



**MODELO EXPERIMENTAL DE LAS ARENAS DE LA ZONA D COMO
INDICADOR DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS. ESTUDIO DE CASO:
FORMACIÓN ESMERALDAS, EN EL CAMPO CIRA-INFANTAS
(BARRANCABERMEJA, SANTANDER, COLOMBIA)**

Luisa Fernanda Meneses Angulo
Universidad Nacional de Colombia
E-mail: lfmeneses@unal.edu.co

Director: Geólogo Oscar Briceño

Firma: _____

RESUMEN

La Formación Esmeraldas en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presenta un ambiente de deposición fluvial meandriforme y actúa como roca reservorio en varios campos de dicha cuenca.

Sin embargo, en el área de Infantas del Campo La Cira-Infantas, debido a que la unidad Zona D (unidad operacional correspondiente a la Formación Esmeraldas) no es objetivo principal del proyecto, no se conoce su potencial, no obstante con un análisis detallado se reconocen reservas probables que aun no han sido claramente identificadas.

A partir de análisis petrofísicos, correlaciones estratigráficas, elaboración de mapas estructurales, de arena neta y de arena petrolífera, se reconocieron los diferentes paleocanales al igual que su orientación preferencial, lo que permitió identificar zonas de interés y calcular reservas probables de 117 millones de barriles de petróleo.

Palabras Clave: Campo Infantas, Mapas, Propiedades Petrofísicas, Registros eléctricos, Reservas, Zona D.

ABSTRACT

The Esmeraldas Formation in the Middle Magdalena Valley Basin presents a deposition environment of meandering rivers and acts like reservoir rock in several fields of this basin.

However, in the Infantas area of the La Cira-Infantas Field, because the unit D Zone (operational unit corresponding to the Esmeraldas Formation) is not principal objective of the project, their potential is not known, nevertheless new reserves were recognized based on a detailed analysis.

Based on petrophysical analysis, stratigraphic correlations, structural maps, net sand maps and net pay maps, preferential depositional channels, interesting zones and reserves were identified. The probable reserves are more than 117MMbbls.

Key Words: Infantas Field, Maps, Petrophysical Properties, Reserves, Unit D, Well Logs.

INTRODUCCIÓN

El Campo La Cira-Infantas (LCI) ubicado cerca a la Ciudad de Barrancabermeja, Santander, es considerado el campo más antiguo de Colombia ya que fue descubierto en el año de 1917. Fue operado por la Standard Oil (Tropical Oil Company) desde 1920 hasta el 25 de Agosto de 1951, cuando el manejo de este pasó a ECOPETROL. En la década de los 40's La Cira-Infantas alcanzó su máximo de producción, cercano a los 60000 barriles por día, pero en el año 2005, el campo ya se encontraba en su etapa de declinación, con una producción cercana a los 5000 barriles por día, valor que representaba el 1% de la producción total de Colombia.

Es por esto que ECOPETROL, decide incrementar su producción, firmando un contrato de colaboración con Occidental de Colombia (OXY), empresa reconocida internacionalmente por la operación de campos maduros.

La estrategia que la sociedad OXY-ECOPETROL decide emplear para lograr sus objetivos, es realizar un proceso de recobro secundario por inyección de agua enfocado principalmente en el desarrollo de las areniscas pertenecientes a la Zona C, de manera que esta correspondería a la zona productora principal, mientras que las Zonas A y B posiblemente se desarrollarían en futuros proyectos de inyección. Sin embargo, la Zona D no se tuvo en cuenta, pero con la integración del estudio de registros eléctricos, datos petrofísicos, análisis de mapas estructurales, de arena neta y de arena petrolífera, se puede entender la calidad del reservorio y conocer su potencial, lo cual adicionaría reservas al campo.

Figura 1. Localización del área de estudio. Infantas, Campo La Cira-Infantas, Barrancabermeja.

LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Infantas se encuentra al Sureste del campo La Cira-Infantas, el cual se ubica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el centro de la antigua concesión de Mares, a una distancia aproximada de 20 km al Sureste de la Ciudad de Barrancabermeja y a 250 km al Noroeste de Bogotá D.C. y abarca un área de aproximadamente 160 km² (Figura 1).

GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena se ubica entre las Cordilleras Central y Oriental, su extensión es de 35000 km² aproximadamente, presenta una forma alargada en sentido

Noreste-Suroeste y sus límites son: al Sureste, el sistema de Fallas Bituima y La Salina; al Norte, el Sistema de Fallas denominado el Espíritu Santo; al Oeste, sedimentos neógenos seguidos por la Serranía de San Lucas y de la Cordillera Central; al Noreste, el Sistema de Fallas de Bucaramanga-Santa Marta y finalmente, al Sur el Cinturón Plegado de Girardot.

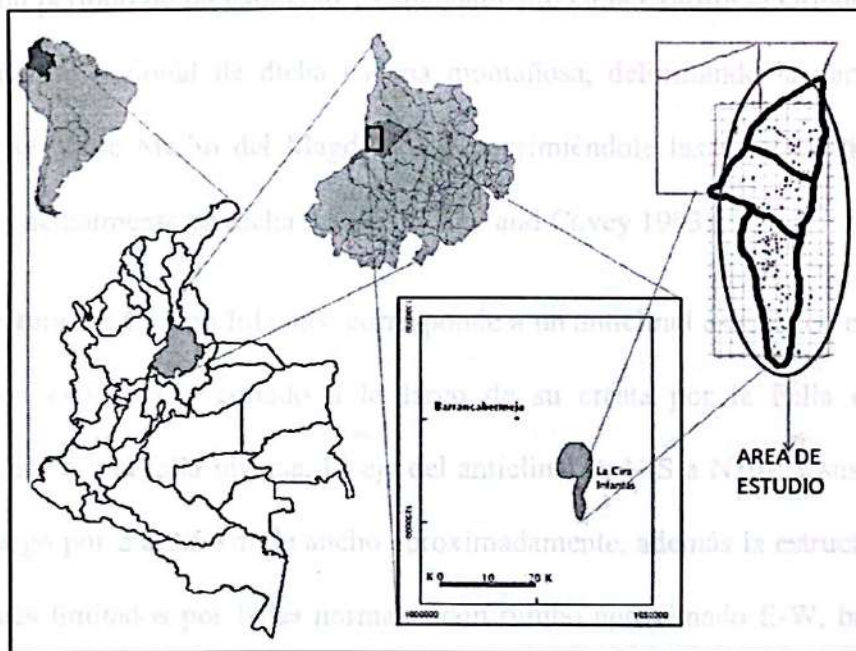


Figura 1. Localización del área de estudio, Infantas, Campo La Cira Infantas, Barrancabermeja, Santander.

Esta cuenca, se comportó durante el Triásico y hasta comienzos del Cretáceo como una zona de "Rift" con depositación principalmente molásica; continuando en el Cretáceo como una cuenca de "Backarc" detrás de la zona de subducción Andina y con una depositación principalmente de tipo marino. Durante el Cretáceo tardío al Paleoceno se comenzó en la cuenca un proceso de deformación compresional debido a la acreción de la Cordillera Occidental al Cratón Suramericano, lo cual causó plegamiento y erosión de la secuencia Cretácea tanto de la Cuenca como 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 y/o 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 actualmente en dicha cuenca (Dengo and Covey 1993).

La estructura del Campo Infantas, corresponde a un anticlinal asimétrico elongado, cerrado en ambos extremos y cortado a lo largo de su cresta por la Falla de Infantas, que corresponde a una falla inversa. El eje del anticlinal es N-S a N10E y sus medidas son 12 km de largo por 2 a 2.5 km de ancho aproximadamente, además la estructura está dividida en bloques limitados por fallas normales con rumbo aproximado E-W, buzamientos entre 80° y 90° y desplazamiento promedio entre 50 y 150 ft; algunas de estas fallas tienden a desplazar la Falla de Infantas (Figura 2).

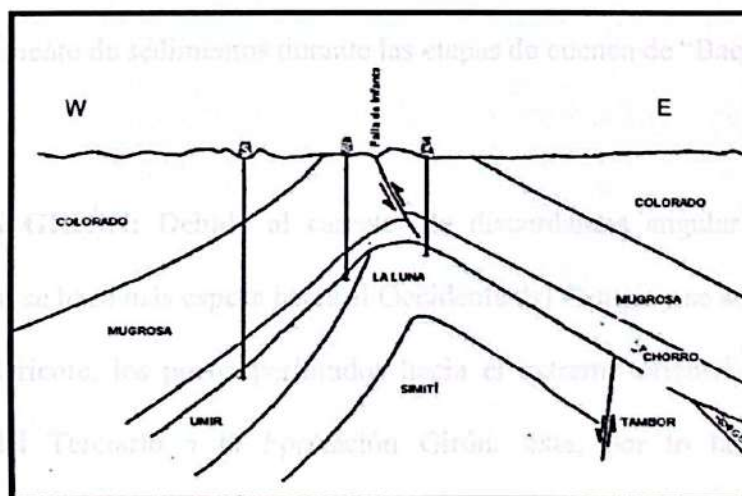


Figura 2. Sección estructural (W-E) del sector de Infantas.

El sistema de Fallas de Infantas, es también el más extenso del campo LCI, ya que la Falla de Infantas cuenta con una longitud aproximada de 15 km, presenta un desplazamiento a lo largo de la zona de la falla de aproximadamente 1000 a 1200 ft pero disminuye hacia el Norte, dirección en la cual el anticlinal cabecea y su rumbo varía de dirección Norte-Sur a N30E en el extremo Noroccidental de la Estructura La Cira.

ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica del Campo Infantas muestra en general rocas de ambiente fluvial del Terciario que descansan discordantemente sobre rocas marinas del Cretácico y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretácico. A continuación se hace una breve descripción de las unidades que se encuentran en el registro sedimentario de los pozos en este campo.

SECUENCIA PRE-CRETACEA

BASAMENTO : Las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Central y el Macizo de Santander incluyen gneis, anfibolitas y rocas metasedimentarias polimetamorfoseadas de edad Proterozoico Tardío y rocas metasedimentarias de edad Devónico a Cámbrico. Estas rocas fueron la fuente de sedimentos durante las etapas de cuenca de "Backarc" y "Foreland".

FORMACIÓN GIRÓN: Debido al carácter de discordancia angular de la Secuencia Cretácea, la cual se hace más espesa hacia el Occidente del Campo y se adelgaza hasta estar ausente en el Oriente, los pozos perforados hacia el extremo oriental del campo pasan directamente del Terciario a la Formación Girón. Esta, por lo tanto es la unidad

litoestratigráfica más antigua perforada en el campo y yace discordantemente sobre el basamento; está compuesta por areniscas rojizas y limolitas intercaladas con flujos riolíticos y riódacíticos y tobas de edad Titoniano Tardío.

SECUENCIA CRETÁCICA

Se encuentra en contacto paraconforme con la secuencia Pre-Cretácea y en ocasiones su contacto es fallado; esta secuencia se vuelve más espesa hacia el Occidente del Campo. Las formaciones que la conforman de base a tope son:

FORMACIÓN TAMBOR (LOS SANTOS): Suprayace en contacto paraconforme a la Formación Girón, es de edad Berriaciano Tardío y Valanginiano Temprano, presenta conglomerados, areniscas y lodolitas de ambientes fluviales meandriformes, llanuras deltaicas e intermareales, esta unidad fue perforada por el pozo Infantas-1613 donde se reporta como Formación Arcabuco.

FORMACIÓN ROSABLANCA: Está compuesta por micritas, esparitas y evaporitas principalmente, su ambiente de depositación es marino offshore, coincidiendo con una plataforma de carbonatos localizada en el costado occidental de la cuenca sedimentaria del Cretáceo Temprano, su edad corresponde a Valanginiano Tardío y Hauteriviano. Fue perforada por el pozo Infantas-1613, en el cual presenta un espesor aproximado de 900 ft y tiene una relación estratigráfica transicional con la unidad inferior.

FORMACIÓN PAJA : Presenta shales negros ligeramente calcáreos ocasionalmente micáceos y limosos, en láminas delgadas. Hacia la base la unidad contiene micritas, concreciones calcáreas y venas de calcita, las cuales son más gruesas y abundantes a medida que nos acercamos a la Formación Rosablanca, evidenciando un contacto

transicional entre estas unidades. Su espesor en el pozo Infantas-1613 es de aproximadamente 500 ft y parece haber sido depositada en un ambiente marino offshore mucho mas distal que el ambiente de la unidad anterior, su edad es Barremiano y Aptiano.

FORMACIÓN TABLAZO: Está compuesta de esparitas masivas y shales calcáreos (margas); las calizas predominan hacia el tope de la unidad, son de color café oscuro a grises, densas y duras, en algunos horizontes dichas calizas contienen pirita. Su edad es Albiano Temprano y su ambiente de depositación corresponde a foreshore. En el pozo Infantas-1613 alcanza un espesor de aproximadamente de 800 ft.

FORMACIÓN SIMITÍ: La Formación Simití es de edad Albiano Medio y Tardío, de base a tope, presenta shales limosos de color pardo y pardo grisáceo, intercalados ocasionalmente con margas y areniscas de grano muy fino con cemento calcáreo y glauconita, seguidas de un horizonte calcáreo a 400 ft de la base de la unidad, en el pozo Infantas-1613 esta unidad alcanza un espesor de 2100 ft y su ambiente de depositación corresponde a shoreface.

FORMACIÓN EL SALTO: Es de edad Cenomaniano, presenta bioesparitas con intercalaciones de shales negros calcáreos y se deposita en un ambiente entre shoreface y offshore proximal.

FORMACIÓN LA LUNA: Su edad es Turoniano, Coniaciano y Santoniano. Debido a su ambiente de depositación de offshore tanto proximal como distal, es el intervalo generador más importante de la cuenca y está compuesto de shales negros, biomicritas mudstone, margas y algunas capas de chert. Los Miembros Galembo y Salada corresponden a facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. El Miembro Pujamana

consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos, mostrando fósiles de gasterópodos y escamas de pescado localmente. El Miembro Salada fue probado productor por el pozo Infantas-1625.

FORMACIÓN UMIR: Esta unidad litoestratigráfica está compuesta principalmente de lodolitas grises depositadas en frentes de playa y bahías, intercaladas con carbones y algunas areniscas arcillosas con potencial almacenador pobre, por lo cual se infiere que se depositó durante el Campaniano y el Maastrichtiano mientras se estaba produciendo un pulso regresivo.

SECUENCIA TERCIARIA

Esta Secuencia está compuesta por unidades siliciclásticas y descansa en discordancia angular sobre la Secuencia Cretácea. Las formaciones que la componen de base a tope son:

GRUPO CHORRO: En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena el Grupo Chorro reúne la Formación La Paz y la Formación Esmeraldas.

FORMACIÓN LA PAZ: Se encuentra en discordancia con la unidad inferior. La Formación La Paz, inicia con shales, conocidos como el Miembro Toro Shale y es seguido por conglomerados y areniscas, su edad es Eoceno Temprano y se depositó en un ambiente que posiblemente corresponde a ríos trezados.

FORMACIÓN ESMERALDAS (ZONA D)

Se hace una explicación más detallada de esta unidad debido a que corresponde a la unidad de estudio. Operacionalmente se conoce como Zona D, se divide en las subunidades C5, D1,

D2, D3 y D4 y probablemente los primeros en describirla fueron los geólogos de la GULF OIL COMPANY, pero su descripción fue publicada por Wheeler en 1935.

SECCION TIPO: Afloramientos en el Río Sogamoso cerca al caserío La Esmeralda.

AMBIENTE DE FORMACIÓN: Fluvial meandriforme.

LITOLOGÍA: Capas delgadas de areniscas de grano fino y limolitas micáceas, de color gris claro a verdoso, intercaladas con shales varicoloreados y con esporádicas apariciones de lignito.

GEOMORFOLOGÍA: En general la unidad forma una topografía muy baja.

ESPESOR: En su sección tipo presenta un espesor aproximado de 1200 m (3937 ft), pero en el Campo LCI presenta un espesor variable de entre 300 y 700 ft dependiendo del control paleogeográfico.

CONTACTOS: El contacto inferior es transicional, mientras que el contacto superior con la Formación Mugrosa es neto.

EDAD: Moluscos de agua dulce que pertenecen al “Horizonte fosilífero LosCorros” de edad Eoceno Tardío (Pilsbry y Olsson 1935) que se ubican en el tope de la unidad y la presencia de polen de nivel de fauna Hannatoma de la misma edad, son el soporte para asignarle una edad Eoceno Tardío.

FORMACIÓN MUGROSA (ZONA C Y ZONA B INFERIOR): Esta unidad yace concordantemente sobre la Formación Esmeraldas. Consiste de areniscas depositadas en un ambiente fluvial meandriforme con un mayor porcentaje de llanuras de inundación y

paleolagos. Es común observar en las lodolitas desarrollos de perfiles pedológicos. Se le ha asignado a la Formación Mugrosa una edad Oligoceno Tardío a Medio.

FORMACIÓN COLORADO (ZONA B SUPERIOR Y ZONA A): Su edad es Oligoceno Tardío y está compuesta por areniscas de grano fino, interestratificadas con lodolitas rojas, grises y púrpura, su ambiente de depositación es fluvial meandriforme, por lo tanto son comunes las barras de punta, presenta un contacto concordante con la infrayacente Formación Mugrosa.

FORMACIÓN LA CIRA: Unidad compuesta de shales carbonáceos, duros, ocasionalmente calcáreos con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino, y que aflora en el flanco Noroccidental del Anticlinal de La Cira, conocida como La Cira Shale u Horizonte Fosilífero de La Cira debido a la presencia de bivalvos de agua salobre y dulce. Su edad corresponde a Mioceno Temprano.



METODOLOGÍA

A continuación se muestra la secuencia de proceso que se siguió durante la elaboración de este trabajo, los recuadros que se encuentran resaltados corresponden a mapas que se elaboraron primero a mano y luego fueron cargados al sistema, esto con el fin de optimizar los resultados puesto que se le da un mayor sentido geológico a los caracteres que se van a mapear.

RECOPILACIÓN DE DATOS

DELIMITACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Se escogió toda el área del Campo Infantas como área de estudio, la cual incluye las zonas Infantas Norte, Infantas Central e Infantas Sur; debido a que este campo presenta una menor producción respecto al Campo La Cira y es de bastante interés aumentarla en términos de nuevas oportunidades.

REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA, CONSULTA Y ACTUALIZACIÓN DE INFORMACIÓN

Una vez delimitada el área de estudio se procedió a realizar una búsqueda de información que pudiera servir como base para este trabajo, mediante la revisión de trabajos de investigación, de tesis de grado, de informes geológicos, informes de exploración e informes de producción, entre otros. Con los documentos seleccionados se trataron temas como localización, geología, estratigrafía, cálculo de reservas, historial de los pozos y distribución de estos en el área de estudio.

ELABORACIÓN CONJUNTO DE DATOS

Para la selección de los pozos que iban a formar parte del conjunto de datos, se reunieron las siguientes condiciones: que se ubicaran en el Campo Infantas, que llegaran a la profundidad de la Zona D y que además contaran con registros eléctricos; dadas estas condiciones se encontraron 146 pozos.

MODELAMIENTO

CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS

A continuación (Figura 3) se muestra una de la serie de correlaciones estratigráficas que se realizaron en el conjunto de pozos, basadas en el comportamiento del registro de rayos gama, de resistividad y de potencial espontáneo entre otros, con el fin de determinar la existencia de las diferentes subunidades de la Zona D al igual que la continuidad horizontal y vertical de estos paquetes en cada uno de los pozos.

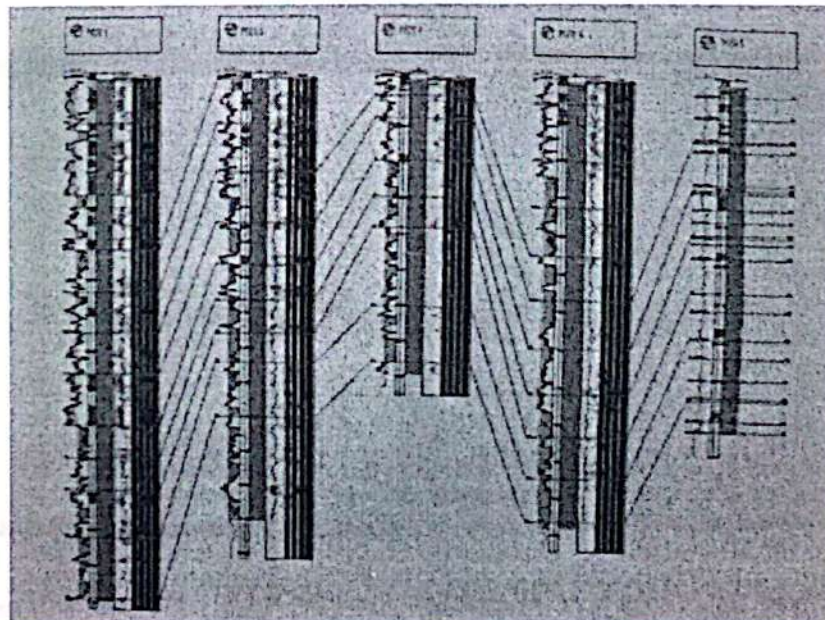


Figura 3. Correlación estratigráfica.

ELABORACIÓN DE MAPAS ESTRUCTURALES

Con los valores de las profundidades a los que se encuentran los topes de las diferentes subunidades de la Zona D (C5, D1, D2, D3, D4) que fueron determinados anteriormente gracias a las correlaciones estratigráficas, se procede a realizar mapas estructurales al tope de cada subunidad con el fin de reconocer la estructura presente en el subsuelo y que componen tanto las rocas de la secuencia estratigráfica presente en cada pozo como las subunidades de la Zona D.

Dichos mapas se realizaron primero a mano con contornos cada 100 ft con el fin de optimizar el resultado puesto que el sistema no habría arrojado los mismos mapas ya que carece de la interpretación geológica.

A continuación se muestran fragmentos del mapa estructural de la unidad D1 (Figura 4), en los que se muestra la misma zona, pero diferenciándose el trabajo hecho a mano, con el realizado luego en el programa Open Works®.

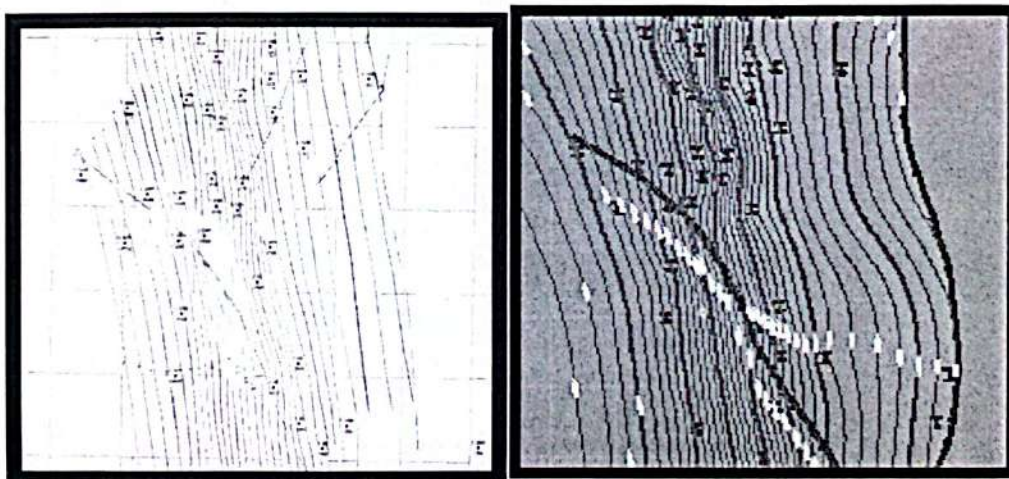


Figura 4. Fragmento del mapa estructural al tope de la subunidad D1. A) Trabajo a mano. B) Cargado al sistema.

ELABORACIÓN DE MAPAS PETROFÍSICOS

Los mapas de arena neta, de porosidad, de permeabilidad y de arena petrolífera, se hicieron para cada subunidad de la Zona D con base en datos petrofísicos que fueron obtenidos del comportamiento de los registros eléctricos de cada pozo.

MAPA DE ARENA NETA (Net Sand):

Para realizar estos mapas (Figura 5) se tuvieron en cuenta los registros eléctricos llamados potencial espontáneo (SP por sus siglas en inglés) y rayos gama (GR por sus siglas en inglés), de los que se sacó la curva conocida como volumen de shale (XVSH_RP) y el cutoff que se trabajó fue $XVSH_RP \leq 0.55$, lo que significa que se le pide al sistema que para cada pozo, muestre solamente los espesores de los paquetes rocosos que cumplen con la condición de presentar máximo el 55% de shale, en otras palabras, estos espesores corresponderían a paquetes rocosos cuyo mínimo porcentaje de arenisca es 45%.

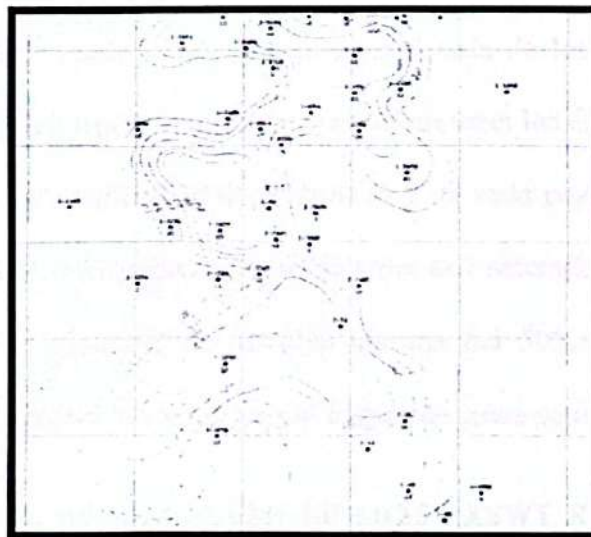


Figura 5. Fragmento del mapa de arena neta para la unidad C5 realizado a mano.

POROSIDAD EFECTIVA (Phi E): **INTERPRETACIÓN**

Basados en los registros eléctricos de densidad-neutrón de los que se obtiene la curva (XPHIE_RP) o porosidad efectiva, se utilizó el siguiente cutoff $XPHIE_RP \geq 0.12$ ó $XVSH_RP \leq 0.55$, es decir que son de interés los paquetes que cumplían la anterior condición de porcentaje de arenisca o los paquetes rocosos cuya porosidad es mayor a 12%.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K Abs):

Para lograr los mapas de permeabilidad absoluta, se trabajó la curva KABS_RP con las siguientes condiciones $KABS_RP > 10$ y $XVSH_RP \leq 0.55$, que quiere decir que se necesitan los paquetes con un contenido de arenisca mínimo de 45% y con valores de permeabilidad absoluta mínima de 10 md.

MAPAS DE ARENA PETROLIFERA (Net Pay):

Por último, para la realización del mapa de arena petrolífera, se debe tomar como referente la curva (XSWT_RP) llamada saturación de agua sacada de los registros eléctricos de resistividad y de potencial espontaneo, además se deben tener los espesores de los paquetes rocosos presentes en cada subunidad de la Zona D y en cada pozo, que reúnen todas las condiciones anteriormente descritas, además de tener una saturación de agua máxima del 50% y por ende, una saturación de petróleo mínima del 50% ($XSWT_RP < 0.5$). A continuación se muestran los requisitos para el mapeo de arena petrolífera:

$KABS_RP > 10$ y $XPHIE_RP \geq 0.12$ ó $XVSH_RP \leq 0.55$ y $XSWT_RP < 0.5$

Los datos de los filtros o cutoff corresponden a datos de la Zona C, que es la unidad productora del campo.

INTERPRETACIÓN

Tomando como base los mapas estructurales de la Zona D, se puede decir que el rasgo estructural más importante del Campo Infantas es la Falla de Infantas, la cual presenta un rumbo aproximado Norte-Sur, se ubica al Este del Flanco Occidental del Anticlinal de Infantas (lugar donde se ubica el campo) y corta dicho anticlinal por el núcleo. Además se presentan dos fallas normales con rumbo aproximado Este-Oeste que dividen el campo en tres bloques llamados Infantas Norte, Infantas Central e Infantas Sur y que hacen que el bloque norte sea el más alto estructuralmente mientras que el bloque sur es el más bajo y otras dos fallas normales de menor proporción ubicadas una en el Interior del bloque Infantas Norte y la otra en el interior del bloque Infantas Sur. Por último el buzamiento de la Zona D en general es mayor en el área de Infantas Sur y se va suavizando hacia el nortede manera que en Infantas Norte se presentan los menores buzamientos y se observa el cabeceo del anticlinal.

Por otro lado y en términos generales, con las correlaciones estratigráficas hechas se puede decir que C5 está compuesta en su mayoría por paquetes arenosos más o menos continuos y su espesor promedio es de 70 ft, D1 presenta más cuerpos arcillosos que la unidad anterior y su espesor promedio es de 59 ft, D2 presenta cuerpos arenosos muy similares a los de C5 pero menos continuos y su espesor promedio es de 56 ft, D3 presenta en su mayoría paquetes arcillosos y su espesor promedio es de 52 ft y por último D4 cuyo porcentaje de arenas es mayor al de arcillas y su espesor promedio es de 61 ft.

Los mapas petrofísicos, indican que los paleocanales tienen un rumbo aproximado Norte-Sur, pero aún no se puede establecer el sentido en el cual avanzaba el río, sin embargo

migraba lateralmente en sentido Este-Oeste y viceversa, ya que los meandros son cóncavos y convexos hacia estas direcciones.

Los mayores espesores de los canales son de 60 ft y se encuentran en C5, además en esta unidad se encuentran las mejores arenas petrolíferas, las cuales tienen en promedio un espesor de 40 ft, valores de permeabilidad que están entre 12 y 70 md, porosidad promedio de 16%, siendo el mayor valor de 22%, corresponden a un tipo de roca II¹ y se ubican en el área de Infantas Sur. Seguidas de las arenas presentes en D2 que tienen un espesor de hasta 36 ft pero que son menos continuas horizontalmente ubicadas en Infantas Central, mientras que en la zona de Infantas Norte, debido a que es la más alta de la estructura se encuentra un gran contenido de gas.

INTEGRACIÓN DE MODELOS

Para la integración de modelos, primero fue necesario digitalizar los mapas que se habían hecho en el programa Open Works®, con el fin de tener en el sistema el modelo manual y poderlo comparar con el modelo realizado en el programa Petrel®, en el que se hizo de nuevo todo el procedimiento. Para crear el modelo en el software, primero se delimitó el área, después se generaron las fallas presentes en los mapas estructurales con el fin de contar con un modelo estructural que cumpliera con los mismas características del modelo manual, luego se cargaron los 146 pozos trabajados junto con los topes de cada subunidad de la Zona D atravesada, las trayectorias con que se perforaron y sus registros eléctricos. Después se hizo un análisis de facies con el fin de determinar en toda la Zona D la distribución de arenas y de shales y finalmente se definieron los paleocanales de arena.

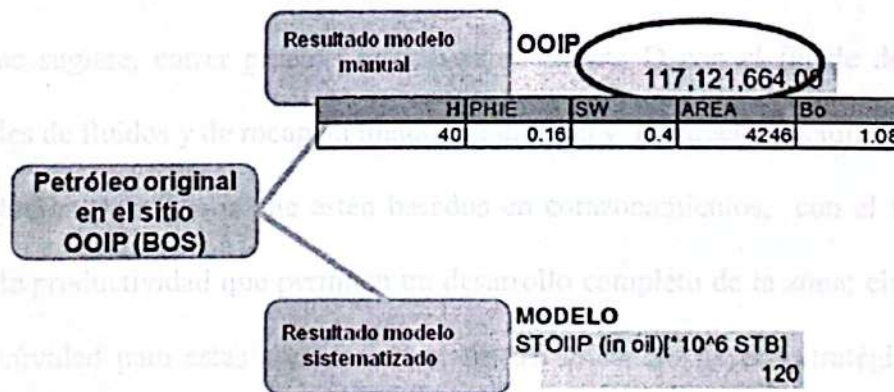
¹Petrofísicamente las rocas presentes en las unidades productoras del campo se clasifican en cuatro tipos de roca, de manera que las rocas de tipo I corresponden a las arenas con mejores porosidades y permeabilidades y las rocas de tipo IV corresponden a arcillas.

CÁLCULO DE RESERVAS

Se realizaron dos cálculos, uno tomando como base el modelo cargado en Petrel® y otro según los mapas realizados a mano. Para calcular las reservas en el modelo manual, se deben tener en cuenta las siguientes variables presentes en la fórmula del cálculo de volúmenes de hidrocarburo: área en acres (A), espesor de arena neta (H), porosidad efectiva promedio (ϕ), saturación promedio de aceite que sería igual a $(1 - S_w)$ donde S_w es el valor de la saturación del agua y el factor volumétrico (B_o), este ultimo valor fue suministrado por el equipo de yacimientos RMT Infantas de Occidental de Colombia.

$$OOIP = \frac{7758 * A * H * \phi * (1 - S_w)}{B_o}$$

Mientras que con el modelo realizado en Petrel® se calculaba el volumen de interés con la utilización de un comando en el mismo programa. A continuación se muestran los resultados que se tuvieron de los cálculos volumétricos para cada uno de los modelos:



Con el fin de hacer los cálculos de productividad incremental lo mas realistas posibles, se toma el menor valor obtenido, el cual coincide con el volumen de reservas probables de la

Zona D del Campo Infantas obtenidas mediante el modelo manual, de manera que si la cantidad de reservas coincide con las halladas mediante el modelo sistematizado la productividad incremental brindaría mayores valores adicionales al proyecto La Cira-Infantas.

CONCLUSIONES

Con los resultados obtenidos, se identificó el potencial de desarrollo comercial de las areniscas pertenecientes a la Zona D mediante los cálculos y la viabilidad TÉCNICA de explotarlas, teniendo en cuenta además que dicha unidad es toda una promesa en producción incremental para Infantas Sur e Infantas Central principalmente, debido a que es posible encontrar MENORES saturaciones de gas en sus arenas.

Este grupo de subunidades también representa de forma clara, un valor de reservas adicional a lo proyectado inicialmente en el contrato OXY-ECOPETROL, brindándole a la compañía INGRESOS Y UTILIDADES ADICIONALES.

Además se sugiere, correr pruebas selectivas en la Zona D con el fin de determinar las propiedades de fluidos y de roca para mejorar el análisis y la caracterización de potenciales; iniciar estudios petrofísicos que estén basados en corazonamientos, con el fin de iniciar cálculos de productividad que permitan un desarrollo completo de la zona; elaborar mapas de conductividad para estas arenas, con el fin de ubicar de forma estratégica los pozos INYECTORES ya que si se evitan canalizaciones se disminuyen COSTOS; tomar como soporte los resultados de este proyecto y los modelos elaborados para iniciar un análisis de influencias entre POZO PRODUCTOR- POZO INYECTOR para la Zona D y por último, que los pozos propuestos y aprobados en el área de Infantas, sean llevados a la profundidad

de la Zona D, con el fin de tener una mayor información que sirva de soporte para caracterizar el yacimiento.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar le agradezco a Dios por brindarme tantas oportunidades y por los padres que me dio a quienes agradezco también por el apoyo incondicional, por su amor, su compañía y por enseñarme a vivir; a Oscar Briceño y demás profesores que aportaron a mi formación académica y personal en la Universidad Nacional de Colombia. A Ricardo Santacruz, Rossy Layton y Rosana Polo que forman parte del equipo de yacimientos LCI Occidental de Colombia. Y por último al Ingeniero de Petróleos Jhon Fredy Manchola y a mis amigos y compañeros que me acompañaron y de quienes aprendí durante esta etapa de mi vida. Espero que la vida les de muchos éxitos.

BIBLIOGRAFÍA

- DENGO, C., COVEY, M. (1993): Structure of the Eastern Cordillera of Colombia: implications for trap styles and regional tectonics. AAPG Bulletin, v. 77 (8), p. 1315-1337, Bogotá.
- DICKEY, P. (1992): La Cira- Infantas Field. Colombia Middle Magdalena Basin, AAPG Bulletin, Special Volumes, v. TR 7, p. 323-347, Bogotá.
- GUERRERO, J. (2002): A proposal on the classification of System Tracts: Application to the allostratigraphy and sequence stratigraphy of the Cretaceous Colombian Basin. Part 1: Berrasian to Hauterivian, Geología Colombiana, v. 27, p 3-25, Bogotá.

GUERRERO, J. (2002): A proposal on the classification of System Tracts: Application to the allostratigraphy and sequence stratigraphy of the Cretaceous Colombian Basin. Part 2: Barremian to Maastrichtian, *Geología Colombiana*, v. 27, p 27-49, Bogotá.

LOBO, A., ROMANOS, M., VASQUEZ, C. (1992): Importancia de la definición de la arquitectura de las rocas almacenadoras en la evaluación de los procesos secundarios (Campo La Cira, Área 07, Zona C), *ECOPETROL*, Gerencia de Exploración, p-15, Bogotá.

MORALES, L., *THE COLOMBIAN PETROLEUM INDUSTRY* (1958): General Geology and Oil Occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia: South America, *AAPG Bulletin*, Special Volumes, v. SP 18: Habitat of Oil, p. 641-695, Bogotá.

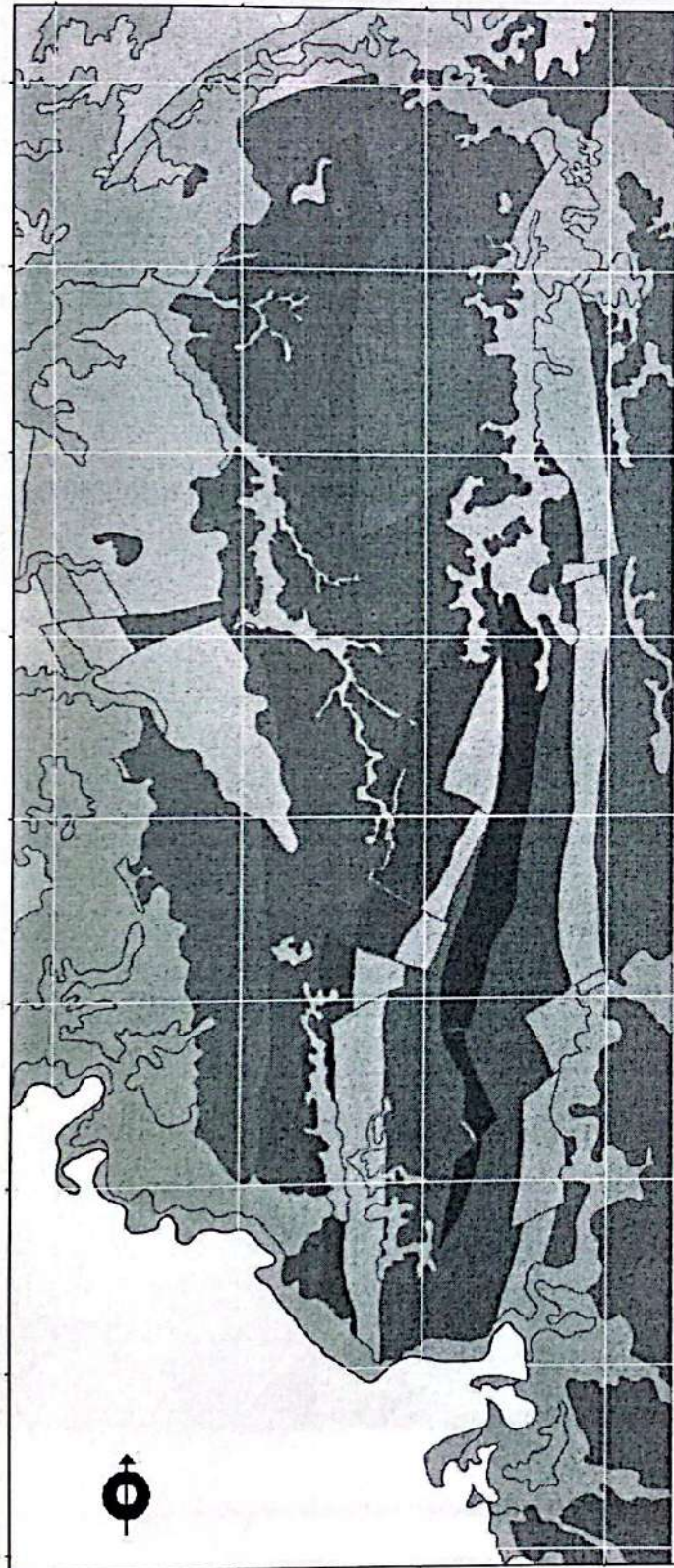
PILSBRY, A., OLSSON, A. (1935): Tertiary fresh-water mollusks of the Magdalena Embayment. Colombia, *Proceedings of the Academy of Natural Sciences of Philadelphia*, v. 87, p. 7-39, Philadelphia, USA.

SANDERSON, J. (1961): Geological Report on the La Cira and Infantas Oil Fields, *ECOPETROL*, Informe Interno, p-56, Bogotá.

WARD, D., GOLDSMITH, R., CRUZ, J., JARAMILLO, L., VARGAS, L. (1973): Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona, Departamento de Santander. *Boletín Geológico*, v. 21(1-3), p. 1-32, Bogotá.

PERIOD	EPOCH	MNV	LCI	DOMINANT LITHOLOGY	Productivity
Quaternary	Pleistocene	Mesa			
Oligocene	Pliocene	Real			Páguas Viejas
	Miocene	La Ora	La Ora		Carabé Gila
		Colorado	A		Carabé Tercero
	Oligocene	Magroca	B		
			C		
	Eocene	Esmeraldas	D		
		La Roca			
	Pliocene	Usama			
	Pliocene	Usama			
Late Cretaceous	Maastrichtian	Unir	Unir		
	Campanian				
	Santonian				
	Coniacian				
	Turonian				
	Conomanian				
Early Cretaceous	Albian	Simil	Simil		
	Aptian	Tobisco	Tobisco		
	Barremian	La Roca	La Roca		
		Rosa Blanca	Rosa Blanca		
	Hauterivian	Tambar	Tambar		
	Valanginian				
Jurassic		Gron	Gron		
Pre-Jurassic		Basement	Basement		

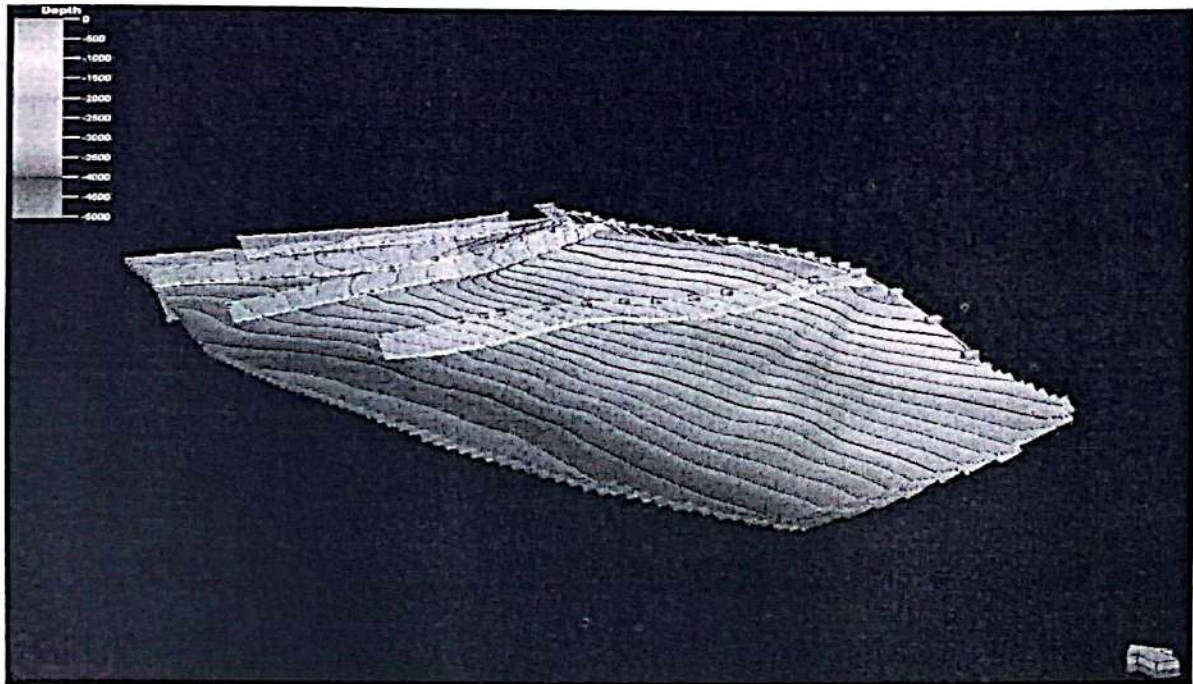
Anexo 1. Columna Estratigráfica para el campo LCI.



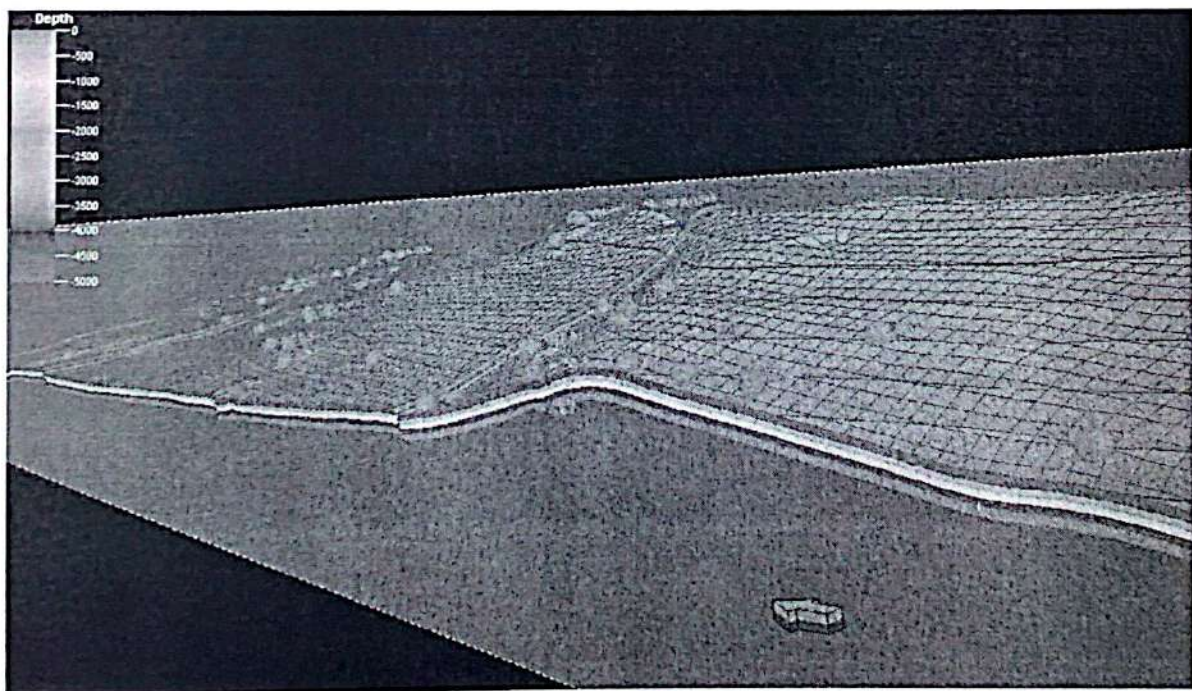
LEYENDA

- Arenas 116: Areniscas grises, de grano fino con shale moteado interestratificado, los cuales son predominantemente violeta y amarillo marrón.
- Depósitos Aluviales: Secuencia repetitiva de niveles gravosos, arenosos y lodosos con estratificación laminar o cruzada, con espesores de 3 a 10 metros, que se acumulan en las partes planas.
- Formación Real: Consta de un conglomerado basal, seguido de areniscas compactas con intercalaciones de arcillas grises y rojas, algunos niveles contienen troncos de árboles silicificados.
- Horizonte fósil la Cira: Shale grises mate a negro interestratificados, fosilíferos, carbonáceos con intercalaciones de areniscas de grano grueso verdosa 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 fisiles y laminadas intercaladas con delgadas capas de arenisca de grano medio, de granos subangulares.
- Zona B: En la parte superior encontramos arenas de grano grueso a fino, ocasionalmente areniscas conglomeráticas interestratificadas con cantidades pequeñas de shale moteado.
- 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 guijarrosas 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.

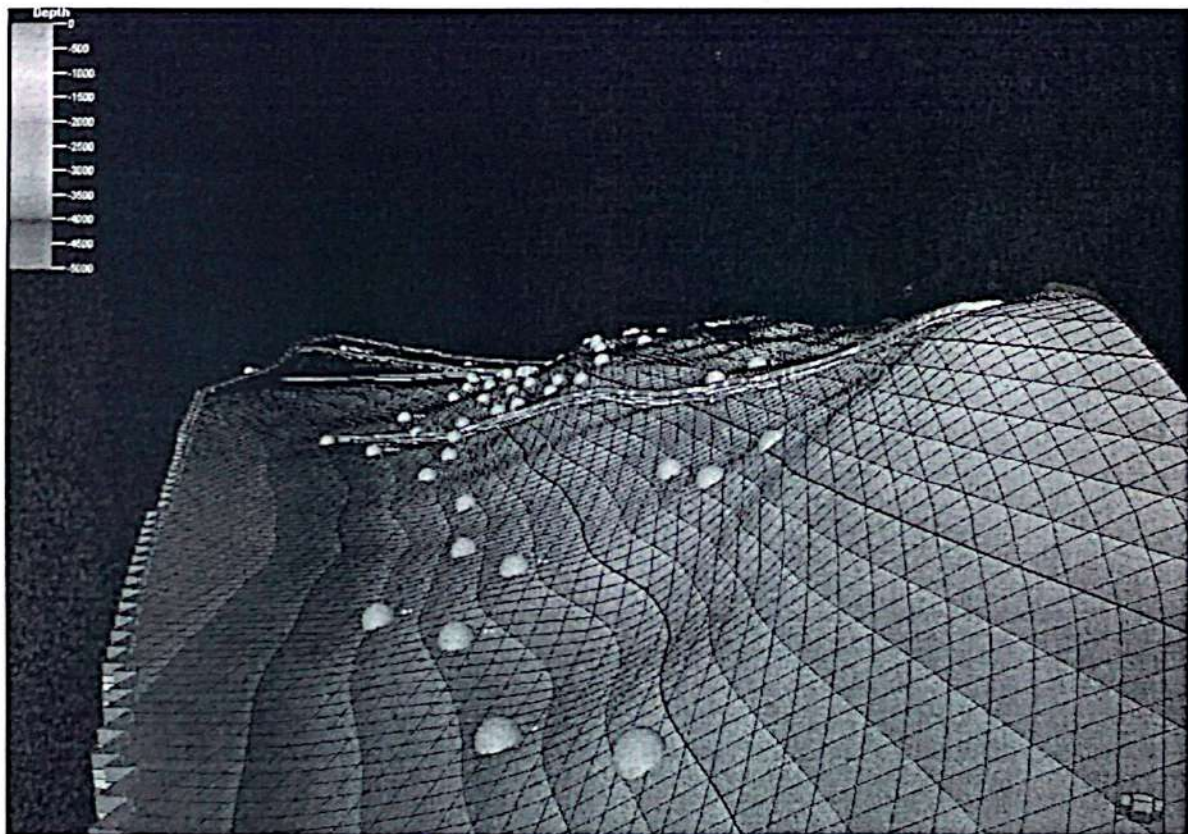
Anexo 2. Mapa Geológico Campo La Cira-Infantas



Anexo 3. Modelo estructural Campo Infantas, ilustrando la Falla de Infantas al fondo y las fallas normales (perpendiculares a la Falla de Infantas) que se encuentran en el campo.



Anexo 4. Vista 3D Modelo estructural, ilustrando el salto de las Fallas Normales mostradas en el Anexo 3



Anexo 5. Vista 3D del Flanco W del Anticlinal de Infantas, en área de Infantas Sur.



Anexo 6. Ilustración del mapa de arena neta de la subunidad D2.