



Universidad de Caldas



**Interpretación de activos exploratorios para pozos pertenecientes a La Cuenca de los
Llanos Orientales**
Análisis post drill

Camilo Antonio Quintero Tejada



Universidad de Caldas



GEOPARK

Programa de Geología
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales
Universidad de Caldas

2023



Universidad de Caldas



**Interpretación de activos exploratorios para pozos pertenecientes a La Cuenca de los
Llanos Orientales**

Análisis post drill

Camilo Antonio Quintero Tejada

**Informe practica académica realizada en la empresa Geo-Park Colombia. Trabajo de
grado modalidad pasantía como prerrequisito para optar por el título de Geólogo.**

Asesor universidad de Caldas

John Jairo Cardona Ríos

Asesor GeoPark Colombia

Alexander Rey Porras

Programa de Geología

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

Universidad de Caldas

2023



Universidad de Caldas



GEOPARK

Nota de aceptación

Aprobado

John Jairo Cardona Ríos

Director Académico



Universidad de Caldas



Dedicatoria

A Dios primero que todo, a mi familia, por todo el esfuerzo realizado por ellos para poder estar en este punto de la carrera, más específicamente a mi madre que sin ella nada de esto sería posible, esto es por, para y de ella.



Universidad de Caldas



Agradecimientos

Agradecer a la jefe de bienestar universitario de la Universidad de Caldas la doctora Claudia Marcela Naranjo y su familia que fueron de gran apoyo en momentos difíciles. A la empresa GeoPark Colombia que me brindo la oportunidad de realizar mi práctica académica, de la cual aprendí bastante, a mis docentes quienes me ayudaron a formarme como profesional, más específicamente a los docentes John Jairo Cardona Ríos y Carlos Alberto Guzmán que me ayudaron durante todo mi recorrido académico.



Resumen

Durante la práctica académica realizada en la empresa Geopark Colombia, se realizaron estudios, análisis y evaluación del sistema petrolífero con base a la información de 33 pozos perforados en la cuenca de los Llanos Orientales Colombianos. Esto, con la intención de reconocer las causas de éxito o falla que presentaron estos pozos, y de esta manera, determinar posibles nuevos prospectos para la exploración y explotación de hidrocarburos en la cuenca de los Llanos Orientales, específicamente en los bloques adjudicados a Geopark.

Durante el periodo correspondiente a la práctica se realizó un análisis *post mortem* para cada uno de los 33 pozos, dentro del cual se recopiló toda la información posible y se realizó el análisis requerido para evaluar los componentes del sistema petrolífero, como lo son: La trampa, los reservorios, la roca fuente, los sellos, la migración y el timing, todo esto con la ayuda de herramientas como imágenes de interpretación sísmica, mapas estructurales en tiempo y/o profundidad, registros eléctricos, entre otros.

El trabajo realizado arrojó una serie de resultados que permiten caracterizar de mejor manera pozos perforados en la cuenca de Los Llanos Orientales, de los cuales se destacan principalmente: La Formación Mirador como principal objetivo de los pozos exploratorios, buscada en 16 ocasiones, lo que representa un 36%, de estos pozos nueve (56%) representaron un éxito geológico permitiendo la acumulación de hidrocarburos, mientras que siete (44%) resultaron en fracasos geológicos. Para caracterizar las causas de fracaso, se evaluaron cada uno de los elementos que componen el sistema petrolífero, arrojando así, que la trampa fallo en seis ocasiones (86%), seguido del sello, el cual fallo en una ocasión (14%).

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el trabajo se llegó a múltiples conclusiones, entre las cuales se destacan: para la cuenca de Los Llanos Orientales el *Play* más exitoso corresponde a trampas estructurales para areniscas de la Formación Mirador, siendo los anticlinales las trampas más efectivas para la cuenca, los cierres en tres direcciones y en cuatro direcciones fueron efectivos en la misma cantidad de ocasiones, un total de cuatro cada uno (50%).



Tabla de Contenido

1. Introducción	1
2. Objetivos	3
2.1 Objetivo general	3
2.2 Objetivos específicos	3
3. Justificación	4
4. Metodología	5
4.1 Recopilación de información	5
4.2 Procesamiento y análisis de la información	5
4.3 Análisis de resultados y conclusiones	6
5. Marco Teórico	7
5.1 Sistema petrolífero	7
5.2 Roca Generadora	7
5.3 Roca Reservorio	7
5.4 Roca sello	7
5.5 Migración y timing (sincronismo)	8
5.6 Trampas	8
5.7 Hidrocarburos	8
5.8 Mapas estructurales	8
5.9 Sísmica	9
5.10 Registros eléctricos	9
5.10.1 Potencial espontaneo (SP)	9
5.10.2 Gamma Ray (GR)	10
5.10.3 Resistividad	10
5.10.4 Registro Neutrónico (NPHIE)	11
5.10.5 Registros de Densidad	12
5.11 Petróleo	13
5.12 Nomenclatura importante:	14
5.13 Contacto Agua-Petróleo	14
5.14 <i>Net Pay</i>	14
5.15 <i>Net To Gross</i>	14
5.16 DST	14
5.17 <i>Spill Point</i>	15



6. Marco Geológico	16
6.1 Geología regional	
6.1.1.Estratigrafía Regional	18
6.1.1.1 Basamento	18
6.1.1.2 Secuencia Paleozoica	18
6.1.1.3 Formación Ubaque	19
6.1.1.4 Formación Gacheta	20
6.1.1.5 Formación Guadalupe	21
6.1.1.6 Formación Barco.	21
6.1.1.7 Formación Los Cuervos	22
6.1.1.8 Formación Mirador	22
6.1.1.9 Formación Carbonera	24
Miembro C8	25
Miembro C7	25
Miembro C6	25
Miembro C5	25
Miembro C4	25
Miembro C3	25
Miembro C2	26
Miembro C1	26
6.1.1.10 Formación León	26
6.1.1.11 Formación Guayabo	26
6.2 Geología estructural	28
6.2.1 Elementos estructurales	28
6.2.2 Provincias y estilos estructurales	28
6.2.3 Fallas principales	32
6.2.4 Pliegues Principales	35
6.3 Evolución tectónica de la cuenca	36
7. Análisis del sistema petrolífero.	39
7.1 Pozos productores	39
7.1.1 Pozo Maya-1	39
7.1.2 Pozo Boa-1	46
7.2 Pozos secos	54
7.2.1 Pozo Guarana-1	54
7.2.2 Pozo Grulla-1	61
8. Análisis estadístico	67
8.1 Objetivos de perforación (Target)	67



Lista de Figuras

Figura 1. Registro Gamma Ray tomado de https://www-ig.unil.ch/geophyse/dia41e.htm mura	10
Figura 2. Registro de Resistividad tomado de https://www.portaldepetroleo.com/2020/04/sistema-petrolero.html	11
Figura 3. Cuerva de registro neutrónico. Tomada y modificada de https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf	12
Figura 4. Cuerva de densidad. Tomado y modificado de https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf	13
Figura 5. Cuenca Llanos Orientales (adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia INGEOMINAS, 2007).	16
Figura 6. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales (ANH, 2012)	27
Figura 7. Terrenos estructurales cuenca de los Llanos Orientales tomada de (Sarmiento, 2011).....	32
Figura 8. Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales Tomada de Horton et al., 2010 (Citado por Sarmiento, 2011	38
Figura 9. Mapa estructural en profundidad para la formación Ubaque, se evidencia en los contornos estructurales un cierre en tres direcciones contra falla	41
Figura 10. Maya-1 In Line interpretación sísmica	42
Figura 11. Maya 1 Cross line.	43
Figura 12. Columna estratigráfica, pozo Maya-1	44
Figura 13. Correlación estratigráfica pozo Maya-1, con pozos aledaños.....	45
Figura 14. Información petrofísica pozo Maya-1	46
Figura 15. Mapa estructural en profundidad para la Fm Barco.....	48
Figura 16. Mapa estructural en profundidad para la Fm Mirador, zoom estructural	49
Figura 17. In line pozo Boa-1	50
Figura 18. Cross line pozo Boa-1	50
Figura 19. Columna estratigráfica pozo Boa-1	51
Figura 20. Correlación estratigráfica pozo Maya-1, con pozos aledaños.....	52
Figura 21. Información petrofísica pozo Boa-1	53
Figura 22. Mapa estructural en Profundidad para la Fm Mirador.....	56
Figura 23. In Line pozo Guarana-1	57
Figura 24. Cross Line pozo Guarana-1	58
Figura 25. Columna Estratigráfica pozo Guarana-1	59
Figura 26. Correlación estratigráfica pozo Guarana-1 con pozos aledaños	60
Figura 27. Ilustración prospecto trampa estratigráfica, Pinchamiento de la Formación Guadalupe.....	61
Figura 28. Mapa estructural en profundidad para la Formación Barco.....	63
Figura 29. Inline pozo Grulla-1	64
Figura 30. Crossline pozo Grulla-1	64



Figura 31. Columna estratigráfica pozo Grulla-1	65
Figura 32. Correlación estratigráfica pozo Grulla-1 con pozos aledaños	66
Figura 33. Grafica porcentual, objetivos primarios buscados	67
Figura 34. Gráfico de barras, tasa de éxito por trampas buscadas.	68
Figura 35. Grafica porcentual, elementos principales de fracaso del sistema petrolífero ..	69
Figura 36. Graficas porcentuales, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Ubaque	70
Figura 37. Graficas porcentuales, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Gacheta.....	71
Figura 38. Grafica porcentual, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Barco.	72
Figura 39 Grafica porcentual, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Mirador.....	73
Figura 40. Ejemplo elemento de fracaso, salto de falla insufiente.....	74
Figura 41. Grafica porcentual, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Gacheta.....	74
Figura 42. Grafica porcentual, plays efectivos por objetivos.....	75
Figura 43. Grafica porcentual, Tasa de éxito para los pozos estudiados.....	76



Universidad de Caldas



Lista de Anexos

1. Anexo 1 Tabla resumen de resultados
2. Anexo 2 Resultados de los pozos analizados



1. Introducción

La empresa GeoPark Colombia es una compañía independiente líder en exploración y producción de petróleo y gas que tiene operaciones en Colombia, Argentina, Chile, Ecuador, y Brasil con más de 400 pozos brutos perforados y más de 420 Mmboe de reservas descubiertas.

Durante la práctica se realizaron múltiples tareas con el fin de caracterizar de manera apropiada el sistema petrolífero de 33 pozos de petróleo perforados, pertenecientes a los bloques adquiridos por la empresa en la cuenca de los Llanos Orientales colombianos, con el fin de estudiar posibles prospectos para futuras perforaciones y así, aumentar la tasa de éxito de futuros pozos perforados. De esta manera, se realizaron 33 análisis *post mortem* para los pozos correspondientes en los cuales se tienen en cuenta parámetros como la eficiencia de la trampa, ya sea estratigráfica, estructural, o combinada, la calidad del reservorio, la calidad del sello, y los datos de migración y timing. Todo esto, evaluado por medio de imágenes de sísmica tanto 2D como 3D, mapas estructurales en tiempo y/o profundidad, registros de pozo como lo son el *Formation Evaluation Log* (FEL), el Registro Grafico Compuesto (RGC), las formas de entrega para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) entre otros. Con el fin de caracterizar el éxito o fracaso del sistema petrolífero para cada uno de los pozos.

Se dará una introducción general de la cuenca de los Llanos Orientales colombianos para finalmente mostrar los resultados obtenidos para un pozo caracterizado como productor (exitoso) y para un pozo caracterizado como seco (fracaso) adicionalmente se dejarán como anexos los demás pozos realizados durante la práctica.

El presente informe se divide en diez capítulos, en el primer capítulo se presenta la introducción del trabajo realizado, posteriormente en el capítulo dos se encuentran los objetivos propuestos por la empresa GeoPark Colombia; en el capítulo tres se encuentra la justificación de la práctica académica; en el capítulo cuatro se presenta la metodología utilizada para la realización de las funciones que fueron asignadas, mostrando el paso a paso aplicado para el cumplimiento eficaz de las mismas; en el capítulo cinco se encuentra el marco teórico, con conceptos que serán requeridos para la comprensión del trabajo realizado; en el sexto capítulo se encuentra el marco geológico, donde se da un contexto general de la cuenca de los Llanos Orientales Colombianos, donde se desarrolló el presente trabajo, en este capítulo se presenta la estratigrafía, la geología estructural y la evolución tectónica de la cuenca; posteriormente, en el capítulo siete se encuentra el análisis del sistema petrolífero, donde se muestran algunos ejemplos de los análisis realizados para diferentes pozos, mostrando el funcionamiento tanto para pozos productores de hidrocarburos como para pozos secos y evaluando los diferentes elementos del sistema, con el fin de identificar las razones de éxito o fracaso de los pozos. En el capítulo ocho, se presenta un análisis estadístico elaborado con los datos de pozo, obtenidos por medio de los análisis post drill, en este se



Universidad de Caldas



presentan los resultados por medio de gráficos estadísticos; finalmente en el capítulo nueve se exponen las conclusiones y recomendaciones que dejó el trabajo realizado y en el capítulo diez se expone la bibliografía utilizada para la realización del trabajo.



Universidad de Caldas



2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Apoyar al equipo de Geología en las labores relacionadas con el proyecto de Geología Llanos, con relación a las actividades de *post drill* y otras labores de interpretación de los activos exploratorios. El Decreto 1807 de 2014.

2.2 Objetivos específicos

- Apoyar al equipo de exploración con la elaboración de registros de Gamma Ray para los pozos que así lo requieran, a través de la digitalización de las curvas provenientes del *Formation Evaluation Log* (FEL) o del Registro gráfico compuesto (RGC) a través de la herramienta “*Kingdom Software 2021*”
- Apoyar al equipo de exploración con sistemas de información geográfica (SIG) en la elaboración de mapas y georreferenciación de imágenes para el proyecto regional de los Llanos Orientales.
- Apoyar al equipo de exploración en las actividades de campo, como *mud loggin* y apoyo al geólogo de pozo (*well site geologist*).
- Apoyar al equipo de exploración en la elaboración de informes y reprocesamiento de información sísmica para los bloques que así lo ameriten.



3. Justificación

La empresa Geopark Colombia, es líder en la exploración y producción de hidrocarburos, la empresa cuenta con un amplio equipo de trabajo conformado por profesionales de múltiples áreas que permiten un trabajo conjunto exitoso y eficiente, sin embargo, debido a la gran exigencia y la cantidad de proyectos que manejan no cuentan con el tiempo suficiente para la realización de todas las labores que le son asignadas, por lo tanto, requieren apoyo para la realización de la mismas. Entre esas labores se encuentran los análisis *post mortem* de los pozos de petróleo pertenecientes a el área de interés, ya que estos aportan información valiosa que permite conocer las razones por las que un pozo fue o no exitoso. Debido a esto, el área de exploración y desarrollo se vio en la necesidad de realizar estos análisis por lo cual se propuso la realización de la practica académica con el fin de analizar 33 pozos pertenecientes al área de interés.



4. Metodología

Para cumplir satisfactoriamente con los objetivos propuestos por parte de la empresa para la realización de la práctica académica y para la elaboración del trabajo de grado, se ejecutó una metodología que se dividió en las siguientes etapas.

4.1 Recopilación de información

Se recopiló información de los pozos, proveniente de la base de datos adquirida por la empresa, información comprada directamente a las empresas operadoras que perforaron los diferentes pozos y a la ANH. La información adquirida, varía para cada uno de los pozos, pero en contenidos generales se cuenta con datos de pozo tales como FEL, RGC, las Formas correspondientes de la ANH, registros de gases (GAR), registros de completamiento, intención de perforar (F4CR) en la cual vienen incluida la información sísmica y los mapas estructurales en tiempo y/o profundidad, eventualmente se contó con registros de producción donde se encontró información acerca de la producción de gas y aceite total acumulados en el pozo.

Adicionalmente a través del *software Kingdom 2021* se realizaron y cargaron los registros de los pozos con el fin de evaluar y diferenciar los topes de las distintas formaciones y sus características, por medio de registros como el *Gamma Ray*, las resistividades, la densidad y el neutrón principalmente.

4.2 Procesamiento y análisis de la información

Con la información obtenida y organizada anteriormente se procedió a realizar el análisis correspondiente para cada uno de los pozos, evaluando todos los componentes del sistema petrolífero y consignado la información en el formato previamente proporcionado por el área de exploración y desarrollo. Teniendo en cuenta datos clave como lo son: información general del pozo, targets principales y secundarios, fecha de inicio y finalización de la perforación, *testing* (DST) con los resultados y el intervalo probado, y los resultados.

La evaluación del sistema petrolífero, fue desarrollada analizando cada uno de sus componentes, iniciando principalmente en el tipo de trampa buscada por la compañía operadora, analizando la presencia y la eficiencia de esta, todo esto con la ayuda de la sísmica 3D y los mapas estructurales correspondientes a la/las formaciones de interés. Posteriormente, se evalúa la presencia o no de los reservorios buscados y su calidad, teniendo en cuenta parámetros como la porosidad, la porosidad efectiva, la permeabilidad, la presencia o no de arcillas, entre otras. Toda la información de los reservorios, se obtuvo de registros de *gamma ray*, densidad, neutrón, resistividad, información del mud Loggin y reportes geológicos suministrados por las empresas operadoras.



A continuación, se analizó la presencia y eficiencia de los sellos tanto laterales como verticales, teniendo en cuenta su presencia en la estructura y su espesor dentro de la misma, además de su capacidad para entrapar los hidrocarburos. Finalmente, se analizó la migración y el timing en la estructura con el fin de determinar si esta se encontraba presente a la hora de la migración del hidrocarburo, analizando la presencia o no de *shows* tanto de gas como aceite.

4.3 Análisis de resultados y conclusiones

A partir de los análisis realizados anteriormente, se evaluaron todos los datos proporcionados y se llegó a un consenso para determinar las razones para el éxito o no del sistema petrolífero, esto para cada pozo al cual se le realizó el trabajo; todo con el fin de elaborar un análisis de portafolio, que permita generar posibles prospectos de exploración de hidrocarburos.



5. Marco Teórico

En este capítulo se presentarán conceptos básicos que serán necesarios para un mayor entendimiento del trabajo realizado, proporcionando información relevante acerca de temas relacionados con la exploración e interpretación de hidrocarburos.

5.1 Sistema petrolífero

El sistema petrolífero es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza. Los elementos esenciales son: la roca generadora, la roca reservorio y la roca sello. Los procesos del sistema son la formación de la trampa y la generación, migración y acumulación del hidrocarburo. Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a la acumulación de hidrocarburos, a esto se le llama sincronía. La ausencia de uno solo de los elementos o procesos, elimina la posibilidad de tener un yacimiento de petróleo (Velázquez Cruz & Trejo Rodríguez, 2015).

5.2 Roca Generadora

Una roca generadora es aquella rica en contenido de materia orgánica y que tiene la capacidad de generar hidrocarburos. Actualmente, a las rocas generadoras se les considera yacimientos no convencionales, ya que debido a sus características particulares un gran porcentaje del aceite que generan continúa atrapado en ellas, y sólo es recuperable con técnicas modernas de extracción. Las rocas generadoras son comúnmente lutitas o calizas (Velázquez Cruz & Trejo Rodríguez, 2015).

5.3 Roca Reservorio

Una roca reservorio es aquella donde comúnmente se almacena el petróleo debido a sus características de porosidad y permeabilidad. Comúnmente son arenisca que presenta porosidades superiores al 10% aunque se deben considerar más variables como lo son la pureza de las arenas (arenas limpias o sucias) el espesor de la capa de arenas, la porosidad efectiva, y el tamaño de grano, aunque cabe aclarar que no solo las arenas se pueden considerar rocas reservorios, ya que rocas carbonatadas por ejemplo pueden ser efectivas como roca reservorio (Velázquez Cruz & Trejo Rodríguez, 2015)

5.4 Roca sello

Es una unidad de roca relativamente impermeable, de baja porosidad y que actúa como una barrera al paso o escape de los fluidos contenidos en los yacimientos. Las lutitas y las evaporitas generalmente constituyen excelentes rocas sello (Schulmberger Ltd, 2018).



5.5 Migración y timing (sincronismo)

Sincronía, se define como la ocurrencia de fenómenos en un mismo tiempo. En el caso del sistema petrolífero se refiere a la relación espacio-tiempo de los elementos (rocas reservorio y sello) y procesos geológicos (roca generadora, migración y acumulación) relacionados con los yacimientos de hidrocarburos. Cabe aclarar que para la acumulación de hidrocarburos los eventos no tienen que ser coetáneos, pero, la estructura (trampa) debe estar presente a la hora de migración del hidrocarburo (Velázquez Cruz & Trejo Rodríguez, 2015).

5.6 Trampas

En exploración petrolera, se define un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen (SENER, 2015). En términos generales las trampas de hidrocarburos pueden ser estratigráficas o estructurales, o bien combinadas, las trampas estructurales están asociadas a deformaciones que ocurren en la corteza terrestre como plegamientos y/o fallamientos, por otra parte, las trampas estratigráficas se producen como consecuencia de discordancias, variaciones laterales de facies o cambios diagenéticos. Pueden clasificarse en primarias y secundarias. Las primarias son aquellas que se originan conjuntamente con el depósito sedimentario, mientras que las secundarias se originan a partir de cambios diagenéticos (cementación, lixiviación, disolución, alteración mineral, etc.) o bien a causa de una discordancia. Ambas situaciones ocurren luego de depositada la roca (Garrido, s.f.).

5.7 Hidrocarburos

Los Hidrocarburos son un grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Pueden encontrarse de forma líquida natural (petróleo), líquida por condensación (condensados y líquidos del gas natural), gaseoso (gas natural) y sólido (en forma de hielo como son los hidratos de metano) (Velázquez Cruz & Trejo Rodríguez, 2015).

5.8 Mapas estructurales

Un mapa estructural es un tipo de mapa del subsuelo cuyas curvas de contorno representan la elevación y/o profundidad de una determinada formación, yacimiento o marcador geológico en el espacio, de modo que los pliegues, fallas y otras estructuras geológicas se muestran con claridad (Schulmberger Ltd, 2018).



5.9 Sísmica

Es un método Geofísico que permite determinar en profundidad la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas o capas de la tierra, mediante la detección de ondas acústicas, producidas por una fuente artificial (martillo, vibro, sismigel, etc.), propagadas a través del subsuelo según la elasticidad de las capas, que se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse usando sensores (geófonos) (Juan, 1930).

Existen tres tipos de sísmica: 2D o en dos dimensiones, 3D o tridimensional y 4D cuatro dimensiones. En principio, un tipo de sísmica se diferencia del otro por la distancia entre las líneas sísmicas o densidad de la malla que es mayor en la sísmica 3D que requiere aumentar el área de impacto, La sísmica 3D genera gráficos tridimensionales que permiten mayor detalle para verificar la presencia o no de estructuras que permitan la acumulación de hidrocarburos (Carvajal Martínez et al., 2022).

5.10 Registros eléctricos

Los registros geofísicos de pozo son una medición *in-situ* (directa) de las propiedades físicas del subsuelo en función de la profundidad. Este método consiste en introducir una sonda a un pozo, la cual está equipada para registrar valores físicos como: la resistividad eléctrica (corta, media y profunda), potencial natural (SP), radioactividad natural *gamma*, resistividad y temperatura de fluido, así como la desviación del pozo. Una de las ventajas de este método es que permite registrar en tiempo real estas propiedades del subsuelo (Garduza Rueda, 2019). A través de los registros de pozos medimos un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que han penetrado. Además, los registros nos dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas) (Garduza Rueda, 2019).

5.10.1 Potencial espontáneo (SP)

Es un registro no inducido. El SP de los materiales del subsuelo se origina en las células electroquímicas formadas por el contacto entre las arcillas, las arenas y el lodo de perforación, y como consecuencia del efecto electrocinético de los fluidos que se mueven a través de la zona permeable. El SP se mide introduciendo un electrodo en el pozo sin revestimiento, mientras que el otro electrodo se sumerge en un pozuelo excavado en la superficie y lleno de lodo de perforación. Se toman a *open hole*. No funciona en lodo base aceite. Debido a su baja resolución, actualmente han sido desplazados por el registro de GR (Garduza Rueda, 2019).

5.10.2 Gamma Ray (GR)

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos *gamma* que poseen las rocas. Durante la meteorización de las rocas, los elementos radiactivos que estas contienen se desintegran en partículas de tamaño arcilla, por lo tanto, las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de estas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U). Se lee de izquierda a derecha, si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API, sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (Vsh), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados (revestidos) (Figura 1) (Garduza Rueda, 2019).

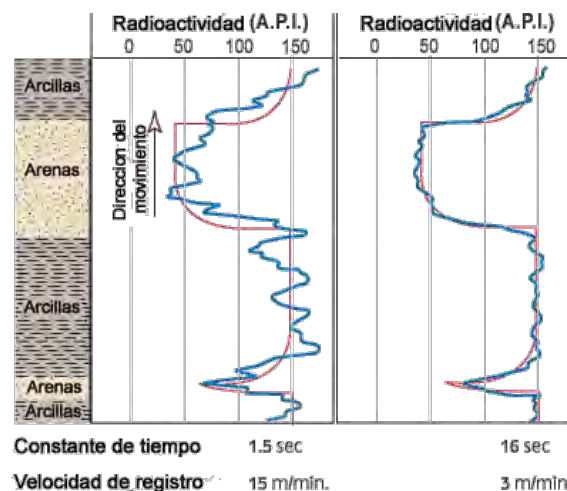


Figura 1. Registro Gamma Ray tomado de <https://www-ig.unil.ch/geophyse/dia41e.htm>

5.10.3 Resistividad

Es un registro inducido. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que generalmente va desde 0.2 hasta 2000 ohm-m. Los registros de resistividad, también se utiliza para estimar contactos agua-petróleo, para calcular la resistividad del agua de formación (R_w) y la resistividad verdadera de la formación (R_T). Se lee de izquierda a derecha. (Figura 2) (Garduza Rueda, 2019).



Figura 2. Registro de Resistividad tomado de <https://www.portaldelpetroleo.com/2020/04/sistema-petrolero.html>

5.10.4 Registro Neutrónico (NPHIE)

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo de la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama CNL. Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde -0.15 a 0.45 (-15 a 45 %) (Figura 3) (Garduza Rueda, 2019).

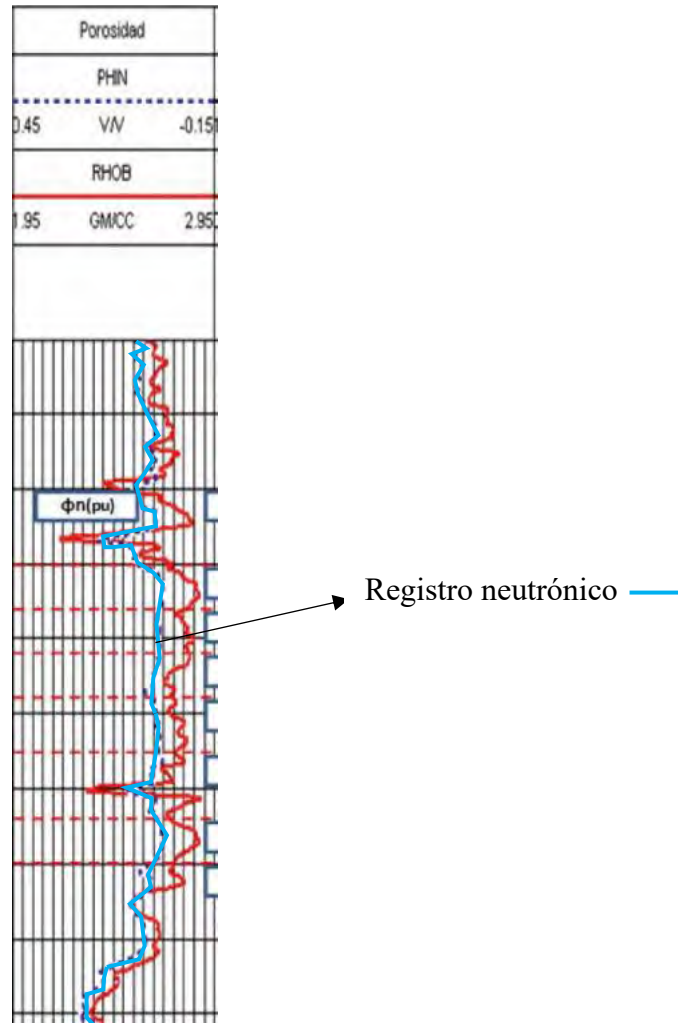


Figura 3. Curva de registro neutrónico. Tomada y modificada de https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf

5.10.5 Registros de Densidad

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones. La herramienta se llama FDC. Sirve para estimar la densidad del sistema roca –fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es gr/cm^3 , con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cm^3 . (Figura 4) (Garduza Rueda, 2019).

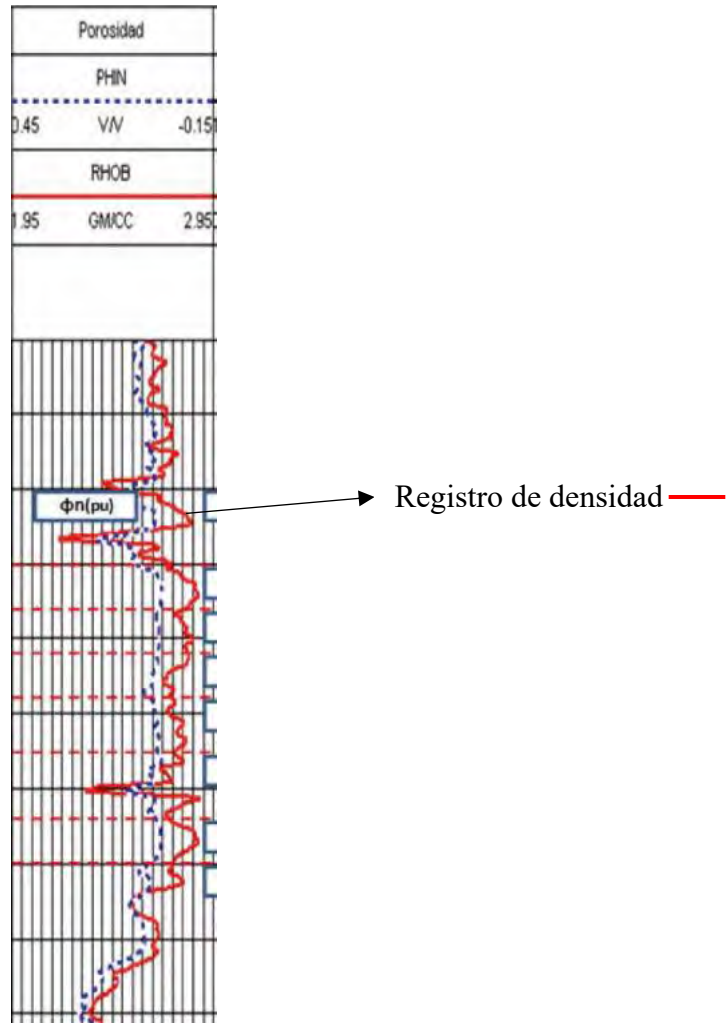


Figura 4. Curva de densidad. Tomado y modificado de https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf

5.11 Petróleo

El petróleo es una sustancia aceitosa que tiene origen en compuestos orgánicos, principalmente por hidrogeno y carbono, de origen fósil y se encuentra dentro de las formaciones geológicas de la tierra, hace parte de la familia de los hidrocarburos, de la que también hace parte el gas natural, el petróleo según su densidad se clasifica en liviano, pesado, extra pesado e hidrocarburos no convencionales, dicha clasificación la definió el Instituto Americano de Petróleo dentro de una medida estándar que son los grados API, entre más grados API tenga el petróleo extraído es más fácil refinarlo y por ende su precio es mayor, dicha medida oscila entre los 8 o 10 grados API que es crudo extra pesado a más de 31 grados API que es el rango para el crudo liviano (Harman Ortiz, 2013).



5.12 Nomenclatura importante:

- BBL: Barriles de petróleo crudo
- BFPD: Barriles de flujo por día
- BOPD: Barriles de aceite por día
- PWPD: Barriles de agua por día
- CSG: total gas en vetas de carbón

5.13 Contacto Agua-Petróleo

Una superficie de discontinuidad de un yacimiento, sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua, si bien el petróleo y el agua son inmiscibles, el contacto entre ambos corresponde normalmente una zona de transición y suele existir agua irreducible que es adsorbida por los granos de las rocas y petróleo inmóvil que no puede ser producido, cabe resaltar que el contacto agua-petróleo no siempre conforma una superficie horizontal plana, sino que puede estar inclinado o ser irregular (Schulmberger Ltd, 2018).

5.14 Net Pay

Son intervalos en los cuales los hidrocarburos son (económicamente) producibles, en muchos casos, un sólo valor de corte no es suficiente para definir un yacimiento, por lo que es necesario que estos valores sean adecuados considerando el mecanismo de depósito y la metodología sistemática para la evaluación de los hidrocarburos, así como basar la cuantificación de los mismos en criterios específicos del yacimiento que rigen el almacenamiento y el flujo de hidrocarburos, acondicionándolos dinámicamente para reflejar la calidad del yacimiento, teniendo en cuenta el tipo de roca, el mecanismo de agotamiento del yacimiento y la escala de medición (Alcantara Acevedo, 2013).

5.15 Net To Gross

Es la relación entre el espesor neto de arena con porosidad y permeabilidad con el espesor bruto presente en la formación (Castro Delgado & Gómez Bohórquez, 2016).

5.16 DST

Pruebas de pozo realizadas con la sarta de perforación aún dentro del pozo, estas pruebas se realizan usualmente con una herramienta de cierre dentro del pozo que permita que el pozo se abra y se cierre en el fondo del orificio con una válvula accionada desde la superficie (Schulmberger Ltd, 2018).



5.17 Spill Point

El punto estructuralmente más bajo en una trampa de hidrocarburos que puede retener hidrocarburos, una vez que se ha llenado una trampa hasta su punto de derrame (*Spill point*), no ocurrirá más almacenamiento o retención de hidrocarburos por falta de espacio de depósito dentro de esa trampa (Schulmberger Ltd, 2018).

6. Marco Geológico

6.1 Geología regional

La cuenca actual de los Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes, la columna estratigráfica conocida en la cuenca, está representada por rocas Precámbricas del basamento, Paleozoicas, Mesozoicas y Cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias regionales, que se localizan a las bases del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio.

la Cuenca de los Llanos Orientales es de tipo “*foreland*” que cubre un área de 225.603 Km² (22.560.327 hectáreas) limitada al occidente por la Cordillera Oriental y al oriente por el Escudo de Guyana, se extiende hasta el norte de Venezuela, donde es conocida como la cuenca de las Barinas y está recubierta, en gran parte, por rocas del Cenozoico Superior y Cuaternario (Figura 5).

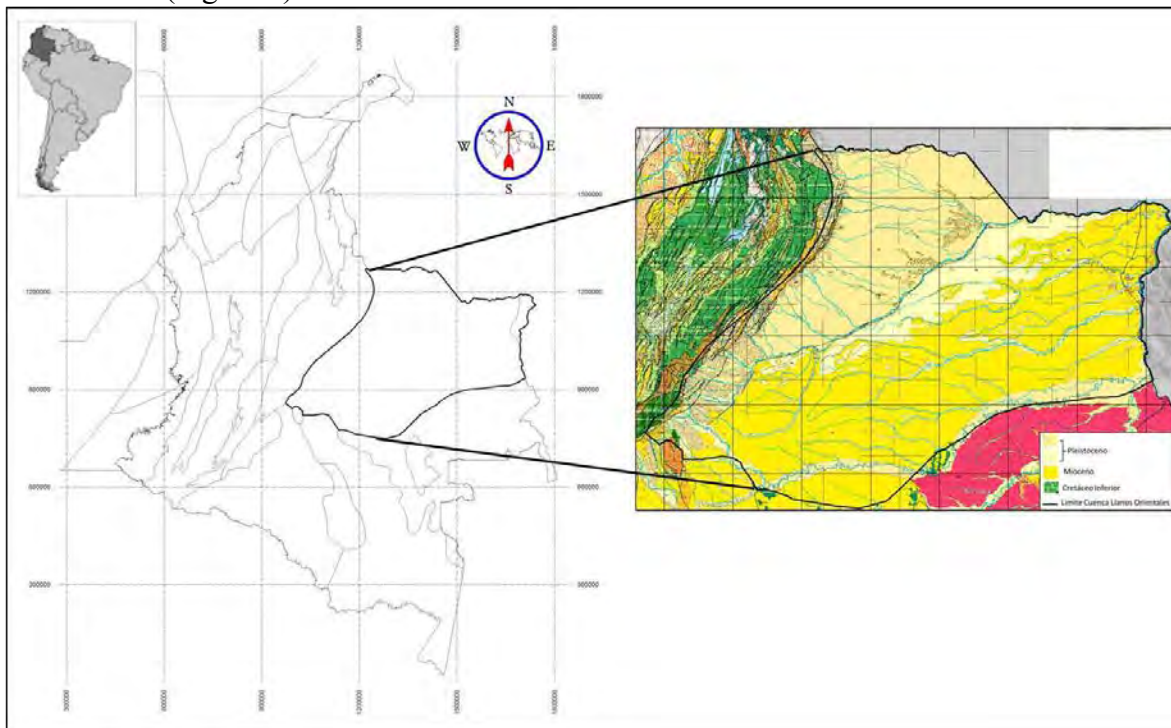


Figura 5. Cuenca Llanos Orientales (adaptado de ANH, 2012; Mapa Geológico de Colombia INGEOMINAS, 2007).

De acuerdo con Cooper (1995), el desarrollo de la cuenca de antepaís de los Llanos Orientales, se enmarca en la evolución de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, que constituyen las tres principales cuencas sedimentarias regionales



desde el Triásico hasta el Mioceno medio. La evolución estructural puede dividirse en ocho eventos principales:

1. Triásico - Cretáceo Temprano: cuencas de *rift*, desarrolladas como resultado de la separación de Norte y Sur América por la apertura del Caribe (~ 235 - 130 Ma.). Esta es una mega secuencia sinrift.
2. Barremiano – Maastrichtiano: un período prolongado de extensión episódica se produjo, representado en una serie de fallas extensionales (por ejemplo, el sistema de fallas Guaicáramo), junto con la subsidencia pasiva regional en una cuenca de retro-arco cuenca (~ 125 - 74 Ma). Esta es una mega secuencia retro-arco (back-Arc).
3. Maastrichtiano – Paleoceno temprano: el evento final de acreción de la Cordillera Occidental causó levantamiento y erosión de la Cordillera Central (~ 74 - 65 Ma.). Este es el inicio de la mega secuencia de cuenca de antepaís pre-andina.
4. Eoceno medio: un evento temprano de deformación compresiva afectó el Valle del Magdalena y la margen occidental de la Cordillera Oriental (~ 49 - 42 Ma.) debido a un aumento en la tasa de convergencia de las placas de Nazca y Suramérica (Pardo-Casas y Molinar, 1987; Daly, 1989).
5. Eoceno tardío-Oligoceno tardío: un período prolongado de subsidencia y fallamiento normal localizado ocurrió en respuesta a la flexión de la litosfera en la cuenca de antepaís, creado por la carga de deformación de las cordilleras Occidental y Central (~39- 29 Ma.).
6. Oligoceno tardío - Mioceno temprano: deformación en los valles del Cauca y Magdalena causó continuación de la subsidencia en la cuenca de los Llanos Orientales (~ 29-16,5 Ma.).
7. Mioceno medio: una fase de subsidencia rápida ocurrió cuando: deformación, levantamiento y erosión se iniciaron en la Cordillera Oriental, y se estableció el depocentro de cuenca de antepaís en el piedemonte de los Llanos Orientales (~ 16,5- 10,5 Ma). Esta es una mega secuencia de cuenca de antepaís.
8. Mioceno tardío – Reciente: la última fase de compresión y de inversión asociados con el plegamiento frontal y cinturón de cabalgamiento de la Cordillera Oriental (10,5 Ma. Hasta el Presente).

La Cuenca actual se desarrolla a partir del Cretáceo Superior. Hasta el Eoceno - Oligoceno, los depocentros se encuentran hacia el NW, en el área actual de la Cordillera Oriental, el Valle del Magdalena y la Cordillera Central. Con el paroxismo Andino, durante el Mioceno-Plioceno, la geometría de la Cuenca cambia con el levantamiento de la Cordillera Oriental, la migración del depocentro hacia el este y la creación del fore-deep andino a lo largo del flanco este de la Cordillera Oriental.(ANH, 2012)



6.1.1. Estratigrafía Regional

A continuación, se dará una descripción generalizada de la cuenca de los Llanos Orientales desde el basamento de edad Jurásico hasta el Neógeno representado por la Formación Guayabo.

6.1.1.1 Basamento

En el área del Meta se reportan dos tipos de basamento, un basamento ígneo-metamórfico, de composición diorítica - sienítica, cuyo fallamiento normal causó relieve positivo que controló los depósitos pre-ordovícicos, y otro conformado por filitas y cuarcitas (metamorfismo de bajo grado), las cuales podrían ser prolongación del Macizo de Quetame, bajo la secuencia sedimentaria (Obando y Pérez, 1988).

En el área de Guape, se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad Precámbrica, relacionadas con el Cratón de Guyana, se tienen reportes de superficie en algunos sectores de la Serranía de La Macarena y borde este de la Cordillera Oriental, en los cuales se describen gneises pertenecientes, probablemente a las facies anfibolita, esquistos sericíticos y rocas intrusivas granosieníticas. (Bogotá, 1988)

6.1.1.2 Secuencia Paleozoica

En la cuenca se definen dos secuencias (Ecopetrol y Beicip-Franlab, 1995 en: ANH, 2012).

Secuencia 1. Está representada, principalmente, por meta sedimentos y se encuentra limitada por dos importantes discordancias regionales, la discordancia superior separa el Paleozoico Inferior (Cámbrico - Ordovícico) del Paleozoico Superior (Devónico - Pérmico), mientras la inferior separa el Paleozoico Inferior del basamento Precámbrico, esta última secuencia sería la misma que aflora en la Serranía de La Macarena (Grupo Güejar) (ANH, 2012).

Varios pozos han manifestado meta sedimentos, especialmente aquellos situados hacia la margen oeste o suroeste de la cuenca: Humadea-1, Chichimene-1, Candilejas-1, Uribe-1, Apiay-4P, San Juan-1, Ariari-1, lo mismo que varios de los pozos exploratorios y estratigráficos perforados al noreste de la Serranía de La Macarena (Córdoba y Lamilla, 1989). Igualmente, más al sur, en el borde oriental de la serranía de La Macarena, en reposo sobre gneises Precámbricos, se ubican rocas del Ordovícico, sin evidencia de metamorfismo (Bogotá, 1988). Por otro lado, depósitos marinos pre-ordovícicos se depositaron al sureste, sobre el Alto de Vorágine, y no son identificados al oeste del Alto de Pachaquiario (Obando y Pérez, 1988). El espesor de la secuencia paleozoica inferior es variable, y aumenta de Este a Oeste.



La parte superior de esta secuencia, que ocupa aproximadamente el 70 % de la cuenca, se compone de sedimentos Ordovícicos marinos, en su mayoría lutitas grises a negras, fosilíferas, con intercalaciones de areniscas y limolitas. Particularmente, en los pozos Chaviva-1 y Trinidad-1 se han descrito capas Paleozoicas rojizas, de facies similares a las del Triásico del sector de Arauca. En el área del Meta, presenta un bajo grado de metamorfismo. El espesor de la secuencia paleozoica inferior es variable, y aumenta de Este a Oeste (ANH, 2012).

Secuencia 2. Esta secuencia del Devónico - Carbonífero no está bien identificada, en la cuenca sólo se ha reconocido la presencia del Devónico en cuatro pozos: La María-1, Surimena-1, SM-4 y Balastrera-1. Litológicamente se puede correlacionar con el Grupo Farallones de la Cordillera Oriental. El Carbonífero que aflora en los macizos Quetame, Floresta y Santander no ha sido reportado en la cuenca de los Llanos Orientales. Según Robertson (1986), en el Carbonífero temprano (Misisipiano) hubo transgresión sobre la Precordillera Oriental y luego una regresión gradual en el Pensilvaniano. En lo que al Paleozoico respecta, se acepta que en Colombia no hay rocas del Silúrico; sin embargo, Jacobs et al. (1963) mencionan rodados con fósiles Silúricos al este del Macizo de Garzón, en la Cordillera Oriental. De otra parte, en el pozo San Juan-1, a 6.005 pies, fueron encontrados palinomorfos que indican edad Silúrico tardío (Robert Research, 1988 en: ANH, 2012).

El Devónico, ampliamente distribuido en la Cordillera Oriental, macizos de Quetame y Floresta, comprende lutitas negras y areniscas micáceas grises, intercaladas con algunas calizas fosilíferas. Las rocas basales son conglomerados u otras rocas clásticas de grano grueso, depositados en un mar somero, uniforme, transgresivo. Deformación y metamorfismo en la Formación Floresta (Devónico) y ausencia de rocas del Carbonífero temprano indicarían una orogénesis en el Devónico tardío a Carbonífero temprano, que originaría discordancias locales, por lo que dichos levantamientos, estarían aparentemente asociados a facies clásticas gruesas, regresivas (Robertson, 1986). No se tiene mucha información sobre la presencia de la secuencia Paleozoica tardía en la cuenca, sólo posibles fósiles en el pozo Santa María-1 y en Caño Limón-1, indican Devónico – Jurásico (Geotec, 1986). Igualmente, rocas del Devónico – Pérmico que afloran en la Cordillera Oriental han sido identificadas palinológicamente al sur de la cuenca, en los pozos SM-4 y Balastera-1 (Bogotá, 1988).

6.1.1.3 Formación Ubaque

La referencia original de la Formación Ubaque corresponde a Hubach (1957), para describir una secuencia que aflora sobre la carretera Bogotá-Villavicencio, entre las poblaciones de Chipaque y Cáqueza, constituida casi exclusivamente de arenisca, en bancos gruesos, separados por Shales delgados, endurecidos y como guía presenta un lente de antracita en la



parte alta de la unidad. En general, está constituida por arenitas ligeramente conglomeráticas, de grueso a medio, de cuarzo, color blanco amarillento, friable, con estratificación cruzada planar, en bancos muy gruesos, hasta de 10 m de espesor, separados por lodolita finamente estratificadas de color gris a verde; análisis petrográficos de muestras tomadas de la parte media de la secuencia, corresponden a una arenita de grano medio, constituida por cuarzo, fragmentos de meta conglomerados de cuarzo (que dependen del sitio de aporte), con un buen grado de madurez, selección moderada, con cemento silíceo, clasificada como una cuarzoarenita (ANH, 2012).

La secuencia, localmente incluye lentes de carbón hasta de 1 m de espesor, como se observa en las laderas norte del río Ocoa a la altura del cerro Nariz Larga. En otras localidades, como los afloramientos del río Guatiquía, hasta un poco al suroeste de Villavicencio, se encuentran invertidos y afectados por las fallas de Colepato y Villavicencio, en el Alto de Correderos, origina una morfología de fuertes escarpes y su litología es similar a la de la localidad tipo (ANH, 2012). Los contactos con las formaciones infra y suprayacentes, Fόμεque y Chipaque, respectivamente, se consideran concordantes. Se estima, con base en los perfiles geológicos, un espesor superior a los 500 m en el sector del Borde Llanero y aproximadamente de 1.000 m al sur de la población de Gutiérrez, en el Alto de Correderos.

La edad de esta formación ha sido discutida con base en análisis de fauna por Bürgl (1957), quien cita en la parte alta de la secuencia, *Mantelliceras brazoense* Bose y *Acanthoceras cf. ospinae* (Karsten), considerada como del Cenomaniano, mientras que Campbell (1962) la refiere al Albiano con base en *Lyelliceras pseudolyelli* Parona & Bonarelli, *Hypacanthoplites colombianus* (Riedel) colectados en la carretera de Une a Fosca. Esta unidad fue depositada en un ambiente deltaico con influencia marina (Ulloa & Rodríguez, 1976).

6.1.1.4 Formación Gacheta

Descrita por Miller (1972) (Mencionado en Var der Hammen, 1958) en Sogamoso, fue inicialmente llamada Formación Chipaque (Hubach, 1962) y posteriormente Formación Lodolitas de Aguascalientes (Sarmiento et al, 1996) del Grupo Palmichal (Ulloa et al, 1979) en el Piedemonte, esta unidad se compone de lodolitas orgánicas, con intercalaciones menores de cuarzo areniscas de grano fino y limolitas, con contacto concordante tanto en su límite superior (Formación Guadalupe) como en su límite inferior (Formación Une). Su espesor es de 189 m en el Pozo Carupana-1, 154 m en el Pozo Bucaro-1, 143 m en el Pozo Puinaves-1 y 118 m en los pozos Guachiría-1 y Caño Garza Norte-1. Su edad va del Coniaciano al Santoniano (Carrillo Lombana et al., 2013).

Según Fajardo et al (2000), sobre la superficie de inundación se depositaron lodolitas con intercalaciones arenosas de la Formación Gacheta en un ambiente de plataforma marina en



la mayor parte de la cuenca y transicional de bahías o estuarios o marino, restringido hacia el S (Área del Meta) y al E de la cuenca. Los estratos de esta formación, corresponden a un evento progradacional desarrollado durante el Coniaciano a Santoniano. Este evento finaliza con una exposición subárea e incisión de valles cuyo registro es una superficie de Inconformidad presente en la Cuenca de los Llanos.

6.1.1.5 Formación Guadalupe

Definida por Hetner - 1892 (mencionado por Van der Hammen, 1958) para las areniscas de la parte alta del Cretáceo, en los Cerros Orientales de Bogotá, inicialmente llamada en el Piedemonte Formación Areniscas de San Luis de Gaceno (Sarmiento et al, 1996) y referenciadas dentro del Grupo Palmichal (Ulloa et al, 1979), esta unidad se compone cuarzo areniscas de grano fino a medio, masivas, esporádicamente de grano grueso, con unos pocos lentes de lodolitas grises, rojas y blancas, con su contacto inferior concordante con la Formación Gacheta y el contacto superior discordante con la Formación Barco. Su espesor es de 139 m en el pozo Carupana-1, 154 m en el Pozo Bucaro-1, 136 m en el Pozo Puinave-1, 171 m en el Pozo Guachiría-1 y 167 m en el Pozo Caño Garza Norte1. Su edad es Campaniano Tardío.

De acuerdo a Fajardo (2000) se tiene que sobre la superficie de inconformidad desarrollada entre el Santoniano - Campaniano se depositaron areniscas con intercalaciones de lodolitas de la Formación Guadalupe, la parte basal de la formación corresponde a canales y rellenos de estuarios depositados durante un aumento en nivel del mar; el máximo en la superficie de inundación coincide con un cambio paleo geográfico que origina un ambiente netamente marino en la Cuenca de los Llanos sobre la cual se depositan areniscas de sobrefaces o frente deltaico y lodolitas de plataforma, de la parte media del Guadalupe, esto durante un hemicycle de disminución en el nivel del mar. El evento progradacional, finaliza en una superficie de inconformidad, sobre esta entra-Guadalupe y se depositan areniscas de canales estuarinos sobreyacidas por areniscas y lodolitas de relleno de estuarios y finalmente por lodolitas de plataforma marina durante un aumento del nivel del mar. Hacia el sur de la cuenca, la ocurrencia de estratos correlacionables con la Formación Guadalupe no está del todo definida en el área de estudio, ya que se encuentra un hiato desde parte del Campaniano Tardío hasta el Paleoceno Temprano (Reyes et al., 1998 en: Fajardo et al., 2000).

6.1.1.6 Formación Barco.

Descrita por Notestein (1944) en el Catatumbo e inicialmente llamada Formación Areniscas del Morro (Van der Hammen, 1958) en el Piedemonte, se compone de cuarzoareniscas de grano medio a grueso, en paquetes gruesos, con intercalaciones menores de lodolitas grises, de límite inferior discordante con el Grupo Guadalupe y con límite superior concordante con la Formación Los Cuervos. Su espesor es de 26 m en el Pozo Caño Garza Norte-1, y 44 m



en Puinave-1. Su edad es Paleoceno Superior y sobre la superficie de discordancia al tope del Cretáceo se depositaron areniscas con intercalaciones lodosas de las formaciones Barco y Los Cuervos. La Formación Barco está constituida por areniscas depositadas en canales fluviales en algunos sectores de la cuenca y estuarinos en otros, correspondiendo a un evento agradacional (Carrillo Lombana et al., 2013).

6.1.1.7 Formación Los Cuervos

Descrita por Notestein (1944) en el Catatumbo e inicialmente llamada Formación Arcillas del Limbo (Hubach, 1941, en: Van der Hammen, 1958) en el Piedemonte, se compone de lodolitas grises, verdes y negras, con lentes de carbón, limolitas y areniscas cuarzosas a subarcosas de grano muy fino, con un límite inferior concordante con la Formación Barco y límite superior discordante con la Formación Mirador; de edad Eoceno Inferior con un espesor de 17 m en el Pozo Caño Garza Norte-1, y 10 m en el Pozo Puinave. Según Fajardo et al (2000), la diferenciación entre las formaciones Barco y Los Cuervos ha sido históricamente basada en criterios litológicos; el límite entre las dos formaciones se define por el cambio de un intervalo predominantemente arenoso a uno lodoso, respectivamente. Este criterio, aplica con relativa buena confiabilidad en el sector del Piedemonte Llanero, sin embargo, si se tiene en cuenta que hacia el E las facies de lodolitas de la Formación Los Cuervos pueden cambiar a areniscas, este criterio litológico pierde su validez. Por tal motivo, Fajardo et al. (2000) proponen tratar e interpretar integradamente estas dos formaciones. La Formación Los Cuervos se depositó en un ambiente de llanura fluvial o llanura costera superior (Carrillo Lombana et al., 2013).

6.1.1.8 Formación Mirador

El término Mirador fue usado inicialmente por Loys para referirse a una secuencia arenosa del Cerro El Mirador, en el anticlinal de Tarra, estado de Táchira, Venezuela. Notestein et al. (1944) describió esta formación de manera más detallada en el área de la Concesión Barco, Norte de Santander, Colombia. Las características cronológicas y deposicionales de la Formación Mirador en el área de Catatumbo y Norte de Venezuela contrastan ampliamente con las descritas en los Llanos Orientales, ya que, en este último sector, esta unidad representa un sistema fluvial independiente. Generalmente, esta formación se ha caracterizado por su naturaleza predominantemente arenosa con delgadas intercalaciones de lutitas, que junto a sus buenas características petrofísicas la convierten en un intervalo ideal para la acumulación de hidrocarburos, algunos sectores dentro de la cuenca, no son predominantemente arenosos y en cambio presentan facies más lodosas, lo que indica que esta unidad no es continua y constante como lo reportan la mayoría de los estudios y reportes geológicos de los pozos (GeoPark, 2021)



El comportamiento de los registros eléctricos en la Formación Mirador es muy similar en todas las partes de la cuenca, con algunas diferencias mínimas en los valores del Gamma Ray, debido básicamente a variaciones litológicas de la roca como la mayor presencia de matriz arcillosa, variaciones composicionales y/o cambios en la distribución y forma de los sedimentos (GeoPark, 2021). En la mayor parte de la cuenca, las características sedimentológicas de Mirador son muy similares, presentando generalmente amplios bancos de areniscas cuarzosas de color gris amarillento a blanco translucido, con granos subredondeados a subangulares de tamaño fino a grueso y con una selección moderada a pobre, siendo mayor esta última en la región central; el cemento de estas areniscas generalmente es silíceo y la matriz es arcillosa en casi todos los intervalos. La parte suroccidental de la cuenca conserva estas características, pero solo en la parte inferior; en la parte superior los sedimentos tienen un tamaño de grano grueso que en algunos intervalos llega a ser conglomerático, están pobremente seleccionados, bien redondeados y presentan variables contenidos arcillosos altamente bioturbados, posiblemente, la diferencia notable en los patrones sedimentológicos de estas areniscas en la parte superior de la unidad se debe a cambios en el ambiente de depositación que están asociados a zonas con mayor influencia marina y que solo se registran en esta parte de la cuenca de los Llanos Orientales.

Composicionalmente las areniscas son predominantemente cuarzosas, con un contenido de cuarzo entre el 60 y el 90%, feldespato potásico (entre 3 y 7%), arcilla detrítica (< 2%) Moscovita (< 2%; solo se presentan en areniscas de grano muy fino) y en menor proporción fragmentos de rocas, piritita, materia orgánica degradada y minerales pesados como turmalina y circón; el cuarzo generalmente es monocristalino (entre el 50 y 60%) y en menor proporción policristalino, lo que indica varias fuentes de aporte de sedimentos; los fragmentos líticos generalmente son metacuarcitas, granitos y cuarzo policristalino, similar a los fragmentos descritos para las rocas del Cretácico superior, lo que indica un área de aporte similar (Escudo de Guyana) (ANH, 2012).

Las delgadas capas que se intercalan entre los bancos de areniscas están compuestas principalmente de lutitas y arcillolitas, las lutitas presentan un color gris verdoso a gris pardo, son firmes, finamente laminadas, fisiles a subfisiles y su composición es micropirítica a micromicácea; las arcillolitas tienen características similares a las de las lodolitas y son ocasionalmente limosas, en algunos sectores se observan delgados lentes de carbón sub-laminar, quebradizo y en partes gradando a lutitas carbonosas y en lugares más aislados, se reporta la presencia de dolomita color crema moderadamente dura y micrítica.

El espesor de la Formación Mirador en los Llanos Orientales tiene una tendencia a disminuir hacia el Este, donde se acuña generalmente sobre rocas del Paleozoico, sin embargo, a diferencia de otras unidades del Cretácico y Paleógeno su variación no es tan constante a lo largo de la cuenca, la geometría flexural generada por los procesos de deformación y levantamiento de la Cordillera Oriental, controló la depositación de la Formación Mirador y



debido a que los altos flexurales no se presentaron de manera continua, algunas zonas presentaron mayor depositación que otras y por lo tanto se registran mayores valores en los espesores (GeoPark, 2021)

La zona central de la cuenca presenta valores de espesor más constantes que oscilan entre los 40 y 150 pies, con una disminución marcada hacia el este, e la región norte, los valores generalmente se encuentran entre 100 y 200 pies en el sector de Arauca y disminuyen hacia el sureste hasta desaparecer, entre tanto, la parte más oriental de la región norte se registran valores que superan los 300 pies y que aumentan hacia la frontera norte con Venezuela (GeoPark, 2021)

El contacto inferior de la Formación Mirador está marcado por una inconformidad regional que aumenta su hiato estratigráfico hacia el oriente, por lo que en esta zona se encuentra en contacto con rocas del Paleozoico, al igual que la mayor parte de la región sur, hacia la parte central y suroccidental de la cuenca esta formación suprayace rocas del Cretácico Superior, mientras que, en los sectores más occidentales de la cuenca, suprayace rocas del Paleoceno (Formación Los Cuervos); este último contacto en el piedemonte llanero es transicional, el contacto superior de la Formación Mirador, es concordante con la Formación Carbonera y en la mayor parte de la cuenca es fácil de definir debido al contraste litológico con las facies lodosas de la parte inferior de esta unidad (GeoPark, 2021)

Son muchas las discrepancias que se tienen sobre la determinación de la edad de la Formación Mirador, no solo en la cuenca de los Llanos Orientales, sino también en el piedemonte llanero, generalmente la mayoría de los estudios estratigráficos en los Llanos Orientales y los reportes de los pozos que se encuentran a través de la cuenca, datan esta unidad como Eoceno medio-tardío, existe alto diacronismo de esta formación entre el piedemonte llanero y los Llanos Orientales, e incluso hacer correlaciones entre estos dos sectores resulta complicado y posiblemente infructuoso debido a su diferencia en las características tectono estratigráficas y, aunque exista un alto diacronismo de la formación en los Llanos Orientales, generalmente la edad de esta formación es más joven hacia el oriente, por lo que la laguna estratigráfica en la parte basal de estas areniscas es mayor en este mismo sentido (GeoPark, 2021).

6.1.1.9 Formación Carbonera

Esta espesa secuencia litológica está ampliamente distribuida a través de la cuenca y corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste en una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat et al., 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. La empresa Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los



impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca (ECOPETROL, 1995).

Las características generales de las unidades de la Formación Carbonera fueron descritas por (Charitat et al. 1985) como se presentan a continuación:

Miembro C8: El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta Unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña.

Miembro C7: Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental, son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a gris con tonalidades verdosas. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca.

Miembro C6: El máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies. Hacia el este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.

Miembro C5: Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total, varía desde 50 hasta 300 pies, en el sector de Apiay es difícil diferenciarla y estaría incluida en el Conjunto C2 (ECOPETROL, 1995) en el cual estaría también el intervalo cronoestratigráfico correspondiente a la Unidad C4, no diferenciable en este sector, ya que litológicamente el Conjunto C2 presenta aproximadamente un espesor de 1.000 pies, correspondiente a una intercalación de arcillolitas y areniscas de poco espesor, con un nivel un poco más arcilloso hacia el tope.

Miembro C4: No siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca, generalmente está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena - 1, al noreste. El máximo espesor registrado en este sector se encuentra en el pozo Guacavía-1 con 1.050 pies. De manera generalizada, la Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.

Miembro C3: Esta unidad se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, donde presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña, cerca de Medina-1. Está



compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. En el sector de Apiay, puede ser equivalente cronoestratigráficamente a las Areniscas de Carbonera, y al Conjunto C1, que corresponde a una intercalación de areniscas y arcillolitas.

Miembro C2: Después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el este. Está compuesto casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (pozo Medina-1). La Unidad C2, es correlacionable con la lutita E del sector del Apiay, y en sus límites norte y noreste, el porcentaje de arena aumenta, esto relacionado muy probablemente con un ambiente deltaico.

Miembro C1: es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Es correlacionable estratigráficamente con las Areniscas Superiores de Carbonera (ECOPETROL, 1995). Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía-1y Cumaral-1.

6.1.1.10 Formación León

Esta unidad denominada por Notestein (1944) en el Catatumbo e inicialmente llamada Miembro inferior de la Formación Caja (Valencia, 1938, en Van der Hammen, 1958) en el Piedemonte, se compone de lodolitas grises verdosas, con lentes de limolitas, con un espesor de 230 m en el Pozo Puinaves-1, 250 m en el Pozo Caño Garza Norte-1, 300 m en el Pozo Guachiría-1, 246 m en el Pozo Bucaro-1 y 330 m en el Pozo Carupana-1; con límites concordantes entre las formaciones Guayabo y Carbonera.

De acuerdo a Fajardo et al. (2000), en este lago o cuerpo de agua restringido se depositaron lodolitas con intercalaciones arenosas de la Formación León durante el Mioceno Medio. El tope de la Formación León corresponde a un evento de máxima progradación, cuando prácticamente desapareció este cuerpo de agua en la Cuenca de los Llanos. Su edad va desde el Mioceno Temprano al Mioceno Medio (Carrillo Lombana et al., 2013).

6.1.1.11 Formación Guayabo

Representa la última sedimentación de la cuenca, es una secuencia espesa de más de 13.000 pies, en el piedemonte de la Cordillera Oriental y está constituida por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados; ocasionalmente, hacia el tope

presentan niveles carbonosos (ANH, 2012). Esta formación es de influencia marina a la base y hacia el tope es fluvial marino a continental (Navas, 1985).

En el sector de Arauca se tienen diferentes denominaciones para la secuencia de rocas de la Formación Guayabo: Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque, nombres utilizados por INTERCOL (Navas, 1985). Esta formación se encuentra representada en la parte central de la cuenca, por una sección de 2.000 a 8.000 pies, de arcillolitas vari coloreadas y areniscas masivas de grano grueso, hacia el área de Meta tiene mayor dominio continental y regionalmente se adelgaza hacia el sur de la cuenca, conviene subrayar que, el ambiente deposicional es fluvial – deltaico, con llanuras deltaicas y canales meandriformes, en un sistema de subsidencia de la cuenca de los Llanos Orientales y aporte de sedimentos detríticos provenientes de la Cordillera Oriental de Colombia (ANH, 2012)

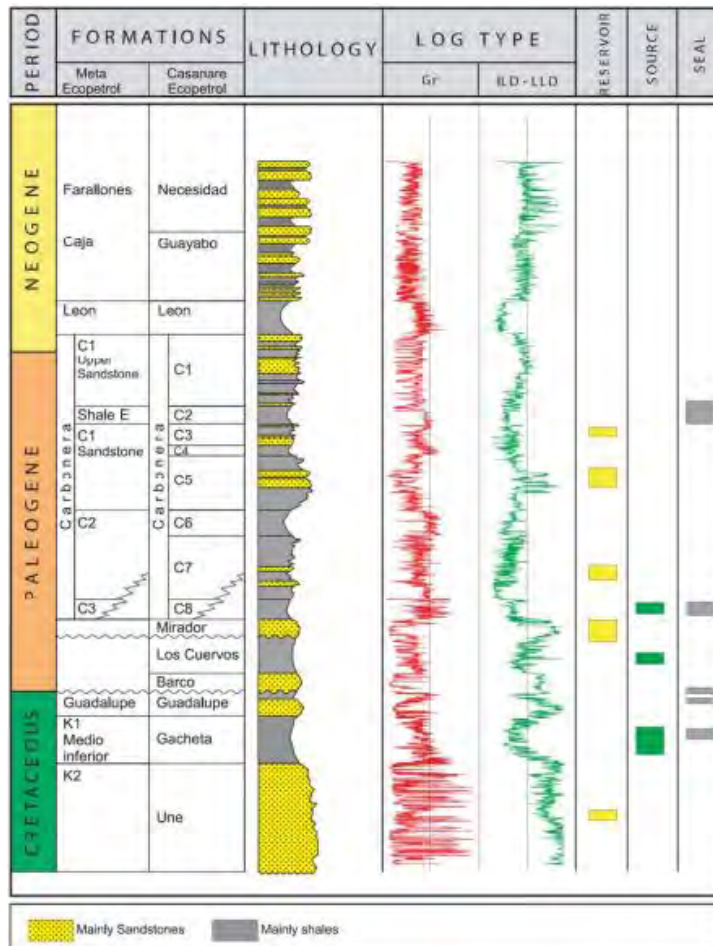


Figura 6. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales (ANH, 2012)



6.2 Geología estructural

6.2.1 Elementos estructurales

Existen un sin número de elementos estructurales que configuran la cuenca, dentro de ellos se pueden resaltar los descritos por (ECOPETROL, 1995) como se relacionan a continuación

- El arco de Arauca es un paleoalto en el subsuelo, de orientación E-O buzando hacia el oeste, separando la cuenca de los Llanos de la cuenca de Barinas en Venezuela, su buzamiento se nota suavemente en el isopaco del Cretáceo, mientras que su expresión está totalmente ausente en el Eoceno.
- El Graven de Arauca corresponde a una depresión orientada ENE-OSO, entre las zonas de fallas de Mantecal y Achagua, sitio de un relleno Paleozoico importante con más de 8 km de Cambro-Ordovícico principalmente (Mc Collough, 1989).
- La zona de plataforma de Casanare
- El paleoalto de vorágine de orientación N-S, separa la provincia de Casanare al norte de la provincia del Meta al sur, este alto tiene su expresión en los mapas isopacos del Paleozoico y del Cretáceo.
- El paleoalto de Candilejas o de Chafurray de orientación N-S está reconocido sísmicamente entre la Macarena y el paleoalto de Vorágine y corresponde a una paleotopografía que controló la sedimentación del Cretáceo.
- La Serranía de la Macarena con afloramientos del Cretáceo y basamento, de orientación N-S separa los Llanos de la cuenca del Putumayo.
- La zona andina corresponde al piedemonte de la Cordillera Oriental con una longitud de 450 a 500 km y elevaciones de 300 a 1500m. El régimen compresivo domina con pliegues, fallas inversas y cabalgamientos, su rumbo estructural tiene una dirección E-SSO.

6.2.2 Provincias y estilos estructurales

A continuación, se presentan con más detalle las diferentes provincias, sus estilos estructurales, el tiempo de formación y los tipos de trampas (Figura 7).

6.2.2.1 Provincia de Arauca

La provincia de Arauca corresponde a la parte norte de la cuenca ante país de los Llanos y ocurre en el Grupo Quetame perteneciente al Basamento. La sección Paleozoica es gruesa en toda la provincia y el estilo estructural está dominado por fallas de rumbo de orientación ENE-OSO. La provincia, consta de dos elementos estructurales mayores: el arco de Arauca y el graben de Arauca



Las principales fallas corresponden a las zonas de fallas de Mantecal y de Achagua, los saltos verticales varían desde 0.2 hasta 2 km a nivel basamento (tectónica de piel gruesa) al borde S del graben, se observan fallas normales sinsedimentarias durante el Cámbrico, estas fallas parecen invertidas al final de Cambro-Ordovícico y reactivadas suavemente durante el Cenozoico. Por otro lado, hacia el borde norte del graben, el fallamiento es inverso de alto ángulo y la dirección de compresión regional se interpreta NO-SE durante el Cenozoico, sugiriendo un movimiento dextral de las fallas ENE-OSO.

En el graben se identifican pliegues de eje ENE-OSO por lo general asociados a fallas inversas y la dirección de estos pliegues con respecto a los límites del graben, sugieren fallas de rumbo sinextral durante el Paleozoico para la falla de Mantecal y Achagua;(ECOPETROL, 1995).

6.2.2.2 Provincia de Casanare

Es la parte central de los Llanos y la zona más extensa de la cuenca, se ubica en las provincias Amazonas y Meta, allí el Paleozoico representa generalmente una sección delgada engrosada hacia el oeste, que corresponde a un gran monoclinado inclinado hacia en la misma dirección de modo que el estilo estructural general se caracteriza por dos familias de fallas normales de dirección N-S y ENE-OSO involucrando toda la sección sedimentaria, la gran mayoría de las fallas son antitéticas, sin embargo, existen fallas sintéticas locales con suaves pliegues *roll-over* (ECOPETROL, 1995). La mayoría de las fallas normales, involucran la sección sedimentaria más reciente, por lo que se piensa que la mayor parte del fallamiento normal corresponde a la reactivación en el Mioceno de los trenes Paleozoicos, esta reactivación podría ser debida a la migración del Forebulge hacia el oriente de la Orogenia Andina (ECOPETROL, 1995).

También a menudo, en la parte occidental del área, la compresión regional andina de dirección NO-SE, reactiva las fallas normales como fallas de rumbo de suaves movimientos dextralaterales que ocurren en los trenes ENE-OSO y movimientos sinestrales que ocurren en los trenes N-S (ECOPETROL, 1995).

Una actividad tectónica del Oligoceno puede estar presente y afectar la sección del Cretáceo y Cenozoico. Allí, se observan fallas sinsedimentarias durante la depositación de la Carbonera basal en el *Foredeep*, y pliegues disarmónicos asociados a fallas inversas de orientación NE-SO en la sección de Carbonera.



6.2.2.3 Provincia del Vichada

El basamento cristalino muy somero (Craton de Guyana) está cubierto por una delgada secuencia de sedimentos clásticos del Cenozoico a más recientes. El área corresponde a un monoclinial buzando hacia el oeste en el cual, el estilo estructural corresponde a fallas normales sintéticas o antitéticas de salto débil, involucrando toda la sección sedimentaria; algunas fallas, evidencian un episodio extensivo durante el Paleozoico Temprano y fueron reactivadas durante el Paleógeno; también existen numerosos paleoaltos, ya sean del Paleozoico o del basamento cristalino con *drapping* de los sedimentos Cenozoicos (ECOPETROL, 1995).

6.2.2.4 Provincia del Meta

La parte sur de los Llanos o provincia del Meta ocurre en el Terreno Quetame, esta provincia consta con los paleoaltos de Vorágine, Candilejas y la Macarena de este a oeste respectivamente. El estilo estructural al occidente de la provincia, se caracteriza por una secuencia Cambro-Ordovícico tectonizada, la cual corresponde a un cinturón plegado (Orogenia Caledoniana) de dirección N-S, en el oriente de la provincia, predominan las fallas de orientación N-S, bien sean normales o inversas, la complejidad de ciertas fallas y pliegues hacen pensar en movimientos de rumbo (estructura en flor negativa y positiva), probablemente sinestrales debidos a la Orogenia Andina (ECOPETROL, 1995).

6.2.2.5 Provincia del Pie de Monte llanero

La Cordillera Oriental resulta de la inversión estructural de una cuenca Triásico Jurásico y Cretáceo temprano que provocó la asimetría de la vergencia opuesta de la Cordillera Oriental y un transporte predominante hacia el este, hacia los Llanos, sin embargo, existe también un transporte significativo hacia el oeste, hacia el Valle del Magdalena, que podría resultar de un proceso de Subducción continental (tipo A) buzando hacia el oeste, localizado en el flanco este de la Cordillera (Colletta et al 1990). Dengo et al. (1993) tienen otra hipótesis y suponen un nivel de despegue de bajo ángulo localizado en la corteza, buzando hacia el oeste con su raíz en la zona de Benioff bajo la Cordillera Oriental, el Valle del Magdalena y la Cordillera Central.

Niveles de despegue regionales existen en el Cretáceo tardío (lutitas de las formaciones Pujama, Gachetá) y Cretáceo temprano (lutitas de la Formación Paja), entre tanto, despegues menores existen en las lutitas de la base del Neógeno en la Cordillera, el estilo estructural general corresponde a pliegues y fallas inversas de bajo ángulo (*thrusts*) con una dirección predominante "E-SSO, para Dengo et al. (1993), existen dos estilos estructurales sobreimpuestos: una deformación Mioceno tardío-Plioceno (que no involucrando el



basamento) con fallas inversas de bajo ángulo, y una deformación Plioceno-Holoceno (Involucrando el basamento), con fallas inversas de alto ángulo.

Las fallas que involucran el basamento son consideradas fallas normales de los periodos Triásico, Jurásico o Cretáceo Temprano que han sido invertidas; Asimismo, han sido observadas fallas de rumbo asociadas con el acortamiento de dirección NO-SE, cabe resaltar que, en el frente de deformación de la Cordillera, existen movimientos dextrales debidos a la orientación del frente con respecto a la dirección de acortamiento (Pennington, 1981) en (ECOPETROL, 1995).

La falla de Guaicáramo es uno de los cabalgamientos mayores del sistema de fallamiento oriental de la cordillera, esta, marca el límite entre la Cordillera Oriental con el Cretáceo Temprano aflorante y con el Piedemonte llanero donde aflora el Cenozoico.

Para el pie de monte se han caracterizado cuatro estilos estructurales predominantes según (ECOPETROL, 1995).

- Un estilo de tectónica de piel delgada se caracteriza por fallas inversas de bajo Angulo que sólo involucran la sección sedimentaria (fallas de Aguaclara, de Yopal.). Esta tectónica genera estructuras de tipo pliegues por propagación de fallas, pliegues por flexión de fallas, sinclinales pasivos tales los sinclinales de Nunchia y Zamaricote, abanicos imbricados de cabalgamientos y zonas triangulares y zonas de dúplex.
- Un estilo de tectónica de piel gruesa, el estilo es semejante al anterior, pero involucra el Paleozoico y el basamento Precámbrico (cabalgamientos de Santa Mana y Lengupa), esta deformación genera pliegues por flexión de fallas (Anticlinal de Guavio) y zonas de dúplex; a menudo, se encuentran fallas fuera de secuencia con respecto a las fallas de la tectónica de cobertura delgada tales como la falla de Guaicáramo.
- Un estilo de inversión tectónica donde la deformación resulta de la reactivación de antiguas fallas normales como fallas inversas (Fallas de Cumaral, Chaparral) y el estudio regional muestra que a menudo, las fallas del borde Llanero tienen una secuencia de espesor mayor al occidente que al oriente, estas fallas corresponden a fallas de inversión y uno de sus principales exponentes es la Falla de Guaicáramo.

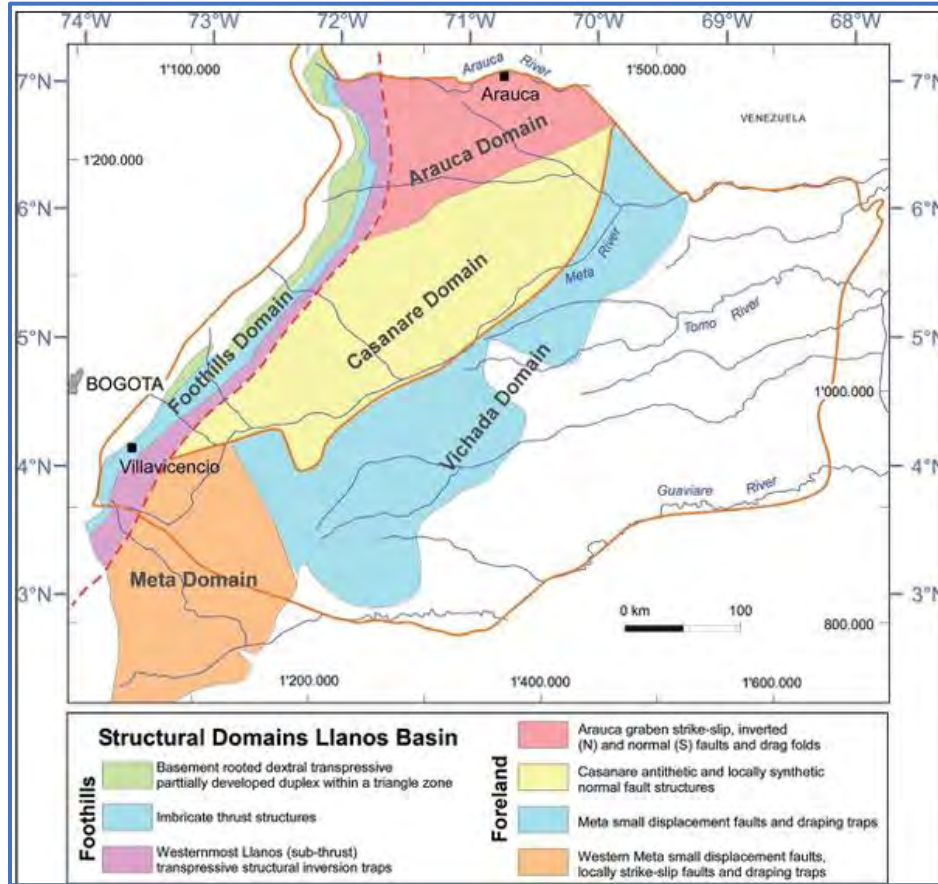


Figura 7. Terrenos estructurales cuenca de los Llanos Orientales tomada de (Sarmiento, 2011).

6.2.3 Fallas principales

6.2.3.1 Falla Guaicáramo

Esta falla forma parte de un sistema que bordea el piedemonte oriental de la Cordillera Oriental y corresponde a la continuación sur del Sistema de fallas de Boconó en Venezuela, extendiéndose hacia el sur hasta el Golfo de Guayaquil en Ecuador (Audemard y Audemard, 2002). La falla de Guaicáramo en sus inicios se desarrolló dentro de un sistema de fallas distensivas que formaban el límite oriental de una cuenca sedimentaria paleozoica y cretácica (Etayo-Serna, *et al.*, 1985; Fabre, 1985; Cooper *et al.*, 1995; Sarmiento, 2001).

La Falla de Guaicáramo es de cabalgamiento y forma una rampa cerca de la superficie con ángulo de buzamiento muy alto (entre 50° y 60°); aflora en el extremo suroriental de Gachalá con una longitud de 25 km formando en el sur un “pop-up” con el retrocabalgamiento de la Falla de Río Amarillo. Un aspecto importante es la sinuosidad en su traza, la cual desde el sur hasta 2 km al sur de la localidad de Aguacalara tiene una dirección hacia el nororiente;



Universidad de Caldas



desde este punto hasta 1,5 km al norte de la misma localidad cambia a una dirección norte-sur, y desde este sector hacia el norte, su rumbo nuevamente se dirige en dirección nororiente estos cambios de rumbo de la falla podrían corresponder a cambios en la geometría del plano de falla en el bloque yacente, así los tramos con dirección nororiente estarían relacionados a rampas frontales y el tramo de rumbo N-S con una rampa oblicua, al mismo tiempo en el tramo de rumbo N-S, hacia el occidente de la falla, en la región interior se presentan los cierres periclinales y la inmersión hacia el suroeste de los anticlinales de Tierra Negra y El Silbadero, así como la terminación abrupta hacia el norte del Anticlinal del Guavio (Etayo Serna et al., 2013) .

6.2.3.2 Falla Cusiana

La Falla Cusiana es la falla externa del cinturón de pliegues y cabalgamientos de antepaís, esta define el límite oriental de la zona de piedemonte y marca también el comienzo de la muy extensa área de los Llanos Orientales, esta falla es el producto de la migración de la actividad tectónica en dirección de la cuenca de los llanos y es una expresión del acortamiento continuo de la cordillera (Corredor, 2003; Martínez, 2006; Parra, 2008), su posición geográfica está aproximadamente a 20 km al este del frente montañoso es decir todo el ancho de la franja del piedemonte y su expresión geomorfológica es un escarpe de flexura desarrollado en depósitos que varían en edad del Mio-Plioceno (Formación Caja) hasta el Holoceno (Etayo Serna et al., 2013). Según la edad de las formaciones cruzadas por la falla este escarpe vario en altura y expresión morfológica, el mismo no es continuo, ya que muestra interrupciones en lugares donde está atravesado por los ríos mayores como el Cusiana.

6.2.3.3 Falla Yopal

Es una falla inversa o de cabalgamiento, que se extiende hacia el norte asumiendo el mismo papel que la Falla Guaicáramo, esta pone en contacto la Formación San Fernando que buza hacia el NW con la Formación Caja que buza hacia el ESE y la cual se observa deformada, deformación que probablemente es de tipo plegamiento de arrastre en el bloque yacente de la falla adicionalmente en el sitio donde el Río Cusiana atraviesa la Falla Yopal ocurre una curvatura en la Formación Diablo que se trata del cierre periclinal de un anticlinal en el bloque colgante y que ha sido cortado por la falla, la combinación del plegamiento y el fuerte cabeceo periclinal hace que la Formación Diablo ya no esté presente al Sur del Río Cusiana donde afloran solamente estratos de la Formación Caja y terrazas fluviales Cuaternarias, como resultado la Falla Yopal no es visible al sur del Río Cusiana y su presencia solo se puede deducir por la aparición de una franja de mayor buzamiento hacia el oeste de los estratos de la Formación Caja que en toda la zona del piedemonte suelen tener un buzamiento muy suave del orden de 10° (Montoya Arenas et al., 2013). Se sospecha que la Falla Yopal al sur del Río Cusiana está presente en forma de una falla (cabalgamiento) ciega en profundidad, antes de terminar completamente a poca distancia hacia el sur, Lo que se interpreta como el efecto de propagación longitudinal de la



falla igual como sucede con la Falla de Guaicáramo en su terminación al sur cerca de la municipalidad de Cumaral en el departamento del Meta.

En dirección Norte el escarpe de la Falla Yopal es muy notable y se extiende por lo menos hasta la ciudad de Yopal, desde allí la falla se interna en la cordillera mientras que el frente montañoso al Norte está controlado por la Falla de Tame, presentando así otro caso de escalonamiento del frente de deformación en el cinturón de pliegues y cabalgamientos de antepaís del borde este de la Cordillera Oriental (Montoya Arenas et al., 2013).

En cuanto a la presencia de indicadores morfotectónicos que deben marcar la traza de la falla, cabe decir que son extremadamente escasos, se destaca el cambio abrupto de pendiente que constituye el mejor criterio para ubicar la traza de la falla, además de la disposición estructural de la Formación Caja buzando hacia ESE en el bloque yacente y las formaciones San Fernando y Diablo que buzando hacia el NW en el bloque colgante, por lo que cabe resaltar que una causa de la escasez de indicadores es la abundancia de escombros muy gruesos, originados en el escarpe que constituyen las areniscas de la Formación Diablo, donde se generan flujos, coluviones y depósitos de ladera que ocultan la traza de la falla (Montoya Arenas et al., 2013).

6.2.3.4 Falla Lengupa

El trazo de esta estructura va aproximadamente paralelo al de la Falla de Santa María; a través de toda su extensión, desde Algodones al suroeste de Mámbita hasta el noreste de Santa María de Batá controla el cauce del río Lengupá (el cauce del río va paralelo a su trazo), es una falla similar a la de Santa María, es decir, de tipo inverso, con alto ángulo de buzamiento, vergencia al sureste y posiblemente también con componente transcurrete dextral (Etayo Serna et al., 2013). La Falla de Lengupá verticaliza las capas de arenitas de la Formación Las Juntas y en las rocas de la Formación Macanal genera repliegues, esta se divide en dos ramales: la Falla de Lengupá W y la Falla de Lengupá E o Falla de San Luis (Ulloa y Rodríguez, 1976), se extiende con un trazo rectilíneo en dirección suroccidente-nororiental por una longitud aproximada de 50 km en la Plancha 229-Gachalá, presenta una vergencia al este, cinemática inversa de ángulo alto, y componente horizontal derecha, a su vez en el inicio de su trayecto, las dos ramificaciones de la Falla de Lengupá forman una cuña en superficie, evidenciada en las Lutitas de la Formación Macanal. La falla Lengupá W, continúa hacia el norte con la Formación Macanal en el bloque colgante y con la Formación Las Juntas en el bloque yacente (Montoya Arenas et al., 2013).

El trazo más este (Falla de Lengupá E) se desprende desde la vertiente de la quebrada Gualicera continuando por la Cuchilla de Gazaduje, trae en el bloque colgante a la Formación Las Juntas y la pone en contacto con la Formación Ubaque (Montoya Arenas et al., 2013).

6.2.3.5 Falla Tesalia

La Falla de Tesalia se desprende de las fallas de Santa María y Lengupá al sur del río Gazaunta (Plancha 248), se extiende en sentido suroccidente nororiental por unos 54 km, cruzando el área



de la Plancha 229-Gachalá, esta falla ha sido dividida en tres segmentos, siendo denominadas: Falla de Tesalia W, Falla de Tesalia E y Falla de Tesalia E1, estas fallas son inversas, tienen vergencia al este y componente de deslizamiento tanto en el rumbo como en el buzamiento (Etayo Serna et al., 2013)

Falla de Tesalia W: En el sector sur se identifican dos trazas subparalelas de la Falla de Tesalia W las cuales se extienden en dirección suroccidente nororiente. La más occidental pone en el bloque colgante rocas de la Formación Une sobre rocas del Grupo Guadalupe y la más oriental pone rocas del Grupo Guadalupe sobre rocas de la Formación Arenisca de El Limbo. (Etayo Serna et al., 2013) Desde el lugar conocido como Ceiba Chiquita, la Falla de Tesalia W se bifurca de nuevo y el tramo más occidental trae en el bloque colgante la parte inferior del Grupo Guadalupe (Formación Arenisca Dura) y en el bloque yacente la Formación Socha Inferior, mientras que el tramo más oriental, forma a lo largo de su traza, un escarpe pronunciado y más bajo que el anterior, en rocas de la Formación Arenisca de El Limbo, sobre la Formación San Fernando

Falla de Tesalia E: La Falla de Tesalia E, también con vergencia al este y comportamiento inverso, se extiende en dirección suroccidente-nororiente, está localizada a 5 km al oriente de la falla Tesalia, un rasgo notorio de esta falla es que al sur del río Lengupá toda la sucesión de capas está invertida incluyendo parte del flanco oeste del Sinclinal de Nazareth (Etayo Serna et al., 2013).

Falla de Tesalia E1: Esta falla se desprende desde el norte de la Falla de Tesalia E, con la cual forma una cuña en rocas de la Formación Caja en el núcleo del Sinclinal de Nazareth, cerca de la terminación norte de esta falla se puede medir en planta desplazamientos de 1 Km en la Formación Diablo (Etayo Serna et al., 2013). Dado que esta falla ocurre cerca a la charnela del sinclinal, parece ser de tipo despegue de plano de estratificación según la terminología de Dahlstrom (1970). Las evidencias a nivel de afloramiento, fueron definidas gracias a la medición de planos de falla, esto mostró un buzamiento hacia el oriente, indicando, que esta falla puede ser la expresión superficial de un despegue en profundidad.

6.2.4 Pliegues Principales

6.2.4.1 Sinclinal de Nazareth

El Sinclinal de Nazareth es un pliegue de vergencia al este, apretado en el norte y amplio en el sur, con el flanco occidental invertido y plano de inmersión suave hacia el norte, en la Plancha 229-Gachalá, se extiende por unos 50 km en dirección general N30°E, en su terminación norte, se observa como un pliegue muy apretado; está limitado en el oriente por el Anticlinal del Guavio y es cortado en el flanco occidental por la Falla de Tesalia, al norte del río Lengupá, inmediatamente al occidente de su eje, cerca de la terminación del pliegue en el norte, emerge la Falla de Tesalia E1 con vergencia al Este, indicando una mayor compresión y transcurrancia en este sector, debido quizás a un despegue en profundidad se



puede observar que el ángulo entre flancos es de 53° constituyendo un pliegue cerrado; a partir de este sitio el sinclinal muestra vergencia al este. Por otro lado, hacia el sur del río Lengupa, el sinclinal continúa abriéndose, alcanzando la máxima asimetría en el sector comprendido entre la vereda Balcones y el Alto de las Cruces adicionalmente, en su núcleo se encuentra la Formación La Corneta con sus capas más inclinadas en el flanco occidental Al sur del río Lengupa, en el cierre de la Formación La Corneta se observa disarmonía entre el plegamiento de la Formación Caja y la suprayacente Formación La Corneta; esto mismo ocurre hacia el sur de la plancha de acuerdo con su expresión sísmica, el Sinclinal de Nazareth tiene un ángulo entre flancos de 80° en el sur y de 50° en el norte (López, 2004), el buzamiento del plano axial aumenta hacia el norte, con 25° W en el sur y de 45° W en el norte y al parecer el plano de inmersión alcanza los 6° en el norte (Etayo Serna et al., 2013).

6.2.4.2 Anticlinal del Guavio

El Anticlinal del Guavio ocupa la porción oriental de la Plancha 229-Gachalá., es un pliegue suave, levemente asimétrico, con eje erosionado y con una inmersión suave hacia el sur, en su núcleo aflora la Formación Diablo en el área de la Plancha 229-Gachalá, se extiende en dirección nororiente suroccidente, con una longitud de 26 km, y con una amplitud de 14.8 km, este anticlinal tiene inmersión débil cerca al río Gazaunta, el plano axial en general es subvertical, con ligera inclinación hacia el suroccidente y el ángulo entre flancos es de 123° , el plano de charnela buza entre $80-90^\circ$ al SW y la inmersión está entre $10-30^\circ$ hacia el sur (Etayo Serna et al., 2013)

6.3 Evolución tectónica de la cuenca

La cuenca actual de los Llanos Orientales, es una cuenca de antepaís desarrollada entre el Escudo de Guyana (Cratón Suramericano) y la Cordillera Oriental (el orógeno), La historia tectónica del margen NO de Suramérica empieza con la formación del cratón (Supercontinente Precámbrico) generado por el collage de microplacas. Desde este tiempo, el área sufrió múltiples fases tectónicas durante el Paleozoico y el Mesozoico, sobrepuestas por la deformación Cenozoica Andina, la cual empezó en el Cretáceo Tardío (Maastrichtiano) y culminó en el Mio-Plioceno. Estas últimas fases compresivas crearon la Cordillera Oriental y su cuenca de antepaís asociada (Figura 8) (GeoPark, 2021).

La evolución tectónica de la cuenca está dividida en tres eras; Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico (Lozano & Zamora, 2014).

- Paleozoico, inicia la apertura de la cuenca generando fosas tectónicas, en donde se depositan sedimentos marinos someros y se inicia un fallamiento de tipo normal



- Mesozoico, durante esta Era la cuenca sufre esfuerzos extensionales que continúan con la apertura de la misma, generando una cuenca de tipo intra-arco relacionada a un arco magmático por subducción, originando fosas tectónicas en donde se depositaron sedimentos de ambientes fluviales del Jurásico–Triásico preservados hoy en el Graven de Arauca. Durante la segunda parte del Mesozoico, la cuenca sufre una disminución de la temperatura, generando un decaimiento regional y una depositación de sedimentos marinos alcanzando la máxima superficie de inundación durante el Campaniano (Fajardo et al 1993, Cooper et al 1995; en: Sarmiento, 2011) e inicia un régimen transpresivo debido a la subducción de la corteza oceánica con el continente, esta subducción genera el levantamiento de la Cordillera Central y el movimiento de la falla Cusiana-Tamara (Cooper et al 1995; Kluth et al, 1997; en: Sarmiento, 2011). En el Cretácico se detiene la subducción, originando esfuerzos horizontales que producen un bulto submarino que compensa la señal eustática (Sarmiento-Rojas, 2001).
- Cenozoico, Los esfuerzos compresionales y el levantamiento de la Cordillera Central dieron origen a una megacuenca ante-arco, conformada por las cuencas de Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental y Llanos; debido al movimiento de la orogenia hacia el Cratón de Guyana, se inicia la fragmentación de la megacuenca ante-arco, está también ocasionó la inversión en la cuenca de la Cordillera Oriental, generando un decaimiento flexural en la cuenca Llanos donde se depositaron sedimentos continentales sobre los marinos. Hacia el final del Paleógeno se levantó la Cordillera Oriental originando la cuenca ante-arco de los Llanos en donde continuaron depositándose sedimentos continentales durante el Neógeno que tenían como fuente esta Cordillera (Lozano & Zamora, 2014).

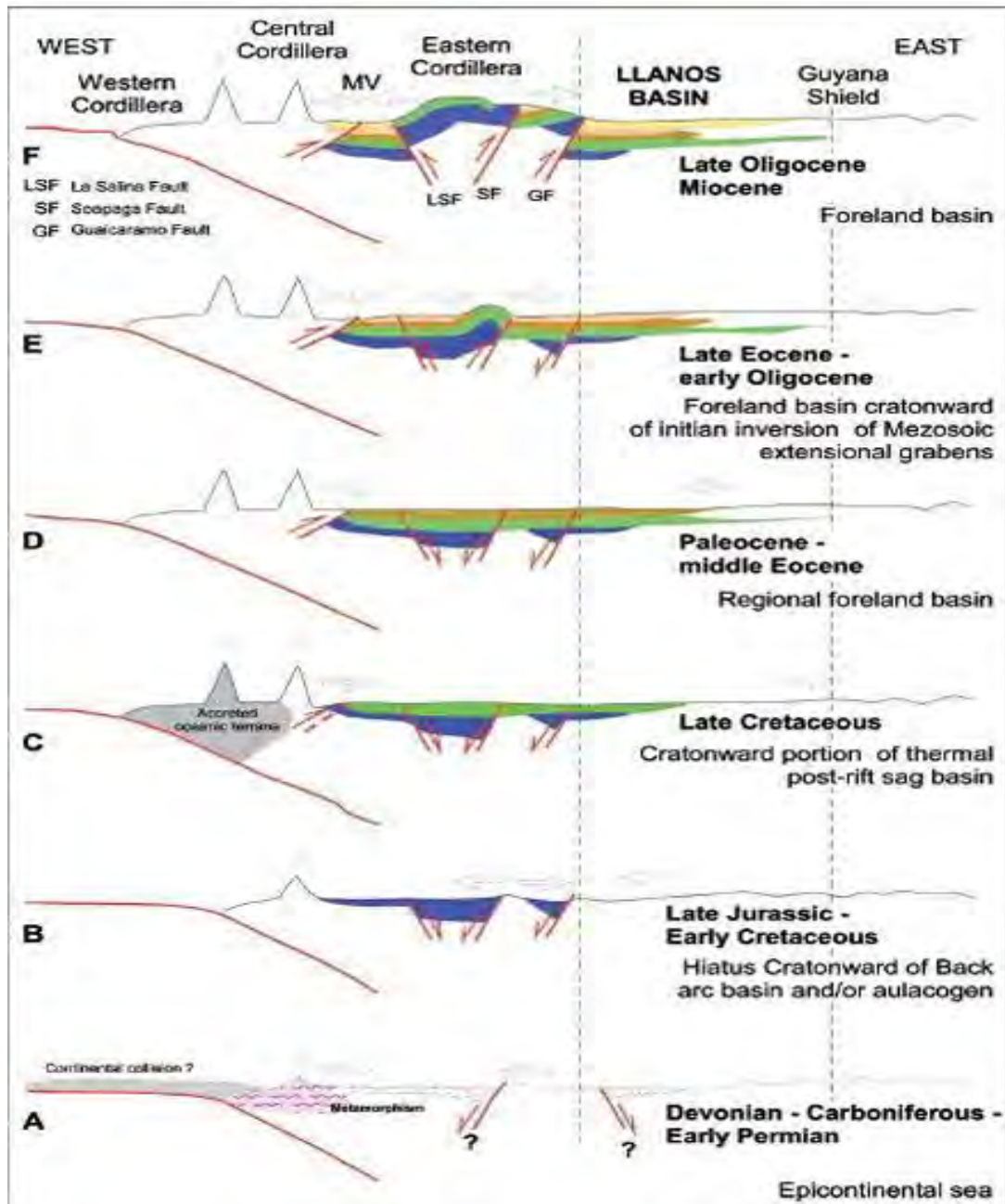


Figura 8. Evolución tectónica de la cuenca de los Llanos Orientales Tomada de Horton et al., 2010 (Citado por Sarmiento, 2011)



7. Análisis del sistema petrolífero.

Se realizó una evaluación *post drill* para 33 pozos (Anexo 1), pertenecientes a la zona de interés en la cuenca de Los Llanos Orientales, a continuación, se presentarán únicamente cuatro pozos, dos exitosos y dos fracasos, con el fin de ejemplificar el trabajo realizado, los demás pozos se encuentran como anexos en este trabajo (Anexo 2).

7.1 Pozos productores

7.1.1 Pozo Maya-1

Pozo exploratorio A3-B3

Objetivos:

Principal: Formación Ubaque

Secundarios Formación Mirador; Formación Barco

Fecha de inicio: 4-septiembre-2012

Fecha de finalización: 20-octubre-2012

Testing:

DST1: Fm Ubaque (13337.5-13340) 1997.73 Bopd 38.9° API 828.03 Bwpd, BSW 30%

DST2: Fm Mirador (12658-12662 y 12581-12585) 7094.71 Bopd 29.16°API, 68933.21 Bwpd, BSW 96%

Datos clave

pozo productor de HC de 1100 Bopd de 38.9° API. Sin producción de gas, las formaciones de interés secundario mostraron mayor prospectividad que la esperada, al cabo de 3 meses de producción continua, el corte de agua del Pozo se incrementó a más del 96% lo que llevó a su taponamiento y abandono el 19 de diciembre de 2013. producción acumulada de petróleo fue de 0.025571 MMbbl tomado del reporte de IHS



Trampa

trampa estructural con cierre en tres direcciones contra falla evidenciado por los mapas estructurales (**Figura 9**) y la sísmica 3D (**Figura 10-11**).

Reservorios:

Formación Mirador: Formación Mirador con características petrofísicas regulares, Phie 5%, manifestaciones de aceite muy pobres, las arenas presentan contaminación con asfalto como aditivo del lodo, tope de la formación 12390 ft con un espesor total de 343 ft.

Formación Barco: presenta características petrofísicas buenas, con manifestaciones de HC en trazas 20%, Phie 10%.

Formación Ubaque: Formación Ubaque presenta características petrofísicas buenas, arenas con esporádicas apariciones de arcillolitas y limolitas, Phie 10%., tope de la Formación 13337 ft con un espesor total de 20 ft.

Rocas sello:

Las rocas pertenecientes al Miembro C8 de la formación Carbonera ejercen como sello vertical para la Formación Mirador, mientras que las arcillas de la Formación Los Cuervos sirven como sello vertical para la Formación Barco finalmente, los Shales de la Formación Gacheta ejercen como sello vertical para las arenas de la Formación Ubaque.

Roca Generadora

La principal roca generadora es La Formación Gachetá que es efectiva en toda la cuenca generada en la zona de piedemonte de la Cordillera Oriental.

Migración y Timming

Los mejores valores de resistividades y de shows de aceite fueron encontrados en la Formación Mirador. La trampa se encontraba presente al momento de la migración del Hidrocarburo (Cretácico-Oligoceno; Mioceno-Pleistoceno) lo cual provoco la acumulación de hidrocarburos.

Mapas estructurales

Mapa en profundidad correspondiente al tope de la Formación Ubaque, en el cual por medio de los contornos estructurales se evidencia un cierre en tres direcciones contra la falla. La

falla es de carácter normal lo que provoca un aumento en el relieve de la estructura favoreciendo la acumulación de hidrocarburos (**Figura 9**).

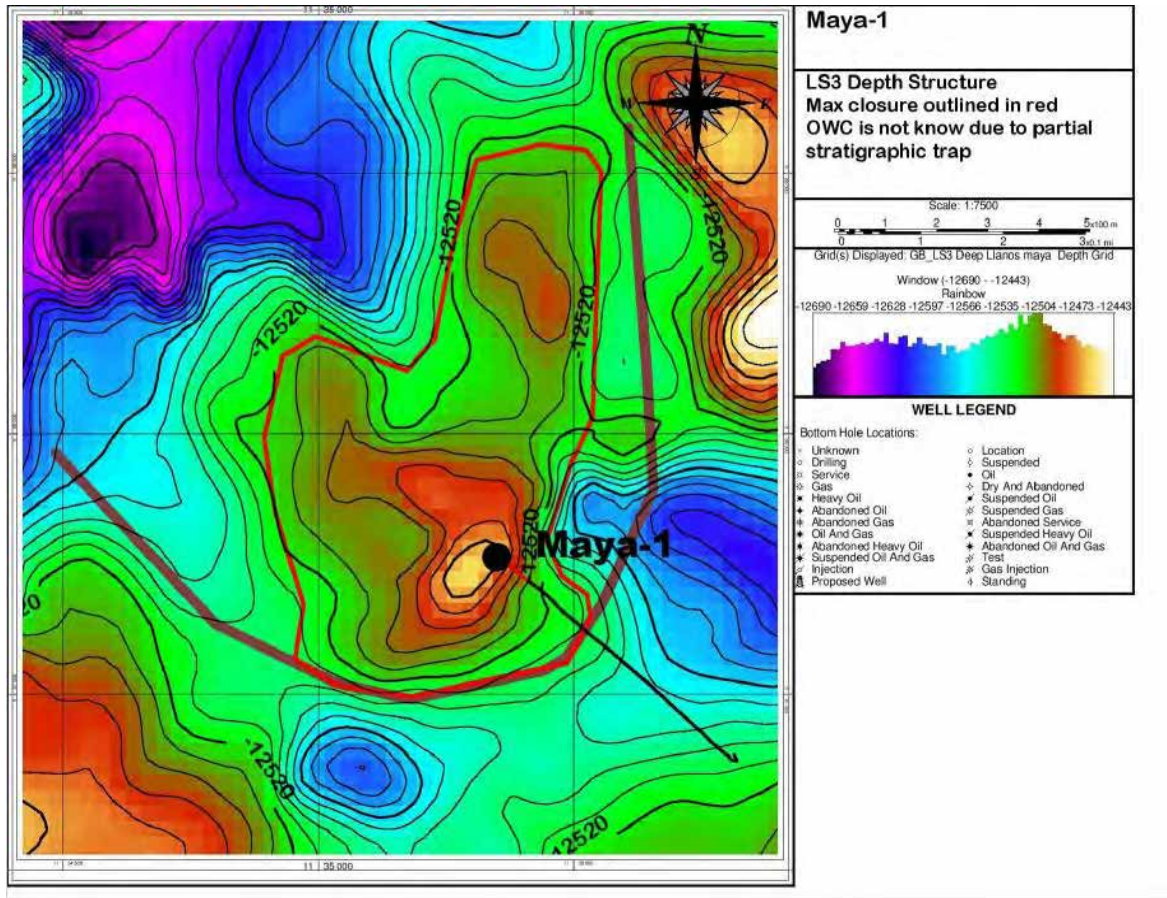


Figura 9. Mapa estructural en profundidad para la formación Ubaque, se evidencia en los contornos estructurales un cierre en tres direcciones contra falla

Interpretación sísmica

Por medio de las líneas sísmicas *inline* (**Figura 10**) y *crossline* (**Figura 11**) se interpretaron los horizontes correspondientes a las formaciones objetivos del pozo. El horizonte azul corresponde a las areniscas de la Formación Ubaque, por medio de este horizonte se puede observar la estructura correspondiente, evidenciando una falla de tipo normal corroborando la presencia de la trampa anticlinal con cierre en tres direcciones.

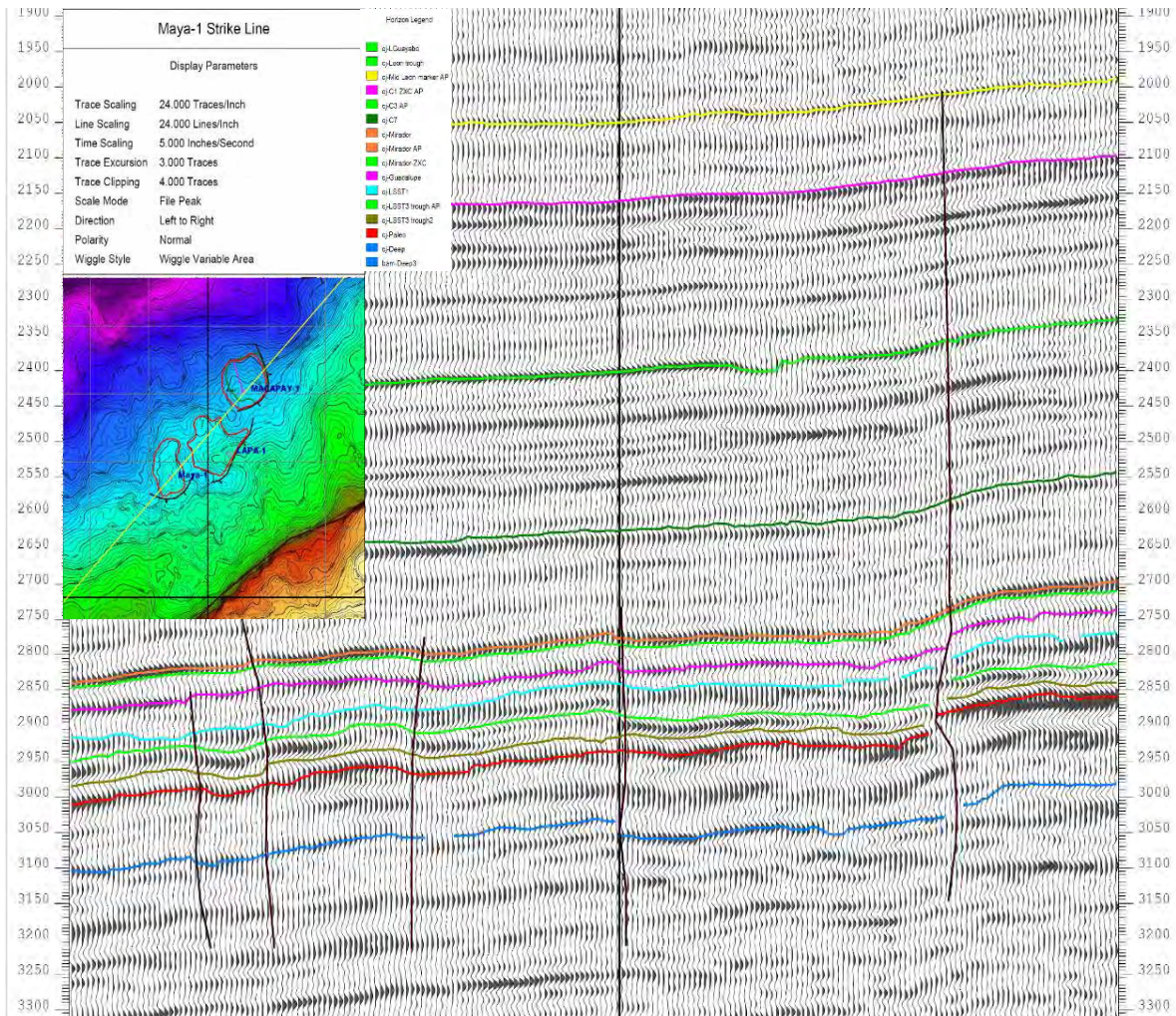


Figura 10. Maya-1 In Line interpretación sísmica

Interpretación de registros

por medio de los registros eléctricos se caracterizaron los elementos estratigráficos del pozo, corroborando la presencia de los reservorios buscados. La Formación Ubaque corresponde a un registro de Gamma Ray cilíndrico de 20 ft de espesor, indicando que las areniscas corresponden a un reservorio de características óptimas para la acumulación de hidrocarburos. Por medio del Gamma Ray se evidencia la transición de cada una de las formaciones presentes en el pozo (**Figura 12**).

Por medio de los registros eléctricos de pozos aledaños (Guarana-1, Macapay-1) se realizó una correlación estratigráfica con el fin de establecer los topes formacionales, así como el espesor esperado para el pozo exploratorio Maya-1 (**Figura 13**).

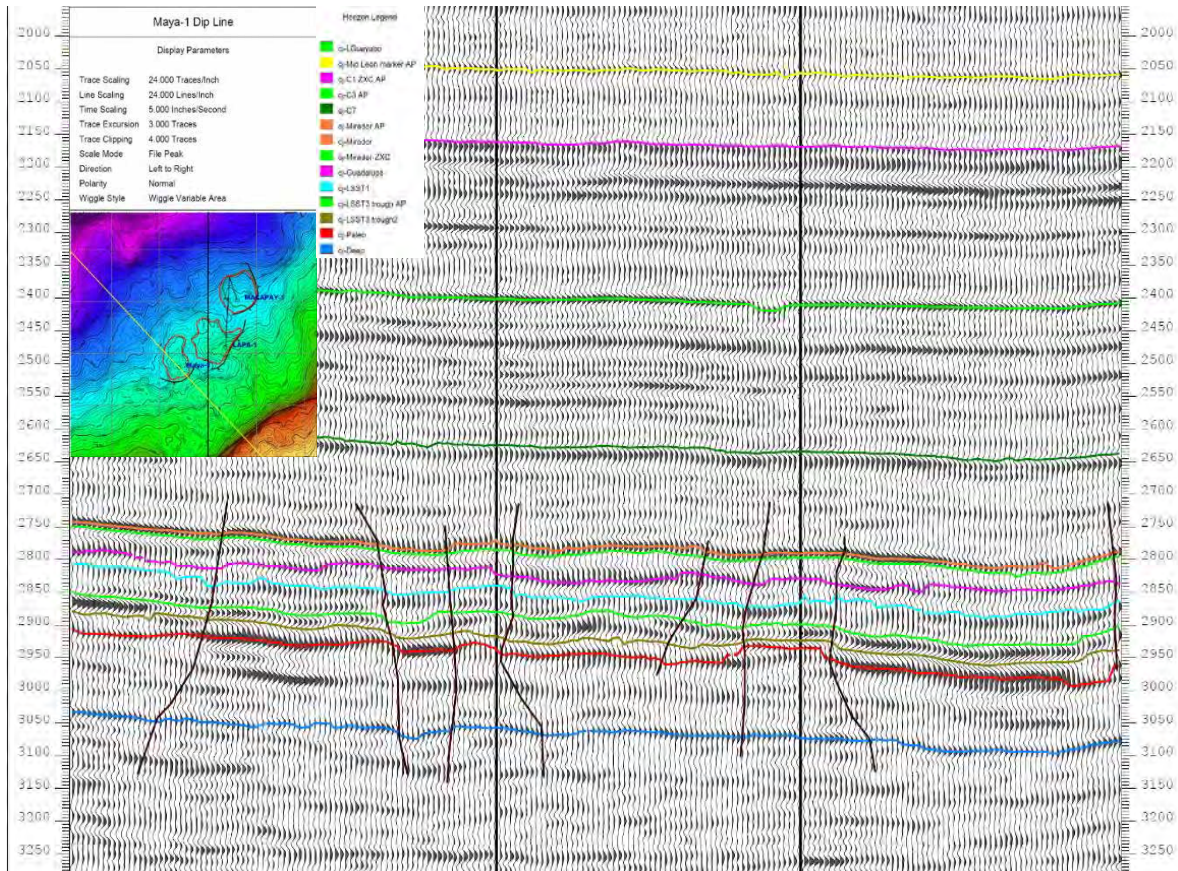


Figura 11. Maya 1 Cross line.

Por medio de la evaluación petrofísica se determinaron los intervalos que serán probados para la extracción de hidrocarburos, el registro muestra el contenido de agua y de petróleo para los intervalos donde fueron corridos los registros, siendo la Formación Ubaque la seleccionada para entrar en desarrollo (**Figura 14**).

Resultado final

El pozo exploratorio Maya-1, fue completado como productor de aceite para la Formación Mirador, el sistema petrolífero fue efectivo en todos sus parámetros provocando así la acumulación de hidrocarburos, para las formaciones Barco y Ubaque.

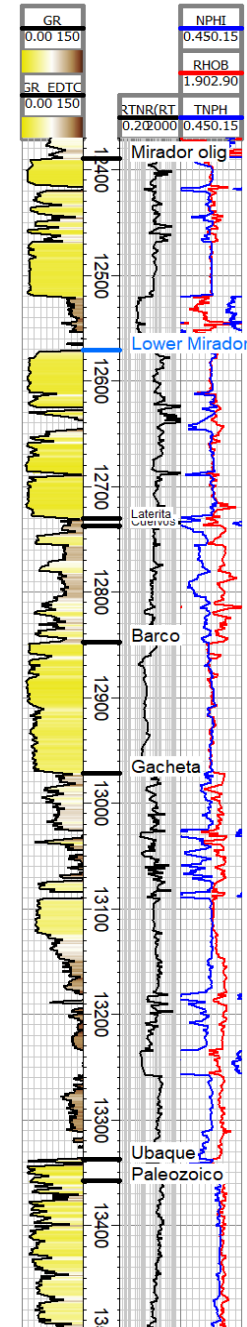
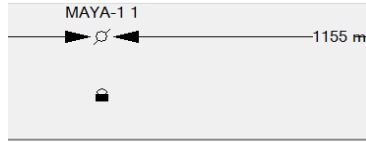


Figura 12. Columna estratigráfica, pozo Maya-1

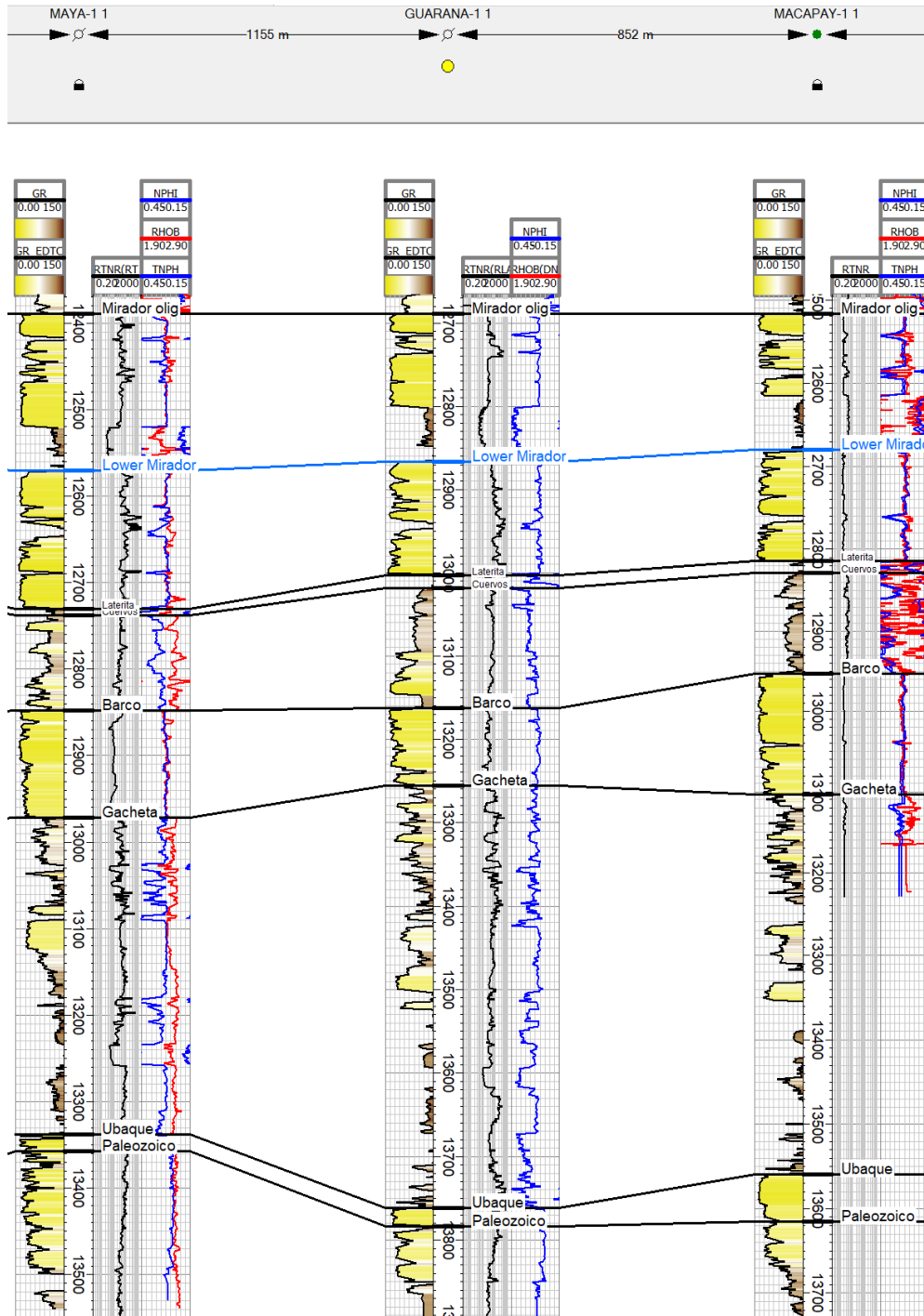


Figura 13. Correlación estratigráfica pozo Maya-1, con pozos aledaños

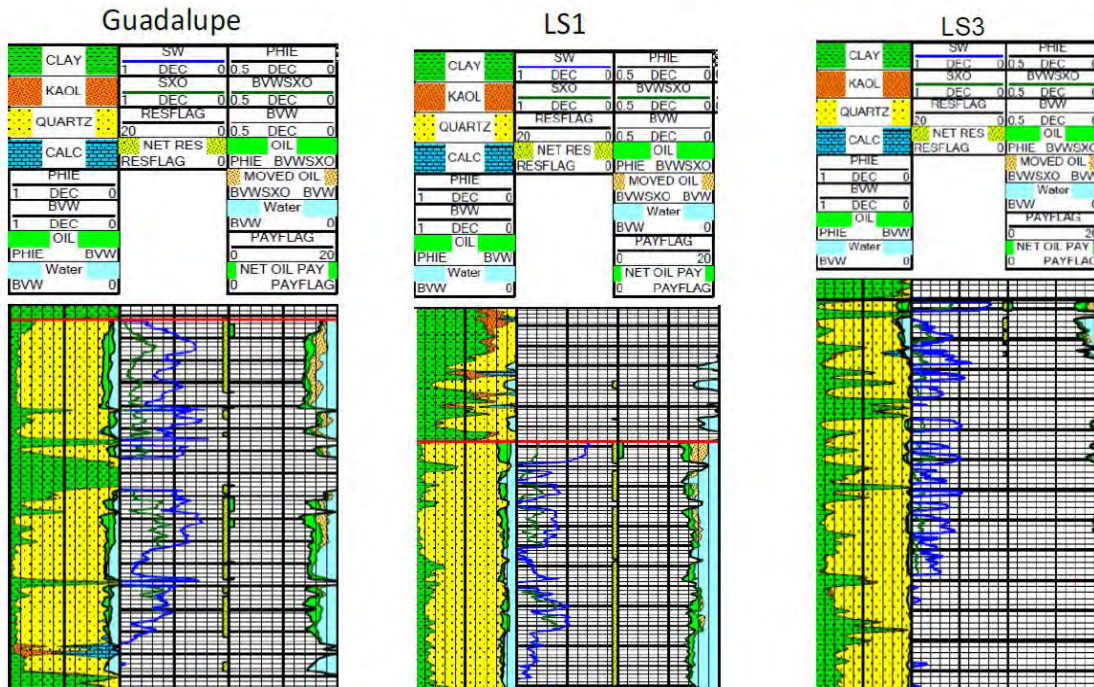


Figura 14. Información petrofísica pozo Maya-1

7.1.2 Pozo Boa-1

Pozo exploratorio A2c

Objetivos:

Principal: formación Barco
 Secundarios formación Mirador, Gacheta, Ubaque

Fecha de inicio: 26-junio-2009
 Fecha de finalización: 27-julio-2009

Testing:

DST1: formación Gacheta (12595-12610) 100% agua
 DST2: formación Barco (12345-12355) 100% agua
 DST3: formación Barco (12280' -12289') 110 BBLs EN 31.5 Hr, 1.8% WC, 83 BFPD, 82 BOPD 1 BWPD



Universidad de Caldas



Datos clave

Para la evaluación geológica se tomaron muestras de zanja cada 30 pies desde 45 pies hasta 11850 pies y cada 10 pies desde 11850 pies hasta la profundidad final a 12785 pies. La gravedad API de la Fm LS 1 es de 18.6° API. producción acumulada de petróleo 2017, 920,000 bbls

Trampa

Trampa estructural con cierre en tres direcciones contra falla normal. Relieve estructural 60 ft. falla evidenciado por los mapas estructurales (**Figura 15**) y la sísmica 3D (**Figura 17-18**).

Reservorios:

Formación Mirador: Formación Mirador El reservorio se presenta con buenas características petrofísicas. Las arenas del Mirador presentan un Phie en un rango entre 14.5 y 17% Tope de la Formación 11880 ft con un espesor total de 311 ft.

Formación Barco: presenta características petrofísicas buenas, Phie en el rango de 15 % a 20 %. La parte superior de la Formación Barco contiene petróleo con 24.5 ft de arena petrolífera total con una porosidad promedio de 18.5 % y una saturación de agua promedio calculada de 26 %.

Rocas sello:

Miembro C8 de la Formación Carbonera ejercen como sello vertical para la Formación Mirador

arcillas de la Formación Cuervos sirve como sello vertical para la Formación Barco el sello vertical fue favorecido por la falla presente que presenta un salto de aproximadamente 30 ft.

Roca Generadora

La principal roca generadora es La Formación Gachetá que es efectiva en toda la cuenca generada en la zona de piedemonte de la cordillera orientas.

Migración y Timming

Se presentan trazas muy pobres de aceite en la Formación Mirador en el miembro superior (11865' – 11950') y en el Lower Mirador (12039' – 12150'). las manifestaciones de gas se presentaron en la Formación Mirador, máximo gas 0.1% desde el C1 al C5.

Manifestaciones de HC en la Formación Barco probó más de 6,000 bbls por día de petróleo de 19° API con un corte de agua de menos que 1 % La trampa se encontraba presente al momento de la migración del Hidrocarburo (Cretácico-Oligoceno; Mioceno-Pleistoceno).

Mapas estructurales

Mapa en profundidad correspondiente al tope de la Formación Barco, por medio de los contornos estructurales se evidencia un cierre en tres direcciones contra la falla. La falla es de carácter normal lo que provoca un aumento en el relieve de la estructura favoreciendo la acumulación de hidrocarburos, el cierre de la estructura se encuentra en la cota -11640 ft. (Figuras 15, 16).

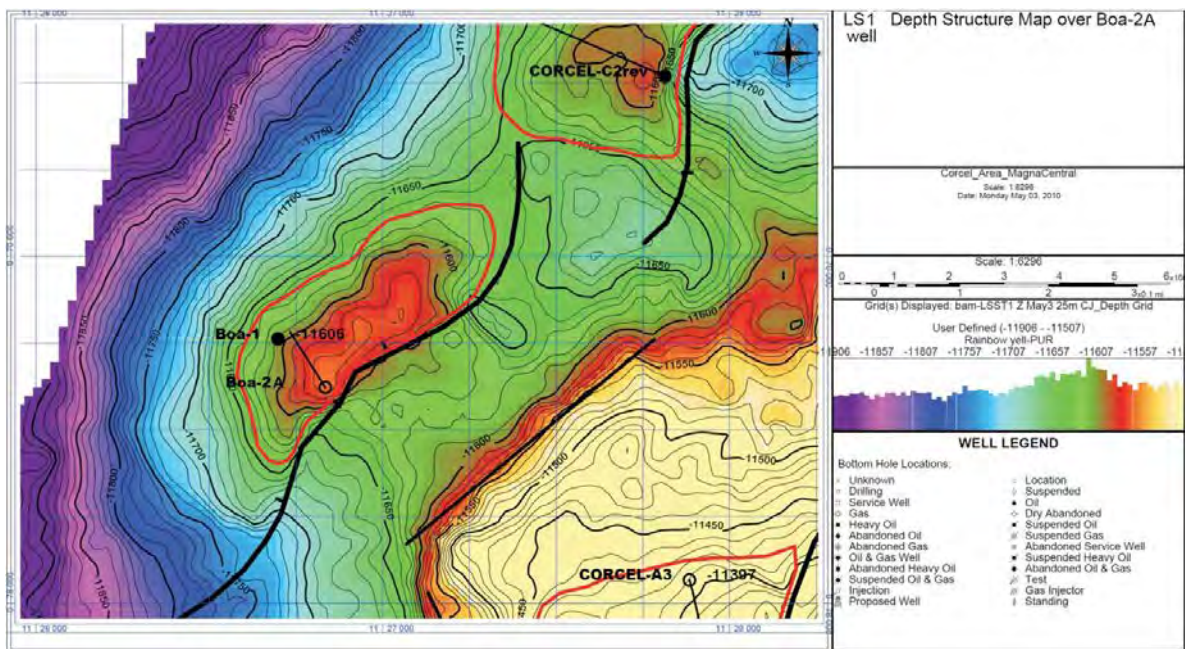


Figura 15. Mapa estructural en profundidad para la Fm Barco

Interpretación sísmica

Por medio de las líneas sísmicas *inline* (Figura 17) y *crossline* (Figura 18) se interpretaron los horizontes correspondientes a las formaciones objetivos del pozo. El horizonte rojo corresponde a las areniscas de la Formación Barco, por medio de este horizonte se puede observar la estructura correspondiente, evidenciando una falla de tipo normal y corroborando la presencia de la trampa anticlinal con cierre en tres direcciones.

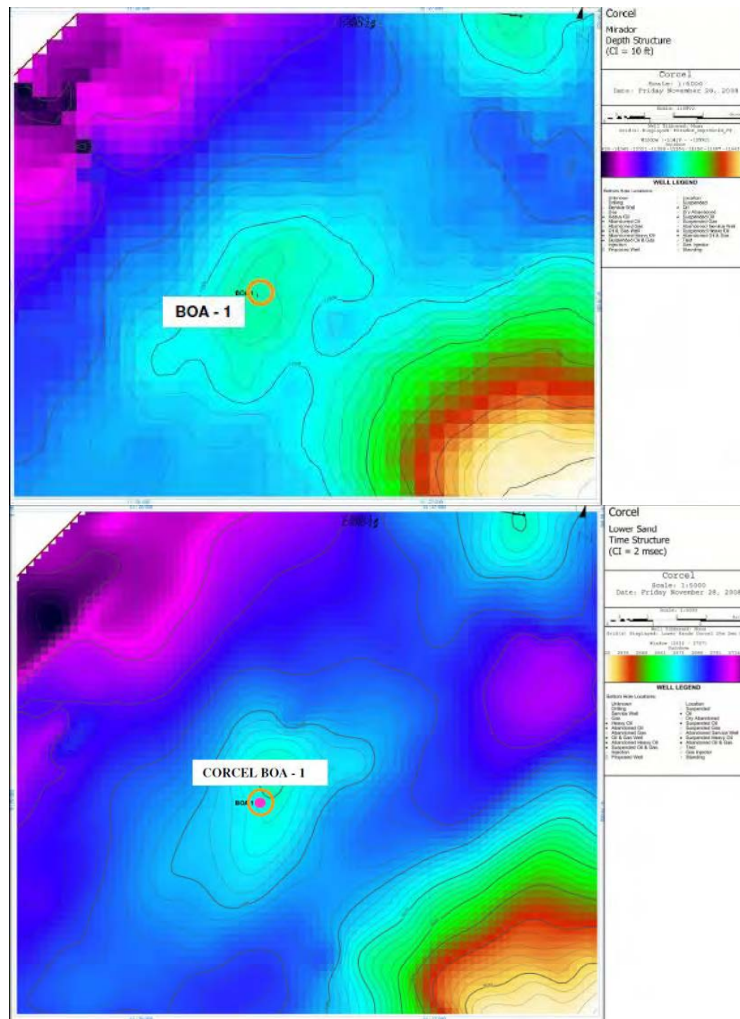


Figura 16. Mapa estructural en profundidad para la Fm Mirador, zoom estructural

Interpretación de registros

por medio de los registros eléctricos se caracterizaron los elementos estratigráficos del pozo, corroborando la presencia de los reservorios buscados. La Formación Barco corresponde a un registro de Gamma Ray cilíndrico de 127 ft de espesor, indicando que las areniscas pertenecen a un reservorio de características óptimas para la acumulación de hidrocarburos. Por medio del Gamma Ray se evidencia la transición de cada una de las formaciones presentes en el pozo (Figura 19).

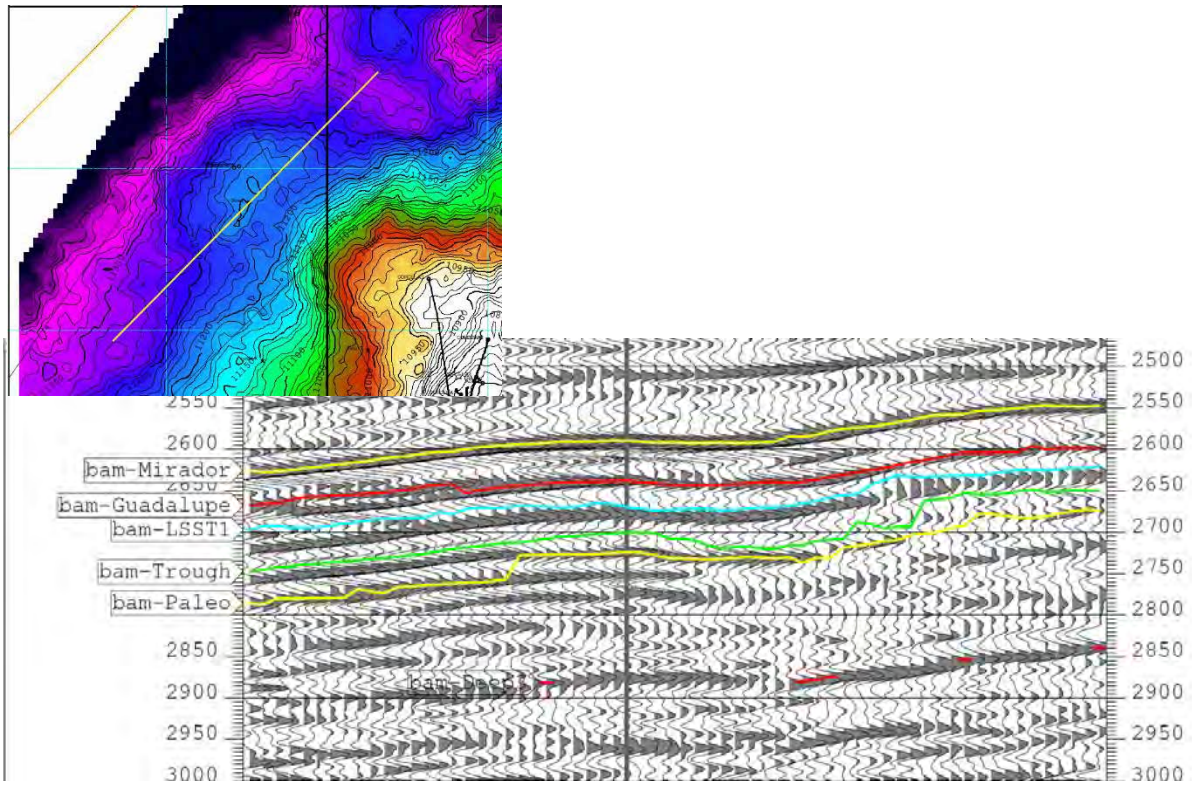


Figura 17. In line pozo Boa-1

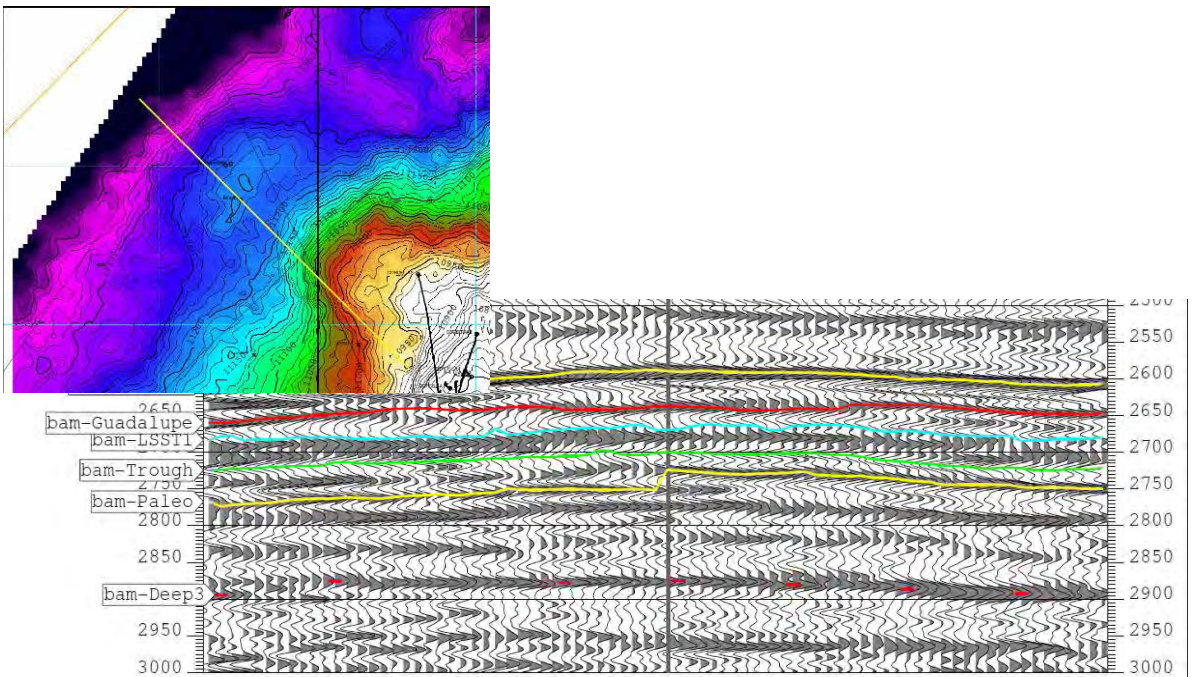


Figura 18. Cross line pozo Boa-1

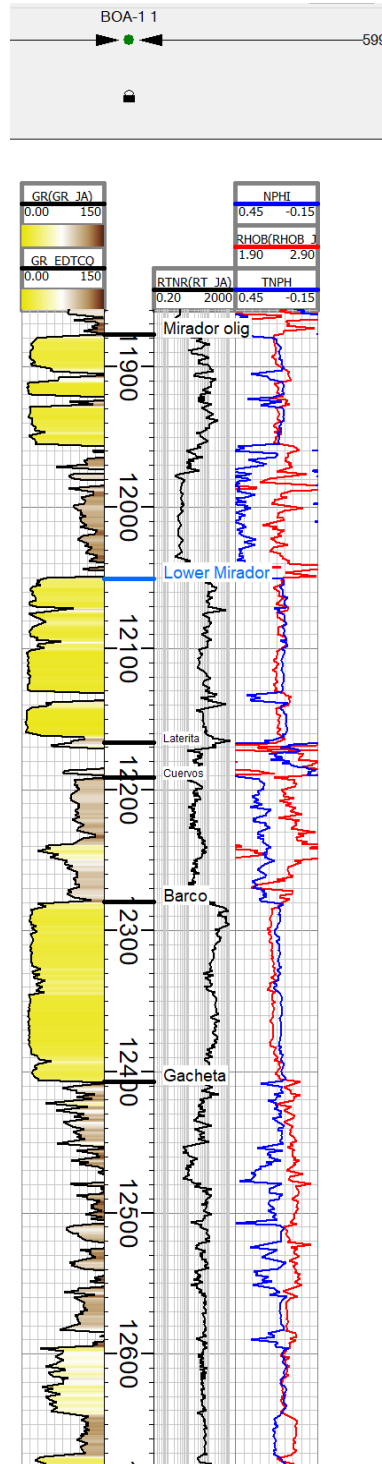


Figura 19. Columna estratigráfica pozo Boa-1

Por medio de los registros eléctricos de pozos aledaños (Hungaro-1, Tente-1) se realizó una correlación estratigráfica con el fin de establecer los topes formacionales, así como el espesor esperado para el pozo exploratorio Boa-1 (**Figura 20**).

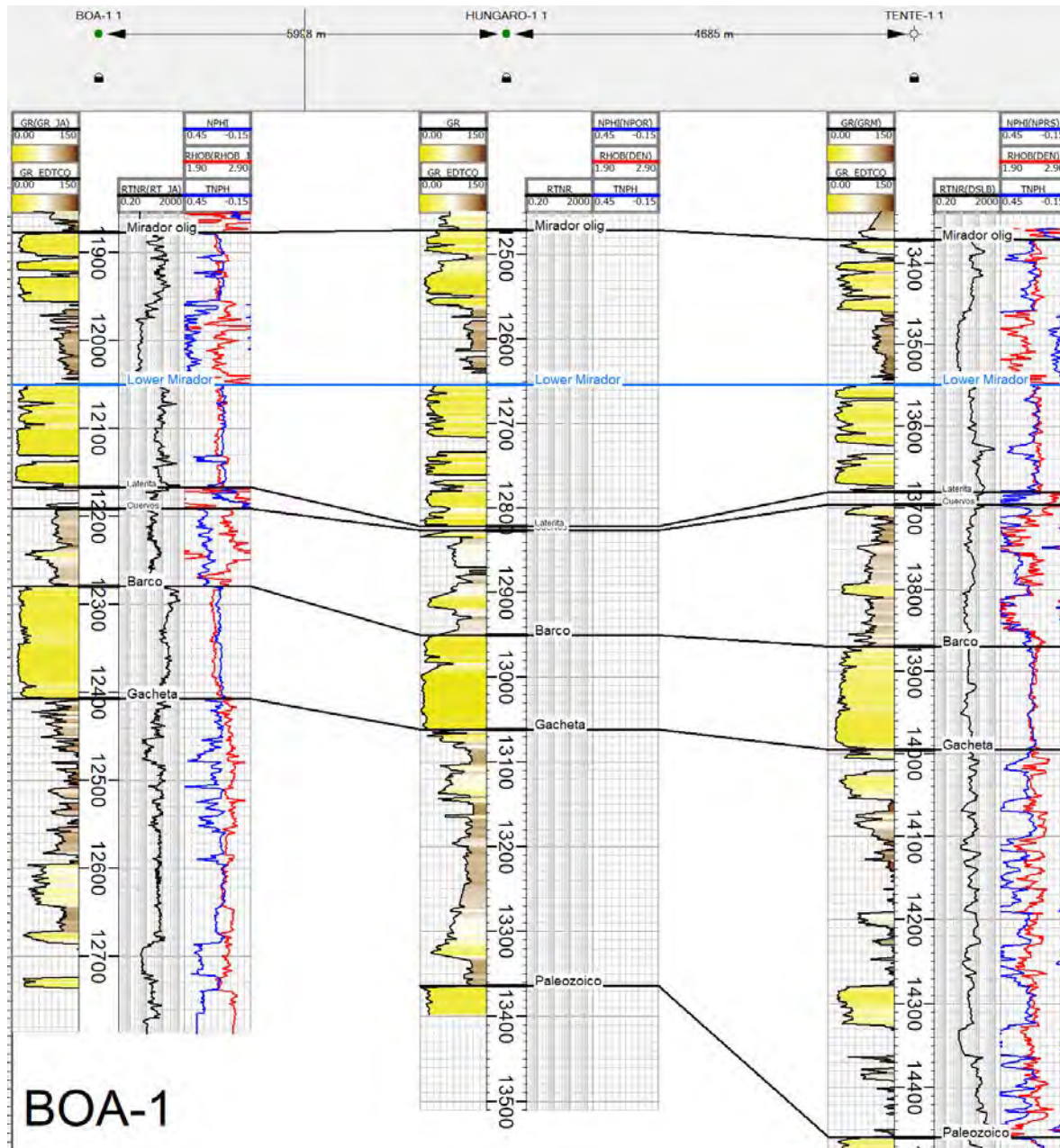


Figura 20. Correlación estratigráfica pozo Maya-1, con pozos aledaños

A través de la evaluación petrofísica, se determinaron los intervalos que serán probados para la extracción de hidrocarburos, el registro muestra el contenido de agua y de petróleo para los intervalos donde fueron corridos los registros, siendo la Formación Barco la seleccionada para entrar en desarrollo en un total de 24.5 ft (**Figura 21**).

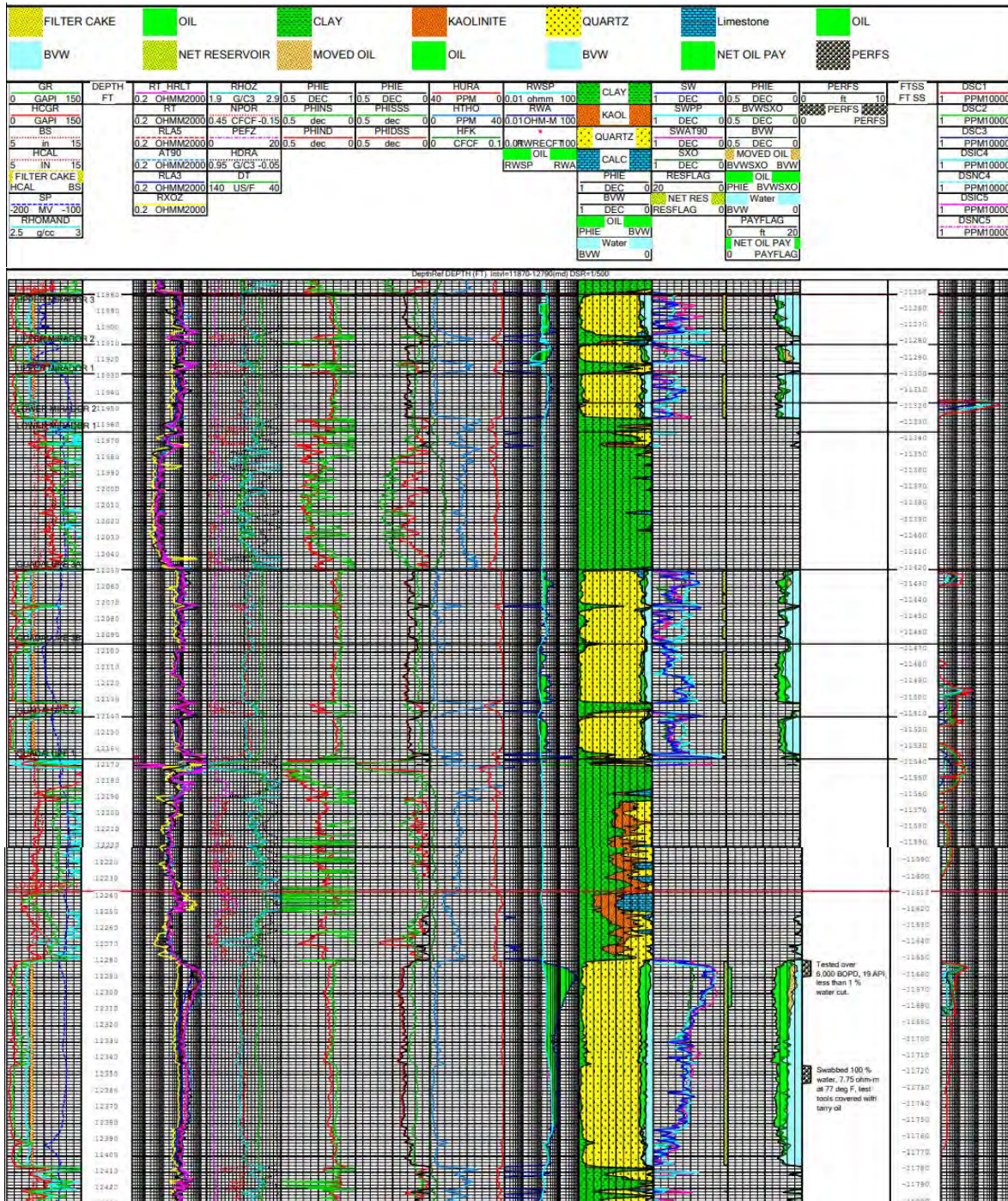


Figura 21. Información petrofísica pozo Boa-1



Universidad de Caldas



Resultado final

El pozo fue completado y culminado como productor de aceite en la Formación Barco, la falla interpretada incrementa el relieve de la estructura lo que favorece la acumulación de Hidrocarburos. La Falla no corta a la Formación Mirador (**Figura 16**) lo que la deja con muy bajo relieve para la acumulación de Hidrocarburos.

7.2 Pozos secos

7.2.1 Pozo Guarana-1

Pozo exploratorio A3-C3

Objetivos:

Principal: formación Mirador
Secundarios formación Barco, formación Ubaque

Fecha de inicio: 28-junio-2012
Fecha de finalización: 9-febrero-2013

Testing:

DST1: Formación Mirador (12925-12929ft) BSW 99.99%, Petróleo 0.01% de 13,8° API

DST2: Formación Cuervos (13128-13135 ft) BSW 99.99% Petróleo 0.01%

Datos clave

La producción en 24h en el intervalo(12925-12929ft) fue de 192.12 barriles de líquido, de los cuales 0.01% fue de petróleo, y el 99.99% fue de agua, la gravedad API del crudo encontrado fue de 13.8° API. Debido a la pobre presencia de hidrocarburo en las formaciones de interés, Petrominerales decidió abandonar y abandonar el pozo Guaraná-1

Trampa



Trampa estructural, anticlinal fallado con buzamiento NW-SE, mapeado con sísmica 2D y 3D. La estructura interpretada por la empresa (Petrominerales) caracteriza dos fallas normales a lado y lado de la estructura (**Figura 22**).

Reservorios:

Formación Mirador: Arenas de la formación Mirador presenta características petrofísicas regulares, presencia de cemento ligeramente calcáreo, porosidad visible pobre a regular con trazas de manchamiento de aceite en puntos. Tope de la Formación 12666 ft con un espesor total de 378 ft

Formación Barco: Arenas de la Formación Barco presenta características petrofísicas regulares, presencia de matriz arcillosa y cemento Silíceo, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, porosidad visible de pobre a regular. Tope de la Formación 13162 ft con un espesor total 93 ft

Formación Ubaque: La arena está compuesta de cuarzo, translúcido, hialino, blanco translúcido, ocasionalmente blanco, grano fino a medio, ocasionalmente grano grueso, subredondeado a subangular, subsférico, pobre selección, con trazas de manchamiento de aceite en puntos. Durante la perforación de esta formación, el valor del *back ground* gas registrado es de 0.11%, compuesto de metano (C1: 825 ppm), etano (C2: 133 ppm), propano (C3: 58 ppm), butano (C4: 74 ppm), pentano (C5: 38 ppm). Tope de la Formación 13761 ft con un espesor total de 23ft

Rocas sello:

Miembro C8 de la Formación Carbonera ejercen como sello vertical para la Formación Mirador

Arcillas de la Formación Cuervos sirve como sello vertical para la Formación Barco

Shales de la Formación Gacheta sirven como sello vertical para las arenas de la Formación

Roca Generadora

La principal roca generadora es La Formación Gachetá, que es efectiva en toda la cuenca generada en la zona de piedemonte de la cordillera oriental.

Migración y Timming

Shows muy pobres de gas y aceite en las formaciones de interés arenas de la Formación Mirador presentan mayores manifestaciones de gas y aceite reflejado en un aumento progresivo del back ground de gas. La trampa se encontraba presente al momento de la migración del hidrocarburo (Cretácico-Oligoceno; Mioceno-Pleistoceno).

Mapas estructurales

Mapa en profundidad correspondiente al tope de la formación Mirador en el cual por medio de los contornos estructurales se evidencia un cierre en tres direcciones contra falla. La falla es de carácter normal lo que favorecería el tamaño de la estructura (**Figura 22**).

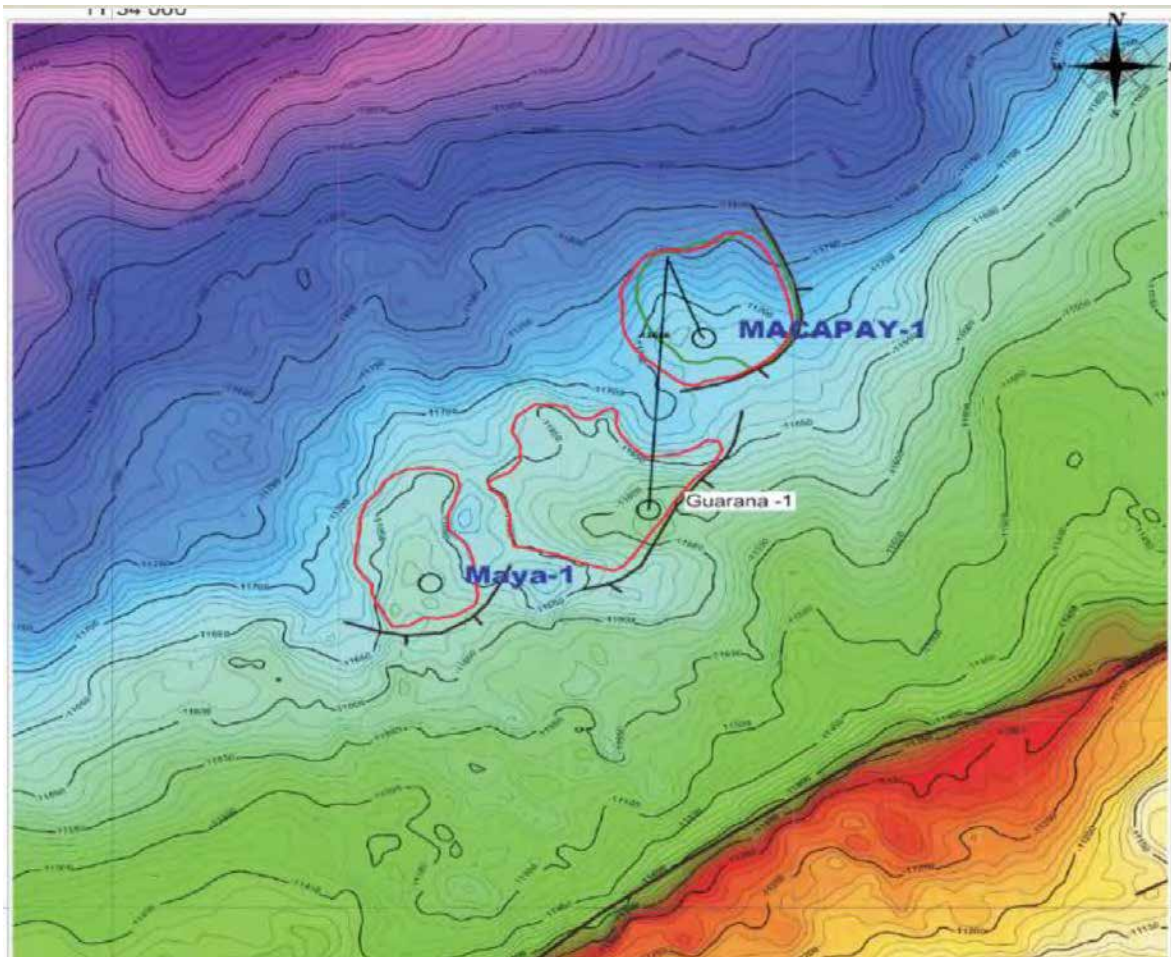


Figura 22. Mapa estructural en Profundidad para la Fm Mirador

Interpretación sísmica

Por medio de las líneas sísmicas *inline* (**Figura 23**) y *crossline* (**Figura 24**) se interpretaron los horizontes correspondientes a las formaciones objetivos del pozo. El horizonte naranja,

corresponde a las areniscas de la Formación Mirador, por medio de este horizonte se puede observar la estructura correspondiente, evidenciando que la falla interpretada por la empresa operadora no se encuentra presente en la estructura.

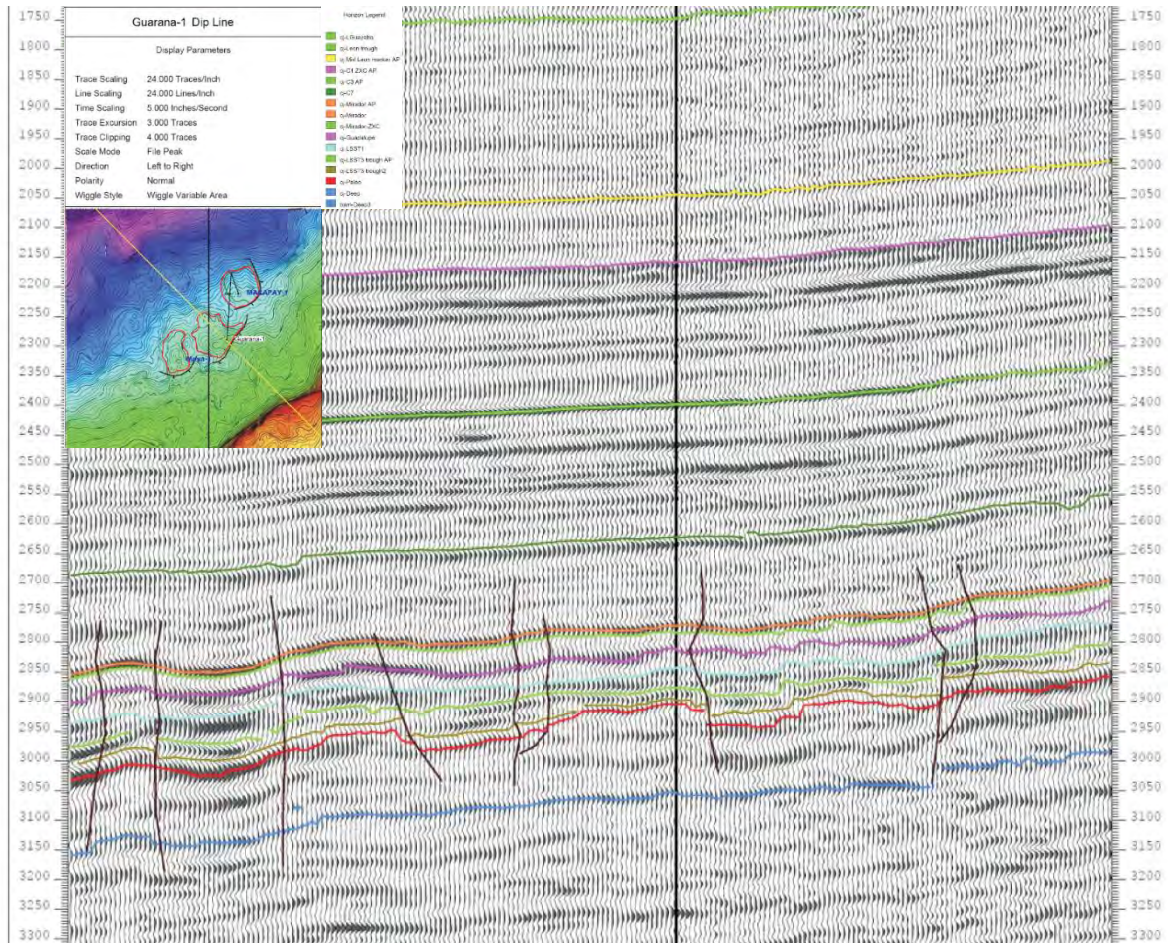


Figura 23. In Line pozo Guarana-1

Interpretación de registros

A través de los registros eléctricos, se caracterizaron los elementos estratigráficos del pozo, corroborando la presencia de los reservorios buscados. La formación Mirador corresponde a un registro de Gamma Ray cilíndrico de 378 ft de espesor en los cuales se evidencia una capa de arcillolitas que separa la parte superior de la inferior de la formación, los registros indican que las areniscas corresponden a un reservorio de características óptimas para la acumulación de hidrocarburos. Por medio del Gamma Ray se evidencia la transición de cada una de las formaciones presentes en el pozo (Figura 25).

Por medio de los registros eléctricos de pozos aledaños (Maya-1, Macapay-1) se realizó una correlación estratigráfica con el fin de establecer los topos formacionales, así como el espesor esperado para el pozo exploratorio Maya-1 (**Figura 26**).

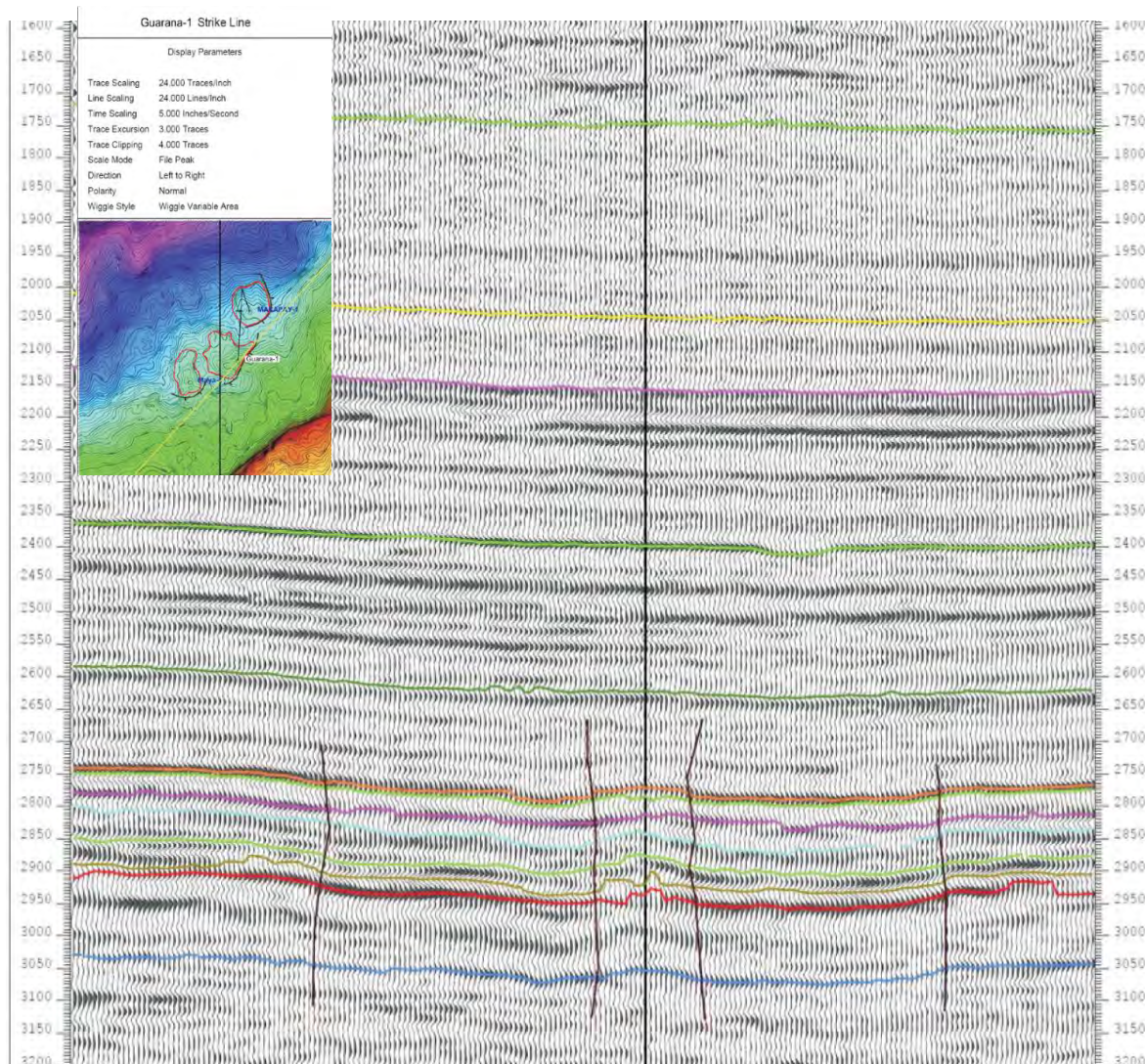
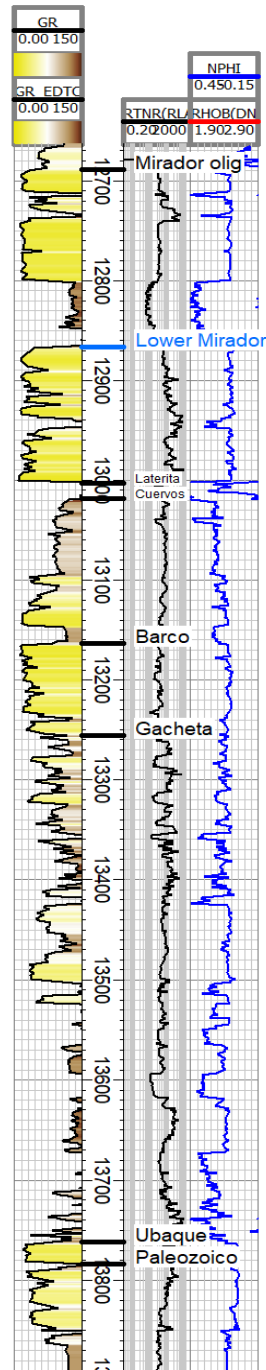
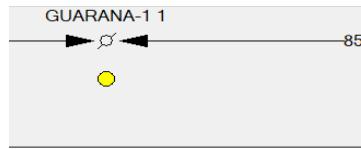


Figura 24. Cross Line pozo Guarana-1

Resultado final

El pozo Guarana-1 fue un pozo seco taponado y abandonado debido a la no acumulación de hidrocarburos, evaluando cada uno de los componentes del sistema petrolífero, con la ayuda de los mapas estructuras y la sísmica 3D se llegó a la conclusión de que la falla interpretada por la empresa operadora no se encuentra presente en la estructura, lo que representa que no exista trampa estructural para este pozo, ya que la estructura estaría abierta, provocando la migración del hidrocarburo.



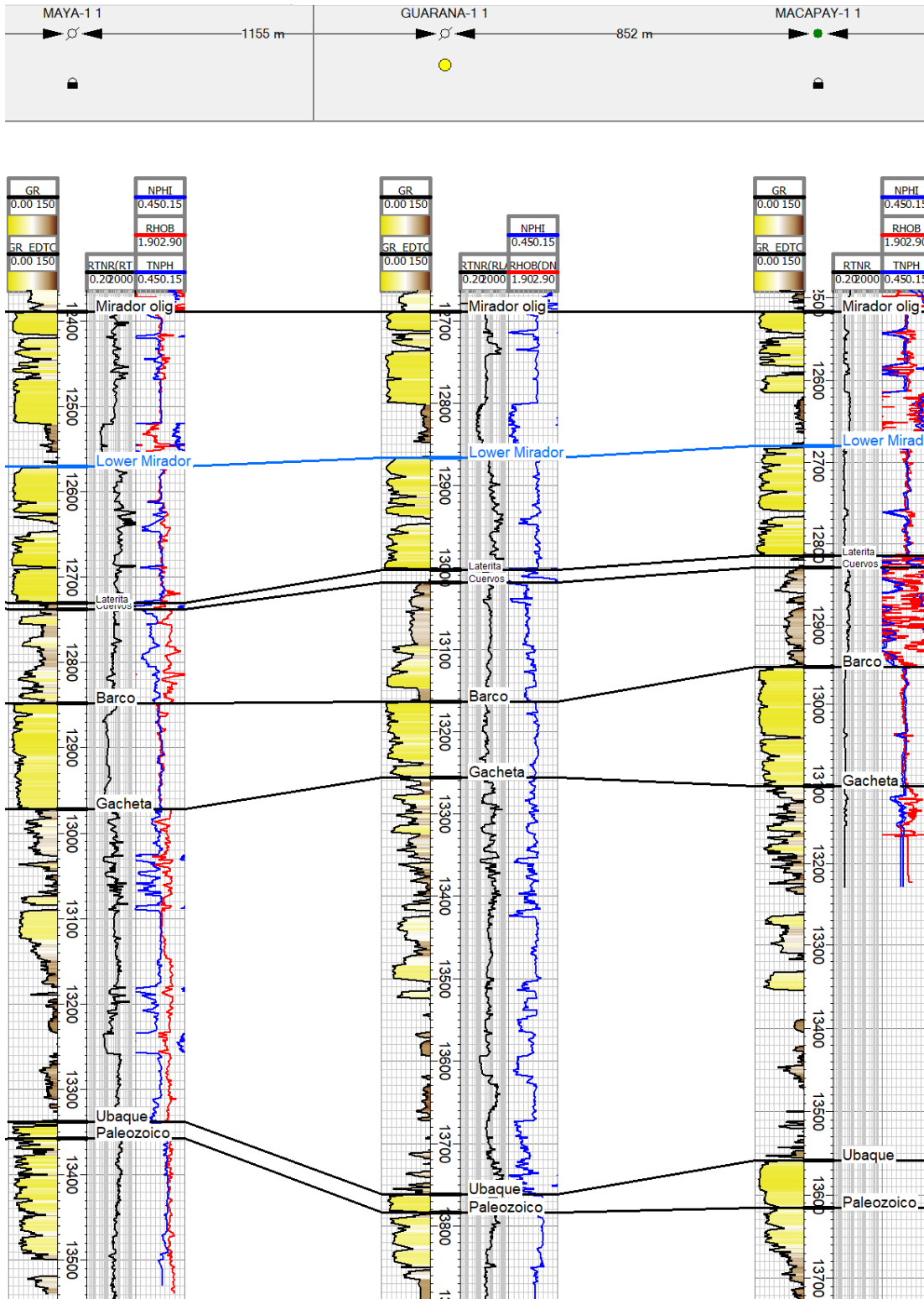


Figura 26. Correlación estratigráfica pozo Guarana-1 con pozos aledaños

7.2.2 Pozo Grulla-1

Pozo exploratorio A3-C3

Objetivos:

Principal: formación Mirador
Secundarios formación Ubaque

Fecha de inicio: 24-junio-2015
Fecha de finalización: 19-julio-2015

Testing:

DST1: Formación Mirador SW 40%

Datos clave

Debido a la proximidad de la zona acuífera, la baja a nula saturación de hidrocarburo, el poco espesor de reservorio, se decidió no realizar pruebas de Formación para el pozo Grulla-1, se concluye que la causa de los resultados negativos del pozo Grulla-1, fue la ausencia del reservorio buscado.

Trampa

Trampa estratigráfica (Monoclinal) Pinchamiento de la Formación Barco (Formación Guadalupe) (Figura 27)

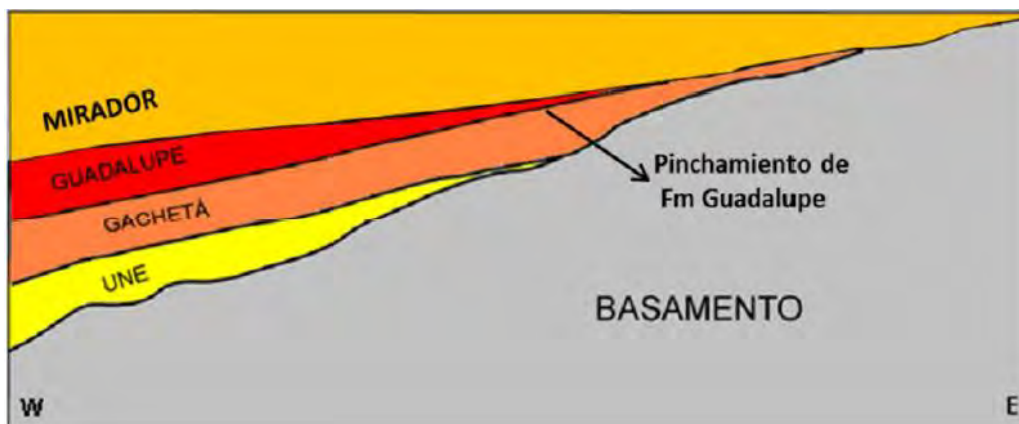


Figura 27. Ilustración prospecto trampa estratigráfica, Pinchamiento de la Formación Guadalupe



Reservorios:

Formación Mirador: Se encontró el reservorio con características petrofísicas buenas, porosidad visible de regular a buena, se observó manifestación de HC pobres a muy pobres. Tope de la Formación 9160 ft con un espesor total de 323 ft.

Formación Ubaque: Formación Ubaque presenta características petrofísicas buenas, con porosidad visible regular, se presentan HC caracterizados como aislados a muy aislados rastros Tope de la Formación 9642 ft con un espesor total de 308 ft.

Rocas sello:

Los 85 pies de Shales localizados en el tope de la Formación Cuervos corresponden a un buen sello vertical, sin embargo, el sello lateral es cuestionable. Fallo el sello lateral de la trampa debido a la no presencia de la laterita en la Formación

Roca Generadora

La principal roca generadora es La Formación Gachetá que es efectiva en toda la cuenca generada en la zona de piedemonte de la cordillera orientas

Migración y Timming

Shows de gas y de HC leves en la Formación Mirador 9450 ft, la potencial trampa estratigráfica prospectada por Grulla-1, estuvo expuestas a los dos periodos de generación.

Mapas estructurales

Mapa en profundidad correspondiente al tope de la formación Barco en el cual por medio de los contornos estructurales se evidencia la trampa estratigráfica correspondiente al pinchamiento de la formación Barco. **(Figura 28).**

Interpretación sísmica

Por medio de las líneas sísmicas inline **(Figura 29)** y crossline **(Figura 30)** se interpretaron los horizontes correspondientes a las formaciones objetivos del pozo. El horizonte amarillo oscuro corresponde a las areniscas de la formación Barco, por medio de este horizonte se puede observar la estructura correspondiente, se nota la pérdida del horizonte, razón por la cual se propuso la perforación del pozo.

Interpretación de registros

Por medio de los registros eléctricos de pozo se caracterizaron los elementos estratigráficos del pozo, corroborando que la formación de interés no se presenta en la estructura, la ausencia

del reservorio es la razón por la cual el pozo fue considerado un fracaso geológico. Por medio del Gamma Ray se evidencia la transición de cada una de las formaciones presentes en el pozo (**Figura 31**).

Por medio de los registros eléctricos de pozos aledaños (Cachirre-1, Sol-1, Águila 1X) se realizó una correlación estratigráfica con el fin de establecer los topes formacionales, así como el espesor esperado para el pozo exploratorio Guarana-1 (**Figura 32**).

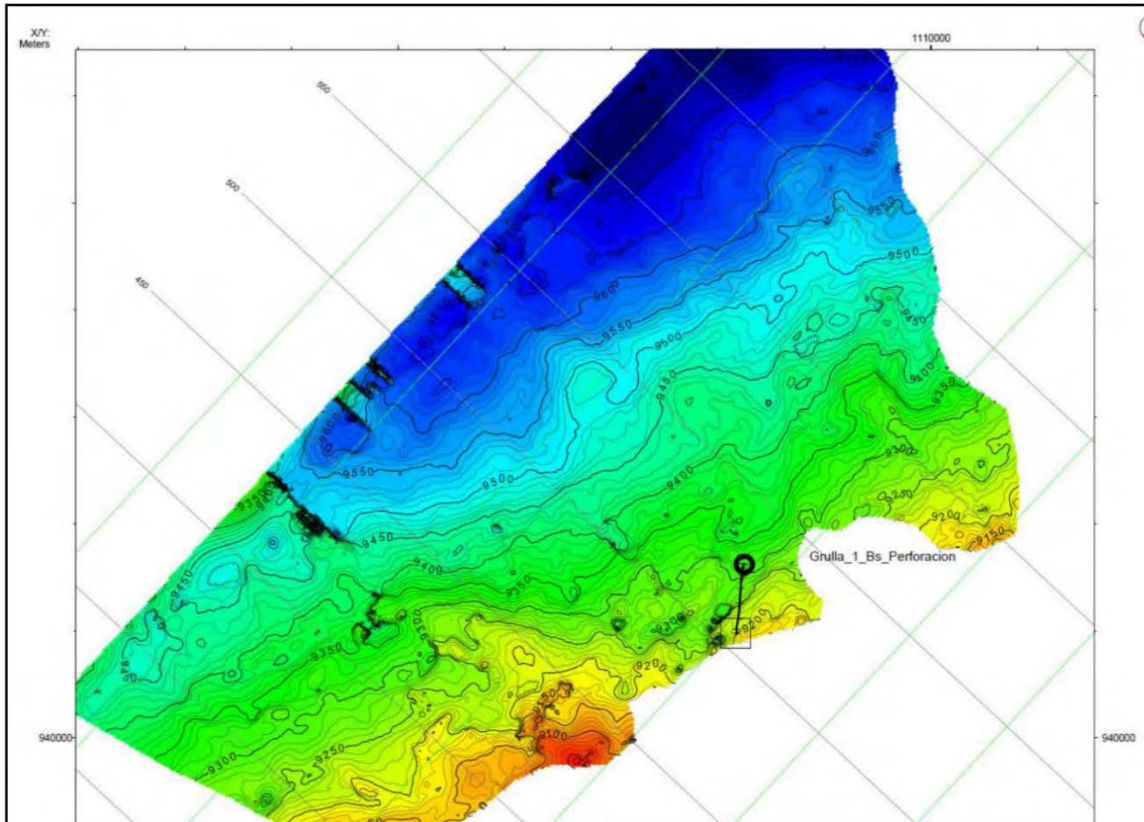


Figura 28. Mapa estructural en profundidad para la Formación Barco

Resultado final

El pozo exploratorio Grulla-1 fue un pozo seco taponado y abandonado debido a la no acumulación de Hidrocarburos, evaluando cada uno de los componentes del sistema petrolífero se llegó a la conclusión de que la no presencia de la laterita en la formación impidió la acumulación de HC en la zona de interés ya que no efectuaba como sello lateral para la estructura.

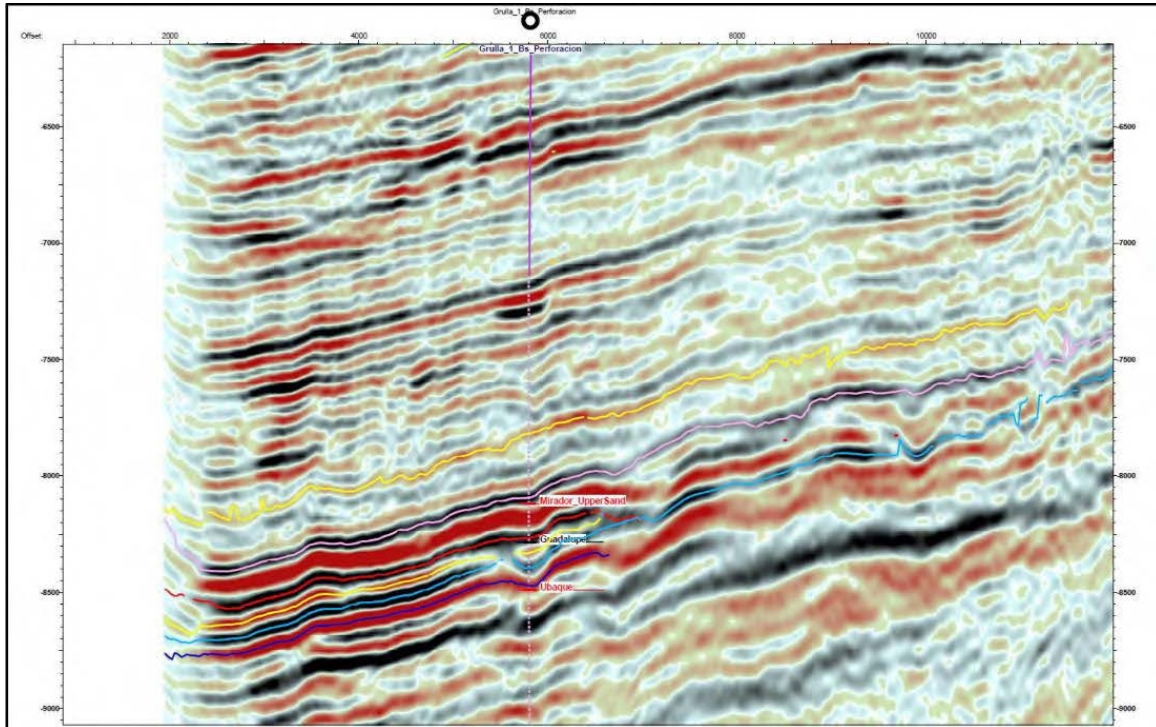


Figura 29. Inline pozo Grulla-1

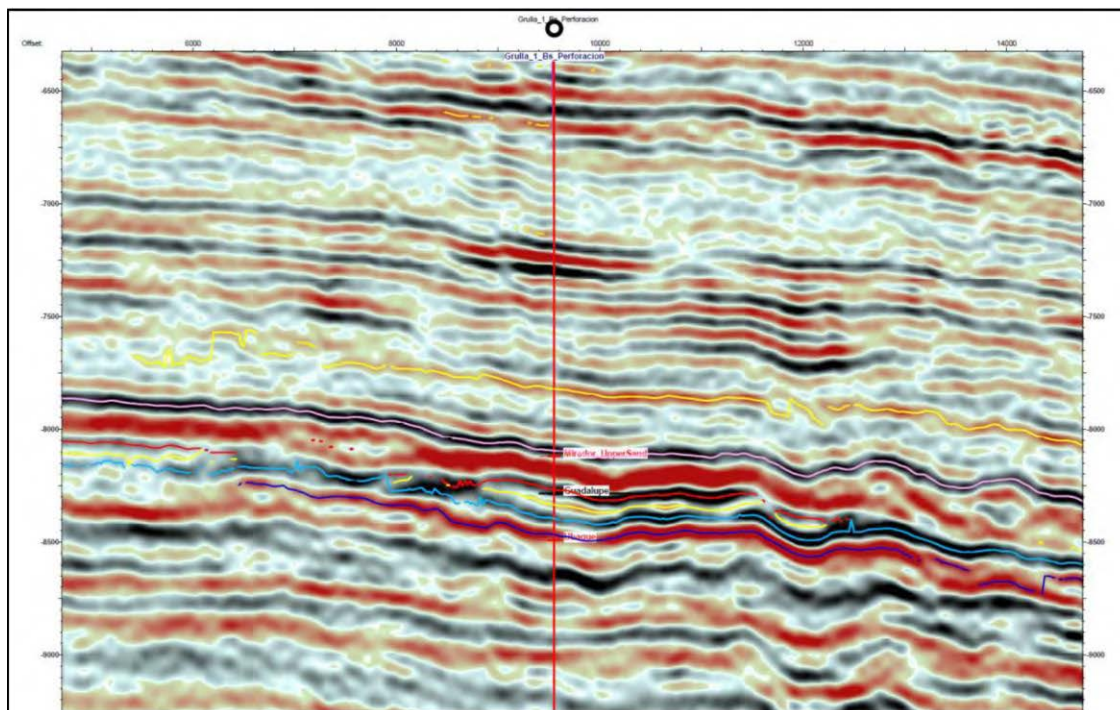


Figura 30. Crossline pozo Grulla-1

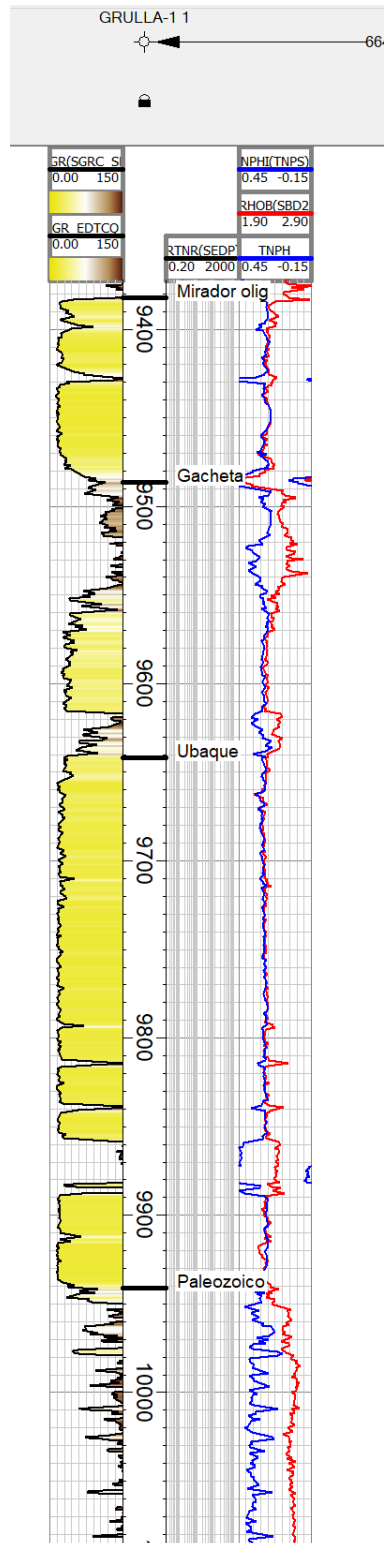


Figura 31. Columna estratigráfica pozo Grulla-1

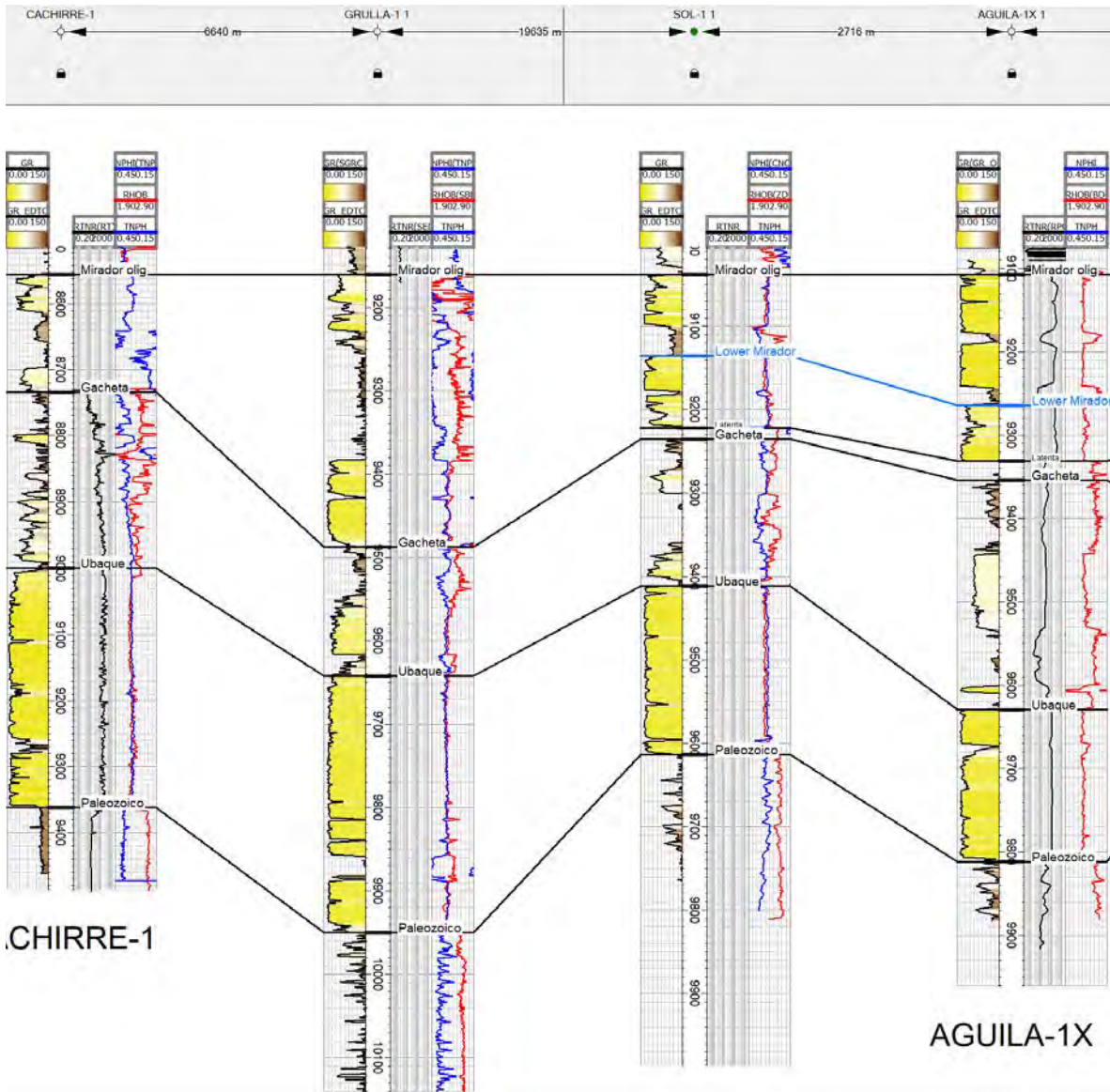


Figura 32. Correlación estratigráfica pozo Grulla-1 con pozos aledaños

8. Análisis estadístico

A partir de los resultados obtenidos de la evaluación del sistema petrolífero para los pozos pertenecientes a la cuenca de los Llanos orientales, se realizó un análisis estadístico que permitió cuantificar y caracterizar los elementos principales de éxito y fracaso para cada uno de ellos, permitiendo analizar el riesgo para futuros prospectos de exploración y perforación de pozos petrolíferos. A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos de dicho análisis.

8.1 Objetivos de perforación (*Target*)

La Figura 33 muestra el porcentaje de los objetivos que buscaron las empresas operadoras, aquí se puede resaltar que el reservorio más buscado por las empresas, corresponde a las areniscas de la Formación Mirador, estas fueron blanco en 16 ocasiones (36%) del total que corresponde a 44, siendo seguido por las areniscas de la Formación Barco con un total de 13 ocasiones (30%), la Formación Ubaque con diez (23%), la Formación Gacheta con nueve (9%), y, finalmente por la Formación Los Cuervos con en una sola ocasión (2%).

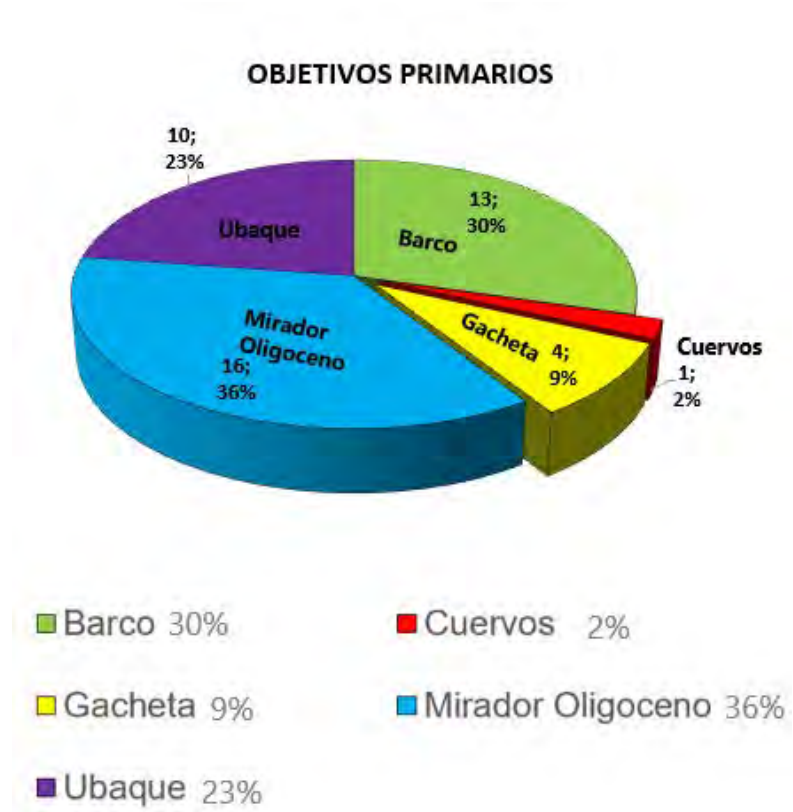


Figura 33. Grafica porcentual, objetivos primarios buscados

8.2 Tipos de trampas

La tasa de éxito para las diferentes trampas buscadas en los análisis *post drilling* (Figura 34) muestra los siguientes resultados:

Las trampas estructurales fueron buscadas en 38 ocasiones (90%), de estas, 12 trampas (31.5%), corresponden a cierres en cuatro direcciones (anticlinal), y el porcentaje de éxito y fracaso fue equivalente, seis fueron exitosas (50%) y seis fueron fracasos geológicos (50%); los Anticlinales fallados se buscaron en 18 ocasiones (47.3%), resultando 14 búsquedas exitosas (77.7%) y cuatro fracasos geológicos (22.3%). Por otro lado, los monoclinales fueron buscados en una ocasión (2.6%), la cual resultó en fracaso geológico, y monoclinales fallados fueron blanco en seis ocasiones (18.6%), de las cuales dos fueron exitosas (33.3%) y cuatro resultaron fracasos geológicos (66.7%).

Las trampas estratigráficas, fueron buscadas en cuatro oportunidades (10%), en una de ellas se apuntó a la erosión del reservorio (25%), y resultó en fracaso geológico; entre tanto, se buscó el pinchamiento del reservorio en tres casos (75%), de los cuales dos resultaron exitosos (66.7%) y uno en fracaso geológico (33.3%).

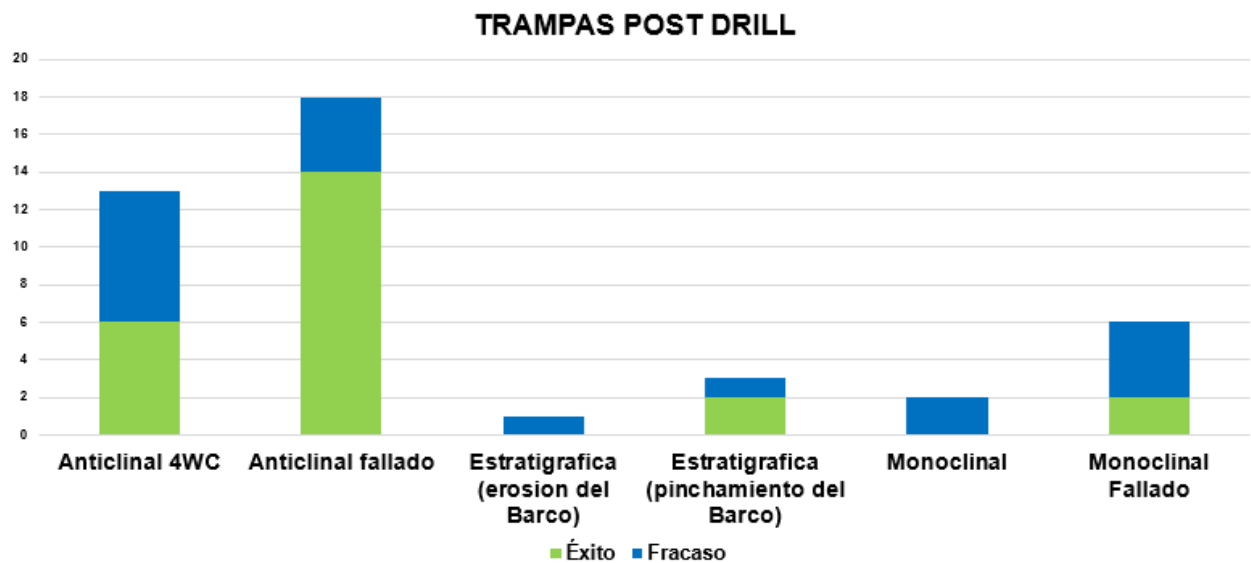


Figura 34. Gráfico de barras, tasa de éxito por trampas buscadas.

8.3 Razones de fracaso geológico

Las razones para el fracaso son variadas, pero dentro de estas se destacan, la ausencia de las fallas interpretadas y un salto de falla insuficiente para el entrapamiento de los hidrocarburos. De esta manera, las razones por las cuales los pozos obtuvieron resultados negativos (fracaso geológico) arrojaron los siguientes resultados (Figura 35).

La principal razón por la cual los pozos resultaron en fracasos geológicos (19 pozos) se debe a la ausencia de las fallas interpretadas lo cual ocurrió en ocho ocasiones (42%), lo que provocó que la estructura no presentara un cierre adecuado permitiendo la migración de los hidrocarburos, en orden descendente la siguiente razón corresponde a un salto de falla insuficiente con cinco oportunidades (27%), lo que provocó que el reservorio no presentara un sello adecuado y se pusieran en contacto areniscas con areniscas, permitiendo así la migración de los hidrocarburos; continuando con este orden, se presenta un bajo relieve estructural, con cuatro oportunidades (21%), lo que indica que la estructura no tenía el tamaño suficiente para la acumulación de los hidrocarburos, finalmente, la ausencia de reservorio y la ausencia de trampa, ambas presentes en una ocasión (5% y 5% respectivamente), fueron también causantes del fracaso geológico en los pozos.

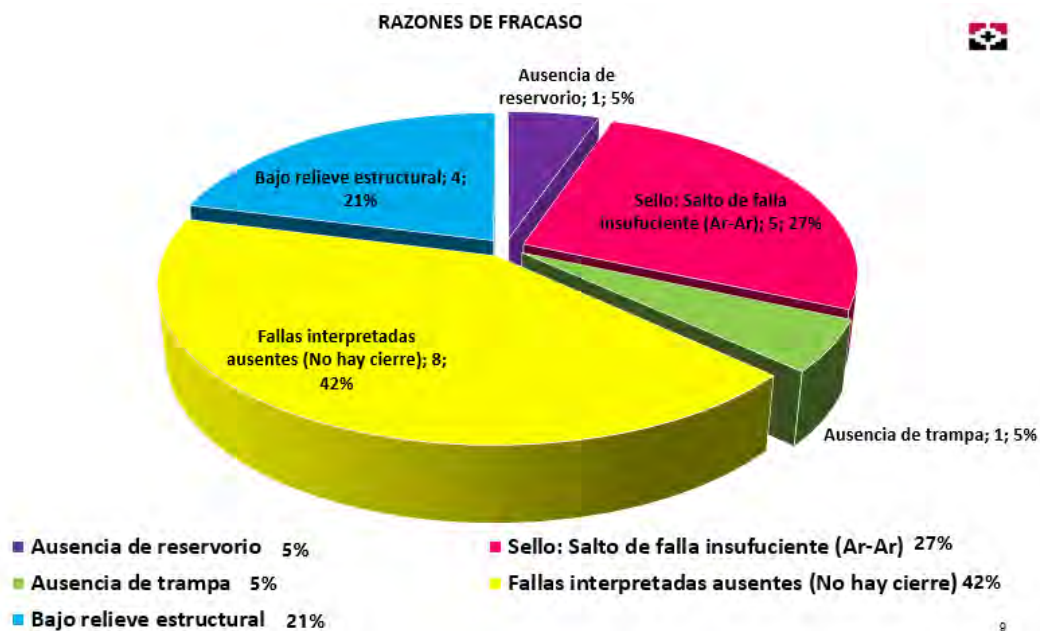


Figura 35. Grafica porcentual, elementos principales de fracaso del sistema petrolífero

8.4 Análisis por formaciones

A continuación, se presentarán los análisis realizados por formaciones para determinar el éxito o fracaso geológico de los pozos, con lo cual se generaron los siguientes resultados.

8.4.1 Formación Ubaque

Diez pozos tenían como objetivo principal las areniscas de la Formación Ubaque, y de estos seis resultaron exitosos (60%) y cuatro (40%) fracasos geológicos, de estos cuatro pozos se logró determinar que en dos de ellos (50%) el elemento del sistema petrolífero que falló fue el sello, y en los otros dos (50%) fue la trampa, determinando así, las razones puntuales por las cuales fallaron dichos elementos (Figura 36).

Con respecto a las características de la trampa, en dos oportunidades (50%), el salto de la falla fue insuficiente, provocando que el reservorio no se encontrara en contacto con un sello efectivo. Para uno de los pozos (25%), la razón de fracaso fue el bajo relieve estructural, lo que implicó que la trampa fuera de tamaño insuficiente para la acumulación de hidrocarburos y finalmente, la razón de fracaso para el pozo restante (25%) fue la ausencia de la falla principal, lo que provocó que la trampa no se encontrara presente.

• RAZONES DE FRACASO PARA OBJETIVOS

Ubaque



Figura 36. Graficas porcentuales, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Ubaque

8.4.2 Formación Gacheta

Cuatro pozos tenían como objetivo principal las areniscas de la Formación Gacheta, de los cuales tres resultaron exitosos (75%) y uno como fracaso geológico (25%), de este pozo se logró determinar que el elemento del sistema petrolífero que falló fue la trampa (100%), determinando así, la razón puntual por la cual falló dicho elemento (Figura 37).

La falla principal estaba ausente en la estructura lo que provocó que la trampa no fuera efectiva.

• RAZONES DE FRACASO PARA OBJETIVOS

Gacheta



Figura 37. Graficas porcentuales, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Gacheta

8.4.3 Formación Barco

Trece pozos tenían como objetivo principal las areniscas de la formación Barco, de los cuales seis resultaron exitosos y siete como fracasos geológicos, de estos siete pozos se logró determinar que en dos de ellos el elemento del sistema petrolífero que falló fue el sello, en cuatro la trampa y en uno fue el reservorio, determinando, las razones puntuales por las cuales fallaron dichos elementos (Figura 38).

Dos de los pozos fracasaron debido a que el salto de la falla fue insuficiente, lo que provocó que el sello lateral no se presentara, provocando que el hidrocarburo migrara y no se acumulara.

Uno de los pozos falló debido a la ausencia de reservorio, ya que las areniscas que perseguía la empresa operadora no se encontraban en la zona de interés.

La ausencia de falla principal como secundaria fue la causa de fracaso para dos de los pozos que buscaban la formación Barco, la ausencia de dichas fallas provocó que la trampa no se presentara imposibilitando la acumulación de hidrocarburos.

Finalmente, uno de los pozos falló debido a que la estructura presentó un bajo relieve estructural, provocando que no se acumularan hidrocarburos en la estructura.

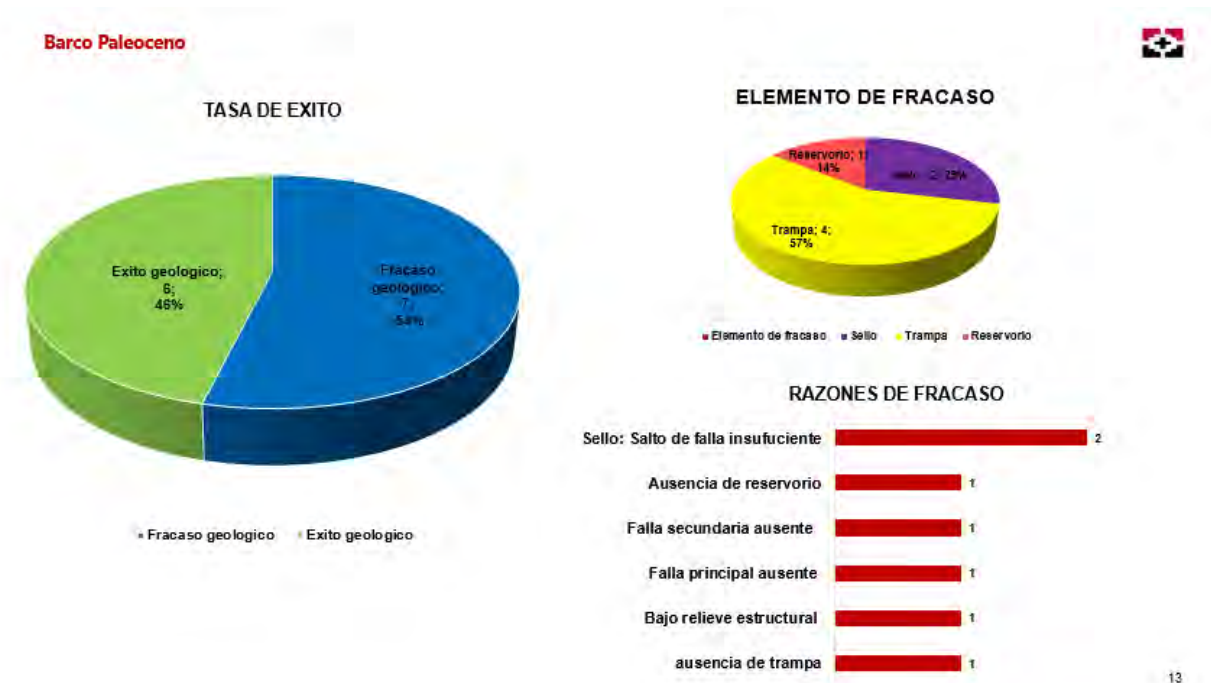


Figura 38. Grafica porcentual, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Barco.

8.4.4 Formación Mirador

16 pozos tenían como objetivo principal las areniscas de la formación Mirador, de los cuales nueve resultaron exitosos y siete como fracasos geológicos, de estos siete pozos se logró determinar que en una ocasión el elemento del sistema petrolífero que falló fue el sello, y en seis la trampa, determinando, las razones puntuales por las cuales fallaron dichos elementos (Figura 39).

La ausencia de las fallas interpretadas, tanto principal como secundaria son las principales razones por las cuales la trampa falló, en una oportunidad fue la falla principal y en tres la falla secundaria, provocando que no hubiera entrapamiento de hidrocarburos.

En dos pozos la razón de falla se debió a un bajo relieve estructural, como consecuencia la trampa no presenta el tamaño suficiente para la acumulación de hidrocarburos.

Finalmente, para uno de los pozos que buscaban la formación Mirador, la razón que provocó el fracaso geológico fue el salto de falla fue insuficiente para poner en contacto el reservorio con una unidad sellante, ocasionando que el sello lateral no estuviera presente en la estructura.

• RAZONES DE FRACASO PARA OBJETIVOS

Mirador Oligoceno

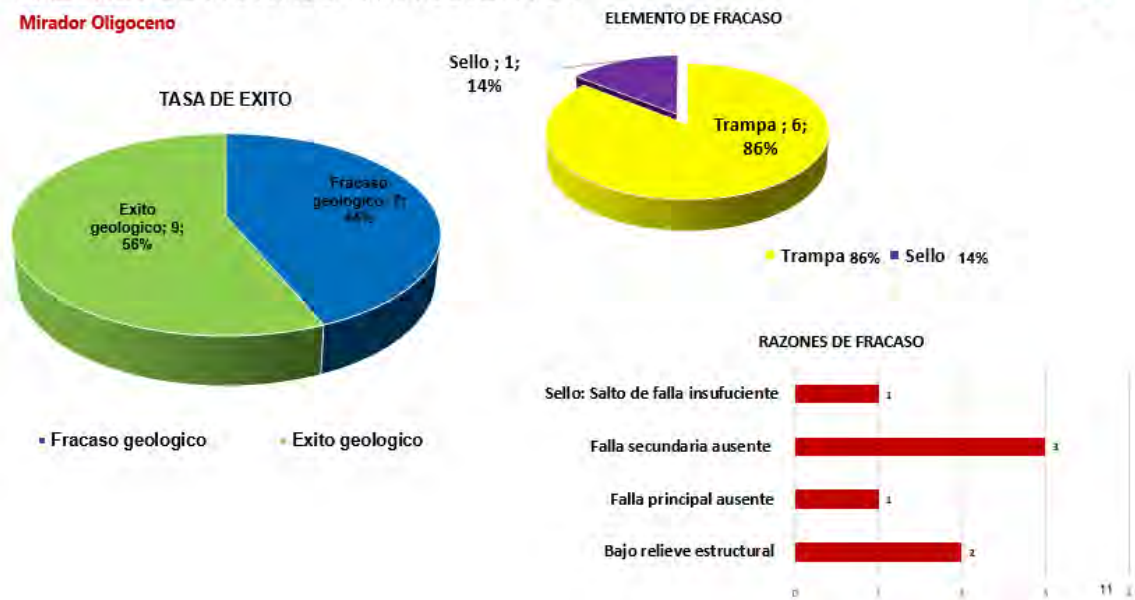


Figura 39 Grafica porcentual, razones principales de fracaso del sistema petrolífero para la formación Mirador.

A continuación, por medio de ilustraciones se ejemplificarán algunos de los diferentes elementos de fracaso geológico (Figura 40,41) con una explicación breve y concisa de cada uno de los mismos.

Salto de falla insuficiente

Para este ejemplo se observa en el mapa estructural la presencia de dos fallas normales representadas en los cortes (a-a' y b-b') en el primero se observa que el salto de fallo deja en contacto el reservorio con areniscas de la misma formación, mientras que para la falla correspondiente al corte b-b' el salto de la falla pone en contacto las areniscas de la formación Barco, con los shales de la formación Gacheta que actúan como sello vertical para la estructura permitiendo la acumulación de hidrocarburos. (Figura 40).

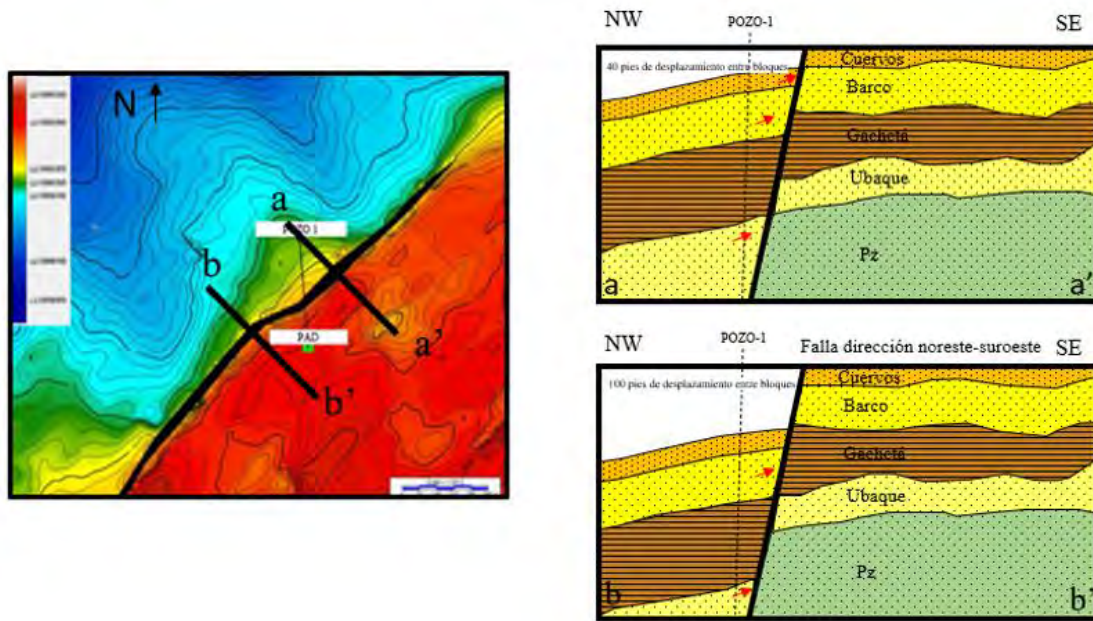


Figura 40. Ejemplo elemento de fracaso, salto de falla insufiente

Falla principal ausente

Se observa por medio del primer mapa estructural, la interpretación de una falla de tipo normal que generaría una trampa estructural con cierre en tres direcciones contra falla, sin embargo, con la ayuda de la interpretación sísmica se generó un nuevo mapa estructural que permite evidenciar la ausencia de dicha falla, provocando que la trampa no se presente, por lo tanto, imposibilitando la acumulación de hidrocarburos. (Figura 41).

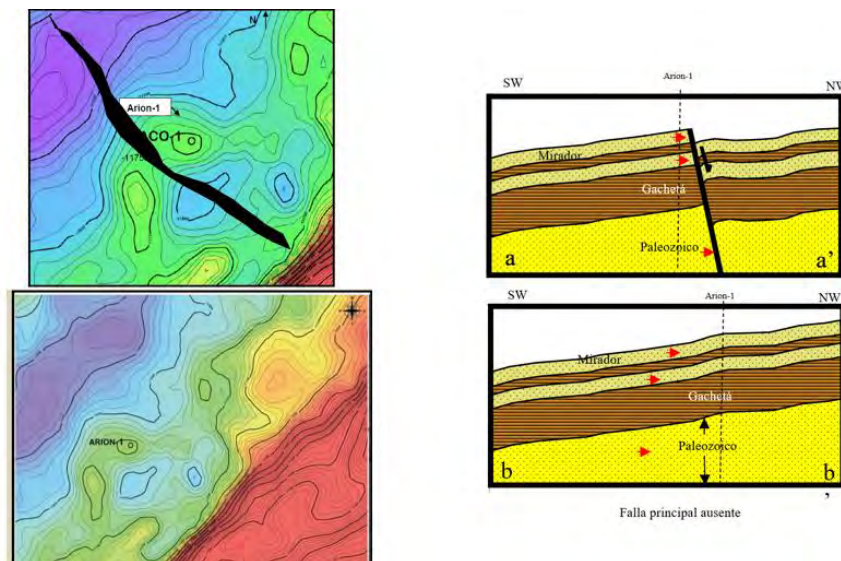


Figura 41. Grafica porcentual, razones principales de fracaso del sistema petrolifero para la formación Gacheta.

En los siguientes gráficos (Figura 42) se presentan los datos obtenidos, en los cuales se muestran los *plays* que resultaron exitosos, separados por objetivos. Generando así la información subsiguiente

• EXITOS PARA OBJETIVOS

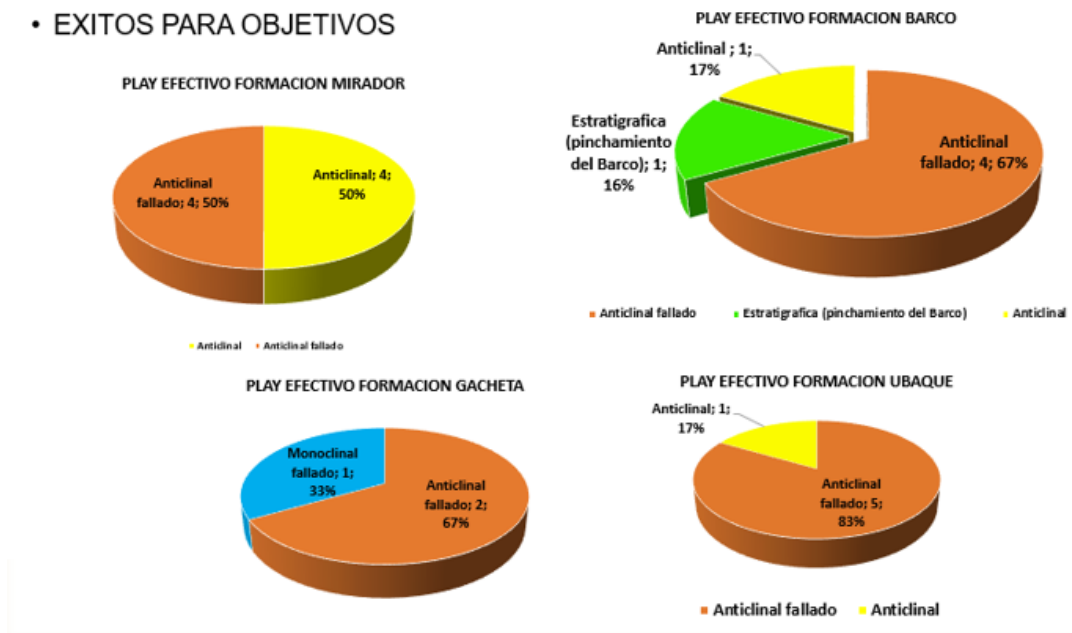


Figura 42. Gráfica porcentual, *plays* efectivos por objetivos

El *play* anticlinal fallado para las areniscas de la formación Mirador fue exitoso en cuatro ocasiones.

El *play* anticlinal (4 way closure) para las areniscas de la formación Mirador fue exitoso en cuatro ocasiones.

El *play* anticlinal fallado para las areniscas de la formación Barco fue exitoso en cuatro ocasiones.

El *play* anticlinal (4 way closure) para las areniscas de la formación Barco fue exitoso en una ocasión.

El *play* correspondiente al pinchamiento de las areniscas de la formación Barco fue exitoso para la misma.

El *play* anticlinal fallado para las areniscas de la formación Gacheta fue exitoso en dos ocasiones.

El *play* monoclinal fallado para las areniscas de la formación Gacheta fue exitoso en una ocasión.

El *play* anticlinal fallado para las areniscas de la formación Ubaque fue exitoso en cinco ocasiones.

El *play* anticlinal (4 way closure) para las areniscas de la formación Ubaque fue exitoso en una ocasión.

Finalmente, con toda la información recolectada se llegó a un balance general para todos los pozos estudiados generando los siguientes resultados. (Figura 43).

20 de los 39 pozos estudiados resultaron exitosos, mientras que 19 de ellos dieron como resultado un fracaso geológico.

RESULTADOS DE POZOS



Figura 43. Grafica porcentual, Tasa de éxito para los pozos estudiados



9. Conclusiones y recomendaciones

- Para la cuenca de los Llanos Orientales, los pozos que presentan mayor éxito geológico corresponden a aquellos que presentan un registro de Gamma Ray limpio (contenido bajo de arcillas) en los reservorios, adicionalmente aquellos que contienen una falla que amplifique el tamaño de la trampa, y, aquellos que el salto de falla es suficiente para dejar en contacto el reservorio con la roca sello.
- Los pozos que resultaron en fracaso geológico se debieron principalmente a la ausencia de las fallas interpretadas por medio de la sísmica por las empresas operadoras, lo que conlleva a que la trampa necesaria para la acumulación de hidrocarburos no se encuentre presente, adicionalmente la ausencia de los reservorios buscados, saltos de falla insuficientes, y bajos relieves estructurales fueron motivos por los cuales los pozos resultaron en fracasos geológicos.
- Con el fin de aumentar la prospectividad en la cuenca, se debería direccionar la búsqueda de *Plays* que presenten trampas estructurales con cierres en tres direcciones contra falla normal, teniendo como objetivo principal las areniscas de la Formación Mirador que presenten características petrofísicas buenas basadas en correlaciones estratigráficas de pozos cercanos.
- Las trampas estratigráficas son poco frecuentes en la cuenca de los Llanos Orientales
- Las trampas estudiadas estaban presentes en el momento de generación y migración de los hidrocarburos en el área de piedemonte de la cuenca
- Se recomienda realizar una mejor interpretación de las líneas sísmicas y de los mapas estructurales correspondientes a la cuenca de los Llanos Orientales
- Es importante realizar un estudio más a detalle para poder caracterizar de mejor manera la prospectividad y eficiencia de las trampas en la cuenca.



10. Bibliografía

- Alcantara Acevedo, a. a. (2013). *“Determinación de valores de corte para cálculo de reservas de hidrocarburos” tesis profesional que para obtener el título de ingeniero geólogo presenta: Alma angélica Alcantara Acevedo director de tesis Universidad Nacional Autónoma de México.*
- ANH. (2012). *Cuenca Llanos Orientales integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos Agencia Nacional de Hidrocarburos Cuenca Llanos Orientales integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos.*
- Carrillo Lombana, e. j., Bojacá Bonilla, j. l., & Torres Zamora, á. r. (2013). *Memoria geológica de la plancha 195 Bélgica (escala 1:100.000), localizada al noreste del departamento de Casanare Bogotá, junio de 2013 república de Colombia ministerio de minas y energía Servicio Geológico Colombiano proyecto geo 09-05: actualización mapa geológico de Colombia memoria geológica de la plancha 195 Bélgica (escala 1:100.000), localizada al noreste del departamento de Casanare.*
- Carvajal Martinez, v. m., Blanco Goytia, j. j., Porcel Morales, a. l., Torres Gemio, l. f., Meneses Goyzueta, j. f., & Balanza Nava, a. (2022). *Universidad Mayor Real y Pontificia carrera de ingeniería de petróleo y gas natural gravedad y prospección gravimétrica materia: geofísica y prospección sísmica 2d y 3d grupo: 1 nombres: Sucre-Bolivia.*
- Castro Delgado, j. b., & Gómez Bohórquez, g. a. (2016). *Cálculo de petróleo original en sitio y evaluación de reservas para el área de estudio maracuy ubicado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. in Fundación Universidad de América. Fundación Universidad de América.*
- Ecopetrol. (1995). *Gerencia de Exploracion.*
- Etayo Serna, f., Terraza, r., Montoya, d., Reyes, g., Moreno, g., & Fúquen, j. (2013). *Geología de la plancha 229 Gachalá geología de la plancha 229 Gachalá por: Occidente de la plancha: oriente de la plancha.*
- Garduza Rueda, v. m. (2019). *por: Víctor Manuel Garduza Rueda manual de registros geofísicos de pozo y algunas aplicaciones.*
- Garrido, r. h. (n.d.). *Resumen: fundamentos teóricos de trampas.*
- GeoPark. (2021). *Proyecto regional Cuenca de los Llanos 2021 - Analisis estructural.*
- Harman Ortiz, j. f. (2013). *Generalidades de la industria petrolera en Colombia. indepaz, 1–68.*
- Lozano, e., & Zamora, n. (2014). *Anexo i compilación de la cuenca de los llanos orientales.*



Universidad de Caldas



Montoya Arenas, d., Numpaque, a., Martín, c., & Alcárcel, f. (2013). *República de Colombia Ministerio de Minas y Energía Servicio Geológico Colombiano subdirección geología básica geología de la plancha 193 Yopal.*

Sener. (2015). *Glosario de terminos petroleros subsecretaría de hidrocarburos dirección general de exploración y extracción de hidrocarburos.*

Velázquez Cruz, a., & Trejo Rodríguez, d. (2015). *Biblioteca visual del petróleo.*



Universidad de Caldas



GEOPARK

Anexo 1

POZO		TARGET PRINCIPAL OPERADORA	TARGET SEGÚN GPK	TIPO DE TRAMPA BUSCADA	TIPO DE TRAMPA ENCONTRADA	ELEMENTO DE FALLA	RAZONES DE FALLA	LATERITA	ARENAS EN EL PALEOZOICO	AÑO
Balay-3D	Fracaso geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado	Trampa	Falla secundaria ausente	Si	NA	2011
Balay -4P	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Monoclinal Fallado	Monoclinal Fallado			Si	Si	2012
Arion-1	Fracaso geológico	Lower Sand-2	Gacheta	Anticlinal fallado	Anticlinal	Trampa	Falla principal ausente	Si	Si	2010
Amarillo-1	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal			Si	Si	2010
Iboga-1	Fracaso geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal	Trampa	Bajo relieve estructural	No	Si	2012
Maya-1	Exito geológico	Lower Sand-3	Ubaque	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	Si	2012
Macapay-1	Exito geológico	Lower Sand-1	Barco	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	No	2011
Guarana-1.	Fracaso geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal	Trampa	Falla principal ausente	Si	Si	
Katmandu-1	Fracaso geológico	Guadalupe	Barco	Anticlinal fallado	Monoclinal	Trampa	ausencia de trampa	Si	No	
	Fracaso geológico	Une	Ubaque	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado	Sello	Sello lateral: Salto de falla insuficiente	Si	No	2012
	Exito geológico		Gacheta	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	No	
Alligator -1	Exito geológico	Lower sand-1	Barco	Estratigrafica (pinchamiento del Barco)	Estratigrafica (pinchamiento del Barco)			Si	NA	
	Fracaso geológico	Gacheta	Gacheta	Anticlinal				Si	NA	2017
Boa-1	Exito geológico	Lower Sand-1	Barco	Anticlinal	Anticlinal fallado			Si	NA	2009
Tente-1	Fracaso geológico	Lower Sand-1	Barco	Anticlinal fallado	Anticlinal	Trampa	Bajo relieve estructural	Si	Si	2012
Huango-1	Fracaso geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal	Trampa	Falla secundaria ausente	Si	Si	2012
Chacharo-1	Fracaso geológico	Guadalupe	Barco	Monoclinal fallado	Anticlinal	Trampa	Falla principal ausente	Si	Si	
	Exito geológico	Gacheta	Gacheta	Monoclinal fallado	Monoclinal fallado			Si	Si	
	Fracaso geológico	Une	Ubaque	Monoclinal fallado	Monoclinal fallado	Sello	Sello lateral: Salto de falla insuficiente	Si	Si	2014
Sinsonte-1 (Gacheta)	Fracaso geológico	Guadalupe	Barco	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado	Sello	Sello lateral: Salto de falla insuficiente	Si	Si	2017
Carcayu-1	Fracaso geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado	Sello	Sello lateral: Salto de falla insuficiente	Si	Si	2021
Azogue-2	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal	Anticlinal			Si	Si	2021
Guaco-1 (ubaque)	Exito geológico	Guadalupe	Cuervos	Estratigrafica (pinchamiento del Barco)	Estratigrafica (pinchamiento del Barco)			Si	NA	2017
Loto-1 (Mirador)	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	Si	2013
Sol-1 (Ubaque)	Exito geológico	Lower Sand-3	Ubaque	Combinada	Anticlinal fallado			Si	No	2019
Mariposa-1 (Mirador)	Exito geológico	Lower Sand-3	Ubaque	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	Si	2017
Aguila-1X (Ubaque)	Fracaso geológico	Lower Sand-3	Ubaque	Anticlinal fallado	Anticlinal	Trampa	Bajo relieve estructural	No	Si	2020
Caño Bravo-1	Fracaso geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Monoclinal fallado	Monoclinal fallado	Trampa	Bajo relieve estructural	Si	No	1990
Gulupa-1	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	Si	2014
Zorro Gris-1	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Combinada	Anticlinal fallado					
	Exito geológico	Guadalupe	Barco	Combinada	Anticlinal fallado			Si	Si	2012
Grulla-1	Fracaso geológico	Guadalupe	Barco	Estratigrafica (pinchamiento del Barco)	Estratigrafica (pinchamiento del Barco)	Sello	Ausencia de laterita	No	No	2015
Cachirre-1	Fracaso geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Monoclinal fallado	Monoclinal Fallado	Trampa	Falla secundaria ausente			
	Fracaso geológico	Guadalupe	Barco	Monoclinal Fallado	Monoclinal Fallado	Trampa	Falla secundaria ausente	No	No	2012
Mapanare-1	Fracaso geológico	Lower Sand-3	Ubaque	Monoclinal fallado	Monoclinal	Trampa	Falla principal ausente			2012
Tua-1 (Ubaque)	Exito geológico	Ubaque	Ubaque	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	No	2012
Chiricoca-1 (Mirador)	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	No	
	Exito geológico	Guadalupe	Barco	Anticlinal fallado	Anticlinal fallado			Si	No	2016
Jaruki-1 (Barco)	Fracaso geológico	Guadalupe	Barco	Anticlinal fallado	Estratigrafica (erosion del Barco)	Sello	sello lateral: Salto de falla insuficiente			2016
Kananaskis-1 (ubaque)	Exito geológico	Mirador -	Mirador Oligoceno	Monoclinal Fallado	Anticlinal			No	Si	
	Exito geológico	Gacheta	Ubaque	Monoclinal Fallado	Anticlinal fallado			No	Si	2014
Calona-1 (ubaque)	Exito geológico	Mirador	Mirador Oligoceno	Anticlinal	Anticlinal			Si	Si	
	Exito geológico	Guadalupe	Barco	Anticlinal	Anticlinal			Si	Si	
	Exito geológico	Ubaque	Ubaque	Anticlinal	Anticlinal			Si	Si	2014



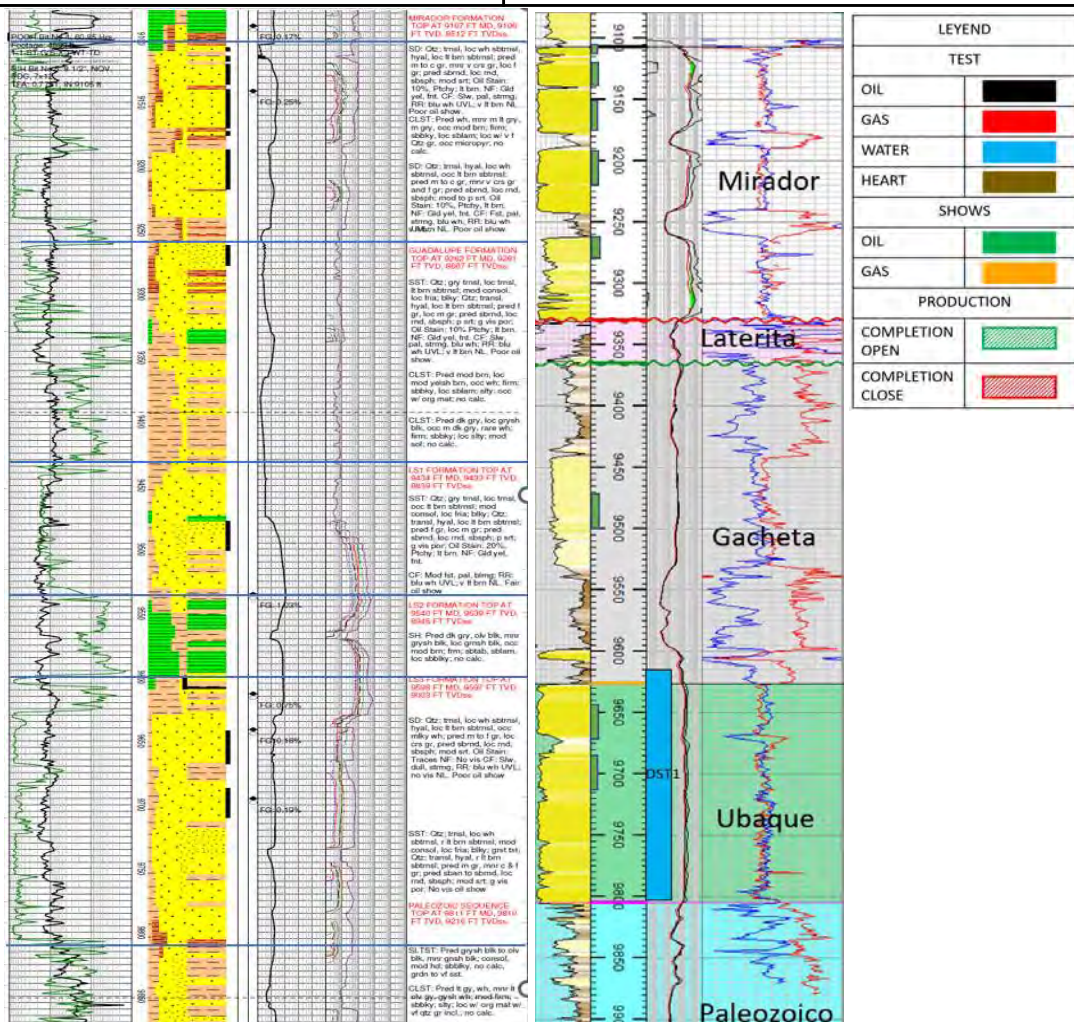
Universidad de Caldas



GEPARK

Anexo 2

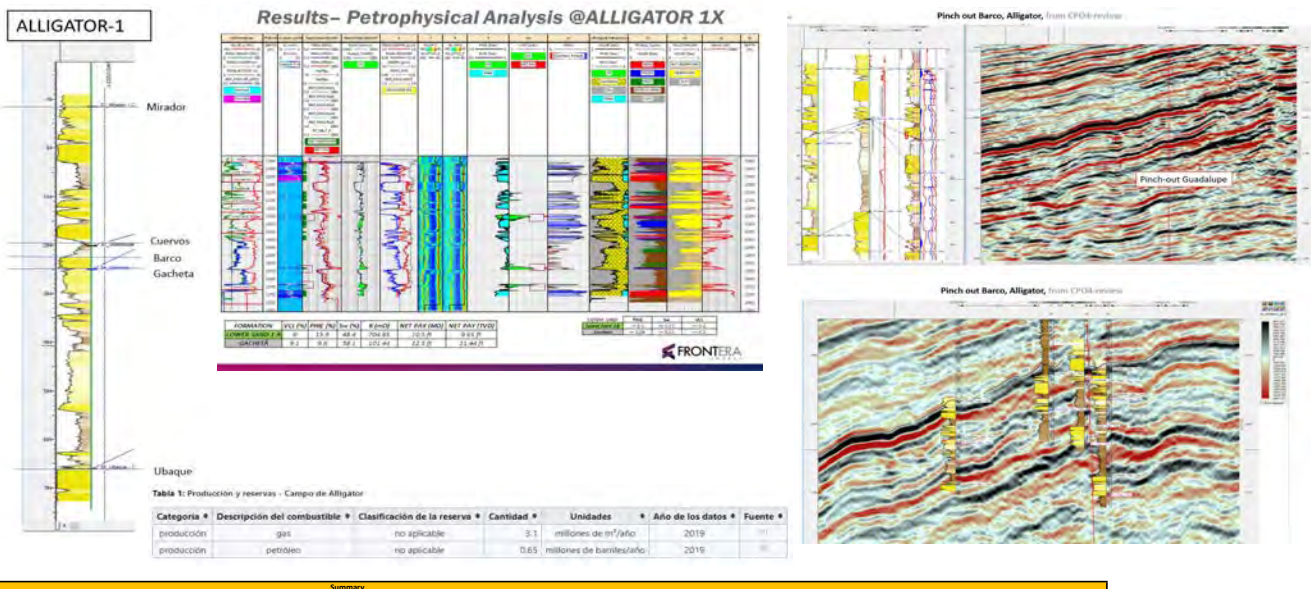
Aguila-1X, Cuenca Llanos bloque CPO-5 , Colombia			Aguila-1X , Pozo exploratorio A-2C, Post Drill			
Información General			Objetivos	fecha inicio/Finalizacion	Testing	Resultados
El pozo Aguila-1X fue perforado por ONGC VIDESH LTD (70%) PDSA (30%) en el año 2020. El pozo tenía como principal objetivo la Fm LS-3 de la Formación Une (Ubaque). El pozo alcanzó una profundidad de 9961 Ft hasta el Paleozoico			Primario: LS-3 Fm Une (Ubaque)	Noviembre 24, 2020	Reporte	Pozo seco, cerrado y taponado
			Secundario: Fm Guadalupe, Fm Mirador	Diciembre 18, 2020	Dst 1: LS-3 (9625-9800ft) 100% agua	
Datos Clave - Post Drill						
Key Data	Las Formaciones exhiben un buen desarrollo de facies arenosas según lo previsto. Sin embargo, las características de los fluidos de las capas mediante la evaluación petrofísica no muestran potencial desde la perspectiva de hidrocarburos. Además, no se reportaron manifestaciones de hidrocarburos durante la perforación. El pozo busca la parte mas alta de la trampa estructural para la Fm Ubaque					
Trampa	Esperado	resultado final	Trampa estructural con cierre en tres direcciones contra falla			
Reservorio	Esperado	resultado final	Arenas de la Fm Ubaque tope encontrado a 9625 ft con un espesor total de 180 ft			
sello	Shales de formación LS-2 (Gacheta) para la Fm LS-3 (Ubaque)					
Roca generadora	La principal roca generadora es La Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca					
Migracion y Timming	manifestaciones muy pobres de aceite al tope de la Fm LS-3 (Ubaque) , no se encontro HC en las formaciones de interes. Se presento un incremento significativo en el gas promedio a partir de la Fm Lower Sand-1 (Gacheta) Es posible que el timming fallara debido a que la migracion del hidrocarburo ocurriera cuando la estructura no estuviera presente aun.					
Resumen						
Trampa	Trampa estratigrafica para las formaciones Guadalupe, Mirador y Gacheta	según los mapas estructurales para el tope de la Fm Mirador no se puede reconocer la trampa estratigrafica. Trampa estructural (anticlinal fallado) generada por fallas normales				
Reservorio (Secondary)	<p>Tope de la Fm Mirador 9107 ft con un espesor total de 155 f Arenas de la Fm Mirador presenta características petrofísicas buenas, 134 ft de espesor con Phie del 20% y Sw de 54%. Arenas de la Fm presentaron resistividades alrededor de los 2000 Ohm*m en tres intervalos</p> <p>Tope de la Fm Guadalupe 9262 espesor total de 172 ft Se presento manchamiento de aceite 10% en puntos de la Fm Guadalupe (Mirador basal)</p>	Arenas de la Fm Mirador tope encontrado a 9110 ft con un espesor total de 220 ft				
Sello	shales regionales de la Fm Carbonera miembro C8 ejercen como sello lateral y vertical para la Fm Mirador					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> mala Regular Bueno </div>						



Alligator-1 Llanos Basin, Colombia		Alligator-1 well, Exploratory well, Post Drill		
General information	Targets	Sput date /Finish date	Testing	Result
The Alligator-1 well was drilled by Frontera Energy in 2017	Main: Lower Sand-1 (Barco) y Gacheta B Fms		Report	Barco Fm
Guatiquia Block, perforated intervals are 12681-12685 ft, BWS 41% and 157 API oil	Secondary:		Gacheta B: Separator Test Data1: Total solution Gas-oil ratio 24 (scf/bo) Formation Volume Factor 0.991 Bo/B. Stocktank Density at 60°F 0.9681 (g/cm-3) API= 14.3° APIW 40%	Gacheta Fm
				Productor Well

Colombia
 N 04 20'00.000"
 W 072 56'30.000"
 Discovered January 2019
 Oil
 Producing
 Llanos Sub-basin (Llanos-Barreras Basin)
 Onshore-Colombia
 Operator Frontera Energy Corp
 Ultimate Recoverable Reserves
 20.00 MMBoe oil
 8.000.00 MM cu ft gas
 0.00 MMBoe condensate
 Cumulative Production
 0.57 MMBoe oil
 0.00 MM cu ft gas
 0.00 MMBoe condensate

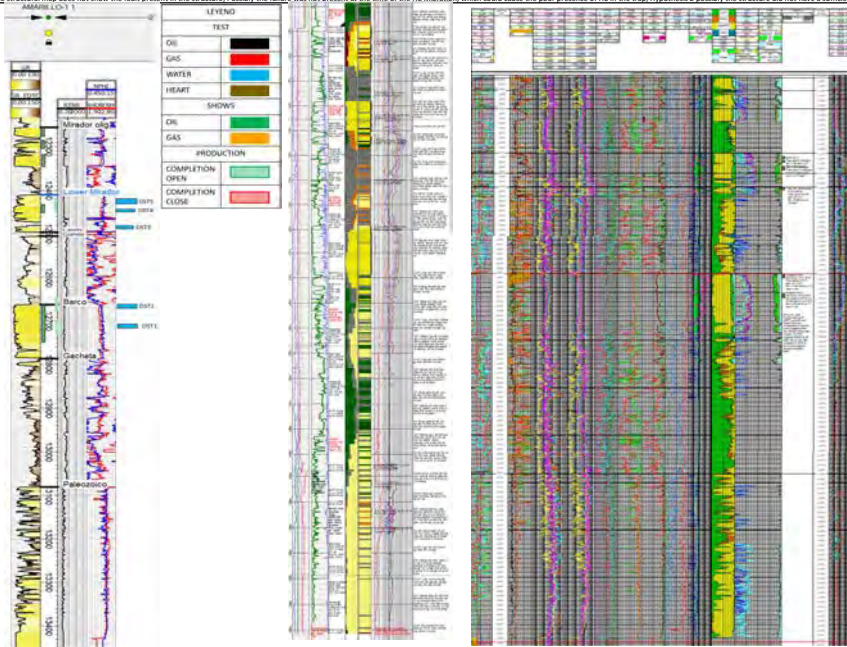
Critical risk elements - Post Drill									
Key Data	There are 5 oil wells in the Alligator field, it is a producer (Field Summary Report)								
Trap	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Expected</th> <th>Final result</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>stratigraphic trap, pinch out Barco Fm, it is possible to have a fault</td> </tr> </tbody> </table>	Expected	Final result		stratigraphic trap, pinch out Barco Fm, it is possible to have a fault				
Expected	Final result								
	stratigraphic trap, pinch out Barco Fm, it is possible to have a fault								
Reservoir	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Expected</th> <th>Final result</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lower sand-1 (11900'MD)</td> <td>Barco Fm 12250'MD (100ft): sand bank, decreasing grain trend from base to top, it has NET PAY 10.5 ft., Good porosity and resistivity shows hydrocarbon, SW less than 0.5</td> </tr> <tr> <td>Gacheta Fm (12350'MD)</td> <td>Gacheta Fm 12350'MD (350 ft): Sandy intercalations with shales, in the sandy packages hydrocarbon resistivity values are presented, NET PAY: 12.5 ft SW less than 0.5 (1.470 Oil gas) FS</td> </tr> <tr> <td>Ubaque Fm (12710'MD)</td> <td>Ubaque Fm 12710'MD: The well has two producing tests of 200 and 300 bo/d, both 15" API from Ubaque Formation, 3,510 Oil (From Field Summary)</td> </tr> </tbody> </table>	Expected	Final result	Lower sand-1 (11900'MD)	Barco Fm 12250'MD (100ft): sand bank, decreasing grain trend from base to top, it has NET PAY 10.5 ft., Good porosity and resistivity shows hydrocarbon, SW less than 0.5	Gacheta Fm (12350'MD)	Gacheta Fm 12350'MD (350 ft): Sandy intercalations with shales, in the sandy packages hydrocarbon resistivity values are presented, NET PAY: 12.5 ft SW less than 0.5 (1.470 Oil gas) FS	Ubaque Fm (12710'MD)	Ubaque Fm 12710'MD: The well has two producing tests of 200 and 300 bo/d, both 15" API from Ubaque Formation, 3,510 Oil (From Field Summary)
Expected	Final result								
Lower sand-1 (11900'MD)	Barco Fm 12250'MD (100ft): sand bank, decreasing grain trend from base to top, it has NET PAY 10.5 ft., Good porosity and resistivity shows hydrocarbon, SW less than 0.5								
Gacheta Fm (12350'MD)	Gacheta Fm 12350'MD (350 ft): Sandy intercalations with shales, in the sandy packages hydrocarbon resistivity values are presented, NET PAY: 12.5 ft SW less than 0.5 (1.470 Oil gas) FS								
Ubaque Fm (12710'MD)	Ubaque Fm 12710'MD: The well has two producing tests of 200 and 300 bo/d, both 15" API from Ubaque Formation, 3,510 Oil (From Field Summary)								
Seal	Cuervos Fm Shales for Barco Fm Intra shales on Gacheta Fm for Gacheta Channels Gacheta Shales for Ubaque								
Source rock	Gacheta Fm: its effectiveness is confirmed by the presence of hydrocarbons in formations of interest								
Migration and Timing	there are shows of hydrocarbons in the Formations of interest, this indicates that the migration was effective								



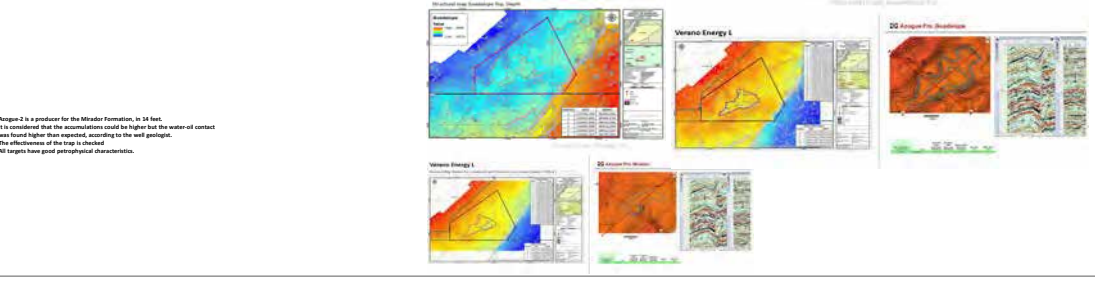
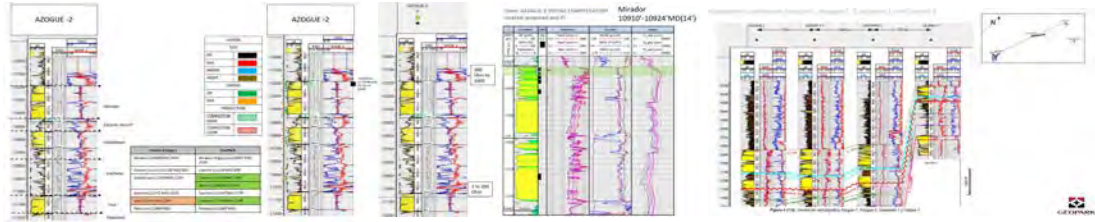
Summary				
<table border="1"> <tr> <td>Good</td> <td>Regular</td> <td>Good</td> </tr> </table>	Good	Regular	Good	
Good	Regular	Good		

Pozo Amarillo-1, Cuenca Llanos, bloque Corcel , Colombia		Pozo Amarillo-1, Pozo exploratorio A3-B3 , Post Drill			
Información General		Objetivos	fecha Inicio/Finalización	Testing	Resultados
<p>The main target was the sands of the Mirador Fm, and the secondary target was the sands of the Guadalupe and Lower Sands 2 and 3 Formations. The areas of interest drilled by the Amarillo-1 well showed poor oil and hydrocarbon manifestations, evidenced by due to lithological control, gas monitoring and resistivity and Gamma Ray data, for which Petromineralia decided to plug it and abandon it on March 28, 2013. The well reached a depth of 13457 ft up to the Paleozoic</p>	<p>Primario: Fm Mirador</p>	Junio 10,2010	<p>Reporte</p> <p>Dst1: Fm LS-1 (12702-12712 ft) fluido recuperado 431 bbls, cloruros 8100 ppm BSW 100% (Trazas de aceite pesado)</p>	Barco	Well completed as a non-commercial producer of oil
	<p>Secundario: Guadalupe Formation (Barco) and Lower Sands 2 (Gacheta) and 3 Ubaque (Paleozoic)</p>	Septiembre 27,2010	<p>Dst2: Fm LS-1 (12662'-12670') fluido recuperado 5499 bbls, cloruros 8200 ppm, BSW 100%</p>	Barco	
		<p>Dst3: Fm Guadalupe (12482'-12487') fluido Total: 3499 bbls, cloruros: 8200 ppm, BSW: 100%</p>	Lower Mirador		
		<p>Dst4: Fm Guadalupe (12438'-12446') fluido Total: 1553 bbls, BSW: 100%. Cloruros: 53000 ppm evidencia bache de oil 5 gal</p>	Lower Mirador		
		<p>Dst5: Fm Guadalupe (12418'-12423' & 12426'-12430') 8253.3 BWPD. BSW: 100%. Cloruros: 1400 ppm.</p>	Lower Mirador		
<p>Elementos críticos de riesgo - Post Drill</p> <p>La gravedad API del crudo recuperado en la Formación Guadalupe (Lower Mir GPR) intervalo 12482' - 12487' es de 25.5°API. La gravedad API del crudo recuperado en la Formación Lower Sand 2 intervalo 12702'-12712' (Barco) es de 6.4°API. Se aprecia un abombamiento a nivel de las formaciones de interés, lo cual favorece la acumulación de hidrocarburos. Los HC encontrados presentaban contaminación de filtrado de lodos</p>					
<p>Datos Clave</p>					
Trampa	<p>Esperado</p> <p>Structural trap (faulted anticline) with dip in NW-SE direction and predominant SW-NE strike, mapped with 2D and 3D seismic</p>	<p>resultado final</p> <p>Structural trap, anticline with 4-way closure</p>			
Reservorio	<p>Esperado</p> <p>Top of the Mirador Fm 12227 ft with a total thickness of 154 ft</p> <p>Reservoir with good petrophysical characteristics, sands of the Mirador Fm present Phi of 10%-15% SW analysis suggests residual rock in this interval</p>	<p>resultado final</p> <p>Top of the Mirador Fm 12258 ft with a total thickness of 257 ft</p>			
Sello	Shales from member C8 of the Carbonera Fm which were found 120.41 ft less than forecast for the Mirador Fm				
Roca generadora	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin				
Migración y Timming	low oil and gas shows in the Formations of interest mainly in the Guadalupe formation (Barco)				
<p>Trampa</p> <p>structural trap with three-way locking against normal fault</p>		<p>structural trap with three-way closure against normal fault</p>		<p>Resumen</p>	
Reservorio (Secondary)	<p>Top of the Guadalupe Fm 12391 ft with a total thickness of 189 ft</p> <p>The sands of the Guadalupe formation present a Phi of 10%-15%, studies carried out through RW show the significant presence of mobile oil producing traces with an API of 25.5°</p>	<p>Fm Barco Top at 12666 ft with a total thickness of 119 ft</p>			
	<p>Top of the Fm LS-3 13070ft with a total thickness of 80ft</p> <p>The sands of the LS-3 Fm have a Phi of 12% to 20%, the RW analyses suggest residual oil, the oil contained a considerable amount of asphaltene, which caused the reservoir to be improved with oil.</p>	<p>Start of Paleozoic 13081 ft</p>			
Sello	Shales of the Cuervo Fm serve as a seal for the sands of the Guadalupe Fm (Barco)				

The structural map does not show the fault present in the structure. Possibly the failure was not present at the time of the HC Migration, which could cause the poor presence of HC in the trap. Hypothesis 2 possibly the structure did not have a sufficient relief for a greater accumulation of HC.



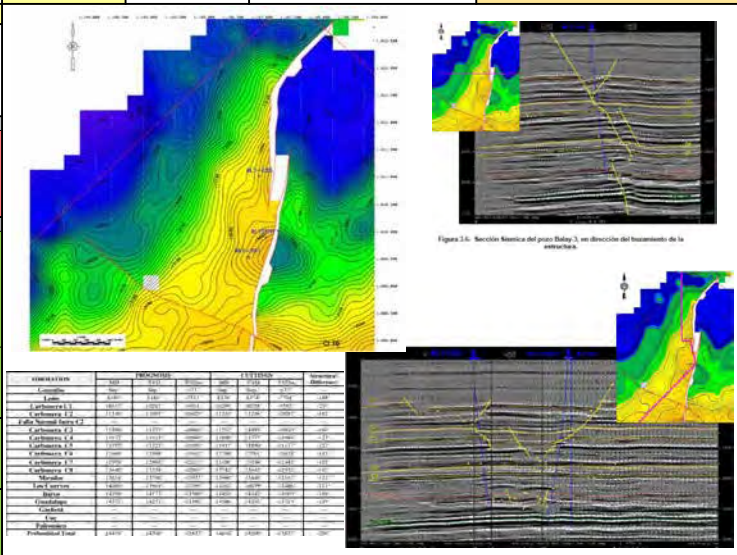
AZOQUE-2 (Exploratory - Colombia)		AZOQUE-2 Well - Petrophysical and - Post-DBP			
Page	Number of Pages	Title	Author	Revision	Date
1	1	Well Summary	John De		
2	2	Well Summary	John De		
3	3	Well Summary	John De		
4	4	Well Summary	John De		
5	5	Well Summary	John De		
6	6	Well Summary	John De		
7	7	Well Summary	John De		
8	8	Well Summary	John De		
9	9	Well Summary	John De		
10	10	Well Summary	John De		
11	11	Well Summary	John De		
12	12	Well Summary	John De		
13	13	Well Summary	John De		
14	14	Well Summary	John De		
15	15	Well Summary	John De		
16	16	Well Summary	John De		
17	17	Well Summary	John De		
18	18	Well Summary	John De		
19	19	Well Summary	John De		
20	20	Well Summary	John De		
21	21	Well Summary	John De		
22	22	Well Summary	John De		
23	23	Well Summary	John De		
24	24	Well Summary	John De		
25	25	Well Summary	John De		
26	26	Well Summary	John De		
27	27	Well Summary	John De		
28	28	Well Summary	John De		
29	29	Well Summary	John De		
30	30	Well Summary	John De		
31	31	Well Summary	John De		
32	32	Well Summary	John De		
33	33	Well Summary	John De		
34	34	Well Summary	John De		
35	35	Well Summary	John De		
36	36	Well Summary	John De		
37	37	Well Summary	John De		
38	38	Well Summary	John De		
39	39	Well Summary	John De		
40	40	Well Summary	John De		
41	41	Well Summary	John De		
42	42	Well Summary	John De		
43	43	Well Summary	John De		
44	44	Well Summary	John De		
45	45	Well Summary	John De		
46	46	Well Summary	John De		
47	47	Well Summary	John De		
48	48	Well Summary	John De		
49	49	Well Summary	John De		
50	50	Well Summary	John De		
51	51	Well Summary	John De		
52	52	Well Summary	John De		
53	53	Well Summary	John De		
54	54	Well Summary	John De		
55	55	Well Summary	John De		
56	56	Well Summary	John De		
57	57	Well Summary	John De		
58	58	Well Summary	John De		
59	59	Well Summary	John De		
60	60	Well Summary	John De		
61	61	Well Summary	John De		
62	62	Well Summary	John De		
63	63	Well Summary	John De		
64	64	Well Summary	John De		
65	65	Well Summary	John De		
66	66	Well Summary	John De		
67	67	Well Summary	John De		
68	68	Well Summary	John De		
69	69	Well Summary	John De		
70	70	Well Summary	John De		
71	71	Well Summary	John De		
72	72	Well Summary	John De		
73	73	Well Summary	John De		
74	74	Well Summary	John De		
75	75	Well Summary	John De		
76	76	Well Summary	John De		
77	77	Well Summary	John De		
78	78	Well Summary	John De		
79	79	Well Summary	John De		
80	80	Well Summary	John De		
81	81	Well Summary	John De		
82	82	Well Summary	John De		
83	83	Well Summary	John De		
84	84	Well Summary	John De		
85	85	Well Summary	John De		
86	86	Well Summary	John De		
87	87	Well Summary	John De		
88	88	Well Summary	John De		
89	89	Well Summary	John De		
90	90	Well Summary	John De		
91	91	Well Summary	John De		
92	92	Well Summary	John De		
93	93	Well Summary	John De		
94	94	Well Summary	John De		
95	95	Well Summary	John De		
96	96	Well Summary	John De		
97	97	Well Summary	John De		
98	98	Well Summary	John De		
99	99	Well Summary	John De		
100	100	Well Summary	John De		



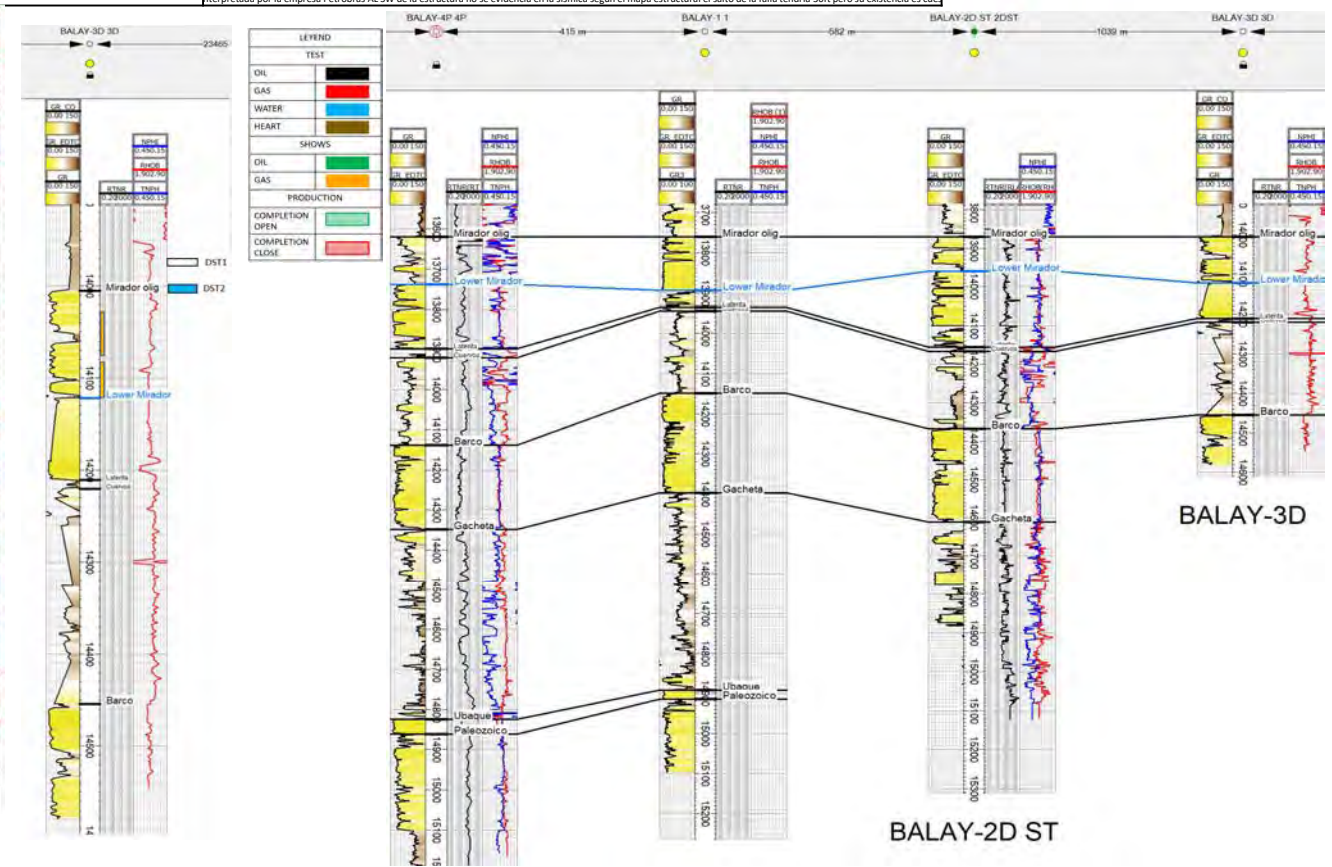
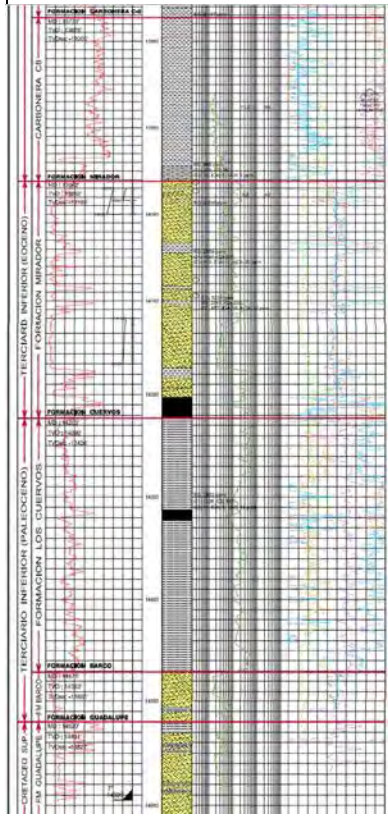
AZOQUE-2 is a producer for the Minaor formation, is 34 feet. It is considered that the accumulations could be higher but the water content was found higher than expected, according to the well geologic. The effectiveness of the trap is checked. All targets have good petrophysical characteristics.

Pozo Balay-3D, Bloque Llanos 87 Cuenca Llanos, Colombia		Pozo Exploratorio, A-2B-C1, Post Drill			
Información General		Objetivos	Fecha inicio /Finalización	Testing	Resultados
El pozo Balay-3d fue perforado por Petrosbras Colombia LTDA. En 2011		Principal: Fm Mirador Secundario: Fm Guadalupe (Barco)	Septiembre 08, 2011	Reporte Dst1: (13970-13984 ft) No se recuperó fluido de formación, prueba seca. Topes GeoPark Carbonera C8	Pozo seco, cerrado y taponado
El pozo buscaba continuar la exploración en el sector norte de la trampa estructural, la cual estaba limitada por una falla paralela que limita el yacimiento encontrado por Balay 1. La formación de interés primaria fue la Fm Mirador y la secundaria la Fm Guadalupe. El pozo alcanza una profundidad de 14610 ft.			Noviembre 25, 2011	Dst2: (13984-14000ft) Fluido total recuperado 1206.64 bls, 100% BSW, 14500 ppm's de cloruros, ph 7. prueba 100% agua Mirador	

Elementos críticos de riesgo - Post Drill		
Datos Clave	Los datos reunidos de los diferentes estudios como el análisis de muestras de zanja, registros eléctricos y cromatografía indican que el pozo Balay 3D no tiene posibilidad de entrapamiento. Se presentaron manifestaciones de aceite en las Formaciones Mirador, Los Cuervos y Guadalupe; todas calificadas como Muy Pobres.	
Trampa	Esperado Trampa estructural (Anticlinal Fallado) mapeado con sísmica 3D. La empresa operadora interpreta la presencia de una falla al SW de la estructura	Resultado Final trampa estructural formada por un cierre en tres direcciones contra falla normal. Posiblemente la falla SW interpretada por petrosbras no se encuentre presente en la estructura
Reservorio	Esperado La Fm Mirador presenta buenas características petrolíficas, sin embargo se presentaron manifestaciones muy débiles de Aceite y gas, Pline 10-20%, las manifestaciones de aceite encontrados en la formación son de origen residual, la formación presenta cemento calcareo y ocasionalmente silíceo Tope de la Fm 13940 Ft con un espesor total de 243 ft	Resultado Final Tope de la Fm Mirador 14005 ft con un espesor total de 233 ft
Sello	Luitas de la Fm Carbonera C8 (200 ft) Seria el sello vertical de la formación mirador	
Roca Generadora	La principal roca generadora es La Fm Gachetá que es efectiva en toda la cuenca	
Migración y Timming	se presentaron manifestaciones de HC muy pobres en las formaciones de interés, se presentaron shows de gas débiles al tope de la formación Mirador en el intervalos (14028-14068ft) y (14074-14120ft) que van desde metano C1 hasta butano C4	

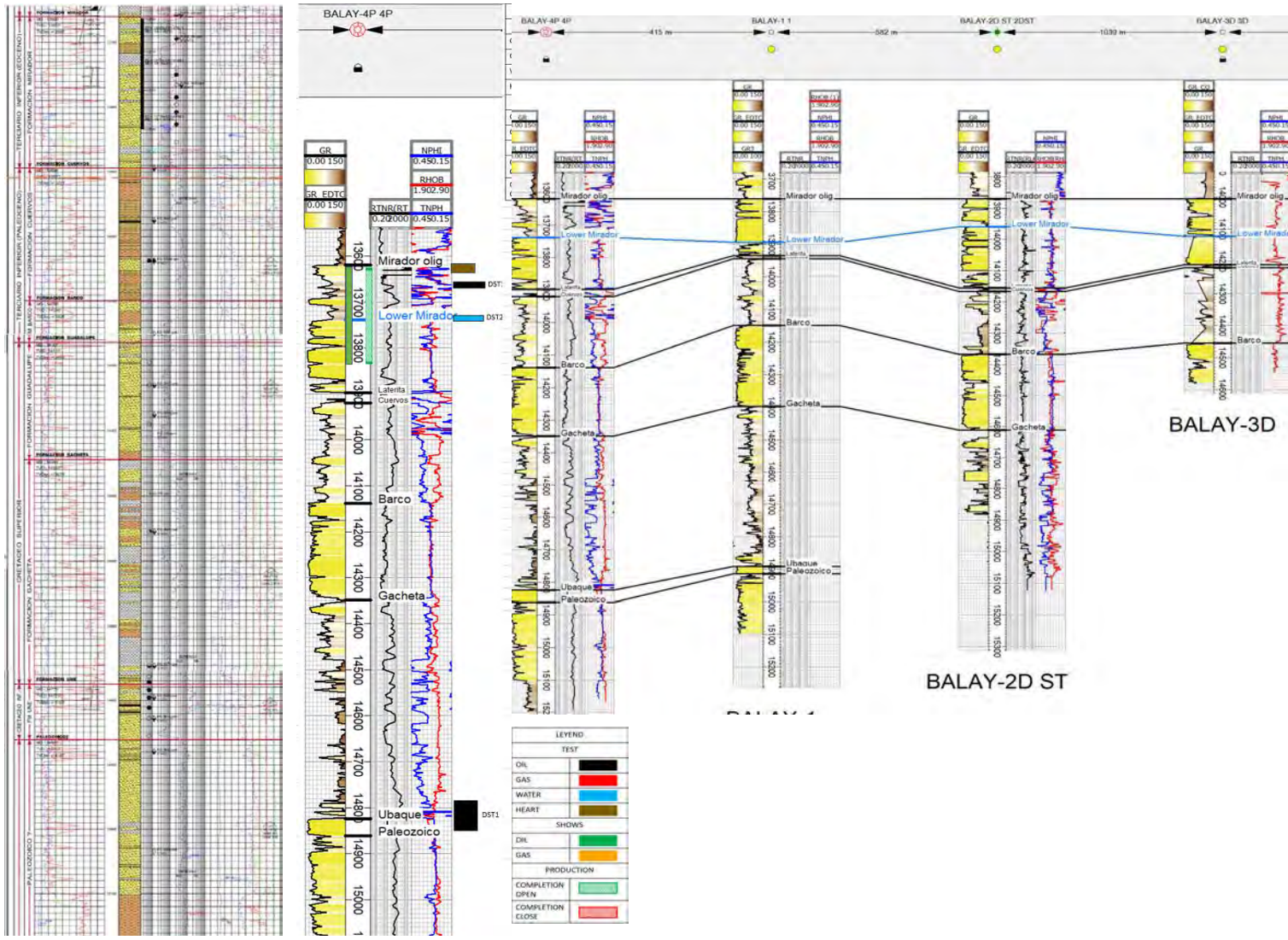
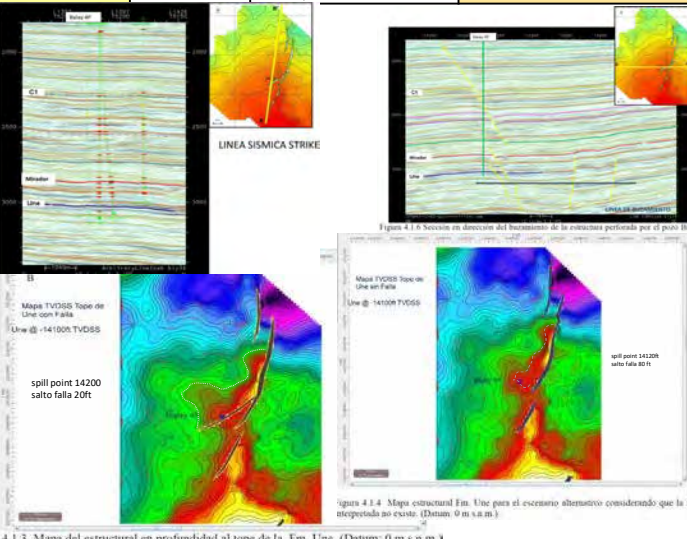


Summary		
Reservorio (secundario)	Fm Guadalupe presenta características petrolíficas buenas, manifestaciones pobres visibles de aceite, porosidad visible regular, con presencia de cemento silíceo. ocasionalmente las arenas se presentan manchadas con lodos. Tope de la Fm 14500 con un espesor de 100 ft	Tope de la Fm Barco 14454 ft con un espesor de 56 ft
sello	Shales de la Fm Los Cuervos serian el sello vertical de la Fm Guadalupe (BARCO)	

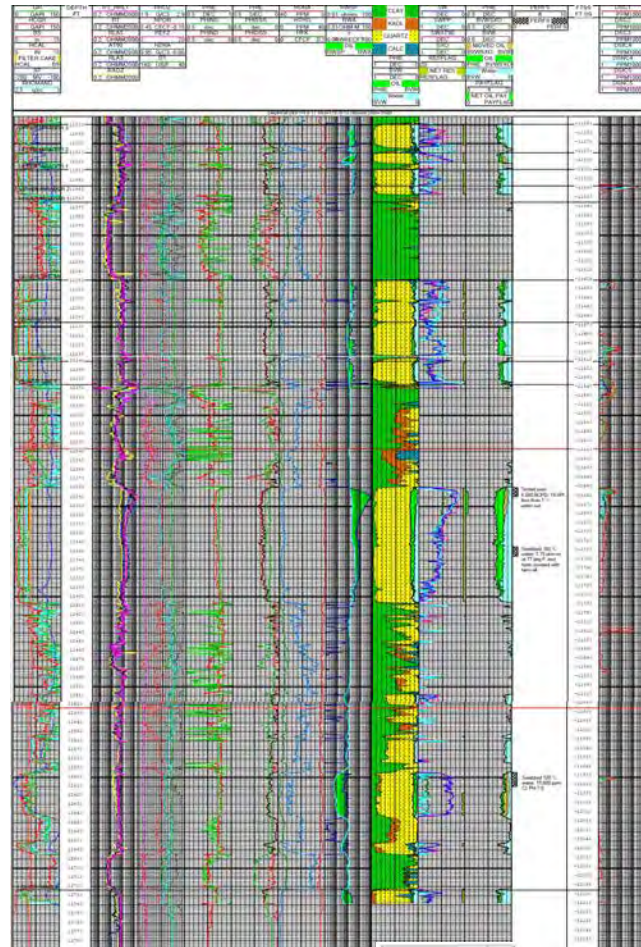


Interpretada por la empresa Petrosbras AL SW de la estructura no se evidencia en la sísmica según el mapa estructural el salto de la falla tendría 30ft pero su existencia es cuestionada.

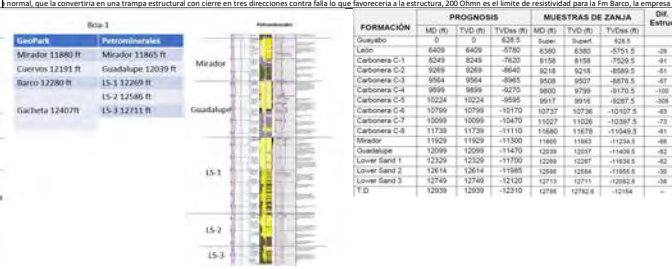
Balay-4P, Cuenca Llanos Bloque Llanos 87, Colombia		Pozo exploratorio A2-B , Post Drill			
Información General		Objetivos	Fecha inicio /Finalización	Testing	Resultados
El pozo Balay-4P fue perforado por la empresa Petróbras (45%) y asociados como CEPOLSA (30%),PETROAMERICA (15%), SORGENIA (10%)		Principal: Fm Mirador (producción) Secundario: Fm Uña(exploración)(Ubaque)	Octubre 16, 2012	Reporte Dst1: Fm Uña (14783-17814) Agua de 18500 ppm de Cl, 46 Bopd Crudo de 33,5 °API, 90% BSW	Fm Ubaque Fm Mirador
El pozo exploratorio Balay 4P fue perforado en el año 2012 por la compañía Petróbras (45%) y asociados como CEPOLSA (30%),PETROAMERICA (15%), SORGENIA (10%). La Fm de interés primaria fue la Fm Uña (Ubaque) y la secundaria fue la Fm Mirador. Se corazonó el pozo en la Fm mirador. El pozo alcanza una profundidad de 15230 ft hasta el Paleozoico.			Diciembre 11, 2012	Dst2: Fm Mirador(13738-13768) 100% agua 14200 ppm de Cl Dst3: Fm Mirador (13659-13665) 527 Bopd, Aceite de 25,8°API, Agua de 750 ppm de Cl, 18 % BSW	
Elementos críticos de riesgo - Post Drill					
Datos Clave	El pozo Balay 4P encontró el reservorio principal, Fm Uña (Ubaque), 53 ft más alto estructuralmente que se pronosticó, sin embargo produjo 46 bbls de aceite con BSW del 90%, razón por la cual se considera productor no comercial de hidrocarburos en esta unidad. El pozo Balay 4P produjo hidrocarburos de características similares a los otros pozos del campo en la formación Mirador y en esta unidad, fue completado como pozo productor. El tope de la Fm Mirador fue corazonado				
Trampa	Esperado Trampa estructural (Monoclinal asociado a falla antitética) mapeada con sísmica 3D	Resultado Final Se comprobó la presencia de la trampa formado por un cierre en tres direcciones contra falla normal			
Reservorio	Esperado El tope de la Fm Mirador (13660-13834 ft) Espesor total de la Fm (269 ft) es el productor de aceite principal registrado al tope de la formación porcentajes de TOC de 8% y Tmax de 432°C, los recerborios perseguidos fueron encontrados con buenas características petrolíficas Phiie 17%.	Resultado Final Tope de la Fm Mirador (13621ft) con un espesor total de 309 ft. Arenas con eventuales intercalaciones de arcillas			
Sello	Teniendo en cuenta el desplazamiento de la falla en el campo Balay, el sello vertical y lateral para las areniscas de la formación Mirador se consideran los shales del miembro C8 de la formación Carbonera.				
Roca Generadora	La principal roca generadora es La Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca				
Migración y Timming	se presentan shows de HC buenos durante la perforación, se presentó la acumulación de HC de 25,8° API en el tope de la formación Mirador. La Fm Uña presenta shows de aceite con manchamiento café muy oscuro (tar), shows de gas con un máximo observado de 9914 ppm Cl-C5				
Summary					
trampa	Trampa estructural (Monoclinal asociado a falla antitética) mapeada con sísmica 3D	la falla antitética no está presente en la estructura, lo que la dejó con poco relieve			
Reservorio (secundario)	Topo de la Fm Uña (14771 ft). Fm Uña presenta características petrolíficas buenas, Phiie 12%, con regular selección y cemento silíceo. Porcentaje de TOC 0.65% Espesor total de la Fm (86ft)	Topo de la Fm Ubaque 14824 ft con un espesor total de 68 ft			
sello	Teniendo en cuenta el desplazamiento de la falla de Balay, el sello vertical y lateral para las areniscas de la formación Uña se consideran los shales de la formación Gacheta.				
Malo Regular Bueno		Buscar la producción para las Formaciones y limite de resistividad para la Fm Mirador es de 200 ohm			



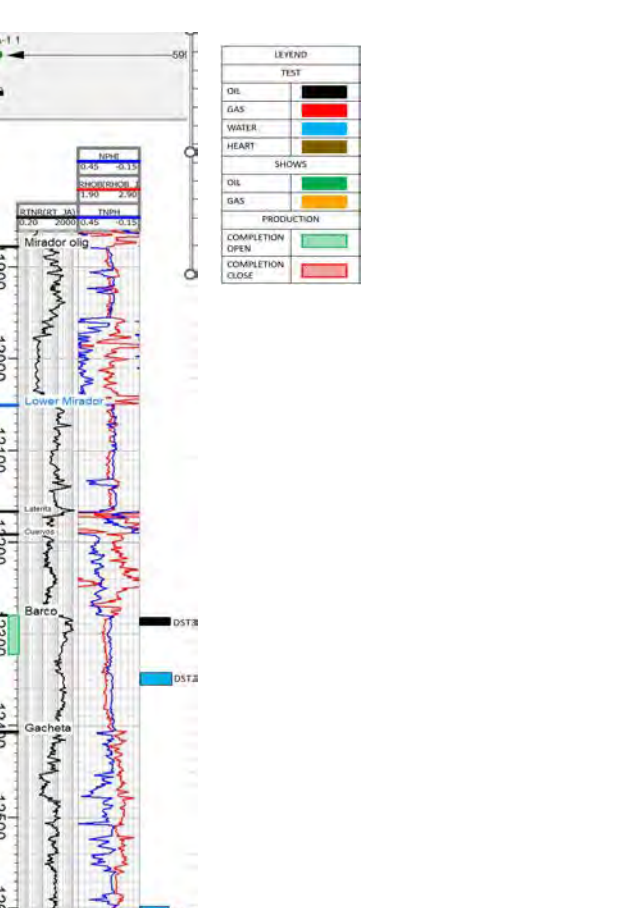
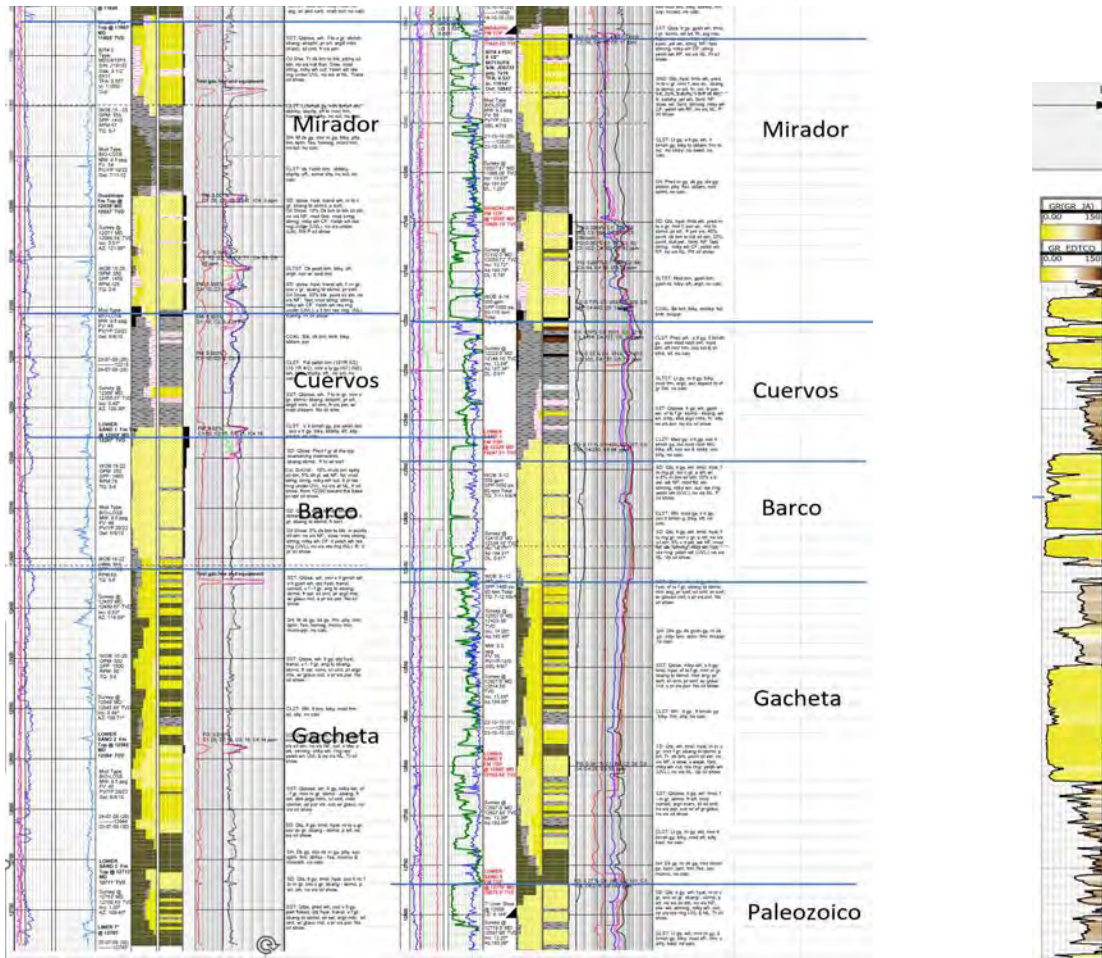
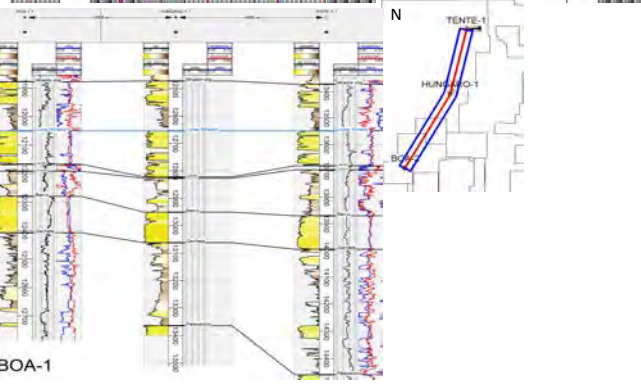
Pozo Boa-1 Bloque Llanos 123 Cuenca Llanos, Colombia		Pozo exploratorio A2-c, Post Drill			
Información General		Objetivos	Fecha inicio /Finalización	Resultados	Resultados
El pozo Boa-1 fue perforado por PETROMINERALES COLOMBIA LTD en 2009.		Principal: LS-1 (Barco)	Junio 26, 2009	Resultados: Dst1: Fm LS-1 (12395-12610) 100% agua Dst2: Fm LS-1 (12345-12355) 100% agua	pozo culminado como productor de aceite para la Fm LS-1 (Barco)
los objetivos principales del pozo eran las arenas de las Formaciones Mirador, Guadalupe, Lower Sand 2 y Lower Sand 3. El pozo alcanzó una profundidad de 12785 ft hasta el paleozoico.		Secundario: Guadalupe (Lower Mirador), LS-2 y LS-3 (Gacheta)	Julio 27, 2009	Resultados: Dst3: Fm LS-1 (12280'-12289') 110 BBLS EN 31.5 Hr, 1.8% WC, 83 BPPO, 32 ROPD, 1 BWPD	
Elementos críticos de riesgo - Post Drill					
Datos Clave	Para la evaluación geológica se tomaron muestras de zanja cada 30 pies desde 45 pies hasta 12850 pies y cada 10 pies desde 12850 pies hasta la profundidad final a 12785 pies. La gravedad API de la Fm LS-1 es de 18.6° API, producción acumulada de petróleo 2017, 820,000 bbls				
Trampa	Esperado: Trampa estructural con cierre en 4 direcciones	Resultado Final: La visión actual lo caracteriza como Trampa estructural con cierre en tres direcciones contra falla normal. Relieve estructural 60 ft.			
Reservorio	Esperado: Topo de la Fm LS-1 12289 ft con un espesor total de 827 ft. Las arenas de la Fm LS-1 presenta un Phi en el rango de 15% a 20%. La parte superior de la Fm LS-1 contiene perlitos con 24.5 ft de arena perlitifera total con una porosidad promedio de 18.5% y una saturación de agua promedio calculada de 26%.	Resultado Final: Arenas de la Fm Barco, topo de la Fm 12280 ft con espesor total de 127 ft. Arenas del Gacheta superior			
Sello	sello lateral y vertical Shales de la Fm Cuervos para la Fm LS-1 (Barco), el sello vertical fue favorecido por la falla presente que presenta un salto de aproximadamente 30 ft.				
Roca Generadora	La principal roca generadora es la Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca				
Migración y Timing	Se presentan trazas muy pobres de aceite en la Fm Mirador en el miembro superior (11860' - 11950') y en la Fm Guadalupe en el miembro superior (12039' - 12150'), las manifestaciones de gas se presentaron en la Fm Guadalupe, mismo gas 0.15% desde el C1 al C5. Manifestaciones de HC en la Fm LS-1 (Barco) probó más de 6,000 bbls por año de petróleo de 19° API con un corte de agua de menos que 1%.				



trampa		Reservorio (secundario)		sello	
Trampa estructural con cierre en 4 direcciones	Trampa estructural antidual con cierre en 4 direcciones, la estructura tiene un relieve muy bajo para la acumulación de HC. La falla interpretada para la Fm Barco no está presente en la Fm Mirador	Topo de la Fm Mirador 11865 ft con un espesor total de 174 ft. El reservorio se presenta con buenas características petrolíferas. Las arenas del Mirador presentan un Phi en un rango entre 14.5 y 17%.	Arenas de la Fm mirador con buenas características, intercaladas con arcillas grises y shales verdes oliva. Topo de la Fm 11880 ft con un espesor total de 311 ft.	Shales de la Fm Carbonera miembro C8 ejercen como sello lateral y vertical para la Fm Mirador	

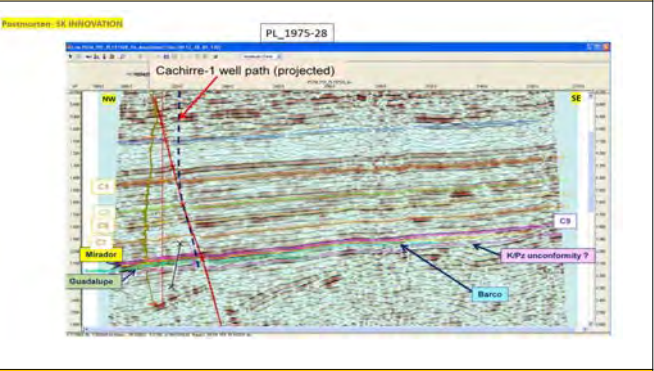
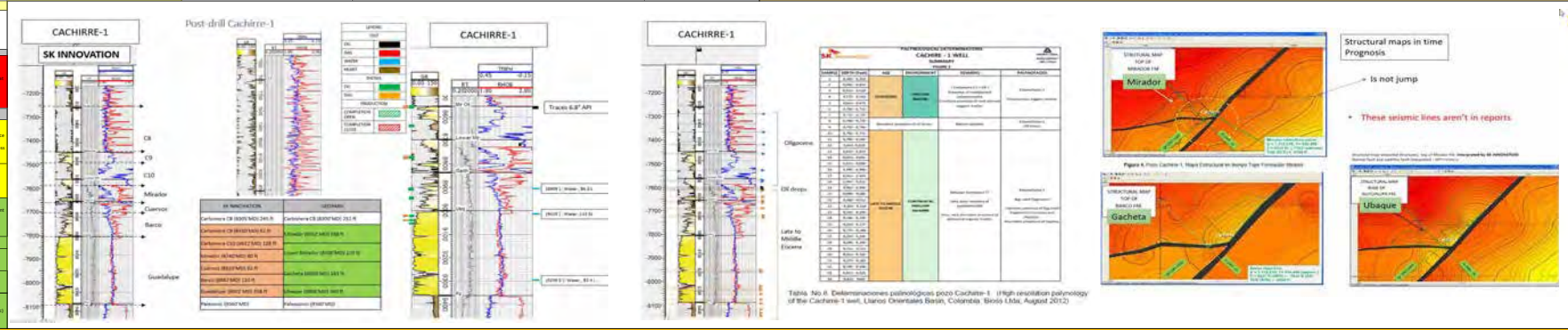


Formación	MD (ft)	TVD (ft)	TVDes (ft)	MD (ft)	TVDes (ft)	DR. Extrap.
Guadalupe	0	0	428.5	6360	5324.5	40
Llanos	6408	6408	5780	6360	5715	29
Carbonera C-1	8247	8248	7620	8158	7520	41
Carbonera C-2	9289	9289	8640	8516	8089	41
Carbonera C-3	9564	9564	8965	8908	8578	41
Carbonera C-4	9695	9695	9270	9000	8730	41
Carbonera C-5	10224	10224	9595	9517	9287	308
Carbonera C-6	10790	10790	10170	10136	10107	41
Carbonera C-7	10909	10909	10470	10327	10287	41
Carbonera C-8	11739	11739	11110	11080	11049	41
Mirador	11820	11820	11330	11288	11248	40
Guadalupe	12099	12099	11470	12038	12007	41
Lower Sand 1	12329	12329	11950	12289	12257	41
Lower Sand 2	12614	12614	11980	12584	11953	30
Lower Sand 3	12740	12740	12120	12113	12083	30
T.D.	12808	12808	12310	12304	12274	



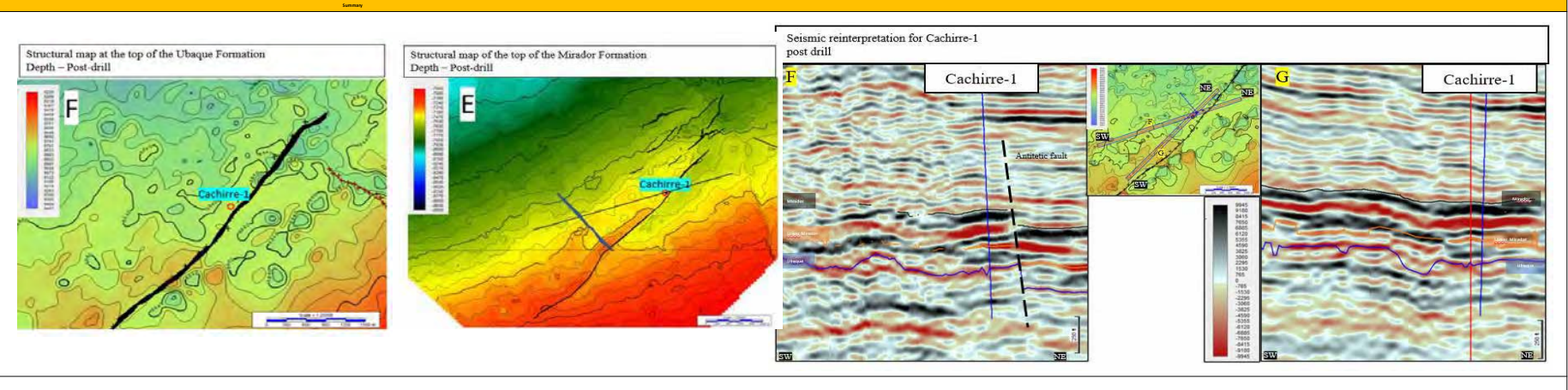
Cachirre-1, Ubaque Basin, Colombia		Cachirre-1 well, Exploratory well A1, Post drill	
Operational information	Target	Spud date / Status date	Testing
The Cachirre-1 well was drilled by the company SK INNOVATION in 2012	Main: Gacheta (Ubaque) and Mirador Formations	18 May 12	Pre-drill
CO2 and currently owned by Black Point Upper Basin TO 9862			Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Water well / Spud date: 18 May 2012 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)
The well reached the final depth of 3880 feet ML, after into the Mirador, looked for structural trap closed by two normal faults, one antithetic and the second, a normal satellite fault. The Mirador from GP (Mirador) to Mirador Fm. The well "height" of 17' had been identified than 10m from the well Cachirre-1 and in height 1' was before of it in subsidence of the Fin Barea (Gacheta), from this well a correlation was made and determined top of formations of Cachirre-1. Height was 470' well	Secondary: Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Water well / Spud date: 18 May 2012 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)		Mirador Fm
			Barea Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)
			Gacheta Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)
			Fin Barea Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)

Critical risk elements - Post Drill							
Key Data	The final result of the well was dry, because the structure was open to the SW due to the absence of the satellite fault. Through geosynclinal they obtained the data of Oligocene for 2007 (2' according to Geopark) and of Miocene for 2012 (20' below P10 according to Geopark) Research Team						
Top	Structural interpretation along northeast-southwest, using 3D view. The structural map at the top of the Ubaque Formation (GP) is the best structural map to be used in this well. The well "height" of 17' had been identified than 10m from the well Cachirre-1 and in height 1' was before of it in subsidence of the Fin Barea (Gacheta), from this well a correlation was made and determined top of formations of Cachirre-1. Height was 470' well						
Reservoir	<table border="1"> <tr> <td>Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> <td>Fin Barea (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> </tr> <tr> <td>Mirador Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> <td>Ubaque (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> </tr> <tr> <td>Gacheta Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> <td>Mirador (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> </tr> </table>	Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Fin Barea (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Mirador Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Ubaque (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Gacheta Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Mirador (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)
Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Fin Barea (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)						
Mirador Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Ubaque (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)						
Gacheta Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Mirador (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)						
Seal	Levels of Gacheta and top of the C1 member with thickness of 2200, Middle Miocene, Mirador						
Reservoir and Testing	The main source rock is the Gacheta, which is effective throughout the basin.						



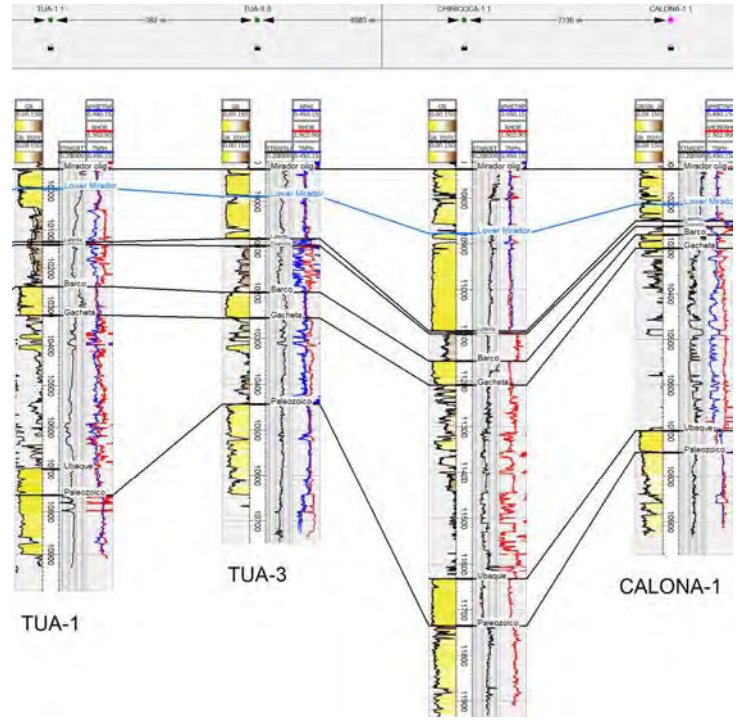
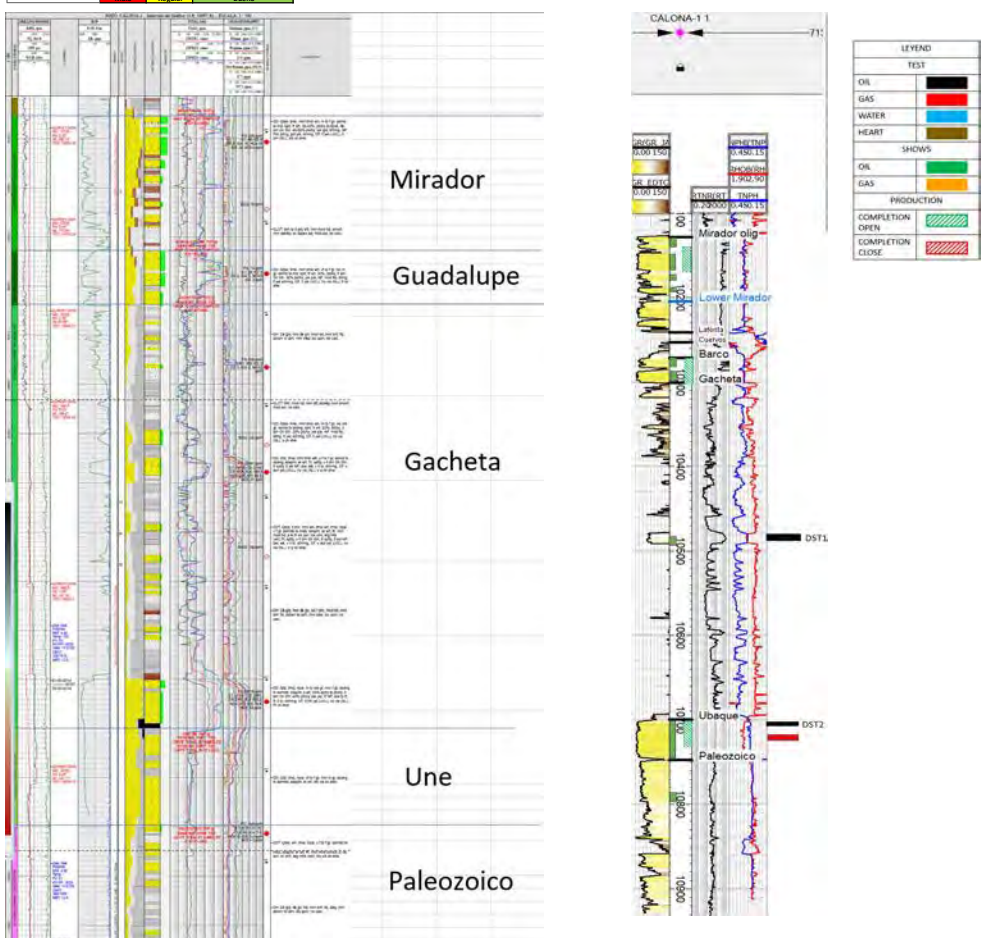
Top	Structural interpretation along northeast-southwest, using 3D view. The structural map at the top of the Ubaque Formation (GP) is the best structural map to be used in this well. The well "height" of 17' had been identified than 10m from the well Cachirre-1 and in height 1' was before of it in subsidence of the Fin Barea (Gacheta), from this well a correlation was made and determined top of formations of Cachirre-1. Height was 470' well						
Reservoir	<table border="1"> <tr> <td>Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> <td>Fin Barea (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> </tr> <tr> <td>Mirador Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> <td>Ubaque (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> </tr> <tr> <td>Gacheta Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> <td>Mirador (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)</td> </tr> </table>	Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Fin Barea (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Mirador Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Ubaque (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Gacheta Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Mirador (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)
Cachirre-1 C-1 (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Fin Barea (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)						
Mirador Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Ubaque (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)						
Gacheta Fm (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)	Mirador (2012) Well: 2012-12-12 / Formation: 271.01 to 278.00 (2012)						
Seal	Levels of Gacheta and top of the C1 member with thickness of 2200, Middle Miocene, Mirador						

Very poor oil shows for Mirador Fm. (GP). The satellite fault is not identified by Geopark therefore it's consider an open structure. The well wasn't drill at P10. The Gacheta and Ubaque Formations were interpreted by Geopark, According to the structural map interpreted by Geopark, there is a difference of 190 feet between the predicted Mirador top and the correct one,

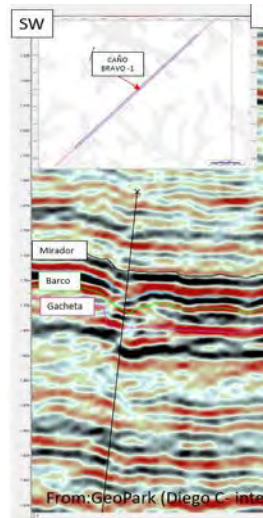
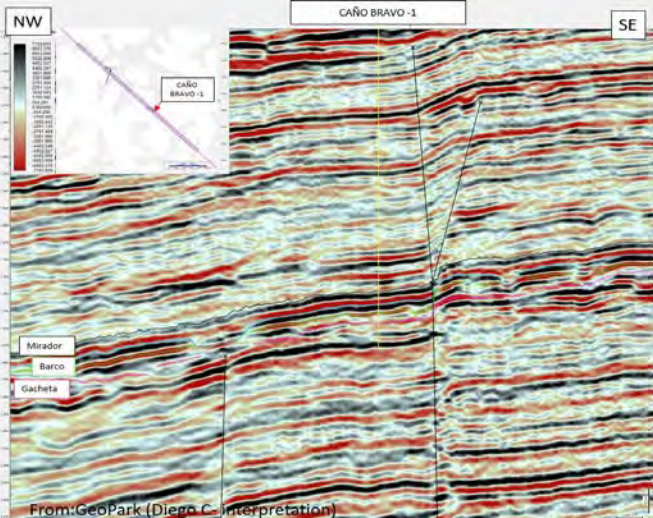


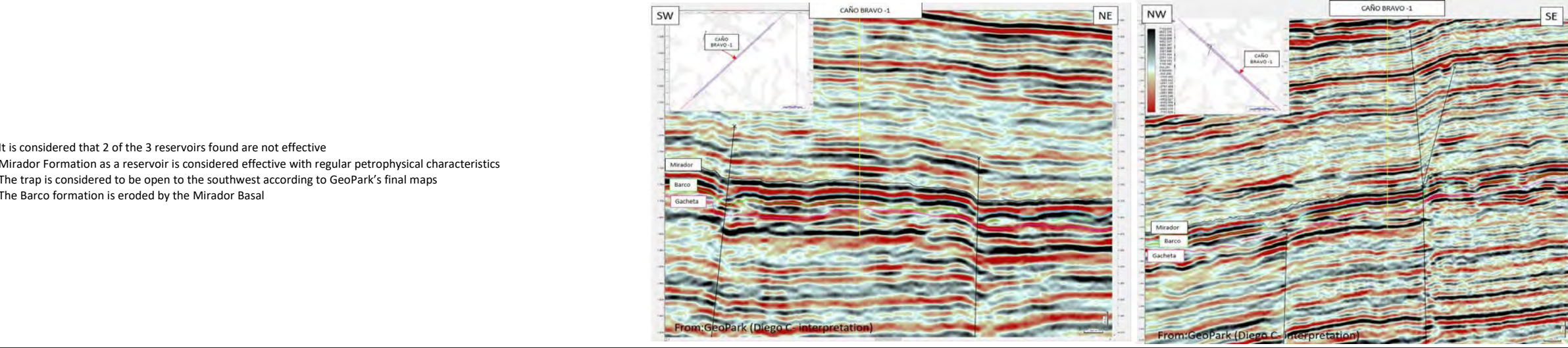
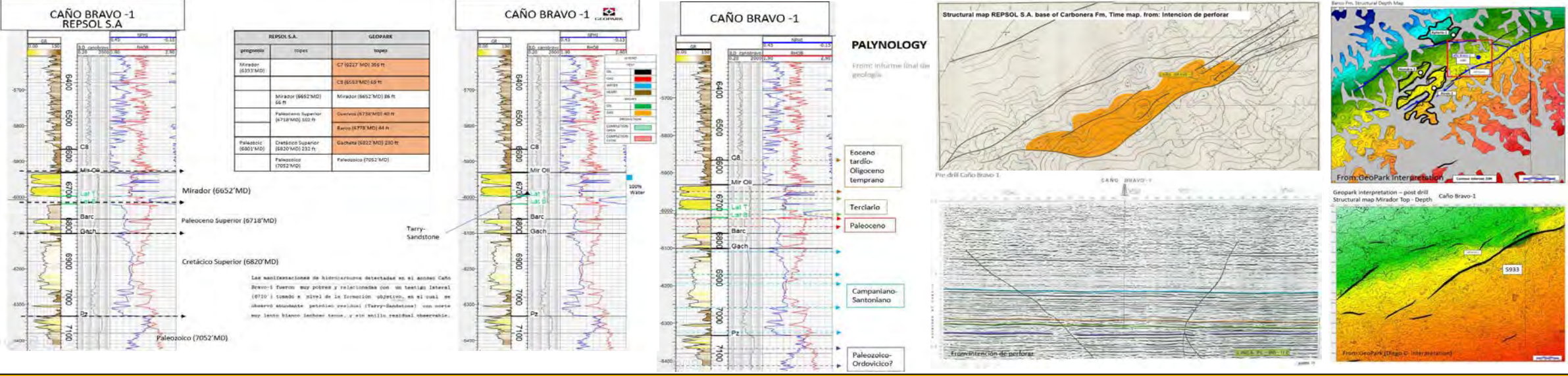
Llanos Basin, Colombia		Well, Exploratory well A3, Post Drill			
General information		Targets	Spud date / Finish date	Drilling	Result
The Calona-1 well was drilled by Verano Energy Limited in 2014.		Main: Fm Mirador	April 22, 2014	Basent DST1: Fm Gacheta (10478-10490ft) BFPD 269, BOPD 269	Gacheta
The main objective of the well was to find the structural trap at the top of the Mirador formation, and the Guadalupe and Gacheta formations as secondary objectives. The well reached a total depth of 10922 ft Unstid the Paleozoic.		Secondary: Fm Guadalupe, Fm Gacheta	May 02, 2014	DST2: Fm Ubaque (10700-10705) BFPD 1343, BOPD 1315, BOPD 28	Ubaque

Critical risk elements - Post Drill		General information	
Key Data	Expected	Final result	
	La Fm Guadalupe presento los intervalos de mayor interés para la extracción de HC, se obtuvieron 13953 barriles de líquido de los cuales el 27.8% fueron petróleo de 23.6% y el 72.2% fueron agua. El pozo alcanzó una producción acumulada de 0.905378 MMbbl de oil y 4.078.431 MMscf de gas, reporte tomado de reporte R45 Market		
Trap	Expected	Final result	
	Structural anticlinal trap with four-way closure		
Reservoir	Expected	Final result	
	Sands from Mirador presented oil manifestations with good classification, the studies show a crude oil with medium gravity in a humid area with medium permeability		
Seal	Shales of the Carbonera fm in member C3 act as vertical seal of the Mirador fm		
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.		
Migration and Timing	Good gas and oil shows in the formations of interest, mainly the 10266-10294 ft interval corresponding to the Guadalupe fm		



LEGEND	
TEST	
OIL	Black
GAS	Red
WATER	Blue
HEART	Green
SHOWS	
OIL	Green
GAS	Red
PRODUCTION	
COMPLETION	Green hatched
CHES	Red hatched
COMPLETION	Blue hatched
CLOSE	Red hatched

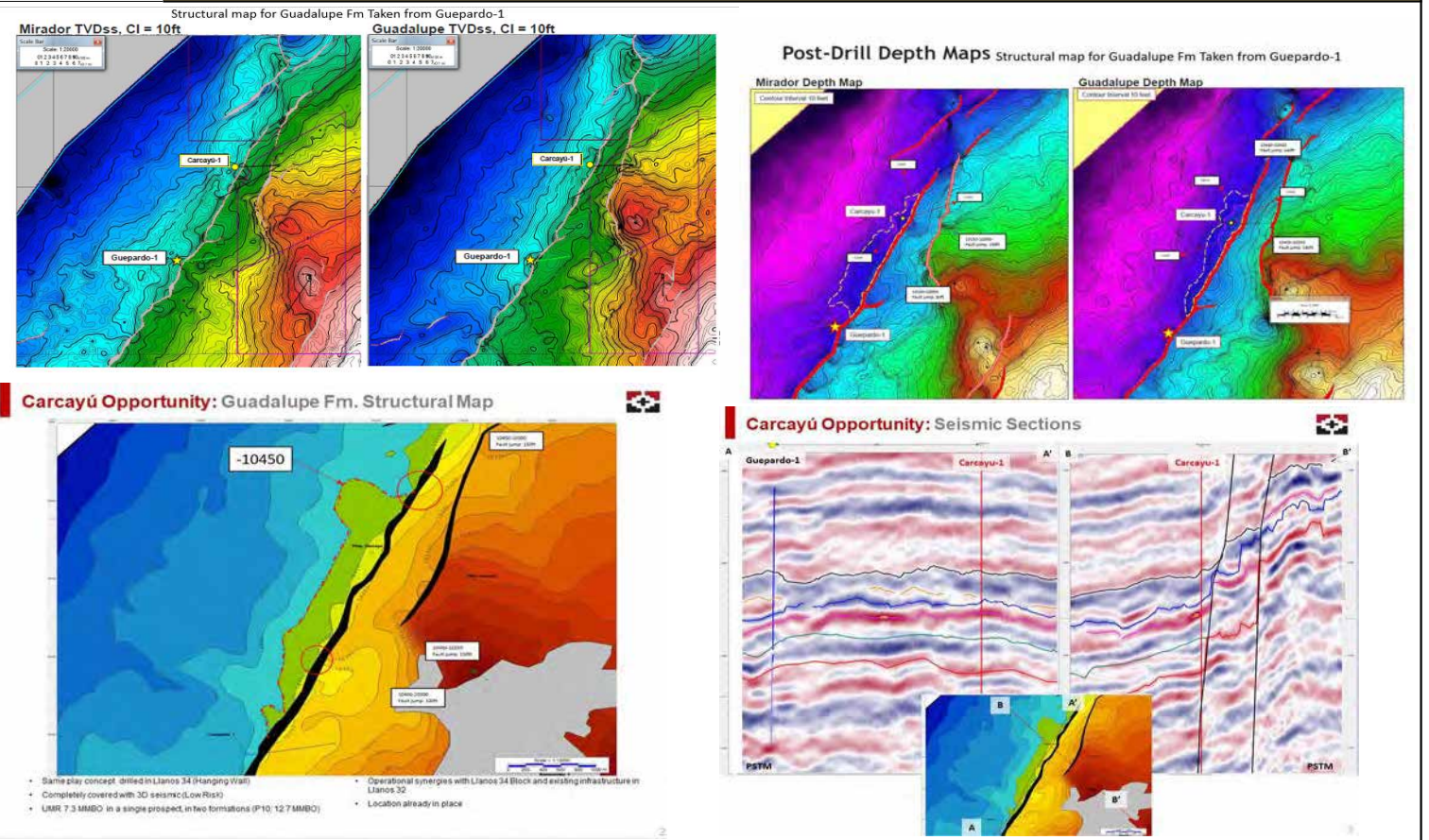
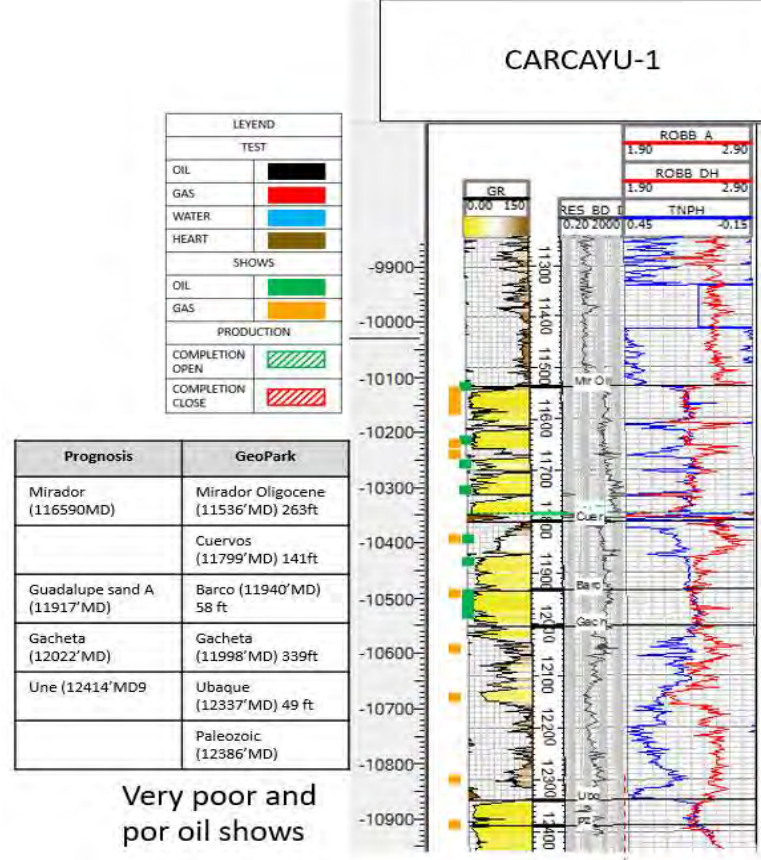
Cano bravo-1, Llanos Basin , Colombia			Cano Bravo -1 well , Exploratory well A-3 , Post Drill			
General information			Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Cano bravo -1 well was drilled by Repsol S.A. on 1990			Main: Mirador Fm	18-oct-90	Report	Plugged and Abandoned . C-3
CPOS Block	Cabusayo, Barranca de Upiá y Puerto López - Meta	TD 7187'	Secondary:	8-dic-90	Dts: (6652'-6718'MD) Mirador 100% Water 30ppm Salinity	
The well reached the Paleozoic. This well sought a structural closure against a normal fault that is assumed as a tearing componen, The Mirador Formation was found with 68ft of sands and test results indicated water content.						
Critical risk elements - Post Drill						
Key Data	The presence of discontinuities in the target formations acting as possible migration routes was not taken into account. Timing problems suggested by Geology report					
Trap	Expected	Final result				
	Structural trap associated with normal fault system with possible component of strike (wrenching) / sinking the basin NW-NE. Monoclinial (Synthetic)	Monoclinial failed, the relief is not sufficient to accumulate hydrocarbons, faults dont close the structure according with geopark interpretation structural map				
Reservoir	Expected	Final result				
	(6652'MD) 66 ft Final report.	Mirador Fm (6652'MD) 66 ft. Presents a regular porosity, it is not what was expected according to the records (25%), it has viable permeability, a lateral core was taken that shows abundant residual oil. It present good reservoir qualities. API less than 20 in gamma ray and max resistivity maleu 100 ohm				
Seal	The vertical seal is member C8 of the Carbonera Formation					
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.					
Migration and Timing	Residual oil in the Target Formation and Tarry sandstone (geological final report said: "Consider problems with timing between migration and structuring.")					
Summary						
Trap	Structural trap associated with normal fault system with possible component of strike (wrenching) / sinking the basin. Monoclinial	Monoclinial failed, the relief is not sufficient to accumulate hydrocarbons, faults dont close the structur				
Reservoir	Upper Paleocene (6718'MD) 102 ft:	Barco Fm (6778'MD) 44ft: Dirty sands, bad reservoir properties. - Grey to brown clay, gray shale at top, porosity poor, fine to medium grain sandstones intercalations, sub-angular, sub-rounded, max resistivity valeu: 30ohm	It is considered that 2 of the 3 reservoirs found are not effective			
	Upper Cretacic (6820'MD) 232 ft :	Gacheta Fm (6822'MD)230ft: some channels and not hydrocarbons shows, white sandstone with carbon inclusions, poor visible porosity, thin sandy lenses with black shale, max resistivity valeu: 50ohm	Mirador Formation as a reservoir is considered effective with regular petrophysical characteristics			
	Paleozoic (7052'MD)	Paleozoic (7052'MD) : Dirty sands with 40 ft of thickness and max resistivity valeu: 200 ohm	The trap is considered to be open to the southwest according to GeoPark's final maps			
			The Barco formation is eroded by the Mirador Basal			
Seal	Cuervos Fm for Barco and Gacheta Shales for Gacheta intra sands					
<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> ■ Poor ■ Regular ■ Good <div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div> </div>						



Carcayu-1 Llanos Basin , Colombia			Carcayu-1 well , Exploratory well A3 , Post Drill			
General information			Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Carcayu-1 well was drilled by Vernao Energy Ltd in 2021			Main: Mirador	16-jun-21	Report	plugged and abandoned C3
Llanos 32 Block	Tauramena -Casanare	TD 12470'	Secondary: Guadalupe (Barco)	3-jul-21	No test information found	
Carcayu is located on an anticline structure with fault closure to the East (Hanging Wall), all targets have good reservoir properties, it is concluded that the failure is due to the side seal					No test information found	

Critical risk elements - Post Drill

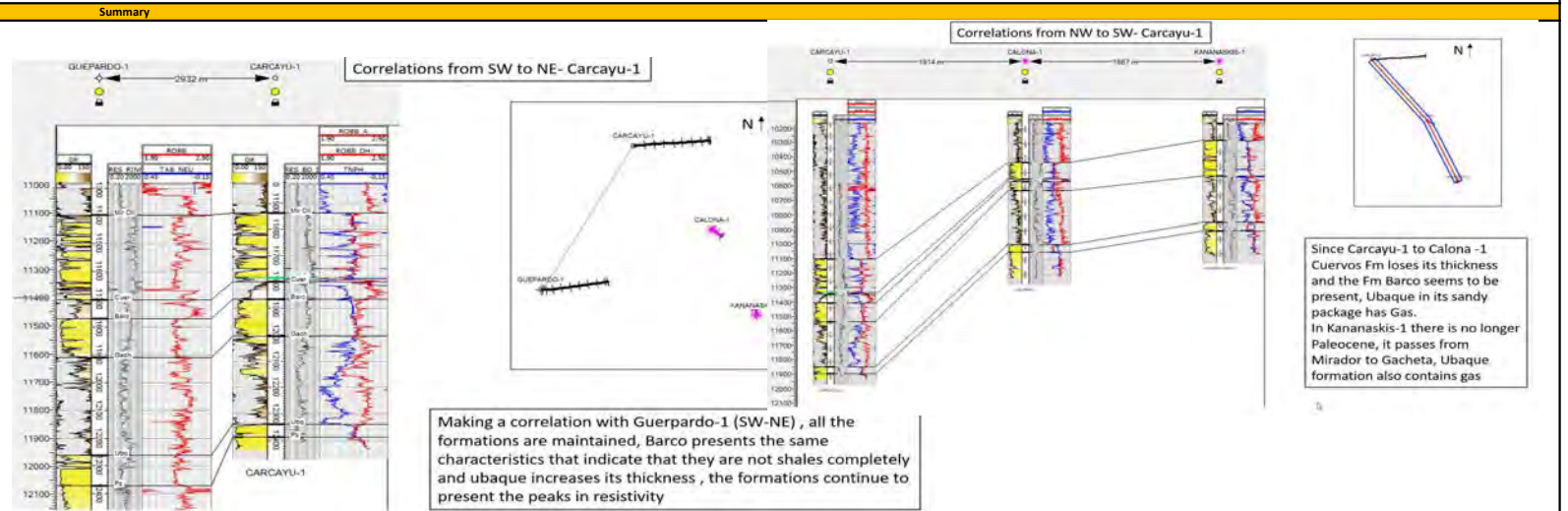
Key Data	The throw of the fault is 110 feet at P10 of the structure, but the Mirador Fm is 263 feet thick and Barco Fm is 199 feet if the Cuervos sands that serve as a reservoir are added. This displacement on both sides of the fault connected sands with sands	
Trap	Expected	Final result
	anticline structure with sintetic fault closure to the East, relief of 60 ft	Faulted antinical for Geopark (Carcayú oportunity report) with variable throw
Reservoir	Expected	Final result
	Mirador Fm	Mirador Oligocene (11535'MD): Good sand banks, density and neutron curves shoes good qualities (N=15% good), resistivity curve shows trending to increasing the top to base (Max: 1500 ohm), very poor oil shows
	Guadalupe Fm	Barco (11861'MD): Good pack sand <15API, with some peaks on resistivity in the top because of claystone (Max: 300 ohm) the reservoir qualities improve in the base of the formation (N=13%) very poor oil shows
Seal	This displacement on both sides of the fault connected sands with sands Carbonera C8 Shales with at least 100 ft of thickness for Mirador Fm Cuervos lithologys are seal for Barco Fm	
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.	
Migration and Timming	Migration in demonstrated by hidrocarbons shows on Mirador,Barco, Gacheta and Ubaque Fms	



Summary

Trap	anticline structure with fault closure to the East	Faulted antinical for Geopark (Carcayú oportunity report)
Reservoir	Une Fm (12414'MD)	Ubaque (12339'MD) sand pack with gamma ray values less than 15API, good density and neutron curve properties, max resistivity valeu : 10 OHM
	Paleozoic	Paleozoic (12386'MD) Sands with gas shows, at least 100 ft of thickness, max resistivity valeu: 50 ohm
Seal	This displacement on both sides of the fault connected sands with sands, lateral seal fails for Ubaque Fm	

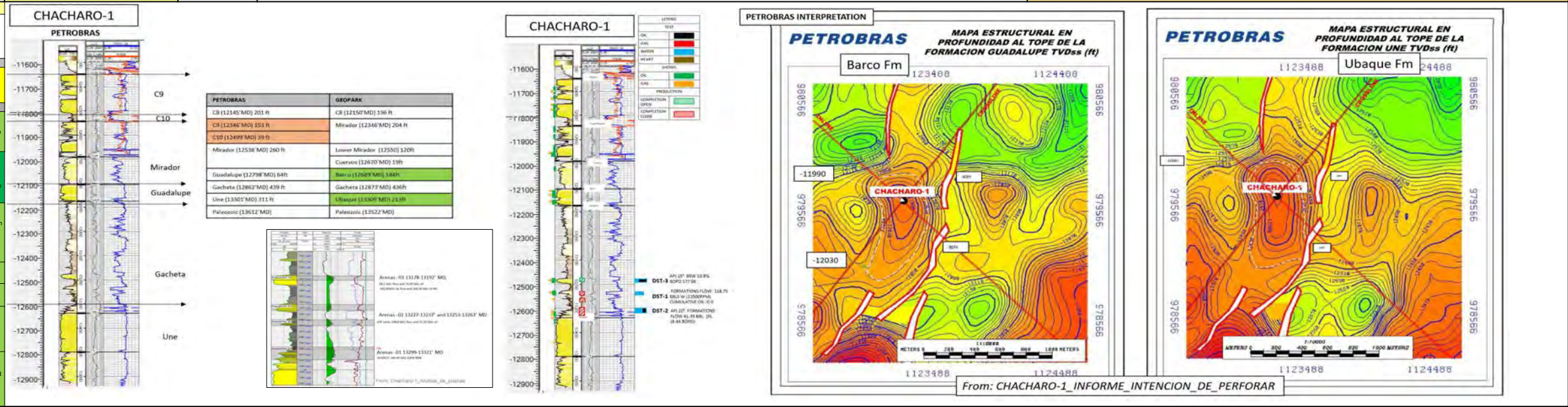
All the targets present good petrophysical characteristics.
All vertical seals are effective
The trap is present in the area
The failure occurs due to the lateral seal due to contact of sand with sand due to insufficient throw to disconnect reservoirs.



Poor Regular Good

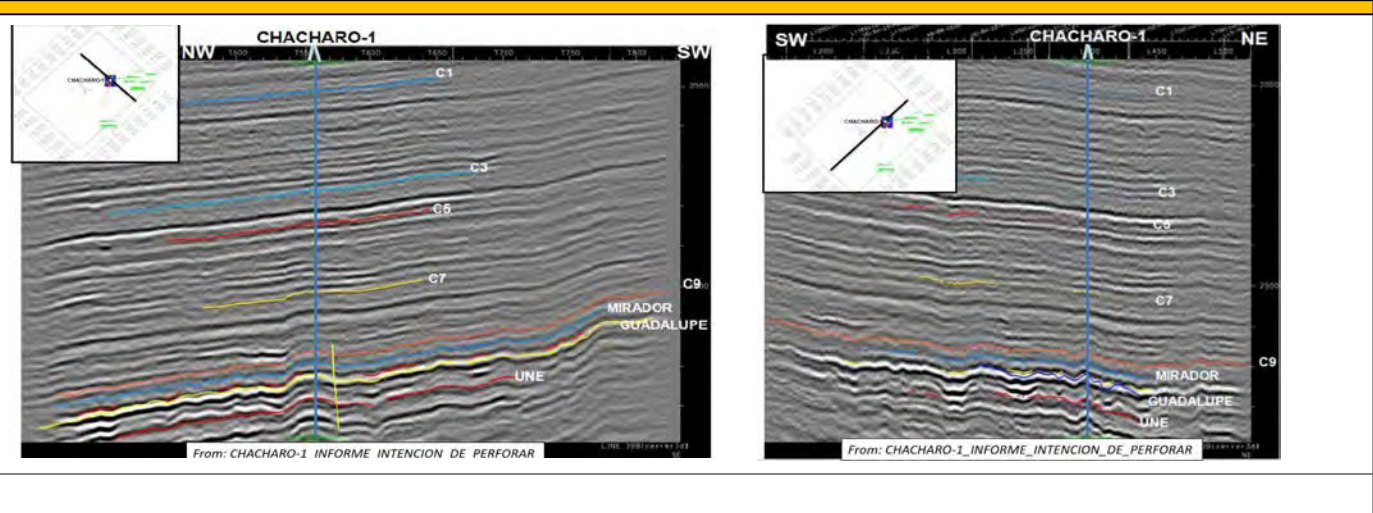
Chacharo-1 Llanos Basin , Colombia			Chacharo-1 well , Exploratory well A-3 , Post Drill			
General information			Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Chacharo-1 well was drilled by PETROBRAS COLOMBIA LIMITED IN in 2014, currently PAREX is the ownership			Main: Guadalupe (Barco) and Une (Ubaque) Fms Secondary: Mirador, Gacheta Fms (From SCR)	3-mar-14	Report (From SCR and Chacharo-1 Informe de completamiento y pruebas) DST-1: Gacheta and Une (13299-13321) 79.6 MM Total: 198.35 MM, Formations flow: 118.75 bbls water (13500ppm) Cumulative oil: 0.0 (m3/bbl)	Ubaque
Cerrero block. Municipios: Barranca de Upiá y Cabuyaro TD 13733'				24-apr-14 (From Chacharo-1 Informe de completamiento y pruebas)	DST-2: Une (13299-13321) Gacheta (13257-13267) 13227' DST, Formations flow: 41.39 MM. Oil (8.44 bopd) (89.3 bopd) OIL: 10" API, water: 2600 ppm C (Alkaline) Test: Electrodeversible Equipment.	Gacheta and Ubaque
The well was looking for a faulted monocline, antithetical fault, for Barco and Ubaque fms In the formation in which oil and gas was found was in the Gacheta channels. (Secondary Target). Fault throw is variable from 60 ft to 80ft.				Inicio de completamiento: 2/06/2014	DST-3: Gacheta (13176-13197) 72 MM. Total: 98.10, water: 84.01, oil: 14.09. Oil Total: 154.1, Oil/W: 132.8, Water: 89.21, SL: 4% API: 10" API, water: 10.8% B/PPO 205.46 BOPD 177.06 B/PPO 28.44 (10.44 bopd) OIL: 10" API, water: 2600 ppm C (Alkaline) Test: Electrodeversible Equipment.	Gacheta (Production)

Critical risk elements - Post Drill		
Key Data	For Barco Fm the structure is an anticlinal For Gacheta Fm fault throw is not appreciable (anticlinal) For Ubaque Fm trap is an anticlinal faulted	
Trap	Expected	Final result
	Monoclinial failed (antithetical fault)	The structure is an anticlinal with fault
Reservoir	Expected (Log well tops)	Final result
	Guadalupe Fm (12798'MD)	Barco (12689'MD) 436ft: Sands with claystone, resistivity curve value: 20 ohm and neutron: 9% (Bad porosity)
	Une Fm (13301'MD)	Gacheta Fm (12873'MD) 436ft: 10ft Netpay, porosity 13 to 20% , some sand intervals with resistivity values >100 ohm
		Ubaque Fm (13309'MD) 213ft: Sands with API values less than 15. Resistivity curve 20 ohm and neutron 9 - 3 % (Bad)
Source rock	Cuervos shales for Guadalupe Fm	
	Shales from Gacheta: Une Fm (Ubaque GPK)	
Migration and Timing	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.	
	There are some hydrocarbon manifestations in Gacheta Fm with cumulative oil and gas (0.09 MMbbl Oil and 10.71 MM cu ft Gas)	



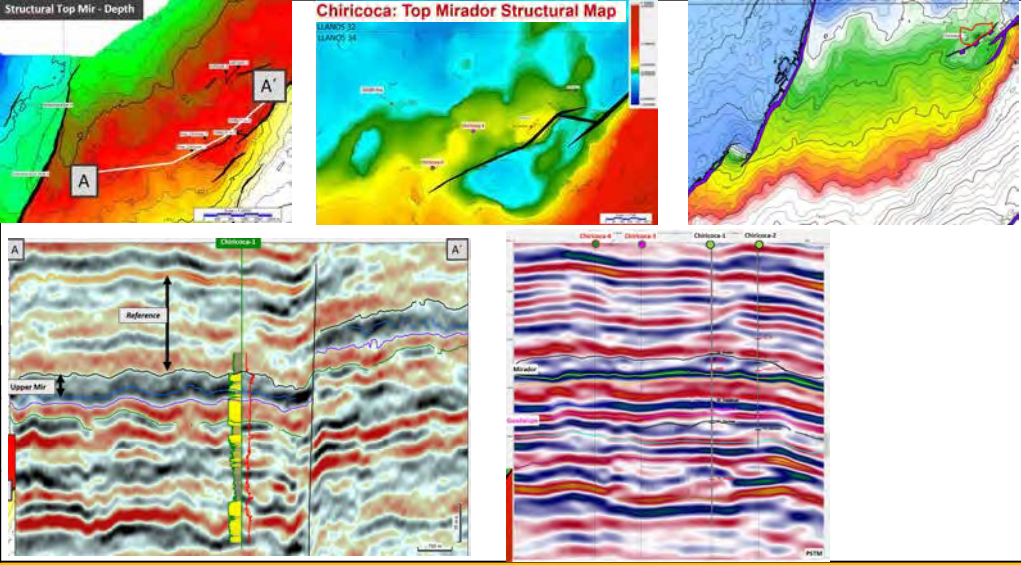
Summary		
Trap	Monoclinial failed (antithetical fault)	The structure is an anticlinal with fault
Reservoir (Secondary)	Mirador Fm (12538'MD)	Mirador (12346'MD) 204ft: Dirty sands with regular porosity, max resistivity value: 200 ohm
	Une Fm (13301'MD)	Ubaque (13309'MD) 213ft: Sands with API values less than 15. Resistivity curve 20 ohm and neutron 9 - 3 % (Bad)
	Paleozoic (13612'MD)	Paleozoic (13522'MD), sands with fine lithologies, there is not hydrocarbon shows, max resistivity value: 100 ohm
Seal	Shales from Carbonera CB: Mirador Fm Shales from Gacheta: Gacheta and Une Fm (Ubaque GPK)	

GeoPark Divided Guadalupe formation in two (Cuervos and Barco Fms) and we consider Une as Ubaque Fm They consider the information provided by the well Katmandu 1 (Not commercial value at Gacheta Fm 55 bopd 36 API) for drilled this well. Katmandu-1 had oil without commercial value at Gacheta Fm. Here the trap (anticlinal) was present for Gacheta because of that the well was producer The well was drilled at P10

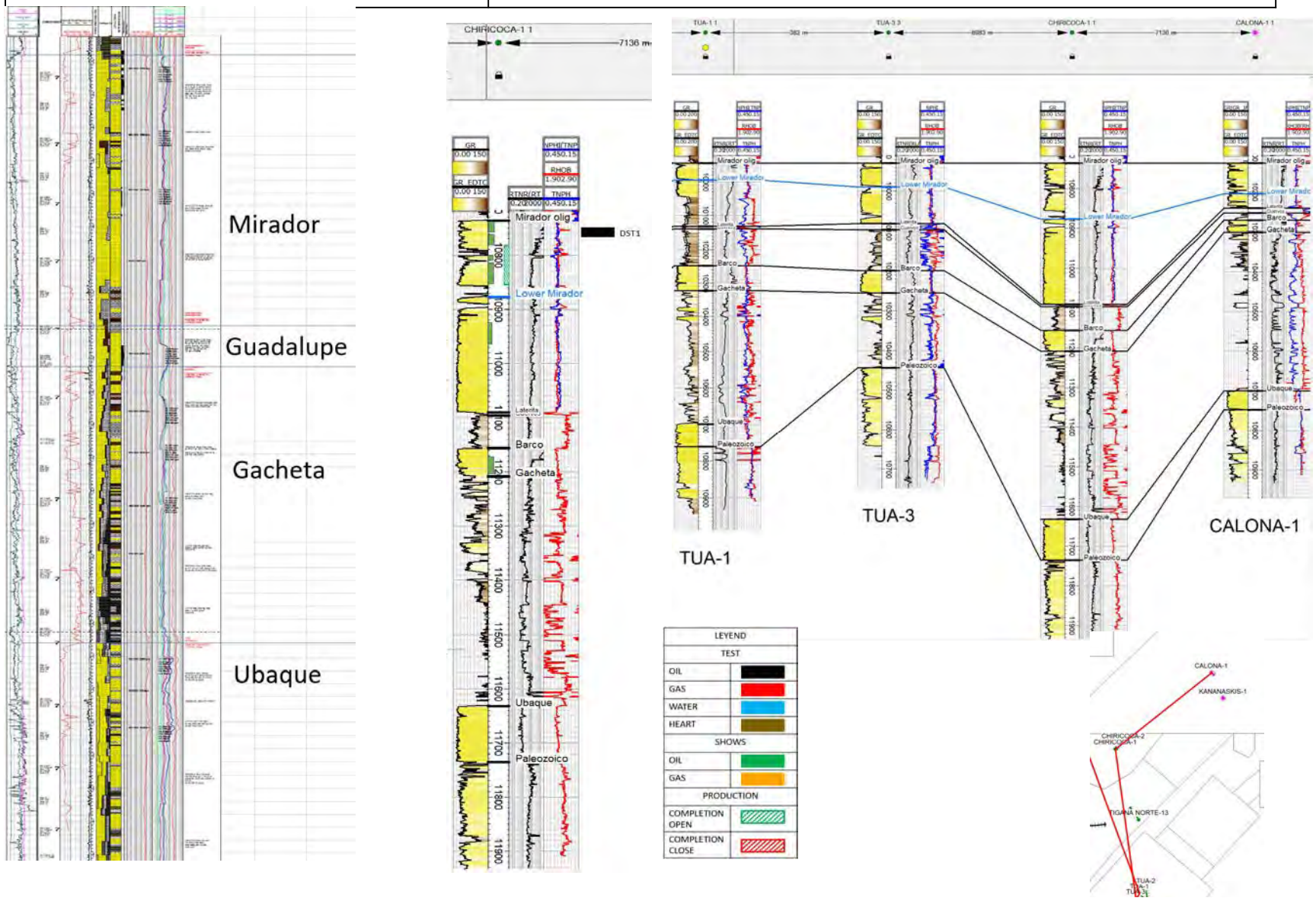


■ Poor
 ■ Regular
 ■ Good

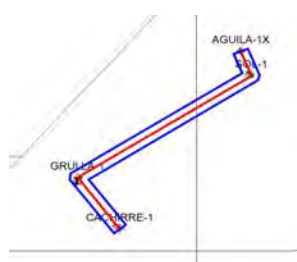
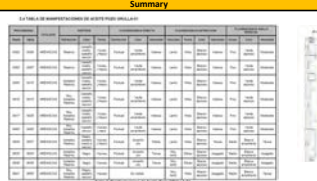
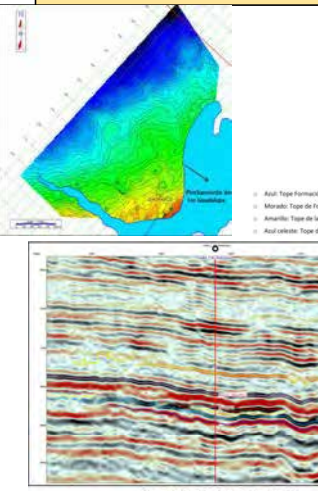
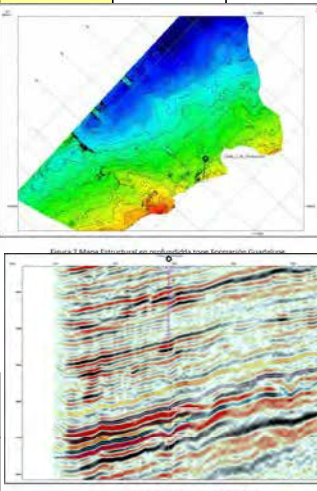
Pozo Chiricoca-1 Cuenca Llanos, Bloque Llanos 34, Colombia		Pozo Chiricoca-1, Pozo exploratorio A3-B3, post drill			
Información General		Objetivos	Fecha inicio /Finalización	Testing	Resultados
El pozo Chiricoca-1 fue perforado por GEOPARK COLOMBIA en 2016		Principal: Guadalupe (Barco)	Abril 08, 2016	Reporte	Pozo culminado como productor para la Fm Mirador
El pozo Chiricoca-1 tenía como objetivo principal una trampa estructural perteneciente a la Fm Mirador y como objetivo secundario las Arenas de la Fm Guadalupe, el pozo alcanzó una profundidad total de 12037 ft hasta el paleozoico. La producción acumulada de petróleo fue de 1726244 bbls, con una producción acumulada de agua de 34090.55 bbls forma 8CR. Producción acumulada de 0.708623 MMbbl de oil tomado de reporte IHS		Secundario: Mirador	Febrero 03 2017	DST-1: (10736-10746) 899 bopd gravedad API 30.8", 303.09 bwpd	
Elementos críticos de riesgo - Post Drill					
Datos Clave	El campo Chiricoca se reinterpreta como una juxtaposición compleja de barras y canales de marea. En el Mirador superior coexisten tanto canales de marea como barras progradantes, esto se evidencia al comparar variaciones de espesor dentro del Mirador Superior				
Trampa	Esperado	Resultado Final			
	Trampa estructural, Anticlinal fallado	Trampa estructural Anticlinal Fallado cierre en tres direcciones contra falla Normal			
Reservorio	Esperado	Resultado Final			
	Tope de la Fm Guadalupe 11142 ft con un espesor total de 78 ft Arenas de la Fm Guadalupe Phie 23% y SW del 10% Blanca, transilúida, transparente Blanca transilúida; grano muy fino; Cuarzo; subredondeado a redondeado, menor subángular; buena selección; matriz no visible; cemento no visible; friable; porosidad no visible	tope de la Fm Barco 11156 ft con un espesor total de 52 ft			
Sello	arcillas de la Fm Cuervos ejercen como sello vertical para la Fm Barco				
Roca Generadora	La principal roca generadora es la Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca				
Migración y Timming	Buenos shows de aceite en las Fm de interés, manifestaciones de gas que van desde el C1 hasta el C5 en la Fm Mirador				



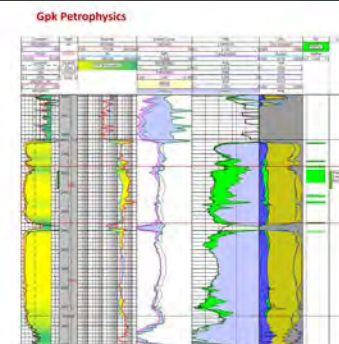
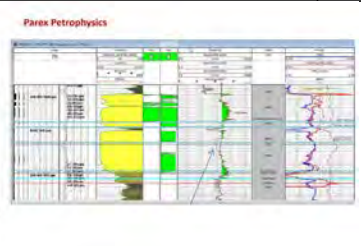
Summary		Pozo Chiricoca-1	Formación Mirador	Pozo Chiricoca-1	Formación Guadalupe
trampa	Trampa estructural Anticlinal Fallado cierre en tres direcciones contra falla Normal				
Reservorio (secundario)	<p>Topo de la Fm Mirador 10737 ft con espesor total de 405 ft</p> <p>Arenas de la Fm Mirador presenta características petrofísicas buenas Phie de 21% y SW del 10%, grano fino a grano medio, cuarzo, subredondeado, menor subángular, moderada selección, matriz no visible, cemento no visible, friable, porosidad no visible; abundantes rastros de hidrocarburos; castaño, negro, viscoso a seco. Abundantes rastros de hidrocarburos; castaño oscuro a negro; viscoso a seco. FD: parcial, verde, tenue; FE: lento, difuso, blanco azuloso, opaco; FAR: fino, blanco azuloso, tenue.</p>	<p>Topo de la Fm Barco 10736 ft con un espesor total de 354 ft</p>			
sello	Shales del Miembro C8 de la Fm Carbonera ejercen como sello vertical de la Fm Mirador				



Pozo Grulla-1, Bloque CPO-4 Cuenca Llanos, Colombia		Pozo Grulla-1, Pozo exploratorio A3-C3 , Post Drill				
Información General		Objetivos	Fecha inicio /Finalización	Testing	Resultados	
El pozo Grulla-1 fue perforado por SK INNOVATION en 2015		Principal: Fm Guadalupe	Junio 24, 2015	Reporte	Topes Geopark	
El objetivo principal eran las arenas de la Fm Guadalupe se consideran como objetivo adicional las Formaciones Mirador, Gacheta y Ubaque. El pozo alcanzó una profundidad total de 10229 ft hasta el paleozoico		Secundario: Formaciones mirador y Ubaque	Julio 19, 2015	No fue probado		Pozo seco, taponado y abandonado
Elementos críticos de riesgo - Post Drill						
Datos Clave	Debido a la proximidad de la zona acuífera, la baja a nula saturación de hidrocarburo, el poco espesor de reservorio, se decidió no realizar pruebas de Formación para el pozo Grulla 1. Se concluye que la causa de los resultados negativos del pozo Grulla-1, fue un mal sello lateral que no permitió la acumulación de hidrocarburos.					
Trampa	Esperado	Resultado Final	trampa inexistente			
Reservorio	Esperado	Resultado Final	trampa inexistente			
Sello	Los 85 pies de shales localizados en el tope de la Formación Guadalupe (Fm Cuervos) corresponden a un buen sello vertical, sin embargo el sello lateral es cuestionable. Fallo el sello lateral de la trampa debido a la no presencia de la laterita en la Fm	Resultado Final	No se encuentra la Fm Cuervos, sello lateral y vertical ausentes			
Roca Generadora	La principal roca generadora es La Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca					
Migración y Timming	shows de gas e HC leves en la Fm Guadalupe 9450 ft. No se encontraron manifestaciones de HC en la Fm de interés. la potencial trampa estratigráfica prospectada por Grulla-1, estuvo expuesta a los dos periodos de generación.					
Reservorio (secundario)	Topo de la Fm 9216 ft con un espesor total de 128 ft. Fm Mirador presenta características petrolíficas buenas, porosidad visible regular, se encontraron trazas aisladas de HC.	Topo de la Fm Mirador 9160 ft con un espesor total de 323 ft	El reservorio buscado (paleozoico) no se encuentra presente			
sello	Shales de la miembro C8 de la Fm Carbonera ejercen como sello vertical para la Fm Mirador	Shales de la Fm Gacheta ejercen como sello vertical de la Fm Ubaque				



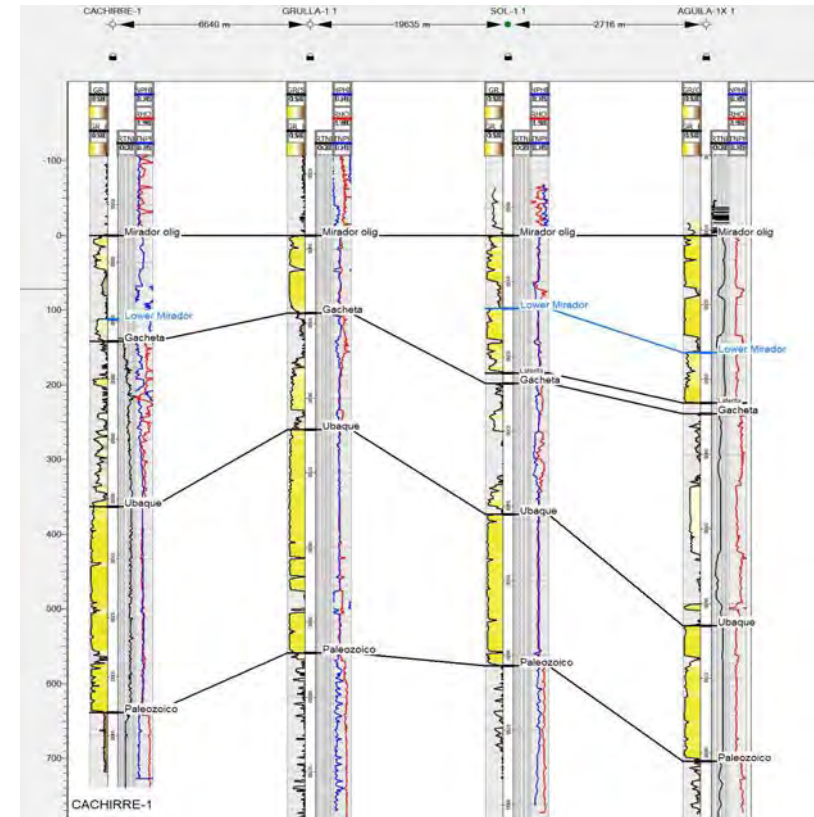
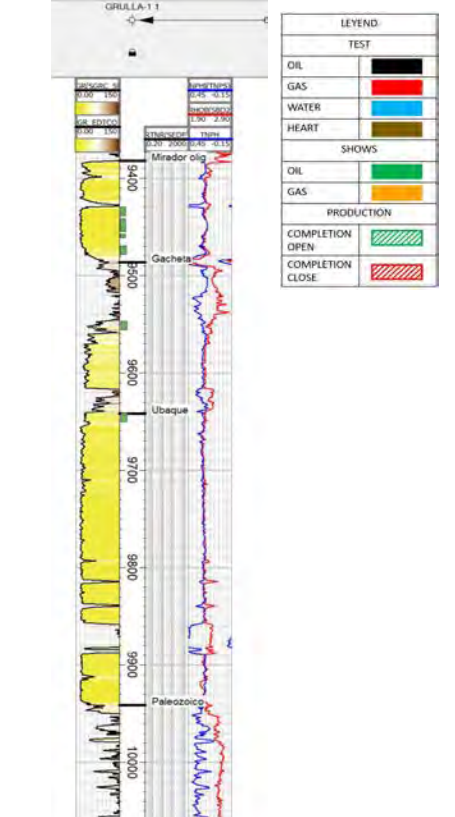
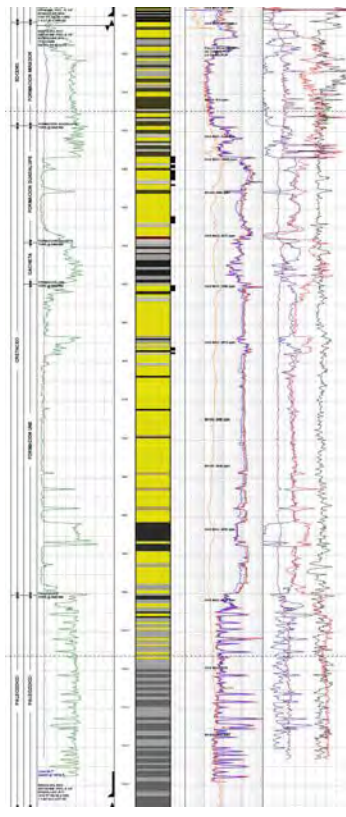
LLA-94: Wells
Grulla -1 Well
 • Oil and Gas shows in the upper part of the Mirador
 • PVI: 39%, SW: 33%
 • Reserves to production: 1) 409 ppm (3) 37mm gco DDT) 2) 199 ppm (3) - (flow method) 1.977 M
 • Case 1 optimistic: Net pay in the both layers of the Mirador
 • Re entry (DEC-2026)
 • Swab 1: (9433-9440) / 9466-9480 ft MD → 100% WATER. See Fluid/Initial Flow: 333 / 141.3 Bbl
 • Swab 2: 14-0m (initially programmed as ESR test) 9390-9430 ft MD → 100% WATER with heavy oil traces (C) - 65 ppm Res Fluid/Initial Flow: 585 / 608 Bbl



Well Grulla-1
 Geopark proposes to complete the following interval:
 Based on log and mud logging evidence it seems to be the best and most prospective interval in the well.
 9390-9420 ft MD
 Net Pay ft: 0.5
 Net Res ft: 28
 Res PVI: 0.38
 PVI SW: 0.30
 Swab used: 188 ppm (base on Pickett Plot)
 Res: 18
 Bbl: 30
 Cut Off Sw: 50% PVI: 10% VAI: 30%

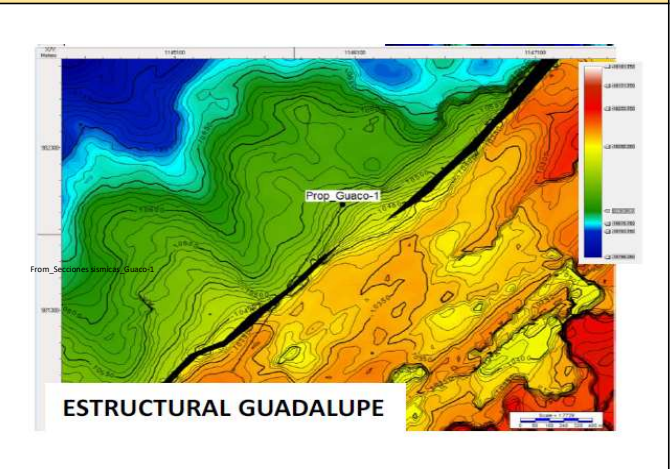
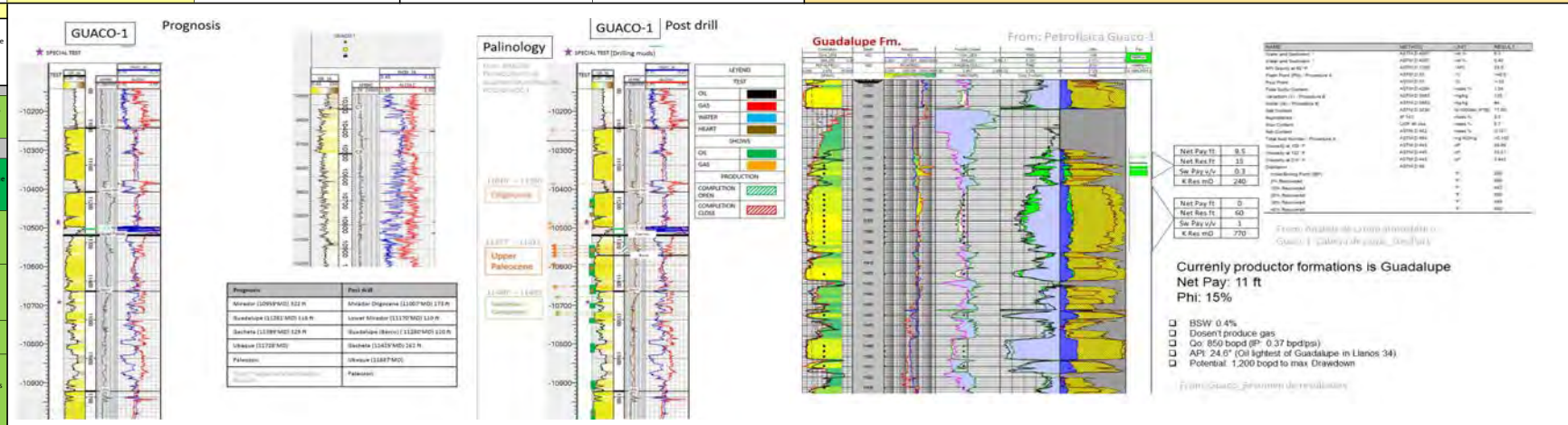
LLA-94: Wells
Grulla -1 Well
SWAB 1
 Se relaciona reporte de swabbing del pozo Grulla-1, intervalos 9433'-9440' & 9466'-9480' Formación Mirador:
 • Corridas: 80
 • Nivel inicial de Fluido: 300 ft
 • Último nivel de Fluido: 265 ft
 • Fluido de carga: 61.5 Bbl
 • Fluido recuperado: 313.07 Bbl
 • Fluido de formación: 251.66 Bbl
 • BSW: 100%
 • API: N/D
 • Cloruros de Fluido de Completamiento: 12000 ppm
 • Cloruros de Fluido Producido: 98 ppm
 • pH=7

SWAB 2
 Se relaciona reporte de swabbing del pozo Grulla-1, intervalos 9390' - 9409' Formación Mirador:
 • Corridas: 114
 • Nivel inicial de Fluido: 500 ft
 • Último nivel de Fluido: 880 ft
 • Fluido de carga: 60.6 Bbl
 • Fluido recuperado: 586.87 Bbl
 • Fluido de formación: 526.26 Bbl
 • BSW: 100% (Trazas de crudo observadas)
 • API: N/D
 • Cloruros de Fluido de Completamiento: 15500 ppm
 • Cloruros de Fluido Producido: 65 ppm
 • pH=7



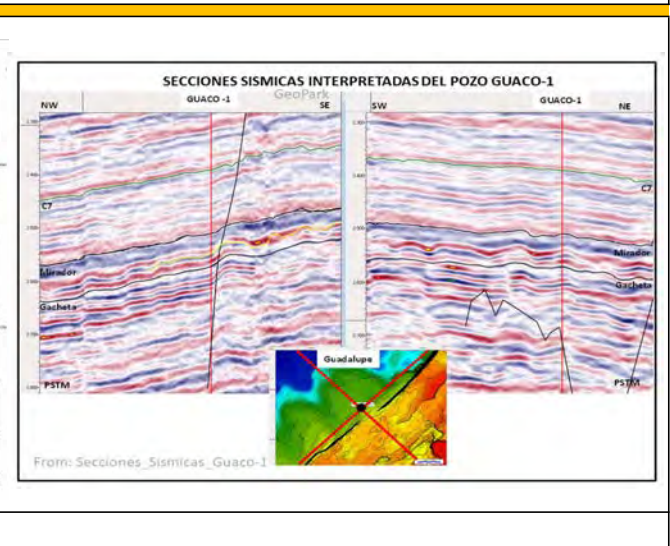
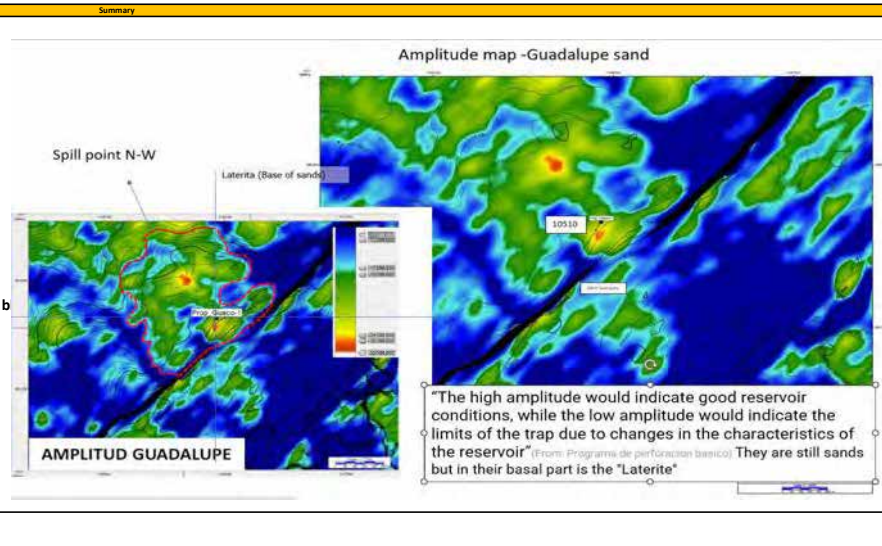
Guaco-1 Llanos Basin, Colombia			Guaco-1 well, Exploratory well A3, Post Drill		
General Information	Targets	Spud date / Finish date	Report	Testing	Result
The Guaco-1 well was drilled by GEOPARK COLOMBIA SAS in 2017	Main: Guadalupe sands (Cuervos)	17 ago-19	According to the petrophysical data, it was decided to perforate the interval (11330-11330 ft MD) of the Guadalupe formation, API 23.9"	GeoPark tops	Producer, API 23.9" in Cuervos Fm (Cumul oil 14/08/22- 194,269,71 barriles, 124,581,02 barriles de agua)
Llanos 34 block Vilanova- Casanare TD 11936'	Secondary: Mirador, Gacheta, Carbonera C7 and Ubaque Fms	6 sep-19			

Critical risk elements - Post Drill							
Key Data	The lateral seal for the Guaco-1 well at the height of the Cuervos Formation consists of the presence of the laterite that currently acts as an effective seal. The reservoir sands are remnants of the erosion of Mirador to the Paleocene						
Trap	<table border="1"> <tr> <th>Expected</th> <th>Final result</th> </tr> <tr> <td>stratigraphic trap (ACR)</td> <td>Stratigraphic trap, combinado, cierre contra erosiones y contra falla para la formación cuervos.</td> </tr> </table>	Expected	Final result	stratigraphic trap (ACR)	Stratigraphic trap, combinado, cierre contra erosiones y contra falla para la formación cuervos.		
Expected	Final result						
stratigraphic trap (ACR)	Stratigraphic trap, combinado, cierre contra erosiones y contra falla para la formación cuervos.						
Reservoir	<table border="1"> <tr> <th>Expected</th> <th>Final result (From: Informe final de geología)</th> </tr> <tr> <td>Guadalupe Fm (11281 MD) 118 ft: 20% porosity, SW 25%, Net/gross: 0.4</td> <td>Arenas del Cuervos Fm: que corren en la guadalupe que persegamos</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Barco Fm:</td> </tr> </table>	Expected	Final result (From: Informe final de geología)	Guadalupe Fm (11281 MD) 118 ft: 20% porosity, SW 25%, Net/gross: 0.4	Arenas del Cuervos Fm: que corren en la guadalupe que persegamos		Barco Fm:
Expected	Final result (From: Informe final de geología)						
Guadalupe Fm (11281 MD) 118 ft: 20% porosity, SW 25%, Net/gross: 0.4	Arenas del Cuervos Fm: que corren en la guadalupe que persegamos						
	Barco Fm:						
Seal	Shales form the top of Guadalupe (Cuervos) and laterite: Guadalupe Fm (Cuervos-Barco)						
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin						
Migration and Timing	There are oil and gas shows and hydrocarbon accumulations on Mirador and Cuervos Fms, Cuervos Fms had accumulative oil 194,269,71 bbl						



Trap	Three-way fault-close (Synthetic fault) relief 60 ft	Three-way fault-close (Synthetic fault)- The fault allows the continuity of the sands on both sides, so the lateral seal was not considered effective.
Reservoir	Carbonera C7 secundario	Carbonera C7 (10318 MD) Dirty sands with clays. Neutron, neutron curve shows contamination with claystones it can affect the porosity, max resistivity value: 6 ohm
	Mirador Fm (10959 MD) 322 ft	Mirador Fm Oligoceno (11010 MD) 257 ft: Gas background 379 ppm top - 802 ppm, Oil 11196' - 11213' (API=15-35) and 11224' - 11242' (API=35) Good permeability, max resistivity value: 100 ohm Lower Mirador: Net Pay 14.5 ft, Sw pay v/v 0.15, max resistivity value: 1000 ohm
	Gacheta Fm (11399 MD) 329 ft	Gacheta Fm (11402' MD) 286 ft: Gas background 802 ppm top - 1232 ppm, Oil 11405' - 11422' (API=15-35) W / 11460' - 11474' (API=15-35) W / 11487' - 11512' (API=15-35) W / 11569' - 11594' (API=35) Not W and 11687' - 11688' (API=15-35) Not W. Good permeability, max resistivity value: 100 ohm
	Ubaque Fm: (11728 MD)	Ubaque Fm 11688 MD 195 ft: Gas background 2543 ppm top- 1119 ppm, Oil 11779' - 11787' (API=15-35) not W, max resistivity value: 1 ohm
Seal	Due to three fault, sand and sands remain connected. Shales from Carbonera C8 with 140ft thickness: Mirador Fm Top of Gacheta shales: Gacheta Fm Shales from Gacheta - Ubaque Fm	

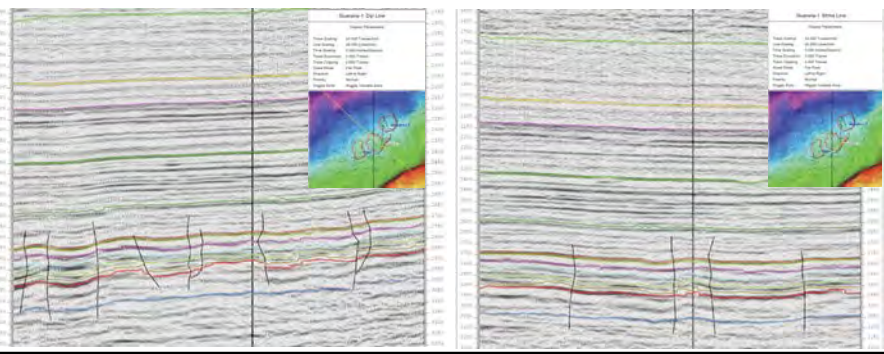
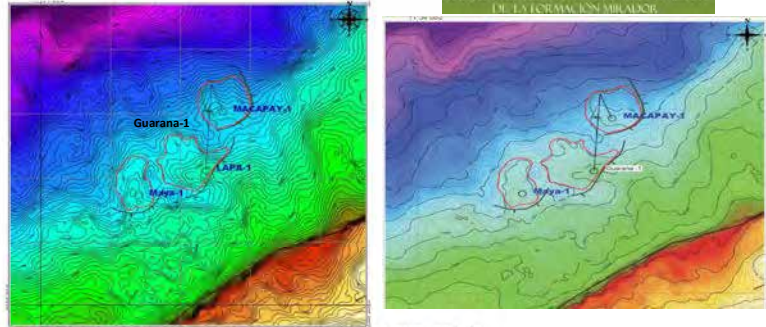
The effective stratigraphic trap was presented just for the Cuervos Formation
 All the reservoirs present good petrophysical characteristics.
 The Mirador Fm presents resistivities that could be considered for cannonade
 For the rest of the reservoirs, the vertical seal is ineffective because it allows the connection of sands with sands.
 There is potential to drill ubaque in the lower block because the well traversed the fault and encountered ubaque in the upper b



■ Poor
 ■ Regular
 ■ Good

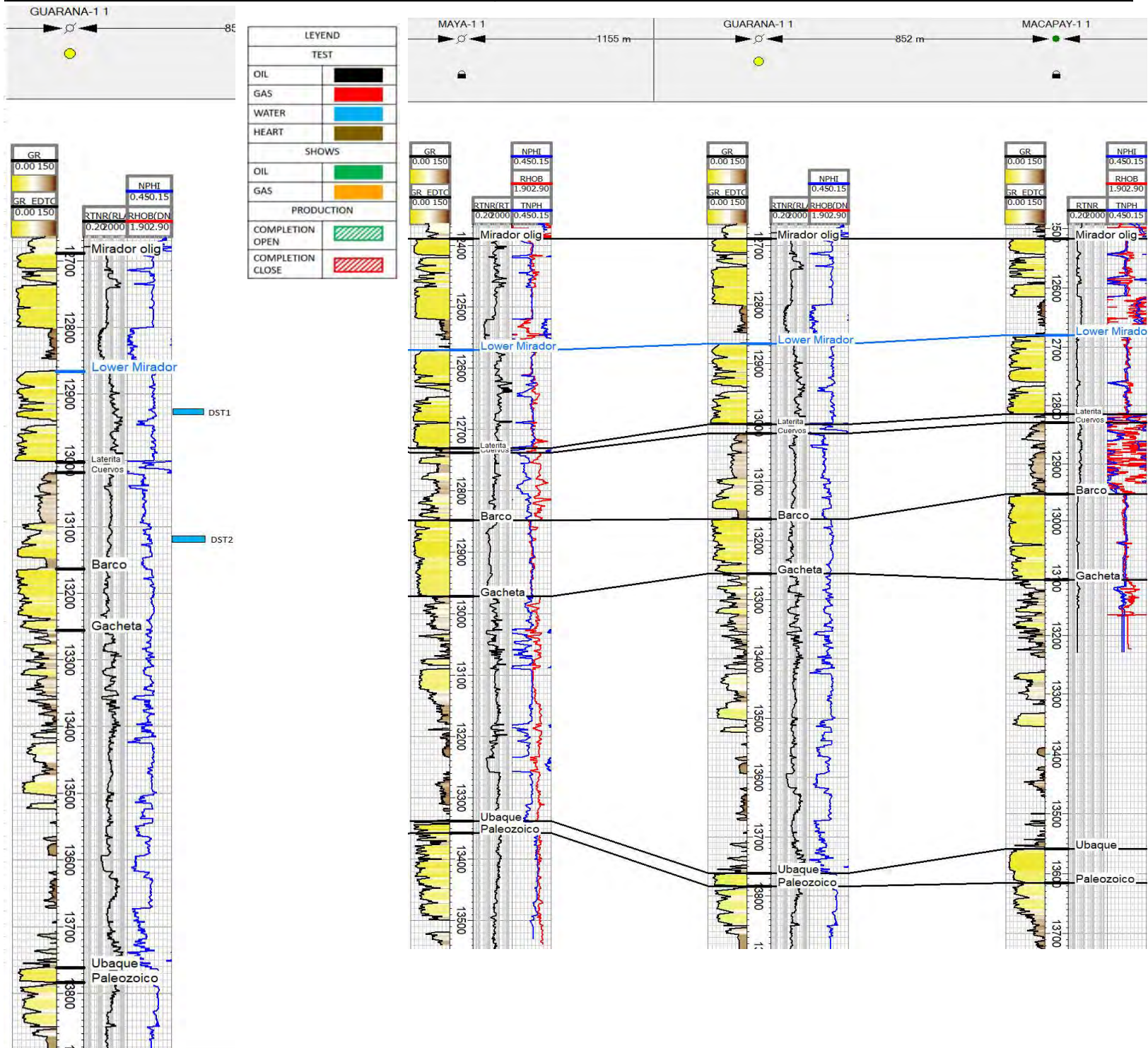
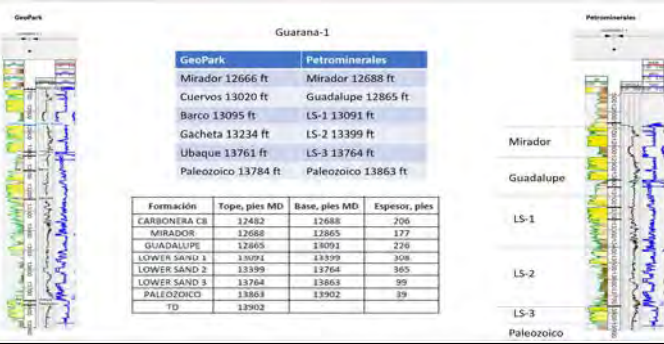
Información General	Objetivos	Fecha inicio /Finalización	Testing	Resultados
El pozo Guarana-1 fue perforado por PETROMINERALES COLOMBIA LTD. En 2012	Principal: Fm Mirador	Junio 28, 2012	Reporte DST-1: intervalo (12925-12929ft) BSW 99.99% Petroleo 0.01% de 13.8" API	Pozo seco, taponado y abandonado
El pozo buscaba una trampa estructural al tope de la formación Mirador. Tenia como objetivo principal la Fm Mirador, y como objetivos secundarios, las formaciones Guadalupe, LS-1 y LS-2. El pozo alcanzo una profundidad total de 13902 ft hasta el Paleozoico	Secundario: Fm Guadalupe, Fm LS-1, Fm LS-3	Febrero 9, 2013	DST-2: intervalo (13128-13135 ft) BSW 99.99% Petroleo 0.01%	

Elementos criticos de riesgo - Post Drill						
Datos Clave	La producción en 24h en el intervalo(12925-12929ft) fue de 192.12 barriles de liquido, de los cuales 0.01% fue de petroleo, y el 99.99% fue de agua, la gravedad API del crudo encontrado fue de 13.8" API. Debido a la pobre presencia de hidrocarburo en las formaciones de interés, Petrominerales decidió abandonar y abandonar el pozo Guarana-1					
Trampa	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Esperado</th> <th>Resultado Final</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trampa estructural, anticlinal fallado con buzamiento NW SE, mapeado con sísmica 2D y 3D. La estructura interpretada por la empresa (Petrominerales) caracteriza dos fallas normales a lado y lado de la estructura</td> <td>Trampa estructural anticlinal con cierre en tres direcciones contra falla, es posible que la falla interpretada por la empresa operadora no se encuentre presente en la estructura</td> </tr> </tbody> </table>	Esperado	Resultado Final	Trampa estructural, anticlinal fallado con buzamiento NW SE, mapeado con sísmica 2D y 3D. La estructura interpretada por la empresa (Petrominerales) caracteriza dos fallas normales a lado y lado de la estructura	Trampa estructural anticlinal con cierre en tres direcciones contra falla, es posible que la falla interpretada por la empresa operadora no se encuentre presente en la estructura	
Esperado	Resultado Final					
Trampa estructural, anticlinal fallado con buzamiento NW SE, mapeado con sísmica 2D y 3D. La estructura interpretada por la empresa (Petrominerales) caracteriza dos fallas normales a lado y lado de la estructura	Trampa estructural anticlinal con cierre en tres direcciones contra falla, es posible que la falla interpretada por la empresa operadora no se encuentre presente en la estructura					
Reservorio	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Esperado</th> <th>Resultado Final</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td> Tope de la Fm Mirador 12688 ft con un espesor total de 177 ft Arenas de la formación Mirador presenta características petrofísicas regulares, presencia de cemento ligeramente calcareo, porosidad visible pobre a regular con trazas de manchamiento de aceite en puntos. </td> <td rowspan="2">Tope de la Fm Mirador 12666 ft con un espesor total de 378 ft</td> </tr> <tr> <td> Tope de la Fm Guadalupe 12865 ft con un espesor total de 226 ft Arenas de la Formación Guadalupe presentan características petrofísicas buenas-regulares, porosidad visible de regular a pobre, trazas a 20% de manchamiento de aceite en puntos y parches. </td> </tr> </tbody> </table>	Esperado	Resultado Final	Tope de la Fm Mirador 12688 ft con un espesor total de 177 ft Arenas de la formación Mirador presenta características petrofísicas regulares, presencia de cemento ligeramente calcareo, porosidad visible pobre a regular con trazas de manchamiento de aceite en puntos.	Tope de la Fm Mirador 12666 ft con un espesor total de 378 ft	Tope de la Fm Guadalupe 12865 ft con un espesor total de 226 ft Arenas de la Formación Guadalupe presentan características petrofísicas buenas-regulares, porosidad visible de regular a pobre, trazas a 20% de manchamiento de aceite en puntos y parches.
Esperado	Resultado Final					
Tope de la Fm Mirador 12688 ft con un espesor total de 177 ft Arenas de la formación Mirador presenta características petrofísicas regulares, presencia de cemento ligeramente calcareo, porosidad visible pobre a regular con trazas de manchamiento de aceite en puntos.	Tope de la Fm Mirador 12666 ft con un espesor total de 378 ft					
Tope de la Fm Guadalupe 12865 ft con un espesor total de 226 ft Arenas de la Formación Guadalupe presentan características petrofísicas buenas-regulares, porosidad visible de regular a pobre, trazas a 20% de manchamiento de aceite en puntos y parches.						
Sello	Arcillas correspondientes al miembro CB de la Fm Carbonera ejercen como sello vertical para la Fm Mirador					
Roca Generadora	La principal roca generadora es la Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca					
Migración y Timming	Shows muy pobres de gas y aceite en las formaciones de interes arenas de la Fm Guadalupe presentan mayores manifestaciones de gas y aceite reflejado en un aumento progresivo del back ground de gas					



Reservorio (secundario)	Tope de la Fm LS-1 13091 ft con un espesor total de 308 ft Arenas de la Fm LS-1 características petrofísicas regulares, presencia de matriz arcillosa y cemento silíceo, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, porosidad visible de pobre a regular.	Arenas de la Fm Barco 13162 ft con un espesor total 93 ft
	Tope de la Fm LS-3 13764 ft con un espesor total de 99 ft Fm LS-3 La arena está compuesta de cuarzo, translúcido, hialino, blanco translúcido, ocasionalmente blanco, grano fino a medio, ocasionalmente grano grueso, subredondeado a subangular, subesférico, pobre selección, con trazas de manchamiento de aceite en puntos. Durante la perforación de esta formación, el valor del back ground gas registrado es de 0.11%, compuesto de metano (C1: 825 ppm), etano (C2: 133 ppm), propano (C3: 58 ppm), butano (C4: 74 ppm), pentano (C5: 38 ppm).	Arenas de la Fm Ubaque 13761 ft con un espesor total de 23ft
sello	Shales de la Fm Cuervo ejerce como sello vertical de la Fm Barco	
	Shales de la Fm Gacheta ejerce como sello vertical de la Fm Ubaque	

ARTIFICIAL LIFT	INTERVALOS	FORMACIÓN	FECHA	TIEMPO DE PERFORA (HOURS)	BPFD	BOPD	SWPD	BSW (%)	MSCP	GOR (SCF/BBL)	TWT (FP)	TPE (FPS)
GAS LIFT	13128-13130	LOWER SAND 1	19/08/2012	15:44:00	74.81	0.00	74.81	100.00	0.0	0.0	77.0	1.0
		LOWER SAND 1	20/08/2012	23:44:00	15.95	0.00	15.95	100.00	0.0	0.0	71.0	2.0
		LOWER SAND 1	21/08/2012	23:30:00	381.24	0.03	381.21	99.99	0.0	0.0	78.0	28.0
		LOWER SAND 1	22/08/2012	4:45:00	373.01	0.04	372.97	99.99	0.0	0.0	84.0	30.0
12925-12929		GUADALUPE	26/08/2012	13:50:00	68.50	0.00	68.50	100.00	0.0	0.0	70.0	3.0
		GUADALUPE	27/08/2012	23:46:00	185.12	0.01	185.11	99.99	0.0	0.0	60.0	5.0
		GUADALUPE	28/08/2012	17:30:00	683.54	0.05	683.49	99.99	0.0	0.0	82.0	34.0
		GUADALUPE	29/08/2012	12:00:00	489.76	0.00	489.76	100.00	0.0	0.0		



Gulupa-1, Llanos Basin , Colombia		Gulupa-1 well , Exploratory well A-3 , Post Drill			
General information		Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Gulupa -1 well was drilled by PETROMINERALES COLOMBIA in 2014		Main: Mirador (Oligoceno) Fm Secondary: Guadalupe Fm (Mirador Inf) and Lower sands-1 (Barco) , Lower sand-3 (Ubaque//Paleozoic)	el 23-Oct-14	Report TCP-Guadalupe Fm: 10203'MD: 6ft , underbalance 0.04	Productor B3 / Cumulative Production 0.05 MMbbl oil 0.00 MM cu ft gas(Fiel summary report)
Guatiquia Block (Currently free area) J type overall depth 10830'MD , Gulupa-1 is located 6.6 km SE of Yatay-1 and 2.0 km NW of the Loto-1X well (Petrodorado); in the SE corner of the Block Guatiquia.			08-Dic-14.	Production Test(N29- Guadalupe Fm: 10203'MD: 400 SFC/MIN, WHP (psi) 117.64, Bbl Cummul 415.65 (48h)	
			Completamiento: between December 10 and 24, 2014	Test PBU: Guadalupe Fm 10203'MD: 9.7 Net pay Summary: Test #1 Guadalupe 10203'MD 246bbl oil, 14"API, 301 bfpd. BSW: 46% permeability 11 md, reservoirpressure= 4,149 psia	

Colombia
4° 04' 17.46" 133°
W 072° 55' 15.514"

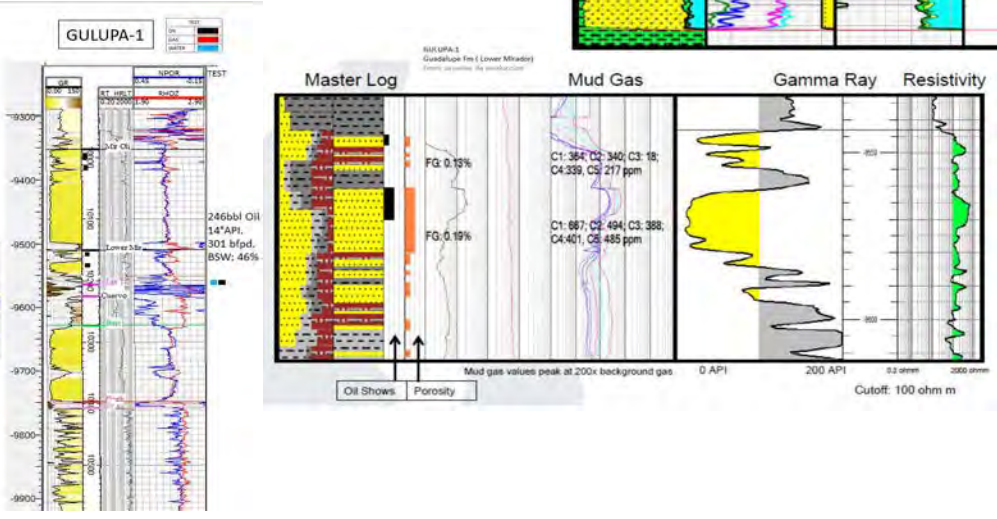
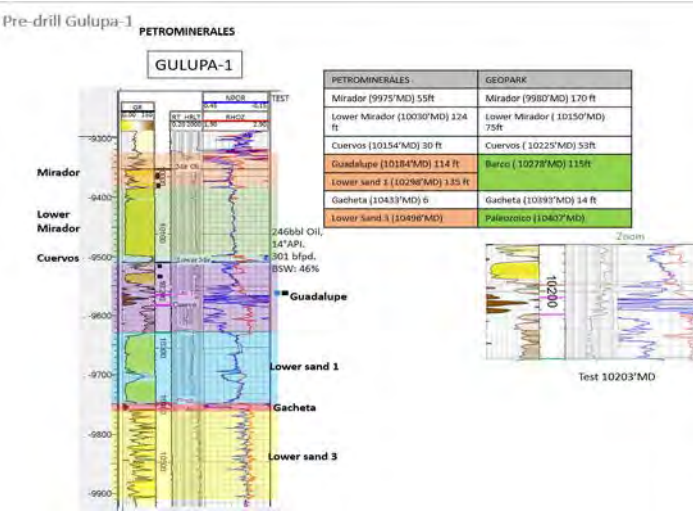
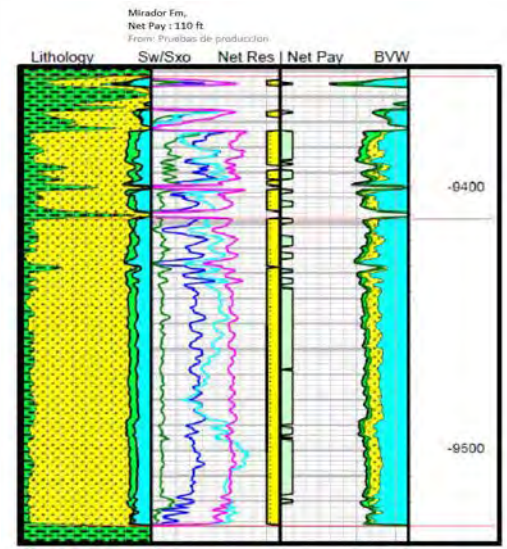
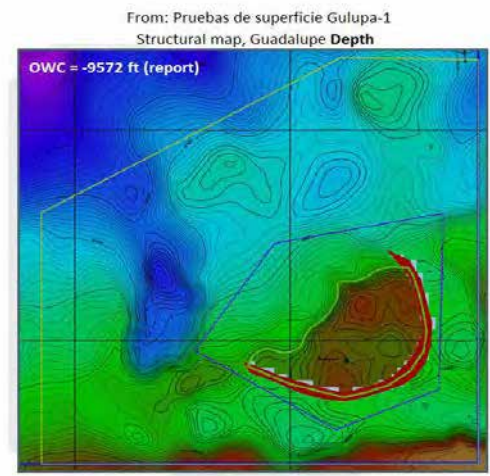
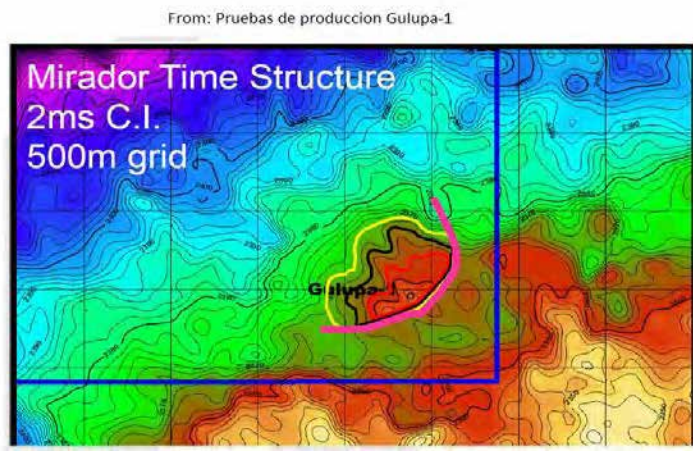
Discovered: January 2015
Oil gas
Producing
Llanos Sub-basin (Llanos-Barras Basin)
Onshore-Grassland
Operator: Frontera Energy Corp

Ultimate Recoverable Reserves
10.00 MMbbl oil
675.00 MM cu ft gas
0.00 MMbbl condensate

Cumulative Production
0.05 MMbbl oil
0.00 MM cu ft gas
0.00 MMbbl condensate

Critical risk elements - Post Drill

Key Data	The oil water contact (OWC) is presented at -9,572 ft. (From: Pruebas de superficie) The Gulupa 1 was completed in the Guadalupe Fm. In Jan. 2015 and was producing at a rate of 201 b/d of 14.0" API oil with an 85% watercut on ESP artificial lift in late February 2015.(Fiel summary report)	
Trap	Expected Failed Anticlinal	Final result Failed Anticlinal
Reservoir	Expected Pgns: Mirador Fm: (10301'MD) 168 ft // Ptdrill (9975'MD) 172.0 ft : 110.1 ft Net pay,porosity 17.3%, Sw. 36% ((API 10-15"))	Final result Mirador Oligoceno (998'MD) 170 ft: Sand pack with oil shows at the top, according to Density and Neutron curves, good reservoir qualities
	Pgns: Guadalupe Fm: (10492'MD) 95 ft// Ptdrill (10184'MD) 110.11 ft : 9.7 ft Net Pay , 17.9% Porosity. Sw. 31%	Lower Mirador (10150'MD) 50 ft: are sands with oil shows and thickness 20 ft
	Pgns: Lower sands-1 Fm: (10587'MD) 126ft // Ptdrill (10298'MD) 130 ft	Barco Fm (10278'MD) 115 ft: sands with good reservoir qualities with out hydrocarbon shows
Seal	Shales from Carbonera CB: Mirador Fm MEA shales for Lower Mirador Shales from Guadalupe (Cuervos): Lower sands-1 Fm (Barco)	Paleozoic (10407'MD)
	Shales from Carbonera CB: Mirador Fm MEA shales for Lower Mirador Shales from Guadalupe (Cuervos): Lower sands-1 Fm (Barco)	Paleozoic
Source rock	The gacheta formation is the effective source rock in all the basin	
Migration and Timming	Hydrocarbon generation and migration is believed to have begun in the late Eocene and to have continued into the recent, with peak migration during the Miocene. Hydricarbons are present in the block on Mirador Fm	



Summary				
The comparison between columns shows that we Petrominerales considered Paleozoic as reservoir (L33) but Neutron and Density curves shows it is Paleozoic DST the tests were taken in the Laterite According with structural maps, the trap was found (Failed Anticlinal) Mirador has hydrocarbon shows but not cumulative oil Lower Mirador was the Productor's fromation				
<table border="1"> <tr> <td>Poor</td> <td>Regular</td> <td>Good</td> </tr> </table>	Poor	Regular	Good	
Poor	Regular	Good		

Hungaro-1 well, Corcel Block Llanos Basin , Colombia		Hungaro-1 well , Exploratory well A3-C3 , Post Drill					
General information		Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result		
The Hungaro-1 well was drilled by PETROMINERALES COLOMBIA LTD. In 2012		Main: Fm Mirador	May 20, 2012	Report	Dry, plugged and abandoned well		
The objective of the well was to find the structural trap that contained the sands of the Mirador Formation, and secondarily the sands of the Guadalupe, LS-1 and LS-3 formations. The well reached a total depth of 13,510 ft up to the Paleozoic.		Secondary : Fm Guadalupe, LS-1 y LS-3	July 4, 2012	No information found			
Critical risk elements - Post Drill							
Key Data	Due to the poor presence of hydrocarbon in the formations of interest, Petrominerales decided to abandon the Hungaro-1 well. It was possible to verify that the Hungar-1 exploratory well was drilled on a Fallado Anticline type structure, whose structure dips in a SW-NE direction and has a predominant NW-SE course, according to what was established by interpreting the information. 3D seismic.						
Trap	Expected Horst type anticline faulted dipping SW-NE and NW-SE striking interpreted and mapped with 3D seismic	Final result Structural trap with three-way closure against failure. (the fault interpreted to the south east of the structure by the Petrominerales company presents a very low rejection, almost zero, which could cause the lateral seal to be ineffective and the HC to migrate)					
Reservoir	Expected Top of the Fm 12455 ft with a total thickness of 183 ft The Mirador Fm presents a good selection and a regular to poor visible porosity, the lower part of the mirador samples are highly contaminated by calcium carbonate and mud additives.	Final result					
	Top of the Fm 12638 ft with a total thickness of 292 ft The sands of the Guadalupe Fm present good petrophysical characteristics, characterized by the appearance of quartz sands, medium to coarse grained, less fine with some poor manifestations of hydrocarbons. Two well-differentiated levels can be observed in this formation, generally massive sandstones at the top with thin interbeds of light gray claystones and occasionally silt levels.	Top of the Mirador Fm 12455 ft with a total thickness of 398 ft					
Seal	shales and claystones of the Carbonera Fm in member C8 for the Mirador Fm						
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.						
Migracion and Timming	Poor and very poor manifestations of gas and HC in the formations of interest (Mirador, Guadalupe, LS-1 and LS-3), the maximum gas manifestations are found in the interval 12715-12719 of the Guadalupe Fm, although with poor manifestations of oil						
Summary							
Reservoir (Secondary)	Top of the Fm 12930 ft with a total thickness of 520 ft Sands of the LS-1 Fm, fine to medium grained sandstones, with regular selection, with poor hydrocarbon manifestations, accompanied by very low levels of claystone and siltstone.	Top of the Fm Barco 12947 ft with a total thickness of 114 ft					
	Top of the Fm 13452 ft with a total thickness of 58 ft Sands of the LS-3 Fm, made up of a loose sandstone package of medium to very coarse grain, with poor manifestations of hydrocarbons (gas -oil). The sandstones are white quartzose, translucent, hyaline, occasionally light red, medium to very coarse grained, subrounded - subangular, elongated, poor selection, tight, poor clayey matrix, siliceous cement, very poor porosity and visual permeability.	Top of the Paleozoico 13364 ft with a total thickness of 146 ft					
Seal	shales of the Cuervos Fm serve as a vertical seal for the Barco Fm						
		Poor		Regular		Good	

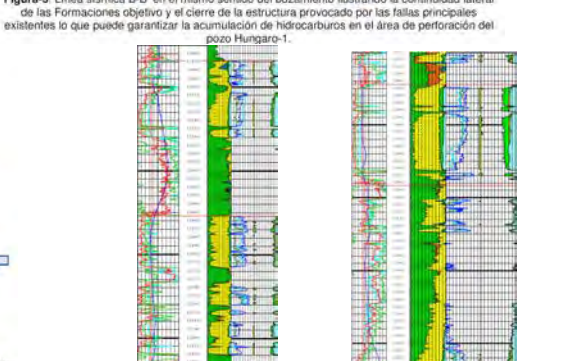
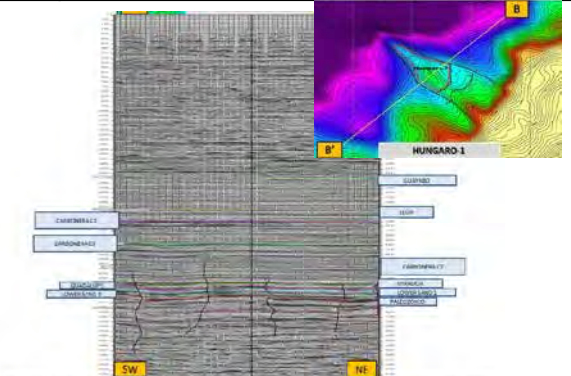
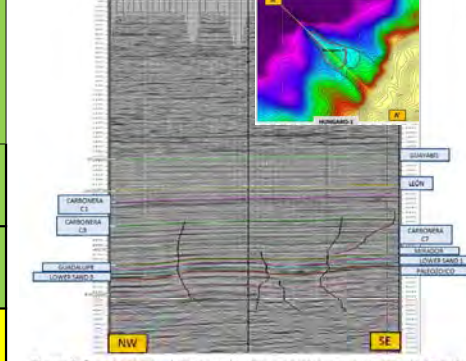
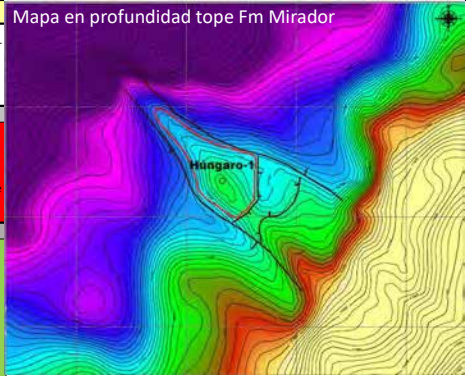
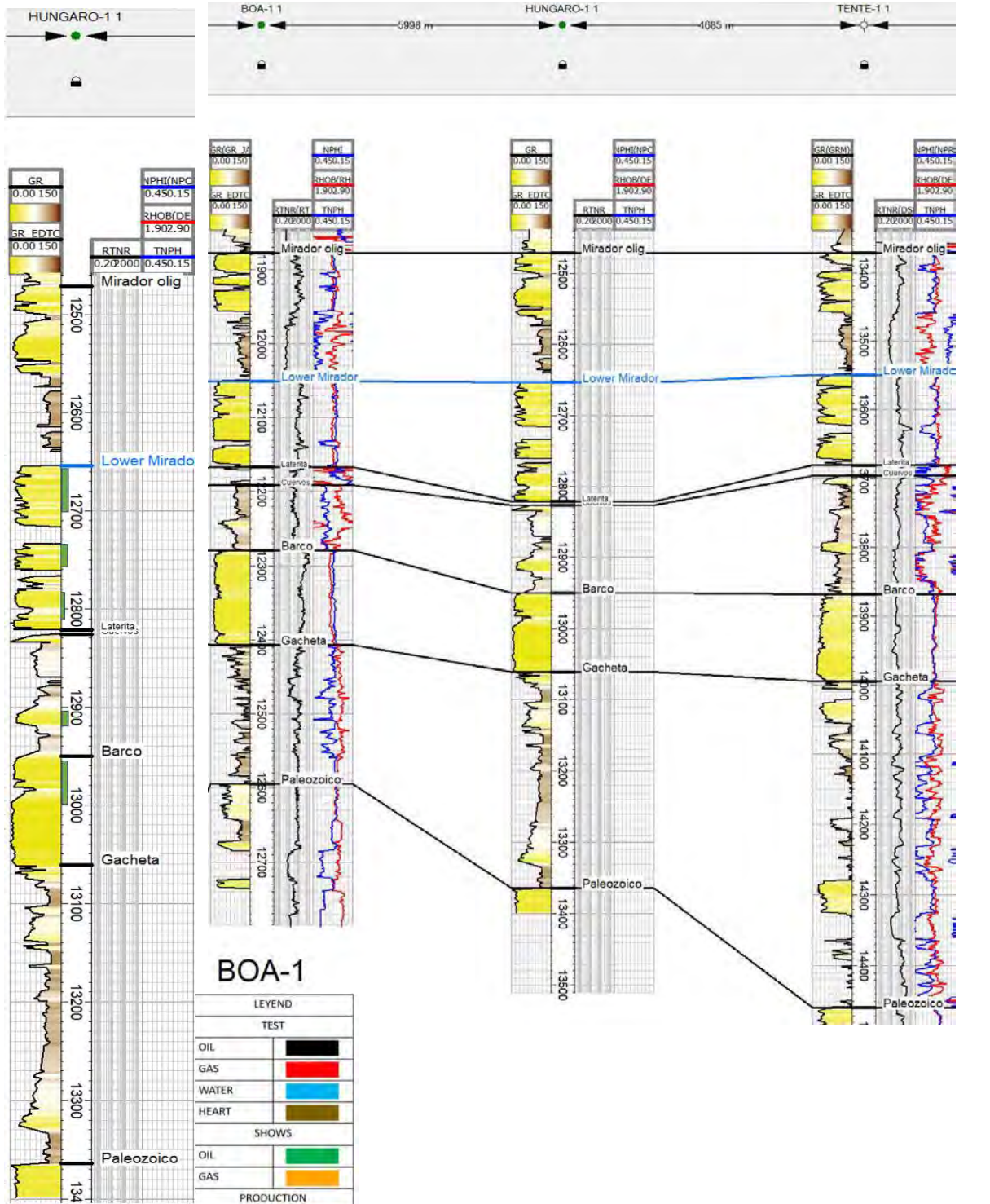
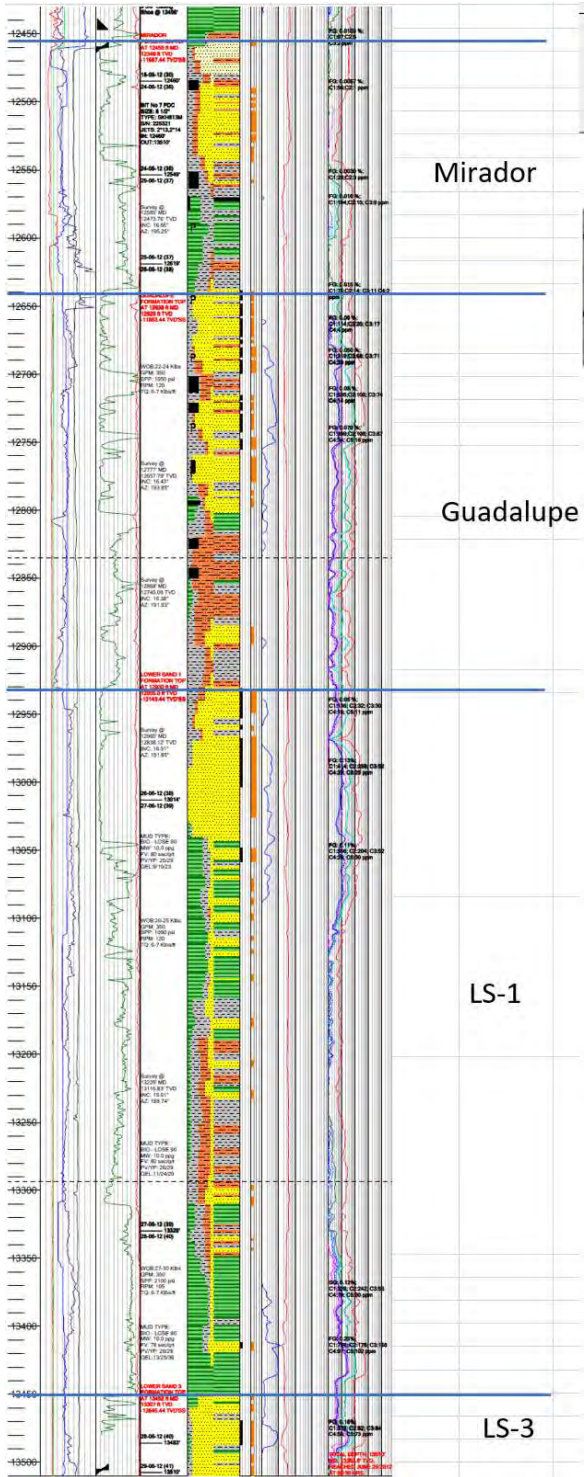


Figura-2: Sección sísmica A-A en sentido del rumbo de la estructura anticlinal 'tipo horst' ilustrando la continuidad en la secuencia estratigráfica y la presencia de los horizontes de Mirador, Guadalupe y Lower Sands, así como la proyección del pozo a perforar, Hungaro-1.

Figura-3: Línea sísmica B-B en el mismo sentido del buzamiento ilustrando la continuidad lateral de las Formaciones objetivo y el cierre de la estructura provocado por las fallas principales existentes lo que puede garantizar la acumulación de hidrocarburos en el área de perforación del pozo Hungaro-1.

FORMATION	PROGNOSIS			CUTTING			Structural Difference (ft)
	MD (ft)	TVS (ft)	TVDS (ft)	MD (ft)	TVS (ft)	TVDS (ft)	
GUAYABO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
LEON	6760.00	6760.00	6760.00	6760.00	6760.00	6760.00	-70.00
C1	8010.00	8010.00	8010.00	8010.00	8010.00	8010.00	-174.00
C2	8710.00	8710.00	8710.00	8710.00	8710.00	8710.00	-168.00
C3	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	-18.00
C4	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	-18.00
C5	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	-18.00
C6	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	-18.00
C7	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	-18.00
C8	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	10340.00	-18.00
MIRADOR	12455.00	12455.00	12455.00	12455.00	12455.00	12455.00	-18.00
GUADALUPE	12638.00	12638.00	12638.00	12638.00	12638.00	12638.00	-18.00
LOWER SAND 1	12930.00	12930.00	12930.00	12930.00	12930.00	12930.00	-18.00
LOWER SAND 2	13452.00	13452.00	13452.00	13452.00	13452.00	13452.00	-18.00
PALEOZOICO	13364.00	13364.00	13364.00	13364.00	13364.00	13364.00	-18.00
TD	13510.00	13510.00	13510.00	13510.00	13510.00	13510.00	-18.00

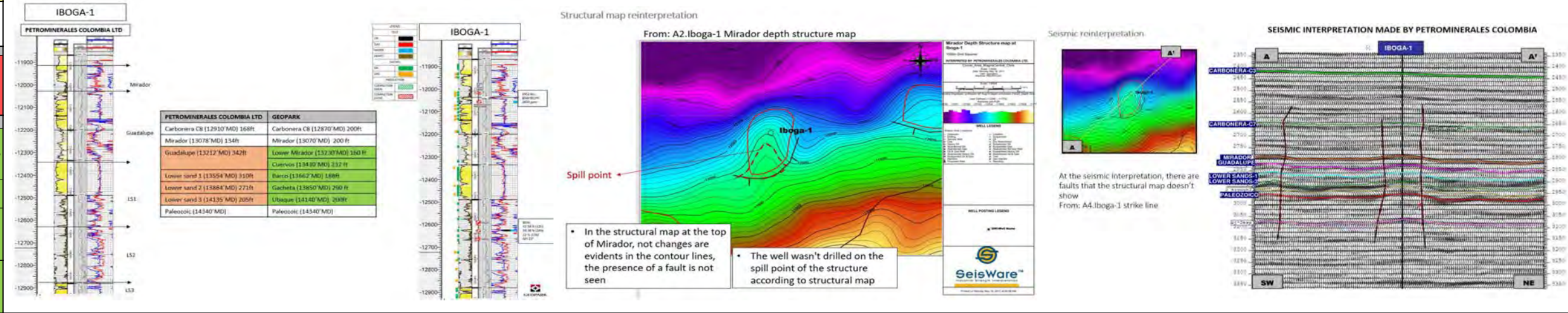
Evidenced in the seismic, the Barco Fm would be in contact with the Mirador Fm, which would cause a failure in the lateral seal for the Barco Fm. The well was not completed



LEYEND	
TEST	
OIL	Black
GAS	Red
WATER	Blue
HEART	Brown
SHOWS	
OIL	Green
GAS	Orange
PRODUCTION	
COMPLETION OPEN	Green hatched
COMPLETION CLOSE	Red hatched

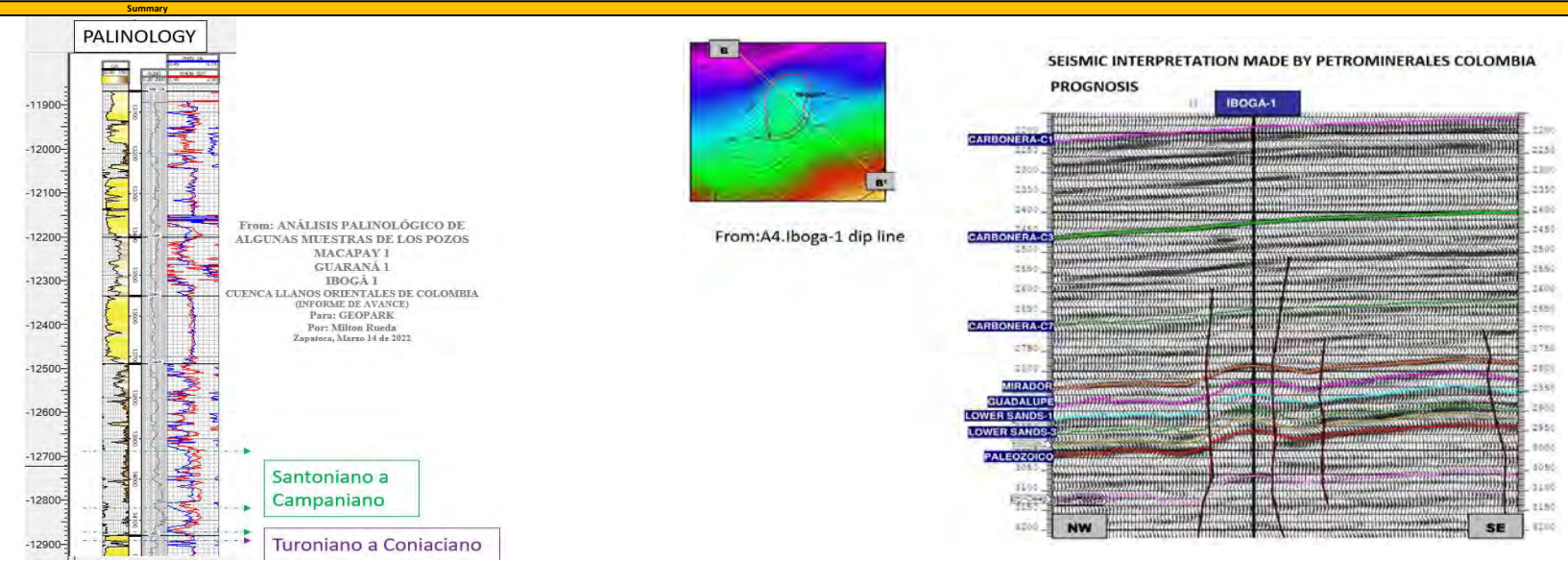
Iboga-1, Llanos Basin, Colombia			Iboga -1 well, Exploratory well A-3, Post Drill			
General Information			Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Iboga-1 well was drilled by PETROMINERALES COLOMBIA LTD in 2012			Main: Mirador Formation	8-nov-11	Report: <small>(INFORME FINAL COMPLETAMIENTO POZO IBOGA-1)</small> 13208'-13212' Guadalupe Fm: No flow 13247'-13252' Guadalupe Fm : 1952 bls, BSW:99,9% salinity: 2800 ppm	GeoPark tops Mirador Fm (MEA)
Llanos 31 Block	Villanueva- Casanare	TD 14352'		22-abr-12	13466'-13470' Lower Sand 1 Fm: No flow 13861'- 13865' Lower Sand 2: BSW: 92.58 % (12h) 59.38 % (24h) 22 % (13h) API 23'	Lower Mirador Fm Cuervos Fm Gacheta Fm
The Iboga - 1 well is a J-type directional exploratory well whose objective is to reach and evaluate the sands of the Mirador, Guadalupe, Lower Sand 2, Lower Sand 3 formations. According to 3D seismic, the structure was an faulted anticline				Secondary: Guadalupe, Lower sand-1(Barco), Lower Sand -3 (Gacheta)		

Critical risk elements - Post Drill		
Key Data	The main target (Mirador) was found with gas and oil shows, thickness of 200 feet, dirty sands with a maximum resistivity value of: 100 ohms. The searched trap is considered ineffective	
Trap	Expected Faulted anticline identified with 3D seismic. From: A5 justification	Final result In the structural map at the top of Mirador, not changes are evidents in the contour lines, the presence of a fault is not seen. It is an anticline with low relief (50ft)
Reservoir	Expected Mirador Fm (13078' MD) Thickness 134 ft	Final result Mirador Fm (13070' MD) 200ft. Formation's gas 0.01% a 0.06%, there are dirty sands, some hydrocarbon shows
Seal	Shales of Carbonera CB at least 150 ft of thickness: Mirador Fm	
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.	
Migration and Timming	There were gas and oil shows in all formations of interest and a DTS in LS-2 which showed a crude of 23' API	



Trap	Faulted anticline identified with 3D seismic. From: A5 justification	In the structural map at the top of Mirador, not changes are evidents in the contour lines, the presence of a fault is not seen. It is an anticline with low relief
Reservoir	Guadalupe Fm (13212' MD) Thickness 342 ft	Lower Mirador Fm: don't have good reservoir qualities in the base, Gas 0.05%, max resistivity value: 200 ohm
	Lower sand-1 (13554' MD) Thickness 310 ft	Barco Fm (13430' MD) 232 ft: sands and intercalation with fine lithologies, Gas 0.053%, good porosity, max resistivity: 40 ohm
	Lower sand-3 (14135' MD) Thickness 205 ft	Gacheta Fm (13850' MD) 290ft/ Libaques Fm (14140' MD) 200 ft: good reservoir qualities, hydrocarbons shows, Gas 0.1851%
Seal	Paleozoic	Paleozoic: less than 20ft, sands with out hydrocarbon shows
Seal	MEA for lower Mirador Shales from Cuervos for Barco Fm Gacheta intra shales for Gacheta and Paleozoic sands	

The fault reported by the map is not present in the seismic and there other faults interpreted on the seismic aren't on the structural map. The well wasn't drilled on the spill point of the structure



Poor	Regular	Good
------	---------	------

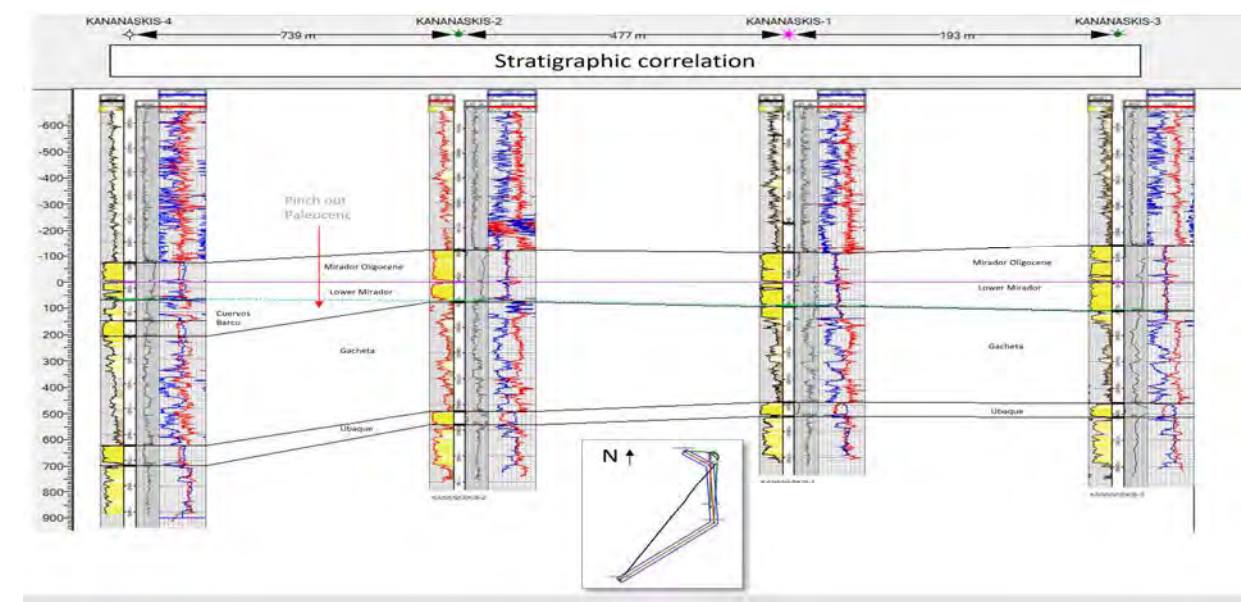
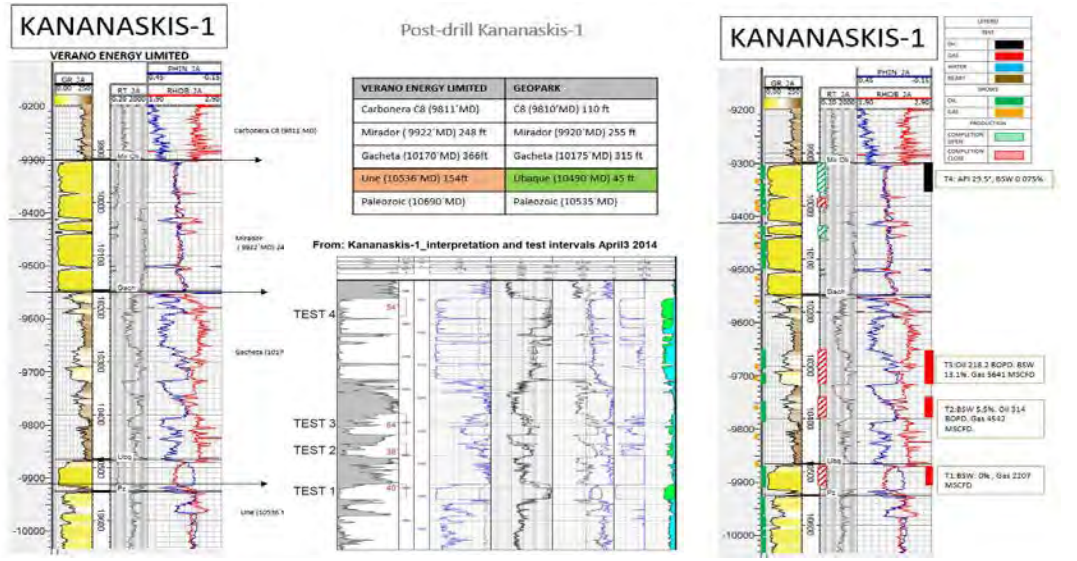
Jarukú-1 Llanos Basin, Colombia		Jarukú-1 well, Exploratory well A3, Post Drill			
General information		Target	Spud date / finish date	Testing	Result
The Jarukú-1 well was drilled by PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD in 2016		Main: Guadalupe Fm (Barco)	20-may-26	Report	GeoPark app
Catastrero Block		Taurameno Cacuana	ID: 20036		
The well is a type.					
According to the CR form, the trap wanted by PAREX was an "anticline with structural closure against fault" for Barco Fm. For us, this structure is not interpreted in the area and there are not faults near the well. For GeoPark, the trap is stratigraphic and is related to the erosions caused by Mirador Oligocene. Barco sands were found with bad reservoir properties.		Secondary:	27-may-26	The well does not present information from formation tests	The well does not present information from formation tests
Plugged and abandoned C3					
Critical risk elements - Post Drill					
Key Data	Sandstones in Mirador and Guadalupe Formations (Barco Fm) presented all manifestations in the intervals from 3222 ft MD to 3229 ft MD and from 3424 ft MD to 3429 ft MD. The final result for both intervals confirmed very poor oil shows. According to Density and neutron logs bad porosity.				
Trap	Deposited	Final result			
	Anticline with structural closure to fault	Stratigraphic trap limited by erosions of the Mirador Formation in Barco			
Reservoir	Deposited	Final result			
	Guadalupe Fm (3424 ft MD) (1000000 120 ft)	Barco (3422/3423) #3 ft. These sands are dry with shales into porosity, bad reservoir properties, will always classified as very poor, max resistivity values in sands: 120 ohm			
Seal	Cacuana Fm Shales (1300) and Luteria Fm Barco Fm				
Source rock	The main source rock is La Fm Gasfield, which is effective throughout the basin.				
Migration and Timing	Its effectiveness is confirmed due to the presence of hydrocarbon shows in the Mirador Formation and Barco Formation				
		<p>Not test</p> <p>Seismic interpretation Jarukú-1 Well, Barco Target</p> <p>From: GeoPark interpretación-Diego C.</p> <p>Barco has weak manifestation in seismic, it was sealed by lower Mirador</p>			
		<p>Summary</p>			
Trap	For secondary targets, there is no trap, faulted anticline is not in the area				
Reservoir (Secondary)	Mirador Fm (was not target)	<p>Mirador Oligocene (3227/3423) 177ft sands pack with 15% porosity, good. Oil traces at 3226 to 3229 MD very poor</p> <p>Lower Mirador (3227/3423) 47ft. Sands API less than 15. Resistivity curve mean 120 ohm. Neutron curve #3 (regular porosity)</p>			
	Use fm (was not target)	<p>Ubaque (3524/3423) 74 ft. sands with claystones, for the top good porosity, in the base porosity is low, resistivity mean value: 120 ohm</p>			
	Paleozoic	<p>Paleozoic (3000/3423) 90 ft. Sands with some claystones, resistivity curve mean values 20-25 Ohm, Neutron values 16-18 CC (Regular porosity) and Density curve - 2.1 Red hydrocarbon shows</p>			
Seal	Cacuana CB for Mirador Fm Gubaria shales for Use Fm Ubaque Shales for Paleozoic				
		<p>→ The trap sought according to form CR6 by PAREX was not interpreted in the area, we consider a trap just for Barco Fm and is Stratigraphic trap limited by erosions of the Mirador Formation. The trap did not work, probably due to a failure in the horizontal seal. (Sebastian Blanco)</p> <p>→ Barco Fm has bad reservoir properties, there are dirty sands and bad porosity. This can also be the cause of the bad results.</p> <p>→ Mirador Oligocene and Ubaque Formations were found in the well with good reservoir characteristics.</p> <p>→ For secondary targets, there is no trap, faulted anticline is not in the area.</p> <p>→ All targets have a vertical seal with good characteristics</p>			
		<p>Legend: ■ Poor ■ Regular ■ Good</p>			

propiedad a todos los derechos. Toda su para reproducir, copiar, distribuir, o para su uso en cualquier otro medio o formato.

Kananaskis-1, Llanos Basin, Colombia			Kananaskis-1 well, Exploratory well, Post Drill			
General information			Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
Kananaskis-1 well performed by VERANO ENERGY LIMITED on 2014			Main: Gacheta and Mirador Formations	9-mar-14	Report Test 1 Lower Gacheta 10488'-10528': BSW: 0%, Gas 2207 MSCFD	GeoPark tops Ubaque Fm (Gas producer) Close
Llanos 32 Block	Mani y Tauramena-Casanare	TD 10764	Secondary: Guadalupe Formations	18-mar-14	Test 2 Gacheta B (10362'-10400'): BSW 5.5%, Oil 314 BOPD. Gas 4542 MSCFD.	Gacheta Fm (Gach2): tested gas with minor amounts of condensate.
Located in the Llanos 32 block (Casanare). The Kananaskis-1 well in the form of an "S", with an MD of 10764', it was looking at faulted monoclinial, The Guadalupe Formation was in the prognosis and as a secondary objective but it was not found in the area but Ubaque Fm was not a target and it is gas producer				Test 3 Gacheta A (10272'-10336'): Day 1) Oil 72 BOPD. BSW 57.8% Gas: 4789 MSCFD. Day 2) Oil 218.2 BOPD. BSW 13.1%. Gas 5641 MSCFD	Gacheta Fm (Gach2)	
				Test 4 Mirador (9920'-9974'): API 29.5', BSW 0.075%	Mirador Fm : 3555b/d 30" API, oil with a 0.8% water cut (Currently Oil producer OPEN) 12-09-16	

Producer Ubaque later Mirador
 Cumul Oil Prod MMbbl 3.207088 // Cumul Gas Prod MMscf 400.729. from: Kananaskis field summary report
 GEOPARK (Cumul oil 2'836.540.98 oil)
 (11'346.367,55 Water)

Critical risk elements - Post Drill	
Key Data	well is producer at Mirador Fm, the trap is 4WC por this formation, oil has 29.5' API Oil and water contact 400 Ohm Mirador/ 30 Ohm Ubaque on Kananaskis 2 -3 -4) The wells K-1 K-2 and K-3 are in a structural trap, four-way closure. For Verano Energy, fault just affect Ubaque Fm
Trap	Expected: FAULTED MONOCLINE (Tipo de falla) throw of 180 ft Final result: → GeoPark interpreted a four way closure anticlinal for Mirador Fm → Faulted anticlinal for Ubaque
Reservoir	Expected: Mirador Fm (9920' MD) 248' ft Final result: Mirador Fm (9920' MD) 225' ft: Clean sand, good thickness for reservoir, cylindrical shape. Porosity 18% Oil manifestation good to fair, gas background 20 - 476 ppm Good porosity, max resistivity values 20.000 ohm, Oil producer Gacheta Fm (10175' MD) 315ft: Fine lithologies, shales and dirty sands, some intervals with good sand, regular porosity with oil shows, Porosity: 15 % gas background 20 - 1455ppm, max resistivity values 2.000 ohm Ubaque Fm (10490' MD) 45ft: Gas producer, good reservoir properties, good porosity, resistivity curve shows, max resistivity values 20.000 ohm
Seal	claystones and shale of Member C8, 100 ft of thickness for Mirador Fm Gacheta fine facies for Gacheta Fm and Ubaque Fm
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.
Migration and Timing	Is effective in the well because of oil and gas manifestations and cumulative oil and gas (Cumul Oil Prod MMbbl 3.207088 Cumul Gas Prod MMscf 400.729) for Mirador and Ubaque Fms



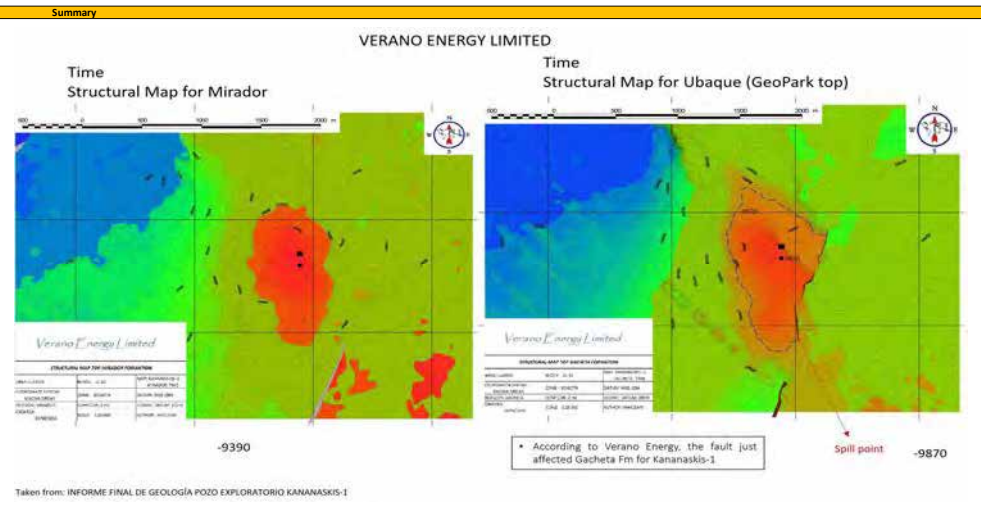
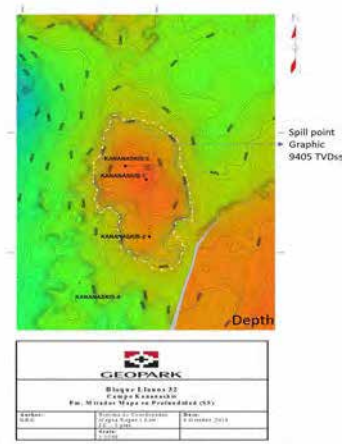
From: INFORME FINAL DE GEOLOGIA POZO KANANASKIS-1

FORMACION	Mirador	Guadalupe	Gacheta
ARENA PETROLIFERA (pies)	50	28	12
POROSIDAD TOTAL (%)	18	17	15
POROSIDAD EFECTIVA (%)	07	6	6
So (%)	0.15	0.11	0.11

Tabla 3. Propiedades Petrofísicas Pozo Kananaskis-1

Trap	FAULTED MONOCLINE (Tipo de falla)	→ GeoPark interpreted a four way closure anticlinal for Mirador Fm → Faulted anticlinal for Ubaque
Reservoir	Guadalupe Fm (10116' MD) prognosis. Porosity 17%	Guadalupe Fm was not found because it was eroded
	Ubaque	Paleozoic 10535' MD : sands with claystones, resistivity curve change 10 to 100 ohm, porosity 9% (Bad) with hydrocarbon shows and max resistivity value of 100 ohm

→ Kananaskis-1 has Paleocene formations eroded
 → Mirador fm is oil producer, it's trap is an anticlinal
 → Ubaque fm is gas producer, its trap is faulted anticlinal
 → The Guadalupe Fm (Cuervos and Barco) is present just on well K-4, that well don't have oil accumulations
 → The wells K-1 K-2 and K-3 are in a structural trap, four-way closure
 → The well K-4 is not in the structure, resistivity in this well is less than the cut for Mirador 400 ohm

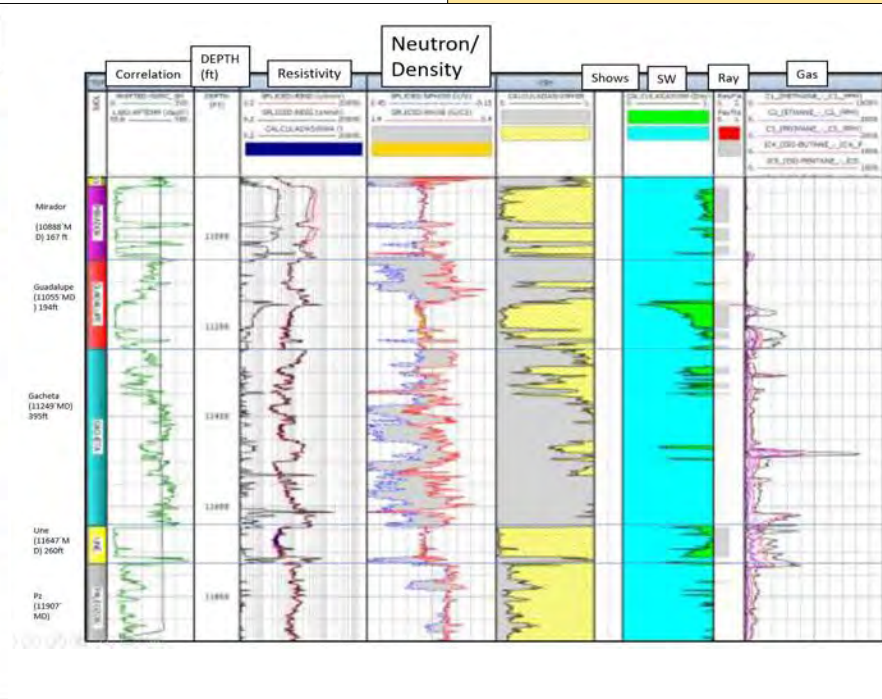
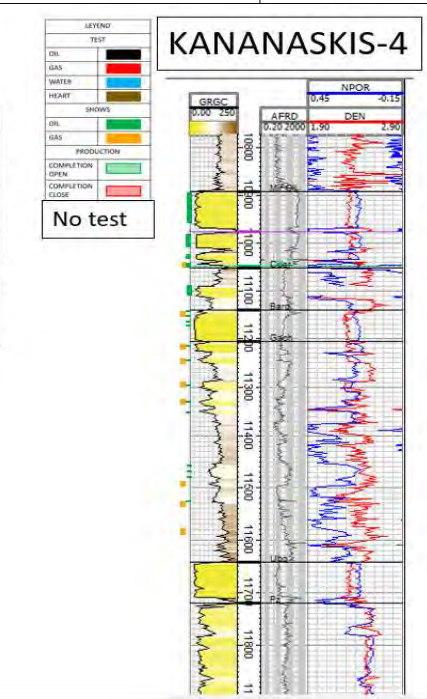
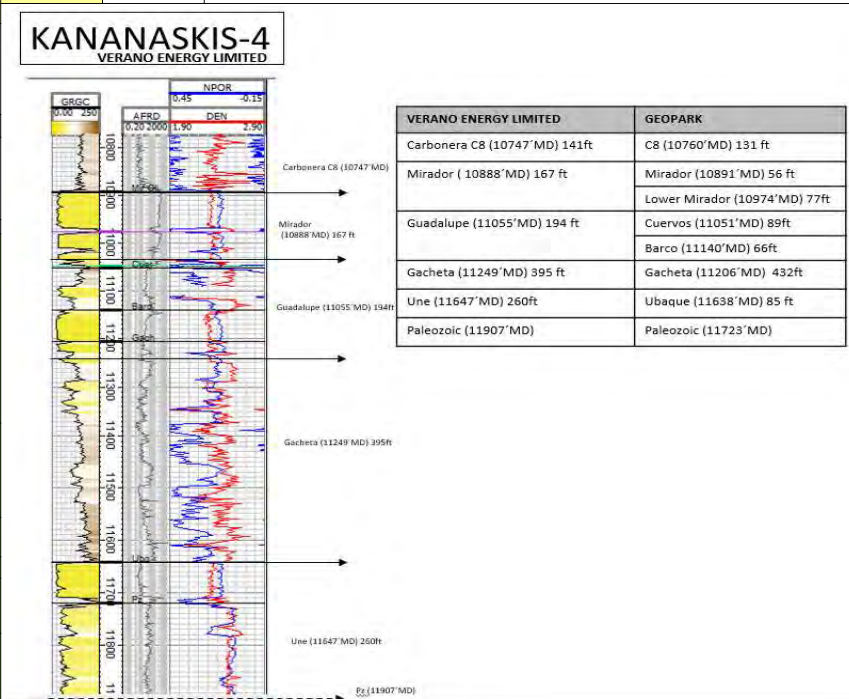


Seismic from GeoPark

Taken from: INFORME FINAL DE GEOLOGIA POZO EXPLORATORIO KANANASKIS-1

Kananaskis-4 , Llanos Basin , Colombia			Kananaskis-4 well , Developing well , Post Drill			
General information			Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
Kananaskis-1 well performed by VERANO ENERGY LIMITED ON 2014			Main: Guadalupe	28-jul-14	Report	GeoPark tops
Llanos 32 Block	Mani y Tauramena-Casanare	TD 11960	Secondary: Gacheta SS	6-ago-14	It was decided not to carry out the initial tests since none of the target formations present is the well that gave the presence of hydrocarbons.	It was decided not to carry out the initial tests since none of the target formations present is the well that gave the presence of hydrocarbons.
The initial objective of the Las Kananaskis-4 exploratory well was to test the extension of the structure to the south of Campo Llanos - 32 and thus the production of hydrocarbons. in the Guadalupe Formation, and as secondary targets the Gacheta SS formations						plugged up and abandoned (Finally, the well was completed for the disposal of production water from the field.)

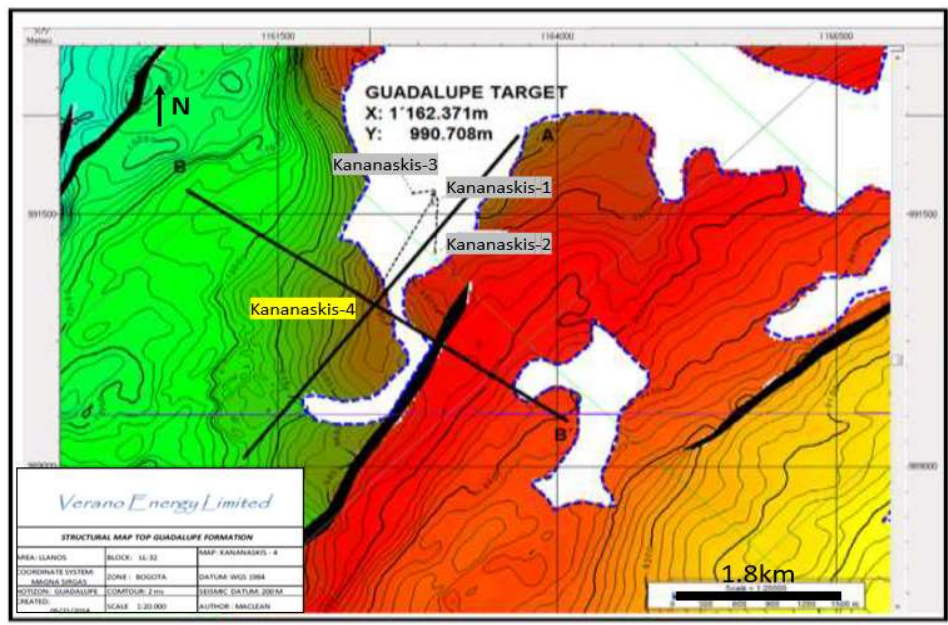
Critical risk elements - Post Drill		
Key Data	In the petrophysical evaluation showed, no Pay of interest was observed in any of the targets. and in those that gave manifestations of crude oil, this resulted in the non presence of commercial crude in the Kananaskis-4 well.	
Trap	Expected: FAULTED MONOCLINE (Tipo de falla) throw of 180 ft	Final result: Stratigraphic (Barco Erosion)
Reservoir	Expected: Guadalupe (11055'MD) 194 ft	Final result: Barco (11140' MD) 66ft: clean sands with good porosity, some hydrocarbon shows, max resistivity valeu 40 ohm
	Gacheta (11249' MD) 395 ft	Gacheta (11206' MD) 432ft: dirty sands, siltstone and claystone, hydrocarbon shows
Seal	Cuervos for Barco Fm Gacheta fine facies for Gacheta Fm	
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.	
Migration and Timming	All target formations were found to have good petrophysical characteristics. (Mirador, Barco and Gacheta)	



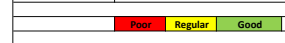
No PAY observed in Any Formation.
So in Guadalupe but not representative.

Trap	FAULTED MONOCLINE (Tipo de falla)	The structure is open since the Erosion only affects the Barco Formation and the Fault does not close the contours
Reservoir	Mirador (10888' MD) 167 ft	Mirador (10891' MD) 56 ft: clean sands with good porosity, some hydrocarbon shows, max resistivity valeu 400 ohm Lower Mirador (10974' MD) 77ft: clean sands with good porosity, some hydrocarbon shows, max resistivity valeu 400 ohm
	Ubaque (11647' MD) 260ft	Ubaque (11638' MD) 85 ft: It is considered that for this Formation the W-O contact is superior to the sands, so it does not present HC manifestations.
	Paleozoic (11907' MD)	Paleozoic : 136 ft until TD Sands without hydrocarbon shows
Seal	C8 for Mirador Gacheta for Ubaque	

injectivity test in the Kananaskis-4 Well. (Carbon C1)
All target formations were found to have good petrophysical characteristics.
The structural map is at the top of the Guadalupe Formation, which is the main objective, you can see the erosion caused by the lower Mirador to these sands in the other three Kananaskis, but for Kananaskis-4 a relict of the sands that could be present remains as a reservoir.

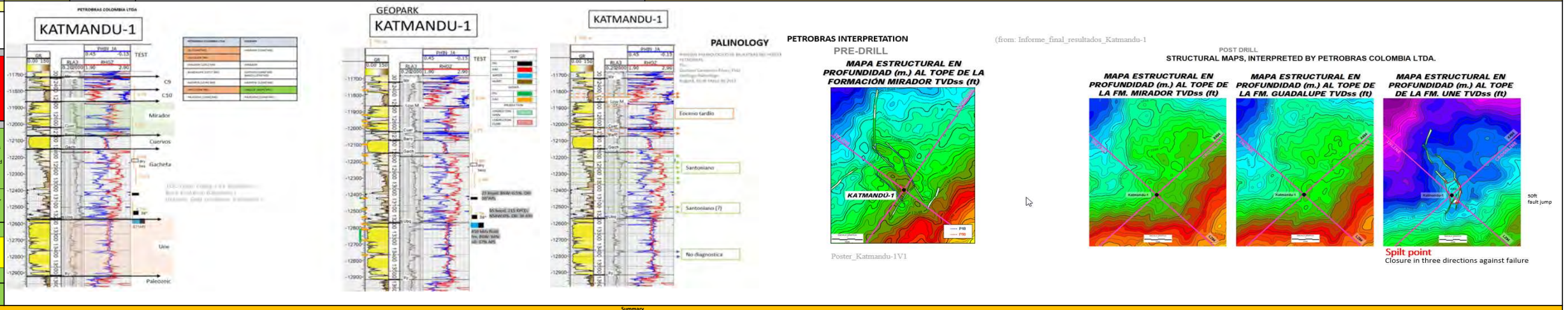


Seismic from GeoPark



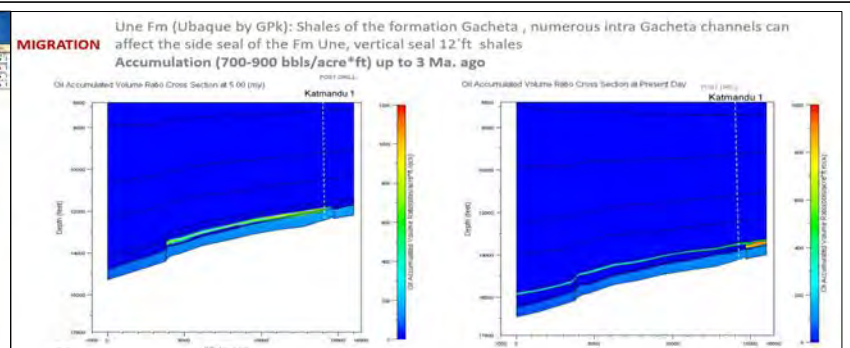
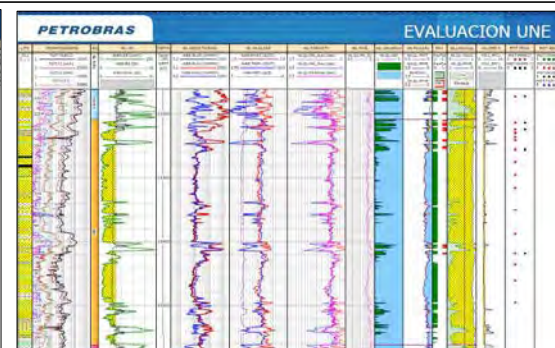
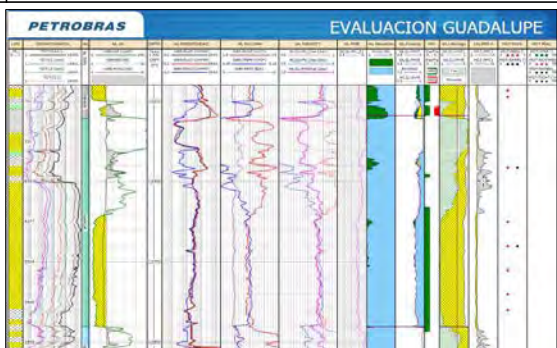
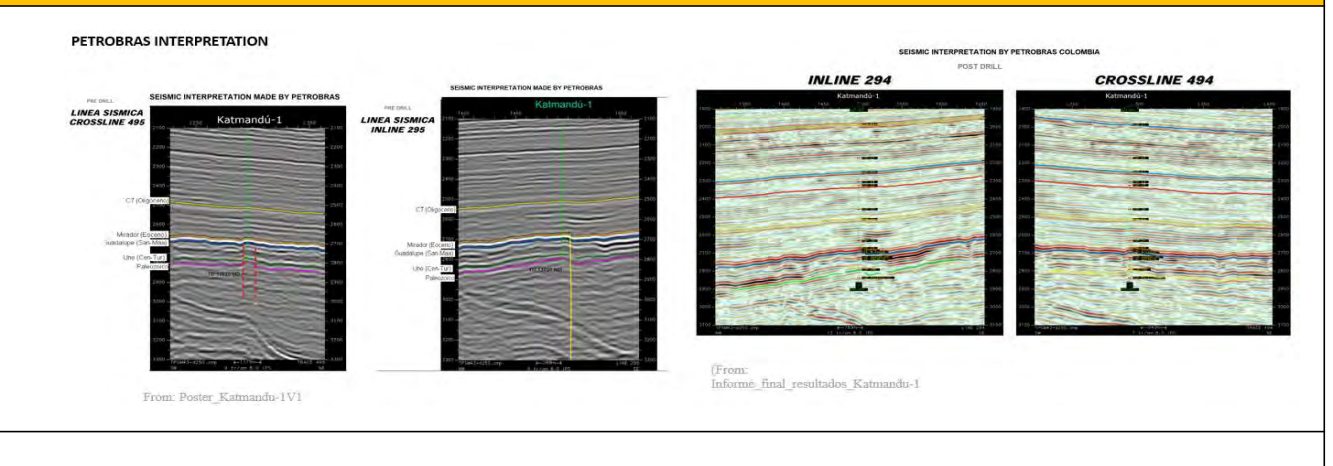
Katmandu-1, Ulanos Basin, Colombia		Katmandu-1 well, Exploratory well A3, Post Drill				
General Information The Katmandu-1 well was drilled by PETROBRAS COLOMBIA LTDA. in 2012 Barranca de Upiá, Paratebueno y Cabuyaro, departamentos de Meta y Cundinamarca TD 13752' It was drilled until Paleozoic No oil was found in the primary target formations but it has excellent reservoir properties in Barco Fm, oil with no commercial value was found in Gacheta Formation. The structure was faulted antithetical just for Cretaceous fins		Targets Main: Guadalupe and Une Formations Secondary: Mirador Fm y Gacheta Fm	Spud date / Finish date 2012-02-26 2012-04-16	Report DRT 1: 13300-1321F Une Fm - 850-866m Rod Fin, BSW: 94% oil, 57% API DRT 2: 13300-1317F Gacheta Fm - 55-104m, 223-192m, 804m-876m, Oil: 80% API DRT 3: 13300-1317F Gacheta Fm - 23-104m, BSW: 0.5%, Oil: 36% API DRT 4: 13300-1304' Dry Well	Testing Ubaque: 40 BOPO 37° API and 770 BWPO Gacheta: 55 BOPO 36° API and 215 KPCD Gacheta: 23 BOPO 36° API, BSW 0.5% Gacheta: Dry Test	Result Plugged and Abandoned. With out commercial value

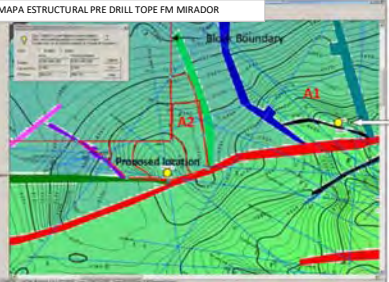
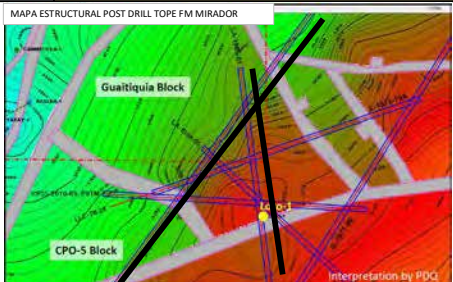
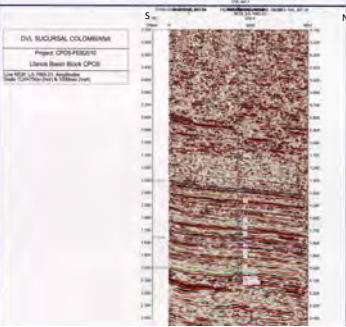
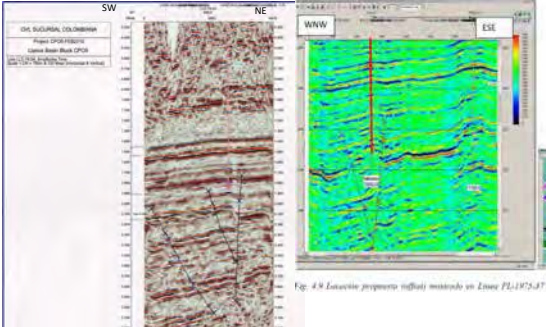
Critical risk elements - Post Drill		
Key Data Fault affects just Une and Guadalupe Formations and its throw is about 90' Ft, fault throw put Ubaque sands with Gacheta channels and is not an effective seal.	Expected Antithetical closed by subvertical antithetical fault NNE-SSW, Une Fm. In Petrobras post-drill structural maps, the fault only affects the Une Fm. It is not present in Mirador or Guadalupe. 40' throw fault to the depth of Une (Ubaque).	Final result Mirador, Guadalupe and Gacheta don't have trap the fault was interpreted just for Ubaque Fm but throw fault put Ubaque with Gacheta channels. Faults look vertical according to seismic.
Trap	Expected	Final result
Reservoir	Expected Guadalupe Fm (12717 MD) 280 ft Une Fm (12209 MD) 352 ft	Final result Guadalupe Fm (12300MD) 300 ft. Clean sands with decreasing grain trend, cylinder shape, most sandstones have 100% tar. Gas manifestations were observed associated with sandstone layers, the maximum observed was 7725 ppm, with methane to pentane chromatography Ubaque Fm (13190MD) 360 ft. oil: 37% API. Clean sands, 94% BSW, Water of 13000 ppm chloride. Crude of 36.6° API. Gas 1394 ppm
Seal	Clay from the base of Mirador, 20 ft of thickness: Guadalupe Fm Shales of the formation Gacheta, numerous intra Gacheta channels can affect the side seal of the Fm Une (Petrobras 12' Th. shales Gacheta - Une Fm)	Paleozoic
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.	
Migration and Timing	There are hydrocarbon shows in with DST in Gacheta and Ubaque Fm with 37° and 36° API	



Seal	Expected Antithetical closed by subvertical antithetical fault NNE-SSW	Final result Mirador, Guadalupe and Gacheta don't have trap Gacheta: ?
Reservoir	Mirador Fm (12512' MD), 205 ft Gacheta Fm (12792' MD) 47ft	Mirador Fm (12350MD) 310ft. Approx. TOC: 0.3%, sand intercalations with shales, most sandstones have 100% tar impregnation, gas 7725 ppm (taken from: "Informe Final_resultados_Katmandu1") Gacheta Fm (12780MD) 410 ft. Dirty sands, intercalations with fine shales, general decreasing grain trend, TOC Values: 3.7-0.4-0.6 from base to top. Crude of 36° API, BSW: 0 a 0.5%, the base sandstones presented the best hydrocarbon shows of the well, 100% of light to dark brown oil impregnation, gas: 4250 ppm
Seal	Vertical seal Shales Carbonera C8 (Geopark): Mirador Fm Gacheta intra sales for Gacheta	

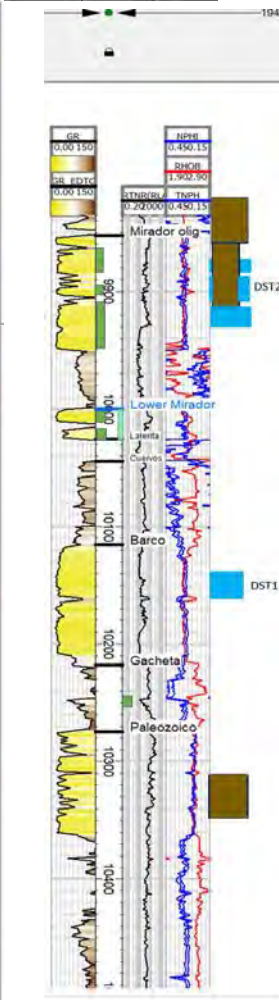
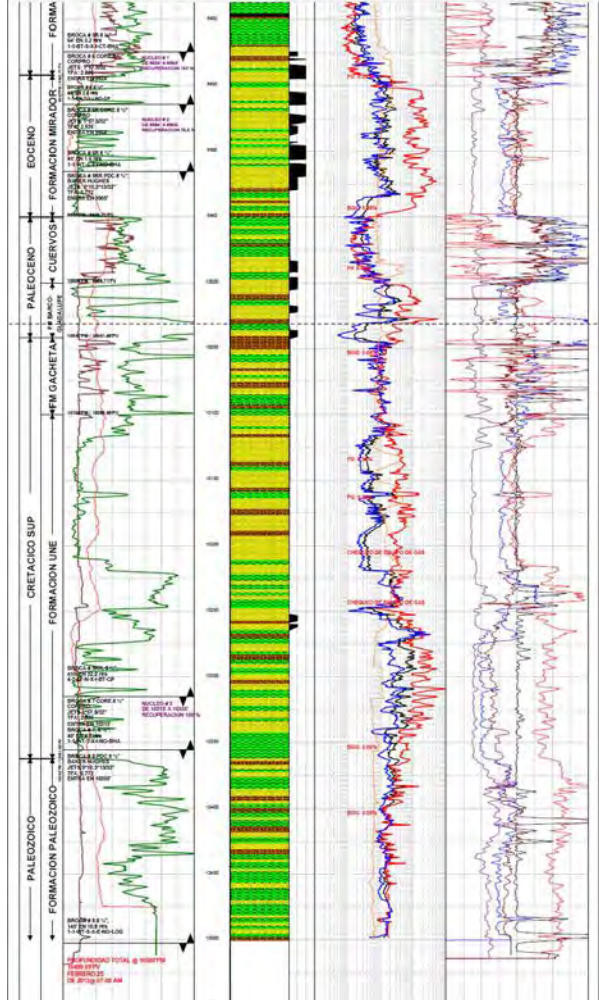
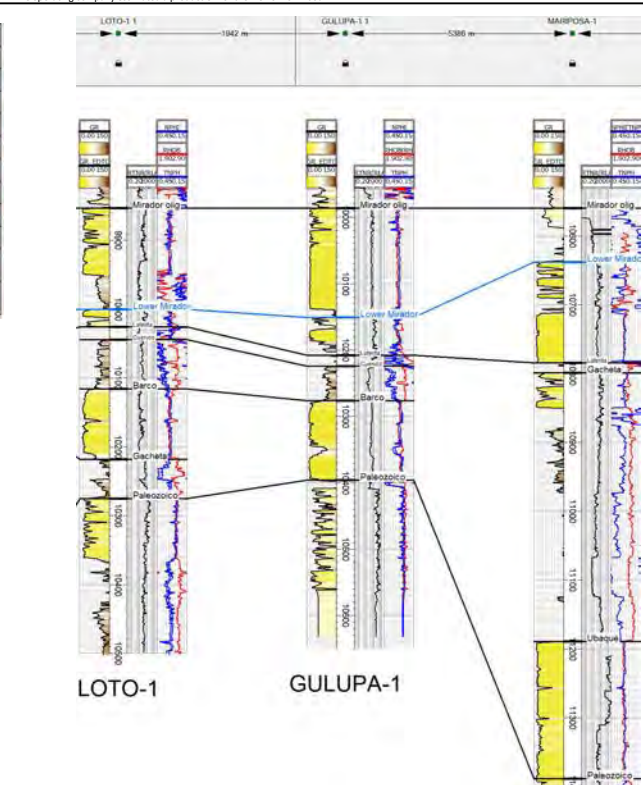
The structural trap just affected at Une Fm (Ubaque fm Gpk). the fault jump is not enough to have an effective seal. In addition, it was left against the intracanals of the Fm Gacheta that could also facilitate the migration (?). We interpreted Mirador Fm instead of C9 and C10. We name Ubaque formations at the zone they name Une Formations. The fault just affected Une Fm (Ubaque) and that Formations don't have enough oil, the oil can migrate because of intrachannels in seal Formations. Fault jump is 50 ft. Gacheta had good TOC values, but trap didn't exist for that formation.



Loto-1 well, Llanos Basin CPO-5 Block, Colombia		Loto-1 well, Exploratory well A3-B3, Post Drill			
General Information		Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Loto-1 well was drilled by ONGC VIDESH (70%) and Petrodrado Energy (30%) in 2013		Main: Mirador	January 22, 2013	Report	GeoPark tops
The main objective was the Mirador and Guadalupe formations, and the Une Fm as a secondary objective. The well was cored in three intervals (9824-9864;9864-9905;10345-10355ft). The well reached a total depth of 10,500 ft until the Paleozoic.		Secondary: Guadalupe Fm Une	February 25, 2013	Dst1: Fm Une (10138-10150ft) BSW 100%Water Dst2: Fm Mirador (9870-9882; 9896-9902; 9912-9926 ft) BSW %99	Barco Mirador
Well completed as an oil producing well for the Lower Mirador Fm					
Critical risk elements - Post Drill					
Key Data	The well productivity index is calculated as 1.38 bbl/d/psi under ideal conditions, while the current PI is 0.35 bbl/d/psi resulting in 26% flow efficiency. Production in 79 hours was 8125 barrels of liquidity, of which 10.4% were oil and 89.6% water Fm Mirador. The well was cored in three well intervals C1 (9824-9864 ft) C2 (9864-9905 ft) C3 (10315-10355 ft). Cumulative oil production was 0.006474 MMbbl taken from IHS report				
	 				
Trap	Expected	Structural trap with one way closure against faults			
	Final result	Structural trap with one way closure against faults, a notable distortion is evident in the contours of the structural map, additionally seen in the seismic which allows to demonstrate the presence of faults			
Reservoir	Expected	Top of the Mirador Fm 9842 ft with a total thickness of 106 ft The sands of the Mirador Barrels Fm collected in the tested intervals were 800-1000 bopd with an API of 14.4°-16.8° Phie 20% and Sw 35%.			
	Final result	Top of the Mirador Fm 9854 ft with a total thickness of 199 ft Top of the Guadalupe Fm 10000 ft with a total thickness of 42 ft Sands from Fm Guadalupe in the interval (10010-10020ft) presented a Phie of 18% and a Sw 60%			
Seal	Vertical seal corresponding to member C8 of the Carbonera Fm for the Mirador Fm				
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.				
Migration and Timming	HC manifestations occurred in the formations of interest				
Summary					
Reservoir (Secondary)	Top of the Fm Barco 10115 ft with a total thickness of 103 ft		Fm Ubaque is not present, paleozoic sands		
	Sands from Fm Une 10100 ft with a total thickness of 262 ft Fm Une Phie 20% and Sw 65%		Fm Cuervos acts as the vertical seal of the Fm Barco		
Seal	Fm Cuervos acts as the vertical seal of the Fm Barco				
 					

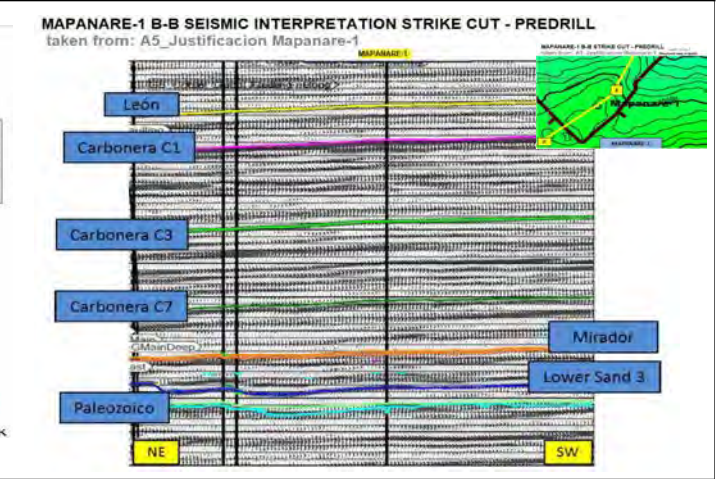
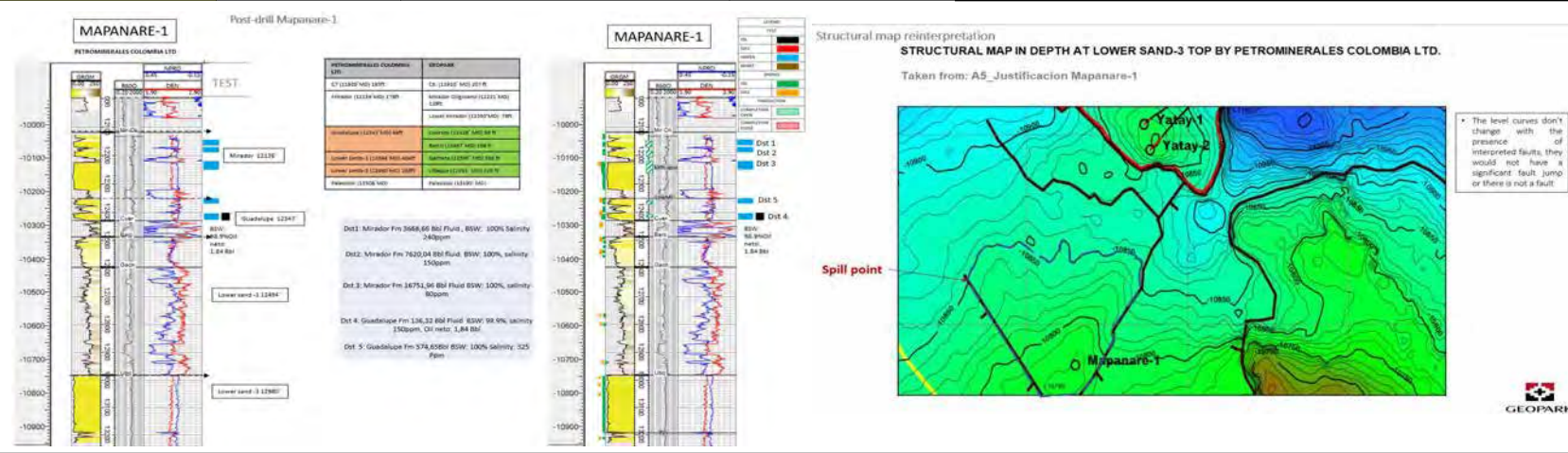
Fecha	tipo de prueba	Intervalo	Formacion	Tasa de fluido bbl/d	BSW %	Tasa de aceite bbl/d
3/04/2013	ESP	(9870-9926)	Mirador	2,795.68	100	0
3/04/2013	ESP	(9870-9926)	Mirador	2,519.96	96.6	87.7
4/04/2013	ESP	(9870-9926)	Mirador	8125.44	89.6	1015.88
5/04/2013	ESP	(9870-9926)	Mirador	8939.84	93.9	963.96
12/04/2013	Nitrogeno	(9912-9926)	Mirador	2675	0	0
13/04/2013	Nitrogeno	(9912-9926)	Mirador	1785	0	0
14/04/2013	Nitrogeno	(9912-9926)	Mirador	1915	0	0
14/04/2013	Nitrogeno	(9896-9902)	Mirador	2802	100	300
14/04/2013	Nitrogeno	(9896-9902)	Mirador	2839	97	888
14/04/2013	Nitrogeno	(9896-9902)	Mirador	2924	96	400
16/04/2013	Bomba de ch	(9870-9882)	Mirador	1368	50	33
19/04/2013	Bomba de ch	(9870-9882)	Mirador	1592	58	29
19/04/2013	Bomba de ch	(9870-9882)	Mirador	1443	98	31
21/04/2013	Bomba de ch	(9896-9902)	Mirador	3542	97.7	121
21/04/2013	Bomba de ch	(9896-9902)	Mirador	1944	83.3	322
21/04/2013	Bomba de ch	(9896-9902)	Mirador	1728	87.3	241
22/04/2013	Bomba de ch	(9896-9902)	Mirador	1694	92.5	139
23/04/2013	Bomba de ch	(9896-9902)	Mirador	2159	94.1	147
23/04/2013	Bomba de ch	(9896-9902)	Mirador	1352	93.3	121
23/04/2013	Bomba de ch	(9896-9902)	Mirador	2025	92.7	104

TEST	SHOWS	PRODUCTION
OIL	OIL	OPEN
GAS	GAS	CLOSE
WATER		
HEART		
COMPLETION OPEN		
COMPLETION CLOSE		



Mapanare-1, Ulanos Basin, Colombia			Mapanare-1 well, Exploratory well A3, Post Drill		
General information The Mapanare-1 well was drilled by Petrominerales Colombia Ltd, on 2012			Targets Main: Lower sands-3 (Ubaque) Formation		Result Plugged and Abandoned C-3
Guatiquia block Cabuyaro- Meta TD: 13370'			Spud date /Finish date 2012-10-02		
It had a depth of 13370' MD and was drilled until the Paleozoic, directional well type "J", Mapanare-1, with the main objective of testing liquid hydrocarbons in the Lower Sands-3 Formation. It was possible to identify the presence of a Faulted Anticline type structure with SW-NE strike and NW-SE dip. The final result of the well was dry, it is considered that the searched trap is not present. DST 4: BSW 98.9%, Oil neto: 1.84 Bbl for Mirador Fm			Testing		
Critical risk elements - Post Drill			Report		
GeoPark tops			DST 1: Mirador Fm, 12150' -12170' & 12185' -12203' 3668,66 Bbl Fluid, BSW: 100% Salinity 240ppm Mirador Fm DST 2: Mirador Fm, 12150' -12170' & 12180' -12203' 7620,04 Bbl Fluid, BSW: 100%, salinity 150ppm Mirador Fm DST 3: Mirador Fm, 12224' -12240' 14751,96 Bbl Fluid BSW: 100%, salinity 80ppm Mirador Fm DST 4: Guadalupe Fm, 12408' -12413' -136,32 Bbl Fluid BSW: 98.9%, salinity 150ppm, Oil neto: 1.84 Bbl Mirador Fm, Lower DST 5: Guadalupe Fm, 12362' -12367' 574,65 Bbl BSW: 100% Salinity 325 Ppm Mirador Fm		

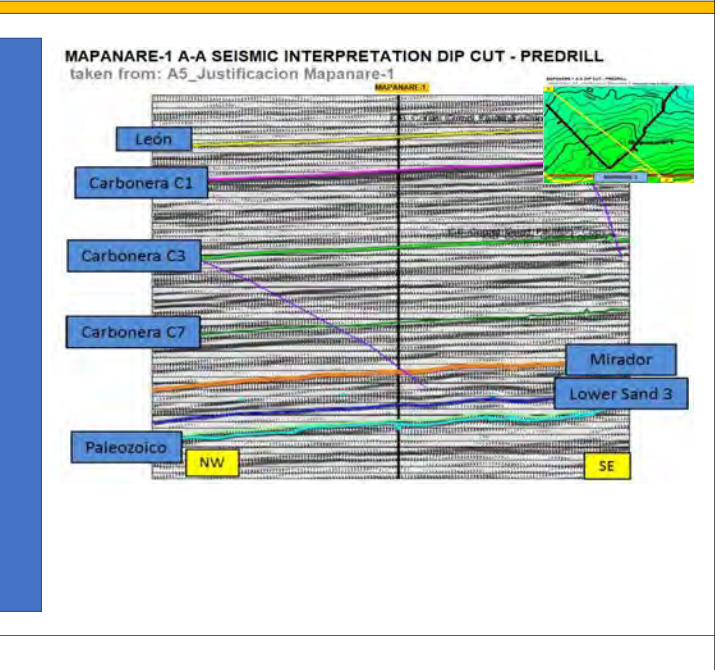
Key Data	Expected	Final result
Trap	Faulted Monocline, dipping in a NW-SE direction and a predominant strike SW-NE	They put faults on structural maps but the level curves don't change between the basement, according the faults are not seen in seismic either
Reservoir	Lower Sands-3 (12980' MD) 268ft	Ubaque 12980 MD 330 ft: Sands with API values of 20, regular reservoir properties, fair porosity, poor oil shows, porosity (15-20%), oil traces 10%, gas background 0.01%, max resistivity value: 30 ohm
Seal	Vertical seal, shales of LSI (Gacheta GPK) for Lower sand 3 (Ubaque GPK)	
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.	
Migration and Timing	There was oil traces by DST at Mirador Fm lower, and oil and gas shows for Mirador, Barco, Ubaque and Paleozoico	



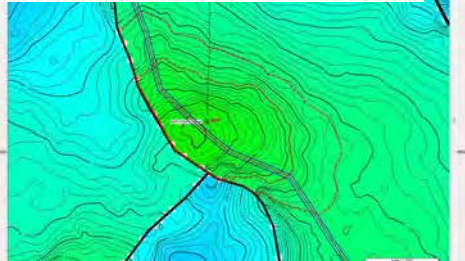
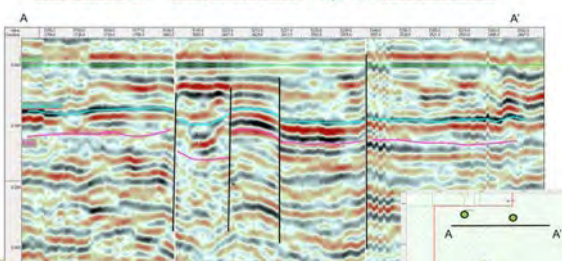
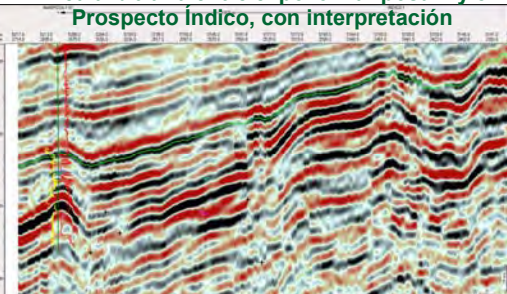
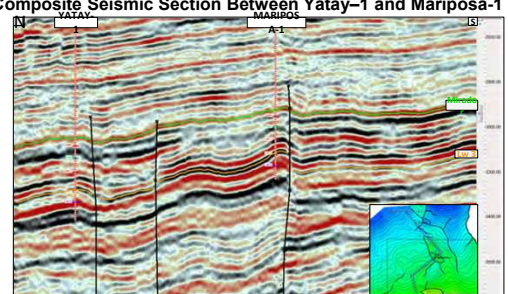
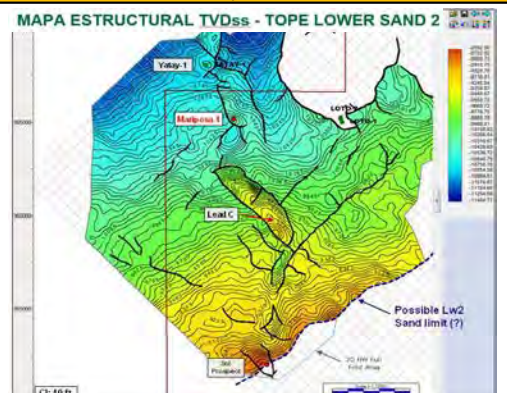
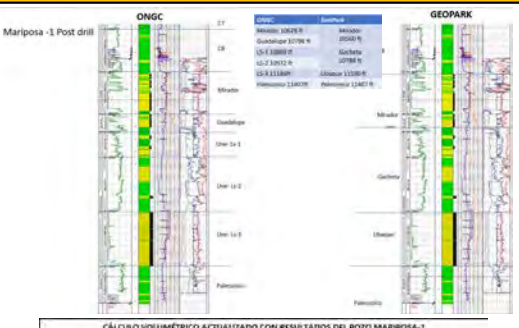
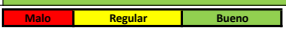
Trap	Faulted Monocline, dipping in a NW-SE direction and a predominant strike SW-NE	They put faults on structural maps but the level curves don't change between the basement, according the faults are not seen in seismic either
Reservoir	Mirador Fm (12136' MD) 178ft	Mirador Fm: 12120 MD 300ft: Sands with very poor and poor oil shows, porosity is variable, for the base of the sands porosity improve, gas background 0.038%, Porosity 16%, max resistivity value: 100 ohm
	Guadalupe Fm (12374' MD) 94 ft	Barco Fm: 12480 MD 50ft: Good porosity, poor oil shows, 1) Porosity 12% oil traces 20%, 2) gas background 0.076% max resistivity value: 50 ohm
	Lower Sands-1 (12494' MD) 404 ft	Gacheta Fm: 12530 MD 450ft: Claystone and siltstone interbedded with sandstones, Gas background 0.12% 2) Poor oil manifestation, gas background 0.05%, Porosity 16%, max resistivity value: 20 ohm
	Paleozoico	Paleozoico: sands with oil and gas shows, at east 30 ft, max resistivity value: 30 ohm
Seal	Shales of the C8, 280 ft for Mirador Fm Shales of Mirador Fm for lower Mirador 70 ft of thickness of Cuervo Fm for Lower sand 3 (Barco GPK)	

Map and seismic from geopark

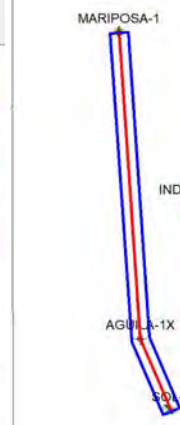
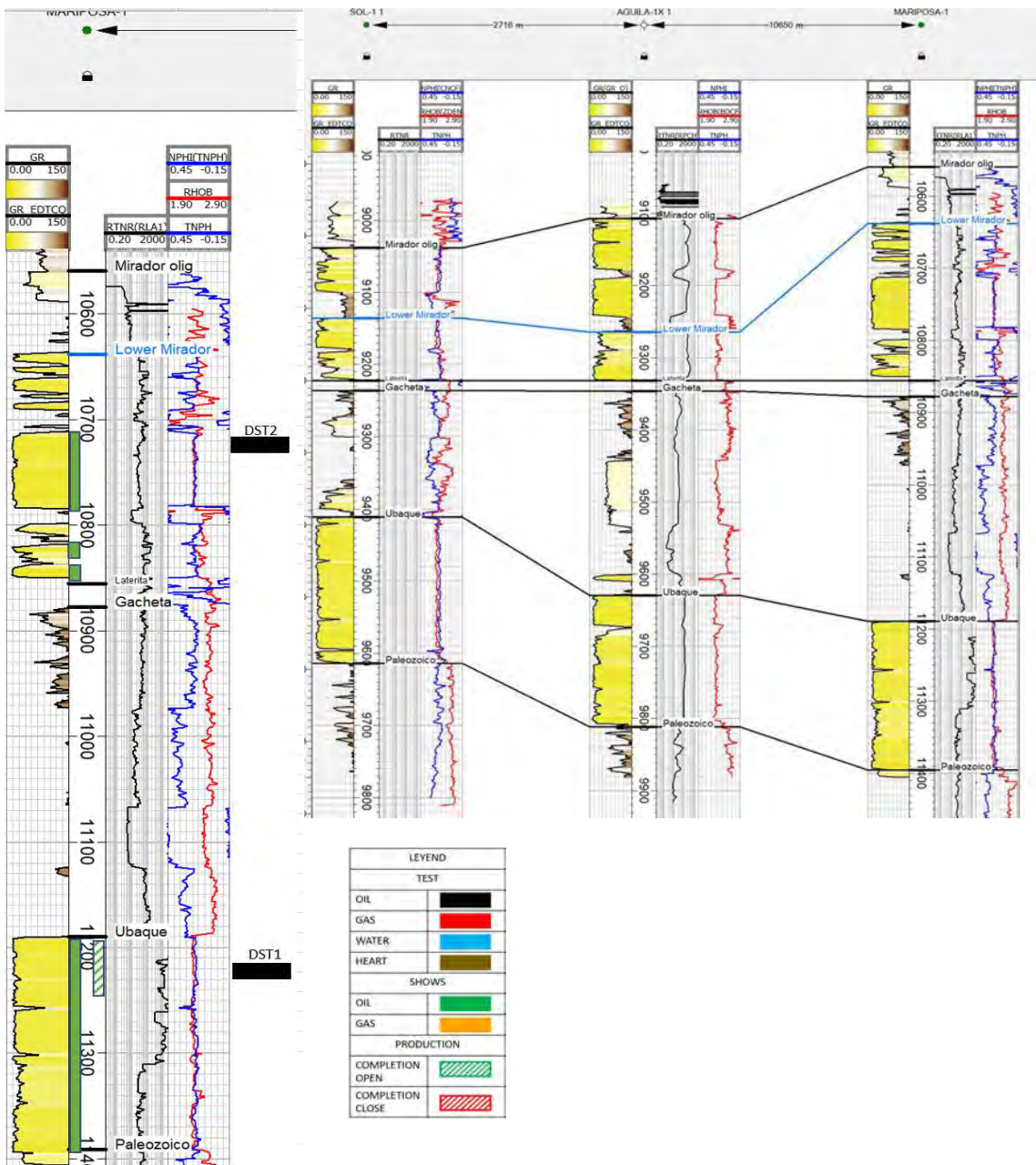
According to the structural map reinterpreted faults expected by Petrominerales aren't presents, The targets don't present trap
All the reservoirs present good petrophysical characteristics.



Poor
 Regular
 Good

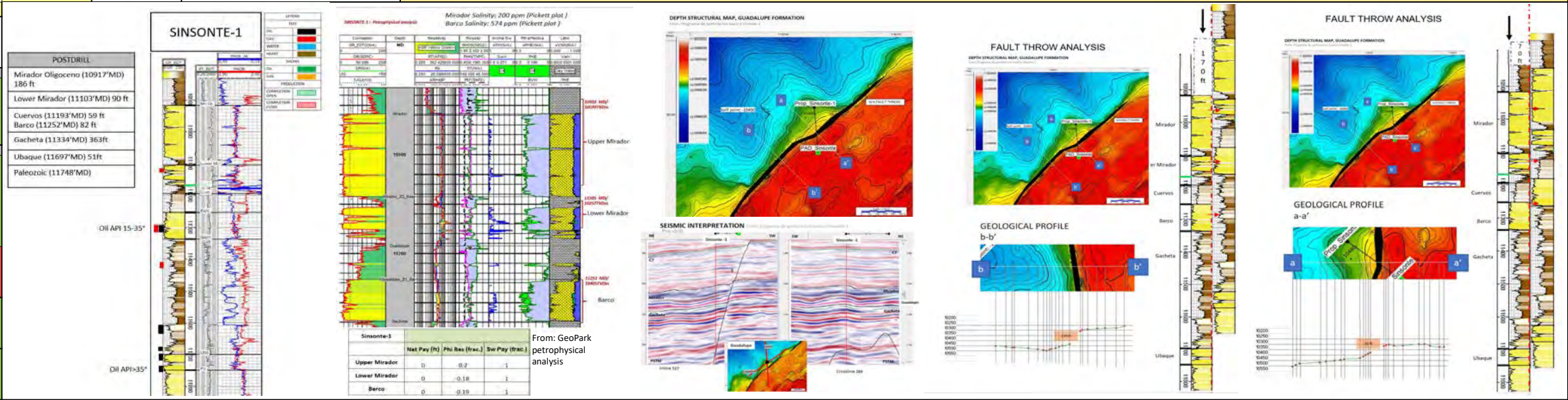
Información General		Objetivos	Fecha inicio /Finalización	Testing	Resultados
El pozo Mariposa-1 fue perforado por ONGC-VL en el 2017		Principal: LS-3 (Fm Ubaque)	Marzo 24, 2017	Reporte	Pozo culminado como productor de aceite para la Fm Ubaque
El pozo Mariposa-1 fue un pozo exploratorio perforado por la compañía ONGC-VL en el año 2017. Como objetivo principal tenía encontrar la trampa estructural perteneciente a la formación LS-3 (Ubaque) y como objetivos secundarios tenía encontrar las formaciones LS-1, Guadalupe y Mirador. El pozo alcanza una profundidad total de 11556 Ft hasta el paleozoico.		Secundario: LS-1 (Barco-Guadalupe) formaciones Guadalupe y Mirador	Abril 26, 2017	Dst 1: Fm LS-3: porosidad 19% SW 10% Dst 2: Fm LS-1, Mirador, Guadalupe dos picos de gas de 4499ppm y 10721ppm asociados a shows pobres de aceite	
Elementos críticos de riesgo - Post Drill					
Datos Clave	El pozo produjo una tasa promedio de 3864 bopd (flujo natural), productor de crudo de 40.5°API. El estudio de PUB dio una permeabilidad de 1126md para la LS-3. El índice de productividad del pozo fue de 150.5 bbl/d/psi en condiciones ideales (sin daño), en condiciones reales fue de 18.06 bbl/d/psi. El índice de productividad total del pozo fue de 79339 bpd. producción de petróleo acumulado hasta el año 2018, 1.268268 MMbbl		Mapa estructural Nueva Versión TVDss - Tope Fm Une 		Línea arbitraria Este - Oeste, horizontalizada al tope de la Formación Mirador 
	Trampa	Esperado: Trampa estructural de cierre en tres direcciones contra falla normal mapeada con sísmica 2D y 3D Resultado Final: Trampa estructural combinada de cierre en tres direcciones contra falla inversa mapeada con sísmica 2D y 3D			
Reservorio	Esperado: El reservorio principal buscado fue encontrado (LS-3) Tope de la FM 11186 Ft con un espesor total de 221 ft con buenas características petrofísicas, presentando HC en las zonas arenosas de la formación con un índice de productividad promedio de 150.5bbl/d, índice de porosidad efectiva del 21% y permeabilidad de 1126 md. Se encontró una columna de 120 ft de HC. Resultado Final: Tope de la FM Ubaque encontrado a 11190 ft con un espesor total de 217 ft, arenas limpias con algunos niveles de arcillas	Línea arbitraria entre el pozo Mariposa-1 y el Prospecto Índico, con interpretación 		Composite Seismic Section Between Yatay-1 and Mariposa-1 	
Sello	Esperado: Sello lateral y vertical buenos. Se consideran los shales de la Fm LS-2 (Fm Gacheta) como sello lateral y vertical para el reservorio principal				
Roca Generadora	La principal roca generadora es La Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca				
Migración y Timming	Buenos shows de HC y de gas presentes en las formaciones de interés, principalmente en el intervalo 11200-11400 ft perteneciente a la Fm LS-3				
Summary					
Reservorio (secundario)	Tope de la Fm a 10628 ft con un espesor de 170 ft Arenas de la Fm Mirador con características petrofísicas buenas, con manchamiento visible de aceite, las manifestaciones de aceite fueron clasificadas como pobres.	Tope de la Fm Mirador encontrado a 10560 ft con un espesor total de 228 ft, arenas con intercalaciones de arcillas	MAPA ESTRUCTURAL TVDss - TOPE LOWER SAND 2 		Mariposa-1 Post drill 
	Se encontraron 77 ft de Arenas de la Fm Guadalupe tope 10798ft. Características petrofísicas regulares-buenas, arenas sucias por la presencia de arcillas. Se presentan manchamientos de aceite en puntos.	Tope de la Fm Gacheta encontrado a 10788 ft con un espesor total 402 ft, predominio de arcillas, y presencia de arenas en menor medida con manchamiento de HC			
sello	Arenas de la Fm LS-1 se presenta con características petrofísicas regulares, arenas sucias evidenciadas por el incremento en el Gamma ray, manifestaciones de aceite calificadas como pobres. Tope de la Fm 10869 ft con un espesor de 103 Ft		Shales del miembro C8 de la Fm Carbonera para la Fm Mirador		
	Shales del miembro C8 de la Fm Carbonera para la Fm Mirador				

El salto de la falla para la Fm LS-2 (Gacheta) fue de 250 ft. la estructura no se presenta en la Fm mirador debido a que la falla no alcanza esta Formación



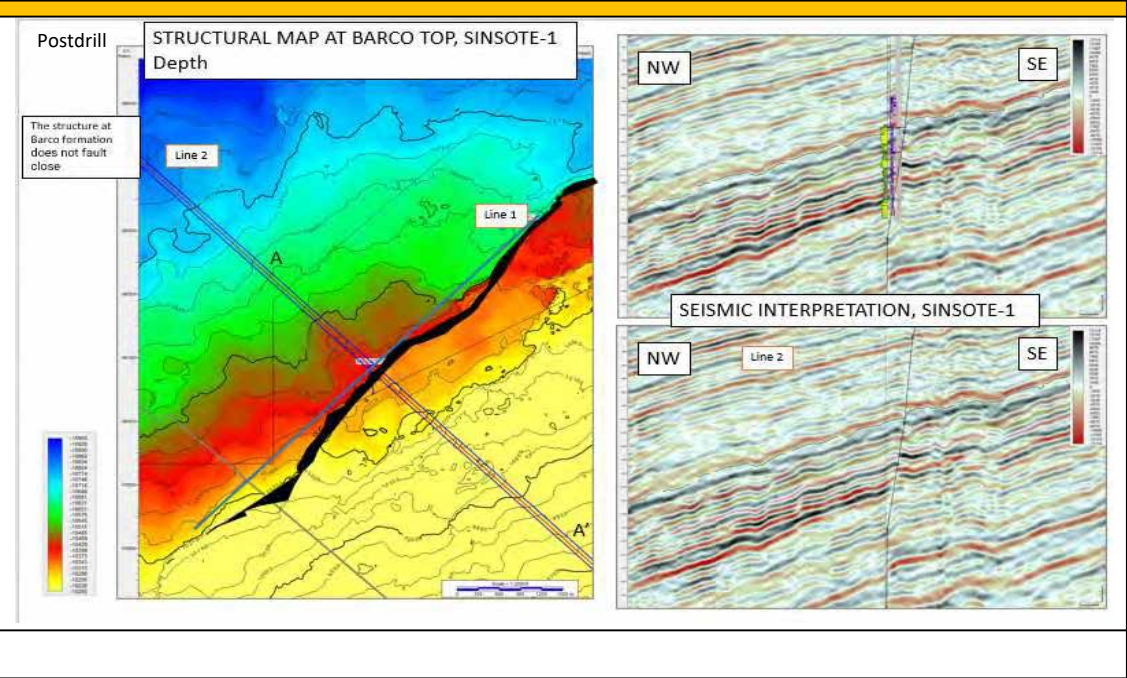
Sinsote-1 Llanos Basin , Colombia			Sinsote-1 well , Exploratory well A1 , Post Drill			
General information			Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Sinsote-1 well was drilled by GEOPARK			Main: Guadalupe Fms	10-abr-17	Report	Plugged and abandoned C3
Llanos 34 Block	Villanueva- Casanare	TD 11903'		20-abr-17	tests are not reported	
According with 4CR Form the searched trap was a faulted anticline. The synthetic normal fault that controls the eastern closure presents great variations in the throw or rejection along it. Target Formation (Barco) was found with good reservoir properties and oil shows			Secondary: Mirador, Gacheta and Ubaque Fms			

Key Data	The fault that closes the trap presents variation in the fault throw , to the south the fault throw is greater, to the north it reaches a minimum of 50 ft	
Trap	Expected Faulted Anticline associated to sintetic fault, relief of 60 ft	Final result Faulted Anticline associated to sintetic fault, fault throw (less than 80 ft) is not enough to generate an effective seal.
Reservoir	Expected Guadalupe (11283'MD) 161 ft:	Final result Barco (11252'MD) 82 ft: Sand package with hydrocarbon shows, good petrophysical properties, average pore pressure 8.11 lpg, max resistivity value: 100 ohm
Seal	Shales from Cuervos Fm : Barco Fm. The laterite is present and can act like a seal but the lateral juxtaposition connected sands with sands	
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin	
Migration and Timming	There are oil shows on Mirador, Barco and Ubaque Fms	



Trap	Faulted Anticline associated to sintetic fault	For Mirador Fm fault throw is not significant For Gacheta and Ubaque Fms we need maps for identified the fault
Reservoir (Secondary)	Mirador (10917'MD) 258 ft:	Mirador Oligoceno (11917'MD) 196ft: sand packs with hydrocarbon shows, according to density and neutral curves, good petrophysical reservoir characteristics, max resistivity value: 200 ohm Lower Mirador (11103'MD) 90 ft : Layers of sand interspersed with muds, appear dirtier, max resistivity value: 500 ohm
	Gacheta (11421'MD) 325 ft:	Gacheta (11334'MD) 363 ft: Intercalations of sand and shale, Good permeability, hydrocarbon shows, max resistivity value: 2000 ohm
	Ubaque (11697'MD) 51ft:	Ubaque (11697'MD) 51ft: sand pack, good reservoir features, sandstone packages, with local intercalations of clay, siltstone, traces to traces of hydrocarbons, max resistivity value: 20 ohm on sands
	Paleozoic:	Paleozoic: (11748'MD) :80 ft. Sands, at the top, some hydrocarbon shows, max resistivity value: 100 ohm
Seal	Shales from Carbonera CB, Mirador Gacheta intraformation shales : Gacheta Fm Gacheta intraformation shales : Ubaque Fm the lateral juxtaposition connected sands with sands	

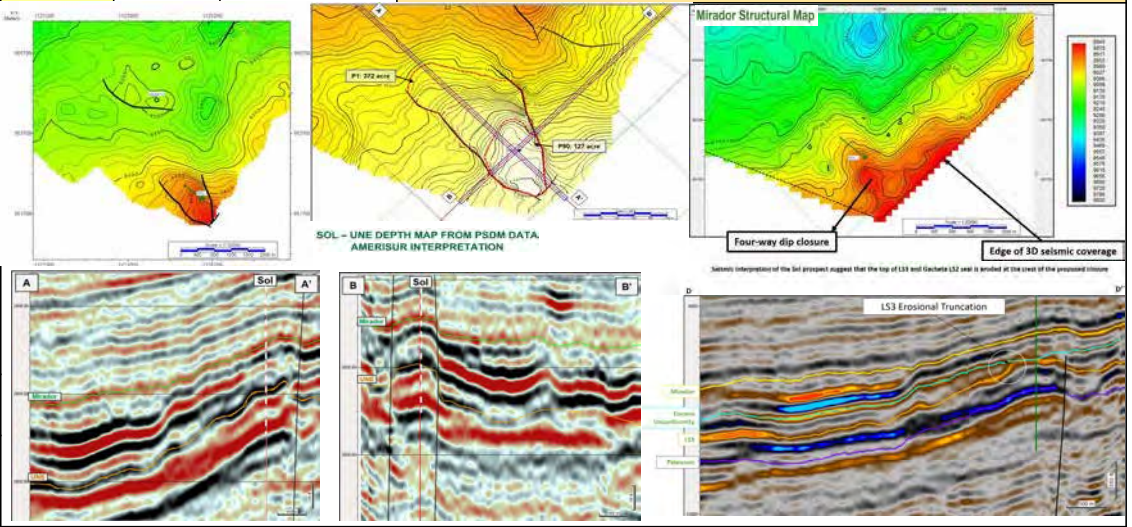
→ Hydrocarbon shows were found in the formations of interest
 → Reservoirs have good petrophysical properties (Barco Fm)
 → There is fault but its throw is not enough to be effective seal (Sands with sands contact) in some parts for Barco Fm.
 → For Mirador Fm fault throw is not significant
 → For Gacheta and Ubaque Fms we need maps for identified the fault



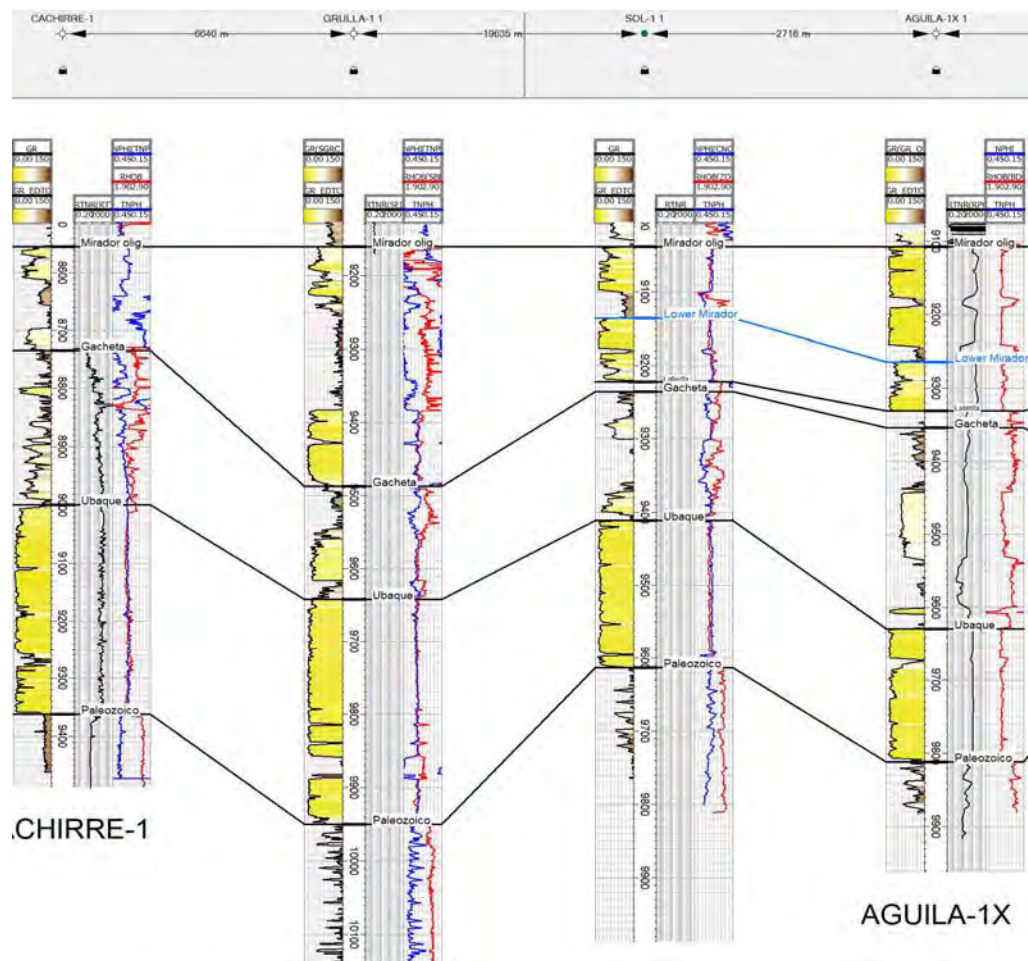
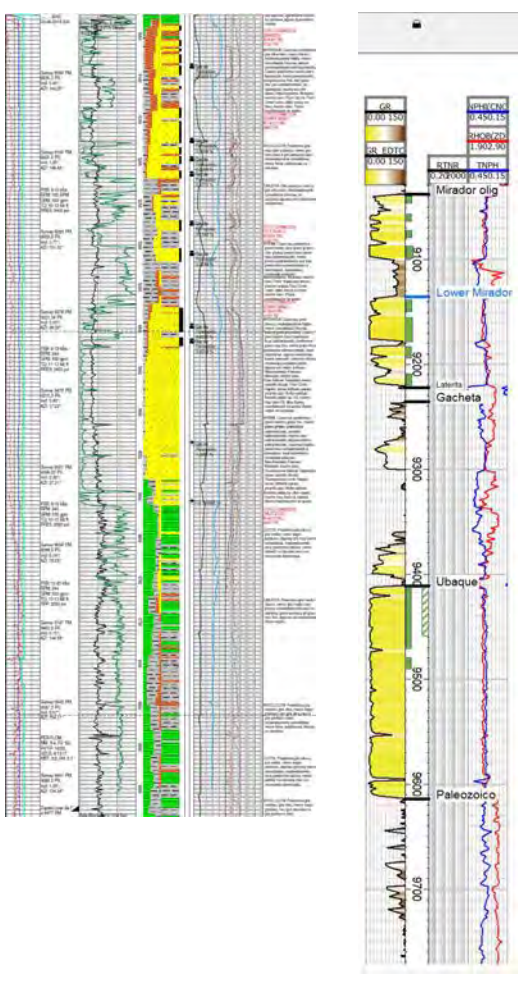
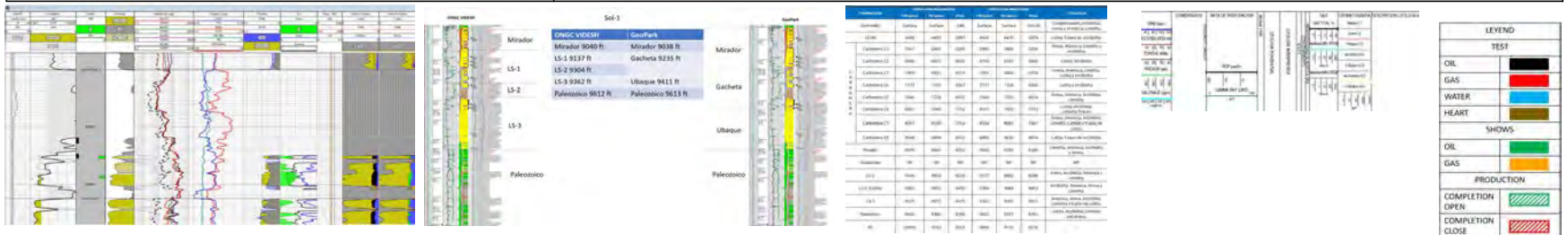
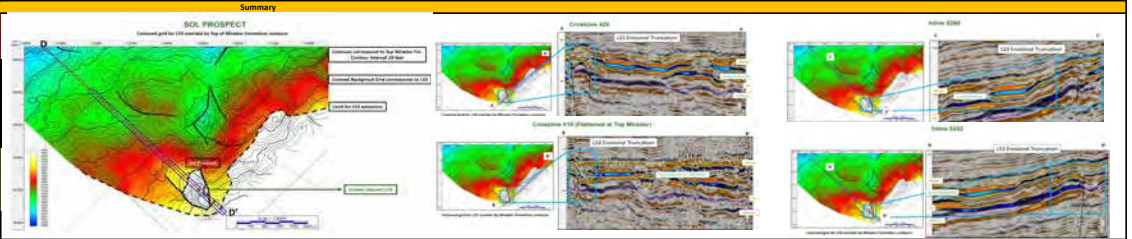
Poor Regular Good

Información General	Objetivos	Fecha inicio /finalización	Testing	Resultados
El pozo Sol-1 fue perforado por ONG Videsh LTD. En 2019	Principal: Fm LS-3 (Ubaque)	Mayo 11, 2019	Reporte: Topos Geopark	pozo culminado como productor de aceite para la Fm Ubaque
El objetivo primario del pozo es explorar el potencial de hidrocarburos en la Fm LS-3 (Lower Sand-3) y como objetivo secundario las arenas de la Formación Mirador. El pozo alcanzó una profundidad total de 9986 ft hasta el Paleozoico	Secundario: Fm Mirador	Junio 17, 2019	No se encontró registro	

Elementos críticos de riesgo - Post Drill					
Datos Clave	trampa estructural de cierre de cuatro direcciones en la parte superior de Mirador Fm. con un cierre estructural de aprox. 30 acres y 25 pies de relieve estructural. Recursos prospectivos potenciales máximo 300,000 barriles. La ubicación propuesta para el pozo Sol-1X no probará adecuadamente el cierre de cuatro Direcciones mapeado en el prospecto Sol. Producción acumulada de petróleo				
Trampa	<table border="1"> <tr><th>Esperado</th><th>Resultado Final</th></tr> <tr><td>Trampa combinada anticlinal/fallado/estratigráfica erosión Fm LS-3</td><td>Trampa estructural cierre en una dirección contra fallas, anticlinal fallado en ambos flancos (Ubaque)</td></tr> </table>	Esperado	Resultado Final	Trampa combinada anticlinal/fallado/estratigráfica erosión Fm LS-3	Trampa estructural cierre en una dirección contra fallas, anticlinal fallado en ambos flancos (Ubaque)
Esperado	Resultado Final				
Trampa combinada anticlinal/fallado/estratigráfica erosión Fm LS-3	Trampa estructural cierre en una dirección contra fallas, anticlinal fallado en ambos flancos (Ubaque)				
Reservorio	<table border="1"> <tr><th>Esperado</th><th>Resultado Final</th></tr> <tr><td>Topo de la Fm LS-3 9362 ft con un espesor total de 250 ft. Arenas de la Fm LS-3 presentan características petrofísicas buenas, muestran un incremento en el gas promedio y mostrando una disminución en el gamma ray, areniscas con manchamiento visible de petróleo. Muy buena manifestación de aceite en los intervalos (9373-9407 y 9411-9421ft)</td><td>Topo de la Fm Ubaque 9411 ft con un espesor total de 202 ft</td></tr> </table>	Esperado	Resultado Final	Topo de la Fm LS-3 9362 ft con un espesor total de 250 ft. Arenas de la Fm LS-3 presentan características petrofísicas buenas, muestran un incremento en el gas promedio y mostrando una disminución en el gamma ray, areniscas con manchamiento visible de petróleo. Muy buena manifestación de aceite en los intervalos (9373-9407 y 9411-9421ft)	Topo de la Fm Ubaque 9411 ft con un espesor total de 202 ft
Esperado	Resultado Final				
Topo de la Fm LS-3 9362 ft con un espesor total de 250 ft. Arenas de la Fm LS-3 presentan características petrofísicas buenas, muestran un incremento en el gas promedio y mostrando una disminución en el gamma ray, areniscas con manchamiento visible de petróleo. Muy buena manifestación de aceite en los intervalos (9373-9407 y 9411-9421ft)	Topo de la Fm Ubaque 9411 ft con un espesor total de 202 ft				
Sello	shales de la Fm Gacheta actúan como sello para la Fm Ubaque				
Roca Generadora	La principal roca generadora es la Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca				
Migración y Timming	Se presentaron muy buenas manifestaciones de HC principalmente en la Fm LS-3, buenos shows de gas y aceite en las formaciones de interés				



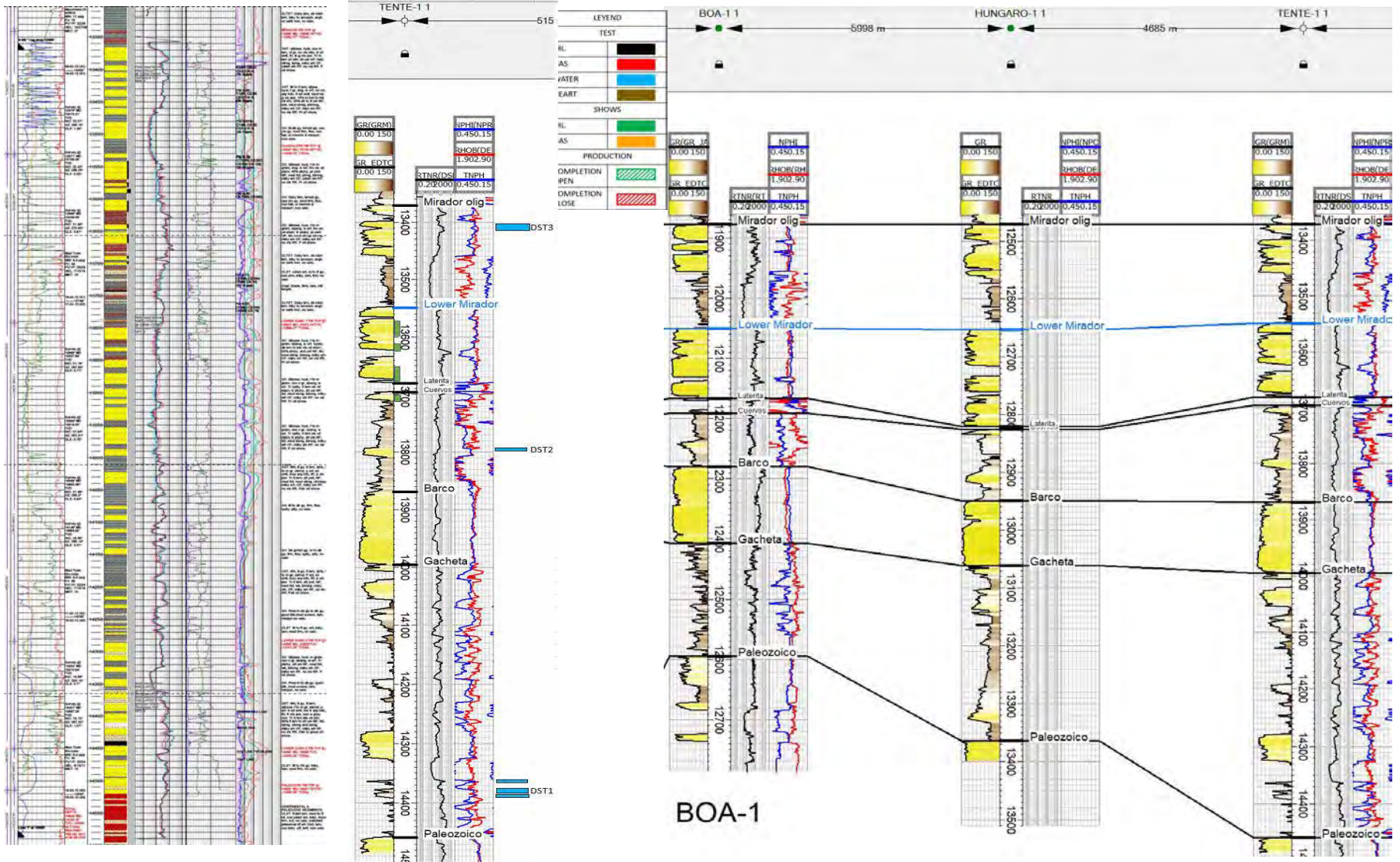
trampa	Trampa estructural cierre en una dirección contra fallas, anticlinal fallado (La falla interpretada no afectaría a la Fm Mirador lo que la deja sin estructura)				
Reservorio (secundario)	<table border="1"> <tr><th>Esperado</th><th>Resultado Final</th></tr> <tr><td>Topo de la Fm Mirador 9040 ft con un espesor total de 97 ft. Arenas de la Fm Mirador presentaron un pobre porosidad visible con manchamiento de petróleo, pobres manifestaciones de aceite</td><td>Topo de la Fm Mirador 9038 ft con un espesor total de 197 ft</td></tr> </table>	Esperado	Resultado Final	Topo de la Fm Mirador 9040 ft con un espesor total de 97 ft. Arenas de la Fm Mirador presentaron un pobre porosidad visible con manchamiento de petróleo, pobres manifestaciones de aceite	Topo de la Fm Mirador 9038 ft con un espesor total de 197 ft
Esperado	Resultado Final				
Topo de la Fm Mirador 9040 ft con un espesor total de 97 ft. Arenas de la Fm Mirador presentaron un pobre porosidad visible con manchamiento de petróleo, pobres manifestaciones de aceite	Topo de la Fm Mirador 9038 ft con un espesor total de 197 ft				
sello	Shales del miembro C8 de la Fm Carbonera para la Fm Mirador				



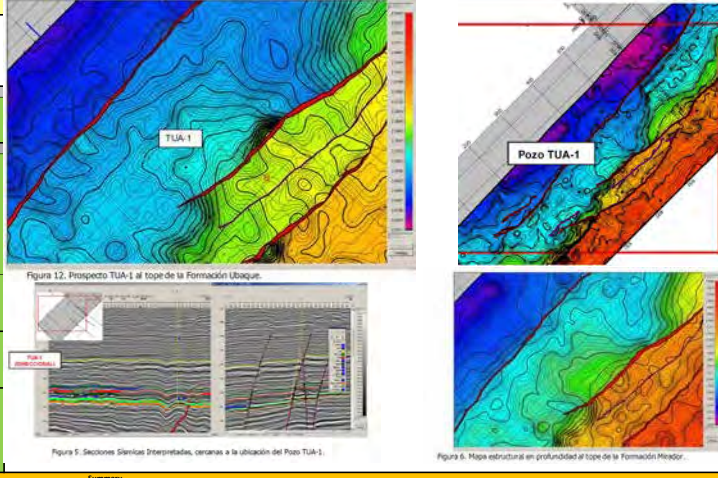
.CHIRRE-1

AGUILA-1X

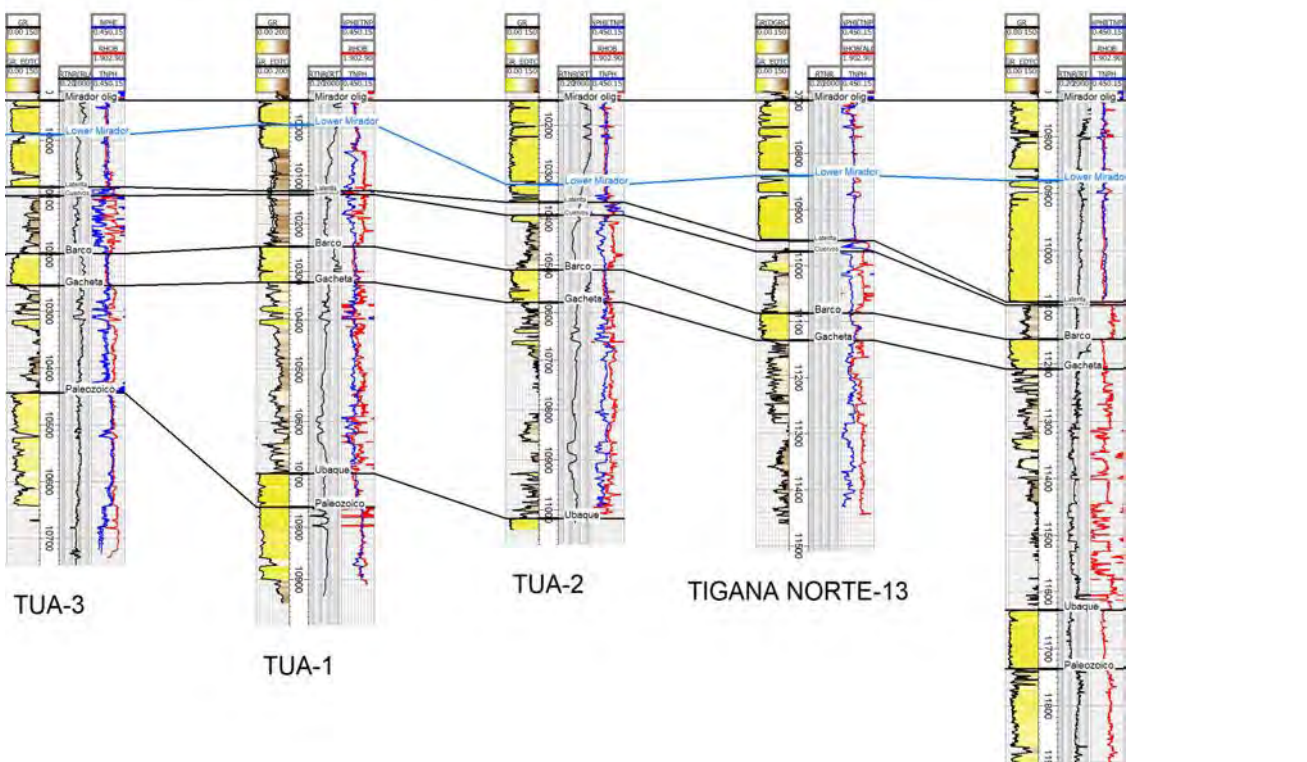
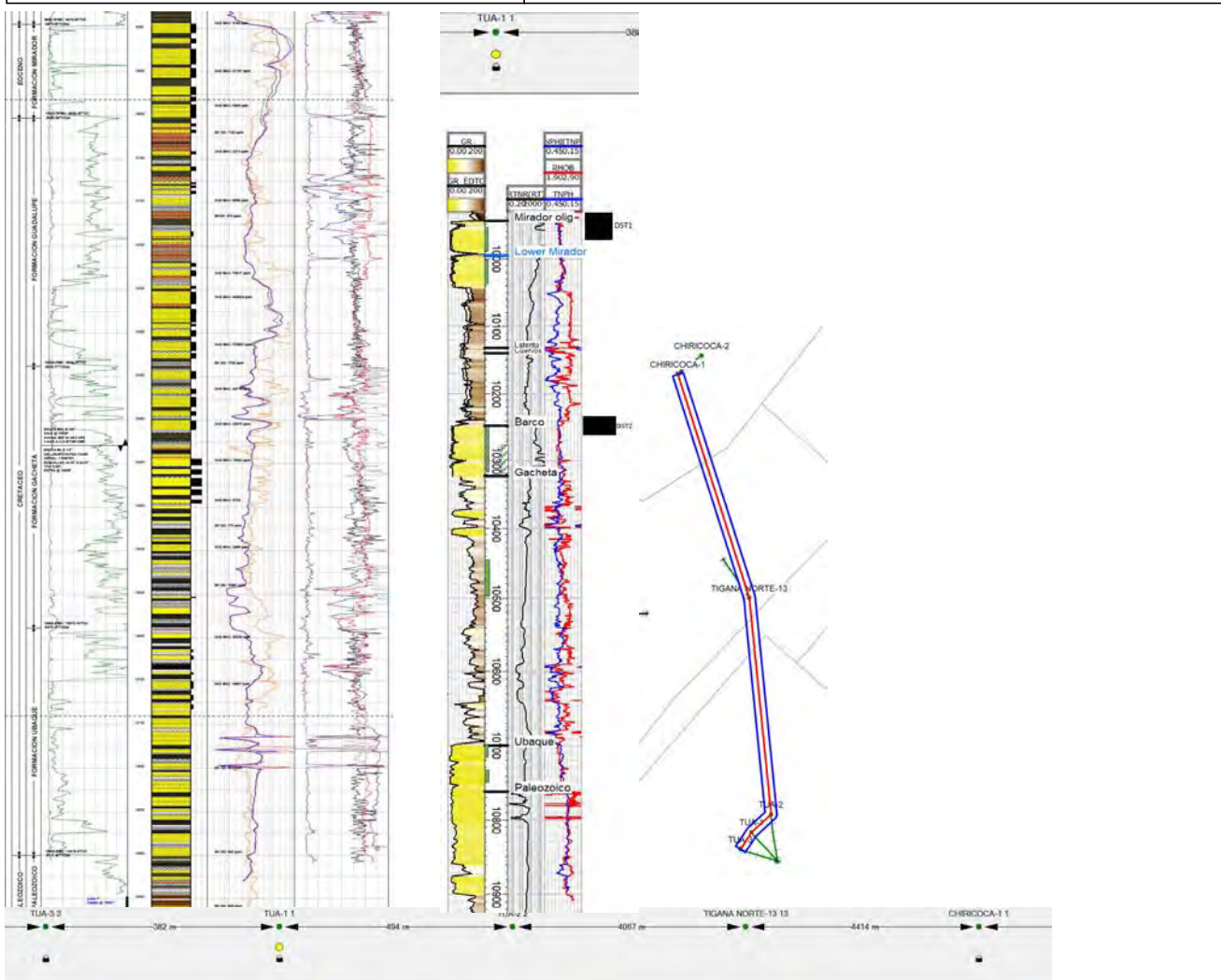
Tente-1 Cuenca Llanos Bloque Corseil NE, Colombia		Pozo Tente-1, Pozo exploratorio A3-C3, Post Drill			
Información General		Objetivos	Fecha Inicio / Finalización	Testing	Resultados
El pozo Tente-1 fue perforado por PETROMINERALES COLOMBIA LTD en 2012		Principal: Fm LS-1 (Barco-Gacheta)	Diciembre 27, 2011	Reporte Dst 1: Fm LS-2 (14361-14366;14376-14380 y 14382-14390) SW 99.98%	Pozo seco, taponado y abandonado
El pozo tenía como objetivo primario determinar la productividad de las formaciones LS-3 y LS-1 principalmente y como objetivo secundario las arenas de la Formación Mirador. el pozo alcanza una profundidad total de 14605 ft hasta el Paleozoico		Secundario: Fm Mirador, Fm Guadalupe, Fm LS-3	Mayo 18, 2012	Dst 2: Fm LS-1 (13793-13798) SW 100% Dst 3: Fm Mirador (13400 - 13410) SW 100% 300 ppm de salinidad	
Elementos críticos de riesgo - Post Drill					
Datos Clave	Se realizaron tres pruebas de producción entre el 29 de abril y el 15 de mayo con resultados negativos, lo que dio como resultado el taponamiento y abandono del pozo. Para la evaluación geológica se tomaron muestras de zanja cada 30 pies desde 40 ft hasta 12420 ft; y cada 10 ft desde 12420 ft hasta la profundidad final a 14605 ft				
Trampa	Esperado Trampa estructural (Anticlinal fallado) con dirección SW-NE y buzamiento NW-SE mapeado con sísmica 2D y 3D. Se identificaron por la empresa petrolera dos fallas a lado y lado de la estructura, que funcionarían como sello formando una estructura favorable para el entrapamiento	Resultado Final Trampa estructural con cirre en tres direcciones (Anticlinal fallado) la falla interpretada no se encuentra presente en la estructura, no se evidencia una distorsión en los contornos en el mapa estructural, lo que dejaba con poco relieve a la estructura			
Reservorio	Esperado Tope de la Fm LS-1 13801 ft con un espesor total de 485 ft Arenas de la Fm LS-3 presenta características petrofísicas buenas, aunque con regular selección lo que disminuye su permeabilidad, no presenta manchamiento, manifestaciones pobres de aceite.	Resultado Final Arenas de la Fm Barco tope 13875 ft con un espesor total de 80 ft Arenas de la Fm Gacheta, Tope de la Fm Gacheta 13955 ft con un espesor Total de 503 ft			
Sello	Arcillas de la Fm Cuervos ejercen como sello vertical de la Fm Barco Parte superior de la Fm Gacheta ejerce como sello vertical para las arenas de la Fm Gacheta				
Roca Generadora	La principal roca generadora es La Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca				
Migración y Timming	Shows de gas y aceite fueron de pobres a muy pobres en las formaciones de interés				
Reservorio (secundario)	Esperado Tope de la Fm Mirador 13366 ft con un espesor total 164 ft Arenas de la Fm Mirador presenta características petrofísicas buenas pero pobres manifestaciones de aceite.	Resultado Final Tope de la Fm Mirador 13371 ft con un espesor total de 341 ft			
sello	Shales del miembro C8 de la Fm Carbonera ejercen como sello vertical para la Fm Mirador				



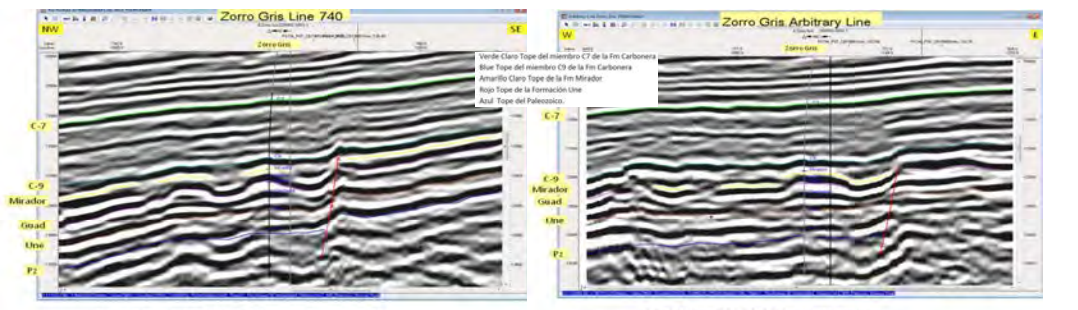
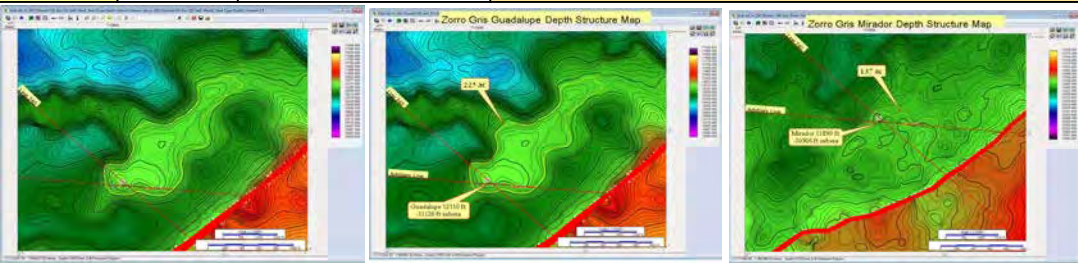
Tua-1 Well, Llanos Basin Llanos 34 Block, Colombia		Tua-1 well, Exploratory well A3, Post Drill			
General information		Targets	Spud date /Finish date	Testing	Result
The Tua-1 well was drilled by GDFPARR COLOMBIA in 2012		Main: Ubaque	May 6, 2012	Report: D511(0945-9950, 9956-9975) S1 Ropd API 16.4", 17 Bbls water D512: (10244-10263) 408 Ropd API 12.8" Gas-oil ratio 150 (pp/70)	GeoPark tops Mirador Barro
The objective of the well was to find a structural trap for the Ubaque Fm, and as secondary objectives the Guadalupe, Gacheta and Mirador Formations. The well reached a total depth of 10,986 ft until the Paleozoic.		Secondary: Guadalupe Gacheta and Mirador	11-jun-12		Well completed as an oil producer for the Guadalupe Fm (Lower Mirador)
Critical risk elements - Post Drill					
Key Data	The traces of hydrocarbons appeared from 9944 ft to 10732 ft, presenting various characteristics, in their direct fluorescence, extraction and residual oils. The fault jumps range from 100 to 120 ft, which connects the Guadalupe sands and the Gacheta clays. Accumulated oil production for the Tua-1 well was 4291391 Bbl and for the Tua field it was 2066750 Bbl.				
	Expected	Final result			
Trap	Faulted anticline associated with a synthetic fault	Anticline structural trap with three way closure against failure			
Reservoir	Expected	Final result			
	Top of the Ubaque 10700 Fm with a total thickness of 201 ft quartz sandstone levels, white, light gray, subtranslucent, very medium grained, less fine grained, grain size decreases towards the base of the unit, subrounded, presents inclusions of glauconite and pyrite, with moderate selection, scarce clay matrix, siliceous cement, consolidated locally, with poor porosity and some manifestations of poor quality hydrocarbons at the top of the unit	Top of the Ubaque Fm 10700 ft with a total thickness of 56 ft			
Seal	Clays of the Fm Gacheta act as a vertical seal for the sands of the Ubaque Fm				
Source rock	The main source rock is La Fm Gacheta, which is effective throughout the basin.				
Migration and Timing	Good shows from HC in the formations of interest. Representative gas values were recorded with full chromatography, the maximum being 51197 ppm of total gas with 13,100 ppm of C1, 3,439 ppm of C2, 2,561 ppm of C3, 3,546 ppm of C4 and 1,101 ppm of C5, the background gas is 1,152 ppm for the Mirador Fm				



Reservoir (Secondary)		Summary																					
Reservoir (Secondary)	Top of the Mirador Fm 9944 ft with a total thickness of 276 ft quartz sandstones, hyaline, very light gray to white, locally yellowish brown, subtranslucent, less translucent, fine grained, occasionally medium grained, subrounded to subangular, with good selection, no matrix or cement is observed, a visible porosity is good and they present manifestations of liquid and gaseous hydrocarbon	Top of the Mirador Fm 9944 ft with a total thickness of 196 ft	<p>LA TABLA DE MANIFESTACIONES DE ACEITE POZO TUA-1</p> <p>Tabla 1. Tipos de Formación por Profundidad, Muestra y Registro.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Profundidad (ft)</th> <th>Formación</th> <th>Muestra</th> <th>Registro</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>9944</td><td>Mirador</td><td>...</td><td>...</td></tr> <tr><td>10220</td><td>Guadalupe</td><td>...</td><td>...</td></tr> <tr><td>10242</td><td>Barro</td><td>...</td><td>...</td></tr> <tr><td>10318</td><td>Gacheta</td><td>...</td><td>...</td></tr> </tbody> </table>	Profundidad (ft)	Formación	Muestra	Registro	9944	Mirador	10220	Guadalupe	10242	Barro	10318	Gacheta
	Profundidad (ft)	Formación		Muestra	Registro																		
9944	Mirador																				
10220	Guadalupe																				
10242	Barro																				
10318	Gacheta																				
Top of the Guadalupe Fm 10220 ft with a total thickness of 90 ft fine to medium grained sandstones, occasionally coarse-grained, quartzose, hyaline, less light gray, white, subtranslucent to translucent, with poor selection, no matrix or cement is observed in them, they are friable, and with good visible porosity. Characterized hydrocarbon manifestations were observed in their top of poor quality, in their regular middle section	Top of the Fm Barro 10242 ft with a total thickness of 75 ft	Top of the Gacheta Fm 10318 ft with a total thickness of 378 ft																					
Top of the Gacheta Fm 10320 ft with a total thickness of 380 ft gradual increase of medium gray to gray claystones dark, local light yellow, blocky, moderately compact occasionally slightly silty, not calcareous. In addition, there are levels of shale medium gray, light brown, splintery, planar, silky, not calcareous, local with pyrite, interpermed with packets of quartz sandstone, white, light brown, very light gray with black shales, predominantly opaque, very fine grained, with inclusions of glauconite and white pyrite, subrounded, with good selection, no matrix is observed, the cement is siliceous, moderately consolidated to friable, moderate to poor porosity, local grade to siltstones. Towards the base of the unit, the sandstones increase in grain size to fine grain. Poor hydrocarbon manifestations are observed at the top, good in the center and at the base the manifestation is poor to traces.	Shales of the Fm Carbonera in its member C8 act as the vertical seal of the Fm Mirador The upper part of the Gacheta Fm (E8a) acts as a vertical seal for the sands of the Gacheta Fm																						
Seal																							



Pozo Zorro Gris-1, Cuenca Llanos Bloque CPO-4, Colombia		Pozo Zorro Gris-1, Pozo exploratorio A3, Post Drill			
Información General		Objetivos	Fecha Inicio / Finalización	Testing	Resultados
El pozo Zorro Gris-1 fue perforado por SK INNOVATION CO LTD. En 2012		Principal: Fm Guadalupe (Barco)	1, septiembre, 2012	Reporte DST1: (12754-12768; 12702-12708) Fm Ubaque Agua de formación y trazas de petróleo de 34°API.	Ubaque
Se perforó para evaluar el posible potencial de hidrocarburos en areniscas de la Formación Mirador del Terciario y de las Formaciones Guadalupe y de la del Cretáceo. Secundariamente se tuvo como objetivo probar el potencial en areniscas de las Unidades C-7 y C-9 de la Formación Carbonera y de las formaciones Barco y Gacheta. El pozo alcanza una profundidad total de 13160 ft hasta el Paleozoico		Secundario: Carbonera C7, Mirador, Gacheta y Ubaque	17, octubre, 2012	DST2: (12326-12336) Fm Guadalupe Agua de formación y trazas de petróleo de 15°API. DST3: (12214-12222; 12196-12210) Fm Guadalupe Agua de formación y trazas de petróleo de 10°API.	Barco Mirador
Elementos críticos de riesgo - Post Drill					
Datos Clave	Al este de la sección se presentan la falla normal sintética fallas, que provee el cierre del monoclinio, el riesgo geológico es debido al carácter sellante de la falla por las litologías que yuxtaponen a lado y lado de la falla y fue el causante del fallo de la trampa.				
Trampa	Esperado trampa estructural/Estratigráfica Anticlinal La estructural al tope de la Formación Guadalupe corresponde a un monoclinio cuyo eje presenta una dirección Noreste-Suroeste que conforma un cierre propio del orden de 225 acres y 30 pies de relieve vertical	Resultado Final Trampa estratigráfica (remanentes del Paleoceno)			
Reservorio	Esperado Tope de la Fm Guadalupe 12190ft con un espesor total de 208 ft En el tope de la Formación Guadalupe se presenta una arenisca potencialmente petrolífera, con porosidades efectivas del 15% arena es cuarzoza, traslúcida, local hialina, grano fino a medio, con inclusiones de material orgánica. Trazas de manchamiento visible de petróleo, con fluorescencia a LUV color amarillo dorado, corte positivo lento, en corrientes, blanco lechoso a LUV, no visible a LN. Pobre a muy pobre manifestación de petróleo.	Resultado Final Tope de la Fm Barco 12292 ft con un espesor total de 83 ft			
Sello	Intercaladas dentro de las secuencias arenosas de las Formaciones Carbonera, Mirador, Barco y Gacheta, se presentan niveles de lutitas y arcillolitas que corresponden a excelentes sellos. La causa de los resultados negativos se debió a ausencia de sello de la falla sintética que cerraba a estructura al este.				
Roca Generadora	La principal roca generadora es la Fm Gacheta que es efectiva en toda la cuenca				
Migración y Timming	Manifestaciones pobres de HC Gas y Aceite en las Fm de Interés. Principales manifestaciones de HC en el intervalo 12000-12200 ft pertenecientes a la Fm Mirador				



trampa	Reservorio (secundario)	sello
Para la Formación Mirador se observa una estructura dómica con cierre propio del orden de 137 acres pero que forma parte de una mayor estructura monoclinio cerrada al sureste contra una falla normal sintética con rumbo N 45 E	<p>Tope de la Fm Mirador 11905 con un espesor total de 195 ft areniscas cuarzozas, color blanco, gris claro, marrón claro, el cuarzo es traslúcido, hialino. Moderadamente firme, grano soportado y matriz arcillosa, predominantemente de grano fino de grano medio, subredondeado a redondeado, subesférico; regular a pobres sorteamiento. Trazas de aceite manchamiento marrón oscuro, 10% amarillo dorado, débil fluorescencia natural, corte positivo lento, en corrientes, amarillo lechoso, amarillo claro a luz ultravioleta y no visible a la luz natural. Manifestación de aceite muy pobre</p> <p>Tope de la Fm Gacheta 12398 Ft con un espesor total de 302 ft la arena basal del Gacheta presenta porosidades efectivas del 15% La arenisca/arena, es cuarzoza, local hialina, traslúcida, color blanco a gris claro, grano fino a medio, local muy fina, matriz arcillosa, porosidad visible moderada a pobre, sin manchamiento de petróleo</p> <p>Tope de la Fm Ubaque 12726 ft con un espesor total de 391 ft Para la Formación Ubaque se observa un contacto agua aceite a 12760 pies Md y potencial zonas productoras en la base de la Formación Gacheta. Para la Formación Ubaque se presentan porosidades efectivas que oscilan entre 10 en la zona potencialmente petrolífera a 15% en la zona acuifera, areniscas y areniscas, las areniscas masivas, cuarzozas, traslúcidas, grano fino a medio, ocasional grueso, subangular a subredondeado, color blanco, pardo claro, grano fino, matriz arcillosa, porosidad visible pobre, trazas visibles de aceite, con manchamiento marrón medio a oscuro, 10% amarillo dorado en puntos a LUV, corte blanco lechoso, rápido, fuerte en nubes, invisible a luz natural (LN) y amarillo a ultravioleta (UV), clasificado como manifestación de aceite pobre. Al tope las areniscas se presentan 10% con manchamiento pardo por hidrocarburo, fluorescencia natural en puntos hasta el 30% color amarillo dorado claro, corte positivo rápido, blanco lechoso, en corrientes y nubes, clasificada como pobre manifestación de petróleo.</p>	Intercaladas dentro de las secuencias arenosas de las Formaciones Carbonera, Mirador, Barco y Gacheta, se presentan niveles de lutitas y arcillolitas que corresponden a excelentes sellos. La causa de los resultados negativos se debió a ausencia de sello de la falla sintética que cerraba a estructura al este.

