

**DEFINICIÓN DE LA ARQUITECTURA ESTRATIGRÁFICA PARA EL
CRETÁCICO TARDÍO (FORMACIÓN UNE) Y EOCENO TARDÍO (FORMACIÓN
MIRADOR) DEL PROSPECTO LUCAS, CUENCA LLANOS ORIENTALES, A
PARTIR DE LOS DATOS DE SÍSMICA, NÚCLEOS Y REGISTROS
ELÉCTRICOS DE LOS POZOS EST-9, SA-15 Y SA-13 ENFOCADA EN EL
MODELAMIENTO DE FACIES Y PROPIEDADES PARA EL CÁLCULO
VOLUMÉTRICO.**

KAREN TATIANA BASTOS ZAPATA

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

2014

**DEFINICIÓN DE LA ARQUITECTURA ESTRATIGRÁFICA PARA EL
CRETÁCICO TARDÍO (FORMACIÓN UNE) Y EOCENO TARDÍO (FORMACIÓN
MIRADOR) DEL PROSPECTO LUCAS, CUENCA LLANOS ORIENTALES, A
PARTIR DE LOS DATOS DE SÍSMICA, NÚCLEOS Y REGISTROS
ELÉCTRICOS DE LOS POZOS EST-9, SA-15 Y SA-13 ENFOCADA EN EL
MODELAMIENTO DE FACIES Y PROPIEDADES PARA EL CÁLCULO
VOLUMÉTRICO.**

KAREN TATIANA BASTOS ZAPATA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE GEÓLOGA

**DIRECTOR:
RICARDO MIER UMAÑA
GEÓLOGO**

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

2014

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo en Hocol S.A., en especial a Lenin Bueno y Wilson Gil, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continúa del mismo, pero sobre todo por la motivación y el apoyo recibido a lo largo de la práctica.

También me gustaría agradecer a mi profesor de Tesis de Grado, Ricardo Mier, por sus consejos y colaboración; a mis profesores, quienes durante mis estudios profesionales aportaron con un granito de arena a mi formación. No puedo olvidar a mis compañeros y amigos, con los cuales he compartido clases e incontables horas de trabajo. Gracias por los buenos y malos momentos, por las discusiones y consejos. A Sebastián, mi compañero de práctica y alcahueta en Bogotá, a Nelly, Diana y Helbert, gracias por todo el apoyo y por esa amistad incondicional

Todo esto nunca hubiera sido posible sin el amparo incondicional de mi familia, mis padres y mis abuelos, quienes me apoyaron en todo momento y me inspiran para seguir adelante, a mi hermana Angie y los pequeños casposos que apenas inician primaria.

Gracias a esas personas importantes en mi vida que siempre estuvieron listas para brindarme toda su ayuda y a quienes colaboraron de una u otra forma en mi formación.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.1 JUSTIFICACIÓN	18
2. OBJETIVOS	19
2.1 OBJETIVO GENERAL	19
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
3. MARCO TEÓRICO	20
4. ANTECEDENTES	29
5. LOCALIZACIÓN	31
6. BASE DE DATOS	33
6.1 ESTRATIGRAFÍA	33
6.1.1 Basamento Precámbrico	33
6.1.2 Paleozoico.	33
6.1.3 Cretáceo.	34
6.1.4 Paleoceno	34
6.1.5 Eoceno Tardío	34

6.1.6 Oligoceno-Mioceno Medio	34
6.1.6.1 Miembro C8	35
6.1.6.2 Miembro C7	35
6.1.6.3 Miembro C6	36
6.1.6.4 Miembro C5	36
6.1.6.5 Miembro C4	36
6.1.6.6 Miembro C3	37
6.1.6.7 Miembro C2	37
6.1.6.8 Miembro C1	37
6.1.7 Mioceno Medio-Cuaternario	37
6.2 POZOS EXISTENTES	40
6.2.1 Pozo Sa-13	40
6.2.2 Pozo Sa-15	41
6.3 POZOS ESTRATIGRÁFICOS HOCOL	43
6.3.1 Pozo Est-9	43
7. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	45
7.1 ROCA GENERADORA	45
7.2 ROCA RESERVORIO	46
7.3 ROCA SELLO	46
7.4 TRAMPA	47
7.5 MIGRACIÓN	47
8. PROSPECTO LUCAS	49

8.1 TRAMPA	49
8.2 DISTRIBUCIÓN ESTRATIGRÁFICA	56
8.3 RESERVORIO	60
8.4 DESCRIPCIÓN DE FACIES	61
8.4.1 CRETÁCICO – FORMACIÓN UNE	62
8.4.2 EOCENO – FORMACIÓN MIRADOR	67
8.5 SUCESIONES DE FACIES Y AMBIENTE DE DEPÓSITO	71
8.5.1 Sucesiones De Facies	72
8.5.2 Ambiente De Depósito	75
8.6 CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS	78
9. CONCLUSIONES	82
BIBLIOGRAFÍA	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tipos de terminaciones de los estratos	28
Figura 2. Localización geográfica del Bloque CPO-16, área donde se encuentra ubicado el Prospecto Lucas.	32
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada para la parte sur de la Cuenca los Llanos Orientales. La columna muestra la curva de A/S-Tiempo y los hemiciclos estratigráficos identificados para cada secuencia.	39
Figura 4. Pozo SA-13, registros con intervalos de manifestación de hidrocarburos y pruebas realizadas.	41
Figura 5. Pozo SA-15, registros con intervalos de manifestación de hidrocarburos y pruebas realizadas.	42
Figura 6. Pozo EST-9, registros con intervalos de manifestación de hidrocarburos.	44
Figura 7. Formación de la trampa estratigráfica en el área del Prospecto Lucas durante el Cretácico Tardío.	50
Figura 8. Interpretación de la línea sísmica de buzamiento CPO16-B. Se observan las fallas normales que controlaron la depositación y los pozos EST-9 y SA-15, este último perforado en la parte lateral.	51
Figura 9. Interpretación de la línea sísmica de buzamiento CPO16-A. Se observa el paleovalle relleno por una secuencia cretácea y las fallas que controlaron el depósito	52
Figura 10. Mapa en tiempo doble (TWT) al tope de la discordancia KEOM. La línea roja indica el <i>embayment</i> que controló la depositación de la unidad suprayacente.	

En el mapa se observa la ubicación de las líneas sísmicas CPO16-A Y CPO16-B. 54

Figura 11. Mapa en tiempo doble (TWT) al tope del Cretácico (Formación Une) indicando la delimitación del Prospecto Lucas. En la figura se observa la sección de las líneas sísmicas CPO16-B y CPO16-A en la que se interpretó el Cretácico. 55

Figura 12. Mapa en tiempo doble (TWT) al tope del Eoceno en el área sur del Bloque CPO-16. 56

Figura 13. Correlación cicloestratigráfica regional mostrando la distribución de las unidades de la cuenca Los Llanos Orientales. Nótese el onlap del Cretáceo sobre el basamento y los cambios laterales de facies. 58

Figura 14. Correlación estratigráfica mostrando la distribución de las unidades de interés para el Prospecto Lucas. Nótese el *onlap* del Cretácico sobre el Basamento y los cambios laterales de facies hacia el SE. 59

Figura 15. Correlación cicloestratigráfica mostrando la distribución de las unidades de interés, Eoceno y Cretácico, la posible distribución de la roca sello (blanco) y roca reservorio (naranja) para el Prospecto Lucas. 60

Figura 16. Carbón. 62

Figura 17. Facies ShLCarb, *Shale* gris oscuro a negro, carbonáceo. 63

Figura 18. Facies LmR, Limolita color gris claro con marcas de raíces y caolinita granular (superior) y limolita masiva color gris claro con esfaerosiderita (inferior). 64

Figura 19. Facies ArLamHd, cuarzoarenita de grano grueso a fino con laminación horizontal discontinua. 65

Figura 20. Facies ArLamXc, cuarzoarenita de grano fino con estratificación cruzada compuesta. 66

Figura 21. Facies ArLamX, cuarzoarenita con laminación cruzada planar de bajo ángulo. 66

Figura 22. Facies ArSE, facies de cuarzoarenita de grano grueso sin estructuras.	67
Figura 23. Facies ArBio, arenita de grano fino a muy fino con bioturbación.	68
Figura 24. Facies ArOLF, arenita de grano muy fino con ondulitas y contenido de lodo en los foresets.	69
Figura 25. Facies ArEscF, arenita de grano muy fino a fino con estructuras de escape de fluidos.	70
Figura 26. Gneis bandeado, posible basamento Precámbrico?.	71
Figura 27. Modelo generalizado de las sucesiones de facies para un estuario dominado por mareas.	72
Figura 28. Secuencia de depósito correspondiente a barras mareales elongadas en el Cretácico, comparado con el modelo generalizado de la figura 27.	73
Figura 29. Secuencia de depósito correspondiente al <i>Salt Marsh</i> en el Cretácico.	74
Figura 30. Modelo idealizado de la distribución de un estuario dominado por mareas, el recuadro indica el ambiente de depósito sugerido para el cretácico (Fm. Une) en el prospecto Lucas.	75
Figura 31. Ejemplo actual de un estuario dominado por mareas en la Bahía de Mont-Saint-Michel, Francia. Se indica la parte del estuario que se sugiere como ambiente de depositación para el Cretácico (Fm. Une) en el prospecto Lucas.	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Coordenadas vértices Bloque CPO-16.	31
Tabla 2. Ejemplos de formaciones/grupos seleccionados con presencia de hidrocarburos cuyo mayor tipo de reservorio corresponde a facies de estuario. ...	78
Tabla 3. Valores empleados para el cálculo volumétrico.	81

RESUMEN

TÍTULO: DEFINICIÓN DE LA ARQUITECTURA ESTRATIGRÁFICA PARA EL CRETÁCICO TARDÍO (FORMACIÓN UNE) Y EOCENO TARDÍO (FORMACIÓN MIRADOR) DEL PROSPECTO LUCAS, CUENCA LLANOS ORIENTALES, A PARTIR DE LOS DATOS DE SÍSMICA, NÚCLEOS Y REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS EST-9, SA-15 Y SA-13 ENFOCADA EN EL MODELAMIENTO DE FACIES Y PROPIEDADES PARA EL CÁLCULO VOLUMÉTRICO.

AUTORA: Karen Tatiana Bastos Zapata

Palabras Clave: Facies, ambiente, estratigrafía, trampa, reservorio, cálculos volumétricos, Llanos Orientales.

El Prospecto Lucas se encuentra localizado en el área del Bloque CPO-16 operado por HOCOL S.A., en la porción suroccidental de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta. Hocol requiere evaluar el Prospecto Lucas como área de interés económico para la extracción de hidrocarburos pesados con miras a desarrollar en él proyectos de explotación exitosos, para esto, y dado que los principales riesgos exploratorios del prospecto están asociados a la confiabilidad en la existencia de la trampa y la presencia de un mecanismo efectivo de sello vertical, el presente trabajo buscó definir la arquitectura de las unidades de interés en área de estudio (Cretácico –Fm. Une- y Eoceno –Fm. Mirador-). Para lograr esto, se empleó información obtenida a partir de los pozos SA-13, SA-15 y EST-9 entre la que se encuentra núcleos, registros eléctricos, y sísmica. La sísmica y los registros eléctricos fueron empleados para la delimitación de la trampa (*onlap* frontal y lateral de la secuencia Cretácica contra la discordancia KEOM) y la identificación de las zonas de interés dentro de las formaciones del Cretácico (Fm. Une) y Eoceno (Fm. Mirador), mientras que los núcleos fueron empleados para la identificación de las facies y el ambiente de depósito de las unidades, determinándose para estos un ambiente de estuario dominado por mareas. Los resultados de los cálculos indicaron un rango de 370 a 1470 MMb, lo que podría representar el descubrimiento un campo grande, gigante o súper gigante.

ABSTRACT

TITLE: DEFINITION OF THE STRATIGRAPHIC ARCHITECTURE OF LATE CRETACEOUS (UNE FORMATION) AND LATE EOCENE (MIRADOR FM.) SEQUENCES OF PROSPECT LUCAS, LLANOS ORIENTALES BASIN, FROM SEISMIC DATA, CORES AND WELL LOGS FROM WELLS EST-9, SA-15 AND SA-13 FOCUSED ON PROPERTIES AND FACIES MODELING FOR VOLUMETRIC ESTIMATION.

AUTHOR: Karen Tatiana Bastos Zapata

Keyword: Facies, environment, stratigraphy, trap, reservoir, volumetrics, Llanos Orientales.

Prospect Lucas is located in the area of the CPO-16 Block operated by HOCOL S.A. in the southwest section of the Llanos Orientales Basin, in the department of Meta. Hocol requires an evaluation of Prospect Lucas as an area of economic interest for the extraction of heavy oil with looks to develop in its area successful exploitation projects; For this reason, and given that the main exploratory risks in the prospect are associated with the confiability in the existence of a trap and the presence of an effective mechanism of vertical seal, this study sought to define the stratigraphic architecture of the formations of interest in the study area (Cretaceous – Fm. Une- and Eocene – Fm. Mirador-). To make this posible, information obtained from wells SA-13, SA-15 and EST-9 among which are cores, well logs and seismic lines, was employed. The seismic and well logs were used in the trap delimitation (frontal and lateral onlap of the Cretaceous sequence against the unconformity KEOM) and the identification of areas of interes within the Cretaceous (Fm. Une) and Eocene (Fm. Mirador) units. Cores were employed for the identifcaion of facies and depositional environments, being determined for these formations a estuarine environment, more precisely, a tide-dominated estuary for the Une Formation. The volumetric results gave a rank of 370 to 1470 MMb, which could represent the discovery of a big, gigant or super gigan field.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca de los Llanos Orientales está definida como una cuenca tipo *foreland* o antepaís, siendo la más prolífica en la zona continental de Colombia. Se encuentra limitada al norte por la Cuenca de Apure y la Cordillera de Mérida en Venezuela, por el frente de cabalgamiento de la Cordillera Oriental al occidente y por diferentes altos del basamento Precámbrico del Escudo Guayanés al oriente y al sur (Serranía de la Macarena y Alto de Vaupés) (Gil, 2013)

El bloque CPO-16, donde se encuentra ubicado el Prospecto Lucas, está localizado en la porción suroccidental de los Llanos Orientales en el departamento del Meta. La actividad exploratoria del bloque inicia en la década de los ochenta con la perforación de 15 pozos estratigráficos (entre los que se encuentran los pozos SA-13 y SA-15) que buscaban materializar reservas y entender la geología de esta zona del país. Hocol S.A., adquiere el bloque en la ronda 2010 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y, a partir de la fecha de activación, inicia una campaña sísmica y de perforación que busca probar la existencia de prospectos tanto estructurales como estratigráficos (Bueno, 2012), entre los que se encuentra el Prospecto Lucas, objeto de este estudio.

Los resultado preliminares obtenidos a partir de la perforación del pozo EST-9 confirman la prospectividad del entonces *lead* Lucas y como consecuencia se reclasifica de *lead* a prospecto. De este modo, se hace necesario realizar una reevaluación del Prospecto Lucas teniendo en cuenta la información obtenida a partir de la perforación del Pozo EST-9 por parte de Hocol y de los pozos existentes en el área de estudio, SA-15 Y SA-13 como lo son núcleos, registros de pozo y sísmica, para definir y caracterizar la trampa y el reservorio y realizar un cálculo volumétrico más exacto.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La mayor parte de los recursos de petróleo en el mundo están asociados a hidrocarburos viscosos y pesados, que a su vez son difíciles de producir y refinar; con la gran demanda, los altos precios del petróleo y la visualización de la declinación de la producción de los crudos convencionales, los hidrocarburos pesados y extrapesados cobran cada vez mayor importancia en el país, observándose que yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable y están relacionados a recursos abundantes (Castilla, Chichimene, Moriche, Rubiales, entre otros) (Gil, 2013).

Para definir la prospectividad del bloque CPO-16, área donde se encuentra localizado el Prospecto Lucas, Hocol realizó la interpretación de aproximadamente 900 km de sísmica 2D existente dentro del bloque; con esta interpretación se identificaron una serie de *leads* y prospectos asociados a trampas estratigráficas y estructurales. Los prospectos estructurales fueron probados con la perforación de pozos estratigráficos mostrando importantes manifestaciones de crudo pesado en las formaciones Mirador, Gacheta y Une. El prospecto estratigráfico Lucas, que fue corroborado mediante la perforación del pozo EST-9 y objeto de estudio, mostró igualmente importantes manifestaciones de crudo pesado en las formaciones Mirador y Une.

Dado que el Prospecto Lucas corresponde a una trampa estratigráfica, es de vital importancia tener un entendimiento de las facies, ambientes de depósito, definición y correlación de ciclos estratigráficos y la relación de éstos con los reflectores sísmicos (*Onlap*, *downlap*, truncaciones) con el fin de generar un modelo tridimensional que permita una mejor comprensión de la trampa y del reservorio y de esta manera obtener un cálculo más aproximado de los recursos prospectivos.

1.1 JUSTIFICACIÓN

Hocol requiere evaluar el Prospecto Lucas como área de interés económico para la extracción de hidrocarburos pesados con miras a desarrollar en él proyectos de explotación exitosos. Dado que los principales riesgos exploratorios del Prospecto Lucas están asociados a la confiabilidad en la existencia de la trampa y la presencia de un mecanismo efectivo de sello vertical, se busca definir la arquitectura estratigráfica de las formaciones que componen el prospecto enfocada en el modelamiento de facies con el objetivo de generar un modelo geológico del yacimiento basado en la integración de la información geológica, geofísica y petrofísica con el fin de reducir estos riesgos y posibles costos exploratorios. Teniendo entonces una mejor comprensión de la trampa y del reservorio, se puede obtener un cálculo más aproximado del *oil in-place* para comprobar la viabilidad del prospecto como objetivo exploratorio y posteriormente, de explotación.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Definir la arquitectura estratigráfica para el Cretácico tardío (Formación Une) y Eoceno Tardío (Formación Mirador) del Prospecto Lucas a partir de los datos de sísmica, núcleos y registros eléctricos de los pozos EST-9, SA-15 Y SA-13 enfocada en el modelamiento de facies y propiedades petrofísicas para el cálculo volumétrico.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Emplear los ciclos estratigráficos de las formaciones del Cretácico Tardío y Eoceno Tardío para la elaboración de correlaciones cicloestratigráficas.
- Realizar la interpretación de las líneas sísmicas correspondientes al área de estudio para los reflectores del Paleozoico, Cretácico (Fm. Une) y Eoceno (Fm. Mirador).
- Identificar las facies y ambientes de depósito de las Formaciones del Cretácico Tardío (Fm. Une) y Eoceno tardío (Fm. Mirador) mediante la definición de los rasgos texturales de los núcleos.
- Adquirir habilidad en el manejo de software especializado (Petrel y Geoframe) con el fin de interpretar datos geológicos.
- Conocer las funciones, actividades y dinámica laboral del ciclo de E & P que desarrolla HOCOL S.A en sus áreas de operaciones con el fin de aplicar y enriquecer los conocimientos, destrezas y habilidades adquiridas durante el curso de la carrera de Geología.

3. MARCO TEÓRICO

- Modelamiento de Facies

El término facies es empleado ya sea descriptivamente para cierto volumen de roca que puede ser definido por un conjunto de características, o interpretativamente para el ambiente de depósito inferido para una secuencia. Los modelos de facies son ayudas para la comprensión de los ambientes sedimentarios y el origen de rocas sedimentarias. Varios modelos pueden ser contruidos para explicar un set de datos, dependiendo de cuál aspecto de las facies requiera más enfoque y de los tipos de técnicas usadas en el análisis (Anderton, 1985).

Cuando se trabaja con rocas, el modelamiento de facies es la última etapa en el proceso de análisis de facies que consisten en la descripción detallada de núcleos o muestras de mano, su clasificación en facies objetivamente definidas, la compilación de las características de cada facies, la deducción del proceso de depositación de cada facies, la examinación de las relaciones espaciales entre facies y el reconocimiento de las asociaciones de facies, la interpretación del ambiente de depositación de la asociación y la interpretación detallada y el modelamiento de las facies individuales. Saltarse algún paso puede llevar a interpretaciones erróneas. Un modelo de facies no puede ser producido sin un análisis cuidadoso de las facies (Anderton, *op. cit.*).

El modelamiento de facies, como se entiende hoy, involucra la síntesis de la información de ambientes de depósito antiguos y recientes, en un esfuerzo por comprender la naturaleza, escala, heterogeneidad y procesos físicos que controlaron los elementos representados en cada ambiente (Boyd et al., 2006).

- Estratigrafía de Secuencias

La estratigrafía de secuencias es ampliamente aceptada como método de análisis estratigráfico tanto por académicos como por practicantes de la industria. Este nuevo método ha mejorado considerablemente nuestro entendimiento sobre cómo las cuencas sedimentarias acumulan y preservan los sedimentos y, a diferencia de los otros tipos de estratigrafía que resultan más convencionales, tales como la bioestratigrafía, litoestratigrafía, quimioestratigrafía o magnetoestratigrafía (y que están más enfocados en la recolección de datos), la estratigrafía de secuencias tiene un importante componente de interpretación que se ocupa de cuestiones tales como (i) reconstrucción de los controles allogénicos al momento de la sedimentación, y (ii) predicciones de la arquitectura de las facies en áreas aún sin explorar (Catuneanu, 2002).

Los diferentes modelos estratigráficos que se encuentran actualmente en uso (Tres variedades de secuencia de depósito, una secuencia estratigráfica genética y una secuencia transgresiva-regresiva) tienen todos méritos y limitaciones. Cada modelo funciona mejor en un ambiente tectónico particular, para el que fue desarrollado, y ningún modelo es aplicable a todo el rango de casos de estudio. Los modelos de estratigrafía de secuencias idealizan la realidad en el sentido de que proveen una representación 2D ó 3D teórica simplificada de cómo se espera que la arquitectura de las facies y las superficies estratigráficas sean en el campo (Catuneanu, *op. cit.*).

- Interpretación de Núcleos

La interpretación de los núcleos obtenidos a partir de pozos estratigráficos y exploratorios incluye la descripción de la estratificación, litología, color, estructuras sedimentarias, fósiles y cualquier otra macro-estructura de la roca. Estos datos pueden ser usados para entender el ambiente de depósito, la geometría del

reservorio y su calidad, al igual que pueden ser usados para calibrar datos de registros de pozos.

El geólogo Timothy A. Cross, quien realizó la descripción del núcleo empleado en este trabajo, recomienda en su método empezar haciendo una observación general del núcleo para identificar las características estratigráficas más obvias, armando un resumen mental de la historia estratigráfica y los patrones de apilamiento y de ser necesario, indicar las observaciones más relevantes con algún tipo de señal. La descripción escrita debe realizarse sólo luego de revisar el núcleo, iniciando desde la base estratigráfica de éste. Trabajando un ciclo a la vez, se deben describir las facies y sucesiones de facies dentro del ciclo. Siempre se asegura que las partes del núcleo estén orientadas correctamente y en la posición estratigráfica original.

Es imposible poner demasiado énfasis en que las descripciones deben ser detalladas, precisas y deben representar los atributos concretos de la roca que el observador describe y considera valen la pena registrar.

Según Cross (2011), *“los procedimientos son simples y claros, pero no aseguran una descripción exacta y comprensiva, mucho menos una interpretación, de un núcleo. Lo que se observa, mide, describe e interpreta es una función de la experiencia y familiaridad con la observación de rocas del intérprete, su conocimiento de estructuras sedimentarias producidas en diferentes regímenes, su habilidad para permitir que las rocas le cuenten una historia y su familiaridad con las facies, asociaciones de facies y modelos de facies”*.

- *Well Logging* o Registros de Pozo

La interpretación petrofísica de registros es una de las herramientas más importantes disponibles para la industria del Petróleo, dada la importancia de

estos análisis para la caracterización del reservorio (Asquith & Krygowsko, 2004). Los registros de pozos son empleados de distintas maneras dependiendo de quién sea el interprete, para un geólogo, por ejemplo, es principalmente una técnica de exploración para correlacionar zonas y asistir con el mapeo de estructuras del subsuelo, mientras que para un petrofísico es una herramienta para evaluar el potencial de producción de hidrocarburos de un reservorio (Darwin & Singer, 2008).

Los usos iniciales de los registros de pozos consistían en correlacionar patrones similares de conductividad eléctrica de un pozo a otro, a veces a lo largo de grandes distancias, pero conforme las técnicas de medición mejoraron y se multiplicaron, las aplicaciones comenzaron a ser dirigidas hacia la evaluación cuantitativa de las formaciones con hidrocarburo y los registros empezaron a emplearse para mapeo estructural, descripción de reservorios e identificación sedimentológica (Darwin & Singer, *op. cit.*).

Además de su uso tradicional en la exploración, los registros ayudan a definir las características físicas de la roca como litología, cementación, porosidad, geometría del poro y porosidad (Asquith & Krygowsko, *op. cit.*). Y aunque dichas propiedades son cruciales en exploración, es el fluido contenido en la roca el que posee el interés comercial, por lo que es de vital importancia distinguir entre hidrocarburos (aceite y gas) y agua de formación, la cual normalmente ocupa el espacio poral. Un término usado para describir la relación entre el hidrocarburo y el agua de formación es la “saturación”; la saturación de agua es el porcentaje de porosidad ocupada por el agua en vez del hidrocarburo (Darwin & Singer, *op. cit.*).

Un buen número de artefactos y técnicas de interpretación han sido desarrollados para la evaluación de formaciones. Estos proveen, principalmente, valores de porosidad y saturación de hidrocarburo, como función de la profundidad, usando el conocimiento de la geología local y las propiedades del fluido que es acumulado

conforme un reservorio es desarrollado. Debido a la gran variedad de formaciones geológicas, muchas herramientas diferentes de toma de registros son necesarias para generar la mejor combinación posible de datos para el tipo de roca anticipado. Las técnicas de medición son usadas a partir de tres disciplinas: eléctricas, nucleares y acústicas. Usualmente un instrumento de medición es sensible ya sea a las propiedades de la roca o al fluido que llena el poro. A continuación se resumen las herramientas más comúnmente empleadas.

- Registro Gamma-Ray: Es uno de los registros más útiles para el análisis de estratigrafía de secuencias y se corre en la gran mayoría de pozos. La radioactividad de la roca, medida por la herramienta, está generalmente en función del contenido de minerales arcillosos, y por ende del tamaño de grano y de la energía del ambiente de depósito. De este modo por ejemplo, un aumento en la radioactividad refleja un aumento en el contenido de arcillas y una disminución en la energía de depositación. Aunque este es usualmente el caso, hay excepciones donde esta regla se rompe (*shales* ricos en materia orgánica con uranio), pero pueden ser solucionados usando un registro gamma espectral.
- Sónico: El registro sónico mide el tiempo de tránsito a través de la formación. El tiempo de tránsito está relacionado con la porosidad y la litología. Un *shale* tendrá un mayor tiempo de tránsito (menor velocidad) que una arenita de una porosidad similar, lo que a veces permite que el registro sea usado como indicador de tamaño de grano. El registro sónico también es afectado por la cementación y compactación post-depositacional, y por la presencia de fracturas.
- SP (Potencial Espontáneo): Mide la diferencia en el potencial eléctrico entre la formación y la superficie. Es sensible a los cambios en permeabilidad y es bueno para distinguir tendencias entre arenitas permeables y *shales*

impermeables. El SP funciona mejor donde hay un buen contraste de resistividad entre el filtrado de lodo y el agua de formación. La curva del registro SP muestra una línea más o menos recta conocida como la *línea de shale*.

- Densidad-Neutrón: El conjunto de registros densidad-neutrón es el mejor indicador de litología y por eso puede ser usado para contrastar litología y tendencias de depositación. El registro densidad mide la densidad de electrones de la formación mediante la retrodispersión de los rayos gamma, la cual está relacionada con la densidad total. El registro neutrón procura una medición de la porosidad de la formación usando la interacción entre los neutrones emitidos por la herramienta y el hidrógeno dentro de la formación. El cruce y separación resultante entre las curvas puede ser un indicador sensible y útil del tamaño de grano.
- Resistivos: este tipo de registros miden la resistividad total de la roca, la cual es una función de la porosidad y el fluido de poro. Una roca altamente porosa con un fluido conductivo (salino) tendrá una resistividad baja, mientras que una roca no porosa o una formación con hidrocarburo, tendrá una alta resistividad.

A pesar de la disponibilidad de este amplio número de herramientas, cada una aportando información complementaria, las conclusiones finales derivadas son principalmente tres: la ubicación de formaciones con aceite y gas, un estimado de su productividad y un cálculo de las reservas de hidrocarburo presentes en el reservorio (Darwin & Singer, *op. cit.*).

- Correlaciones

La correlación geológica es un procedimiento que sirve para establecer la correspondencia entre partes geográficamente separadas de una unidad geológica. Con la correlación geológica se logra estructurar un sector desconocido, ubicado entre dos o más pozos perforados. La correlación de unidades geológicas es necesaria para construir secciones estratigráficas y mapas de alta confiabilidad, así como para efectuar un análisis regional de facies.

Además de las realizadas con registros, las correlaciones llevadas a cabo usando la información de los núcleos permiten el desarrollo de secciones estratigráficas compuestas (Zaitlin & Shultz, 1990), las cuales facilitan la identificación de los ciclos estratigráficos y cambios faciales que pueden representar reservorios y sellos dentro del prospecto.

- Estratigrafía Sísmica e Interpretación Sísmica

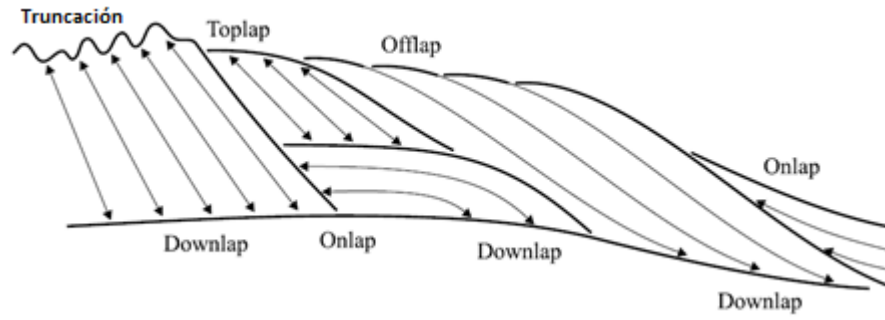
La estratigrafía sísmica es una técnica para interpretar la información estratigráfica de los datos sísmicos; Su principio fundamental consiste en que dentro de la resolución del método sísmico, las reflexiones sísmicas siguen la estratificación neta (*gross*) y por lo tanto se aproximan a líneas de tiempo, aunque por supuesto hay excepciones reconocidas. Es importante resaltar que esta afirmación no niega de ninguna manera el hecho de que las reflexiones sísmicas sean generadas por contrastes abruptos de impedancia acústica, ni tampoco niega el hecho de que variaciones en el contraste de la impedancia produzcan reflexiones de amplitud variable (La impedancia es el producto de la densidad de la roca y la velocidad sísmica). La clave está en que los contrastes de impedancia correlativos representados en los datos sísmicos vienen de las interfaces de estratificación y no del cambio lateral de facies. En la escala de resolución sísmica, los cambios de

facies en estratos isócronos son graduales y no generan reflexiones (Emery & Myers, 1996).

El primer paso en la interpretación de una línea sísmica es determinar la escala vertical y horizontal de la sección y si es marina o terrestre. El siguiente paso consiste en dividir los datos sísmicos en paquetes estratigráficos discretos que conformen la sección. Para hacer esto, se identifican y marcan las terminaciones de los reflectores (Fig. 1). Al hacer esto, resulta obvio que todos los reflectores no continúan eternamente, sino que la mayoría se interrumpen, generalmente contra otro reflector. No obstante, seguir los reflectores no es siempre sencillo o claro, en zonas de mucho ruido, caóticas o de datos de baja amplitud, puede ser poco claro el lugar dónde las reflexiones terminan, desaparecen y/o si reaparecen en otra parte (Emery & Myers, *op. cit.*).

En el lugar en que las reflexiones terminan de manera consistente se define una línea en la sección sísmica (una superficie en tres dimensiones). Ésta es conocida como una *superficie sísmica* (Emery & Myers, *op. cit.*). Una vez todas las superficies sísmicas han sido marcadas es necesario realizar el mismo ejercicio en las otras líneas del set de datos sísmicos y atar las interpretaciones (asegurarse que la interpretación sea consistente en los puntos donde las líneas se cruzan) para generar una grilla de superficies. Algunas de estas serán superficies regionales importantes (discordancias), mientras que otras serán más locales y puede ser que menos importantes.

Figura 1. Tipos de terminaciones de los estratos



Fuente: Modificado de Catuneanu, 2002.

4. ANTECEDENTES

Los trabajos de exploración de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales se iniciaron en 1944 con la perforación del pozo San Martín-1 por parte de *Shell*, el cual produjo petróleo pesado. No obstante, no fue sino hasta finales de la década de los 60 y comienzos de los 70 que la cuenca comenzó a ser una región de interés con los descubrimientos de Castilla y Chichimene por parte de *Chevron* (Gil, 2013).

Posteriormente, durante la década de los ochenta, INTERCOL y *PROVINCIA PETROLEUM CO.*, lanzaron una ofensiva exploratoria en el área con el propósito de entender la geología y materializar reservas en esta zona del territorio Colombiano, dando como resultado el descubrimiento del Campo Rubiales y llevando a cabo la perforación de 15 pozos estratigráficos en el área del bloque CPO-16 (Entre ellos los pozos SA-13 Y SA-15). A finales de los 80, *TEXACO* y *NOMECCO* perforaron dos pozos exploratorios más en el área del bloque, siguiendo el concepto de un *play* estructural y, en el año 2005, Ecopetrol perforó otro pozo bajo el mismo concepto (Bueno, 2012).

En cuanto a la sísmica, el área contaba con 400 Km de sísmica 2D existentes antes de tomar el bloque, correspondientes a los programas sísmicos Macarena 2005, Ariari 1981, Caño Sur 2005, Granada 1988-1988 y Llanos 1970 (Bueno, *op. cit.*).

El Bloque CPO-16 fue adquirido por Hocol S.A. en la ronda 2010 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y su fecha efectiva de inicio fue el 25 de mayo de 2011. Durante este año y el 2012, se llevó a cabo una campaña de perforación de 6 pozos estratigráficos con el fin de adquirir información estratigráfica, grado de impregnación en trampas de tipo estructural y posiblemente hidrodinámicas del

área. Igualmente, durante este par de años (2011, adquisición; 2012, procesado) Hocol adquirió un programa sísmico 2D de 516 Km de extensión (Bueno, 2012).

El pozo EST-9 fue perforado en diciembre de 2013, siendo el primer pozo estratigráfico realizado por Hocol en el área del entonces *lead* Lucas. Dado que los resultados preliminares confirmaban la prospectividad de Lucas, se reclasificó de *lead* a prospecto (Bueno, *op. cit.*).

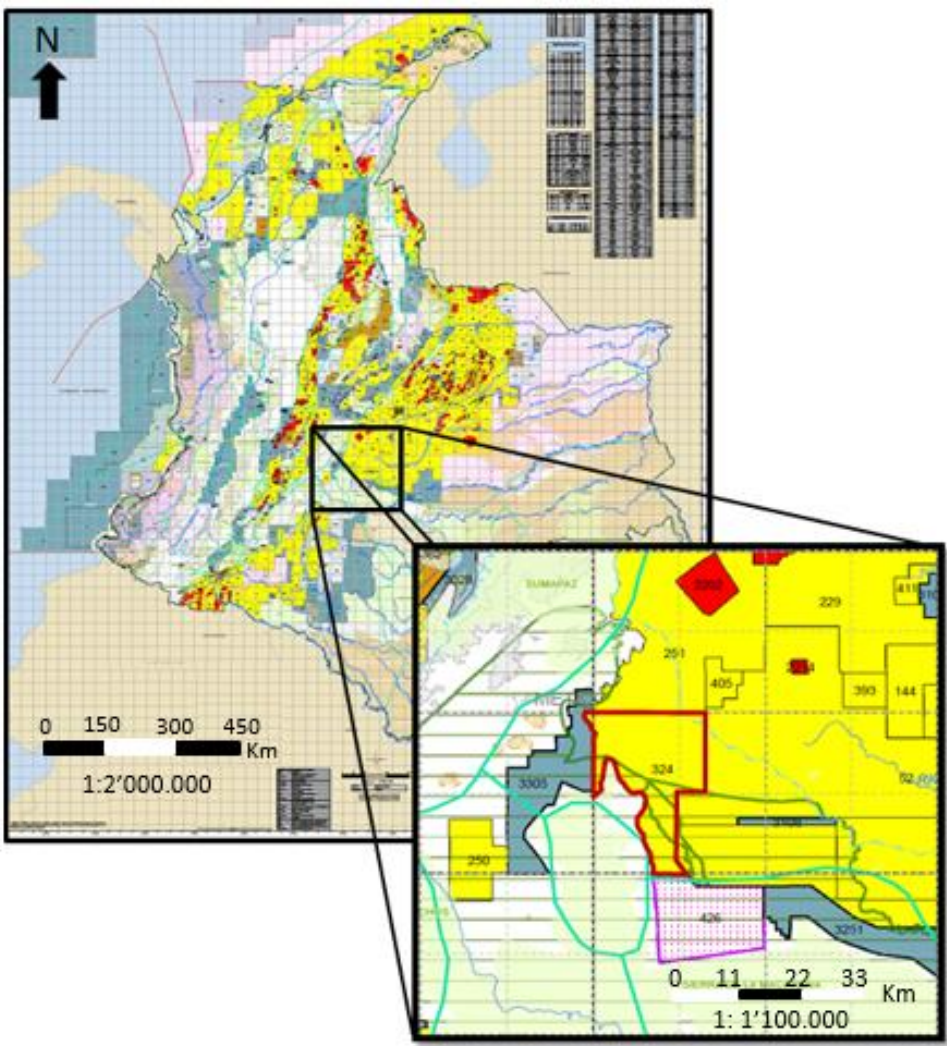
5. LOCALIZACIÓN

El Prospecto Lucas se encuentra localizado en el área del Bloque CPO-16, cuyas coordenadas se encuentran en la tabla 1, operado por HOCOL S.A., en la porción suroccidental de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta (Fig. 2).

Tabla 1. Coordenadas vértices Bloque CPO-16.

Vértice	Norte	Este
1	878796.3	1009033.7
2	878800.5	1044939.4
3	851502.6	1044938.4
4	852502.6	1035565.7
5	840000.5	1035565.7
6	840000.5	1035230.2
7	825043.2	1035505.7
8	823506.5	1038935.6
9	823540.8	1028921.2
10	860491.6	1022629.0
11	861323.6	1024044.5
12	863708.9	1018523.3
13	863322.1	1013463.0
14	861789.9	1011303.0
15	855978.9	1011615.1
16	852994.3	1011531.1
17	849360.2	1008614.4
18	870217.3	1008612.8
19	870670.3	1009840.8

Figura 2. Localización geográfica del Bloque CPO-16, área donde se encuentra ubicado el Prospecto Lucas.



Fuente: Modificado del Mapa de Tierras de la ANH (2014).

6. BASE DE DATOS

6.1 ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía de la cuenca (Fig. 3) involucra rocas Precámbricas, Paleozoicas, Cretácicas y Cenozoicas con múltiples discordancias regionales (Martínez, 2006).

6.1.1 Basamento Precámbrico. Los afloramientos se encuentran restringidos a lo largo de la Serranía de la Macarena y en los causes de los ríos Guaviare y Orinoco (Galvis et al., 1979 en Gil, 2014). En la zona del Prospecto, se presenta como un alto de basamento cristalino sobre el cual se depositan discordantemente las unidades del Cretáceo (Formación Une). El pozo SA-15 perforó 78 pies que corresponden a rocas metamórficas (gneises) con contenido de biotita, feldespatos y cuarzo (Bueno, 2012).

6.1.2 Paleozoico. Suprayaciendo discordantemente al complejo ígneo-metamórfico que constituye al Basamento Cristalino de la cuenca, yace la secuencia sedimentaria Paleozoica. Son escasos los afloramientos del Paleozoico en el Oriente Colombiano y tampoco son muchos los pozos que han perforado secciones importantes. Existen algunos afloramientos restringidos a serranías como la de la Macarena y la de Chiribiquete (Gil, 2014).

Las dataciones disponibles en la Cuenca de los Llanos han arrojado edades de Paleozoico Inferior, lo que indica que el Paleozoico Superior se encuentra en gran parte erosionado o por otro lado se desconoce bien su distribución. En la zona de estudio esta sucesión estaría integrada, de acuerdo a los pozos y afloramientos más cercanos al área, por areniscas, areniscas calcáreas, calizas, lodolitas y limolitas (Gil, *op. cit.*).

6.1.3 Cretáceo. El Cretáceo está representado únicamente por la porción superior y se encuentra constituido por las formaciones Une (Unidad de carácter arenoso), Gachetá (Principalmente lodolitas con intercalaciones de limolitas y areniscas) y Guadalupe (Areniscas con esporádicas intercalaciones de limolitas). Esta sucesión presentan un adelgazamiento y acuñaamiento en dirección este y sureste contra la paleo-estructuración precretácea (Gil, *op. cit.*), debido a esto, en el área del Prospecto Lucas no se encuentran las formaciones Gachetá y Guadalupe. La secuencia del Cretácico mostrada en la figura 3 indica un ciclo transgresivo cuyo límite superior corresponde a una discordancia erosiva que corta drásticamente la secuencia hacia la parte sur (Bueno, *op. cit.*).

6.1.4 Paleoceno Sobre la superficie de inconformidad al tope del Cretáceo se depositaron areniscas con intercalaciones lodosas de las Formaciones Barco - Los Cuervos, ausentes en el área del Prospecto Lucas dado que su distribución se encuentra limitada hacia el borde occidental de la cuenca (Gil, *op. cit.*).

6.1.5 Eoceno Tardío El Eoceno Superior (Mirador), se encuentra distribuido en toda el área del prospecto. Hacia la parte sur se deposita discordantemente haciendo *onlap* progresivo sobre el Basamento Precámbrico y el Paleozoico (Bueno, 2012), sobre este *onlap* se depositaron areniscas cuarzosas seguidas de lodolitas verdosas oscuras a *shales*. Esta secuencia estaría conformada por un máximo de inundación que marca la finalización de un evento transgresivo en su parte media y un *highstand system tract* en su parte superior, producto de la disminución en A/S (Gil, *op. cit.*)

6.1.6 Oligoceno-Mioceno Medio Se denomina Formación Carbonera a la columna litológica depositada durante el Oligoceno Temprano a Mioceno Medio y se asocia a hem Ciclos estratigráficos relacionados a eventos progradacionales y agradacionales (Miembros C8 a C1) (Gil, *op. cit.*).

La Formación Carbonera está limitada en la base por una superficie de inconformidad, en la que se aprecia el onlap contra el paleozoico (Discordancia angular progresiva), la cual se hace paraconforme en la parte Noroccidental, en donde la Formación presenta un mayor espesor. El límite superior está dado por un máximo de inundación, que puede seguirse en toda la cuenca (Mioceno Medio) (Gil, *op. cit.*).

Las fluctuaciones del nivel base durante la depositación de la Formación Carbonera, están claramente relacionadas a eventos tectónicos de levantamientos principalmente de la Cordillera Oriental, aunque la parte inferior puede contener alguna influencia de la Cordillera Central (Gil, *op. cit.*).

6.1.6.1 Miembro C8 Este intervalo está representado por un evento transgresivo (Aumento de A/S), limitado hacia la base por una superficie de inconformidad y al tope por una superficie de inundación. Esta sucesión puede dividirse en dos intervalos, un intervalo inferior que corresponde a las Areniscas Basales del Oligoceno y un intervalo superior conformado por lodolitas y shales con esporádicas intercalaciones de niveles arenosos y limosos. Hacia el Este y Sureste, las areniscas tienden a ser más jóvenes, desapareciendo las lodolitas de la parte superior para dar paso a una serie constituida principalmente por areniscas que conforman el relleno de paleovalles (Gil, *op. cit.*).

6.1.6.2 Miembro C7 Esta secuencia se enmarca dentro de un ciclo estratigráfico asimétrico, con su hemicycle inferior mayor, constituyendo tanto un evento progradacional (Parte media) como agradacional (Parte Superior)

Facialmente estos depósitos estarían conformados de base a tope por una transición de lodolitas laminadas a masivas de tonalidades oscuras a areniscas de grano medio (Ocasionalmente de grano grueso), interdigitadas con limolitas a

limolitas arenosas (Parte media), culminando con areniscas con granodecrecimiento y lodolitas de tonalidades intermedias.

Las asociaciones faciales y el patrón de apilamiento observado en las electrofacies, permitirían inferir una transición de depósitos de lagos a depósitos arenosos progradacionales en llanuras de inundación, bahías o estuarios, aunque no siempre, pueden identificarse canales fluviales a estuarinos (Parte media), finalizando con depósitos de bahías, lagos o de llanuras de inundación (Gil, 2013).

6.1.6.3 Miembro C6 Se asocia a este nivel con un evento progradacional (disminución en A/S), donde su límite inferior se encuentra representado por un máximo de inundación local y su parte superior por un punto de máxima progradación (Figuras 5 & 6). Esta unidad está estructurada por lodolitas (Base) y areniscas progradacionales de ambientes continentales o transicionales (Tope) (Bueno, *op. cit.*).

6.1.6.4 Miembro C5 La unidad está definida por un aumento en A/S (Transgresión), limitada por una superficie de inconformidad en su base y por una superficie de inundación en el tope. Se constituye por una asociación de depósitos progradacionales arenosos y lodolitas de ambientes continentales a transicionales. A este nivel puede asociarse un desarrollo importante de depósitos de canales probablemente fluviales (Bueno, *op. cit.*).

6.1.6.5 Miembro C4 Este intervalo se interpreta como un evento progradacional (Disminución en A/S) cuya basa está representada por una superficie de inundación y cuyo tope corresponde a una superficie de inconformidad. Los niveles lodosos son predominantes en la base y las areniscas son más espesas y en ocasiones predominan hacia el tope. Las lodolitas podrían asociarse con ambientes lacustres o de llanura de inundación y las areniscas depósitos progradacionales.

6.1.6.6 Miembro C3 La base de C3 corresponde a una superficie de inconformidad en donde se aprecia entallamiento y rejuvenecimiento de los depósitos, desarrollándose valles de incisión. El apilamiento vertical de esta sucesión está conformado por la transición de facies de alta energía como canales fluviales a complejos de “creavasee splay” o rellenos de lagos o bahías y finalmente lodolitas lacustres o de bahías, lo cual sugiere una profundización de los ambientes, que caracteriza una inundación regional (aumento de A/S) datada del Mioceno Temprano (Bueno, *op. cit.*)

6.1.6.7 Miembro C2 Esta unidad constituye un evento de disminución en A/S (Highstand system tract). La base de C2 corresponde a una superficie de inundación y el tope a una superficie de inconformidad. La base de esta unidad es un evento que se reconoce fácilmente en la mayor parte de la cuenca. Esta unidad es predominantemente lodosa, con algunas intercalaciones de areniscas de grano muy fino en la parte superior. Esta sucesión lutítica podría estar relacionada con depósitos lacustres o de bahías y las areniscas con depósitos progradantes en estos cuerpos de agua (Gil, 2014).

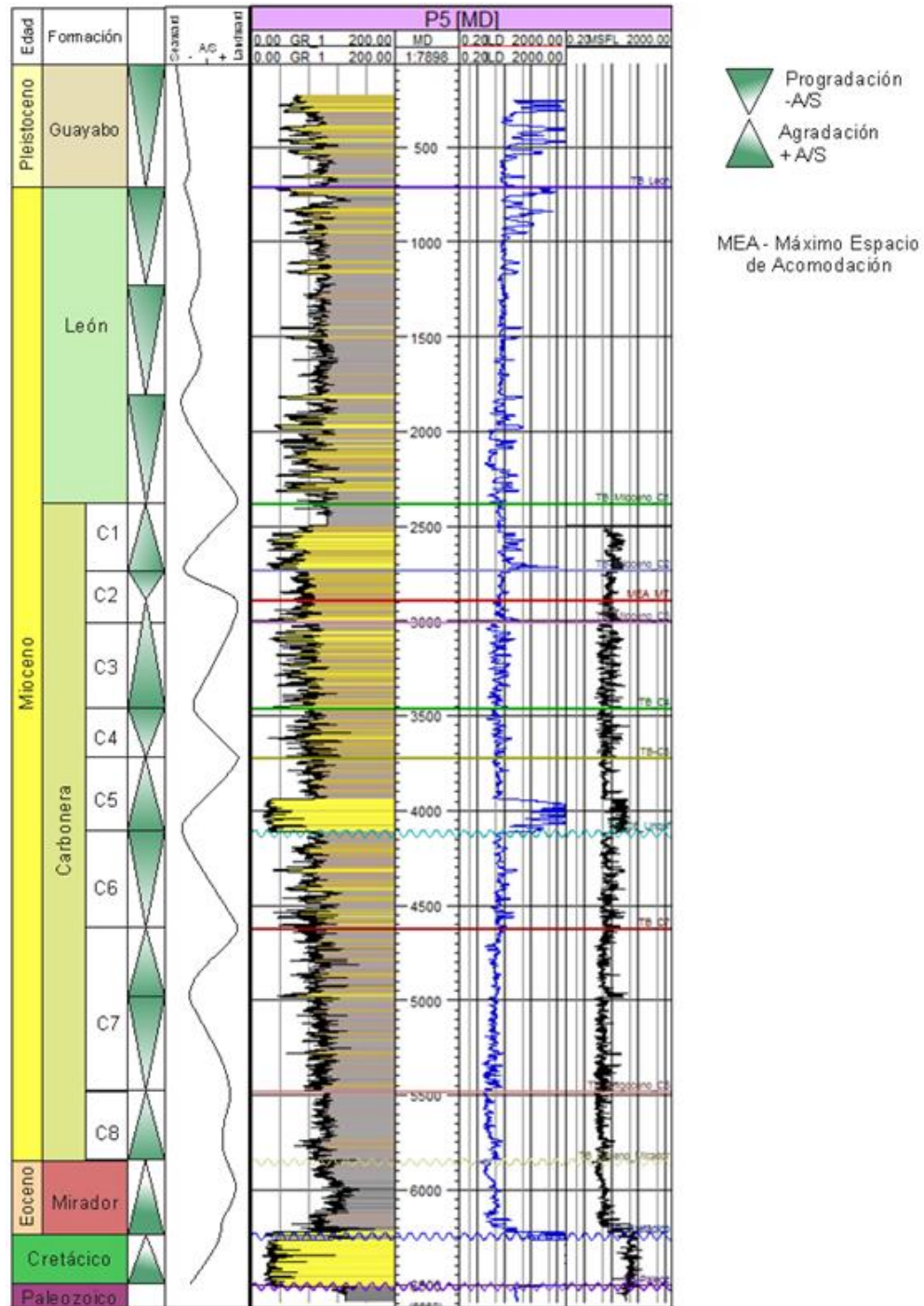
6.1.6.8 Miembro C1 Esta porción de la Formación Carbonera representa un evento de aumento en A/S (Transgresión – Ver figura 3). La base de C1 corresponde a una superficie de inconformidad y el tope a una superficie de inundación regional, fácilmente identificable dentro la cuenca. Esta unidad está constituida por areniscas de canales fluviales, areniscas progradacionales en lagos, bahías o estuarios y lodolitas lacustres o de bahías. Los depósitos de canales se localizan principalmente hacia la base del C1 y conforman cinturones amalgamados de buena continuidad lateral (Bueno, *op. cit.*).

6.1.7 Mioceno Medio-Cuaternario La Formación León y la Formación Guayabo representan los depósitos del Mioceno Medio-Cuaternario de la cuenca. La Formación León es una unidad estratigráfica de gran utilidad como marcador

estratigráfico y está compuesta principalmente por lodolitas grises a verdosas, con una expresión sísmica característica definida por una zona sorda. Su base está limitada por una superficie de inundación (Figura 3) y el tope se ha caracterizado por una superficie de inconformidad, definida por el downlap de los reflectores correspondientes a la formación suprayacente (Bueno, *op. cit.*).

La unidad superior que conforma el relleno sedimentario de la cuenca es la Formación Guayabo, compuesta por una gruesa secuencia de depósitos clásticos continentales y sinorogénicos en una alternancia de material detrítico fino y grueso, que registra exhumación de la Cordillera Oriental desde el Mioceno Medio (Disminución de A/S – Ver figura 3). La Formación Guayabo se adelgaza en sentido oeste-este, regionalmente presenta espesores entre 1.300 pies en el sector suroccidental de la cuenca y 10.000 pies en el extremo noroeste, en el piedemonte llanero (Bueno, *op. cit.*).

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada para la parte sur de la Cuenca los Llanos Orientales. La columna muestra la curva de A/S-Tiempo y los hem Ciclos estratigráficos identificados para cada secuencia.



Fuente: Autora.

6.2 POZOS EXISTENTES

6.2.1 Pozo SA-13 El pozo SA-13 (Figura 4) fue perforado en 1981 durante una ofensiva exploratoria lanzada por INTERCOL & PROVINCIA PETROLEUM CO., con el objetivo de probar la continuidad de reservorios potenciales en la Formación Mirador y en las arenitas del Cretácico encontradas en pozos cercanos.

El pozo perforó las formaciones Guayabo (Calzón y Charte), León (1189'), Carbonera (1938'), Mirador (4741'), Une (4916') y Paleozoico (4964'), alcanzando una profundidad total de 5018'.

En el pozo se tomaron núcleos en 4 intervalos, presentando shows de aceite buenos y muy buenos a 4773.5', 4781', 4786.5'-4789', 4794', 4806'-4815', 4821'-4833' y 4839'.

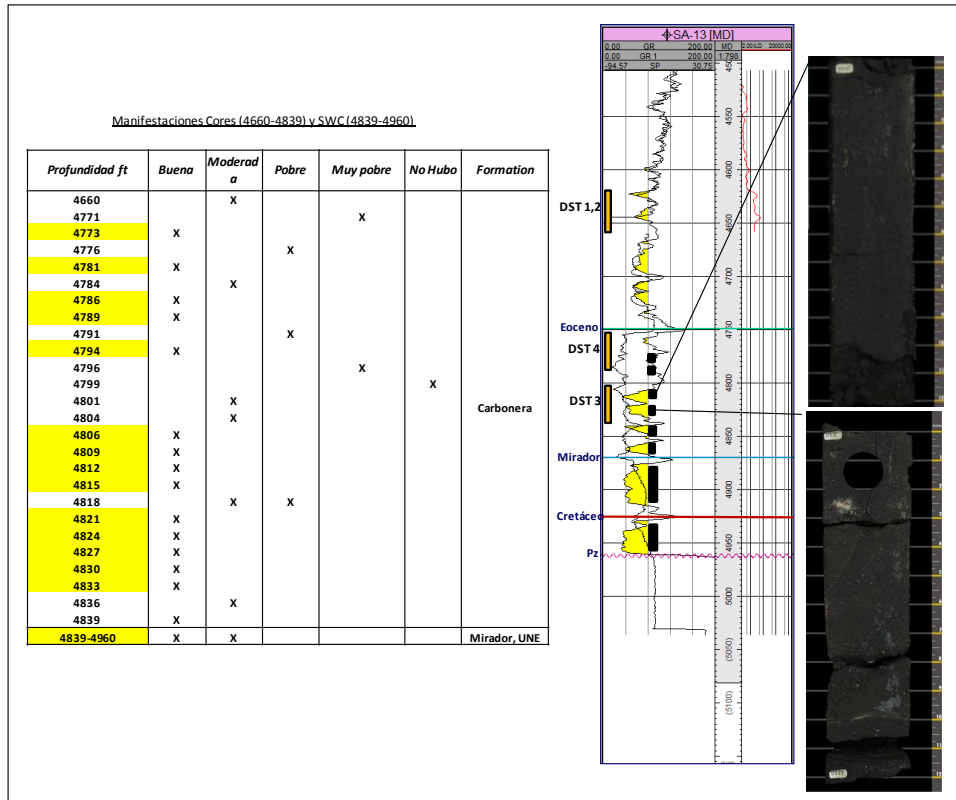
En el pozo se tomaron 3 pruebas DST (Drill-Stem Test) en los intervalos 4621'-4668', 4802'-4839' y 4755'-4870' cuyos resultados son:

DST1, 2 (4621-4668); se recuperaron 1668' de fluido correspondiente a 195' de colchón de agua, 548' de lodo con gotas de aceite, 925' de agua de formación con gotas de aceite.

DST3 (4802-4839); fluyó a superficie agua de formación con trazas de aceite.

DST4 (4755-4780); se recuperaron 370' de fluido correspondiente a 125' de lodo más agua, 245' de agua de formación y ¼ de galón de aceite (Bueno, 2012).

Figura 4. Pozo SA-13, registros con intervalos de manifestación de hidrocarburos y pruebas realizadas.



Fuente: Tomado de Bueno, 2012.

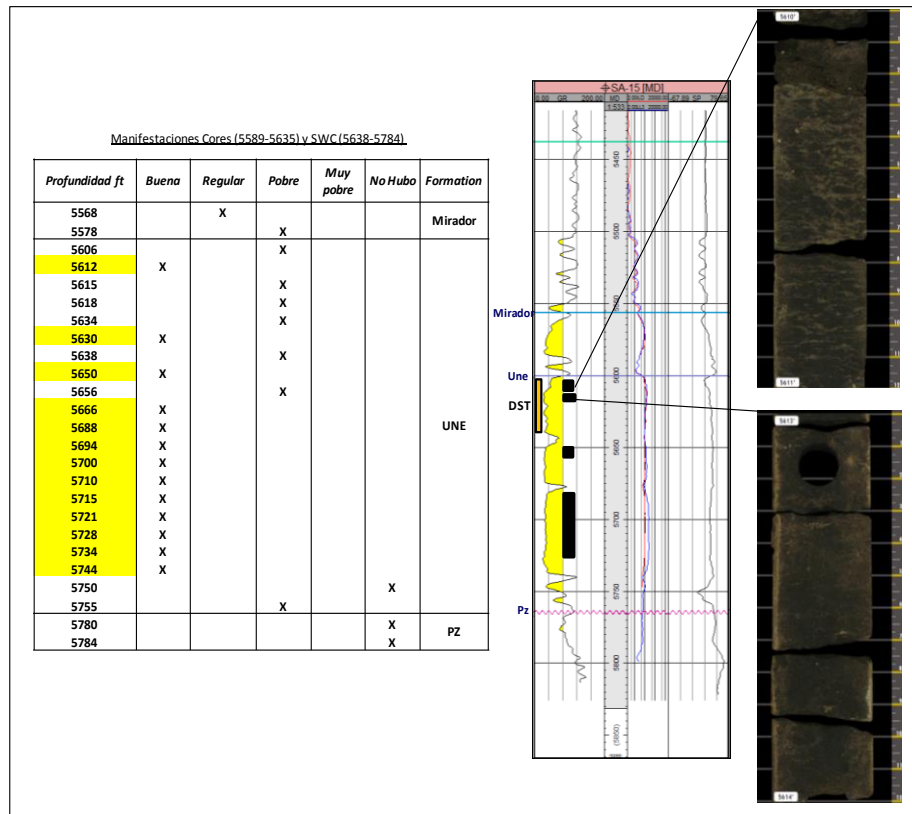
6.2.2 Pozo SA-15 El pozo SA-15 (Figura 5) fue perforado también en 1981 como parte de la ofensiva exploratoria lanzada por INTERCOL & PROVINCIA PETROLEUM CO., en la parte sur y este de los Llanos Orientales, con el objetivo de probar la existencia de reservorios potenciales.

El pozo SA-15 perforó las formaciones Guayabo (Calzón y Charte), León (1405'), Carbonera (2171'), Mirador (5308'), Une (5548') y Paleozoico (5738'), alcanzando una profundidad de 5828'.

Las muestras de pared tomadas presentaron manifestaciones muy buenas de aceite a 5602', 5612' y entre 5630' y 5744'. La descripción preliminar de los núcleos indicó shows de aceite a 6606.5'-5609' y 5609'-5622.75'

Se realizó una prueba DST (Drill-Stem Test) en el intervalo 5604'-5639' y se obtuvieron 4865' de agua de formación. Mediante el método del refractómetro se calculó una gravedad API de 9° a 60° F en el intervalo 5600'-5750', en la Formación Une (Bueno, 2012).

Figura 5. Pozo SA-15, registros con intervalos de manifestación de hidrocarburos y pruebas realizadas.



Fuente: Tomado de Bueno, 2012.

6.3 POZOS ESTRATIGRÁFICOS HOCOL

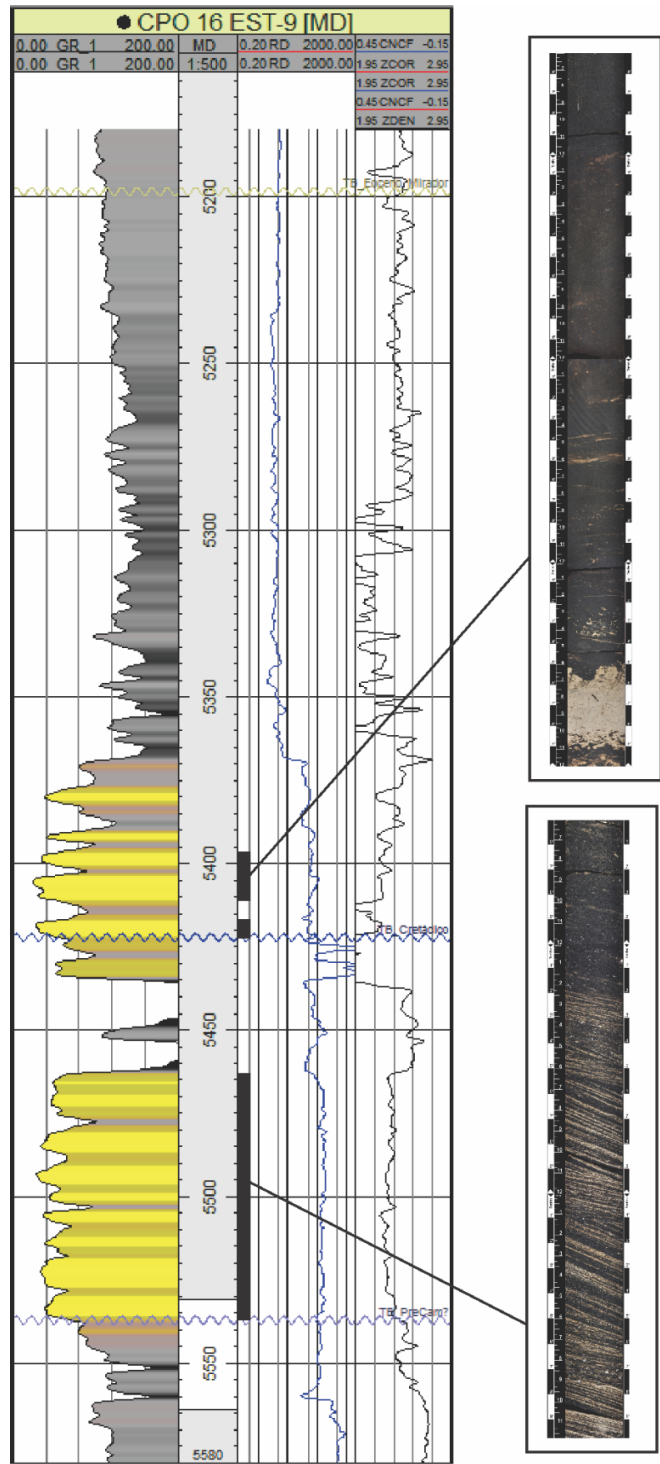
6.3.1 Pozo EST-9 El pozo EST-9 (Figura 6) fue perforado en diciembre de 2013 con el objetivo de conocer la secuencia estratigráfica y posibles acumulaciones de hidrocarburo pesado en una trampa de carácter estratigráfico.

El pozo perforó las formaciones Guayabo, León (1036'), Carbonera (1971'), Mirador (5247'), Cretácico (5435') y Precámbrico? (5533'), alcanzando una profundidad de 5602'.

La descripción de los núcleos indicó shows de aceite muy buenos en los intervalos 5396'-5410', 5413'-5419' y 5462'-5536' (Figura 6).

No se realizó DST debido a problemas mecánicos que impidieron el descenso de la herramienta de medición.

Figura 6. Pozo EST-9, registros con intervalos de manifestación de hidrocarburos.



Fuente: Autora.

7. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

A continuación se describen de manera general los principales elementos y procesos de los sistemas petrolíferos para la parte sur de la Cuenca de los Llanos Orientales.

7.1 ROCA GENERADORA

Entre los intervalos con potencial generador de la Cuenca Los Llanos Orientales sobresalen: la Formación Gachetá (Turoniano temprano – Coniaciano), la Formación Une (Cenomaniano) y la Formación Los Cuervos, de edad Paleoceno Tardío. Entre estas sobresale la Formación Gachetá como la principal roca generadora, seguida de la Formación Los Cuervos y en menor medida la Formación Une (ANH, 2012).

En el caso de la Formación Gachetá, el intervalo potencial generador se ubica en la parte inferior de la unidad, y alcanza espesores de hasta 140 pies en el sector suroeste. Los isovalores promedios de riqueza orgánica actual (%TOC), según la ANH (2012), permiten identificar que éstos aumentan de este a oeste y de sureste a noroeste, con valores pobres en el este y sureste (<0,5 %) y valores buenos (1 – 2 % TOC) a muy buenos (2 - 4% TOC), en el noroeste (sector occidental de Arauca).

En cuanto a la calidad y tipo de materia orgánica, los estudios realizados por ECOPETROL/ICP permiten diferenciar, en muestras de la Formación Gachetá, un predominio de materia orgánica correspondiente a kerógeno tipo III, potencial generador de gas y condensado; con aportes menores de materia orgánica tipo II,

potencial generador de aceite y gas (ANH, *op. cit.*).

En cuanto a madurez de la Formación Gachetá, se define una franja, localizada hacia el occidente en la cuenca, que cubre desde el suroeste hasta noroeste, donde esta formación habría entrado en ventana de generación de hidrocarburos ($T_{\text{máx}} > 435^{\circ} \text{C}$), alcanzando valores bajos a medios de madurez (ANH, *op. cit.*).

7.2 ROCA RESERVORIO

El reservorio se encuentra conformado por las cuarzarenitas de las formaciones Cretácicas (Guadalupe y Une) y Terciarias (Mirador y Carbonera), las cuales presentan variaciones en el espesor y cambios laterales de facies como consecuencia de procesos tectonosedimentológicos (Gil, 2013). Las tendencias de valores de porosidades efectivas varían dentro de un primer set de datos del 22% al 28% para rocas Cretácicas (Formación Une) y un segundo set que exhibe valores desde el 25% al 37% en rocas Terciarias (Formaciones Mirador y Carbonera) (ANH, *op. cit.*)

7.3 ROCA SELLO

Los sellos de la cuenca son de carácter local a excepción de las arcillolitas y limolitas de la Formación León, que podrían considerarse el único sello regional. En el caso de las Formaciones Une, Mirador y Carbonera, los sellos verticales estarían constituidos por una serie de arcillolitas y limolitas suprayacentes dentro de cada una de las para-secuencias que componen cada ciclo estratigráfico (Gil, 2013).

Los sellos laterales estarían dados por las unidades lutíticas y finogranulares de la sucesión Paleozoica y por las rocas impermeables del basamento cristalino contra las cuales hacen *onlap* o están en contacto fallado las unidades reservorio. No obstante, vale la pena resaltar que como consecuencia del tipo o tipos de hidrocarburos que cargaron las estructuras (Principalmente de carácter estratigráfico), el sello lateral estaría dado en muchos casos por cambios sustanciales en las propiedades petrofísicas del propio reservorio (Φ - K), así como en las condiciones termodinámicas de la interface crudo-roca (Gil, *op. cit.*).

7.4 TRAMPA

Las probables acumulaciones de hidrocarburos en el área estarían ligadas a factores tanto de tipo estructural como estratigráfico, ya que la paleo-estructuración presente ejerce un importante control debido al traslape de las diferentes unidades arenosas contra el Paleozoico y el Basamento Precámbrico (Gil, *op. cit.*).

7.5 MIGRACIÓN

Se proponen dos eventos de generación y expulsión de hidrocarburos en la cuenca: El primero, pre andino, asociado a una cocina fósil, ocurrió hacia finales del Cretáceo Tardío-Paleoceno y se habría extendió hasta el Mioceno Medio (Migración de larga duración), en la zona donde se encuentra actualmente la Cordillera Oriental. Este evento produjo hidrocarburos con alto peso molecular (*Heavy Oil*) que migraron hacia depósitos someros localizados en los flancos de la cuenca, pasando la barrera de los 80 °C (176 °F), para empezar a ser atacados por procesos de biodegradación (Paleo) entrampándose en estructuras ya formadas para ese tiempo. Debido a la mejor calidad de roca generadora y a la

mayor madurez alcanzada, se considera este evento de generación el más importante en términos de volumen (Rangel & Passos, 2003 en Gil, 2013 y Bueno, 2012)

El segundo evento, restringido al piedemonte de la cordillera y a las zonas más occidentales de la cuenca (Chigne et. al., 1995 y Rojas et. al., 1998 en Bueno *op. cit.*), se desarrolló desde el Mioceno Medio hasta la actualidad en las cocinas que se ubican en el *sub-thrust* del frente de cabalgamiento de la Cordillera Oriental. Este pulso sería el responsable de la generación de hidrocarburos más livianos y habría “refrescado” con crudos más jóvenes muchos de los campos de la cuenca (Gil, *op. cit.*).

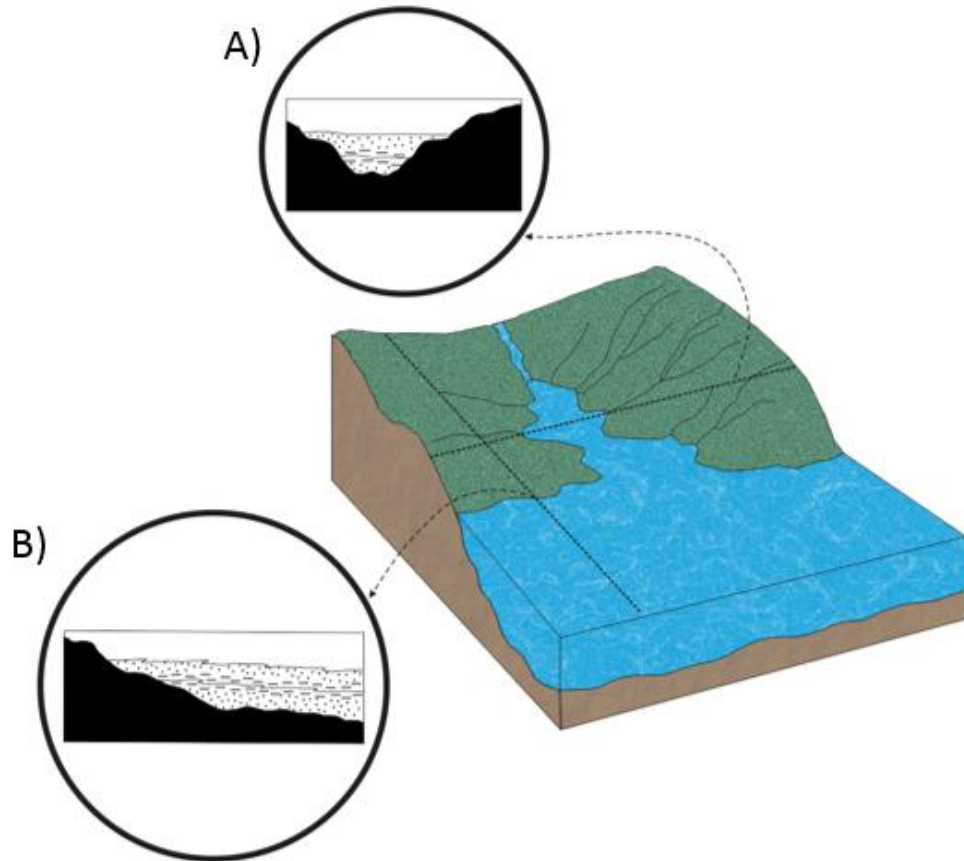
8. PROSPECTO LUCAS

8.1 TRAMPA

La definición de la trampa del Prospecto Lucas se llevó a cabo como parte de un ejercicio práctico en interpretación sísmica. Para su delimitación se emplearon las líneas sísmicas en el sentido del buzamiento CPO16-A (Figura 9) y CPO16-B (Figura 8).

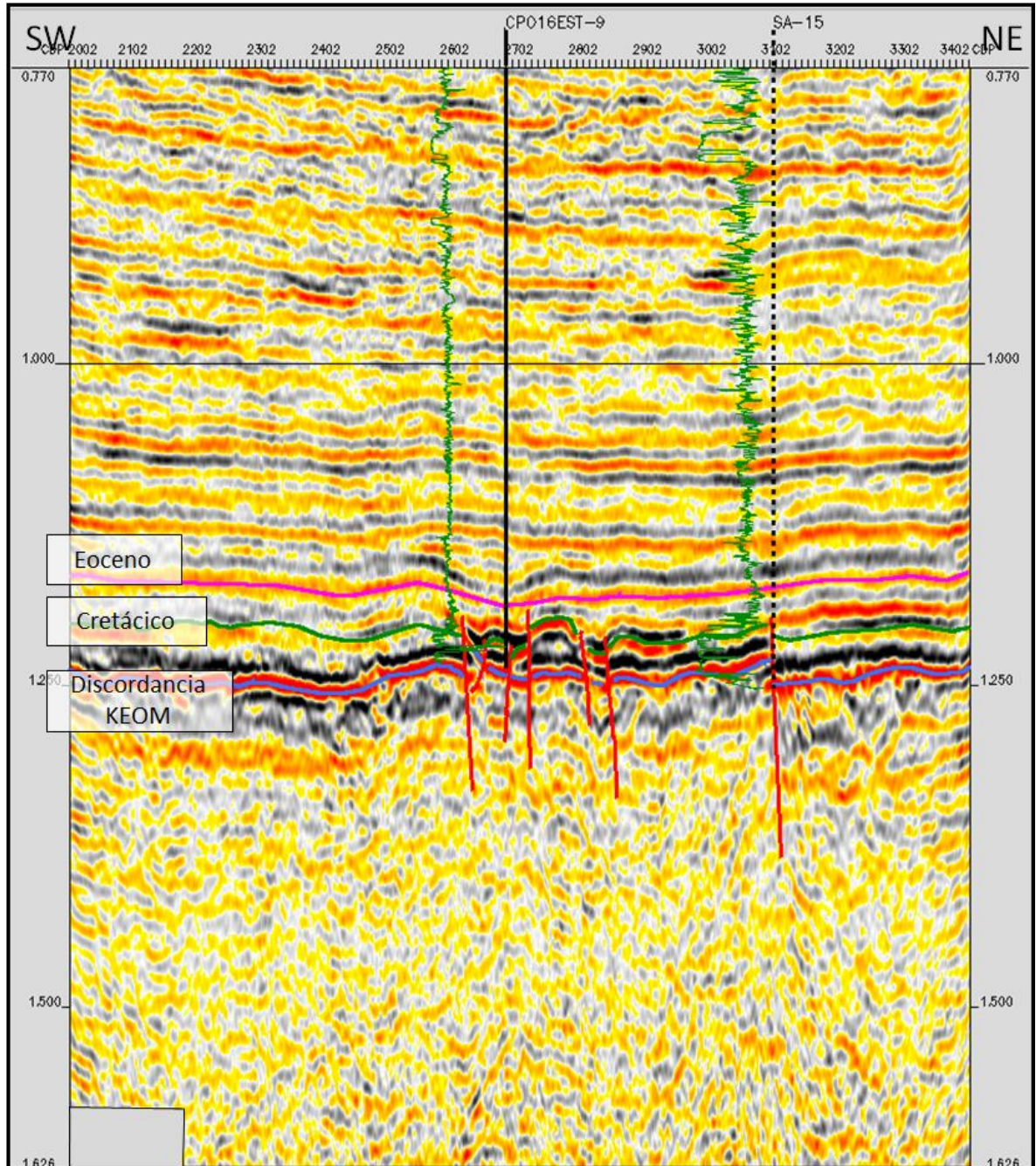
La trampa consiste en un play estratigráfico conformado por el acuñaamiento (*onlap*) frontal y lateral de la secuencia Cretácica contra la discordancia KEOM (Cretácico-Paleozoico, Eoceno-Paleozoico, Oligoceno-Paleozoico y Mioceno-Paleozoico). La figura 7 muestra la formación de dicha trampa durante el Cretácico Tardío. En la figura 7-A se observa el relleno del paleovalle observado en la línea sísmica CPO16-B (Figura 8), mientras que en la figura 7-B se observa la formación del onlap lateral de la secuencia cretácica contra la discordancia KEOM. La sísmica permite observar principalmente fallas normales que controlaron la depositación. El sello lateral y frontal está dado por el basamento Paleozoico-Precámbrico? contra el que se deposita discordantemente y hace onlap la secuencia, mientras que el sello vertical está dado por niveles lodosos desarrollados al tope de las secuencias intra-cretáceas (y un nivel carbonoso desarrollado al tope de la secuencia Cretácica) además de un nivel de lodolitas correspondiente al C8 de la Formación Carbonera.

Figura 7. Formación de la trampa estratigráfica en el área del Prospecto Lucas durante el Cretácico Tardío.



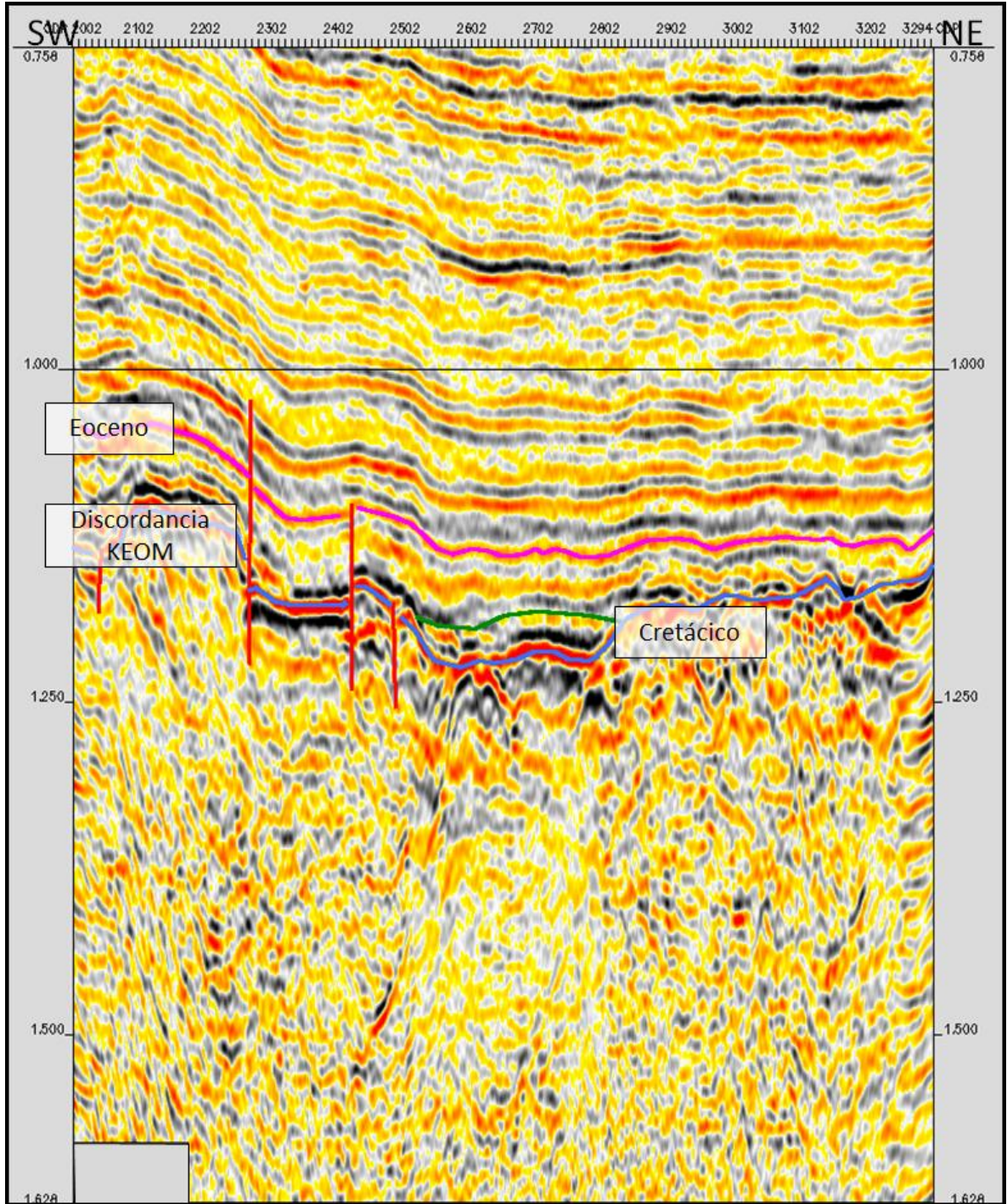
Fuente: Autora.

Figura 8. Interpretación de la línea sísmica de buzamiento CPO16-B. Se observan las fallas normales que controlaron la deposición y los pozos EST-9 y SA-15, este último perforado en la parte lateral.



Tomado de Programa Sísmico CPO16-2D, Hocol.

Figura 9. Interpretación de la línea sísmica de buzamiento CPO16-A. Se observa el paleovalle relleno por una secuencia cretácea y las fallas que controlaron el depósito

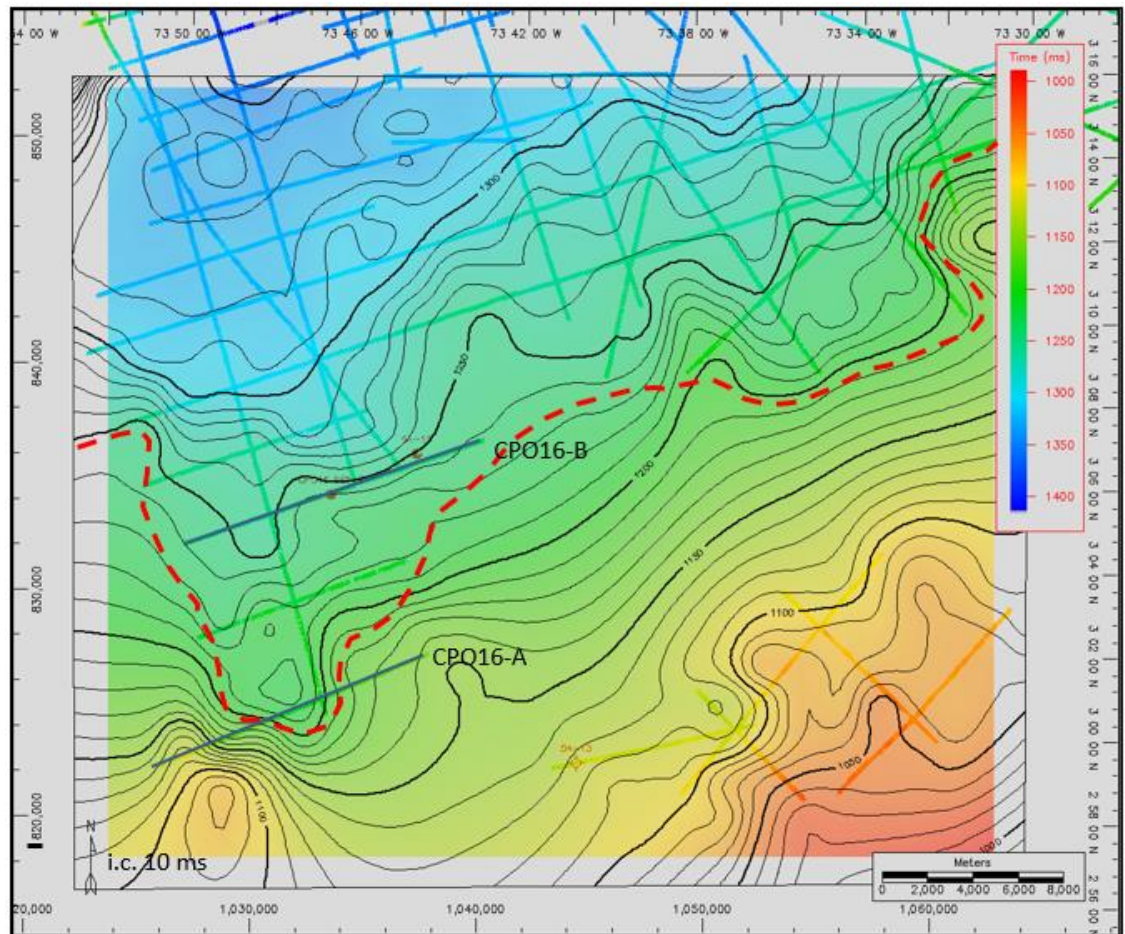


Fuente: Tomado de Programa Sísmico CPO16-2D, Hocol.

A partir de la interpretación de las líneas sísmicas realizada mediante el programa Geoframe se elaboraron los mapas en tiempo doble (TWT) (Figuras 10, 11 y 12) para los tres horizontes interpretados (Paleozoico, Cretácico y Eoceno) con el fin de comprender la distribución de las unidades de interés en el área sur del Bloque CPO-16 y más exactamente, en el área del Prospecto Lucas.

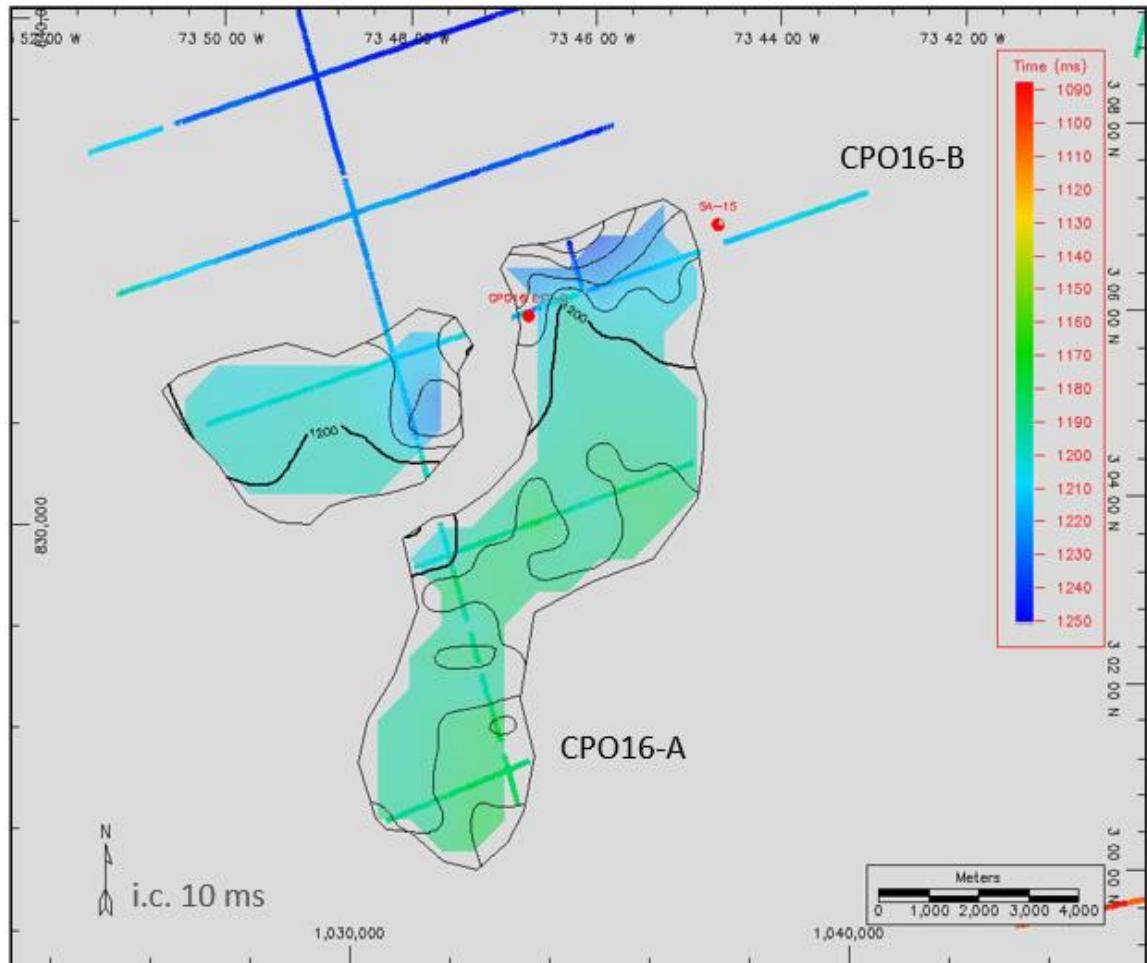
En la figura 10 se observa el mapa en tiempo doble (TWT) elaborado a partir de la interpretación del horizonte que corresponde al Paleozoico. El mapa permite identificar un depocentro ubicado al noreste del área del Bloque CPO-16 y la formación de una bahía en la parte sureste del área de interés; este bahía se trazó siguiendo los cambios que marca la escala de tiempo del mapa y siguiendo el límite de las líneas sísmicas. Dado que esta bahía controló el depósito de la unidad suprayacente, para su trazo también se tuvo en cuenta el límite del Cretácico dado por la interpretación de este horizonte en las líneas sísmicas.

Figura 10. Mapa en tiempo doble (TWT) al tope de la discordancia KEOM. La línea roja indica el *embayment* que controló la deposición de la unidad suprayacente. En el mapa se observa la ubicación de las líneas sísmicas CPO16-A Y CPO16-B.



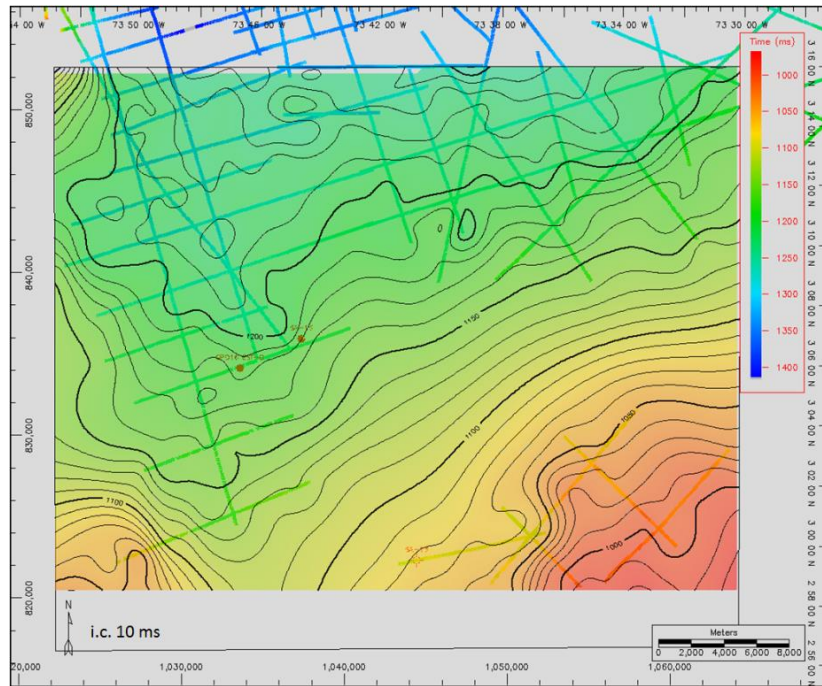
El mapa en tiempo doble (TWT) al tope del Cretácico del Prospecto Lucas se muestra en la figura 11. El prospecto fue delimitado siguiendo los *onlaps* de la secuencia del Cretácico contra el Paleozoico, identificados a partir de la interpretación de las líneas sísmicas CPO16-A y CPO16-B, entre otras.

Figura 11. Mapa en tiempo doble (TWT) al tope del Cretácico (Formación Une) indicando la delimitación del Prospecto Lucas. En la figura se observa la sección de las líneas sísmicas CPO16-B y CPO16-A en la que se interpretó el Cretácico.



La figura 12 muestra el mapa en tiempo doble (TWT) elaborado al tope del Eoceno para el área de interés. La secuencia se deposita discordantemente haciendo *onlap* progresivo sobre la discordancia KEOM hacia la parte sur, no obstante, el mapa muestra que en el área de estudio no se presenta este tipo de terminación.

Figura 12. Mapa en tiempo doble (TWT) al tope del Eoceno en el área sur del Bloque CPO-16.



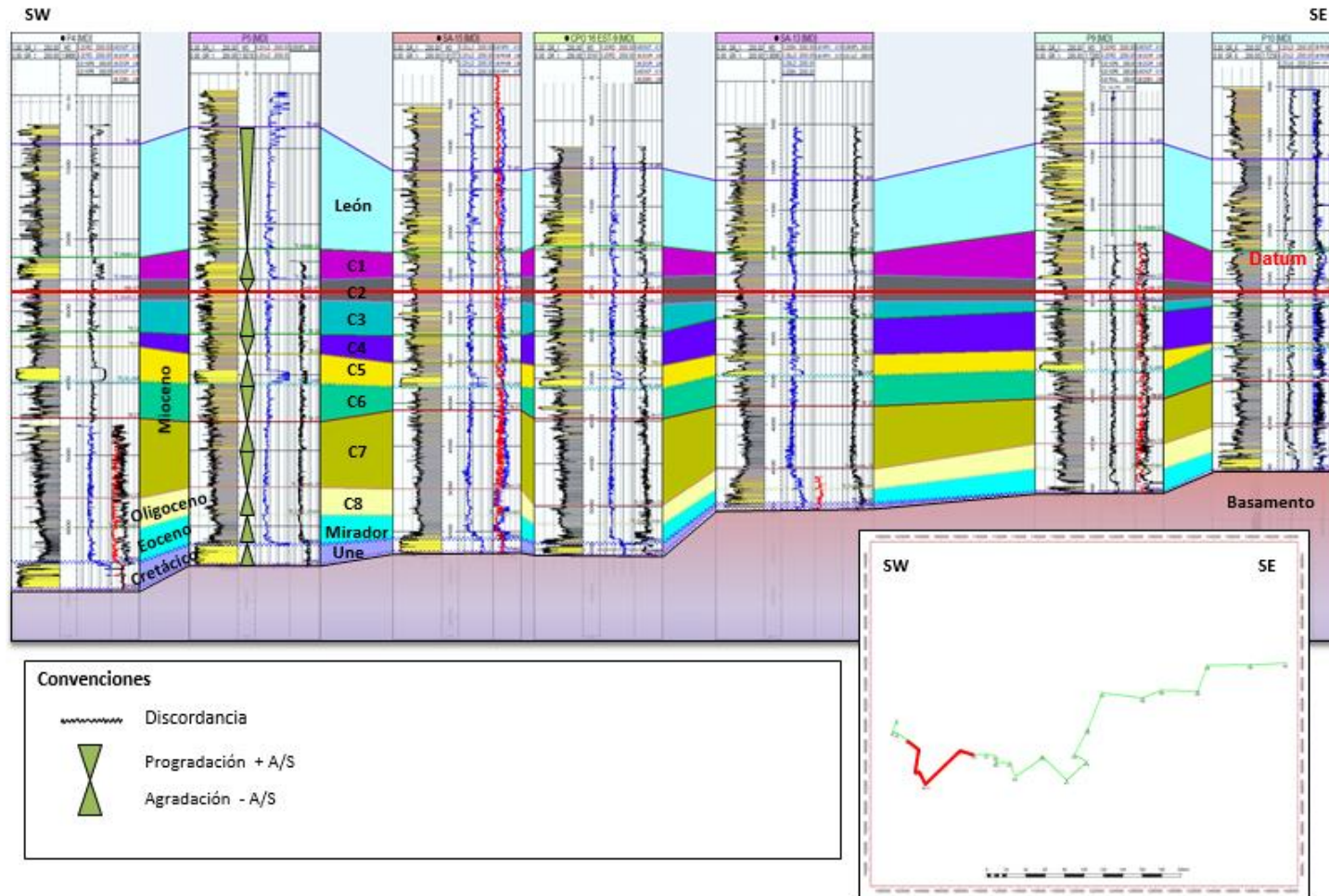
8.2 DISTRIBUCIÓN ESTRATIGRÁFICA

La figura 13 corresponde a una correlación cicloestratigráfica regional realizada para la parte sur de la Cuenca Los Llanos Orientales; dado que el área abarcada por la correlación es bastante amplia, en la figura se observa solamente el segmento de la correlación que corresponde al área del Prospecto Lucas, indicado por una línea roja en el mapa de localización anexo en la figura. Los pozos incluidos en la correlación de SW a SW son los pozos P4, P5, SA-15, EST-9, SA-13, P9 y P10. El Datum corresponde al MEA (máximo espacio de acomodación) del Miembro C2 de la Formación Carbonera. Esta correlación se realizó con el fin de tener un entendimiento de la distribución regional de las unidades que conforman la parte sur de la cuenca, en esta se puede observar el cambio lateral de facies que presenta la cuenca hacia el SE y el *onlap* progresivo de las unidades

del Cretácico, Eoceno, Oligoceno y Mioceno contra la paleotopografía dejada por la discordancia KEOM.

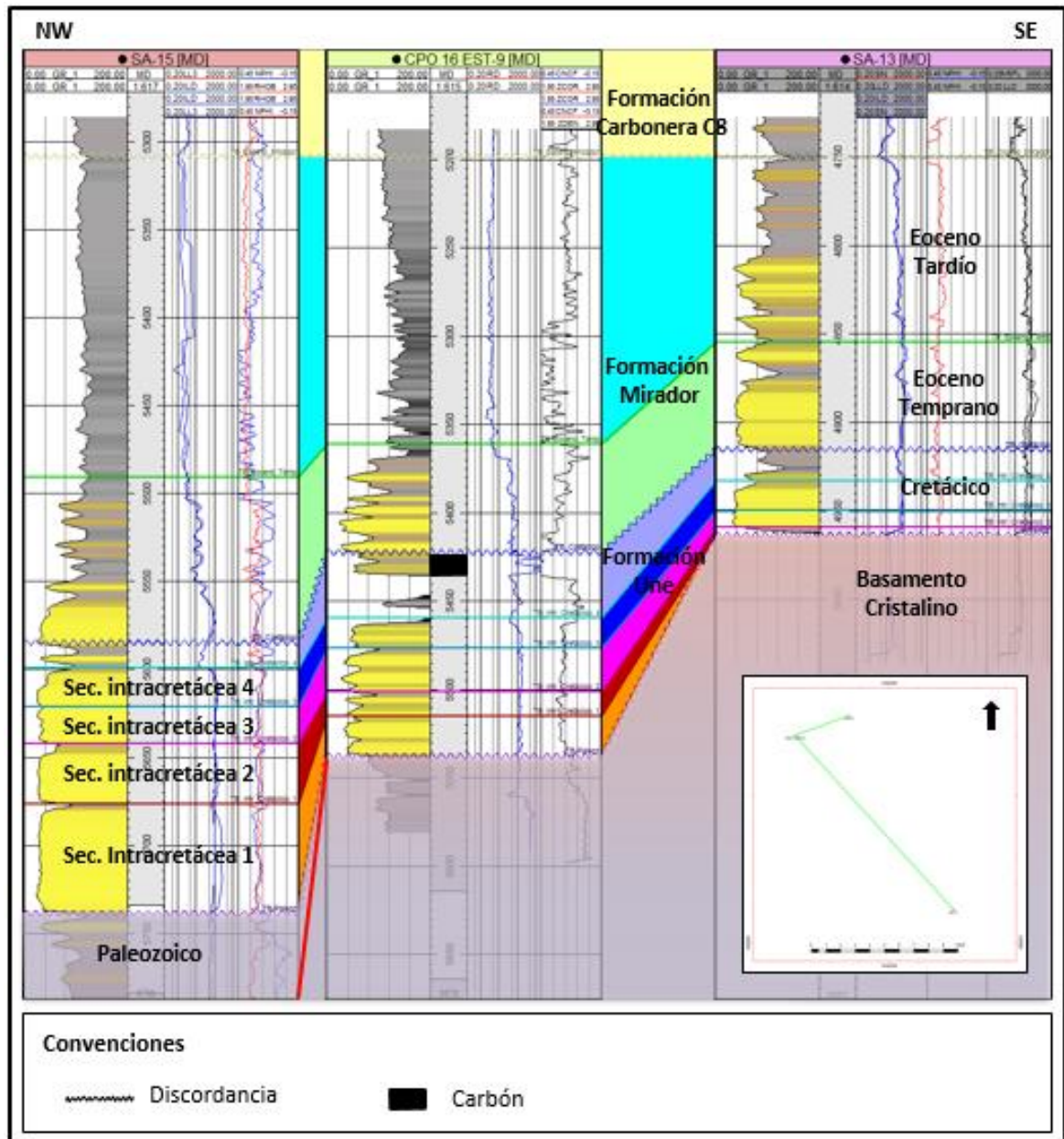
En la figura 14 se muestra la distribución de las unidades de interés Cretácico y Eoceno para el prospecto Lucas, observándose el *onlap* de la secuencia Cretácica contra la discordancia KEOM. En el pozo SA-15 se observa el desarrollo de 4 secuencias intra-Cretácicas en cuyos topes se desarrollan niveles lodosos. Estas secuencias hacen *onlap* sobre el basamento hacia el SE. En el pozo EST-9 se observa el desarrollo de carbones hacia el tope de la secuencia Cretácea, lo que podría indicar un evento somerizante en el que el nivel del mar se desplaza hacia la cuenca (Bueno, *op. cit.*). El registro resistivo indica que cada ciclo intra-Cretáceo podría representar una trampa aparte (lodos al tope), dada la diferencia entre la resistividad que suelen presentar las rocas rellenas con hidrocarburos y las rellenas con agua de formación. La existencia de dichas trampas estaría sujeta a la continuidad lateral del sello de cada secuencia.

Figura 13. Correlación cicloestratigráfica regional mostrando la distribución de las unidades de la cuenca Los Llanos Orientales. Nótese el onlap del Cretáceo sobre el basamento y los cambios laterales de facies.



Fuente: Autora.

Figura 14. Correlación estratigráfica mostrando la distribución de las unidades de interés para el Prospecto Lucas. Nótese el *onlap* del Cretácico sobre el Basamento y los cambios laterales de facies hacia el SE.

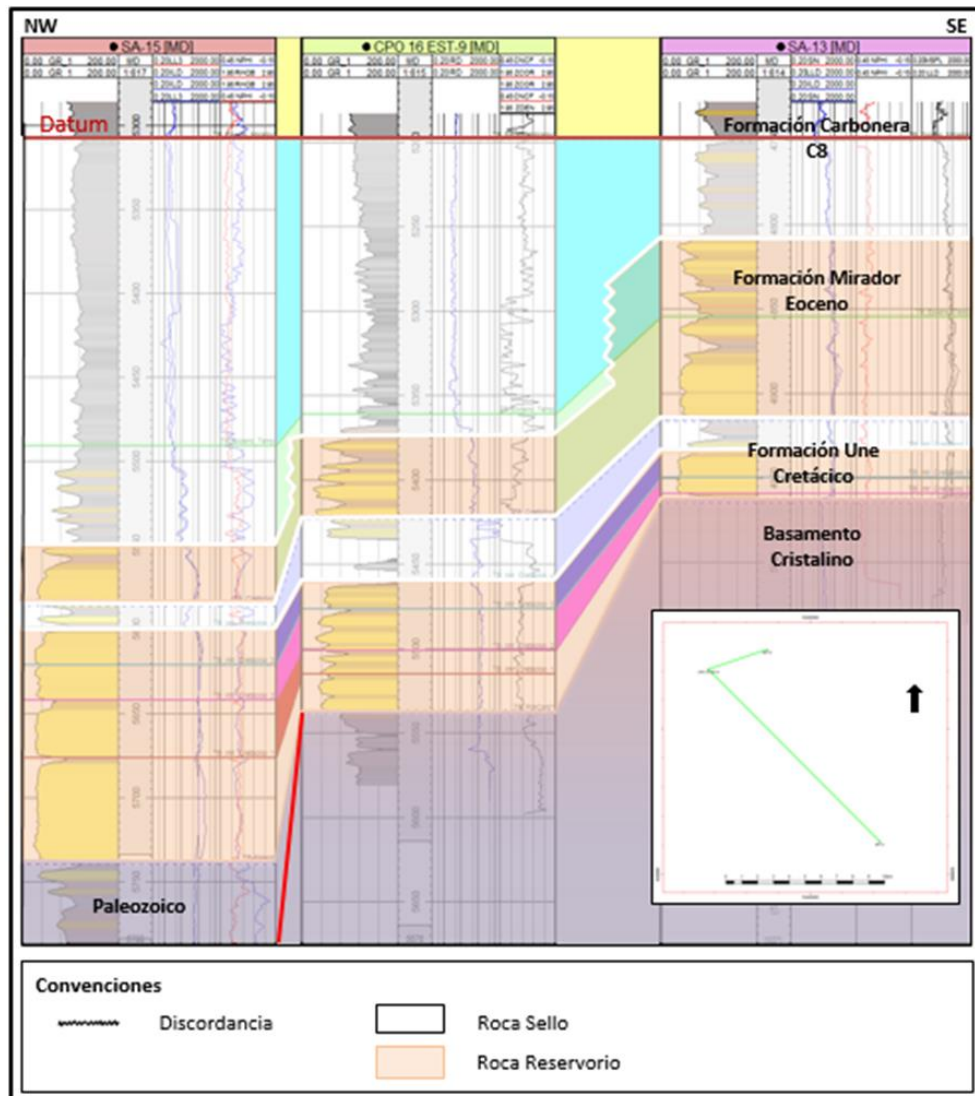


Fuente: Autora

8.3 RESERVORIO

Los pozos estratigráficos SA-13, SA-15 y EST-9 encontraron una muy buena calidad de reservorio en las formaciones Mirador y Une (Figura 15) y una importante presencia de hidrocarburo en una columna de 80-100 pies.

Figura 15. Correlación cicloestratigráfica mostrando la distribución de las unidades de interés, Eoceno y Cretácico, la posible distribución de la roca sello (blanco) y roca reservorio (naranja) para el Prospecto Lucas.



Fuente: Autora.

En el área de estudio, el reservorio se encuentra conformado por las areniscas de las formaciones Cretácea (Une) y Terciaria (Mirador), las cuales presentan variaciones en espesor estratigráfico y cambios laterales de facies en sentido NW-SE como consecuencia de los procesos tectonosedimentológicos (Gil, *op. cit.*). El cretáceo se encuentra distribuido en casi toda el área del bloque, hacia la parte sur se deposita discordantemente haciendo *onlap* sobre el Basamento Precámbrico y el Paleozoico, el límite superior corresponde a una discordancia erosiva la cual corta drásticamente la secuencia hacia la parte sur (Bueno, *op. cit.*). El Eoceno Superior (Mirador), se encuentra distribuido en toda el área del bloque. Hacia la parte sur se deposita discordantemente haciendo *onlap* progresivo sobre el Basamento Precámbrico y el Paleozoico, el límite superior está dado por un máximo de inundación, el cual se puede seguir claramente. Para las areniscas de las formaciones Une y Mirador, los sellos verticales estarían constituidos por una serie arcillolitas y limolitas suprayacentes dentro de las parasecuencias que componen cada ciclo estratigráfico (Gil, *op. cit.*).

8.4 DESCRIPCIÓN DE FACIES

Para la descripción de facies se tuvo como principal referente el núcleo del pozo EST-9, en el cual se muestrearon las unidades de interés y fue el único en el que tomó muestra del basamento. Este núcleo fue descrito en detalle por el geólogo Timothy A. Cross y como parte del ejercicio de práctica se realizaron visitas a CoreLab bajo su tutoría; estas visitas se realizaron con el objetivo de observar de primera mano el *core* y entender la interpretación realizada con anterioridad por el geólogo.

A partir de la descripción del núcleo se identificaron en total 10 facies sedimentarias, 7 para el Cretácico (Fm. Une) y 3 para el Eoceno (Fm. Mirador). De

igual manera, se identificó 1 facies metamórfica que corresponde al basamento, posiblemente precámbrico.

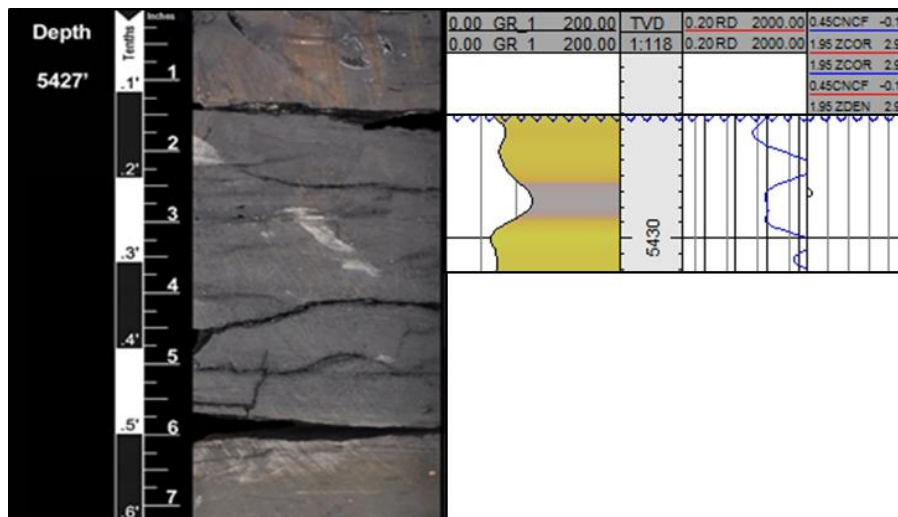
A continuación se presenta la descripción de las facies identificadas junto con los registros del pozo EST-9 para esos segmentos.

8.4.1 Cretácico – Formación Une

- **Carbón**

Carbón color negro opaco (Figura 16), su contacto inferior está definido por un contacto neto mientras que el contacto superior es irregular o erosivo con presencia de bioturbación. Los estratos alcanzan un espesor de 6 pies.

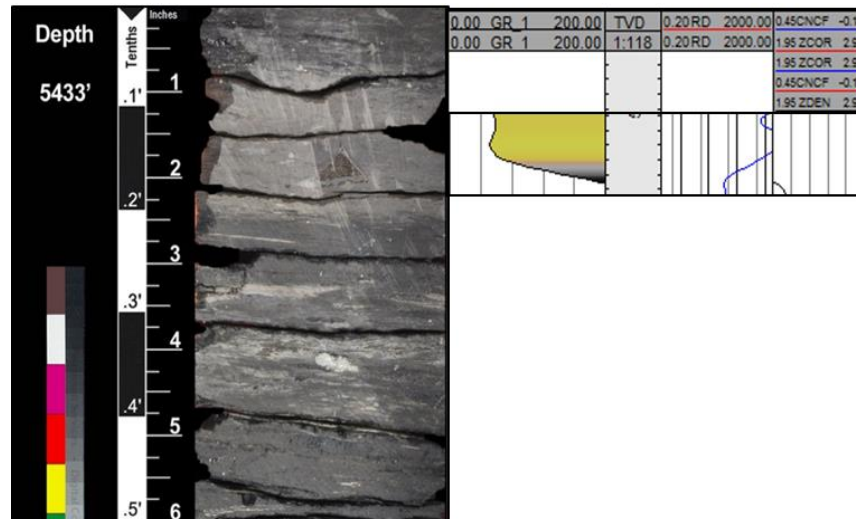
Figura 16. Carbón.



- **Shale y limolita carbonáceos (ShLCarb)**

Facies de *Shale* y limolita color gris oscuro a negro, duras, carbonáceas (Figura 17). El contacto inferior es un contacto difuso, esta facies tiene un espesor de aproximadamente 2 pies.

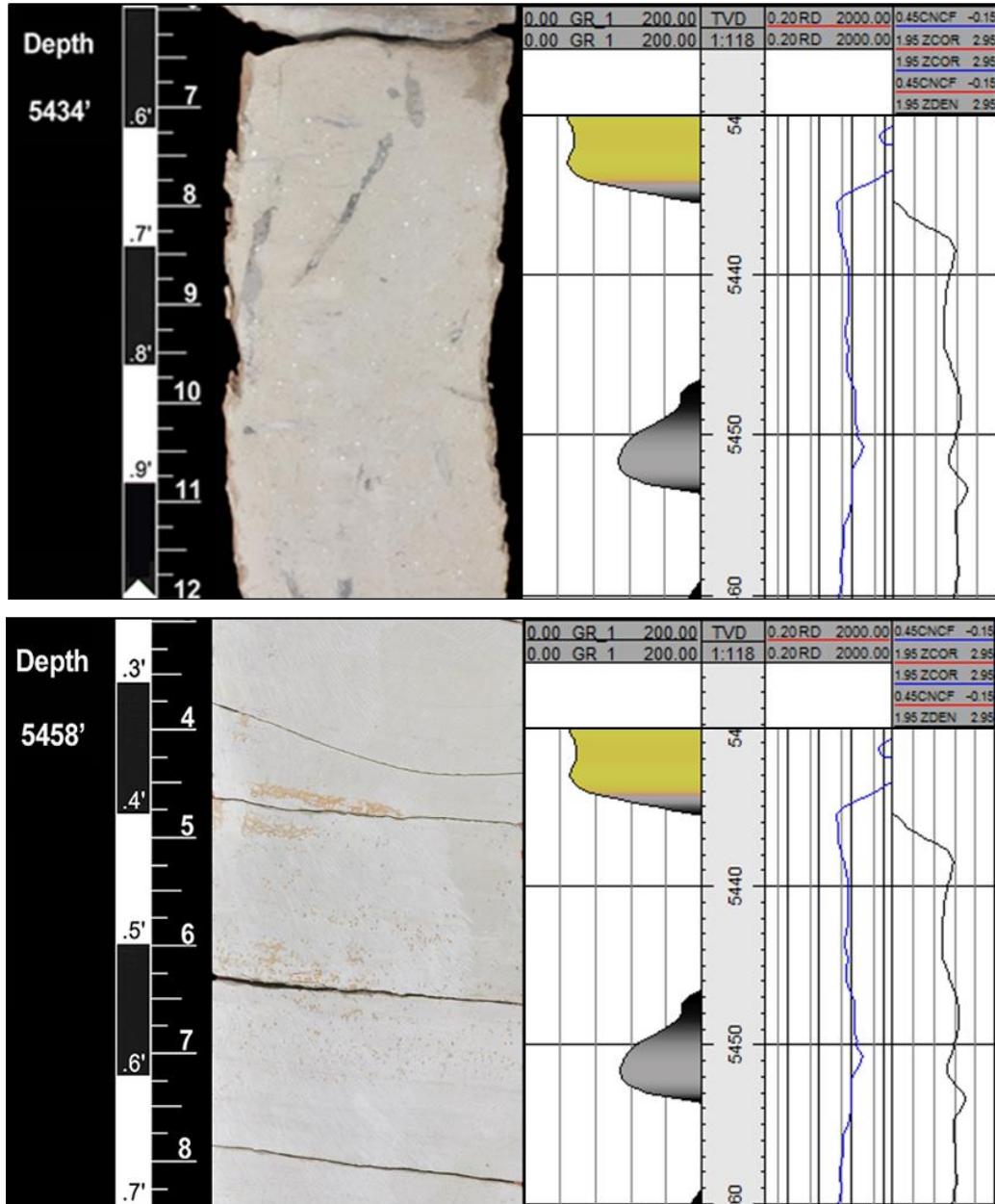
Figura 17. Facies ShLCarb, *Shale* gris oscuro a negro, carbonáceo.



- **Paleosuelo – (LP)**

Facies de limolita color gris claro (Caolinita) generalmente masiva, con marcas de raíces hacia el tope (Figura 18 superior). A la base se observan igualmente granos de esfaerosiderita dispersos (Figura 18 inferior). La caolinita se presenta en también en agregado granular, nodular y como caolinita vermicular. El espesor de los estratos varía ampliamente, siendo de 2 pulgadas en los topes identificados para cada secuencia intra-Cretácica y alcanzando los 25 pies al tope del cretácico. Su contacto inferior es transicional, mientras que el superior es neto.

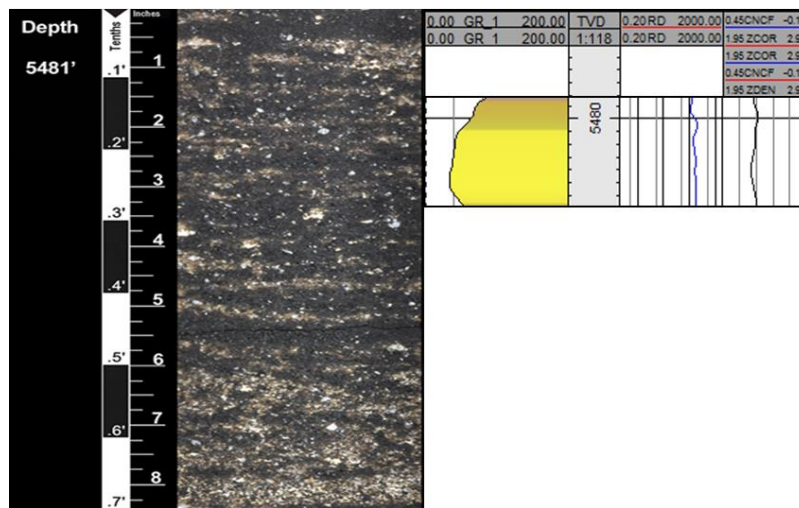
Figura 18. Facies LmR, Limolita color gris claro con marcas de raíces y caolinita granular (superior) y limolita masiva color gris claro con esfaerosiderita (inferior).



- **Arenita con laminación horizontal discontinua (ArLamHd)**

Facies de arenita de grano grueso (hacia la base) a fino con laminación horizontal discontinua. Pueden observarse granos muy gruesos dispersos en la arenita de grano fino (Figura 19).

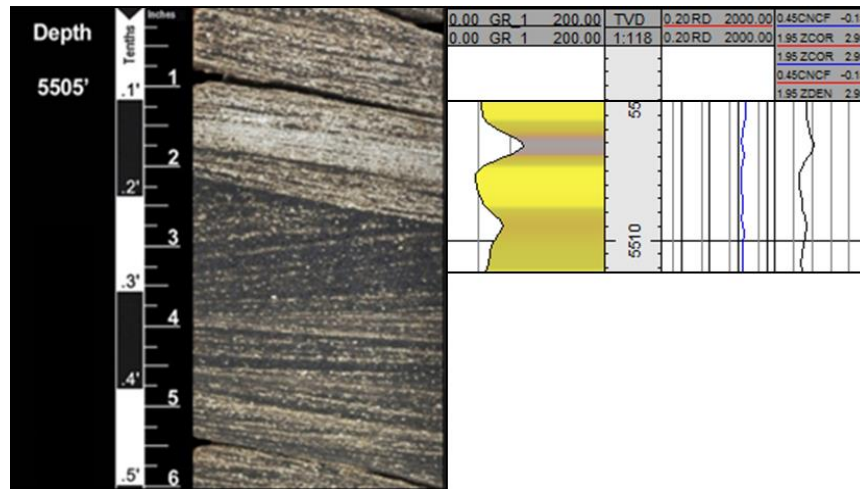
Figura 19. Facies ArLamHd, cuarzoarenita de grano grueso a fino con laminación horizontal discontinua.



- **Arenita con laminación cruzada compuesta (ArLamXc)**

Facies de cuarzoarenita de grano fino, sub-angular, moderadamente sorteada, con estratificación cruzada compuesta (Figura 20).

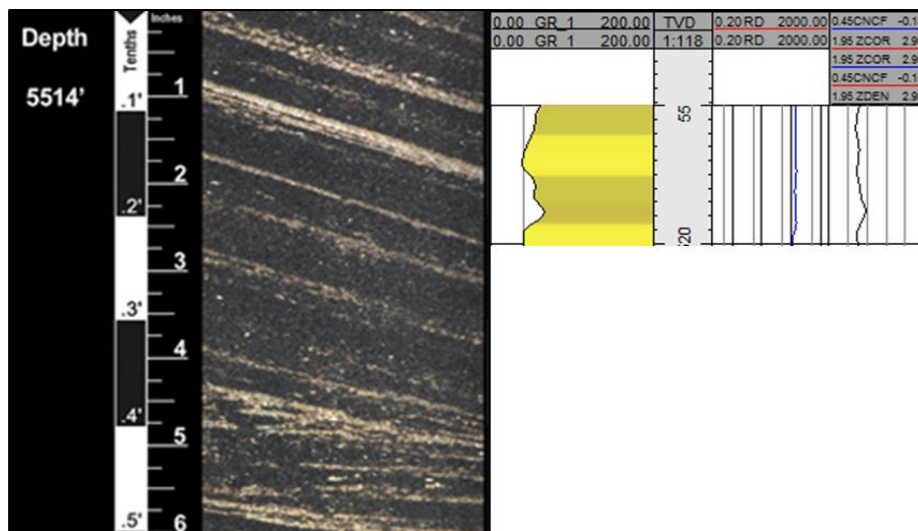
Figura 20. Facies ArLamXc, cuarzoarenita de grano fino con estratificación cruzada compuesta.



- Arenita con laminación cruzada (ArLamX)

Facies de cuarzoarenita de grano grueso (hacia la base) a fino con laminación cruzada planar de bajo ángulo (10°-12°) (Figura 21).

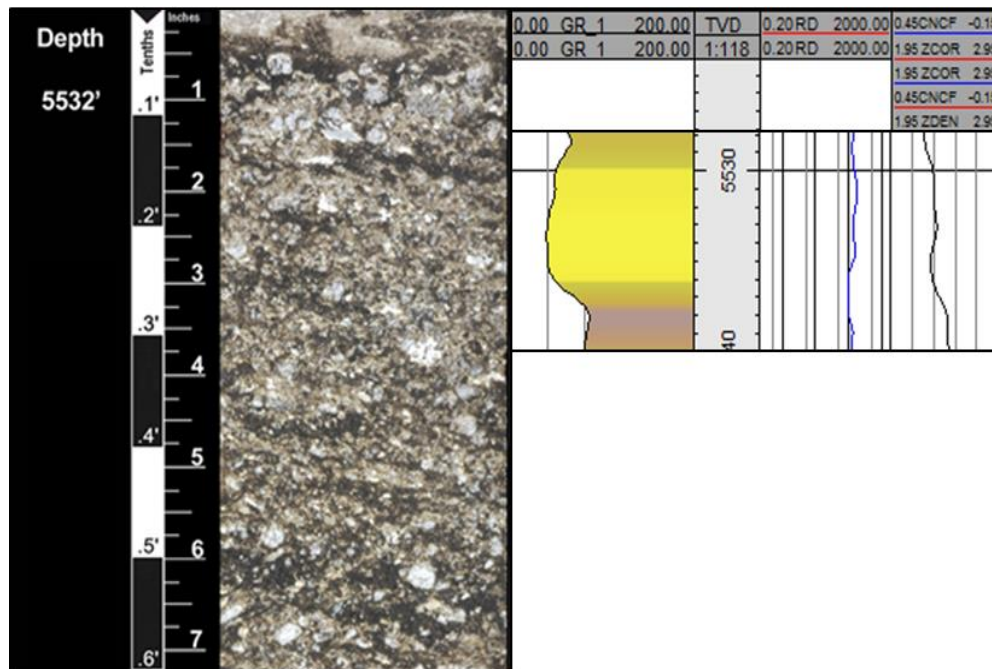
Figura 21. Facies ArLamX, cuarzoarenita con laminación cruzada planar de bajo ángulo.



- **Arenita sin estructuras (ArSE)**

Facies de Arenita de grano grueso mal calibrada, desorganizada, sin estructuras (Figura 22). Estratodecreciente.

Figura 22. Facies ArSE, facies de cuarzoarenita de grano grueso sin estructuras.

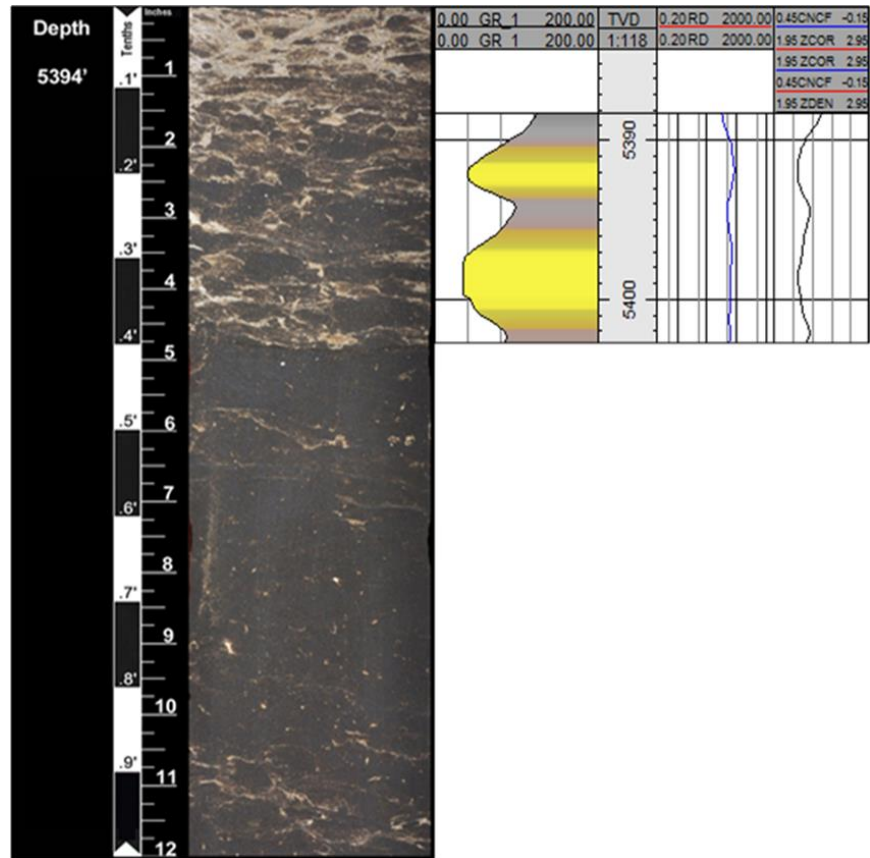


8.4.2 Eoceno – Formación Mirador

- **Arenita con bioturbación (ArBio)**

Facies de arenita de grano fino a muy fino con bioturbación de Skolithus y sin diferenciar (Figura 23).

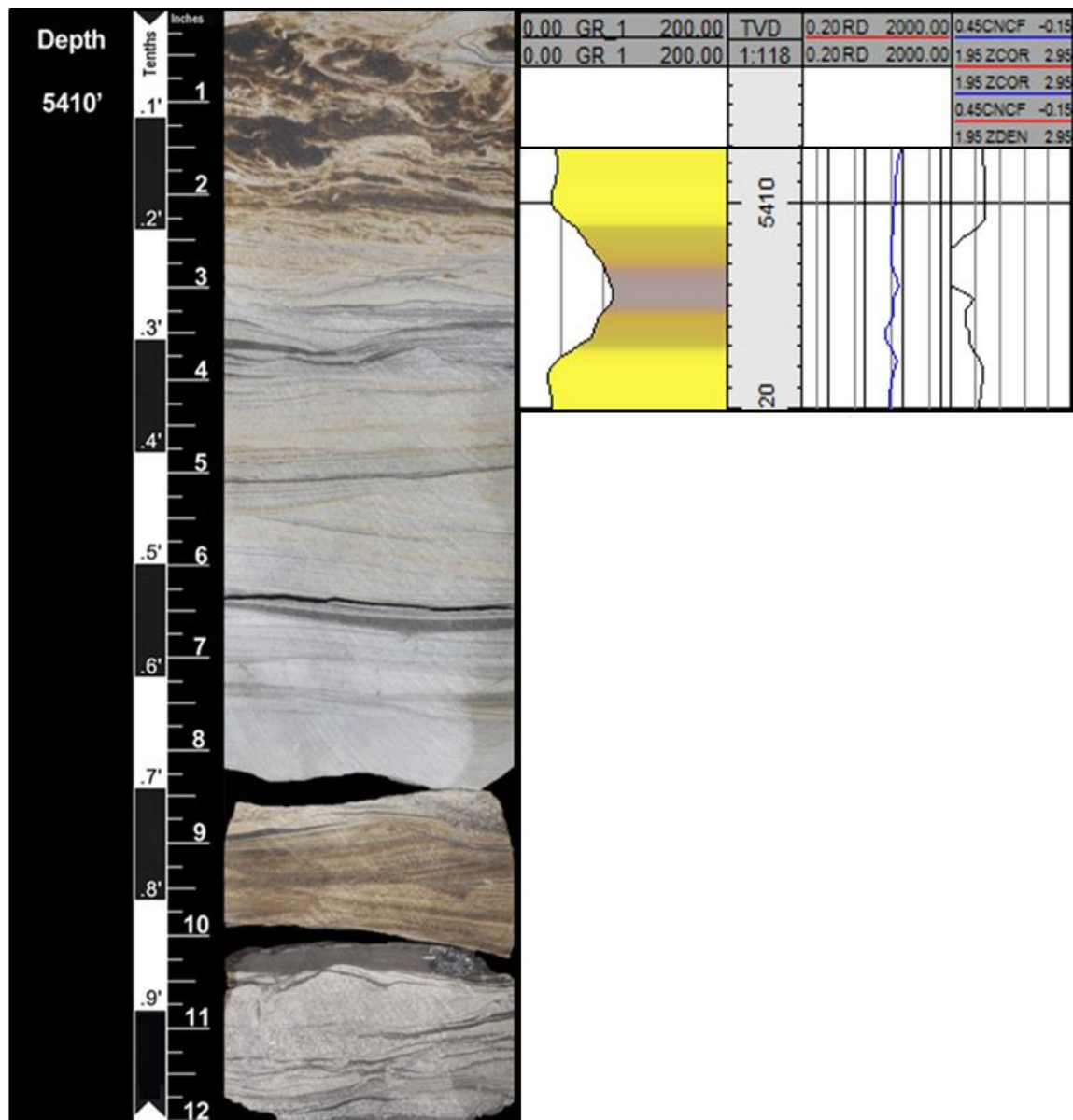
Figura 23. Facies ArBio, arenita de grano fino a muy fino con bioturbación.



- Arenita con ondulitas (ArOLF)

Facies de arenita de grano muy fino con ondulitas, se observa contenido de lodo en los *foresets* (Figura 24). Esta facies tiene un espesor de 1 pie, su contacto superior es transicional.

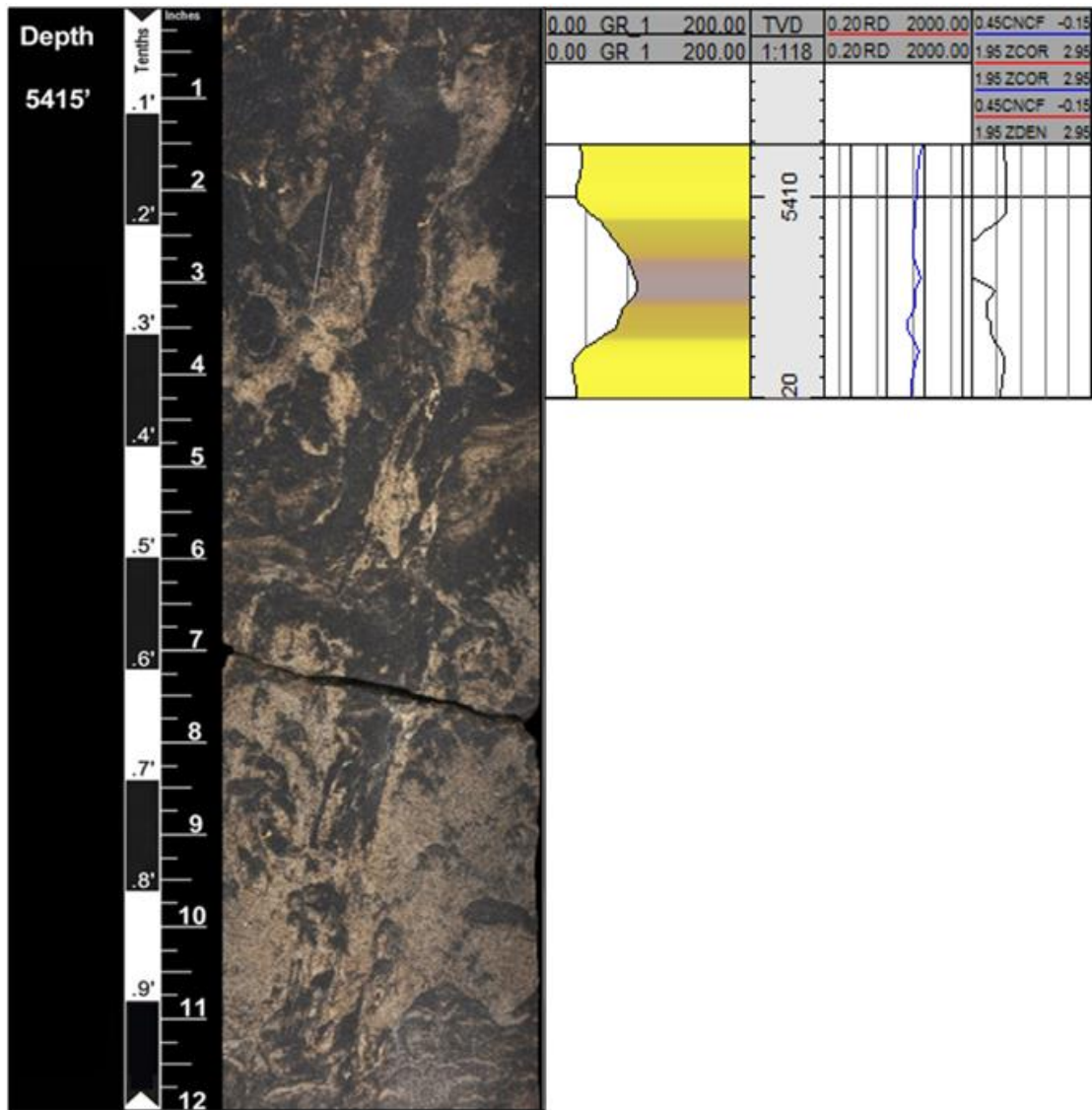
Figura 24. Facies ArOLF, arenita de grano muy fino con ondulitas y contenido de lodo en los foresets.



- Arenita con estructuras de escape de fluidos (ArEscF)

Facies de arenita de grano muy fino a fino con estructuras de escape de fluidos (Figura 25). Su espesor aproximado es de 2 pies.

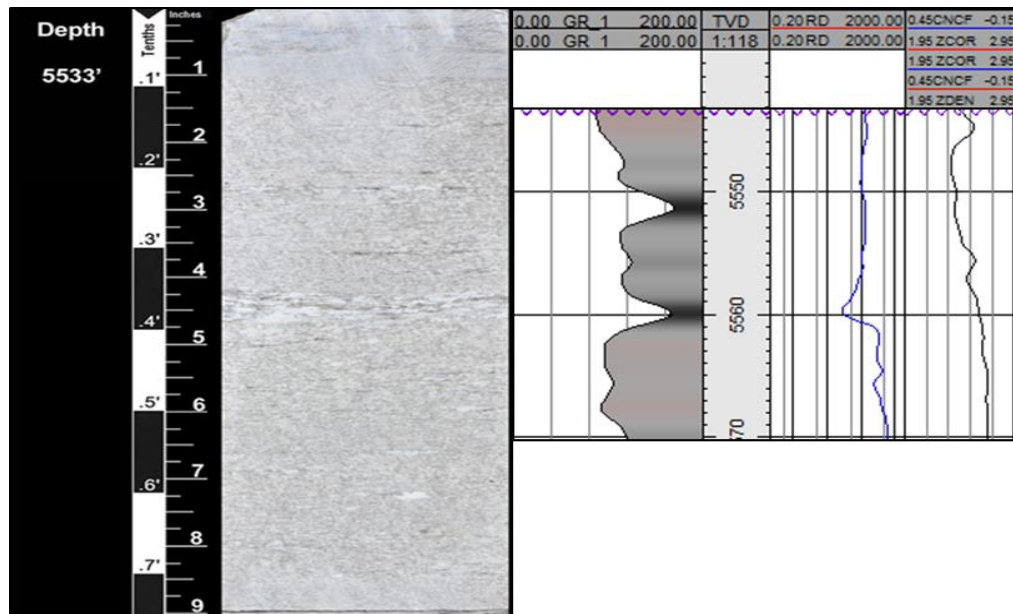
Figura 25. Facies ArEscF, arenita de grano muy fino a fino con estructuras de escape de fluidos.



- **Facies Metamórfica**

Gneis de color blanco, bandeado con gris oscuro, negro, y verde grisáceo, compacto, muy duro, con minerales de cuarzo, feldespatos, plagioclasas y hornblenda, con accesorios como moscovita y clorita (Figura 26).

Figura 26. Gneis bandeado, posible basamento Precámbrico?.

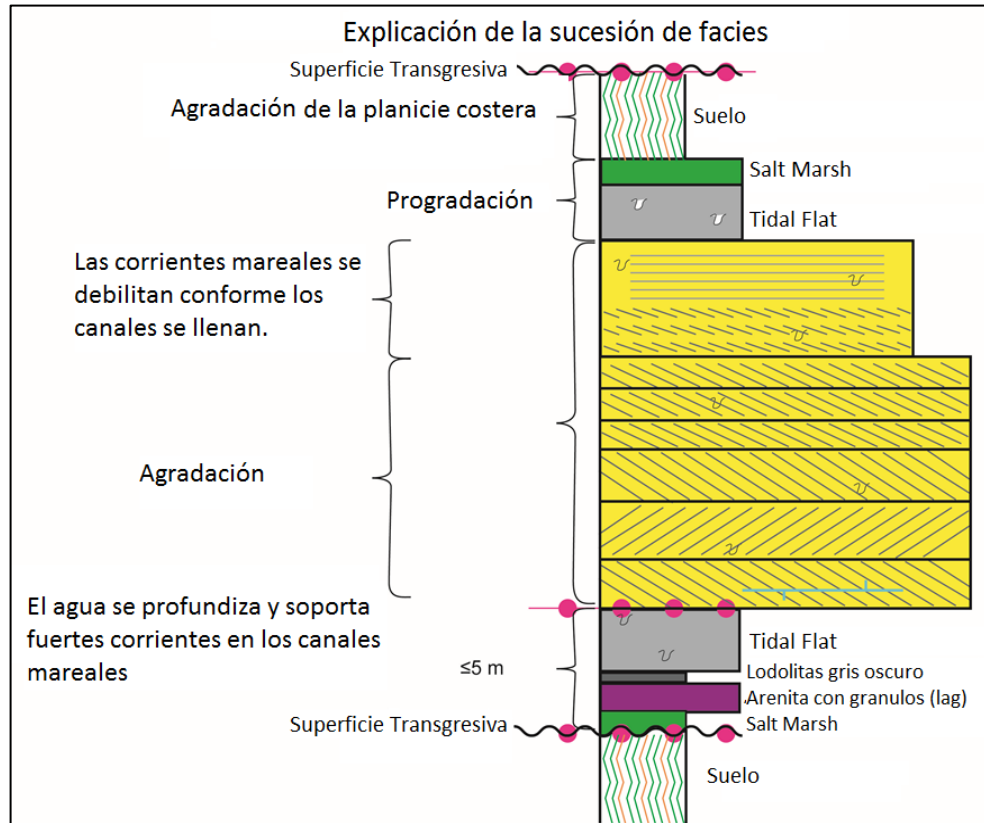


8.5 SUCESIONES DE FACIES Y AMBIENTE DE DEPÓSITO

A partir de las facies determinadas para el Cretácico y Eoceno durante la observación del núcleo se identificaron las sucesiones de facies, posteriormente, éstas fueron comparadas con el modelo de facies para estuarios y valles incisos de Boyd et. al (2006) y con el modelo de sucesiones de facies para un estuario dominado por mareas de Cross (2012) (Ver figura 27) para identificar el ambiente de depósito de cada unidad.

8.5.1 Sucesiones de Facies

Figura 27. Modelo generalizado de las sucesiones de facies para un estuario dominado por mareas.



Modificado de Cross, 2012.

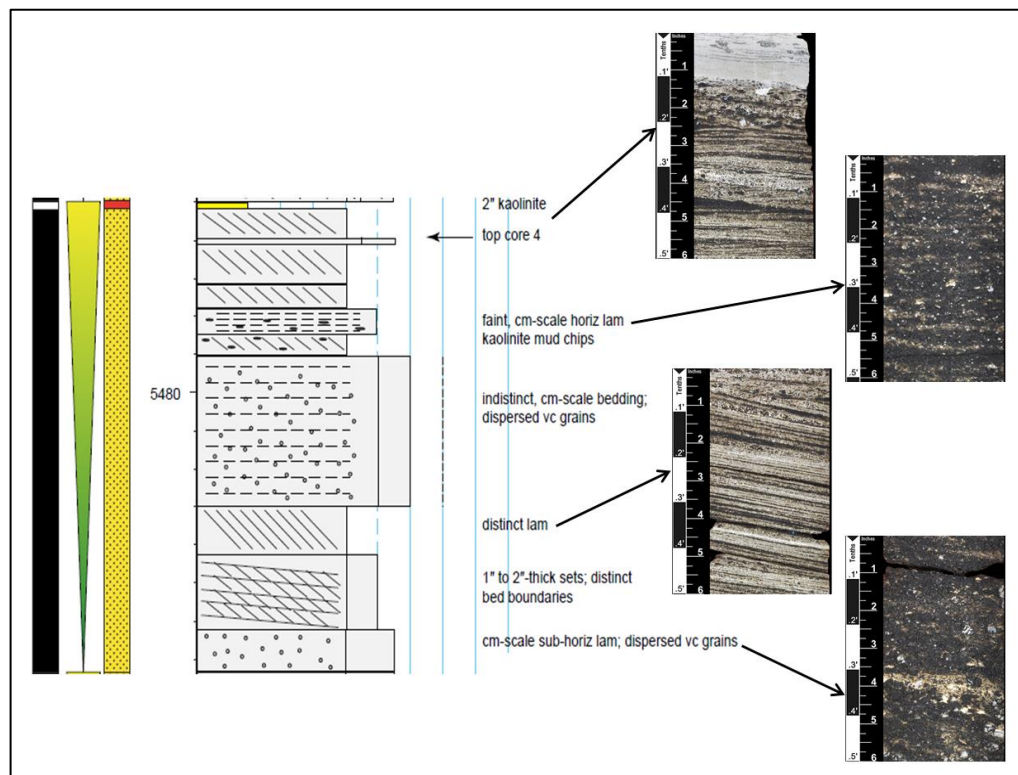
- *Sucesión de facies ArSE – ArLamHd – ArLamXc - ArLamX y LP: Barras Mareales Elongadas*

Esta sucesión está compuesta por cuatro facies arenosas y una limosa. Hacia la base, arenita sin estructuras (ArSe), arenita con laminación cruzada (ArLamX) y arenita con laminación cruzada compuesta (ArLamXc), las cuales representan el inicio de la transgresión, siendo barras de varios a cientos de centímetros, que migran y pueden remover la parte superior de otras como respuesta a cambios en la dirección de flujo y en la energía. Son estas dos últimas facies las que

constituyen el mayor porcentaje de las facies para esta sucesión. Hacia el tope se presenta la facies arenita con laminación horizontal difusa (ArLamHd). Como respuesta a la exposición sub-aérea y somerización de la cuenca se observan delgados cuerpos de las facies Paleosuelo (LP) al tope de cada secuencia de arenitas (Ver figura 28).

El patrón de apilamiento vertical de las facies descritas constituyen Barras Mareales de Arena Elongadas para la porción más externa del estuario, separadas por canales mareales que suelen no preservarse en el registro (*Subtidal* e *Intertidal*). Esta sucesión de facies aplica para la formación Une, del Cretácico Tardío.

Figura 28. Secuencia de depósito correspondiente a barras mareales elongadas en el Cretácico, comparado con el modelo generalizado de la figura 27.



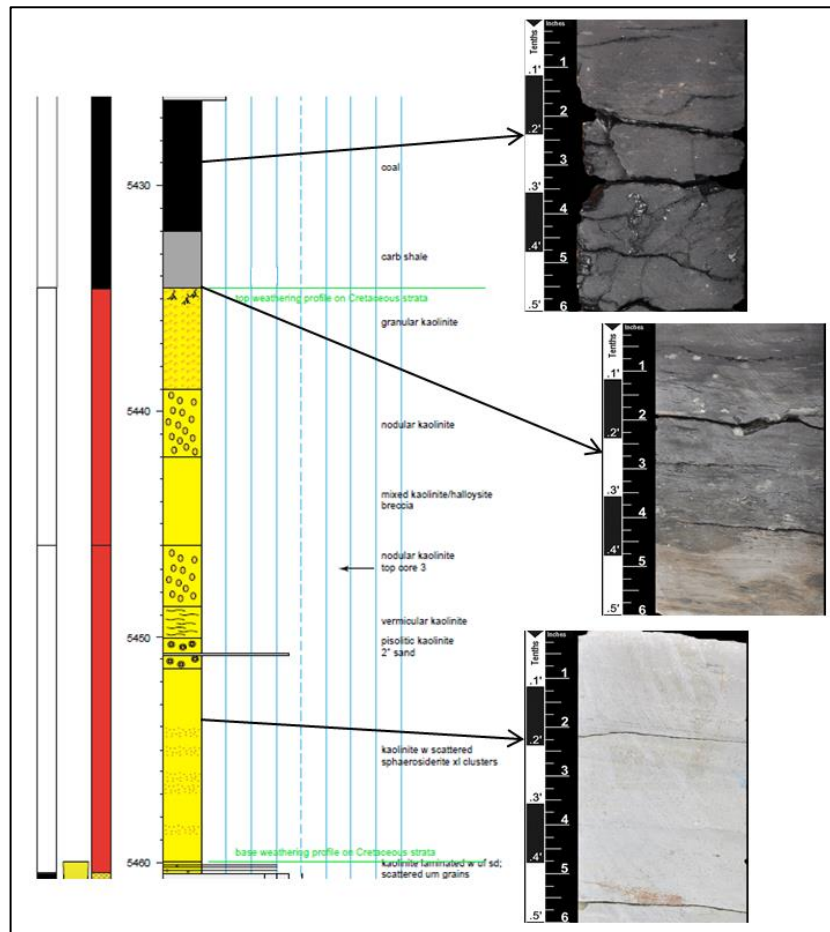
Fuente: Autora

- *Sucesión de facies LP – ShLCarb – Carbón : Salt Marsh*

Sucesión conformada por tres facies finas depositadas en zonas con variación en la tabla de agua (Mareal > fluvial), constituida por limolitas con marcas de raíces que indican el desarrollo de paleosuelos (LP), *shale* y limolitas ricos en material carbonoso (ShLCarb) y niveles de carbón (Ver figura 29).

Esta sucesión de facies aplica para la formación Une del Cretácico Tardío.

Figura 29. Secuencia de depósito correspondiente al *Salt Marsh* en el Cretácico.



Fuente: Autora

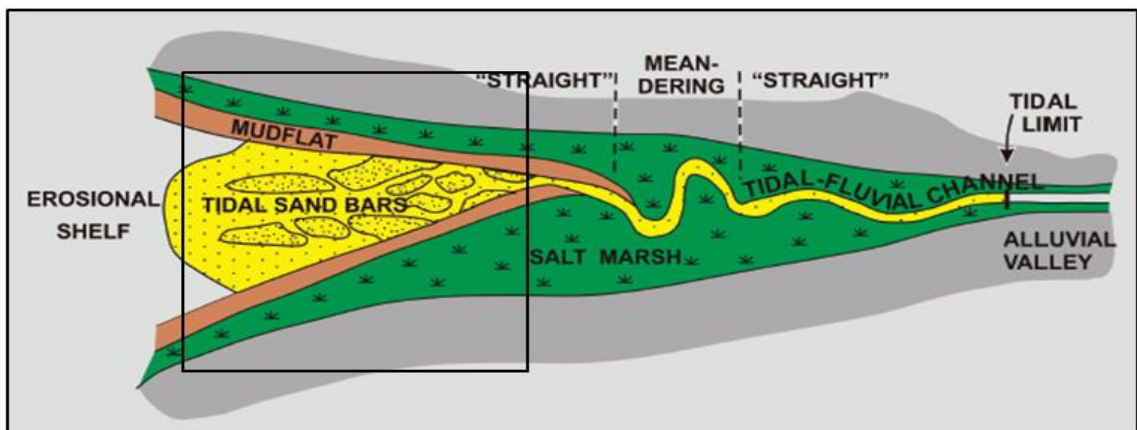
- *Sucesión de facies ArEscF – ArOLF – ArBio : Bay Head-Delta*

Tres facies arenosas constituyen esta sucesión, arenita con ondulitas y contenido de lodo en los forsets (ArOLF), arenita con estructuras de escape de fluidos (ArEscF) y arenita con algo de exposición sub-aérea (Bioturbación y marcas de raíces – ArBio), indicando el paso del Bay Head Delta (Canales con influencia mareal de retroceso) a la parte más interior del estuario.

Esta sucesión de facies aplica para la Formación Mirador, del Eoceno Tardío.

8.5.2 Ambiente de Depósito La Formación Une (Cretácico Inferior) se desarrolla durante un evento transgresivo (Aumento nivel base) en un ambiente de estuario dominado por mareas (Figs. 27, 30 y 31). En la porción más externa del estuario se depositan barras mareales de arena elongadas, separadas por canales mareales que no se conservan debido a la migración lateral de las barras (Figura 28). A lo largo de los márgenes externos del estuario se depositan sedimentos finos que corresponden al *salt marsh* (Fig. 29) (Boyd et al., *op. cit.*).

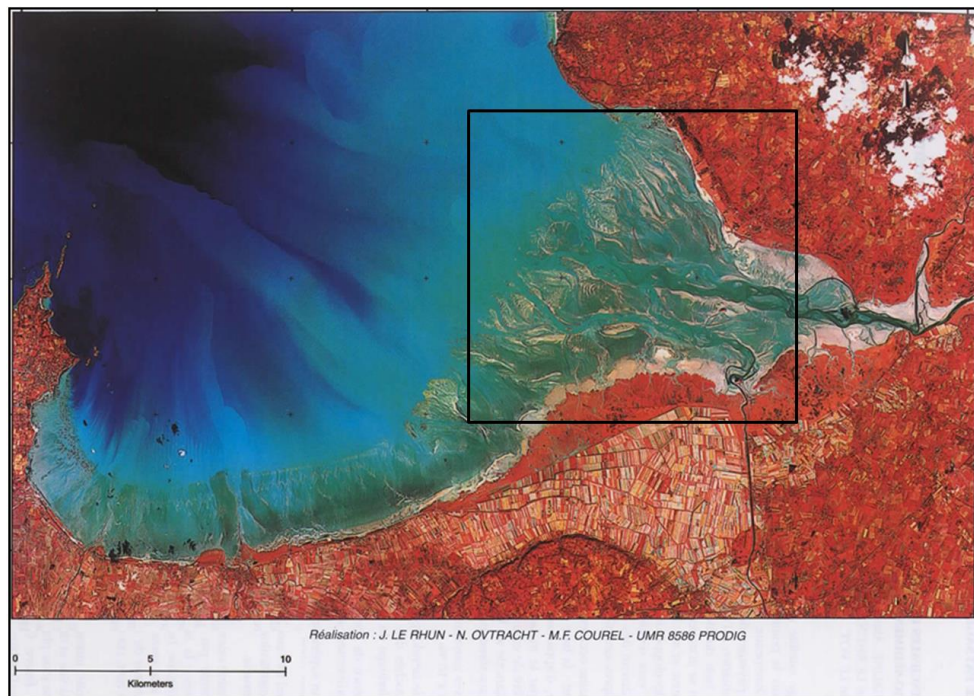
Figura 30. Modelo idealizado de la distribución de un estuario dominado por mareas, el recuadro indica el ambiente de depósito sugerido para el cretácico (Fm. Une) en el prospecto Lucas.



Fuente: Tomado de Boyd et al., 2006.

La identificación de las estructuras estratigráficas para la sección del Eoceno (Fm. Mirador) no se pudo realizar completamente debido al alto grado de impregnación que presenta el núcleo, teniendo en cuenta esto, y que la información recolectada de los núcleos para esta sección es menor que la obtenida para el Cretáceo, no se puede asignar un ambiente de depósito confiable para estos sedimentos. No obstante, los resultados parciales indican que se desarrolla también en un evento transgresivo, presentando un cambio en la energía que rige el sistema (Estuario dominado por mareas a estuario dominado por olas), de modo tal que el aporte fluvial aumenta; por lo tanto, se generan canales con influencia mareal de retroceso hacia la parte más interior del estuario (*Bay Head Delta*) (Boyd et al., *op. cit.*).

Figura 31. Ejemplo actual de un estuario dominado por mareas en la Bahía de Mont-Saint-Michel, Francia. Se indica la parte del estuario que se sugiere como ambiente de depositación para el Cretáceo (Fm. Une) en el prospecto Lucas.



Fuente: Tomado de Bonnot-Courtois, et al., 2002.

La identificación de las estructuras estratigráficas para la sección del Eoceno (Fm. Mirador) no se pudo realizar completamente debido al alto grado de impregnación que presenta el núcleo, teniendo en cuenta esto, y que la información recolectada de los núcleos para esta sección es menor que la obtenida para el Cretáceo, no se puede asignar un ambiente de depósito confiable para estos sedimentos. No obstante, los resultados parciales indican que se desarrolla también en un evento transgresivo, presentando un cambio en la energía que rige el sistema (Estuario dominado por mareas a estuario dominado por olas), de modo tal que el aporte fluvial aumenta; por lo tanto, se generan canales con influencia mareal de retroceso hacia la parte más interior del estuario (*Bay Head Delta*) (Boyd et al., *op. cit.*).

Un análisis de varias cuencas productoras de petróleo en el mundo ha mostrado que hay valores significativos de hidrocarburo contenidos dentro de facies fluviales y estuarinas depositadas dentro de antiguos sistemas de valles incisos (Zaitlin and Shultz, 1990) (Tabla 1). En el caso del Prospecto Lucas, el ambiente de depósito identificado para la secuencia del Cretácico (Fm. Une) corresponde a un estuario dominado por mareas. Las características de los sedimentos que rellenan el paleovalle, los cuales conforman múltiples secuencias intra-Cretácicas con gradación normal, presentan valores de porosidad y permeabilidad buenos a muy buenos. Comparando los resultados obtenidos hasta ahora en caso del Prospecto Lucas, con casos de estudio citados por diferentes autores, se indica que el ambiente de depósito favorece las probabilidades en la exploración del prospecto.

Tabla 2. Ejemplos de formaciones/grupos seleccionados con presencia de hidrocarburos cuyo mayor tipo de reservorio corresponde a facies de estuario.

Ubicación	Formación/ Grupo	Edad	Referencias
Occidente de Canadá	Fm. Paddy	Cretácico Superior	Leckie, 1988 - Leckie and Reinson, in press Reinson and others, 1988
	Fm. Vikingo	Cretácico Medio	Reinson and others, 1988
	Fm. Lloydminster	Cretácico Inferior	Zaitlin and Shultz, 1984
	Fm. McMurray	Cretácico Inferior	Flach and Mossop, 1985
	Fms. Rex y Gneral Petroleum	Cretácico Inferior	O'Connel and Benns, 1988
	Fm. Halfway	Triásico	Datos sin publicar
	Fm. Kiskatinaw	Permo-Pensilvaniano	Datos sin publicar
USA	Gp. Mesaverde	Cretácico Superior	Lorenz and Rutledge, 1985
	Fm. Muddy	Cretácico Inferior	Stone 1972 - Mitchell, 1978
	Fm. Morrowan	Pensilvaniando inf.	Emery and Sutterlin, 1986
	Fm. Tyler	Pensilvaniando inf.	Maughan, 1984 - Barwis, 1990
India	Fm Gujarat	Eoceno	Raju and Rao, 1975
Australia	Gp. Latrobe	Terciario	Sloan, 1987
Libya	Fm. Marada	Mioceno	El-Hawai, 1980

Fuente: Tomado y Modificado de Zaitlin and Shultz, 1990

8.6 CÁLCULOS VOLUMÉTRICOS

El cálculo volumétrico se llevó a cabo como un ejercicio adicional a la actividad de la práctica para entender y aprender la metodología. El cálculo fue realizado por el Ingeniero de yacimientos, Larry Prent, empleando el software *Crystal Ball*, a partir de los datos geológicos suministrados por el área de geología.

La fórmula para el cálculo volumétrico del *Oil in Place* es:

$$\left(\frac{\text{Área} * \text{Espesor} * \emptyset * \text{NTG} * S_o}{B_o} \right)$$

En otras palabras:

$$\left(\frac{VR * \emptyset * \text{NTG} * S_o}{B_o} \right)$$

Siendo *VR* Volumen de roca
 \emptyset Porosidad
 NTG *Net to gross*
 S_o Saturación de aceite
 B_o Factor volumétrico

La porosidad \emptyset , el NTG y la S_o fueron valores calculados por el ingeniero de yacimientos en los pozos EST-9, SA-15 y SA-13.

- Volumen de roca (*VR*)

Para obtener el volumen de roca, el mapa en tiempo doble (TWT) del prospecto se convirtió a profundidad. A partir del mapa en profundidad resultante, se generó un modelo sólido que fue empleado para hallar el *VR*. En el caso del Prospecto Lucas, el contacto agua petróleo obtenido a partir de los registros de pozo indica el P10 y siguiendo los contornos se definen el P50 y el P90.

- Porosidad (\emptyset)

La porosidad efectiva se estimó mediante la fórmula $PHEI = PHIT * (1 - Vshale)$, para la cual se calculó la porosidad total a partir del registro de densidad utilizando la fórmula:

$$PHIT = \left(\frac{RHOBm - RHOB}{RHOBm - RHOBf} \right)$$

Dónde: $RHOBm = 2.65 \text{ gr/cc}$ $RHOBf = 1 \text{ gr/cc}$

El $Vshale$ se calculó mediante la curva de rayos gamma (GR) empleando la fórmula:

$$Vshale = \left(\frac{GRmax - GRmin}{GRmax + GRmin} \right)$$

Dónde: $GRmax = 189 \text{ unidades API}$ $GRmin = 24 \text{ unidades API}$

- **NTG**

Para el net to gross se utilizaron valores *cutoffs* de porosidad y $Vshale$ que resultaron en relaciones de espesor neto de arenas entre el 67 % - 87%.

- **Saturación de aceite (S_o)**

La saturación de aceite se obtiene a partir de la fórmula $S_o = 1 - S_w$ donde S_w corresponde a la saturación de agua.

Para hallar la S_w se empleó el modelo de Archie:

$$S_w^n = \left(\frac{a - R_w}{\phi^m * R_t} \right)$$

Dónde: $a \approx 1$

\emptyset es la porosidad

R_t es resistividad total

R_w es resistividad del agua de formación, valor obtenido a partir de pruebas y registros de pozo. Dado que en el pozo EST-9 no hay información de R_w , se extrapoló con el pozo más cercano que tuviera los datos de aguas del Cretácico y Eoceno.

m y n los exponentes se asumen con valores $m = n = 2$

- Factor Volumétrico (B_o)

El factor volumétrico asignado es de 1.04 – 1.05 debido a que se trata de un crudo pesado cuyo API está entre 11° y 12°.

Los rangos de los valores introducidos en la fórmula del cálculo volumétrico se encuentran en la tabla 2.

Tabla 3. Valores empleados para el cálculo volumétrico.

Porosidad	19% - 28%
NTG	0,61 - 0,87
VR	15K - 600K Acre/Pie
So	50% - 70%

Los resultados de los volumétricos indican que el *oil in place* descubierto en el Prospecto Lucas está en el rango de **370 a 1470 MMb**. Este rango indica que podría tratarse de un campo grande (300-700 MMb), gigante (700-1000 MMb) o uno súper gigante (+1000 MMb), representando un área de gran interés para la empresa por la gran cantidad de reservas que aportaría a su portafolio.

9. CONCLUSIONES

- En el área del Prospecto Lucas, la secuencia del Cretácico Tardío (Formación Une) presenta una tendencia al *onlap* contra la paleoestructuración paleozoica y Precámbrica de la cuenca, alcanzando un espesor aproximado de 100 pies de arenitas con un muy buen grado de impregnación de hidrocarburo. Por otro lado, la secuencia del Eoceno Tardío (Formación Mirador) se encuentra presente a lo largo de toda el área que comprende el Prospecto Lucas, alcanzando un espesor inferido por los registros de pozos de aproximadamente 190 pies.
- Las correlaciones cicloestratigráficas elaboradas con los registros de pozos permitieron la identificación de 4 secuencias intra-Cretácicas (Figura 14), de las cuales dos hacen *onlap* sobre el basamento hacia el SE en el área del prospecto. Cada secuencia presenta al tope un nivel lodoso, lo que indica que cada ciclo podría representar una trampa independiente. En cuanto al Eoceno, se observa que el espesor de la secuencia presenta la misma tendencia al *onlap* hacia el SE.
- La interpretación de las líneas sísmicas en el área del Prospecto Lucas permitió la identificación y delimitación de una trampa estratigráfica conformada por el *onlap* frontal y lateral de la secuencia Cretácica contra la discordancia KEOM (Cretácico-Paleozoico, Eoceno-Paleozoico, Oligoceno-Paleozoico y Mioceno-Paleozoico) como se observa en las líneas sísmicas CPO16-A y CPO16-B.
- El análisis de los núcleos estratigráficos permitió la identificación de 10 facies sedimentarias, 3 para la secuencia del Eoceno Tardío y 7 para la secuencia del

Cretácico Tardío. Igualmente se identificó una facies metamórfica que podría corresponder a basamento Precámbrico, para la cual se recomienda realizar datación.

- El ambiente de depósito identificado a partir de las asociaciones de facies *ArSE – ArLamHd – ArLamXc - ArLamX y LP y LP – ShLCarb – Carbón*, para el Cretácico Tardío (Formación Une) corresponde a un estuario dominado por mareas en su parte externa, donde se depositan barras mareales de arena elongadas y el *salt marsh*.
- La información recolectada de los núcleos para el Eoceno Tardío no es suficiente para determinar un ambiente de depósito confiable. No obstante, se sugiere un ambiente transgresivo, en la parte interna un estuario dominado por olas, basándose en la sucesión de facies *ArEscF – ArOLF – ArBio*. Para corroborar este ambiente se necesita muestrear una sección más completa del Eoceno en el área del Prospecto Lucas.
- Los resultados de los volumétricos indican que *oil in place* para el Prospecto Lucas se encuentra en el rango de 370 a 1470 MMb, lo que puede representar el descubrimiento de un campo grande, gigante o súper gigante.

BIBLIOGRAFÍA

- ANH - Agencia Nacional De Hidrocarburos, 2012. Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, pp. 209.
- ANH - Agencia Nacional De Hidrocarburos. 2014. Mapa de Tierras.
- Anderton, R. 1985. Clastic facies models and facies analysis in: Sedimentology, recent developments and applied aspects (Brenchley P.J. and Williams, B.P.J.). Geological Society Special Publications: 31-47.
- Asquith, G., and Krygowski, D. 2004. Basic Relationships of Well Log Interpretation in Basic Well Log Analysis. AAPG Methods in Exploration #16: pp 1-20.
- Bonnot-Courtois, C., Caline, B., L'homer, A. & Le Vot, M. (Ed.). 2002. La baie du Mont-Saint-Michel et l'estuaire de la Rance. Environnements sédimentaires, aménagements et évolution récente. [The Bay of Mont-Saint-Michel and the Rance Estuary. Recent development and evolution of depositional environments], Bull. Centre Rech Elf Explo. Prod., Mémoire 26, 256p.
- Boyd, R., Dalrymple, R. A. and Zaitlinestuarine, B. A. 2006. Estuarine And Incised-Valley Facies Models in: Facies Models Revisited (Posamentier, H. and Walker, R. Ed.). SEPM Special publication #84, Tulsa, pp. 175-239.

- Bueno, L. 2012. Informe de Prospectividad CPO-16, Hocol, Bogotá, reporte interno, 139p.

- Catuneanu, O. 2002. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits and pitfalls: Journal of African Earth Sciences #35, Alberta, 1-43.

- Cross, T.A. 2011. Core Description, reporte interno, Hocol, Bogotá, 5p.

- Cross, T.A. 2012. Cartagena Tidal [Material gráfico proyectable], Strategic Stratigraphy, Inc., 43 diapositivas.

- Darwin, E. V. and Singer, J.M. 2008. Well logging for earth scientist, second edition: Springer, Dordrecht, pp. 1-10.

- Emery, D. and Myers, K., (Ed.). 1996. Sequence Stratigraphy: Chapter 2, Blackwell Science, London, pp. 11-45.

- Gil, W. 2013. Informe de Prospectividad del CE&P CPO-17 – Integración de Estáticos, Hocol, Bogotá, reporte interno, 212p.

- Gil, W. 2014. Contrato de Exploración y Producción CPO-17: Forma 4CR Intención de Perforar, Bogotá, reporte interno, 41p.

- Martinez, J.A. 2006. Structural evolution of the Llanos foothills, Eastern Cordillera, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences* # 21, Bogotá: 510-520.
- Zaitlin B.A., and Shultz B.C. 1990. Estuarine and Incised-Valley Facies Models in: *Sandstone Petroleum Reservoirs* (Barwis, J.H., Mcpherson, J.G. and R.J. Studlick, J. Ed.). Springer-Verlag, Montana, p. 363-388.