



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

---

---

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

SECCIÓN DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

UNIDAD TICOMÁN

**Caracterización Geológica del Paleoceno como un Horizonte de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento en el Área NE del Pilar de Akal.**

## T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACIÓN  
DE LOS RECURSOS NATURALES

P R E S E N T A

IGNACIO FABIAN CABRERA ARIAS

DIRECTOR DE TESIS: DR. ARTURO ORTIZ UBILLA

CO-DIRECTOR DE TESIS: M.en.C. LUIS ANGEL VALENCIA FLORES

CIUDAD DE MÉXICO, ENERO 2020



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS**

En la Ciudad de México, el día 23 del mes de enero del año 2020, el que suscribe Ignacio Fabian Cabrera Arias alumno del Programa de **Maestría en Geociencias y Administración de los Recursos Naturales** con número de registro **A170580**, adscrito a la **sección de posgrado e investigación – ESIA-Ticomán**, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del **Dr. Arturo Ortiz Ubilla y del M.en.C Luis Ángel Valencia Flores** y cede los derechos del trabajo titulado **Caracterización Geológica del Paleoceno como un Horizonte de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento en el Área NE del Pilar de Akal**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección [cabreraaifch@hotmail.com](mailto:cabreraaifch@hotmail.com). Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ignacio Fabian Cabrera Arias



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

SIP-13-BIS

*ACTA DE REGISTRO DE TEMA DE TESIS  
Y DESIGNACIÓN DE DIRECTORES DE TESIS*

México, D.F. a 21 de Enero del 2020

El Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA Ticomán en su sesión Ordinaria No. 6 celebrada el día 18 del mes de junio conoció la solicitud presentada por el(la) alumno(a):

<u>Cabrera</u>	<u>Arias</u>	<u>Ignacio Fabian</u>							
<small>Apellido paterno</small>	<small>Apellido materno</small>	<small>Nombre (s)</small>							
		Con registro: <table border="1"> <tr> <td>A</td><td>1</td><td>7</td><td>0</td><td>5</td><td>8</td><td>0</td> </tr> </table>	A	1	7	0	5	8	0
A	1	7	0	5	8	0			

Aspirante de: **MAESTRÍA EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACION DE LOS RECURSOS NATURALES**

1.- Se designa al aspirante el tema de tesis titulado:  
"Caracterización Geológica del Paleoceno como un Horizonte de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento en el Área NE del Pilar de Akal"

De manera general el tema abarcará los siguientes aspectos:  
Descripción litológica de muestras de canal y núcleos.  
Análisis de fauna representativa del Eoceno inferior y Paleoceno.  
Interpretación y modelado de registros geofísicos y datos petrofísicos.

2.- Se designan como Directores de Tesis a los Profesores:  
Dr. Arturo Ortiz Ubilla (Interno) y M. en C. Luis Ángel Valencia Flores (Externo)

3.- El trabajo de investigación base para el desarrollo de la tesina será elaborado por el alumno en:  
Fuentes bibliográficas, medios electrónicos y trabajos de investigación de referencia.  
que cuenta con los recursos e infraestructura necesarios.

4.- El interesado deberá asistir a los seminarios desarrollados en el área de adscripción del trabajo desde la fecha en que se suscribe la presente hasta la aceptación de la tesis por la Comisión Revisora correspondiente:

Directores de Tesis

Dr. Arturo Ortiz Ubilla

M. en C. Luis Angel Valencia Flores

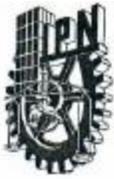
Aspirante

C. Ignacio Fabián Cabrera Arias

Presidente del Colegio

Dr. Arturo Ortiz Ubilla





**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

SIP-14-BIS

*ACTA DE REVISIÓN DE TESIS*

En la Ciudad de México siendo las 19:00 horas del día 29 del mes de noviembre del 2019 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA Ticomán

para examinar la tesis titulada:  
"Caracterización Geológica del Paleoceno como un Horizonte de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento en el Área NE del Pilar de Akal"

Presentada por el alumno:

<u>Cabrera</u> Apellido paterno	<u>Arias</u> Apellido materno	<u>Ignacio Fabian</u> Nombre(s)
------------------------------------	----------------------------------	------------------------------------

Con registro: 

A	1	7	0	5	8	0
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRÍA EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACION DE LOS RECURSOS NATURALES

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

**LA COMISIÓN REVISORA**

Directores de tesis

\_\_\_\_\_  
 Dr. Arturo Ortiz Ubilla

\_\_\_\_\_  
 M. en C. Luis Ángel Valencia Flores

\_\_\_\_\_  
 Dr. Gabriel Ramírez Dámaso

\_\_\_\_\_  
 M. en C. Rodrigo Mondragón Guzmán

\_\_\_\_\_  
 M. en C. Ezequiel Rojas Hernández

**PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES**

\_\_\_\_\_  
 Dr. Arturo Ortiz Ubilla



# AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Instituto Politécnico Nacional por darme la oportunidad y el apoyo económico de desarrollar este trabajo, a las autoridades de la SEPI unidad Ticomàn por las facilidades otorgadas.

En especial quiero expresarle al Dr. Arturo Ortiz Ubilla mi gratitud por el apoyo académico incondicional, paciencia y la confianza que proporciono hacia mi persona para poder concluir con éxito esta etapa de mi formación profesional.

Al M. en. C. Luis Ángel Valencia Flores por el apoyo investigador, amistad y cada uno de los conocimientos transmitidos de petrofísica, modelado de yacimientos y áreas afines a la caracterización de yacimientos.

A mi jurado revisor Dr. Gabriel Ramírez Dámaso, M.en.C. Ezequiel Rojas Hernández, M.en.C. Rodrigo Mondragón Guzmán, por sus acertadas correcciones, sugerencias para el enriquecimiento y mejoramiento del trabajo.

A mis compañeros que de alguna u otra manera aportaron sugerencias para realizar la investigación, en especial a los compañeros y encargados del laboratorio de petrografía de la SEPI que me brindaron el espacio y equipo para la revisión del material micropaleontológico y petrográfico.

# DEDICATORIA

A mis padres Ignacio P. Cabrera Rivera y Julia Esther Arias Hernández por el apoyo incondicional en todos los aspectos, que me han dado a lo largo de toda mi vida, por su guía y por alentarme a concluir esta investigación.

A mi hermana por formar parte de este gran logro, con sus observaciones en la elaboración de este trabajo. A Leid por tu perseverancia, confianza que pusiste en mí y por tu impulso para la terminación de este trabajo.

A mis tías y tíos que en los momentos difíciles me apoyaron y mostraron su ayuda desinteresada.

# ÍNDICE

RESUMEN.....	iii
ABSTRACT.....	iv
<b>CAPÍTULO 1.GENERALIDADES .....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3. OBJETIVOS .....	3
1.4. LOCALIZACIÓN.....	4
1.5. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	6
1.6. HIPÓTESIS.....	8
1.7. ANTECEDENTES .....	9
<b>CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>12</b>
2.1. MARCO CONCEPTUAL.....	13
2.1.1. ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO. ....	13
2.1.2. CONTROL ESTÁTICO.....	23
2.1.3 CONTROL GEOLÓGICO EN TIEMPO REAL .....	27
2.2 MARCO GEOLÓGICO .....	36
<b>CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL PALEOCENO. ....</b>	<b>45</b>
3.1 MARCO ESTRUCTURAL.....	46
3.2. MODELO DE CIMA DEL PALEOCENO.....	57
3.3. MODELO DE ESPESORES.....	61
3.4. MODELO DE GEOPRESIONES.....	65
<b>CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN DEL PALEOCENO</b> .....	<b>69</b>
4.1. LITOFACIES .....	70
4.2. BIOESTRATIGRAFÍA.....	96
4.3. ELECTROFACIES.....	115
<b>CAPÍTULO 5 CARACTERIZACIÓN DEL HORIZONTE DE ASENTAMIENTO.....</b>	<b>142</b>
5.1. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA .....	143
5.2. INTEGRACIÓN DE DATOS .....	156
5.3. MODELADO DE ELECTROFACIES.....	160
5.4 DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO. .....	163

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>172</b>
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>176</b>

# RESUMEN

Las perforaciones de pozos petroleros en la zona marina del Golfo de México, específicamente al Noreste del Pilar de Akal, en muchas ocasiones manifiestan problemas de atrapamiento de la herramienta de perforación en la unidad Paleoceno debido a la nula identificación de la misma a tiempo. En la presente investigación se llevó a cabo la caracterización de las unidades Paleoceno y Eoceno Inferior mediante información sísmica, registros de pozos, bioestratigrafía, recortes de pozos, modelado de registros geofísicos y modelado de electrofacies identificando paquetes rocosos que contaran con características o respuestas similares en tiempo, forma de depósito o procesos sedimentológicos asociados, integrando así información detallada y simplificada para la identificación de la unidad Paleoceno y mitigar los futuros problemas de perforación en nuevas localizaciones petrolíferas en el área.

La información de recortes de pozos se calibró con datos de núcleos caracterizándose la litología presente en cada una de las dos unidades estratigráficas de interés. Bioestratigráficamente se analizaron las abundancias de los diferentes especímenes para posicionarse en tiempo geológico aun cuando no esté presente un fósil índice que determine con exactitud la posición estratigráfica de la perforación. El modelado de electrofacies, valores de registro de rayos gamma y resistivo, así como mapas de cima de Paleoceno permitieron precisar las configuraciones geológicas de las unidades estratigráficas de interés en el subsuelo previo a la perforación y se calibraron con la caracterización en tiempo real para ubicar la cima del Paleoceno con precisión.

Palabras clave: Paleoceno, Tuberías de Revestimiento, Perforación

# ABSTRACT

The drilling of oil wells in the marine zone of the Gulf of Mexico, specifically to the Northeast of the Pillar of Akal, often shows problems of entrapment of the drilling tool in the Paleocene unit due to the lack of identification of it in time. In the present investigation the characterization of the Lower Eocene and Paleocene units was carried out by seismic information, well logs, biostratigraphy, well cuttings, geophysical well modeling and electrofacies modeling. Identifying rocky packages that will have characteristics or similar responses in time, form of deposit or associated sedimentological processes, integrating detailed and simplified information for the identification of the Paleocene unit and mitigate future drilling problems in new oil locations in the area.

The information of drill cuttings was calibrated with data of core characterizing the lithology present in each one of the two stratigraphic units of interest. Biostratigraphically, the abundances of the different specimens were analyzed to positioned in time even when an index fossil is not present to determine exactly the stratigraphic position of the perforation. The modeling of electrofacies, gamma ray, resistive log values, as well as Paleocene top maps, will help to determine the geological configurations of the stratigraphic units of interest in the subsoil prior to drilling and were calibrated with real-time characterization for locate the top of the Paleocene with precision.

Key words: Paleocene, Casing, Drilling.

# **CAPÍTULO**

## **1.GENERALIDADES**

## **1.1. INTRODUCCIÓN**

Las investigaciones de caracterización en la industria petrolera se enfocan principalmente en la delimitación de los yacimientos petroleros, por ello los intervalos estratigráficos que no son de interés pasan desapercibidos por las compañías petroleras, sin embargo en ocasiones estos paquetes rocosos representan serios problemas para la perforación, creando situaciones que implican que se enfoquen estudios en conocer a detalle las características geológicas que componen estas unidades.

La caracterización de los escenarios de perforación que se realizan previo a iniciar la perforación de una nueva localización requiere de la aportación de conocimiento técnico y geocientífico de diversas disciplinas de conocimiento que conforman las Ciencias de la Tierra, tal como es la Geofísica, Petrofísica, Geomecánica, Yacimientos, Productividad de Pozos, Perforación, Bioestratigrafía, Petrografía entre muchas otras disciplinas relacionadas con las ciencias de la tierra y de la misma forma se toman en cuenta otras que tienen que ver con el aspecto financiero ya que evalúan los riesgos económicos que la nueva perforación puede presentar, asumiendo este contexto, la presente investigación involucra una serie de disciplinas del conocimiento que en conjunto aportaron una caracterización sólida de la unidad Paleoceno, intervalo estratigráfico que aunque no actúa como yacimiento, si representa oportunidades para minimizar los costos que se tienen actualmente en las perforaciones en el área NE del Pilar de Akal.

## **1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En los pozos petroleros al NE de la subprovincia Pilar de Akal, la unidad Paleoceno presenta un potencial alto riesgo para la perforación, por las características geomecánicas-litológicas que la constituyen, por lo que es indispensable asentar una tubería de revestimiento al entrar en contacto con esta unidad, ya que en caso contrario, se presentan escenarios operativos complicados

(atrapamiento de la herramienta de perforación), lo que conlleva a tener cuantiosas pérdidas económicas.

El asentamiento de la tubería de revestimiento se logra identificando la cima del Paleoceno, mediante sus propiedades litológicas y bioestratigráficas, así mismo se hace una caracterización previa a la perforación, lo que permite delimitar la profundidad de asentamiento, con un margen de error de 100 m dada la resolución de la información sísmica. Tomando en cuenta las variaciones laterales a la cual se puede encontrar la cima de la unidad Paleoceno, dadas las condiciones estructurales y sedimentológicas que la constituyen, existiendo configuraciones que hasta en 20 m laterales se alcanza a observar un cambio considerable de profundidad de la cima, es necesario realizar una caracterización de las unidades estratigráficas en tiempo real, contemplando que durante la perforación de un pozo, es suficiente con pocos metros verticales (5 m) para que se manifieste una pérdida de circulación y se presente un atrapamiento de la herramienta de perforación y en muchas de las veces tener que abrir ventana (realizar taponamiento en el agujero realizado, cementación de la herramienta, boca de pez y repetir parte de la perforación del pozo para alcanzar la terminación del pozo objetivo).

El atrapamiento de la herramienta de perforación significa inversiones cuantiosas y perdidas millonarias debido a que son tres días adicionales como mínimo los necesarios para habilitar la herramienta y seguir con la perforación adecuadamente, si se considera que la renta de una plataforma oscila entre los 350-500 mil dólares diarios, es viable hacer un estudio para disminuir el costo operativo que muy a menudo se tiene.

## **1.3. OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

Realizar la caracterización geológica del Paleoceno en el NE del Pilar de Akal, para determinar las condiciones óptimas de asentamiento de tuberías de revestimiento, durante la perforación de pozos petroleros.

## **Objetivos específicos**

- Realizar la caracterización previa a la perforación.
- Elaborar una caracterización en tiempo real.
- Caracterizar el horizonte de asentamiento mediante la integración de diferentes fuentes de información.

## **1.4. LOCALIZACIÓN**

El área de estudio se encuentra ubicada en el sureste de México, en la provincia petrolera Cuencas del Sureste Aguas Someras, específicamente hacia la porción NE de la subcuenca Pilar Reforma Akal.

Los campos analizados se denominaron ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3, comprenden una superficie de 252 km<sup>2</sup>, en cada campo se eligieron dos pozos bases: 1, 2, 3, 4, 5,6 (*Figura 1.1*), además de otros pozos con los que se contó información y que ayudaron a tener una caracterización más completa.

La provincia petrolera Cuencas del Sureste está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México, incluye una porción terrestre y una marina de aguas someras limitada al norte por la isóbata de 500 m de profundidad: al sur con la línea de costa, al occidente con la Cuenca de Veracruz y al este con la plataforma de Yucatán. Las Cuencas del Sureste es el área más prolífica como productora de aceite a nivel nacional (CNH, 2017).

Desde el punto de vista geológico el sureste mexicano forma parte de la evolución tectónica que ha tenido la Cuenca del Golfo de México desarrollada a partir del Mesozoico con el rompimiento del supercontinente Pangea (Rueda, 1998; Pindell & Kennan, 2001).

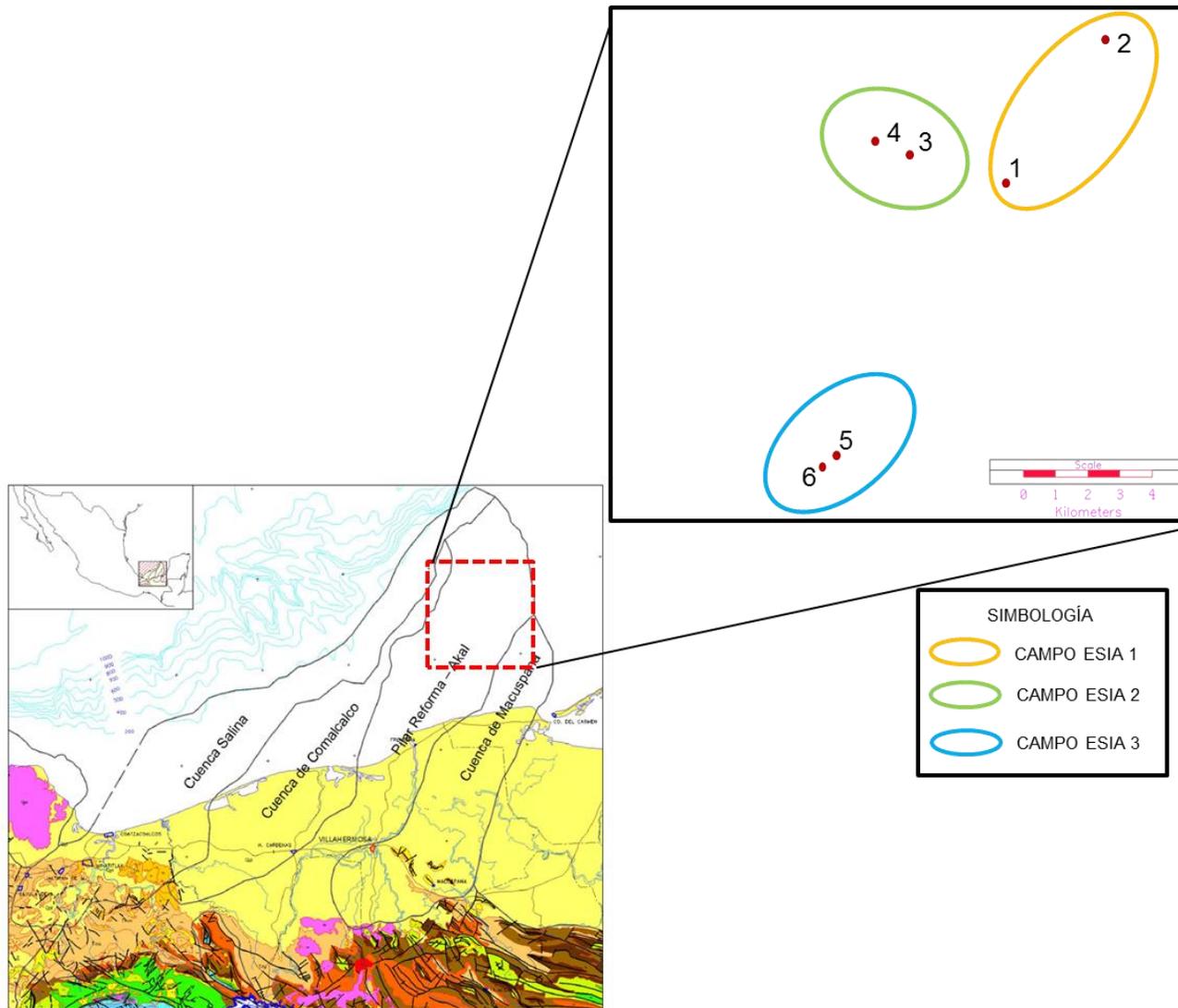


Figura 1.1. Mapa de localización del área de estudio (Modificado de CNH, 2014).

## 1.5. METODOLOGÍA DE TRABAJO

El desarrollo del presente trabajo se realizó considerando 4 etapas principales (*figura 1.2*).

### ◆ Recopilación y análisis de información.

En esta etapa se realizaron 3 tipos de compilación de información; en primera instancia se realizó un análisis bibliográfico de los diferentes conceptos y actividades que se mencionarán o realizarán a lo largo del trabajo, el segundo tipo se refiere al estudio de la información bibliográfica geológica y geofísica de la región en cuestión, y el tercero hace alusión a la selección y concentración de la información de los pozos que serían la base para el desarrollo del trabajo. De esta manera con la primera actividad se analizaron los trabajos que pudieran servir en el ámbito bioestratigráfico, de registros geológicos, geomecánica, así como las metodologías que se han propuesto para el control geológico a boca de pozo, por otra parte con el segundo tipo de información se observó los diferentes modelos que se han propuesto para la evolución geológica que ha tenido el área de estudio y en específico las condiciones geológicas que prevalecieron durante el periodo de tiempo que comprende el Paleoceno.

### ◆ Caracterización estática del Paleoceno.

Durante esta etapa se realizó la integración e interpretación de la información sísmica, calibrada con registros geofísicos y datos biocronoestratigráficos, obteniendo como resultado las características estructurales de la unidad Paleoceno, representadas por medio de secciones estratigráfico-estructurales. Mediante los datos de cimas estratigráficas de la unidad Paleoceno y Eoceno inferior se hicieron mapas de isopacas, así como mapas de cima del Paleoceno, lo que permitió tener un modelo de diferentes profundidades de la unidad Paleoceno a lo largo del NE del Pilar de Akal.

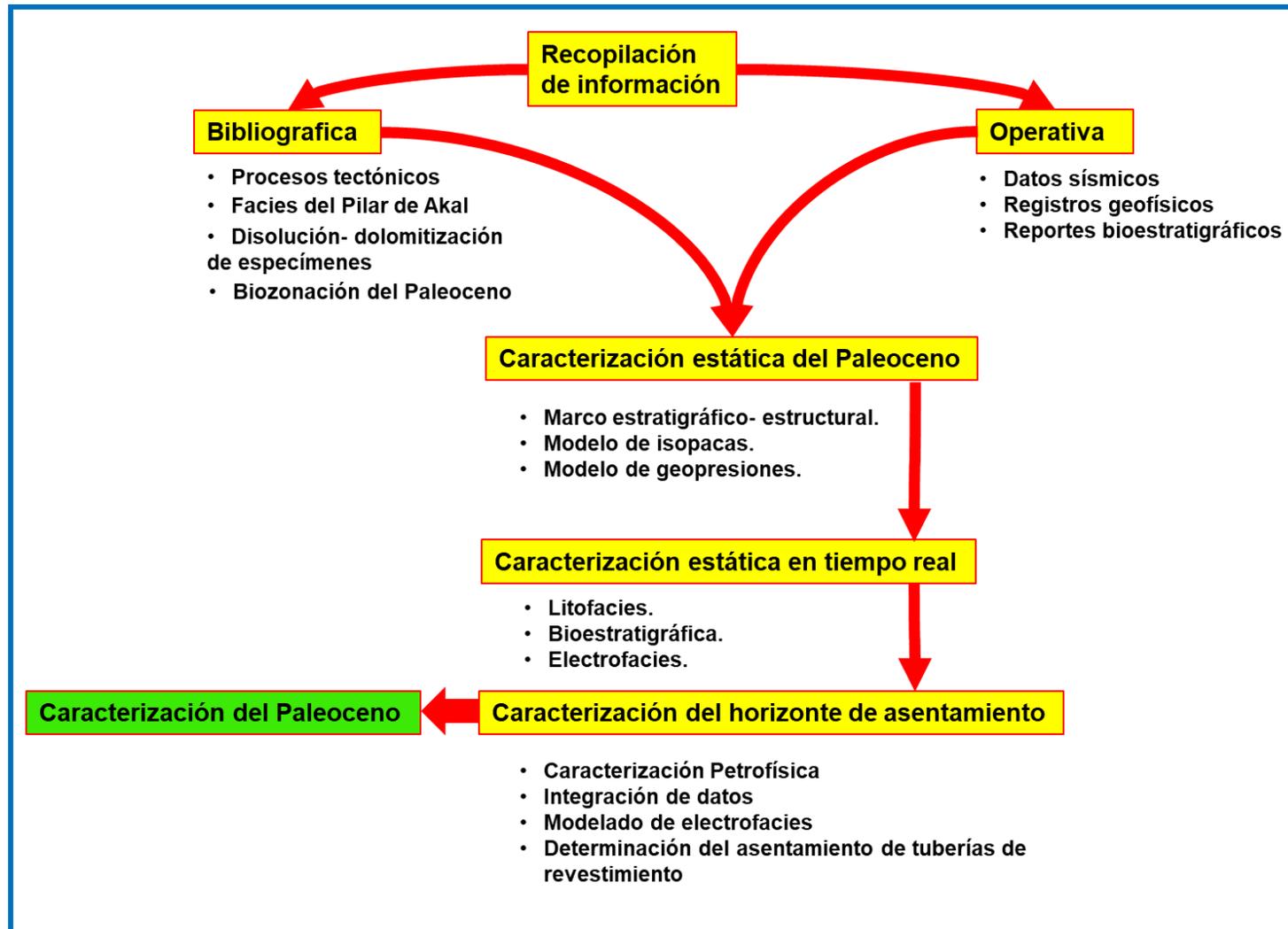


Figura 1.2. Metodología de trabajo.

En contraste se utilizaron los registros geofísicos de pozo para llevar a cabo el modelo de geopresiones mediante las formulas establecidas en la literatura.

◆ Caracterización en tiempo real del Paleoceno.

Las actividades realizadas en esta etapa contemplan la identificación de litofacies, marco bioestratigráfico y la descripción del comportamiento de las electrofacies, Para la realización de la primera se utilizaron descripciones de las muestras de canal de los pozos exploratorios existentes en el área, en la segunda se confecciono la caracterización bioestratigráfica del Eoceno Inferior y Paleoceno teniendo presente las zonificaciones establecidas a nivel mundial y los datos presentados en los reportes bioestratigráficos de los pozos, logrando identificar biozonas y fósiles índice característicos.

◆ Caracterización del horizonte de asentamiento.

Durante esta fase de trabajo se analizó y se integró los resultados obtenidos en las etapas anteriores y con ello se establecieron zonificaciones de las electrofacies para determinar cuál el mejor intervalo para asentar tubería de revestimiento dentro de la unidad Paleoceno dadas las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las diferentes litologías que integran el Paleoceno. También se definió un modelo de facies para el área de estudio tomando en cuenta la litología estudiada y los fósiles encontrados. Por último se llevó a cabo un modelo de la facie de interés para el asentamiento de la tubería de revestimiento con el objetivo de delimitar con precisión el horizonte antes y durante la perforación de un pozo futuro.

## **1.6. HIPÓTESIS**

La caracterización multidisciplinaria de la unidad Paleoceno permitirá tener documentado las principales características que se buscan durante la perforación de pozos cuando se está próximo a perforar la unidad, como es la fauna representativa del Paleoceno y su litología de manera detallada, de esta manera

se podrá diferenciar con mayor precisión de la unidad estratigráfica suprayacente, lo que permitirá delimitar el intervalo de asentamiento de la penúltima tubería de revestimiento de las localizaciones con objetivo brecha, lo que incidirá en la disminución del riesgo operativo de futuros pozos en el área de estudio, lo que se visibiliza en ahorros sustancialmente económicos, mencionando el cuantioso recurso económico que se utiliza para solventar el atrapamiento de la herramienta de perforación en el Paleoceno. De la misma manera se pretende enriquecer el conocimiento bioestratigráfico de las cuencas del Sureste a nivel Paleoceno, así como la configuración sedimentológica, estratigráfico- estructural de los campos en estudio.

## **1.7. ANTECEDENTES**

El Sureste del Golfo de México, por ser una de las regiones con mayor producción de hidrocarburos a nivel nacional, ha sido objeto estudio de múltiples trabajos a diferentes niveles estratigráficos, basándose principalmente en el nivel estratigráfico productor para cada porción de las cuencas, sin embargo en específico la unidad Paleoceno ha sido objeto de estudio de pocos trabajos, los que se han realizado representan áreas en donde la unidad actúa como roca almacenadora, siendo escasos los trabajos de investigación en donde se comporta como roca sello, caso de este estudio.

Según Padilla y Sánchez en el 2007, se tienen registros de publicaciones de estudios del Sureste de México desde años de 1900, autores como Bose (1905, 1906), Villarello (1909), Burckhardt (1930), Gibson (1936a,1936b), Álvarez (1949,1951), Viniegra (1950) y Oñate (1950) llevaron a cabo trabajos de configuración de la estratigrafía y geología histórica del área.

La información geológica obtenida por pozos en la Península de Yucatán, norte de Campeche y área mesozoica de Chiapas-Tabasco en el periodo comprendido de 1955 a 1966, conjuntamente con la información de sismología de reflexión en la plataforma continental recopilada en 1969 y 1970, condujeron a la elaboración de

planos paleogeográficos principalmente del Jurásico y Cretácico, mismos que mostraron en la Sonda de Campeche condiciones sedimentológicas y estructurales similares a las del área de Chiapas-Tabasco, aunado con manifestaciones de hidrocarburos a 70 Km de Ciudad del Carmen, Campeche. En 1971, se dirigió trabajos sísmológicos hacia la costa, en los cuales se delinearon 30 estructuras, siendo la de Chac la que mayor potencial representaba. En junio de 1974 se inició la perforación del Pozo Chac-1, que alcanzó sedimentos del Jurásico Oxfordiano, resultando productor de aceite y gas en calizas clásticas del Paleoceno- Cretácico, con una producción inicial de 952 BLS/D. Descubriéndose posteriormente los campos: Akal, Bacab, Abkatún, Nohoch, Kutz, Ku, Maloob, Ek, Ixtoc, Pol, Chuc, Zazil-Ha, Caan y Batab (Aquino, 2006).

En la plataforma continental de las costas de Campeche, en el área de Chilam, borde oriental de la Fosa de Macuspana (Hernández, 2011), realiza un estudio sísmico estratigráfico del Play Paleoceno-Eoceno, con base en la información de 4 pozos, se aplica la metodología de estratigrafía de secuencias, apoyándose en un tendido sísmico, emite modelos de sedimentación y delimita facies para roca almacén, con una serie de abanicos submarinos y aprones en batimetrías de batial inferior a batial superior con aporte lineal discontinuo, propone un modelo sedimentario de abanicos para esta área.

Aquino, 2006 menciona que la secuencia del Paleoceno inferior en la parte de la Sonda de Campeche, se compone en la parte basal por una brecha constituida, en su mayoría por mudstone dolomitizados procedentes de las rocas preexistentes durante el Paleoceno Temprano en aguas de escasa profundidad y en menor proporción por rocas del Cretácico medio y Superior, depositados en aguas profundas junto con las arcillas bentoníticas, las cuales contienen microfósiles planctónicos del Paleoceno Inferior. La secuencia restante del Paleoceno inferior, así como el Paleoceno superior es representada por sedimentos terrígenos, lutitas, con intercalaciones de mudstone con un espesor de 138 m, los cuales se depositaron en un ambiente de aguas profundas.

En comparación con el Sureste, en las cuencas del Noreste del país (Burgos-Tampico Misantla) donde la secuencia Paleoceno-Eoceno representa un nivel estratigráfico de rocas almacenadoras, depositadas en sistemas deltaicos y de canales, es ampliamente documentada con trabajos que van desde análisis estructurales (Céspedes, 2006), sísmicos (Zavala, 2007; Bautista, 2006), de estratigrafía de secuencias (Gutiérrez, 2005), litofacies (Herrera, 2006), sedimentología (León, 2014).

Estudios de microfacies llevados a cabo en los pozos UNAM a nivel Paleoceno, en el área de la plataforma de Yucatán son descritos por diferentes autores, (Nieto, 2015) describe la evolución, paleoambientes, procesos sedimentarios y diagenéticos en las secuencias carbonatadas de la plataforma de Yucatán, además analiza los minerales arcillosos encontrados en la secuencia, sus relaciones con el impacto del Chicxulub, eventos climáticos y ambientales tanto para el Paleoceno como para el Eoceno, todo esto mediante el análisis de núcleos y de láminas delgadas, además del análisis de difracción de rayos X. También en esta porción de la plataforma de Yucatán (Garrido, 2012) realiza un trabajo geoquímico centrándose en condiciones netamente paleoambientales y paleobiota existente para ese tiempo, describe la ubicación temporal del Paleógeno temprano, de esta manera aborda las características climáticas que se predominaron para este tiempo, en su reconstrucción paleoambiental, encuentra episodios muy bien marcados y toma en cuenta las fluctuaciones de las concentraciones de Ca, describe escenarios que asocia a fluctuaciones en las concentraciones de Ca, asociados con florecimiento o crecimiento de microorganismos, tales como cocolitoforidos y foraminíferos, aporte de terrígenos, cambios de temperatura, salinidad y pH del agua. De igual modo presenta el evento de Máximo Termal, inferido de la disminución de las concentraciones del Ca, por lo que expone que probablemente sea el resultado de las grandes cantidades de CO<sub>2</sub> que se liberaron a través de la frontera entre el Paleoceno-Eoceno.

# **CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO**

## **2.1. MARCO CONCEPTUAL**

### **2.1.1. ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.**

Las tuberías de revestimiento son aquellas que constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con ello se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo.

Las tuberías de revestimiento ocupan una gran parte del costo total de un pozo, este porcentaje puede variar de acuerdo a diversas variables, pero el rango se estima entre un 20 y 35% del costo total. El ahorro en la utilización correcta de las tuberías, se basa en tener un buen análisis previo a la perforación y así mismo durante la perforación (Tapia y Pérez, 2007).

Algunos de los objetivos de estas tuberías son: proteger las zonas perforadas, aislar las zonas problemáticas, mantener la estabilidad del mismo y controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo, así otras de sus funciones más importantes son:

- Evitar derrumbes en el pozo
- Evitar contaminaciones superficiales
- Suministrar un control de las presiones de formación
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños
- Al cementarlo, se puede aislar la comunicación de las formaciones de interés
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

Las TR de acuerdo con las funciones que realizan se clasifican como: tubería conductora, tubería superficial, tubería intermedia, tubería de explotación o de producción y tubería corta, dependiendo de la profundidad y complejidad geológico-estructural (caso golfo de México), en ocasiones es necesario utilizar más de una tubería intermedia (Martín y Omar, 2009).

La determinación de cada profundidad de asentamiento de cada TR está en función de las condiciones geológicas a perforar. Algunos criterios de selección son el aislamiento de zonas deleznable, zonas de pérdida de circulación, de presión anormal (Martín y Omar, 2009).

Para el asentamiento de TR's se consideran los siguientes aspectos:

- ◆ Diámetro de la TR de producción o del agujero en la última etapa.
- ◆ Trayectoria programada.
- ◆ Columna geológica esperada.
- ◆ Sección estructural elaborada por información previa a la perforación.
- ◆ Presión de poro y de fractura y su variación a través de toda la columna.
- ◆ Márgenes de viaje empleados durante el movimiento de tuberías.
- ◆ Margen del fluido de perforación para el control de posibles brotes e inyecciones.
- ◆ Densidades del fluido de control.
- ◆ Zonas de gas de poca profundidad y zonas de pérdida de presión
- ◆ Estabilidad de las formaciones
- ◆ Arenas de agua dulce, cuerpos salinos, zonas de alta presión.

Además es conveniente conocer el área donde se planea perforar el pozo para tomar en cuenta, en el programa final, la posible presencia de: estratos salinos, zonas de lutitas hidratables y/o deleznable, acuíferos, estratos con H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>, zonas depresionadas, fallas, zonas de alta presión, formaciones no consolidadas, formaciones altamente fracturadas o vugulares, formaciones con aportación de agua (Martín y Omar, 2009).

Cabe resaltar que el equipo de geocientíficos de acuerdo con su experiencia y con los resultados obtenidos por correlación, realizan un análisis costo-riesgo el cual conlleva diferentes escenarios y sus respectivos costos, de ellos se seleccionara

el más adecuado, que cumpla con los mayores estándares de minimización de riesgos y que a la vez sea el más atractivo económicamente hablando.

Para cuantificar las diferentes geopresiones que se tendrán durante la perforación del pozo, se realiza una evaluación geomecánica, en ella se obtienen parámetros como los son: gradiente de presión de poro, gradiente de presión de colapso, gradiente de presión por fractura, esfuerzo horizontal máximo, mínimo y gradiente de sobrecarga.

## **GEOMECÁNICA**

El diseño integral de una excavación geológica petrolera, requiere de la habilidad para predecir el comportamiento mecánico que sufrirá el sistema roca-fluido durante los procesos operativos propios de la construcción (Vasquez, Busquet y Carmona, 2015).

Las cuencas sedimentarias están sometidas a esfuerzos regionales que se dan de forma vertical debido al peso suprayacente de estratos pétreos que se van formando por deposición y horizontales generados por el movimiento de las placas tectónicas, y que transmutan durante la perforación como esfuerzos locales en las paredes del pozo. La predicción de las magnitudes y determinación de las direcciones de dichos esfuerzos antes de iniciar la perforación, permite minimizar los riesgos de colapso, fracturamiento, brote y desestabilización de la formación pétrea (Vasquez *et al* 2015).

La caracterización de las curvas de estabilidad mecánica del sistema roca-fluido (que comprende solo una parte del modelado geomecánico global) requiere del aporte técnico y geocientífico de las áreas del conocimiento que conforman las “Ciencias de la Tierra” ingeniería geológica, geofísica y petrolera (Vasquez *et al* 2015).

La predicción de la presión de poro ( $P_p$ ), que es contenida en las formaciones geológicas del subsuelo, es el objetivo principal del estudio de geopresiones y por consecuencia de gran importancia en análisis de geomecánica (López, 2016).

## Esfuerzo de sobrecarga (*OB*)

La sobrecarga (*OB*), se define como el peso de la columna de roca y los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad. Otra forma de definirla es la presión ejercida sobre las formaciones subyacentes, generada por el peso sumado de la matriz de roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos, como pueden ser agua de formación, hidrocarburos.

Lo anterior está representado por la siguiente ecuación:

$$OB = (1 - \emptyset) * \rho_r * D + \emptyset * \rho_f * D$$

Una forma sencilla de calcularla es mediante la siguiente ecuación, obteniendo los valores en ( $\text{Kg}_f/\text{cm}^2$ ):

$$OB = 0.1 * \sum_{n=1}^n [\rho_{bi} * (D_i - D_{i-1})]$$

Donde:

$\rho_{bi}$ , es la densidad promedio de la formación en ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ), comprendidas entre las profundidades ( $D_i - D_{i-1}$ ).

Este valor puede obtenerse del registro de densidad del pozo, pozos de correlación, o con el uso de alguna correlación empírica, como la correlación de Gardner, mediante la cual, se puede obtener un registro sintético de densidad volumétrica, a partir del registro de tiempo de tránsito (López, 2016).

En libras por pulgadas cuadrada (*psi*), la sobrecarga (*OB*), se obtendría de la siguiente manera:

$$OB = \sum_{n=1}^n 0.446 * \rho_{bi} * (D_i - D_{i-1})$$

Donde la densidad ( $\rho_{bi}$ ), está en las mismas unidades en las que se encuentra para el cálculo de *OB* con la ecuación 2.2. La constante 0.446, se refiere al gradiente de presión para un fluido de  $1.03 (\text{gr}/\text{cm}^3)$ , y está en unidades de (*psi/ft*) (López, 2016).

### Gradiente de sobrecarga (OBG)

Se expresa en unidades de (psi/ft) o (gr/cm<sup>3</sup>), el valor común de gradiente de sobrecarga es 1 (psi/ft), que corresponde a una densidad volumétrica de 2.31 (gr/cm<sup>3</sup>) (lutitas). Sin embargo, este importante parámetro varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona (Figura 2.1), siempre que sea posible (López, 2016).

El cálculo del gradiente de Sobrecarga, está definido por la siguiente ecuación:

$$OBG = (1 - \phi) * \rho_r + \phi * \rho_f$$

### Presión Normal (P<sub>n</sub>)

La presión de formación normal, se define como la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de 80,000 ppm de (NaCL), cuya densidad es de 1.074 gr/cm<sup>3</sup>, desde la superficie hasta la profundidad de interés, en zonas costeras y 1.03 gr/cm<sup>3</sup>, en campos terrestres, dichos valores en gradiente equivalen a 0.465 y 0.446 (psi/ft), respectivamente. Para las cuencas terrestres de México se utiliza el gradiente para la presión normal igual a 0.446 (psi/ft) (López, 2016).

Zona de Estudio	Densidad Equivalente [gr/cm <sup>3</sup> ]	Gradiente Presión Normal [psi/ft]
GOM Profundo	1.074	0.465
Llanura Costera GOM	1.03	0.446
Oeste de Texas	1	0.433
Mar del Norte	1.044	0.452
Malasia	1.021	0.442
Delta Mackenzie	1.021	0.442
Oeste de Africa	1.021	0.442
Montañas Rocosas	1.007	0.436
California	1.014	0.439

Figura 2.1. Se muestran los gradientes de presión de formación normal en diferentes partes del mundo entre las que se encuentra la Llanura Costera del Golfo de México (Modificado de Bourgoyne, 1984 en López, 2016).

## Variaciones de presión de poro

La presión de poro hidrostática está relacionada con una porosidad abierta o interconectada, así como redes de fracturas, desde la superficie de la tierra a la profundidad de medición (López, 2016).

Por varias razones, la presión de poro puede exceder los valores de presión hidrostática en un volumen poroso confinado a una cierta profundidad. Conceptualmente se define que el límite superior de la presión de poro es el esfuerzo de sobrecarga ( $OB$ ); lo que en ocasiones algunos autores optan por expresar la presión de poro en función de la Sobrecarga ( $\lambda p$ ), de la siguiente manera:

$$\lambda p = Pp/OB$$

Por otro lado, la presión de poro litostática está referida a que la presión en los poros de la roca es equivalente al peso del esfuerzo de sobrecarga. También por definición se sabe que la presión de poro será siempre menor que el esfuerzo principal mínimo ( $\sigma_3$ ). En general, el análisis de presión de poro en geomecánica, se considera que la presión de poro se presenta en condiciones estáticas. Esto es, se considera despreciable el gradiente de presión que se asocia con flujo de fluidos. Con excepción de la diferencia entre la presión en el pozo y en el yacimiento, causada por el abatimiento del segundo, que afecta la estabilidad del pozo (López, 2016).

## Presión de poro anormal y subnormal ( $Pp$ )

La presión de poro ( $Pp$ ), es la presión natural originada por los procesos geológicos de depositación y compactación, a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos (porosidad) de la formación. Cuando la presión de poro o de formación es mayor a la presión normal, se le llama presión de poro anormal; mientras que cuando la presión de poro es menor a la presión normal, entonces se define como presión de poro subnormal (López, 2016).

En la literatura y entre los más usados en la industria petrolera, hay más de 15 métodos de predicción de presión de poro. Tomando en cuenta las metodologías de Eaton (1975) (ecuación 2.6), y Bowers (1995).

$$Pp = OB - (OB - P_n) * \left[ \frac{DT_n}{DT_0} \right]^x$$

Donde:

$Pp$ , es la predicción de la presión de poro

$OB$ , es la sobrecarga

$P_n$ , es la presión normal

$DT_0$ , es el tiempo de tránsito medido con el registro DTCO

$DT_n$ , es el tiempo de tránsito normal, obtenido de la línea de tendencia de compactación normal

$X$ , esponente de calibración, depende del campo de estudio (1 a 3)

Es interesante mencionar métodos de la obtención de  $Pp$  con métodos como el modelo de compresibilidades, en formaciones carbonatadas o por el análisis de cuencas y sistemas petroleros, el cual, no requiere utilizar registros geofísicos como tal, se basa principalmente en el conocimiento de la litología de las formaciones (López, 2016).

Gradiente de presión de poro

Al igual que el gradiente de sobrecarga, el gradiente de  $Pp$ , se expresa en unidades de (psi/ft) o ( $gr/cm^3$ ), el valor común de gradiente de poro normal es 0.433 (psi/ft), que corresponde a la densidad del agua dulce 1.00 ( $gr/cm^3$ ); sin embargo, este valor varía de acuerdo a la salinidad del agua de formación. Se puede establecer como gradiente de presión normal el valor de 0.446 (psi/ft), equivalente a 1.03 ( $gr/cm^3$ ); de tal forma, que para las zonas de presión de poro sobre presionadas, tendremos valores en ( $gr/cm^3$ ), mayores a los de presión de poro normal (López, 2016).

Tendencia de compactación normal.

La tendencia de compactación normal ( $TCN$ ), es referida a un apoyo gráfico creado por varios autores, generada a partir del comportamiento físico que

deberían presentar los sedimentos depositados en una cuenca sedimentaria, los cuales deberían de tener una tendencia lineal en su compactación y litificación. Lo anterior implica que se tengan las siguientes condiciones:

- a) La cuenca aunque se considera que es pasiva, no debe presentar ningún tipo de alteración tectónica que pueda modificar sus condiciones iniciales.
- b) La tasa de sedimentación debe mantenerse constante.
- c) Las variaciones del nivel del mar, no deberán tener efecto sobre la depositación.
- d) Los sedimentos depositados deberían ser la mayoría de una composición constante que evite variaciones de densidad y por consiguiente de sobrecarga.

Como difícilmente alguna de estas condiciones se presentará en la naturaleza, podemos decir que la tendencia de compactación normal es un modelo idealizado del comportamiento geológico de los sedimentos al depositarse en una cuenca. Sin embargo, este modelo gráfico que es trazado sobre los intervalos de baja permeabilidad (lutitas), identificadas en los registros de tiempo de tránsito compresional (DTCO) y/o en la resistividad profunda ( $R_T$ ), ha sido de bastante utilidad para definir las zonas de presión normal ( $P_n$ ), y diferenciarlas de las zonas de presión anormal ( $P_p$ ) (López, 2016).

Autores como Shaker (2007), han destacado la importancia de trazar adecuadamente la línea de tendencia de compactación normal (TCN), sobre los registros (DTCO) y ( $R_T$ ), para definir de manera precisa las tres zonas en el perfil de presión de un área, que se mencionan a continuación:

- a) Zona de presión normal
- b) Zona de transición
- c) Zona de presión anormal

Shaker (2007), discute que si la línea de *TCN*, presenta una corta extensión y una pendiente grande, indica que se tendrá un gradiente de presión de poro alto. De la misma forma, si la longitud de la línea de *TCN*, presenta una longitud mayor y una

pendiente pequeña, será indicativo de que se tiene un gradiente de  $P_p$  bajo. Para determinar adecuadamente la línea de tendencia de compactación normal, es importante tomar en cuenta las siguientes recomendaciones (López, 2016):

- a) Tener siempre en contexto la configuración geológica de la zona (edades, ambiente de depósito, relaciones estratigráficas, ajustes estructurales, tectónica, presencia de sal).
- b) Trazar solo una línea de compactación normal a partir de una cierta profundidad (por lo general a una profundidad mayor de 500 m).
- c) Determinar con precisión el cambio de pendiente que representará el inicio de la presión anormal.

#### Presión de fractura ( $P_F$ )

La presión de fractura se define como la fuerza necesaria aplicada a un área para fracturar la roca. Dicha resistencia depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones. Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente falla a presiones inferiores de la presión de sobrecarga) (López, 2016).

Para determinar esta presión se propone emplear el método de Eaton, quien relacionó el esfuerzo horizontal efectivo y el esfuerzo vertical efectivo a través de la relación de Poisson: para obtener finalmente la ecuación que se plantea a continuación:

$$P_F = P_p + \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right)(OB - P_p)$$

Donde:

PF, es la presión de fractura, que estará en las mismas unidades que la presión de poro ( $P_p$ ), y la sobrecarga (OB).  $V$ , es la relación de Poisson en unidades adimensionales (López, 2016).

La relación de Poisson, se define como una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando está sometida a un esfuerzo. Existen algunas maneras de obtener este valor. Una es asignarle un valor constante (0.3 – 0.4 adim). Otra forma es mediante mediciones directas de laboratorio a especímenes de núcleos cortados en el pozo (valor estático). Otra manera es mediante la gráfica (nomograma), de Eaton, el cual puede ser expresado mediante la siguiente ecuación:

$$v = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673$$

Donde:

D, es la profundidad en (m)

Otra manera más de obtener el valor de la relación de Poisson dinámico, es mediante la ecuación en función de los tiempos de transito primario y secundario.

$$v = \frac{0.5 * \left(\frac{DTSM}{DTCO}\right)^2}{\left(\frac{DTSM}{DTCO}\right)^2 - 1}$$

Donde:

$DTCO$ , es el tiempo de tránsito primario

$DTSM$ , es el tiempo de transito secundario. Este puede leerse directo de un registro dipolar ( $DSI$ ), o en caso de no contar con información de este registro; se pueden utilizar las correlaciones para obtener  $DTSM$  y  $VS$ , a partir de  $DTCO$  (López, 2016).

Gradiente de presión de fractura ( $GP_F$ )

Para la obtención del gradiente de presión de fractura, utilizamos la ecuación de Eaton para la presión de fractura, haciendo el ajuste para obtener el gradiente de presión de fractura:

$$GP_F = GP_P + \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) * (OBG - GP_P)$$

Donde:

$GP_F$ , es el gradiente de presión de fractura, preferentemente en (psi/ft), y si se quiere convertir el valor resultante a ( $\text{gr/cm}^3$ ), debemos afectarlo por el gradiente de presión normal igual a 0.433 (psi/ft), que es el valor de gradiente para densidad de 1.00 ( $\text{gr/cm}^3$ ) (López, 2016)

### **2.1.2. CONTROL ESTÁTICO**

La información con que se dispone previo a la perforación de una nueva localización, acerca de las unidades rocosas que se perforaran a lo largo de la columna sedimentaria, como es el espesor y profundidad de cada unidad, es proporcionada por la configuración sísmica y la correlación que se puede interpretar mediante información disponible de pozos ya perforados alrededor de la nueva localización, así como datos del modelo sedimentológico y estructural del área de estudio. Toda esta información se combina para tener la mejor configuración de profundidad y características geológicas a perforar de las unidades en el subsuelo, así como también los escenarios de las posibles presiones a lo largo de toda la trayectoria del pozo, así como la distribución de las propiedades geomecánicas, con el objetivo de visualizar las implicaciones que tiene el realizar una adecuada caracterización de la columna sedimentaria previa a la perforación.

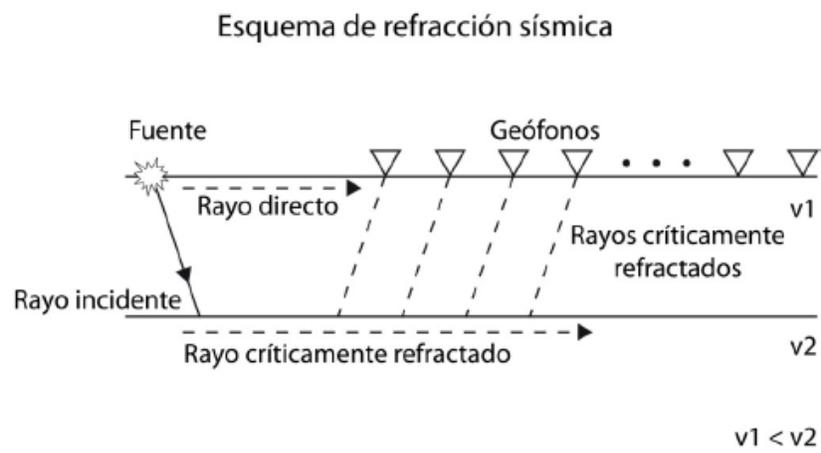
### **INFORMACIÓN SÍSMICA**

La técnica básica de exploración sísmica consiste en generar ondas sísmicas a partir de una fuente móvil y controlada, estas ondas viajan a través de los distintos medios que componen el subsuelo en donde son reflejadas y refractadas hacia la superficie (Reynolds, 1997 en Vergara, 2011). El movimiento debido a la propagación de las ondas, es detectado por un arreglo de geófonos colocados sobre la superficie (Sheriff, 1995 en Vergara, 2011). Los geófonos convierten el

movimiento en diferencias de voltaje las cuales son almacenadas por instrumentos electrónicos especializados como los sismógrafos (Gandallah, 2009 en Vergara, 2011). En general existen tres tipos de fuentes: las de impacto como son los martillos o la caída de objetos esados; las impulsivas, dentro de las cuales se encuentran los explosivos y las pistolas de aire, y las fuentes vibratorias, como lo son los camiones vibroseis (Reynolds, 1997 en Vergara, 2011), la selección de la fuente apropiada para un estudio depende principalmente de los objetivos a explorar y la profundidad de interés.

### Método de refracción

El método de refracción sísmica está basado en las trayectorias de tiempo mínimo que emplean las ondas sísmicas al propagarse desde un punto de la superficie, en donde son generadas, hasta los diferentes horizontes refractores del subsuelo y de estos hasta otro punto, ubicado en la superficie, en donde las señales son detectadas por una serie de sensores o geófonos, distribuidos usualmente a lo largo de una línea recta orientada hacia la fuente (*Figura 2.2*). Dichas señales son transmitidas por un cable hasta el sismógrafo, que amplifica, filtra y registra las señales de manera digital en un sismograma (Ruiz *et al.*, 1993 en Vergara, 2011).



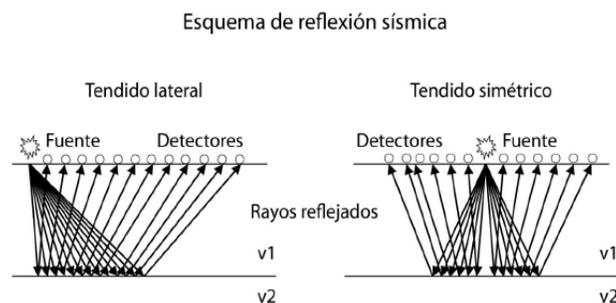
*Figura 2.2. Geometría de las trayectorias tomadas por los frentes de onda directo y refractado a través de un medio estratificado, durante un estudio de refracción sísmica (Modificada de Reynolds, 2002).*

A partir de la observación, procesamiento y análisis de los sismogramas es posible construir graficas de tiempo-distancia, mismas que mediante el análisis y procesamiento adecuados permiten determinar el número de capas en el subsuelo, sus espesores, geometría de la superficie refractante y velocidad de propagación a través de los distintos medios (Vergara, 2011).

### Método de reflexión

El método de reflexión sísmica consiste en medir los tiempos de viaje de las ondas sísmicas al propagarse desde la fuente hasta los contactos y estructuras geológicas localizadas en el subsuelo, donde parte de la energía se refleja a la superficie y es detectada por un arreglo de geófonos equiespaciados (*Figura 2.3*). En función de estos tiempos y distancias se obtienen secciones del subsuelo que muestran la secuencia estructural de las distintas formaciones que componen el subsuelo del área explorada. Las reflexiones ocurren cuando existen contrastes de densidad y por lo tanto de velocidad entre las capas que son atravesadas por las ondas (Cantos, 1972 en Vergara, 2011).

Su principal campo de aplicación se encuentra en la exploración petrolera ya que al igual que el método de refracción permite determinar las condiciones estructurales, el espesor y la profundidad de los estratos, sin embargo la profundidad de investigación es mucho mayor en comparación con la distancia que hay entre la fuente y el arreglo de sismodetectores (Bell, 2007 en Vergara, 2011).



*Figura 2.3. Geometría de la trayectoria tomada por el frente de onda reflejado a través de un medio estratificado, durante un estudio de reflexión sísmica (Modificada de del Valle, 2008).*

## Ondas Sísmicas

Una onda sísmica es una energía acústica transmitida por vibración de partículas de roca. Ondas de baja energía son aproximadamente elásticas, dejando la masa rocosa sin cambios a su paso, pero cerca de una fuente sísmica, la roca puede ser deshecha o distorsionada permanentemente (Milson, 2003).

## Velocidades sísmicas

Las velocidades sísmicas de las rocas son las velocidades a las que se mueven las ondas al viajar a través la roca. Cualquier velocidad de onda elástica ( $V$ ) puede expresarse como la raíz cuadrada de la densidad ( $\rho$ ). Para ondas P la elasticidad elongacional,  $j$ , es apropiada, para ondas S el módulo de cizalla,  $\mu$ .

La ecuación:

$$V_p = \sqrt{j/\rho} \quad V_s = \sqrt{\mu/\rho}$$

Sugiere que las rocas de alta densidad deberían tener bajas velocidades sísmicas, pero debido a las constantes elásticas normalmente aumentan rápidamente con la densidad, lo contrario suele ser cierto. La sal es la única roca común que tiene una alta velocidad pero baja densidad (Milson, 2003).

## **CORRELACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS**

Mediante la información de registros geofísicos que se tienen alrededor de una nueva localización se realizan secciones estratigráfico-estructurales (*figura 2.4*) en donde se visualizan las cimas de las unidades geológicas con base en las profundidades de los pozos de correlación.

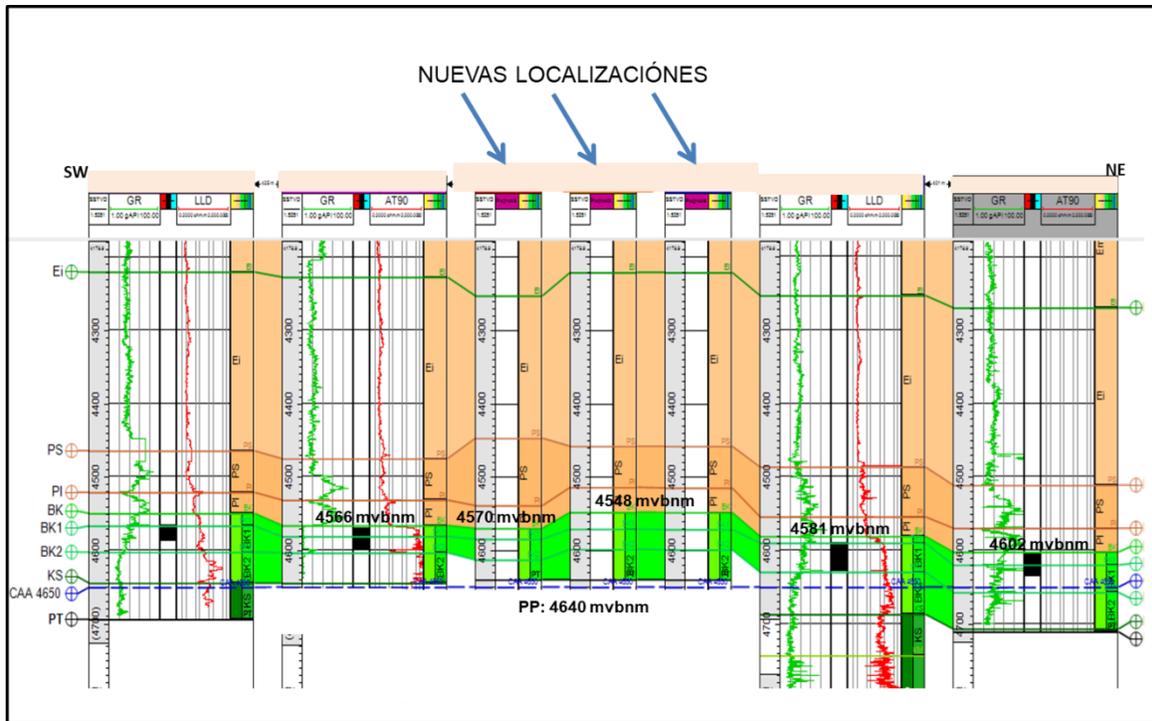


Figura 2.4. Sección estructural mediante información de registros geofísicos.

### 2.1.3 CONTROL GEOLÓGICO EN TIEMPO REAL

El control geológico de un pozo petrolero se basa principalmente en la identificación del nivel estratigráfico que se está perforando, con el objetivo de visualizar y realizar las diferentes etapas de perforación y cementación del programa de perforación. La identificación del nivel estratigráfico actualmente se realiza mediante tres técnicas generalmente, aunque existen otras más costosas:

- ✚ Descripción de la litología presente en las muestras de canal.
- ✚ Análisis bioestratigráfico de las muestras de canal.
- ✚ Interpretación de los registros geofísicos de tiempo real.

Las tres técnicas se complementan para determinar con precisión la litología que se está perforando, en ocasiones es posible que alguna técnica no se pueda realizar por diversos problemas que se suscitan, por ejemplo el mal estado de conservación de los microfósiles o bien su inexistencia en la muestra de canal, a continuación se describen en qué consisten las tres técnicas.

## **MUESTRAS DE CANAL**

El material que es perforado, es llevado a superficie por el espacio anular (espacio que queda entre el hoyo y la sarta de perforación). El lodo sale a la superficie por la línea de descarga y cae sobre un cedazo vibratorio llamado la zaranda vibratoria en donde el geólogo toma la suficiente cantidad de roca para posteriormente llevar a cabo la descripción de la misma, poniendo énfasis en el tipo de roca, color, efervescencia al HCL, dureza, dolomitización existente, presencia de fracturas, entre otras características que permiten describir de manera apropiada la muestra.

Cada muestra se colecta en bolsas especiales con su respectiva rotulación, que incluye el nombre, número de pozo y la profundidad a la que corresponde.

## **BIOESTRATIGRAFÍA**

La bioestratigrafía es la disciplina que se encarga de la aplicación de los fósiles vegetales y animales para datar y correlacionar los estratos con el fin de elucidar la historia de la Tierra, combinando los principios de la paleontología y la estratigrafía (Schlumberger , 2018). De esta manera, conjunta el análisis detallado de los sedimentos y el estudio de microfósiles como lo es el nanoplancton calcáreo, los foraminíferos y los palinomorfos para determinar la edad absoluta o relativa y el ambiente depositacional de una formación en particular, una unidad estratigráfica, una roca generadora o un yacimiento de interés (Schlumberger , 2018).

La caracterización bioestratigráfica que se desarrollará en este trabajo es mediante foraminíferos, ya que la técnica para el estudio de los foraminíferos es la más fácil y rápida de estudiar, tomando en cuenta el tiempo con que se dispone para analizar la muestra conforme la perforación avanza en la secuencia estratigráfica.

El procedimiento para el estudio de los foraminíferos se realiza lavando el sedimento hasta obtener los microfósiles completamente limpios y poder ser observados en un microscopio estereoscópico.

Es necesario destacar que el procesado de las muestras de canal para el estudio bioestratigráfico, requiere de mucha precaución en cuanto al manejo y procesado de las muestras, lo cual es indispensable para evitar errores durante el estudio e interpretación de los datos. Los problemas que pueden presentarse al realizar el análisis de la microfauna y microflora se atribuyen frecuentemente a un mal muestreo y/o contaminación de los materiales (muestras, equipo, material de apoyo) o bien durante la perforación. Esto puede repercutir a veces en la imposibilidad científica de explicar la presencia simultánea de ciertas especies de microfósiles aparentemente de edades diferentes, en una misma muestra. Consecuentemente, es aconsejable tomar las precauciones necesarias, con la finalidad de obtener resultados confiables.

A continuación se describe la técnica para el análisis de los foraminíferos:

#### Material

- Charolas de latón o aluminio
- Tamices de los No.60,100 y 200
- Protectores para dedos de polietileno
- Detergente
- Bolsas con cierre hermético

#### Lavado de muestras

Como se mencionó, el lavado de las muestras en el área de procesado, se realiza con mucho cuidado para evitar contaminaciones durante el manejo de las mismas.

La técnica de lavado es la siguiente:

- ◆ Primeramente, se toma la muestra que se va a procesar.
- ◆ Se tritura la muestra, se agrega agua y detergente en polvo y se deja reposar para desagregar el sedimento.
- ◆ Una vez desagregado el sedimento se lava a chorro del agua utilizando tamices de los números 60,100 y 200, los cuales se colocan en orden creciente de arriba hacia abajo.

- ◆ Con la yema de los dedos, protegidos de preferencia, con un protector de polietileno, se lava el sedimento contenido en el tamiz 60, cuando está perfectamente limpio se pasa al tamiz del No. 100, a su vez el sedimento colocado en este tamiz se lava hasta que esté limpio y por último se coloca en el tamiz del NO. 200 donde se obtiene el sedimento total completamente limpio.

Nota: Entre muestra y muestra los tamices se lavan perfectamente, con un cepillo de cerdas de metal o se limpian a presión de aire con una compresora.

- ◆ Se procede al secado de la muestra al medio ambiente, y en caso de ser necesario se seca la muestra en un horno o en una parrilla eléctrica a una temperatura aproximada de 80 a 100 °C.
- ◆ El sedimento lavado y secado se coloca en una bolsa de polietileno previamente identificada con la referencia de la muestra, lista para ser analizada con la ayuda de un microscopio estereoscópico.

## **REGISTROS GEOFÍSICOS.**

Los registros que generalmente acompañan a la perforación en pozos de desarrollo, llamados también de tiempo real son dos: los rayos gamma y un registro resistivo, debido al bajo costo que representan.

### Registro de rayos gamma naturales (GR)

El registro de GR es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas (Schlumberger, 2005).

El registro de GR puede ser corrido en pozos entubado lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o lodos base de aceite. En cada caso, es útil para la localización de capas con o sin arcilla, y lo más importante, para la correlación general (Schlumberger, 2005).

#### Propiedades de los Rayos Gamma

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo de potasio radioactivo con un peso atómico 40 ( $K^{40}$ ), y los elementos radioactivos de las series del uranio y del torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra (Schlumberger, 2005).

Cada uno de estos elementos emite rayos gamma; el número y energía de éstos es distintivo de cada elemento. Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico. Por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan (reducen) al pasar a través de la formación: dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radioactivo por volumen de unidad, pero con diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad; las formaciones menos densas aparecerán algo más radioactivas. La respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para pozo, es proporcional a las concentraciones de peso del material radioactivo en la formación. En formaciones sedimentarias, la profundidad de investigación del registro GR es cerca de 30 centímetros (Schlumberger, 2005).

#### Equipo

La sonda de GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. En la actualidad,

generalmente se emplean contadores de centelleo para esta medición ya que son mucho más eficaces que los contadores de Geiger-Mueller que se usaban en el pasado. Debido a su mayor eficacia, los contadores de centelleo sólo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud, por lo tanto, se obtiene un buen detalle de la formación. El registro de GR, por lo general, se corre en combinación con la mayoría de las otras herramientas de registro y servicios de producción de agujero revestido (Schlumberger, 2005).

### Calibración

La principal calibración estándar para las herramientas GR se realiza en las instalaciones de pruebas API en Houston. Se emplea una calibración de campo estándar para normalizar cada herramienta según el estándar de API y los registros se calibran en unidades API. Las radioactividades en formaciones sedimentarias generalmente fluctúan desde unas cuantas unidades API en anhidrita o sal a 200 o más en arcillas.

### Curvas de corrección por condiciones de pozo

La deflexión del registro de GR es función no sólo de la radioactividad y la densidad de las formaciones sino también de las condiciones del agujero (diámetro, peso del lodo, tamaño y posición de la herramienta, ya que el material interpuesto entre el contador y la formación absorbe rayos gamma. La carta Por-7 se utiliza para estas correcciones de agujero descubierto. Como es de suponer, las correcciones son bastante considerables en pozos grandes y en lodos pesados (Schlumberger, 2005).

### Aplicaciones

El registro de GR es particularmente útil para definir las capas arcillosas cuando el SP está distorsionado (en formaciones muy resistivas), cuando el SP es insignificante (en formaciones que llevan agua dulce o en lodo salado; es decir cuando  $R_{mr} = R_w$ ); o cuando el SP no se puede registrar (en lodo no conductivo, pozos vacíos o perforados con aire o en pozos revestidos). Se toma el límite de la

capa en un punto intermedio entre la deflexión máxima y la mínima de la anomalía (Schlumberger, 2005).

El registro de GR refleja la proporción de arcilla y, en muchas regiones, se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de la arcillosidad. También se emplea para la detección y evaluación de minerales radioactivos como potasio o uranio. Su respuesta, corregidos los efectos de pozo, es prácticamente proporcional al contenido de  $K_2O$ , aproximadamente 15 unidades API por 1% de  $K_2O$ . El registro de GR también se puede utilizar para delinear minerales no radioactivos (Schlumberger, 2005).

Este registro tradicional de correlación forma parte de la mayoría de los programas de registro tanto en agujero abierto, como en agujero revestido. Además, gracias a su facilidad de combinación con otras herramientas de registro, permite la correlación precisa de registros hechos en una corrida con los que se hicieron en otra corrida diferente (Schlumberger, 2005).

#### Registro de resistividad

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones, como el sulfuro metálico y la grafito, la roca seca es un buen aislante eléctrico. Además, las rocas perfectamente secas rara vez se encuentran. Por lo tanto, las formaciones subterráneas tienen resistividades mensurables y finitas debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

La resistividad de una formación depende de:

- La resistividad de agua de formación.
- La cantidad de agua presente.
- La geometría estructural de los poros.

La resistividad (resistencia específica) de una sustancia, es la resistencia media entre lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica. El metro es la unidad de longitud y el ohmio es la unidad de resistencia eléctrica. La resistividad se expresa en forma abreviada así:

$$R = r A/L$$

Donde

R es la resistividad en ohmio – metros,

R es la resistencia en ohmios,

A es el área en metros cuadrados,

Y

L es la longitud en metros.

Las unidades de resistividad son el ohmio-metros

Cuadrados por metro, o simplemente ohmio-metros

(ohm-m).

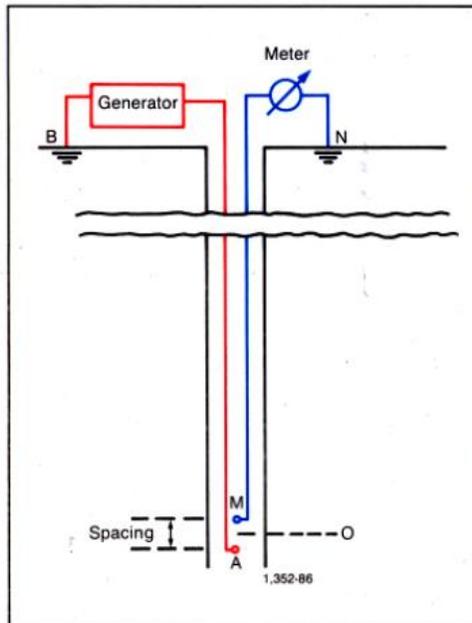
Las unidades de resistividad son el ohmio-metros cuadrado por metro, o simplemente ohmio-metros (ohm-m) (Schlumberger, 2005).

### Principio del registro

Los registros eléctricos convencionales introducían corrientes en la formación, por medio de electrodos de corriente, y se medían los voltajes entre los electrodos de medición. Estos voltajes proporcionaban la resistividad para cada dispositivo. En una formación homogénea e isotrópica de extensión infinita, las superficies equipotenciales que rodean un solo electrodo emisor de corriente (A), son esferas. El voltaje entre un electrodo (M) situado en una de esas esferas y uno en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea y el voltaje medio puede graduarse en una escala en unidades de resistividad (Schlumberger, 2005).

### Dispositivo de resistividad

En la actualidad los dispositivos presentan diferentes arreglos que permiten obtener información de calidad, en el esquema de la *figura 2.5* se presenta el dispositivo básico de los primeros arreglos, en el que se pasa una corriente entre dos electrodos, A y B. La diferencia de potencial resultante se mide entre los otros dos electrodos M y N. Los electrodos A y M se encuentran en la sonda. En teoría, B y N se localizan a una distancia infinita. En la práctica, B es el blindaje del cable, y N es un electrodo en la brida (el último extremo inferior del cable que está cubierto de aislante) y están lejos de A y M. La distancia AM se conoce como el espaciamiento (16 pulg., espaciamiento para el normal corto, 64 pulg., para el normal largo), y el punto de la medición está en O, la mitad de la distancia entre A y M (Schlumberger, 2005).



*Figura 2.5. Instrumento normal para la toma del registro resistivo, (Schlumberger, 2005).*

## **2.2 MARCO GEOLÓGICO**

### **2.2.1. PRE-MESOZOICO**

El basamento del Sureste del Golfo de México se compone de corteza transicional delgada, con espesores de 8 a 15 km, segmentada por bloques y fallas, que se encuentran a una profundidad de entre 8 y 12 km según datos de sismica de refracción, de edad Jurásico medio. Le sobreyacen rocas Jurásicas y Cretácicas, no marinas a marinas profundas, depositadas a medida que la corteza se enfriaba y al mismo tiempo subsidia, durante y después del emplazamiento de la corteza oceánica. Las rocas metamórficas con edades Paleozoicas (500 M.a) fueron intrusionadas por rocas ígneas básicas con edades de 190 y 160 M.a (Jurásico temprano y medio), mismas que probablemente se emplazaron durante el rifting y formación de la corteza transicional (Salvador, 1991).

Las rocas pre-mesozoicas que se han reportado más cercanas a las Cuencas del Sureste son aquellas que se han reportado en la Península de Yucatán y el norte de las montañas Maya de Belice, en donde un número de pozos han perforado secuencias que suprayacen a las rocas carbonatadas del Cretácico y las secciones de evaporitas o las capas rojas. En el área centro-oeste de Belice el pozo Yalbac-1 y al norte el pozo Tower Hill-1 reportaron haber perforado granito (Vedder y otros, 1973; López Ramos, 1975 en Salvador, 1991). Al norte, los pozos Yucatán-1 y Yucatán-4 perforaron rocas metamórficas de bajo grado, el primero consistió de una secuencia de 19 m de un pórfido riolítico y esquistos. Bass y Zartman en 1969 especularon de una roca similar en el miembro volcánico Bladen del grupo Santa Rosa en las montañas Maya. López Ramos, 1975 reporto edades isotópicas de 410 Ma (Devónico temprano) para las riolitas y la probable existencia de un evento metamórfico sobre los 300 Ma (Carbonífero tardío). El pozo Yucatan-4 encontró 8 metros de cuarcita ligeramente metamorfoseada mostrando evidencias de erosión (Salvador, 1991).

## 2.2.2. TRIÁSICO -JURÁSICO

El Triásico tardío se caracterizó por la acumulación de grandes secuencias de clásticos no marinos y volcánicos asociados en un sistema complejo de rápida subsidencia de grabenes y cuencas de rift, ya que así lo evidencian las “capas rojas” que se evidencian en localidades como lo es Galeana, Nuevo León, al sur de Tehuacán, Puebla, y en la parte central del Golfo de México, al noroeste del escarpe de Campeche, con base en interpretación de líneas sísmicas, se ha inferido la presencia de un graben relleno de estas mismas “capas rojas” (Buffler *et al* 1980 en Salvador,1991), en la parte de Norteamérica estas capas rojas han sido perforadas en varios sitios como por ejemplo en Carolina del Sur han sido perforadas por un numero de pozos no menor a 50 (Marine and Sipple,1974; Gohn *et al* 1978; Chowns y Williams1983 en Salvador, 1991), en México a lo largo de la costa del Golfo de México diversas perforaciones han tocado este nivel estratigráfico. El Jurásico medio (Calloviano) se caracterizó por la acumulación de extensos y gruesos depósitos de sal sobre grandes áreas de la cuenca, espesores que en el área de estudio se han estimado de más de 2000 metros. De esta manera se formaron depósitos de sal más delgados en los bloques estructurales más altos que delimitaban los grabenes.

Durante el Jurásico tardío la cuenca fue bordeada por amplias y estables plataformas y rampas sobre las cuales la secuencia del Jurásico superior, fue depositada. La influencia de clásticos gruesos se dio principalmente del Norte y Noroeste, limitadas en un principio, pero abundante durante las etapas finales de depositación en el Jurásico tardío (Salvador, 1991).

Numerosos pozos han perforado secuencia estratigráfica del Oxfordiano en el Golfo de México, la cual puede representar la parte inferior de la secuencia de capas rojas Todos Santos. En el sur de México, en el área del Istmo y la Bahía de Campeche, la sección del Oxfordiano está compuesta por intercalaciones de lutitas gris oscuro y menores cantidades de calizas, calizas oolíticas café claro y areniscas de grano muy fino (Santiago Acevedo, 1980; Santiago Acevedo y Mejía Dautt, 1980 en Salvador, 1991).

El Kimmeridgiano está compuesto de packstones de pellets, oolitas y bioclásticos de color gris oscuros, parcialmente dolomitizados con menores cantidades de anhidritas y mudstones. En los campos más hacia el área de la Bahía de Campeche, la parte superior del Kimmeridgiano es predominantemente arcillosa y en menor cantidad compuesta de calizas oolíticas, la parte inferior consta de intercalaciones de lutitas, dolomitas, bentonitas y unas cuantas capas de anhidrita (Santiago Acevedo, 1980; Santiago Acevedo y Mejía-Dautt, 1980 en Salvador, 1991).

Durante el Tithoniano se inundó la plataforma y se depositaron rocas de cuenca con fuerte aporte terrígeno, mudstones arcillosos, gris oscuro a negro, ligeramente dolomitizados con intercalaciones de lutitas calcáreas oscuras con radiolarios y saccocomas se pueden encontrar en esta secuencia (Martínez, 2005). La parte superior del Tithoniano es más arcilloso y contiene algunas capas delgadas de areniscas (Santiago Acevedo, 1980; Santiago Acevedo y Mejía Dautt, 1980 en Salvador, 1991).

### **2.2.3. CRETÁCICO**

#### **CRETÁCICO TEMPRANO**

En el Este y Centro de México la depositación carbonatada predominó en la mayoría de las plataformas y áreas de aguas someras. Durante el Berriasiano y Valanginiano en la cuenca los depósitos gradúan hacia dentro del Golfo a micritas y lutitas pelágicas de cuenca. La base del Berriasiano es generalmente gradacional y conforme con las rocas del Jurásico superior que le sobreyacen. En contraste, la cima del Valanginiano es marcada por una inconformidad erosional a través de norte y la parte noroeste de la cuenca del Golfo de México. En otras partes el límite Valanginiano-Hauteriviano ha sido reportado por no presentar inconformidad (Salvador, 1991).

A lo largo del frente norte del macizo de Chiapas, las areniscas rojizas, limolitas y conglomerados de la Formación Todos Santos que fue depositada en el Berriasiano y Valanginiano. La secuencia terrígena gradúa hacia el norte en la

Sierra de Chiapas primeramente a sedimentos costeros y calizas dolomitizadas de plataforma, después a calizas arcillosas con bentonita que marcan la transición del mar abierto con calizas microcristalinas y lutitas oscuras hacia la periferia en la parte norte de la Sierra de Chiapas y han sido penetradas por números pozos en la planicie costera del Istmo de Tehuantepec y en la Bahía de Campeche (Viniegra O., 1971, 1981; Vargas, 1978; López Ramos, 1981 en Salvador, 1991). Ambas unidades, las calizas arcillosas y microcristalinas de esta sección del Cretácico inferior contienen abundantes ammonites, tintinidos, calpionelidos y nannoconidos de edad Berriasiano-Valanginiano (Trejo, 1960, 1973 en Salvador, 1991).

La secuencia carbonatada del Albiano, con espesores que alcanzan los 1500 metros, es probablemente compuesta de barreras arrecifales similares a las desarrolladas a lo largo de los márgenes de las plataformas Valles-San Luis Potosí, Tuxpan y Florida (*figura 2.6*). Estas secuencias son importantes yacimientos, campos como A.J. Bermúdez, Cactus/Nispero, Sitio Grande son productores en dolomitas fracturadas y domos de sal (Santiago Acevedo y Mejía Dautt, 1980 en Salvador, 1991).

## **CRETÁCICO TARDÍO**

Depósitos pelágicos del Cenomaniano inferior han sido recuperados por perforaciones en el área de Florida y el escarpe de Campeche (DSDP sitio 97 de la etapa 40, Wozel *et al* 1973 en Salvador, 1991). En las cuencas de Macuspana y Salina del Istmo se encuentran las secuencias de mudstones y dolomitas y las partes medias de las cuales se presume que son de edad Cenomaniano temprano (Salvador, 1991).

Las rocas del Cenomaniano medio al Turoniano en la parte Oriental de México son llamadas Formación Agua Nueva. La formación está presente principalmente a lo largo de los pies de monte de la Sierra Madre Oriental y el subsuelo en la Planicie Costera del Golfo, desde la parte este de la cuenca de Burgos, al sur de la cuenca Tampico-Misantla hasta la cuenca de Macuspana y la Bahía de Campeche. En la cuenca de Macuspana la formación está compuesta por calizas microcristalinas oscuras arcillosas alternando con mudstones y capas de calizas con nódulos

primarios de pedernal. La parte superior es predominantemente mudstones de color gris a amarillo pardo y en menor cantidad calizas de color oscuro. Las capas del Turoniano parecen tener una menor cantidad de componentes terrígenos que las del Cenomaniano. Bentonitas y material silíceo, generalmente en la forma de pedernal, son comunes en la mayoría de las áreas de las cuencas del Sureste. La mayoría de estos lodos carbonatados oscuros y las calizas sugieren una deposición en un ambiente reductor de aguas de mar abierto. Hacia la cima ambientes más someros es sugerido por algunas secciones como la Formación Maltrata de la Cuenca de Veracruz, en donde la microfauna bentónica de aguas someras progresivamente incrementa hacia la parte superior de la unidad. Estos patrones pueden correlacionarse con la fase general regresiva del Turoniano superior visto en las partes del norte de la cuenca del Golfo de México en la parte marina occidental (Salvador, 1991).

Desde la parte sur de la Cuenca de Burgos a las Cuencas del Sureste, la secuencia de calizas y lutitas del Coniaciano- Campaniano inferior que sobreyace en conformidad a la Formación Agua Nueva es llamada Formación San Felipe. Los rangos de espesor de la unidad van desde 40 metros a 150 metros y consiste de calizas arcillosas a cristalinas gris verdoso generalmente de intercalaciones delgadas que son intercaladas con capas de lutitas verdes y algunas capas de areniscas. Nódulos de pedernal o pirita y abundante fauna planctónica son abundantes en las calizas. Materiales tufáceos son comunes en algunos niveles, y tiende a incrementarse en contenido terrígeno hacia la cima de la secuencia, a través de la gradación a la suprayacente lutita Méndez (Salvador, 1991).

La parte superior de la Formación San Felipe es de edad Campaniano y es cubierta conformablemente por la formación Méndez, cuyos rangos de edad varían a través del Maastrichtiano. Está presente en afloramientos y en el subsuelo, en las partes orientales y surorientales de la Cuenca de Burgos, Cuenca Tampico Misantla y Cuencas del Sureste. Está constituida por margas de color gris y verde con intercalaciones de lutitas y delgadas capas verdes de bentonita.

En general representa la deposición en ambientes de baja energía de plataforma o de cuenca (Salvador, 1991).

Los depósitos clásticos terrígenos dominan las secuencias en los afloramientos y especialmente en el occidente de la Cuenca del Golfo de México, reflejan las áreas fuentes emergidas y que están relacionadas al evento de orogenia Laramide. Al sur de los sitios de deposición de la lutita Méndez en el Sureste de México, en la región de la plataforma de la plataforma y el centro de Chiapas, depósitos de terrígenos y bancos carbonatados, se acumulan a través del Maastrichtiano. En las partes profundas de la cuenca, en la parte oriental de la cuenca probablemente los sedimentos son oozes pelágicos. La dominancia de deposición terrígena que comenzó en el Campaniano continuo, en la mayoría de los márgenes de la Cuenca del Golfo de México en el Maastrichtiano temprano. Durante intervalos de disminución de entrada de clásticos terrígenos, plataformas carbonatadas gradúan hacia la cuenca a depósitos mudstones de aguas profundas (Salvador, 1991).

#### **2.2.4. CENOZOICO**

Mientras la deposición carbonatada y evaporítica continuó sobre las plataformas estables de Florida y Yucatán, la deposición clástica terrígena domino el resto de la Cuenca del Golfo de México durante el Cenozoico. La posición de las plataformas cretácicas determino en gran medida la forma y el tamaño de la cuenca al principio del Cenozoico. Este sistema estratigráfico y estructural fue modificado durante el Cenozoico por la extensa influencia de sedimentos clásticos terrígenos desde el norte y oeste, así como por el impacto de la orogenia Laramide durante el Paleoceno y Eoceno.

El inmenso volumen de sedimentos clásticos terrígenos que entró a la Cuenca del Golfo de México, particularmente a lo largo de los márgenes del norte y noroeste, causó una rápida migración hacia la cuenca de la deposición costera a través de las plataformas, en última instancia a posiciones considerablemente más allá de la posición de los márgenes de plataforma Cretácicos. Secciones sedimentarias de

gran espesor empezaron a acumularse sobre el talud continental, así se fueron rellenando las partes más profundas de la cuenca (Salvador, 1991).

En las Cuencas de Comalcalco y Macuspana la sección del Cenozoico está compuesta de un espesor de hasta 16000 metros de lutitas y areniscas, que contienen comúnmente en la parte superior horizontes de bentonita y ceniza volcánica. Los ambientes sedimentarios del Cenozoico van de nerítico a batial. Localmente la sección del Eoceno y Mioceno contienen algunos horizontes de calcarenitas. Del total de la sección Cenozoica en esta cuenca, un tanto de 4000 metros puede localmente corresponder al Mioceno-Plioceno,

### **PALEOCENO-EOCENO**

Las secuencias del Paleoceno (*figura 2.6*) son ampliamente distribuidas a lo largo de la planicie costera y el occidente de la Cuenca del Golfo de México. Se caracterizan por una sección de lutitas que contienen en menor cantidad intercalaciones de areniscas y conglomerados con abundante fauna planctónica (Salvador, 1991).

En las Cuencas del Sureste ha sido posible reconocer la mayoría de los foraminíferos planctónicos de ocho unidades bioestratigráficas en el cual el Paleoceno ha sido subdividido por Stainforth y otros en 1975. (Salvador, 1991) (Ver tabla 1)

La secuencia está compuesta por lutitas de aguas profundas con abundantes foraminíferos bentónicos arenáceos y calcáreos de *Gavelinella rubiginosa* (Cushman), *G. velascoensis* (Cushman), *G. becariiformis* (White), *Nuttallinella florealis* (White), *Osangularia velascoensis* (Cushman) entre otros más. También se presentan especies planctónicas caracterizando las unidades bioestratigráficas del Paleoceno, desde la biozona de *Globorotalia trinidadensis* a la biozona de *Globorotalia velascoensis*. En las Cuencas del Sureste el Paleoceno corresponde a la parte inferior de la lutita Nanchital, la cual tiene un promedio en espesor de 330 metros. En la parte oriental del Golfo de Campeche, una distintiva brecha calcárea dolomitizada representa el límite Paleoceno-Cretácico, de la cual aún sigue siendo controversial su origen (Grajales-Nishimura *et al.*, 2000; Ángeles-

Aquino *et al.*, 1992; Limón González *et al.*, 1994). Así como también por el cambio de margas con globotruncanoides a lutitas con globigerinidos permite el reconocimiento del límite. Esta brecha está cubierta por una secuencia de calizas arcillosas con intercalaciones de lutitas y sobreyaciendo a esta última secuencia se tiene una sección de lutitas. El total de la sección del Paleoceno llega a tener un espesor de 100 a 200 metros (Salvador, 1991).

En las Cuencas del Sureste, las rocas del Eoceno forman la parte superior de la Lutita Nanchital. Esta unidad es muy fosilífera y contiene abundantes foraminíferos planctónicos de las cuales las biozonas desde *Globorotalia subbotinae* a *Globorotalia cerroazulensis* caracterizan todo el Eoceno (Salvador, 1991).

Estudios de paleotermometría que relacionan variaciones significativas en las mediciones de isótopos de oxígeno 18, encontradas en el agua preservada dentro del continente (generalmente hielo), en contraste con las mediciones de oxígeno 18 dentro de calcita proveniente de las testas de foraminíferos, corales y molusco, sugieren que los primeros 7 Ma del Paleoceno (65 a 68 Ma., aproximadamente) el clima fue relativamente constante. La temperatura obtenida en foraminíferos bentónicos de aguas profundas para la mitad del Paleoceno fue de aproximadamente 10 °C. Este valor comenzó a incrementarse después de los 58 Ma en 4 °C, llegando a un máximo de temperatura de 14 °C, llegando a un máximo de temperatura de 14°C a los 52°C., aproximadamente (Ortega, 2015).

El límite Paleoceno-Eoceno representa uno de los muchos eventos de extinción faunística a nivel global con la desaparición de cerca del 50% de especies marinas como terrestres. Este límite ha sido caracterizado por diversos autores como un aumento marcado en las temperaturas globales y como consecuencia en las condiciones ambientales que prevalecieron en ese entonces (Ortega, 2015).

El basamento para el Eoceno superior y la secuencia más joven, principalmente clástica, está formada por sedimentos del Mesozoico-Paleoceno deformados, truncados por una superficie de erosión. Estas rocas son prácticamente iguales a las que forman la Sierra Madre Oriental al Oeste, ya que los pliegues son principalmente anticlinales y sinclinales abiertos, y el empuje fue detectado sólo en

un estrecho cinturón adyacente al frente de la Sierra Madre, que durante el Paleoceno fue un cuenca foredeep (De Cserna, 1989).

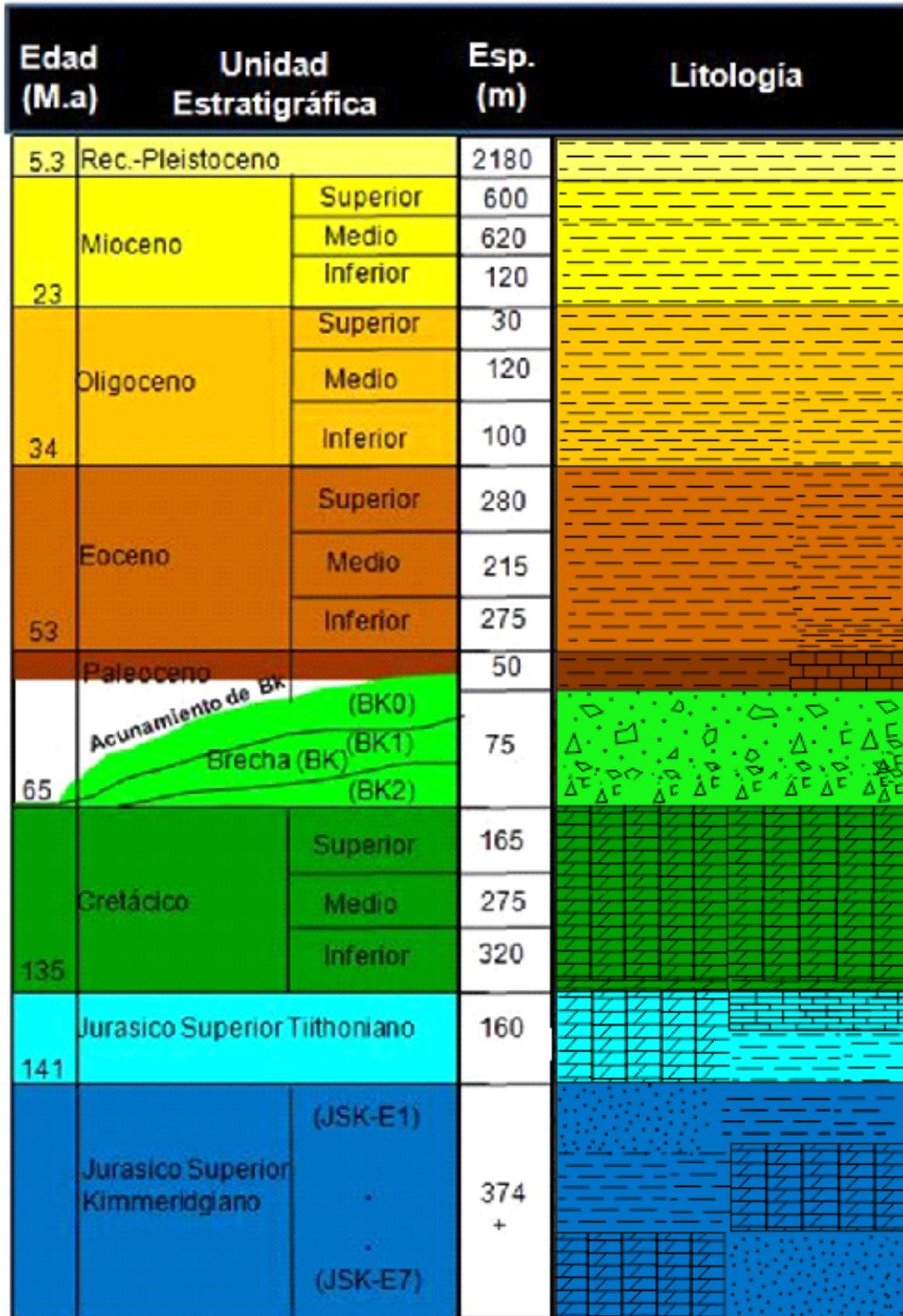


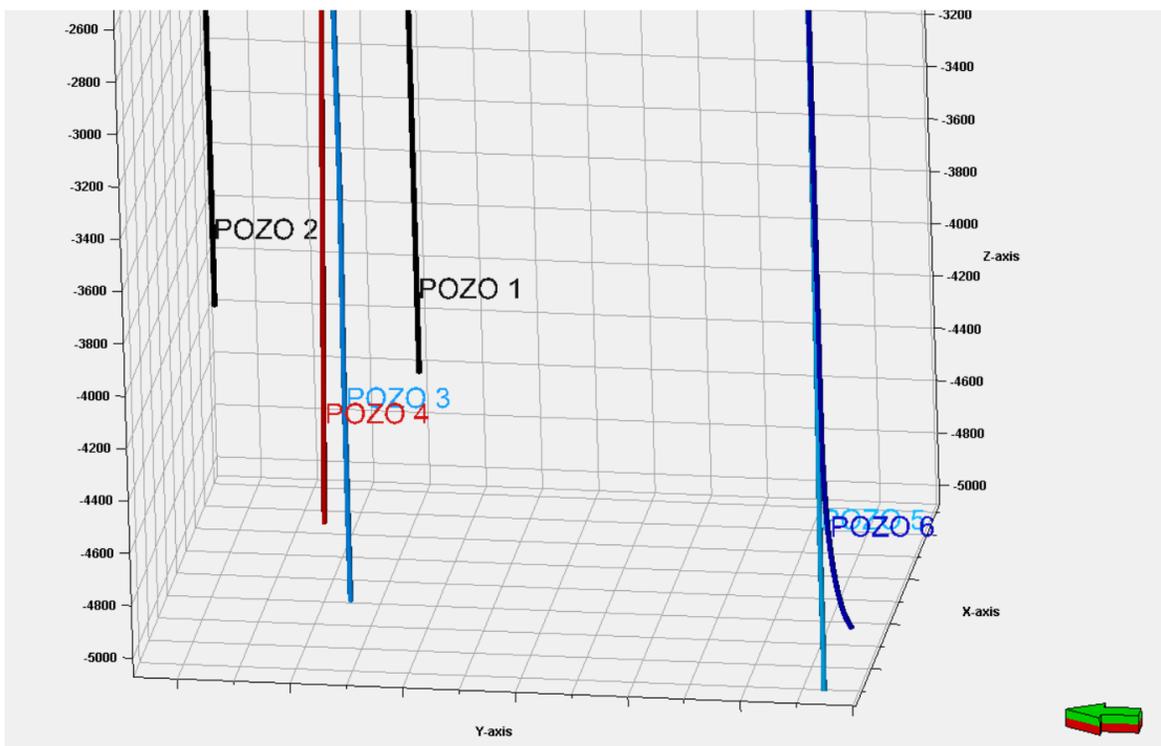
Figura 2.6. Columna ilustrativa del área de estudio (Campo ESIA-1).

**CAPÍTULO 3.  
DESCRIPCIÓN  
GEOLÓGICA DEL  
PALEOCENO.**

### 3.1 MARCO ESTRUCTURAL.

La caracterización estratigráfica – estructural se desarrolló a partir de datos sísmicos y de registros de pozos. Respecto a la información sísmica su resolución vertical es del orden de los 105 metros, debido a que la frecuencia dominante es de 10.5 Hz y la velocidad de intervalo es de aproximadamente 4110 m/s en la base de la unidad Paleoceno, lo que significa que espesores menores a 105 metros no se podrán distinguir.

La información de registros geofísicos y sísmica se cargó en los software: Petrel e Interactive petrophysics, en ellos se realizó un control de calidad de la información disponible (*Figura 3.1*).



*Figura 3.1. Visualización de la ubicación de los pozos en Petrel y su trayectoria.*

Los pozos 4 y 5 evidenciaron falta de información de registro geofísico en el intervalo estratigráfico del Paleoceno. La *figura 3.2* muestra los registros de rayos gamma y resistivo del Pozo 5 a nivel del Eoceno inferior donde se observa que carece de información la parte más inferior de la unidad antes mencionada.

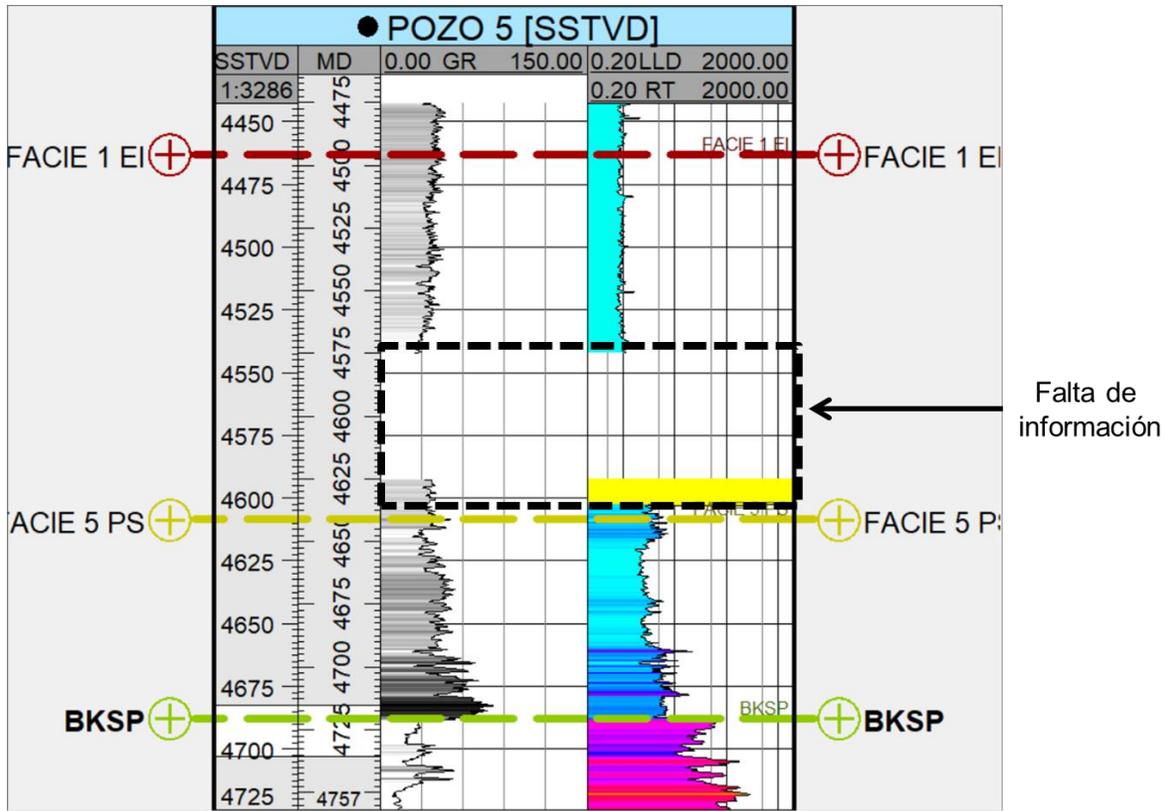


Figura 3.2. Zona con falta de información de registros geofísicos en la profundidad del Eoceno Inferior.

La unidad de interés y objetivo de caracterizar en esta investigación es el Paleoceno, no obstante, en el orden que se lleva la perforación de los pozos, previo a la perforación del Paleoceno, se perfora la unidad Eoceno inferior, por lo que un contraste de sus características geológicas entre las dos unidades permitirá de alguna manera diferenciar la unidad Paleoceno, es por ello que en las caracterizaciones desarrolladas a lo largo de esta investigación se evalúan los dos paquetes cronoestratigráficos. Las secciones estructurales también incluyen la cima de la unidad Brecha (BKS) pretendiendo visualizar el tamaño del espesor de la unidad Paleoceno.

## **INTERPRETACIÓN SÍSMICA.**

Se realizó la interpretación de los horizontes estratigráficos Paleoceno Superior (Ps) Eoceno inferior (Ei) y unidad Brecha BKS, en dos secciones sísmicas, una corresponde al campo ESIA 1 y la segunda al campo ESIA 2.

Los pozos utilizados en cada una de las líneas sísmicas en algunos casos se proyectaron, ya que la traza sísmica no se ubica justamente en la ubicación de los pozos, es por ello que hay que tener en cuenta que las marcas eléctricas de los registros geofísicos no corresponden a la expresión del reflector sísmico en interpretación, por lo que el desfase de profundidad que pueda existir es debido a la proyección que el software realiza.

### **CAMPO ESIA 1.**

En la *Figura 3.3* se muestra un corte vertical de una sección sísmica en tiempo de 3400-4200 m, con dirección SW-NE en el campo ESIA-1, sector que muestra un comportamiento problemático debido a la configuración estructural del Paleoceno. En la sección se realiza la interpretación de la cima de la unidad Paleoceno Superior (PS), línea color azul y la cima del Eoceno Inferior (EI), línea color naranja, así como la cima de la unidad BKS de color verde.

En la sección se puede apreciar la variación de espesores de la unidad Paleoceno en el campo ESIA 1, en el área SW, en donde se encuentra el pozo 1, la unidad Paleoceno presenta un espesor promedio de 100 m, conforme se avanza hacia el NE la unidad empieza a disminuir su espesor, en el pozo 11 cuenta con 83 m, el pozo 15 con 30 m y el pozo 2 presenta solamente 19 m. Si se observa la interpretación que se realiza para la cima del Paleoceno Superior y la BKS a partir del pozo 15 la cima de la unidad BKS y Paleoceno prácticamente se interpretan dentro de un mismo reflector debido al pequeño espesor de las unidades, lo que da pauta a decir que la cima del Paleoceno se encontrará en algún punto dentro de los 105 m que representa el reflector, representando una gran incertidumbre para la perforación.

Estructuralmente la unidad Paleoceno se someriza hacia el NE a 3720 milisegundos (ms) y se profundiza hacia el SW a 3890 ms. La deformación frágil está presente a lo largo de toda la sección, por medio de fallas normales tendiendo a formar estructuras tipo graben, tal como se muestra en la columna entre los pozos 1A- 12 con un graben de pequeña longitud comparado con el que se encuentra entre los pozos 15 y 16 que muestra una mayor longitud.

El acuñaamiento presente que se observa a partir del pozo 11 en dirección al NE marca una zona en donde la continuidad de los reflectores a nivel terciario se nota un poco caótica hacia el NE respecto a las zonas circundantes, restableciéndose la continuidad de los reflectores en el pozo 16, a pesar de la atenuación en esta zona, se logra diferenciar que marcadores suprayacentes a la unidad Paleoceno si presentan prolongación, así mismo se observa que el intervalo del Cretácico y los reflectores terciarios contrastan con los horizontes de mayor amplitud de la unidad BKS y el Jurásico Superior.

Los reflectores de manera general no muestran evidencia de un plegamiento de los estratos con bastante ángulo de inclinación, por lo que en su mayoría se denotan con terminaciones subparalelas, sin embargo destacan tres estructuras anticlinales todas ellas a un nivel estructural diferente situándose el anticlinal ubicado en el SW en la parte más baja y conforme se dirige hacia en NE el tren de anticlinales suben estructuralmente.

## **CAMPO ESIA 2.**

En la *Figura 3.4* se muestra un corte vertical de una sección sísmica en tiempo, ubicada en el campo ESIA 2, sector del pozo 4 y 17, con dirección NW-SE. En este caso con la marca eléctrica del registro del pozo 17, se ubicó el reflector que coincide con la cima del Paleoceno Superior (línea color rojo PS), posteriormente se siguió su trayectoria y con ello se determinó la profundidad a la cual se encuentra la cima de la unidad en el Pozo 4, no olvidando que para obtener datos de profundidad se debe de llevar acabo la conversión tiempo – profundidad de los datos sísmicos.

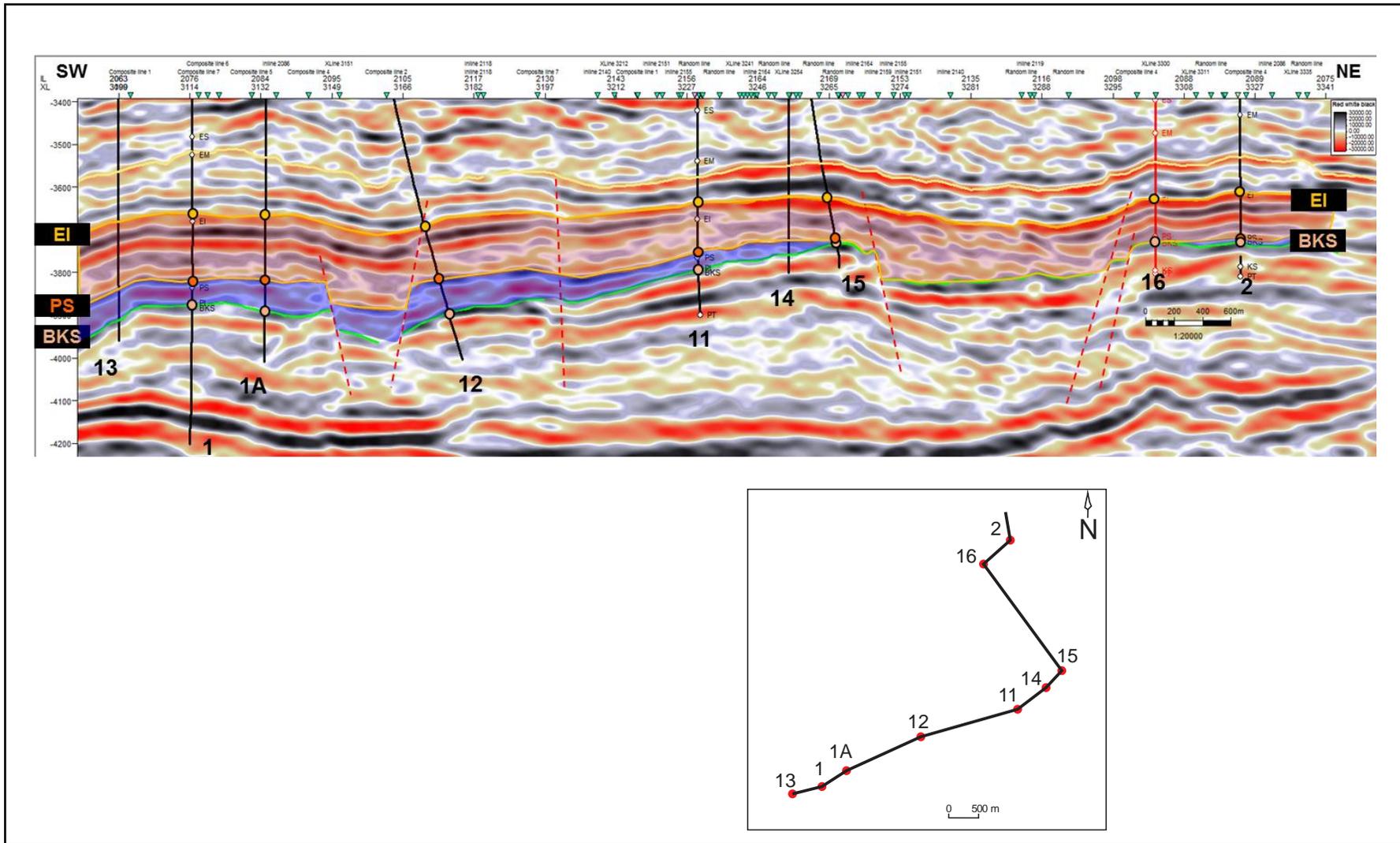


Figura 3.3. Sección sísmica en el campo ESIA 1 que muestra el acuñamiento que presenta la unidad Paleoceno hacia el NE.

Debido a que el espesor de la unidad Paleoceno en esta área es de alrededor de 120 m, la interpretación sísmica que se puede hacer es bastante buena, es en estos casos en donde la resolución de la información sísmica es compatible para estimar una profundidad a la cual se espera encontrar la cima de la unidad Paleoceno.

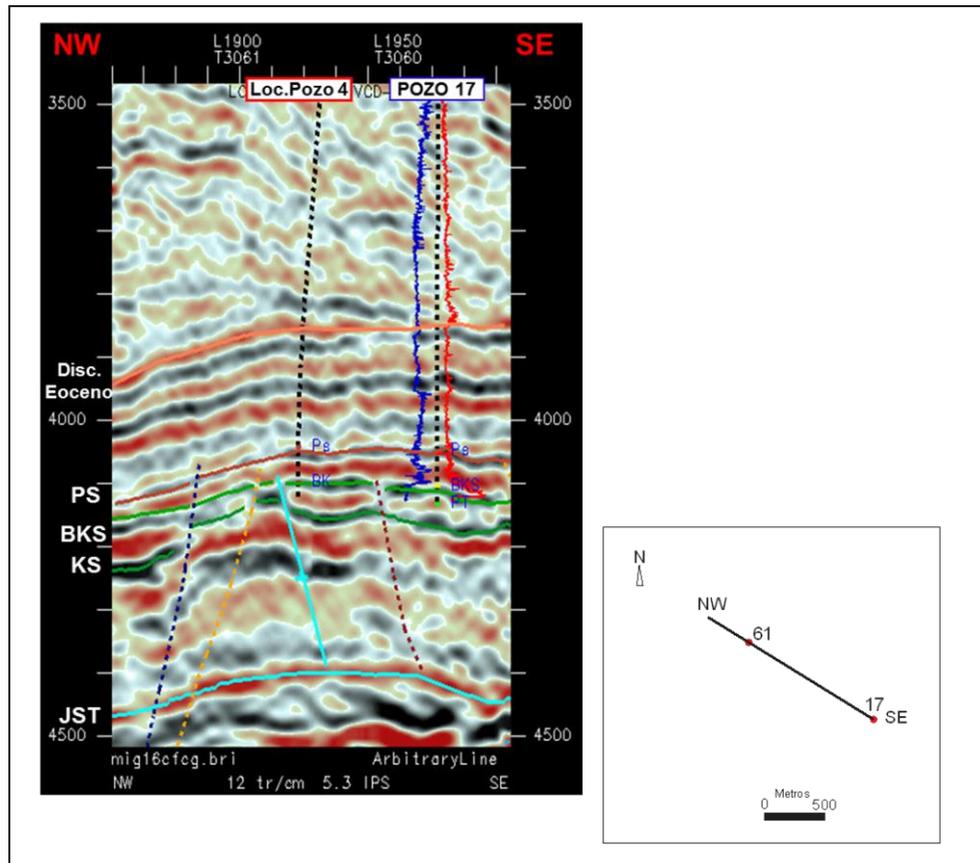


Figura 3.4. Sección sísmica de correlación en Tiempo, pozo 4 y pozo 17.

## SECCIONES ESTRUCTURALES.

### CAMPOS ESIA-1 Y ESIA 2.

En la figura 3.5 se presenta una sección estructural en profundidad del campo ESIA-1 al campo ESIA-2, en una dirección NW-SE. La sección muestra la correspondencia y disposición de las unidades estratigráficas a nivel Eoceno Inferior, Paleoceno Superior, Paleoceno Inferior y Brecha del Cretácico Superior.

Estructuralmente, se caracteriza por presentar estructuras de tipo anticlinal y sinclinal, ligeramente horizontales, acentuándose más la deformación en el campo ESIA-1, anticlinal que presenta echados con un mayor ángulo de inclinación, la zona comprendida entre el campo ESIA-1 Y ESIA-2 (Pozos 1 y 3) exhibe dos fallas normales, con echados hacia el NW de promedio de 70° a 80°, una con un pequeño salto y la segunda incrementando notablemente el salto.

La sección permite visualizar la variación de espesores tanto de la unidad Paleoceno como de sus unidades suprayacentes e infrayacentes a lo largo de los dos campos, así mismo se distinguen las profundidades de cada unidad de acuerdo a los rasgos estructurales presentes.

En el área entre los pozos 3 y 4 (campo ESIA-2), se presenta relativamente poca variación en la posición de la cima del Eoceno Inferior, que se encuentra en el pozo 4 a 4248 mvbnm, en el pozo 3 a 4272 mvbnm y en el caso de la cima de la unidad Paleoceno tiene una profundidad de 4465 y 4471 respectivamente; Tomando en cuenta lo antes descrito, la unidad Paleoceno en esta área de la sección presenta escasa variación en la profundidad de su cima, no análogamente sucede con el área entre los pozos 3 y 1, en donde se interpretan las dos fallas normales.

La profundidad de la cima del Eoceno Inferior en el pozo 1 es 4111 mvbnm, más de 150 metros arriba de la profundidad a la cual se encuentra en el pozo 3, por ende el comportamiento de la unidad Paleoceno es muy similar, su cima en el pozo 3 se encuentra a 4471 y en el pozo 1 a 4328 mvbnm, tomando en consideración lo anterior se interpreta que el campo El campo ESIA 1 (Pozo 1) se encuentra estructuralmente más arriba que el campo ESIA 2 (Pozos 3 y 4).

La afectación de las dos fallas se interpretó que abarca toda la parte inferior de la columna terciaria y la parte superior del Cretácico al menos lo que el corte de la sección sísmica permite visualizar. En el campo ESIA-1 es un área caracterizada por poseer estructuras anticlinales y sinclinales, con orientación de ejes en forma general NE-SW por lo que se explica que probablemente los esfuerzos que los originaron pudieron haber actuado en dirección NW-SE.

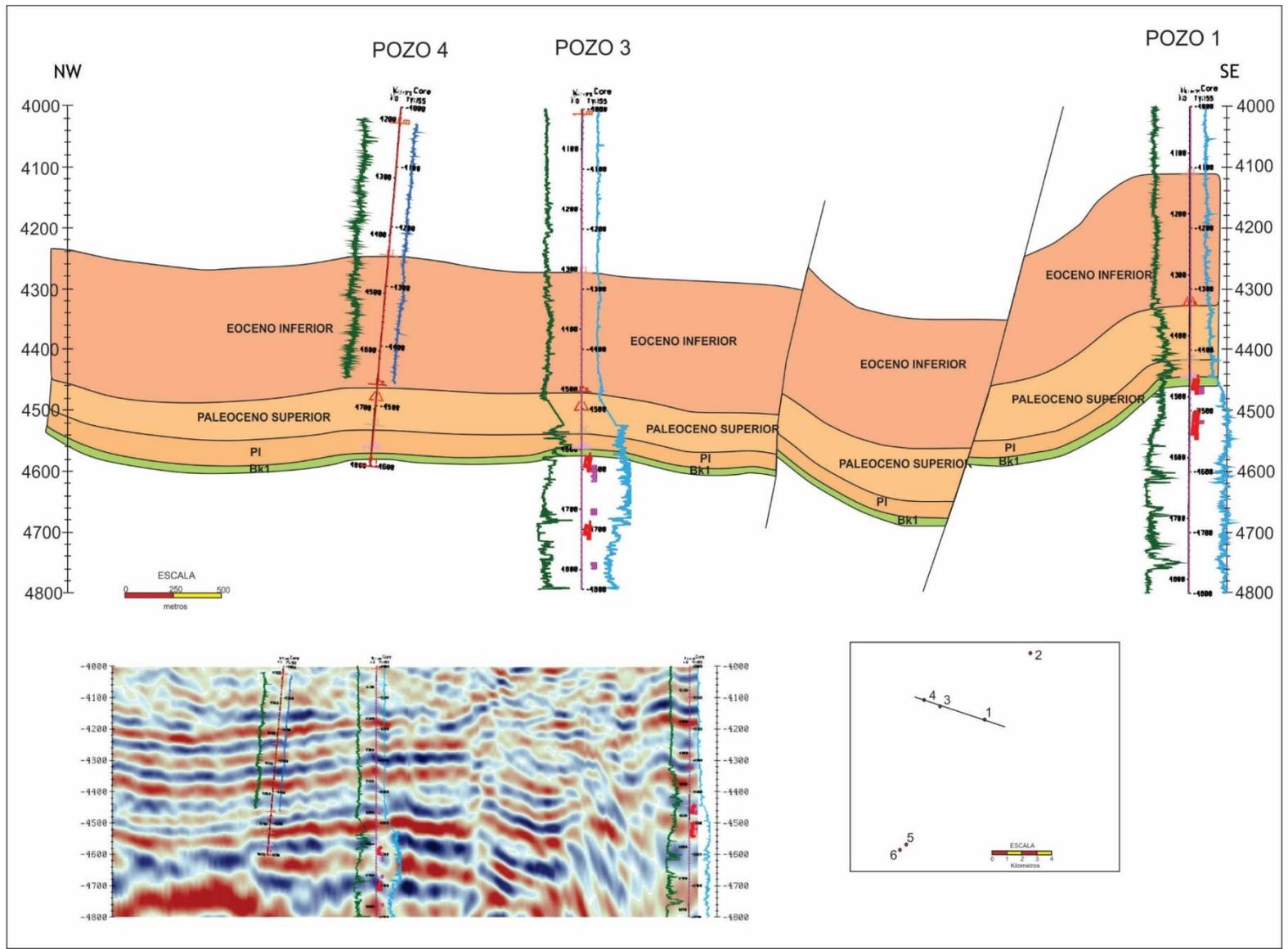


Figura 3.5. Sección estructural Pozo 4-Pozo 1 (Interpretada).

### **CAMPOS ESIA 1 Y ESIA 3.**

En la *figura 3.6*, se muestra una sección estructural en profundidad, con dirección NE-SW del área de estudio, cruza los campos ESIA-1 y ESIA-3. Las unidades estratigráficas interpretadas son: Eoceno Inferior, Paleoceno Superior, Paleoceno Inferior y Brecha del Cretácico Superior.

Estructuralmente se presentan tres estructuras anticlinales con echados relativamente bajos, no obstante el anticlinal situado en el centro (campo ESIA-1) revela echados con mayor ángulo de inclinación, siendo en su flanco derecho (lado del pozo 1A) en donde representa una mayor inclinación la estructura.

En cuanto al comportamiento del espesor de la unidad Eoceno Inferior en estos dos campos se observa que en el sector NE (campo ESIA-3) la cima de la unidad se encuentra a una profundidad de 4318 mvbnm, y consta de un espesor de 262 m, siguiendo la trayectoria en dirección SW, la unidad tiende a ser disminuir su espesor por lo que en el extremo SW la cima se encuentra a 4138 mvbnm y tiene un espesor de 196 m.

En el caso de la unidad Paleoceno, su comportamiento es muy similar a la de su unidad suprayacente, en el sector NE su cima se encuentra a una profundidad de 4578 mvbnm y en el sector SW a 4334 mvbnm, en cuanto a espesor, en el sector NE tiene un espesor de 110 m y en el SW baja drásticamente teniendo solamente un espesor de 28 m.

La disminución de profundidad de la cima del Eoceno Inferior, así como de espesor en el sector SW con respecto al NE, repercute en la configuración de la unidad Paleoceno y tomando en cuenta el reducido espesor que muestra de 28 m, el cual no se puede delimitar con un reflector en una sección sísmica, evidencia la incertidumbre que representa encontrar su cima al momento de perforar en el área del campo ESIA-1 y deja ver el valor que tiene la configuración en tiempo real que en el siguiente capítulo se abordará.

En el campo ESIA 1, específicamente en el área entre los pozos 1A y 2 se interpretaron dos fallas normales con un bajo salto, la del lado izquierdo afecta la

unidad Eoceno Inferior extendiéndose hasta el Cretácico Inferior, la del lado derecho afecta la parte más inferior del Eoceno Inferior y termina de igual forma en el Cretácico Inferior. Se concibe que el campo ESIA 1 es una estructura alta con respecto a la estructura que constituye el campo ESIA 2.

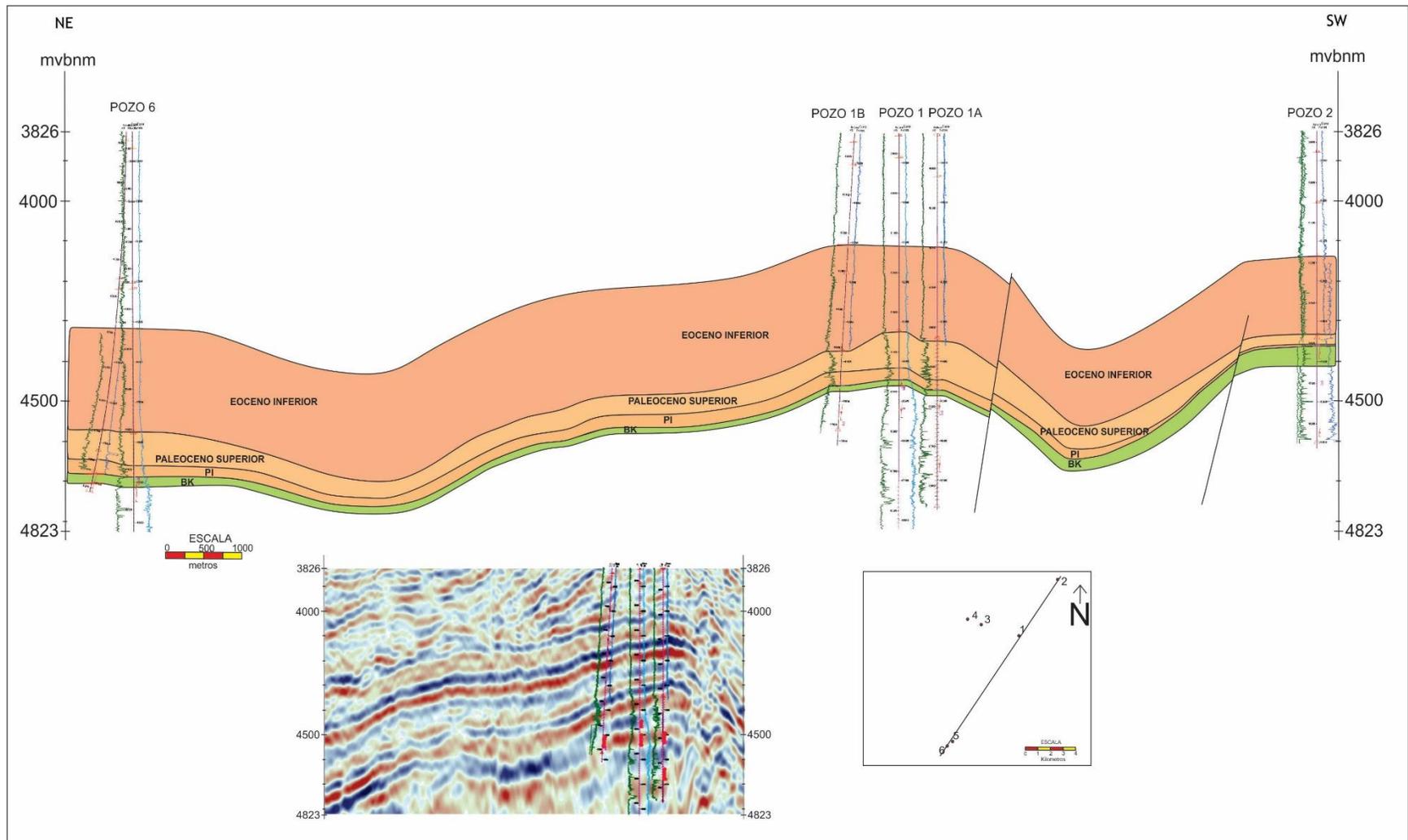


Figura 3.6. Sección estructural Pozo 6-Pozo 2.

### **3.2. MODELO DE CIMA DEL PALEOCENO.**

Se realizaron mapas de cima del Paleoceno, mapa de espesores del Eoceno Inferior y Paleoceno, para ello fue necesario que se calibrarán las profundidades de los pozos con biocronomarcadores en los registros geofísicos, posteriormente se insertaron los datos de cimas estratigráficas a los software Surfer y en Petrel, cabe destacar que se pueden utilizar diversos software especializados ya sea en geoestadística o en plataformas de geociencias como lo es Petrel, así mismo si se tiene información sísmica, se puede utilizar para determinar los valores en donde no existen pozos y de esta manera el modelo toma en consideración elementos estructurales que pudieran afectar en la posición de las unidades formacionales en estudio. Una vez realizados los mapas se contó con un modelo de aproximación a la cual se encuentran las diferentes cimas estratigráficas, resaltando la unidad de interés Paleoceno por medio de correlación estadística.

El mapa de cima del Paleoceno modelado en Surfer se elaboró a partir de la información de múltiples pozos en los cuales se tuvo la identificación de la cima del Paleoceno, incluyendo los pozos bases (1, 2, 3, 4,5 Y 6), la ubicación de ellos se visualiza en la *Figura 3.7*, en la donde también aparece la ubicación del resto de pozos que se utilizaron para su elaboración (símbolos azules).

El plano muestra profundidades bajo el nivel del mar a las cuales se localiza la cima de la unidad Paleoceno, observando una tendencia más somera en la parte NE, profundidades medias en el sector NW y las profundidades más altas en el sector SE.

Los rangos de las profundidades de la cima de la unidad, son bastante amplios, teniendo profundidades desde los 4050 metros, hasta los 4850, lo que da certeza de las variaciones de profundidad a las cuales se encuentra la unidad, evidenciando la complejidad geológica-estructural del Golfo de México, comportándose como uno de los lugares con mayor dificultad para perforar en el mundo.

La configuración y forma del campo ESIA-1 (Pozos 1 y 2) permite ver dos anticlinales, cada uno de ellos con características estructurales internas diferentes, en la porción NE del campo, el anticlinal del pozo 2, con sus ejes principales orientados al NE–SW. En la porción SW del campo se ubica el pozo 1 en una estructura orientación de su eje principal en dirección N-S, sus flancos Este-Sureste están dados por los contornos estructurales naturales, en los flancos Oeste- Sureste está limitado por un sistema de fallas normales como se apreció en las secciones estructurales del apartado anterior.

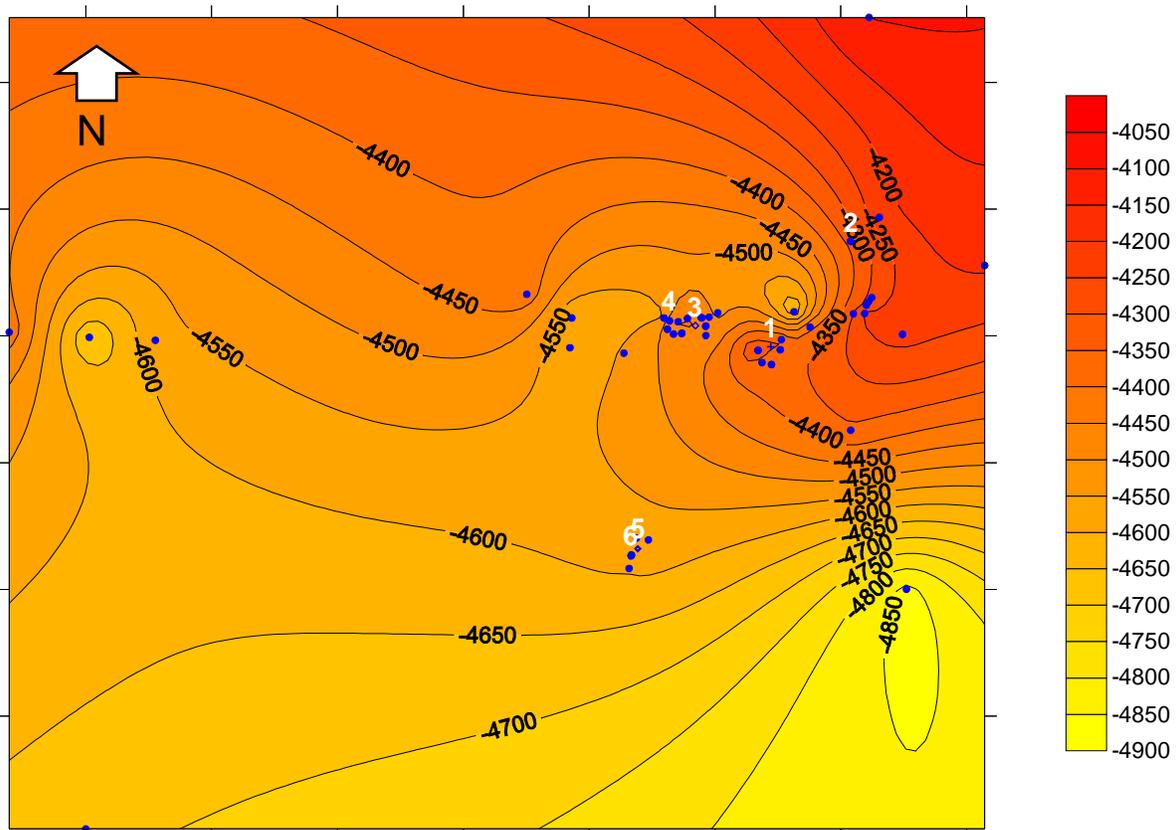


Figura 3.7. Mapa de cima del Paleoceno realizado en el programa Surfer.

En la elaboración del mapa y superficie 3D modelados mediante el software Petrel (Figura 3.8 y 3.9) solamente se utilizó la información de los seis pozos bases resultando una configuración muy similar al mapa obtenido mediante el programa Surfer, exponiendo mínimas diferencias, probablemente debido a la densidad de pozos en ambos mapas. La superficie 3D tiene la vista con dirección al poniente, en ella se aprecian los tres anticlinales correspondientes a cada campo.

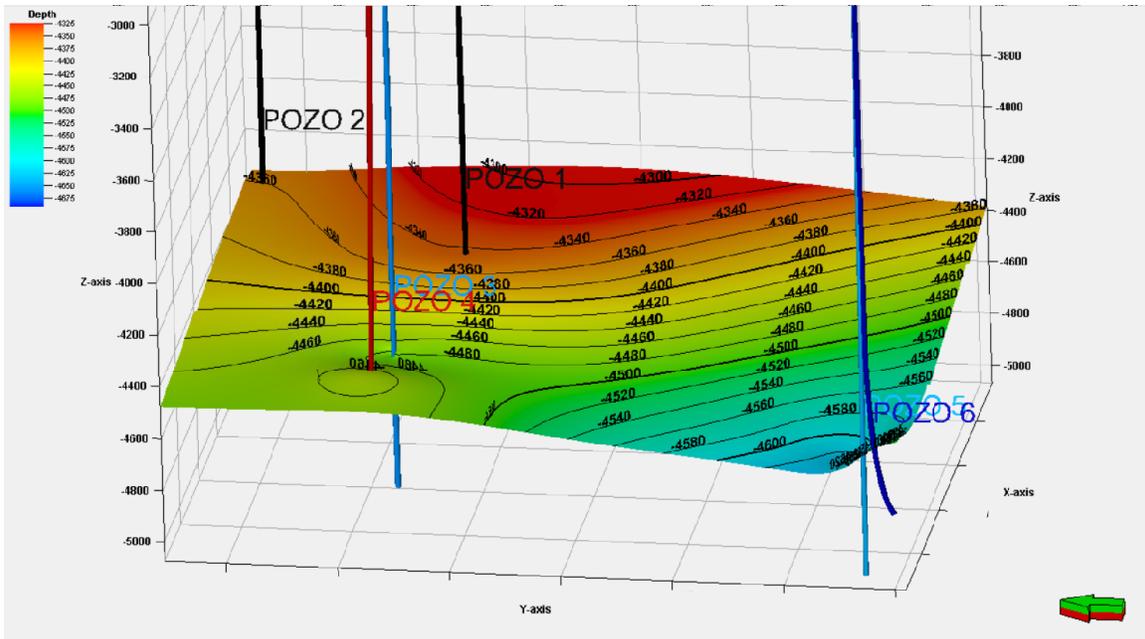


Figura 3.8. Superficie 3D desplegada en el programa Petrel.

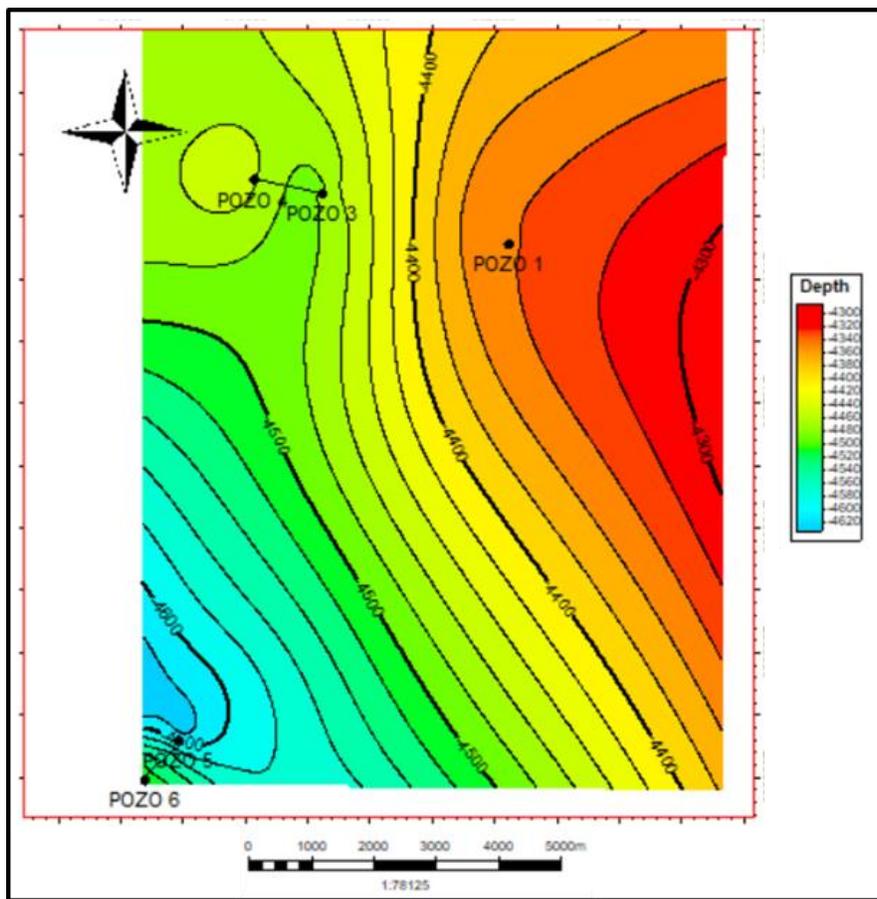


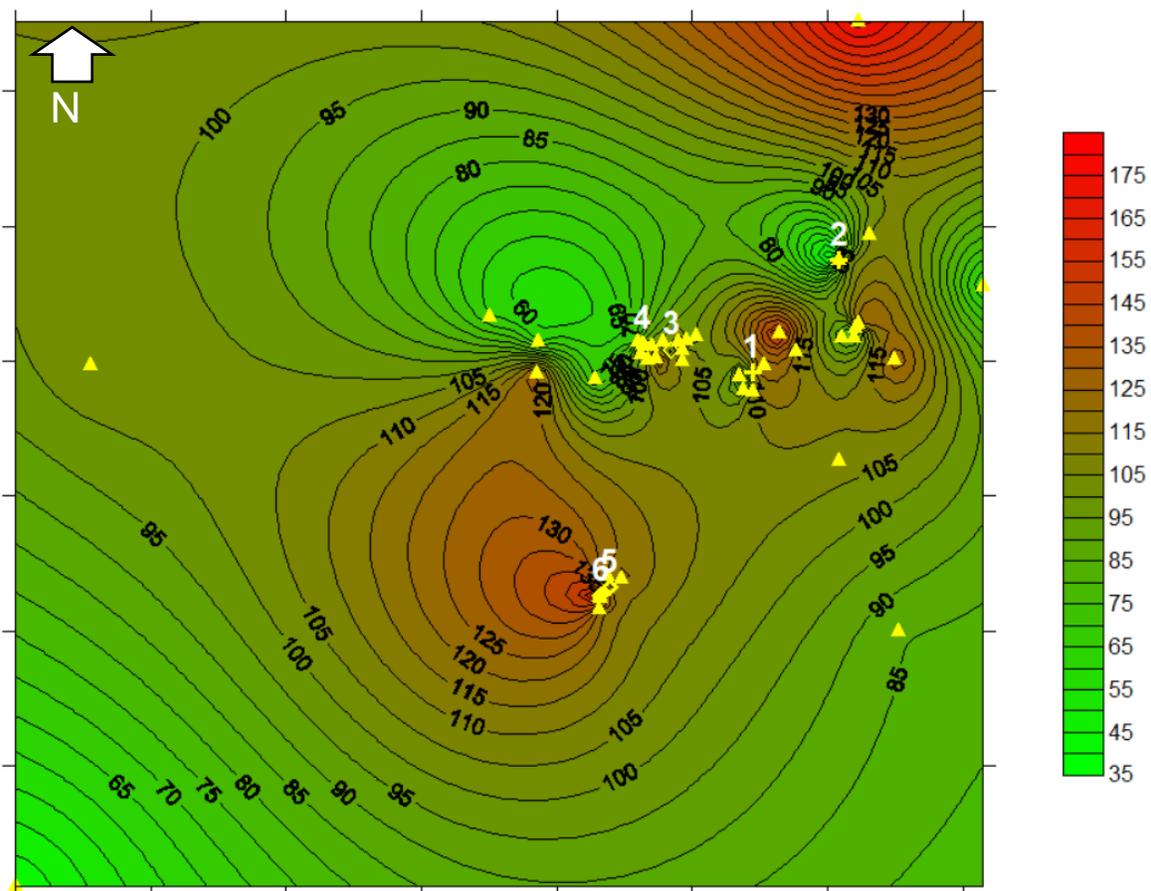
Figura 3.9. Mapa de cima del Paleoceno elaborado en el programa Petrel.

Haciendo alusión a las diferencias de las configuraciones de los mapas realizados con Surfer y con Petrel, se observa que en la configuración proyectada en Petrel en el campo ESIA-1 no se conforman de manera correcta los dos anticlinales que agrupa este campo, aunque la tendencia a formar un alto estructural si se mantiene, siendo nula la conformación completa de los anticlinales.

El mapa desplegado en el programa Petrel (*Figura 3.9*), muestra indicios de los anticlinales que conciernen a los campos ESIA 2 y ESIA 3, distinguiéndose la estructura en forma de domo de mejor manera en el campo ESIA-2, dada la extensión del área de modelado, no siendo de la misma manera en el anticlinal del campo ESIA-3 por la reducción de la proyección.

### 3.3. MODELO DE ESPESORES.

Los mapas de espesores de la unidad Paleoceno y Eoceno (*Figura 3.10 y figura 3.11*) se efectuaron considerando incorporar la mayor cantidad de pozos posibles, ya que a mayor cantidad de datos, la interpolación mediante métodos geoestadísticos tendrá un mejor acercamiento a la realidad. Para la unidad Paleoceno el rango de valores va desde 35 m hasta los 175 m, alcanzando los mayores espesores en el sector NE y en la parte central (Pozos 5 y 6). Los colores verdes se utilizaron para los espesores menores a 100 m, con el propósito de delimitar las áreas donde se tiene un mayor riesgo potencial para la perforación de pozos, contemplando que en estas áreas no se vislumbrara el reflector del Paleoceno en las secciones sísmicas, dado su reducido espesor.



*Figura 3.10. Mapa de isopacas del Paleoceno.*

La variación en el espesor de la unidad, puede deberse a múltiples factores, como lo es el grado de compactibilidad natural de las rocas que constituyen la unidad, el espesor suprayacente de la columna estratigráfica, de procesos singenéticos como la erosión o no depósito de unidad o bien de la posición espacial de los elementos geomorfológicos y su continua afectación por esfuerzos regionales.

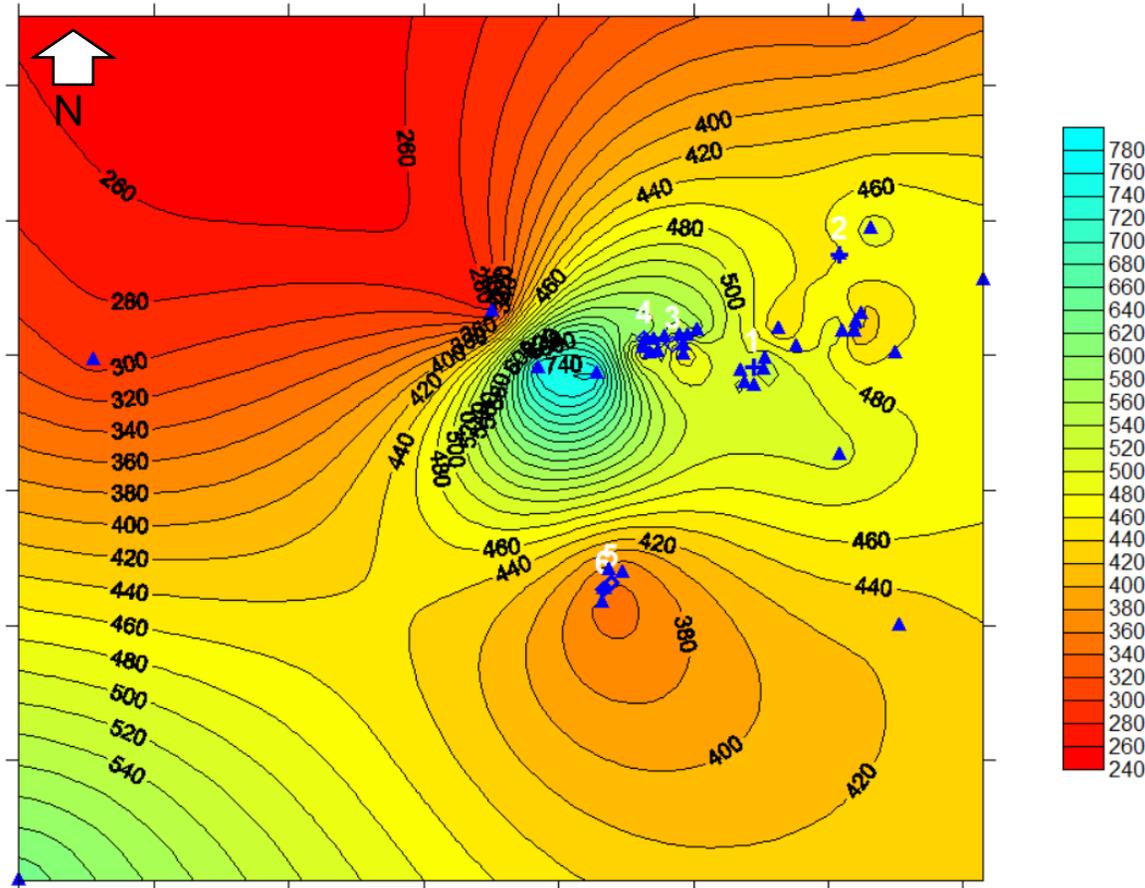


Figura 3.11. Mapa de isopacas del Eoceno.

El mapa de espesores del Eoceno se puede emplear como un dato de comprobación o complementario para los valores obtenidos de las secciones geológico-estructurales, ya que la variación es bastante grande, teniendo espesores hasta de 780 m cercanos a los pozos 4 y 5, hasta espesores de 360 m en los pozos 5 y 6, lo que da pauta de poseer parámetros que faciliten la identificación de la unidad Paleoceno una vez que se ha identificado la cima de la

unidad Eoceno, es decir tener mucho mayor cuidado al momento de aproximarse a la profundidad a la que se pronosticó perforar la cima de la unidad Paleoceno, tomar unos 10-20 metros de margen de error para tener la óptima identificación de la unidad, con ayuda de las demás técnicas que en los próximos capítulos se expondrán.

La configuración de mapas de espesores se recomienda realizarla por medio de diferentes métodos geoestadísticos para ver la similitud o variaciones de unos con otros y tomar en cuenta el margen de error que se va a manejar de acuerdo a los resultados obtenidos.

## **CORRELACIÓN ESTRATIGRAFICA ENTRE CAMPOS**

La sección estratigráfica SW-NE (Figura 3.12), tiene como objetivo ilustrar la continuidad y variación de espesor de la unidad Paleoceno, entre los campos ESIA 1 y ESIA 3, mediante la correlación de los comportamientos de los registros rayos gamma y resistivo, que se ilustran para cada pozo. La sección esta aplanada en el horizonte Eoceno Inferior, cuerpo sedimentario de correlación suprayacente al Paleoceno, común en todos los pozos. La sección está conformada de derecha a izquierda por los pozos 1, 5,6 y 9, fingiendo el pozo 6 cómo una nueva localización y en la cual la etapa próxima de perforación se encontrará la cima del Paleoceno.

Se muestra a partir del Eoceno Medio hasta la parte superior de la Brecha K-P. El pozo 6 muestra los mismos ciclos sedimentarios, que dominan toda la parte baja del Terciario en el campo ESIA1, zona donde se conectan todos estos arreglos, revelados por las electrofacies de los pozos vecinos, con limitados cambios verticales y laterales, a pesar de encontrarse separados entre sí, una distancia promedio de 600 m.

Estos desarrollos permitieron realizar la correlación estratigráfica, estableciendo cada formación atravesada, limitando su cima y base, a lo largo de esta etapa, clasificando esta columna geológica como una secuencia normal. Dándole un carácter casi homogéneo a la sedimentación del Eoceno y Paleoceno, donde el paralelismo de capas se mantiene, así como sus espesores a lo largo de toda la

sección geológica. Estas configuraciones se encuentran constituidas en su mayoría por lutitas grises arenosas y calcáreas, con ciertas intercalaciones de pequeños bloques de mudstone.

La sección correlaciona el Paleoceno en el campo ESIA 1 (Pozo 1) y ESIA 3 (Pozos 5 y 6), se observa una pequeña diferencia en espesor entre ambos campos, no obstante no es tan significativo como el que se presenta en el sector en dónde se encuentra el Pozo 2 (Figura 3.6), el comportamiento que muestran los registros de correlación (rayos gamma y resistivo) muestran la misma tendencia, no obstante en el Paleoceno Inferior se invierte el comportamiento del registro de rayos gamma.

El Pozo 9 se ubica en un campo ubicado al este del área de estudio, el comportamiento de los registros geofísicos en este pozo se correlacionan directamente con el patrón que muestra el Pozo 1, difiriendo con los pozos del campo ESIA-2 de la misma forma en el Paleoceno Inferior.

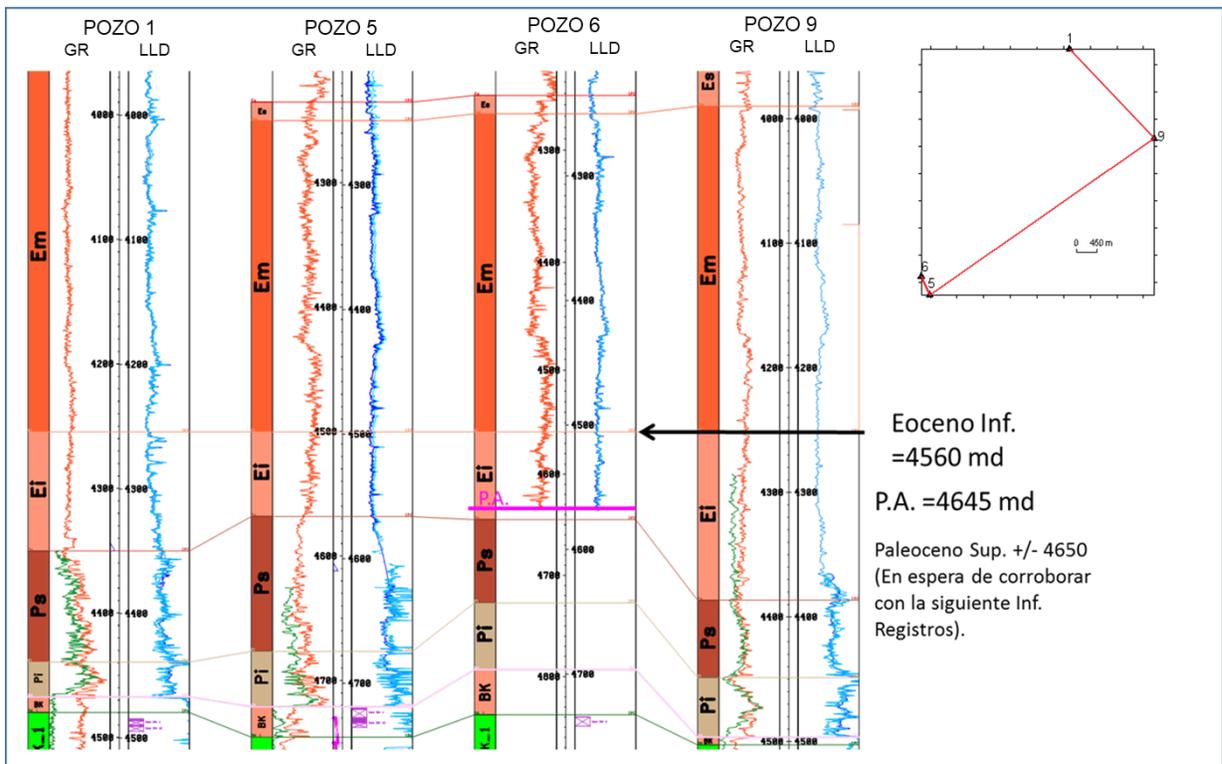


Figura 3.12. Sección de correlación estratigráfica, nivel de referencia Eoceno inferior.

### 3.4. MODELO DE GEOPRESIONES

El modelo pretende dar a conocer el comportamiento de las geopresiones en el NE del Pilar de Akal y comprobar que en la cima de la unidad Paleoceno se tiene un cambio drástico de geopresiones por lo que es necesario llevar a cabo el asentamiento de tubería de revestimiento al entrar en contacto con la unidad. El modelo se obtuvo del reporte de perforación del pozo 10, a continuación se describe el proceso de elaboración del mismo.

La estimación de geopresiones se llevó a cabo en el pozo 10, para ello fue necesario elaborar registros sintéticos de rayos gamma, resistividad profunda, neutrón porosidad, densidad, sónico compresional y de cizalla a partir de correlaciones obtenidas por los métodos de regresión lineal empleando registros reales de los pozos de correlación (*Figura 3.13*). Los gradientes de geopresiones obtenidos fueron calibrados con los eventos durante la perforación de pozos de correlación.

Las propiedades elásticas dinámicas (módulo de Young “E”, Compresibilidad “K”, de Corte “G” y el coeficiente de Poisson, fueron obtenidos con las ecuaciones dinámicas utilizando los registros de densidad, sónico compresional y de cizalla. El módulo de Young estático se obtuvo con la correlación de ensayos de núcleos de México (SPE-153430 “Rock strength-Elastic Parameters Correlation”) en diferentes litologías (areniscas, calizas y lutitas). Los módulos de corte, compresibilidad y Poisson estáticos fueron obtenidos con la correlación de “Morales”. Las propiedades de resistencia de roca UCS (Esfuerzo axial) y TSTR (Esfuerzo a la tensión) fueron obtenidas con las correlaciones de ensayos de núcleos de México (SPE-153430 “Rock Strength-Elastic Parameters Correlation”) y el Ángulo de fricción se obtuvo con la correlación de “Plumb” utilizando la porosidad efectiva y el volumen de arcilla estimado.

El gradiente de sobrecarga se obtuvo con el registro de densidad sintético obtenido de las correlaciones del campo ESIA-1 y se completó con la correlación de Miller para los primeros 500m.

La identificación del mecanismo generador de sobrepresión se confirmó realizando los crossplots de Esfuerzo Efectivo vs Velocidad y Densidad vs Velocidad identificando un mecanismo del “Tipo I – Subcompactación”. Se realizó el método de “Eaton” con el registro Sónico y Resistivo, con exponentes de 3 y 1.2 respectivamente así como la calibración de una línea de tendencia para los campos.

El gradiente de fractura fue estimado con el método de Matthews & Kelly, utilizando los radios de esfuerzo efectivo ( $K_0$ ) calibrados con las pruebas de goteo del campo ESIA 1. La dirección de esfuerzos horizontales fue tomada de los resultados interpretados con registro Sonic Scanner, identificación de breakouts y fracturas por tensión de registros de imágenes. El criterio de falla utilizado para la estabilidad de agujero fue el de “Lade modificado”.

#### Pozos de correlación

Para la calibración de los perfiles de geopresiones, primero se realizó un post mortem de los pozos de los pozos de correlación, utilizando los registros reales en estos y calibrando los perfiles de geopresiones con los eventos registrados durante la perforación.

El esfuerzo vertical y gradiente de sobrecarga se reconstruyeron con el registro de densidad. Para el perfil de presión de poro se utilizó el método de Eaton sónico y resistivo. El gradiente de fractura fue calibrado con el método de Matthews & Kelly y el criterio de falla utilizado fue el de Lade Modificado. En la *figura 3.13*, se muestran; en el primer carril la columna geológica real con el registro de rayos gamma, en el segundo carril el sónico con el cual se obtuvo el perfil de presión de poros, en el tercer carril la ventana operacional de los pozos de correlación; la curva de presión de poro en rojo, el gradiente de colapso en naranja, la densidad de lodo real en verde, el gradiente de fractura en color azul, el gradiente de sobrecarga en rosa y el arreglo de tuberías de revestimiento en negro.

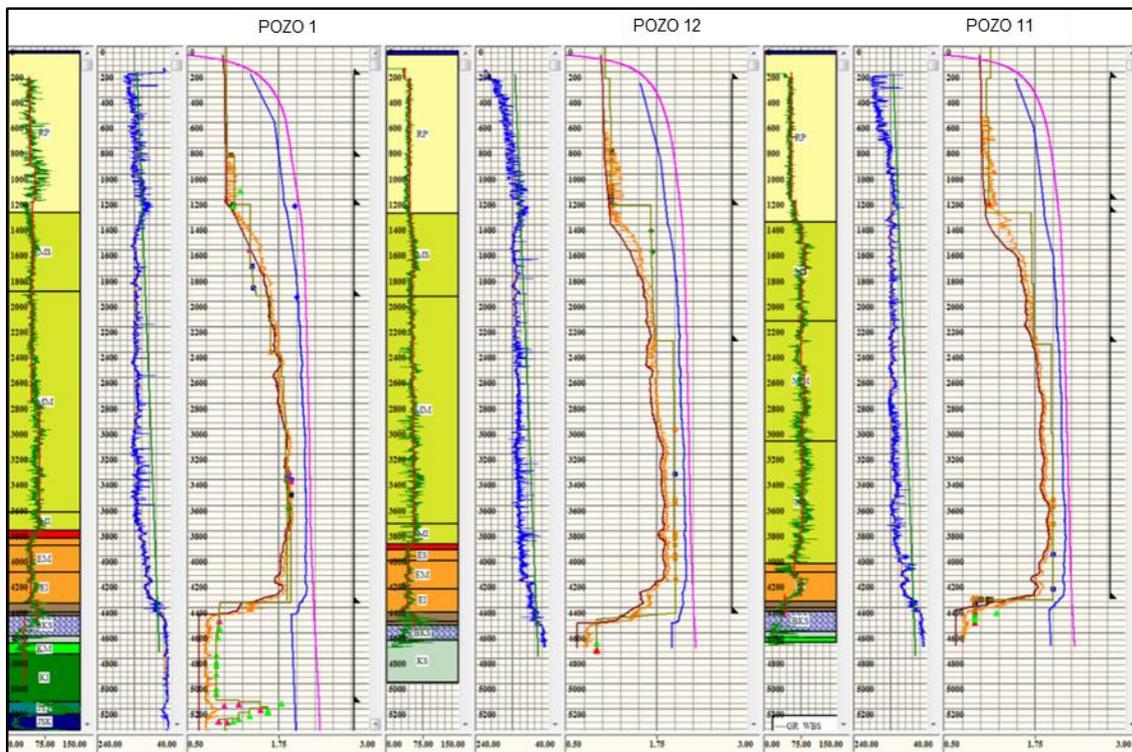


Figura 3.13. Ventanas de estabilidad de los pozos 1, 11 y 12.

## Perfil de geopresiones y asentamiento de TR

Ya calibrados los parámetros (línea de tendencia, exponentes y criterio de falla) con los pozos de correlación para definir una ventana de geopresiones y estabilidad de agujero, se aplicaron en la trayectoria final propuesta para la localización del pozo 10. En la *figura 3.14* se visualiza la ventana de estabilidad final con el estado mecánico propuesto y densidades de lodo propuestas por etapa. En color rojo se muestra el gradiente de presión de poros, en naranja el gradiente de colapso, en verde la densidad de sobrecarga y en negro se encuentra el arreglo mecánico propuesto con sus profundidades de asentamiento en metros desarrollados.

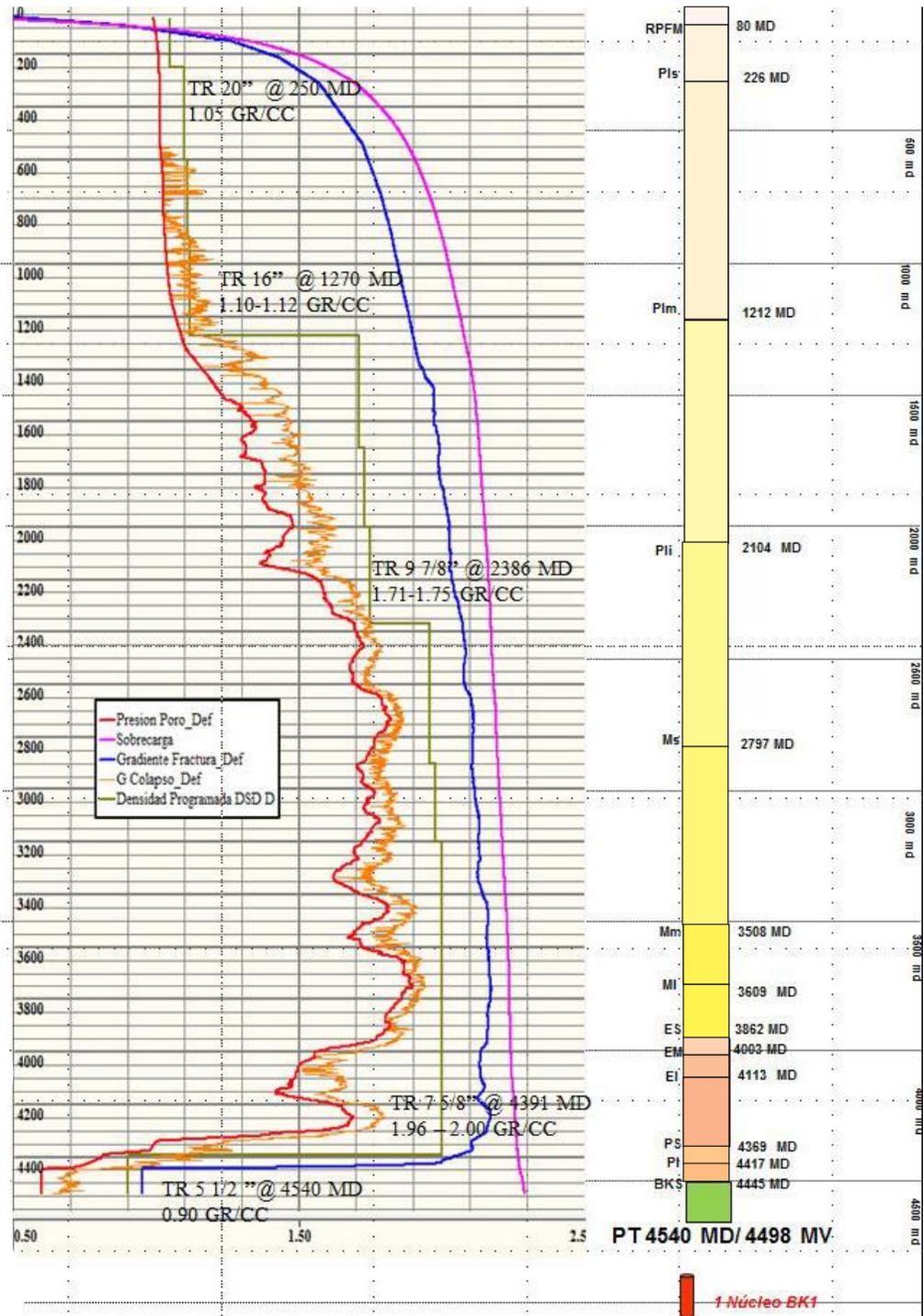


Figura 3.14. Ventana de estabilidad final del pozo 10.

**CAPÍTULO 4.  
CARACTERIZACIÓN  
DURANTE LA  
PERFORACIÓN DEL  
PALEOCENO**

## **4.1. LITOFACIES**

El análisis de litología mediante muestras de canal se realizó con los reportes litológicos de un pozo en cada uno de los tres campos, siendo los pozos 1,3,3B y 6 seleccionados por contener las descripciones litológicas del Eoceno y Paleoceno en diferentes intervalos, siendo cada 5 o 10 metros la descripción de muestra más utilizada aunque esto puede variar dependiendo de la homogeneidad de los estratos, pérdidas de circulación entre otras cuestiones.

Con el objetivo de llevar a cabo un análisis de los cambios de litología, abundancia de la misma se procedió a elaborar columnas estratigráficas, las cuales contienen una descripción representativa de la litología a cada profundidad y edad. Se analizaron los niveles estratigráficos Eoceno Inferior y Paleoceno con la finalidad como se mencionó anteriormente de dar a conocer el contraste entre la litología entre los dos horizontes y de esta manera tener un buen control de las características propias de la unidad Paleoceno y las que se perforan previo al tocar su cima.

### **CAMPO ESIA-1**

En la figura 4.1, se muestran las descripciones de las muestras de canal del Pozo No.1, en los niveles estratigráficos de Eoceno Inferior y Paleoceno. El predominio de cierta litología para cada nivel estratigráfico es evidente, en el Eoceno Inferior se tienen generalmente lutitas de color gris verdoso, suave a semiduras, esporádicos fragmentos de mudstone de color crema a blanco de aspecto cretoso. Es de llamar la atención que en la parte más inferior del Eoceno Inferior (profundidad de 4350), empiezan aparecer fragmentos de mudstone dolomitizados de color blanco, semiduros. Al entrar en el Paleoceno (profundidad de 4370) la litología carbonatada llega a ser usual, conforme se va descendiendo estratigráficamente la presencia carbonatada está presente en mayor porcentaje, llegando a ser de comunes a frecuentes las litologías carbonatadas a 27 metros debajo de la cima del Paleoceno, se sigue incrementando los carbonatos hasta llegar un punto (profundidad de 4415) en que se invierte la abundancia de litología terrígena a carbonatada, encontrándose rocas tipo mudstone-wackestone de

litoclastos y bioclastos, dolomitizadas de color café a café claro, duro y compacto con porosidad secundaria intercrystalina; asimismo habituales mudstones gris verdoso, de aspecto bentonítico y en partes recristalizados, duros y compactos; de igual modo trazas de margas café rojizo.

El incremento en el contenido carbonatado previo a la cima del Paleoceno se evidencia también por la presencia de fragmentos de lutita que gradúan a margas café rojizo, suave a semidura, calcárea (profundidad 4330). La presencia en cantidades traza de lutita bentonítica de color gris claro en la parte más inferior del Eoceno Inferior (profundidad de 4350) es un dato que destaca en este pozo, dado que ya en la cima del Paleoceno (4370 m) aparece frecuentemente una lutita bentonítica gris verdoso y de manera común, una bentonita gris verdoso y verde olivo; a lo largo de toda la unidad Paleoceno la presencia de esta bentonita tiende a incrementarse, llegando a tener su pico de abundancia a la profundidad de 4425.

La unidad Paleoceno en el Pozo 1 se diferencia del Eoceno Inferior a partir de que la litología carbonatada comienza a tornarse más abundante, evidenciada por la presencia de lutitas que gradúan a margas color café rojizo, suaves a semiduras y calcáreas, así como la presencia de mudstones dolomitizados, blancos y semiduros. Se caracteriza además con el incremento de bentonita en la litología, ya sea en forma diseminada o bien de manera individual, reflejada en la aparición de lutitas bentoníticas gris claro y gris verdoso, igualmente comunes bentonitas gris verdoso y verde olivo. La litología encontrada en la cima del Paleoceno en el pozo 2 (*Figura 4.2*), difiere relativamente un poco en % de carbonato con la encontrada en este pozo.

El Eoceno Inferior se diferencia del Paleoceno por estar constituido por lutitas gris verdoso, café rojizo suaves a semiduras, calcáreas, raros fragmentos de mudstone crema a blanco de aspecto cretoso en la parte más superior de esta unidad.

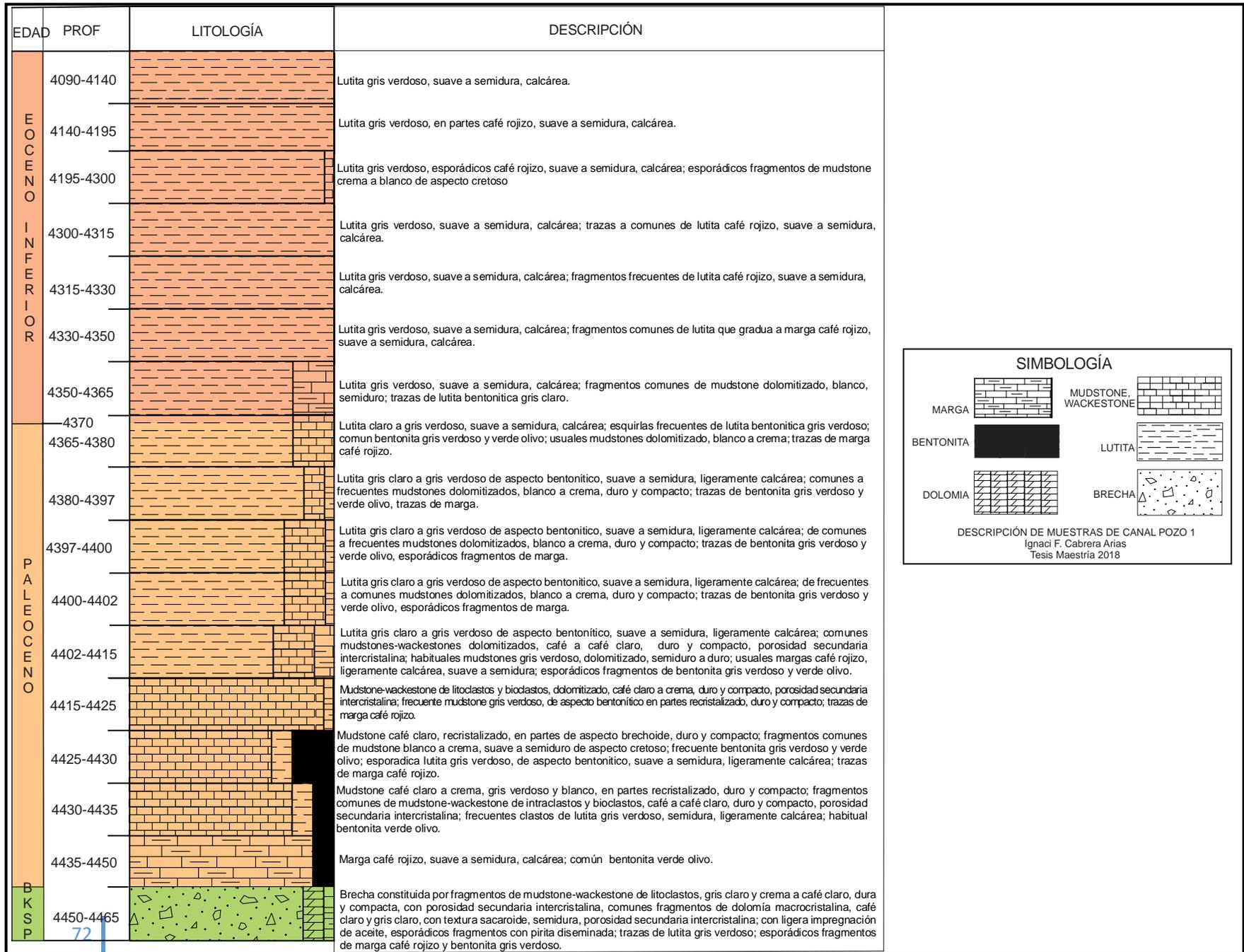
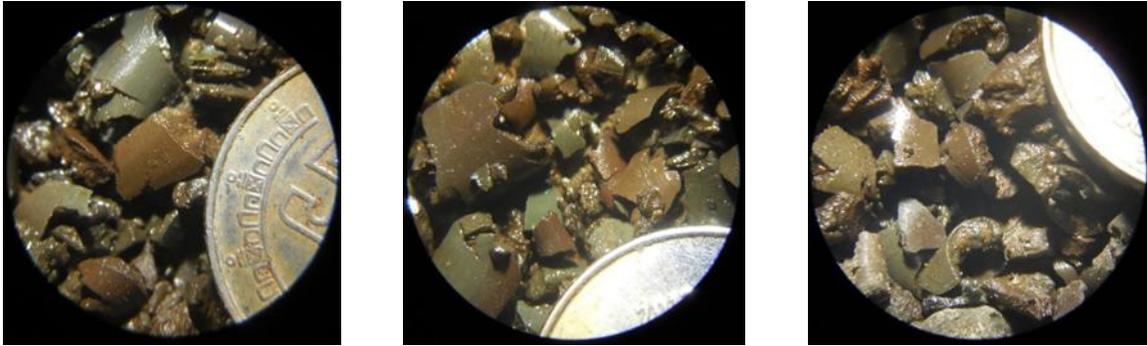


Figura 4.1. Descripción litológica del Pozo 1.



*Figura 4.2. Litología de la cima del Paleoceno en el Pozo 2(4370 m). Lutita gris verdoso, café y café rojizo, semidura a dura, calcárea, 10% marga gris verdoso, semidura a dura.*

## **CAMPO ESIA 2**

El análisis de la litología en este campo se basó en los reportes litológicos de los pozos 3 y 3B, incluyendo dos núcleos que se cortaron a nivel Paleoceno en el pozo 3B.

### **POZO 3B**

La litología en este pozo está compuesta en el Eoceno Inferior de manera general de lutita gris verdoso suave a semidura, trazas de fragmentos de mudstone crema de aspecto cretoso sin porosidad observable en partes recristalizado, esporádicos fragmentos de bentonita verde claro, trazas de arenisca gris claro, de grano fino, con regular clasificación, con cementante calcáreo, porosidad primaria intergranular regular a buena, en la parte inferior de la unidad la abundancia de las diferentes litologías secundarias (mudstone, areniscas) incrementan hasta 10% su abundancia, por lo que la lutita disminuye.

La presencia de arenisca en cantidades trazas a 10% a lo largo de toda la unidad Eoceno Inferior es evidente, estos granos arenosos en la parte superior son de morfología subredondeada y su presencia se ve limitada a la profundidad de 4565 en donde es subangulosa y están cementados en una matriz arcillo-calcárea.

La disminución de bentonita en la cima de la unidad Paleoceno es de llamar la atención, ya que previo a la cima, existe un espesor de 60 metros en donde no se describe la presencia de bentonita, terminando esta interrupción posterior a la cima del Paleoceno a la profundidad de 4623 m en donde vuelve a aparecer (*Figura 4.17*), aunque en niveles estratigráficos más inferiores se encuentra diseminada en las demás litologías, presentando texturas bentoníticas.

Una inversión litológica de composición terrígena a una litología en donde predominan los carbonatos es lo que se encuentra previo a la cima de la unidad Paleoceno (Profundidad 4605 m) : Mudstone gris claro y café claro, duro, en partes ligeramente dolomitizado, 40% de lutita gris claro y gris verdosa, semidura y calcárea, 10% bentonita verde claro, suave.

En la cima del Paleoceno a la profundidad de 4615 m, el componente terrígeno llega a disminuir encontrándolo en una abundancia de 30%, por lo que el predominio de la litología calcárea es evidente y confirma la inversión que en el nivel suprayacente se encontró. En la cima del Paleoceno también resalta las trazas de lutita café rojiza, suave y calcárea que en los niveles superiores no se habían descrito.

El pozo 3B cuenta con dos núcleos cortados en la unidad Paleoceno, uno en el Paleoceno Superior (*Figuras 4.3-4.8*) y otro en el Paleoceno Inferior (*Figuras 4.9 - 4.16*), en base al análisis de las láminas delgadas y observaciones megascópicas en cada núcleo se correlaciona con la información de las muestras de canal. El núcleo cortado en el Paleoceno Superior Intervalo 4643-4652 m (*Figura 4.3*) se encuentra descrito en sus diferentes partes de la siguiente manera:

P.S. Lutita bentonítica de color gris verdoso, con intercalaciones de packstone de foraminíferos planctónicos gris claro y lutita café rojizo, ligeramente arenosa (*Figura 4.4*).

P.M. Lutita bentonítica de color gris verdoso con intercalaciones de packstone de foraminíferos planctónicos gris claro (*Figuras 4.5 y 4.6*).

P.I. Lutita bentonítica de color gris verdoso, calcárea (*Figuras 4.7 y 4.8*).

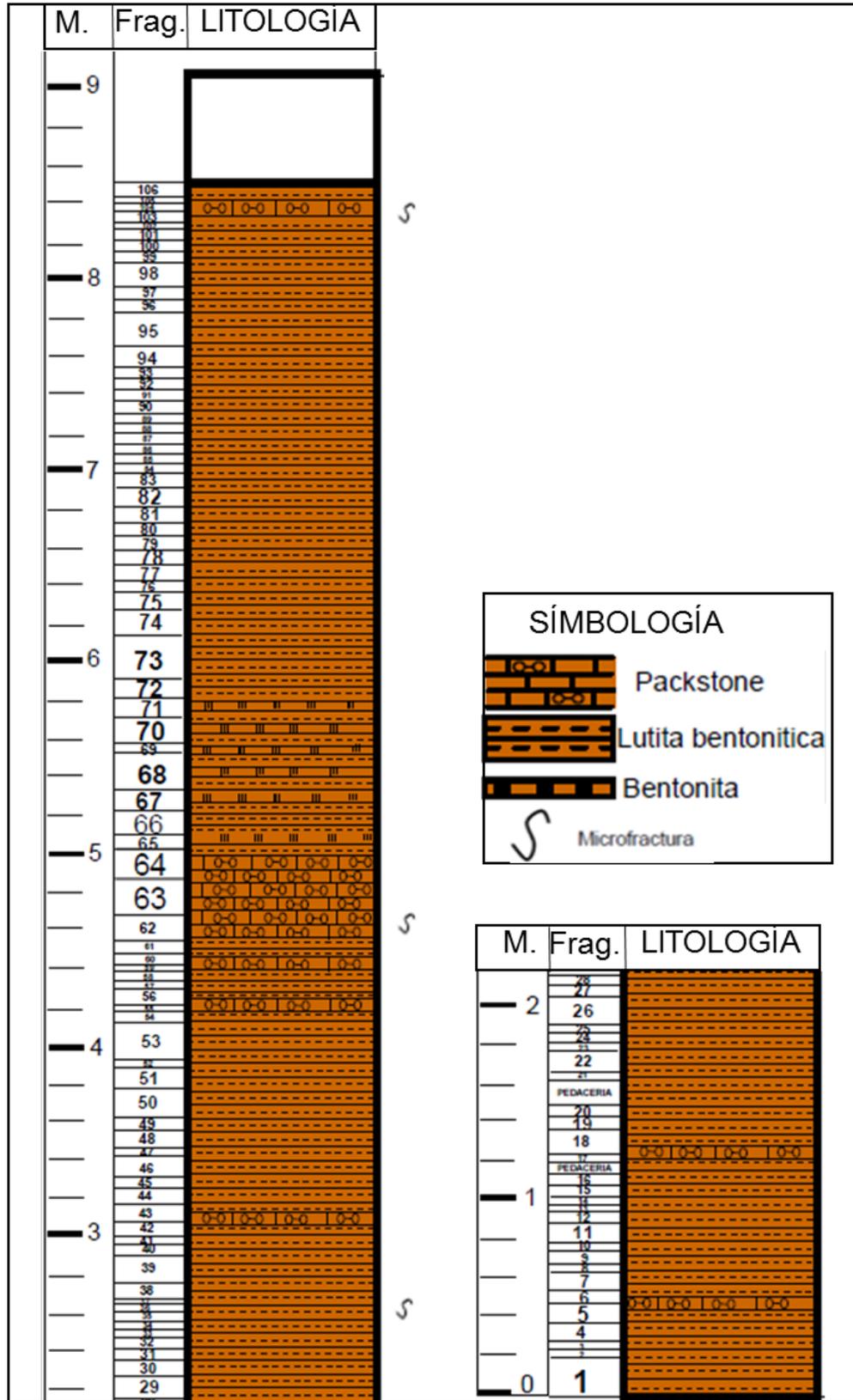


Figura 4.3. Columna estratigráfica del núcleo en el intervalo (4643-4652 m), pozo 3B.

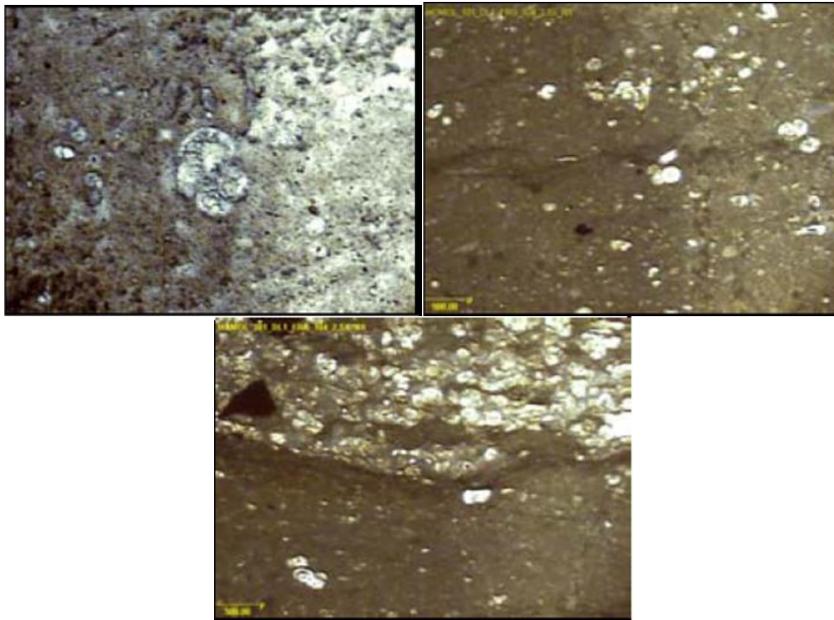


Figura 4.4. Microfotografías parte superior del núcleo (4643-4652 m). 1) Lutita. Petro 1.25XNX Frag.106. 2) Lutita bentonítica. Petro 2.5xnx. Frag 104. 3) Contacto entre lutita bentonítica y packstone. Petro 2.5X.NX. Frag. 104.

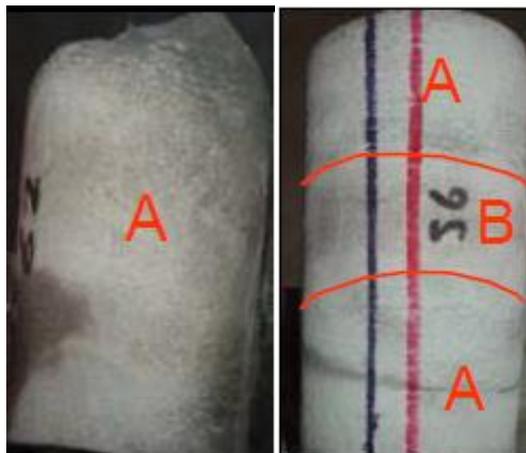


Figura 4.5. Parte media del núcleo (4643-4652 m). 1) Frag. 62. Packstone gris, de foraminíferos planctónicos (A). 2) Frag.56. Lutita gris verdoso, bentonítica (A), intercalación de packstone de foraminíferos planctónicos (B).

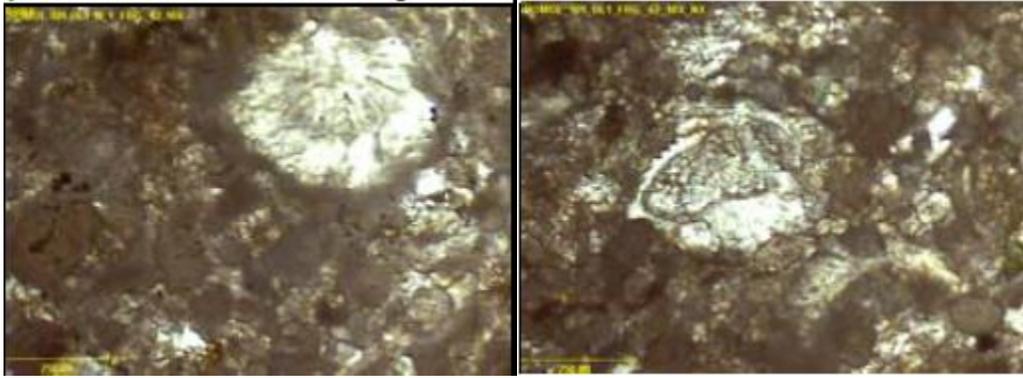


Figura 4.6. Microfotografías parte media del núcleo. Packstone de foraminíferos planctónicos. Petro 10XNX. Frag. 62.

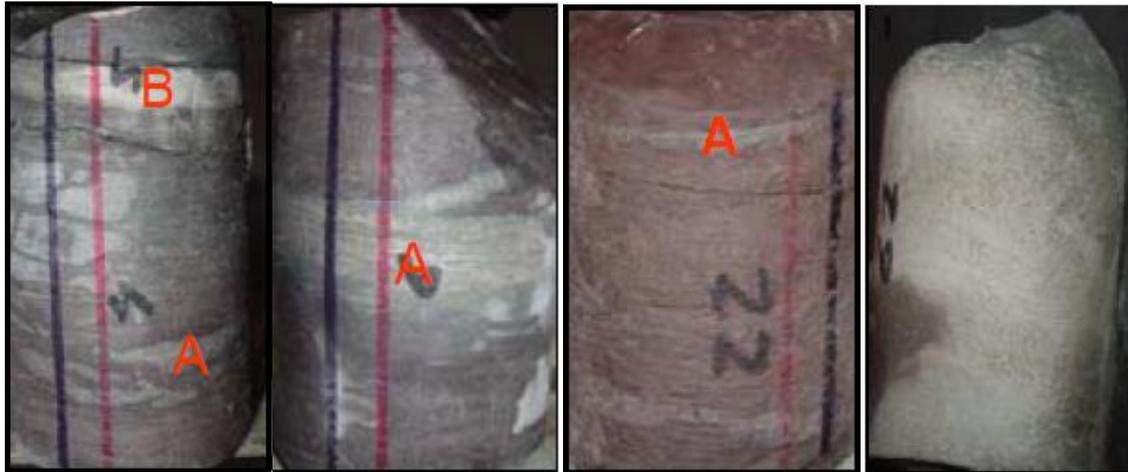


Figura 4.7. Parte de la parte inferior del núcleo (4643-4652 m). 1) Frag. 4-5. Se observan intercalaciones de Packstone de foraminíferos planctónicos (B) y bentonita gris verdoso (A). 2) Frag. 6. Lutita gris verdoso, con intercalaciones de packstone de foraminíferos planctónicos (A). 3) Frag.22. Lutita café rojizo ligeramente arenosa, con delgadas intercalaciones de bentonita gris verdoso (A). 4) Frag. 29. Packstone de foraminíferos planctónicos.

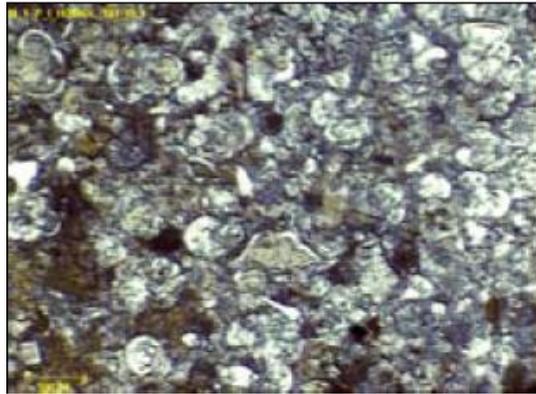


Figura 4.8. Microfotografía de la parte inferior del núcleo (4643-4652 m). Packstone de foraminíferos planctónicos. Petro 1.25x.nx. Frag. 6.

En las láminas delgadas del núcleo se observan microfracturas, así como foraminíferos planctónicos, de las especies: *Morozovella velascoensis*, *Morozovella acuta*, *Globigerina velascoensis*.

En base a la información que proporciona el núcleo descrito anteriormente (intervalo 4643-4652 m), la abundancia de lutita difiere un poco con lo que se reporta en las muestras de canal: en el intervalo superior al núcleo (4630-4643 m) tan solo se describe un 20% de lutita gris verdoso y gris claro, el porcentaje restante como mudstone café claro y gris claro. En el caso del intervalo inferior al núcleo la litología se especifica como wackestone gris claro, duro, en partes dolomitizado, 20% lutita gris verdoso semidura, bentonítica, calcárea. Estas discrepancias en cuanto a descripciones de la litología en ocasiones son comunes debido a la percepción y experiencia de cada intérprete, por lo que deben de tenerse en cuenta, no obstante no deben de tener mayores diferencias si se hace una buena interpretación.

En el intervalo de 4702-4711 m en la cima del Paleoceno Inferior se cortó un núcleo (Figura 4.9) el cual se encuentra constituido en sus diferentes partes de la siguiente litología:

P.S. Wackestone de foraminíferos planctónicos, de color gris claro (Figuras 4.10-4.12).

P.M y P.I. Marga café rojizo con delgadas intercalaciones de lutita bentonítica de color gris verdoso (*Figuras 4.13-4.16*).

En lamina delgada se observan estilolitas (*Figura 4.15*), fracturas selladas por arcilla (*Figura 4.16*) y foraminíferos planctónicos, de las especies: *Morozovella trinidadensis*, *Morozovella pseudobulloides* y *Planorotalites compressa* (*Figura 4.11 y 4.12*).

Conforme la columna se va haciendo más antigua, la abundancia de lutita cada vez va disminuyendo más, teniéndose en la base del núcleo del Paleoceno Inferior, a la profundidad de 4702 m solo esporádicos fragmentos de lutita gris verdoso, bentonítica. En la figura 4.9 podemos observar como el análisis del núcleo confirma la poca abundancia de lutita en el Paleoceno Inferior. Aunque de manera mezclada el contenido terrígeno se hace presente mediante una litología margosa (*Figuras 4.10, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16*) que ya en la parte Inferior del Paleoceno su predominio es claro, encenrándose ocasionalmente dolomitizada. Otra litología que se presenta en estos niveles inferiores son trazas de pedernal de color gris claro.

El grado de microfracturamiento en el núcleo del Paleoceno Inferior es mayor que el que presenta el núcleo del Paleoceno Superior, en este último fueron tan solo tres fragmentos que presentaron microfracturamiento y en el del Inferior son siete los fragmentos con microfracturamiento.

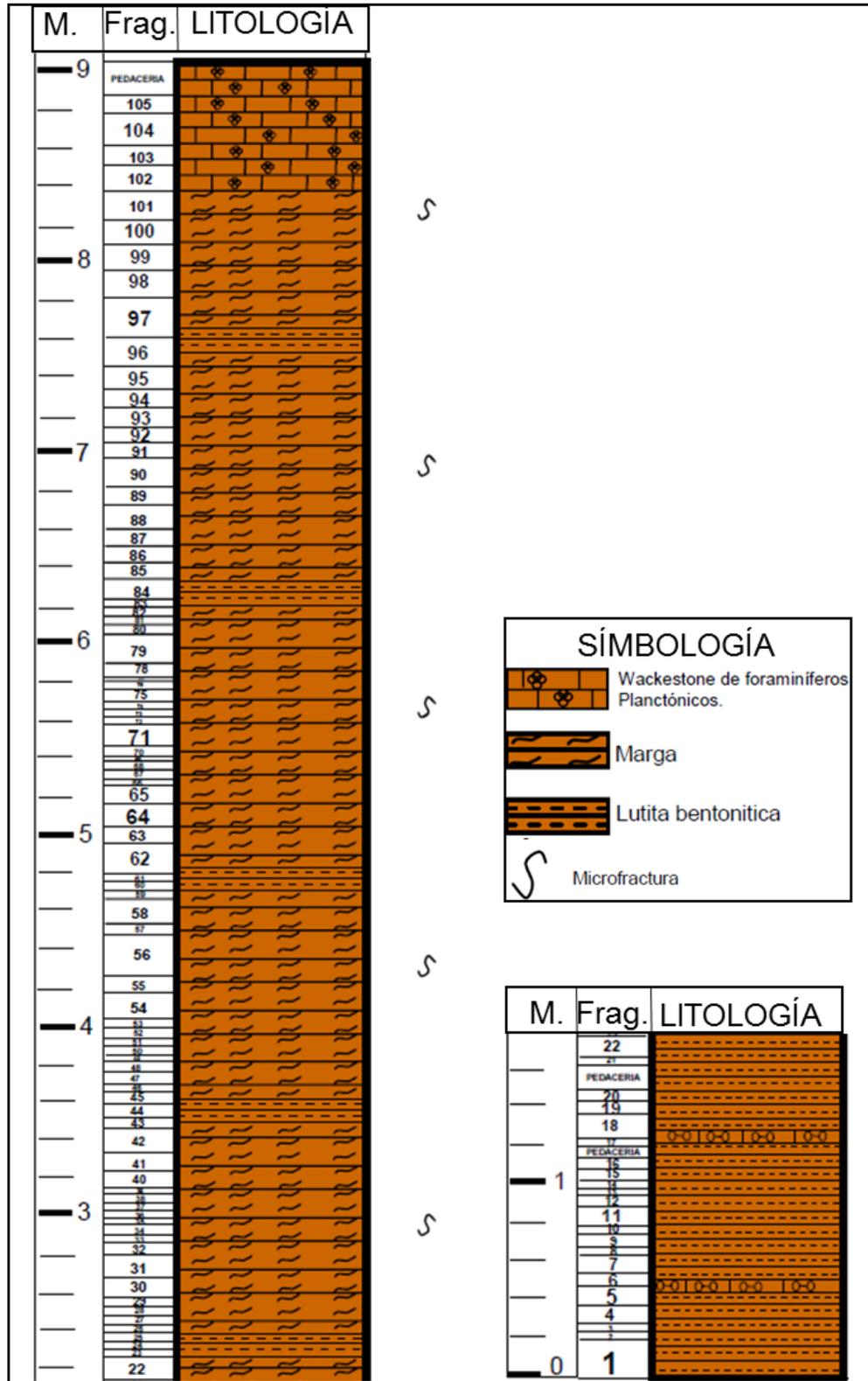


Figura 4.9. Columna estratigráfica del núcleo en el Paleoceno Inferior, intervalo (4702 – 4711 m).

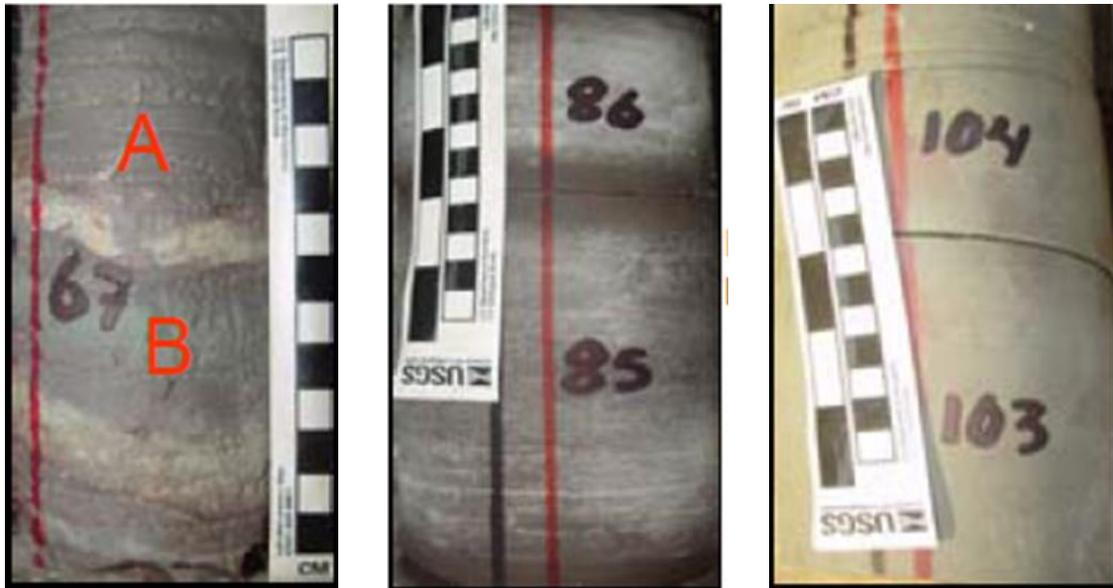


Figura 4.10. Parte superior del núcleo (4702-4711 m). 1) Frag. 67. Marga (A) con intercalaciones de lutita bentonita de color gris verdoso (B). 2) Frags. 85 y 86. Marga café. 3) Frag. 103 y 104. Wackestone de color gris, de foraminíferos planctónicos.

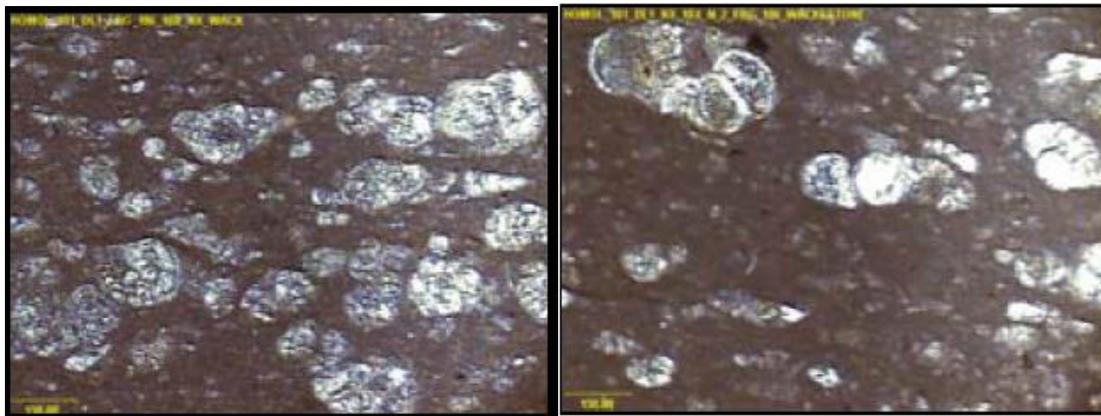
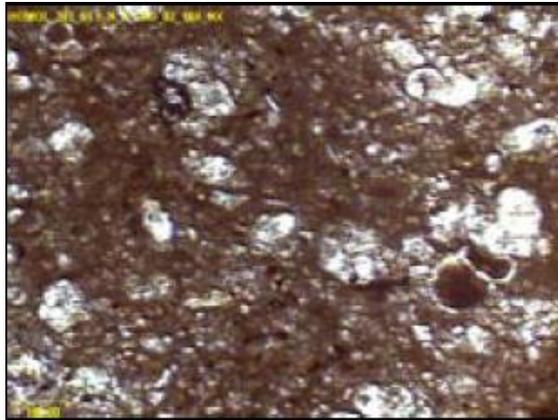
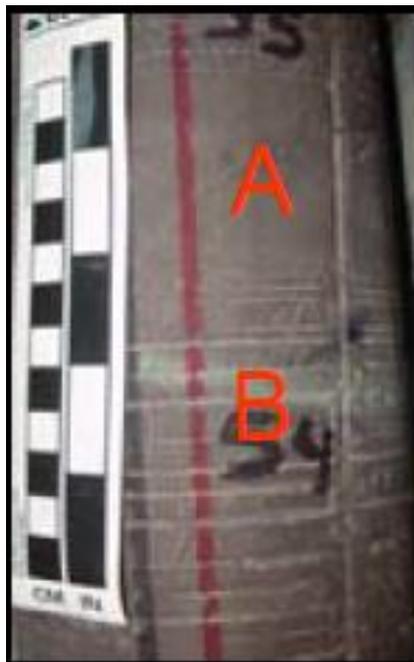


Figura 4.11. Microfotografías parte superior del núcleo (4702-4711 m). Wackestone de foraminíferos planctónicos. Petro 10XNX. Frag. 106.



*Figura 4.12. Microfotografía parte superior del núcleo (4702-4711 m). Marga con foraminíferos planctónicos. Petro 10X.NX. Frag. 82.*



*Figura 4.13. Parte media del núcleo (4702-4711 m). Marga café rojizo (A), con delgadas intercalaciones de lutita bentonítica de color gris verdoso (B).*

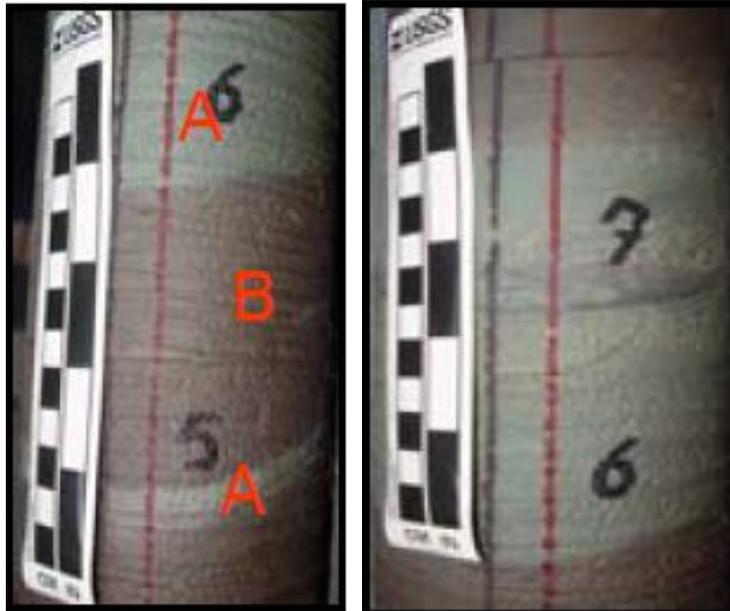


Figura 4.14. Parte inferior del núcleo (4702-4711 m). 1) Frag. 5-6. Marga café rojizo (A), con intercalaciones de lutita bentonítica, gris verdoso (B).

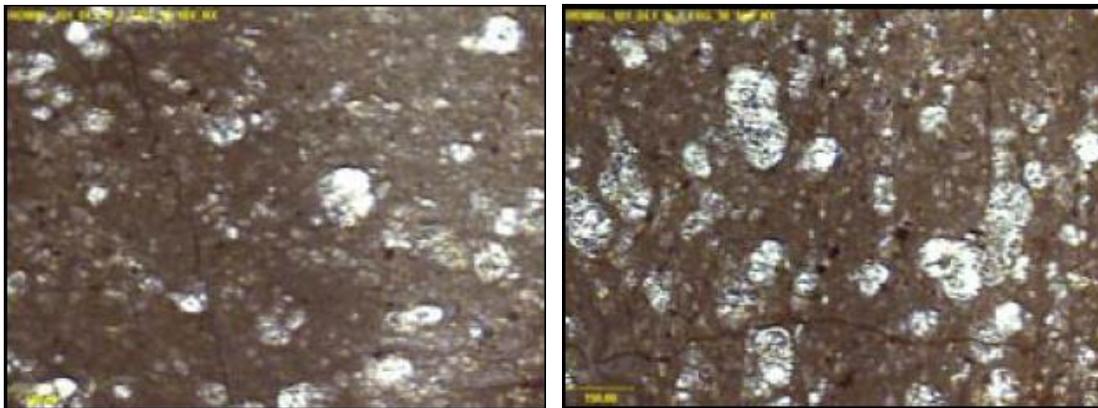
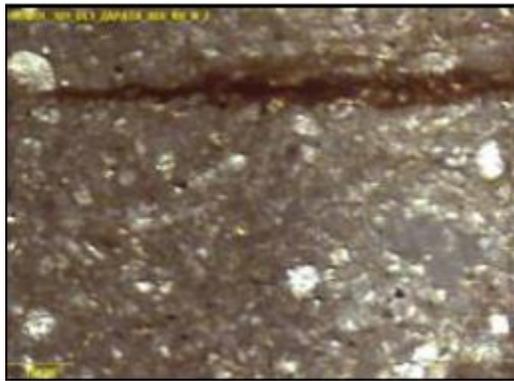


Figura 4.15. Microfotografías de la parte inferior del núcleo (4702-4711 m). Marga café rojizo, con estilolitas. Petro 10XNX. Frag. 38.



*Figura 4.16. Microfotografía de la parte inferior del núcleo (4702-4711 m). Marga café rojizo, con microfracturas selladas por arcilla. Petro 1.25X.NX.zapata.*

La unidad Paleoceno en el Pozo 3B se caracteriza en su parte superior por presentar una litología calcárea en su mayor parte, con porcentajes terrígenos de hasta 30% y trazas de bentonita, el Paleoceno Inferior se constituye de Margas, esporádicas intercalaciones de lutita y mudstone y trazas de pedernal gris. La cima del Paleoceno se logra distinguir con la inversión de la abundancia de la litología carbonatada respecto a la terrígena (Profundidad de 4605 m), también cabe resaltar la manifestación de una lutita café rojiza, suave y calcárea. Otros indicativos de la cima del Paleoceno es la disminución de la bentonita que a lo largo del Eoceno Inferior se presentó y la desaparición de la litología arenosa, que finaliza con granos de morfología subangulosos (*Figura 4.17*).

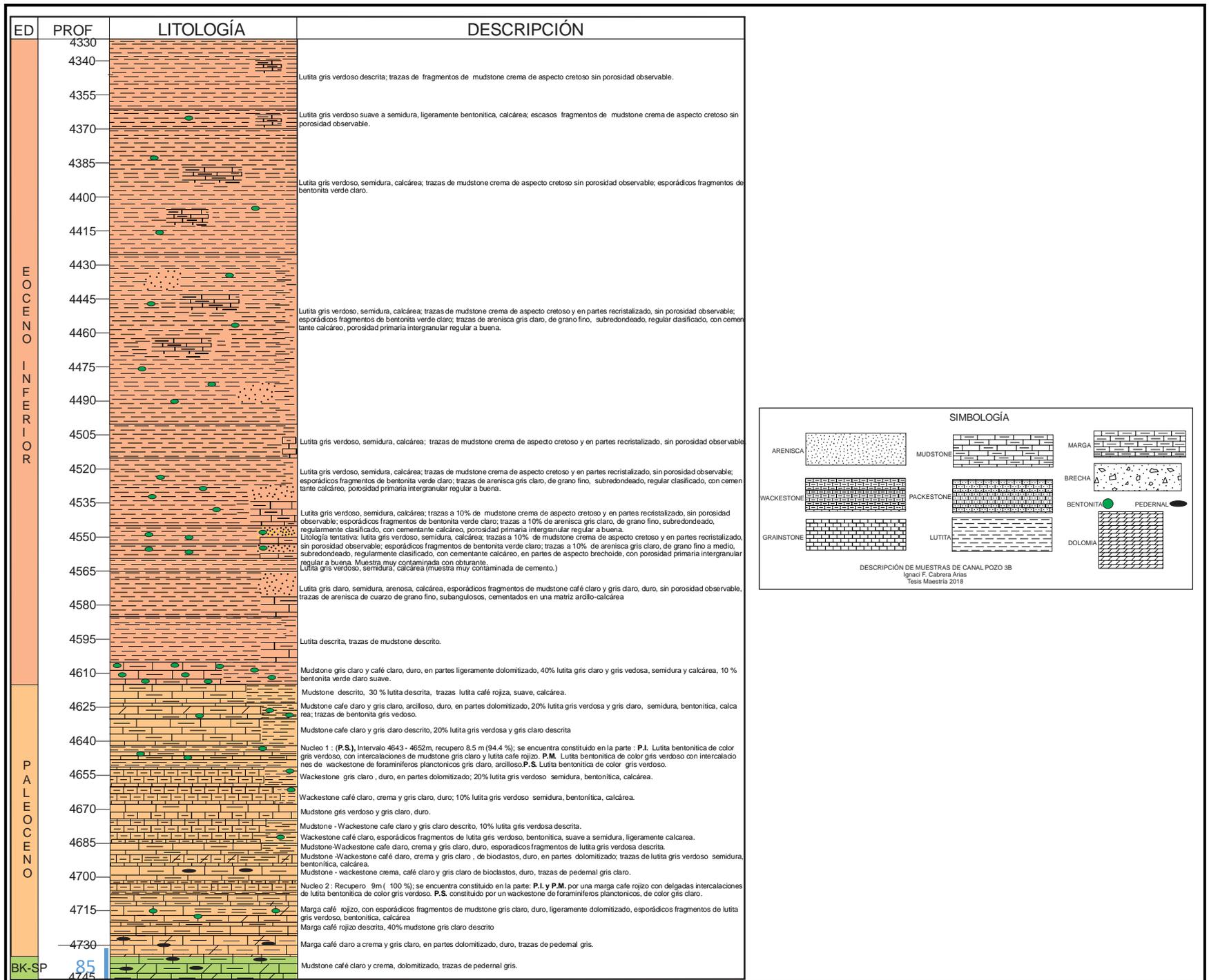


Figura 4.17. Descripción litológica del Pozo 3B.

### POZO NO. 3

En este pozo (*figura 4.18*) el Eoceno Inferior se constituye de manera muy general: lutita gris claro a gris verdoso, bentonítica, suave a semidura; trazas de bentonita verde; trazas de calcita blanca; esporádicos fragmentos de wackestone (calcarenita) café claro compacto. La parte más antigua del Eoceno Inferior se compone de margas gris verdoso, bentonítica, semidura; trazas de mudstone café claro compacto, en partes de aspecto cretoso.

La cima del Paleoceno (4520) está compuesta por una margas café rojizo y gris verdoso bentonítica, semidura, trazas de mudstone café claro, compacto, en partes de aspecto cretoso. La diferenciación de la litología de la cima del Paleoceno con el Eoceno inferior no es muy marcada en este pozo, excepto por la aparición del color café rojizo en la litología margosa. El incremento de contenido calcáreo no se ve reflejado inmediatamente en la cima del Paleoceno, no es hasta niveles más inferiores en los que la abundancia de litología carbonatada se ve incrementada, ya en la profundidad de 4565 m, el predominio de carbonatos es notable: Mudstone-wackestone café claro a crema, dolomítico, compacto; trazas a 10% de margas descritas; a pesar de ello este predominio calcáreo no se refleja del todo bien, encontrando en niveles infrayacentes (4585 m) aun predominio margoso: Margas gris verdoso y café rojizo semidura; 20% de mudstone-wackestone café claro a crema dolomitizado, compacto; 10% de packstone café claro y gris verdoso, dolomitizado, semicompacto; trazas a 10% de bentonita verde.

La abundancia de bentonita en los dos niveles estratigráficos en estudio (Eoceno Inferior y Paleoceno) no alcanza el 10%, empero en el nivel más inferior del Paleoceno si logra presentar el 10%, la ausencia de bentonita verde a la profundidad de 4475 en la parte inferior del Eoceno Inferior y su retorno hasta la profundidad de 4535, 15 metros inferior a la cima del Paleoceno, es un indicativo de que en la zona de transición la presencia de la bentonita será nula y se volverá hacer presente poco después de ver perforado la cima de la unidad Paleoceno.

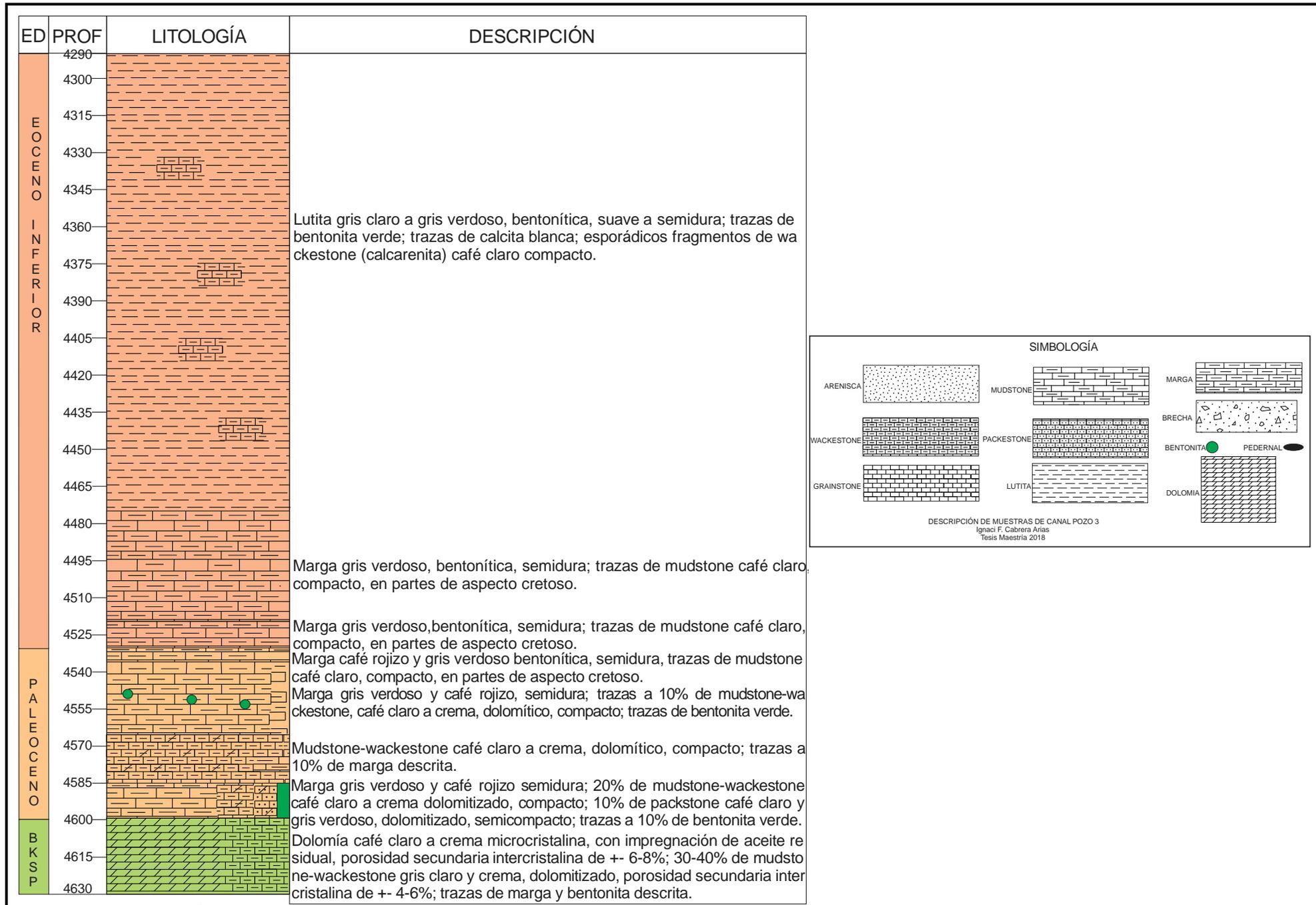


Figura 4.18. Descripción litológica del Pozo 3.

### **CAMPO ESIA 3**

Para la determinación litológica en este campo se utilizó las descripciones tomadas en el pozo 6 (*Figura 4.19*). En el Eoceno Inferior se carece de las descripciones de la mayor parte de las muestras, sin embargo la cima del Paleoceno si cuenta con las descripciones correspondientes (*Figura 4.20*).

La litología reportada en la cima y base del Eoceno Inferior (*Figura 4.21*) aparenta ser similar, aumentando ligeramente el contenido de litología calcárea en la base, de manera general se trata de una lutita bentonítica gris verdoso, gris obscura, suave a semidura, ligeramente calcárea en la cima y en la base la aparición de un 10% de mudstone blanco a crema, compacto, en algunos fragmentos de aspecto cretoso es evidente.

La transición a la unidad Paleoceno no se puede diferenciar completamente debido a la falta de información de estratos superiores, no obstante la presencia de bentonita verde oliva, suave se hace notar llegando a ocupar el 10% de la muestra y alcanza un 30% en 15 m infrayaciendo la cima del Paleoceno, en niveles inferiores la composición calcárea de las muestras se torna terrígena y solo se pueden encontrar trazas de mudstone gris claro, compacto.

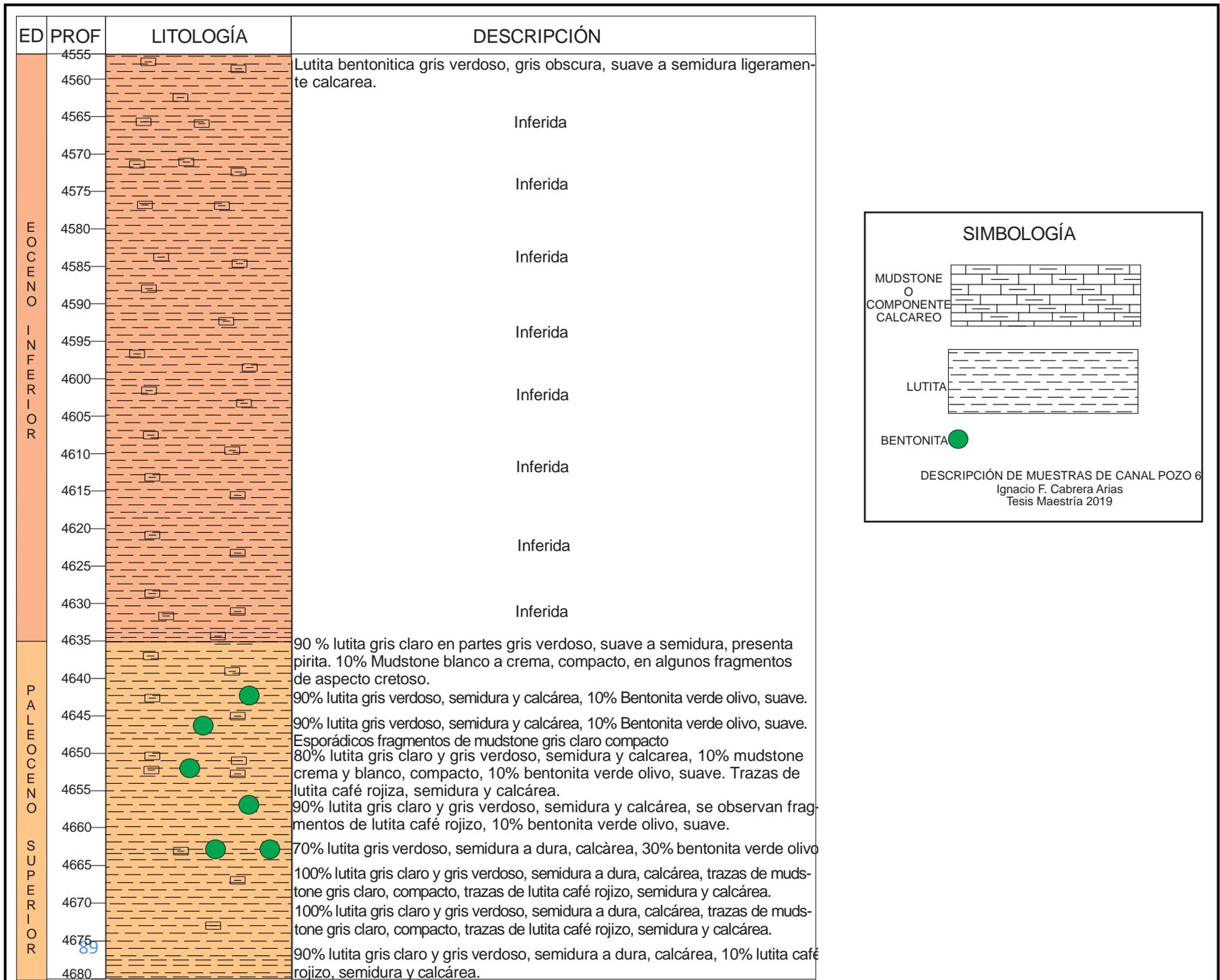


Figura 4.19. Descripción litológica del Pozo 6.



Figura 4.20. Litología en Paleoceno Superior a la profundidad de 4690 m, pozo 6.



Figura 4.21. Cima de Eoceno Inferior a la profundidad de 4555-4560 m, en el pozo 6:  
Lutita bentonítica gris verdoso, gris obscura, suave a semidura ligeramente calcárea.

## **INTERPRETACIÓN GENERAL DE LITOFACIES EN LOS CAMPOS.**

Un ligero incremento de la litología carbonatada en la cima del Paleoceno es un indicio de que en pocos metros se estará perforando su cima, en el caso del campo ESIA-1 justamente en la cima del Paleoceno comienza a aparecer la litología calcárea, en el campo ESIA-2 la inversión se da previo a tocar la cima tal como lo muestra el pozo 3B, no obstante, zonas del campo ESIA-2 no muestran este indicativo de la inversión litológica, ejemplo de ello es el pozo 3, que la cima de la unidad Paleoceno litológicamente no es posible debido a que la litología presente en Eoceno Inferior es similar a la de la cima del Paleoceno. De la misma forma en el campo ESIA-3 la inversión litológica no está presente, prácticamente todo el Paleoceno descrito y el Eoceno Inferior es terrígeno.

Un indicativo de la presencia de la cima del Paleoceno se encuentra en el Campo ESIA-2, en la cima del Paleoceno resaltan trazas de una lutita café rojiza, suave y calcárea que en niveles superiores no se describen. En lo referente a la presencia de bentonita verde olivo no se puede utilizar como un elemento que ayude en la identificación de la unidad Paleoceno ya que no se identificó algún patrón de distribución ni abundancia, sin embargo esta litología llega a ser abundante en la parte inferior del Paleoceno en el campo ESIA-1 y ESIA-3.

Discrepancias que vale la pena señalar de los tres campos en el Eoceno Inferior: el campo ESIA-1 presenta una litología diferente a la encontrada en el campo ESIA-2, puesto que en este último campo, las litologías encontradas son diversas, encontrando lutitas, mudstones, bentonitas y areniscas, difiriendo en el campo ESIA-1 que presenta en su mayoría lutitas y esporádicamente mudstones. En alusión al campo ESIA-3 la litología encontrada es similar a la del Campo ESIA-1, lutita bentonítica gris verdoso, gris oscura, suave a semidura ligeramente calcárea, si bien en este campo las descripciones litológicas no permiten realizar conclusiones que las diferentes herramientas que se analizarán en los siguientes capítulos pudieran arrojar.

Los núcleos cortados en el pozo 3B, evidencian el mayor indicativo de la cima del Paleoceno, que se identificó por medio de la caracterización litológica y la cual

aparece en los campos ESIA-2 y ESIA-3, tratándose de la inversión litológica de arcillosa a calcárea, o que si bien no se da del todo bien, hay un ligero aumento en el porcentaje de contenido calcáreo en los peldaños de la cima del Paleoceno, es muy importante tomar en cuenta lo antes descrito para que se desempeñe como base en las caracterizaciones de los próximos capítulos.

## **LITOFACIES**

Se identificaron 6 litofacies en el Eoceno y Paleoceno en los cuatro pozos analizados, cada facie se nombró iniciando con la letra F, posteriormente la letra del nivel estratigráfico en el que se encuentran (Eoceno o Paleoceno) y por último el número que corresponda según su orden de aparición en sentido de la perforación (*figura 4.22*). En ningún pozo se encontraron completas las 8 litofacies, en el campo ESIA-3, específicamente en el pozo 6, mismo que lo representa, solamente se identificaron 3 facies, ya que gran parte de la columna del Eoceno Inferior no se encuentra completa, en lo que corresponde a los otros dos campos contienen un mayor número de facies.

### **LITOFACIE FE1**

Se encuentra constituida por lutitas gris verdoso, café rojizo, suaves a semiduras, calcáreas, esporádicos fragmentos de mudstone y wackestone crema a blanco de aspecto cretoso, esporádicos fragmentos de bentonita verde claro.

### **LITOFACIE FE2**

Lutitas gris verdoso, trazas a 10% de mudstones crema de aspecto cretoso y en partes recristalizados, trazas a esporádicas bentonitas verde claro, trazas a 10% de areniscas gris claro, de grano fino, subredondeadas, con regular clasificación, con cementante calcáreo, porosidad primaria intergranular de regular a buena, ocasionalmente de aspecto brechoide, que están cementadas en una matriz arcillo-calcárea.

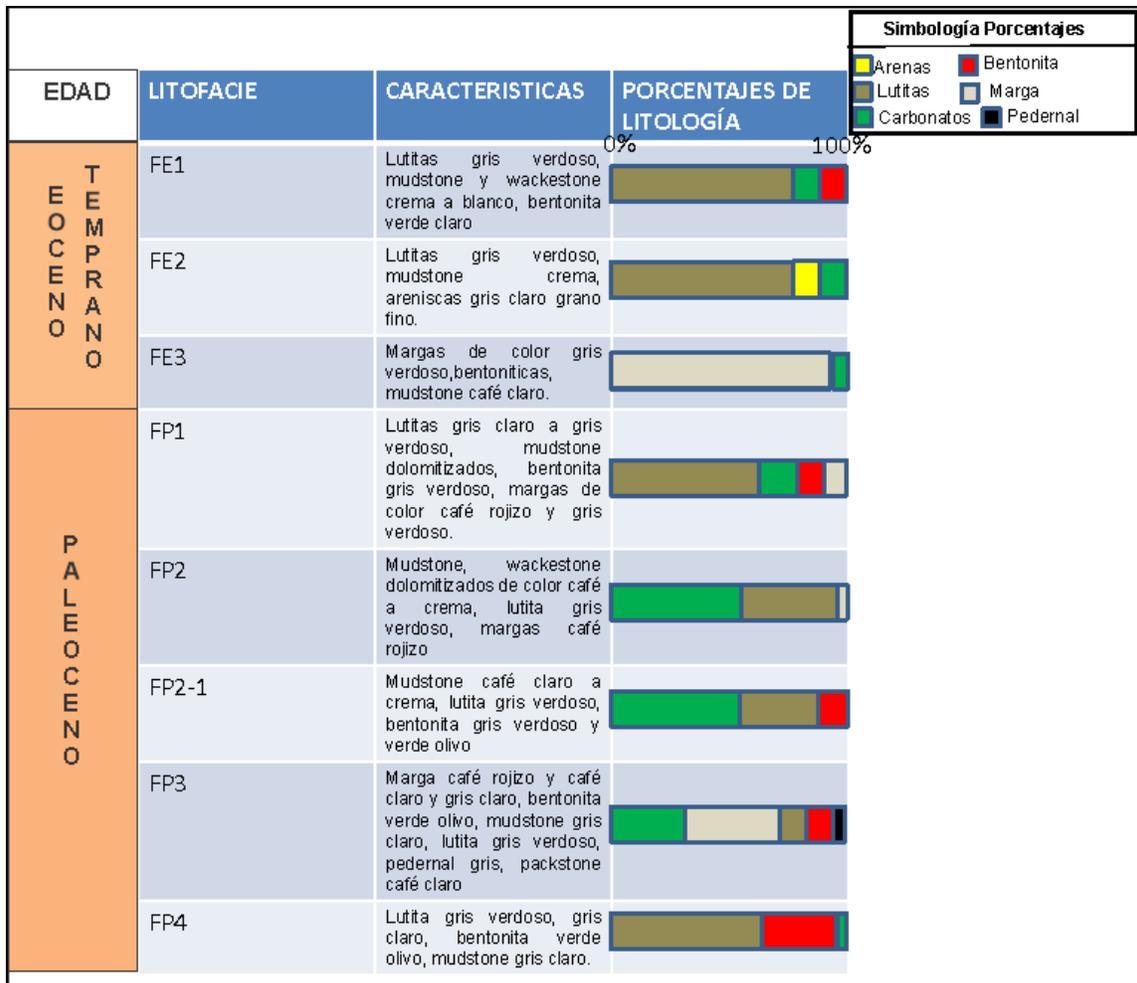


Figura 4.22. Nombre y distribución de las litofacies.

### LITOFACIE FE3

Margas de color gris verdoso, bentoníticas, semiduras, trazas de mudstones café claro, compactos, en partes de aspecto cretoso.

### LITOFACIE FP1

Se caracteriza por contener lutitas gris claro a gris verdoso, suaves a semiduras, calcáreas, ocasionalmente bentoníticas, usuales mudstones dolomitizados, blanco a crema o café claro, duros y compactos, comunes bentonitas gris verdoso y verde olivo. Lo que más caracteriza a esta facie es la presencia de margas de color café rojizo, suaves a semiduras, calcáreas, margas gris verdoso semiduras de igual

forma están presentes. Una mayor presencia de carbonatos que en ocasiones llega a predominar sobre la litología terrígena diferencia a la facie con la facie suprayacente. En el campo ESIA-3 se compone prácticamente de la litología terrígena.

## **LITOFACIE FP2**

El cambio de textura en los carbonatos diferencia a esta facie, ya que se pueden encontrar mudstones, mudstones-wackestones, wackestones de litoclastos y bioclastos, dolomitizados, de colores café claro a crema, gris claro, duros y compactos con porosidad secundaria intercrystalina, lutitas gris verdoso, semiduras, bentoníticas y calcáreas, aun las margas café rojizo de la facie FP1 aún se pueden encontrar en esta facie en cantidad de trazas. Esporádicos fragmentos de lutita gris verdoso también se pueden encontrar.

## **LITOFACIE FP2-1**

Esta facie solamente se encuentra en el campo ESIA-1, se localizó en el pozo 1, se compone por mudstones de color café claro a crema, gris verdoso y blanco, pueden estar recristalizados, con textura brechoide, duros y compactos, lutitas gris verdoso de aspecto bentonítico, suaves a semiduras, ligeramente calcáreas, se encuentra comúnmente litología de la facie FP2 sin embargo la frecuente bentonita gris verdoso y verde olivo es de destacar en esta facie.

## **LITOFACIE FP3**

Margas café rojizo y café claro a crema y gris claro, suaves a semiduras, calcáreas, comunes bentonitas verde olivo, hasta 40% de fragmentos de mudstone gris claro, ligeramente dolomitizados, esporádicos fragmentos de lutita gris verdoso, también se pueden encontrar trazas de pedernal gris. La facie se distingue por formar la parte basal del Paleoceno por lo que ya se consiguen distinguir hasta 10% de packstone café claro y gris verdoso, dolomitizados, semicompactos. La bentonita es de llamar la atención en la facie.

## **LITOFACIE FP4**

De igual forma que la facie FP3 está en contacto con la unidad Brecha, su presencia solo se detectó en el campo ESIA-3, se encuentra constituida prácticamente en su totalidad de lutitas gris verdoso, gris claro, semiduras a duras, calcáreas, en partes se encuentra hasta un 30% de bentonitas verde olivo, trazas de mudstones gris claro, compacto.

Las correlaciones, truncaciones de las facies entre los tres campos se visualizan en la correlación en la *figura 4.23*.

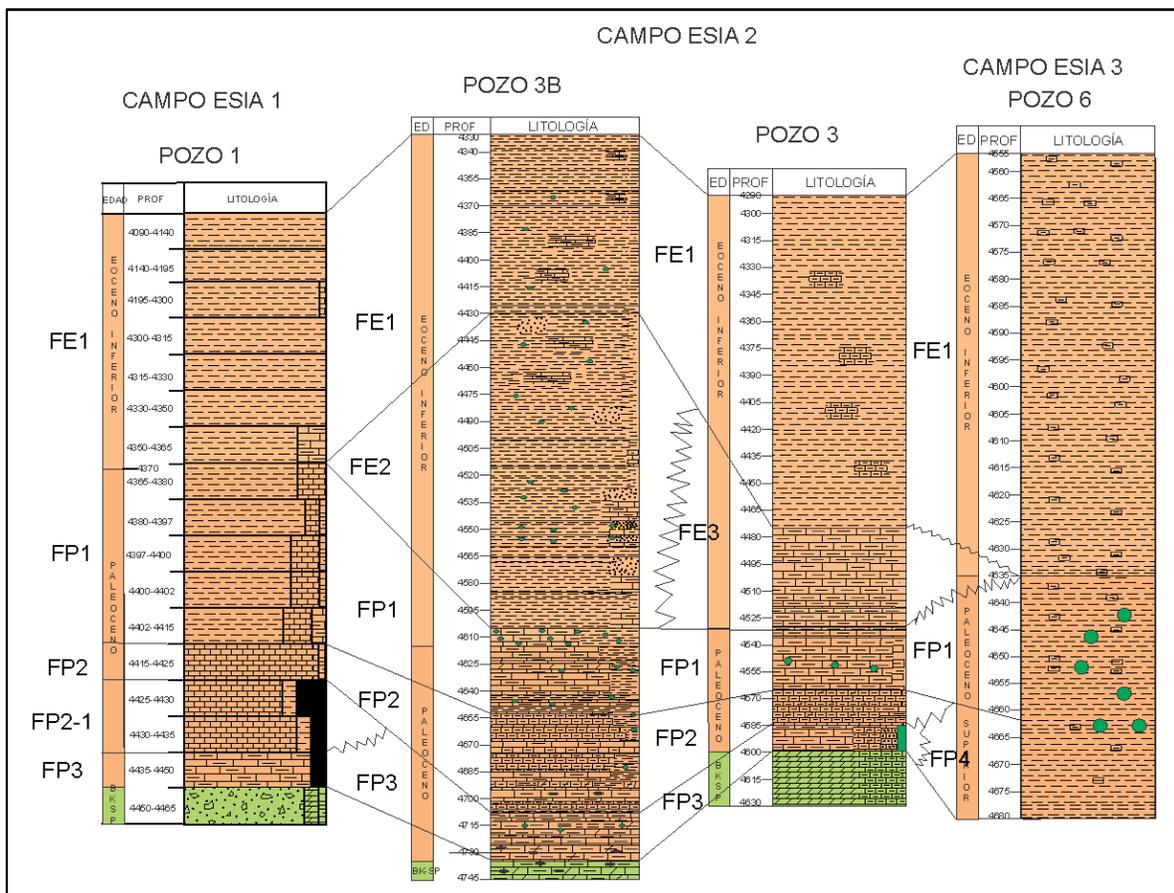


Figura 4.23. Correlación de litofacies entre los campos.

## 4.2. BIOESTRATIGRAFÍA

La cronoestratigrafía del Paleoceno en el NE de la Subprovincia Petrolera Pilar de Akal en esta investigación se basa en un análisis biocronológico derivado del estudio sistemático de los foraminíferos planctónicos de los pozos 1, 5,1A, 3B y 7. Es importante mencionar que el reconocimiento de unidades cronoestratigráficas fue posible tomando en cuenta la presencia y continuidad de especies índice, primeras y últimas apariciones en sentido estratigráfico y abundancia relativa de las mismas, así mismo trabajos en la literatura, que son usados en diferentes regiones del mundo identificando los esquemas zonales con los mismos nombres de especies o el mismo sistema de numeración, aunque no siempre pueden ser utilizados de manera similar por todos los autores, dependiendo las variaciones locales para cada región.

También se tomó en cuenta las diferentes biozonas que se han establecido a nivel general para las cuencas de México, a nivel Eoceno Inferior, Paleoceno. Se decidió establecer biozonaciones en los niveles estratigráficos suprayacentes con el propósito de dar información de que fauna se puede encontrar en áreas en donde el Paleoceno se encuentra ausente o representa un espesor muy pequeño y también para caracterizar la zona de transición entre el Eoceno Inferior y Paleoceno tanto en apariciones como en abundancias.

Los resultados obtenidos en este trabajo permiten sugerir algunas diferencias con la zonificación estándar (Bolli y Saunders (1985)), en la unidad Paleoceno superior para la zona de estudio (*Figura 24*). El análisis micropaleontológico y bioestratigráfico permite reconocer asociaciones microfaunísticas y bioeventos definidos en zonificaciones estándar, por lo que pueden ser asignadas a los esquemas zonales de Bolli y Saunders (1985) (*Figuras 4.25 y 4.26*).

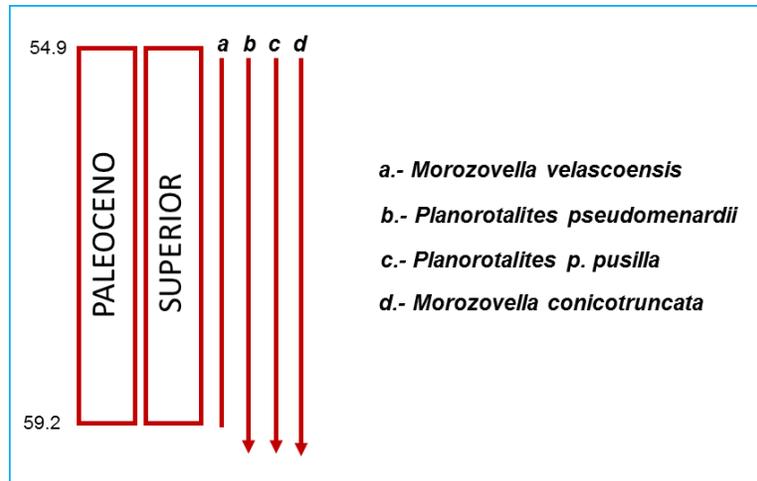


Figura 4.24. Biocronomarcadores del Paleoceno Superior en el NE del Pilar de Akal.

El Eoceno Inferior se logra identificar tal como lo muestra el comportamiento que los foraminíferos planctónicos definen (Figura 4.25), los fósiles índice por excelencia como se puede apreciar son: *Acarinina s. Soldadoensis*, *Acarinina s. Angulosa* y *Morozovella quetra*, aunque su extinción no se realiza en el límite del Eoceno Inferior y Eoceno Medio, *Planorotalites palmerae* también aparece como un fósil importante para interpretar la cima de la unidad.

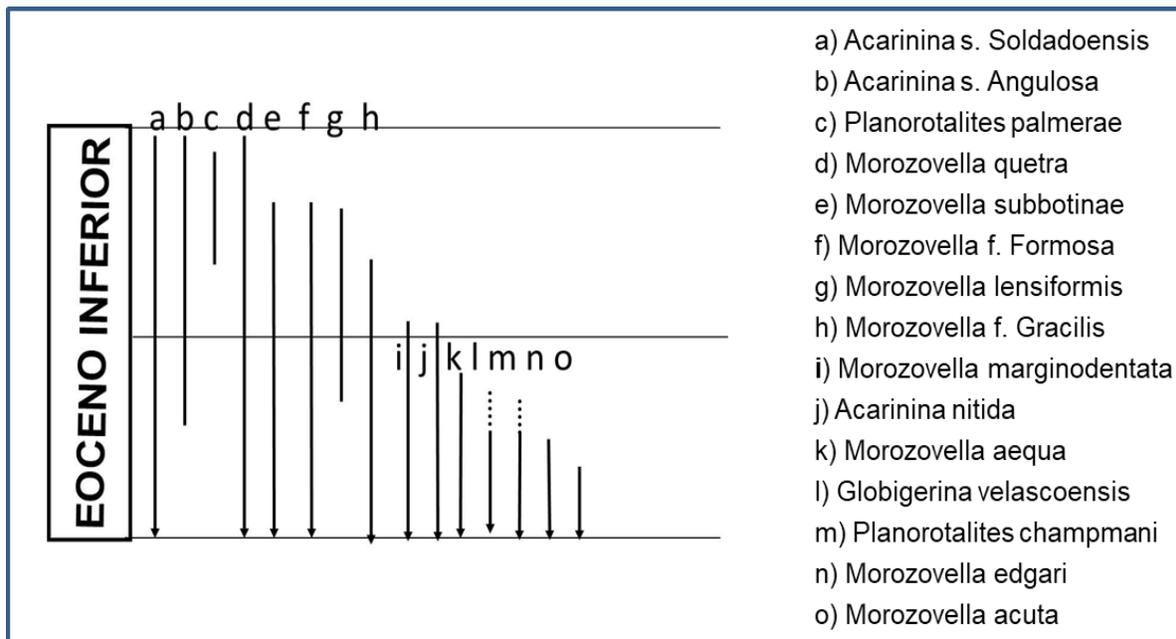


Figura 4.25. Cuadro de apariciones y extinciones de foraminíferos planctónicos en el Eoceno Inferior (Bolli & Saunders 1985).

Para la identificación del Paleoceno el único fósil índice que asegura que ya se está perforando la unidad es *Morozovella Velascoensis*, tal como lo muestra la figura 4.26. No obstante la configuración de la figura 4.24, en la cual se propone extender el alcance estratigráfico de *Planorotalites pseudomenardii*, *planorotalites p.pusilla* y *Morozovella conicotruncata* en esta zona del Golfo de México permitiría tener más de un fósil guía para la identificación del Paleoceno, aunque la propuesta debería de sustentarse con futuros trabajos de investigación para mayor valides.

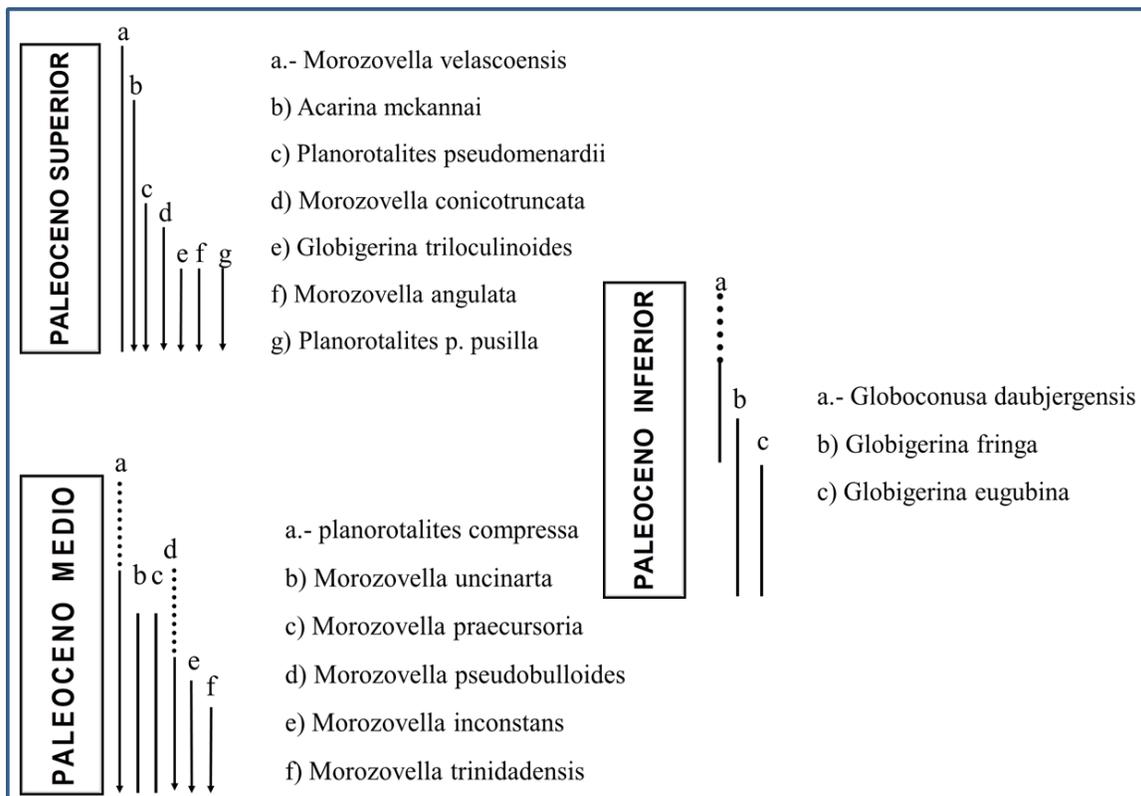


Figura 4.26. Biocronomarcadores del Paleoceno.

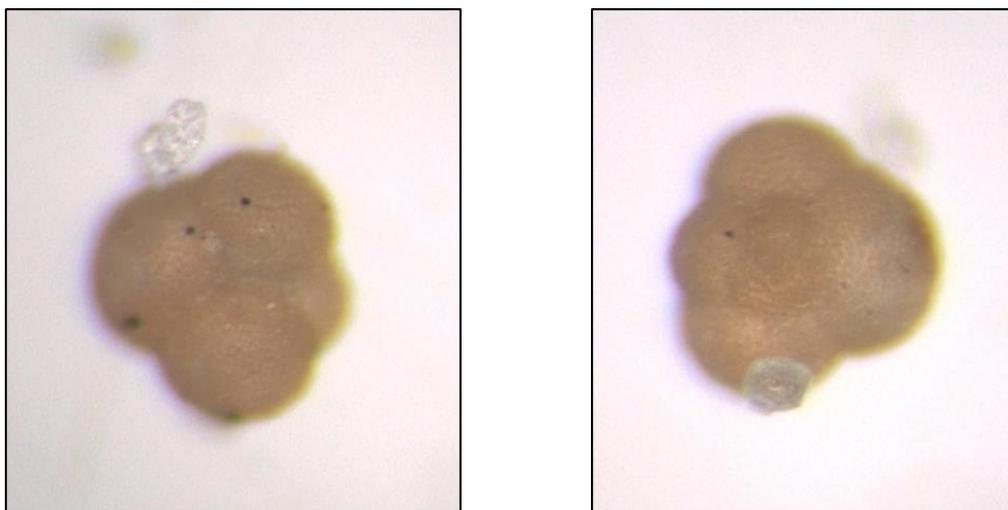
## ANÁLISIS DE MUESTRAS POZO 1A

En la caracterización bioestratigráfica se tuvo a la disposición las muestras de canal del pozo 1A, mismas que se analizaron para determinar la cima de la unidad Paleoceno y correlacionar los datos con los demás pozos del campo ESIA-1, a continuación se describen algunas especies encontradas.

### EOCENO INFERIOR

#### ***Morozovella edgari (Premoli Silve y Bolli)***

Testa trocospiral, periferia ecuatorial redondeada a poco lobulada; axial, agudo con muricocarena. Presenta suturas curvas y poco incisas (dorsal), suturas rectas e incisas (umbilical). Abertura en arco bajo umbilicoecuatorial. Cámaras subtriangulares (umbilical), seleniformes alargadas (espiral) y rómbicas (axial). Con 4 a 5 ½ cámaras en la última vuelta y que crecen de regular a rápidamente de tamaño. Un tamaño de 0.20 a 0.30 mm (*Figura 4.27*).



*Figura 4.27. Morozovella edgari (Premoli Silve Y Bolli), Pozo 1A, 4260 m.*

#### ***Morozovella subbotinae (Morozova)***

Testa trocospiral con periferia ecuatorial subcuadrada-subromboidal y lobulada; axial aguda con muricocarena. Presenta suturas curvas y poco incisas (espiral); suturas recta e incisas (umbilical). Pared muricada, concentrada en las hombreras umbilicales. Abertura en arco bajo en posición umbilicoecuatorial. Las cámaras

subtriangulares (umbilical), seleniformes alargadas (espiral) y angulorómbicas (axial), presenta 4 cámaras en la última vuelta y tiene un tamaño de 0.30 a 0.35 mm. (Figura 4.28).



Figura 4.28. *Morozovella subbotinae* (Morozova), Pozo 1A, 4260 m.

### ***Morozovella marginodentata* (Subbotina)**

Testa con trocospira baja, periferia ecuatorial subcuadrada, subromboidal y lobulada; aguda con muricocarena muy desarrollada, suturas curvas y poco incisas (espiral), suturas rectas e incisas (umbilical), abertura en arco bajo umbilicoecuatorial. En la última vuelta llega a presentar de 4 a 6 cámaras en la última vuelta, las cuales aumentan rápidamente en tamaño, tiene un tamaño de 0.35 a 0.45 mm (Figura 4.29).

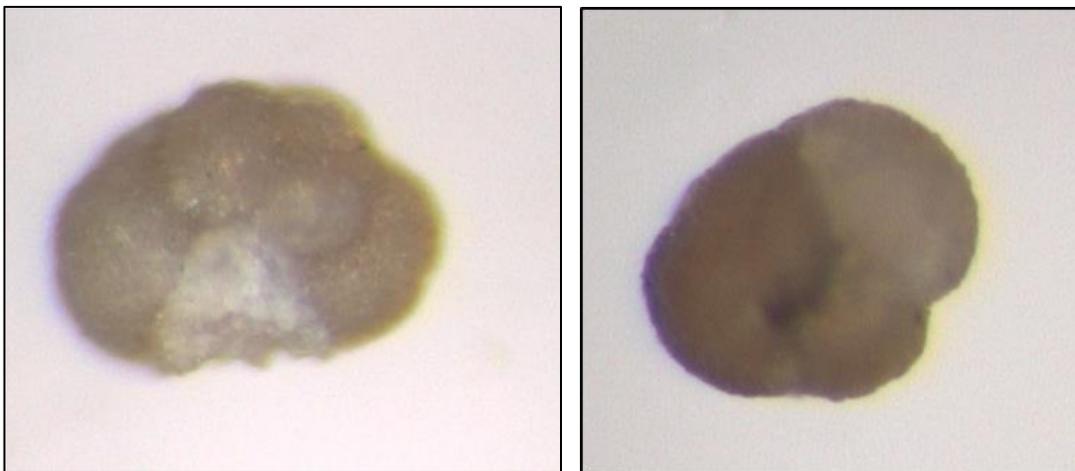


Figura 4.29. *Morozovella marginodentata* (Subbotina), Pozo 1A, 4280 m.

### ***Morozovella aequa* (Cushman y Renz)**

Testa trocospiral, periferia ecuatorial subtriangular, poco lobulada; axial, aguda con muricocarena desarrollada, suturas curvas y poco incisas (dorsal); suturas rectas e incisas (umbilical), abertura umbilicoecuatorial, cámaras subtriangulares (umbilical), seleniformes alargadas (espiral) y angulocónicas (axial). En la última vuelta presenta de 3 a 3 ½ cámaras, que crecen rápidamente, la última cámara llega a ocupar la mitad de la totalidad de la concha, quilla muy delgada y casi invisible. Tiene un tamaño de 0.25 a 0.35 mm (*Figura 4.30*).

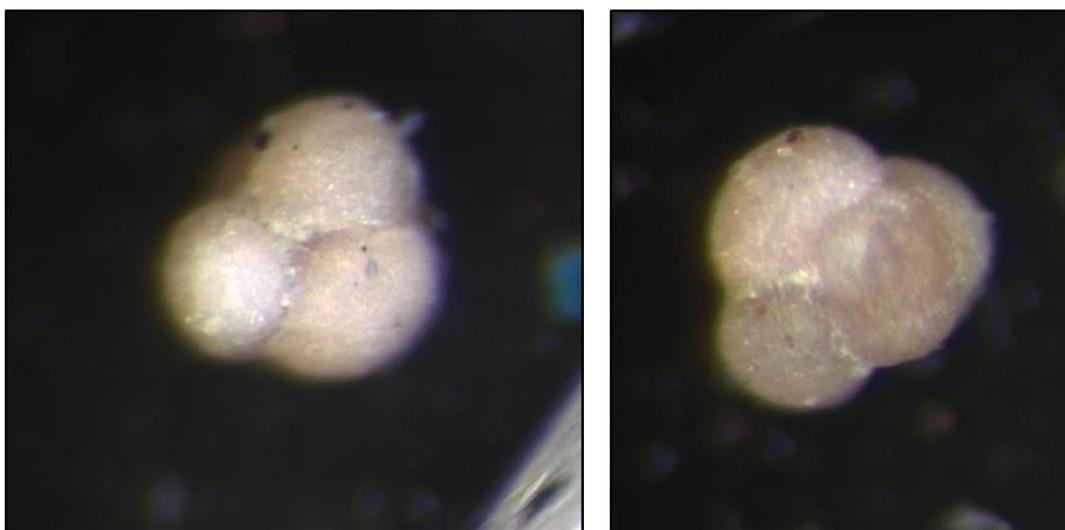
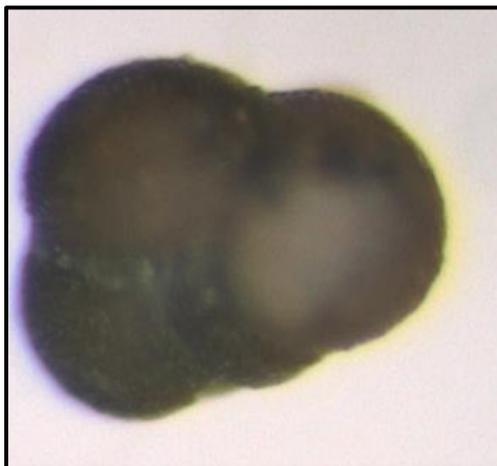


Figura 4.30. *Morozovella aequa* (Cushman y Renz), Pozo 1A, 4290 m.

### ***Planorotalites chapmani* (Parr, 1938)**

Testa trocospiral biconvexa, con periferia ecuatorial subredondeada; axial, aguda. Suturas poco incisas de curvas a ligeramente curvas en ambos lados, pared lisa y finamente perforada. Abertura umbilical-extraumbilical, bordeada por un labio muy desarrollado. En la última vuelta presenta de 4 a 4 ½ cámaras que crecen regular a rápidamente de tamaño. Un tamaño de 0.25 a 0.4 mm (*Figura 4.31*).



*Figura 4.31. Planorotalites chapmani* (Parr, 1938), Pozo 1A, 4320 m.

## **PALEOCENO**

### ***Morozovella velascoensis*, Cushman**

Testa de trocospira cónica con suturas curvas y muricadas (dorsal), suturas rectas y poco incisas (umbilical), abertura umbilicoecuatorial, cámaras seleniformes (espiral), subtrapezoidales o subtriangulares (umbilical) y angulocónicas (axial), de 6 a 10 cámaras en la última vuelta que aumentan rápidamente de tamaño. Las espinas gruesas en la periferia que se fusionan para formar una quilla gruesa, también están presentes en las puntas de la cámara umbilical (*Figura 4.32*).

*M.acuta* se diferencia de *M.velascoensis* por tener menor tamaño, menos cámaras en la última vuelta, ombligo más pequeño y contorno más lobulado.

*M.conicotruncata* tiene la muricocarena menos desarrollada, suele ser ligeramente lobulado, cámaras cónicas en vez de angulocónicas y sin murica en las hombreras umbilicales. *M.caucasica* se diferencia por presentar menor número de cámaras y las hombreras umbilicales más fuertemente muricadas.

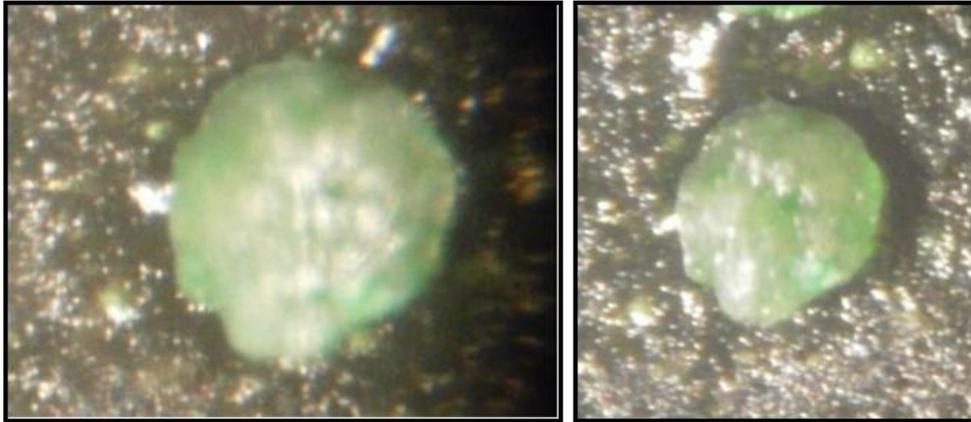


Figura 4.32. *Morozovella velascoensis*, Cushman, Pozo 6, 4670 m.

#### ***Planorotalites Pseudomenardii* (Bolli)**

Testa con trocoespira muy baja, periferia ecuatorial reniforme y ligeramente lobulado; axial, aguda con carena desarrollada, suturas curvas no incisas (dorsal), suturas curvas poco incisas (umbilical), abertura umilical-extraumbilical, cámaras subtrapezoidales (umbilical y dorsal), y ojivales curvadas (axial), 5 cámaras en la última vuelta, que aumentan rápidamente de tamaño, la última cámara puede ocupar más de 1/3 de la totalidad de la concha.

Su testa biconvexa y lenticular presenta una quilla sin perforar, diferenciándose por esta característica de *P.chapmani*, así como por un crecimiento más lento y el lado umbilical convexo en vez de cóncavo. *P.ecrenbergi* tiene un crecimiento más lento, lado umbilical convexo y presenta carena sólo en las últimas cámaras.

#### ***Planorotalites p.pusilla* (Bolli)**

Testa con trocospira baja, periferia ecuatorial circular a ligeramente lobulada; axial, aguda a subaguda. Suturas poco incisas muy curvas (dorsal); suturas poco incisas y curvas (umbilical). Abertura umbilicoecuatorial. Cámaras subtriangulares (umbilical), seleniformes (dorsal) y ojivales (axial). De 5 a 6 cámaras en la última

vuelta en forma de media luna, con crecimiento de regular a rápido, de 0.15 a 0.25 mm. En el lado de la espiral, las suturas están fuertemente curvadas hacia atrás. EL ombligo es angosto, la pared de la testa en especímenes bien conservados es gruesa y perforada, pero puede ser lisa en especímenes con testas desgastadas. *P.pusilla laevigata* difiere de *P.pusilla pusilla* por el perfil axial más agudo y el aspecto lacriforme de la concha en el lado axial.

### ***Morozovella conicotruncata* (Subbotina)**

Testa trocoespiral en vista lateral, con suturas muy curvas (dorsal), suturas rectas e incididas (umbilical), abertura umbilicoecuatorial, cámaras seleniformes (dorsal), subtriangulares (umbilical) y cónicas a angulocónicas (axial), de 6 a 8 cámaras en la última vuelta, con lento crecimiento, de 0.4 a 0.5 mm. Las espinas en la superficie de la testa tienden estar más concentradas en la periferia, pero no se fusionan para formar una quilla gruesa como en *Morozovella velascoensis*. *M.angulata* se diferencia de *M.conicotruncata* por su menor tamaño, menor número de cámaras, contorno más lobulado y cámaras subtrapezoidales en el lado umbilical. *M. velascoensis* tiene muricocarena más desarrollada, hombreras umbilicales muricadas, suturas menos incisivas en el lado umbilical y muricadas en el lado espiral. *M. tadjikistanensis* se diferencia por tener el lado espiral convexo y cámaras angulorómbicas.

## **ANÁLISIS GENERAL DEL POZO 1A**

La cima del Eoceno Inferior se corrobora en la profundidad de 4190 md, mediante los fósiles índice: *Acarinina s.soldadoensis*, *Morozovella subbotinae* encontrando una lutita gris claro a gris verdoso suave a semidura, calcárea de aspecto bentonítico.

La cima del Paleoceno se confirmó a la profundidad de 4469 md, mediante los fósiles índice: *Morozovella velascoensis*, *Planorotalites pseudomenardii*, la litología descrita en este nivel estratigráfico es: 70% lutita gris claro suave a semidura, ligeramente calcárea, 30% bentonita verde olivo.

## ANÁLISIS DE ABUNDANCIAS DE ESPECIES

Con la finalidad de caracterizar la zona de transición Eoceno- Paleoceno y determinar un método de identificación del Paleoceno cuando los fósiles índices del Paleoceno se encuentren ausentes o no se logren identificar, se implementó una caracterización en la cual se midió la abundancia de cada especie en todo nivel estratigráfico del Paleoceno y Eoceno Inferior en el pozo 3B, así mismo se identificó el comportamiento en el límite y se procedió a tener la caracterización mediante fósiles planctónicos no índices mediante su abundancia. Para visualizar el comportamiento de las especies se realizaron graficas de apariciones-extinciones y sus abundancias. La descripción del comportamiento de cada especie se efectuará en el sentido de la perforación y no en el sentido estricto de aparición y extinción (sentido estratigráfico), lo anterior para hacer más fácil su entendimiento durante la perforación.

La abundancia de cada especie se plasmó en carriles, los cuales están basados en el principio de un registro geofísico de pozo, en cada profundidad se plasma la frecuencia de especímenes de la especie, representando el 100 % como abundante, 80% frecuente, 60% común, 40% poco, 20% raro y 5 % muy raro.

En la *figura 4.33* se aprecia el comportamiento de las especies; *Acarinina broedermanni*, *Acarinina soldadoensis soldadoensis*, *Guembeltrioides higginsii*, *Mozorovella cf formosa formosa*, *Morozovella cf subbotinae* y *Truncarotaloides topilensis*.

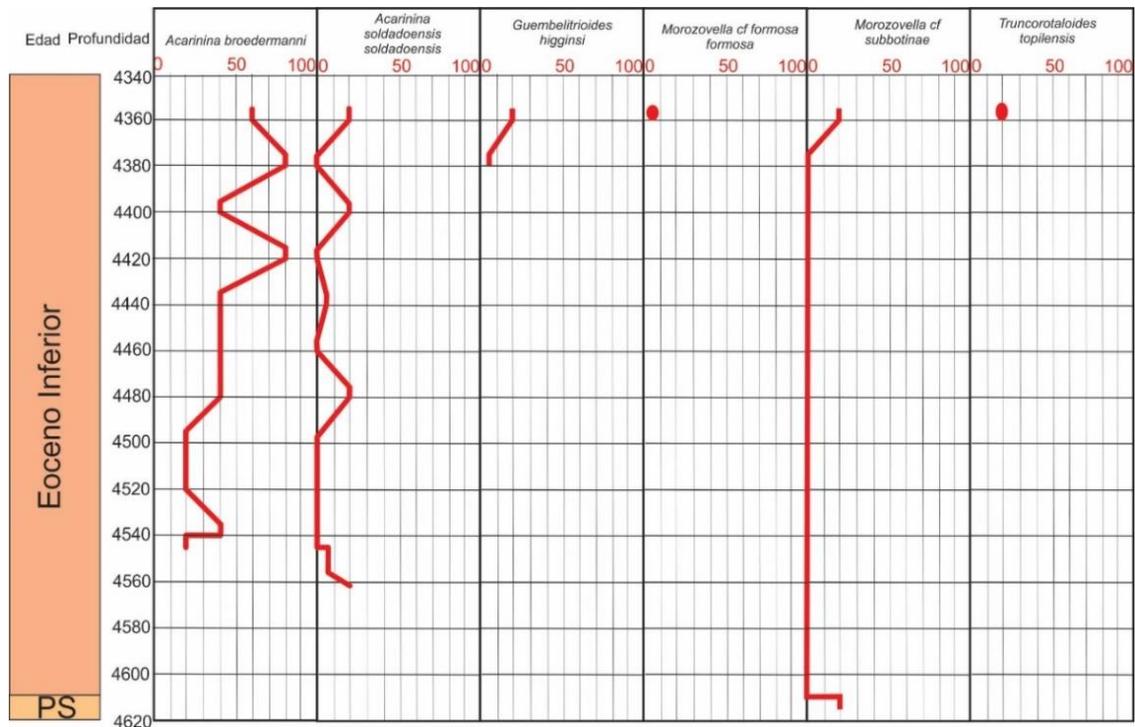


Figura 4.33. Abundancia de especies en la cima del Eoceno Inferior.

Del comportamiento de las especies en la figura 4.33 resalta el de *Morozovella cf subbotinae* que aparece en la cima del Eoceno Inferior, posteriormente se ausenta en todo el Eoceno y manifestándose nuevamente en la cima del Paleoceno, su abundancia no es significativa, reportándose solo como raro, no obstante esta distribución coincide con el alcance estratigráfico que han establecido los autores para esta especie; Thanetiano-Ypresiano (zona P5- zona E7). Las especies *Acarinina broedermanni* y *Acarinina soldadoensis soldadoensis* inician su aparición en la parte superior de la cima del Paleoceno por lo que no proporcionan algún indicativo que lleve a la identificación del Paleoceno.

Siguiendo con el comportamiento de las especies descritas en la parte superior del Eoceno Inferior en la figura 4.34 se encuentran: *Turborotalia frontosa*, *Morozovella sp*, *Acarinina soldadoensis angulosa*, *Acarinina spinuloinflata*, *Globigerinatheka subconglobata*, *Morozovella aragonensis*. En la identificación de la fauna para la cima del Eoceno Inferior se encuentra la extinción de *Turborotalia frontosa* y *Globigerinatheka subconglobata* y la manifestación de *Acarinina soldadoensis angulosa*. Las especies del genero *Morozovella* (*Morozovella sp*) se extinguen

justamente en la cima del Paleoceno, donde se reporta un espécimen de *Morozovella* aunque en abundancia muy rara, las demás especies no presentan apariciones o extinciones de relevancia.

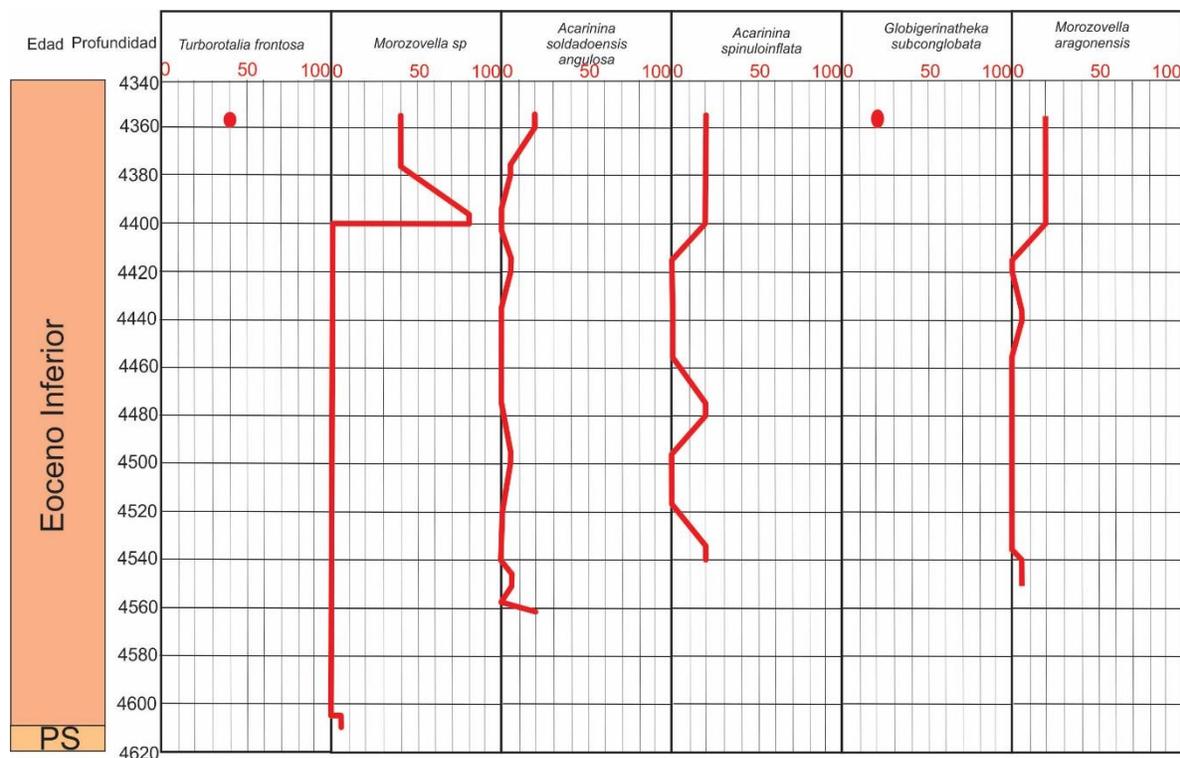


Figura 4.34. Abundancia de especies en el Eoceno Inferior.

Continuando con la exposición de las especies del Eoceno Inferior y su comportamiento, en la figura 4.35 se muestran algunas especies que su alcance estratigráfico comprende el Eoceno Inferior y el Paleoceno por lo que su abundancia o fluctuaciones que tengan puede llevar a establecer conjeturas para la identificación de la cima del Paleoceno. *Acarinina soldadoensis s.l.* muestra un comportamiento característico en la cima de la unidad Paleoceno, en donde después de que no está presente en 40 metros, aparece de forma muy rara en la cima del Paleoceno. Las especies de *Globigerina sp* termina su aparición con una frecuencia muy rara justamente en la cima del Paleoceno. Las especies de *Acarinina sp* empiezan a disminuir su abundancia en la cima del Paleoceno hasta ausentarse en un pequeño intervalo estratigráfico, para posteriormente ya estando

dentro del Paleoceno vuelven a aumentar su presencia. *Pseudohastigerina micra* se extingue en la cima de la unidad Paleoceno.

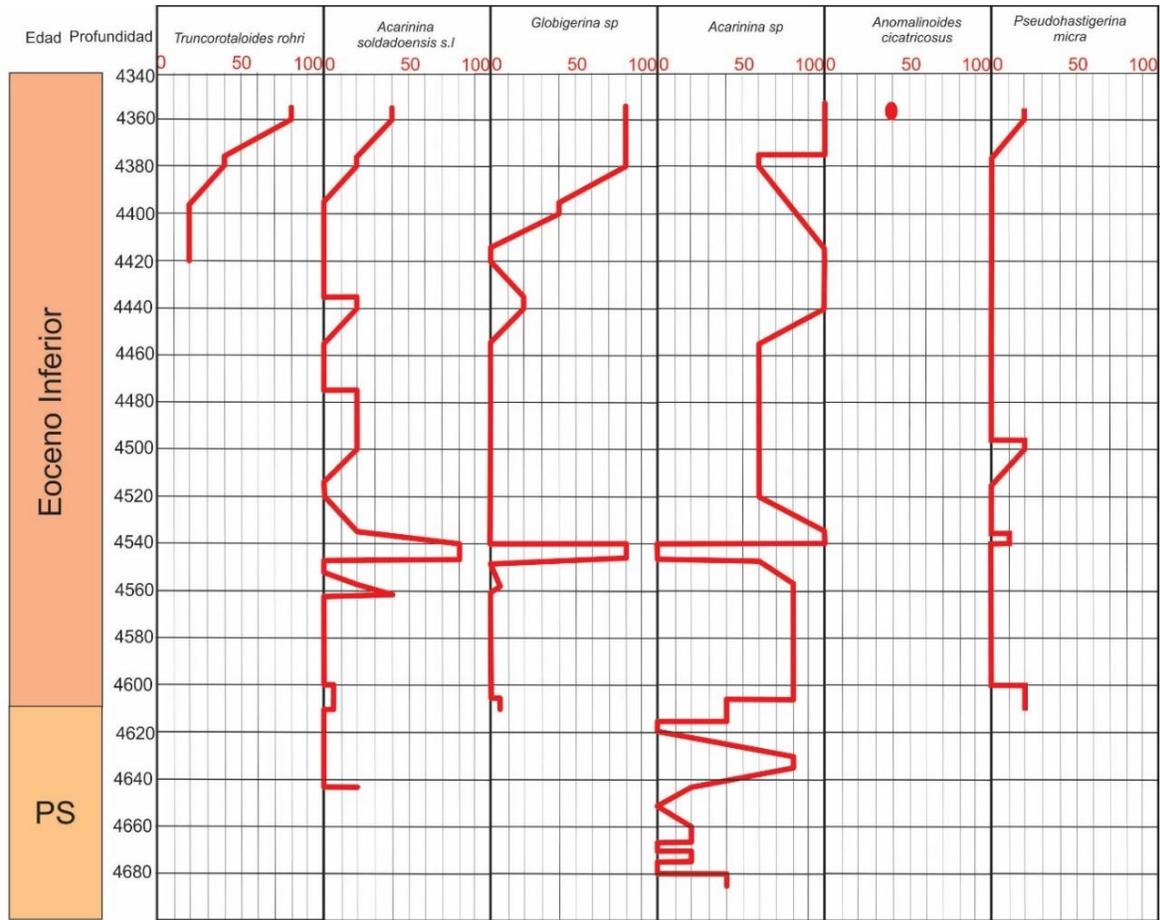


Figura 4.35. Abundancia de especies en el Eoceno Inferior-Paleoceno.

En la figura 4.36, las especies de *Planorotalites sp.*, alcanzan a presentarse de manera muy rara en el nivel que suprayace la cima del Paleoceno, las especies de *Pseudohastigerina sp.* en la parte superior de la cima del Paleoceno desaparece completamente y se mantiene en 40 metros de la columna estratigráfica para después aparecer de manera muy rara.

En la figura 4.37, *Planorotalites cf pseudomenardii* en la cima del Paleoceno mantiene una abundancia muy rara y 30 metros dentro de la unidad Paleoceno baja su abundancia a ser nula.

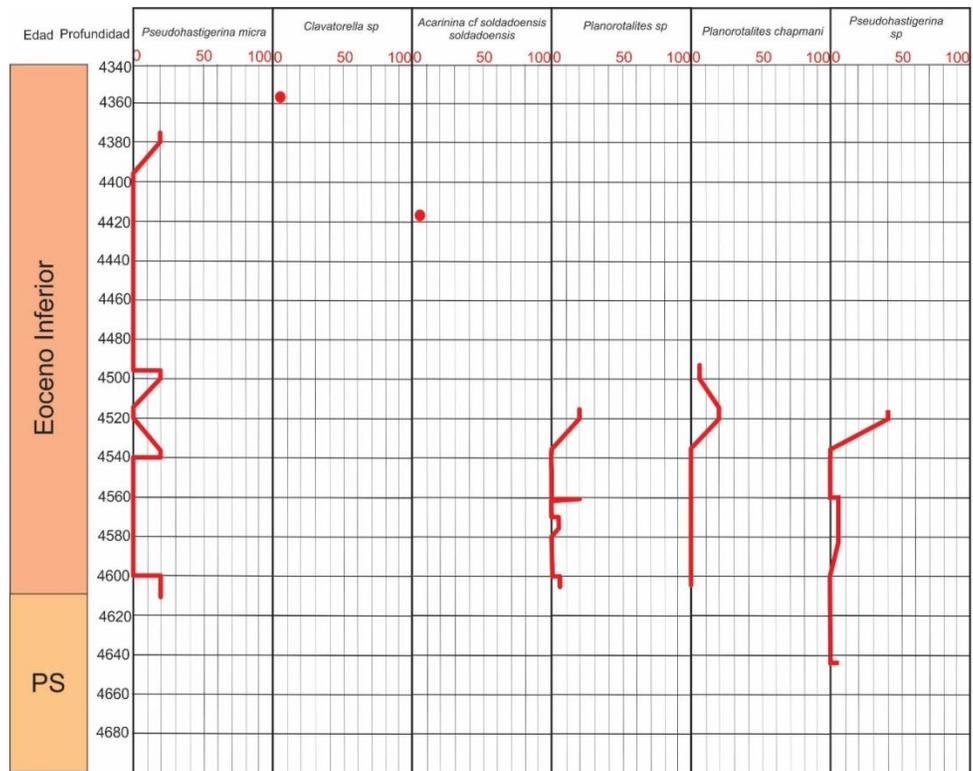


Figura 4.36. Abundancia de especies en el Eoceno Inferior-Paleoceno.

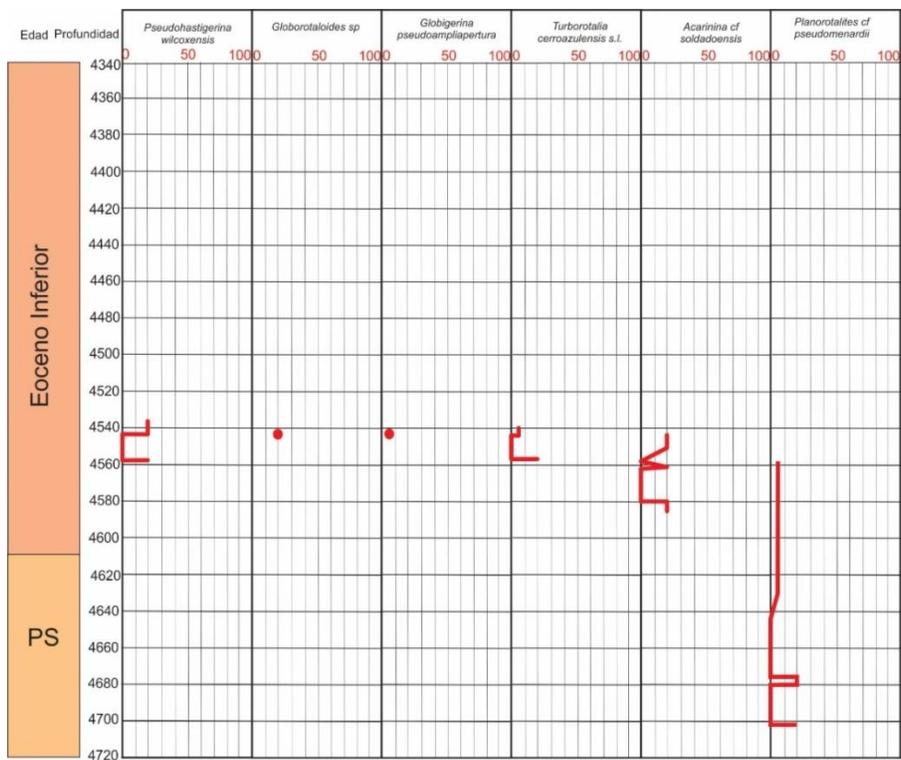


Figura 4.37. Abundancia de especies en el Eoceno Inferior-Paleoceno.

La figura 4.38 muestra la abundancia de la especie clave para la identificación del Paleoceno, *Morozovella velascoensis*, en la cima su abundancia llega a ser poco y rápidamente se extingue, el comportamiento se puede seguir en los especímenes de *Morozovella cf velascoensis* (figura 4.39), los cuales se encuentran propiamente dentro de la unidad Paleoceno, con algunas fluctuaciones llegando a ser poca su abundancia.

En la cima del Paleoceno también se identificó especies de *Morozovella cf acuta* que solamente aparecen en un pulso con pocos especímenes. Respecto a *Planorotalites cf pusilla pusilla* también llama mucho su atención su comportamiento encontrándose con pocos especímenes en la cima y bajando rápidamente su abundancia hasta ser nula.

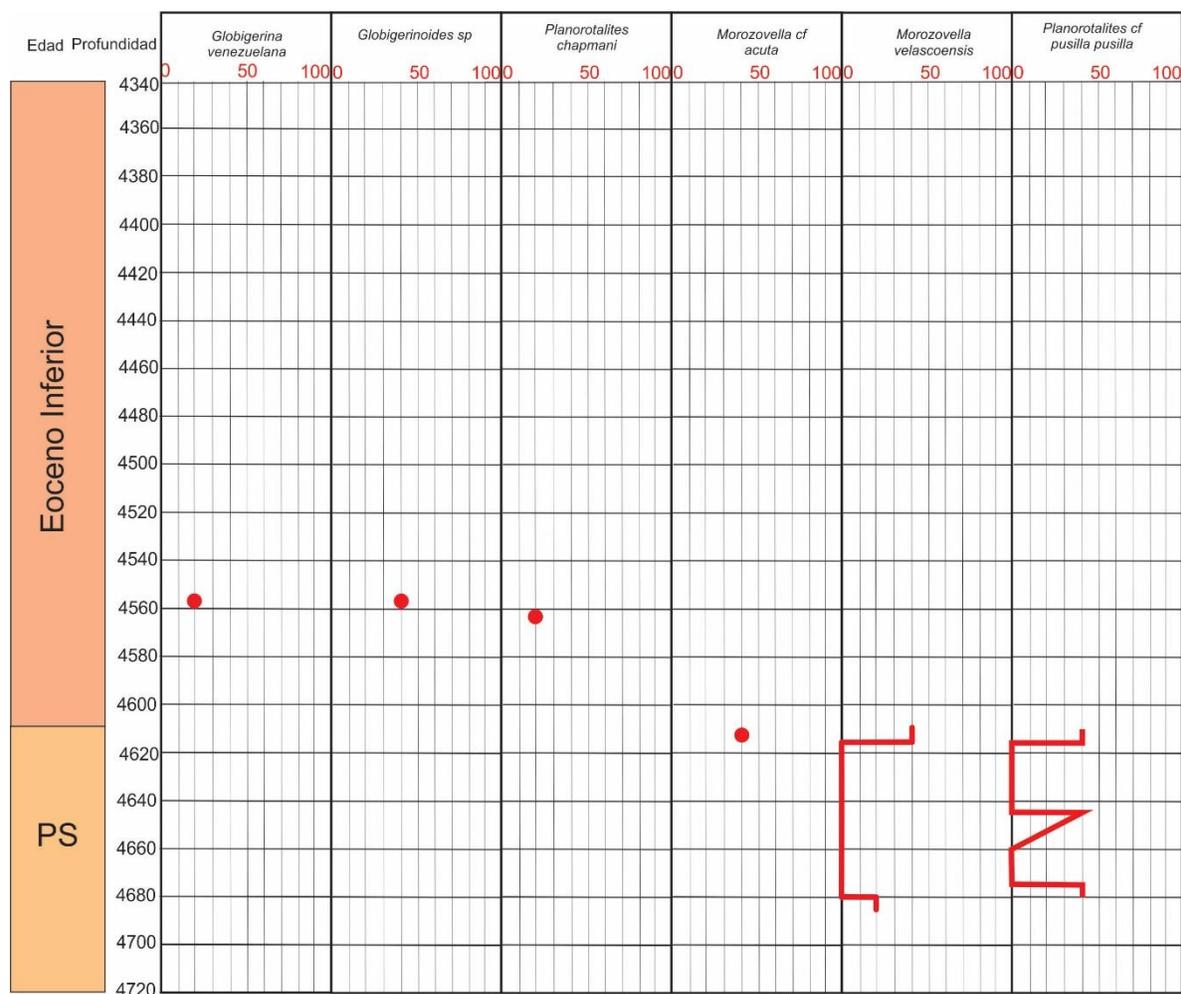


Figura 4.38. Abundancia de especies en la cima del Paleoceno.

En la figura 4.39, las especies *Planorotalites pseudomenardi* y *Globigerina cf triloculinoides*, también configuran la cima del Paleoceno, en cuanto a la primera su comportamiento es muy similar a la de *Morozovella velascoensis* y *Planorotalites cf pusilla pusilla* aunque el pulso de abundancia en la cima es menos evidente, presentándose solamente de manera rara y *Globigerina cf triloculinoides* de manera muy raro, no obstante se tomaran en cuenta para la configuración final de abundancias en la cima del Paleoceno.

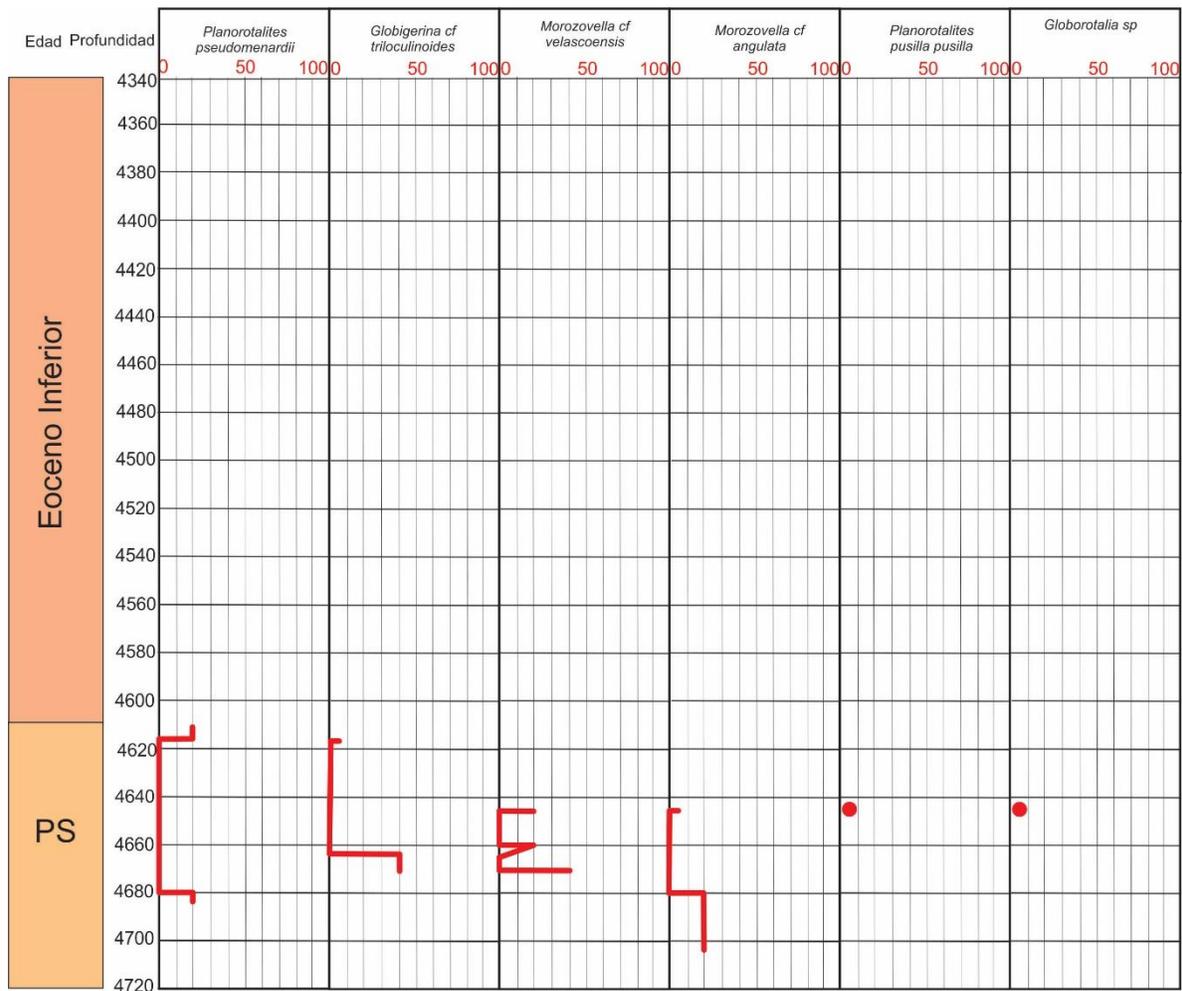


Figura 4.39. Abundancia de especies en el Paleoceno.

Especies que están presentes dentro del Paleoceno son *Morozovella cf uncinata*, *Morozovella cf conicotruncata* y *Planorotalites cf compresa* (Figura 4.40), estas dos últimas tienen su rango muy estrecho, teniendo su aparición de manera

puntual. Respecto a *Morozovella cf uncinata* su máxima expresión se manifiesta en la parte más tardía del Paleoceno.

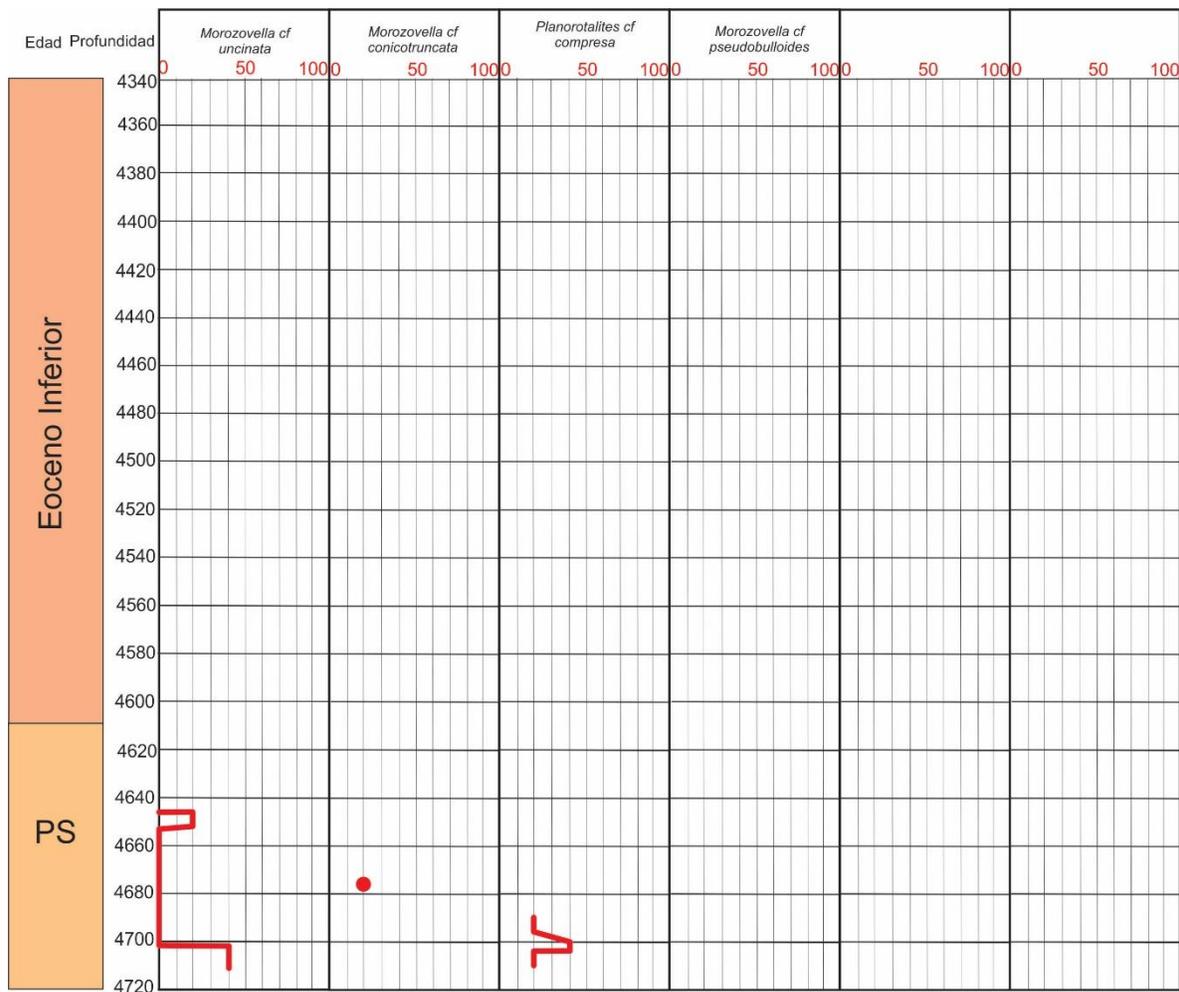


Figura 4.40. Abundancia de especies en el Paleoceno.

## CARACTERIZACIÓN GENERAL BIOESTRATIGRÁFICA

De acuerdo al análisis de abundancias que se realizó al pozo 3B, se definieron patrones de distribución que las especies presentan. Iniciando con el fósil índice del Paleoceno, *Morozovella velascoensis* su abundancia no es tan elevada, si no que se pueden encontrar pocos especímenes en la cima, si no es posible encontrar este fósil, se debe prestar cuidado algunos fósiles que van bajando su abundancia al estar próximo a perforar el Paleoceno, tal es el caso de *Planorotalites sp*, *Globigerina sp*, *Morozovella sp* y *Pseudohastigerina micra* que

truncan presencia antes del tocar el Paleoceno y caso contrario es del comportamiento de *Planorotalites cf pseudomenardii*, *Globigerina cf triloculinoides*, *Planorotalites cf pusilla pusilla* que aparecen en la cima del Paleoceno y rápidamente bajan su abundancia en niveles inferiores o bien de *Morozovella cf acuta* que solamente tiene presencia en la cima del Paleoceno. Otro comportamiento encontrado es de especies que se manifiestan en la cima del Eoceno Inferior, después todo el Eoceno Inferior se mantienen ausentes y en la cima del Paleoceno vuelven a aparecer tal como *Morozovella cf subbotinae* .

La especie *Planorotalites pseudomenardii*, su primera aparición se encuentra muy cerca del límite Paleoceno-Eoceno, no obstante este espécimen se puede encontrar en la cima del Paleoceno, acompañando la presencia de la especie *Morozovella velascoensis* en cantidades raras, por lo que si no se encuentra *Morozovella velascoensis*, un primer indicativo de la entrada del Unidad Paleoceno sería encontrar esta especie.

## **BIOFACIES**

Tomando en cuenta las litofacies del pozo 3B se identificaron los fósiles índice que se encuentran en cada una de ellas, con el propósito de ayudar en la identificación de cada litofacie (4.41).

### **BIOFACIE FE1**

Los fósiles índice que caracterizan a esta facie son: *Acarinina broedermanni* con mayor abundancia, en menor concurrencia *Acarinina soldadoensis soldadoensis*, *Acarinina soldadoensis angulosa*, *Morozovella subbotinae* y *Morozovella formosa formosa*.

### **BIOFACIE FE2**

Sigue presente *Acarinina soldadoensis soldadoensis*, solo que en menor abundancia que en la facie FE1, de la misma manera *Acarinina soldadoensis*

*angulosa*, la cual termina su aparición en esta facie, *Planorotalites chapmani* es el mejor fósil índice para esta facie ya que dentro de la misma realiza su aparición y en el límite con la facie FP1 desaparece.

### BIOFACIE FP1

La facie más importante se caracteriza por contener a los fósiles índice, *Morozovella acuta*, *Morozovella velascoensis*, *Planorotalites pusilla pusilla*, *Planorotalites pseudomenardii*, *Globigerina triloculinoides* y *Morozovella angulata*, *Morozovella uncinata*.

### BIOFACIE FP2

Los dos fósiles índice que se distinguen en la facie son: *Morozovella conicotruncata* y *Planorotalites compresa retrabajados*.

### BIOFACIE FP3

De igual manera que en la facie FP2, se encuentra presente *Planorotalites compresa* aunque en este caso no es retrabajado y *Morozovella pseudobulloides*.

Litofacie		Biofacie
Eoceno Inferior	FE1	<i>Acarinina broedermanni</i> , <i>Acarinina s. soldadoensis</i> , <i>Acarinina s. angulosa</i> , <i>Morozovella subbotinae</i> , <i>Morozovella f. formosa</i> .
	FE2	<i>Acarinina s. soldadoensis</i> , <i>Acarinina s. angulosa</i> , <i>Planorotalites chapmani</i> .
	FE3	
Paleoceno	FP1	<i>Morozovella acuta</i> , <i>Morozovella velascoensis</i> , <i>Planorotalites p. pusilla</i> , <i>Planorotalites pseudomenardii</i> , <i>Globigerina triloculinoides</i> y <i>Morozovella angulata</i> , <i>Morozovella uncinata</i> .
	FP2	<i>Morozovella conicotruncata</i> , <i>Planorotalites compresa retrabajados</i> .
	FP2-1	
	FP3	<i>Planorotalites compresa</i> y <i>Morozovella pseudobulloides</i> .
	FP4	

Figura 4.41. Litofacies y biofacies del Paleoceno y Eoceno Inferior.

### **4.3. ELECTROFACIES.**

#### **4.3.1. RESPUESTAS ELÉCTRICAS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.**

En este apartado se presenta el comportamiento de los registros geofísicos básicos de tiempo real (Rayos gamma y resistivo), con ellos se pretende dar a conocer la respuesta de cada registro de acuerdo a la litología presente en cada intervalo estratigráfico cuando se está perforando la unidad Paleoceno o bien se está próximo a perforar.

Para el control estratigráfico de los registros geofísicos se utilizó la información bioestratigrafica, mediante la cual quedaron bien definidos los paquetes rocosos y su comportamiento. Una vez con las cimas cargadas en el software Petrel y tomando en cuenta el espesor de cada unidad estratigráfica en la zona de estudio, se procedió a su descripción.

#### **CAMPO ESIA 1**

##### **Pozo 1**

Registro de rayos gamma

El registro de rayos gamma tomado en el pozo 1 (*Figura 4.42*), en el intervalo del Eoceno Inferior (4125 a 4365 m de profundidad), exhibe valores entre 27 y 48 unidades API. En la parte superior se encuentran los valores altos, 40-43 API, conforme se profundiza la columna estratigrafica tiende a disminuir los valores, llegando a valores de 29 API en la profundidad de 4200 m, seguidamente vuelve a incrementar a valores de 48 API, estabilizandose estos valores hasta los 4250 m, en donde empiezan a decrecer, llegando a tener los valores mas bajos de 27 API, misma tendencia es continua hasta la cima del Paleoceno Superior. Es de llamar la atención dos incrementos en el registro rayos gamma previo a la cima del Paleoceno, en la que la tendencia se interrumpe, el primer incremento a 4339 m y contempla un espesor de 10 m, con valores de 40 API, el segundo mas pequeño con los mismos valores API a 4357 m con tan solo un espesor de 4 m.

En la entrada del Paleoceno, el registro cambia sus valores de 31 API a 53 - 55 API, conservando una estabilidad hasta los 4390 m en donde decae a 41 API y posteriormente comienza un incremento gradual hasta llegar a valores de 85 API a 4453 m, consecutivamente inicia a decrecer hasta la cima de la unidad Brecha en donde presenta valores de 54 API.

Cabe destacar que de acuerdo al registro rayos gamma, la unidad Eoceno Inferior se comporta con menores porcentajes de rayos gamma en comparación con la parte superior del Paleoceno. En particular en este pozo la cima de la unidad Paleoceno se infiere mediante el comportamiento del registro rayos gamma, cuando detecta un incremento de sus valores, en contraste con los valores que en todo el Eoceno Inferior no se tienen.

#### Registro de resistividad

En cuanto a los valores de la resistividad (*Figura 4.42*) en el Eoceno Inferior, los rangos van de 0.7 ohm-m hasta valores de 3.10 ohm-m, en general los valores en la unidad se mantienen estables, en la parte superior de valores de 0.92 ohm-m mantiene una tendencia a incrementarse, alcanzando los valores mas altos a los 4200 m, seguidamente tiende a bajar, ya a los 4298 m se invierte la tendencia y sube a valores de 1.41 ohm-m, presentando en la cima del Paleoceno 4.92 ohm-m y es justamente en este punto en donde inicia una ligera tendencia a bajar, llegando a estabilizarse en 2 ohm hasta los 4428 m, en donde empieza el aumento de lo que seran las resistividades Mesozoicas.

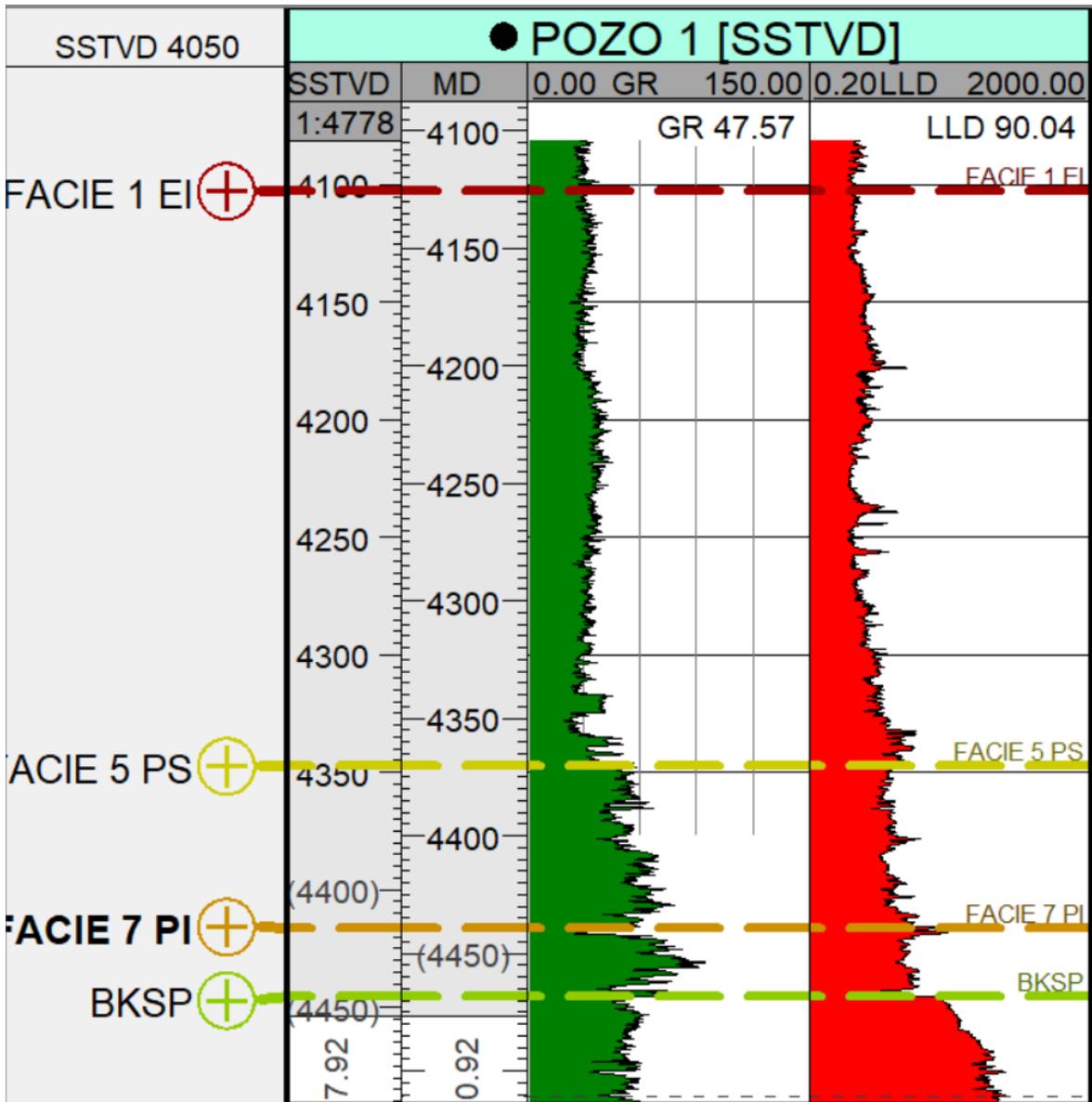


Figura 4.42. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo 1.

## Pozo 2

### Registro de rayos gamma

Respecto al comportamiento del registro de rayos gamma (*figura 4.43*) en el Eoceno Inferior es muy similar que el que presenta el pozo 1, aunque con valores más altos, entre 42 y 82 grados API, en la parte superior presenta valores de 65 a 70 grados API, posteriormente tiende a bajar y a la profundidad de 4185 alcanza su valor más bajo de 27 API, aunque aumenta ligeramente, su tendencia a la baja no cambia es a los 4230 m en donde sube a valores de 63 y 75 API para mantenerse estable hasta la cima del Paleoceno en donde nuevamente comienza a decaer. En la cima del Paleoceno los valores son de 68 API, no se reflejan cuerpos que tengan mayores valores previo a la cima, no obstante, la cima se encuentra justamente 20 m por debajo en donde se ve la disminución de los valores representantes del Eoceno Inferior. Específicamente en la unidad Paleoceno los valores de rayos gamma son más bajos que los observados en el Eoceno Inferior, presentando valores entre 17 y 38 API.

### Registro de resistividad

El registro de resistividad (*Figura 4.43*) de manera generalizada, el comportamiento que muestra en este pozo en el Eoceno Inferior, tiene una cierta simetría respecto al pozo 1, con valores de entre 0.76 – 5.40 ohm-m; en la parte superior e inferior se tienen los valores más altos, teniendo en la parte media la disminución, lo que crea una especie de media luna. En la cima del Paleoceno los valores son alrededor de 4 ohm-m, la tendencia que muestra el Paleoceno es a tener una disminución de los valores, aunque no tan marcada.

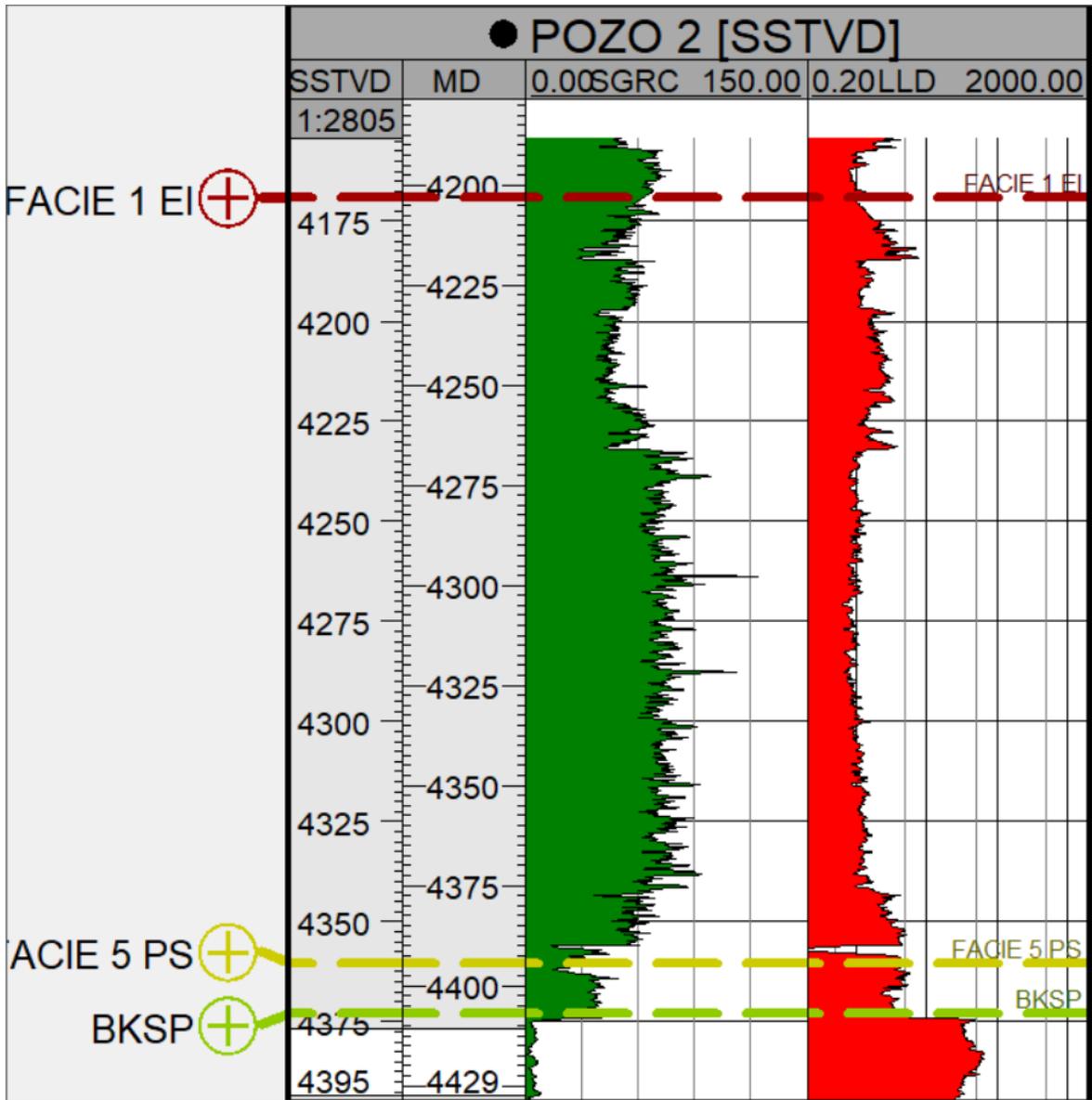


Figura 4.43. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo 2.

Es de llamar la atención la expresión que guarda este registro en la cima del Paleoceno, donde alcanza su nivel más alto respecto al incremento que inicia a la profundidad de 4342 m.

## **Interpretación general del campo.**

Como se observó en la *figura 4.42*, en el pozo 1 la unidad Paleoceno muestra un incremento de los valores de rayos gamma con respecto al Eoceno Inferior, con este incremento es fácilmente diferenciar la unidad, sin embargo el patrón no se encuentra en todo el campo, en el pozo 2 el incremento de los rayos gamma registrado en el pozo 1 no está presente, si no que al contrario en la unidad Paleoceno se registra una disminución de los valores, además de que el espesor del Paleoceno en este último pozo es muy pequeño. En el caso de comportamiento del registro resistivo, si existe un patrón definido que caracteriza la unidad Paleoceno, ya que la cima se encuentra dentro de una zona que presenta un incremento de los valores presentes en todo el Eoceno Inferior, posterior a un comportamiento de media luna.

## **CAMPO ESIA 2**

### **Pozo 3**

#### Registro de rayos gamma

En el intervalo del Eoceno Inferior (4273 a 4471 mvbnm) presenta valores entre 23.49 y 56.35 unidades API. En su parte media se encuentran los valores más altos, representando una curva con picos en estas zonas intermedias, la tendencia a la baja se mantiene desde las partes medias, por lo que al llegar a la cima del Paleoceno prácticamente se mantiene el patrón (*Figura 4.44*). Un comportamiento importante se encuentra en el Paleoceno, 40 metros infrayacendo la cima, aquí el registro incrementa sus valores hasta presentar 78 unidades, mismos que se mantienen hasta la cima de la Brecha-Cretácico Superior Paleoceno.

#### Registro de resistividad

En cuanto a este registro, su comportamiento no es muy destacado en la cima del Paleoceno, no obstante 14 metros infrayacendo este límite, el registro incrementa

notablemente sus valores hasta exhibir valores de 98 ohm-m, después baja en un pequeño espesor para posteriormente revelar valores relativamente similares a los que presenta la unidad Brecha aunque tendientes a bajar, caso contrario que se presenta en la cima BKSP (Figura 4.44).

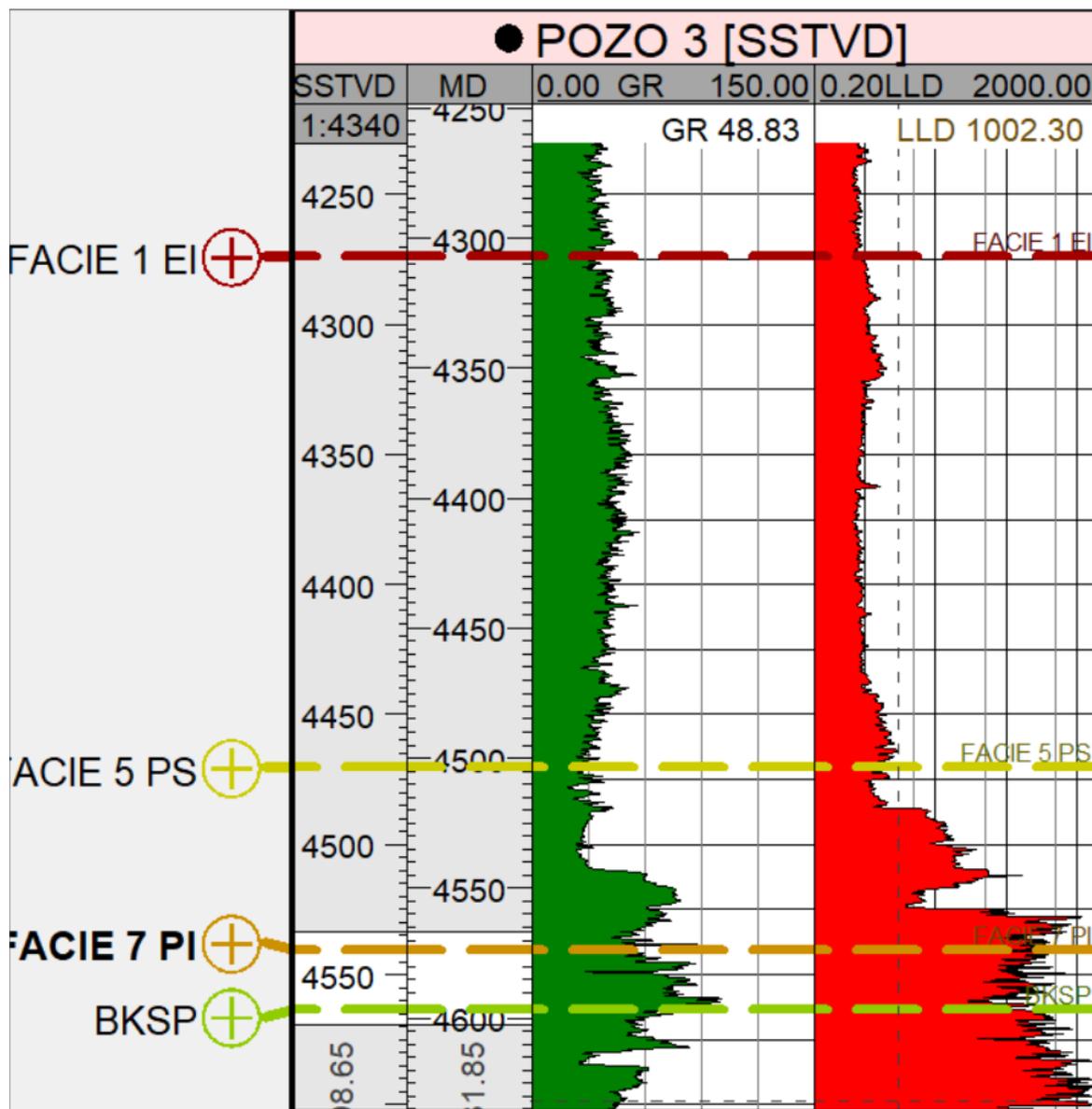


Figura 4.44. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo 3.

## Pozo 4

### Registro de rayos gamma

En el Eoceno Inferior el registro de rayos gamma no presenta mucho cambio respecto al comportamiento que mostro el pozo 3, presenta valores entre 30 y 60 unidades API de la misma forma en la unidad Paleoceno el ligero incremento que presenta se evidencia para llegar hasta 78 unidades API, aunque en el pozo 3 la base del Paleoceno muestra valores de 93, más altos que los que muestra este pozo, que solo logra tener 70 unidades API, no obstante el patrón del Eoceno y Paleoceno son muy similares (*Figura 4.45*).

### Registro resistivo

Respecto al comportamiento que muestra en el Eoceno Inferior es totalmente similar al que presenta el pozo 3, con dos incrementos en la cima, el primero alcanza 1.40 ohm-m y el segundo 1.89 ohm-m, para posteriormente realizar la media luna que culmina en la cima del Paleoceno. Ya en el Paleoceno en comparación con el registro del pozo 3, la diferencia es que no muestra un incremento considerable de resistividades como lo hace la unidad Paleoceno en el pozo 3 a 14 m infra yaciendo la cima (*Figura 4.45*). Los valores que se encuentran en el Paleoceno para este registro oscilan entre los 1.17 a 20.18 ohm-m.

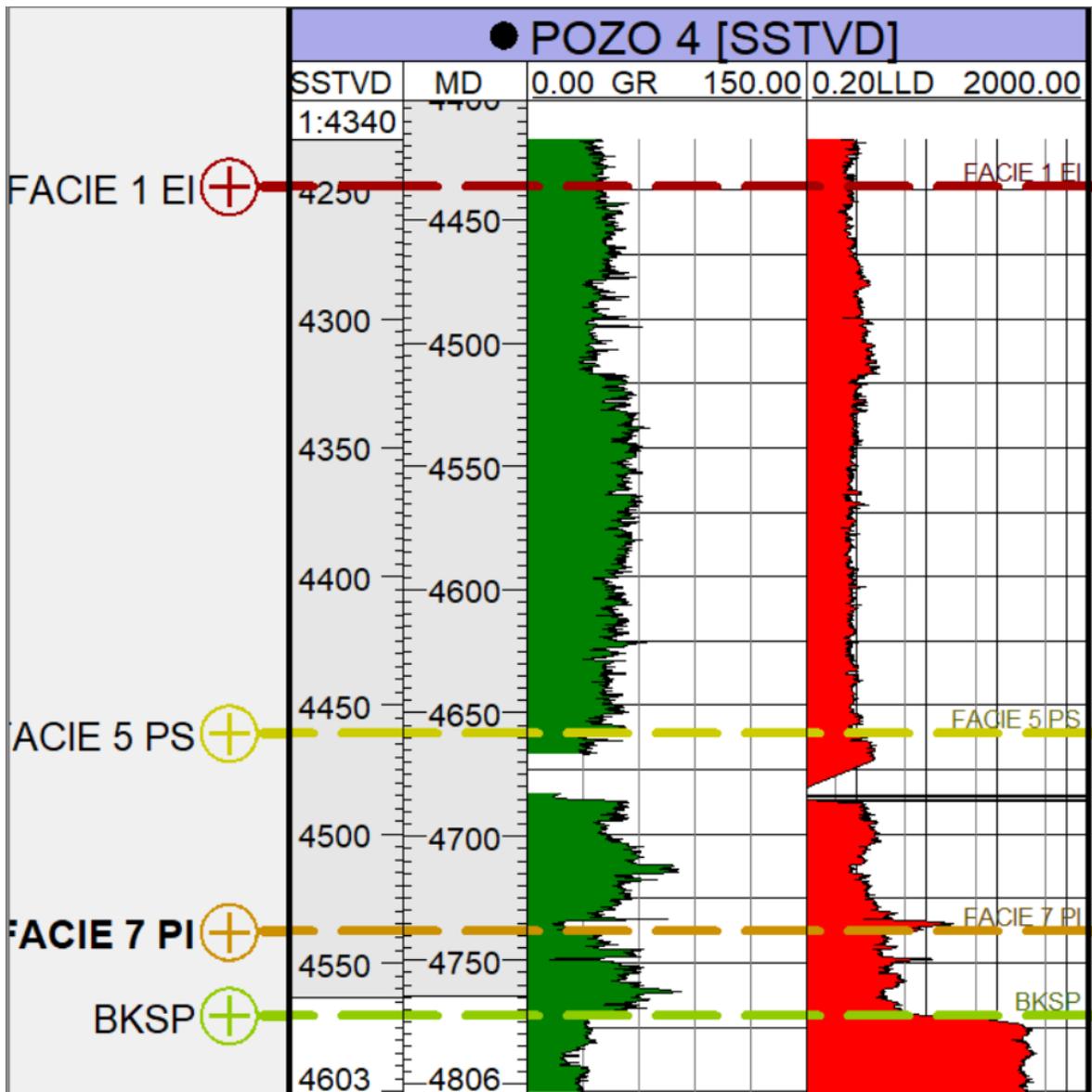


Figura 4.45. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo 4.

#### Interpretación general del campo.

Probablemente el campo se comporte de manera homogénea en el Eoceno Inferior, ya que los patrones de comportamiento coinciden en su mayoría, sin embargo la saturación de fluidos o algún cambio en la compactación o litología misma sería la causante de que en el Paleoceno se observe un ligero cambio entre los dos pozos, en particular en el registro resistivo.

## CAMPO ESIA-3

### Pozo 5

#### Registro de rayos gamma

En la unidad Eoceno Inferior el registro presenta valores entre 28 y 40 unidades API, los valores mas altos se encuentran en la parte superior de la unidad y conforme se profundiza la columna, el registro disminuye sus valores. Cabe destacar que el registro carece de información en la parte mas inferior de la unidad, por lo que se omite la descripción de su comportamiento en este intervalo, tomando en cuenta la tendencia y el comportamiento del registro en el pozo 6, posiblemente la tendencia a la baja se continúe en este intervalo. En lo que respecta a la unidad Paleoceno, los valores son un poco mas altos que los encontrados en el Eoceno Inferior, un comportamiento convexo conjuntamente con un incremento en la parte inferior delimitan la unidad Paleoceno, con valores de 28 API y en la parte central de 52 API, definiendo valores de 63 API el incremento en la parte inferior (*Figura 4.46*).

#### Registro de resistividad

El comportamiento que presenta este registro en el Eoceno Inferior, la columna de la cual se tiene registro simula formar parte de la media luna que en los otros dos campos se observan, aunque la tendencia a incrementarse para posteriormente disminuir se encuentra ausente, exhibe valores entre 0.85 y 1.24 ohm-m. La unidad Paleoceno muestra el patron concavo en donde la cima presenta valores entre 5.4 ohm-m tiende a bajar rapidamente y comienza nuevamente su incremento gradualmente para presentar en la base de la unidad valores nuevamente de 5.7 ohm-m (*Figura 4.46*).

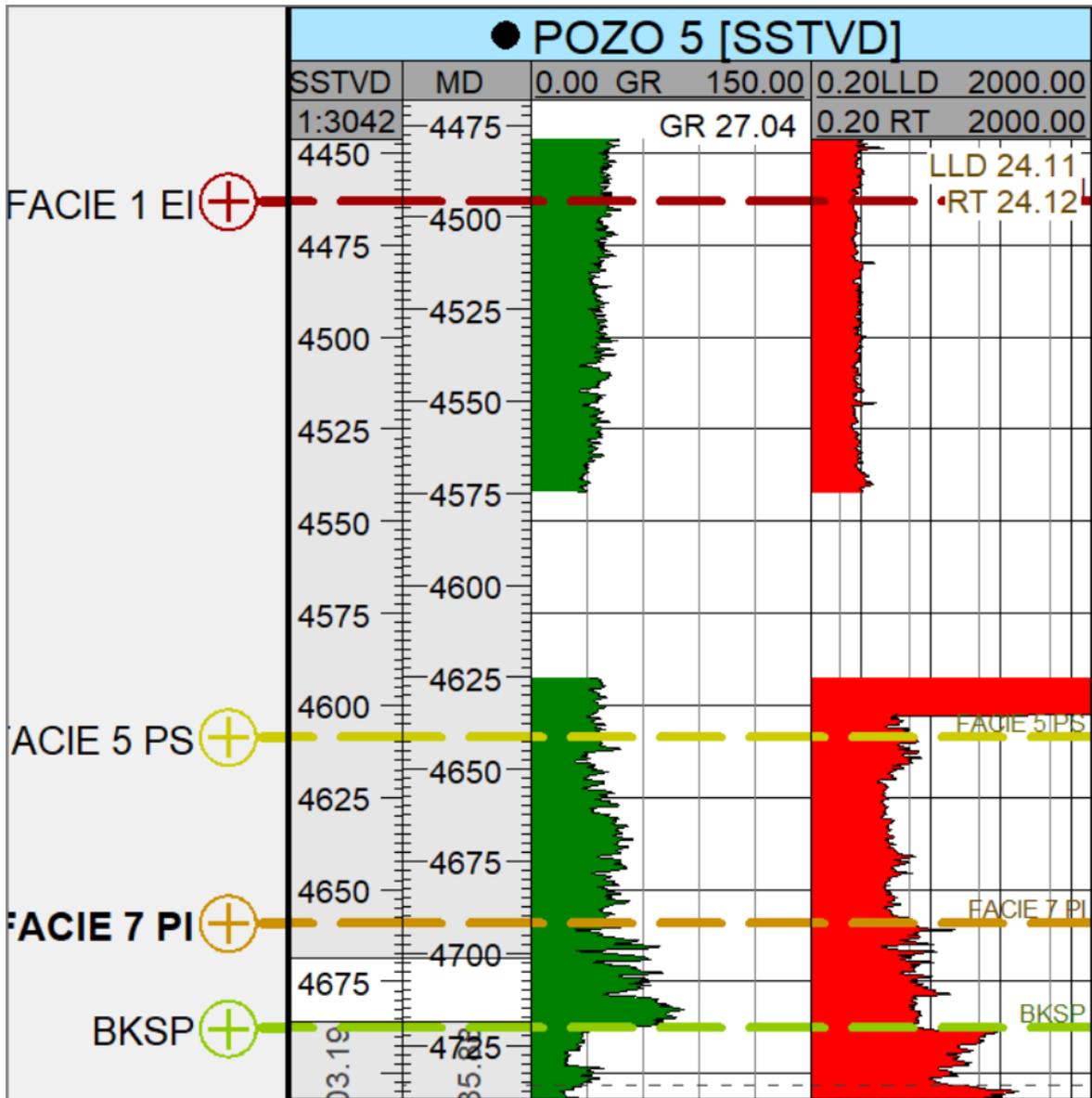


Figura 4.46. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo 5.

## Pozo 6

### Registro de rayos gamma

El comportamiento que muestra el registro (*figura 4.47*) en el Eoceno Inferior es una tendencia a la baja desde la cima de la unidad en donde presenta valores de 63 unidades API hasta llegar a valores cercanos a 50 API en la base de la unidad. El Paleoceno de manera similar al Eoceno Inferior mantiene una tendencia a disminuir sus valores, sin embargo a la profundidad de 4599 SSTVD cierra la tendencia a la baja en 32 unidades API e incrementa nuevamente a 50 API para descender y presentar valores de 40 API en la base de la unidad.

### Registro de resistividad

En referencia al registro de resistividad (*Figura 4.47*) presenta un comportamiento de manera similar a la que presentan los pozos en los otros dos campos, tanto en el Eoceno Inferior como en la unidad Paleoceno. En el Eoceno Inferior presenta el comportamiento de media luna con valores de 0.95 a 1.20 ohm-m y en la parte superior de la unidad un ligero aumento en los valores que alcanza los 2.14 ohm-m, en la parte inferior de la unidad expresa valores de 1.50 ohm-m, ya en el Paleoceno va incrementando sus valores gradualmente hasta que en la parte media alcanza valores de 7.25 ohm-m, seguidamente baja a 2.76 ohm-m y vuelve a incrementar gradualmente para llegar a 14 ohm-m en el límite con la unidad Brecha.

### **Interpretación general del campo.**

A pesar de que faltó información en gran parte de Eoceno Inferior en el pozo 5, se corroboró el comportamiento de los registros en tiempo real con las expresiones en el pozo 6, definiendo una tendencia a la baja en el registro rayos gamma y la media luna característica en el registro resistivo, sin embargo la unidad Paleoceno sí muestra ligeros cambios en lo concerniente al rayos gamma, ya que el patrón convexo exhibido en la parte superior en el pozo 5 no se muestra en el pozo 6, en lo que respecta comportamiento del pozo 6 cambia su comportamiento con lo que

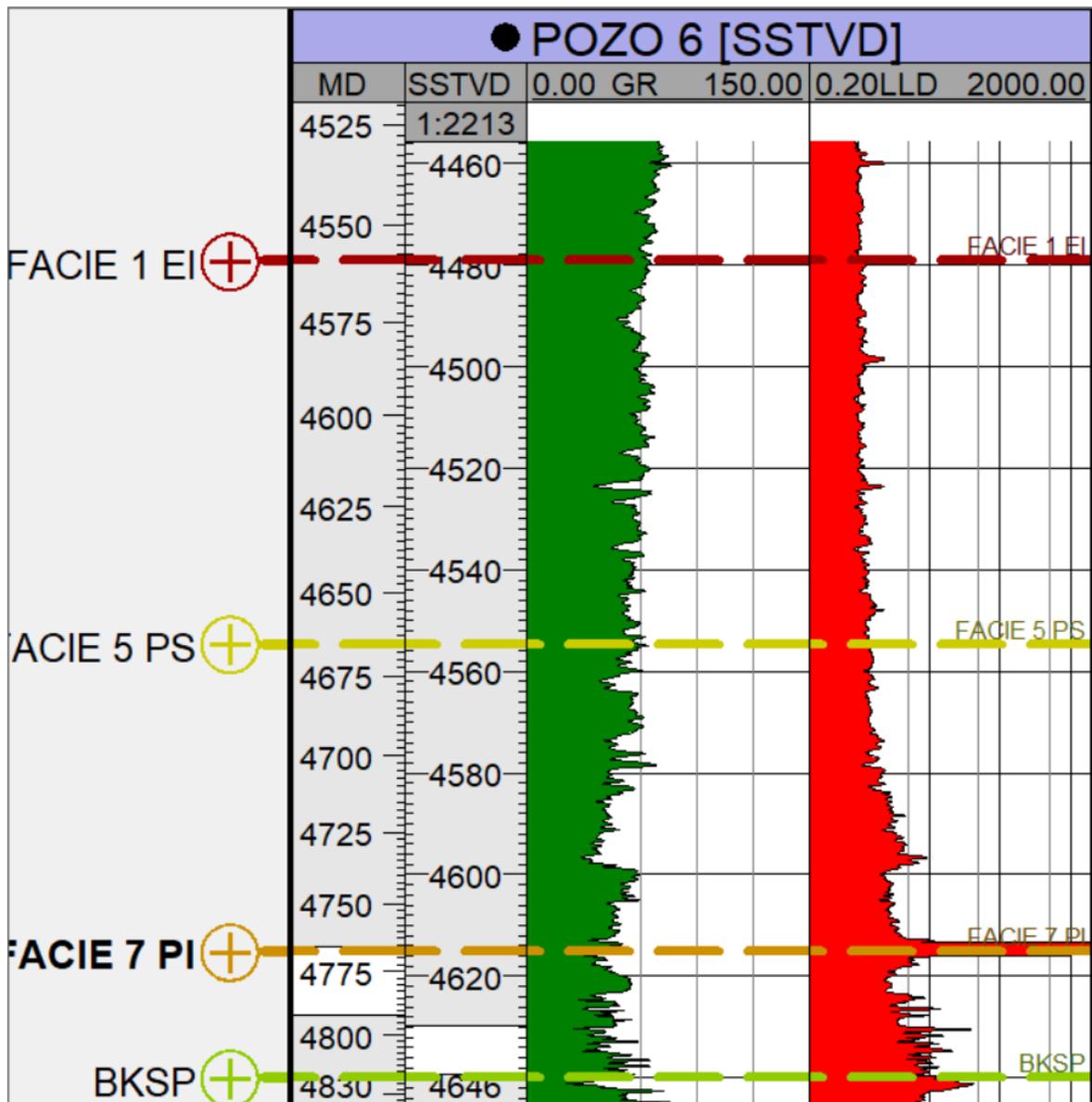


Figura 4.47. Registros de rayos gamma y resistivo del pozo 6.

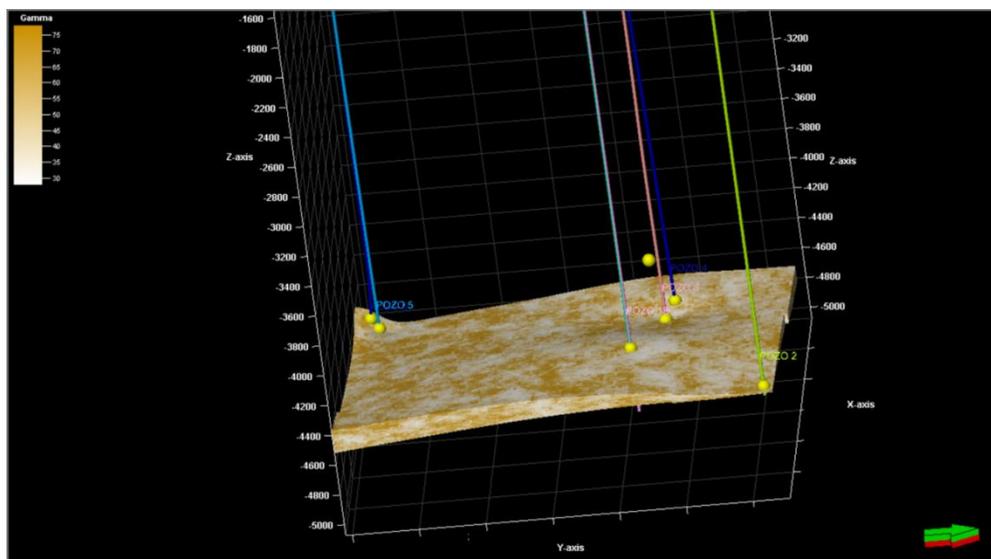
se observa en los otros dos campos, por lo que en base a estas apreciaciones se sugiere realizar un estudio de arcillosidad para ver la disposición en los tres campos y tomar en cuenta minerales radioactivos presentes que estén afectando por medio de abanicos submarinos presentes en estos ambientes sedimentarios.

## MODELADO REGIONAL DE REGISTROS GEOFISICOS.

Los registros principales de tiempo real, rayos gamma y resistivo se modelaron mediante el software Petrel con la intención de dar a conocer los valores presentes en las áreas circundantes a los 3 campos en la unidad Paleoceno y proveer información para guiar futuras perforaciones en tiempo real (*figuras 4.48-4.55*), cabe destacar que en cuanto al registro de rayos gamma no se presentan valores mayores a 80 unidades API, observándose valores bajos como los más usuales, respecto al registro resistivo también los valores que en su mayoría están presentes son valores bajos, aunque los valores altos son muy puntuales y no alcanzan más de un cuarto de toda la superficie.

### REGISTRO DE RAYOS GAMMA

En la vista hacia el oriente (*Figura 4.48*), los valores de rayos gamma en áreas que se sitúan al sur de los campos en estudio muestran valores limpios en contraste con las zonas que están alejadas de los campos en donde las franjas con colores oscuros de valores más altos se hacen presentes. En específico por la periferia del pozo 2, una zona queda marcada por valores altos entre 60 y 70 unidades API (*Figura 4.49*).



*Figura 4.48. Modelado regional del registro rayos gamma en los campos ESIA-1,ESIA-2 y ESIA-3, vista al oriente.*

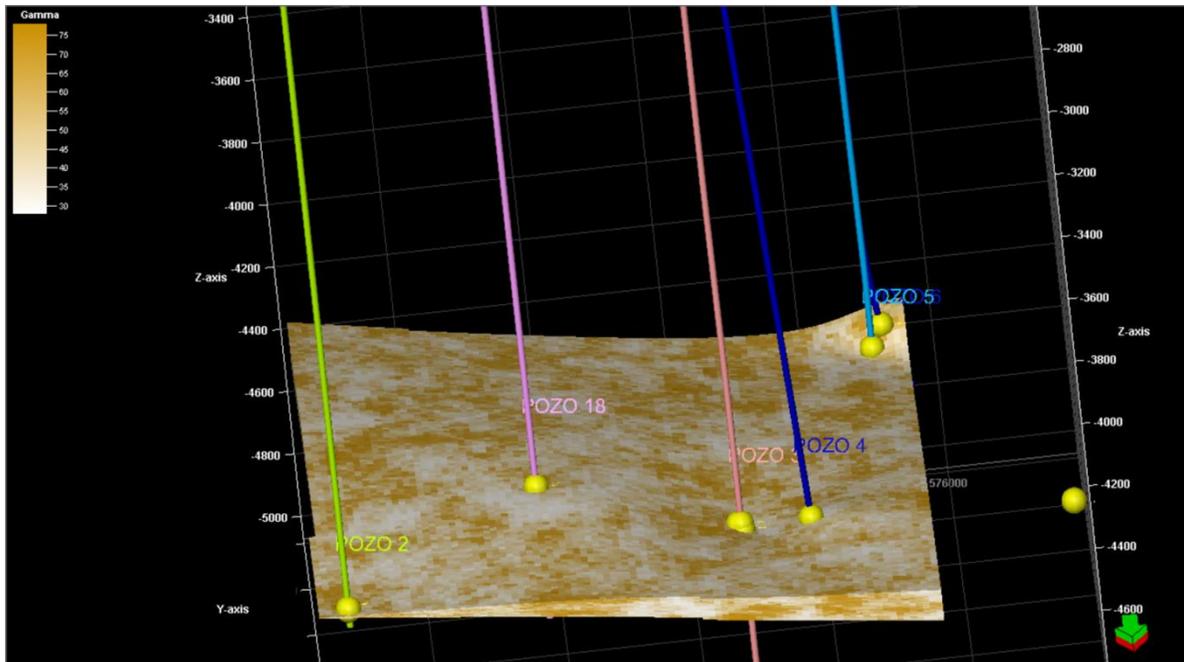


Figura 4.49. Modelado regional del registro rayos gamma en los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3, vista al norte.

Los valores en profundidad en la zona del campo ESIA-3 (figura 4.50) parece ser que se continúan los que están presentes en la cima, probablemente cuerpos litológicos muy bien definidos estén presentes como resultado de procesos geológicos de la zona, esta característica de la distribución de los valores no se vislumbra en todos los campos, al norte del pozo 2 si se desarrollan los patrones alineados pero no se extienden en toda la profundidad de la unidad Paleoceno.

La distribución en profundidad de valores de rayos gamma, entre los campos ESIA-1 y ESIA-3, se muestran en la sección dirigida SW-NE (figura 4.51). En el sector del campo ESIA-3, los valores son esencialmente altos en comparación con los que están presentes desde la parte media hasta el extremo del campo ESIA-1.

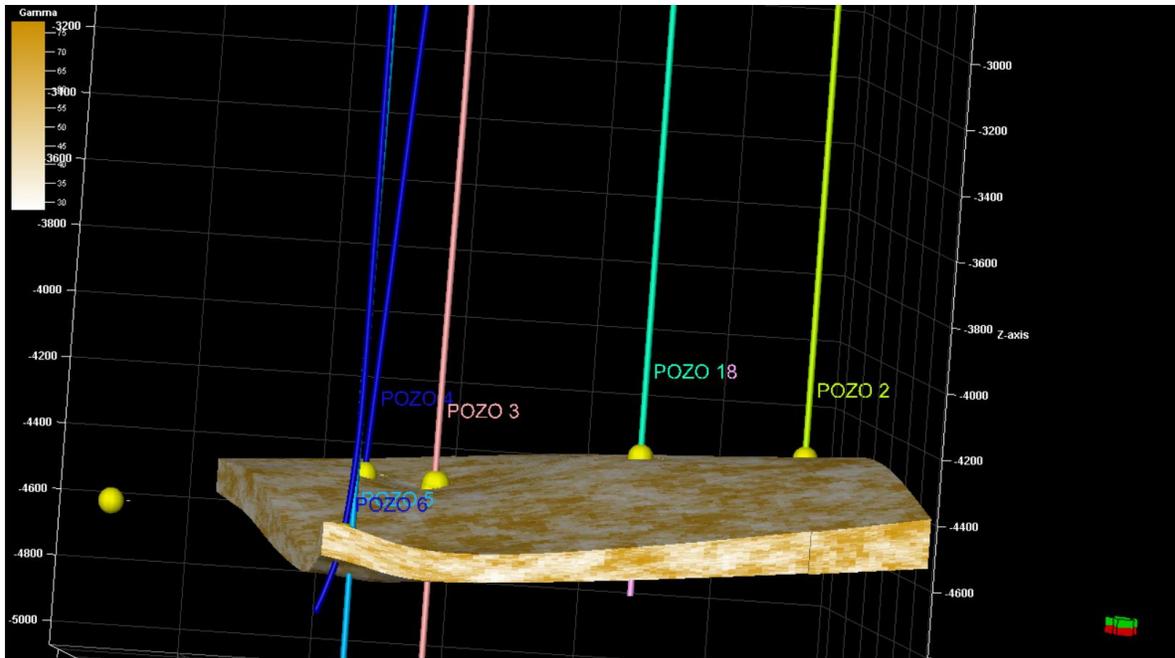


Figura 4.50. Modelado regional del registro rayos gamma en los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3, vista al sur.

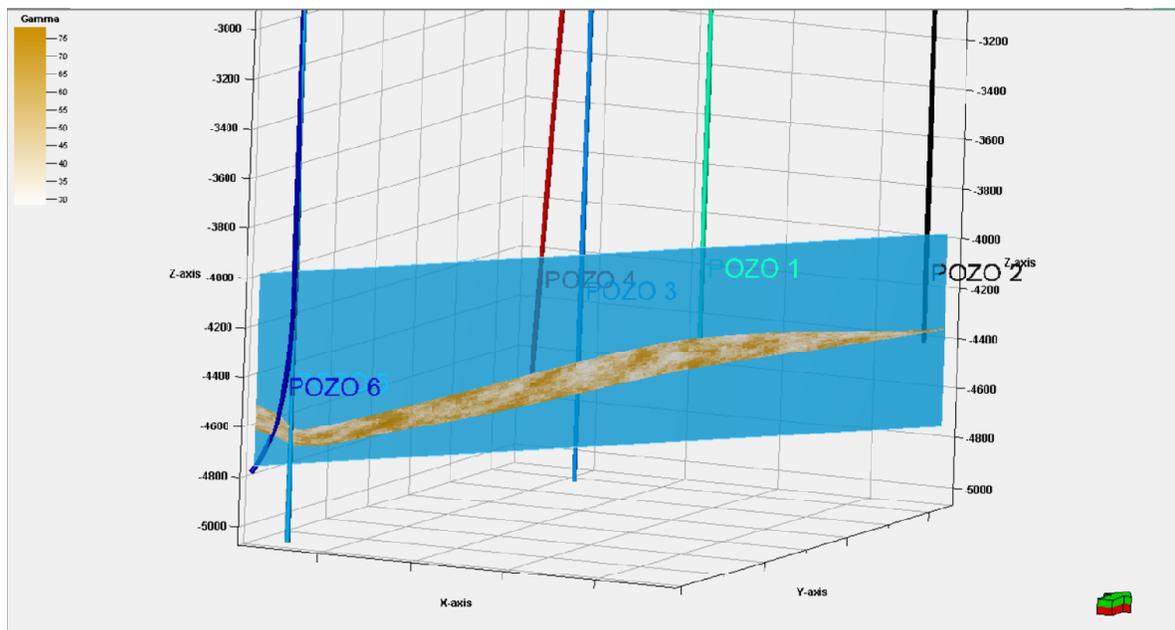


Figura 4.51. Sección en dirección SW-NE, en donde se pueden observar los valores de rayos gamma a través de los campos ESIA-3 y ESIA-1.

## REGISTRO DE RESISTIVIDAD

La distribución de los valores de resistividad en los tres campos, se presentan en las figuras (4.52-4.55), como es común en la zona, los valores altos de resistividad para el Terciario no son comunes, por lo que la mayoría son valores bajos, de esta manera en el campo ESIA-1 se concentra un mayor cantidad de valores altos (Figura 4.52).

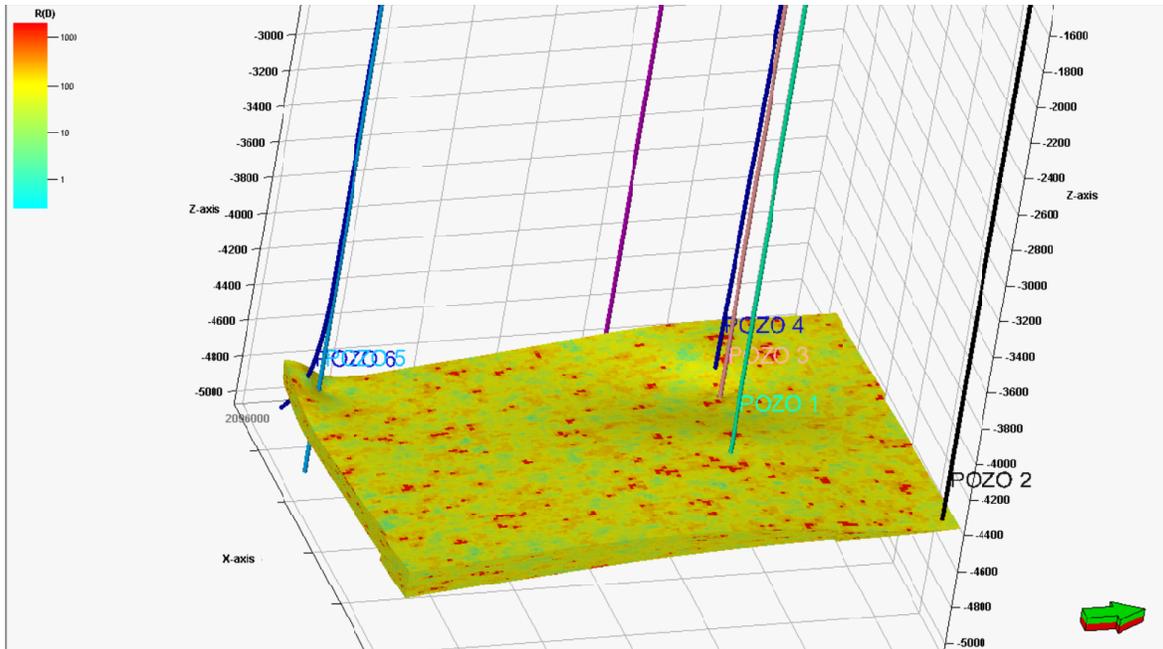


Figura 4.52. Modelado regional del registro resistivo en los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3, para la unidad Paleoceno.

Respecto al campo ESIA-2, la periferia del pozo 4 (Figura 4.53), muestra un área marcada con valores altos, lo que denota una de las características de algunos pozos, la resistividad tiende a incrementar sus valores, tal como lo hace en la unidad Brecha, con la discrepancia que los valores no son tan altos como en la Brecha. La confusión debe aclararse tomando en cuenta muestras e canal, así como registros complementarios disponibles.

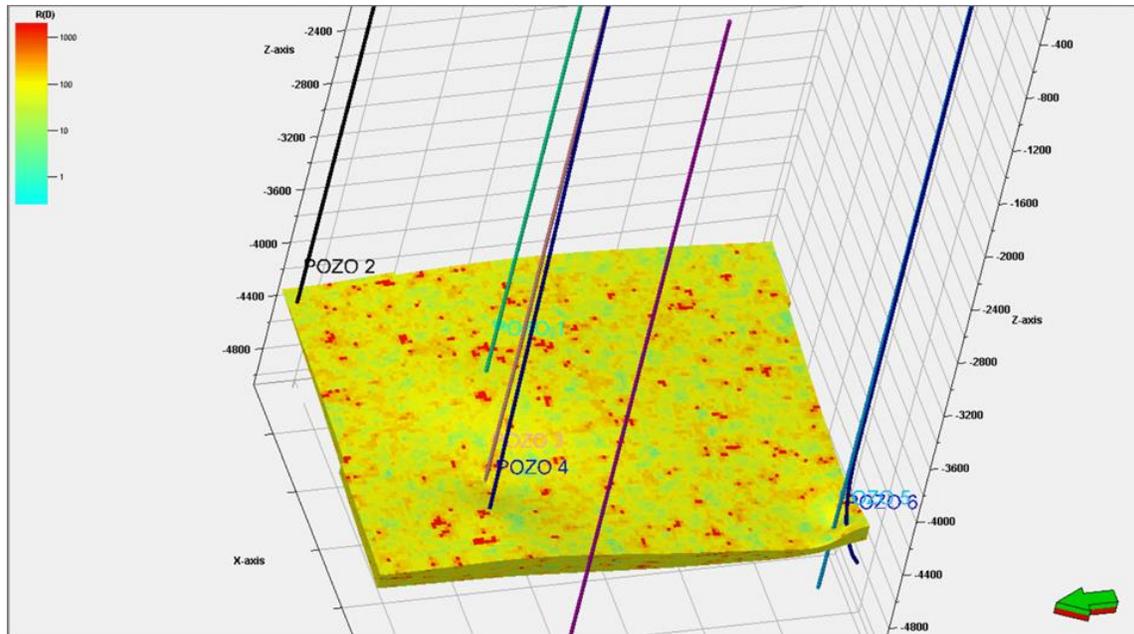


Figura 4.53. Modelado regional del registro resistivo en los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3, para la unidad Paleoceno.

Valores en profundidad en el campo ESIA-1 y ESIA-2 se distinguen en la sección con orientación SE-NW de la figura 4.54, los valores altos del campo ESIA-1 en su cima, también se hacen presentes en profundidad, disminuyendo hacia la porción que es ocupada por el campo ESIA-2.

En una sección adicional, ahora con dirección SW-NE (Figura 4.55), del campo ESIA 3 al campo ESIA-1, se exhibe la resistividad, puntualizando valores altos en el flanco SE del campo ESIA-1, conservándose homogéneo en las otras partes de la sección. La parte más inferior del Paleoceno muestra incrementos de valores en algunos sectores, tal es el caso específico del pozo 6, esto probablemente debido a presencia de litología más compacta, marcando de alguna manera las resistividades Mesozoicas.

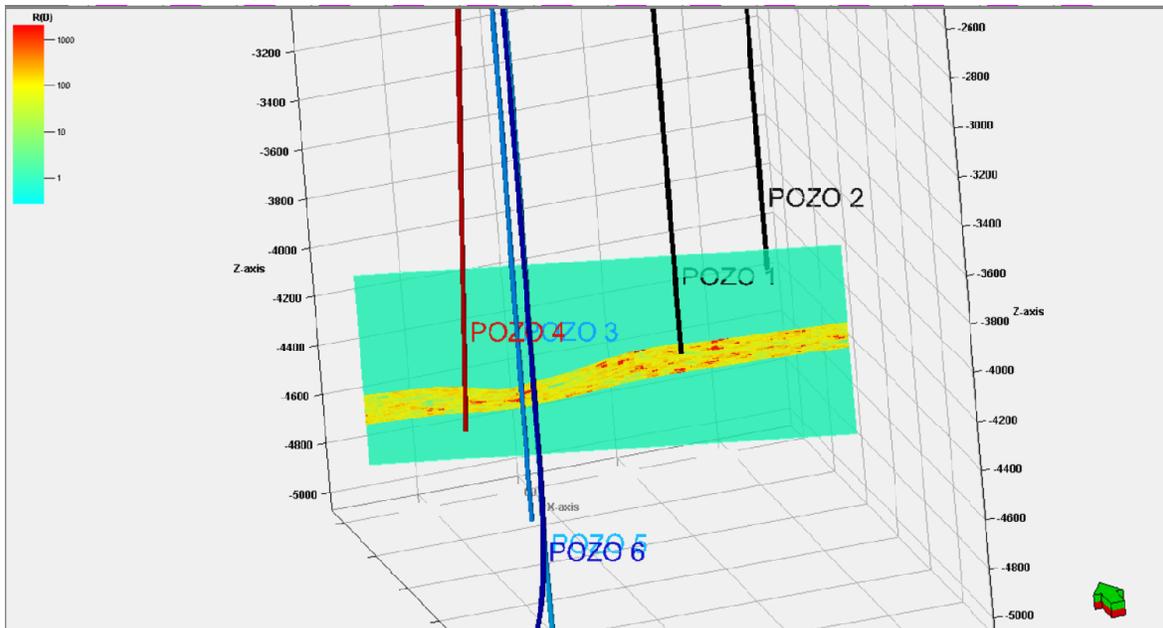


Figura 4.54. Sección en dirección SE-NW, específicamente en la parte norte en donde se encuentran los campos ESIA-1 y ESIA-2 mostrando valores resistivos en el Paleoceno.

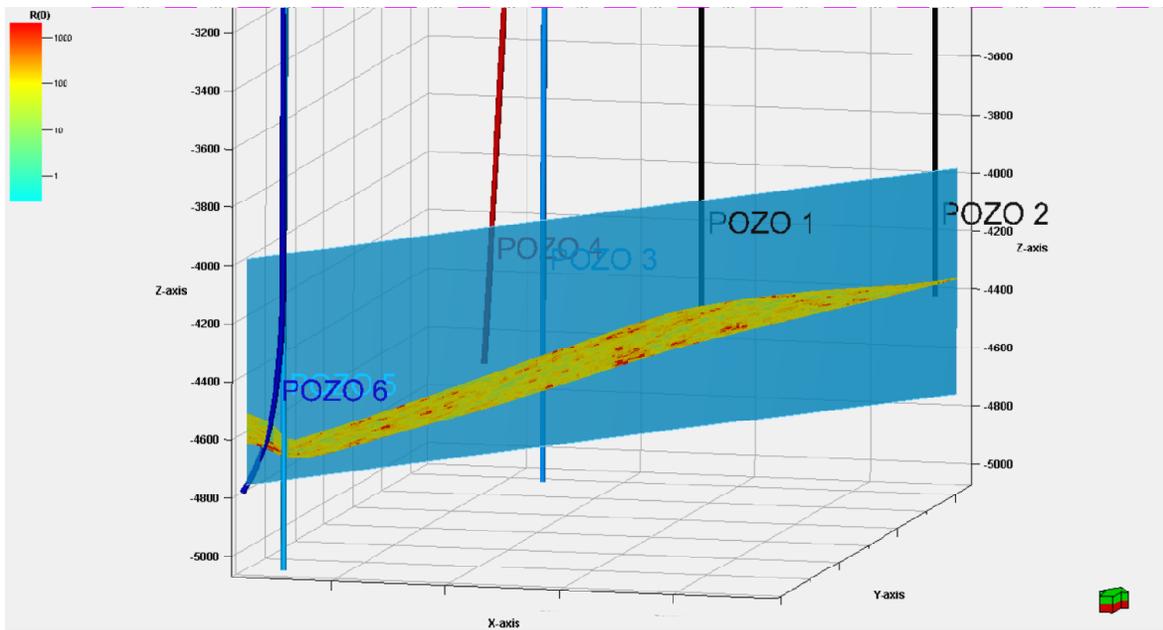


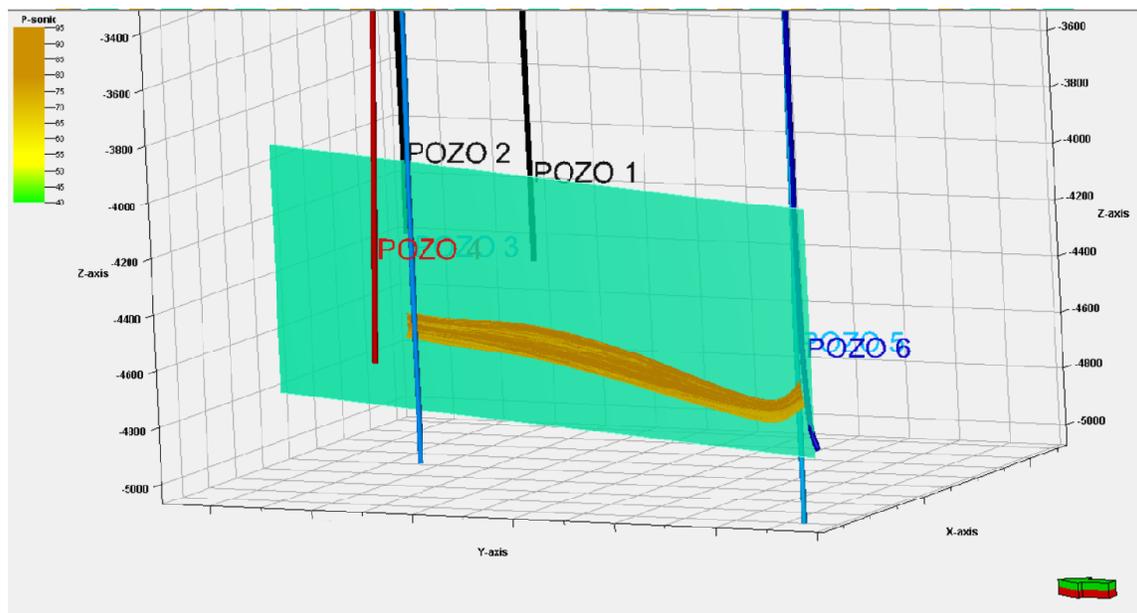
Figura 4.55. Sección en dirección SW-NE, enmarcando los valores de resistividad en la unidad Paleoceno.

## REGISTRO SÓNICO

El modelado de los valores del registro sónico provee un indicador adicional del comportamiento del tipo de roca presente en cada sector de los campos en cuestión, los colores claros indican roca del tipo de los carbonatos y areniscas, el color oscuro indica la presencia de rocas arcillosas.

Se presentan los valores en sección (*Figura 4.56*) y cima Paleoceno (*Figura 4.57*) con la finalidad de dilucidar la variación de litología que pudiese existir en cada campo tomando en cuenta el indicativo del registro sónico. La variación de litología dentro del Paleoceno también se puede apreciar en la *figura 4.58* la cual es tomada desde la parte este de los campos.

Respecto al comportamiento del Paleoceno en donde no está presente, tanto en el sector oriente del campo ESIA-1 y ESIA-3 y al norte de los campos ESIA-1 y ESIA-2 probablemente se deba al adelgazamiento que tiene la unidad hacia la porción del campo ESIA-1 en donde se ubica el Pozo 2, ya que a nivel de Paleoceno Inferior aun es más evidente la ausencia de la unidad (*Figura 4.59*).



*Figura 4.56. Sección que muestra valores del registro sónico en los campos ESIA-2 y ESIA-3, vista al oeste, a nivel de Paleoceno.*

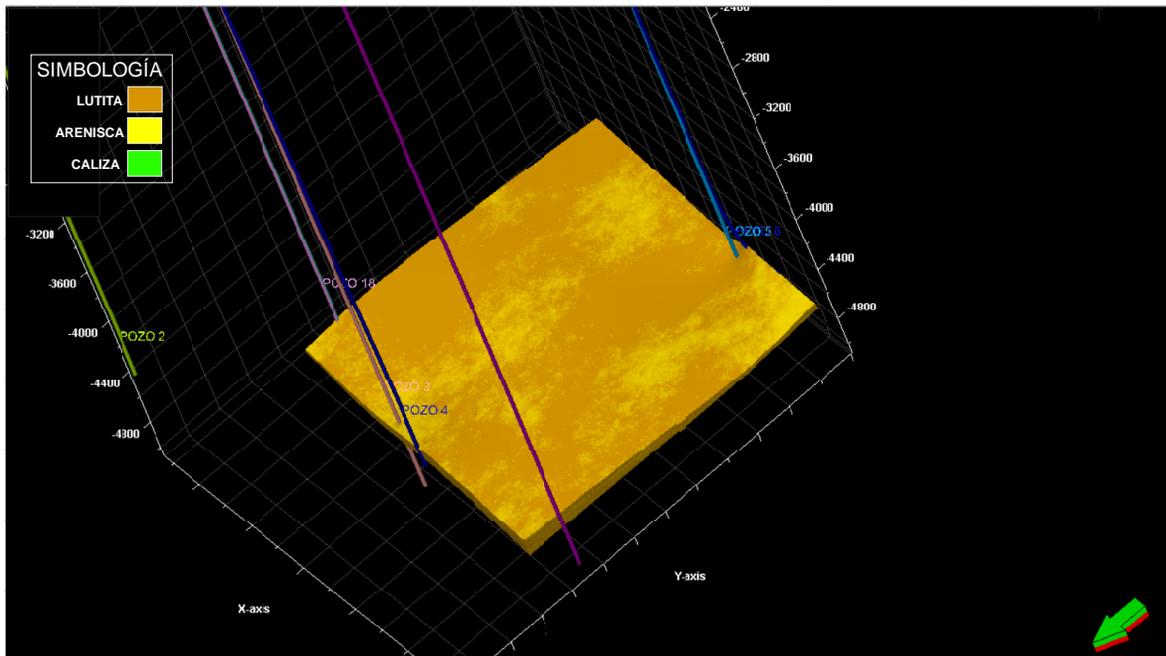


Figura 4.57. Modelado regional del registro sísmico en los campos ESIA-1, ESIA-2, ESIA-3, vista al SW, a nivel Paleoceno superior.

En la cima del Eoceno Inferior se percibe una mayor presencia de litologías con valores bajos de velocidad, aunque los valores altos de velocidad se incrementan bastante, dados los colores fuerte obscuro que presentan. Comparativo con lo que se muestra en la cima del Paleoceno (*Figura 4.57*) en donde los valores oscuros no son tan fuertes y aumentan ligeramente la presencia de valores bajos. El indicativo de que la unidad Paleoceno finge como una unidad más limpia que el Eoceno inferior, de cierta manera se coteja con la información sísmica y parece ser que si se cumple, no obstante en el análisis en profundidad del Paleoceno no detecta este patrón (*figura 4.58*), ya que no se ve la zona en el Paleoceno superior en donde se invierte la litología terrígena a carbonatada que en algunos pozos se identificó por medio de las descripciones litológicas de muestras de canal.

En la sección en donde se analizaron las respuestas eléctricas del registro rayos gamma, se identificó que en los pozos 1,3,3B Y 5 en el Paleoceno Inferior incrementan los valores de API respecto con el Paleoceno superior, mismo comportamiento se desglosa en el modelo de la *figura 4.58*.

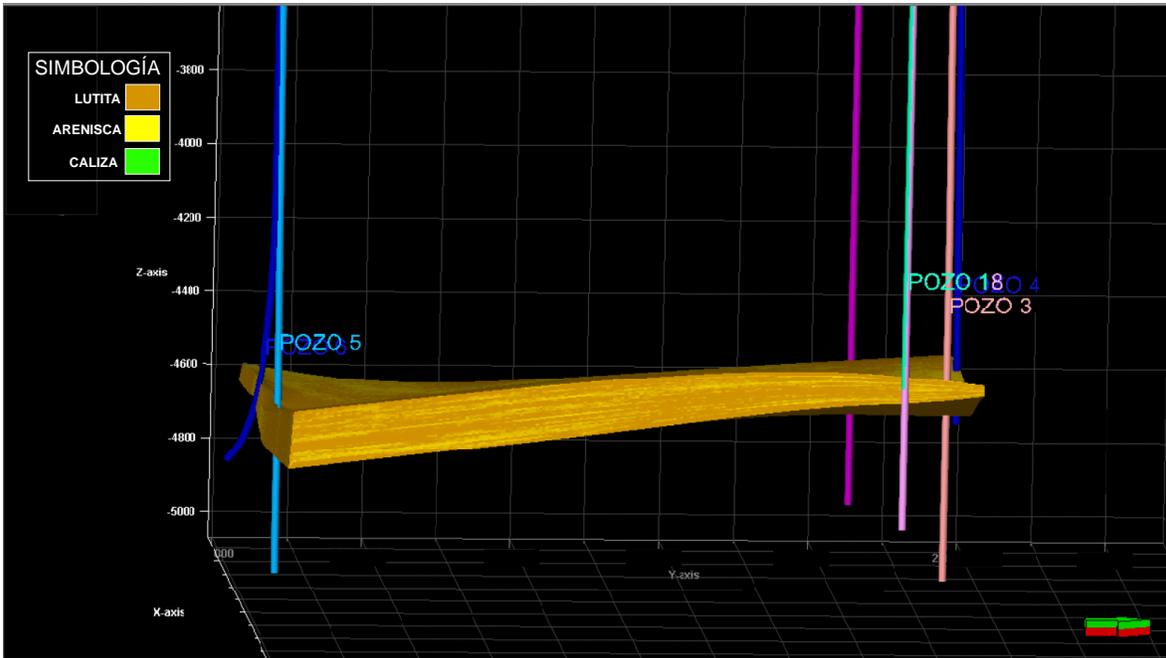


Figura 4.58. Modelado regional del registro sónico en los campos ESIA-1, ESIA-2, ESIA-3, vista lateral desde la parte Este de los campos a nivel Paleoceno superior.

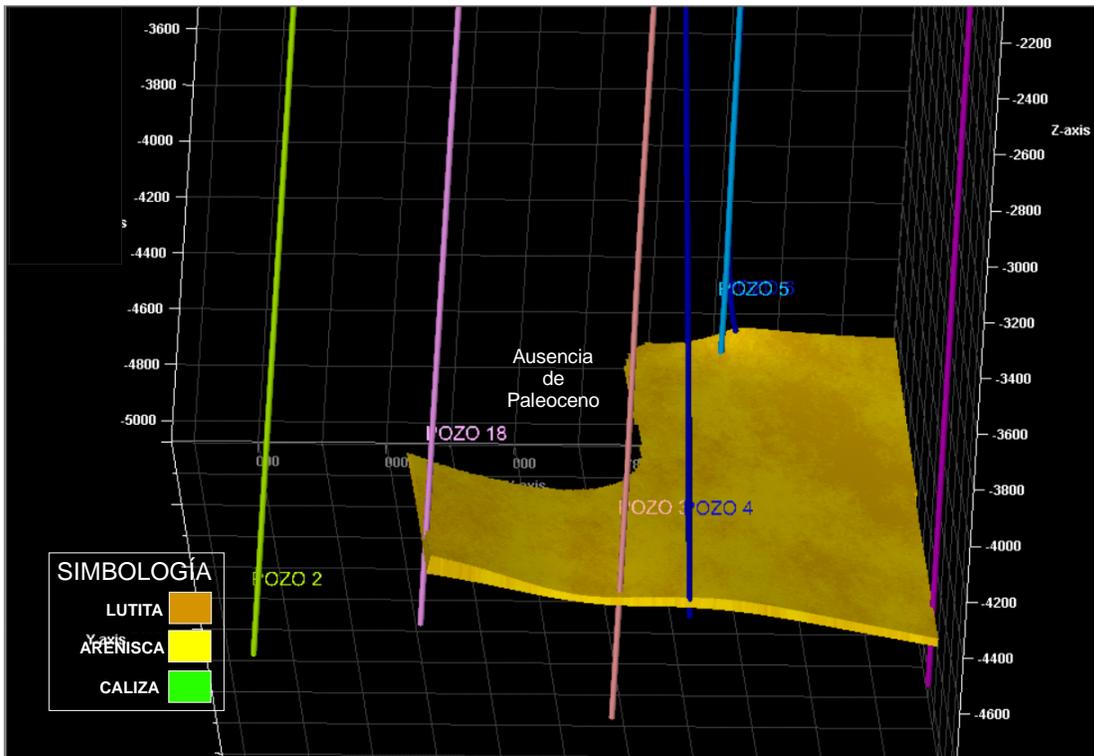


Figura 4.59. Modelado regional del registro sónico en los campos ESIA-1, ESIA-2, ESIA-3, vista norte de los campos a nivel Paleoceno Inferior.

En la caracterización de nuevas perforaciones, el análisis se puede hacer disminuyendo la escala de modelado de propiedades (Figuras 4.60 y 4.61), visualizando con mayor precisión las respuestas del registro cerca de la nueva localización o bien en un radio estimado en el que pueda existir variación en cuanto a condiciones geológicas (figura 4.60).

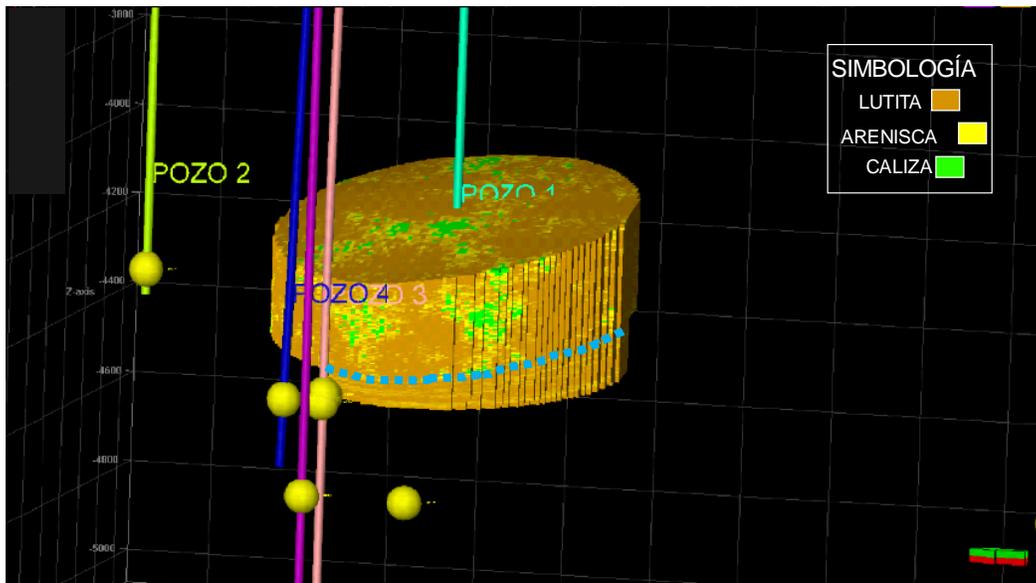


Figura 4.60. Modelado del registro sónico en un radio de 2 km a la redonda del pozo 1, delimitando la cima del Paleoceno en color azul.

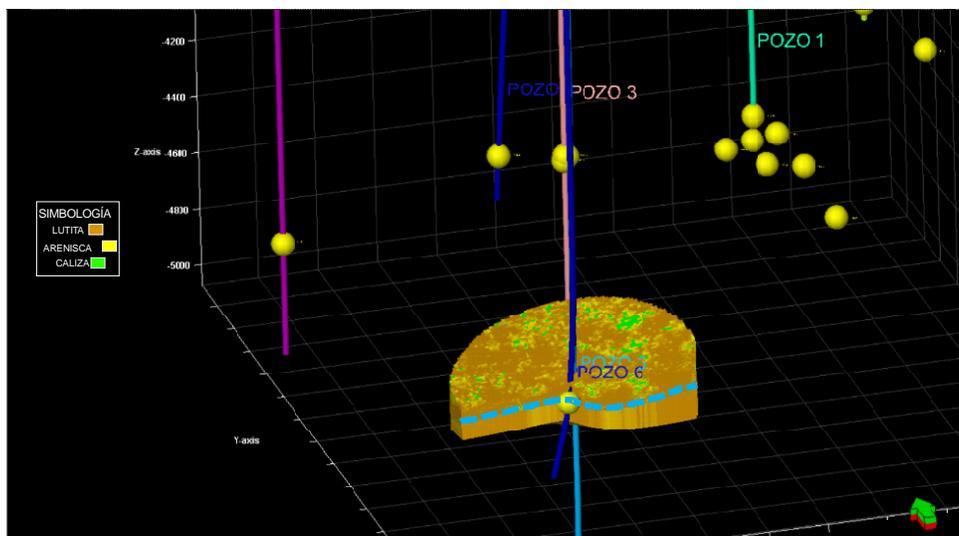


Figura 4.61. Modelado del registro sónico en un radio de 2 km a la redonda del pozo 1, delimitando la cima del Paleoceno en color azul.

## **ELECTROFACIES**

Se identificaron 7 electrofacies en las unidades Eoceno Inferior y Paleoceno, su extensión e identificación en los tres campos en estudio se puede observar en la correlación de la *figura 4.62*, la identificación de cada facie se realizó tomando en cuenta los dos registros de tiempo real (rayos gamma y resistivo).

### **ELECTROFACIE 1**

Conforma la parte superior del Eoceno Inferior en donde el registro rayos gamma tiene valores de entre 64 y 34 en la parte superior y gradúan a valores de alrededor de 23 unidades API en la parte inferior. De acuerdo a las marcas del registro rayos gamma, las cuales corresponden a respuestas granodecrecientes en los pozos 2,5,6 y 3B, patrones que indican un decremento en la litología calcárea o arenosa o bien cuerpos turbidíticos con material de grano grueso. En el caso de los pozos 1, 3 y 4 presentan respuestas granocrecientes hacia la cima y de igual forma granodecrecientes hacia la base, por lo que un aumento de sedimentación de grano fino hacia la parte central de la facie se puede discernir, aunque la tendencia granodecreciente en la cima es muy evidente. La facie se caracteriza en el registro resistivo por tener aumento en sus valores hacia la base, actuando como un punto de inflexión para la disminución de los valores resistivos en la facie 2.

### **ELECTROFACIE 2**

La facie 2 engloba la mayor parte del Eoceno Inferior, delimitando un comportamiento granodecreciente del registro de rayos gamma con valores de 40-50 API en la parte superior y 20-30 API en parte inferior. En el pozo 2, registra una variación de valores ya que los valores se mantienen relativamente constantes entre 60 y 70 API. En el pozo 5 no se observó la base de la facie debido a que el registro no cuenta con información en el intervalo en el que lograría identificar. En general la facie se compone de una litología más fina que la facie 1.

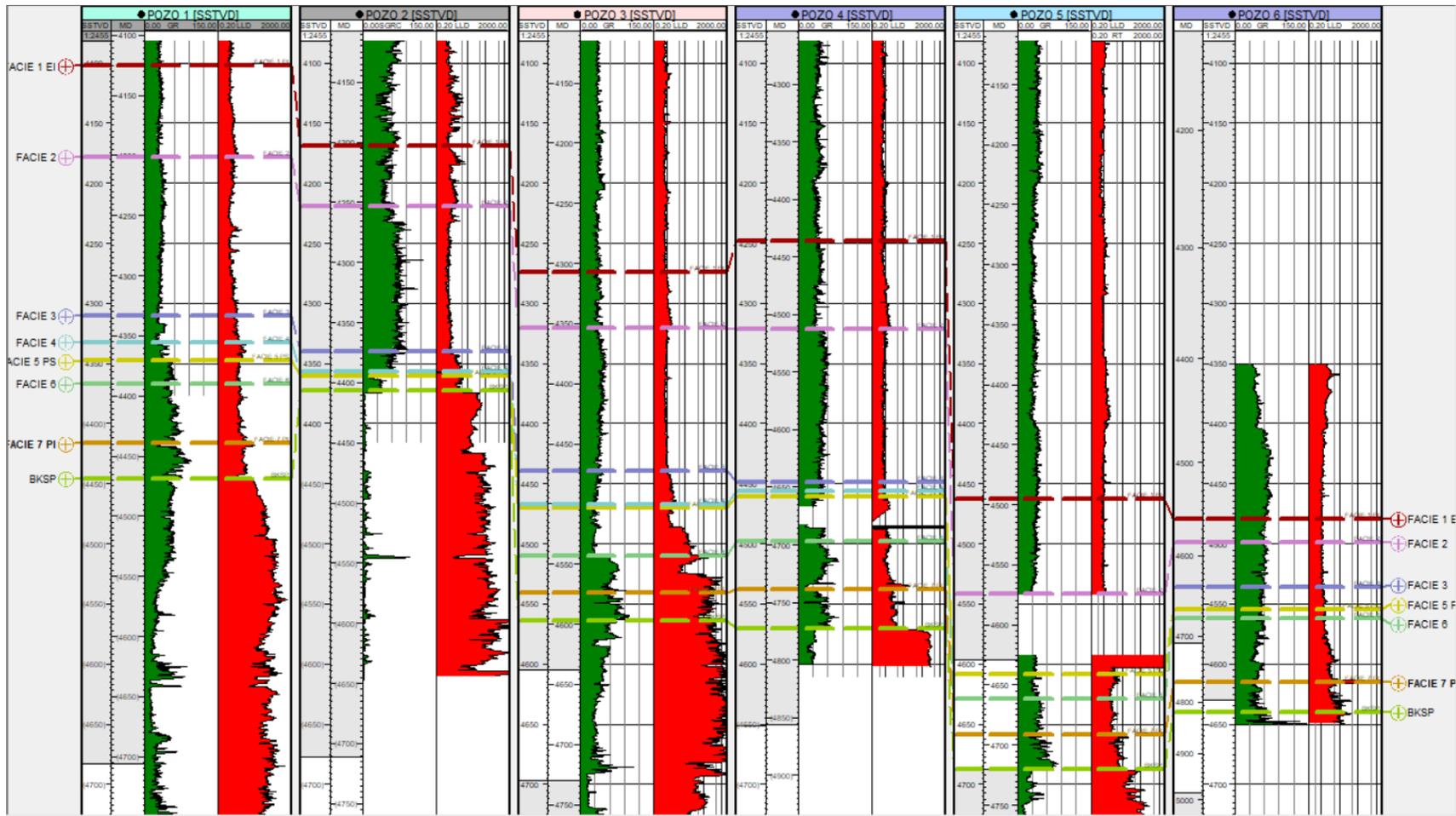


Figura 4.62. Correlación de las electrofacies.

### **ELECTROFACIE 3**

Una litología más gruesa que las facies 1 y 2 provoca que esta facie presente una conducta granodecreciente más evidente que la que se presenta en la facie 2, así mismo un aumento de los valores resistivos hacia la base permite diferenciar la facie, este incremento no debe confundirse con el incremento que se presenta en la facie 5, puesto que en este último el comportamiento de registro rayos gamma es diferente.

### **ELECTROFACIE 4**

Es una facie clave en la identificación de la cima del Paleoceno, ya que se encuentra suprayacendola, se caracteriza por presentar un espesor de litología con incrementos en los valores de resistividad y de rayos gamma, dado que la base de la facie 3 presenta valores de grano grueso permite delimitar la facie 4. La facie no se encuentra presente en el campo ESIA-3. Resalta el espesor que guarda en el Pozo 3B, que probablemente sea debido a la distancia a la que se encuentra de la línea de costa en el Eoceno Inferior.

### **ELECTROFACIE 5**

Delimita la cima de la unidad Paleoceno por lo que es la facie de mayor importancia. El registro rayos gamma indica un comportamiento granocreciente, con ligeras variaciones en los pozos 6 y 3B en donde se muestra un comportamiento granodecreciente. El registro resistivo tiene la tendencia a subir, sus valores cercanos a 3 ohm-m que se presentan en la facie 4, a valores de 7 ohm-m y en ocasiones hasta 25 ohm-m. El comportamiento de la cima del Paleoceno en donde ocurre la disminución de los valores del registro de rayos gamma y aumento generalizado del registro de resistividad que tiende a simular las resistividades que se presentan en la unidad Brecha es lo que probablemente caracteriza a la facie 5, ya que en las facies anteriores el registro resistivo no presenta resistividades tan elevadas.

## **ELECTROFACIE 6**

Un comportamiento granodecreciente en la que su base corresponde a los niveles del Paleoceno más finos identifica la electrofacie 6, en su base se presentan valores de 17-34 unidades API y resistividades de 3-16 ohm-m. Ya en la cima 30-40 unidades API y 3-30 ohm-m. La parte superior y media se compone de cuerpos con mayor contenido arcilloso y es la parte inferior en la que predominan los cuerpos limpios.

## **ELECTROFACIE 7**

La facie delimita al Paleoceno Inferior, la marca eléctrica de su cima como se mencionó, se encuentra en los niveles de menor valor del registro rayos gamma, siguiendo su comportamiento del registro, en profundidad le sigue un incremento considerable que llega a presentar de igual forma los valores más altos de la unidad Paleoceno de hasta 108 unidades API, el comportamiento del registro con lo antes mencionado es granodecreciente. En cuanto al registro resistivo su tendencia es intensificarse.

# **CAPÍTULO 5**

## **CARACTERIZACIÓN DEL**

### **HORIZONTE DE**

#### **ASENTAMIENTO.**

## 5.1. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

El análisis petrofísico que se realizó tiene como propósito adicionar una herramienta a la caracterización de la unidad Paleoceno para hacer más completo su análisis, de esta manera se utilizó el modulo Mineral Solver que proporciona el software Interactive Petrophysics, el cual provee volúmenes exactos de matrices litológicas que previamente se diseñan para cada cuerpo estratigráfico, así como saturaciones, porosidades y volúmenes correspondientes a cada unidad ligada con su respectiva matriz mineral, siendo estos últimos datos los que se analizarán y se cotejarán con las otras herramientas que en capítulos anteriores se utilizaron para caracterizar la unidad Paleoceno y Eoceno Inferior. Las evaluaciones que se llevaron a cabo quedaron sujetas a la información de los registros en cada pozo, en los pozos 2 y 5 no se contó con los registros completos de RHOB, NPHI y DT por lo que la evaluación en algunas facies no se logró determinar.

### CAMPO ESIA-1

#### Pozo 1

En la *figura 5.1* se muestran los resultados proporcionados por el modulo Mineral Solver para el pozo 1, la Facie E1 muestra un volumen alto de arcilla, a partir de la mitad inferior de la facie E2 este volumen de arcilla comienza a descender gradualmente, en la facie E3 aumenta los niveles de arenas, dolomía y calizas, al llegar al límite de la facie 3 y 4 baja drásticamente el volumen de arcilla, aumenta considerablemente el volumen de arenisca y se mantienen las cantidades de los otros minerales, en la facie 5, la arena baja y los niveles de caliza y dolomía aumentan, ya en las facies 6 y 7 los volúmenes de arcilla y arenas fluctúan entre ellos dos, alcanzando mayor volumen las arenas, aunque en la facie 7 las calizas y las dolomías vuelven a estar presentes alcanzando casi la mitad del volumen de la litología. Como se mencionó anteriormente el análisis petrofísico está más enfocado en el análisis de la litológica, sin embargo es necesario hacer una observación, llama la atención una ligera disminución de volumen de agua en la facie 5.

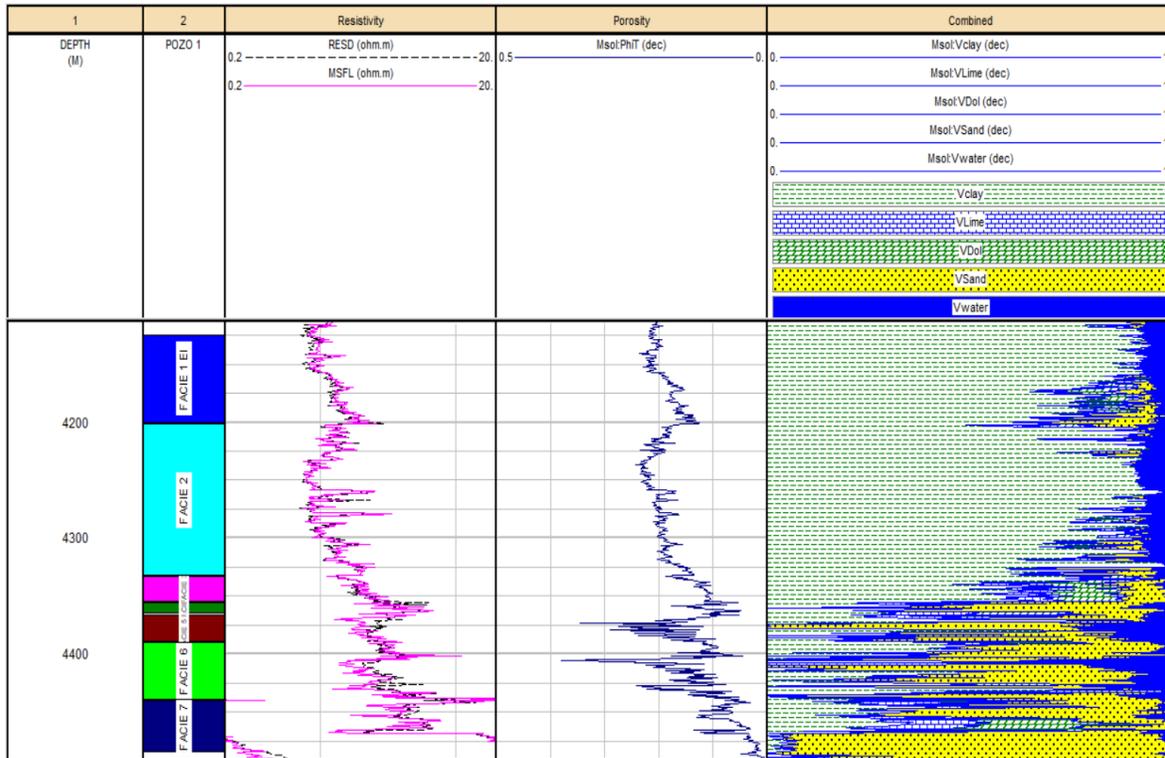


Figura 5.1. Evaluación petrofísica del pozo 1.

## Pozo 2

Los registros del pozo 2 permitieron evaluar solamente a partir de la facie 4 (figura 5.2), la cual presenta en su mayor parte volumen de caliza y arenas, estando ausente el contenido arcilloso que ya en la facie 5 se manifiesta y desaparece en la misma facie, en las facies inferiores se muestra prácticamente volumen calcáreo, pues hay que recordar en este pozo el Paleoceno tiene un espesor muy pequeño por lo que prácticamente los niveles corresponderían a la unidad Becha y al Cretácico Superior.



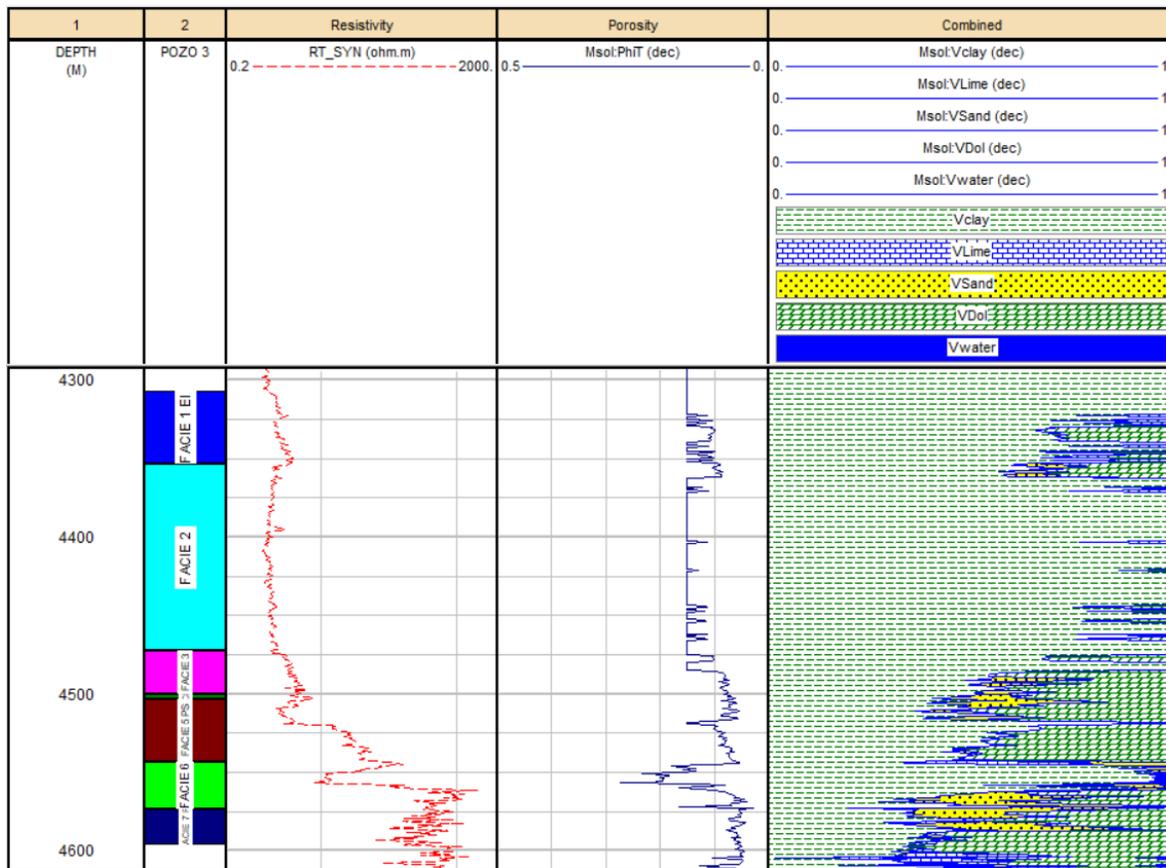


Figura 5.3. Evaluación petrofísica del pozo 3.

## Campo ESIA-3

### Pozo 5

La evaluación mediante Mineral Solver fue posible solamente en la facie 1 (Figura 5.4), la cual muestra un porcentaje alto de arcilla. El análisis de la litología se puede auxiliar del volumen de arcilla (figura 5.5), La facie 1 y 2 mantienen prácticamente los mismos niveles de arcillosidad, la facie 5 baja el contenido arcilloso y a partir de la facie 6, en donde incrementa ligeramente el contenido arcilloso y al mismo tiempo comienza a descender para llegar a los niveles del Cretácico.

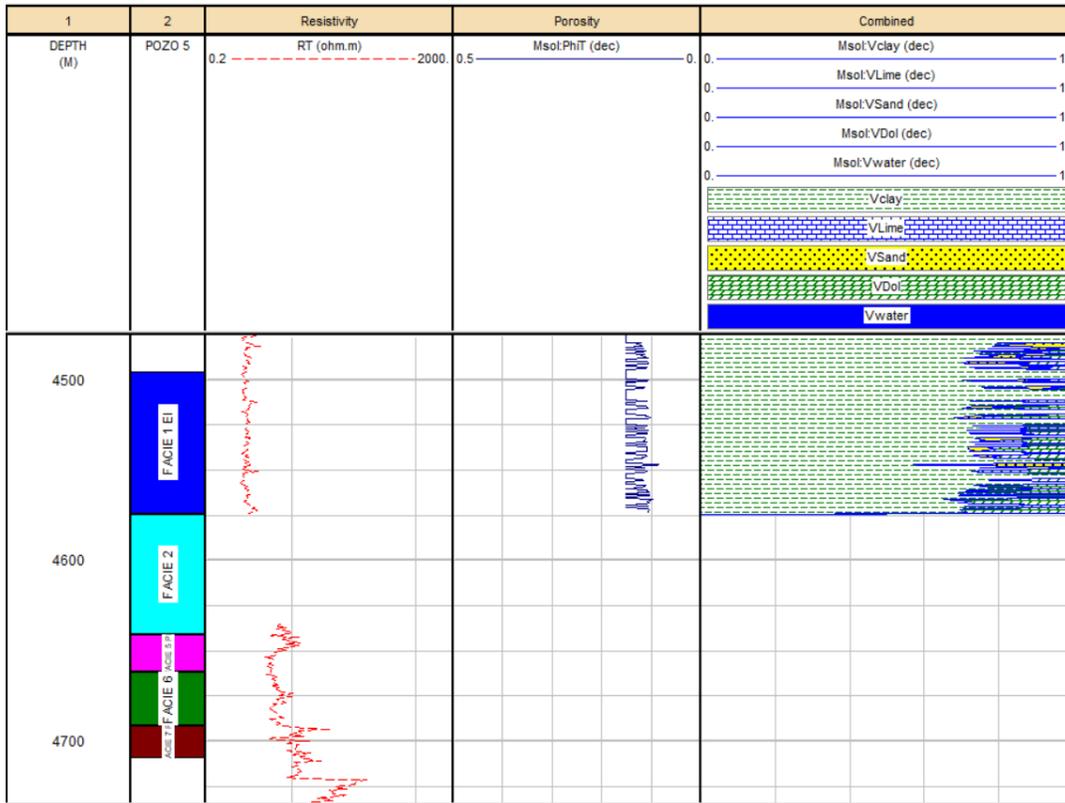


Figura 5.4. Evaluación petrofísica del pozo 5.

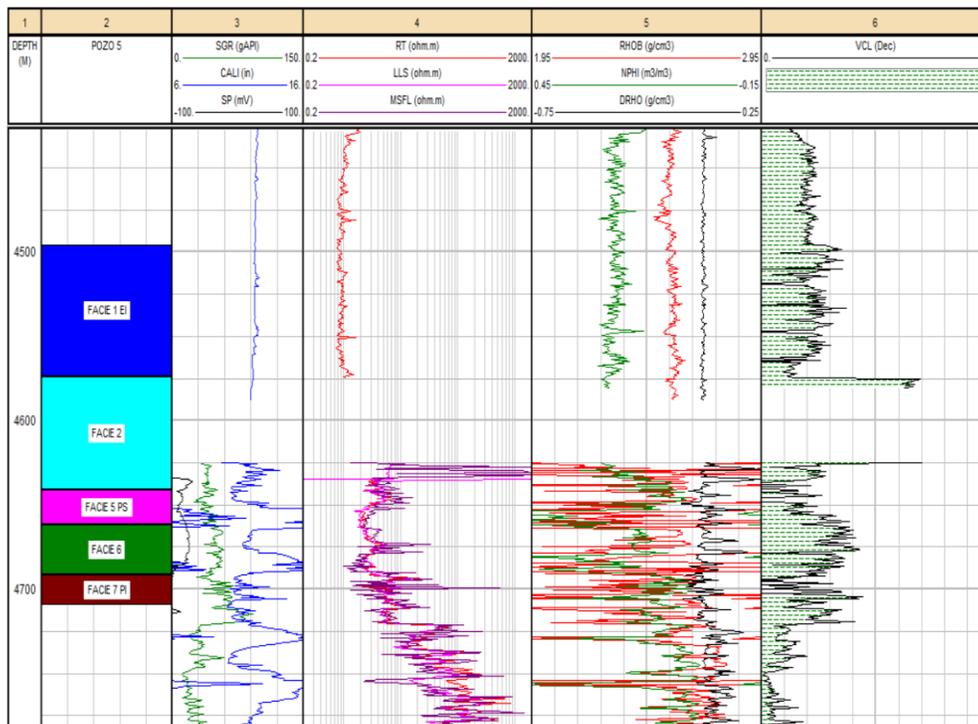


Figura 5.5. Volumen de arcilla del pozo 5.

## MODELADO DE VOLUMEN DE ARCILLA

En la realización del modelado de arcilla se tuvo la oportunidad de incorporar una mayor cantidad de pozos a los que se venían trabajando, por lo que el modelo conto con la información de 14 pozos, a los cuales se les interpreto el volumen de arcilla previamente en un software especializado en caracterización petrofísica, una vez concluida la determinación de volumen de arcilla para cada pozo, se cargaron las cimas estratigráficas del Eoceno inferior, Paleoceno y Paleoceno inferior (*figura 5.6*). A pesar de que se contó con un mayor número de pozos, la mayoría de los pozos carecen de los registros que permiten evaluar el volumen de arcilla a nivel Eoceno Inferior, debido a estos datos, los resultados que se obtuvieron en el modelado para el Eoceno Inferior están sujetos a variaciones de valor de acuerdo al estado que presente cada registro en este nivel estratigráfico.

La unidad Eoceno Inferior en un radio de 2.5 km en el campo ESIA-1 muestra una configuración con valores bajos de arcillocidad (*figuras 5.7 y 5.8*), no obstante la intercalación entre zonas limpias y zonas con incrementos en la arcillocidad están presentes (*Figura 5.8*), aumentando ligeramente en la mitad del paquete rocoso. La información en el pozo 12, ubicado al NE del campo ESIA-1 configura un bajo estructural que en modelos pasados no se había visualizado, lo que permite modelar mejor la profundidad estructural de las cimas estratigráficas en esta porción del campo ESIA-1, además de que cambia las configuraciones que en modelados anteriores se tienen, la ausencia de datos sísmicos no permiten presentar datos estructurales como lo son fallas y pliegues para vislumbrar de mejor manera los cambios drásticos de topografía y darles un mejor significado geológico.

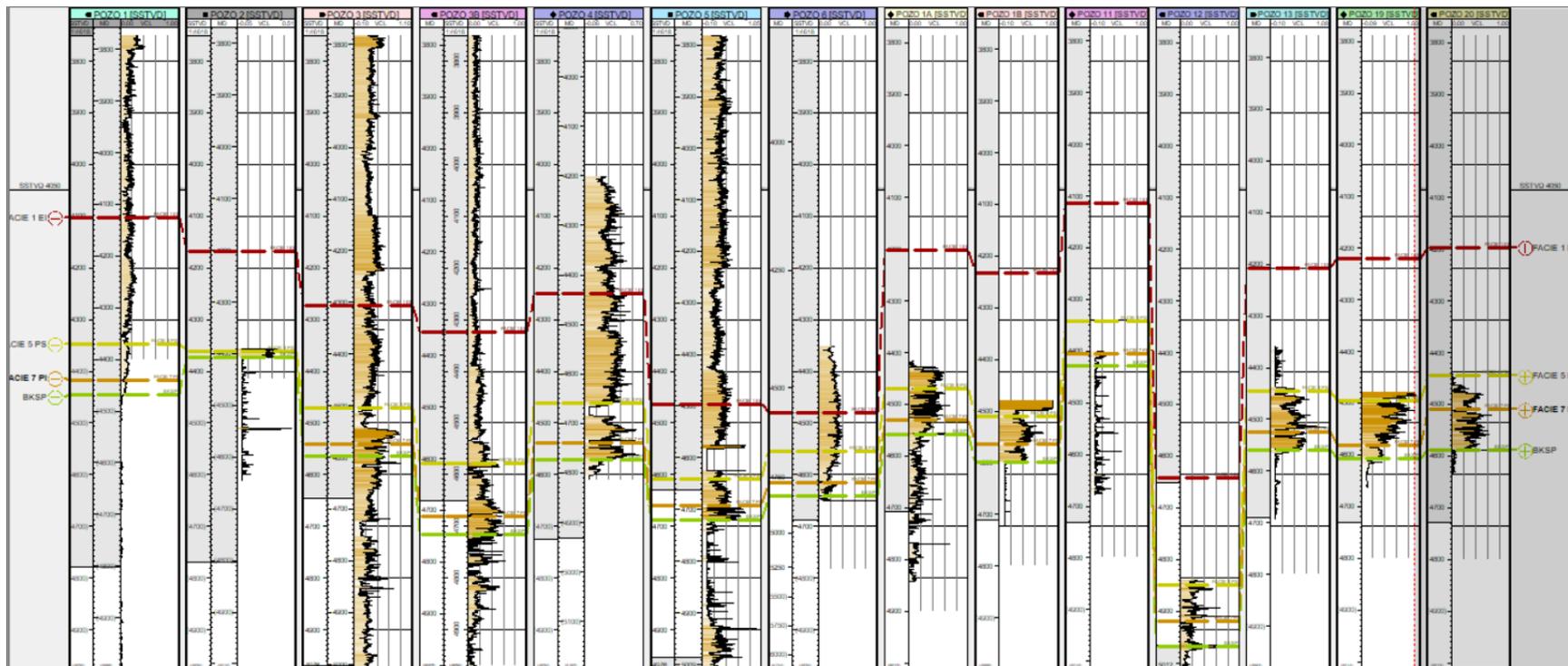


Figura 5.6. Correlación estructural de los pozos utilizados en el modelado de volumen de arcilla.

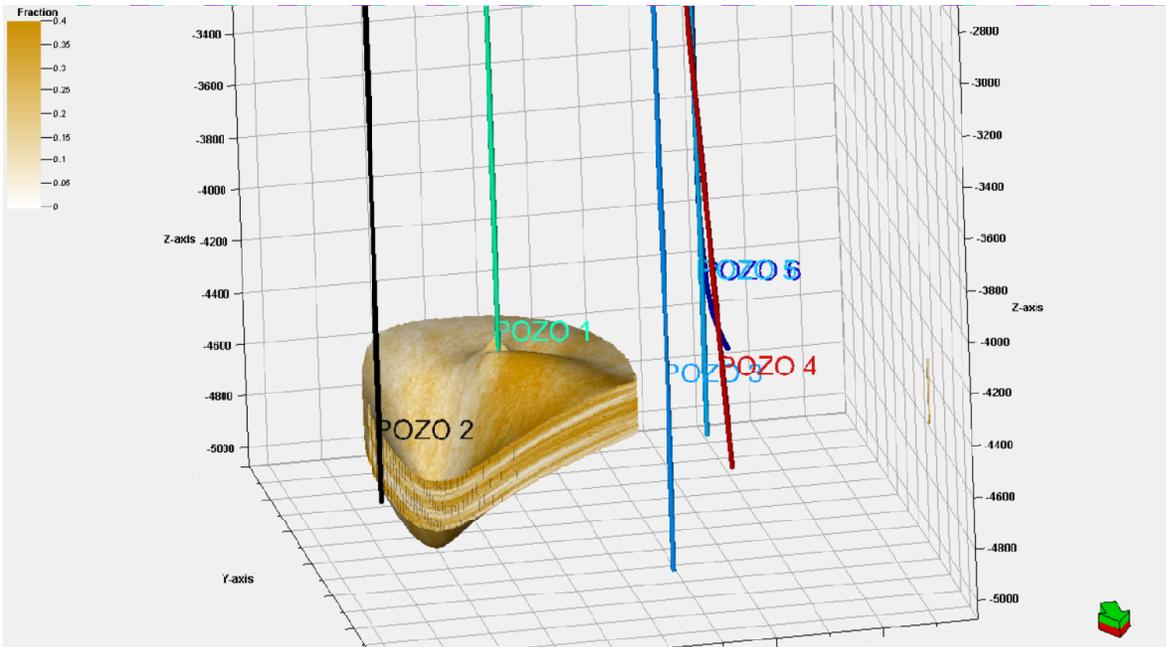


Figura 5.7. Eoceno Inferior, radio de 2500 m, campo ESIA 1.

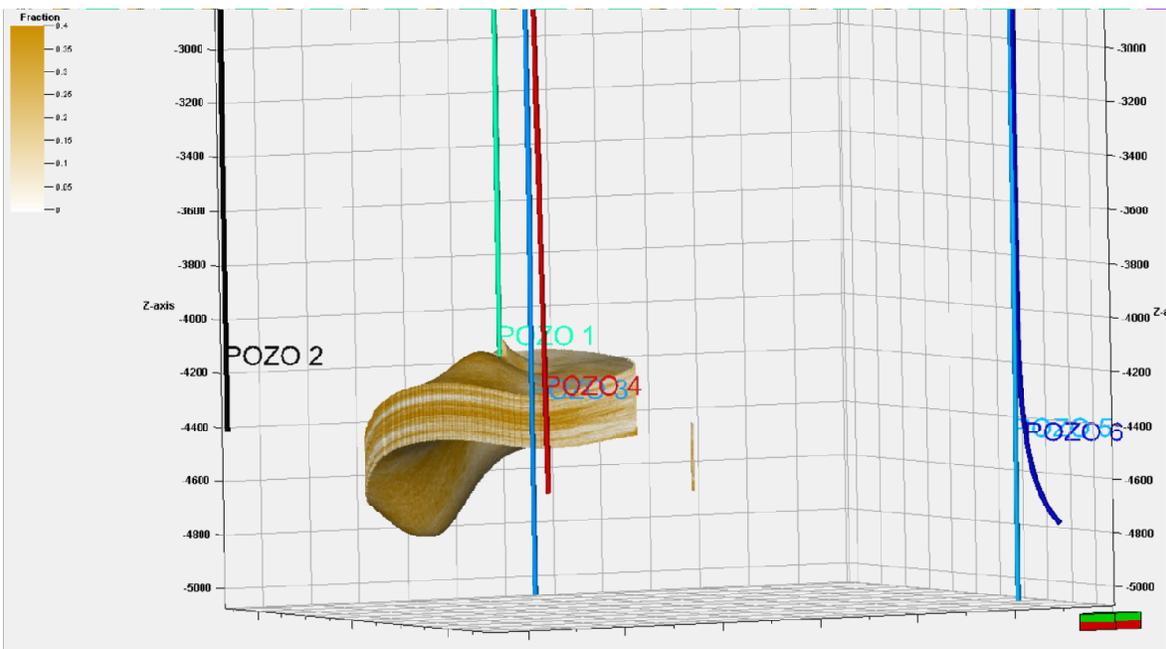


Figura 5.8. Eoceno inferior, radio de 2500 m, campo ESIA 1.

La cima del Paleoceno modelada en un radio de 2500 m, de los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3, se visualizan en las figuras 5.9-5.11, en los dos primeros campos el contenido de arcilla es menor respecto al campo ESIA-3.

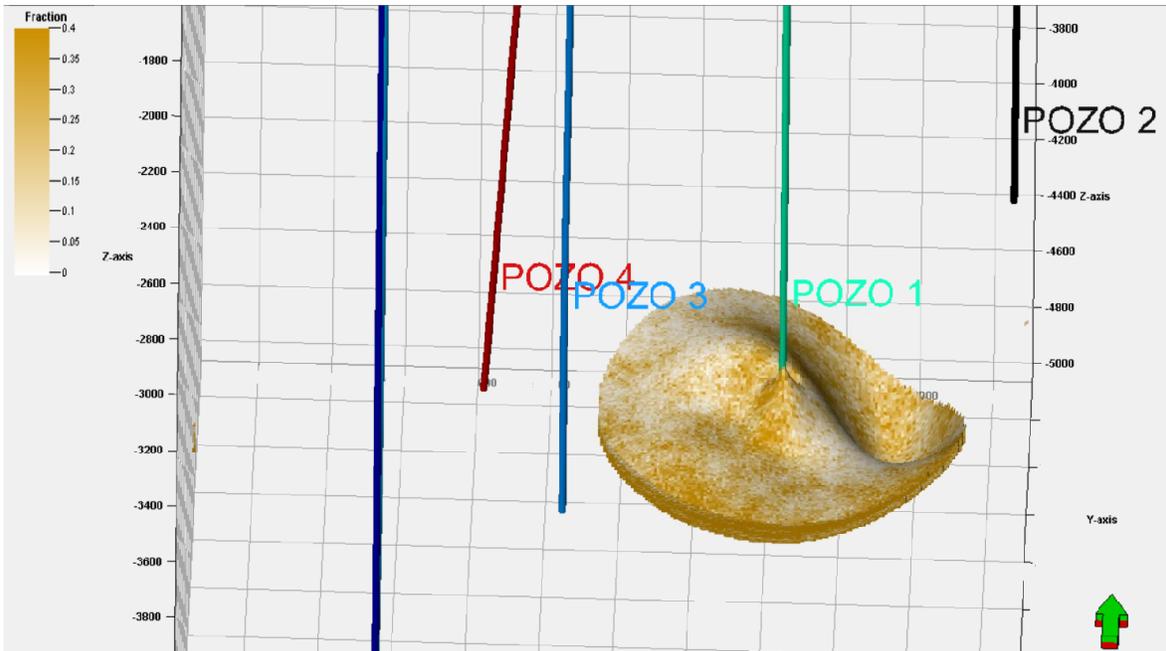


Figura 5.9. Paleoceno superior, radio de 2500 m, campo ESIA 1.

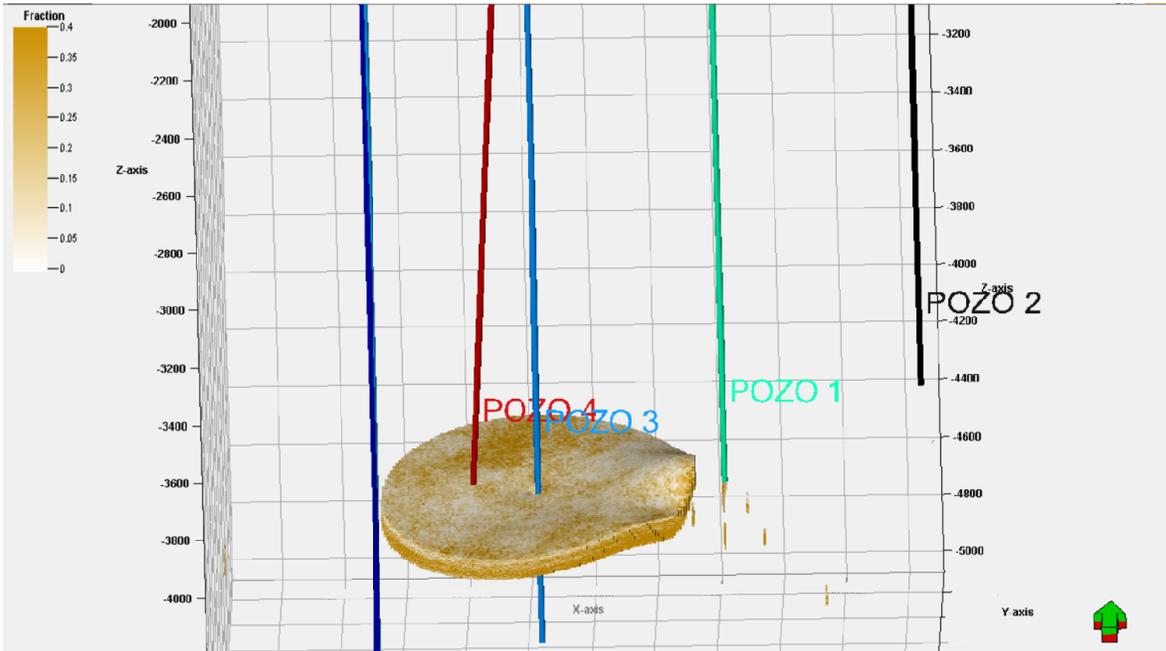


Figura 5.10. Paleoceno superior, radio de 2500 m, campo ESIA 2.

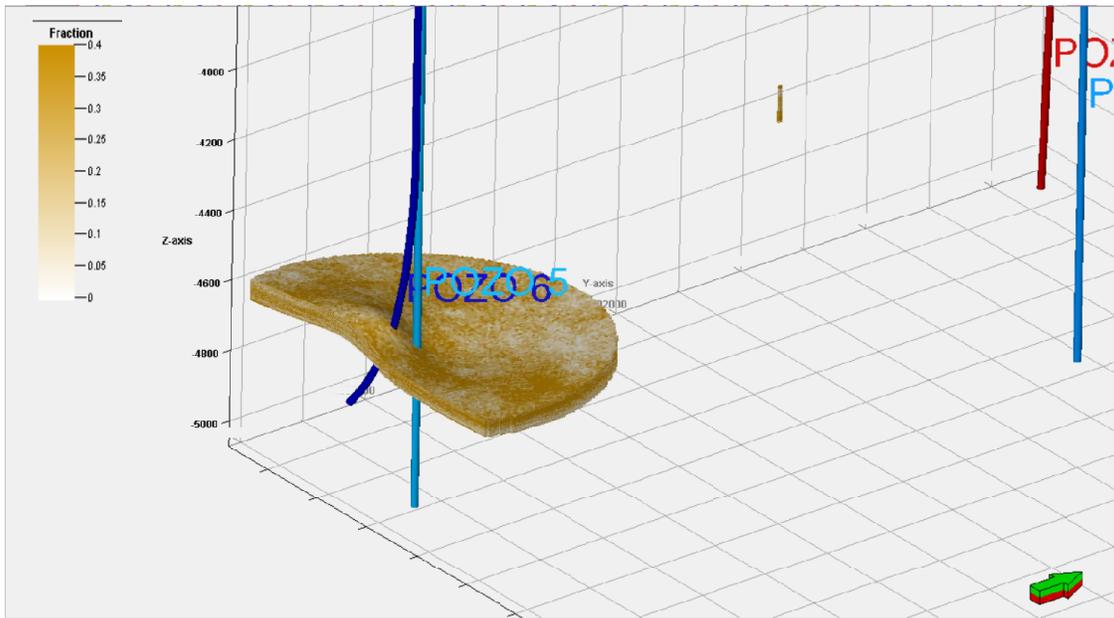


Figura 5.11. Paleoceno superior, radio de 2500 m, campo ESIA 3.

La variación de arcillocidad en la columna del Eoceno inferior y Paleoceno se puede contemplar en *figuras 5.12-5.14* en un radio de 2500 m en los 3 campos o bien en los flancos de la malla del modelo en diferentes vistas (*figuras 5.15-5.18*).

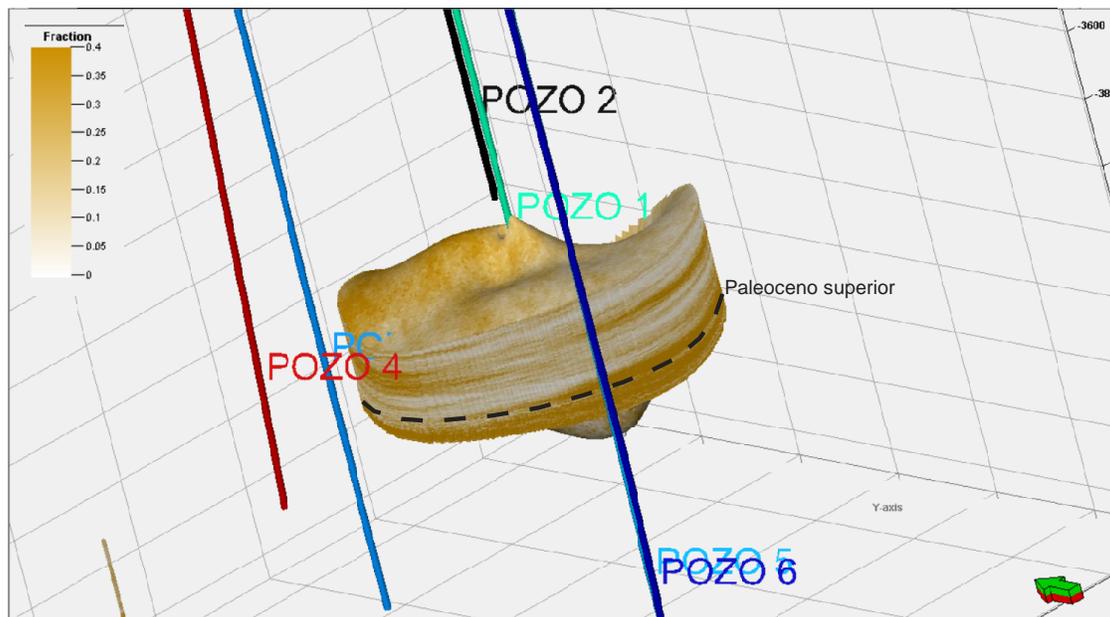


Figura 5.12. Eoceno inferior y Paleoceno superior, radio de 2500 m, campo ESIA 1, horizonte cima de Paleoceno, en el flanco sur de la estructura se incrementa ligeramente el contenido de arcilla en el Paleoceno.

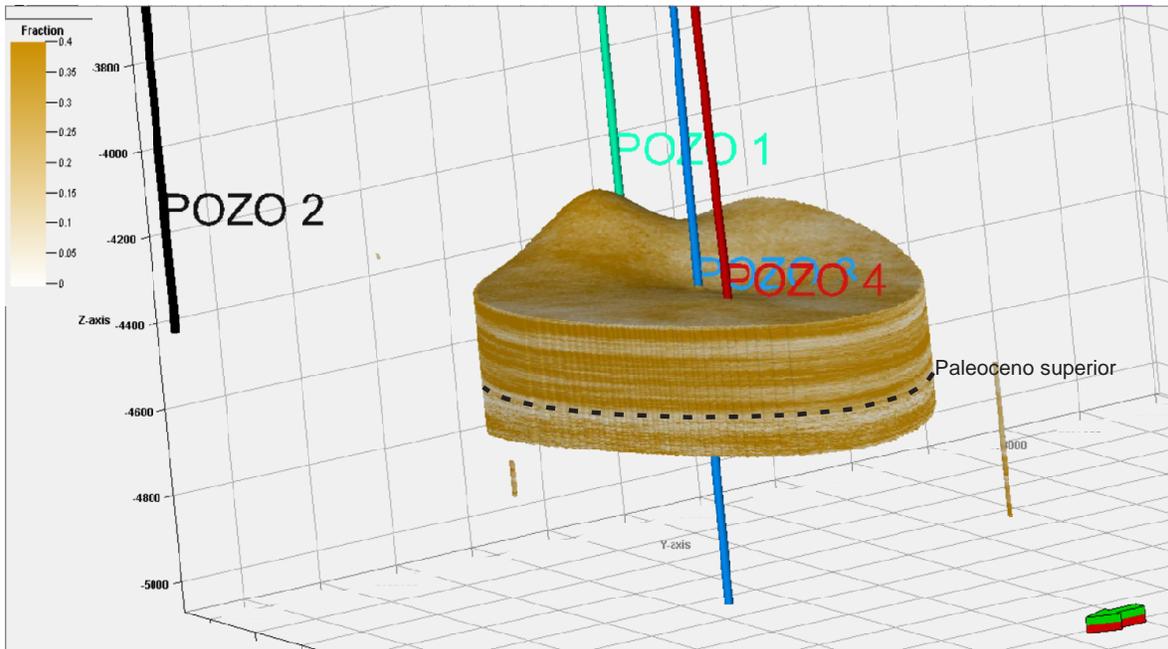


Figura 5.13. Eoceno inferior y Paleoceno superior, radio de 2500 m, campo ESIA 2, horizonte cima de Paleoceno, el contenido de arcilla en el Eoceno inferior es superior al que se encuentra en el Paleoceno.

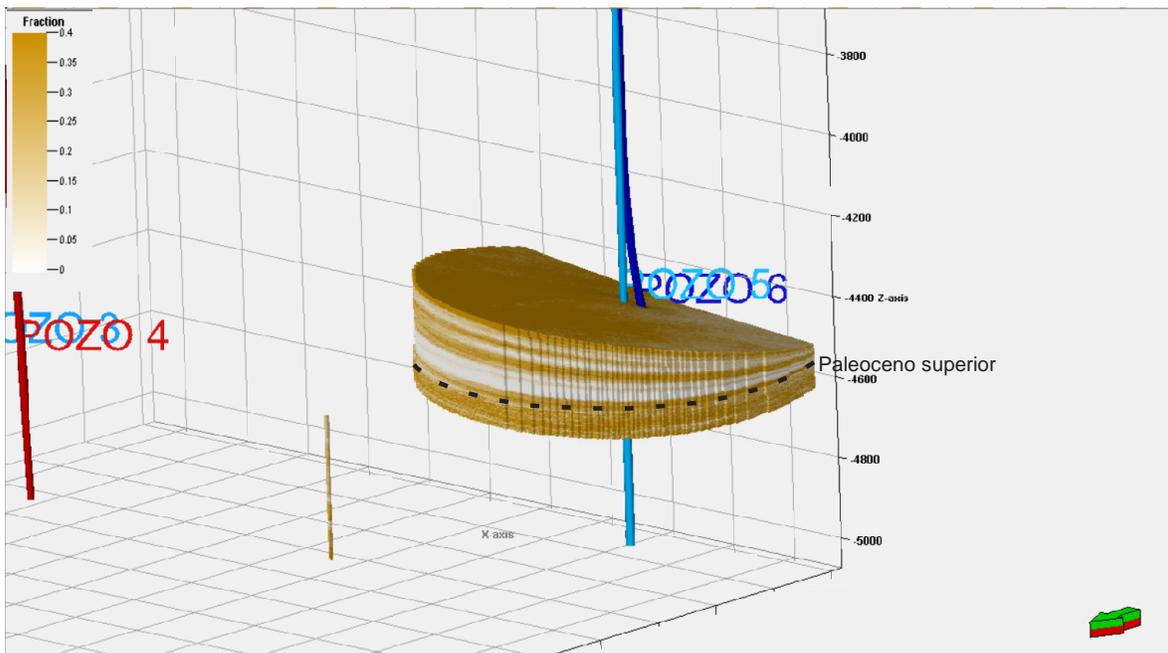


Figura 5.14. Eoceno inferior y Paleoceno superior, radio de 2500 m, campo ESIA 3, horizonte cima de Paleoceno, en este flanco del campo se aprecia el aumento de arcillocidad en el Paleoceno.

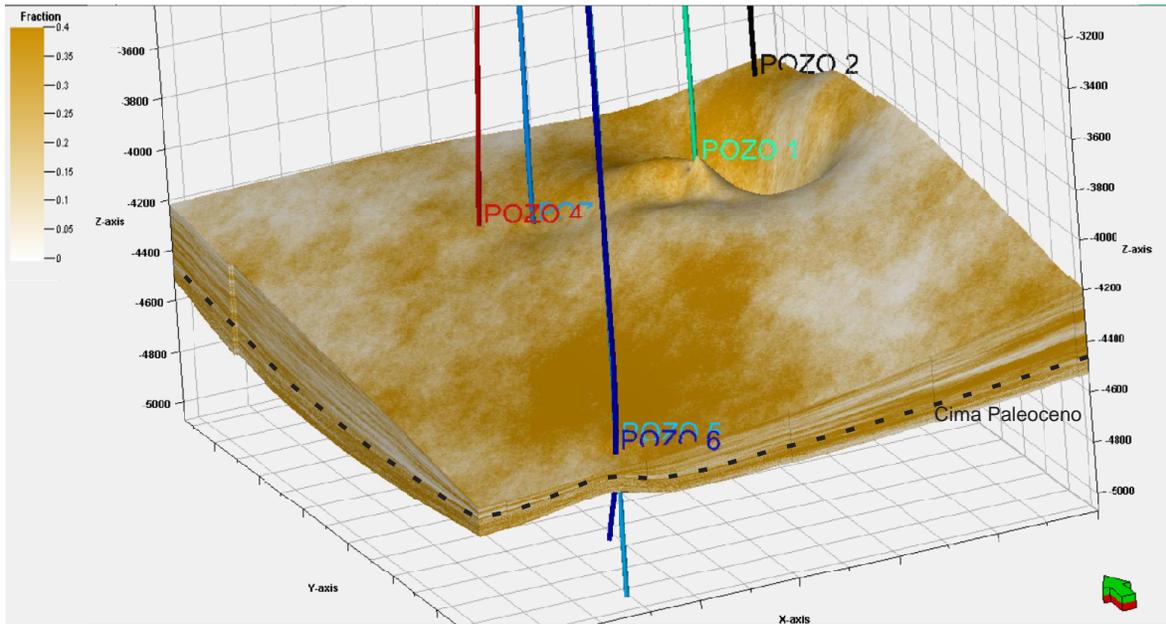


Figura 5.15. Flanco sur y oeste de la malla, proyectando la superficie cima del Paleoceno.

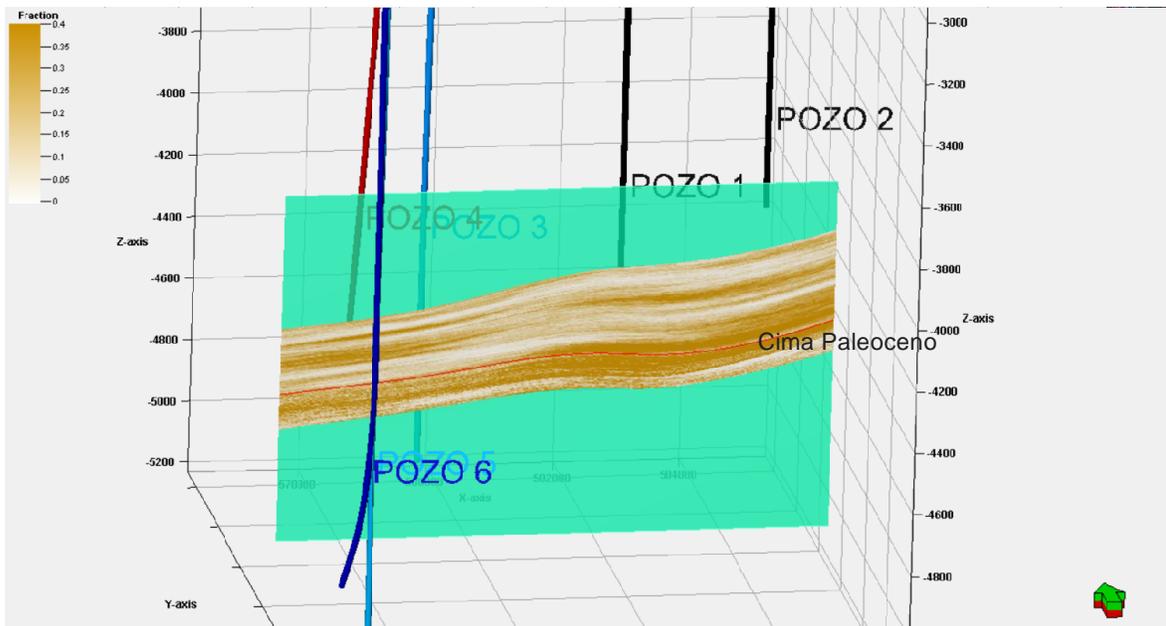


Figura 5.16. Sección en dirección E-W, parte media de los campos, proyectando la superficie cima del Paleoceno.

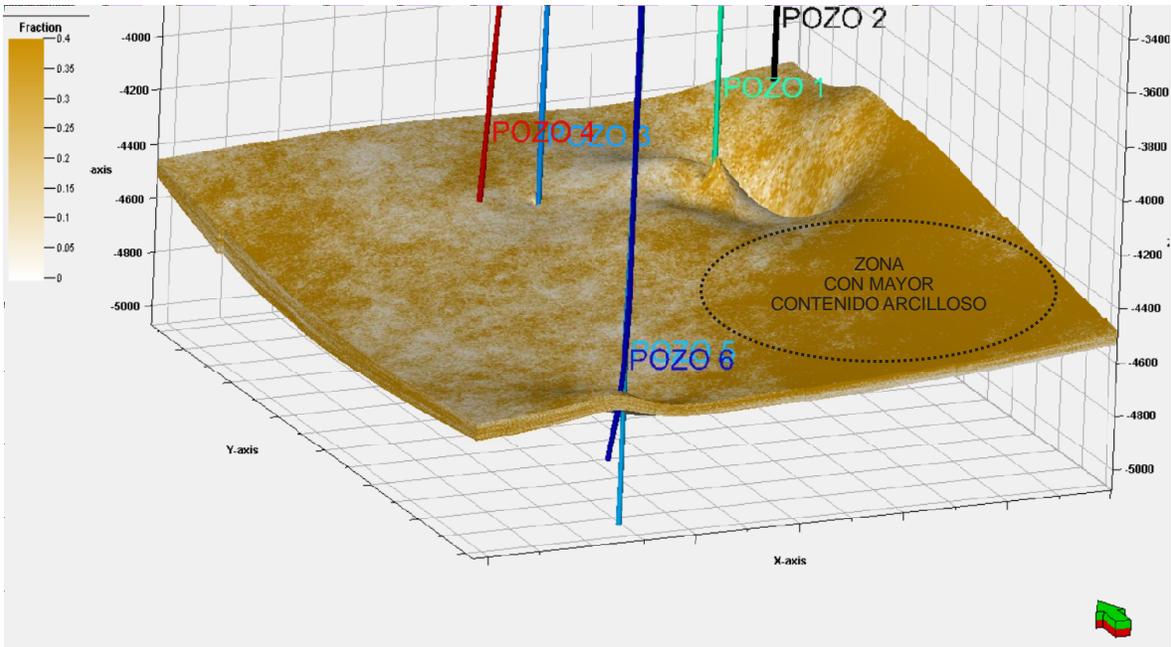


Figura 5. 17. Valores de arcillocidad en la cima del Paleoceno, flanco sur.

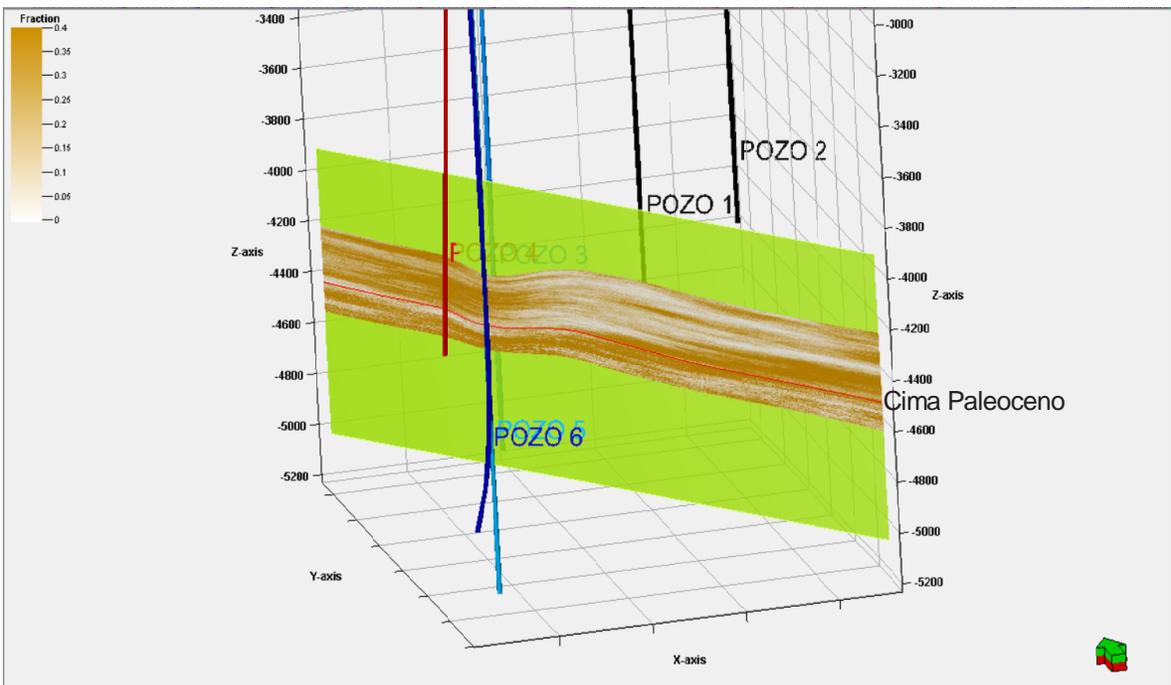


Figura 5.18. Valores de arcillocidad mostrados a través de una sección en dirección SE-NW, proyectando la cima del Paleoceno.

## 5.2. INTEGRACIÓN DE DATOS

La correlación e integración entre las tres fuentes principales de información, bioestratigrafía, litología y registros geofísicos se integraron en el pozo 3B (*Figura 5.19*), el cual proporciono el mayor detalle de información, teniéndose la mayor cantidad de facies. La correlación de litofacies y electrofacies no coinciden en sus límites, aunque las litofacies se encuentran muy próximas a un límite de electrofacie. La integración de estas tres áreas de conocimiento permitirá identificar y correlacionar la posición estratigráfica en nueva localización, de acuerdo a la información disponible, no obstante las configuraciones están sujetas a la ubicación dentro de los tres campos que se analizaron, por lo que se deben de tomar en cuenta los modelados de las diferentes propiedades y registros que se realizaron para cada campo, y de esta manera visualizar las configuraciones que pueda tener la nueva perforación tanto el Eoceno Inferior y Paleoceno, apoyarse con la información litológica, fósiles índice y abundancia de fósiles que se proporcionó para cada campo, determinando con precisión la cima de la unidad Paleoceno y subsecuentemente llevar a cabo el asentamiento de la tubería de revestimiento 7 5/8 y proseguir con la perforación sin contratiempos en el programa de perforación.

En casos en dónde se tengan indicios que la unidad Paleoceno se encuentre ausente se sugiere utilizar la información que las correlaciones, mapas de isopacas y sísmica puedan aportar en la identificación del espesor de la unidad Eoceno, ya que como se discutirá más adelante, el asentamiento de la tubería de revestimiento se recomienda asentarla en la parte más joven del Eoceno.

En la siguiente sección 5.2 se modelaron las electrofacies definidas en el apartado 4.3, con el propósito de dar a conocer las zonas en donde probablemente el Paleoceno puede estar presente con las electrofacies 6 o 7 o no estar presente. El corte abrupto que puedan tener cada una de ellas sin continuidad lateral se ve afectado por la identificación de cada electrofacie en los pozos y la propagación

que el software proyecta en la zona, así mismo por la baja densidad de pozos de correlación.

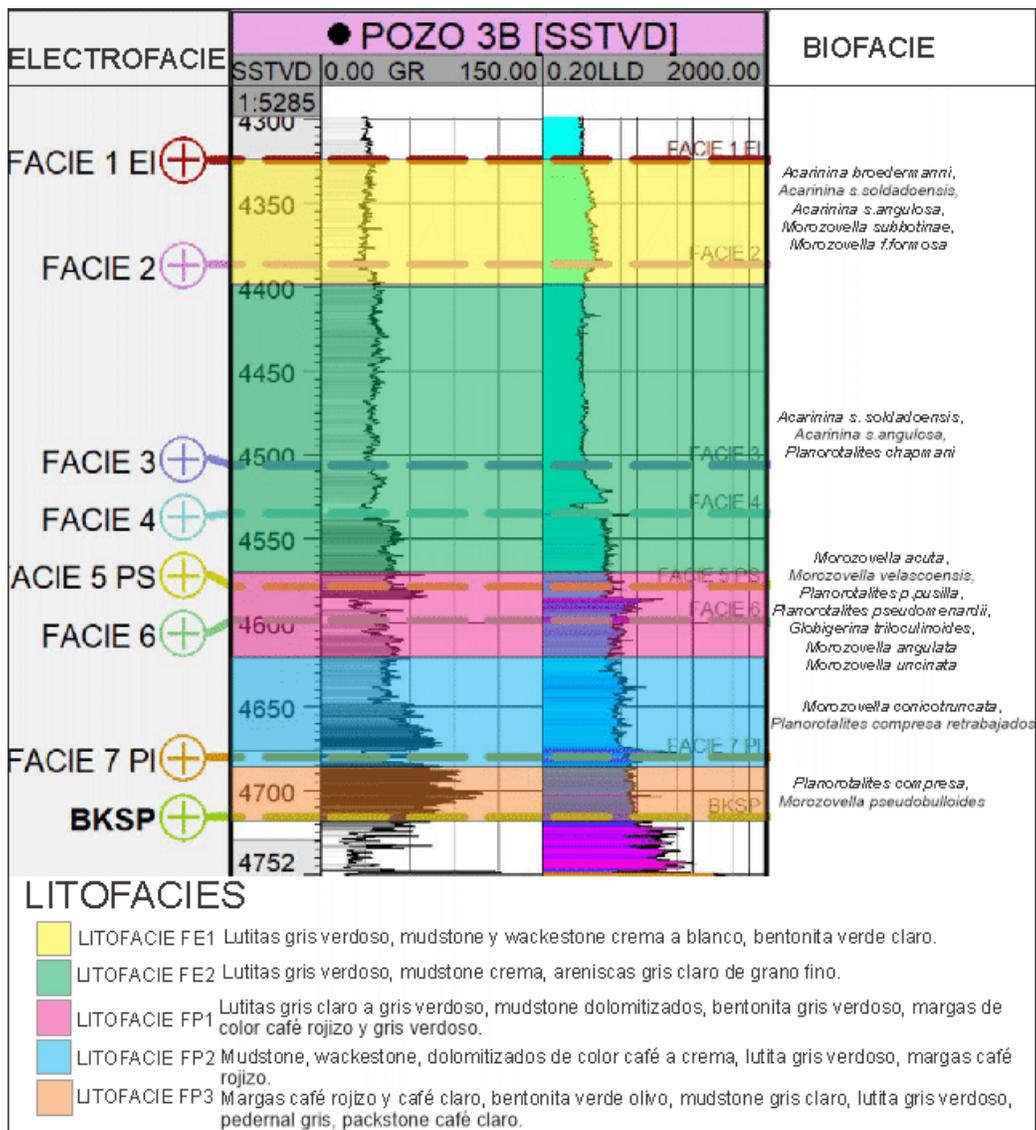


Figura 5.19. Integración de biofacies, electrofacies y litofacies en el pozo 3B.

La correlación entre cada una de las biofacies, electrofacies y litofacies se resume de la siguiente manera:

- litofacie FE1: 85% lutitas gris verdoso, 10 % mudstone y wackestone crema a blanco y 5% bentonita verde claro, se corresponde con la electrofacie 1 con valores de 23 y 64 unidades API, aumentando los

valores resistivos hacia la base, en lo que respecta a biofacies, la biofacie FE1 coincide en este nivel estratigráfico teniendo como fósiles: *Acarinina broedermanni*, *Acarinina s.soldadoensis*, *Acarinina s.angulosa*, *Morozovella sbbotinae*, *Morozovella f.formosa*. Se encuentra en la parte superior del Eoceno Inferior.

- Litofacie FE2: 85% lutitas gris verdoso, 10% mudstone crema, 10% areniscas gris claro de grano fino, se correlaciona con las electrofacies 2,3 y 4 con valores de rayos gamma 20-50 unidades API en la primera y aumentando ligeramente al final de la electrofacie 4. La biofacie que engloba este nivel estratigráfico se distingue por contener los fósiles: *Acarinina s.soldadoensis*, *Acarinina s.angulosa* y *Planorotalites chapmani*. Se localiza en la parte inferior del Eoceno inferior.
  
- Litofacie FE3: 80 % de margas de color gris verdoso, bentoníticas, 10% mudstone café claro, quizá *Morozovella acuta* represente este nivel estratigrafico y probablemente contenga respuestas eléctricas de la electrofacie 4. Se encuentra en los episodios más tempranos del Eoceno.
  
- Litofacie FP1: 55% lutitas gris claro a gris verdoso, 20% mudstone dolomitizado, 15% margas de color café rojizo y gris verdoso y 5% bentonita gris verdoso. Engloba las electrofacies 5 y 6 que registran patrones granodecipientes, Los fósiles que caracterizan el nivel estratigráfico son: *Morozovella acuta*, *Morozovella velascoensis*, *Planorotalites p.pusilla*, *Planorotalites pseudomenardii*, *Globigerina trilocolinooides*, *Morozovella angulata*, *Morozovella uncinata*. Es el intervalo más importante en lo que respecta a la identificación para el asentamiento de la T´R en el Paleoceno ya que delimita la parte más tardía de esta época.

- Litofacie FP2: 60% mudstone, wackestone dolomitizados de color café a crema, 35% lutita gris verdoso y 5% margas café rojizo. Reúne gran parte de la electrofacie 6 con valores de 30-40 unidades API, un comportamiento granodecreciente y se identifica con el fósil: *Morozovella conicotruncata*.
- Litofacie FP2-1 que contiene la litología de la PF2 y agrega un 10% de bentonita gris verdoso y verde olivo. Se encuentra en el mismo nivel estratigráfico que FP2.
- Litofacies FP3: 40% margas café rojizo y café claro, 30% mudstone y packstone gris claro, 15% lutita gris verdoso, 10% bentonita verde olivo, 5% de pedernal gris. Reúne a la electrofacie 7, con los valores más altos de rayos gamma del Paleoceno de hasta 108 unidades API. El nivel estratigráfico se identifica con los fósiles: *Planorotalites compresa* y *Morozovella psedudobulloides*. Se encuentra en contacto con la unidad Brecha.
- Litofacie FP4 en el mismo nivel estratigráfico que la litofacie FP3, sin embargo se encuentra constituida por 70% de lutitas de color gris verdoso, gris claro, semiduras a duras y 25% de bentonitas verde olivo y 5% de mudstone gris claro.

### 5.3. MODELADO DE ELECTROFACIES.

El modelado de facies se basó en las electrofacies definidas en cada uno de los pozos. Para cada electrofacie se asignó un número del 1 al 7, posteriormente se introdujeron los datos al software petrel, se configuró los parámetros geoestadísticos, resultando el modelado de facies en el área de estudio (*figuras 5.20-5.25*), en el software se delimito la distribución de las facies según la identificación que se tuvieran de cada una de ellas en los pozos. En la parte superior en cada figura se muestra la simbología de las electrofacies.

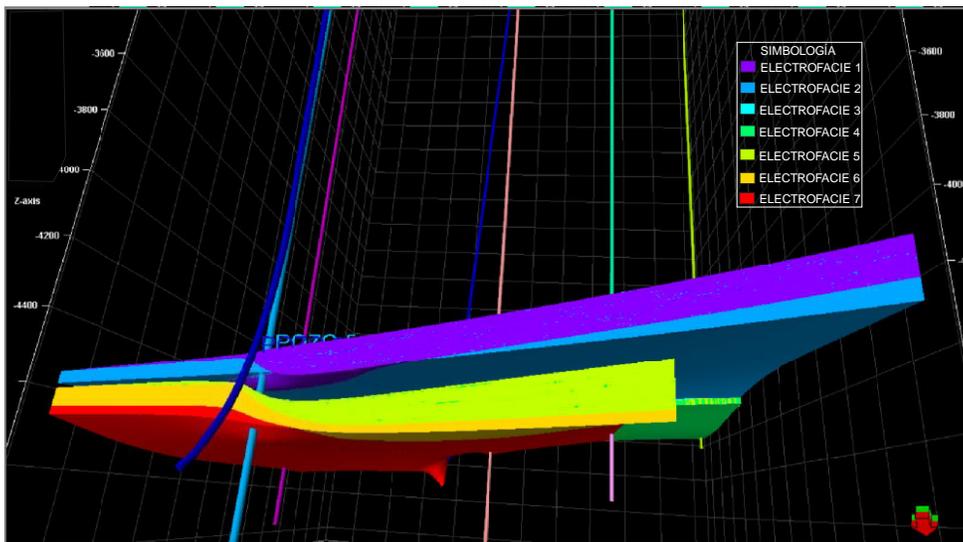


Figura 5.20. Vista sur de los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3.

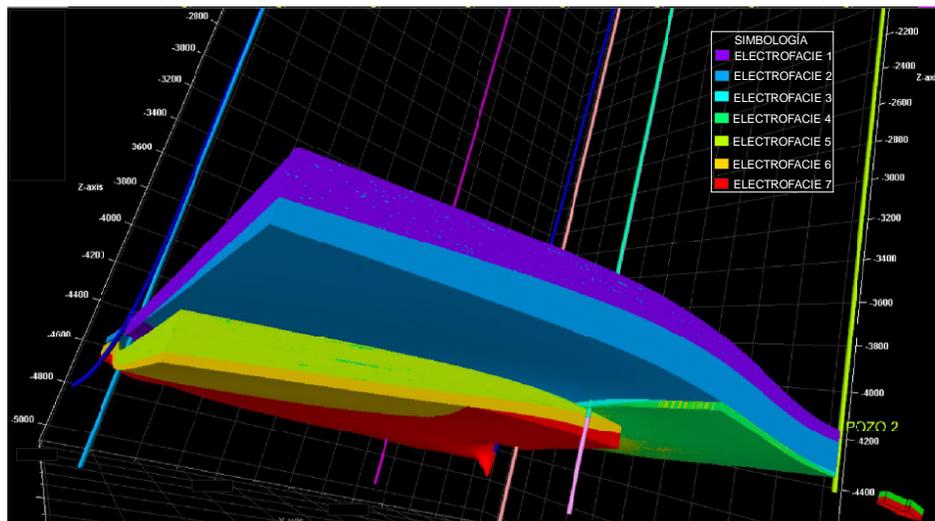


Figura 5.21. Vista oriente de los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3.

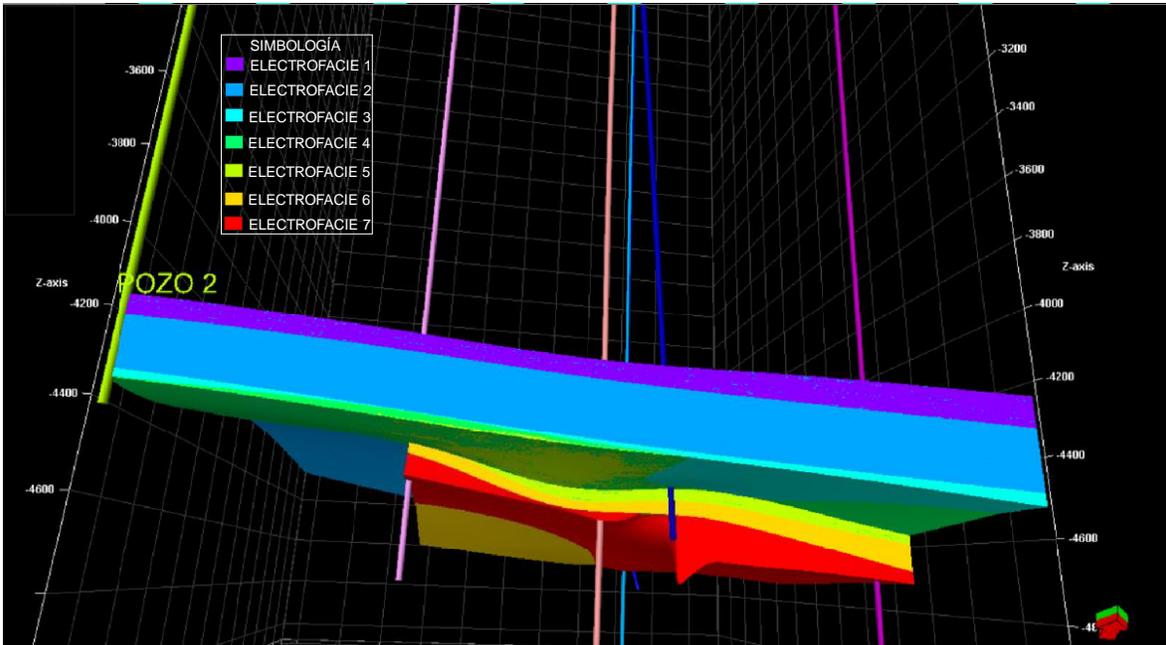


Figura 5.22. Vista norte de los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3.

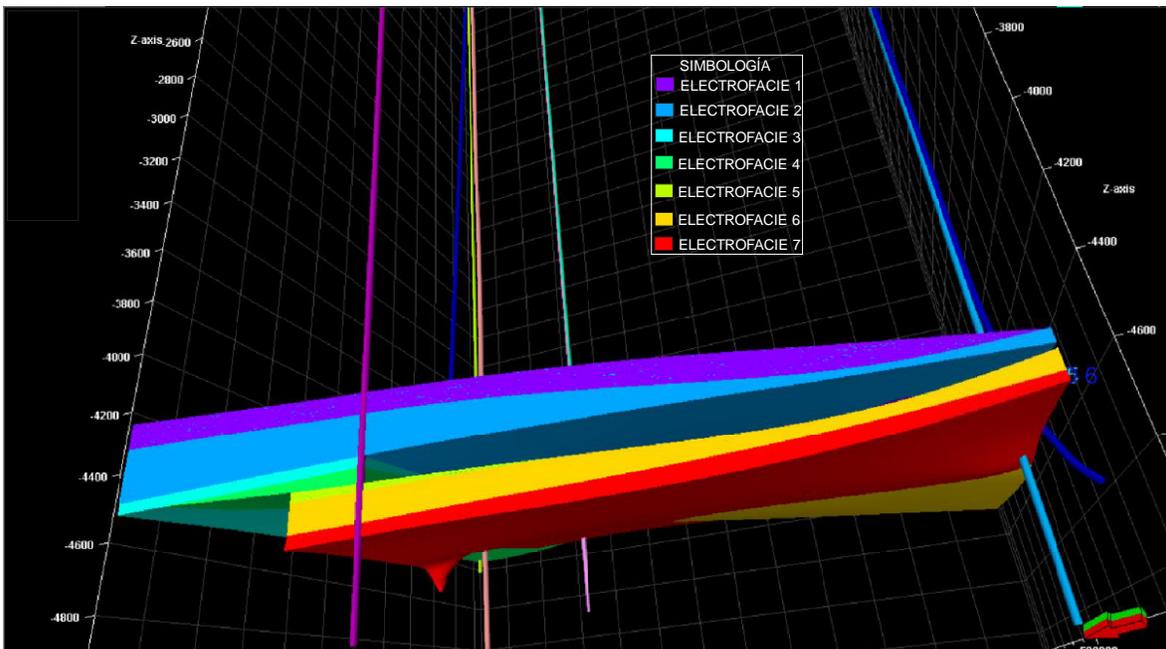


Figura 5.23. Vista poniente de los campos ESIA-1, ESIA-2 y ESIA-3.

En las figuras 5.24 y 5.25 se proyectan dos secciones estructurales, las cuales cortan el área de estudio en el centro. La sección de la *figura 5.24* está dirigida en dirección SW-NE, la de la *figura 5.25* SE-NW, en ellas se aprecian la disposición y distribución de las diferentes facies.

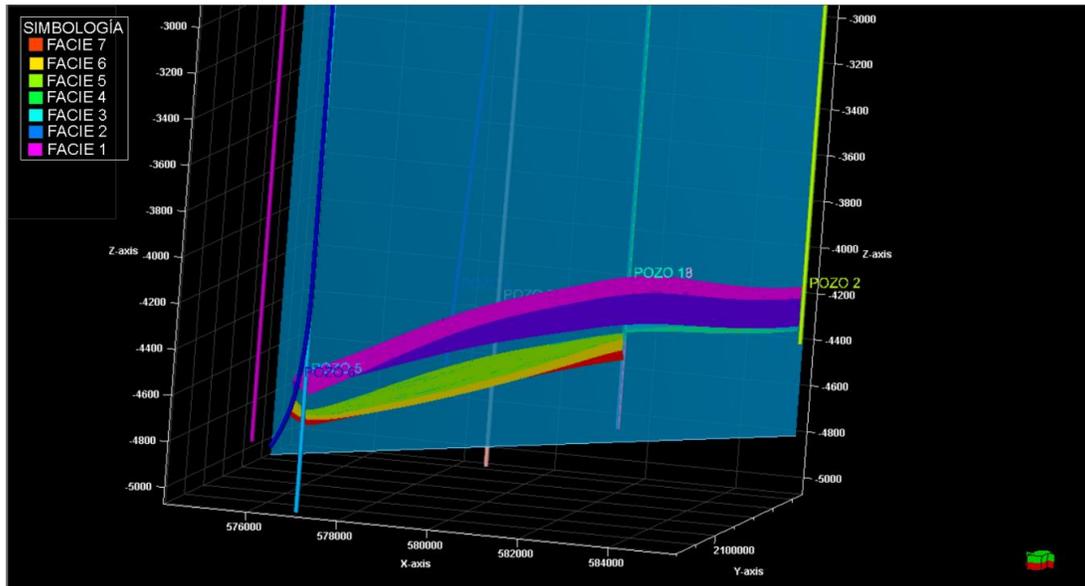


Figura 5.24. Sección SW-NE de la región de estudio, visualizando la distribución de las facies.

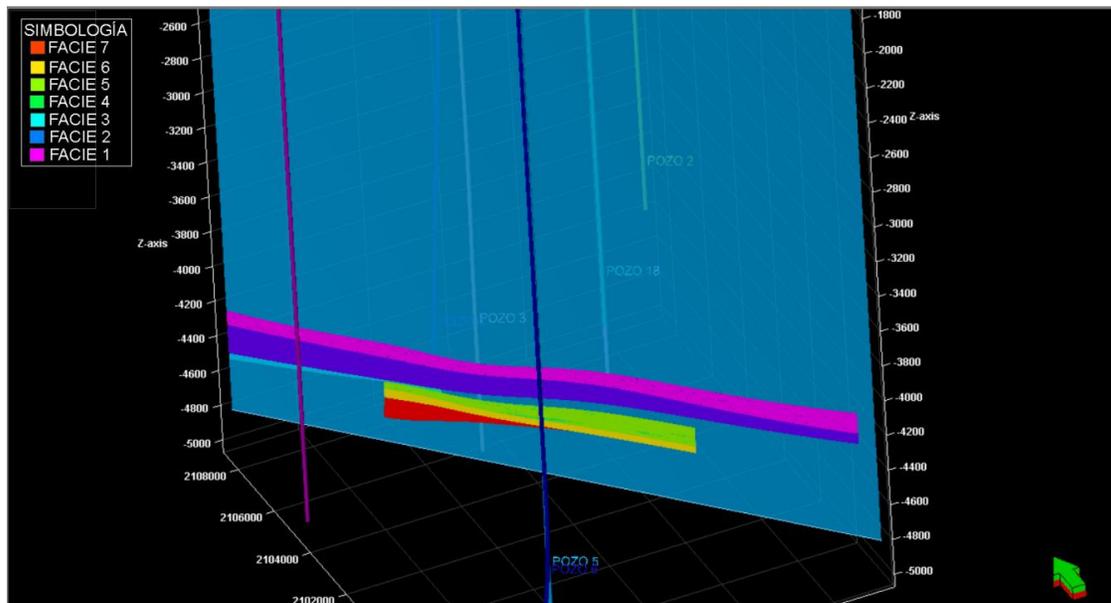


Figura 5.25. Sección SE-NW de la región de estudio, visualizando la distribución de las facies.

## 5.4 DETERMINACIÓN DEL ASENTAMIENTO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.

De acuerdo con la caracterización mediante las diferentes herramientas de investigación, se definió en primera instancia la zona idónea para llevar a cabo el asentamiento de la tubería de revestimiento en la unidad Paleoceno, tomando en cuenta la distribución de las facies se logró determinar su profundidad (*Figuras 5.26-5.30*), la zona quedo delimitada de color verde, las zonas de color rojo no son aptas para el asentamiento de la tubería de revestimiento, ya que un asentamiento prematuro implicaría un asentamiento innecesario (*Figura 5.26*) y no sería redituable para el programa de perforación del pozo, en la zona infrayacente la herramienta de perforación presentaría atrapamientos (*figura 5.26*).

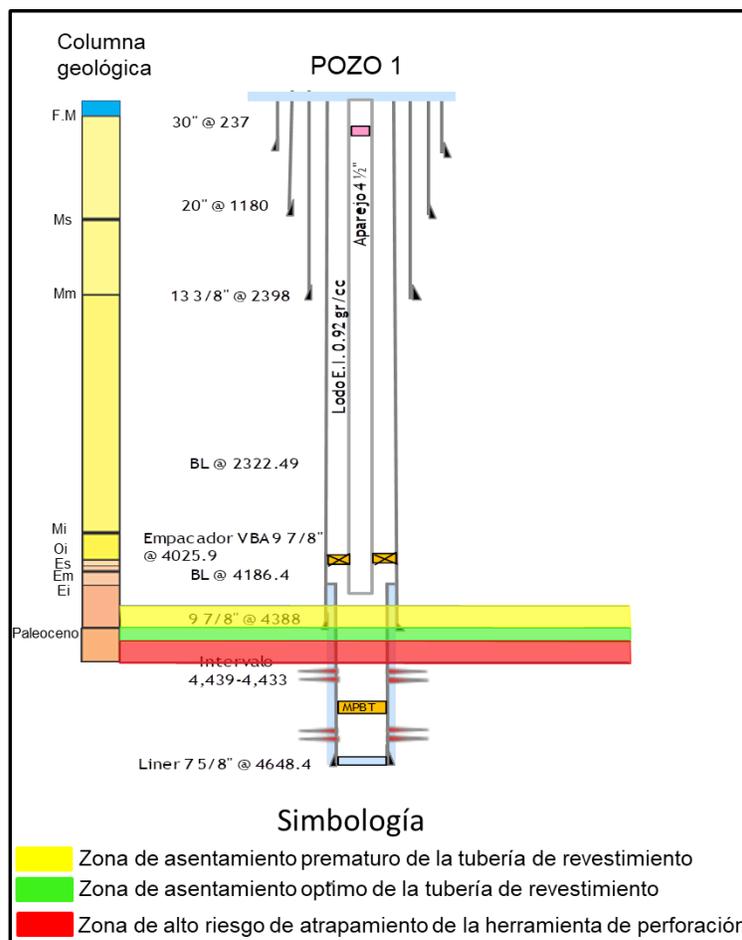
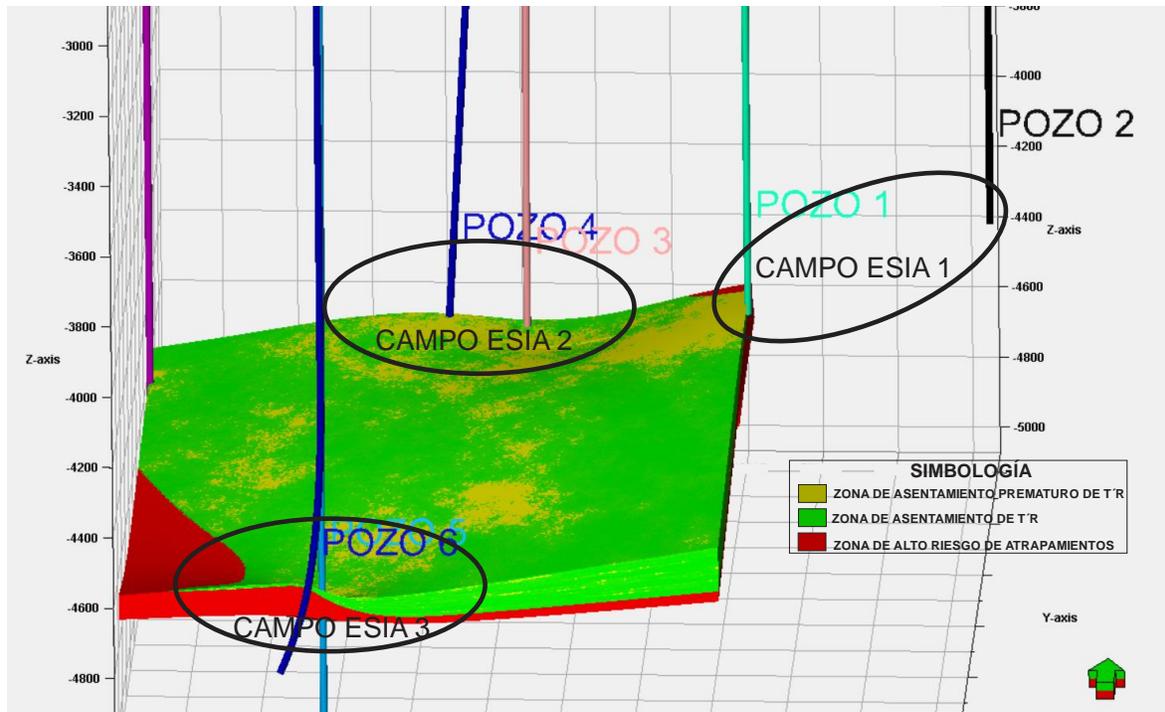


Figura 5.26. Esquema de zonas de riesgos en el asentamiento de la tubería de asentamiento en la unidad Paleoceno.

La *figura 5.27* muestra la vista del lado sur en los campos, la zona de interés se acuña hacia el campo ESIA-3, por lo que en este campo el espesor que se tiene para asentar la tubería de revestimiento es pequeño, disminuyendo el tiempo con que se cuenta durante la perforación para la identificación de la facie. De la misma forma una tendencia a encontrar la facie 5 en el área circundante al campo ESIA-3 a mayores profundidades es evidente, dada la posición estructural del campo.



*Figura 5.27. Vista lado sur de los campos.*

La *figura 5.28* expone el lado este de los campos, en donde existe la disminución del espesor en la unidad de asentamiento es hacia los campos ESIA-1 y ESIA-2, es por ello que en el área cercana al pozo 2 se alcanza a distinguir una línea de color verde muy tenue que indica el pequeño margen de espesor que se tiene para la identificación del horizonte de asentamiento, ya que en este sector el paleoceno muestra tan solo 20 metros de espesor.

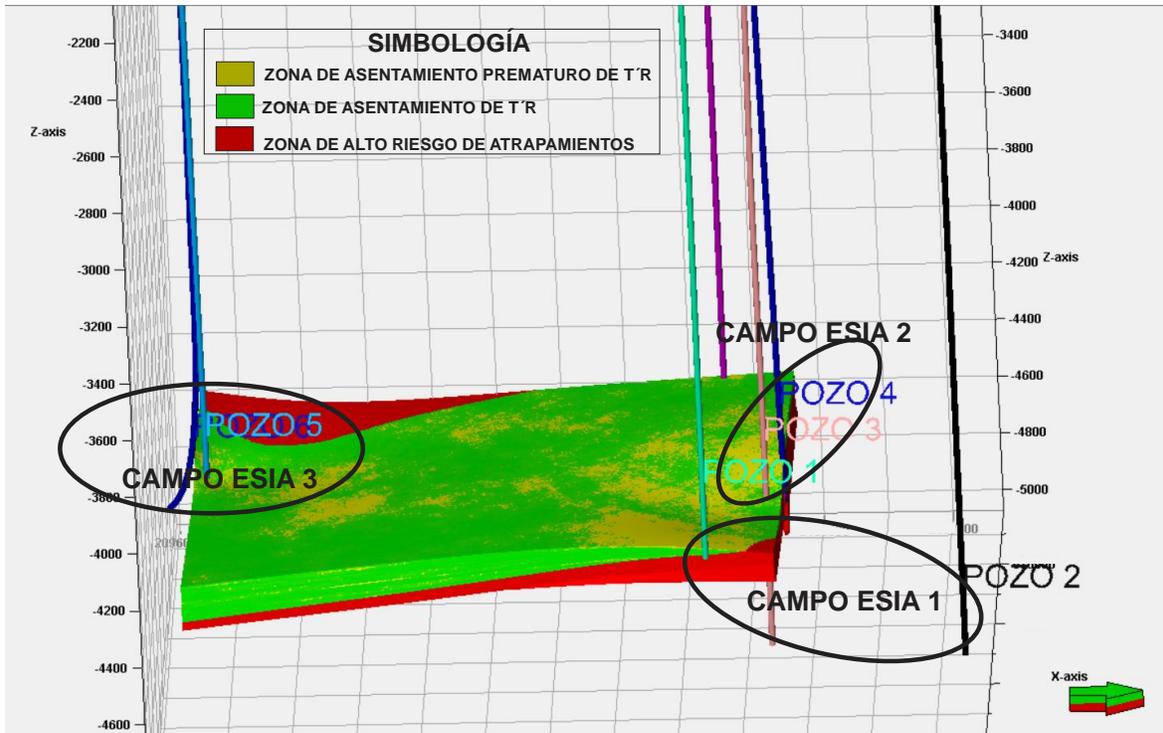


Figura 5.28. Vista lado Este de los campos.

La figura 5.29 muestra el lado norte de los campos, en ella se aprecia un espesor mediano de la zona de interés, que incluye el campo ESIA-2 y hacia el campo ESIA-1 como se visualizó mejor en la figura 42 se adelgaza hacia esta porción.

En el campo ESIA-2, específicamente en la porción contigua al pozo 3B, la zona de interés muestra un espesor mediano (Figura 5.30), ya en dirección hacia el campo ESIA-3 se adelgaza llegando a no poderse encontrar en cierta parte, por lo que en estos casos en donde la facie 5 se determine que no está presente mediante la caracterización estática, se debe informar al personal operativo de la situación para determinar con precisión la facie 5 mediante todas las técnicas o bien determinar el asentamiento cuidando los primeros estadios del Eoceno, mediante el seguimiento faunístico y hacerlo justo cuando se tenga certeza que ya se perforo el Eoceno, en dado caso de que el fósil índice no se encuentre realizar un seguimiento por abundancia de las especies encontradas.

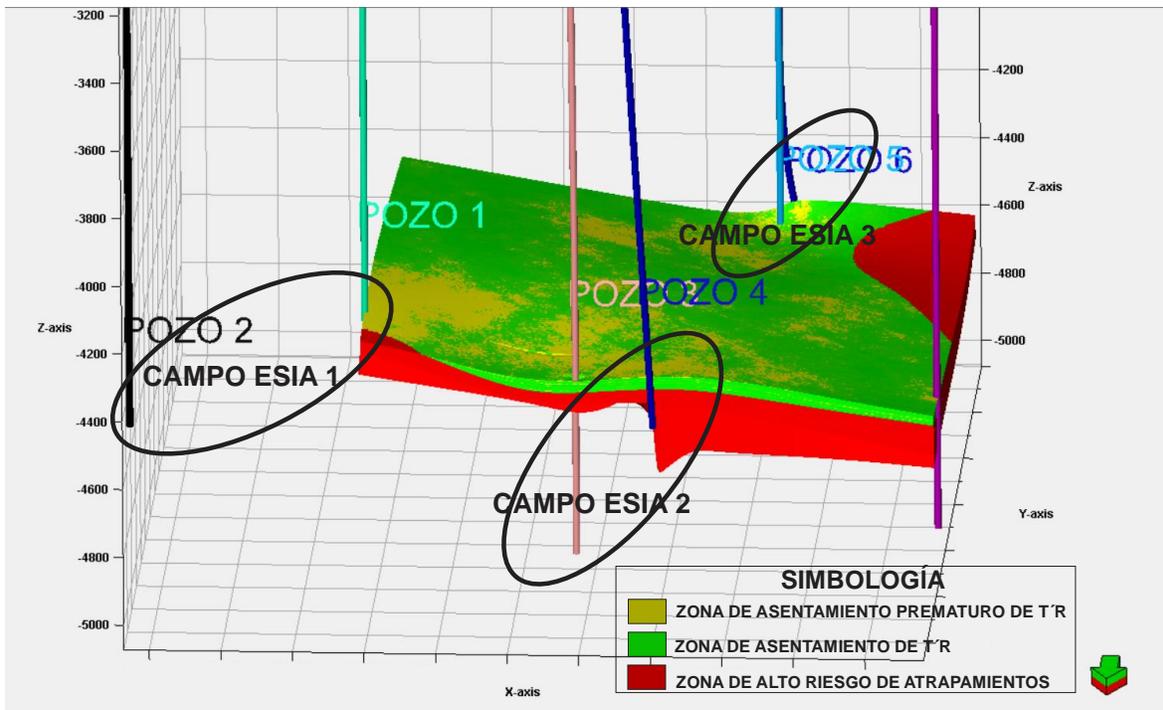


Figura 5.29. Vista lado Norte de los campos.

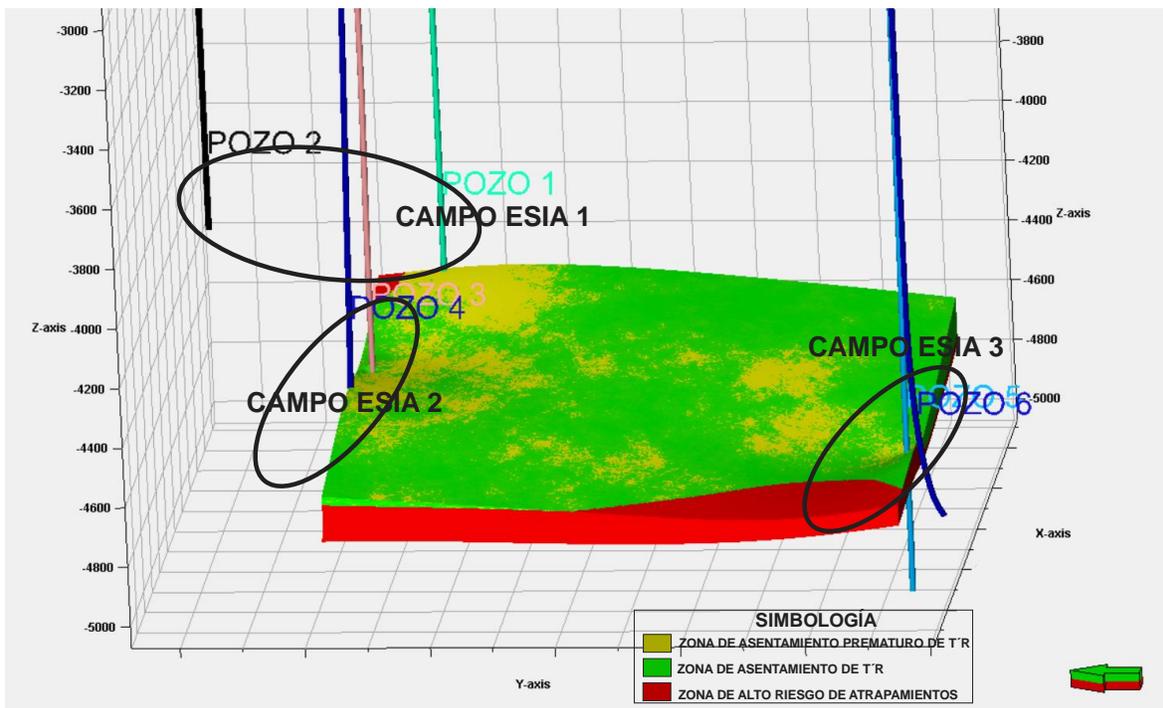


Figura 5.30. Vista lado Oeste de los campos.

La litofacie FP-1, la electrofacie 5 y la biofacie FP1 identifican el intervalo de asentamiento de la tubería de revestimiento en el Paleoceno, su reconocimiento ante la ausencia del fósil índice *Morozovella velascoensis* se puede ayudar de muchas otras observaciones y conclusiones que se plasmaron en los capítulos de caracterización en tiempo real, en particular se sugiere revisar la presencia de cuerpos litológicos clave o bien la abundancia de especies no índice y en general guiarse mediante la correlación entre las distintas litofacies, biofacies y electrofacies establecidas.

La homogeneidad de la litología en los tres campos no es posible, en cada uno de ellos los porcentajes de las distintas litologías difiere para cada nivel estratigráfico, en un principio el cambio de litología terrígena a carbonatada indicaba un patrón importante para identificar la unidad Paleoceno, no obstante con la información de más pozos en los campos se descartó este patrón, teniendo este escenario de variación litológica, se proporciona la identificación del Paleoceno mediante fauna representativa ya sea en forma de fósiles índice o bien en abundancia de especies no índice, considerando que no siempre se encuentran presentes los fósiles índice.

El comportamiento de los registros básicos que generalmente acompañan la perforación en un pozo de desarrollo, se analizaron y se identificó su comportamiento en cada nivel estratigráfico. Los modelados de los espesores de la unidad Paleoceno, así como la profundidad de su cima acompañan la caracterización mediante la cual es posible definir e identificar con mayor precisión la cima de la unidad Paleoceno antes de la perforación y por ende el asentamiento de la tubería 7 5/8 de pozos con objetivo Brecha en la zona de estudio. La metodología empleada en la presente investigación puede guiar o utilizarse como base para futuros estudios fuera del área de estudio o bien para otro nivel estratigráfico que presente problemas similares.

### **ZONAS EN DONDE LA UNIDAD PALEOCENO SE ENCUENTRA AUSENTE.**

Respecto a las zonas en donde la unidad Paleoceno se encuentra ausente, se propone un arreglo mecánico diferente (*Figura 5.31*), en el cual, el asentamiento de la tubería de revestimiento se lleva a cabo en los últimos 10 metros de la unidad Eoceno Inferior que se perforan, para lo cual es necesario que el intérprete configure bien el espesor de dicha unidad, apoyándose en todas las herramientas que se desarrollaron en esta investigación, enfatizando en la sísmica, mapas de cimbras, mapas de isopacas, correlaciones, bioestratigrafía y comportamiento de registros de tiempo real.

El control de la perforación en esta etapa es crítica por lo que adicionalmente se sugiere llevar una densidad óptima del lodo de perforación, una muy buena limpieza del agujero, cuidar que no exista torque y circular varias veces para que no existan condiciones de que la herramienta de perforación quede atrapada.

### **ZONAS EN DONDE LA UNIDAD BRECHA SE ENCUENTRA AUSENTE.**

En campos en donde no existe la unidad brecha, es decir que el objetivo de las localizaciones es Cretácico medio o Kimmeridgiano el asentamiento de la TR 9 5/8 se propone efectuarlo en el Cretácico superior cuando se tiene la certeza de que ya se está perforando la columna mesozoica.

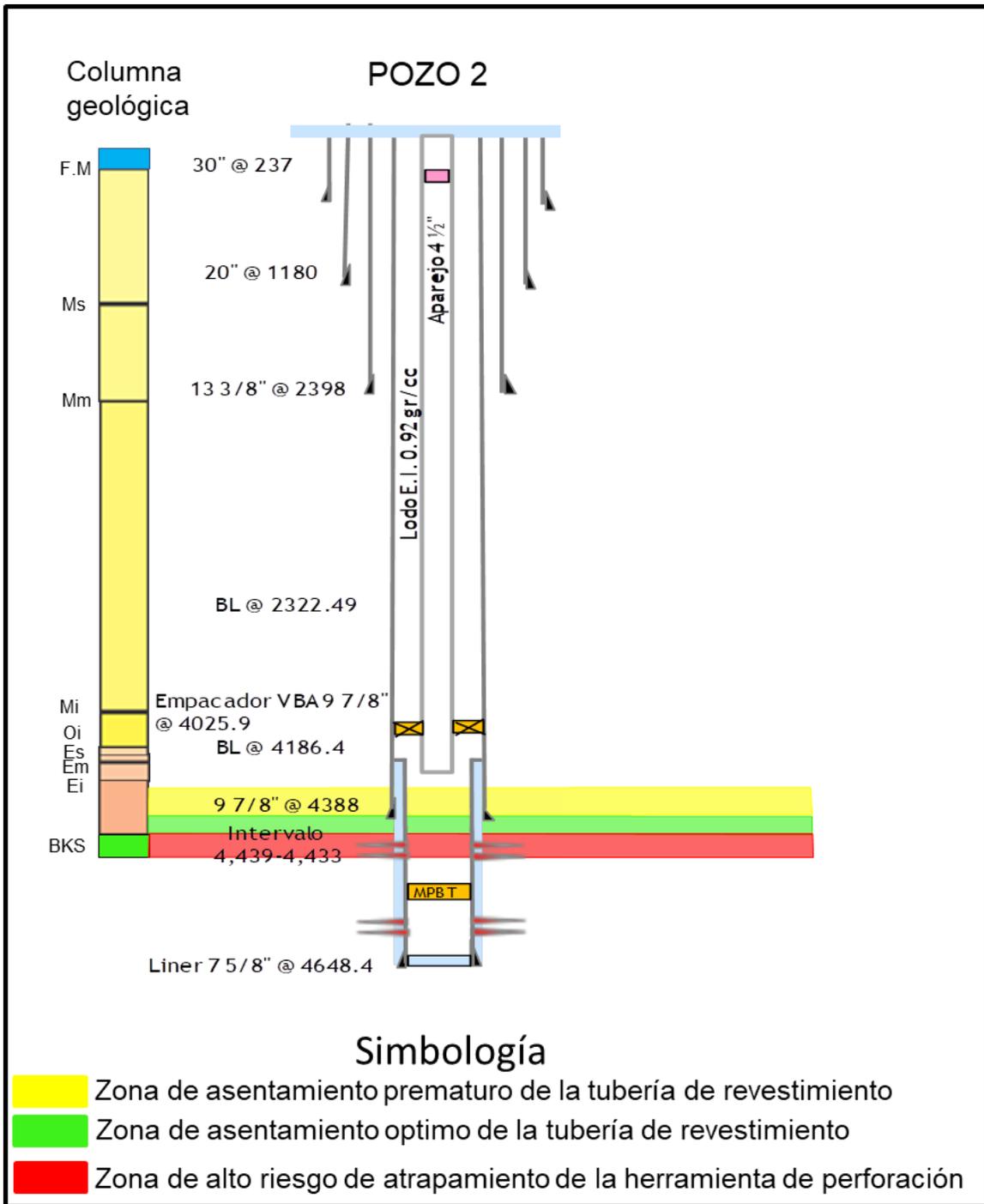


Figura 5.31. Arreglo mecánico para zonas en donde está ausente el Paleoceno.

## **ZONAS DE ALTO RIESGO PARA LA PERFORACIÓN.**

Como información adicional a los mapas de espesores que se emiten en el capítulo 3 en donde se vislumbran las zonas de mayor riesgo para la perforación, debido al reducido espesor del Paleoceno, se elaboró un mapa de riesgo operativo (*figura 5.32*). La zona delimitada como de alto riesgo es en donde probablemente la unidad Paleoceno se encuentre ausente y se tenga que optar por el modelo mecánico de la *figura 5.31*. La zona marcada como de riesgo medio es en donde se interpreta que el Paleoceno puede tener espesores bajos o bien de igual forma puede estar ausente.

La distribución de las electrofacies 5,6 y 7 que se muestran en la *figura 5.32*, pertenecientes al Paleoceno, muestran los valores de espesor de la unidad, definiendo para estas zonas arreglos mecánicos similares a los de la *figura 5.26*. En el análisis geomecánico que se cumple en una nueva localización, para el asentamiento de la tubería 9 5/8, se recomienda que el geocientista revise cuidadosamente la información disponible de correlación y realice la correspondiente comparación entre cada fuente, para lograr modelar de mejor manera las unidades en el subsuelo.

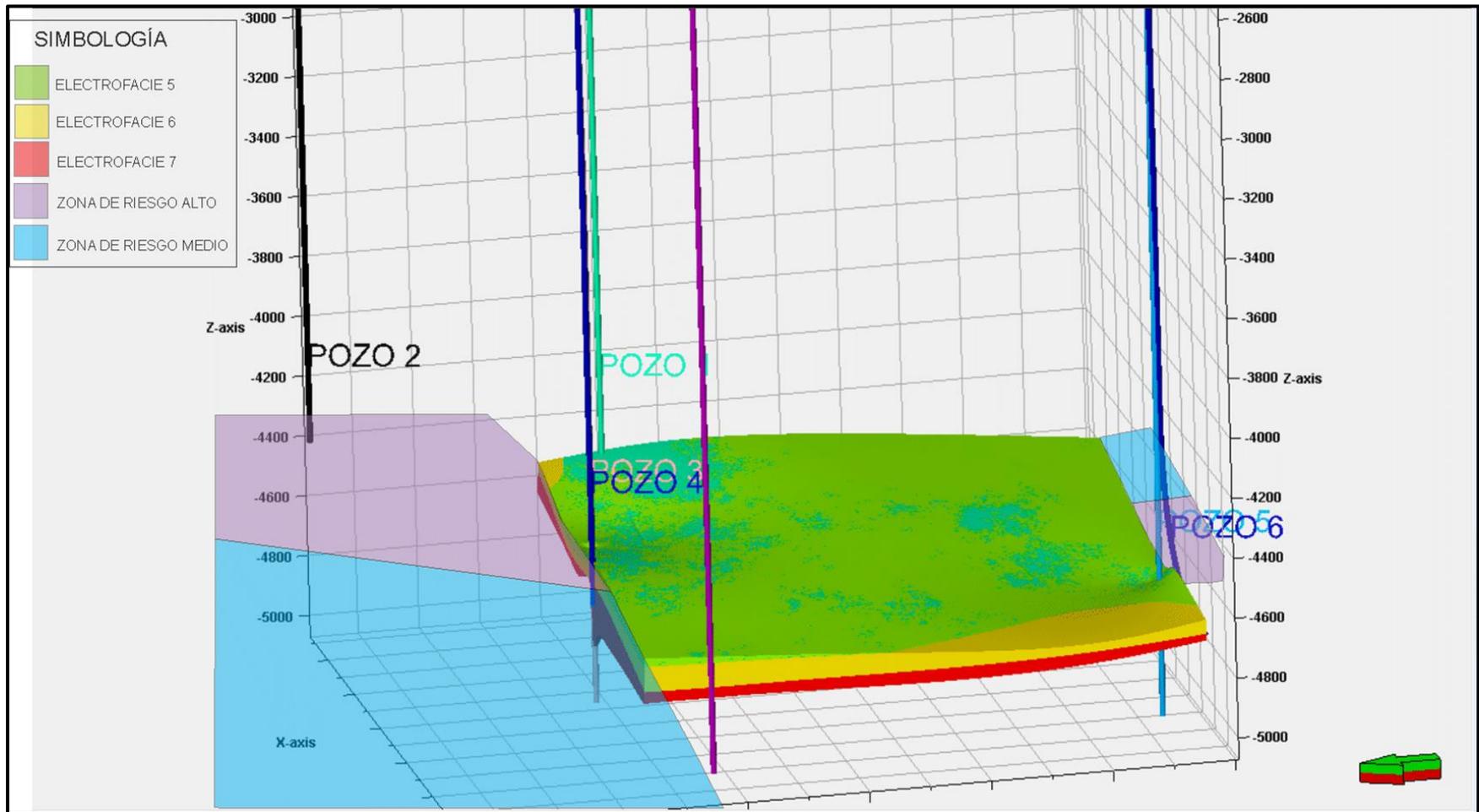


Figura 5.32. Delimitación de zonas de riesgo para el asentamiento de tuberías de revestimiento en la unidad Paleoceno.

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## Conclusiones

- ❖ En la caracterización de la unidad Eoceno se establecieron 4 electrofacies con valores bajos de resistividad que se correlacionan con 2 litofacies y 2 biofacies. En la unidad Paleoceno se identificaron 3 electrofacies que presentan incrementos en la resistividad, asociadas a 3 litofacies y 3 biofacies. Su integración provee mejores prácticas de identificación de la cima del Paleoceno.
- ❖ El modelado del registro sísmico concluye que los niveles más superiores del Paleoceno contienen litologías más calcáreas, lo que permite llevar a cabo un correcto asentamiento de la tubería de revestimiento debido el cambio litológico. El nulo asentamiento en esta zona, derivado de la reología y geomecánica de los niveles infrayacentes, proyectan escenarios de alto riesgo para la perforación, con posibilidad de atrapamientos de la herramienta de perforación.
- ❖ Derivado del análisis litológico, de registros geofísicos y modelos geomecánicos se concluye que la mejor zona para el asentamiento de la tubería de revestimiento es el nivel estratigráfico que se delimita con la litofacie FP1, electrofacie 5 y biofacie de *Morozovella acuta*, *Morozovella velascoensis* y *Planorotalites p.pusilla*.
- ❖ Se concluye que la zona ubicada al NE del campo ESIA-1, pozo 2, posee un alto riesgo operativo debido al limitado espesor que presenta la unidad Paleoceno, por lo que el asentamiento de la tubería de revestimiento se puede llevar a cabo tomando en cuenta las litofacies, biofacies, abundancia de especímenes en el nivel más temprano del Eoceno Inferior e implementar el arreglo mecánico adecuado.
- ❖ Se determinó que las características geológicas tienden a variar de campo a campo y muchas de las ocasiones también dentro de los campos se

presentan cambios importantes en litología, esto derivado de las condiciones de depósito, presencia de cuerpos sedimentarios y paleotopografía, por lo que se establece que cada nueva localización a perforar debe ser modelada de manera independiente, tomando en consideración la información de pozos localizados a menor distancia y con ayuda de datos sísmicos.

- ❖ El volumen de arcilla que puede contener la unidad Paleoceno en cada nivel estratigráfico ayuda a delimitar la profundidad del asentamiento de la tubería 9 5/8, es decir, a menor arcillocidad más probabilidad existe para asentar la T´R.
- ❖ Se advierte que el nulo cuidado y bajo nivel de precisión en el control geológico de los niveles estratigráficos durante la perforación de un pozo petrolero, conlleva a incrementar bastantes los costos de la operación e inversión en una zona prospectiva.

## Recomendaciones

- ❖ Se propone anexar un número mayor de registros geofísicos de pozo a los modelos realizados para tener mejor confiabilidad en los resultados y afinar las profundidades de los asentamientos de tuberías de revestimiento.
- ❖ Se sugiere realizar el modelado de las presiones de poro en los tres campos aquí analizados, tanto en la unidad Eoceno Inferior como en el Paleoceno, con el objetivo de visualizar y corroborar la zona más propicia de asentamientos de tuberías de revestimiento.
- ❖ Se advierte llevar a cabo estudios regionales enfocados con el análisis y actualización las abundancias de fósiles no índices del Eoceno Inferior y Paleoceno, para ajustar la presencia de especies y crear biozonas de abundancia para la zona de estudio.
- ❖ Se recomienda anexar datos sísmicos en la elaboración de los modelados geológicos realizados.

# REFERENCIAS

- Abbot, P. L., D.Hanson, A., Celeste N.Thomson, D. L., Pollard, W. J., & E.Seeliger., T. (1993). Geología de la formación Sepultura del Paleoceno, en mesa de la sepultura, Baja California. San Diego State University .
- Amos, S. (1991). *The Gulf of Mexico Basin* . The Geological Society of America, 1991.
- Ángel, G. T., & Fernando, P. G. (2007). Aplicación para el diseño de tuberías de revestimiento a partir de registros geofísicos. *Tesis profesional*. Ciudad de México: UNAM.
- Angeles, F. (1985). *Monografía Petrolera de la Zona Marina*.
- Ángeles-Villeda, M., Hinojosa-Espinosa, J., López-Oliva, J., Valdés-González, A., & Livas-Vera, M. (2005). Estratigrafía y microfacies de la parte sur del Cañon de la Boca, Santiago, Nuevo León, México. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, V.22,num.2., 272-281.
- Aquino, F. J. (2006). *Monografía petrolera de la zona marina* (Vol. Especial). AMGP.
- Barrera, A. C., & Argáez, R. G. (1985). Consideraciones paleobiológicas de los icnofosiles de la formación Chicontepec en el estado de Puebla. Ciudad de México: UNAM.
- Bautista, J. M. (febrero de 2006). Interpretación sismoestratigráfica de la distribución de las arenas de la Formación Midway. (Paleoceno inferior), en el campo Velero, Cuenca de Burgos, NE de México. *Tesis maestría*. Ciudad de México: UNAM.
- Beristain, J. F. (2005). Sistemática e implicaciones paleoecológicas de esponjas y espongiomorpos del Cretácico y Paleoceno de México. Ciudad de México: UNAM.
- Bolli, H., Saunders, J., & Perch, K. (1985). *Plankton Stratigraphy* . Cambridge: Press Syndicate of the University of Cambridge .
- Buitrón, B., & Barceló-Duarte, J. (1980). Nerineidos (Mollusca-Gastropoda) del Cretácico inferior de la región de San Juan Raya, Puebla. . *Univ. Nal.Autón. México, Ins. Geología, Revista*, vol.4, núm. 1., 46-55.
- Burchette, T., & Wright, V. (1992). Carbonate ramp depositional systems . *Elsevier Science Publishers B.V., Amsterdam* . , 3-57.

- Calderón, A. (1956). Estratigrafía del Mesozoico y Tectónica del sur del Estado de Puebla; Presa de Valsequillo, Sifón de Huexotitlanapa y problemas hidrológicos de Puebla. *Congreso Geológico Internacional*, 1-91.
- Centeno-García, E., Mendoza-Rosales, C., & Silva-Romo, G. (2009). Sedimentología de la Formación Matzitzi (Paleozoico superior) y significado de sus componentes volcánicos, región de Los Reyes Metzontla-San Luis Atolotitlán, Estado de Puebla. . *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v.26, núm,1., 18-36.
- Céspedes, H. G. (2006). Análisis estructural del play Paleoceno Wilcox, área China-Barrilete, Nuevo Leon, México. *Tesis maestría*. Ciudad de México: UNAM.
- CNH. (2017). Atlas Geológico Cuencas del Sureste-Cinturon Plegado de Chiapas. . *ATLAS*. Cídad de México.
- Dávalos-Álvarez, O., Nieto-Samaniego, A., Alaniz-Álvarez, S., Martínez-Hernández, E., & Ramírez-Arriaga, E. (2007). Estratigrafía cenozoica de la región de Tehuacán y su relación con el sector norte de la falla de Oaxaca. . *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v.24, núm.2., 197-215.
- Estratigráfica, C. N. (2010). Código Estratigráfico Norteamericano. Ciudad de México: UNAM .
- Flügel, E. (2010). *Microfacies of Carbonate Rocks, Analysis, Interpretation and Application*. (Second Edition ed.). Germany : Springer-Verlag.
- Gamper, M. (1977). Bioestratigrafía del Paleoceno y Eoceno de la Cuenca Tampico-Misantla badasa en los foraminiferos planctonicos. *Artículo científico*. Ciudad de México: UNAM.
- Garrido, H. H. (2012). Estudio de los sedimentos carbonatados del Paleoceno-Eoceno en el cráter Chicxulub:Implicaciones paleoambientales. Ciudad de México: UNAM.
- Gutiérrez, I. E. (Mayo de 2005). Estratigrafía de las secuencias en los sistemas siliciclasticos del Eoceno Inferior-Paleoceno del campo Coapechaca. *Trabajo terminal Posgrado*. Ciudad de México: UNAM.
- Hernández, A. H. (Abril de 2011). Estudio sísmico estratigrafico del play Paleoceno-Eoceno del área de Chilam, plataforma continental de las costas de Campeche. Ciudad de México, México: UNAM .

- Hernández-Romano, U., Aguilera-Franco, N., Martínez-Medrano, M., & Barceló-Duarte., J. (1997). Guerrero-Morelos Platform Drowning at the Cenomanian- Turonian Boundary, Huitziltepec Area, Guerrero State, Southern Mexico . *Academic Press Limited* , 661-686.
- León, D. C. (2014). Metodología para el análisis de la geometría y procedencia de las areniscas del Paleoceno-Eoceno en el Paleocanal de Chicontepec, campos Furbero-Presidente Alemán-Remolino. *Tesis profesional*. Ciudad de México: UNAM.
- Longoria, J. (1975). Estratigrafía de la Serie Comancheana del Noreste de México. *Soc. Geol. Mexicana XXXVI*, 31-59.
- López, D. (2016). Geomecánica Para Formaciones Siliciclásticas, Mediante Compresibilidades y Análisis de Sistemas Petroleros. *Tesis de Maestría* . Ciudad de México: UNAM.
- Lopez, E. (Septiembre de 1979). Geología de México. Tomo III. *Libro*. Ciudad de México.
- Maliva, R. (2016). *Aquifer Characterization Techniques*. USA : Schlumberger .
- Mancera, O., & Martínez, H. (2007). Evaluación Sedimentológica y Petrofísica de una Sección de la Formación Orizaba del Cretácico en la PLataforma de Córdoba. *Tesis profesional*. Ciudad de México: UNAM .
- Martín, D. C., & Omar, H. L. (2009). Diseño de Tubería de Revestimiento Para Pozos de Alta Presión y Alta Temperatura. *Tesis profesional*. Ciudad de México: UNAM .
- Mendoza-Rosales, C. (2010). Estratigrafía y Facies de las Cuencas Cretácicas del Sur de Puebla y su Significado Tectónico. *Tesis doctoral*. Ciudad de México: UNAM.
- Mendoza-Rosales, C., Silva-Romo, G., Centeno-García, E., Campos-Madrigal, E., Rodríguez-Otero, & M. (2013). La Formación Chivillas en Tehuacán, Puebla, México: definición, análisis de facies y procedencia. . *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Volumen 65, Núm.2.*, 457-480.
- Milson, J. (2003). *Field Geophysics*. England: John Wiley & Sons Ltd.
- Molina, E. (2004). *Micropaleontología*. Zaragoza, España: Prensas Universidad de Zagoza.

- Morán-Zenteno, D., Silva-Romo, G., Gonzalez, E., & Ortega, B. (1993). Jurassic-Cretaceous Paleogeographic evolution of northern Mixteca terrane, Southern Mexico. . *Geofísica Internacional, Vol.32,Num.,3*, 453-473.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy* (Second Edition ed.). Chichester, UK.: Wiley-Blackwell.
- Nieto, A. O. (2015). Análisis de microfacies en los pozos UNAM 5-6 y 7 de Yucatán; Secuencia carbonatada del Paleoceno-Eoceno. *Tesis de Maestría*. Ciudad de México: UNAM.
- Nieto, A. O. (2015). Análisis de microfacies en los pozos UNAM-5, 6 y 7 de Yucatán; Secuencia Carbonatada del Paleoceno-Eoceno. *Tesis de maestría*. Ciudad de México: UNAM.
- Ortega-Gutiérrez, F. (1978). Estratigrafía del Complejo Acatlan en la Mixteca baja, Estados de Puebla y Oaxaca. . *Univ.Nal.Autón, México, Inst, Geología, Revista, vol.2 núm.2* , 112-131.
- Palomo, A. H. (2006). Identificación y caracterización de las litofacies del play Paleoceno Wilcox en el área China-Barrilete de la Cuenca de Burgos;NE de México. *Tesis de maestría* . Ciudad de México: UNAM.
- Pano, A. (1973). *Informe Geológico Final IG-PR-107*. Ciudad de México: Petroleos Mexicanos.
- peres, & perez, p. j. (2012). *el calor de la tierra*. ciudad de mexico: printer.
- Pindell, j., & Kennan, K. (2001). Kinematic Evolution of the Gulf Mexico and Carribbean. *GCSSEPM* , 193-220.
- Ramírez-Garza, B., & López-Palomino, I. (2008). Huajuapán, formación... Paleógeno-Cuaternario? *Léxico litoestratigráfico de México* . SGM . Obtenido de SGM.
- Remigio-Morales, K. (Noviembre de 2013). Formación Tamaulipas Superior. *Ficha de unidad litoestratigráfica (Formación)*. Servicio Geológico Mexicano .
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation Of Well Logs*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Rincón, A. (2010). Listado Paleoflorístico de las Plantas Fósiles del Pérmico, pertenecientes a la Formación Matzitzi, ubicadas entre los Kms. 90 al 95 de la Carretera Cuacnopalan-Oaxaca. *Tesis profesional*. Los Reyes Iztacala, Tlalnepantla, Edo. de México. : UNAM .

- Rocha, A. P. (Octubre de 2005). Manual para el control geológico en la perforación de pozos productores de gas y petróleo mediante el uso de micropaleontología y sedimentología. *Tesis profesional*. San Luis Potosí, México: Universidad Autónoma de San Luis Potosí.
- Rueda, J. (1998). El Origen del Golfo de México y de sus Subcuencas Petroleras Mexicanas, con base en la Palinoestratigrafía de Lechos Rojos. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 78-86.
- Salgado, G. H. (2012). Estudio de los sedimentos carbonatados del Paleoceno-Eoceno en el cráter Chicxulub: Implicaciones paleoambientales. Ciudad de México: UNAM.
- Sánchez, R. J. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Sociedad Geológica Mexicana, LIX (1)*, 19-42.
- Schlumberger . (2018). *Schlumberger*. Obtenido de [www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com)
- Schlumberger. (2005). *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*. Schlumberger .
- Vasquez, E., Busquet, J., & Carmona, I. (2015). Modelado Geomecánico de Pozos en Matlab. *Artículo* . Ciudad de México: IPN, ESIA TICOMÁN.
- Vergara, F. (2011). Caracterización de Fallas y Estructuras Someras Usando Tomografía de Refracción Sísmica. *Tesis profesional*. Ciudad de México: UNAM.
- Walker, R., & James, N. (1992). *Facies Models, Response To Sea Level Change*. Newfoundland, Canada: Geological Association of Canada.
- Zavala, H. M. (2007). Análisis sísmico del play Paleoceno-Wilcox en el área China-Barrilete estado de Nuevo Leon México. *Tesis de maestría*. Ciudad de México: UNAM.