



LA CIRA-INFANTAS



**DESARROLLO Y MANEJO DE INFORMACIÓN DE POZOS NUEVOS A  
PERFORAR EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

*PRESENTADO POR:  
CRISTHIAN ELADIO SILVA ARIAS*



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA, 2009**

**DESARROLLO Y MANEJO DE INFORMACIÓN DE POZOS NUEVOS A  
PERFORAR EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS**

**PRESENTADO POR:**

*CRISTHIAN ELADIO SILVA ARIAS*

*Proyecto de Grado presentado como requisito  
para optar el título de Geólogo*

**DIRECTORES:**

*MSC ADRIANO LOBO*

*Gerente RMT Campo La Cira, Occidental Andina LLC.*

*GEOL. RICARDO MIER UMAÑA*

*Profesor Universidad Industrial de Santander*



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**  
**FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS**  
**ESCUELA DE GEOLOGÍA**  
**BUCARAMANGA, 2009**

## **AGRADECIMIENTOS**

*Gracias a Dios y a la constancia de mis esfuerzos, aproveché al máximo la oportunidad que el me dio, para iniciar con mi desarrollo como profesional de la Universidad Industrial de Santander.*

*A mis padres Eladio y Margarita como también a mis hermanos Alejandro y Catalina, por el apoyo que recibí de ellos mientras desempeñe mis labores en la Ciudad de Bogotá, y por todo el soporte que me han brindado durante toda mi vida.*

*A mi director Adriano Lobo, por brindarme la oportunidad de haber aprendido dentro del proyecto la Cira Infantas con Occidental Andina, y por todas las enseñanzas y colaboración por parte de el dentro de este trabajo.*

*Al profesor Ricardo Mier por la colaboración brindada como director de mi trabajo de grado.*

*A todas las personas del grupo de yacimientos de La Cira Infantas que me colaboraron y enseñaron lo relacionado al manejo del Campo Maduro La Cira Infantas.*

## **TABLA DE CONTENIDO**

Introducción	1
Objetivos	4

### **PARTE I**

<b>1. Historia y Desarrollo del campo La Cira Infantas</b>	<b>7</b>
<b>2. Localización del campo La Cira Infantas</b>	<b>14</b>
<b>3. Geología Regional</b>	<b>18</b>
3.1. Situación Geográfica del Valle Medio del Magdalena	18
3.2. Situación Geológica del Valle Medio del Magdalena	20
3.3. Estratigrafía del Valle Medio del Magdalena	26
3.3.1. Rocas Pre Cretácicas	26
3.3.2. Cretácico Inferior	26
3.3.3. Cretácico Superior	28
3.3.4. Paleoceno	28
3.3.5. Eoceno y Oligoceno	29
3.3.6. Mioceno	30
3.4. Evolución Tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena	34
3.4.1. Jurásico Superior - Aptiano: Fase de Syn-Rift	34
3.4.2. Albiano Medio - Maastrichiano: Fase Post Rift	35
3.4.3. Maastrichiano - Oligoceno: Cuenca de Foreland	35
<b>4. Geología del Campo La Cira Infantas</b>	<b>39</b>

4.1. Estratigrafía del Campo	40
4.1.1. Eoceno	40
4.1.2. Oligoceno	41
4.1.3. Mioceno	44
4.2. Geología Estructural del Campo	55
4.2.1. Estructuras Cretácico Temprano	55
4.2.2. Estructuras Post Cretácico Tardío	55
4.3. Fases de Deformación Estructural del Campo	66
4.4. Características del Yacimiento	68
4.4.1. Sello y Reservorio	68
4.4.2. Características del Crudo	71
4.4.3. Roca Fuente	72
4.4.4. Migración y Degradación	73
4.4.5. Gas en el Campo LCI	76
4.4.6. Agua de Formación	76

## **PARTE II**

<b>5. Desarrollo del Proyecto La Cira Infantas</b>	<b>80</b>
5.1. Descripción del Proyecto	82
<b>6. Actividades Desarrolladas</b>	<b>90</b>
6.1. Desarrollo de Prognosis de los Pozos nuevos a perforar en el campo LCI	92
6.1.1. Método de desarrollo de una prognosis en el Grupo LCI	96
6.1.1.1. Familiarización con Geographix Discovery	96
6.1.1.2. Partes que conforman la Prognosis	98
6.2. Forma 6CR "Intensión a Perforar"	108
6.3. Desarrollo de los Registros Gráficos compuestos para la Forma 6CR	111
6.3.1. La Forma 6CR "Informe de Terminación Oficial"	111

6.3.2. Partes con las que se conforma un Grafico Compuesto	112
6.4. Control de Calidad para registros tomados en el Campo	118
6.4.1. Familiarización con los diferentes tipos de registros	119
6.4.2. Herramientas empleadas para la toma de registros dentro del campo	123
6.5. Actualización de los Pozos Nuevos Perforados dentro del Campo	125
<b>7. Interpretación de los Resultados</b>	126
<b>8. Conclusiones</b>	127
<b>9. Recomendaciones</b>	128
<b>10. Bibliografía</b>	129

## LISTA DE FIGURAS

**Fig. 1** Distribución de las Cuencas Sedimentarias Colombianas, y la ubicación del Campo La Cira Infantas dentro del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de <http://www.anh.gov.co/es/infogeologica.php>

**PÁGINA 15.**

**Fig. 2** Localización del Campo La Cira Infantas con sus linderos respectivos, se puede observar en la imagen la cercanía con la ciudad de Barrancabermeja, entre 10 a 25 Km al noroeste. Tomada de Google Earth.

**PÁGINA 16.**

**Fig. 3** Mapa de áreas del campo La Cira Infantas con sus pozos localizados y principales fallas sobre C1.

**PÁGINA 17.**

**Fig. 4** Límites y localización del VMM, Norte: Espíritu Santo Fault System (ESFS), Noreste: Bucaramanga - Santa Marta fault system, Sureste: Bituima – La Salina fault system, Sur: Girardot fold belt, Oeste: Serranía de San Lucas (SL) y basamento de la cordillera Central (CC). Tomado y modificado de <http://www.anh.gov.co/es/infogeologica.php>. **PÁGINA 19.**

**Fig. 5** Mapa de Colombia con sus regiones y relieve ilustrando la tectónica general y la configuración fisiográfica de la cuenca del VMM en el polígono blanco, y los rangos andinos que la rodean en la parte norte de Suramérica. Tomado de Geotec, 1988; Schamel, 1991. **PÁGINA 21.**

**Fig. 6** Mapa Geológico del VMM y rangos de montañas adyacentes y cuencas, con la localización de principales estructuras que las controlan. Tomado de Geotec, 1988; Schamel, 1991 en Campbell, 1968.

**PÁGINA 22.**

**Fig. 7** Mapa geológico de la parte central y parte norte de la cuenca del VMM mostrando la localización de secciones estructurales mencionadas en el documento de E. Gómez et al. 1995 (modificado), las cuales son citadas en este documento. Fuente del Mapa Servicio geológico nacional (Ward et al. 1977). **PÁGINA 24.**

**Fig. 8** Secciones estructurales del VMM perpendiculares (A, B, C), y paralela (D) al rumbo del VMM: las secciones son basadas en información de superficie y subsuelo. **PÁGINA 25.**

**Fig. 9** Columna Estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena. Tomada de Colombian Sedimentary Basins, Barrero D, Pardo A, Vargas C. ANH 2007. **PÁGINA 32.**

**Fig. 10** Mapa Geológico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, mostrando las principales fallas. Tomado de Rolon, 2004. **PÁGINA 33.**

**Fig. 11** Cortes Estructurales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, mostrando la evolución tectónica a lo largo del tiempo Geológico hasta su estado actual. **PÁGINA 38.**

**Fig. 12** Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena, donde se indican las litologías productoras del Campo La Cira Infantas. **PÁGINA 46.**

**Fig. 13** Columna Estratigráfica del Campo La Cira Infantas (Type Log), donde se muestran las cuatro zonas litológicas y cada una de estas con los intervalos de arenas operacionales y sus nombres determinados como marcador. **PÁGINA 47.**

**Fig. 14** Mapa Geológico del Campo La Cira Infantas, donde se puede observar todas las litologías que afloran en superficie, recubierta con depósitos aluviales Cuaternarios. **PÁGINA 48.**

**Fig 15.** Correlación estratigráfica de los de la parte sur del Área Cira Norte, en el campo La Cira Infantas, se pueden diferenciar las tres zonas; Zona A, Zona B, Zona C, con sus diferentes marcadores en cada una de ellas. **PÁGINA 49.**

**Fig 16.** Mapa de localización de la correlación estratigráfica en la figura 15, ubicada en la parte sur de Cira Norte. Elaborado en Geoatlas. **PÁGINA 50.**

**Fig 17.** Correlación estratigráfica de los pozos I-1592, I-1650, I-1368, I-1599 y I-1268, de la zona central de infantas Centra, en el campo La Cira Infantas, se pueden diferenciar las tres zonas; Zona A, Zona B, Zona C, con sus diferentes marcadores en cada una de ellas. **PÁGINA 51.**

**Fig 18.** Mapa de localización de la correlación estratigráfica en la figura 17, ubicada en la parte central de Infantas Central. Elaborado en GeoAtlas. **PÁGINA 52.**

**Fig.19** Modelo 3D del área que compone el Campo La Cira Infantas en donde se pueden apreciar las diferentes unidades litoestratigráficas y fallas q atraviesan el campo. La escala vertical se encuentra exagerada. Tomada de Ecopetrol 1999. **PÁGINA 53.**

**Fig.20** Modelo 3D de la mitad del área que compone el Campo La Cira Infantas en donde se pueden apreciar las diferentes unidades litoestratigráficas y fallas q atraviesan el campo. La escala vertical se encuentra exagerada. Tomada de Ecopetrol 1999. **PÁGINA 54.**

**Fig. 21** Línea sísmica en el campo La Cira Infantas mostrando las estructuras del Terciario Temprano al norte del área de la Cira. Note los pliegues altamente evolucionados, fallados y la secuencia del Cretácico erodada bajo la inconformidad del Eoceno. En contraste la secuencia del Terciario muestra una deformación mínima en esta área. (Abajo) Línea sísmica mostrando las estructuras del Terciario Temprano presentes en el área de Infantas. Tomado de Gutiérrez, M. (2001). **PÁGINA 57.**

**Fig. 22** Mapa estructural sobre el marcador C-1 en el campo La Cira Infantas. Los anticlinales de La Cira y de Infantas se encuentran señalados en el mapa, también se pueden ver las fallas principales en el campo sobre este marcador. Elaborado en GeoAtlas de Geographix. **PÁGINA 60.**

**Fig. 23** (Izquierda) Expresión sísmica vertical del cabalgamiento de la falla de Infantas en el flanco este del anticlinal de La Cira. (Derecha) Expresión sísmica vertical del cabalgamiento de Infantas sobre el anticlinal de Infantas. Tomado de Gutiérrez, M. 2001. **PÁGINA 61.**

**Fig. 24** Falla de la Cira (color verde). Esta es una falla inversa de alto ángulo cuyo plano buza al Este, tiene rumbo Norte-Sur; limita el anticlinal de La Cira al Este y afecta toda la secuencia Terciaria. El salto de la falla varía entre 200 y 300 pies. Tomado de Informe técnico Ecopetrol 2001. **PÁGINA 62.**

**Fig. 25** Patrones estructurales extraídos desde la interpretación sísmica de las mayores heterogeneidades estructurales del campo. Tomado de Gutiérrez, M. 2001. **PÁGINA 64.**

**Fig. 26** Modelo 3D donde se pueden apreciar los planos de fallas de las principales estructuras del campo La Cira Infantas, se puede observar en la imagen las fallas inversas de Infantas y La Cira con su rumbo N-S, perpendiculares a los patrones de fallas normales con rumbo E-W mayormente. **PÁGINA 65.**

**Fig. 27** Fases de evolución estructural del Campo LCI representados a manera de bloque diagrama. Tomado y modificado de Gutiérrez, 2001. Chapter 2. 3-D seismic interpretation of structural heterogeneities in the mature giant field La Cira-Infantas, Middle Magdalena Valley. **PÁGINA 67.**

**Fig. 28** Fotografía de una sección de un núcleo tomado en el pozo Cira 1882 a la profundidad de 2628' Zona C, donde se puede observar la facie de carga de fondo (Bed Load). Tomado de Ecopetrol, 2001. **PÁGINA 70.**

**Fig. 29** Cromatografía de gases de una muestra de crudo de Infantas. Tomado de Illich, 1983. **PÁGINA 74.**

**Fig. 30** Diagrama de Lopatín mostrando la historia de subsidencia en La Cira. La Formación La Luna no experimento su pico de generación hasta el Mioceno Tardío. Tomado de Dickey, 1992. **PÁGINA 75.**

**Fig.31** Alianza estratégica del Grupo de trabajo de La Cira Infantas, compuesto por Occidental Andina, Ecopetrol y ANH. **PÁGINA 81.**

**Fig.32** Patrón de Inyección empleado en el campo en el año 1960 (Izquierda) y en el 2005 (Derecha). **PÁGINA 86.**

**Fig.33** Patrón de inyección actual desarrollado por Oxy Andina dentro del campo La Cira Infantas, para Cira norte, Cira este, Cira sur e Infantas norte. **PÁGINA 87.**

**Fig.34** Gráfica de producción histórica de crudo en BOPD en el eje vertical de la izquierda (línea verde) e inyección de agua histórica en BWPD en el eje vertical de la derecha (línea azul). **PÁGINA 88.**

**Fig.35** Gráfica de producción histórica de crudo en BOPD en el eje vertical de la izquierda (línea verde) e inyección de agua histórica en BWPD en el eje vertical de la derecha (línea azul) para el área de Cira sur. **PÁGINA 89.**

**Fig.36** Diagrama de flujo para la iniciación de un trabajo de perforación en La Cira Infantas. **PÁGINA 95.**

**Fig.37** Formato en Excel de un pozo X que debe ser completado dentro de la prognosis, donde se encuentra la mayor información del nuevo pozo a perforar en el campo LCI. **PÁGINA 99.**

**Fig.38** Tabla de presiones y profundidades de los marcadores a perforar consignados en la tabla de Excel adjunta al documento de prognosis. **PÁGINA 100.**

**Fig.39** Correlación Estratigráfica de la Zona C del yacimiento, incluida en el informe de Prognosis. **PÁGINA 102.**

**Fig.40** Mapa de localización sobre el marcador C1-C anexo a la Prognosis, donde se localiza el nuevo pozo y los pozos empleados en la correlación estratigráfica. **PÁGINA 103.**

**Fig.41** Información de pozos productores (arriba de la tabla) e Inyectores (debajo de la tabla) cercanos al nuevo pozo a perforar, donde se consigna información de producción desde el momento inicial hasta un momento actual. **PÁGINA 104.**

**Fig.42** Mapa de localización de pozos productores sobre la Zona C del Campo LC, con su respectiva producción en determinados intervalos. **PÁGINA 105.**

**Fig.43** Correlaciones Sísmica N-S y E-W a partir de un volumen sísmico del campo LCI, del pozo que se elabora la prognosis, las líneas verticales verdes corresponden a pozos que se encuentran sobre las líneas sísmicas empleadas en planta, la línea amarilla horizontal corresponde al marcador C1-C, y la línea roja corresponde a la discontinuidad del Eoceno. **PÁGINA 106.**

**Fig.44** Diagrama de barras de las prognosis entregadas a perforación durante el año 2008. **PÁGINA 107.**

**Fig.45** Formato de la Forma 4CR para un pozo X, requerido por el Ministerio de Minas y Energía, donde se muestra la intención a perforar. **PÁGINA 110.**

**Fig.46** Estado mecánico de un pozo X, incluido en la Forma 6CR y que es empleado para desarrollar de registro grafico compuesto de un pozo. **PÁGINA 113.**

**Fig.47** Header de un registro open hole corrido en el campo, donde viene un registro resistivo (AIT), un registro caliper (CALI), un gamma ray (GR) y uno de potencial espontáneo (SP). Además se encuentra información del momento que se corrió el registro. **PÁGINA 114.**

**Fig.48** Header que compone al grafico compuesto, los datos para completar este se toman del header del registro eléctrico open hole mostrado en la figura anterior. **PÁGINA 115.**

**Fig.49** Imagen de un segmento del registro gráfico compuesto en donde aparecen los diferentes tipos de registros empleados frente a la imagen del estado mecánico. **PÁGINA 116.**

**Fig.50** Gráfico donde se aprecian los parámetros y su nomenclatura de manejo de la profundidad de un pozo. **PÁGINA 117.**

## LISTA DE TABLAS

**Tabla 1.** **A)** Gravedad API de los Crudos del Campo LCI en las Zonas A, B y C; se puede ver como esta aumenta respecto a la profundidad. **B)** Bulk Data para crudos de Infantas y La Cira. **C.)** Análisis de crudos de Infantas y La Cira por su tipo molecular. Tomados de Illich, 1983. **PÁGINA 72.**

**Tabla 2.** Composición Química Aguas de Formación La Cira-Zona A. Composición Mg/Lt. Tomado de Dickey, P. 1933. **PÁGINA 77.**

**Tabla 3.** Composición Química Aguas de Formación La Cira-Zona B. Composición Mg/Lt. Tomado de Dickey, P. 1933. **PÁGINA 78.**

**Tabla 4.** Composición Química Aguas de Formación La Cira-Zona C. Composición Mg/Lt. Tomado de Dickey, P. 1933. **PÁGINA 78.**

**Tabla.5** Información de la tubería de revestimiento empleada en el completamiento de determinado pozo, disponible en la forma 6CR, y que es utilizada para elaborar el registro gráfico compuesto. **PÁGINA 112.**

**Tabla.6** Información de la prueba oficial de completamiento que se le realiza al pozo, donde se muestra la producción de crudo en barriles durante 24 horas, el corte de agua, la presión en la tubería de producción y la gravedad del petróleo. **PÁGINA 112.**

**Tabla.7** Velocidades Sónicas que pueden ser registradas para diversos tipos de material. Tomado y Modificado de Landes K. (1951). **PÁGINA 121.**

**TITULO: DESARROLLO Y MANEJO DE INFORMACIÓN DE POZOS NUEVOS POZOS A PERFORAR EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS\*.**

**AUTOR: CRISTHIAN ELADIO SILVA ARIAS\*\*.**

**PALABRAS CLAVE:** campo la cira infantas, geología del yacimiento, manejo de información, prognosis de perforación, registros de pozo, desarrollo del campo.

**RESUMEN**

Tras la alianza estratégica que realizó Oxy con Ecopetrol para el campo La Cira infantas, se ha llevado a cabo en este un redesarrollo que contempla, entre otros, proyectos de inyección de agua en zonas antiguas y nuevas, profundización y cañoneo de pozos para adicionar reservas, así como la optimización de las áreas actualmente en inyección de agua.

Todo lo anterior contempla un planeamiento de unas nuevas estrategias empleadas por el grupo de Yacimientos de La Cira Infantas para un nuevo desarrollo del campo, que actualmente se encuentra desarrollando la fase 3 del proyecto, que consiste en el desarrollo de yacimientos descubiertos en las dos fases anteriores, y en el aumento de la producción a partir de la implementación de nuevas tecnologías y mecanismos de recobro mejorado. Esta fase 3 tiene una duración hasta el límite económico del campo.

Para el estudiante en práctica de Geología (*Geologist Internship*), esto se refleja en la generación y el manejo de información en la perforación de nuevos pozos, en la cual, tal información es manejada desde el desarrollo de un documento inicial de prognosis, que es donde se manipula información que indica la ubicación del pozo, características propias del pozo (productor, inyector, vertical, inclinado), características geológicas de área (estructuras regionales y locales, unidades a perforar); lo que indica que la labor que el practicante de geología lleva a cabo, aporta en el plan de desarrollo que tiene establecido para el campo maduro de la Cira Infantas.

**\*PRACTICA EMPRESARIAL.**

**\*\*FACULTAD DE FISICOQUIMICAS; ESCUELA DE GEOLOGIA,**

**DIRECTORES: ADRIANO LOBO MSc, RICARDO MIER UMAÑA.**

**TITLE: DEVELOPMENT AND HANDLING OF INFORMATION OF NEW OIL WELLS TO BE DRILLED IN LA CIRA INFANTAS FIELD\*.**

**AUTOR: CRISTHIAN ELADIO SILVA ARIAS\*\*.**

**KEY WORDS:** La Cira Infantas field, geology of the deposit, handling of information, prognostic of drilling, well logs, oil field development.

### **ABSTRACT**

After the strategic alliance made between Oxy and Ecopetrol for la Cira Infantas field, a redevelopment has been carried out, this comprises among other water injection projects in new and old zones, deepening and shooting of oil wells to add new reserves, as well as the optimization of the areas that are under injection of water.

All this approaches a planning of new strategies used by the reservoir management team of la Cira Infantas for a new development of the field which is at the present developing phase 3 of the project that consist on the development of discovered deposits in the two precedent phases and the increasing of production that stem from the implementation of new technologies and mechanism of oil enhanced recovery. This phase 3 has duration until the economical limit of the field.

For the *Geologist internship*, this reflects on the generation and management of information in the drilling of new oil wells, in which, this information is handled from the development of an initial document of prognostic, this is where we obtain information that indicates the oil well location, characteristics of the well (producer, injector, vertical, inclined) geological characteristic of the area (local and regional structures, units to be drilled); this indicates the work that the internship geologist carries out, and contribute to the development established for the mature field of la Cira Infantas.

**\*PROYECT DEGREE.**

**\*\*FACULTY OF PHYSIC-CHEMICALS; GEOLOGY SCHOOL,  
DIRECTORS: ADRIANO LOBO MSc, RICARDO MIER UMAÑA**

## **INTRODUCCIÓN**

Occidental Petroleum Corporation (Oxy), es una compañía internacional de exploración y explotación de petróleo y gas, con operaciones en los Estados Unidos, África y Latino América, con 8.500 empleados aproximadamente, siendo una de las compañías más grandes de exploración de petróleo y gas. Desde 1998, Oxy ha invertido más de \$23 billones para encontrar el desarrollo de fuentes de energía.

En Colombia Oxy la transformo de importador a exportador de petróleo, con el descubrimiento en 1983 del campo Caño Limón, localizado en la Cuenca de Llanos, ubicada en el noreste del País.

En el 2005, Oxy firmo un tratado con Ecopetrol, por el proyecto de La Cira Infantas (LCI), en el Valle Medio del Magdalena (VMM). El Campo la Cira Infantas, descubierto en 1920, que es el campo mas antiguo del país, pero en el cual la compleja naturaleza de los reservorios han resultado en bajas tasas de recobro a la fecha. Los Ingenieros y Geólogos de Occidental junto con el personal de Ecopetrol, ven grandes oportunidades de aplicar nuevas tecnologías, para recuperar el potencial completo del campo.

El Campo La Cira Infantas (LCI) se caracteriza por tener unas reservas de petróleo “in situ” estimadas en 3.900 millones de barriles; sin embargo, su factor de recobro a lo largo de casi un siglo de producción es de aproximadamente 20%; es decir, de cada diez barriles que existen en el subsuelo, sólo dos se podrían extraer.

Este factor de recobro responde a los procesos y tecnologías usadas desde el inicio de la explotación del campo en los años 20, pero es bajo con respecto a los estándares actuales en otros campos petroleros de Colombia y el mundo. Lo

anterior permite visualizar posibilidades materiales de incremento de reservas y producción, mediante la incorporación de tecnologías de recobro mejorado, tales como inyección de agua, gas, vapor, drenaje gravitacional y perforación horizontal.

El potencial y la aparición de tecnologías a costos razonables en el mundo llevó a Ecopetrol a estudiar desde hace algún tiempo la posibilidad de “revivir” uno de sus campos más significativos del país, pero que se encontraba en su etapa de agotamiento, con cerca de 5.000 barriles por día hasta el momento que Ecopetrol ejercía el control total del campo, cuando en su pico, en los 60, el campo bordeó los 60.000 barriles por día. Desde el primer momento se reconoció que para darle una nueva vida a La Cira-Infantas era necesario adelantar cuantiosas inversiones para la incorporación de tecnologías que permitieran aumentar su factor de recobro y acometer en paralelo actividades exploratorias en áreas aledañas. Es decir, la idea era aprovechar más lo que ya se tiene en el subsuelo y, además, buscar nuevas reservas en los alrededores.

Para tener una dimensión de lo que podría significar el proyecto de La Cira-Infantas se puede destacar que por cada punto porcentual en el que se mejore el factor de recobro, se incorporarían 35 millones de barriles de reservas adicionales.

El proyecto no sólo es importante para el país, por el aumento de las reservas recuperables y la mayor producción, sino para la región, que se beneficiaría de las inversiones y del impulso a la economía y al empleo.

Este informe corresponde a partir de mi trabajo en la practica empresarial ejecutada con Occidental Andina, en las oficinas del Campo La Cira Infantas en la ciudad de Bogotá, en el cual se plasmara en el mismo, las labores realizadas durante mi tiempo de trabajo allí, como así también lo correspondiente a antecedentes de la empresa, información histórica del Campo, recopilación de Información Geológica, labores realizadas tanto por Ecopetrol que opero el campo durante 85 años (y que desde el 2005 hasta la actualidad es la operadora del campo bajo la dirección de Occidental), y también los progresos realizados por Occidental dentro del mismo; con la finalidad de realizar un informe completo tanto

de mi trabajo dentro de la empresa, como así también del campo donde se aplican mis labores; de tal manera que se encuentra dividido en dos partes.

## **OBJETIVOS**

### ***Objetivo General:***

- Manejar y generar información en el grupo de Yacimientos del campo La Cira infantas a partir de la creación de nuevos pozos a perforar.

### ***Objetivos Específicos:***

- Manejar información propia de cada pozo, tal como sus coordenadas de ubicación en superficie y fondo, su profundidad en TVD (True Vertical Depth), MD (Measured Depth), TVDSS (True Vertical Depth Sub Sea), su clasificación (productor o inyector) y su disposición (vertical o inclinado), y a partir de estas emplear la información disponible para realizar parte del informe de prognosis.
- Determinar topes estratigráficos de las arenas operacionales de cada una de las unidades litológicas presentes en el campo, a partir de la interpretación de registros eléctricos y radioactivos, corridos en pozos cercanos al nuevo que se pretende perforar.
- Realizar correlaciones estratigráficas del los pozos cercanos a un nuevo pozo, para analizar si hay cambios laterales de facies y continuidad de arenas en el lugar donde se pretende perforar.
- Determinar a partir de un volumen sísmico del campo La Cira Infantas, posibles estructuras locales que un pozo nuevo a perforar puede atravesar, y así concluir recomendaciones a seguir.
- Realizar mapas de localización de los determinados pozos a perforar, y junto a este ubicar los pozos que se emplearon para correlacionar las unidades del nuevo pozo.

- Completar la información requerida en el momento de realizar la Forma 4CR exigida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia, la cual es vital para la legalización de un nuevo pozo.
- Elaborar gráficos compuestos de un pozo después que este ha sido perforado, este siendo un anexo a la Forma 6CR exigida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- Realizar un Quality Control de los registros eléctricos y radioactivos case hole y open hole corridos en el campo LCI.
- Actualizar la base de datos del proyecto, de los pozos que ya han sido perforados y completados, para ponerla a disposición del grupo de Yacimientos de la Cira Infantas.
- Realizar una recopilación de antecedentes Geológicos locales y regionales, a partir de bibliografías, artículos e información actual a partir de software empleado en el proyecto, que puedan enseñar y analizar el comportamiento del yacimiento LCI.
- Realizar una descripción del desarrollo histórico y actual que ha experimentado el campo LCI, desde la Concesión de Mares, Ecopetrol y en su actualidad Occidental Andina.

***PARTE 1:***  
***ANTECEDENTES, HISTORIA Y GEOLOGÍA DE LA CIRA INFANTAS***

## **1. HISTORIA Y DESARROLLO DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS:**

La historia del campo la Cira Infantas se remonta a la concesión De Mares. En 1903 José Joaquín Bohórquez llegó a Barrancabermeja, que en ese entonces correspondía a un puerto rivereño, en el cual diversos productos eran traídos al puerto desde diversas ciudades en un viaje a través de caminos por la jungla para que estos fueran cargados dentro de botes en el puerto. Bohórquez empezó una pequeña compañía de transporte, en la cual transportaba café, caucho y vegetales, que eran muy abundantes en el bosque tropical que cubre el Valle Medio del Magdalena (VMM). El clima era húmedo y cálido.

Bohórquez tomó muestras del Crudo, las cuales las llevó a Barranquilla y Cartagena pero en las cuales no les encontraron mucho interés allí. Roberto de Mares vio las muestras y fue a Barrancabermeja a investigar aun mejor la procedencia de las mismas; en la cual terminó constituyendo una unión con Bohórquez, y le propuso formar una concesión para explotar el crudo, hasta el punto que en 1905 Bohórquez fue sacado de esta concesión, y solo quedó con una pequeña pensión dada por el gobierno de la época en 1939.

El área de la concesión es de 5120 km<sup>2</sup>, y no era conocida completamente hasta 1928 que fue inspeccionada por la Tropical Oil Company.

El contrato requería que los trabajos fueran empezados en 18 meses, pero este requerimiento fue extendido varias veces, debido también a que el área poseía una vegetación muy espesa, las vías de acceso eran complicadas y también el lugar se encontraba plagado de malaria; lo cual haría que traer equipos desde los Estados Unidos tardara meses, lo cual hizo que la concesión no se aprobara hasta el 20 de Junio de 1919.

Aunque el gobierno no había aprobado aun la transferencia de la concesión a la Tropical Oil Company, ellos procedieron con el desarrollo. El pozo del descubrimiento fue el Infantas No. 2 que fue perforado el 12 de Diciembre de 1917, 2 Km al Norte de Infantas No.1. Esto hizo que en Colombia se viera mucho

interés de compañías petroleras por posibilidades de extraer petróleo, lo cual para finales de 1919, al rededor de 40 compañías hubieran tomado concesiones.

Los años 1920 a 1924 fueron gastados en la preparación del Campo, con casas, salones, hasta un hospital fue construido en Infantas, también fue construido una carretera hasta Barrancabermeja para transportar sus Camiones. También fue traído todo el equipo de perforación; el cual esto comenzó en 1921. En el año 1924 eran 17 pozos los que se encontraban produciendo, y se dieron cuenta que las herramientas rotativas eran muchas mas económicas que las herramientas de cable. Para finales de 1926, cuando la tubería de transporte había sido terminada; ya existían 171 pozos produciendo.

En la época era evidente que el campo poco a poco se iba a extender hacia el norte de Infantas, por lo que decidieron trasladar el campamento y tiendas hasta el Centro, 8 km al norte de Infantas, y así convertirlo en el lugar de control de Operaciones del Campo. También fue construida una vía férrea hasta Barrancabermeja; lo cual hizo que se convirtiera en el medio de transporte principal, haciendo que la carretera se abandonara.

En 1925 se empezó la construcción de un oleoducto, el cual tenía un diámetro de 25.4 cm, con diez estaciones de bombeo, y que llegaba hasta la localidad de Mamonal cerca de Cartagena. Su capacidad inicial era de 30,000 BPD, y que fue incrementando a 50,000 BPD. Esta línea llamada "La Línea Andina", fue reemplazada hasta 1985.

Durante los años 1922 a 1926 se construyeron diversas infraestructuras en el Centro, plantas generadoras y otras edificaciones. Para finales de 1927 se habían invertido \$23,251, pero los ingresos anuales eran de \$6,943,000.

Durante estos años, fue mapeada toda la geología de superficie de la Concesión, que se encontraba toda cubierta por un bosque tropical, habitada por algunos indígenas.

Realizar la cartografía geológica del área fue muy complicada, debido a que eran pocos los afloramientos de roca, ya que solo existía una sola carretera hacia

Infantas, que era un camino desde el pueblo de San Vicente de Chucuri, que atravesaba toda esta selva tropical, y entonces casi que todos los afloramientos eran solo encontrados en los márgenes de los ríos, o en algunos flancos de las montañas. Además de esto, las labores de cartografía eran complicadas debido a la existencia de animales venenosos, e insectos dentro de la selva, también el transporte en mula de alimentos locales como plátanos, bananos y yuca era complicado, ya que las precipitaciones eran constantes, al rededor de 150 pulgadas por año. Era muy complicado también obtener alimentos enlatados, y también lo era transportarlos; lo que hacia que los geólogos que elaboraban la cartografía, solo vivieran de carne seca, arroz, café y panela.

Los límites de la concesión fueron explorados por J. F. B. O' Sullivan, un Canadiense nacido en Irlanda, que midió la línea base del Rio Sogamoso, y realizo triangulaciones en el área tomando como puntos de base las cimas de las montañas.

A pesar de todas las dificultades en la elaboración de la cartografía del área de la concesión, esta fue terminada para el año de 1930. Muchos Geólogos Americanos y Canadienses se involucraron, el más distinguido de estos fue O. Wheeler, que llevo a Colombia en 1921. El midió la sección del Cretácico en el Rio Sogamoso, y que aun se encuentra en uso. Otros geólogos fueron W. W. Waring y A. K. McGill.

Estos estudios de reconocimiento revelaron diversas estructuras anticlinales. La Cira fue descubierta por Wheeler, cuando noto una falla que atravesaba el corte de la vía férrea.

Al sur del Rio Colorado unos anticlinales fueron encontrados y perforados. Mugrosa y Colorado produjeron hidrocarburos livianos, que fueron considerados no comerciales en su momento. El anticlinal de San Luis es otra estructura cerca a la montaña que se ubica al este de Infantas. El área entre Infantas y la montaña que se ubica al frente y norte del Rio Sogamoso, fue cartografiada en detalle por Parke Dickey, Oscar Haught y Edward La Tour en 1935, los cuales encontraron muchas estructuras anticlinales, que resultaron siendo muy productivas.

La relación entre los colombianos y el personal extranjero fue muy buena, se desarrolló un afecto mutuo entre ambas culturas. Cuando la concesión se revirtió a la compañía petrolera del Gobierno en 1951, el trabajo quedó mayormente ocupado por personal Colombiano, que había aprendido la labor desarrollada por el personal de la Tropical Oil Company. El empleo con la empresa era muy solicitado debido a que las remuneraciones eran casi que el doble de lo que se era acostumbrado y sin necesidad de una experiencia previa en el negocio. Ocurrieron también muchos problemas generados por los empleados, como paros y marchas organizadas por agitadores y organizadores de las mismas, que en sus círculos denunciaban a los americanos como Imperialistas.

La Reversión de la Concesión De Mares al Gobierno Colombiano fue un evento históricamente muy notorio, caracterizado por una gran voluntad por ambas partes, el gobierno y la compañía, con un muy marcado afecto por parte de Colombianos, Americanos y Canadienses. El contrato original entre el gobierno y la empresa había sido pactado por durante 30 años a partir del día que se empezaran los trabajos de extracción del crudo; pero el cual esta fecha fue pospuesta muchas veces, pero finalmente el 25 de agosto de 1951 a las 12 de la media noche en el Club Internacional del Centro se firmó la reversión de este tratado, donde estuvieron el presidente de la Tropical Oil Co., el Ministro de desarrollo, el Presidente de International Petroleum Co., y muchos dignatarios del área local, en donde todos los allí presentes que dieron sus discursos resaltaron que la mayor contribución a Colombia fue el entrenamiento a todos los ingenieros y mano de obra que operó el campo, con una pequeña asistencia de personal extranjero.

Seguido a la reversión de la concesión, hubo un declive en la producción del campo, hasta que en 1960, cuando la perforación de La Cira se aumentó debido a la acción de recobros secundarios de algunos pozos por la inyección de agua. Algunos de los pozos antiguos perforados entre 1920 y 1930 se habían cerrado dentro sus tuberías, y esto se debía a que para estos pozos que se habían perforado, no se había empleado aun la técnica de registros eléctricos, pues ya

que después que se empezó a utilizar esta, eran localizadas estas arenas con registros Gamma Ray, y también algunas eran cañoneadas en diferentes lugares para hacer que estas produjeran de nuevo, aunque también a algunas se les aplicó la técnica de inyección de agua. Así Ecopetrol mantuvo la producción a pesar de que el Campo ya se encontraba totalmente perforado.

Ecopetrol continuó con el desarrollo del Campo Galán, que es una extensión del Campo Casabe, descubierto en 1941. Ecopetrol también asumió el desarrollo del Campo Colorado, descubierto por la Tropical en 1921, y Campo Lizama descubierto en 1937. Adicionalmente Campos pequeños han sido descubiertos desde esos días pero que se encuentran en estructuras diferentes a la de La Cira Infantas.

Las personas individuales y las compañías involucradas en el descubrimiento de crudo en el campo, principalmente emplearon el método de perforación sobre el campo, y el que luego fue complementado por información geológica, tanto litológica como estructural, así como lo hizo O. C. Wheeler en el descubrimiento del Campo La Cira.

En Infantas el pozo descubridor del campo fue el Infantas 2, terminado en abril de 1918. Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural; luego se pasó a un sistema de levantamiento por gas, el cual fue desmontado en 1935. La máxima producción se alcanzó en 1927, con una tasa de 37.900 barriles por día en ese momento.

En La Cira la perforación del anticlinal de La Cira comenzó en febrero de 1925, con el pozo LC-58. En este mismo año se descubre la zona B y las arenas 116 de la zona A, mediante la perforación del pozo LC-116. Con la perforación y la terminación del pozo LC-125 se descubre la zona C. A finales de 1940 se había perforado un total de 675 pozos. Luego de algunos proyectos de inyección de gas en los años 30, se emprende el primer programa de inyección de agua en el campo La Cira entre 1946 y 1949. En 1957 se inició la ejecución de recobro de aceite por inyección de agua en la zona C del campo La Cira, en un área de 280 acres. Entre 1964 y 1966, Ecopetrol perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo

del Área La Cira Norte, considerando el pozo LC-1753 como el descubridor del área. En los años 70, Ecopetrol realizó otros programas de inyección.

La producción máxima del campo se obtuvo en 1939, con 53 mil barriles por día. El pico de producción secundaria se alcanzó en octubre de 1974, con una tasa de 11.780 barriles por día.

Tanto en La Cira como en Infantas, inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural, posteriormente, se pasó a un sistema de levantamiento por gas (Gas Lift) que fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema de bombeo mecánico que se mantiene en la actualidad.

En 1928, se inicia la inyección de gas en la zona C de la estructura de Infantas, como sistema de mantenimiento de presión, siendo suspendida en 1970. Posteriormente, se continúa inyectando en forma esporádica hasta 1986 cuando se suspende definitivamente. En La Cira, se inicia la inyección de gas en la zona "C" en mayo de 1930, la cual se mantiene con tasas variables hasta los inicios de la recuperación secundaria.

El primer programa de inyección de agua en la estructura La Cira se realizó entre 1946 y 1949 a través de siete pozos localizados en el acuífero, en el sector del área 3W, con el propósito de presurizar el yacimiento. En 1957 Forest Oil Corporation inició la ejecución de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en un área de 280 acres localizado en la parte central del área 3W formada por 17 modelos de 5 puntos (24 inyectores y 18 productores) y una tasa de inyección de 1000 BWPD/pozo, denominado "Primer Desarrollo". A finales de 1958, se inicia el segundo desarrollo en el área 3W conformado por 30 pozos productores y 45 pozos inyectores, en una extensión de 530 acres adicionales, formado por patrones que rodeaban el área del primer programa de inyección realizado en 1957.

El Campo La Cira-Infantas alcanza su máxima producción en 1940, con una producción de 62000 Bopd. de petróleo. A Enero de 1999, la producción promedia es de 7000 Bpd, de los cuales 1700 Bpd se consideran secundarios, con una

inyección de agua promedio de 17300 Bopd. La producción acumulada de petróleo hasta 1999 es de 711 Mbls.

Ecopetrol decidió darle nueva vida al campo en la después del 2003, lo que implicaba una gran inversión en tecnología que aumentara el factor de recobro del campo, lo que hizo que Ecopetrol invitara en julio de 2003 a un grupo de compañías de alto perfil y con reconocida experiencia mundial en este tipo de proyectos. Entre las ocho firmas invitadas estaban BP, Total, Chevron-Texaco, Nexen, China National Oil Corporation y Occidental de Colombia. Esta última empresa fue la seleccionada para suscribir un acuerdo de intención con el objetivo de analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de estructurar un proyecto de aplicación tecnológica y recobro incremental en el campo. Con el estudio se decidió si el proyecto era viable y por esta razón Occidental de Colombia, pacto un tratado con Ecopetrol, que por parte de Oxy, formo Occidental Andina LLC (Limited Liability Company), que lleva adelante el desarrollo de este proyecto ***La Cira Infantas***, pero este convenio contemplo que Ecopetrol continuaría como operador de las actividades de producción del campo.

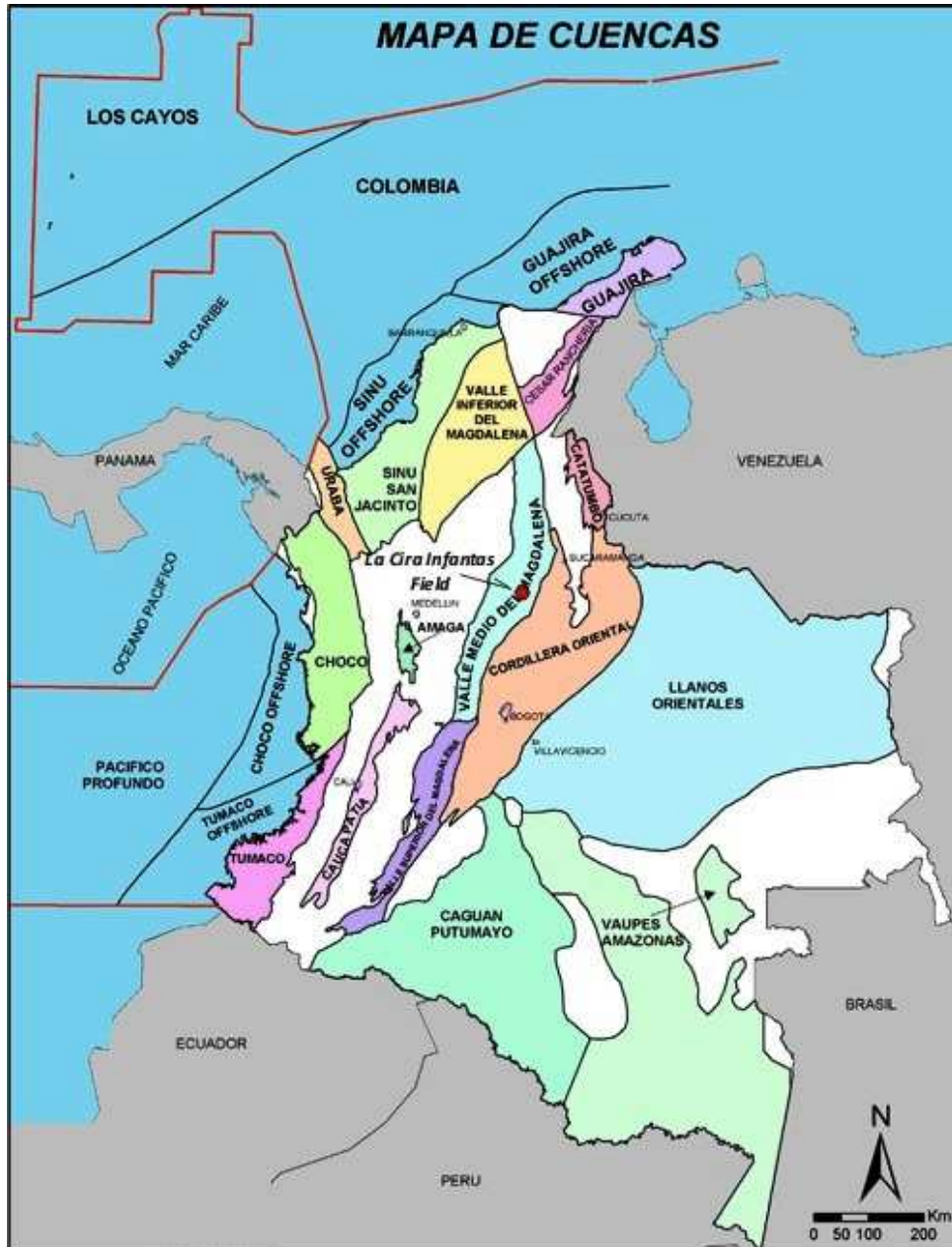
## **2. LOCALIZACIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS:**

La Cira Infantas se encuentra ubicado a 10 - 25 Km al sureste de Barrancabermeja en el Corregimiento de El Centro, Departamento de Santander, Colombia, Sur América; y fue el campo más grande de Colombia hasta que se descubrió el campo de Caño Limón. La Cira Infantas se encuentra en el Valle del Río Magdalena, a 7°04' N, 73°47'47 W, a 450 Km de la Costa Caribe de Barranquilla y a 250 Km al norte de Bogotá.

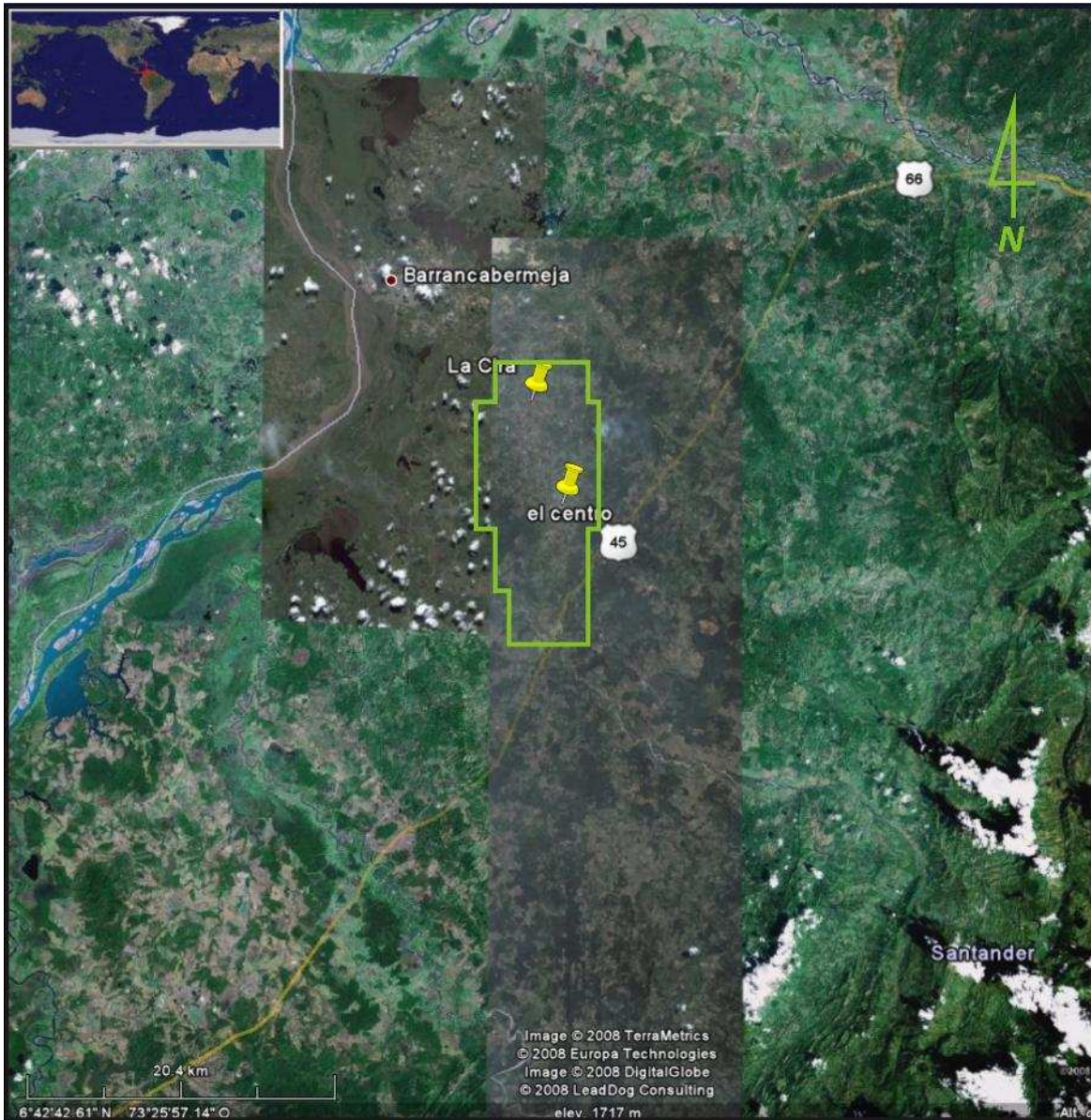
Geológicamente el campo se encuentra situado en la sección central del Río Magdalena sobre sedimentos Terciarios transportados por el mismo Río, que descansan sobre material Cretácico predominantemente Marino. El Valle del Río Magdalena es definido hacia el este y oeste, limitado por la cordillera occidental y la cordillera oriental. Las mismas series de rocas sedimentarias son encontradas en ambos campos, aunque Infantas ha sufrido un levantamiento mayor y una mayor erosión que La Cira.

Hay muchos campos de petróleo más pequeños que se encuentran en las cercanías de La Cira Infantas, notablemente el campo Casabe 20 km al Oeste y Provincia a 65 km al norte. Estos campos producen crudos similares de los mismos intervalos geológicos.

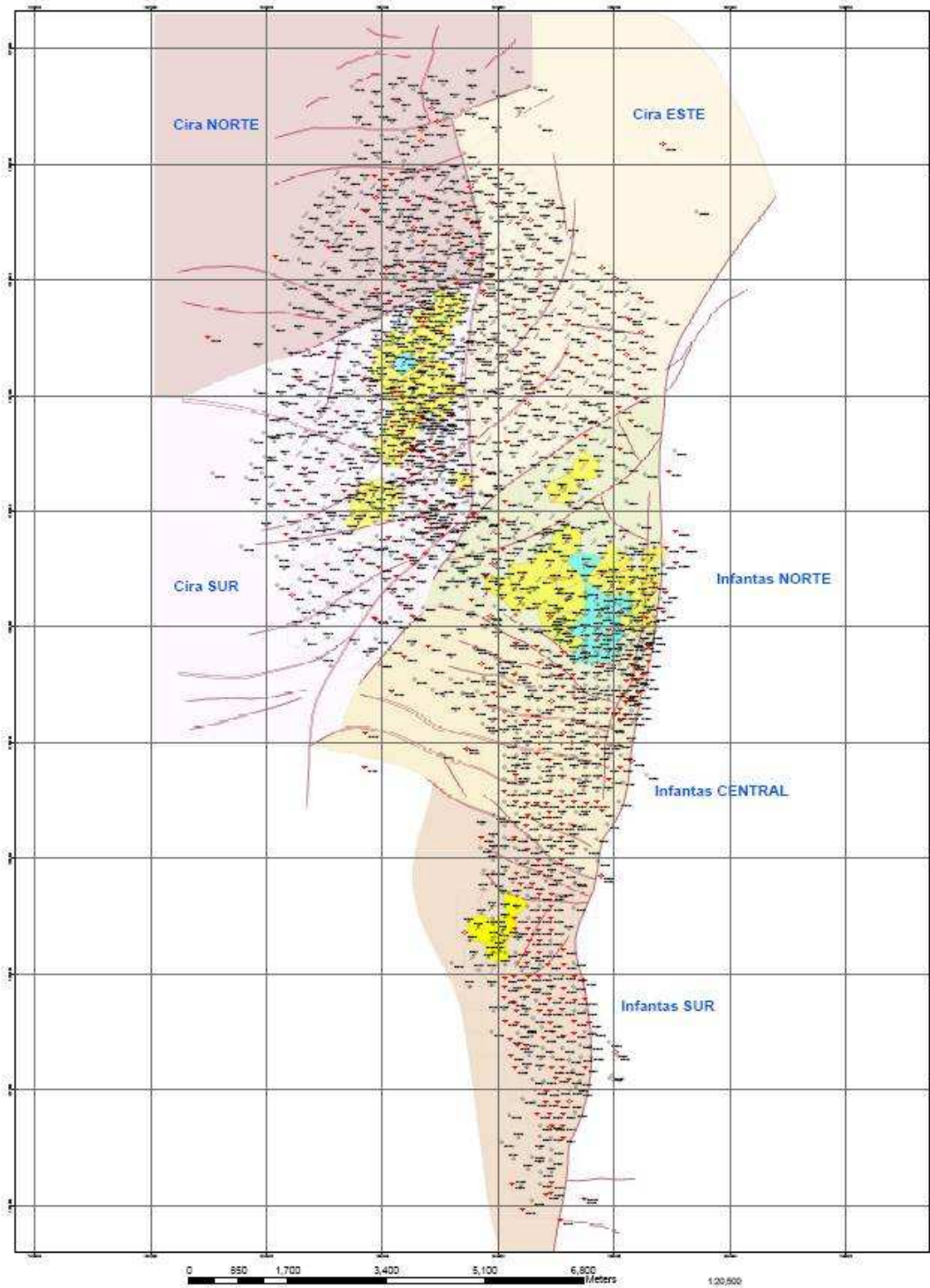
Infantas corresponde a un anticlinal fallado y La Cira es un domo fallado al noreste de Infantas. Ambos son considerados como dos campos diferentes, pero que están contiguos y producen de las mismas formaciones Geológicas.



**Fig. 1** Distribución de las Cuencas Sedimentarias Colombianas, y la ubicación del Campo La Cira Infantas dentro del Valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de <http://www.anh.gov.co/es/inforgeologica.php>



**Fig. 2** Localización del Campo La Cira Infantas con sus linderos respectivos, se puede observar en la imagen la cercanía con la ciudad de Barrancabermeja, entre 10 a 25 Km al noroeste. Tomada de Google Earth.



**Fig. 3** Mapa de áreas del campo La Cira Infantas con sus pozos localizados y principales fallas sobre C1.

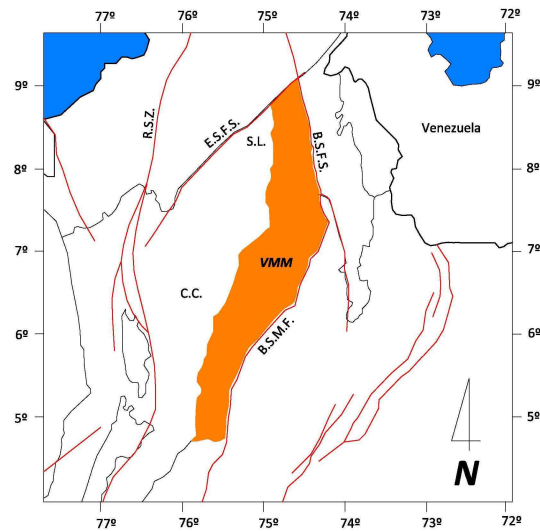
### **3. GEOLOGÍA REGIONAL:**

#### **3.1. Situación Geográfica del Valle Medio del Magdalena (VMM):**

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es la más importante del país ya que ha contribuido con algo más del 60% de la producción de crudos. La cuenca se encuentra en un valle relativamente estrecho con un ancho máximo de 80 Km y una longitud de unos 500 Km. Su área es de 30.000 Km<sup>2</sup> aproximadamente. Gran parte de la cuenca esta cubierta por sedimentos del Cenozoico y depósitos Cuaternarios. El VMM limita al este con la Cordillera Oriental que presenta la Falla de la Salina la que sirve de rasgo estructural para definir estas dos provincias, circunstancia que ha venido a servir para denominarlo el graben o semifosa del Valle Medio del Magdalena.

Al Oeste se encuentra la cordillera Central con un Complejo Sistemas de fallas. El límite sur lo traza la falla de Ibagué. Al norte su límite se extiende hasta la población del Banco a 9° 20' N.

La cuenca comprende los departamentos de Santander (donde esta mayor parte de la producción de Hidrocarburos), Boyacá, Antioquia, Cesar y pequeñas extensiones de Caldas y Cundinamarca.



**Fig. 4** Límites y localización del VMM, Norte: Espíritu Santo Fault System (ESFS), Noreste: Bucaramanga - Santa Marta fault system, Sureste: Bituima – La Salina fault system, Sur: Girardot fold belt, Oeste: Serranía de San Lucas (SL) y basamento de la cordillera Central (CC). Tomado y modificado de <http://www.anh.gov.co/es/infogeologica.php>

### **3.2. Situación Geológica Del VMM:**

El Campo La Cira-Infantas se encuentra geológicamente ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, por lo tanto su historia geológica se asocia con la de esta cuenca, la cual en su desarrollo geológico ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios que le han impreso su morfología actual.

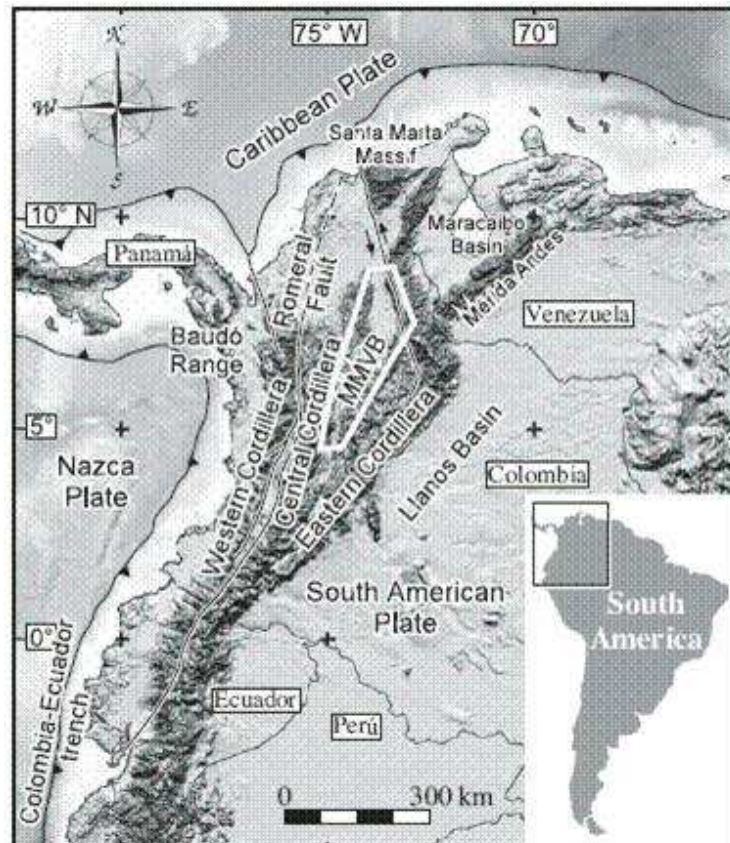
Durante el Triásico y hasta comienzos del Cretácico el área de la cuenca actuó como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretácico como "backarc" detrás de la zona de subducción Andina y depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretácico Tardío-Paleoceno comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la ascenso de la Cordillera Occidental al cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea del campo. Posteriormente, en el Oligoceno, comenzó el levantamiento de la Cordillera Central, al tiempo que la cuenca del Magdalena y la actual cordillera Oriental formaban parte de una gran cuenca de "foreland", pasando la sedimentación a ser de tipo continental (fluvial - fluvio paludal y/o fluvio deltaica), depositándose discordantemente sobre la secuencia Cretácea. Y finalmente en el Mioceno tardío-Plioceno ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la cordillera Oriental seguido por el levantamiento regional de dicha cadena montañosa, delimitando la parte oriental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena e imprimiéndole las características estructurales presentes en dicha cuenca, (Dengo, C. and Covey, 1993).

El Valle medio del Magdalena suprayace basamento de edad Proterozoica a Paleozoica, el cual también constituye el cuerpo cristalino de las cordilleras Central y Oriental. Al oeste se encuentra el sistema de fallas de Romeral, a lo largo del flanco oriental de la cordillera central, formadas a partir de múltiples colisiones del Cretácico temprano a través del Cenozoico (Barrero, 1979; Etayo-Serna et al., 1983).

El rifting Mesozoico caracterizo el VMM y la cordillera oriental Colombiana. (Etayo-Serna et al., 1983). Durante el Cretácico en el territorio Colombiano ocurrió una

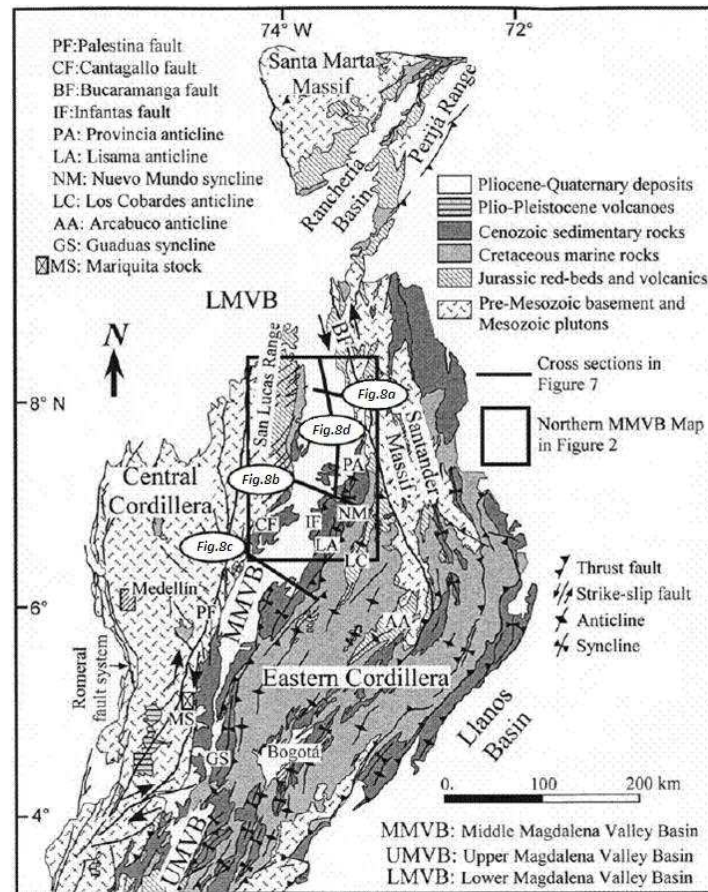
mega secuencia transgresiva - regresiva mayormente compuesta de shales, calizas y de cherts (Macellari, 1988), en el que alcanza espesores máximos de hasta 4 Km. en las laderas de la cordillera oriental, a lo largo del norte del VMM.

El aumento de la cordillera occidental causó una propagación al norte de la cordillera central Fig.5 (Campbell, 1968).



**Fig.5** Mapa de Colombia con sus regiones y relieve ilustrando la tectónica general y la configuración fisiográfica de la cuenca del VMM en el polígono blanco, y los rangos andinos que la rodean en la parte norte de Suramérica. Tomado de Geotec, 1988; Schamel, 1991 en E. Gómez et al. 2005

La inversión tectónica de los grabens Mesozoicos en la cordillera oriental, también iniciaron en ese tiempo y continuaron a través del Cenozoico (Julivert, 1963; Gómez, 2001). Pero el pulso mas intenso del levantamiento de la cordillera oriental fue atribuido al aumento del arco Panamá Baudó, que comenzó hace 12.9 MA. (Duque-Caro, 1990; Dengo and Covey, 1993).

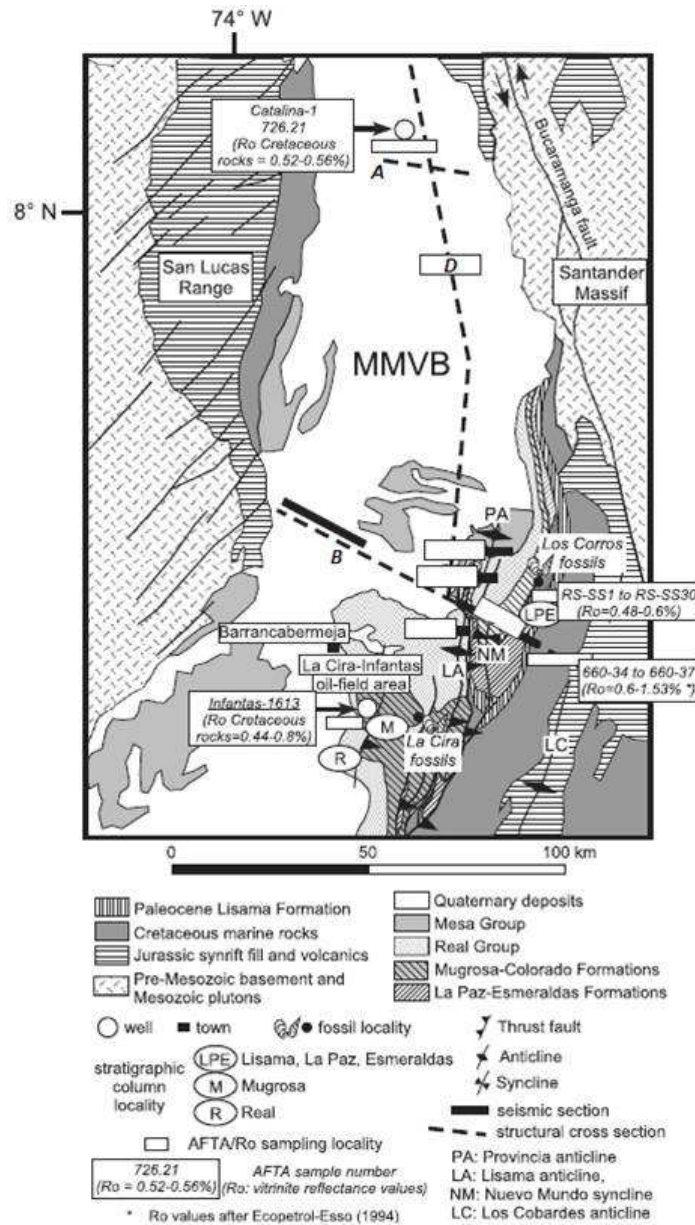


**Fig. 6** Mapa Geológico del VMM y rangos de montañas adyacentes y cuencas, con la localización de principales estructuras que las controlan. Tomado de Geotec, 1988; Schamel, 1991 en Campbell, 1968 en E. Gómez et al. 2005.

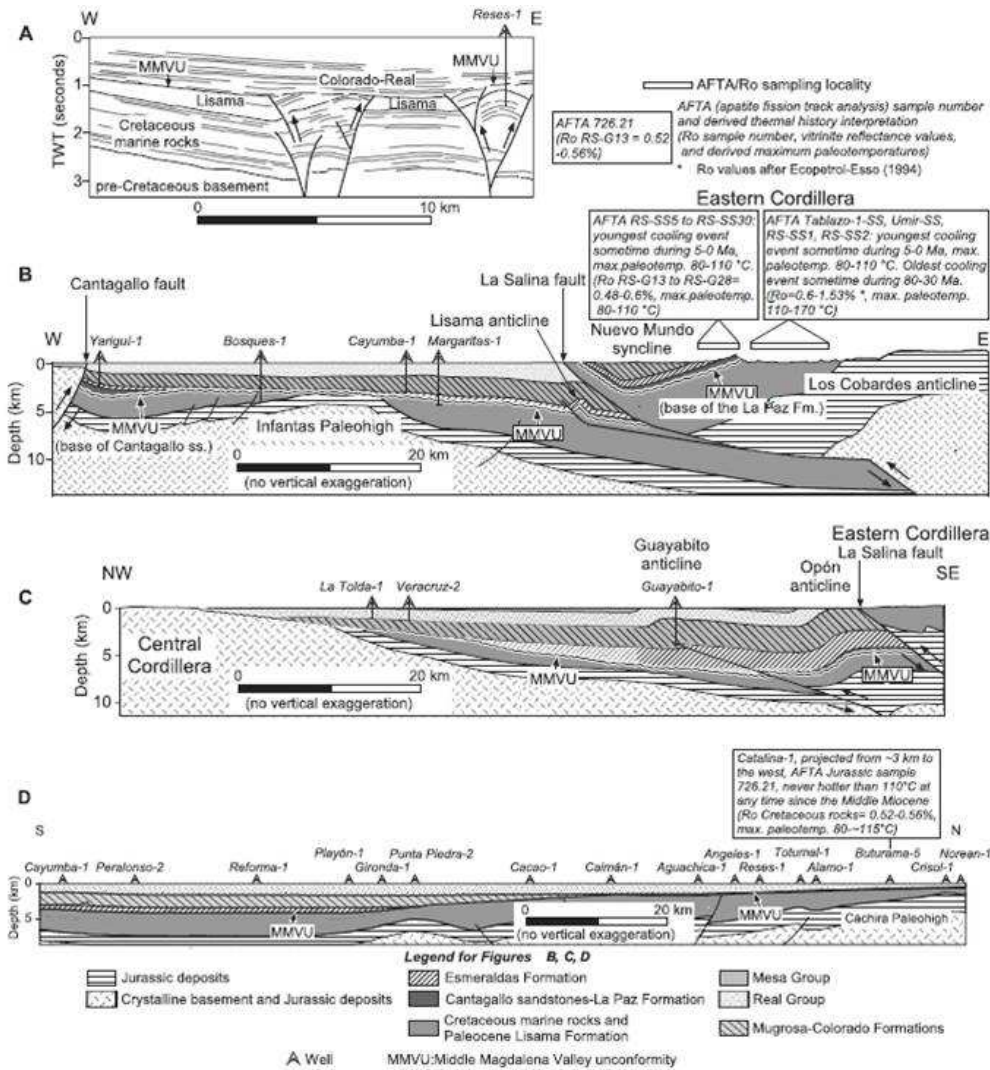
La Cordillera Oriental se encuentra flanqueada por cinturones plegados y compresivos, con vergencia opuesta, que sobre comprimen el VMM y la cuenca de llanos, al oeste y este respectivamente.

La Falla de Bucaramanga – Santa Marta constituye el límite occidental del macizo de Santander y Santa Marta, con un rumbo NNW rumbo deslizante, con una mayor componente de vergencia hacia el oeste (Fig.5 y 6; Campbell, 1968). Campbell estima la cantidad de desplazamiento sinistral de la falla de Bucaramanga de entre 100 y 115 Km.

En la figura 6, se pueden apreciar los pares de anticlinales y sinclinales, hacia la parte oriental que caracterizan los cinturones plegados y compresivos a lo largo del VMM, este patrón refleja la distribución de fallas normales Mesozoicas y fallas reversas, es interpretado como que condujeron al levantamiento de la cordillera oriental (Schamel, 1991). Las fallas principales de este sistema son conocidas como el sistema de fallas de la Salina.



**Fig.7** Mapa geológico de la parte central y parte norte de la cuenca del VMM mostrando la localización de secciones estructurales mencionadas en el documento de E. Gómez et al. 2005 (modificado), las cuales son citadas en este documento. Fuente del Mapa Servicio geológico nacional (Ward et al. 1977).



**Fig.8** Secciones estructurales del VMM perpendiculares (A, B, C), y paralela (D) al rumbo del VMM: las secciones son basadas en información de superficie y subsuelo. Vea la figura 5 y 6 para las localizaciones de A, B, C y D. A) Estructura bajo la cuenca del VMM, caracterizada por estructuras de flores a partir de las fallas. B) El Paleohigh de Infantas fue sepultado durante la sedimentación del Eoceno superior - Oligoceno inferior (?) Formación Esmeraldas. La falla de Cantagallo es una estructura de Paleógeno temprano que fue reactivada durante el Plioceno. B) y C) Las laderas de la cordillera oriental consisten de dos cinturones plegados compresionales superimpuestos del Oligoceno tardío al Mioceno medio (e.g., anticlinal de Lisama) y del Plioceno (anticlinales de Guayabito y Opón). Ambas generaciones de pliegues están truncados por fallas fuera de secuencia (e.g., Falla de la Salina). D) El arco norteño de Cachimera fue cubierto por sedimentos del Mioceno Inferior a medio de las capas superiores de la Formación Colorado. las Secciones A, C y D también revelan una truncación de estratos Cenozoicos bajo de la cuenca del VMM. La falla reversa de la Salina es una falla normal Mesozoica destacada por las diferencias en espesor de las rocas Jurasicas del synrift, a través de la falla en las secciones B y C (e.g., Cediel, 1968; Rabe, 1977). Tomado de E. Gómez et al. 2005.

### **3.3. Estratigrafía del Valle Medio del Magdalena:**

La columna estratigráfica consiste de un basamento Ígneo metamórfico de edades del Precámbrico al Paleozoico temprano, seguido de rocas sedimentarias Jurasicas, Cretácicas y del Cenozoico.

#### **3.3.1. Rocas Sedimentarias Pre Cretácicas (PK)**

Esta unidad hace referencia especialmente al Girón, que aparece también en el borde oriental de la Cordillera central, localmente se encuentra intruído por volcánicos. Sobre esta unidad reposan los sedimentos Cretáceos.

#### **3.3.2. Cretácico Inferior (K1)**

Agrupar las formaciones Tambor, Rosa Blanca, Paja, Tablazo y Simití.

##### **- Formación Tambor (K1ta)**

Está constituida por areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzoareniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada, en capas tabulares de espesores variables. Los fósiles encontrados la colocan en el Hauteriviano. Estas facies han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas (Clavijo, 1985)

##### **- Formación Rosa Blanca (K1r)**

Está formada por calizas gris azulosa compactas se transforman lateralmente a calizas conchíferas bituminosas negras, ocasionalmente se encuentran capas lidíticas. En la región de Los Santos (Santander) presenta espesores variables de yeso. En la parte superior se encuentran lutitas margosas. Presenta delgados niveles de areniscas. Yace concordantemente sobre el Tambor. Su espesor está

entre los 150 y 425mts. Los fósiles encontrados asignan una edad Hauteriviano a Barremiano Medio.

**- Formación Paja (K1p)**

Constituida por arcillolitas negras y blancas micáceas finamente laminadas y un poco calcáreas la parte inferior presenta concreciones calcáreas. La formación contiene muchos fósiles que dan una edad Barremiano. Su espesor es mayor hacia el oriente 625mts mientras al oeste llega a los 150mts. Se considera una roca generadora de petróleo.

**- Formación Tablazo (K1t)**

Son margas oscuras calcáreas y compactas en la parte inferior que se convierten hacia arriba en calizas compuestas de color gris azulado de grano grueso. Algunos horizontes lutíticos piritosos son muy comunes. Los fósiles encontrados indican una edad Aptiano-Albiano. El espesor en su localidad típica es de 150mts, pero en otras partes alcanza 325mts.

**- Formación Simiti (K1s)**

Se trata de una secuencia de lutitas, arcillolitas negras, en parte limolíticas a calcáreas, en la parte superior concreciones calcáreas, fosilíferas de hasta 3mts de diámetro las que presentan crudos livianos en su interior. La formación comprende casi todo el Albiano y su espesor es de unos 500mts. Esta Unidad se considera también generadora de petróleo.

### **3.3.3. Cretáceo Superior (K2)**

El Cretáceo Superior abarca las formaciones La Luna y Umir.

#### **- Formación La Luna (K2l)**

La Formación La Luna se subdivide en tres miembros de abajo hacia arriba son: Salada, Pujamana y Galembo. El Miembro Salada consta de lutitas oscuras margosas, concreciones calcáreas con fuerte olor a petróleo cuando se parten. Su edad es Turoniano y espesor de unos 50mts. Su litología y fósiles indican un ambiente anóxico. El Miembro Pujamana tiene una potencia de 230mts y consta de lutitas finamente estratificadas a veces calcáreas, su edad se considera Turoniano a Coniaciano Inferior. Miembro Galembo. Consta de calizas oscuras separadas por lutitas y liditas negras, niveles de fosfatos son comunes. La abundancia de amonitas asigna al miembro una edad Coniaciano-Santoniano. Su espesor está entre los 180 a 270mts. Entre el Simití y la Formación, La Luna aparece a veces un nivel calcáreo conocido con el nombre del Salto.

#### **- Formación Umir (K2u)**

La Formación Umir comprende un conjunto de lutitas oscuras silíceas finamente estratificadas, concreciones ferruginosas y numerosas capas de carbón. El espesor es muy variable pudiéndose estimar en promedio en unos 1400mts. La edad de la formación determinada por fósiles es Capaniano-Maestrichtiano. Entre la Luna y el Umir es posible una ligera discordancia. La figura 3 muestra el espesor de los sedimentos cretáceos depositados en el Valle Medio del Magdalena.

### **3.3.4. Paleoceno (E1)**

El Paleoceno incluye a la Formación Lisama (Tpl) la que consta de lutitas abigarradas, areniscas de grano fino, mantos de carbón, el conjunto demuestra que fue depositado bajo condiciones lagunares deltaicas indicando una transición

entre el ambiente marino del Cretáceo a no marino en el Paleoceno, Con base en polen se determinó una edad Paleoceno, su espesor es de unos 1225mts.

### **3.3.5. Eoceno (E2) y Oligoceno (E3)**

El Terciario Medio comprende el Grupo Chorro con las formaciones La Paz y Esmeraldas, el Grupo Chuspas con las formaciones Mugrosa y Colorado.

#### **- Formación La Paz (E2I)**

La Formación La Paz se compone de unas areniscas grises masivas, conglomeráticas con estratificación cruzada e intercalaciones de grandes paquetes de arcillas grises. En la parte inferior se presenta un paquete de unos 30mts de arcillolitas duras de color crema a rosado conocido como Miembro Toro. Su espesor en los campos está entre los 150 y 200mts La edad asignada es Eoceno. La formación reposa discordantemente sobre el Lisama.

#### **- Formación Esmeralda (E2e)**

La Formación Esmeralda está constituida por areniscas finas, grises y verdosas con intercalaciones limolitas, arcillolitas y capas de carbón, Son muy variables en espesor al oeste es de 1300mts mientras al este alcanza las 175mts La edad de la formación es Eoceno Superior. El contacto inferior con la Formación La Paz es concordante, mientras que el contacto superior está determinado por una posible discordancia con la Formación Mugrosa. La unidad es del Oligoceno. Es correlacionable con la parte superior de la Formación Mirador y parte inferior de la Formación Carbonera.

### **- Formación Mugrosa (E3m)**

Descansa discordantemente sobre el Esmeralda y consta de areniscas de grano fino a medio, limolitas abigarradas que predominan en la parte inferior, el tope de la formación está marcado por un horizonte fosilífero que contiene dientes de peces, reptiles y mamíferos. La edad de la formación es Oligoceno y su espesor es de 500mts. El contacto inferior de la Formación Mugrosa es aparentemente discordante con la Formación Esmeraldas, en tanto que el superior con la Formación Colorado es concordante. La unidad es considerada del Eoceno superior-Oligoceno inferior.

### **- Formación Colorado (E3e)**

Reposa discordantemente sobre el Mugrosa. Su constitución litológica está formada por areniscas de grano grueso, arcillolitas rojas, la parte superior de la formación contiene un horizonte de lutitas bien estratificadas, carbonáceas de color negro a pardo, este horizonte ha sido conocido con el nombre de la Cira. Su espesor es muy variable y puede llegar localmente a 2500mts. La edad se considera Oligoceno Superior. La Formación Colorado descansa concordantemente sobre la Formación Mugrosa y su contacto superior con el Grupo Real es discordante. La unidad es considerada como del Oligoceno superior al Mioceno inferior.

### **3.3.6. Mioceno (N1)**

Comprende las formaciones Real y Mesa.

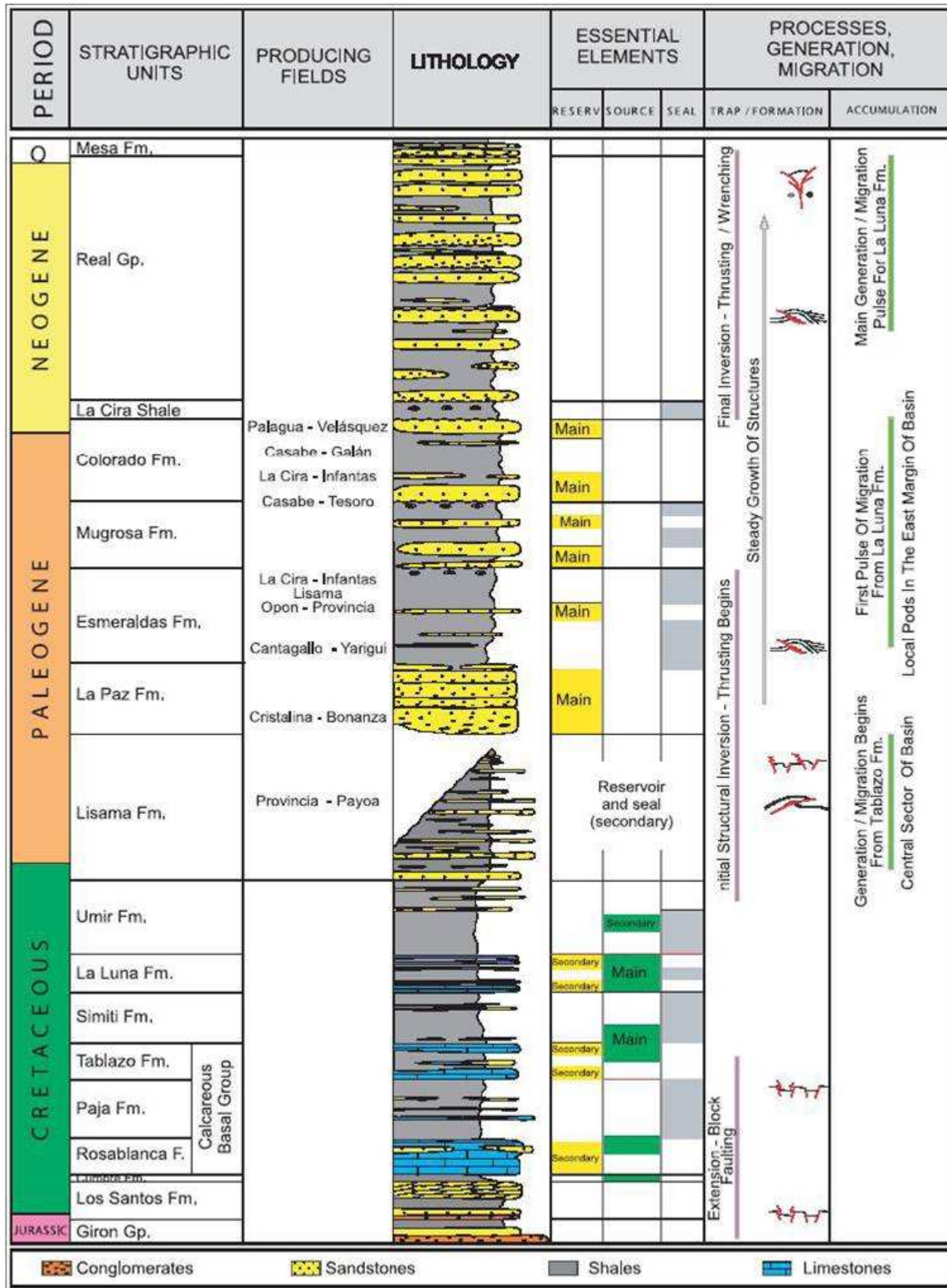
### **- Formación Real (N1r)**

Descansa discordantemente sobre El Colorado, formado por un conglomerado basal, seguido de areniscas compactas, con intercalaciones de arcillas grises, algunos niveles contienen gran número de troncos de árboles silicificados, mantos

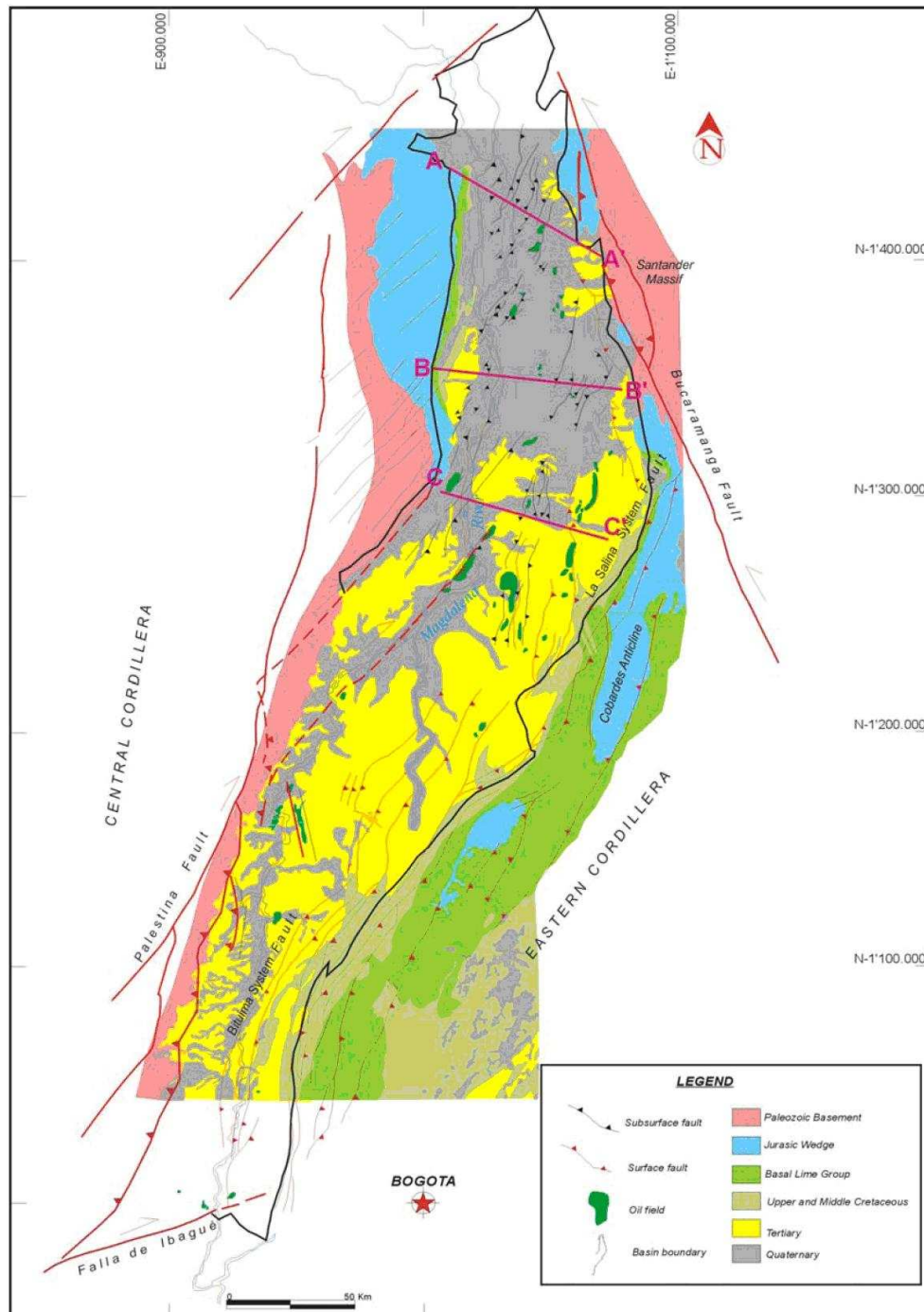
de lignito y en la parte superior las areniscas contienen materiales volcánicos. La edad de la formación es Mioceno. Su espesor es muy variable.

**- Formación Mesa (N2m)**

La Formación Mesa está compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, areniscas friables y conglomerados. Su espesor es de unos 250mts y su edad es considerada como Plio-Pleistoceno. La formación yace discordantemente sobre sus rocas más antiguas.



**Fig.9** Columna Estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena. Tomada de Colombian Sedimentary Basins, Barrero D, Pardo A, Vargas C. ANH 2007



**Fig.10** Mapa Geológico de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, mostrando las principales fallas.  
Tomado de Rolon, 2004.

### **3.4. Evolución tectónica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena:**

#### **3.4.1. Jurásico Superior - Aptiano: Fase de Syn-Rift (Extensión)**

En el Triásico tardío (Norian - Retiniano) al Jurásico temprano ocurrió la primera separación de Sur América, Norte América y África por rift en la parte más occidental del Mar de Thetys, y debido a este el rompimiento de Pangea.

Los esfuerzos extensionales de entre el bloque continental resultaron en la formación de una estructura de Rift que tendía de norte a sur en el área que es actualmente ocupada por el VMM (Rolon et al., 2001; Etayo, Barrero and Renzoni, 1969; Etayo et al., 1983; Fabre, 1983).

De acuerdo a Fabre (1983), el proceso de rifting fue pasivo y con una extensión este - oeste que hizo que hubiera un adelgazamiento de la corteza terrestre, y un flujo alto de calor entre la astenósfera y la litosfera. Simultáneamente el Valle Superior del Magdalena fue un escenario de plutonismo granítico y granodiorítico (Mojica y Dorado, 1987). Debido a este cinturón magmático creado, muchos autores han interpretado el último estado de evolución de la cuenca del VMM como una cuenca de tras arco (Mojica and Dorado, 1987; Schamel, 1989; Dengo and Covey, 1993).

A la fecha no hay mayor evidencia que nos enseñe cual es el modelo más adecuado para la interpretación, si la evolución inicial de la cuenca se dio por una cuenca de tras arco o por un aulacogeno.

La sedimentación del rift durante el estado de synrift, representa la primera tectónica secuencia, que fue conformada por el Jordán, Girón, Santos y el Grupo Calcáreo basal (Cumbre, Rosablanca, Paja y Tablazo). Los cambios abruptos de estas unidades sugieren que su acumulación se llevo a cabo mientras que existían fallas normales que se encontraban activas.

Las rocas fluviales y lacustres del Jordán y el Girón, representan la parte inferior y continental de esta secuencia; mientras que las formaciones del Grupo Calcáreo Basal representan ambientes regresivos y transgresivos. Al final de esta secuencia se llevó a cabo una inconformidad, que podría ser determinada como una primera fase de decaimiento termal (Roeder and Chamberlain, 1995).

#### ***3.4.2. Albiano Medio - Maastrichiano: Fase Post Rift (Subsidencia Termal)***

En el Albiano Medio la deformación extensional ha decrecido, y con la disminución de flujo de calor, se lleva a el comienzo de una fase post rift controlada por una subsidencia termal.

Durante esta fase, los espesores de las unidades se volvieron mucho más uniformes a lo largo de la cuenca. Aun se mantuvo la deformación por fallas normales, pero que ya no era tan intenso como lo ocurrido anteriormente.

En esta época ocurrieron dos eventos de máxima inundación, representados por la sedimentación de la formación Simití, y la sedimentación de la Formación La Luna durante el Turoniano - Coniaciano.

La formación la Luna es considerada como la mejor roca fuente, no solo en la cuenca del VMM sino también en otras áreas de Colombia y también así en Venezuela y Ecuador.

#### ***3.4.3. Maastrichiano - Oligoceno: Cuenca de Foreland***

Al final del Cretácico (Campaniano - Maastrichiano), la cordillera occidental Colombiana, un terreno oceánico, colisiono con la placa Suramericana, a lo largo de una zona de subducción, que causo el levantamiento de la Cordillera central de sur a norte.

De acuerdo a Gómez (2001), en la parte sur de la cuenca del VMM, el primer levantamiento de la cordillera central ocurrió en el Maastrichiano y es evidenciado por la formación Cimarrona (Aflorando en la parte Sur-Occidental de la cuenca del VMM), que consiste en una serie de abanicos conglomeráticos y depósitos trezados de un delta, intertocados con sedimentos marinos calcáreos. La fuente de estos sedimentos corresponden a rocas Ígneas de la antigua Cordillera Central (Gomez, 2001).

En otras áreas de la cuenca, la deformación del borde occidental de la cuenca esta evidenciada por inconformidades angulares que separan rocas con facies de planicies costeras o deltas regresivos del Paleoceno (formación Lisama) de sedimentos mas jóvenes de acumulados en ambientes marinos someros (Formación Umir). Así una secuencia constituida por las formaciones Lisama y Umir, nos indica la transición de condiciones marinas a Continentales.

Al mismo tiempo de que hubo el levantamiento de la cordillera central, ocurrió una fase compresional que produjo esfuerzos con vergencia al este. Este evento también disparo la deformación en las laderas de la cordillera oriental que se encuentran en la actualidad con vergencia al oeste.

La colisión oblicua de la cordillera occidental también causo el desarrollo de movimientos regionales rumbo deslizantes en dirección NE-SW. Las mayores fallas como las de Palestina, Cimitarra e Ibagué cortan los límites occidentales y al sur de la cuenca del VMM, y modifican su estilo de extensión previa.

En el Eoceno Medio la primera fase compresional ceso momentáneamente, causando la sedimentación sobre la discontinuidad regional, conocida como la inconformidad del Eoceno Medio. Tras esta erosión, se crearon dos centros de depositación, en donde se deposito la formación La Paz y Esmeraldas.

Durante el Oligoceno, la cordillera central continuo con su levantamiento, esto causo el desplazamiento del eje de depositación hacia el este, y la sedimentación de la secuencia constituida por la formación Mugrosa (Suárez, 1996).

#### **3.4.4. Mioceno: Foreland Quebrado (Intermontano) Desarrollo de la Cuenca**

En el Mioceno temprano, al rededor de hace 20 Ma, un segundo evento compresional mayor comenzó como consecuencia de la colisión del arco de islas Panamá - Choco, con el límite noroccidente de Suramérica. Este evento fue conocido como la Orogenia Andina y es registrado por la inconformidad regional del Mioceno en la cuenca del VMM.

Aunque la deformación del Eoceno Tardío - Oligoceno, tuvo repercusiones en la parte sur de la cordillera oriental, pero fue la Orogenia Andina la responsable de la sedimentación de material para la configuración final de la cuenca (Dengo and Covey, 1993, Rolon et al., 2001).

La fase compresional andina causo e aumento en el relieve topográfico que fue rápidamente erosionado y depositado dentro de la misma cuenca. Así, la cuenca fue cubierta por sedimentos del Paleógeno de la formación Colorado (Suárez, 1996) suministrados por la Cordillera Central, y sedimentos del Neógeno, de la formación Real y Mesa, suministrados ambos por las cordilleras central y oriental (Suárez, 1996).

En este estado la cuenca del VMM se convirtió en una cuenca íntermontana.



#### **4. GEOLOGÍA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS:**

La columna estratigráfica en pozos de ambos campos, revela rocas que van desde el Pre-Cretácico a el Oligoceno; el Mioceno se encuentra presente en algunos campos cercanos, y depósitos del Pleistoceno se ubican desigualmente sobre el Oligoceno al oeste de la Cira.

Debido a la magnitud de los levantamientos y a la truncación erosional de sus crestas, alrededor de 7000 pies o mas de sedimentos Terciarios, desde el Eoceno Superior hasta el Mioceno inferior (?), se encuentran expuestos en superficie.

Las rocas el terciario corresponden a Formación Esmeralda - La Paz (Zona D) constituida de capas intercaladas de arena y arcilla.

La Parte inferior de la Formación Mugrosa (Zona C) consiste de areniscas de grano medio a fino, que su composición varia de subarcosa, arcosa a sub litoarenisca. La parte superior de la Formación Mugrosa (Zona B), consiste de intercalaciones de arenas muy finas de composición arcocosa a subarcocosa.

La formación Colorado (Zona A) esta compuesta de areniscas de grano muy fino con intercalaciones de areniscas de grano medio, en la que su composición va de arcosa lítica a subarcosa.

#### **4.1. Estratigrafía del Campo:**

Las Rocas de superficie en el campo LCI, mas jóvenes son de edad Terciaria, en un rango del Eoceno al Mioceno, estas corresponden a Shales no marinos, areniscas y conglomerados que se depositaron en condiciones deltaicas a lo largo del Río Magdalena. Los horizontes de interés descubiertos en el campo se encuentran dentro de unidades del Terciario. Entre el Eoceno al Oligoceno existen tres horizontes muy delgados pero persistentes de fósiles que se encuentran separados por capas estériles.

Estos horizontes son conocidos respectivamente como los horizontes fosilíferos de La Cira, Mugrosa y los Corros. Los dos primeros corresponde a edad del Oligoceno y el último al Eoceno Superior.

La ocurrencia de muchas zonas diagnosticas de minerales pesados en los dos campos es un ítem muy importante para precisar las correlaciones en los pozos del campo.

La mayoría de la sección del Terciario en los dos campos ha sido subdividida en lo que se conoce como las Zonas A, B, C y D; debido a la ocurrencia alterna de series de shales y arenas; y por la relación entre horizontes de aceite y agua.

##### **4.1.1. Eoceno:**

- **Formación Toro:** Corresponde a shales densos de color gris a gris azulado finamente laminados o también masivo. Esta contiene esferulitos de siderita muy asociados al shale. Esta unidad es muy prominente fuera del campo y es la unidad más resistente del Terciario frente a los procesos erosivos.

- **Formación Esmeraldas:**

La Formación Esmeraldas se encuentra en el Campo LCI como Zona D.

- **Zona D (Grupo Chorro):** La Zona D corresponde a una serie de shales masivos y arenosos marrones y azules, con pocas capas de arenas intercaladas. Las areniscas intercaladas en estas son de grano fino y no productoras. Esta zona tiene un espesor aproximado de 500 pies. En el área del Campo La Cira-Infantas se considera que el Grupo Chorro no es de carácter productivo dado que presenta un escaso desarrollo de arenas, excepto en Infantas donde el pozo Infantas 1274 reporta producción de facies arenosas de esta unidad.

**4.1.2. Oligoceno:**

- **Formación Mugrosa:** Esta definida entre los horizontes fosilíferos de "Los Corros" y de Mugrosa que infrayace a la formación Colorado, tradicionalmente se ha subdividido en Zona B y Zona C.

- **Zona C:** Constituye la parte inferior de la formación Mugrosa, en este Campo se han determinado cuatro intervalos de arenas productoras que se conocen como subzonas C1, C2, C3 y C4 que es la base de la Zona C y suprayace a la Formación Esmeraldas; las subzonas C1 y C2 son denominadas "arenas superiores" y las subzonas C3 y C4 forman las "arenas inferiores". Es la zona productora más importante del Campo, fue descubierta con el pozo LC-125, perforado en el año 1926, con una producción inicial de 2.357 barriles de aceite por flujo natural con una gravedad de 26,4 grados API. Hasta junio de 1937 se perforaron 129 pozos, en los cuales la Zona C produjo como un solo intervalo, posteriormente se aislaron los intervalos superiores para evitar las altas producciones de gas.

De acuerdo a análisis de corazones la porosidad y permeabilidad promedio, tienen valores de 22% y 200 milidarcys respectivamente. El espesor de esta unidad corresponde entre 500 y 600 pies.

El grupo de las arenas superiores es el mayor productor de todo el campo y está constituido por una secuencia litológica de areniscas grises claras y pardas de grano medio a grueso, friables; arcillolitas grises claras, pardas y pardo rojizas y limolitas verdes.

Hacia el tope de la zona se encuentra un nivel de arenas saturadas de aceite, con un buen contenido de chert negro, que marca el contacto de la Zona B.

En cuanto al grupo de arenas inferiores, está constituido por una alternancia de areniscas y arcillolitas, con características muy parecidas al grupo superior, pero con menores porosidades y saturación de aceite.

La determinación del tope de la Zona C es muy importante, primero porque la penetración a la zona es medida desde este punto, y segundo porque sirve como datum para el contorneo de la estructura.

Hay dos métodos por el cual el tope de la zona C puede ser determinado, el primero es medir 1200 pies debajo del horizonte de fisiles de Mugrosa, y el otro determinarlo por la zona mineral 5, que corresponde a una zona mineral con contenido mineral de andalucita muy abundante, también turmalina, clinozoicita, cloritoide, y ocasionalmente cianita y corindón azul. (J.L.Anderson 1933)

- **Zona B:** Constituye la parte superior de la Formación Mugrosa y tiene un espesor que puede oscilar entre 1000 y 1200 pies y se ha subdividido en tres intervalos, que de base a tope se puede descifrar así:

- a) Arenas 47:** Suprayase a la zona C, fueron descubiertas durante la perforación de Infantas -47 en Septiembre de 1924, su producción inicial fue de 225 Bpd. Se trata de arenas que se desarrollan lenticularmente y se caracterizan por un color gris claro, presentan intercalaciones de arcillolitas abigarradas, azules, grises y cafés.
- b) Arenas La Cira:** Fueron descubiertas en el pozo Infantas-20 en Noviembre de 1924, tuvieron una producción inicial de 600 Bpd. Es uno de los conjuntos mas importantes por su extensión, son de carácter arcilloso, cambien frecuentemente de porosidad y espesor, su producción varia de pozo a pozo debido a su carácter estratigráfico. Litológicamente se tratan de arenas de grano fino a medio, grises claras a verdosas, finamente estratificadas, intercaladas con arcillas azulosas, café y grises.
- c) Arenas 13:** Fueron descubiertas en el pozo Infantas-13 en Noviembre de 1923, con una producción inicial de 125 Bpd, constituyen el tope de la formación infrayaciendo a la formación Colorado; se consideraron las principales productoras de la Zona B. Están compuestas en su parte inferior por arenas grises de grano grueso con delgadas intercalaciones de arcillas gris azulosas, hacia el tope de las arenas, el grano varia a tamaño mas fino y presenta estratificación delgada.

#### **4.1.3. Mioceno:**

- **Formación Colorado:** Esta definida entre el tope del horizonte de fósiles de Mugrosa y el tope del nivel fosilífero de "La Cira Shale" y es equivalente a la Zona A.

- **Zona A:** En el campo La Cira comprende a los siguientes conjuntos de arenas.

**a) Arenas 244:** Se hallan localizados en el nivel fosilífero de Mugrosa, fueron descubiertas durante la perforación del pozo La Cira-244 y el intervalo esta compuesto por arcillas abigarradas con delgadas intercalaciones de arenas lenticulares y estratificación cruzada. El mayor desarrollo se presenta hacia el centro de la estructura, con un espesor máximo de 70m de arenas petrolíferas, aunque hacia La Cira Norte, solo alcanza un espesor de 7m.

**b) Arenas 116:** Suprayacen las arenas 244 y el tope corresponde al marcador A-1. Se encontraron durante la perforación del pozo La Cira-116 en 1925; litológicamente se trata de arenas grises claras, de grano grueso, presenta estratificación masiva e intercalaciones de arcillolitas blandas de colores café, azulosas, grises y pardo rojizas. Las arenas son petrolíferas en secciones aisladas, con un Net Pay de 30 pies.

**c) Arenas 58:** Se descubrieron en el pozo La Cira 58 en 1925. Son las más someras en el campo La Cira y se hallan localizadas por encima del marcador A-1, se desarrollaron principalmente hacia el flanco Oeste del anticlinal. Son característicamente lenticulares, por lo tanto es difícil calcular la productividad en cada localización, no importando su posición estructural. Están constituidas por arenas grises y verdosas de grano fino a medio, arcillosas friables, algo calcáreas, presentan estratificación cruzada e intercalaciones de arcillas blandas.

- **Formación La Cira (La Cira Shale):** Esta es una sección muy distinguida de shales oscuros ínter estratificada con areniscas micáceas verdosas de algunas pulgadas a varios pies de espesor. Estas areniscas y shales son muy ricos en fósiles los cuales son de edades Oligoceno Superior a mioceno Inferior. Esta unidad aflora hacia los límites del campo, y su espesor es de 350 pies.

- **Grupo Real:** Hacia el flanco oeste de La Cira y al norte de uno de los flancos de Infantas, corresponde este grupo a areniscas verdosas y shales, de aproximadamente más de 1000 pies de espesor, estas capas mas allá de los límites de los campos.

PERIOD	EPOCH	MMV	LCI	DOMINANT LITHOLOGY	Productivity
Quaternary	Reistocene	Mesa			
Cenozoic	Fluocene	Real			Palagua-Velasquez
	Mocene	La Cira	La Cira		Casabe-Galan
		Colorado	A		
	Oligocene	Mugrosa	B		Casabe-Tesoro
				C	
			D		
	Eocene	Esmeraldas			Lisama-Opon Provincia
		La Paz			
	Paleocene	Lisama			Provincia-Payoa
	Late Cretaceous	Maastrichtian	Unir	Unir	
Campanian					
Santonian		La Luna	Galerbo		
Coniacian			Rujamana		
Turonian			Salada		
Cenomanian					
Early Cretaceous	Albian	Smiti	Smiti		Buturama-Pital
	Aptian	Tablazo	Tablazo		
	Barremian	La Paja	La Paja		
		Rosa Blanca	Rosa Blanca		
	Hauterivian	Tarbor	Tarbor		
	Valanginian				
Berriasian					
Jurassic		Gron	Gron		
Pre-Jurassic		Basement	Basement		


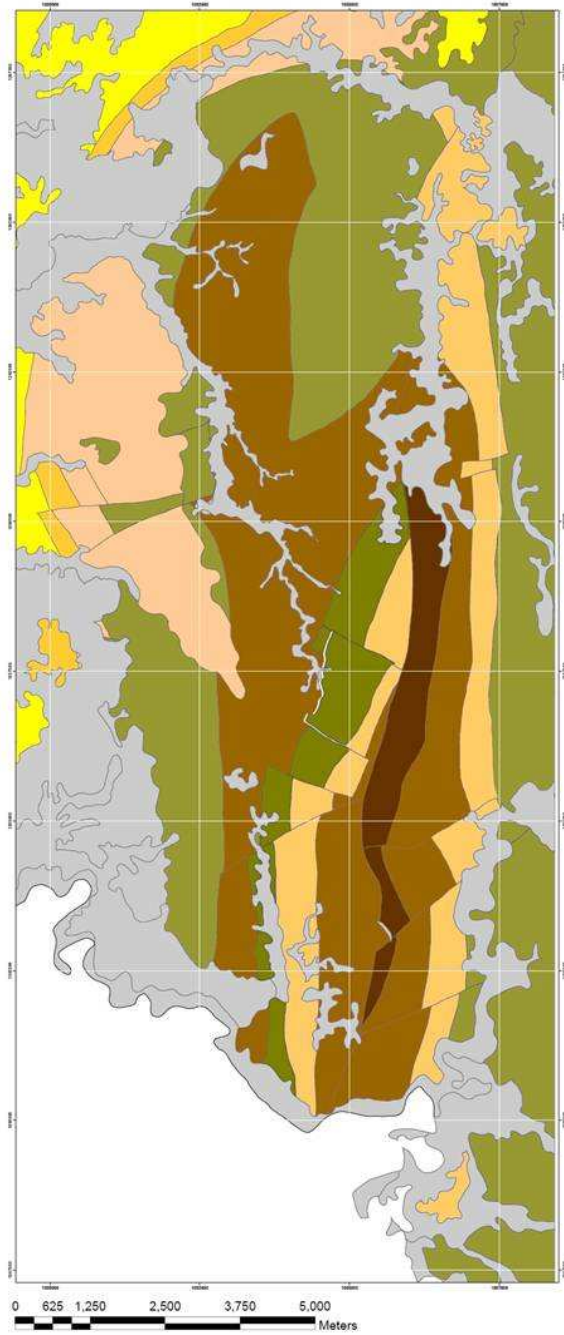
 Eroded or non deposited

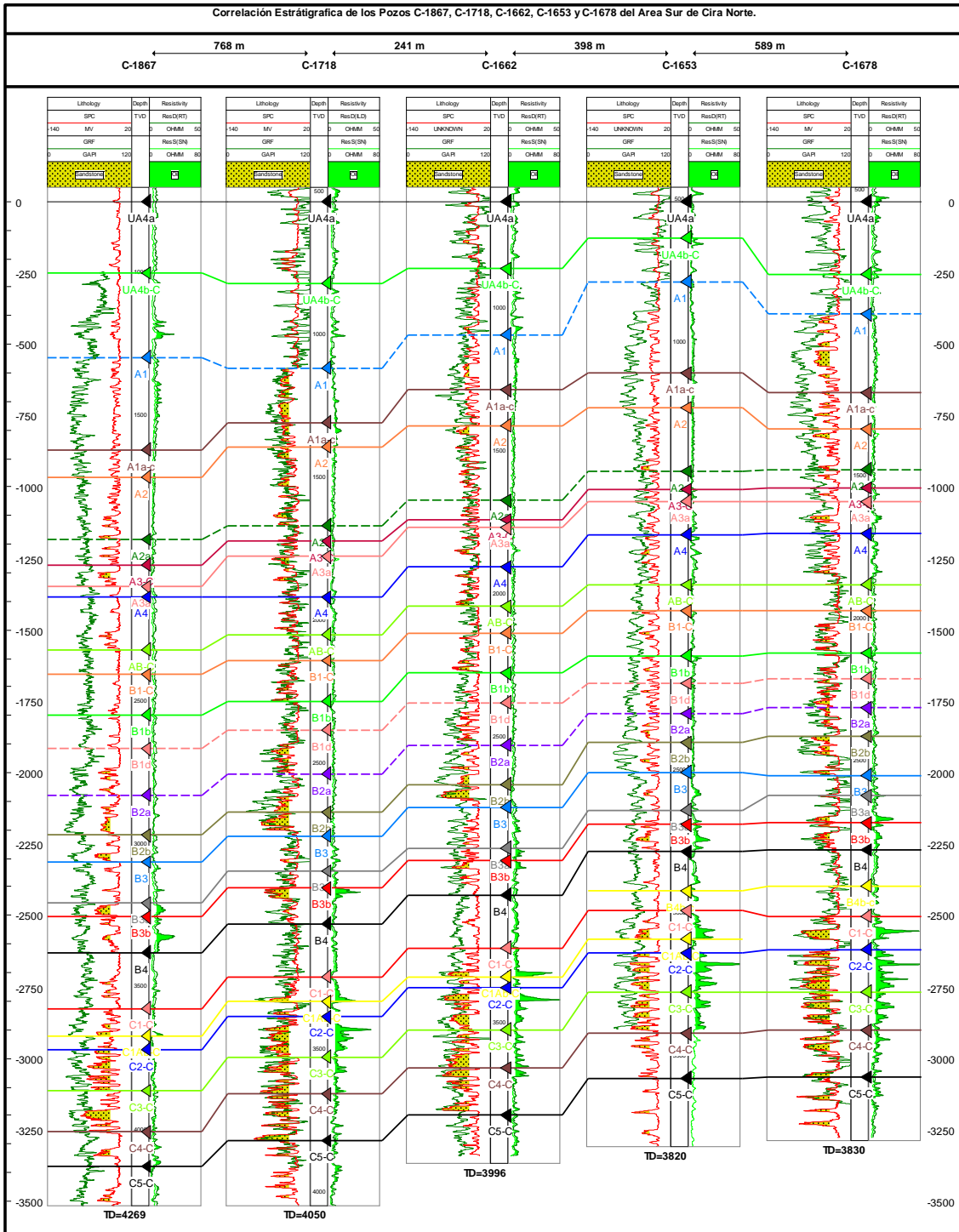
Fig. 12 Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena, donde se indican las litologías productoras del Campo La Cira Infantas.



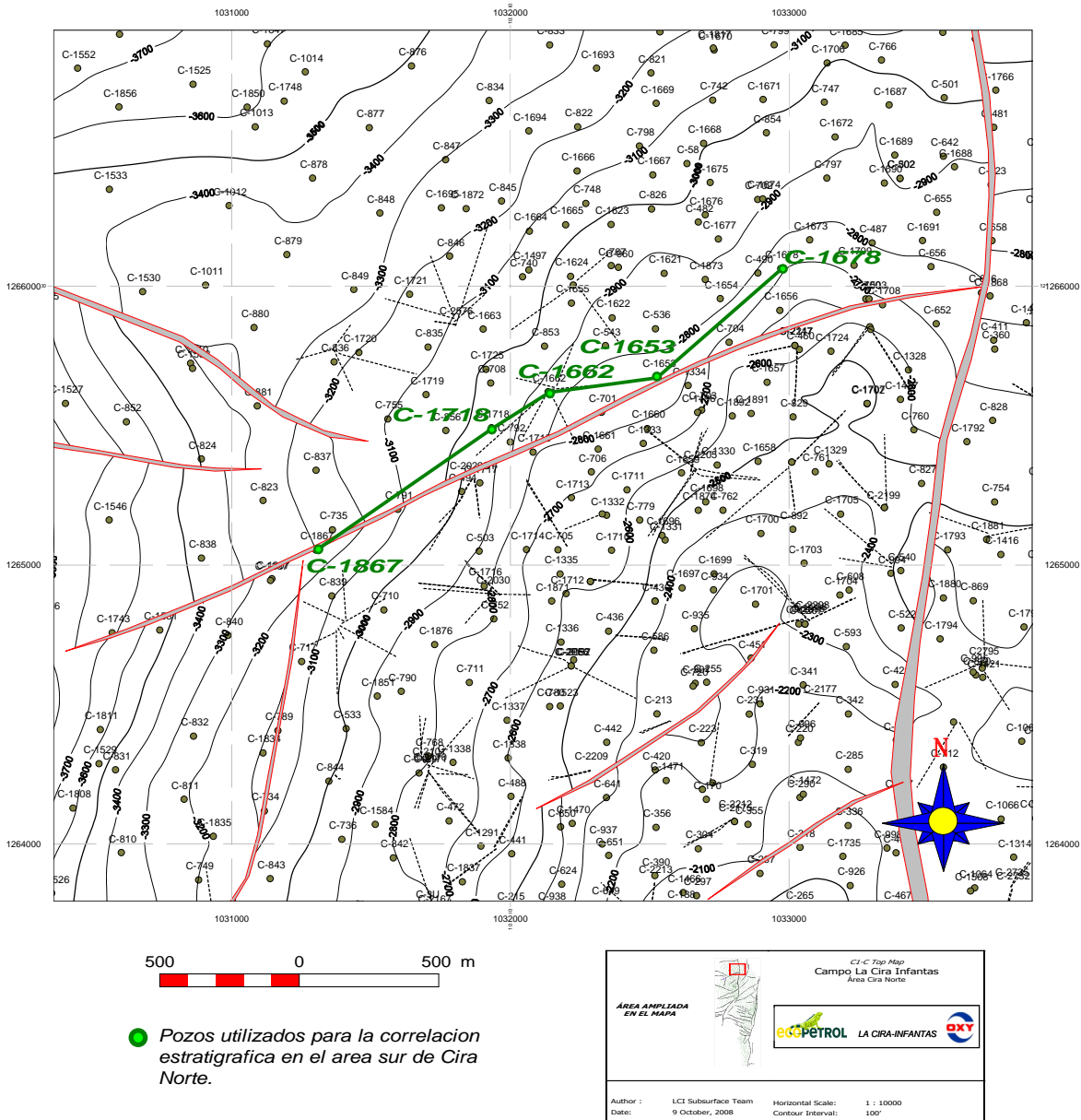


- Geología**  
**Descripción**
- Arenas 110: Areniscas grises, de grano fino con shale moteado interestratificado, los cuales son predominantemente violeta y amarillo marrón
  - Depósitos Aluviales: Secuencia repetitiva de niveles gruesos, arenosos y lodosos con estratificación laminar o cruzada, con espesores de 3 a 10 metros, que se acumulan en las partes planas.
  - Formación Real: Concha de un conglomerado basal, seguido de areniscas compactas con intercalaciones de arcillas grises y rojas, algunos niveles contienen troncos de árboles silificados. Se observan
  - Horizonte fósil la Cira: Shale grises mate a negro interestratificados, fosilíferos, carbonáceos con intercalaciones de areniscas de grano grueso verdoz. 250 pies de espesor
  - Shale la Cira: Shales moteados y areniscas de grano grueso.
  - Zona A: Está compuesto por potentes bancos de limolitas ligeramente arenosas fósiles y laminadas intercaladas con delgadas capas de arenisca de grano medio, de granos subangulares, regularmente cement
  - Zona B: En la parte superior encontramos arenas de grano grueso a fino, ocasionalmente areniscas conglomeráticas interestratificadas con cantidades pequeñas de shale moteado. En la parte inferior encont
  - Zona C: Contiene arenas de grano fino a medio, gris a verde y limolitas, indicando una deposición de llanura aluvial (flood plain)
  - Zona de Arenas (ss): Areniscas guijamosas intercaladas con shales grises y rojos moteados.
  - Zona de Shale-2: Shales moteados con intercalaciones de areniscas grises de grano medio a grueso, de color amarillo marrón.

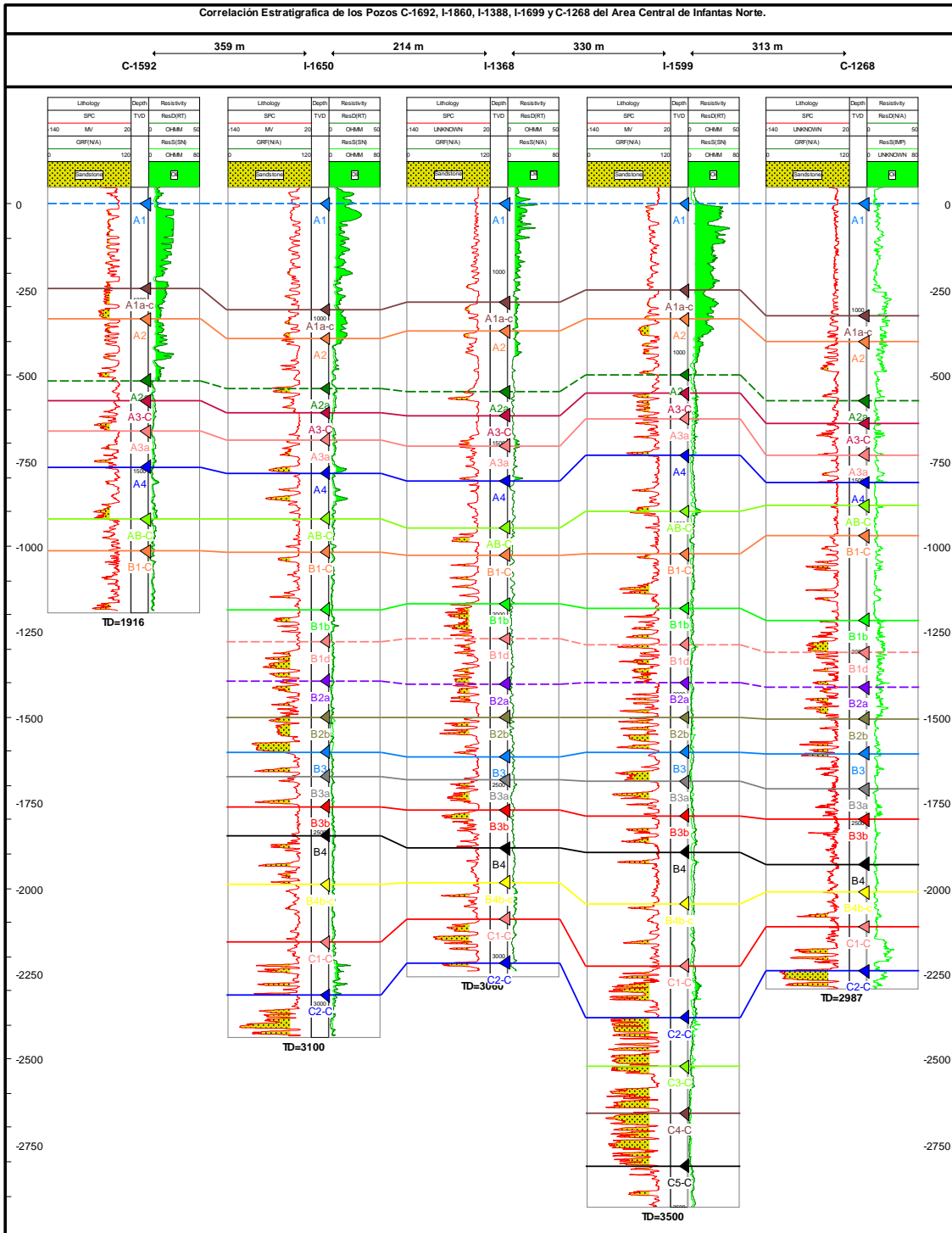
**Fig. 14** Mapa Geológico del Campo La Cira Infantas, donde se puede observar todas las litologías que afloran en superficie, recubierta con depósitos aluviales Cuaternarios.



**Fig 15.** Correlación estratigráfica de los de la parte sur del Área Cira Norte, en el campo La Cira Infantas, se pueden diferenciar las tres zonas; Zona A, Zona B, Zona C, con sus diferentes marcadores en cada una de ellas. En la Correlación fueron empleados los registros GR, SP y Resistivo. Elaborado en XSection de Geographix.

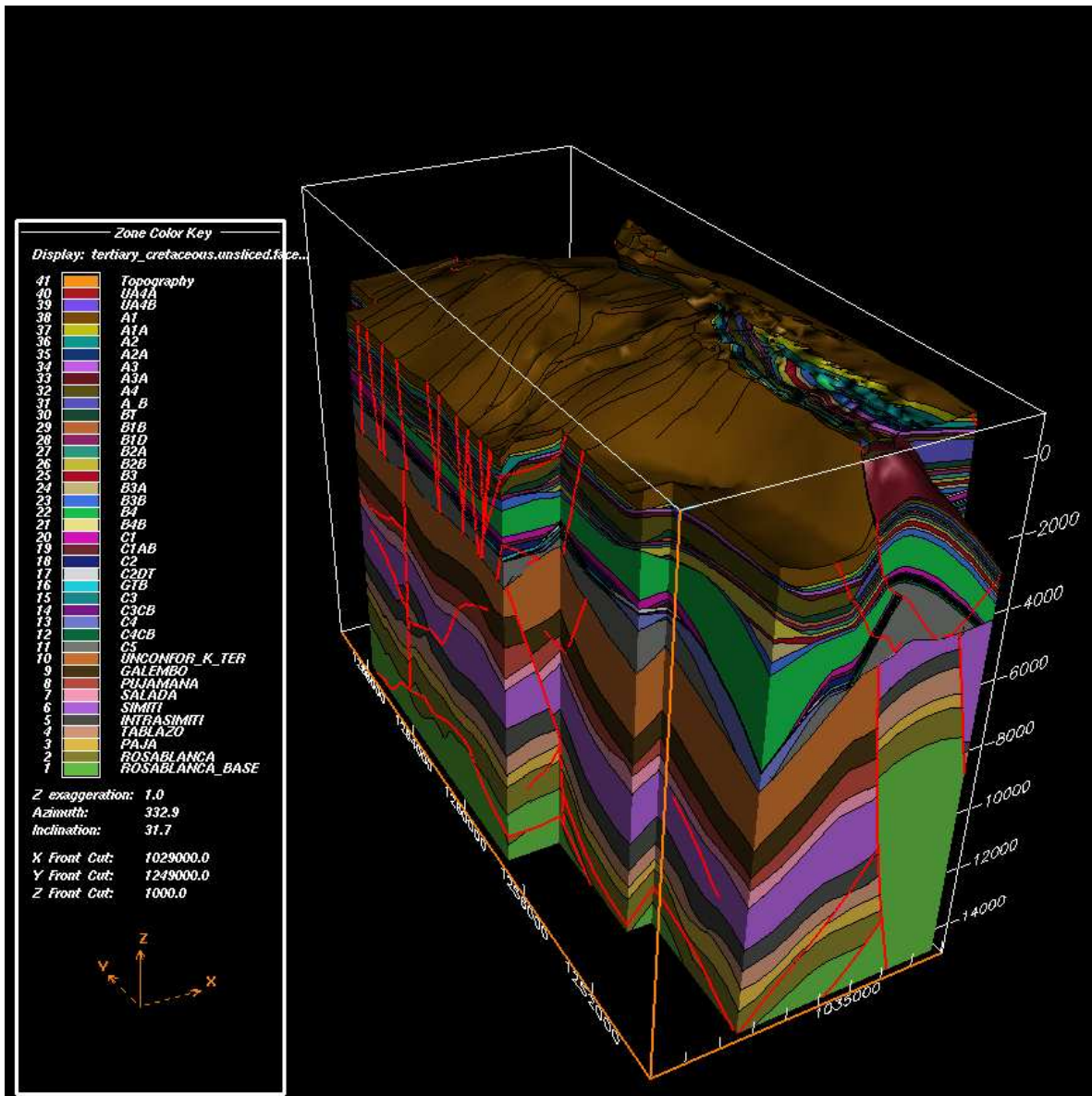


**Fig 16.** Mapa de localización de la correlación estratigráfica en la figura 15, ubicada en la parte sur de Cira Norte. Elaborado en Geoatlas (ver mapa de localización en la Fig. 3).

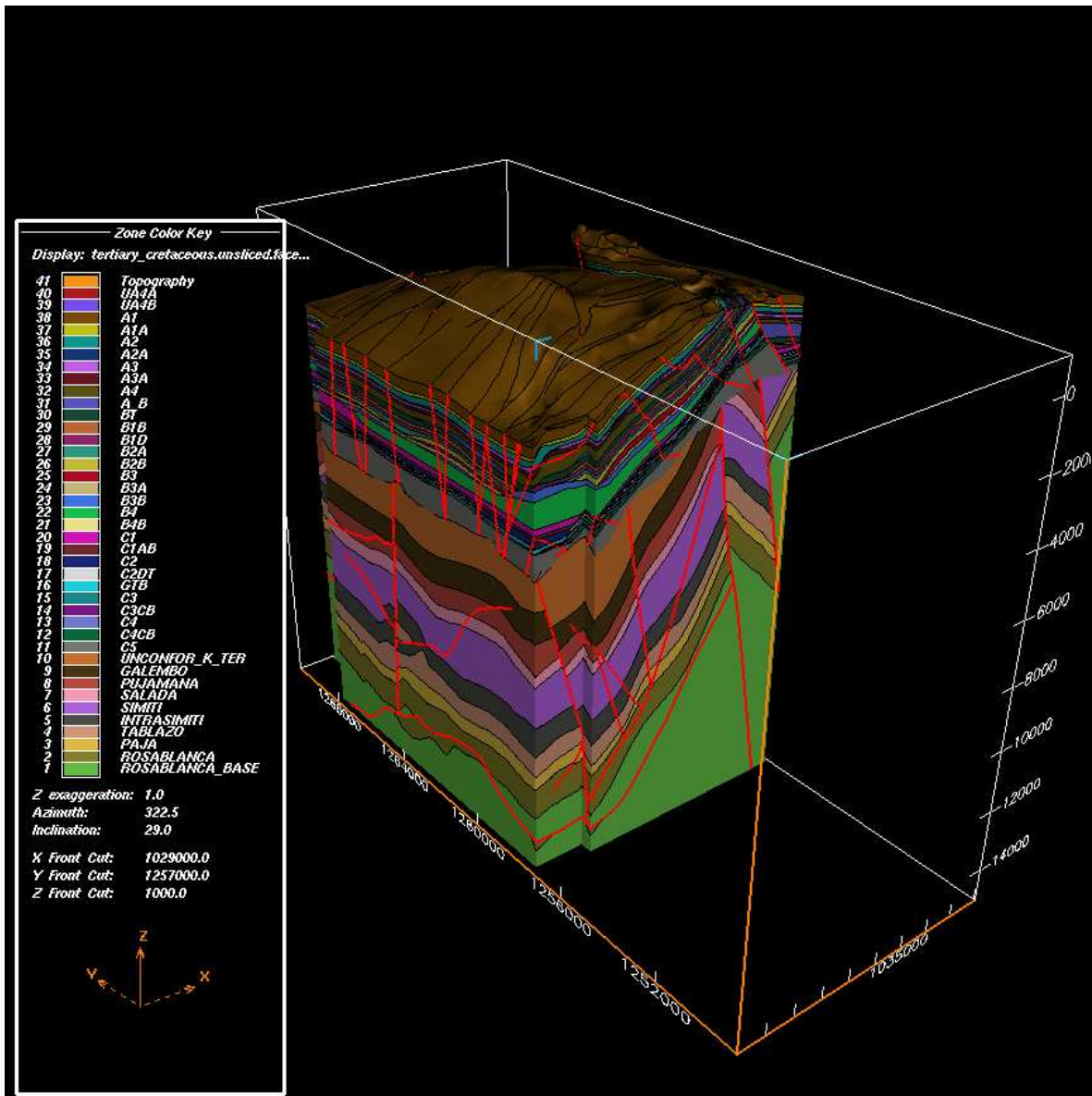


**Fig 17.** Correlación estratigráfica de los pozos I-1592, I-1650, I-1368, I-1599 y I-1268, de la zona central de infantas Centra, en el campo La Cira Infantas, se pueden diferenciar las tres zonas; Zona A, Zona B, Zona C, con sus diferentes marcadores en cada una de ellas. En la Correlación fueron empleaos los registros SP y Resistivo. Elaborado en XSection de Geographix.





**Fig.19** Modelo 3D del área que compone el Campo La Cira Infantas en donde se pueden apreciar las diferentes unidades litoestratigráficas y fallas q atraviesan el campo. La escala vertical se encuentra exagerada. Tomada de Ecopetrol 2001.



**Fig.20** Modelo 3D de la mitad del área que compone el Campo La Cira Infantas en donde se pueden apreciar las diferentes unidades litoestratigráficas y fallas q atraviesan el campo. La escala vertical se encuentra exagerada. Tomada de Ecopetrol 2001.

## **4.2. Geología Estructural del Campo:**

El área del campo La Cira Infantas exhibe una complejidad estructural, donde hay prevalencia de estructuras compresionales y en el cual las rocas del Pre-Cretácico al Cenozoico están deformadas que muestran pliegues muy desarrollados y también se encuentran fallas de cabalgamiento.

### **4.2.1. Estructuras del Cretácico Temprano:**

En la figura 20 se puede observar la secuencia del Cretácico muy plegada, fallada y erodada por debajo de la inconformidad del Eoceno. La estructura primaria de estos sedimentos del Cretácico es un antiforme alargado con dirección norte a sur.

El flanco occidental de esta estructura se encuentra cortada extensivamente por fallas que generaron una serie de pliegues asimétricos secundarios. Según Gutierrez, M. (2001) describe que las estructuras son muy diferentes a las descritas por Morales et al. (1958), en el cual decía que consistía en un anticlinal delgado y estrecho debajo de Infantas, y un domo elongado bajo La Estructura de la Cira.

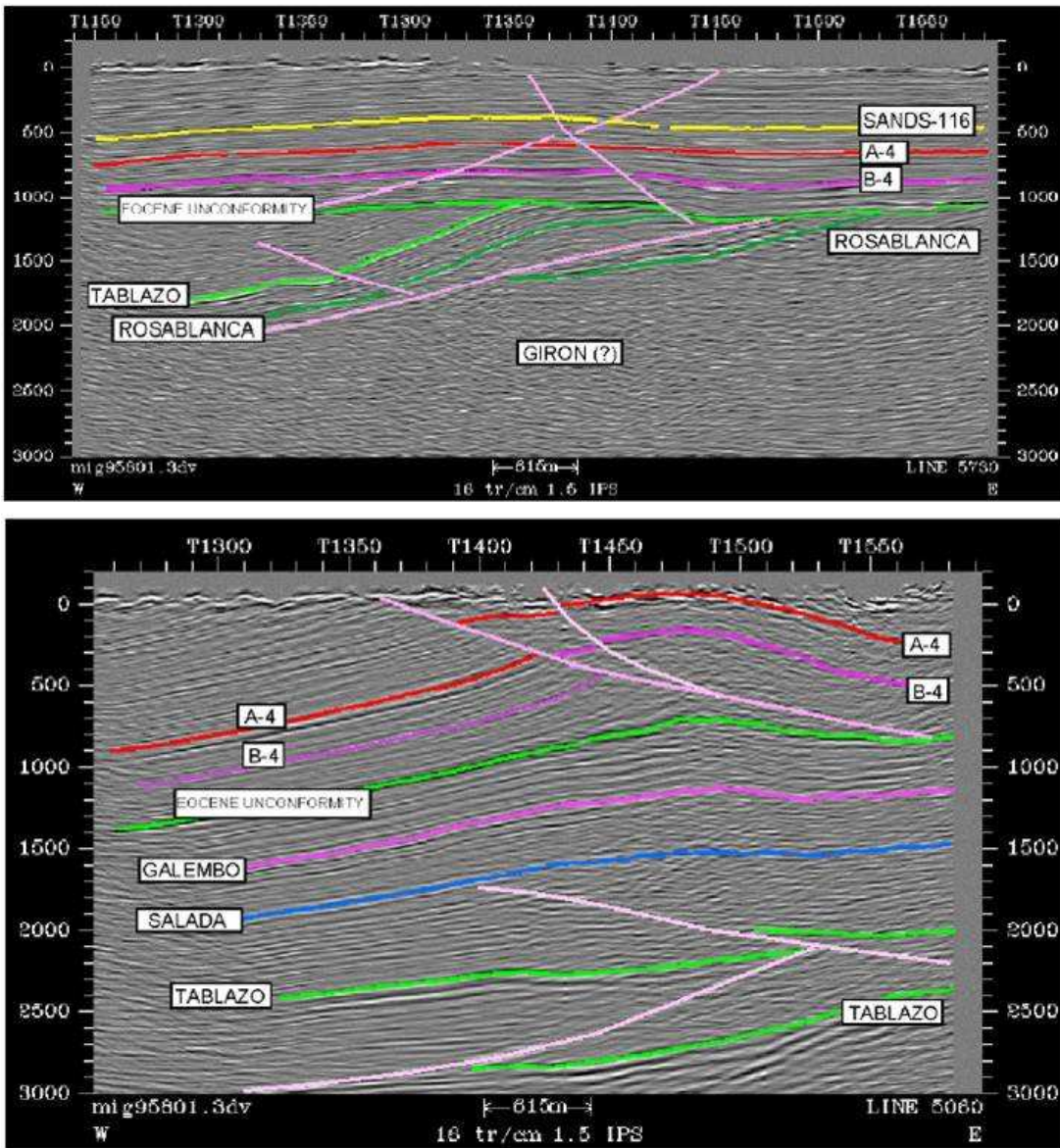
### **4.2.2. Estructuras Post - Cretácico Tardío:**

Los elementos de las estructuras del Terciario Tardío, se caracterizan respecto a la geometría de la estratificación de las rocas y a los atributos de las fallas allí presentes

**a) Pliegues:**

Los anticlinales de la Cira y de Infantas se encuentran localizados en el paleo alto de Cachira, que fue activo entre el Cretácico Tardío y el Eoceno Tardío (Olaya, 1997). Ambas estructuras muestran una expresión en la geología de superficie, donde niveles competentes de areniscas de las formaciones Terciarias crean lineamientos que se reflejan claramente en la superficie, que muestran claramente el patrón estructural del suelo. La topografía también indica la tasa de fallamiento y plegamiento.

Una topografía uniforme con poco relieve caracteriza el poco buzamiento de las capas en los flancos de la estructura de la Cira, mientras que en Infantas las pendientes aumentan un poco mas, que expresa en la mayor inclinación de las capas que conforman los flancos del anticlinal.



**Fig. 21** (Arriba) Línea sísmica en el campo La Cira Infantas mostrando las estructuras del Terciario Temprano al norte del área de la Cira. Note los pliegues altamente evolucionados, fallados y la secuencia del Cretácico erodada bajo la inconformidad del Eoceno. En contraste la secuencia del Terciario muestra una deformación mínima en esta área. (Abajo) Línea sísmica mostrando las estructuras del Terciario Temprano presentes en el área de Infantas. Tomado de Gutiérrez, M. (2001)

**- Anticlinal de la Cira:**

Es un anticlinal asimétrico de carácter regional con eje en dirección Norte-Sur, presenta cabeceo (plunge) hacia el Norte y hacia el Sur y está cortado al Este del eje por la Falla La Cira. Hacia el Este de esta falla, la estructura se hunde un poco a manera de sinclinal hasta la Falla de Infantas. Esta estructura tiene una longitud aproximada de 9 km y un ancho de 6 km. Los buzamientos de la estructura hacia el Norte y el Oeste son de aproximadamente 10° a 15°.

Este pliegue forma diferentes compartimentos debido a la acción de varias fallas normales generalmente concentradas hacia el flanco occidental de la estructura. En contraste el flanco occidental de la estructura se encuentra fallada en menor proporción que el flanco oriental.

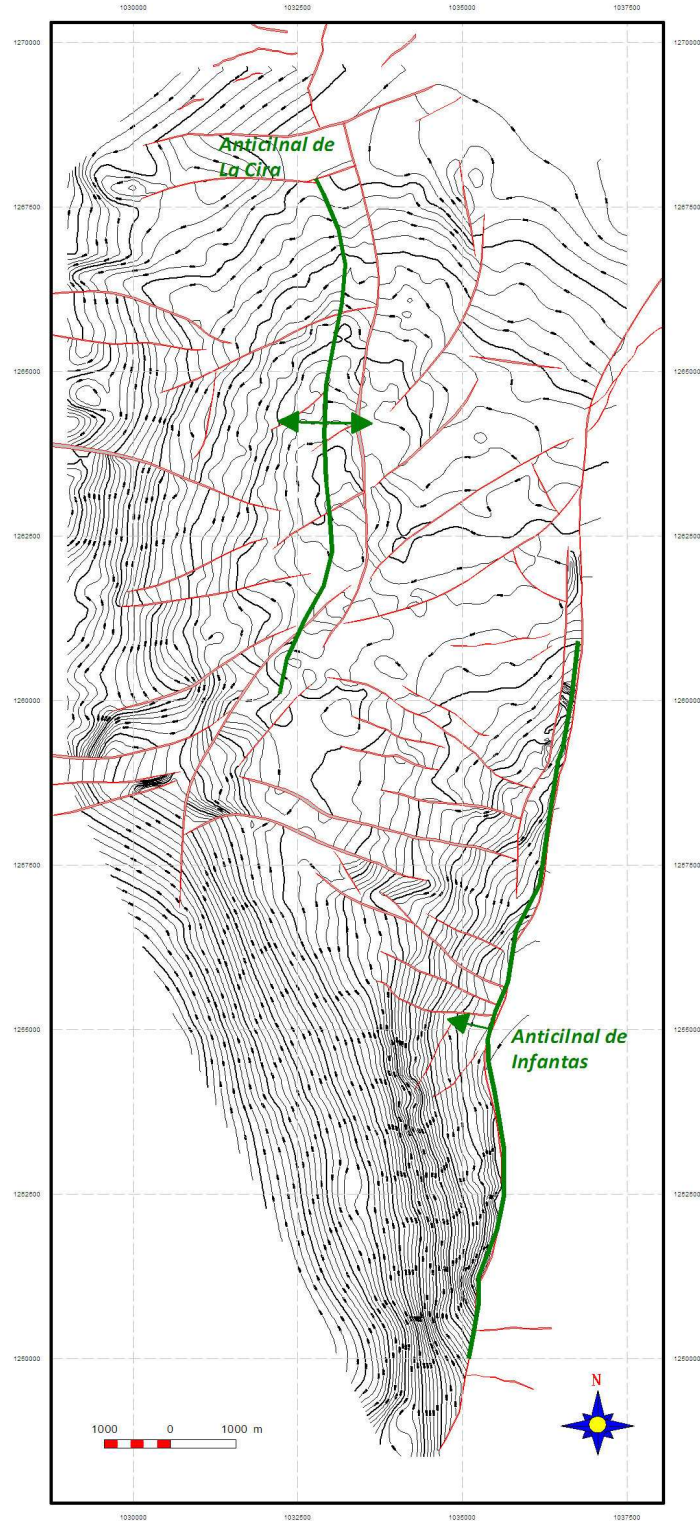
**- Anticlinal de Infantas:**

La estructura de Infantas es un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por una falla inversa mayor (Falla de Infantas). El tren general del eje del anticlinal es N-S a N10E y se puede seguir por una distancia de aproximadamente 12 Km con un ancho de 2-2.5 Km. (Fig. 22).

El Anticlinal de Infantas está dividido en bloques por fallas normales de dirección aproximada E-W y buzamientos entre 80° y 90° y despl azamiento promedio entre 50 y 150 pies; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas.

El desplazamiento a lo largo de la zona de la falla es de aproximadamente 1000 a 1200 pies pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal tiene cabeceo (plunge). En términos generales se puede considerar que el flanco occidental del anticlinal presenta mayores buzamientos que el flanco oriental.

El flanco Oriental del Anticlinal, en el bloque cabalgante de la Falla de Infantas, siempre se había considerado no comercial debido a que en las antiguas interpretaciones se establecía que la Zona-C afloraba; a la luz de las nuevas interpretaciones que surgieron de este trabajo se pudo determinar que hay un bloque en el cual la Zona-C no aflora, dando origen a lo que se ha llamado el Bloque Morena que se ubica en el extremo suroriental de la Estructura de Infantas.



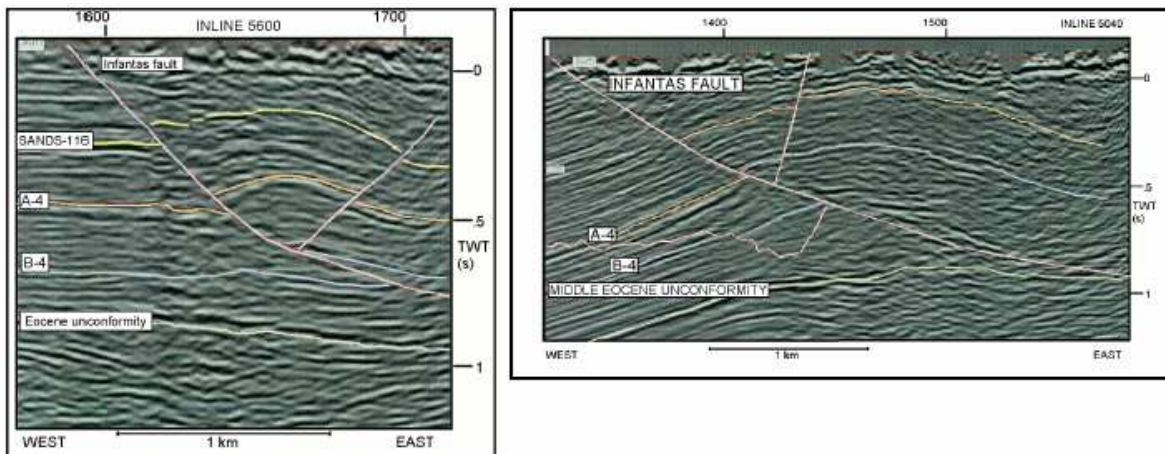
**Fig. 22** Mapa estructural sobre el marcador C-1 en el campo La Cira Infantas. Los anticlinales de La Cira y de Infantas se encuentran señalados en el mapa, también se pueden ver las fallas principales en el campo sobre este marcador.  
Elaborado en GeoAtlas de Geographix.

### **b) Fallas:**

Las fallas de cabalgamiento e inversas en La Cira Infantas muestran una estructura dominante de NNE-SSW (Fig. 25 mas adelante) en azimuth y con vergencia este u oeste. Su desarrollo esta asociado con la evolución tectónica de las cordilleras central y occidental.

#### **- Sistema de Fallas de Infantas:**

Este es un sistema comprimido de fallas inversas de bajo ángulo, con un rumbo de N30° E. La exposición en superficie de sus planos de falla crea unos lineamientos notorios que se correlacionan muy bien con la expresión sísmica tomada del campo (Gutierrez, 2001) figura 25. El sistema de fallas de Infantas corta toda la secuencia del Terciario en el Campo y se desliza justo sobre una sección arcillosa directamente por encima de la inconformidad del eoceno y no afecta la secuencia del Cretácico en las áreas de La Cira Infantas (Fig. 23).



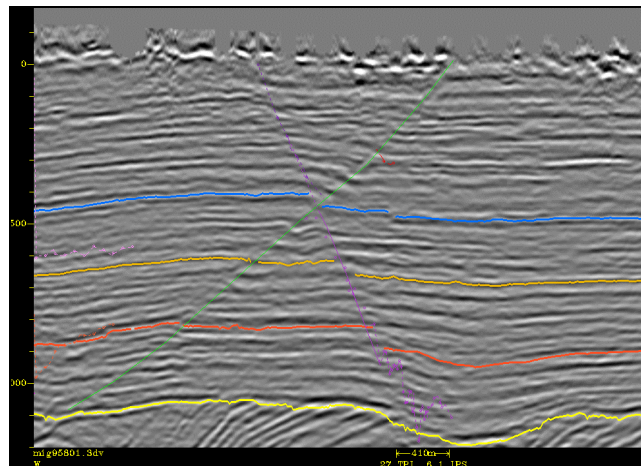
**Fig. 23** (Izquierda) Expresión sísmica vertical del cabalgamiento de la falla de Infantas en el flanco este del anticlinal de La Cira. (Derecha) Expresión sísmica vertical del cabalgamiento de Infantas sobre el anticlinal de Infantas. Tomado de Gutiérrez, M. 2001.

### **- Falla de La Cira:**

Este rasgo estructural corresponde a una falla inversa de gran ángulo con vergencia al oeste y un azimuth norte sur. La falla se encuentra ubicada en el área central del anticlinal de La Cira, y que se expone en superficie. El plano de falla corta toda la secuencia del Terciario alcanzando la inconformidad del Eoceno y que no alcanza a afectar la secuencia del Cretácico así como la falla de Infantas.

### **- Falla La Cira Norte:**

Esta falla de cabalgamiento se encuentra ubicada en el área de La Cira norte, presentado un plano de falla con un bajo ángulo de buzamiento y con vergencia al oeste y rumbo de norte a sur. Esta es muy similar al sistema de Infantas, esta corta toda la secuencia del Terciario y se desliza sobre una sección arcillosa justo encima de la inconformidad del Eoceno. Algunas fallas normales la cortan levemente, desplazándola y dividiéndola en tres segmentos, creando pequeñas variaciones en el rumbo de los planos de la falla (Fig. 24).



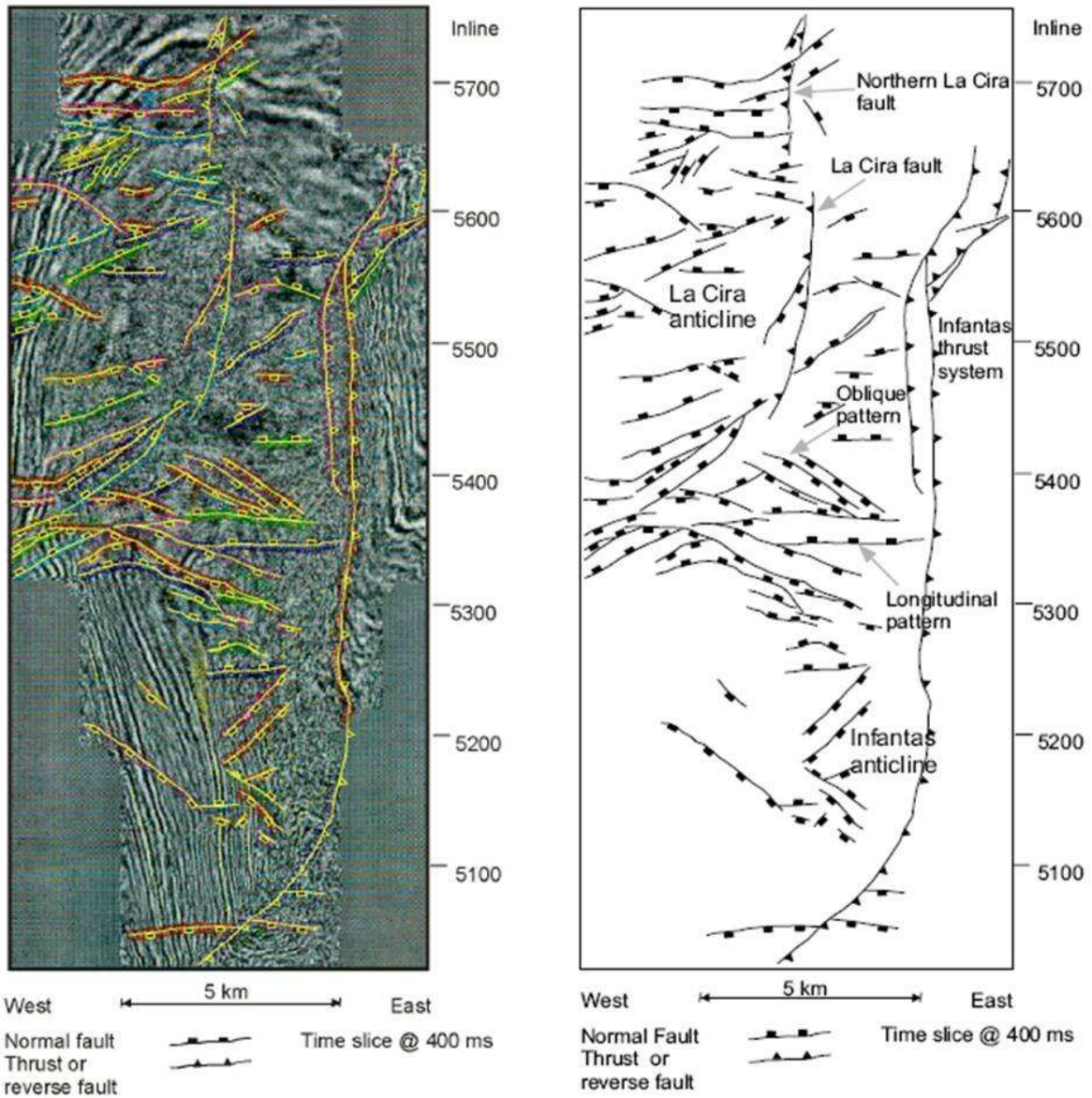
**Fig. 24** Falla de la Cira (color verde). Esta es una falla inversa de alto ángulo cuyo plano buza al Este, tiene rumbo Norte-Sur; limita el anticlinal de La Cira al Este y afecta toda la secuencia Terciaria. El salto de la falla varía entre 200 y 300 pies. Tomado de Informe técnico Ecopetrol 2001.

**- Fallas Normales:**

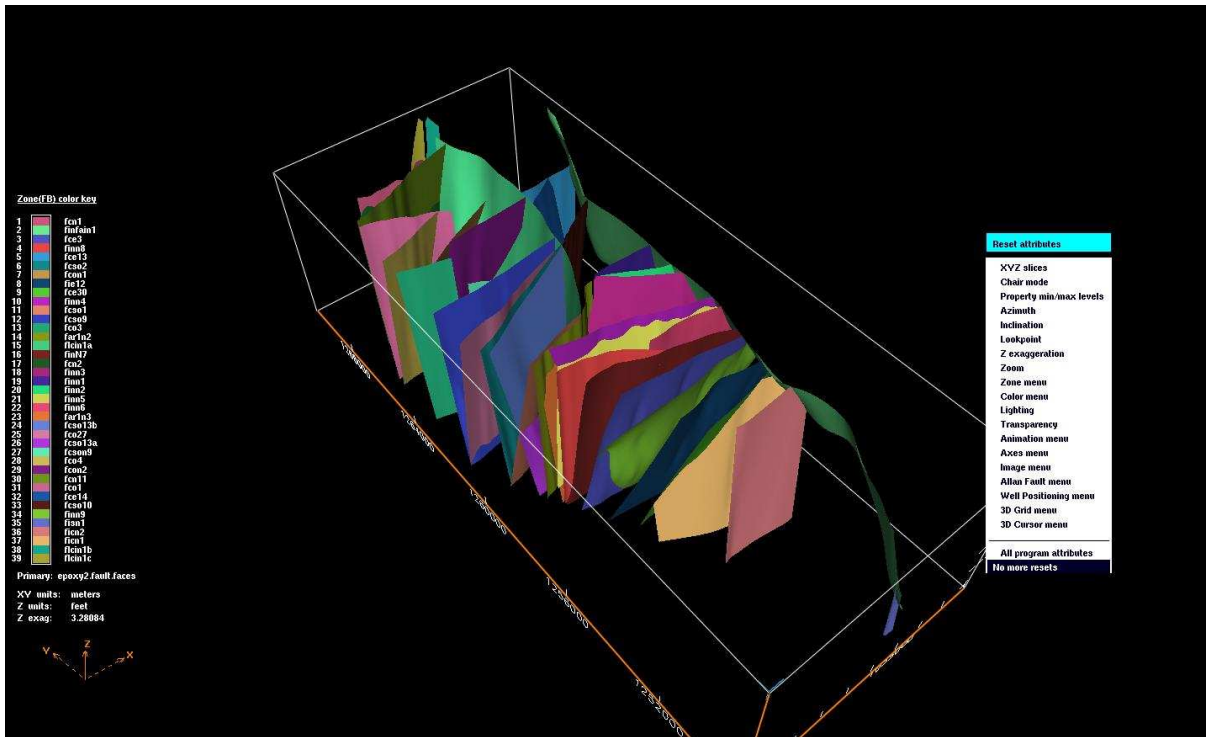
Asociadas a estas fallas inversas existen en el campo un gran número de fallas transversales normales con buzamientos entre  $80^\circ$  y  $90^\circ$  y desplazamientos de hasta 100 pies que dividen el campo en varios bloques, cabe señalar que algunas de estas fallas sirven de límites a las áreas en las cuales se ha dividido el campo (Fig.3) para un mejor manejo de la producción, en el mapa estructural de la Figuras 25 y 26 se muestran los diferentes elementos estructurales que conforman el Campo La Cira-Infantas.

**- Fallas Longitudinales:** Estas corresponden a fallas normales de alto ángulo de buzamiento, con dirección este oeste, con una vergencia variable de norte o sur. Su orientación dominante es perpendicular a la dirección de los pliegues y fallas de cabalgamiento. Estas fallas cortan completamente toda la secuencia del Terciario, alcanzando la Inconformidad del Eoceno y a las rocas de Cretácico.

**- Fallas Oblicuas:** Este grupo está compuesto de un set de fallas normales con un rumbo variable de entre  $0^\circ$  y  $30^\circ$ , muy diferente a las longitudinales con rumbo este oeste. Sus direcciones de buzamiento cambian de NNW-NNE a SSW-SSE.



**Fig. 25** Patrones estructurales extraídos desde la interpretación sísmica de las mayores heterogeneidades estructurales del campo. Tomado de Gutiérrez, M. 2001.



**Fig. 26** Modelo 3D donde se pueden apreciar los planos de fallas de las principales estructuras del campo La Cira Infantas, se puede observar en la imagen las fallas inversas de Infantas y La Cira con su rumbo N-S, perpendiculares a los patrones de fallas normales con rumbo E-W mayormente.

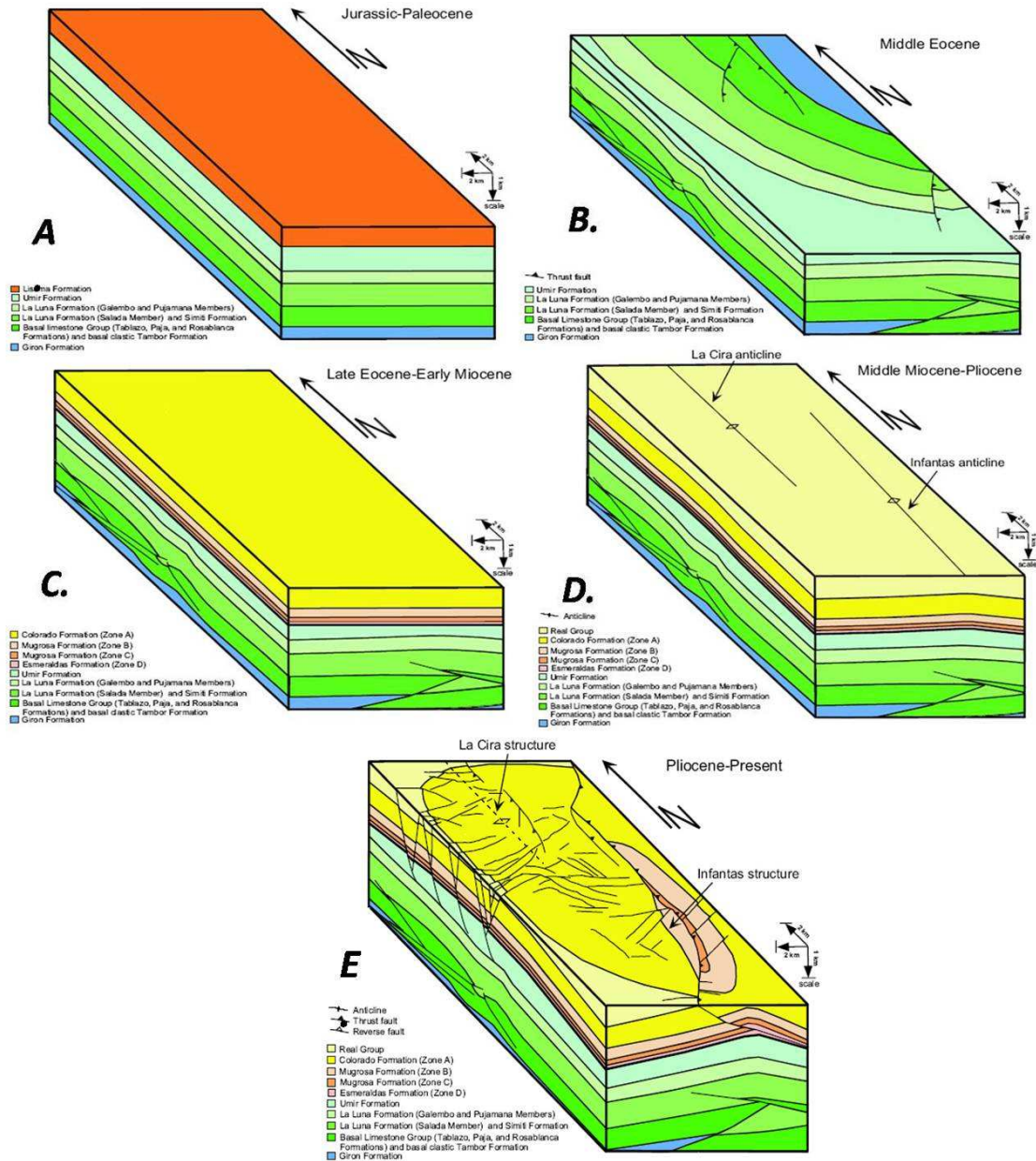
### **4.3. Fases de Deformación Estructural del Campo:**

La evolución estructural que sufrió el campo LCI ubicado dentro de la cuenca del VMM, se encuentra ligada a cada uno de los eventos tectónicos que este ha sufrido, pero especialmente sus rasgos estructurales principales se han desarrollado desde la inconformidad del Eoceno ocurrida tras la sedimentación de toda la secuencia Cretácica que tenemos en el área ocupada por el campo.

El levantamiento de la Cordillera Central durante la pre Orogenia Andina hizo que las secuencias Jurasicas, Cretácicas y Terciarias se plegaran y se erodaran, esto hizo que se desarrollara la discontinuidad del Eoceno dentro del Campo LCI.

Un segundo periodo de Tectonismo es responsable del plegamiento y cabalgamiento de estructuras que ocurrió durante el episodio del Mioceno - Plioceno, donde se desarrollaron los anticlinales de la Cira e Infantas, donde también se fallaron, levantaron y erodaron parcialmente. Debido al desarrollo posterior y al desplazamiento lateral de la falla Bucaramanga Santa Marta, hizo que hubieran eventos tectónicos regionales, lo que repercutió en el desarrollo de la falla inversa de La Cira, pero también de las fallas normales desarrolladas en el área (Gutiérrez, 2001).

Más recientemente un evento tectónico compresivo asociado con el levantamiento regional de la Cordillera Oriental en el Plioceno - Pleistoceno aceleró el plegamiento de la estructura de La Cira Infantas. En este momento se creó la falla inversa de Infantas, causando la erosión parcial del flanco este del anticlinal de Infantas (Gutiérrez, 2001).



**Fig. 27** Fases de evolución estructural del Campo LCI representados a manera de bloque diagrama. **A.)** Estadio inicial durante el Jurásico - Paleoceno donde reposaban rocas ígneas y sedimentarias Cretácicas ausentes de rasgos estructurales importantes hasta su edad. **B.)** Durante el pre Orógeno Andino en el Medio Eoceno, se desarrollaron estructuras compresivas, plegando y fallando el Jurásico y erodando el Cretácico y Terciario. **C.)** Tras la erosión del Medio Eoceno, se llevo a cabo la sedimentación de depósitos continentales del Terciario incluyendo Esmeralda, Mugrosa y Colorado. **D.)** En el Medio Mioceno al Plioceno con el desarrollo de la falla de Bucaramanga Santa Marta, genero el desarrollo de los anticlinales de La Cira y de Infantas. **E.)** Tiempo presente del Campo LCI donde se puede observar que tras el completo levantamiento hasta la actualidad de la Cordillera Central, genero un evento compresivo, lo que desarrollo cabalgamientos en la zona ocupada por el campo LCI. Tomado y modificado de Gutiérrez, 2001. Chapter 2. 3-D seismic interpretation of structural heterogeneities in the mature giant field La Cira-Infantas, Middle Magdalena Valley.

#### **4.4. Características del Yacimiento:**

##### **4.4.1. Sello y Reservorio:**

En el campo LCI, la falla de Infantas funciona como sello hacia la parte este del campo, en la cual a lo largo de esta funcionaron diversos rezumaderos, lo que hacia que el aceite se fugara en diferentes puntos de la falla. En superficie se puede identificar q existen rezumaderos, debido a que las unidades productoras afloran en superficie. Los sellos superiores corresponden a capas delgadas de shales que separan las arenas productoras de A, B y C, y estos cuerpos arenosos corresponden a canales.

Los limites productores hacia el oeste corresponden a contactos agua aceite (OWC) que se encuentran a mayor profundidad hacia el norte de La Cira a 3800 ft (1160 m), y hacia el sur se encuentra a una profundidad de 3000ft (915 m) en Infantas; lo que indica que ha habido una inclinación hacia el norte de desde la acumulación. Las zonas productivas A, B y C se encuentran expuestas en superficie hacia el lado este de la falla, lo que hace que no halla producción en el flanco oriental de la estructura. La migración del crudo hasta su entrampamiento sucedió antes de que ocurriera el fallamiento de las estructuras, dicha razón debida a que las arenas hacia el flanco este de la falla de Infantas, tengan un fuerte olor a petróleo.

Respecto a la porosidad de las arenas es muy variable, pero ligeramente alta, con un promedio en la Zona A de 25.9%, 27.2% en la Zona B y 27.9% en la Zona C 27.9%. Los análisis granulométricos promedian entre las tres Zonas un 8.52% de arenas gruesas, 37.17% de arenas medias y un 54.31% de arenas finas. La permeabilidad varía cerca de 1500md, y a veces es difícil determinarla por que se encuentran in consolidadas.

Los intervalos arenosos en el Terciario que son los reservorios del yacimiento, fueron depositados en ambientes fluviales, con los siguientes subambientes.

**Zona A:**

Tipo trenzado y meandriforme, canales con secuencias granodecrecientes que incluye areniscas de grano medio a grueso a la base, con intercalaciones de material conglomerático en la base del canal (mixed load channels), que gradúa de manera transicional hacia el tope a areniscas de grano fino a muy fino e incluso limolita, este tipo de facie ocurre también para la Zona B.

**Zona B:**

Definido como trenzado con tendencia meandriforme.

**Zona C:**

Trenzado mostrando superposición de canales de corriente y canales con carga de fondo (bedload), que consiste de areniscas de grano medio a grueso con porciones subordinadas de arenisca conglomerática a conglomerado arenoso con guijos de hasta 3 cm. Presentándose en la mayoría de los casos apilamiento de canales (Ecopetrol, 2001).



**Fig. 28** Fotografía de una sección de un núcleo tomado en el pozo Cira 1882 a la profundidad de 2628' Zona C, donde se puede observar la facie de carga de fondo (Bed Load). Tomado de Ecopetrol, 2001.

La productividad de las arenas en el campo se da menor a mayor cantidad de manera descendiente, esta aumenta en el orden de su ocurrencia; la Zona A siendo la menos prolífica, la Zona B intermedia y la Zona C el horizonte con mayor producción.

La extensión en como es acumulado el aceite en estas arenas depende primariamente de condiciones locales de la estructura y en menor cantidad de las condiciones de las arenas.

#### **4.4.2. Características del Crudo:**

En el campo La Cira - Infantas se encuentran tres zonas productoras denominadas zonas A, B, C. Cada una de estas zonas presenta características variables y particulares en cuanto al contenido y tipo de fluidos presentes en ellas.

La gravedad API de los crudos se encuentra en el rango de 27.9° en Infantas a 21.4° en La Cira, también la viscosidad de los petróleos del campo varía dependiendo de la posición estructural; por ejemplo se encontró que el pozo LC 173, para zona C presentó una viscosidad de 68 SSU (Segundos Saybolt Universales) @ 100°F, mientras que el pozo LC 395, situado 1000' estructuralmente más bajo presentó una viscosidad de 350 SSU @ 100°F (Ecopetrol, 2001).

La gravedad API varía también con el tiempo de producción, así se ha encontrado un pozo que inicialmente presentaba una gravedad API entre 30 – 31 ° API disminuyó después de dos años y medio de producción a 27° API (Ecopetrol, 2001).

A.	Infantas	La Cira
A zone	25.9	21.4
B zone	27.2	24.1
C zone	27.9	23.8

B.	Infantas	La Cira
Gravity, ° API	26.9	21.2
Depth, ft (m)	914-1067 (279-325)	1067-1219 (325-372)
Total sulfur	0.66%	0.90
Distillation data		
Gasoline (%)	18	6
Kero-lube (%)	58	63
Residuum (%)	24	31
Elution Chromatography		
Saturates (%)	56.4	58.9
Aromatics (%)	23.2	24.9
Others (%)	20.3	16.3
Arom/Sat	0.41	0.42

C.	Infantas (%)	La Cira (%)
C <sub>15</sub> fraction	17.9	6.5
C <sub>15</sub> plus fraction	82.1	93.5
Asphaltenes	3.7	2.0
Paraffins	56.4	58.9
Aromatics	23.2	24.9
Polars	8.3	8.5
Noneluted fraction	8.3	5.8

**Tabla 1. A)** Gravedad API de los Crudos del Campo LCI en las Zonas A, B y C; se puede ver como esta aumenta respecto a la profundidad. **B)** Bulk Data para crudos de Infantas y La Cira. **C.)** Análisis de crudos de Infantas y La Cira por su tipo molecular. Tomados de Illich, 1983.

#### 4.4.3. Roca Fuente:

La fuente de los crudos en el campo LCI es claramente las rocas Cretácicas que se encuentran subyaciendo el yacimiento. La Formación La Luna que aflora a unos 100 Km al norte de la Cira tiene allí un espesor de 200 a 600 m. Los miembros Pujamaná y Salada son los mas ricos.

Estos consisten de shales calcáreos oscuros con calizas y cherts interestratificados. Los fósiles pelágicos y Foraminíferos que esta contiene sugieren que fueron depositados en agua moderadamente profunda con una circulación restringida.

El carbono total se encuentra en promedio del 3.51% en el miembro Pujamaná y 4.51% en el miembro Salada. Las cavidades y fracturas son a menudo rellenas con crudo o asfalto. El kerógeno es principalmente amorfo, y la relación Hidrogeno - Carbono y Oxígeno - Carbono indican que es un Kerógeno Tipo II.

La Reflectancia de la Vitrinita, el Índice de coloración de esporas y la pirolisis Rock-eval, indican que este Kerógeno se encuentra en la principal zona de generación.

Hay abundante C27 Esteranos con relación al C29 Esterano, y bajas cantidades de C19 y C20 triclicínicos Diterpanos. Hopanos Triterpanos derivados de bacterias están presentes, estos indican materia orgánica marina (Illich, 1983).

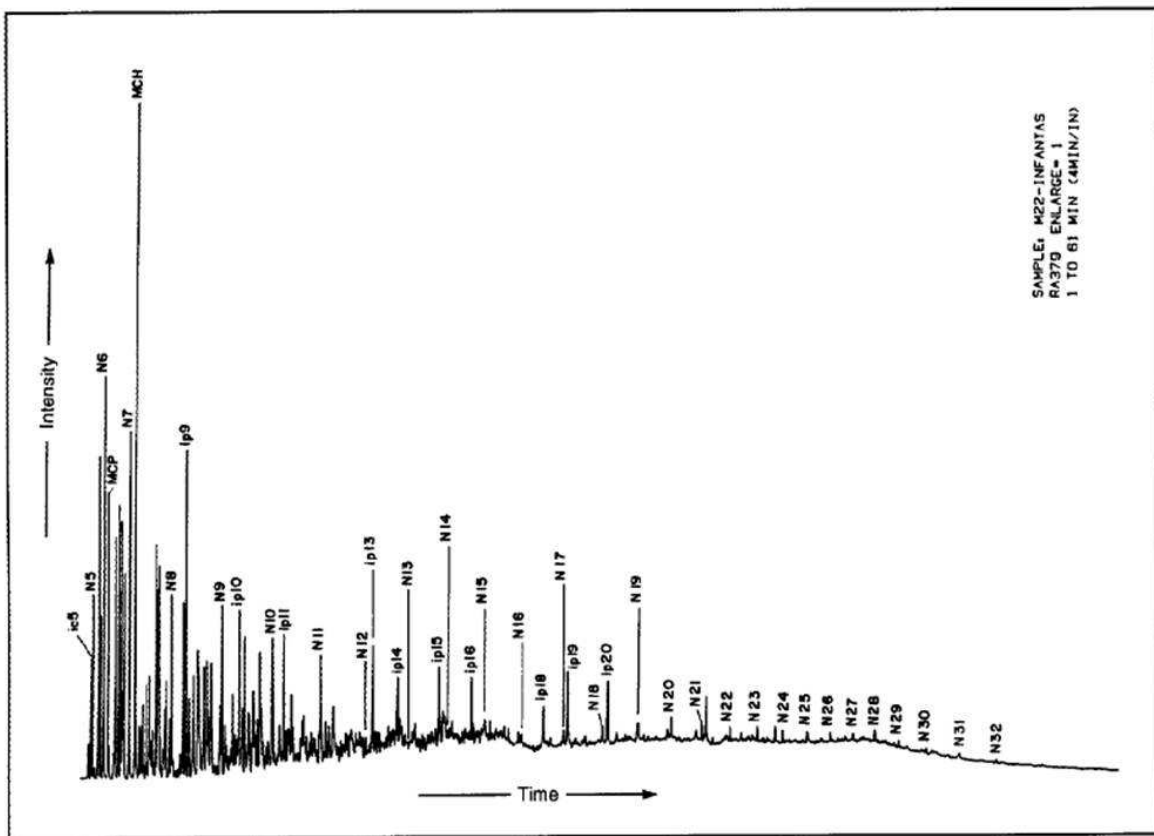
#### ***4.4.4. Migración y Degradación:***

El aceite del Campo LCI poseen una composición química muy peculiar, ellos parecen ser degradados inicialmente y luego recalentados. El crudo aparece que ha sido degradado debido a los altos picos en los alcanos (C10 plus) y porque los isoprenos están casi perdidos. Posiblemente esto también pudo haber sido debido a lavado por aguas debido a que el Benceno y el Tolueno, los componentes más solubles en agua están también casi perdidos.

Por otra parte, el crudo contiene abundantes componentes livianos, y como resultado la gravedad API es anormalmente alta para un crudo severamente degradado. Esto parece a que después de que el crudo fuera degradado, este

fuera sujetado a altas temperaturas y los componentes livianos fueran formados por craqueo termal.

El contenido en Azufre (0.9%) es bajo para un crudo degradado. La introducción de los hidrocarburos livianos causó la precipitación de los Asfáltenos. La mayoría del Azufre se encuentra en los asfáltenos, lo cual su precipitación habría reducido el contenido de Azufre (Illich, 1983).

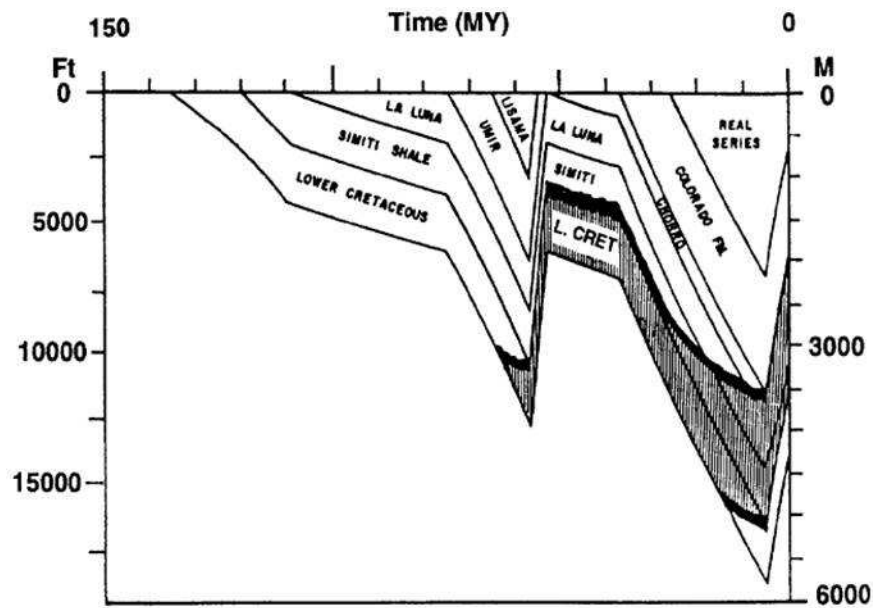


**Fig. 29** Cromatografía de gases de una muestra de crudo de Infantas. Tomado de Illich, 1983.

La historia de subsidencia del Valle Medio del Magdalena fue reconstruida en Dickey 1992 a partir de una sección del Campo LCI. El Cretácico superior y el Paleoceno fueron removidos por la erosión. Consecuentemente la luna no experimentó su pico de generación de hidrocarburo y su expulsión hasta el Mioceno tardío, pero en el cual su generación y expulsión inició desde el Eoceno.

Después de migrar y degradarse el crudo quedó atrapado en arenas fluviales del Eoceno. Pero los reservorios del Eoceno aquí alcanzaron la ventana de aceite hacia el Mioceno Tardío, sugiriendo esto que el crudo atrapado pudo haber sido termalmente craqueado.

El proceso de craqueo termal en el reservorio pudo haber requerido menor temperatura que la generación del crudo dentro de la roca fuente. Ciertamente parece que el crudo fue generado desde la roca fuente en algún lugar hacia el este del campo LCI y migro hacia el oeste hacia el flanco del profundamente deprimido Valle del Magdalena durante inicios del Terciario (Dickey, 1992). Es muy improbable que ocurriera una migración vertical directamente desde la roca fuente, a través de la Zona D que se encuentra formada por varias capas de shales que son muy difíciles de penetrar.



**Fig. 30** Diagrama de Lopatín mostrando la historia de subsidencia en La Cira. La Formación La Luna no experimentó su pico de generación hasta el Mioceno Tardío. Tomado de Dickey, 1992.

#### **4.4.5. Gas en el Campo LCI:**

El gas producido en el campo La Cira-Infantas es esencialmente gas asociado a la producción de petróleo, ya que originalmente los yacimientos se encontraban subsaturados y no existía gas libre. En la actualidad, debido al agotamiento y consecuente disminución de la presión, en las zonas productoras se encuentra gas libre, especialmente en las partes altas de las estructuras de La Cira e Infantas donde se inyectó gas, y donde se ha formado una capa de gas secundaria. El gas del campo es separado, recolectado y tratado en una planta de proceso donde es condensado.

La composición y características del gas, similarmente a los de los otros fluidos de los yacimientos no son constantes y presentan variaciones, especialmente en su contenido de metano, CO<sub>2</sub>.

#### **4.4.6. Agua de Formación:**

Las aguas de formación del campo también presentan características variables en su composición, dependiendo de la zona productora, sin embargo, para cada zona, presentan similitudes que permiten distinguirlas, especialmente la salinidad.

Durante el proceso de inyección de agua ocurre una mezcla del agua de inyección (En este caso, agua dulce tomada del río La Llana) con las aguas de formación, ocasionando variaciones en su composición, principalmente en la salinidad.

**a) Zona A:**

Las aguas de la Zona A presentan una amplia variación en composición y pueden dividirse químicamente en dos grupos: Las asociadas a las arenas 116 y las arenas basales de los pozos LC301 y LC225. Tomadas como un todo, forman un grupo bien definido, fácilmente reconocidas por su relación Ca-Mg-Na. En la gran mayoría el valor de reacción del sodio es >45%, el calcio raramente mayor del 4% y el magnesio <5%. Se caracterizan por un alto contenido de bicarbonatos, normalmente en un rango de 1000 – 5000 mg/lit (Dickey, P. 1933).

<i>POZO</i>	<i>Na<sup>+</sup></i>	<i>Ca<sup>++</sup></i>	<i>Mg<sup>++</sup></i>	<i>SO<sub>4</sub><sup>=</sup></i>	<i>Cl<sup>-</sup></i>
<b>58</b>	7360	1520	-	25	13805
<b>116</b>	9340	392	451	0	13241
<b>244</b>	4610	69	73	0	4588
<b>479</b>	4020	84	111	22	5377

**Tabla 2.** Composición Química Aguas de Formación La Cira-Zona A. Composición Mg/Lt. Tomado de Dickey, P. 1933.

**b) Zona B:**

Las aguas de zona B son más concentradas que las de zona A, y menos que las de zona C; presentan un contenido de cloruros mayor de 15000 mg/lit. El valor de reacción del sodio varía entre 38-45% y el calcio y el magnesio entre 3-7%. El bicarbonato siempre está presente, pero raramente excede el valor de 850 mg/lit. (Dickey, P. 1933).

<i>POZO</i>	<i>Na<sup>+</sup></i>	<i>Ca<sup>++</sup></i>	<i>Mg<sup>++</sup></i>	<i>SO<sub>4</sub><sup>=</sup></i>	<i>Cl<sup>-</sup></i>
<b>221</b>	8208	977	429	-	15512
<b>314</b>	11955	1184	782	7	22204
<b>507</b>	ND	1760	1036	-	26800
<b>244</b>	ND	1060	610	-	15482
<b>Prom.</b>	<b>10081</b>	<b>1245</b>	<b>714</b>	<b>2</b>	<b>20000</b>

**Tabla 3.** Composición Química Aguas de Formación La Cira-Zona B. Composición Mg/Lt. Tomado de Dickey, P. 1933.

**c) Zona C:**

En el sector de Infantas la variación de la composición de las aguas de formación está principalmente controlada por la red de fallas. El contenido de iones sulfato permanece relativamente constante en todo el campo y permite distinguir las aguas de zona C de las superiores (Dickey, P. 1933).

<i>POZO</i>	<i>Na<sup>+</sup></i>	<i>Ca<sup>++</sup></i>	<i>Mg<sup>++</sup></i>	<i>SO<sub>4</sub><sup>=</sup></i>	<i>Cl<sup>-</sup></i>
<b>295</b>	20218	5926	775	291	43398
<b>468</b>	11750	4755	392	279	27416
<b>508</b>	ND	5564	657	312	32910
<b>Prom.</b>	<b>17080</b>	<b>4430</b>	<b>565</b>	<b>247</b>	<b>31300</b>

**Tabla 4.** Composición Química Aguas de Formación La Cira-Zona C. Composición Mg/Lt. Tomado de Dickey, P. 1933.

**PARTE 2:**

**ACTIVIDADES ASIGNADAS DURANTE LA PRACTICA CON OCCIDENTAL  
ANDINA EN EL CAMPO LCI Y DESARROLLO DEL CAMPO LLEVADO A CABO  
POR OXY A PARTIR DEL 2005.**

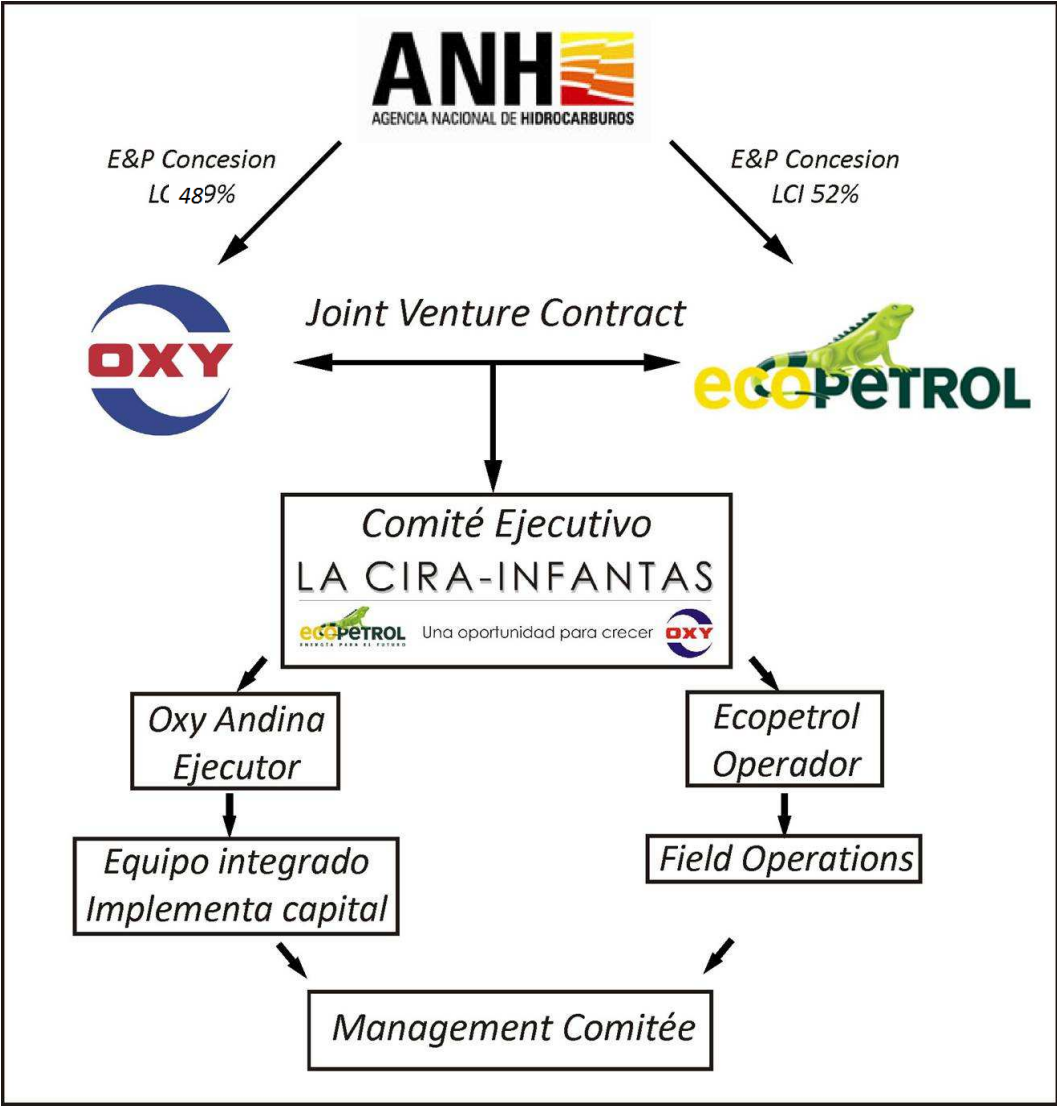
## **5. DESARROLLO DEL PROYECTO LA CIRA INFANTAS:**

El proyecto de la Cira Infantas llevado por Occidental junto con Ecopetrol inicio desde el año 2005. Ecopetrol decidió implementar un proyecto de producción incremental en el campo La Cira infantas (LCI), como respuesta a la necesidad de encontrar alternativas para el desarrollo de nuevas reservas debido a la declinación de los actuales campos que Ecopetrol opera, y también para que Colombia mantenga su condición de exportador de crudo, y para que no pierda su auto suficiencia en materia de consumo de hidrocarburos.

En Julio de 2003, y dentro de la estrategia establecida, Ecopetrol S.A. invitó a varias compañías de reconocida capacidad tecnológica y financiera; con experiencia en el desarrollo de campos maduros, mediante la incorporación de inversión, tecnología y riesgo, en las áreas de yacimientos, perforación, procesos de producción, completamiento de pozos, reacondicionamientos, métodos de recobro mejorado (EOR), a proponer alternativas de inversión. Luego de la primera fase del proceso, que culminó el 18 de Noviembre de 2003, Occidental Andina LLC (Oxy Andina) fue la única compañía en presentar una propuesta para el proyecto de producción incremental. En Noviembre de 2003, se firmó con Oxy Andina un acuerdo de Intención para evaluar y analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de estructurar un proyecto de producción incremental en el campo La Cira - Infantas.

El contrato conformado por Oxy Andina y Ecopetrol, regulado por la ANH, corresponde a un contrato tipo "Joint Venture", que corresponde a un tipo de alianza estratégica que supone un acuerdo comercial de inversión conjunta a largo plazo entre dos o mas personas, pero la cual, una Joint Venture no tiene porque constituir una compañía o entidad legal separada.

Esta es la primera vez se realiza por parte de Ecopetrol un tipo de contrato como este con una empresa privada, en la cual a partir de las dos se conforma un comité ejecutor del proyecto, tanto con personal de Ecopetrol en Oxy Andina, y con personal Oxy trabajando junto a Ecopetrol en el campo, que es el actual operador en el yacimiento.



**Fig.31** Alianza estratégica del Grupo de trabajo de La Cira Infantas, compuesto por Occidental Andina, Ecopetrol y ANH.

### **5.1. Descripción del Proyecto:**

El principal objetivo corresponde a crear un proyecto de producción incremental que conlleve un redesarrollo total del campo mediante la aplicación de tecnología con respecto a métodos de recobro mejorado, que incluye lo más reciente de la tecnología en las áreas de caracterización de yacimientos, su modelamiento, así como prácticas modernas aplicadas en las áreas operativas, todo esto para adicionar reservas en el campo.

Debido a que el campo LCI es un campo maduro, descubierto en 1920 y ya con mas de 80 años de ser operado, existían diversos problemas a solucionar y estudiar por el equipo de trabajo del proyecto, factores tales como mejorar las técnicas de inyección de agua, aumentar la resolución de la sísmica existente, aumentar la cantidad de información de la disposición del yacimiento a partir de registros eléctricos y también la optimización de equipos que operan en el campo como pozos y plantas, hicieron que el proyecto fuera llevado paso a paso en etapas, en la cual en la actualidad se han llevado a cabo tres fases desde el inicio del proyecto por Oxy Andina.

La descripción de estas tres fases de operación en el campo se describe a continuación:

#### **a) Fase 1:**

Esta fue la fase inicial con la que se inicio el proyecto, inicio el 22 de septiembre de 2005 y tuvo una duración 6 de meses, en el cual su objetivo principal fue la adquisición de información geológica de todo el yacimiento y de áreas donde de un mayor potencial dentro del campo, se reacondicionaron algunos pozos también, para tomar registros.

Se hizo una evaluación de las propiedades de las arenas presentes en el yacimiento, distribución, espesores, movilidad del aceite, mejora del esquema estructural del yacimiento a partir de una reinterpretación sísmica.

También se evaluaron costos de perforación, completamiento y reacondicionamiento de pozos. Otro factor de análisis fue el impacto de redesarrollar el campo bajo la influencia de la cantidad de población que existía en la actualidad y la problemática social existente.

***b) Fase 2:***

La segunda fase inicio el 17 de abril del 2006 y tuvo una duración de 8 meses, esta se desarrollo muy rápido debido a que estaba pronosticado que tardaría 24 meses. Esta consistió en adelantar proyectos pilotos de inyección de agua en determinadas zonas del campo, en la cual los objetivos principales eran de conocer el comportamiento del yacimiento. Esta actividad envuelve factores como la perforación de nuevos pozos, realizar trabajos de reacondicionamiento, desarrollo de infraestructura nueva en superficie, ligados a los nuevos pilotos de inyección.

***c) Fase 3:***

Es la fase actual que esta desarrollando en el proyecto, esta inicio el 7 de Diciembre de 2006 y su duración corresponde hasta un límite económico de producción que el campo presente. El desarrollo de esta corresponde a partir del comportamiento de los pilotos de inyección anteriormente desarrollados en las fases anteriores y la expansión de estos mismos, también el desarrollo de nuevos yacimientos descubiertos, y la aplicación de la tecnología nueva a implementar.

Tras la gran magnitud de los factores a evaluar en el proyecto, y el gran capital que se puso en juego desde su inicio, se evaluaron principalmente los siguientes aspectos:

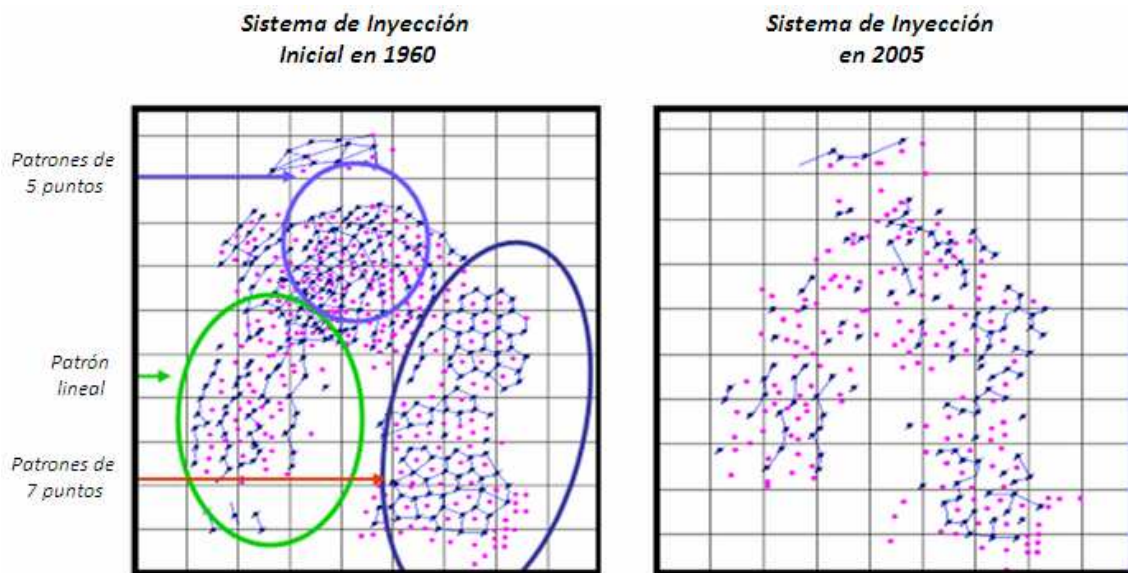
- **Zonas con alta permeabilidad:** Zonas que impactan en el desarrollo de los proyectos de inyección.
- **Continuidad de las arenas:** Determina el espaciamiento entre pozos y la disposición de un patrón de inyección.
- **Fallas:** Repercute en la continuidad de los cuerpos arenosos.
- **Saturación de Petróleo:** Necesaria para determinar el crudo remanente por zonas.
- **Saturación de Gas:** Valores altos impactan negativamente en el desarrollo de proyectos de inyección.
- **Inyección de agua fresca:** Si esta reaccionara de manera negativa con las arcillas, reduciría la inyectividad de pozos inyectoros.

Con respecto a las tecnologías y proyectos implementados dentro del campo corresponden principalmente a los siguientes:

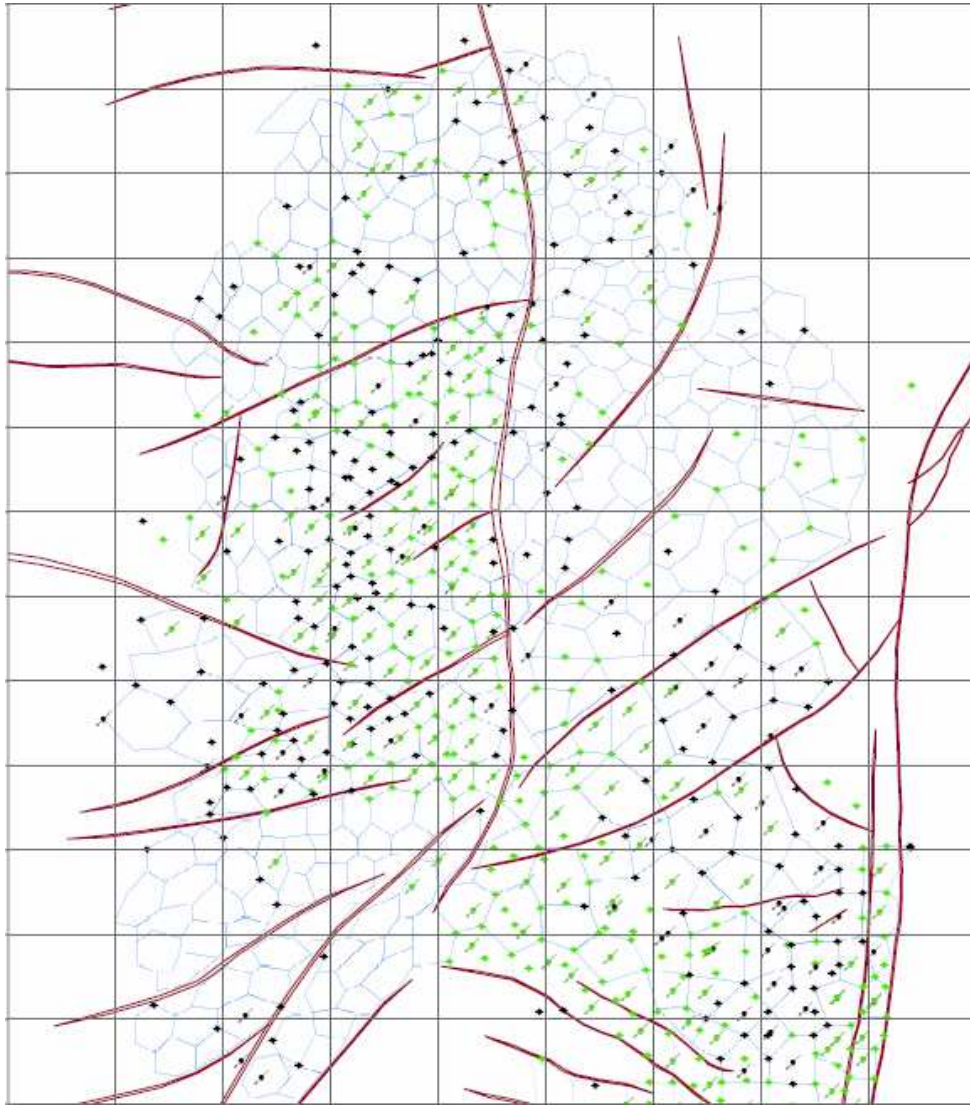
- Pozos productores de alto ángulo.
- Registros especiales.
- Muestras de roca y fluido.
- Reprocesamiento sísmico.
- Modelos de simulación de yacimientos.
- Equipos de perforación.

- Re-utilización de pozos viejos productores e inyectores para adelantar programas piloto.
- Automatización de pozos y facilidades de producción.
- Control de calidad de agua de inyección.
- Implementación de programas de calidad para el sistema de bombeo mecánico.

Tras el paso del tiempo de operaciones en el campo, y a la disminución de las reservas y la producción, se vio la necesidad de implementar un proyecto de inyección de agua dentro de todo el campo, el cual se había llevado por Ecopetrol hace algunos años, pero que no tenía un gran impacto dentro de la producción del campo como lo es actualmente, pues ya que cuando es proyecto fue tomado por Oxy Andina la producción era de 5410 BOPD a diferencia de lo que ocurre actualmente, donde la producción diaria del campo se encuentra cerca de los 22000 BOPD, con 614 pozos productores y 153 pozos inyectores activos.

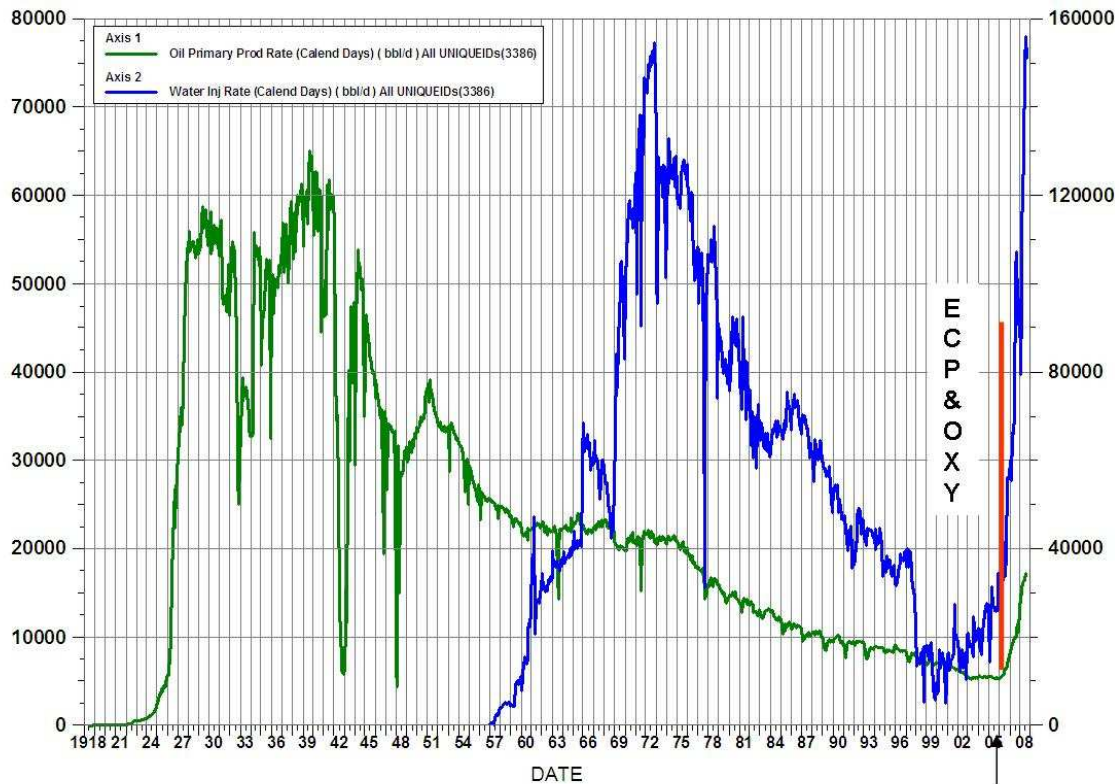


**Fig.32** Patrón de Inyección empleado en el campo en el año 1960 (Izquierda) y en el 2005 (Derecha) ambos para las áreas de Cira norte, Cira este, Cira sur e Infantas norte. Se puede apreciar que en 1960 diferentes patrones eran empleados, que iban desde un patrón lineal, de 5 puntos y de 7 puntos. Para el año de 2005, claramente se aprecia en la forma que el patrón de inyección de agua se perdió, donde los inyectores disminuyeron de 205 a 67.



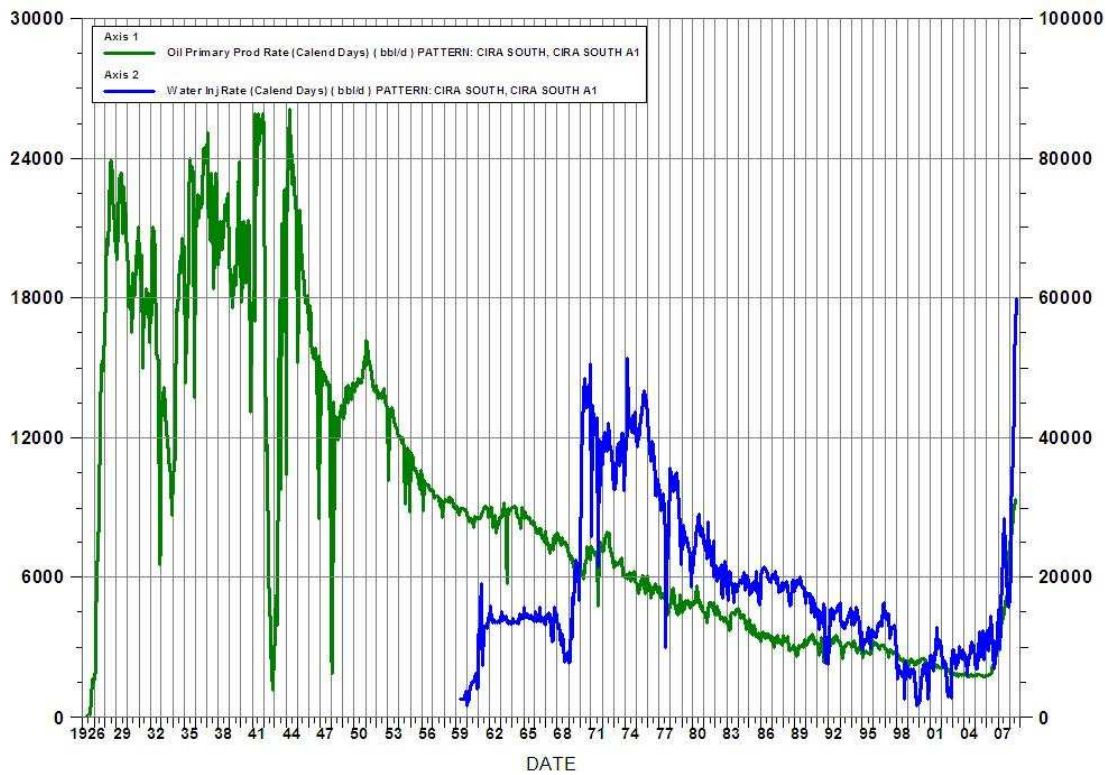
**Fig.33** Patrón de inyección actual desarrollado por Oxy Andina dentro del campo La Cira Infantas, para Cira norte, Cira este, Cira sur e Infantas norte. Generalmente para estas áreas el patrón es de 7 puntos, pero este puede variar de 5 a 9 puntos, como ocurre para el área de Infantas sur.

Los resultados tras la aplicación de técnicas de recobro por inyección de agua que ha aplicado Oxy Andina en estos últimos cuatro años desde que se inicio el proyecto de redesarrollo del campo, ha rejuvenecido al campo y aumentado la producción diaria casi cuatro veces de lo que era inicialmente.



**Fig.34** Grafica de producción histórica de crudo en BOPD en el eje vertical de la izquierda (línea verde) e inyección de agua histórica en BWPD en el eje vertical de la derecha (línea azul). En la grafica de producción vemos que el pico máximo de producción estuvo alrededor de 64000 BOPD hacia el año de 1940, y desde allí la producción comenzó a disminuir hasta que en el 2005 Oxy Andina inicio con el proyecto. Según la grafica de producción se puede concluir que se ha rejuvenecido el campo un poco mas de 30 años, ya que en 1975 se manejaba la misma producción que se lleva actualmente.

La línea verde de inyección de agua nos muestra la cantidad de agua en BWPD que tenido que ser inyectada en la actualidad para llegar a tener la producción hoy día presente en el campo. Toda la cantidad de agua inyectada durante los años 60 y 80, no generaron ascensos en la producción, solo la mantenían estable hasta que empezó a descender, estos nos hace concluir que estas labores no eran aplicadas con las técnicas correctas, haciendo unos trabajos de inyección de agua no efectivos, y tambien el aumento de la producción no era tanto debido a que hubo un reemplazo de pozos productores por pozos inyectoros.



**Fig.35** Grafica de producción histórica de crudo en BOPD en el eje vertical de la izquierda (línea verde) e inyección de agua histórica en BOPD en el eje vertical de la derecha (línea azul) para el área de Cira sur. El máximo de producción histórica de esta área fue de 24000 BOPD para el año de 1947, y que en la actualidad es de poco mas de 18000 BOPD. Esto es un ejemplo a menor escala del campo, del impacto que ha tenido el proyecto desde que Oxy andina lo esta llevando a cabo.

## **6. ACTIVIDADES DESARROLLADAS:**

Dentro de mi trabajo en Occidental Andina, la labor principal es servir de apoyo y soporte en las diferentes actividades realizadas dentro del grupo de Yacimientos (Reservoir Management Team) de La Cira Infantas; tanto en la preparación de información necesaria y requerida en cada tarea; como también en la diligenciación de Formas vitales para la legalización de los pozos nuevos a perforar, dentro de la campaña de perforación de pozos productores e inyectores que se lleva en el campo.

Las tareas principales que desarrollo dentro del proyecto LCI son las siguientes:

- Preparación de prognosis de perforación en el Campo LCI.
- Preparación y diligenciación de Formas 4CR del Ministerio de Minas y Energía, para los pozos nuevos a perforar.
- Creación del Grafico compuesto de los pozos que han sido recién perforados dentro del Campo LCI y que forma parte del anexo a la Forma 6CR.
- Quality Control para registros eléctricos Open Hole y Case Hole corridos dentro del Campo.
- Actualización de la base de datos de Geographix de los pozos que ya han sido perforados.

Estas cuatro tareas se complementan de forma directa, de tal manera en el caso de las Formas 4CR que es un requisito de la prognosis y forma parte de los anexos que van con la misma, que es vital para la aprobación de la prognosis

cuando esta es enviada a perforación, y posteriormente al Ministerio de Minas y Energía (MME).

Y también cuando se reciben los registros eléctricos y radioactivos provenientes desde el campo, estos después de ser cargados en el sistema son empleados para realizar las correlaciones estratigráficas de los futuros pozos a perforar, determinar intervalos de cañoneo, elaborar gráficos compuestos y calcular las presiones de fondo a partir de los registros MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*) y XPT (*Pressure Xpress*).

### **6.1. Desarrollo de Prognosis de los pozos nuevos a perforar en el Campo LCI:**

Una prognosis corresponde a un informe completo en donde se encuentra plasmada la mayor cantidad de información requerida previamente, antes de perforar un pozo específico.

La integración de toda la información final requiere de un trabajo grupal multidisciplinario dentro del equipo de yacimientos LCI, y así mensualmente cumplir los proyectos de perforación propuestos dentro del campo, que corresponde básicamente en a la perforación de pozos productores e inyectores dentro de un patrón normal de inyección que varían de 5 puntos hasta 9 puntos , como ocurre en el área de Infantas Sur, dentro del plan de recobro secundario que se esta desarrollando actualmente en el Campo LCI.

Toda la cantidad de información contenida dentro de una prognosis de un nuevo pozo debe de estar ausente de errores y sin falta de datos vitales, antes de ser llevada a perforación y posteriormente de eso, esta será aprobada por el Ministerio de Minas y Energía.

Todo el camino que sigue una prognosis dentro del proyecto LCI es el siguiente:

Inicialmente de deben llevar a cabo análisis petrofísicos de conductividad hidráulica, porosidad y permeabilidad de las unidades que pueden estar involucradas en la posible área donde el nuevo o los nuevos pozos tengan lugar, aunque esta tarea se realizó en el momento que occidental inicio el proyecto LCI.

La conductividad hidráulica es una propiedad de las rocas que describe la facilidad en el cual un fluido se puede mover a través de la porosidad primaria y secundaria, esta depende de la permeabilidad intrínseca del material y del grado de saturación.

A partir de estos análisis se realiza un patronamiento para ubicar los respectivos pozos productores o en su defecto pozos inyectoros, con un acreaje específico, y en el que existen actualmente patrones con un área máxima de 40 acres, o que también existen los casos en los que el área del patrón comprende de 10 acres mínimo.

Otros factores que influyen dentro del patronamiento de inyección son las condiciones geológicas presentas en la zona, tales como la distribución del cuerpo arenoso, el comportamiento estructural como fallas locales y buzamiento de las capas de dicho lugar.

Una vez localizado el sitio donde se presenta la intención a perforar, son asignadas las coordenadas de superficie, y en el caso de que sean varios los pozos a perforar, se propone si estos se van a perforar cada uno independientemente o si todos serán direccionados sobre la misma plataforma de perforación sobre la superficie.

Estas coordenadas de superficie son enviadas a Tierras, donde se realiza una visita a campo para evaluar espacialmente el área y determinar si en realidad el trabajo de perforación puede ser llevado a cabo en el lugar, negociar esta área si se llegara a dar el caso, o si definitivamente las coordenadas de superficie deben de ser cambiadas hacia un el lugar menos distante donde las condiciones para iniciar un trabajo de perforación sean las mas viables para los intereses de Oxy Andina, donde se puedan iniciar los trabajos sin ningún inconveniente.

Tras la identificación de las coordenadas definitivas en donde se ubicara el pozo, obras civiles van al lugar y realizan un plano con las coordenadas de los contrapozos.

El inicio del desarrollo de la prognosis en el grupo de yacimientos LCI inicia cuando es realizado el plan anticollisional y el plan direccional (Survey), siendo este ultimo solo llevado a cabo cuando se pretende perforar un pozo direccionado.

Tras la elaboración definitiva de la Prognosis, se realiza y diligencia la Forma 4CR, que es un documento estandarizado por el Ministerio de Minas y Energía, en donde se muestra la intención a perforar.

Una vez recolectada toda la información necesaria, es llevada a perforación y posteriormente llevada al MME, donde la prognosis es aprobada y así ejecutar los trabajos de perforación del pozo.

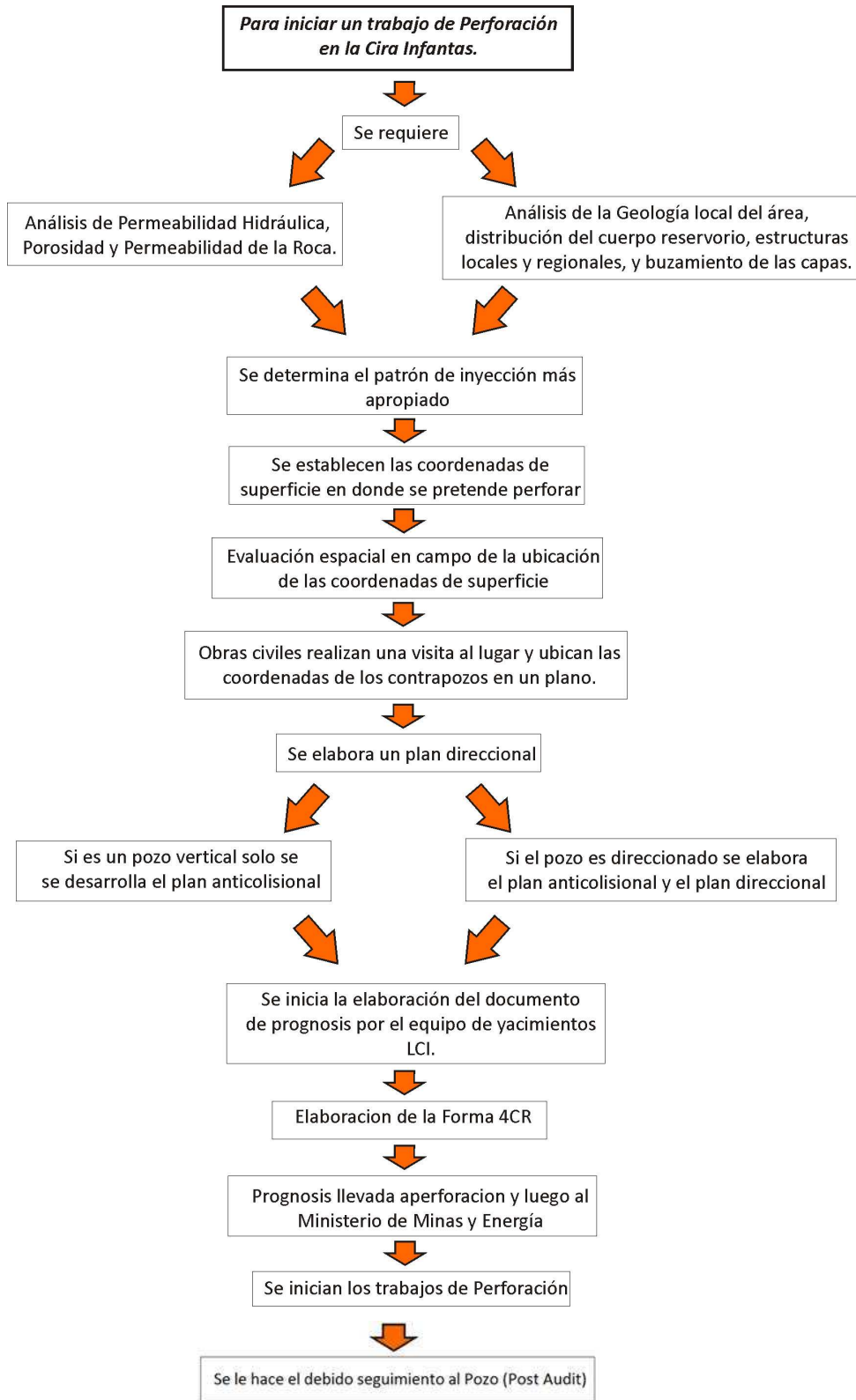


Fig.36 Diagrama de flujo para la iniciación de un trabajo de perforación en La Cira Infantas.

### **6.1.1. Método de Desarrollo de una Prognosis en el Grupo LCI:**

El las tareas de elaboración de una prognosis dentro del grupo LCI, me corresponde elaborar dentro de las prognosis que se me han asignado, como primer paso la carga del Survey dentro de la base de datos manejada en el Software Geographix, realizar correlaciones estratigráficas de pozos vecinos al nuevo pozo, para así determinar topes estratigráficos de unidades productoras y no productoras, manejar información de estos, realizar un mapa de localización del nuevo pozo, en donde se encuentran también los pozos empleados para la correlación estratigráfica, y finalmente el desarrollo de la Forma 4CR.

#### **6.1.1.1. Familiarización con Geographix Discovery:**

A continuación se dedicara una parte de este informe para dar una introducción al software principalmente empleado para las tareas de prognosis y también gráficos compuestos, mas no realizando un tutorial del mismo.

**GeoGraphix Discovery™** es un Software elaborado por Halliburton para la industria petrolera en el cual se puede acceder, manipular, analizar e interpretar información geológica, geofísica, petrofísica y datos de producción relacionados al reservorio, en un ambiente de trabajo en que según Halliburton lo diseño con el fin de que el usuario pasara un menor tiempo en el manejo de datos y un mayor tiempo en la interpretación de los mismos.

Geographix posee un **Project Explorer**, que es en el cual se manejan todos las bases de datos y proyectos a trabajar, y que a partir de toda esta cantidad de información, Geographix aplica las diversas herramientas disponibles, que se pueden visualizar en su principal interfaz grafica, además de esto, Project

Explorer modifica, activa, crea y organiza todos los datos del proyecto en el presentes.

Dentro de las Herramientas de Geographix que utilizo para realizar mi trabajo en el proyecto se encuentran las siguientes:

**Wellbase:** Provee el acceso al sistema de manejo de la base de datos geológicos para los pozos que maneja, incluyendo topes estratigráficos y el survey de cada pozo direccionado. Wellbase guarda su información utilizando un modelo estándar utilizado en la industria petrolera llamado Public Petroleum Data Model (PPDM).

**GeoAtlas:** GeoAtlas es el ambiente de mapeo para el Geographix Explorer. Este se emplea para mostrar, modificar y crear capas, y así formar mapas de localización, donde también se emplea para manejar la ubicación de pozos dentro de la estructura de La Cira Infantas.

**XSection:** Es la aplicación de Geographix Explorer utilizada para crear, editar, mostrar e imprimir secciones Geológicas. En XSection el usuario puede definir secciones estratigráficas y estructurales utilizando la información desde el Wellbase.

**Prizm:** Esta es la aplicación petrofísica de Geographix Explorer diseñada para asistir a los petrofísicos y geólogos en el análisis e interpretación de registros de pozo. Prizm soporta la importación de diversos datos de diferentes fuentes y diferentes tipos de análisis pueden ser determinados a partir de esta herramienta.

### **6.1.1.2. Partes que Conforman la Prognosis:**

Como se había mencionado anteriormente, la Prognosis es un documento compuesto de diferentes partes, y de información tomada de diferentes fuentes y software, por eso el desarrollo de esta lo hace un trabajo interdisciplinario entre Geólogos e Ingenieros.

**a)** La Prognosis inicialmente viene con unos objetivos y justificación geológica para el nuevo pozo a perforar, asociados a el plan de desarrollo dentro de LCI, donde en esta se plasma la localización del pozo dentro de las áreas del campo, su azimuth, la inclinación del mismo (si es direccionado), que unidades este pretende alcanzar, su *TD (Total Depth)*, la profundidad del contacto agua – aceite, sus pozos vecinos con respecto a los cuales se va a completar el patrón de inyección.

Se adjunta también unas advertencias de riesgos presentes durante la elaboración de la perforación; tales como riesgos geológicos que pueden ser fallas no identificadas, y cambios laterales de facies, riesgos asociados al reservorio respecto a encontrar zonas sobrepresionadas debido a la saturación de gas en la Zona C, aunque no es muy común encontrarlas dentro del campo.

Se adjunta un plan de contingencia si durante la perforación existe problemas mecánicos que impidan alcanzar las arenas deseadas, lo que corresponde a esto es realizar un “sidetrack” lo mas cercano a las coordenadas originales del objetivo principal, en el cual se logre alcanzar el tope del objetivo.

Y también dentro de este plan se estima la posibilidad de producir a partir de zonas secundarias.

**b)** Formato en Excel donde se puede encontrar la mayor cantidad de información del nuevo pozo a desarrollar.

Area del Campo	CIRAXXXX																																																																
	10/03/2008																																																																
POZO NO. <u>CIRAXXXX</u>	RESERVORIO <u>Formación Mugrosa</u> FY <u>2008</u>																																																																
<input checked="" type="checkbox"/> PRODUCTOR	<input type="checkbox"/> INYECTOR <input type="checkbox"/> (Pozo Vertical) <input checked="" type="checkbox"/> (Pozo Desviado)																																																																
<input type="checkbox"/> AGUA <input type="checkbox"/> ACEITE <input type="checkbox"/> GAS	AREA DE DRENAJE: <u>10.5</u> ACRES/POZO																																																																
OBJETIVOS PRINCIPALES A COMPLETAR:	<u>Grosor del intervalo de interes Zona C 595' MD; Net sand 410' *; Net pay UC 135' * / LC 124' *</u>																																																																
OBJETIVOS SECUNDARIOS:	<u>Zonas B</u>																																																																
INTERVALO APROXIMADO A CAÑONAR:	<u>Zona C entre -3129' y -3705' tvdss</u>																																																																
POZOS ADYACENTES:	<u>C-835, C-1721, C-1725, C-1720, C-1719, C-755, C-836, C-856, C-708</u>																																																																
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>OBJETIVO</th> <th>ZONA</th> <th colspan="2">COORDENADAS (Origen Bogotá)</th> <th>ELEVACION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PRIMARIO</td> <td>Zona C (C1)</td> <td>X: 1,031,590</td> <td>Y: 1,265,705</td> <td>Objetivo Zona C @ -3129 tvdss</td> </tr> <tr> <td>SECUNDARIO</td> <td>Zona B (AB-C)</td> <td>X: 1,031,494</td> <td>Y: 1,265,729</td> <td>Objetivo Zona B @ -1994 tvdss</td> </tr> <tr> <td>TD</td> <td>Zona D</td> <td>X: 1,031,661</td> <td>Y: 1,265,686</td> <td>TD @ -3970 tvdss</td> </tr> <tr> <td colspan="5">Radio de Tolerancia:</td> </tr> </tbody> </table>		OBJETIVO	ZONA	COORDENADAS (Origen Bogotá)		ELEVACION	PRIMARIO	Zona C (C1)	X: 1,031,590	Y: 1,265,705	Objetivo Zona C @ -3129 tvdss	SECUNDARIO	Zona B (AB-C)	X: 1,031,494	Y: 1,265,729	Objetivo Zona B @ -1994 tvdss	TD	Zona D	X: 1,031,661	Y: 1,265,686	TD @ -3970 tvdss	Radio de Tolerancia:																																											
OBJETIVO	ZONA	COORDENADAS (Origen Bogotá)		ELEVACION																																																													
PRIMARIO	Zona C (C1)	X: 1,031,590	Y: 1,265,705	Objetivo Zona C @ -3129 tvdss																																																													
SECUNDARIO	Zona B (AB-C)	X: 1,031,494	Y: 1,265,729	Objetivo Zona B @ -1994 tvdss																																																													
TD	Zona D	X: 1,031,661	Y: 1,265,686	TD @ -3970 tvdss																																																													
Radio de Tolerancia:																																																																	
Elevación de Terreno: <u>339.24</u> Elevacion de la "KB": <u>356.24</u> TD estimado: <u>4461' MD</u>																																																																	
Coordenadas de Superficie X: <u>1,031,372.80</u> Y: <u>1,265,772.27</u> Coordenadas de Fondo X: <u>1,031,661.38</u> Y: <u>1,265,686.33</u>																																																																	
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="5">TOPES Y PRESIONES</th> <th colspan="3">ESPEORES</th> </tr> <tr> <th>MARCADOR</th> <th>TVDSS</th> <th>TVD</th> <th>MD</th> <th>PRESION ESPERADA (P50)</th> <th>Zona</th> <th>Espesor a perforar (MD)</th> <th>Arena Neta</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>AB-C</td> <td>-1994</td> <td>2350</td> <td>2405</td> <td>420</td> <td>Zona A</td> <td>2405</td> <td>1140' *</td> </tr> <tr> <td>B3-C</td> <td>-2652</td> <td>3008</td> <td>3089</td> <td>1210</td> <td>Zona B</td> <td>1180</td> <td>839' *</td> </tr> <tr> <td>C1</td> <td>-3129</td> <td>3485</td> <td>3585</td> <td>757</td> <td>Zona C Superior</td> <td>289</td> <td>286' *</td> </tr> <tr> <td>C3</td> <td>-3406</td> <td>3762</td> <td>3874</td> <td>682</td> <td>Zona C Inferior</td> <td>306</td> <td>124' *</td> </tr> <tr> <td>C5</td> <td>-3700</td> <td>4056</td> <td>4180</td> <td>884</td> <td>Zona D</td> <td>281</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>TD</td> <td>-3970</td> <td>4326</td> <td>4461</td> <td>-</td> <td></td> <td></td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>		TOPES Y PRESIONES					ESPEORES			MARCADOR	TVDSS	TVD	MD	PRESION ESPERADA (P50)	Zona	Espesor a perforar (MD)	Arena Neta	AB-C	-1994	2350	2405	420	Zona A	2405	1140' *	B3-C	-2652	3008	3089	1210	Zona B	1180	839' *	C1	-3129	3485	3585	757	Zona C Superior	289	286' *	C3	-3406	3762	3874	682	Zona C Inferior	306	124' *	C5	-3700	4056	4180	884	Zona D	281	-	TD	-3970	4326	4461	-			-
TOPES Y PRESIONES					ESPEORES																																																												
MARCADOR	TVDSS	TVD	MD	PRESION ESPERADA (P50)	Zona	Espesor a perforar (MD)	Arena Neta																																																										
AB-C	-1994	2350	2405	420	Zona A	2405	1140' *																																																										
B3-C	-2652	3008	3089	1210	Zona B	1180	839' *																																																										
C1	-3129	3485	3585	757	Zona C Superior	289	286' *																																																										
C3	-3406	3762	3874	682	Zona C Inferior	306	124' *																																																										
C5	-3700	4056	4180	884	Zona D	281	-																																																										
TD	-3970	4326	4461	-			-																																																										
* Segun interpretacion de registros del pozo C2261																																																																	
WIRELINE LOGGING				LOGS																																																													
HUECO ABIERTO				Triple Combo (Resistivity - Density-Neutron - GR-SP-CAL)		MDT	Si																																																										
HUECO ENTUBADO				CBL(GR-CCL-CBL-VDL)																																																													
PROFUNDIDADES A CORAZONAR:				Ninguna																																																													
INSTALACION DE MUD LOGGERS @				No requerida																																																													
REQUERIMIENTOS ESPECIALES:				Profundidad estimada de la subunidad B3 3089' md																																																													
ZONA MAS SOMERA EN ACEITE:				Arenas de la Subunidad A1																																																													
ZONAS CON PERDIDAS DE CIRCULACION :				Ninguna conocida																																																													
CONTACTO GAS/ACEITE		Desconocido		CONTACTO AGUA/ACEITE:		-3705' segun registros del C2261																																																											
Prepared <u>03-Oct-08</u>				Grupo de subsuelo LCI																																																													
Revised																																																																	

**Fig.37** Formato en Excel de un pozo X que debe ser completado dentro de la prognosis, donde se encuentra la mayor información del nuevo pozo a perforar en el campo LCI.

Como se puede apreciar en la Fig.37 en la parte superior de la hoja se puede encontrar información del nombre del pozo, el reservorio a perforar, su clasificación entre productor e inyector, el tipo de fluido que se va a extraer o inyectar, y el área que este va a drenar.

Se adjuntan también los intervalos de interés a completar, el Net sand y el Net Pay para ese pozo.

Posteriormente tenemos las coordenadas del objetivo primario y secundario, como así también las coordenadas de superficie y de fondo del pozo, la elevación del terreno, la elevación de la mesa giratoria (KB) y el TD estimado.

Se calculan las presiones esperadas a encontrar de los intervalos que van a ser perforados, esta tarea es elaborada por un ingeniero de petróleos del proyecto, y lo cual se hace para que el personal de perforación en el campo prepare su plan de perforación y empleen los determinados lodos para la presión aproximada a la que se perforará.

TOPES Y PRESIONES					ESPESORES		
MARCADOR	TVDSS	TVD	MD	PRESION ESPERADA (P50)	Zona	Espesor a perforar (MD)	Arena Neta
AB-C	-1994	2350	2405	420	Zona A	2405	1140' *
B3-C	-2652	3008	3089	1210	Zona B	1180	839' *
C1	-3129	3485	3585	757	Zona C Superior	289	286' *
C3	-3406	3762	3874	682	Zona C Inferior	306	124' *
C5	-3700	4056	4180	884	Zona D	281	-
TD	-3970	4326	4461	-			-

**Fig.38** Tabla de presiones y profundidades de los marcadores a perforar consignados en la tabla de Excel adjunta al documento de prognosis.

Como se aprecia en la Fig.38 tenemos dentro del documento una tabla donde se plasma las profundidades de los marcadores principales de las unidades a

perforar, estos viene con una nomenclatura de TVDSS (True Vertical Depth SubSea), TVD (True Vertical Depth) y MD (Measured Depth).

Se plasma también los espesores de las unidades a perforar, y las arenas netas presentes dentro de las mismas unidades.

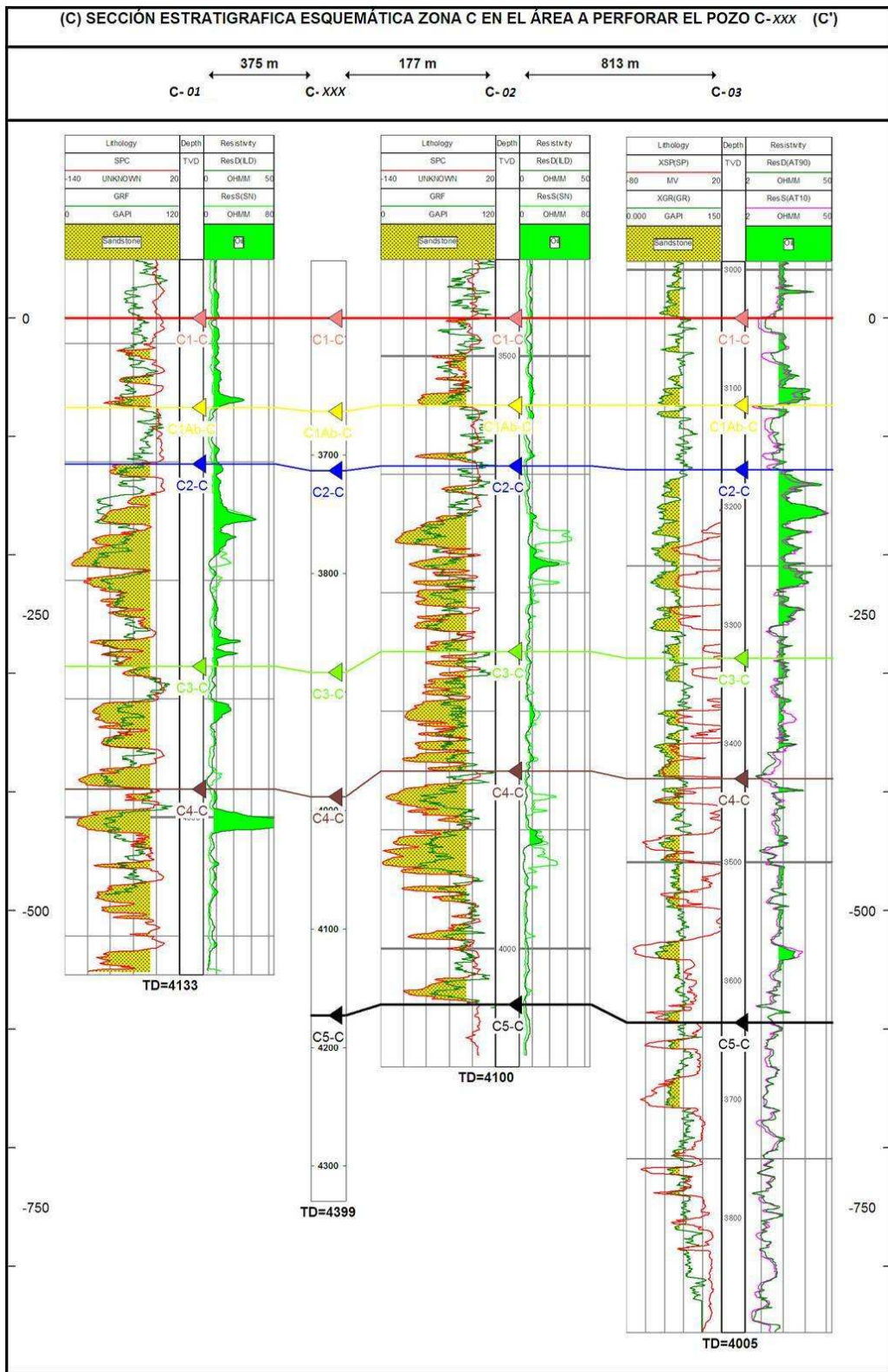
Finalmente encontramos información extra con respecto al pozo, tal como, que si a este pozo tras ser perforado, se le van a correr registros eléctricos de hueco abierto y hueco revestido, como también registros de presión MDT.

**c)** Correlación estratigráfica y mapa de localización del nuevo pozo por perforar, en donde para la correlación estratigráfica se emplean los pozos mas recientes y cercanos, con los cuales a partir de ellos se correlaciona gracias a los registros Gamma Ray, SP (Self Potential) y Resistivos corridos en los pozos.

Este trabajo se realiza en la herramienta XSection de Geographix Discovery

Por medio del trabajo de correlación se determinan los topes operacionales de las arenas del yacimiento, que en el momento que son ubicados a determinada profundidad en el track de los registros del pozo por medio de XSection; estos son automáticamente enviados a la base de datos Wellbase donde inicialmente fue creado el pozo y posteriormente cargado su plan direccional.

El mapa de localización anexo a la prognosis complementa la correlación estratigráfica, ya que ubica los pozos empleados para determinar los topes operacionales de las arenas. Para este mapa se emplea como base el marcador C1-C de la estructura del yacimiento, la cual es tomada como indicador de sus principales arenas reservorio.



**Fig.39** Correlación Estratigráfica de la Zona C del yacimiento, incluida en el informe de Prognosis.

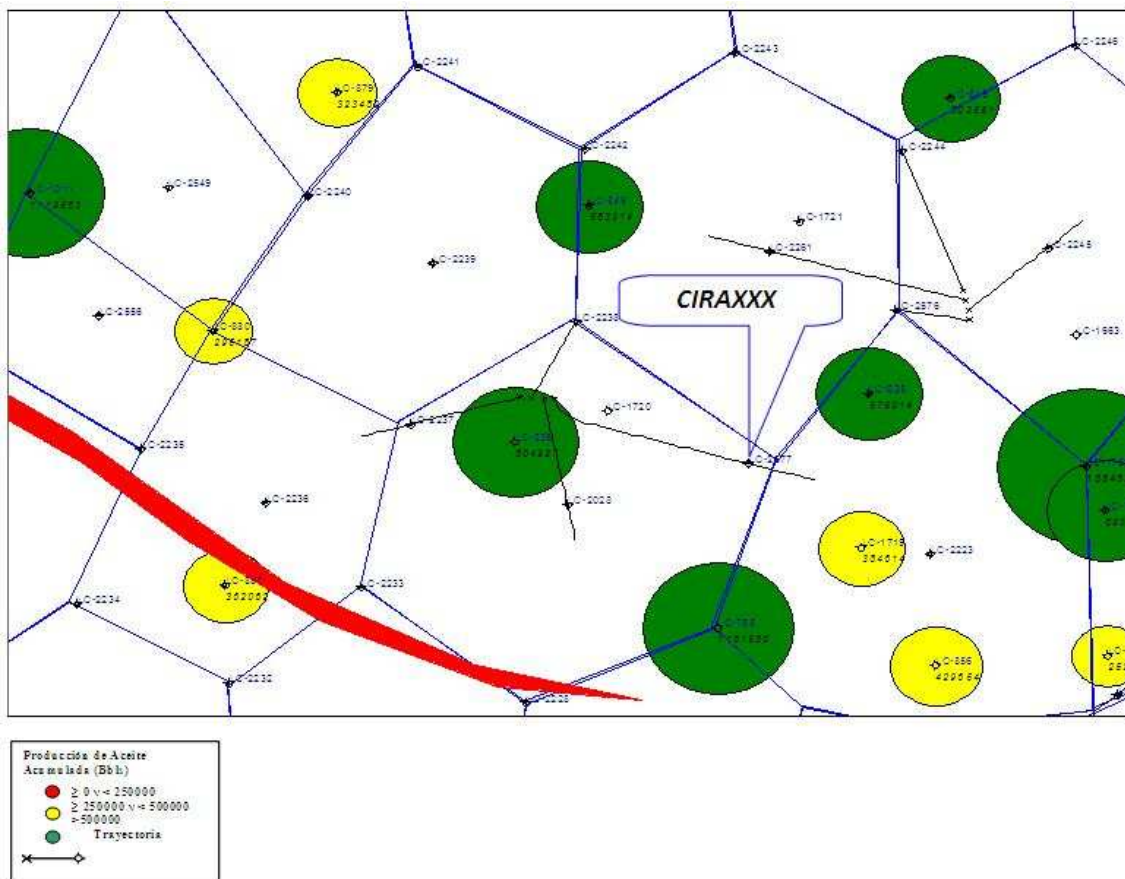


d) Tabla de Información de pozos cercanos al nuevo que se va a perforar, en donde especifica el estado de estos pozos, si son productores o inyectores, su profundidad total TD, la fecha en la cual se perforo (Spud), las unidades que se encuentran produciendo de cada pozo, la producción de barriles por día, el corte de agua de cada pozo y la producción inicial, la actual y la acumulada.

OFFSET WELLS: TD, COMPLETED ZONES & PRODUCTION DATA											
Well	Status	Distance (mts)	TD ft MD	Spud	Sand	Initial		Current		Cum MBO	Productive Zone(s)
						BOPD	Wcut %	BOPD	Wcut %		
C-835	Productor Inactivo	138	3,861	9-Aug-37	CA	6	14	-	-	251	UA/4A, B3, B3A, B3B, C1, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb
					B	1	92	-	-	8	
					C	74	-	-	-	576	
C-1721	Inyector inactivo	274	4,300	3-Jan-60	C	-	-	-	-	-	C1, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb, C4, C4Cb, C5
C-1725	Productor Activo	324	3,940	10-May-60	C	45	28	49	94	1,665	C1, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb, C4
C-1720	Productor Activo	148	4,210	18-Oct-59	C	-	-	-	-	-	B3, B3A, B3B, B4B, C1, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb, C4, C4Cb, C5
					B	16	2	7	47	39	
C-1719	Productor Activo	143	4,140	12-Nov-59	B	14	16	1	-	22	B3, B3A, B3B, B4, B4B-C, C1, C1AB, C2, C2DT, GTB, C3, C3CB, C4CB, C5
C-755	Productor Activo	182	3,824	6-Jul-35	B	107	4	5	1	75	B3, B3A, B3B, B4B
C-836	Productor Activo	223	4,020	13-Dec-39	B	54	-	7	58	28	B3, B3A, B3B, B4, B4B-C, C1AB, C2, C2DT, GTB, C3
C-856	Productor Inactivo	286	3,475	4-May-37	B	1	13	-	-	1	A3-C, A3A, A4, A/B-C, B1-C
C-708	Productor inactivo	302	3655	14-Apr-34	BA	11	10	-	-	40	UA/4A, UA/4B, B3, B3A, B3B, B4, C1, C2, C2DT, GTB, C3
					CA	10	3	-	-	117	
					C	765	-	-	-	643	
Well	Status	Distance (mts)	TD ft MD	Spud	Sand	Initial		Current		Cum MBWI	Productive Zone(s)
						BWIPD	Piny (PSI)	BWIPD	Piny (PSI)		
C-1721	Inyector inactivo	274	4,300	3-Jan-60	C	298	850	-	-	9,651	C1, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb, C4, C4Cb, C5
C-1720	Productor Activo	148	4,210	18-Oct-59	C	659	750	-	-	13,975	C1, C2, C2Dt, Gtb, C3, C3Cb, C4, C4Cb, C5

**Fig.41** Información de pozos productores (arriba de la tabla) e Inyectores (debajo de la tabla) cercanos al nuevo pozo a perforar, donde se consigna información de producción desde el momento inicial hasta un momento actual.

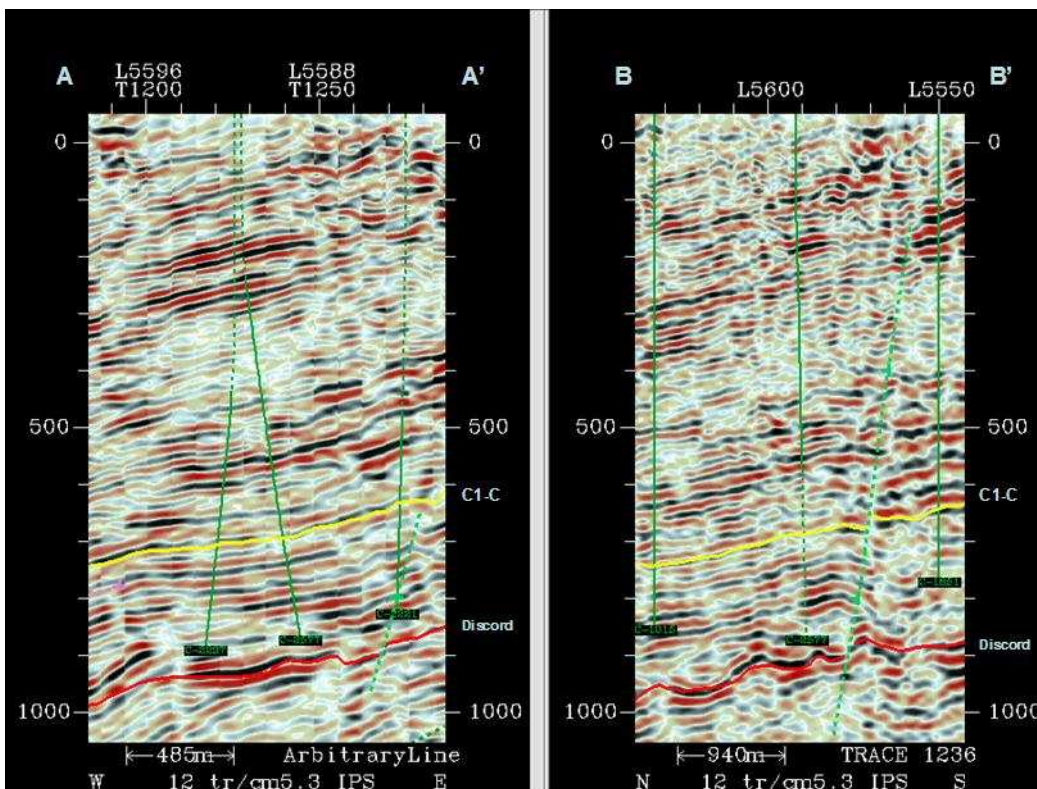
e) Mapa de producción acumulada sobre la Zona C, donde los círculos representan intervalos de producción. Los pozos que no presentan los círculos de producción dentro del patrón de inyección, puede ser debido a que son inyectores, son productores de otra formación o simplemente están aprobados mas no perforados.



**Fig.42** Mapa de localización de pozos productores sobre la Zona C del Campo LC, con su respectiva producción en determinados intervalos.

f) Correlación Sísmica que es un elemento importante en la elaboración del documento de la prognosis, ya que mediante esta se pueden visualizar la disposición de las unidades en el área del pozo y sobre todo determinar estructuras que lo afecten.

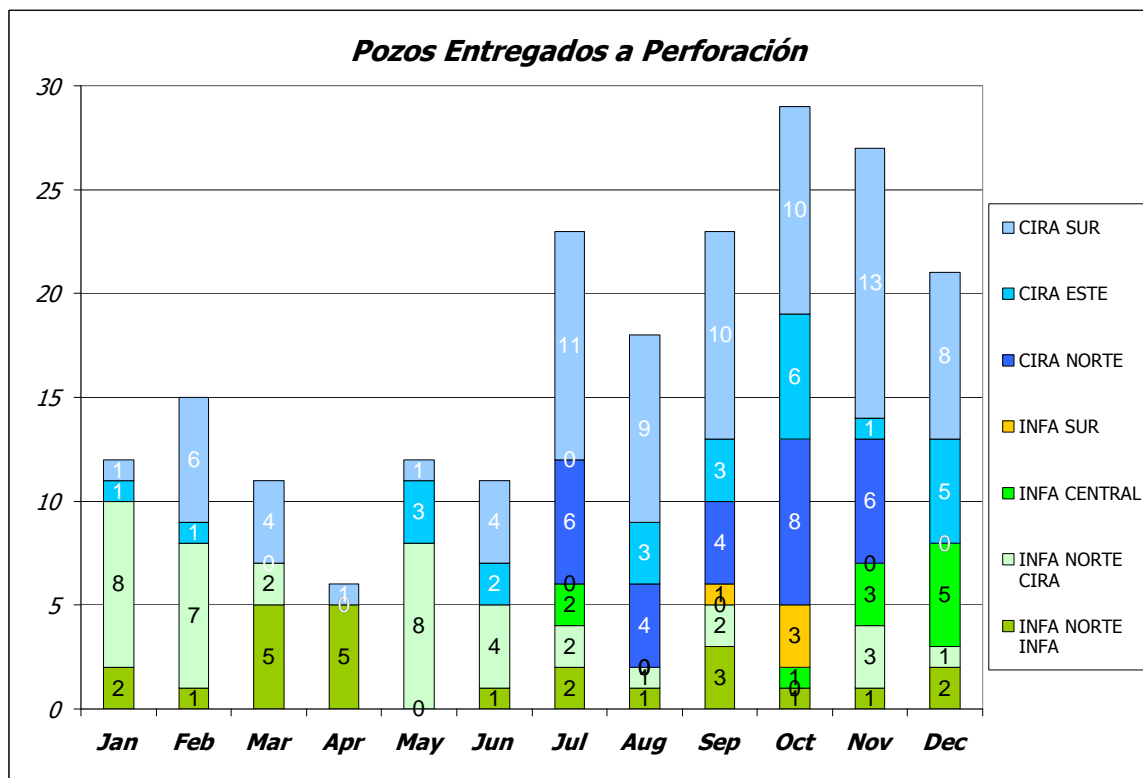
Para realizar la correlación sísmica se debe utilizar como herramienta el Software OpenWorks el cual utiliza como sistema operativo a Linux. El Software Openworks es una herramienta especializada para el geólogo que comprende una serie de aplicaciones que permiten crear desde cartografías básicas hasta correlaciones estratigráficas, estructurales y sísmicas utilizando elementos petrofísicos avanzados.



**Fig.43** Correlaciones Sísmica N-S y E-W a partir de un volumen sísmico del campo LCI, del pozo que se elabora la prognosis, las líneas verticales verdes corresponden a pozos que se encuentran sobre las líneas sísmicas empleadas en planta, la línea amarilla horizontal corresponde al marcador C1-C, y la línea roja corresponde a la discontinuidad del Eoceno.

De esta manera se completa totalmente el documento de pronosis, en el que viene consignado gran cantidad de información indispensable para la perforación del nuevo pozo.

La elaboración de pronosis dentro del campo La Cira Infantas es una tarea muy importante para el desarrollo del proyecto, ya que es una actividad que tras una planeación, suma de trabajos y esfuerzos por parte del equipo de yacimientos, se puede llegar a cumplir las determinadas metas, que finalmente la gran mayoría se resumen a aumentar la producción, tanto diaria como mensual.



**Fig.44** Diagrama de barras de las pronosis entregadas a perforación durante el año 2008, como se puede observar la cantidad de pozos a perforar aumento en el segundo periodo de este año, tras la llegada de dos nuevos taladros H&P al proyecto, habiendo un total de 6 taladros disponibles en el campo. Se puede observar el impacto de la cantidad de pronosis que fueron elaboradas por el grupo de yacimientos del campo LCI.

## **6.2. Forma 4CR “Intención a Perforar”:**

La Forma 4CR es un formato estandarizado por el Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia para la solicitud de permisos cuando se tiene la intención de perforar un pozo.

Este contiene información como el nombre del pozo, si es productor o inyector, el datum de referencia, las coordenadas del pozo en superficie y de fondo en el caso que este sea desviado, la elevación del terreno, la profundidad en MD y TVD, la distancia del pozo al lindero mas cercano y el espaciamiento de pozos, que es la distribución de pozos en el campo.

La información que se encuentra consignada en este formato debe coincidir con la misma que se encuentra en el documento de la prognosis, como también se debe encontrar allí, la fecha de inicio de los trabajos de perforación del pozo y cualquier error en esta, hace que la forma deba de ser hecha nuevamente.

Posteriormente a la elaboración el documento, este debe de ser diligenciado con las firmas de un Ingeniero y un Geólogo de Ecopetrol.

El objetivo del MME con este formato es iniciar el seguimiento a un pozo desde su perforación hasta su completamiento, con el fin de asegurar el cumplimiento de los requerimientos legales y técnicos existentes, en el que este procedimiento aplica al seguimiento, control de perforación y completamiento en las áreas asignadas de los contratos vigentes en el territorio nacional colombiano.

Respecto Al Ministerio de Minas y Energía, es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación y restauración, y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de

evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente.

Con respecto a la Forma 4CR:

- El Operador del Contrato, diligencia el formato 4CR, con todo los anexos requeridos y lo envía a la Dirección de Hidrocarburos, por lo menos con treinta (30) días de anticipación a la fecha de inicio de la perforación de un pozo.
- El grupo técnico del área de la Dirección de Hidrocarburos en donde se desarrollará el proyecto, estudia, analiza y conceptúa sobre la viabilidad de perforar el pozo, y si es del caso, solicitará la información adicional que sea necesaria para el estudio y aprobación respectiva.
- El Director de Hidrocarburos, con base en el concepto técnico emitido, procede a la aprobación de la solicitud presentada.

Adicionalmente de la Forma 4CR, el operador debe dar aviso a la Dirección de Hidrocarburos y/o oficina de zona, sobre el inicio de las operaciones de perforación y se firma el acta de inicio de perforación.

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS  
INTENCION DE PERFORAR  
(Pozos de Desarrollo)**

Forma No 4 CR  
Revisada (Marzo de 1997)

Compañía: ECOPETROL S.A. Contrato: Colaboración Empresarial Pozo : CIRAXXXX  
 Campo: LA CIRA INFANTAS Estructura: \_\_\_\_\_ Clasificación (Lahee) \_\_\_\_\_

**ORIGEN DE COORDENADAS**

Geográficas: \_\_\_\_\_ Gauss: \_\_\_\_\_  
 N (Y) 4 °35' 56.570" N (Y) 1.000.000  
 E (X) 74° 4' 51.300" E (X) 1.000.000

**MOJÓN DE REFERENCIA:**

Coordenadas Geográficas: \_\_\_\_\_ Coordenadas Gauss Origen Bogotá: \_\_\_\_\_  
 N (Y) 7° 01'32.28928" N. Ecuador N (Y) 1'268.669.847  
 E (X) 73° 48'19.7634" W. Greenwich E (X) 1'030.055.164

**LOCALIZACIÓN DEL POZO, Gauss Origen Bogotá:**

Torre \_\_\_\_\_ Fondo ( Si es desviado) \_\_\_\_\_  
 N (Y) 1,265,611.04 N (Y) 1,265,395.60  
 E (X) 1,032,122.58 E (X) 1,031,879.66

Fecha aproximada en que se iniciarán los trabajos de perforación: 28 de Noviembre de 2008

Elevación de terreno sobre nivel de mar: 345.8 Pies. Distancia del pozo al lindero más cercano 2800 mts.  
 Equipo de perforación: \_\_\_\_\_ Profundidad total Aproximada: \_\_\_\_\_  
 a) Vertical 4112 Pies TVD  
 b) Desviada 4272 Pies MD

Espaciamiento entre pozos, en hectáreas: 15 Se intenta completar el pozo en la formación: Mugrosa (Zona C)  
 a las profundidades de 3388 - 3956 Pies MD

**TUBERÍA DE REVESTIMIENTO**

Se usarán las siguientes tuberías de revestimiento que se cementarán en la forma que se indica:

Diámetro del Hoyo	Diámetro del Revestimiento	Profundidad - Pies	Tope del Cemento - Pies
12 ¼"	9 5/8"	370	SUPERFICIE
8 ½		4272	SUPERFICIE

Presentado por: \_\_\_\_\_ Aprobado por: \_\_\_\_\_  
 Matrícula \_\_\_\_\_  
 Representante autorizado del Operador \_\_\_\_\_  
 (Nombre Ing. Petróleos, No. Matrícula) Subdirección de Hidrocarburos

Presentado por: \_\_\_\_\_ Fecha: \_\_\_\_\_  
 Matrícula \_\_\_\_\_  
 Representante autorizado del Operador \_\_\_\_\_  
 (Nombre, Geólogo, No. Matrícula)

Original: Subdirección de Hidrocarburos  
 Ingeniero de Zona  
 Operador

**Fig.45** Formato de la Forma 4CR para un pozo X, requerido por el Ministerio de Minas y Energía, donde se muestra la intención a perforar.

### **6.3. Desarrollo de los Registros Gráficos Compuestos para la Forma 6CR:**

Los gráficos compuestos se denomina a un anexo requerido en la Forma 6CR del Ministerio de Minas y Energía.

Un grafico compuesto se deriva a partir de la integración de datos de un pozo después que se ha completado, en donde vienen información tal como las curvas de los registros resistivo, Gamma Ray, Caliper, SP y de porosidad que han sido corridos en el pozo, el estado mecánico, los intervalos donde se realizo el cañoneo dibujados sobre el estado mecánico a sus determinadas profundidades y comentarios referentes al estado de la tubería.

También en esta se encuentra información en su encabezado como mapa de localización, coordenadas, nombre del pozo, taladro empleado, fecha en la que se corrieron los registros, elevación del terreno, elevación de la mesa giratoria y máxima temperatura registrada entre otra información.

El estudiante practicante le corresponde compilar toda información, analizarla, unirla y montarla a través de una herramienta del Geographix llamada Prizm, para finalmente generar un archivo en formato digital, que es un anexo junto a la Forma 6CR.

#### **6.3.1. La Forma 6CR “Informe de terminación Oficial”:**

La forma 6CR es un informe de terminación oficial de un pozo, que es exigido por el Ministerio de Minas y Energía, en el cual respecto a este; todo explotador o exportador una vez terminada la perforación tiene 30 días para presentarlo a la dirección de hidrocarburos con los anexos requeridos.

Para el análisis de la Forma 6CR, un grupo técnico asignado al área o en su defecto el ingeniero de zona respectivo, estudia en detalle toda la información

presentada y si fuera el caso solicitaría la información adicional que sea necesaria para su respectiva aprobación.

### 6.3.2. Partes con las que se conforma un grafico compuesto:

#### - **Tuberías de revestimiento colocadas:**

Esta corresponde a una tabla donde vienen especificadas que tipo de tubería que se utilizo, el diámetro, a que profundidad se encuentra anclada.

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO COLOCADAS							
Diámetro del Hoyo	REVESTIMIENTO			Clase de Zapato	No. de Sacos y Clase de Cemento	Metodo Empleado	Tope del Cemento
	Diámetro	Clase	Anclado a				
12 1/4"	9 5/8"	36 LB/FT K-55 BTC	354.4'	FLOAT SHOE	220 SXS CEMENTO CLASE G	PUMPING	0'
8 1/2"	7"	17 LB/FT N-80 BTC	3297'	CASING SHOE	315 SXS CEMENTO CLASE G	PUMPING	0'

**Tabla.5** Información de la tubería de revestimiento empleada en el completamiento de determinado pozo, disponible en la forma 6CR, y que es utilizada para elaborar el registro grafico compuesto.

#### - **Prueba oficial de Completamiento:**

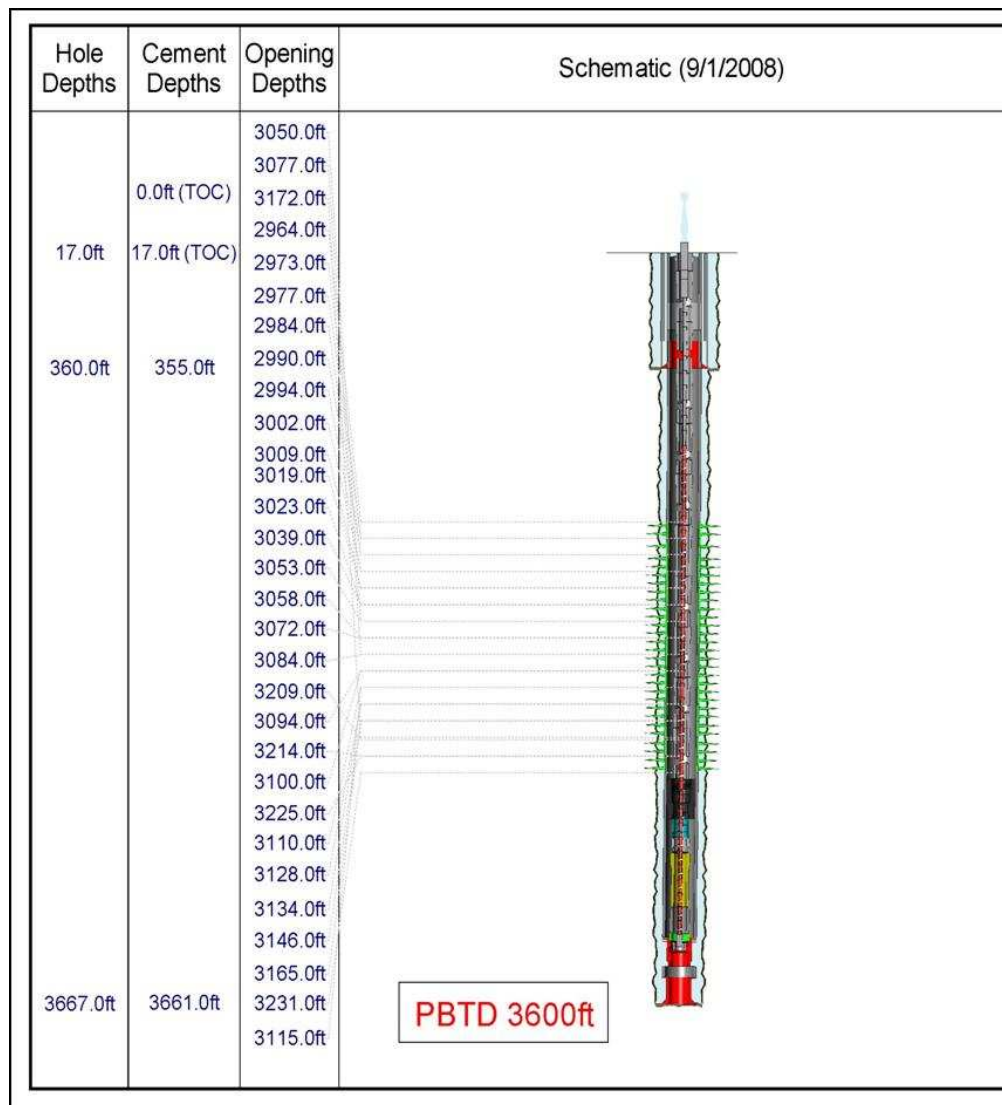
Corresponde a como fue la producción de crudo por el pozo completado durante un periodo de 24 horas, desde q se perforo.

PRUEBA OFICIAL DE COMPLETAMIENTO			
POZO C-XXXX			
<u>Pozo de Petróleo :</u>			
Fecha : Agosto 28 de 2008			
La producción en 24 horas fue de <u>475</u> barriles de liquido, de los cuales el <u>17</u> % fue de Petróleo, el <u>0</u> % de emulsion, el <u>83</u> % de agua y el <u>0</u> % fue sedimento API.			
Presión en la tubería de Producción :		<u>50</u> lbs/pulg2	
Presión en la tubería de Revestimiento :		<u>54.4</u> lbs/pulg2	
Gravedad API del Petróleo :		<u>24.2</u>	
Intervalos abiertos :		<u>Anexo 2</u>	
		Estrangulador : <u>FULL OPEN</u>	

**Tabla.6** Información de la prueba oficial de completamiento que se le realiza al pozo, donde se muestra la producción de crudo en barriles durante 24 horas, el corte de agua, la presión en la tubería de producción y la gravedad del petróleo.

- **Estado Mecánico del Pozo:**

Corresponde a un grafico de toda la estructura mecánica del pozo con todos los intervalos que fueron cañoneados a determinadas profundidades.



**Fig.46** Estado mecánico de un pozo X, incluido en la Forma 6CR y que es empleado para desarrollar de registro grafico compuesto de un pozo.

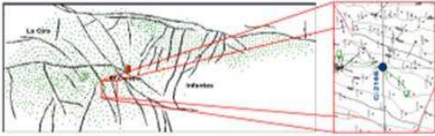


- **Header de registros open hole corridos en el pozo:**

Esta es la información disponible al momento que se corre un registro en un pozo, y que corresponde a la misma información que cuando este es perforado.

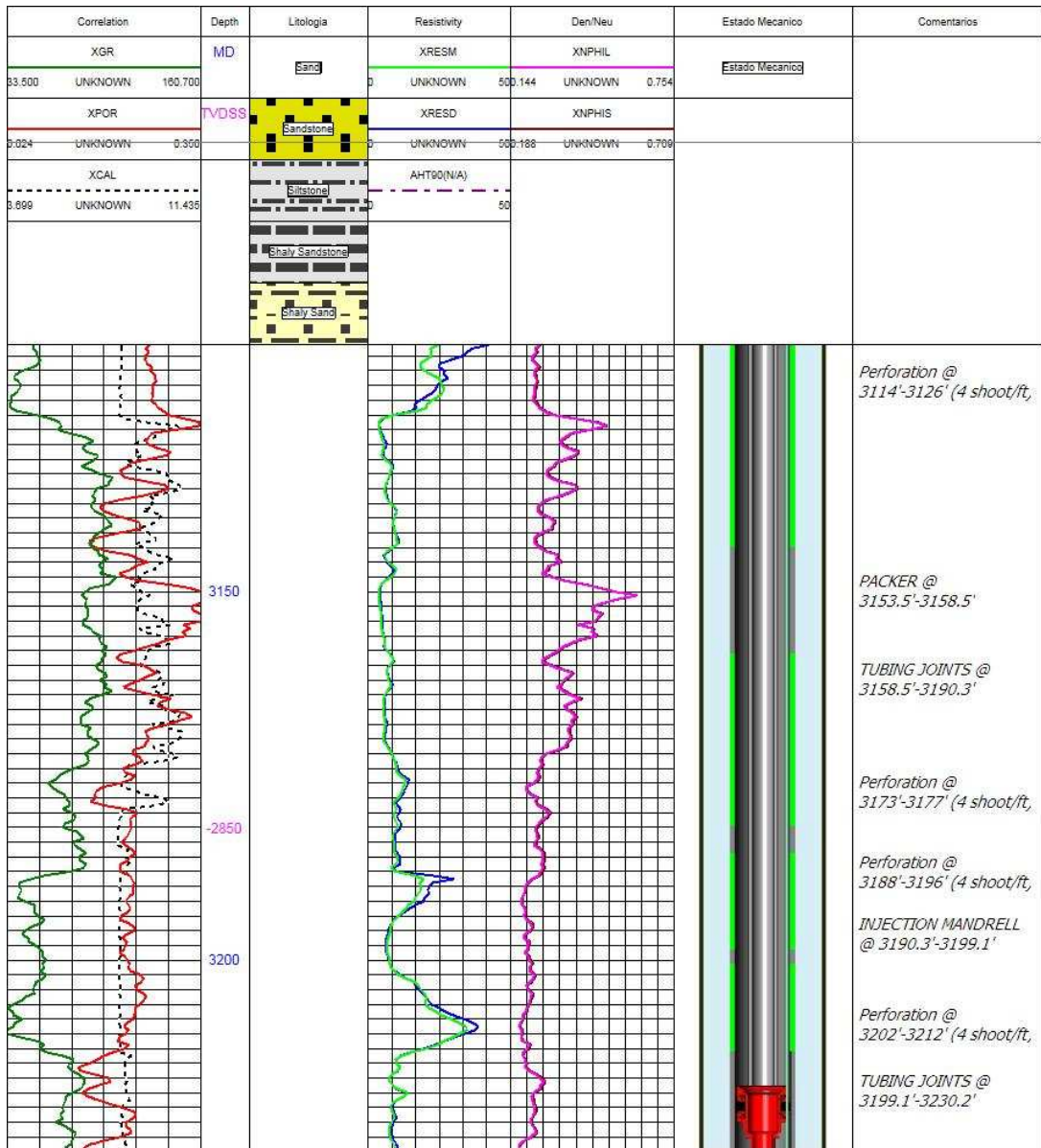
<b>Schlumberger</b>			
<b>Company: ECOPETROL S.A.</b>			
<b>Well: La Cira xxxx</b>			
<b>Field: La Cira Infantas</b>			
<b>Rig: ERAZO VALENCIA 4 Country: COLOMBIA</b>			
RIG: ERAZO VALENCIA 4 FIELD: La Cira Infantas LOCATION: Gauss Origin Bogota WELL: La Cira COMPANY: ECOPETROL S.A.	<b>RESISTIVITY LOG</b>		
	<b>AIT-CALI-GR-SP</b>		
	<b>1:200 SCALE</b>		
	Gauss Origin Bogota N: 1.261.827,12 m E: 1.035.600,8 m		Elev.: K.B. 313.57 ft G.L. 297.57 ft D.F. 313.57 ft
Permanent Datum: <u>GROUND LEVEL</u> Log Measured From: <u>DRILL FLOOR</u> Drilling Measured From: <u>DRILL FLOOR</u>		Elev.: <u>297.57 ft</u> 16.00 ft above Perm. Datum	
State:	Max. Well Deviation	Longitude	Latitude
SANTANDER	0 deg	73° 45' 31.539" E	6° 57' 59.582" N
Logging Date	3-May-2008		
Run Number	1		
Depth Driller	3185 ft		
Schlumberger Depth	2855 ft		
Bottom Log Interval	2847 ft		
Top Log Interval	342 ft		
Casing Driller Size @ Depth	9.625 in @ 343 ft		@
Casing Schlumberger	342 ft		
Bit Size	8.500 in		
Type Fluid In Hole	PERFORMAX		
Density	Viscosity	10.8 lbm/gal	44 s
Fluid Loss	PH	4.8 cm <sup>3</sup>	11.2
Source Of Sample	Mud Pit		
RM @ Measured Temperature	1.040 ohm.m @ 76 degF		@
RMF @ Measured Temperature	0.776 ohm.m @ 76 degF		@
RMC @ Measured Temperature	1.898 ohm.m @ 77 degF		@
Source RMF	RMC	Press	Press
RM @MRT	RMF @MRT	0.729 @ 112 0.540 @ 112	@ @
Maximum Recorded Temperatures	112 degF	112	112
Circulation Stopped	Time	2-May-2008	3:30
Logger On Bottom	Time	3-May-2008	15:20
Unit Number	Location	3068	COBA
Recorded By	Liliana C. / Claudia G.		
Witnessed By	Carlos Clavijo		

**Fig.47** Header de un registro open hole corrido en el campo, donde viene un registro resistivo (AIT), un registro caliper (CALI), un gamma ray (GR) y uno de potencial espontáneo (SP). Además se encuentra información del momento que se corrió el registro.

A partir de toda esta información disponible y por medio de Prizm de Geographix se logra integrar la información y obtener como resultado final el registro grafico compuesto.

LA CIRA-INFANTAS			
 Una oportunidad para crecer 			
API WELL NO. CIRA2166	CLIENT	_____	
	COMPANY	ECOPETROL	
	WELL	CIRA-2166 2166	
	FIELD	la cira Infantas	
	COUNTY	EL CENTRO	STATE
LOCATION :		OTHER COMPUTATIONS	
datum Gauss Bogota			
N: 1.263.745.72 m E: 1.031.716.01 m			
PERMANENT DATUM	KB	ELEV.	318.84
LOG MEASURED FROM	DF	ABOVE PERM DATUM	
DRILLING MEASURED FROM	KB	G.L.	
ELEV. K.B.	318.84	D.F.	
		G.L.	
DATE	17 - JUN - 2008		
RUN NO.	1		
DEPTH - DRILLER	3782		
DEPTH - LOGGER	3793		
BOTTOM LOGGED INTERVAL	3773		
TOP LOGGED INTERVAL	335		
CASING - DRILLER	337		
CASING - LOGGER	335		
BIT SIZE	8.5		
TYPE FLUID IN HOLE	boremax		
CASING SIZE	CASING WEIGHT	9.625	
DENSITY	VISCOSITY	10.5	66
PH	FLUID LOSS	8.7	4.9
SOURCE OF SAMPLE	pit		
R <sub>91</sub> @ MEASURED TEMP.	2.42 @ 92	@	@
R <sub>92</sub> @ MEASURED TEMP.	1.71 @ 92	@	@
R <sub>93</sub> @ MEASURED TEMP.	3.2 @ 92	@	@
SOURCE: R <sub>91</sub> R <sub>92</sub> R <sub>93</sub>	press   press		
R <sub>94</sub> @ BHT	1.939 @ 117	@	@
CIRCULATION STOP DATE	17 - JUN - 2008		
MAX. REC. TEMP	117		
Company	LOCATION	3066_lam/pce/coba	
RECORDED BY	F Gomez		
WITNESSED BY	F Madrigal		

**Fig.48** Header que compone al grafico compuesto, los datos para completar este se toman del header del registro eléctrico open hole mostrado en la figura anterior.



**Fig.49** Imagen de un segmento del registro gráfico compuesto en donde aparecen los diferentes tipos de registros empleados frente a la imagen del estado mecánico. Los segmentos verdes sobre el estado mecánico indican los lugares donde se cañoneo, si se comparan junto los registros, se aprecia que corresponde a áreas donde existen bajos valores de GR y altas resistividades.

Respecto a unos parámetros que se deben de tener muy en cuenta respecto al manejo de la profundidad del pozo, es indispensable tener claridad respecto a las siglas y el significado de cada una de estas, tanto para esta actividad como en todas las actividades desempeñadas en el proyecto. En el siguiente grafico se especifican:

**MD (Measured Depth):** Distancia no vertical para pozos direccionados, y verticales para pozos no direccionados medida desde el nivel del terreno.

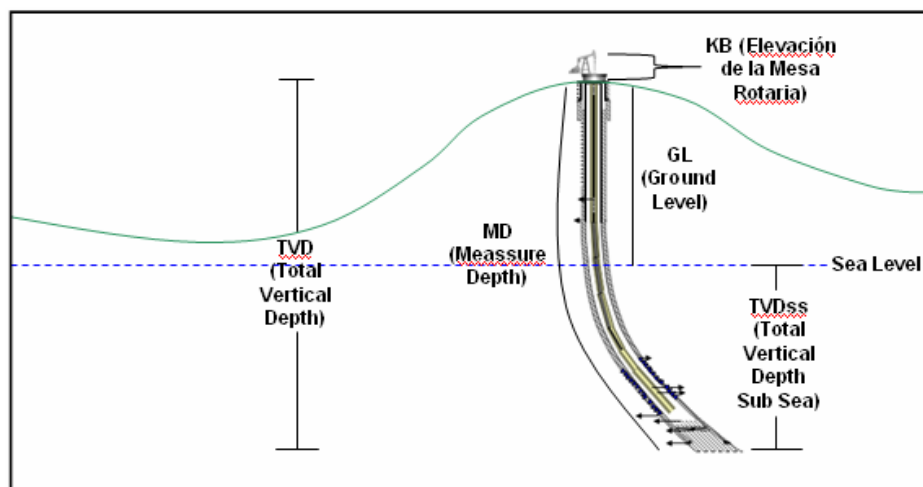
**TD (Total Depth):** Distancia total medida hasta el fondo del pozo.

**TVD (Total Vertical depth):** Distancia vertical medida desde el nivel del terreno hasta cualquier punto en profundidad del pozo.

**TVDss (Total Vertical Depth subsea):** Distancia vertical medida desde el nivel del mar hasta cualquier punto en profundidad del pozo.

**GL (Ground Level):** Altura del terreno en superficie.

**KB (Kelly Bushing):** Corresponde a la altura del artefacto donde se conecta el kelly, y que se encuentra a la misma altura de la mesa rotaria.



**Fig.50** Gráfico donde se aprecian los parámetros y su nomenclatura de manejo de la profundidad de un pozo.

#### **6.4. Control de calidad para Registros Tomados en el Campo:**

En esta etapa se hace el recibido de los registros de pozo en papel, en acetato y en formato digital en sus diferentes escalas y en los diferentes tipos disponibles como lo son los resistivos, los nucleares, acústicos y registros de presión, tanto en hueco abierto para pozos nuevos como en hueco revestido con pozos con workover, los cuales en su gran mayoría son corridos por Schlumberger pero que también Halliburton desarrolla parte de esta tarea dentro del campo.

Posteriormente a esto se debe realizar un control de calidad a los registros, con el fin de revisar si esta se encuentra completa.

Se hace una revisión del header del registro, donde se verifica el nombre del pozo, las coordenadas del pozo, la elevación de la mesa rotaria, la altura del nivel del terreno, intervalo en profundidad en el que se corrió el registro, profundidad del pozo, taladro utilizado, profundidad del casing de superficie, revisión de las escalas del registro en la cual se encuentra impreso.

La utilización de los registros dentro del proyecto es indispensable para la determinación de los intervalos de interés a cañonear, como también para analizar la disposición espacial del yacimiento y su modelo de sedimentación.

#### **6.4.1. Familiarización con los diferentes tipos de registros:**

Los registros de pozo son técnicas geofísicas in situ, que se emplean en diversas operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo, tales como el tipo de litología a partir de sus resistividades, su emisión natural de radioactividad, porosidad, saturación de agua de formación, etc.

Si estos registros se clasifican podemos determinar que estos pueden ser de una naturaleza eléctrica, nuclear, acústica y electromagnética, y que cada una de estas nos especifica diferente tipo de información específica con respecto a las propiedades del material.

En la terminología propia de la industria petrolera un registro es una medición hecha durante o después de la perforación de un pozo. Esto proporciona, directa o indirectamente un reporte geológico de las formaciones penetradas. Los registros más destacados son los siguientes:

- **Registros Eléctricos:**

Estos corresponden esencialmente al registro de las resistividades de las formaciones en el subsuelo y también los potenciales espontáneos generados en el hueco.

Las resistividades de una formación son pistas importantes para determinar su litología y contenido de fluidos. Las formaciones conducen corriente eléctrica solo con respecto a el agua mineralizada que ellas contengan y así igualmente ocurre con respecto al gas y al crudo, que corresponden a los materiales menos conductivos, lo que en un registro de resistividad, estos últimos nos reflejarán valores altos dentro de su escala.

La unidad de medida de la resistividad en un registro eléctrico corresponde al Ohmímetro.

La curva de potencial espontaneo (SP) de un registro eléctrico, nos brinda información con respecto a la salinidad del agua, pero la tarea principal que realiza un registro SP corresponde a realizar la medición de las variaciones de los potenciales naturales a lo largo del hueco. Diferentes potenciales son registrados cuando la herramienta pasa de un shales a una arena, haciendo indirectamente mediciones con respecto a la permeabilidad y porosidad de la formación ya que estas van a depender de iones en solución dentro de los fluidos que estás contengan.

Un registro resistivo por lo general contiene diferentes, las cuales nos brindan la mayor información sobre la formación.

Hay una curva de poco espaciamento SN (Short Normal) que nos da información sobre las resistividades de la zona invadida por el lodo de perforación, y que es utilizada para definir los límites de las capas atravesadas por el pozo.

Una curva resistiva de largo espaciamento LN (Long Normal) que mide más allá de la zona invadida que mide la verdadera resistividad de la formación, y es la que mas información da con respecto a las zonas de posible producción.

- ***Registros Sónicos:***

Conocidos también como Continuos Velocity Logging (CVL) de su sigla en ingles, en el cual mide el tiempo requerido para que una onda de sonido viaje a través de una determinada longitud a través de la formación. Estos tiempos de viaje son grabados continuamente versus la profundidad, al mismo tiempo que la sonda sónica es halada desde el fondo del pozo hasta la superficie.

<i>Material</i>	<i>Velocidad Sonica (ft/s)</i>
Aire	1088
Metano	1417
Aceite	4300
Agua	5000 - 5300
Shales	6000 - 16000
Areniscas	mas de 18000
Calizas	mas de 23000
Dolomias	24500

**Tabla.7** Velocidades Sónicas que pueden ser registradas para diversos tipos de material. Tomado y Modificado de Landes K. (1951)

- **Registros radioactivos:**

Los registros de radiación corresponden principalmente a dos tipos: aquellos que miden la radioactividad natural de la formación (registro Gamma Ray), y aquellos que indican la radioactividad reflejada inducida hacia la formación, como consecuencia de que esta sea bombardeada con neutrones a partir de una herramienta como fuente (Registros Nucleares).

Con respecto a al registro Gamma Ray, este se basa midiendo la radioactividad típica en determinado tipo de litología, pero en la cual las sustancias radioactivas están sometidas a una desintegración a medida que pasa el tiempo. La herramienta Gamma Ray mide esta desintegración, que la cual es diferente para los shales y para las areniscas, haciendo que una arenisca tenga bajos valores de radioactividad propia y un shales tenga altos valores de radioactividad.

La curva neutrón es producida artificialmente a partir del bombardeo de neutrones hacia las paredes del pozo, y una parte son absorbidas por el Hidrogeno presente en la formación y la otra reflejada nuevamente hacia la herramienta. La curva neutrón en definitiva es una medida de porosidad, porque esta no es capaz de diferenciar el agua del aceite, pero en si se complementa con la medición Gamma Ray.

- ***Registros Caliper:***

Un registro Caliper se determina a partir de una herramienta que determina las variaciones del diámetro del pozo desde su fondo hasta su superficie.

El análisis de los registros de pozos, por ser técnicas que evalúan las formaciones in situ, brinda mayor información de los parámetros físicos y geológicos del pozo, en comparación con la información que brindan otras técnicas geofísicas.

También es importante destacar que para realizar una interpretación óptima de los registros de pozo es necesario emplear un conjunto de ellos.

#### **6.4.2. Herramientas empleadas para la toma de registros dentro del campo:**

Las diversas herramientas empleadas para la medición de las propiedades geofísicas de las rocas por medio de registros, son únicas y cada una de ellas esta orientada a desempeñar una función específica. El nombre de estas puede cambiar dependiendo de la empresa que preste los servicios pero la finalidad de determinado instrumento principalmente es igual, aunque puede cambiar en otro tipo de medición adicional que esta desempeñe.

En este caso se definirán los principales registros que son tomados por Schlumberger dentro del campo LCI, que en si, su nombre depende del tipo de herramienta empleada.

**AIT:** La herramienta AIT de Schlumberger (*Array Induction Tool*) es empleada para medir la conductividad de la formación en un pozo sin tubería de revestimiento, en función de la profundidad y distancia del hueco, es decir, esta es empleada para medir las resistividades de la formación.

**CALI:** Corresponde a un registro Caliper, que mide las variaciones del diámetro en el hueco abierto, desde su superficie hasta el fondo. La herramienta esta constituida por dos brazos articulados que empujan hacia las paredes del pozo y toman las medidas del diámetro del mismo.

**GR:** Herramienta Gamma Ray que mide la radioactividad propia que emite cada material, y así diferenciando arenas de arcillas.

**SP:** La herramienta de Potencial Espontáneo SP mide los potenciales eléctricos naturales existentes en la litología atravesada por el pozo, distinguiendo las areniscas permeables y porosas, de los shales interestratificados. Las mediciones dependen el contenido de iones presentes tanto en el agua de formación como también del lodo de perforación.

**CNL:** La herramienta CNL (*Compensated Neutron Log*) contiene una fuente radioactiva que bombardea la formación con neutrones. Unos de neutrones estos son capturados por los átomos de Hidrógeno contenidos en la formación, y otros son reflejados y registrados por detectores en la herramienta.

**LDL:** La herramienta LDL (*Litho Density Log*) empleada para medir la densidad de la formación reflejada en la porosidad de la misma.

**CBL:** La herramienta CBL (*Cement Bond Log*) determina la integridad del cemento entre la pared del casing de producción y la pared de la formación, lo que nos indica si el aceite fluye directamente hacia dentro del casing de producción o se escapa hacia la formación.

**CCL:** Corresponde a la herramienta *Casing Collar Locator*, que mide el cambio de volumen de metal de la tubería, en los que detecta los collares y las herramientas de producción, para que en el momento de cañonear esto solo se haga sobre la tubería y no sobre herramientas vitales para la producción del pozo.

**MDT:** La herramienta MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*) mide la presión de formación y la identificación de contactos de fluidos, como también permeabilidades, pruebas de stress y microfracturamiento, como también realiza muestreo de fluidos de formación.

**XPT:** Herramienta *Pressure Xpress* que también realiza medidas de presión y movilidad de fluidos.

**VDL:** *Variable Density Log*, que corresponde a un registro acústico sónico que muestra la velocidad de las ondas P versus la profundidad. Determinada velocidad registrada nos indica determinado tipo de material traspasado.

### **6.5. Actualización de la Base de datos de los pozos nuevos perforados en el Campo:**

El objetivo principal de la actualización de la base de datos del proyecto consiste en incluir todos los datos de los pozos que ya han sido perforados y completados, para que así se encuentren a disposición de cualquier geólogo del grupo de yacimientos de La Cira infantas.

Esto consiste en inicialmente cargar el plan direccional al WellBase de Geographix, insertar las coordenadas de superficie, altura del terreno, y altura de la KB.

Posteriormente se procede con la carga de los registros resistivos y radioactivos en el programa Prizm de Geographix.

Es indispensable mantener la base de datos actualizada respecto a los pozos que ya han sido perforados, pues ya que a partir de estos pozos cargados, se basan las nuevas correlaciones de los nuevos pozos a los que se les va a hacer prognosis.

## **7. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS:**

A partir del manejo y generación de información en pozos nuevos a perforar dentro del grupo de yacimientos del campo La Cira infantas, se contribuyó con parte del desarrollo del proyecto actual desempeñado por Occidental andina dentro del mismo, aportando los resultados generados a partir de mis actividades desempeñadas por medio de una practica empresarial.

Es importante mencionar que es de suma importancia el aprendizaje a partir del informe generado, no solo tanto para el autor, sino también en el aporte de información que pueda quedar como enseñanza a disposición de la Universidad Industrial de Santander.

De igual manera es importante reconocer las expectativas que tiene el autor con el desempeño de una práctica empresarial y la simultanea generación de un informe científico, en la cual ambos generan aportes para su desarrollo a nivel profesional enfocado hacia futuro.

## **8. CONCLUSIONES:**

Tras el desarrollo de esta práctica empresarial con Occidental se concluye que el estudiante en práctica cumple actividades de soporte dentro del desarrollo de proyectos llevados a cabo en La Cira Infantas, que estén asociados al manejo y aumento de la producción del yacimiento.

Finalizada la práctica empresarial se concluye también que a partir de la misma se aprendió y se conoció, como es el manejo que le da una compañía a un campo, en este caso siendo La Cira Infantas un campo maduro, y todas las técnicas allí aplicadas para aumentar el factor de recobro, como también el aumento de la producción diaria.

Se puede decir que el manejo y la generación de información de los nuevos pozos a perforar en una herramienta vital para el crecimiento del proyecto, y que esta es la base o inicio de los trabajos de ingeniería que son llevados a cabo dentro del campo.

La generación de conocimiento a partir de este trabajo de grado, fue un factor vital dentro de la practica y la elaboración de este documento, aportando así información de gran utilidad para el estudiante de la Universidad Industrial de Santander que se encuentre interesado en el manejo que se le puede llevar a cabo a un campo maduro como lo es La Cira Infantas

## **9. RECOMENDACIONES:**

Se recomienda tener en cuenta que dentro del desarrollo de actividades de práctica en La Cira Infantas, las actividades del practicante se enfocan de una manera de geología de desarrollo del mismo campo, debido a que los proyectos actuales principalmente manejados se resumen al aumento de producción diaria para Occidental Andina.

## **BIBLIOGRAFÍA**

**Anderson, J.L. (1933).** Subsurface Mineralogic Correlation, La Cira Anticline. Progress Report

**Barrero D, Pardo A, Vargas C. (2007)** ANH Colombian Sedimentary Basins

**Campbell, C.J., (1968).** The Santa Marta wrench fault of Colombia and its regional setting, in Fourth Caribbean Geological Conference, 1965: Port of Spain, Trinidad, p. 247–261.

**Castillo, L. E. Santacruz, R. (1986).** Evaluación Geológica de la Cira Norte. Empresa Colombiana de Petróleos. División de Exploración. Departamento de Geología.

**Clavijo, J., (1985).** Secuencia facial de la Formación Los Santos por la Quebrada Piedra Azul: Registro de una hoya fluvial evanescente. Proyecto Cretácico. Publicaciones Geológicas Especiales, Ingeominas (16) Capítulo IV, : 1-18. Bogotá.

**Cediel, F., (1968).** El Grupo Girón, una molasa mesozoica de la Cordillera Oriental: Boletín Geológico del Ingeominas, v. 16, no. 1–3, p. 5–96.

**Dengo, C.A., and Covey, M.C., (1993).** Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: Implications for Trap Styles and Regional Tectonics: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 77, p. 1315–1337.

**Dickey, P. (1933).** Additional Information on the Chemistry of the Oil Field Waters from La Cira". Paul Dickey, Feb. 1933

**Dickey, P. (1992).** La Cira-Infantas Field Colombia, Middle Magdalena Basin.

**Duque-Caro, H., (1990).** The Chocó Block in the northwestern corner of South America: Structural, tectonostratigraphic, and paleogeographic implications: Journal of South American Earth Sciences, v. 3, p. 71–84, doi: 10.1016/0895-9811(90)90019-W.

**Ecopetrol, (2001).** Evaluación Integrada De Yacimientos Del Campo La Cira – Infantas. División De Yacimientos GCO. Informe Técnico.

**Ecopetrol,** [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera108/rev\\_produccion2.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm)

**Etayo, F., Renzoni, G., and Barrero, D., (1969).** Contornos sucesivos del mar Cretácico en Colombia. Memoria Primer Congreso Colombiano de Geología, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, p. 217-252.

**Etayo-Serna, F., Barrero, D., Lozano, H., Espinosa, A., González, H., Orrego, A., Ballesteros, I., Forero, H., Ramírez, C., Zambrano, F., Duque, H., Vargas, R., Núñez, A., Alvarez, J., Ropaín, C., Cardozo, E., Galvis, N., Sarmiento, L., Albers, J., Case, J., Singer, D., Bowen, R., Berger, B., Cox, D., Hodges, C., (1983),** Mapa de Terrenos Geológicos de Colombia: Publicaciones Geológicas Especiales del Ingeominas 14, 235 p.

**Fabre, A., (1983).** La subsidencia de la cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario, segunda parte: esquema de evolución tectónica. Geología Norandina, No. 8, p. 21-21.

**Geotec Ltda, (1988).** Geologic Map of Colombia, second edition: Geotec Ltda, scale 1:1,200,000, 1 sheet.

**Gomez, E., (2001).** Tectonic controls of the Late Cretaceous to Cenozoic sedimentary fill of the Middle Magdalena Valley Basin, Eastern Cordillera and Llanos Basin, Colombia (Ph.D. Thesis). Department of Earth and Atmospheric Sciences, Cornell University, v. 1, 2, 619 p.

**Gomez, E., Jordan, T., Allmendinger, R., (2005)** Syntectonic Cenozoic sedimentation in the northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the Northern Andes. Geological Society of America Bulletin, May/June 2005

**Gutierrez, M. (2001)** Rock physics and 3-d seismic characterization of reservoir heterogeneities to improve recovery efficiency. A dissertation submitted to the department of geophysics and the committee on graduate studies of stanford university in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy chapter 2. 3-d seismic interpretation of structural heterogeneities in the mature giant field La Cira-Infantas, Middle Magdalena Valley.

**Illich, H.A., (1983).** Stratigraphic Implications of Geochemistry of Oil from Middle Magdalena Valley, Colombia (abs.): AAPG Bulletin, v. 67, p. 487.

**Julivert, M., (1963).** Los rasgos tectónicos de la región de la Sabana de Bogotá y los mecanismos de formación de las estructuras: Boletín de Geología Universidad Industrial de Santander, no. 13–14, p. 5–102.

**Landes K. K., (1951)** Petroleum Geology. Second Edition. Pages 102 – 120.

**Macellari, C., (1988).** Cretaceous paleogeography and depositional cycles of western South America: Journal of South American Earth Sciences, v. 1, p. 373–418.

**Mojica, J., Dorado, J., (1987).** El Jurásico anterior a los movimientos intermalímicos en los Andes Colombianos. Bioestratigrafía de los Sistemas Regionales del Jurásico y Cretácico de America del Sur, Mendoza, p. 49-110.

**Morales, L. G., D. J. Podesta, W. C. Hatfield, H. Tanner, S. H. Jones, M. H. Barker, D. J. O'Donoghue, C. E. Mohler, E. P. Dubois, C. Jacobs, and C. R. Goss, (1958)**, General geology and oil occurrences of the Middle Magdalena Valley, Colombia: Habitat of Oil Symposium, American Association of Petroleum Geologists, p. 641-695.

**Morales, L. G. (1960)**. General Geology and Oil Occurrences Of Middle Magdalena Valley, Colombia, en: Weeks L. G., Habitat of Oil, AAPG, p.55, Bogotá D.C.

**Mulholland, M., (1943)**. The History of Development and General Geology of the la Cira Infantas Oil Fields.

**Lara, A., (1956)** Historia y Desarrollo de las Arenas de la Zona A y B en Infantas y la Cira. Informe Geológico.

**Occidental Petroleum Corporation (OXY)**, <http://www.oxy.com/>. Oxy Today Report.

**Olaya, I.D., (1997)**. Seismic stratigraphic characterization of the Lower Tertiary in the Cachira Paleohigh, Middle Magdalena Basin, Colombia: M.S. Thesis, CSM, Geology, Golden, Colorado, 100 p.

**Rabe, E.H., (1977)**. Zur Stratigraphie des ostandinen Raumes von Kolumbien: Giessener Geologische Schriften, Lenz-Verlag, Giessen, no. 11, 223 p.

**Restrepo, P.A., (1995)**. Late Precambrian to early Mesozoic tectonic evolution of the Colombian Andes, based on new geochronological, geochemical and isotopic data [Ph.D. thesis]: Tucson, University of Arizona, 189 p.

**Roeder, D., and Chamberlain, R., (1995)**. Eastern Cordillera of Colombia: Jurassic-Neogene crustal evolution, in A. J. Tankard, R. Suarez, and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 633-645.

**Rolon, L. F. (2004)**. Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia (Trabajo de Grado). 0 - 69 p., West Virginia University; Morgantown, West Virginia.

**Rolon, L.F., Lorenzo, J.M., Lowrie, A., and Barrero, D., (2001)**. Thrust, kinematics and Hydrocarbon migration in the Middle Magdalena Basin, Colombia (S.A.). 21st Annual GCS-SEPM Conference. Houston, December 2001.

**Schamel, S., (1991)**. Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia, in Biddle, K.T., ed., Active Margin Basins: American Association of Petroleum Geologists Memoir 52, p. 283–301.

**Schlumberger**. <http://www.slb.com/content/services/evaluation/petrophysics>

**Suarez, M., (1996).** Facies analysis of the upper Eocene La Paz Formations, and regional evaluation of the post –middle Eocene stratigraphy, norther Middle Magdalena Valley Basin. Unpublished MSc, Thesis, University of Colorado, Boulder, 88 p.

**Ward, D.E., Goldsmith, R., Jimeno, A., Cruz, J., Restrepo, H., and Gómez, E., (1977).** Mapa geológico del cuadrángulo H-12, Bucaramanga, Colombia: U.S. Geological Survey and Ingeominas, scale 1:100:000, 1 sheet.

**Wheeler, O. C. (1935).** Infantas And La Cira Oil Fields – Colombia.