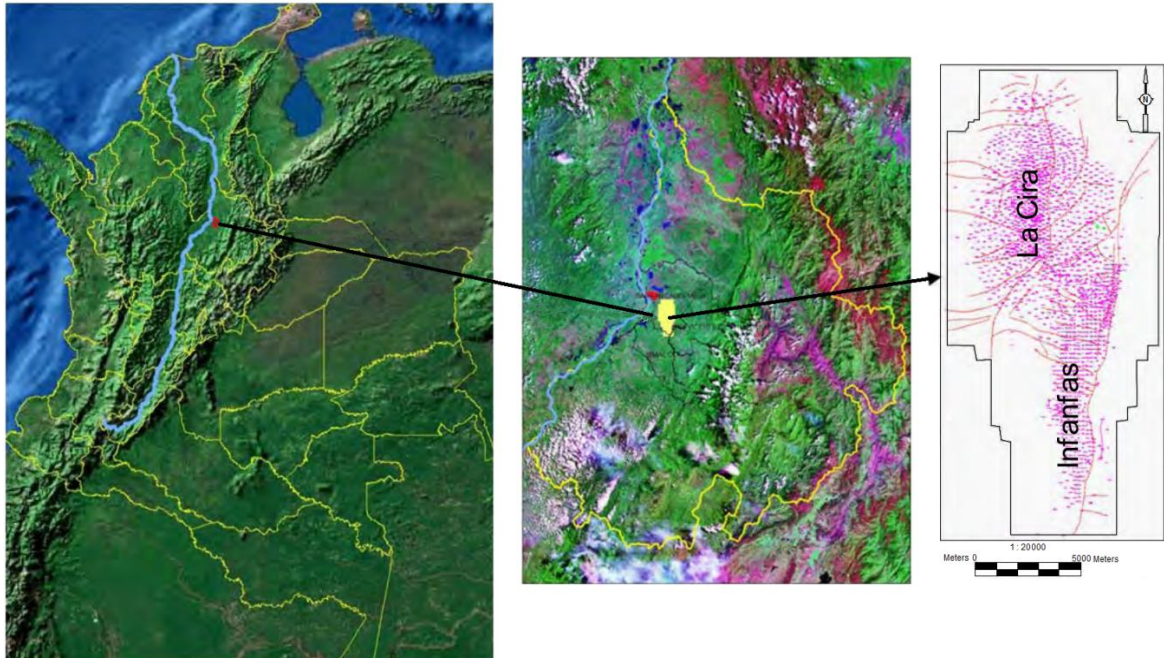
El Campo La Cira-Infantas está ubicado geográficamente en el Departamento de Santander, en jurisdicción de los Municipios de Barrancabermeja, Simacota y San Vicente de Chucuri. Este campo se encuentra localizado en la parte central de la antigua Concesión de Mares, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, a una

---

<sup>3</sup> Ibíd

distancia aproximada de 25 km al SE de la ciudad de Barrancabermeja y a 250 km al NW de Bogotá (ver Figura 1).

**Figura 1. Ubicación del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Magdalena, Santander, Colombia.**



**Fuente:** ROJAS, Cesar Augusto. Modelamiento geo estático de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del campo La Cira. Tesis Magister en Ciencias Geológica. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. 11 p; Modificado por el autor.

## 4.2. ANTECEDENTES

La historia de la industria petrolera en Colombia nace precisamente en este Campo. En 1917 se empieza la perforación de los dos primeros pozos los cuales se completaron en el año 1918, años más tarde se comprueba la existencia de los pliegues anticlinales que conforman el Campo La Cira-Infantas. Fue hasta el 2005, cuando Ecopetrol y Occidental de Colombia (Oxy) llegan a un acuerdo para implementar un redesarrollo del campo redefiniendo el método de recobro con inyección de agua. La unidad que más se desarrolla en el Campo es la Zona C (Formación Mugrosa), por lo cual el acuerdo pretende aumentar el factor de

recobro eficientemente, debido a las características que esta presenta como roca almacenadora.<sup>4</sup>

### 4.3. MARCO GEOLOGICO

El Campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual limita al Este con la Cordillera Oriental, al Oeste por la Cordillera Central y geográficamente se extiende hasta las localidades del Banco (Magdalena) y Honda (Tolima) al Norte y Sur respectivamente.<sup>5 6</sup>

La cuenca es de tipo intra-continental, en forma de semi-graben inclinado hacia el Este. La cobertura sedimentaria reposa discordantemente sobre rocas Triásico-Jurásicas, con espesor de 1600 pies (500 m aprox.) que representan sedimentación marina durante el Cretácico y continental en el Terciario, separada por una discordancia de carácter regional. Algunos autores correlacionan la Zona C con la Fm la Paz (Morales, 1958), Fm Esmeralda-Fm la Paz (Sanderson, 1961) y Fm Mugrosa (Taborda, 1965). La propuesta más aceptada es la realizada por ECOPEPETROL en trabajos regionales recientes donde se propone como Fm Mugrosa.<sup>7 8</sup>

---

<sup>4</sup> PRIETO, Maria Elizabeth et al. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. En: Conferencia de ingeniería de petróleos de Latinoamérica y el Caribe (31-05-09 a 03-06-09 en Cartagena Colombia). SPE. 2009. P

<sup>5</sup> ECOPEPETROL. La Cira Field Incremental Production. [material escrito escaneado]. Bogotá: Ecopetrol, 1999. p. 4-5.

<sup>6</sup> GONZALES, Santiago e IDROBO, Eduardo. Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos. En: CT&F Ciencia Tecnología y Futuro. Diciembre, 2004, Vol. 2, no. 5, p. 23-51. ISSN 0122-5383.

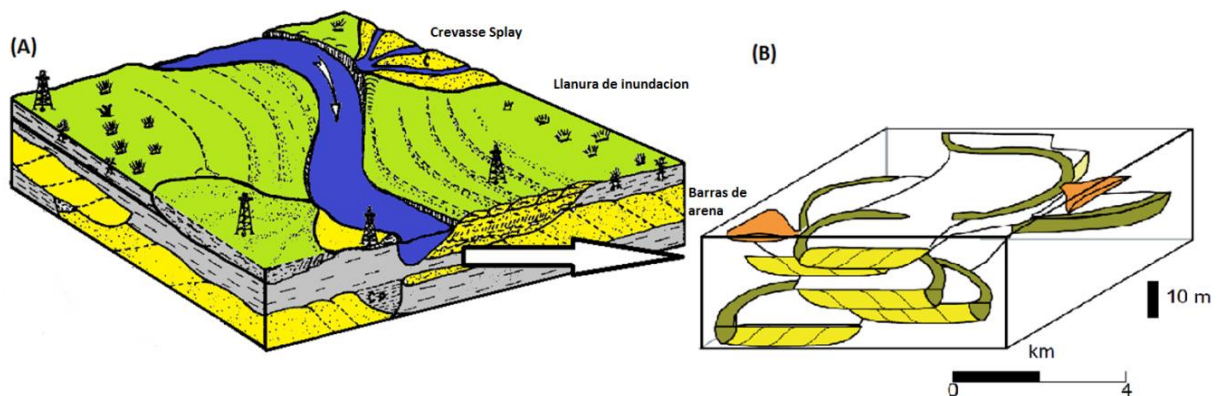
<sup>7</sup> LOBO, Adriano., et al.: Importancia en la Definición de la Arquitectura de las Rocas Almacenadoras en la Evaluación de los Procesos Secundarios (Campo La Cira, Área 07, Zona C). Gerencia de Exploración Ecopetrol. Bogotá, Octubre de 1992. N 2

<sup>8</sup> ROJAS, Cesar Augusto. Modelamiento geoestático de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del campo La Cira. Tesis Magister en Ciencias Geología. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. 173 p.

#### 4.4. ESTRATIGRAFIA

Geológicamente el Campo La Cira-Infantas está ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo. La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en el campo abarca rocas de edades que varían desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno; el Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de la Cira (Sanderson, 1951). La figura 2 presenta un bloque diagrama del ambiente de sedimentación predominante que se tiene en el campo en la Zona C, correspondiente según la interpretación y descripción de núcleos a sistemas fluviales tipo anastomosado y meandriforme con predominancia de este último; por otro lado en la figura 3, se muestra la columna generalizada para la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Barrero, et al. 2007).

**Figura 2. Esquema ambiente de sedimentación fluvial tipo meandriforme.**



**Fuente:** LOBO, Adriano., et al.: Importancia en la Definición de la Arquitectura de las Rocas Almacenadoras en la Evaluación de los Procesos Secundarios (Campo La Cira, Área 07, Zona C). Gerencia de Exploración Ecopetrol. Bogotá, Octubre de 1992. N 2; Modificado por el Autor.

En la figura 2 se muestra un esquema de la arquitectura estratigráfica interna de un sistema fluvial, en B se indica las diferentes posiciones a través del tiempo de los canales de arena asumiendo completa preservación, que en este caso corresponden a la roca reservorio del yacimiento.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones de interés de este trabajo que se encuentran en el registro sedimentario de los pozos en este campo, complementada con la descripción que da Ward et al, 1973, en Geología de los Cuadrángulos H-12 y H-13, Boletín Geológico XXI, Ingeominas y de Dickey, Park. AAPG 1992.

**4.4.1. Formación Esmeraldas (Zona D).** Hace parte del Grupo Chorro. Se compone de una secuencia de lutitas (color gris claro a verdoso) intercaladas con desarrollos escasos de arenisca y capas delgadas de limolitas, todas depositadas en el Eoceno Tardío. En el tope se encuentra una capa muy delgada de tipo fósil, compuesta en su mayoría por moluscos de procedencia no marina y otros de agua ligeramente salobre. Esta capa se conoce como “Horizonte Folisífero de Los Corros”. El espesor de esta unidad sedimentaria es variable entre los 300 y 700 ft, y depende del control paleogeográfico. En el Campo el contacto con los depósitos infrayacentes (de edad Pre-Eocénicos) se marca por la ya mencionada “Discordancia del Valle Medio de Magdalena”, mientras que el contacto la unidad suprayacente (Esmeraldas) esta marcado por una paraconformidad.

**4.4.2. Formación Mugrosa.** Hace parte del Grupo Chuspas. Data del Oligoceno. Incluye los sedimentos de los horizontes fosilíferos: “Los Corros” (presente en la base) y “Fósiles de Mugrosa” (presente en el tope). Esta formación se caracteriza por estar presente en dos de las zonas más productoras del campo, las cuales son la Zona B (Superior) y la Zona C (Inferior). Estas Zonas se encuentran separadas entre sí por intervalos de lutitas y lodolitas. El contacto con la unidad infrayacente (Esmeraldas) está marcado por una paraconformidad, la cual es difícil de

identificar, debido a las similitudes en la litología de ambas formaciones. Por otro lado, el contacto con la formación suprayacente (Colorado) es de tipo concordante y continuo, mientras el contacto con la formación infrayacente (Esmeraldas) se caracteriza por una paraconformidad (Discordancia paralela sin superficie de erosión visible). Su espesor varía entre 1140 y 2620 ft.

**4.4.2.1. Zona C:** Corresponde a la unidad de estudio en este trabajo. Presenta un espesor variable entre 510 y 570 ft aproximadamente, además constituye el principal reservorio de aceite en el área. Esta zona se encuentra compuesta por el apilamiento de areniscas depositadas en cinturones de canales fluviales de sistemas de ríos anastomosado y meandriformes, con mayor predominancia del sistema meandriforme, con intercalaciones de niveles de lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos (ver Figura 2). En las llanuras de inundación es característico la formación de paleo-suelos, por esta razón es común observar en las lodolitas el desarrollo de perfiles pedológicos.<sup>9</sup>

**4.4.2.2. Zona B:** Se compone en su mayoría por arcillas varicoloreadas intercaladas con delgadas capas de limolitas. Al tope de la zona se encuentra el anteriormente mencionado horizonte fosilífero “Fósiles de Mugrosa”, el cual se compone de fragmentos calcificados gasterópodos de agua dulce. Debido a que estos presentan una muy buena distribución areal, tiene un gran aporte como datum estratigráfico. Esta zona tiene un espesor variable entre 630 y 2050 ft.

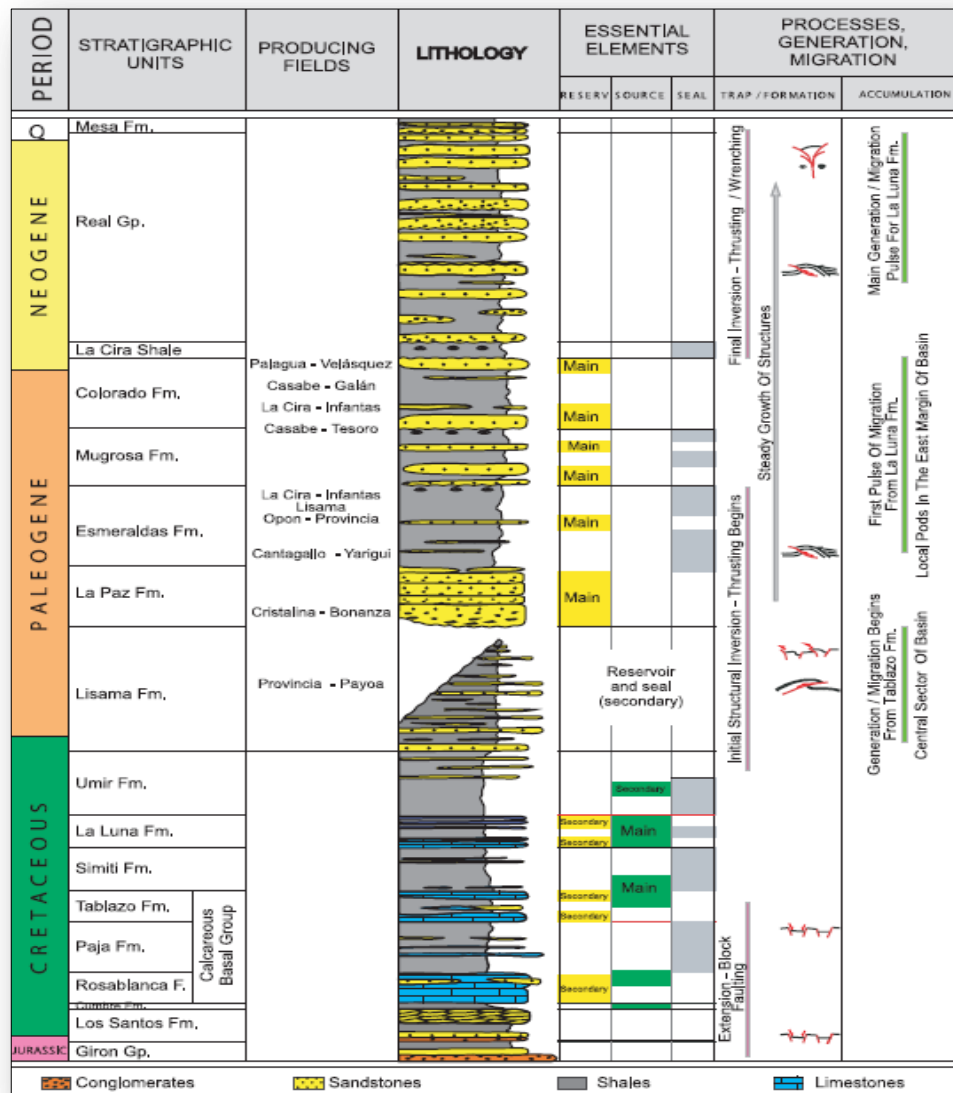
**4.4.3. Formación Colorado.** Junto con la Formación Mugrosa conforma el Grupo Chuspas. Hace parte de la Zona A. Está compuesta de lodolitas masivas rojas, grises, púrpuras, las cuales se encuentran interestratificadas con delgadas capas de areniscas de grano fino, ambas del Mioceno Temprano a Medio. Sin embargo, las areniscas presentan un importante desarrollo hacia la base de la Formación. Estas se depositaron en un ambiente fluvial de ríos meandriformes. Su importancia

---

<sup>9</sup> Ibíd.

en el área, es ser rocas almacenadoras y fuentes. Al tope de la Formación se encuentra el horizonte fosilífero “La Cira Shale”, el cual se compone de moluscos de agua dulce. En la parte más alta del Campo, dicho horizonte se encuentra erosionado. El contacto con la unidad infrayacente (Formación Mugrosa) es de tipo concordante y continuo. Su espesor varía entre 330 y 4920 ft.

Figure 3. Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: BARRERO, Darío et al. Colombia Sedimentary Basins. Bogotá: ANH, 2007. p. 79. ISBN 978-958-98237-0-5

## 4.5. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

En lo que concierne a las formaciones de interés en el Campo, la secuencia Cenozoica presente en el área, se divide en dos estructuras principales el Anticlinal de La Cira y el Anticlinal de Infantas. En estas dos estructuras hay presencia de la Discordancia Regional llamada “Discordancia del Valle Medio del Magdalena” o “Discordancia del Eoceno”.

**4.5.1. Estructura La Cira.** Presenta una longitud cercana a los 9 km y un ancho cercano a los 6 km. Dicha estructura es un anticlinal con forma de domo (Ver figura 4 y 5), con dirección Norte-Sur al Noroeste de la estructura de infantas. Posee cabeceo hacia el Norte y hacia el Sur. Presenta un corte al Este del eje del anticlinal, a causa de la Falla La Cira, la cual es de tipo inverso, con alto ángulo que oscila entre los 70° y 80°, con buzamiento hacia el Occidente y con desplazamiento entre 200 y 300 ft sobre el tope de la estructura. Al Este de dicha falla, la estructura presenta un hundimiento levemente en forma de “U”, formando así con la Falla de Infantas una especie de pliegue sinclinal. Además de la Falla de La Cira, existen otras transversales al eje de la estructura. Estas son de tipo normal, con buzamientos entre 80° y 90° y desplazamientos de hasta 250 ft, los cuales dividen el campo en varios bloques. Con base en datos de producción del campo, se ha concluido que la Falla La Cira hace el papel de barrera efectiva entre ambos flancos de la estructura.<sup>10</sup>

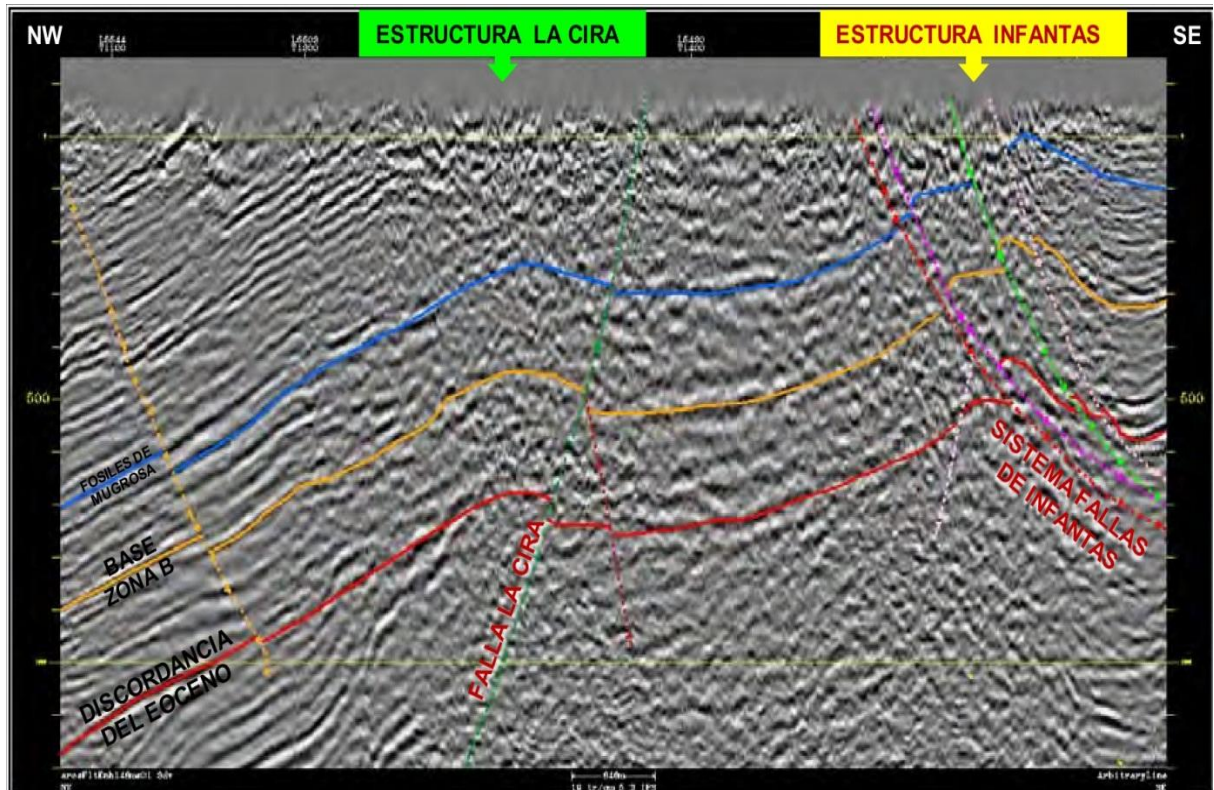
**4.5.2. Estructura Infantas.** Corresponde a un anticlinal alargado y asimétrico (Ver Figura 4 y 5), cerrado en ambas puntas y cortado a lo largo de la cresta por la gran Falla inversa de Infantas. La dirección predominante del eje del pliegue es Norte-Sur a 10 ° hacia el Noreste. La longitud de la estructura es cercana a los 12 km y el ancho cercano a los 2 km. La Falla de Infantas, en general, posee un

---

<sup>10</sup> GUTIERREZ, Mario; NUR, Amos. 3-D Seismic Structural Interpretation of the Mature Giant Oil Field La Cira-Infantas, Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). Rock Physics Laboratory, Geophysics Department, Stanford University, Stanford, CA. AAPG Annual Convention, Denver Colorado, 2001

desplazamiento entre los 1000 y 1200 ft, a excepción de la zona Norte donde el pliegue anticlinal se hunde. En la superficie aparece en forma de filtraciones de aceite. Algo relevante de este pliegue, es la presencia de una serie de fallas de cabalgamiento, que poseen buzamiento hacia el oriente con ángulos en el rango de 40° a 70°, y que conforman el “Sistema de Fallas de Infantas”. Además de esta serie de fallas principales, existen varias de tipo normal, con dirección Este-Oeste, con buzamiento entre 80° y 90° y desplazamiento entre 50 y 150 ft. Algunas de estas fallas tienden a ejercer desplazamiento sobre la Falla de Infantas.<sup>11</sup>

**Figura 4. Línea Sísmica Arbitraria, mostrando esquema estructural del Campo La Cira-Infantas.**



**Fuente:** ROJAS, Cesar Augusto. Modelamiento geo estático de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del campo La Cira. Tesis Magister en Ciencias Geológica. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. 23 p; Modificado por el autor.

<sup>11</sup> Ibid.

## 4.6. SISTEMA PETROLIFERO

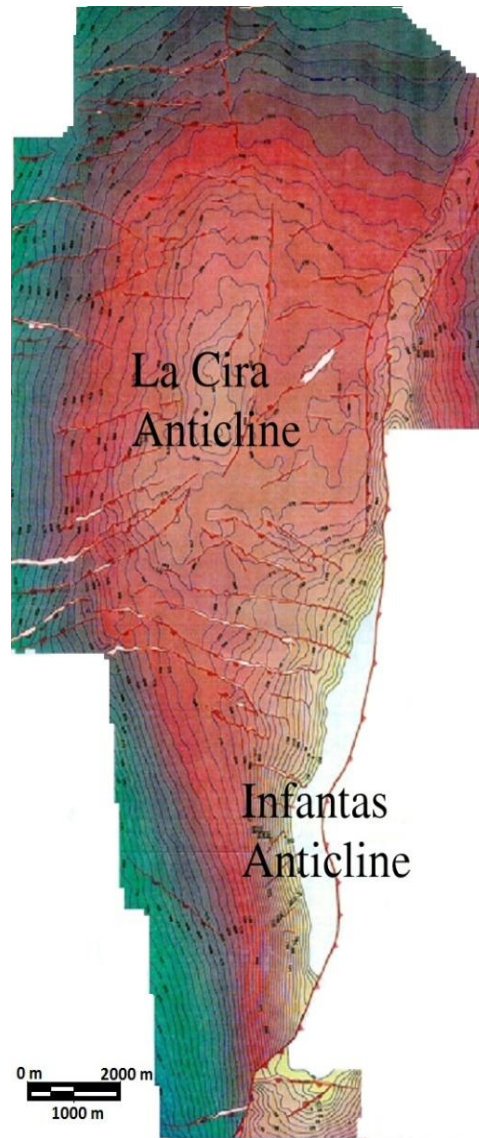
Seguidamente se definen algunas características generales de la roca fuente, roca reservorio, tipos de migración, roca sello y tipo de trampa.

**4.6.1. Roca Fuente.** El petróleo in situ del Campo La Cira-Infantas proviene de calizas, lutitas negras y delgadas capas de lilitas, las cuales conforman las Formaciones Tablazo, Simití y La Luna. Estas rocas tuvieron un ambiente de depositación anóxico. En cuanto a la calidad y cantidad de materia orgánica, “el porcentaje de TOC (total de carbono orgánico) presente oscila entre 1% y 6% y el kerógeno en estas formaciones es de tipo II”<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> ANH AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Valle Medio del Magdalena [en línea]. [Bogotá, Colombia]. [Citado Febrero 10, 2012]. Disponible en internet: < [http://www.anh.gov.co/media/poster\\_open\\_round\\_2010/VMM.pdf](http://www.anh.gov.co/media/poster_open_round_2010/VMM.pdf) >

**Figura 5. Mapa estructural del Campo La Cira-Infantas. Colores amarillos indican alta posición estructural.**



**Fuente:** GUTIERREZ, Mario; NUR, Amos. 3-D Seismic Structural Interpretation of the Mature Giant Oil Field La Cira-Infantas, Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). Rock Physics Laboratory, Geophysics Department, Stanford University, Stanford, CA. AAPG Annual Convention, Denver Colorado, 2001; Modificado por el autor.

**4.6.2. Roca Reservorio.** Las areniscas de la Formación Esmeraldas (Zona D) y Formación Mugrosa (Zona C), las limolitas de la Formación Mugrosa (Zona B) y las areniscas de la Formación Colorado (Zona A), son las rocas reservorio del

campo. Es importante precisar que la Zona C es el reservorio más importante entre los anteriormente mencionados y en el cual este trabajo se va a enfocar.

**4.6.3. Migración.** Estudios realizados han demostrado que existen tres tipos de migración en el campo

- Migración de tipo vertical, la cual se dio de manera directa, moviéndose los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la Discordancia del Valle Medio del Magdalena.
- Migración de tipo lateral en las areniscas pertenecientes al Eoceno.
- Migración de tipo vertical a lo largo de las superficies de fallas en sitios donde la Formación La Luna no está en contacto con la Discordancia del Valle Medio del Magdalena.

**4.6.4. Roca Sello.** Varían dependiendo del tipo reservorio del campo: lodolitas masivas (Zona A), arcillas varicoloreadas (Zona B), lodolitas con ambiente de depositación en llanuras fluviales y paleolagos (Zona C) y lutitas grises claro y verdes (Zona D).

**4.6.5. Trampa.** Como ya se ha mencionado anteriormente, las estructuras de La Cira y de Infantas son anticlinales de tipo fallado. Las fallas más representativas son la Falla La Cira y todo el sistema de fallas de infantas, las cuales son de tipo sellante en algunos sectores. Esto genera que el petróleo del campo se haya acumulado en trampas de tipo estructural.<sup>13</sup> Aunque estudios recientes han puesto en discusión dicha afirmación y se ha propuesto que el tipo de trampa presente es tipo mixto (estructural y estratigráfica), debido a la alta complejidad estratigráfica puesto que las rocas reservorio son principalmente areniscas de un ambiente

---

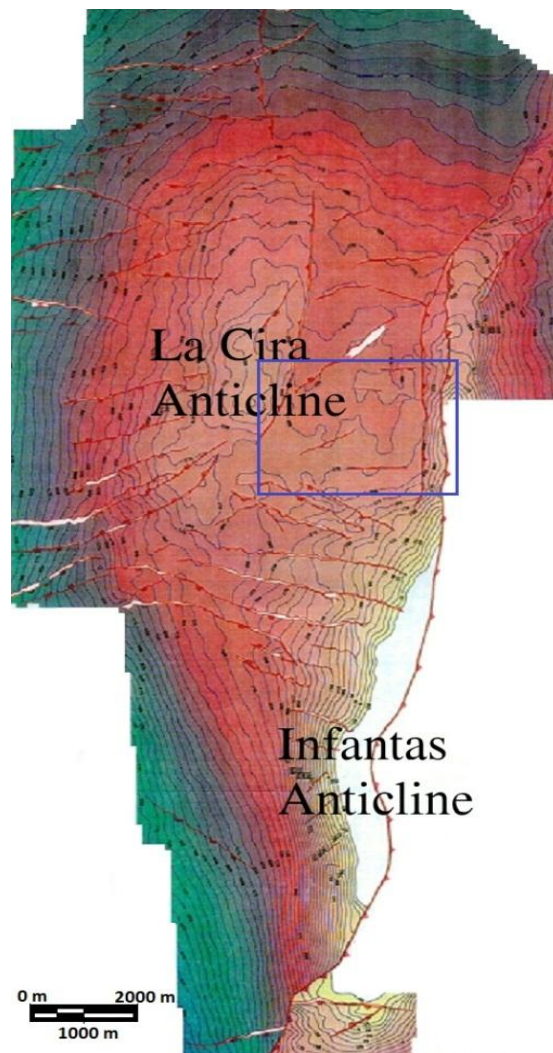
<sup>13</sup> Ibid.

fluvial de ríos meandriformes.

#### 4.7. AREA DE TRABAJO

El área de trabajo se encuentra al norte de la estructura anticlinal de infantas y al este de la estructura anticlinal La Cira (Ver figura 6).

Figura 6. Representación esquemática (cuadrado azul) del área de estudio en el Campo La Cira-Infantas.



**Fuente:** Ibíd. PRIETO, María Elizabeth et al. Redevelopment Progress for Colombia's La Cira-Infantas Field. En: Conferencia de Ingeniería de Petróleos de Latinoamérica y el Caribe (31-05-09 a 03-06-09 en Cartagena, Colombia). SPE. 2009, 9 p; Modificada por el Autor.

## 5. MARCO TEORICO

En esta sección se hizo una breve revisión de los principales conceptos referentes a estratigrafía secuencial e interpretación de registros eléctricos según las condiciones y características sedimentarias del yacimiento.

### 5.1. ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS

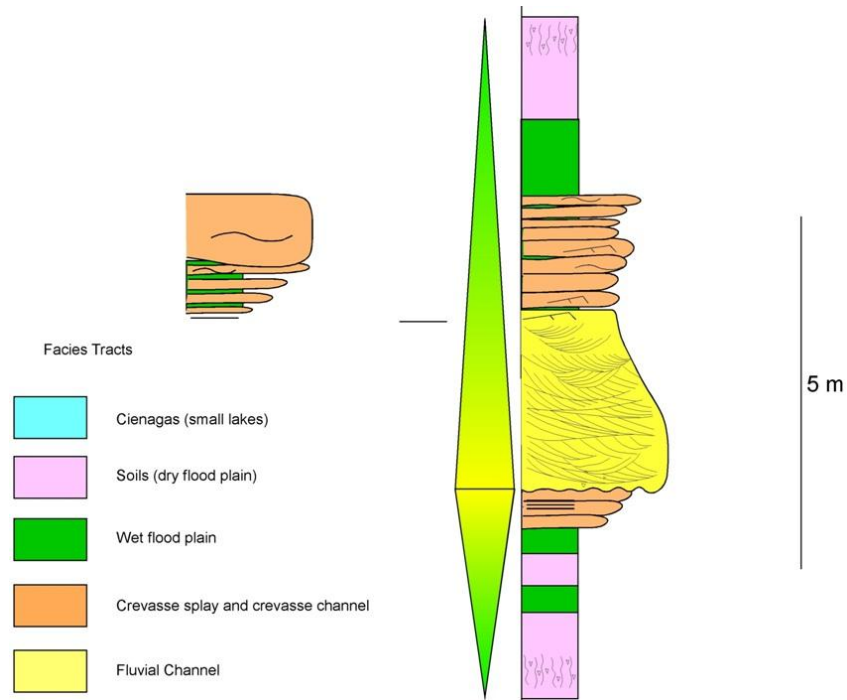
La estratigrafía de secuencias según Cross<sup>14</sup>, se basa en el uso del nivel base (línea imaginaria por encima de la cual hay fenómenos de erosión y por debajo procesos de sedimentación). Esta metodología utiliza el concepto de patrones de apilamiento de facies, con los cuales se determina los ciclos de subida del nivel base (SNB, ▲) y caída del nivel base (CNB, ▼, **Ver Figura 7**). En el ciclo de caída (▼) el espacio de acomodación se reduce, las facies son poco desarrolladas, y se da el fenómeno de canibalismo; en el ciclo de subida (▲) el espacio de acomodación aumenta, lo cual permite un mejor desarrollo de las facies y mayor espesor.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> RAMON, Juan Carlos y CROSS, Timothy. Characterization and Prediction of Reservoir Architecture and Petrophysical Properties in Fluvial Channel Sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines, Colorado, USA, 1997, v. 1, no. 3

<sup>15</sup> RUBIANO, Jorge Luis. Modelo Estratigráfico y Estructural del Campo Provincia, Valle Medio del Magdalena, Santander, Colombia. En: Memorias-I del VI Congreso Colombiano del Petróleo, Bogotá, Colombia, Octubre, 1996.

**Figura 7. Esquema de representación de ciclos de nivel base estratigráfico con las facies típicas de un ambiente fluvial de meandro.**



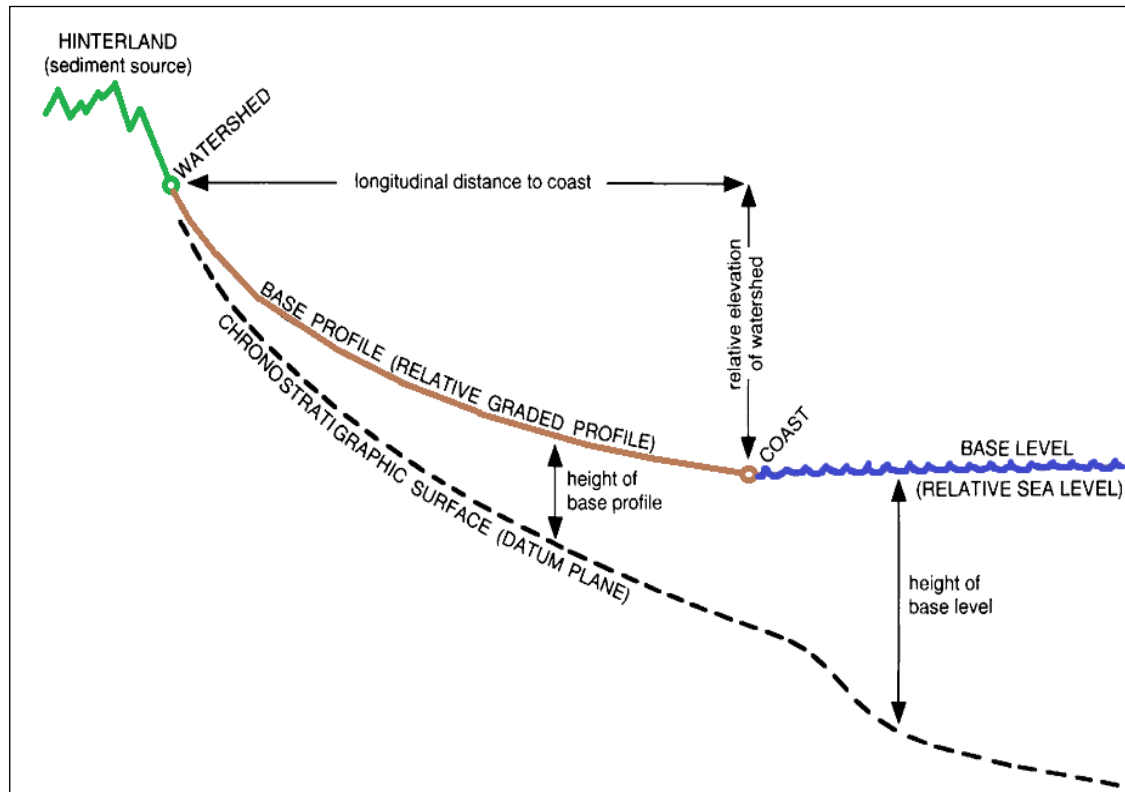
**Fuente:** CROSS, Timothy. Stratigraphic Controls on Reservoir Attributes in Continental Strata. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines, Colorado, USA, 2008. Modificado por el autor.

**5.1.1. Nivel Base.** El nivel base como se enunció anteriormente, hace referencia a una superficie teórica sobre la cual no existirán procesos de erosión y/o depositación de sedimentos. Este nivel en ambientes marinos es similar al nivel del mar, pero en ambientes continentales tendrá un comportamiento que dependerá de las diversas variables que afecten la cuenca sedimentaria como la subsidencia, carga de sedimento, clima, cambios relativos del nivel del mar, etc.

Secuencias estratigráficas de estratos marinos son fuertemente influenciadas por efectos de subsidencia y cambios eustáticos en el nivel del mar. En contraste, el espacio de acomodación para sedimentos aluviales se relaciona al concepto de perfil gradado de un río (fluctuación del nivel base en el ambiente fluvial). La manera más fácil de explicar cambios en el espacio de acomodación en ambientes

aluviales es describir estos respecto a una superficie crono-estratigráfica (Ver figura 8).

Figura 8. Corte esquemático ilustrando el concepto de perfil base y la relación con nivel base o nivel del mar.



**Fuente:** QUIRK, David G. 'Base Profile': a Unifying Concept in Alluvial Sequence Stratigraphy. Geological Society, London, Special Publications, 1996, v. 104, p. 37-49. DOI: 10.1144/GSL.SP.1996.104.01.04; Modificado por el autor.

Es de resaltar que los cambios del perfil base no se relacionan únicamente a la eustacia del nivel del mar y a subsidencia sino también a descarga de sedimentos y a la tectónica del ambiente.<sup>16</sup> A continuación se nombran los principales factores que intervienen en la variación del perfil o nivel base.

<sup>16</sup> QUIRK, David G. 'Base Profile': a Unifying Concept in Alluvial Sequence Stratigraphy. Geological Society, London, Special Publications, 1996, v. 104, p. 37-49. DOI: 10.1144/GSL.SP.1996.104.01.04.

**5.1.1.1. Factores que controlan el perfil base:** Cada sección de un sistema fluvial puede contener un rango de posibles pendientes por las variaciones en la forma del canal principal en un tiempo determinado, es decir, existirán variaciones continuas en toda la cuenca y será diferente en diversos puntos del sistema. En algún momento el nivel base será estable en toda el área. Este nivel base dependerá de parámetros como: la elevación del punto límite de divisoria de aguas (watershed) respecto al nivel relativo del mar, la distancia longitudinal entre este punto y la línea de costa, la descarga del río, la cantidad, tamaño y tipo de sedimento en suspensión que transporta el río, la forma de los canales del río, levantamiento o subsidencia en el continente, un aumento o caída del nivel del mar, cambios climáticos, cambios en el suministro de sedimentos, o tal vez un incremento o disminución en la distancia longitudinal a la costa (Ver figura 8). Estas variables controlan el perfil base y una vez estas sufren algún cambio, los ríos y tributarios respectivos se ajustan a la nueva posición del nuevo perfil base.

17

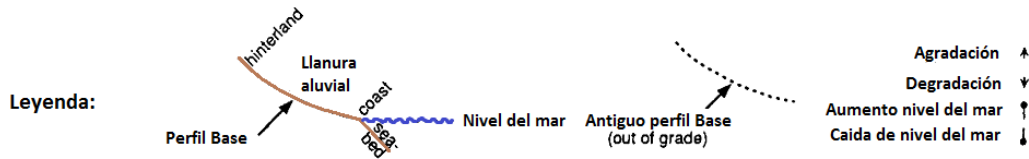
En la figura 9, se pueden observar las principales características que pueden ocurrir en el nivel base cuando cambian algunas de las variables nombradas anteriormente.

---

<sup>17</sup> Ibíd.

Figura 9. Causas y efectos de cambios en el nivel o perfil base dentro de una cuenca.

	AUMENTO EN EL PERFIL BASE (AGRADACION)	CAIDA EN EL NIVEL BASE (DEGRADACION)
POCO CAMBIO EN LA PENDIENTE DEL PERFIL BASE	1. Subsistencia en la llanura aluvial	4. Levantamiento en la llanura aluvial
APLANAMIENTO DEL PERFIL BASE	2. Aumento en el nivel del mar	5a. Incremento en la descarga
	2b. Progradacion de la costa	5b. Disminucion del tamaño de grano de sedimento
	2c. Caída del nivel del mar (Estratos marinos mas suaves que el nivel base)	5c. Aumento del entorno (hinterland)
AUMENTO DE LA PENDIENTE DEL PERFIL BASE	3a. Disminucion de la descarga	6a. Caída del nivel del mar (Estratos marinos mas inclinados que el perfil base)
	3b. Incremento en el tamaño de grano de sedimento	6b. Erosion costera
	3c. Caída del entorno (hinterland)	

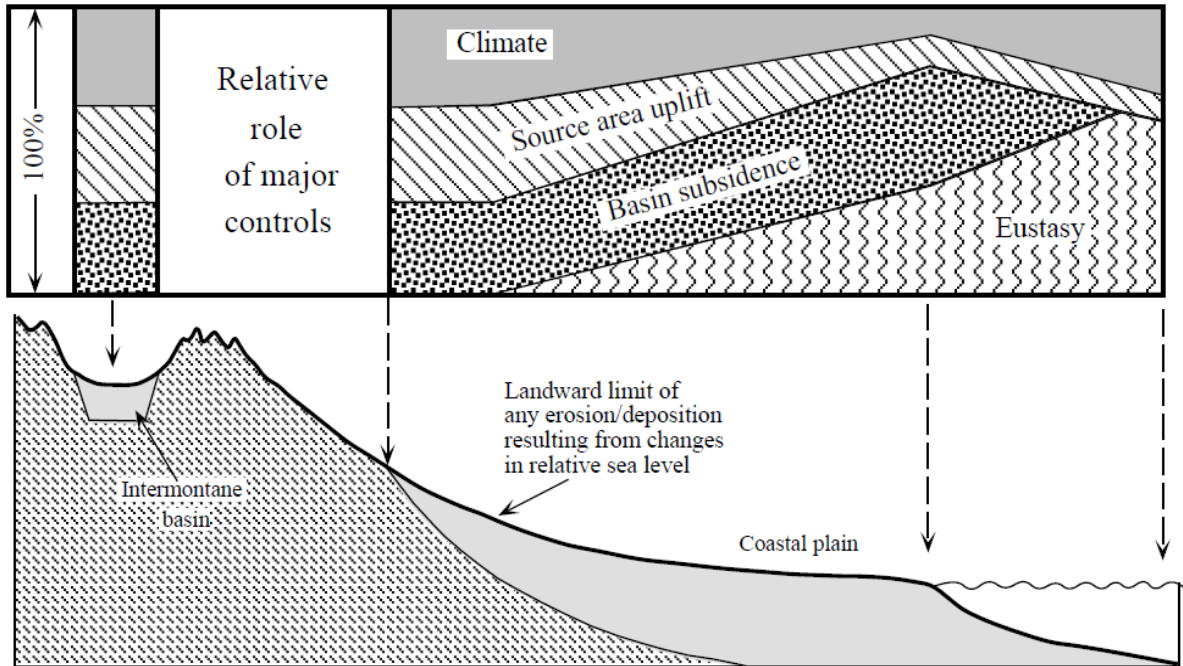


Fuente: QUIRK, David G. 'Base Profile': a Unifying Concept in Alluvial Sequence Stratigraphy. Geological Society, London, Special Publications, 1996, v. 104, p. 37-49. DOI: 10.1144/GSL.SP.1996.104.01.04; Modificado por el autor.

Shanley y McCabe (1991b, 1993), indican que, cambios en el nivel del mar tendrán una fuerte influencia en el comportamiento de las superficies de equilibrio (nivel base) cercanas a la costa, y esta influencia disminuirá a medida que aumenta la distancia hacia el centro del continente, por lo tanto el concepto de superficie de equilibrio (NB) y espacio de acomodación estarán menos influenciadas por cambios relativos del nivel del mar en dichos lugares y

dependerá mayoritariamente por cambios en el clima, levantamiento del área fuente y de la subsidencia de la cuenca.

**Figura 10. Controles en el empaquetado de estratos continentales ilustrados en términos de las tazas entre efectos del clima, eustasia, subsidencia de la cuenca y levantamiento del área fuente.**



**Fuente:** SHANLEY, Keith y McCABE, Peter. Perspectives on the Sequence Stratigraphy of Continental Strata. En: AAPG Bulletin, April, 1994, V. 78, No. 4, p. 544-568; Modificado por el autor.

Como se nombró anteriormente la importancia de la eustasia disminuye en dirección hacia el continente, mientras que los efectos del levantamiento del área fuente incrementan en este sentido. Por lo tanto dentro del interior de la cuenca la eustasia no resulta un factor significante y la arquitectura fluvial será función del clima, el suministro de sedimentos y de la tectónica (**Ver figura 10**)<sup>18</sup>.

En este trabajo se acepta que la estratigrafía de secuencias se fundamenta en el reconocimiento de ciclos estratigráficos determinados a partir del nivel base. En ambientes marinos, estos ciclos están dados por las secuencias generadas

<sup>18</sup> SHANLEY, Keith y McCABE, Peter. Perspectives on the Sequence Stratigraphy of Continental Strata. En: AAPG Bulletin, April, 1994, V. 78, No. 4, p. 544-568.

durante momentos de máxima inundación marina ‘*high system track*,’ dados por eventos de transgresión, y por momentos de más bajo nivel relativo del mar ‘*low system track*’ dados por eventos de regresión. Por lo tanto se hace necesario identificar estos mismos sucesos HST y LST y sus características para ambiente continental fluvial. A continuación se explican las características principales de un ciclo estratigráfico fluvial.

**5.1.1.2. Características del Ciclo estratigráfico fluvial:** Cross<sup>19</sup> define el ciclo estratigráfico como el registro de depositación durante un periodo que va desde bajo espacio de acomodación hasta alto espacio de acomodación, regresando a bajo espacio de acomodación (Ver figura 7). De acuerdo a esto identifica las características principales para un ambiente fluvial las cuales son:

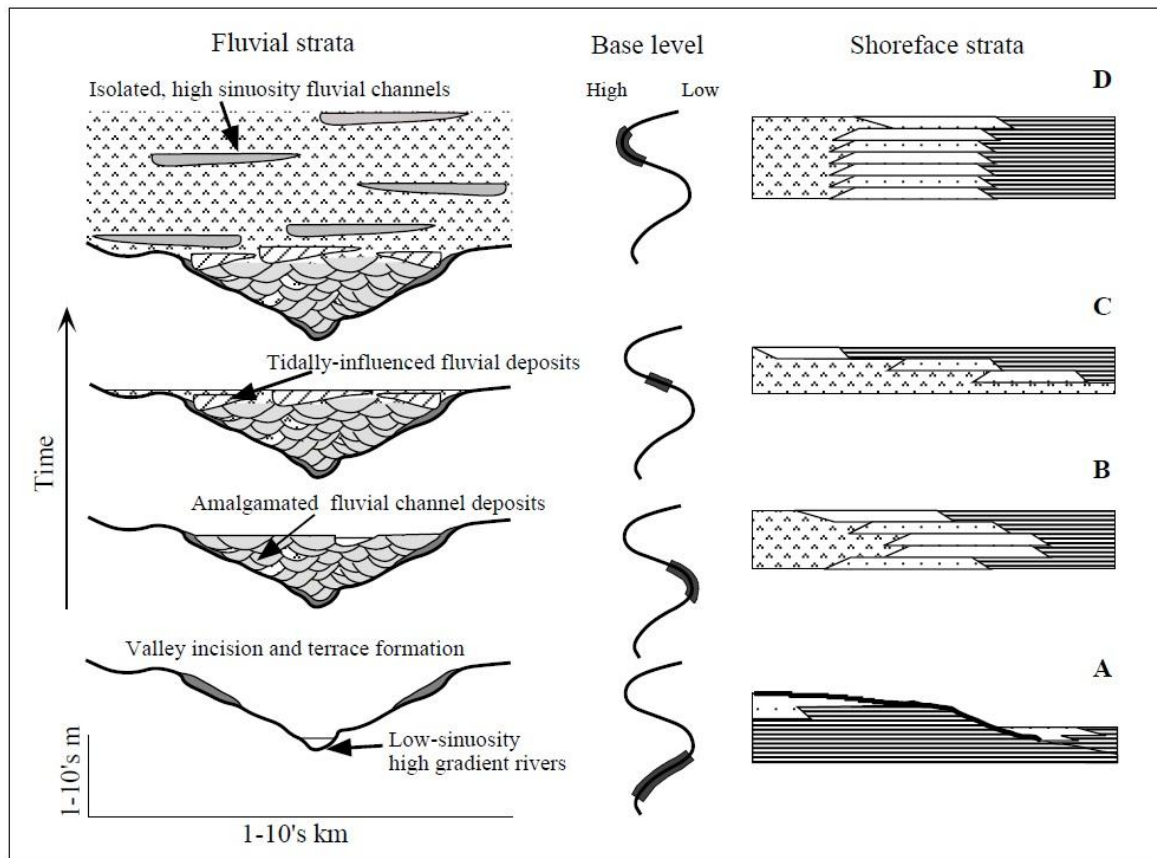
- En el alto espacio de acomodación el canal tendrá una tendencia a ser aislado y estar rodeado por llanuras de inundación y paleosuelos, los cuales son lateralmente continuos hasta varios kilómetros.
- En el bajo espacio de acomodación el canal tiende a ser amalgamados y/o canibalizados.
- Un ciclo podrá contener múltiples canales.
- Generalmente un ciclo pasara de canales amalgamados a canales aislados cubiertos por suelos maduros y llanuras de inundación hacia el tope.
- Las planicies de inundación y paleosuelos son usualmente barrera de flujo que separan arenas de canal entre ciclos.

---

<sup>19</sup> RAMON, Juan Carlos y CROSS, Timothy. Correlation Strategies and Methods in Continental Strata, Middle Magdalena Basin, Colombia. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines, Colorado, 1997.

Otros autores como *Shanley y McCabe* (1991b, 1993), han relacionado a partir de estudios estratigráficos y sedimentológicos, una relación aproximada entre la arquitectura fluvial y la zona costera (*Shoreface*) como función del cambio del nivel base. Los resultados tienen en cuenta un enfoque alternativo que considera todos los estratos aluviales dentro de un valle, como depósitos *lowstand* y los que se encuentren por encima de esta “primera” superficie de inundación, como depósitos transgresivos continuando hasta llegar a la máxima superficie de inundación o *hight system track* fluvial (**Ver figura 11**).

**Figura 11. Diagrama de resumen ilustrando la relación entre la arquitectura fluvial y la costa.**



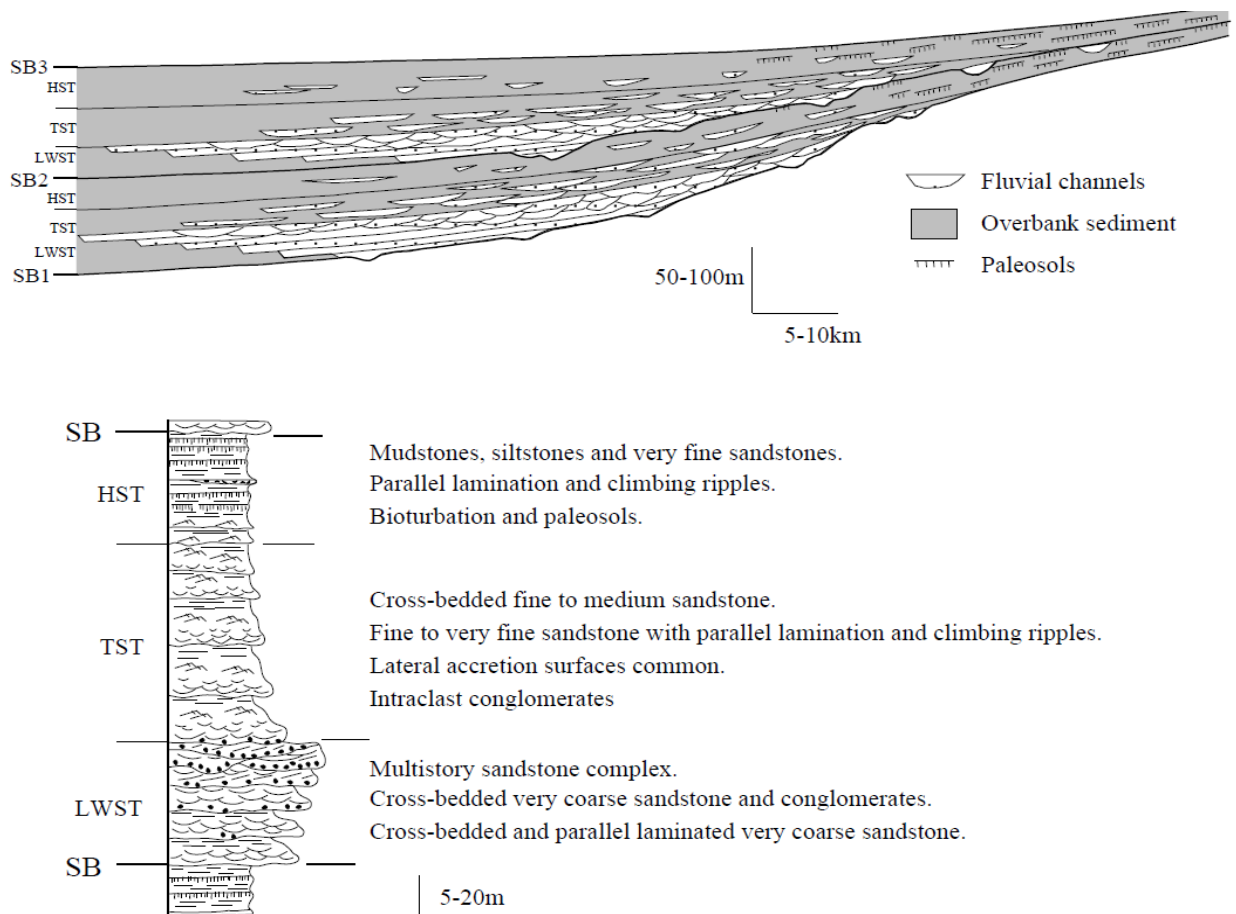
**Fuente:** SHANLEY, Keith y McCABE, Peter. Perspectives on the Secuence Stratigraphy of Continental Strata. En: AAPG Bulletin, April, 1994, V. 78, No. 4, p. 544-568; Modificado por el autor.

En la figura 11, el esquema **A** indica bajas tasas de aumento en el nivel base llevando a la caída de este. En el esquema **B** se reduce la taza de caída del nivel

base y cambia a un suave aumento del mismo. En el esquema **C** se incrementan las tasas de aumento del nivel base, y por último en el esquema **D** se reducen las tasas de aumento de nivel base que son prácticamente balanceadas por las tasas de sedimentación.

Por otro lado, estudios realizados en secuencias aluviales de estratos de edad Mesozoica en Argentina lograron reconocer patrones que se proponen como ciclos, que corresponderán a los estados LWST, TST y HST y representar estos eventos en una esquema o sección transversal (**Ver figura 12**).

**Figura 12. Sección transversal y columna esquemática de secuencias sedimentarias aluviales basados en estratos Mesozoicos en Argentina.**



**Fuente:** SHANLEY, Keith y McCABE, Peter. Perspectives on the Sequence Stratigraphy of Continental Strata. En: AAPG Bulletin, April, 1994, V. 78, No. 4, p. 544-568; Modificado por el autor.

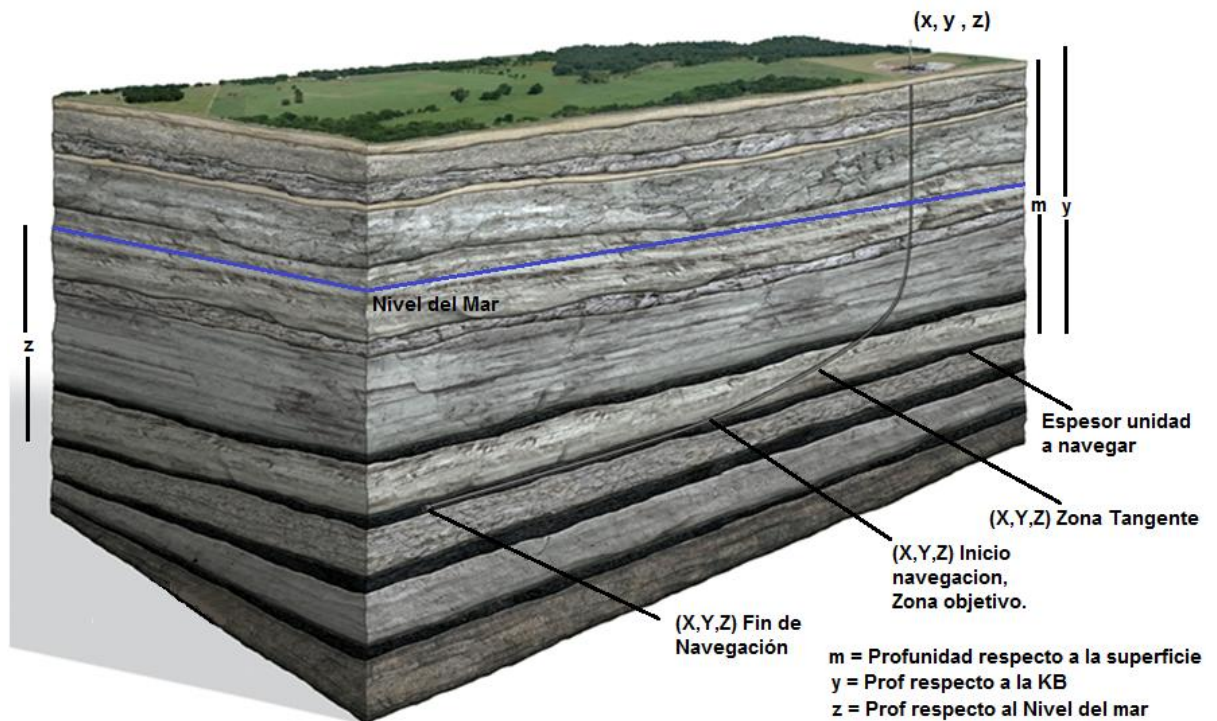
En la figura 12 se observan secuencias que comprenden tres sistemas reconocibles característicos, correspondientes a eventos *Lowstand System Tract* (LWST), *Transgressive System Tract* (TST) y *Highstand System Tract* (HST) en un ambiente fluvial dado en esa zona de estudio. Como indica el esquema los depósitos LWST son dominados por depósitos de grano grueso que exhibe patrones grano decreciente hacia el tope. Por otro lado los depósitos TST muestran una mezcla de material de suspensión y grano grueso con una tendencia grano decreciente hacia el tope. Por último los depósitos HST dominados por material de suspensión (lodos) y un incremento en la ocurrencia de perfil pedológico hacia la parte superior de estos.

En este trabajo se implementaran estos conceptos teniendo en cuenta los objetivos del mismo, para poder obtener resultados que sean provechosos para la compañía y aporten conocimiento a través de la metodología implementada.

## 5.2. PARAMETROS GEOLÓGICOS PARA EL DISEÑO DE UN POZO HORIZONTAL

Para la planeación y elaboración del diseño de cualquier tipo de pozo se requieren parámetros como: coordenadas en superficie (X, Y, Z), coordenadas donde el taladro debe ir tangente a la trayectoria y profundidad respectiva en la vertical (TVD) y respecto al nivel del mar (TVDSS), profundidad de la zona objetivo (Unidad C, Formación Mugrosa) respecto al nivel del mar (TVDSS), coordenadas de primer contacto con la unidad productora y profundidad (TVD y TVDSS), azimut en la cual va a navegar el taladro en el reservorio y por ultimo coordenadas hasta donde navega este dentro de la unidad almacenadora de hidrocarburo (**Ver figura 13**).

Figura 13. Esquema mostrando los parámetros principales para perforación de un pozo productor.

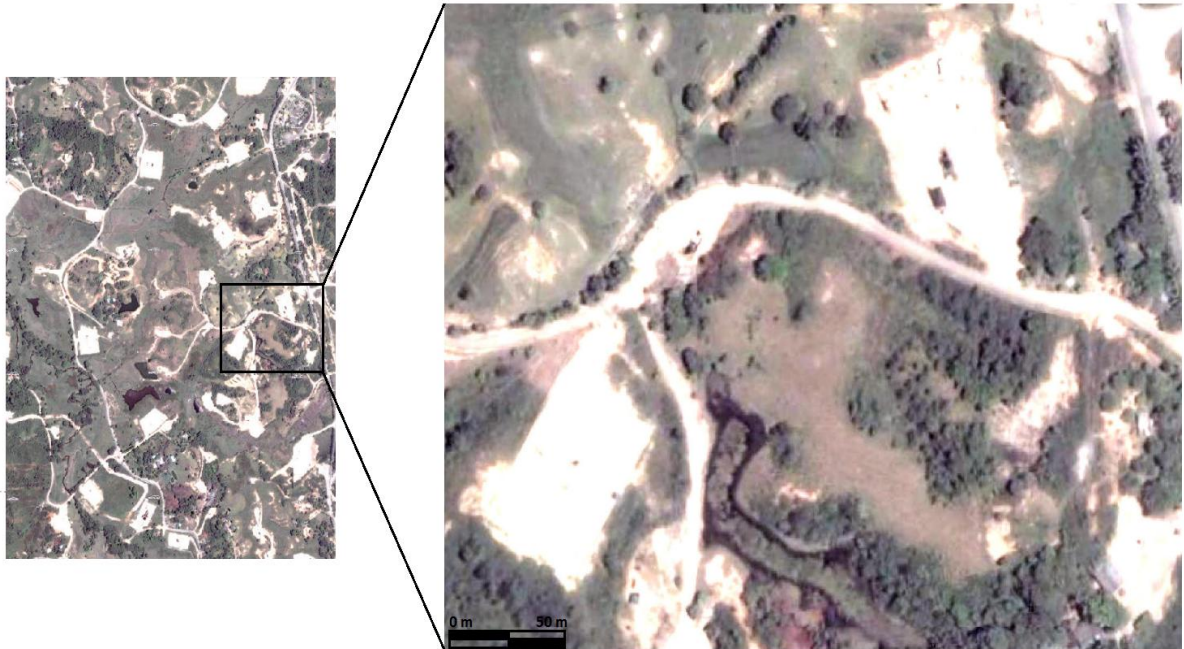


Fuente: CUADRILLA RESOURCES. Disponible en internet: <http://www.cuadrillaresources.com/what-we-do/drilling/>; Modificado por el Autor.

Otro parámetro importante es el espesor verdadero de reservorio que el pozo va a navegar, y la distancia que existe entre esta zona y los pozos más cercanos, ya que es importante analizar que el nuevo pozo perforado no drene las reservas asignadas a alguno de los pozos antiguos en el área.

Uno de los factores importantes y determinantes en la planeación de un pozo nuevo en el Campo LCI, es la selección de las coordenadas en superficie, ya que se debe revisar la zona previamente seleccionada y verificar que cumpla con los estándares legales, ambientales y Geotécnicos mínimos requeridos por la empresa, por ejemplo se debe constatar que la plataforma no se encuentre a menos de 100 metros de un río, o que no existan manantiales o bosques, etc. Para ello se hace una revisión preliminar con imágenes satelitales de última tecnología (Ver figura 14).

Figura 14. Foto satelital mostrando diversas locaciones en algún lugar del campo LCI.



**Fuente:** Tomado de la plataforma interna de Sistema Información Geográfica de Occidental de Colombia, LLC.

Después de realizada la revisión mediante métodos de teledetección, se procede a hacer la revisión en persona por los técnicos de las entidades correspondientes encargados de cada área (Geólogos, Ingenieros Civiles, abogados, etc.) para obtener el aval e informe aprobando la ubicación de la nueva plataforma o ampliación de alguna existente.

Estos parámetros dependen de los análisis de estratigrafía secuencial realizada en el área, y de las propiedades petrofísicas de la zona, ya que es de vital importancia drenar volúmenes de reservas que cubran los costos de toda la operación y se obtengan las remuneraciones económicas mínimas para la elaboración y finalización del proyecto.

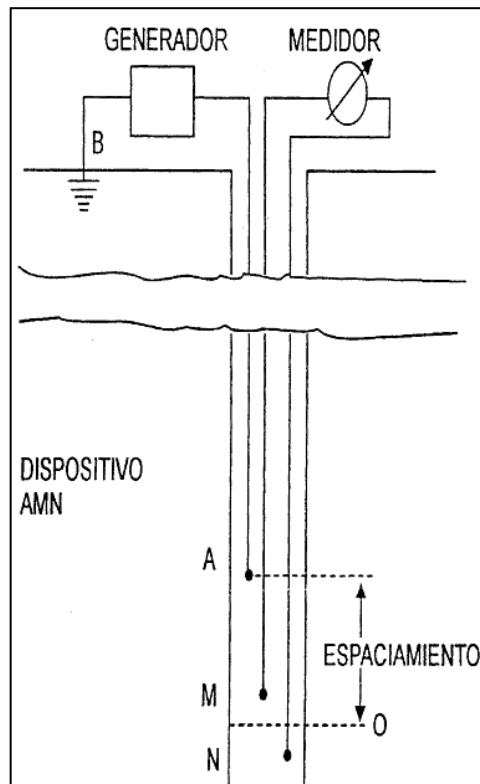
### 5.3. REGISTROS ELECTRICOS

Se describe los principales registros utilizados en la correlación estratigráfica. Los cuales son Resistivos, Potencial espontaneo (SP), Rayos Gamma, Densidad y Porosidad-Neutrón. En el análisis de la estratigrafía de secuencias para el área de estudio se emplean dos electrofacies una facies arenosa y otra arcillosa, considerando la segunda más somera que la facies arenosa.

**5.3.1. Resistivos.** El perfil eléctrico se compone básicamente por cuatro curvas: Curva Lateral, Curva Normal Larga, Curva Normal Corta y Curva del Potencial Espontaneo.

El principio de los registros de resistividad consiste en que se envía una corriente entre dos puntos A y B, al mismo tiempo que se mide la diferencia de potencial entre los electrodos de M y N (**Ver figura 15**). Esta diferencia de potencial es proporcional a la resistividad del medio que rodea al dispositivo como consecuencia, las mediciones continuas de este dispositivo pueden presentarse en una curva continua de resistividad.

**Figura 15. Principio de medición de toma de registros resistivos.**



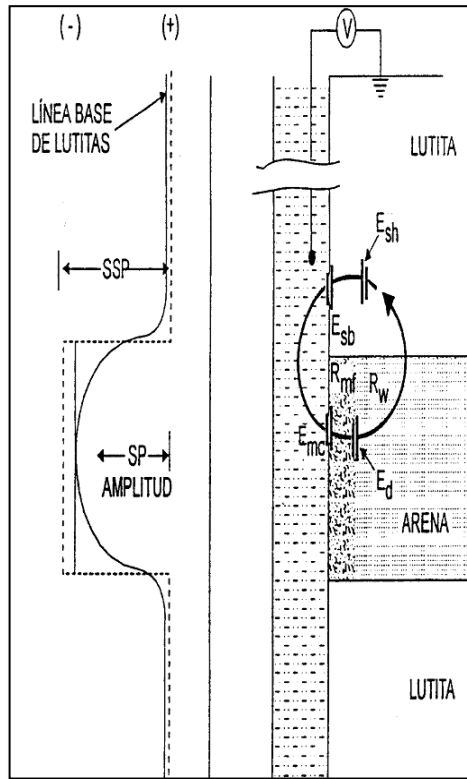
**Fuente:** Schlumberger. Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications Document. No. SMP-7025. Houston Texas. 1989. Modificado por el Autor.

Cabe anotar que la distancia AM denominada espaciamento depende de la profundidad de investigación que se quiera alcanzar, es decir a mayor distancia mayor radio de investigación.

**5.3.2. Potencial Espontáneo (SP).** Es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie. Generalmente, frente a las lutitas, la curva del potencial espontáneo, define una línea más o menos recta en el registro, esta se denomina “línea base de lutitas”. Frente a las formaciones permeables la curva muestra desviaciones (deflexiones) de dicha línea base las cuales, en las capas de suficiente espesor, tenderán a alcanzar una deflexión esencialmente constante que se le denomina “línea de arenas”. La deflexión puede ser a la izquierda

(negativa) o a la derecha (positiva), según el ajuste que realice el ingeniero o petrofísico encargado de procesar los datos (Ver Figura 16).

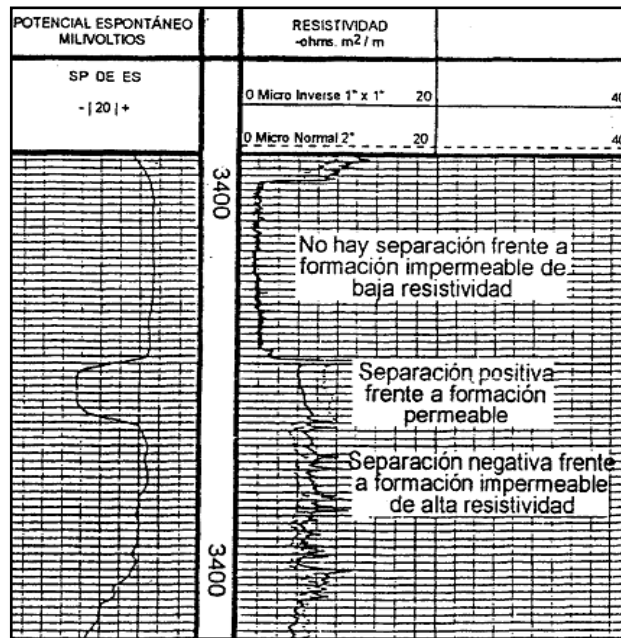
**Figura 16. Funcionamiento del SP. Origen del potencial espontaneo Reproducido de “Essential of Modern Open-Hole Interpretation” por John T Dewan.**



**Fuente:** Schlumberger. Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications Document. No. SMP-7025. Houston Texas. 1989. Modificado por el Autor.

Este fenómeno se debe fundamentalmente a la diferencia de salinidad entre el agua de formación y el filtrado. Si la salinidad del agua de formación es mayor, la deflexión será hacia la izquierda, pero si es lo opuesto entonces dicha deflexión será hacia la derecha. Es de resaltar que este registro solo funciona en perforaciones con lodos conductivos ya que en lodos no conductores estos no proveerán continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Por otro lado si las salinidades son similares, las deflexiones del SP serán pequeñas y presentara una forma achatada sin variaciones apreciables.

Figura 17. Registro de potencial espontaneo SP y registro de Resistividad.



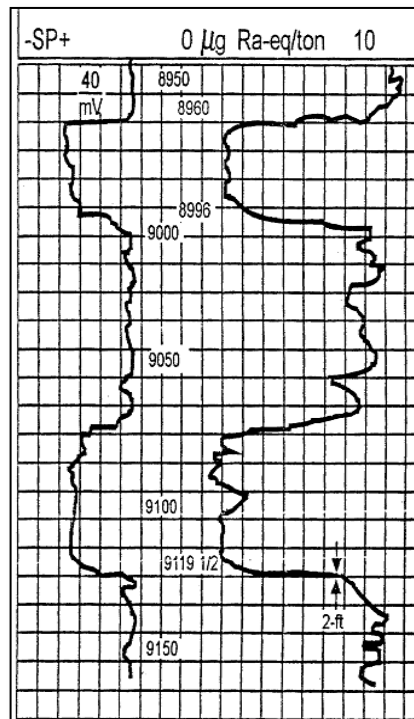
**Fuente:** Schlumberger. Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications Document. No. SMP-7025. Houston Texas. 1989. Modificado por el Autor.

En la figura 17 se observa el comportamiento del registro resistivo respecto al registro de potencial espontaneo. Se debe tener en cuenta que los minerales son no conductores así como el agua dulce o el petróleo. Por lo tanto en zonas en las que se encuentren estos componentes el registro de resistividad tendrá valores bastante altos respecto a los adyacentes, aunque esta característica no siempre se cumple.

**5.3.3. Registros de Rayos Gamma.** Estos miden de manera continua la radioactividad natural de las formaciones. Estos son útiles para correlación, determinación del contenido de arcillas en la formación y análisis mineralógicos. Estos pueden correrse en hoyos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluidos de cualquier tipo. Este presenta altos valores ante la presencia de lutitas. Estas radiaciones son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos, como el Uranio, Potasio y Torio que están presentes en las

formaciones. Las lutitas son las que contienen la mayor concentración de sales radioactivas y por lo general son mucho más radiactivas que las arenas, calizas y dolomitas. Existen algunas excepciones como cuando la arena corresponde a una arcosa o sub-arcosa que debido a la presencia de feldespatos hacen que la respuesta del registro sea similar a la respuesta de las arcillas o lutitas. Para evitar este tipo de situaciones existen en la actualidad perfiles como el de rayos de gamma espectral que indican la cantidad de Uranio, Potasio y Torio en la formación para permitir hacer análisis más correctos de la litología presente.

**Figura 18. Respuesta de la toma de registro de rayos gamma respecto a un registro SP.**



**Fuente:** Schlumberger. Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications Document. No. SMP-7025. Houston Texas. 1989; Modificado por el Autor.

La figura 18 muestra una curva de RG en un pozo abierto y una curva SP en la misma serie de arenas y lutitas. Es sencillo establecer una correlación directa entre ambas curvas. Ambos registros muestran la presencia de dos arenas de dos intervalos entre 8960' – 8996 y 9070' – 9119 respectivamente, con capas de lutitas

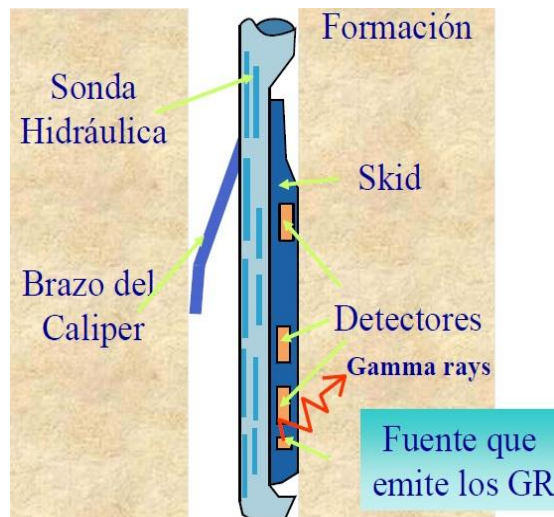
subyaciendo y supra yaciendo entre ellas. Las unidades del registro gamma deben estar en unidades API.

**5.3.4. Registro de densidad.** Este registro detecta los rayos gamma emitidos desde la fuente que han sido previamente estimulados por la herramienta desde la formación (ver figura19). Es decir, la fuente emite Rayos Gamma, los cuales entran en contacto con la formación, los detectores están expuestos a los GR que retornan midiendo así el espectro (nivel) de energía de retorno y la cantidad de estos. En síntesis:

- Alta energía de GR se relaciona a Densidad.
- Baja energía de GR se relaciona a Litología.

La lectura de este tipo de registros es confiable en hueco de buena geometría, además es el registro que mejor se ajusta con las medidas de porosidad de laboratorio (Método de Boyle). La profundidad de investigación somera es de 5 a 15 cm (2-5 pulgadas aproximadamente).

Figura 19. Herramienta para la toma de registros de densidad.

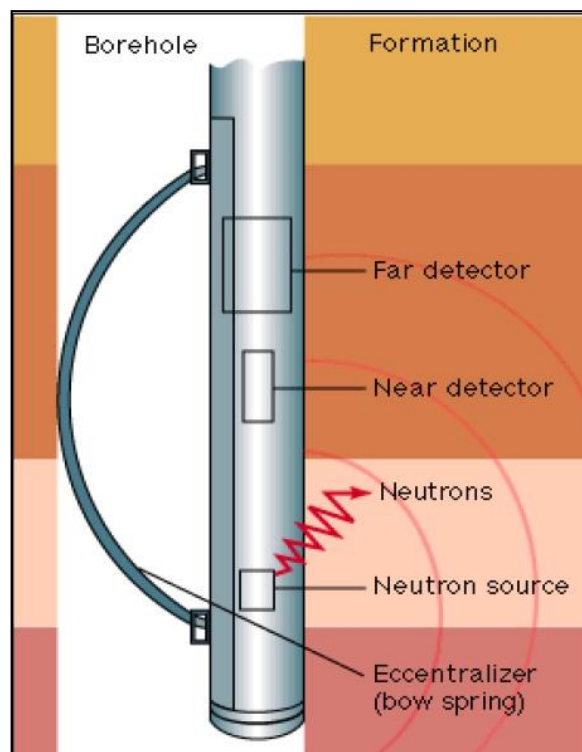


Fuente: Schlumberger. Manual de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. No. SMP-7025. Houston Texas. 1989. Modificado por el Autor.

Se debe tener en cuenta que la herramienta puede diferenciar las densidades de los fluidos presentes en la formación así como densidades de matriz de la formación. La suma de estas dos densidades será la densidad total del cuerpo que se esté analizando, por lo tanto, esta medición también estimara medidas de porosidad.

**5.3.5. Registros de Porosidad Neutrón.** Consiste en emitir neutrones a la formación que retornan después de haber sido dispersados por los núcleos de los átomos en la formación (ver Figura 20). Los neutrones colisionan con los núcleos de los elementos en la formación, perdiendo energía, donde la máxima pérdida de energía se da cuando colisiona de frente con los núcleos de los átomos de hidrógeno.

**Figura 20. Arreglo esquemático del funcionamiento de la herramienta para la toma de registro Porosidad-Neutrón.**



**Fuente:** Schlumberger. Manual de Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. No. SMP-7025. Houston Texas. 1989. Modificado por el Autor

Por lo tanto, la medición esta principalmente afectada por la cantidad de hidrógenos en la formación (por ejemplo: presencia de agua, etc.). En resumen:

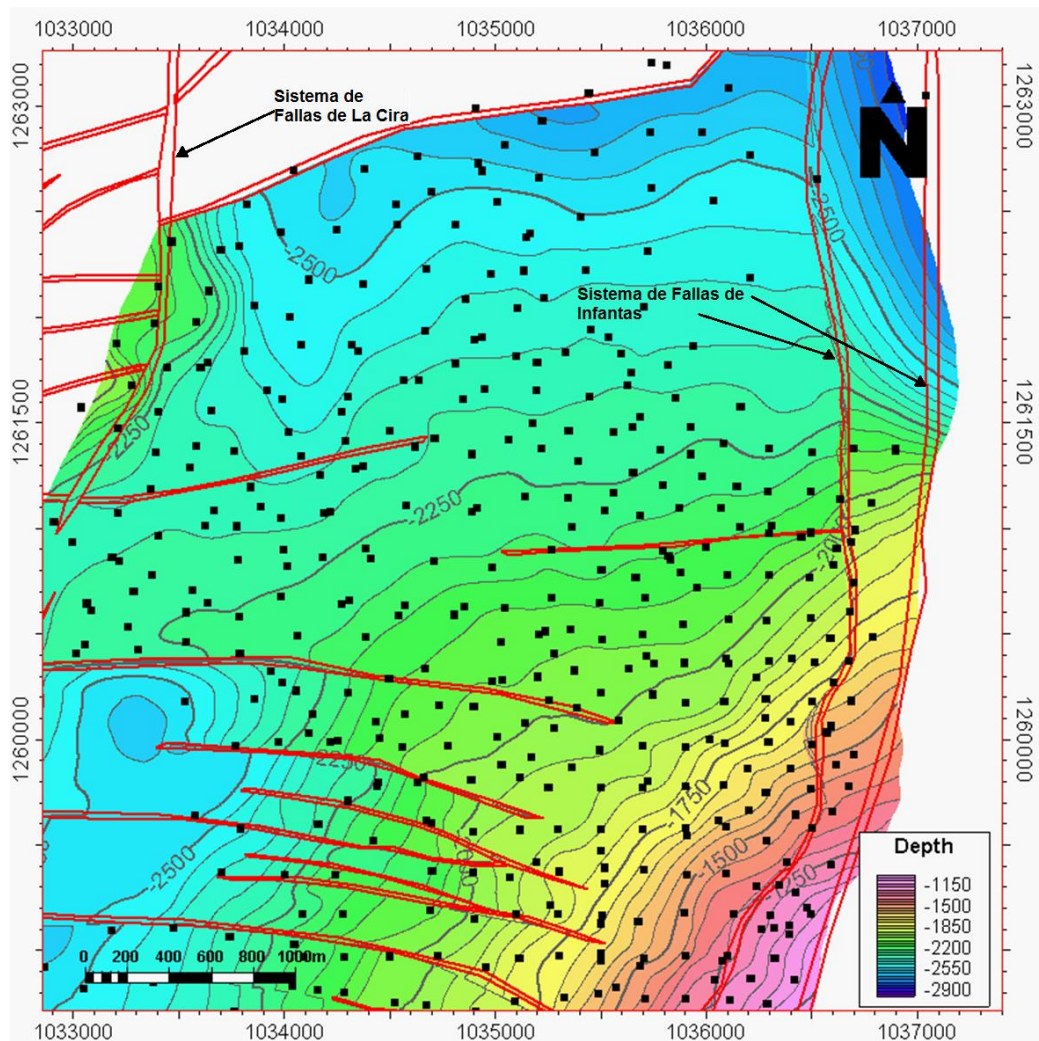
- Altas cuentas: Baja Porosidad
- Bajas cuentas: Alta Porosidad

Una vez entendido el funcionamiento de los registros a implementar se procede a realizar una descripción de los registros eléctricos presentes en el área de estudio, para posteriormente realizar y representar una correlación estratigráfica con la metodología propuesta.

## 6. DESCRIPCION DE REGISTROS AREA INFANTAS NORTE

En este proyecto se realizó una descripción de aproximadamente 203 pozos presentes (**Ver figura 21**) en el área de estudio, correspondiente a la Zona C (Formación Mugrosa) aplicando la metodología de interpretación basada en ciclos estratigráficos.

**Figura 21. Mapa estructural de la unidad C (Formación Mugrosa) mostrando la densidad de pozos correlacionados con la metodología de estratigrafía secuencial. Implementando el programa PETREL.**



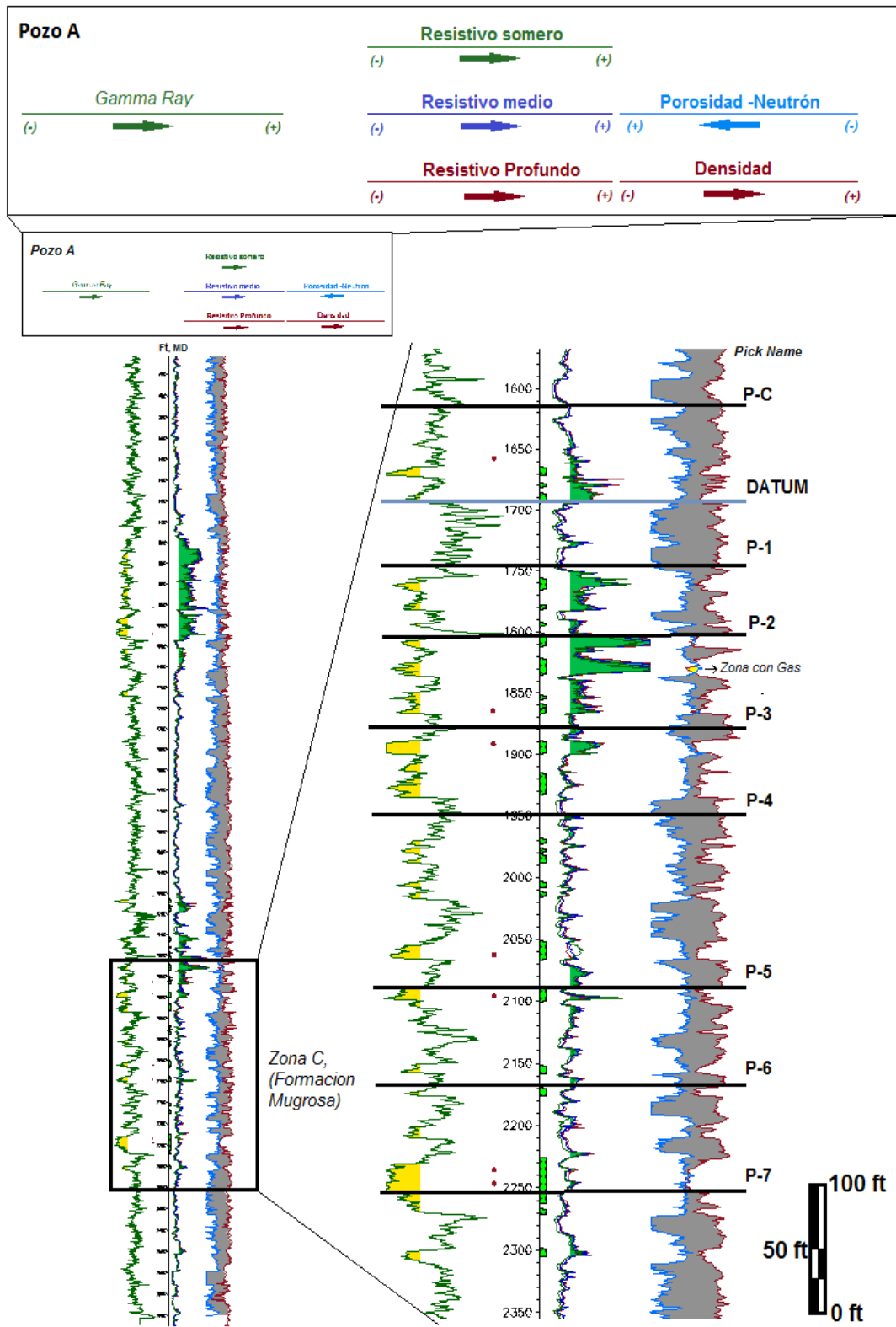
El mapa se realizó a partir de la interpretación de los registros en cada uno de los pozos mostrados en la figura 21 teniendo como referencia en profundidad el tope P-C (ver **Figura 24**). En este mapa se observa con tendencia Norte-Sur (línea roja) de izquierda a derecha la presencia del sistema de fallas de La Cira y el sistemas de fallas de Infantas, trasversal a estas se encuentran sistemas de fallas dispuestas en *echelon* o escalonadas de tipo normal, con buzamientos altos entre 80 y 90 grados con saltos menores a 100 ft. El sistema de fallas de La Cira es de tipo Inverso, buzando hacia el occidente con ángulos entre 70 y 80 grados y saltos que varían entre 200 y 300 ft aproximadamente, por otro lado el sistema de fallas de Infantas es de tipo inverso, buzando hacia el este y desplazamientos que oscilan entre 900 y 1800 ft con buzamientos fuertemente discutidos entre 65 y 90 grados aproximadamente.

Este proyecto se implementó para unificar criterios de interpretación y generar unas bases geológicas mucho más consistentes de interpretación y aplicación a los diferentes objetivos de desarrollo del Campo, que en este caso corresponde a la perforación de un pozo horizontal en un área donde los espesores de roca reservorio y condiciones petrofísicas no favorecen para llevar a cabo una perforación de un pozo vertical o convencional; es decir, la antigua metodología se basaba básicamente en la ley de *Esteno*, donde la conservación de espesores es el factor fundamental de interpretación (ver **Figura 22 y 23**). Para llevar a cabo la interpretación estratigráfica se escogió un datum, que en este caso corresponde a una lutita típica, presente en la gran mayoría del campo, esta presenta espesores variables que oscilan entre 70 ft y en algunos sectores hasta escasos 10 ft o incluso estar ausente. La figura 22 muestra uno de los pozos tipo, con los registros implementados y la interpretación utilizada anteriormente.

Los registros mostrados de izquierda a derecha corresponden como lo indica la figura 22, a registros de Rayos Gamma o Potencial Espontaneo (en otros casos), Resistivos de alcance Somero, Medio y Profundo, Densidad y Porosidad-Neutrón.

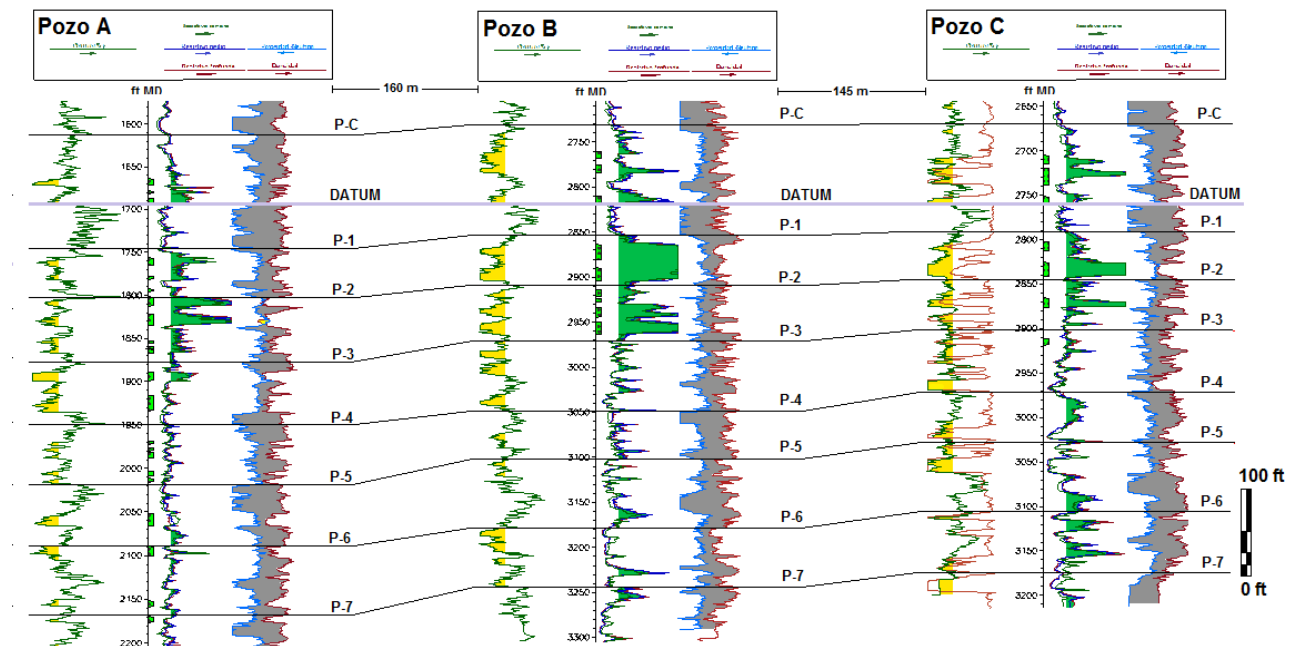
En la interpretación, las arenas bien desarrolladas se observan con color amarillo en el registro de Rayos Gama (Facies Arenosas) que defleca hacia la izquierda donde el valor de Rayos Gama es bajo, mientras que las lutitas o arcillas (Facies arcillosa) mantienen valores altos permaneciendo hacia la derecha del registro GR. Esta interpretación se fundamenta como se dijo anteriormente, en la conservación de espesores que se han tenido desde inicios del descubrimiento del campo y son utilizados como guía, partiendo del Datum arcilloso mostrado en color gris en la figura 22, además esta interpretación trata de identificar y seguir las arenas de mayor importancia en el campo. Los registros resistivos, por otro lado ayudan a identificar las zonas en profundidad donde hay presencia de fluidos altamente resistivos o conductivos como petróleo, agua dulce o salmuera, mientras que los registros de densidad y porosidad neutrón ayudan a indicar zonas donde hay presencia de gas.

Figura 22. Pozo tipo A, mostrando la Zona C (Formación Mugrosa), junto con la interpretación utilizada en el Campo, implementada anteriormente. Implementando el programa OpenWorks.



Implementando esta metodología, la correlación estratigráfica pretendía realzar los cuerpos importantes, y por ende las unidades operacionales del campo siguiendo dichos cuerpos de arenas o arcillas para ajustar el modelo geológico, facilitar los diseños de los planes direccionales de los pozos a perforar, junto con los cálculos de propiedades petrofísicas por topes o *picks* (ver **Figura 23**).

**Figura 23. Mostrando la correlación estratigráfica realizada con la interpretación inicial, de la Zona C, Formación Mugrosa en algún lugar de la Zona de estudio.**



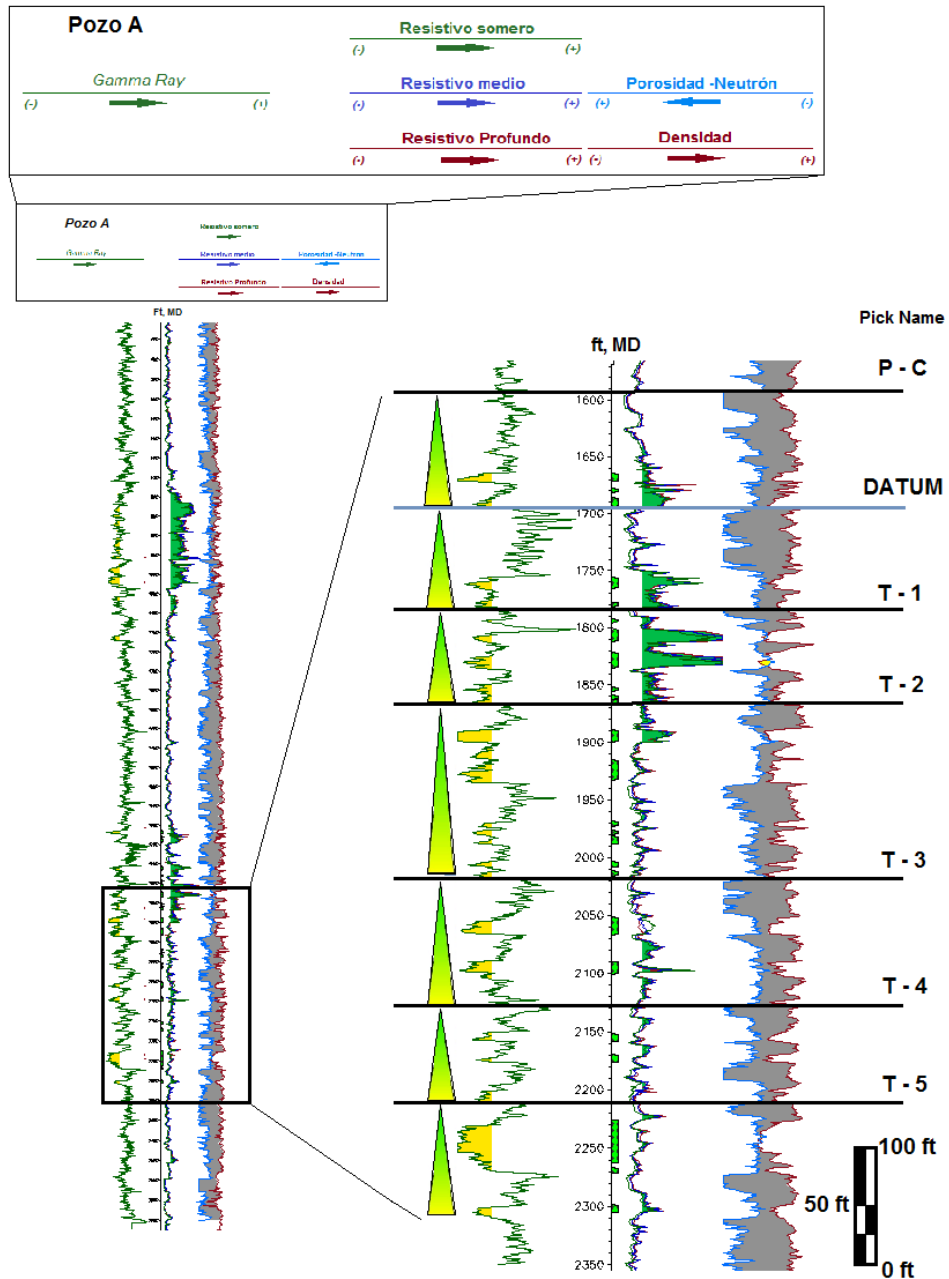
**Fuente:** Realizado por el Autor. Implementando los programas *Geographix* y *OpenWorks*. Por motivos de confidencialidad no se muestra el nombre real de los Pozos.

Como se observa en esta correlación de la Unidad C de los pozos A, B y C, anteriormente se interpretaban nueve topes teniendo como referencia el *datum* arcilloso, intentando de seguir las unidades arenosas y arcillosas manteniendo los espesores a través de todo el campo, así en algunos casos una arena bien desarrollada correspondiera estratigráficamente con una arcilla, como ocurre en el tope P-6, entre los pozos B y C. Por esta razón se decide implementar la

metodología basada en ciclos estratigráficos y de este modo unificar criterios de interpretación revalidando toda la información disponible.

Para la aplicación de la nueva metodología se revalidaron las anteriores interpretaciones, y se implementaron los conceptos establecidos para la redefinición de los topes en base a ciclos estratigráficos. Para entender las diferencias, se implementó dicha metodología propuesta en los mismos pozos tipo (ver **Figura 24**).

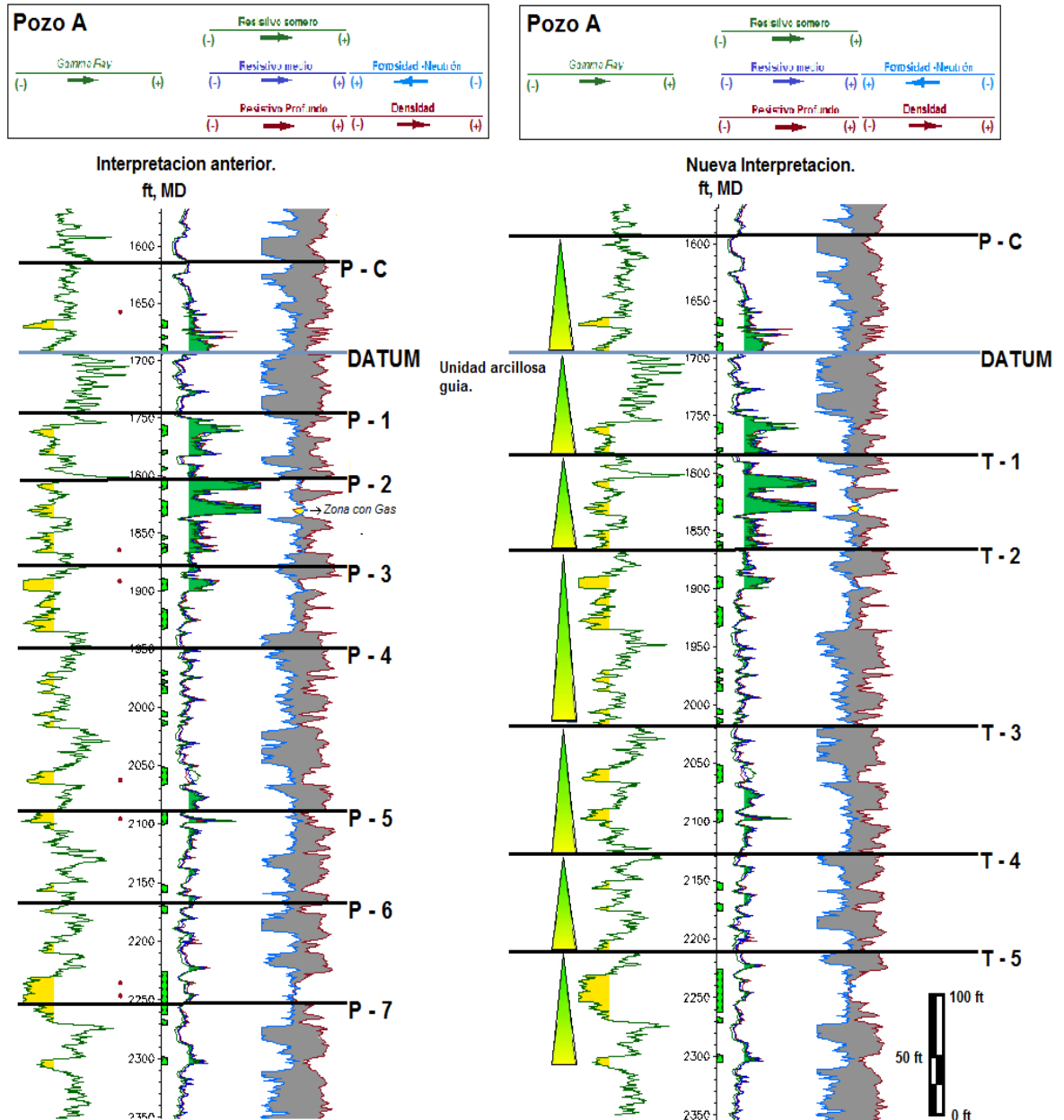
Figura 24. Pozo tipo A, mostrando la Zona C (Formación Mugrosa), junto con la reinterpretación estratigráfica de los topes basada en ciclos estratigráficos.



La figura 25 muestra nuevamente la Zona C (Formación Mugrosa), del pozo A, con la interpretación en base a ciclos estratigráficos y con la interpretación utilizada anteriormente. Al hacer una comparación entre las dos interpretaciones

en este mismo, se encuentra que con la nueva metodología se generan menor cantidad de topes y se obtiene un concepto más claro para correlacionar estratigráficamente los diferentes registros de pozos que se van generando con el desarrollo del Campo.

Figura 25. Registros del pozo tipo A, comparando las dos metodologías de interpretación.



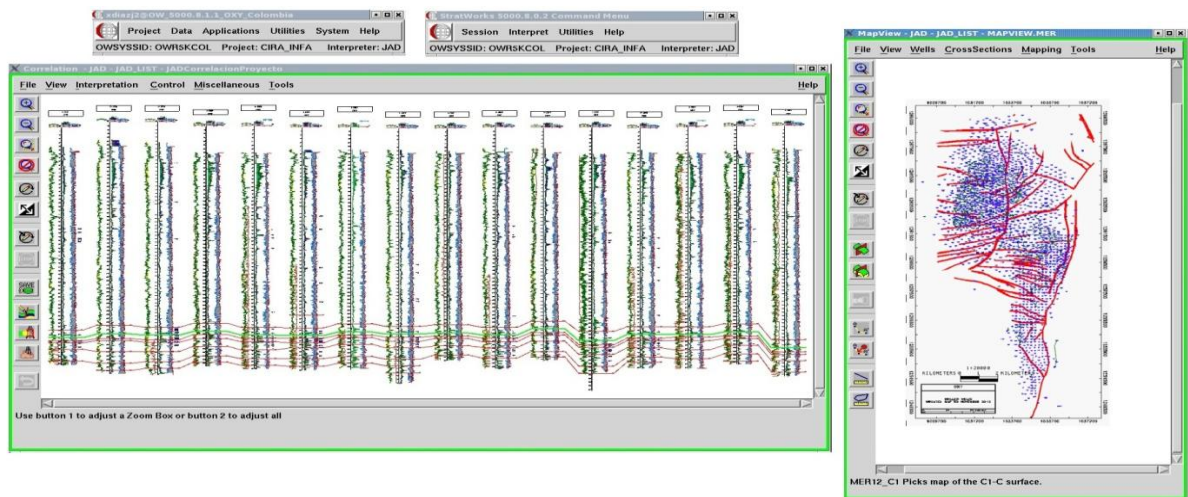
En la anterior figura, se observa que los topes interpretados con la nueva metodología, cíclicamente en la base desarrollaran cuerpos arenosos y tenderán a desarrollar zonas arcillosas hacia el tope, es decir, las unidades propuestas serán grano decrecientes hacia el tope, teniendo en cuenta que los registros ya tienen las correcciones pertinentes y ya se han calibrado con el modelo petrofísico del campo y con medidas directas de corazones tomados en la Unidad C. En este caso, las arenas bien desarrolladas encontradas hacia la base de cada unidad, corresponden a canales o puntos de barra depositados por un sistema fluvial de meandro, las zonas arcillosas corresponden a llanuras de inundación depositadas durante un momento de subida de nivel base o alto espacio de acomodación.

Al hacer una revisión de los pozos seleccionados en el área de estudio (ver **Figura 21**) se encuentra que estos presentan características muy similares respecto al desarrollo de arenas y de zonas arcillosas, lo cual facilita la realización de la correlación estratigráfica y estructural, y por ende el entendimiento de la distribución de los cuerpos arenosos que son las zonas de mayor interés, para el proceso de producción de hidrocarburo e inyección selectiva de agua dado el tipo actual de método de recobro, implementado en el Campo LCI.

## 7. CONSTRUCCION DE CORRELACION ESTRATIGRAFICA

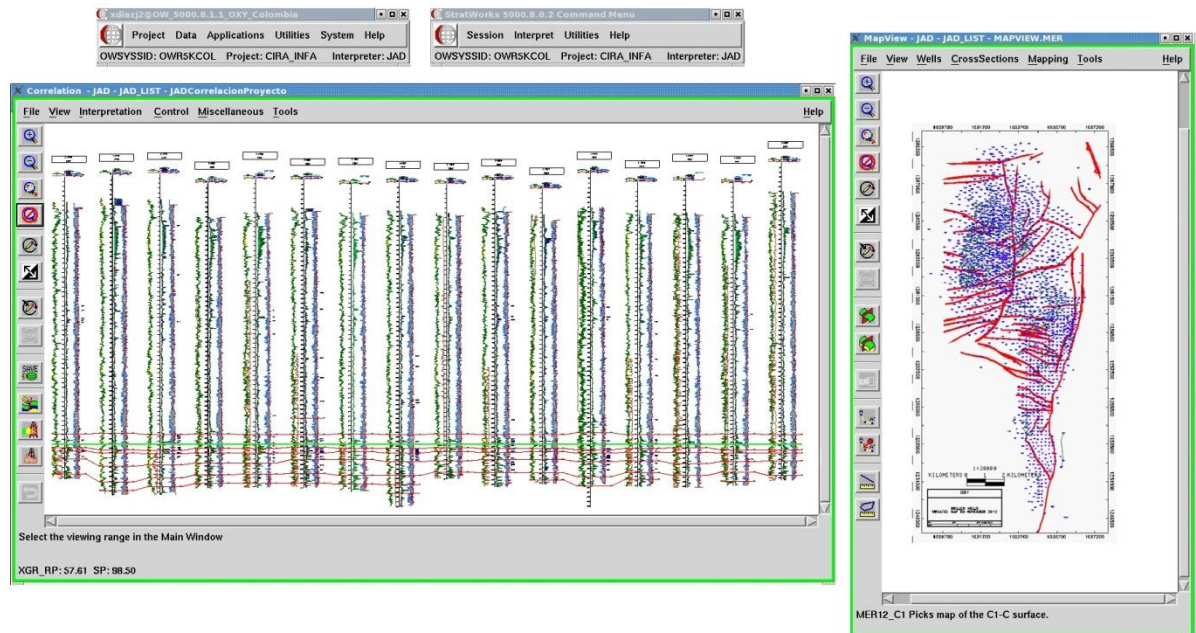
Para llevar a cabo la correlación estratigráfica en el área de estudio, se utilizó como guía los pozos tipo distribuidos en diferentes partes de la zona, y los programas *Geographix* y *OpenWorks* para geo referenciar y mapear la unidad y cuerpos de interés correspondiente a la Zona C, Formación Mugrosa. La interpretación se realizó en el programa *Openworks* mediante la aplicación *StratWorks* con los módulos *Correlation* y *MapView* donde se pueden ver al mismo tiempo la ubicación en el mapa de los pozos con registros ya geo referenciados, cargar los datos de azimuth, inclinación, buzamiento de las capas del área y de cada una de las perforaciones en cada uno de los registros, para corregir y obtener espesores verdaderos de cada una de las unidades de interés. Al interpretar los pozos y disponerlos respecto al nivel del mar (TVDSS) se tiene una correlación estructural (ver **Figura 26**); en este caso el *datum* o unidad de referencia se encuentra de color verde en la figura 26.

**Figura 26. Correlación estructural de una sección perpendicular a los ejes de las estructuras anticlinales La Cira e Infantas en la zona de estudio, utilizando *Openworks*, con la aplicación *StratWorks* en los módulos *Correlation* y *MapView*.**



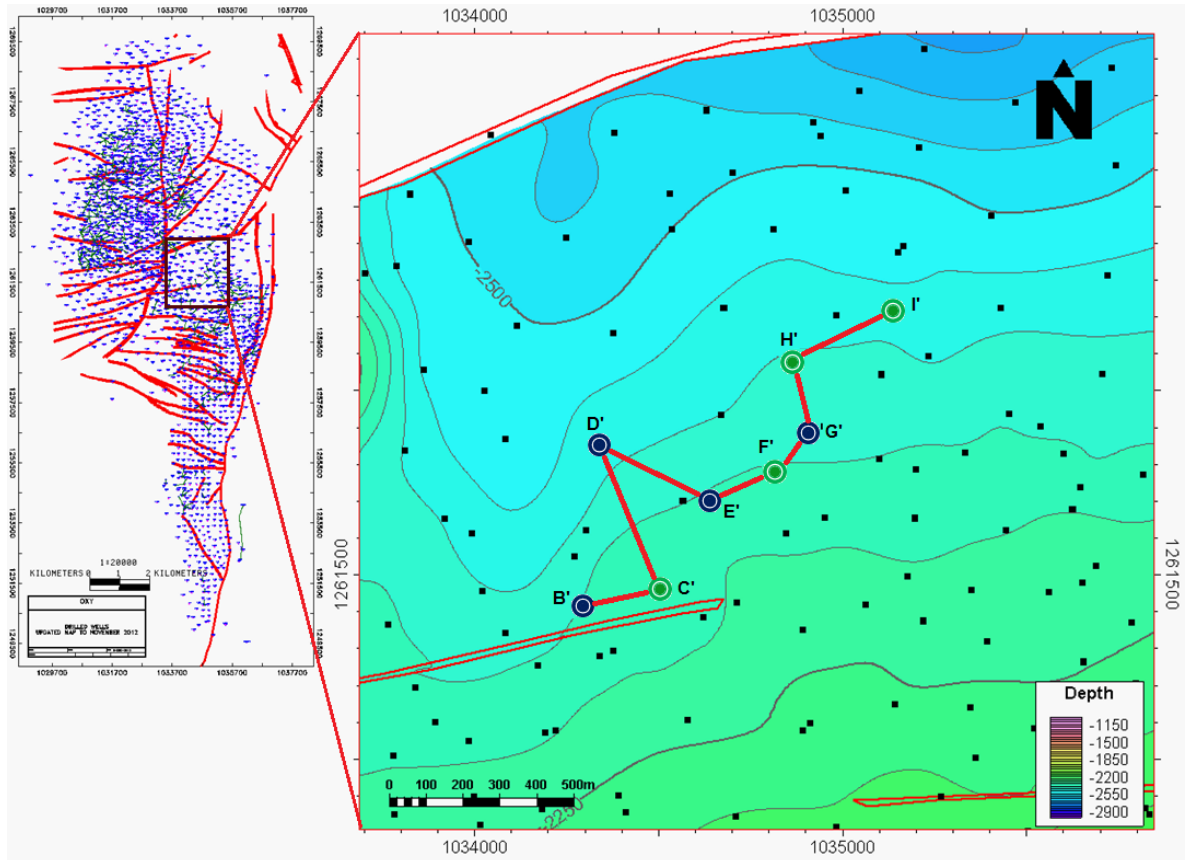
En la figura 26, se muestra la interfaz de los programas utilizados para la realización de las correlaciones llevadas a cabo en el área, al cargar los pozos automáticamente estos se despliegan ajustándose a la altura del nivel del mar. Los pozos presentados en el esquema hacen parte de una sección perpendicular al eje de las estructuras anticlinales que conforman el campo, llevada a cabo en la zona de estudio, teniendo de esta manera una correlación de tipo estructural. Pero como la acumulación de hidrocarburo está controlada principalmente por trampas de tipo estratigráfica, como lo son los canales arenosos presentes en el área, es muy importante llevar a cabo correlaciones estratigráficas que permitan ver la disposición y conectividades entre los canales arenosos y superficies arcillosas. Por lo tanto, se debe colocar al mismo nivel, el *datum* estratigráfico seleccionado, correspondiente al nivel arcilloso común en la mayoría de los pozos, para de este modo, poder ver las variaciones y características estratigráficas en la sección (ver **Figura 27**).

**Figura 27. Correlación estratigráfica de una sección perpendicular a los ejes de las estructuras anticlinales La Cira e Infantas en la zona de estudio, utilizando *Openworks*, con la aplicación *StratWorks* en los módulos *Correlation* y *MapView*.**



Una vez realizada la correlación de los pozos presentes en el área Infantas Norte, implementando la nueva metodología, se seleccionó una sub área, donde se interpretó buena continuidad lateral de arenas y presencia de hidrocarburo (ver **Figura 28**).

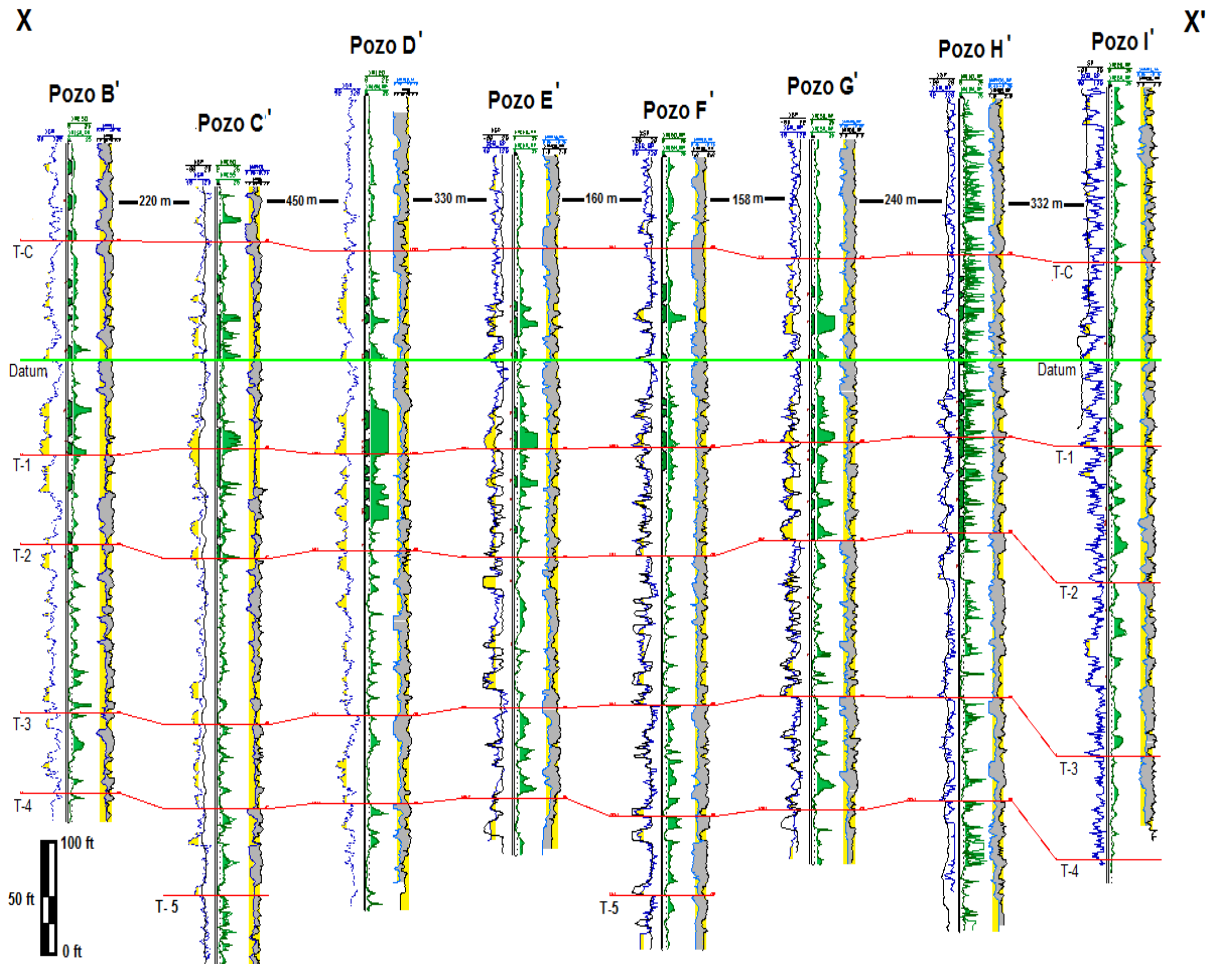
**Figura 28.** Ubicación de los pozos seleccionados para mostrar la sección X – X'.



**Fuente:** Tomado de la base de Datos de Occidental de Colombia, y Modificado por el Autor con los programas *OpenWorks* y *Petrel*. Por motivos de confidencialidad no se muestran las coordenadas y la cantidad de pozos actuales.

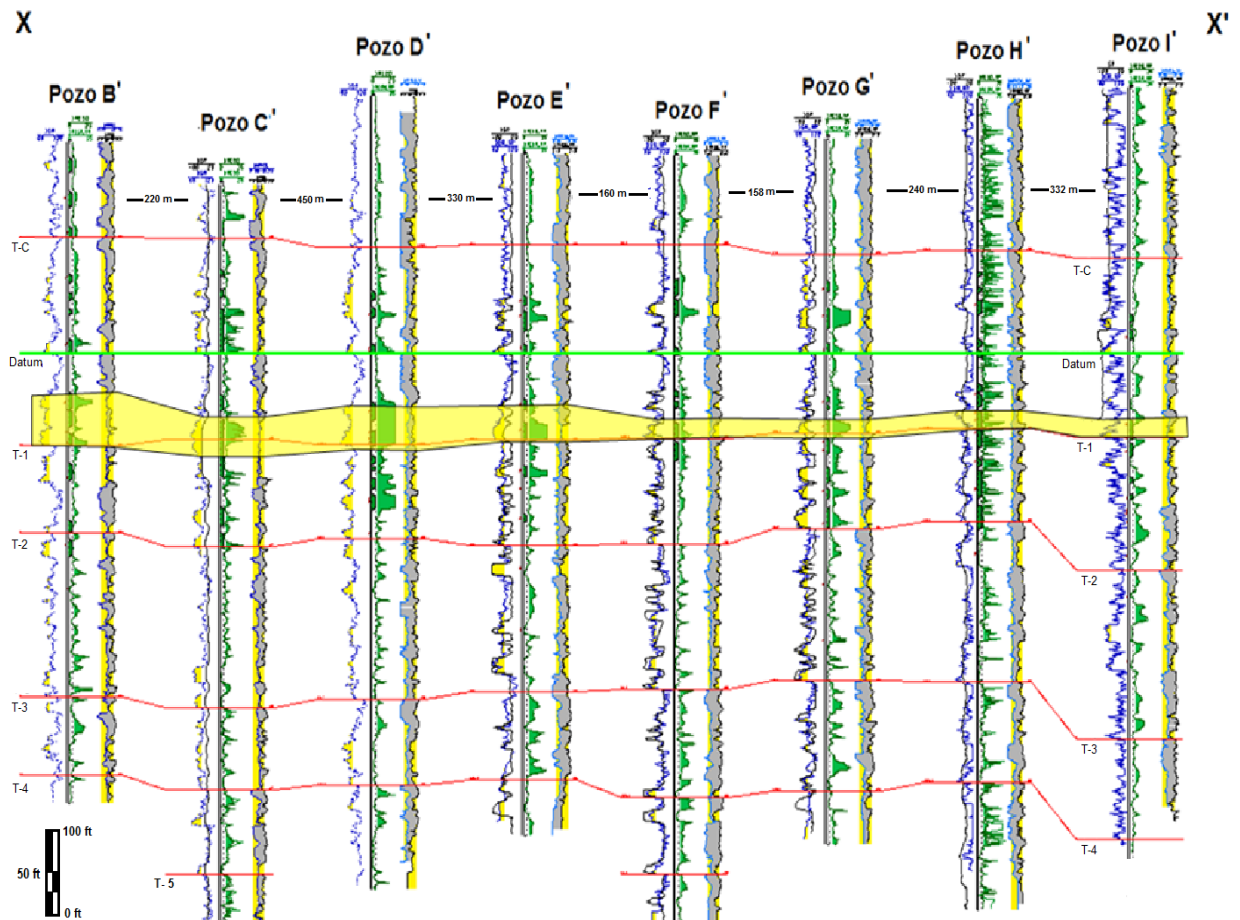
En esta sección se correlacionaron todos los pozos presentes en el área siguiendo la metodología basada en ciclos estratigráficos. A continuación se muestran la correlación de los 8 pozos más representativos, ya que son los más cercanos a la dirección propuesta para el pozo horizontal de desarrollo dentro del área de estudio.

Figura 29. Correlación estratigráfica de la Unidad C, formación Mugrosa, implementando la metodología basada en ciclos estratigráficos.



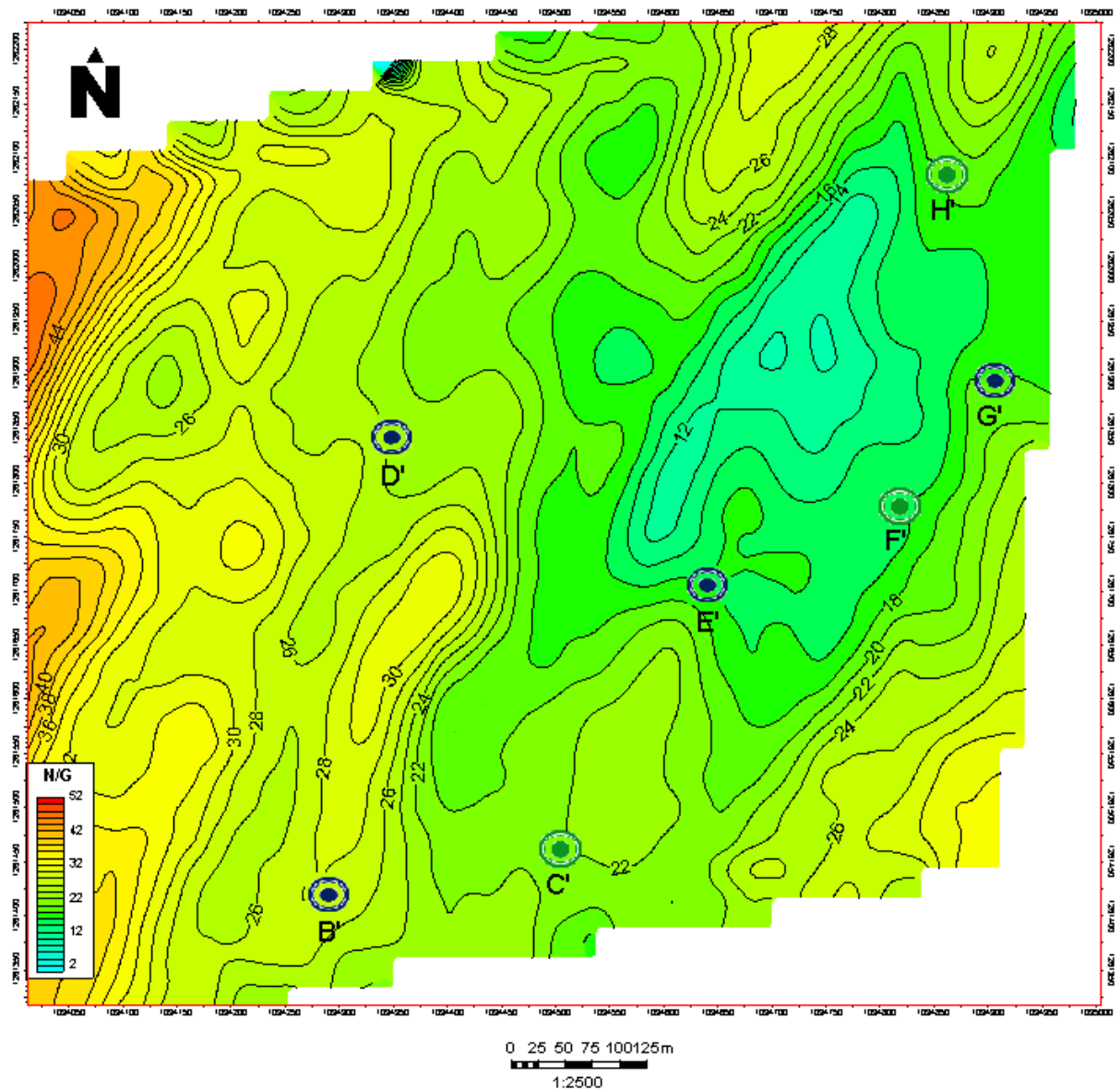
En la correlación se observa buen desarrollo de arenas y concentración de petróleo hacia la base de la unidad Datum (Pick verde) y en algunos casos hacia el tope de la unidad T1, los pozos de desarrollo cercanos se encuentran produciendo aceite de los otros horizontes donde también se tiene potencial, mientras que esta unidad en esta zona no se está drenando, por lo cual esta es el objetivo a navegar del pozo horizontal a diseñar (ver **Figura 30**).

**Figura 30. Correlación estratigráfica (X-X') de la Unidad C, formación Mugrosa, mostrando la arena a navegar. Correlación realizada utilizando el programa OpenWorks.**



En la figura 30, se presenta la interpretación de la sección X-X' de la arena con presencia de aceite, buena continuidad lateral y vertical, donde se observa una tendencia de pinchamiento hacia el N-E, y mayor concentración y desarrollo de espesores hacia el S-W, teniendo en cuenta que son canales y diversas unidades de flujo que pueden estar conectadas a esta arena principal (ver **Figura 33**). Esta característica se observó también realizando y comparando los demás registros de pozo presentes en el área. Por lo tanto al tener los pozos interpretados y la zona delimitada se generó un mapa de arena neta de la zona y unidad a navegar (ver **Figura 31**).

Figura 31. Mapa de Arena neta de la Unidad Datum.



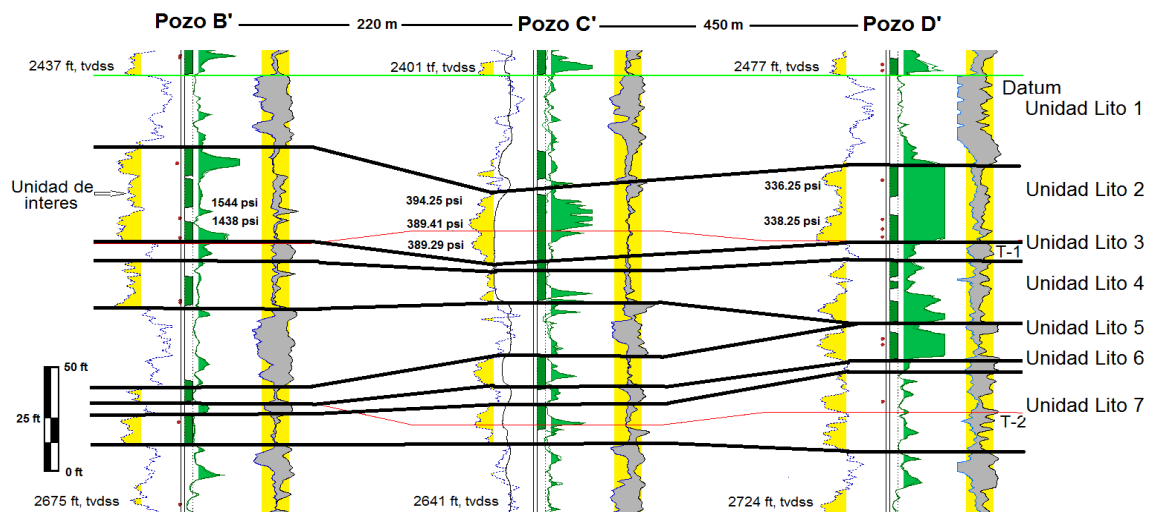
En la figura 31, se observa el mapa de arena neta de la unidad de interés llamada Datum. Este mapa se realizó a partir de la interpretación de los pozos presentes en el área, donde los colores amarillos y rojos representan los mayores espesores y los verdes y azules menor desarrollo de espesores de arena neta. Es claro que los mejores desarrollos de arenas se encuentran en dirección sur oeste, por lo

tanto esta será la dirección preferencial a navegar por el pozo horizontal. Esto se explica mediante la existencia de un tren depositacional de barras de arena de un paleo canal de meandro o anastomosado hacia el S-W y una llanura de inundación hacia el este del sistema principal, dado por colores verdes en la figura.

## 8. RELACION ENTRE TIPOS DE ROCA

Como se ha nombrado a lo largo de este trabajo se sabe que el emplazamiento de hidrocarburo en el área está controlada por canales arenosos los cuales pueden estar o no conectados, en la figura 30 se observa que la arena a navegar está compuesta por canales moderadamente desarrollados conectados lateralmente y verticalmente y sellados por arcillas correspondientes a eventos de inundación sobre las llanuras aluviales que pueden también estar presentes vertical y lateralmente, por lo tanto es de vital importancia conocer la relación entre los cuerpos y estimar la conectividad entre estos. Para interpretar la conectividad vertical se tuvieron en cuenta pruebas de presiones MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*) la cual da una medida de la presión a través de la toma de muestras de fluidos de la formación. Una vez revisadas estas pruebas se encuentra que las presiones son muy similares dentro de las unidades de flujo interpretadas lo que indica conectividad entre estas. Para ilustrar esto nos enfocamos en las unidades Datum y T1 de los pozos B', C' y D' (ver **Figura 32**).

**Figura 32. Correlación estratigráfica indicando la conectividad y relación entre los tipos de roca que se tienen en el yacimiento.**



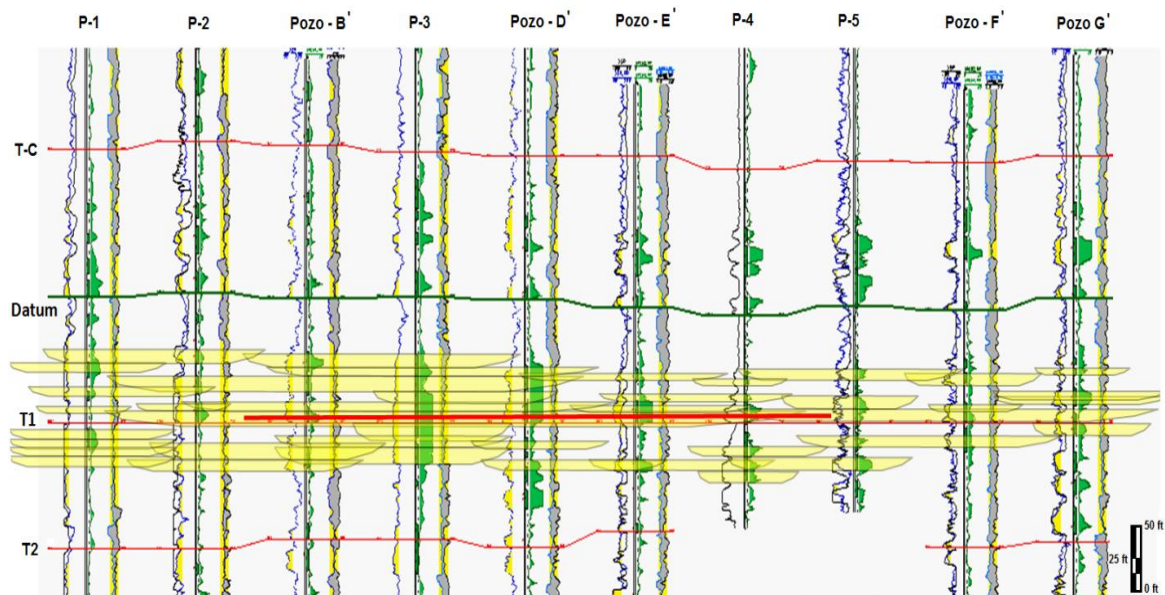
En esta correlación se muestran los topes Datum, T-1 y T-2 que, como se ha explicado anteriormente, representan unidades depositadas en un mismo tiempo, es decir corresponden a unidades crono estratigráficas interpretadas a partir de ciclos. Por otro lado se hace una interpretación lito estratigráfica de la misma sección donde se interpretan 7 cuerpos conectados lateralmente limitados en la figura por líneas negras, que no específicamente se depositaron en un mismo tiempo, como sucede en el pozo C, donde tope T-1 pasa por el medio de un cuerpo arenoso (ver **Figura 32**), fenómeno que se explica por la presencia de una zona de *crevasse splay* (grano creciente) que representa un estado de máxima inundación por un aumento repentino de nivel base, depositado sobre la llanura de inundación, y posterior emplazamiento del canal que marca el inicio de un nuevo ciclo.

En figura 32 se delimita el cuerpo arenoso de interés, correspondiente a la base del tope Datum y en algunos casos, zona superior del pick T-1, denominado en esta interpretación como Unidad Lito 2, con un espesor promedio de 49 ft y ningún cambio lateral de facies representativo, con la presencia hacia la base y el tope de unidades arcillosas que se espera sirvan de sello efectivo para la migración de hidrocarburo.

Al llevar a cabo interpretaciones con una cantidad mayor de pozos se debe tener en cuenta otros canales que puedan estar conectados al sistema arenoso principal sin olvidar los valores de pruebas MDT que se hayan tomado en los diferentes pozos (ver **Figura 34**). Una vez realizada la correlación también se debe seleccionar una zona donde se debe colocar el taladro para inicio de la perforación, que en este caso se decidió por motivos de facilidad en superficie utilizar una plataforma ya existente denominada en este caso P-P (ver **Figura 33**)



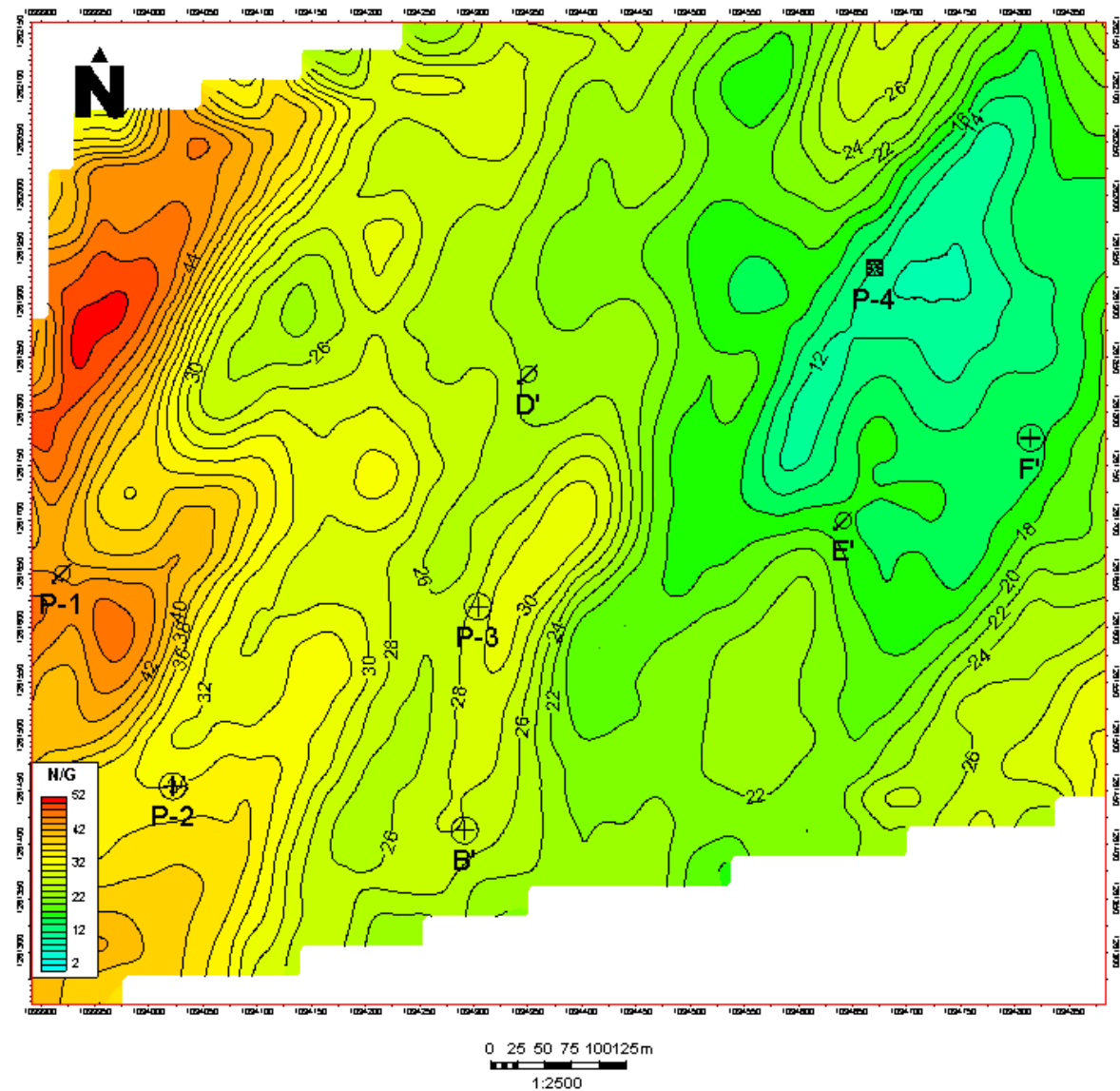
**Figura 34. Interpretación estratigráfica resaltando la cantidad de canales presentes y la conectividad lateral y vertical entre estos, la línea roja indica la zona a navegar del pozo horizontal.**



En esta interpretación se utilizó como guía estratigráfica el tope T1, ya que esta es la más cercana a la unidad a navegar. La línea roja muestra la distancia horizontal que el pozo va a navegar (630 m aproximadamente) y la profundidad a la cual estará en promedio a 2560 ft Tvdss.

Al comparar la correlación con el mapa de arena neta de la zona de interés se encuentra que los mejores espesores se encuentran hacia el S-W luego esta será la zona objetivo del pozo horizontal a diseñar (ver **Figura 35**). A partir de este análisis se estima el área de drenaje y los parámetros preliminares para llevar a cabo el diseño del pozo horizontal.

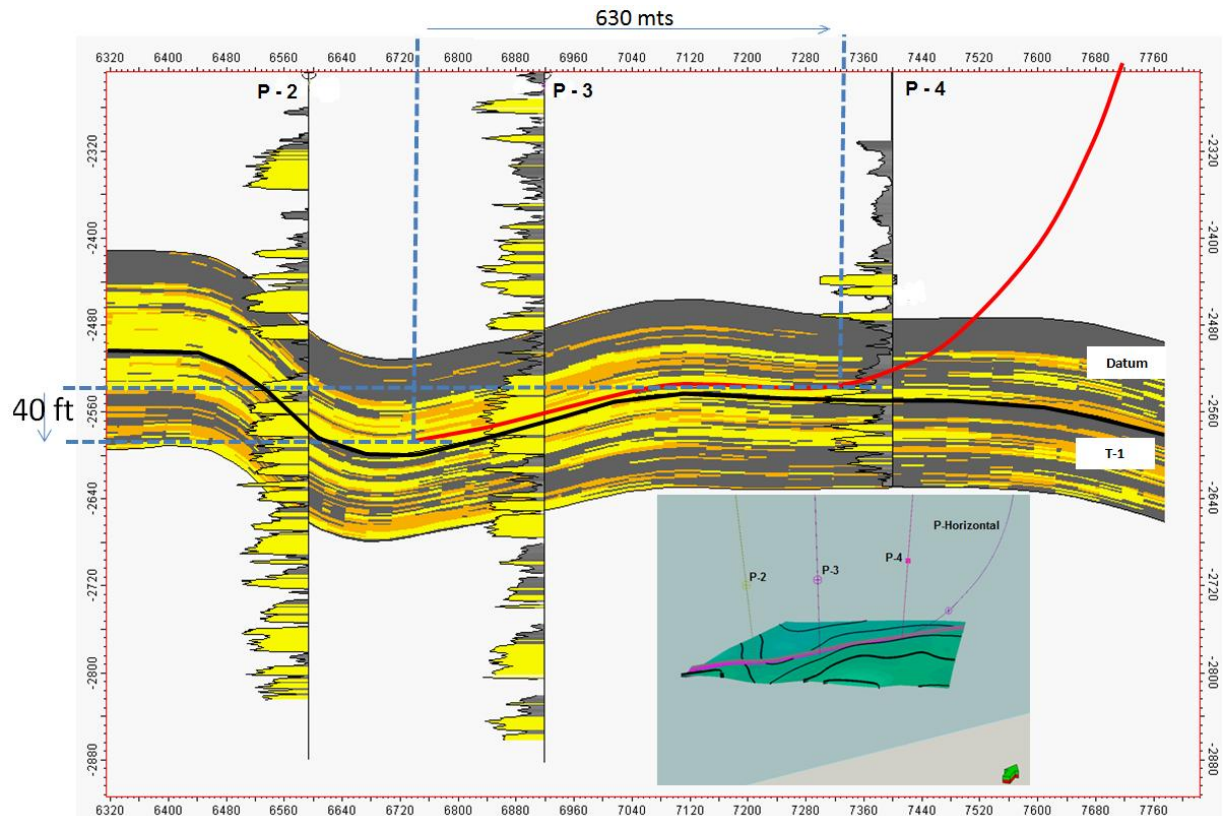
Figura 35. Mapa de arena neta de la unidad de interés mostrando la ubicación de los pozos tipo implementados para la correlación estratigráfica.



Una vez seleccionada el área de drenaje y tener medidas preliminares del pozo horizontal y además, obtener una mejor visualización y mejor resolución de imagen y distribución areal de los canales, se cargan los pozos más representativos a la zona de interés con los respectivos registros y topes interpretados en cada uno, al programa Petrel para generar de esta manera una malla tridimensional y así poder escalar los valores de registros en diferentes

profundidades, y asociar estos con las propiedades petrofísicas de cada unidad como litología, porosidad, saturaciones etc. Para generar la superficie y estimar la distribución de los canales se aplicó el algoritmo *Secuencial Indicator Simulation* para generar la capa que representa los diferentes canales u objetivos a navegar por el pozo horizontal (ver **Figura 36**).

**Figura 36. Modelo de facies desarrollado en el programa Petrel. Con tres pozos que se encuentran muy cerca a la trayectoria propuesta para el pozo horizontal.**



Según el modelo de facies generado en Petrel, se propone que la navegación del taladro deberá ser sinusoidal como se aprecia en la figura 36, para contactar la mayor cantidad de canales.

De esta manera se estima la conectividad lateral y vertical entre canales que son roca reservorio, y a partir de esta información se proponen los parámetros para

llevar a cabo la elaboración del plan direccional del pozo horizontal de desarrollo en el área.

## 9. PARAMETROS PARA LA PERFORACION DE UN POZO HORIZONTAL

De acuerdo a la profundidad, distribución de la arena y a la disponibilidad de plataformas en superficie, se procede a elaborar un plan direccional con los parámetros requeridos para llevar a cabo la perforación (ver **Tabla 1**) desde la plataforma P-P indicada en la figura 33.

**Tabla 1. Figura ilustrando el plan direccional correspondiente al pozo horizontal propuesto.**

Measured Depth (ft)	Incl.	Azim.	Sub-Sea Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)
0	0	0	-327	0	0
100	0	0	-227	100	0
200	0	0	-127	200	0
300	0	0	-27	300	0
320	0	0	-7	320	0
400	0	0	73	400	0
500	0	0	173	500	0
600	0	0	273	600	0
700	0	0	373	700	0
800	3	223.68	472.95	799.95	3
900	6	223.68	572.63	899.63	3
1000	9	223.68	671.77	998.77	3
1100	12	223.68	770.08	1097.08	3
1200	15	223.68	867.31	1194.31	3
1300	18	223.68	963.18	1290.18	3
1400	21	223.68	1057.43	1384.43	3
1500	24	223.68	1149.81	1476.81	3

Measured Depth (ft)	Incl.	Azim.	Sub-Sea Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)
1600	27	223.68	1240.06	1567.06	3
1700	30	223.68	1327.93	1654.93	3
1800	33	223.68	1413.18	1740.18	3
1900	36	223.68	1495.59	1822.59	3
2000	39	223.68	1574.91	1901.91	3
2100	42	223.68	1650.95	1977.95	3
2200	45	223.68	1723.47	2050.47	3
2300	48	223.68	1792.3	2119.3	3
2400	51	223.68	1857.24	2184.24	3
2500	51.746	223.68	1919.28	2246.28	0.75
2600	51.746	223.68	1981.2	2308.2	0
2700	51.746	223.68	2043.11	2370.11	0
2800	53.371	224.3	2104.29	2431.29	1.7
2900	55.863	225.21	2162.2	2489.2	2.6
3000	58.362	226.07	2216.49	2543.49	2.6
3100	60.866	226.88	2267.07	2594.07	2.6
3200	63.375	227.65	2313.83	2640.83	2.6
3300	65.888	228.39	2356.67	2683.67	2.6
3400	68.404	229.1	2395.5	2722.5	2.6
3500	70.924	229.78	2430.25	2757.25	2.6
3600	73.445	230.45	2460.85	2787.85	2.6
3700	75.969	231.1	2487.22	2814.22	2.6
3800	78.494	231.73	2509.32	2836.32	2.6
3900	81.021	232.35	2527.1	2854.1	2.6
4000	83.549	232.97	2540.52	2867.52	2.6
4100	86.077	233.57	2549.56	2876.56	2.6

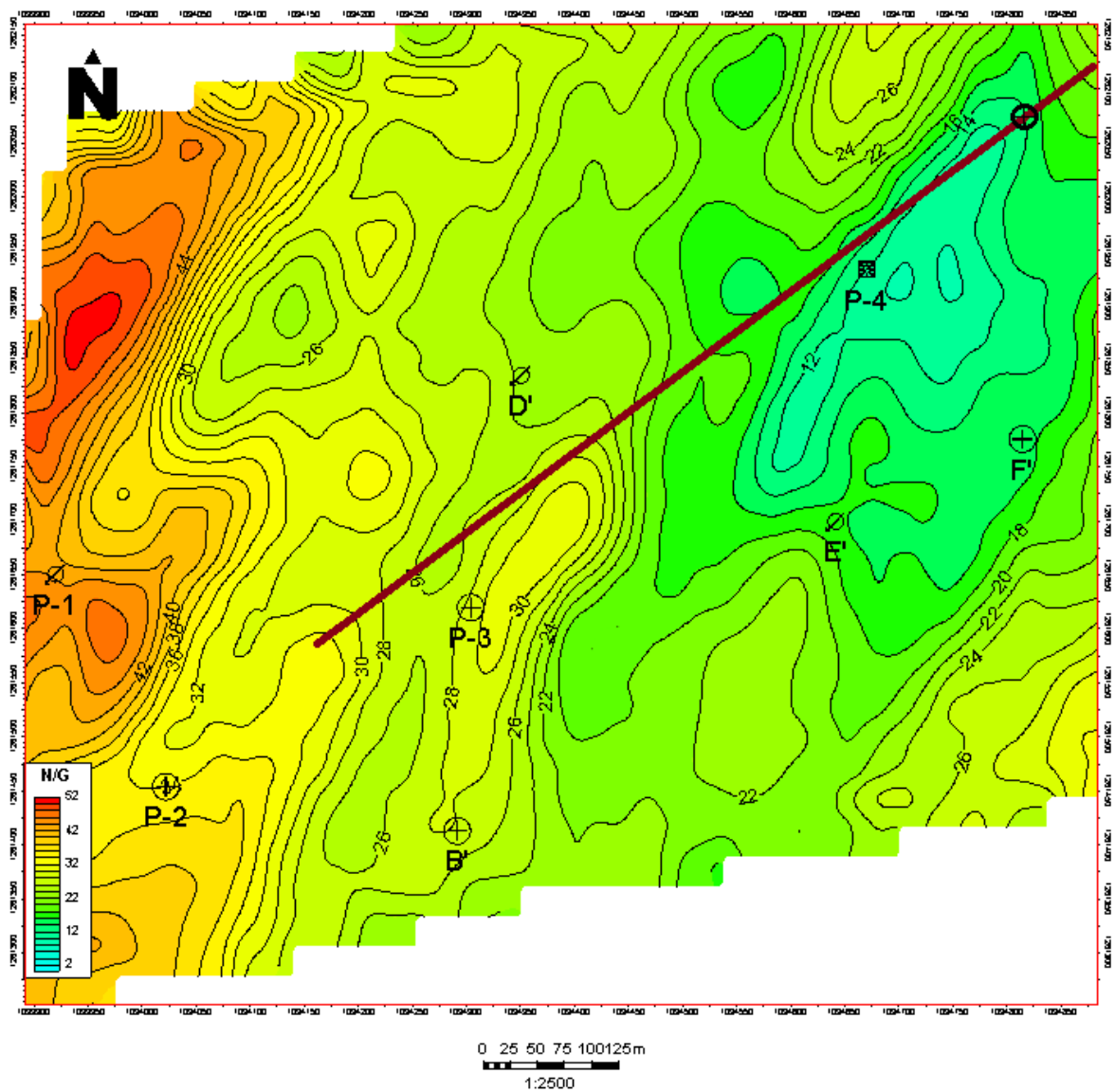
Measured Depth (ft)	Incl.	Azim.	Sub-Sea Depth (ft)	Vertical Depth (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)
4200	87	233.8	2555.09	2882.09	0.95
4236.48	87.348	233.8	2556.89	2883.89	0.95
4300	87.953	233.8	2559.8	2886.8	0.95
4400	88.811	233.8	2562.3	2889.3	0.86
4500	88.811	233.8	2564.38	2891.38	0
4600	88.811	233.8	2566.45	2893.45	0
4700	88.811	233.8	2568.53	2895.53	0
4800	88.811	233.8	2570.6	2897.6	0
4900	88.811	233.8	2572.68	2899.68	0
5000	88.811	233.8	2574.75	2901.75	0
5100	88.811	233.8	2576.83	2903.83	0
5200	88.811	233.8	2578.9	2905.9	0
5300	88.811	233.8	2580.98	2907.98	0
5400	88.811	233.8	2583.05	2910.05	0
5500	88.811	233.8	2585.13	2912.13	0
5600	88.811	233.8	2587.2	2914.2	0
5700	88.811	233.8	2589.28	2916.28	0
5800	88.811	233.8	2591.35	2918.35	0
5900	88.811	233.8	2593.43	2920.43	0
5975.83	88.811	233.8	2595	2922	0

En este plan direccional se muestran las medidas en MD, Inclinação, Azimut, *Tvdss*, Profundidad Vertical y *Dog Leg*, que corresponde a que tanto avanza la perforación por cada 100 ft que se profundice en el sub suelo, además se indica también la zona tangente en color azul a una profundidad de 2600 ft MD y la zona de entrada a la unidad objetivo en color morado a 4236.48 ft en MD. El plan direccional debe tener también las coordenadas en superficie y como vayan

variando estas en profundidad, pero por motivos de confidencialidad estas no se muestran en la tabla correspondiente.

Al cargar este plan direccional al software Petrel e interpolarlo con el mapa de arena neta, se visualiza como debería quedar la perforación del pozo horizontal, con respecto a los demás pozos, y respecto a la distribución de arenas en la unidad de interés (ver **Figura 37**).

**Figura 37. Trayectoria del Pozo horizontal propuesto.**



En la figura 37, se observa la trayectoria del pozo diseñado en color rojo, con azimut de 233 grados aproximadamente y el punto de contacto con la zona objetivo indicada por un círculo con cruz ubicado en la parte superior derecha de la figura.

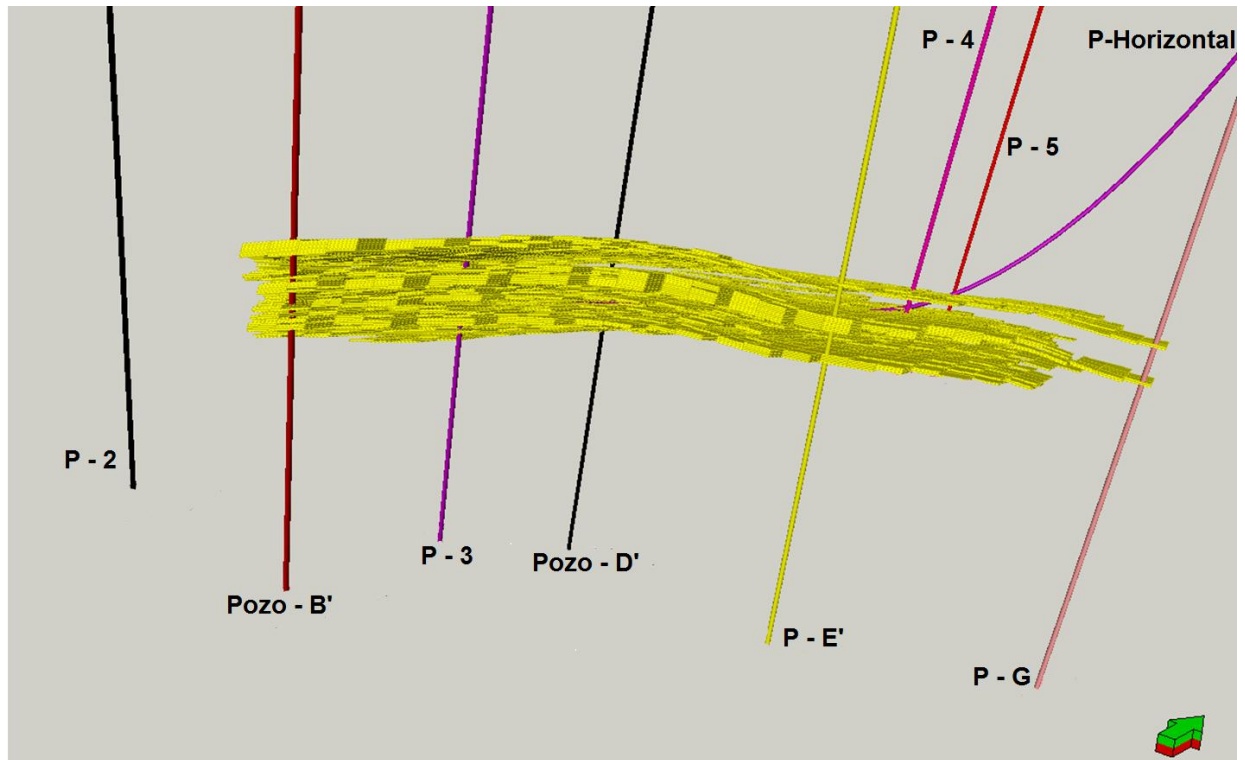
## 10. ANALISIS Y RESULTADOS

En la Unidad C, Formación Mugrosa, se interpretaron siete ciclos estratigráficos definidos a partir de fluctuaciones del nivel base, y es claro que las zonas de mayor interés son las correspondientes a la base de cada una de estas, correspondientes a los estados bajos de nivel base principalmente.

Como lo muestra la información de los pozos, cada uno de estos intervalos presentan acumulaciones de petróleo. Dichas acumulaciones ya se están extrayendo, excepto en las unidades Datum y T-1 en la zona estudiada, pero como lo indican las correlaciones, las unidades a drenar son muy delgadas y sus reservas no serían económicas con la perforación de un pozo vertical convencional, es por esto que se hace necesario navegar la arena, de modo que la perforación contacte mayor área de roca reservorio y así poder drenar las reservas de manera económica.

Una vez terminados los estudios de estratigrafía secuencias y obtenidos los datos de petrofísica, se generó un *sector modeling* del área en la cual la perforación va a tener lugar (ver **Figura 38**).

Figura 38. Mostrando la distribución de arena con los pozos más representativos utilizados en el análisis. Realizado en el programa Petrel.



En el esquema se muestra la distribución de arenas interpretada en el programa Petrel utilizando el algoritmo *Secuencial Indicator Simulation (SIS)* y la trayectoria del pozo horizontal. En este se observa que los mejores espesores con saturación de aceite son mayores hacia el SW y que el pozo navegara en esta dirección.

Con este modelo se obtuvo un volumen poroso a partir del cual se calcularon las reservas, mediante las siguientes ecuaciones.

Entonces, primero se realizó un cálculo de OIP (*Oil In Place*)

$$OIP = \frac{7758 * V\phi * (1 - S_w - S_g)}{\beta_o}$$

Donde  $V\phi$  = Volumen Poroso, obtenido de los cálculos de petrofísica, mapas y Petrel.  $S_w$  = Saturación de agua, y  $S_g$  = Saturación de gas, estos dos últimos obtenidos de la misma manera.

Después se calculó que tanto va a drenar el pozo horizontal, es decir la cantidad de reservas disponibles. Estas se calculan multiplicando el OIP por el factor de recobro que se tiene en el Campo y en esa zona.

$$\text{RESERVAS} = \text{OIP} * \text{Factor de Recobro}$$

Al realizar estos cálculos y realizar un análisis económico, se encuentra que los volúmenes a drenar son lo suficientemente grandes para llevar a cabo el proyecto, pero por cuestiones de confidencialidad no es posible indicar valores de este tipo.

## CONCLUSIONES

- Se describieron e interpretaron 202 pozos correspondiente a la Unidad C, Formación Mugrosa definiendo siete unidades a partir de la metodología de estratigrafía de secuencias basada en ciclos estratigráficos, donde las arenas de interés están concentradas hacia la base de cada una estas, es decir en el estado más bajo de nivel base (LST).
- Se definió una continuidad lateral de arena de aproximadamente 680 m de largo y una conectividad vertical promedio de 13 m, en un área a drenar de aproximadamente 52 acres por el pozo horizontal.
- La arena reservorio se encuentra a una profundidad promedio de 2560 ft respecto al nivel del mar, por lo cual el pozo horizontal contactara este objetivo a 2557 ft aproximadamente.
- Adquirir conocimientos previos sobre sobre la geología del campo, como lo es el ambiente de sedimentación del área de estudio es crucial para tener precisión en la denominación de los topes y el criterio a seguir para correlacionar estratigráficamente y delimitar las unidades de interés.
- La metodología basada en ciclos estratigráficos, permite unificar criterios de correlación y estimar conectividad lateral y vertical de los cuerpos en subsuelo con buena certidumbre en las distribuciones de estos.
- El tope de un ciclo estratigráfico en la mayoría de los casos no estará completamente registrado, debido a la erosión que produce la incidencia de los canales suprayacentes que representan el inicio del ciclo posterior.

- La implementación de registros eléctricos para realizar interpretaciones en subsuelo, deben estar acompañadas de toda la información disponible del área de estudio, para obtener mayor probabilidad de éxito en zonas donde se pretende llevar a cabo cualquier tipo de operación, como la perforación de pozos de desarrollo (Productores o inyectores), pozos exploratorios, datos geológicos etc.
- Los registros eléctricos y los diferentes análisis que se realizan con estos, son una herramienta vital para el pleno desarrollo del Campo La Cira-Infantas y de cualquier otro campo petrolero.
- Para la determinación y cuantificación de zonas con petróleo se requiere modelos petrofísicos detallados de las diferentes áreas a desarrollar.
- Conocer distribución y la conectividad vertical y lateral de los canales arenosos en el reservorio, son un factor fundamental para llevar a cabo cálculos de volúmenes y de este modo ver la viabilidad económica del proyecto de perforación de cualquier pozo de desarrollo.
- Los ciclos estratigráficos denominados en este trabajo, son fácilmente reconocibles en la gran mayoría de la zona estudiada, sin embargo, debido a la alta complejidad característica del sistema fluvial de meandro y anastomosado, hace que algunas correlaciones en algunos sectores sean algo confusas.
- La perforación del pozo horizontal drenara la cantidad de reservas que tres pozos convencionales verticales drenarían. Por lo tanto este estudio permite minimizar el impacto ambiental en superficie y producir un ahorro de capital considerable para la empresa.

## RECOMENDACIONES

- Realizar un *sector model* mucho más amplio para tener en cuenta las migraciones de fluidos desde lugares más apartados de la zona de estudio.
- Llevar a cabo una revisión más detallada de la información petrofísica del área.
- Realizar mapas de porosidad y permeabilidad en el tiempo de un área más grande para estimar el comportamiento de los fluidos.

## BIBLIOGRAFIA

AITKEN, John F y HOWELL, John A. Hight Resolution Sequence Stratigraphy: Innovations, Applications and Future Prospects. Geological Society, London, Special Publications, 1996, v. 104, p. 1-9. DOI: 101144/GSL.SP.1996.104.01.01.

ALLEN, George y POSAMENTIER, Henry. Sequence Stratigraphy and Facies Associations. En: International Association of Sedimentologists, Special Publications, 1993, n. 18, ISBN: 0-632-03548-X.

ANH AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Valle Medio del Magdalena [en línea]. [Bogotá, Colombia]. [Citado Febrero 10, 2012]. Disponible en internet: <[http://www.anh.gov.co/media/poster\\_open\\_round\\_2010/VMM.pdf](http://www.anh.gov.co/media/poster_open_round_2010/VMM.pdf)>

BARRERO, Dario et al. Colombia Sedimentary Basins. Bogota: ANH, 2007. p. 79. ISBN 978-958-98237-0-5

CATUNEANU, Octavian. Principles of Sequence Stratigraphy. En: Department of Earth and Atmospheric Sciences, University of Alberta, Edmonton, Alberta, Canada, 2006, Vol. 1, p. 40-48, 237-262. ISBN-13: 978-0-444-51568-1.

DICKEY, P.A.: "La Cira-Infantas Field – Colombia, Middle Magdalena Basin," Structural Traps VII, AAPG Treatise of Petroleum Geology, Atlas for Oil and Gas Fields, 1992.

ECOPETROL. La Cira Field Incremental Production. [Material escrito escaneado].

FLINT, S. Prediction of Fluvial Sand Body Architecture and Connectivity for Reservoir Modelling: a New Application of Sequence Stratigraphy. En: North, C. P. & Prosser, D. J. Abstracts for the British Sedimentological Research Group Conference on Characterization of Fluvial and Aeolian Reservoirs, University of Aberdeen, Scotland, 1991, p. 24-27.

GALLOWAY, William. Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis I: Architecture and Genesis of Flooding-Surface Bounded Depositional Units. En: The American Association of Petroleum Geologist Bulletin. Febrero, 1989, v. 73, no. 2, p. 125-142.

GONZALES, Santiago e IDROBO, Eduardo. Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos. En: CT&F Ciencia Tecnología y Futuro. Diciembre, 2004, Vol. 2, no. 5, p. 23-51. ISSN 0122-5383.

GUTIERREZ, Mario; NUR, Amos. 3-D Seismic Structural Interpretation of the Mature Giant Oil Field La Cira-Infantas, Middle Magdalena Valley Basin (Colombia). Rock Physics Laboratory, Geophysics Department, Stanford University, Stanford, CA. AAPG Annual Convention, Denver Colorado, 2001.

IANI, Bryant. The Application of Physical Measurements to Constrain Reservoir-Scale Sequence Stratigraphic Models. Geological Society, London, Special Publications, 1996, v. 104, p. 51-63. DOI: 10.1144/GSL.SP.1996.104.01.05.

LEEDER, M.R. Tectonic Controls upon Drainage Basin Development, River Channel Migration and Alluvial Architecture: Implications for Hydrocarbon Reservoir Development and Characterization. Geological Society, London, Special Publications, 1993, v. 73, p. 7-22. DOI: 10.1144/GSL.SP.1993.073.01.02.

LOBO, A.A., et al.: “Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira – Infantas”, internal report, Ecopetrol, October 1999.

LOBO, Adriano., et al.: Importancia en la Definición de la Arquitectura de las Rocas Almacenadoras en la Evaluación de los Procesos Secundarios (Campo La Cira, Area 07, Zona C). Gerencia de Exploración Ecopetrol. Bogotá, Octubre de 1992. N 2.

MCKIE, T y GARDEN, R. Hierarchical Stratigraphic Cycles in the non-marine Clair Group (Devonian) UKCS. Geological Society, London, Special Publications, 1996, v. 104, p. 139-157. DOI: 10.1144/GSL.SP.1996.104.01.10.

MARTIN, John. A review of Braided Fluvial Hydrocarbon Reservoirs: The Petroleum Engineer’s Perspective. Department of Geology, Imperial of Science, Technology and Medicine, London, 1993, v. 75, p. 333-367. DOI: 10.1144/GSL.SP.1993.075.01.20

MORETTI, Elizabeth, et al. Integrated Exploration Workflow in the Sout Middle Magdalena Valley (Colombia). En: Journal of South American Earth Science. August, 2009, 187 p.

POSAMENTIER, Henry y JAMES, D.P. An Overview of Sequence-Stratigraphic Concepts: Uses and Abuses. Special Publications, Calgary, Canadá, 1993, no 18, p. 3-18.

PRIETO, Maria Elizabeth et al. Redevelopment Progress for Colombia’s La Cira-Infantas Field. En: Conferencia de Ingeniería de Petróleos de Latinoamérica y el Caribe (31-05-09 a 03-06-09 en Cartagena, Colombia). SPE. 2009, 9 p.

QUIRK, David G. 'Base Profile': a Unifying Concept in Alluvial Sequence Stratigraphy. Geological Society, London, Special Publications, 1996, v. 104, p. 37-49. DOI: 10.1144/GSL.SP.1996.104.01.04.

RAMON, Juan Carlos y CROSS, Timothy. Characterization and Prediction of Reservoir Architecture and Petrophysical Properties in Fluvial Channel Sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines, Colorado, USA, 1997, v. 1, no. 3.

RAMON, Juan Carlos y CROSS, Timothy. Correlation Strategies and Methods in Continental Strata, Middle Magdalena Basin, Colombia. Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines, Colorado, 1997.

ROJAS, Cesar Augusto. Modelamiento geoestatico de los depósitos fluviales de la Zona C-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del campo La Cira. Tesis Magister en Ciencias Geología. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias. Departamento de Geociencias, 2011. 173 p.

SIERRA, Gloria., et al. Estratigrafía Secuencial de la Formación Amaga. En: Boletín de Ciencias de la Tierra. Noviembre, 2003, no. 15, p. 9-22. ISSN 0120 – 3630.

SCHLAGER, Wolfgang. Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy, Concepts in Sedimentology and Paleontology. En: Society for Sedimentary Geology, Tulsa, Oklahoma, no. 8, p. 83-101. ISBN 978-1-56576-132-2.

Schlumberger. Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications Document. No. SMP-7025. Houston Texas. 1989

Schlumberger. Evaluacion de Pozos. W.E.C. 1997

WHEELER, O.C., INFANTAS AND LA CIRA OIL FIELDS – COLOMBIA. Enero de 1935.