



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTRATIGRAFIA Y SEDIMENTOLOGIA
DEL PLAY OLIGOCENO VICKSBURG
INFERIOR, CUBO PIPILA 3D EN LA
CUENCA DE BURGOS, REYNOSA,
TAMAULIPAS

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

PETROLERA Y GAS NATURAL, EXPLORACION

PRESENTA:

RUBEN ERNESTO OVIEDO LERMA

TUTOR:

DR. JOAQUIN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

2007



JURADO ASIGNADO:

Presidente: M.I. EMILIANO CAMPOS MADRIGAL

Secretario: M.C. NOEL HOLGUIN QUIÑONES

Vocal: DR. JOAQUIN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

1^{er.} Suplente: M.A. MIGUEL JUAREZ CASAS

2^{do.} Suplente: ING. FELIPE JAIME LEON ISLAS

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

EDIFICIO DE POSGRADO DE INGENIERÍA

TUTOR DE TESIS:

DR. JOAQUIN EDUARDO AGUAYO CAMARGO

FIRMA

DEDICATORIA

A mis hijos:

Bárbara
Luis

A mi esposa:

Alejandría

A mis padres:

Rubén Oviedo
Genoveva Lerma

A todos mis familiares

AGRADECIMIENTOS

Van dirigidos a todas aquellas personas e instituciones que de alguna manera colaboraron en la realización del presente trabajo:

A Petróleos Mexicanos Exploración-Producción (Activo Regional de Exploración Marina), por creer en mí para la realización del proyecto de posgrado:

Gracias,

Ing. Rodolfo Juárez Gómez

Ing. Jesús Patiño Ruiz

Ing. Arturo Soto Cuervo

Ing. Manuel Terán García

A todos los compañeros de trabajo, que enumerarlos sería imposible.

A Petróleos Mexicanos Exploración-Producción (Activo Reynosa), por las facilidades otorgadas y llevar a término el proyecto:

Gracias,

Ing. José Antonio Escalera Alcocer

Ing. Francisco González Pineda

Ing. Antonio Hernández Patiño

Ing. Leonardo Pineda Juárez

A las Biólogas Graciela Ramírez, Mónica Quintanilla y a todo el personal de laboratorio.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por su afectivo trato durante mi estancia.

Gracias,

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, por la dirección de tesis.

Al jurado examinador:

Gracias,

M.I. Emiliano Campos Madrigal

M.C. Noel Holguin Quiñones

M.A. Miguel Juárez Casas

Ing. Felipe Jaime León Islas

A todos los compañeros de posgrado, Mary, Isabel, Víctor, Humberto, Jaime, Roberto, Manuel, Martín y Paco. Gracias por todas experiencias compartidas.

CONTENIDO

RESUMEN	i
I.- INTRODUCCIÓN	1
I.1.- OBJETIVO	2
I.2.- GENERALIDADES	2
I.2.1.- Localización	2
I.2.2.- Metodología	5
I.2.3.- Estudios Previos	8
II.- MARCO GEOLOGICO REGIONAL	11
II.1.- ESTRATIGRAFIA DEL CENOZOICO Y MESOZOICO	12
II.2.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y TECTÓNICA	17
II.3.- PALEOGEOGRAFÍA DEL TERCIARIO DEL GOLFO DE MÉXICO	20
III.- DESARROLLO	23
III.1.- ESTRATIGRAFÍA DEL OLIGOCENO VICKSBURG	23
III.2.- ANÁLISIS DE ELECTROFACIES	27
III.3.- PETROGRAFÍA Y DIAGÉNESIS	31
III.3.1.- Datos generales	31
III.3.2.- Estudio de Núcleos	34
III.4.- SEDIMENTOLOGÍA	45
III.4.1.- Datos generales	45
III.4.2.- Estudio de Muestras de Canal	46
III.4.3.- Granulometría	47
III.4.4.- Correlación de datos	53
III.5.- BIOESTRATIGRAFÍA	57
III.5.1.- Datos Generales	57
III.5.2.- Columna Bioestratigráfica	58
III.5.3.- Correlación de datos	64
III.6.- MODELO GEOLÓGICO	66
III.7.- SISTEMA PETROLERO DEL ÁREA PÍPILA	77
III.7.1.- Subsistema Oligoceno (Formación Vicksburg)	77
III.7.1.1.- Roca generadora	77
III.7.1.2.- Roca Almacén	78
III.7.1.3.- Roca Sello	79
III.7.1.4.- Trampa	79
III.7.1.5.- sincronía y Migración	80
IV.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81

ANEXOS

- I.- Plano de Localización
- II.- Secciones estratigráficas
- III.- Tabla Cronoestratigráfica Bolli 1985
- IV.- Información de Núcleos y Muestras de Canal

RESUMEN

Estratégicamente, la Cuenca de Burgos, es un parteaguas en la economía nacional, por lo que es prioritario el estudio exploratorio de todos los posibles plays, en este caso el Play Oligoceno Vicksburg Inferior; el cual se caracteriza por ser una formación con sedimentación siliciclástica producto del aporte de los ríos Grande y Houston. El área de estudio se localiza en la parte centro-oriental de la Cuenca de Burgos, incluida dentro del Proyecto Camargo, la cual cubre una superficie de 6250 km², dentro de la Provincia Noreste de México, sobre una parte de la Planicie Costera y de la Plataforma Continental del Golfo de México, abarcando los estados mexicanos del Norte de Tamaulipas, Este de Nuevo León y en menor proporción el Este terminal de Coahuila.

El play se encuentra distribuido en franjas a lo largo de la cuenca en dirección norte-sur, aflorando principalmente en la porción occidental conocida como zona de no expansión. El objetivo del presente trabajo es el de evaluar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos del Play Oligoceno Vicksburg Inferior, para reducir los índices de incertidumbre en la incorporación de reservas.

Con el desarrollo de disciplinas estratigráficas y sedimentológicas aplicadas en 20 pozos del área, se plantearon los análisis de los elementos del play, tales como roca almacén, sello, trampa, roca generadora y migración, apoyándose con la evaluación petrofísica, sismoestratigráfico-estructurales y cálculos de atributos sísmicos, obteniendo al final un modelo geológico del Play Oligoceno Vicksburg.

Empleando los datos estratigráficos, sedimentológicos, bioestratigráficos y petrográficos se determinaron varias secuencias terrígenas constituidas por gruesos paquetes de lutita laminar, calcárea, en partes bentonítica, con abundante pirita asociada a materia orgánica y micas. Con delgadas a medianas intercalaciones de arenisca de cuarzo sedimentario e ígneo, pedernal, feldespatos, micas, glauconita, clastos de mudstone y lutita, de grano muy fino a fino, y graduando a limo grueso, medio y fino, con escasa presencia de arcilla, bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular y empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Definida como litarenita.

Los sedimentos del Vicksburg Inferior fueron depositados en ambientes deltaicos progradantes, acumulando cantidades importantes de arenas de isla de barrera, barras de marea, canales y canales de desborde, todo esto dentro de la plataforma interna.

Sísmicamente, el Oligoceno Vicksburg Inferior, consta de reflectores paralelos, subparalelos, hummocky y caóticos, generalmente en acuñamientos. Con fallamiento lístrico de sobrecarga litostática, pliegues de baja amplitud y domos arcillosos.

Conjuntando todos los resultados, el área Pípila contiene rocas almacén de regular a buena calidad, la roca sello es excelente, las trampas estratigráficas y estructurales tienen gran potencialidad de contener hidrocarburos, tanto de gas como aceite ligero.

I INTRODUCCIÓN

Dada la prioridad en PEMEX Exploración-Producción, de encontrar nuevos yacimientos con expectativas potenciales de contener hidrocarburos, se requieren estudios especializados de punta para asegurar los objetivos trazados en los lineamientos de la gestión de calidad implantada por sistema institucional.

En la actualidad se cuenta con tecnologías avanzadas y terminología geológica actualizada, sin embargo siempre existe la oportunidad de aplicar nuevos postulados en modelos geológicos para la evaluación de plays, con la finalidad de crear, con menor incertidumbre, hipótesis de generación y migración de hidrocarburos, así como la identificación, caracterización y distribución de las rocas almacén en el área de estudio.

Durante la evolución geológica de la Cuenca de Burgos, se han manifestado diferentes eventos caracterizados por la diversidad y complejidad estructural, depositacional y de ambientes diagenéticos, lo cual hace endémica su posición a nivel mundial. Derivado de esto, se hace prioritaria la investigación de nuevas fronteras que no han sido consideradas de manera objetiva, destacando la porción occidental del Cubo Pípila, la cual corresponde a los eventos de pre-expansión tectónica, cubriendo en gran proporción al Oligoceno Vicksburg.

Con el estudio de plays se da soporte para proponer localizaciones específicas de perforación en el subsuelo, punto inicial en la cadena de valor de la exploración petrolera. Por ello la importancia de integrar y generar la mayor información en cuanto a modelos sedimentarios para evaluar el Play Oligoceno Vicksburg, aplicando metodologías y técnicas de vanguardia referente a la evaluación estratigráfica, sedimentológica y bioestratigráfica, así como la interpretación sísmica, petrofísica, geoquímica y operacional de pozos, con el objetivo de localizar los horizontes estratigráficos económicamente explotables.

Hasta la fecha, en el cubo Pípila 3D se tiene la documentación de 40 pozos perforados, de los cuales 10 son productores de gas y condensado, 3 productores de gas, 1 productor no comercial, 3 invadidos con agua salada, 13 improductivos secos y 2 taponados por accidente mecánico; todos ellos dentro del Oligoceno Vicksburg. Esto conlleva a realizar estudios detallados para reinterpretar el modelo sedimentario y determinar los posibles eventos de aporte, direccionamiento y distribución de facies almacenadoras de hidrocarburos; así como definir la interacción tectónica que definen los estilos estructurales y patrones de entrapamiento de la cuenca con base en atributos sísmicos y estratigráficos.

I.1 OBJETIVO

Evaluar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos para reducir los índices de incertidumbre en el proyecto exploratorio, con el propósito primordial de incorporación de reservas. Para ello se planteó analizar los elementos del play, tales como roca almacén, sello, trampa, roca generadora y migración, basándose en un marco sedimentario, involucrando estudios estratigráficos (bio-y litoestratigráficos), con el apoyo de evaluación petrofísica, sismoestratigráfico-estructurales y cálculos de atributos sísmicos, obteniendo al final un modelo geológico del Play Oligoceno Vicksburg de áreas conocidas y proyectadas a zonas carentes de información, las cuales contienen posibilidades potenciales de almacenar hidrocarburos en litofacies no estudiadas.

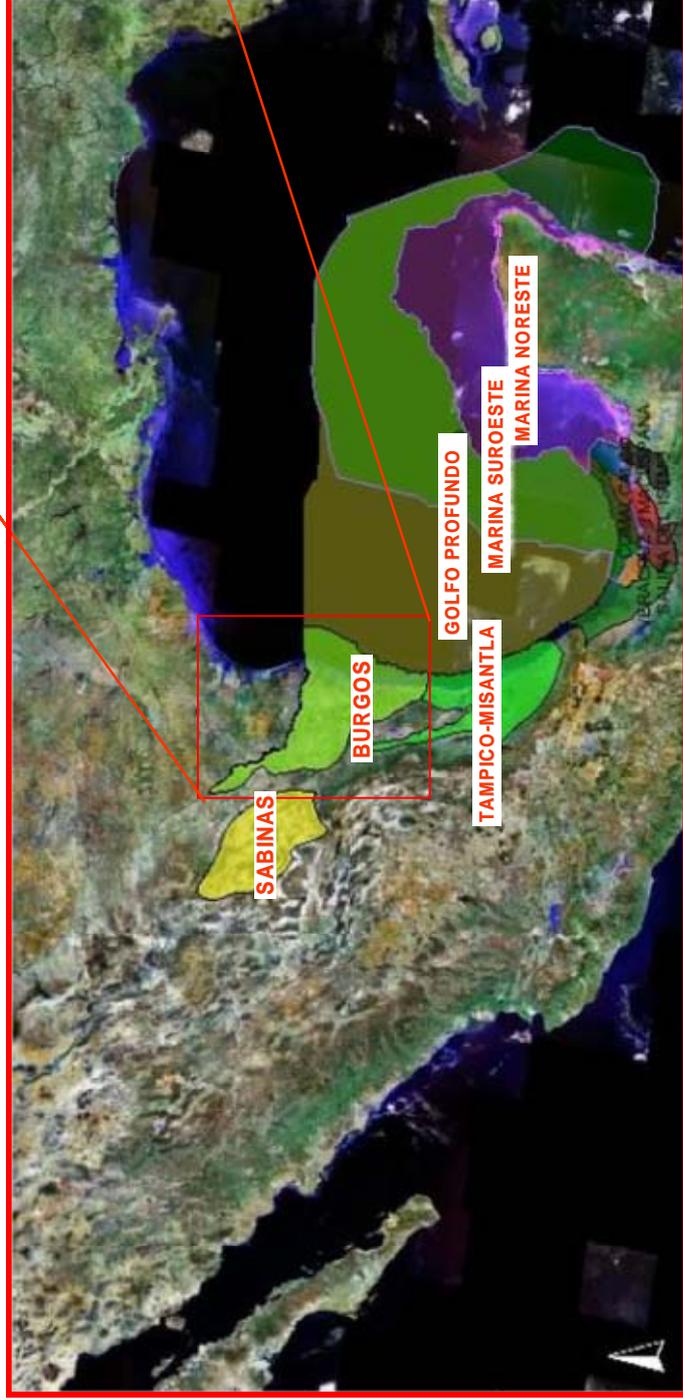
I.2 GENERALIDADES

I.2.1 LOCALIZACIÓN

Geológicamente, la subprovincia de la Cuenca de Burgos se encuentra dentro de la Provincia Noreste de México, sobre una parte de la Planicie Costera y de la Plataforma Continental del Golfo de México, abarcando los estados mexicanos del Norte de Tamaulipas, Este de Nuevo León y en menor proporción el Este terminal de Coahuila (Figura No. I.2.1.1). Esta cuenca petrolera forma parte, hacia el Sur, de la porción meridional de un rasgo paleogeográfico cenozoico conocido como Río Grande Embayment (López R., 1985; Ewing, 1991). Los límites geográficos son: al norte el Río Bravo, al oriente el Golfo de México, al sur y suroeste el Río Soto La Marina y el flanco oriental de la Sierra Cruillas, al occidente parte del flanco de la Sierra Cruillas hasta el poniente de la Sierra de Nuevo Laredo, Tamaulipas; cubriendo un área aproximada de 45000 km².

El área de estudio se localiza en la parte centro-oriental de la Cuenca de Burgos, incluida dentro del Proyecto Camargo, la cual cubre una superficie de 6250 km². Geológicamente se ubica sobre las franjas del Eoceno Superior y el Oligoceno, paralelas entre sí, con una orientación norte-sur. El cubo sísmico Pípila 3D abarca cerca de 1060 km² y se ubica a 75 km al suroeste de Reynosa, Tamps., aproximadamente (Figura No. I.2.1.2), éste fue levantado en el año 2004 y sus coordenadas se muestran en la Tabla I.2.1.1).

CUENCAS PETROLERAS DE MÉXICO



Terrestre	1,923,040
Plataforma continental	263,259
Aguas profundas	567,477
TOTAL (km²)	2,753,776
No Prospectiva	1,699,190
Prospectiva	1,054,586
Cuencas estudiadas	260,000
% de estudio	25%

Figura No. I.2.1.1.- Mapa de localización de las Cuencas Petroleras de México, mostrando la Subprovincia de la Cuenca de Burgos (Modificado de informe inédito, PEMEX)

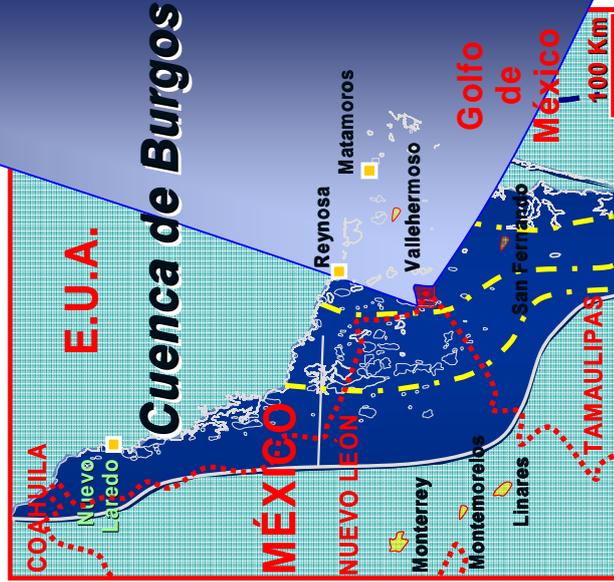
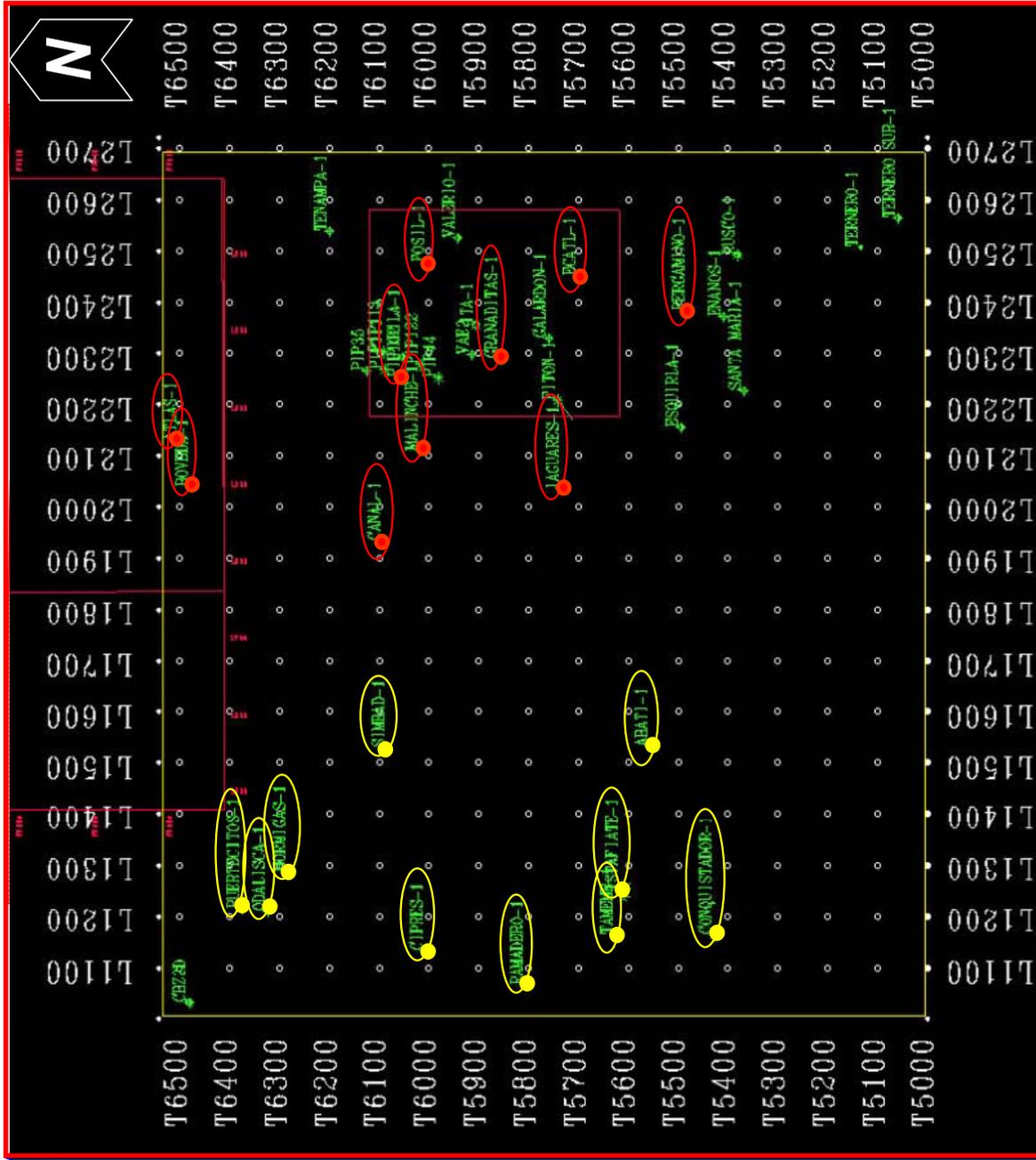


Figura No. 1.2.1.2.- Localización del proyecto Cubo Pífila 3D, en amarillo los pozos de apoyo de la zona de no expansión y en rojo los de la zona de expansión (Modificado de informe inédito, PEMEX)

Tabla I.2.1.1.- Coordenadas geográficas del Cubo Pípila (tomada de informe inédito PEMEX).

CUBO PÍPILA3D		
Vértices	X (m)	Y (m)
A	536,000	2'814,000
B	566,000	2'814,000
C	566,000	2'784,000
D	529,820	2'784,000
E	529,850	2'810,000
F	536,000	2'810,000

I.2.2.- METODOLOGÍA

El procedimiento seguido consistió en el estudio de pozos exploratorios y de desarrollo, definido en siete etapas fundamentales, las cuales se ilustran en el siguiente flujograma de trabajo (Figura No. I.2.2.1), y se explican a continuación del mismo:

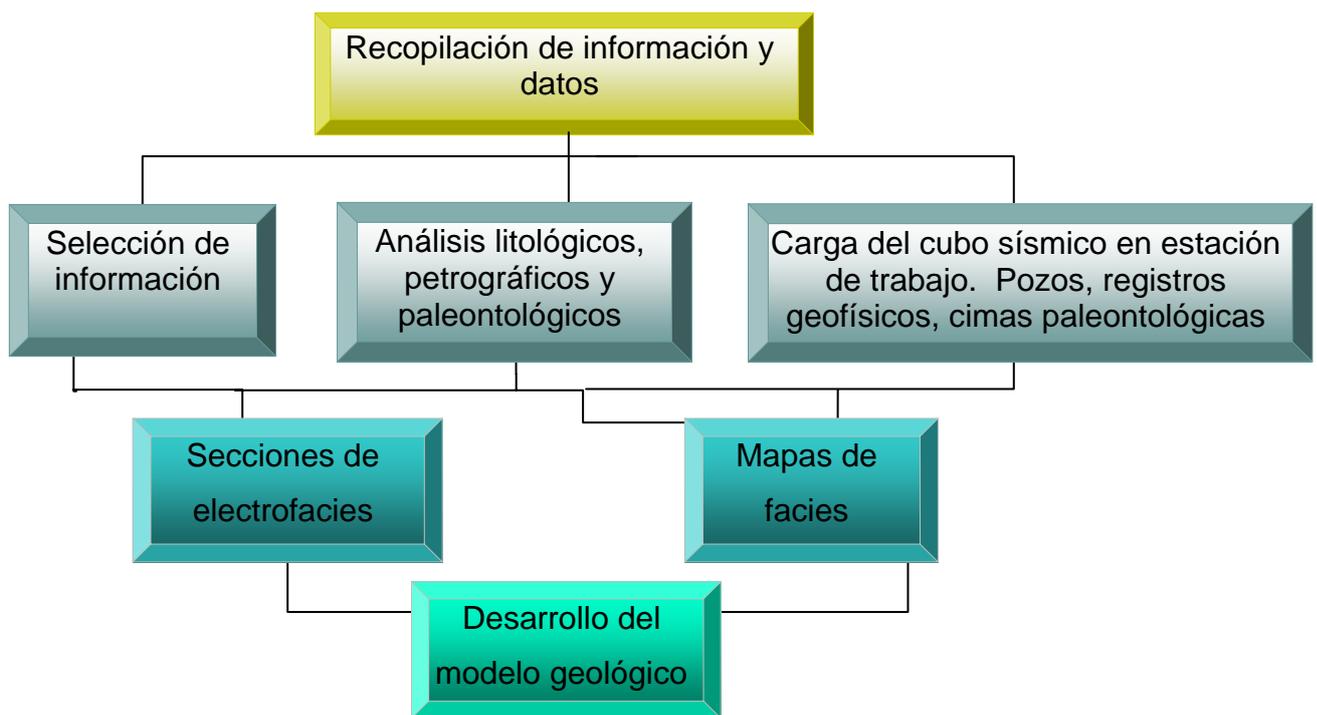


Figura No. I.2.2.1.- Flujograma del trabajo que muestra la metodología desarrollada durante la elaboración del presente estudio.

1) Recopilación de información y datos

De las visitas realizadas al Activo Integral Burgos Región Norte, se recibió información referente al cubo sísmico Pípila 3D conteniendo pozos con sus coordenadas, horizontes sísmicos interpretados, registros geofísicos, así como informes finales de pozos, paleontológicos, petrofísicos, litológicos, líneas y trazas sísmicas en papel.

2) Selección de información

Una vez obtenida la información, se seleccionó la misma, ordenando en importancia y calidad los datos a procesar y trabajar, tanto en formato digital como en papel.

3) Análisis litológicos, petrográficos y paleontológicos

Dado que existen pozos antiguos, y que no cuentan con estudios tecnológicos o metodológicos actuales, se analizaron los mismos con el detalle y criterio que actualmente se requiere. La metodología desarrollada se describe a continuación:

- a) Análisis litológicos: este aspecto es importante en el campo petrolero, ya que se identifican y describen de manera visual al microscopio estereoscópico los porcentajes relativos de constituyentes mayores en muestras de rocas.
 - ✓ Descripción de los constituyentes de muestras lavadas en intervalos de 5 y 20 m.
 - ✓ Elaboración de gráficas granulométricas para la determinación del tamaño de arcillas y limos vs. arenas y clasificar las mismas.

- b) Análisis petrográficos: describe de manera objetiva las variaciones mineralógicas y texturales de los constituyentes de las muestras rocosas, y junto con otras disciplinas apoyan en la definición de ambientes depositacionales. También es importante para la definición de los elementos principales del play, tales como roca generadora, almacén y sello.
 - ✓ De los pozos con información petrográfica, dentro del intervalo de la Formación Oligoceno Vicksburg, se tomaron datos que apoyaron el proyecto.
 - ✓ De los pozos con ausencia de información, se seleccionaron láminas delgadas de núcleos existentes en el intervalo para describir la composición de los constituyentes, texturas y fábrica con microscopio petrográfico.
 - ✓ Clasificación de arcillas, limos y arenas utilizando diferentes nomenclaturas.
 - ✓ Elaboración de gráficas granulométricas para la determinación del tamaño de arcillas y arenas, con base en mediciones utilizando software especializado (Carl Zeiss).

- c) Análisis paleontológicos: importante en la datación con foraminíferos planctónicos y definición de ambientes batimétricos con foraminíferos bentónicos, así como para la determinación de posibles límites de secuencias estratigráficas; los cuales, en asociación con otras disciplinas, definen ambientes depositacionales.

- ✓ De los pozos con información paleontológica de alta resolución, dentro del intervalo de la Formación Vicksburg, se tomaron datos que apoyaron el proyecto.

4) Carga del cubo sísmico Pícala 3D en estación de trabajo

Con ayuda de especialistas en sistemas computacionales de la Universidad Nacional Autónoma de México, se cargó en formato Seg-Y el cubo sísmico en estaciones de trabajo de la misma institución.

5) Carga de registros geofísicos en estación de trabajo

La grabación de registros geofísicos fue de manera total, es decir con todas las curvas de registros, coordenadas, elevación de terreno, entre otros.

- ✓ Se elaboraron secciones de electrofacies entre pozos con software especializado (Petrel, Schlumberger).
- ✓ Se interpretaron ambientes depositacionales (Petrel, Schlumberger).

7) Realización de secciones paleogeográficas

Con los resultados obtenidos y correlacionándolos entre sí, se elaboraron secciones paleogeográficas.

8) Mapas de facies sedimentarias

Así mismo, y correlacionando los resultados, se elaboraron los mapas de facies sedimentarias.

I.2.3.- ESTUDIOS PREVIOS

Tradicionalmente, en la Cuenca de Burgos, el principal problema es la distribución de arenas depositadas en ambientes terciarios, por lo que se hace necesario el reestudio del modelo geológico con base a estratigrafía de secuencias, involucrando la mayoría de las disciplinas de Ciencias de la Tierra, entre ellas, estratigrafía y sedimentología de detalle.

Las primeras exploraciones con fines petroleros que se realizaron en la Cuenca Burgos, fueron consecuencia del desarrollo petrolero en el Estado de Texas. Hacia 1920 y en los años subsecuentes, se registraron frecuentes descubrimientos de campos en el Sureste de E.U.A. donde al parecer, existían condiciones geológicas semejantes a las del Noreste de México. A partir de entonces, como primera etapa petrolera, compañías extranjeras ejecutaron en territorio mexicano diversos trabajos exploratorios de geología superficial, sismología, gravimetría y sondeos estructurales, pero las perforaciones en busca de acumulación de hidrocarburos en cantidades comerciales, no tuvieron éxito en su mayor parte, a pesar de que se perforaron pozos exploratorios, sólo se descubrieron, entre 1931 y 1937, cuatro campos de gas de poca importancia (La Presa, Rancherías, Lajitas y Nuevo Laredo) (en Evaluación de Formaciones en México, 1984, Schlumberger).

Considerando una segunda etapa exploratoria, en 1939, Petróleos Mexicanos (PEMEX) inicia actividades y fructificando resultados halagadores de producción de gas y condensado en 1945 con el Pozo Misión-1 (ubicado a ± 30 km al WNW de Reynosa, Tamps.). A partir de entonces y hasta diciembre de 2006 se han descubierto alrededor de 40 campos.

A raíz del descubrimiento de hidrocarburos, se intensificó la actividad de estudios exploratorios de la cuenca, entre los que destacan "Seminario sobre Exploración Petrolera: Problemas de Exploración en la Cuenca de Burgos" (IMP, 1969), donde se describen las primeras interpretaciones sedimentológicas y sismológicas del Oligoceno y la integración paleontológica del área. Busch y Sandoval (1970) definieron las características estructurales-estratigráficas y la distribución de sedimentos del Oligoceno en áreas piloto del Campo Francisco Cano.

González G. (1976) y Echánove E. (1986) elaboraron estudios geológicos regionales, éste último realizó la integración de la interpretación de registros geofísicos, datos paleontológicos, perfiles sísmicos y análisis económicos (1976-1988), a partir de trabajos

realizados por personal de Petróleos Mexicanos, donde establece los ciclos transgresivos y regresivos de la cuenca y su relación económica-petrolera.

Pérez-Cruz (1992) desarrolló la interpretación geológica aplicando el método de Estratigrafía de Secuencias y que junto con el “Estudio del Potencial Remanente en la Cuenca de Burgos”, así como recientes trabajos de plays entre los que destaca el “Estudio de Plays Vicksburg-Frío” (PEMEX-SCOTIA GROUP, 2000), han actualizado el conocimiento regional de la cuenca. González, G. R. y Holguín, Q. N. (1992) aportaron información importante sobre la geoquímica de las rocas generadoras de la cuenca.

Otros autores destacados como Harris, 1952; Guzmán, 1956; Carrasco, 1966; Rodríguez, 1969; Echánove, 1976, 1986 han aportado conocimientos sobre estilos estructurales de fallamiento normal de la cuenca, así como Harding y Lowell 1979; Bally, 1983; Lowell, 1985; Mandl, 1988; Foster y Beaumont, 1989; Ortiz-Ubilla y Tolson, G. (2004).

En trabajos de maestría recientes, Vizcarra M. (2005) realizó el análisis secuencial del Paleoceno-Eoceno y su potencial económico-petrolero del Campo Velero; Bernabé M. (2006) desarrolló el análisis estratigráfico-sedimentológico y calidad de yacimiento en la Formación Frío del Campo Francisco Cano.

Así mismo, los trabajos exploratorios realizados durante y después de la perforación de pozos, han aportado valiosa información con gran cantidad de informes de pozos, tanto de PEMEX como de compañías. Destacando análisis sísmicos, petrofísicos, paleontológicos y estratigráficos.

Desde el año 1997, en el Proyecto Camargo, se han adquirido 4220 km² de sísmica 3D y 6813 km² de 2D, cuya interpretación ha permitido localizar y perforar 87 pozos exploratorios, con un éxito geológico del 80% y comercial del 62%, incorporando una reserva hasta el 2005 de 1P =174, 2P= 638 y 3P 1564 MMMPC. A la fecha se han descubierto 79 campos productores con una producción acumulada de 1026 MMMPC. Es importante destacar que en los últimos descubrimientos encontrados en el trend productor sobre la falla de expansión del Oligoceno Vicksburg se desarrollaron a corto plazo los campos Sultán, Caudaloso, Fundador, Kriptón entre otros.

Actualmente se cuenta con una cartera de 109 oportunidades exploratorias, de las cuales 82 están registradas y 27 aprobadas. Los tipos de hidrocarburos esperados son gas y

condensado, alojados en trampas combinadas (estructural-estratigráficas) que para su prospección enfrentan principalmente el riesgo geológico de calidad en la roca almacén en objetivos profundos y facies distales, y en menor escala el sello. Diversos profesionistas de renombre han realizado diferentes trabajos referentes a aspectos geológicos y económicos individuales que han aportado conceptos importantes a la exploración y desarrollo de la cuenca.

Para el área denominada de “no expansión” se tienen localizados 11 pozos, y dentro de la cartera 5 pozos, sin embargo, no se han realizado estudios geológicos minuciosos para esta parte del Cubo Pípila, por lo que se hace necesario el desarrollo de actividades encaminadas a lograr la excelencia y aplicar las metodologías de punta para determinar las condiciones óptimas en cuanto a geología estructural, estratigráfica y de distribución de facies y así poder contar con las máximas posibilidades de encontrar hidrocarburos.

II MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

Considerando que la Cuenca de Burgos es una subprovincia petrolera productora principalmente de gas y gas y condensado, se han realizado diversos estudios aplicando diferentes disciplinas de Ciencias de la Tierra. Con información de pozos perforados en la parte occidental de la cuenca, se determinó que las rocas atravesadas más antiguas corresponden al basamento del Paleozoico Tardío, el cual está conformado por rocas metamórficas e ígneas intrusivas.

La cubierta sedimentaria comprende rocas mesozoicas (Triásico Tardío-Cretácico Tardío) y rocas cenozoicas (Paleoceno-Reciente), desarrollando estas últimas, secuencias de fajas orientadas con dirección general NNW-SSE rejuveneciendo en edad de Oeste (Paleoceno) a Este (Mioceno) y variando de acuerdo a su posición de afloramiento de poniente a oriente con echado regional de aproximadamente 2º y, profundizándose continuamente hacia el centro de la cuenca alcanzando mayor espesor de sedimentos y mayores planos batimétricos (Figura No. II.1).

Con base en lo anterior y debido a que las formaciones rocosas no afloran en el área, las características estratigráficas del mesozoico y del basamento no se conocen de manera directa. De igual forma, el detalle de la arquitectura de la cuenca, prácticamente no se manifiesta superficialmente, debido al bajo relieve de la zona y a las escasas y aisladas áreas de afloramiento. De esta manera, tanto las características de las unidades estratigráficas como la estructura de la cuenca se han descrito básicamente a partir de información sísmica y de pozos (Ortiz-Ubilla y Tolson, 2004).

En cuanto a la franja geológica del Oligoceno (Formación Vicksburg), dentro del Cubo Pípila 3D, se han descrito sedimentos siliciclásticos depositados en sistemas turbidíticos y deltaicos que son afectados por abundantes fallas de crecimiento. En esta sección se tiene importante producción de gas y condensado, destacando campos como Pípila (1989), Conquistador (1989), Ecatl (2002), Granaditas (2002), Fósil (2004), Fitón (2005) y Simbad (2005).

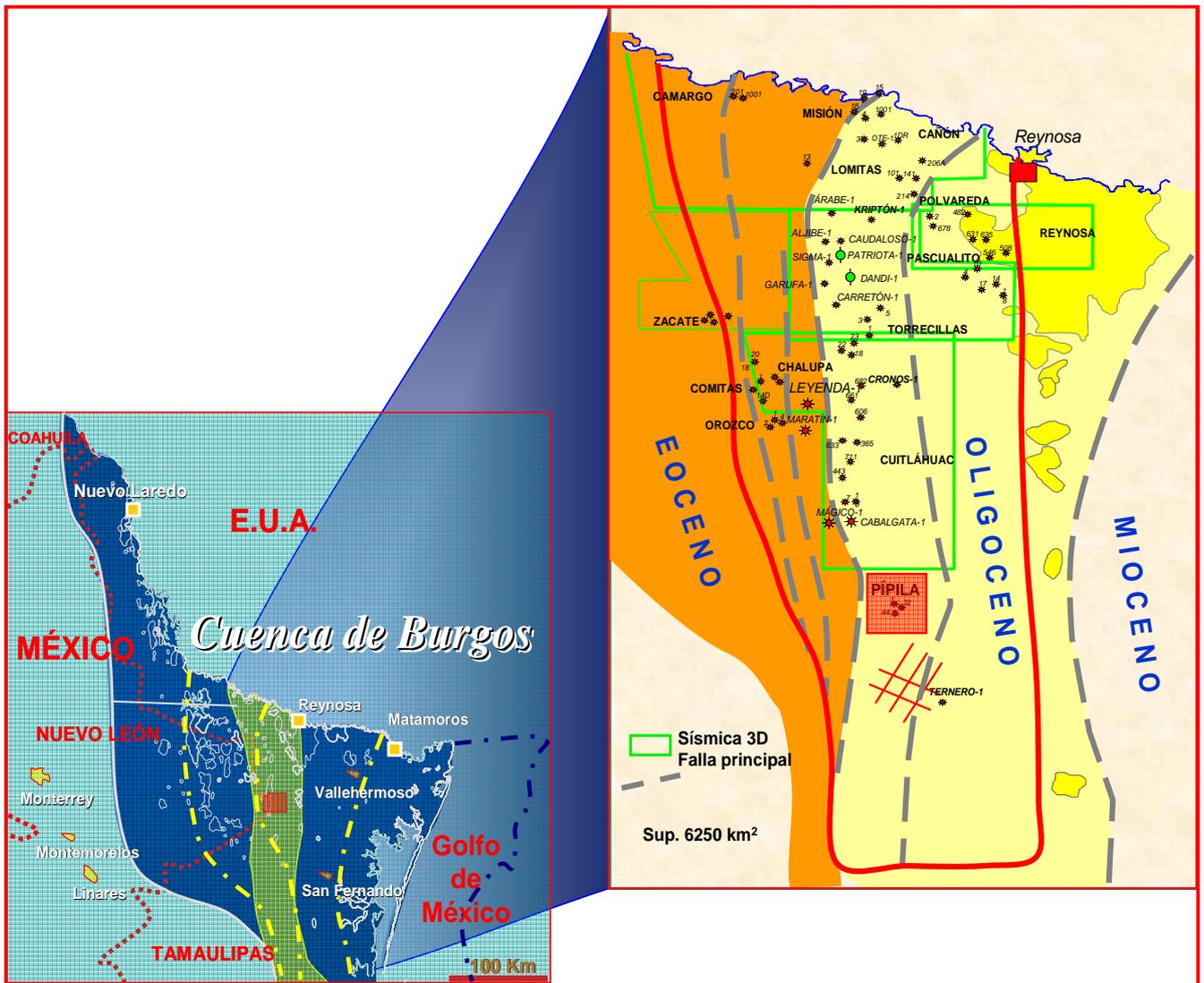


Figura No. II.1. Proyecto Camargo (izquierda: amarillo transparente) mostrando las franjas geológicas (derecha: eoceno en café claro y oligoceno en amarillo) de la Cuenca de Burgos, en recuadro el Cubo Pípila 3D, (Modificado de informe inédito de PEMEX).

II.1.- ESTRATIGRAFÍA DEL MESOZOICO Y CENOZOICO

En el área que cubre el Cubo Pípila 3D, la secuencia estratigráfica abarca desde el Paleozoico Tardío al Oligoceno Temprano (Figura No. II.1.1), en donde las rocas más antiguas, probablemente de origen metamórfico, constituyen el basamento de una potente cubierta sedimentaria con un rango de edad que va del Triásico Tardío-Jurásico Medio, aunque probablemente sólo desde la parte final del Jurásico Medio, hasta el Oligoceno Temprano. Únicamente las rocas del Cretácico Superior Aptiano (Fm. Otates) fueron cortadas por el pozo Malinche-1 (1987) y hasta el Oligoceno Inferior, y de manera directa en afloramientos del Paleoceno Inferior al Oligoceno Inferior, mientras que el resto de la columna estratigráfica sólo ha sido reconocida sísmicamente.

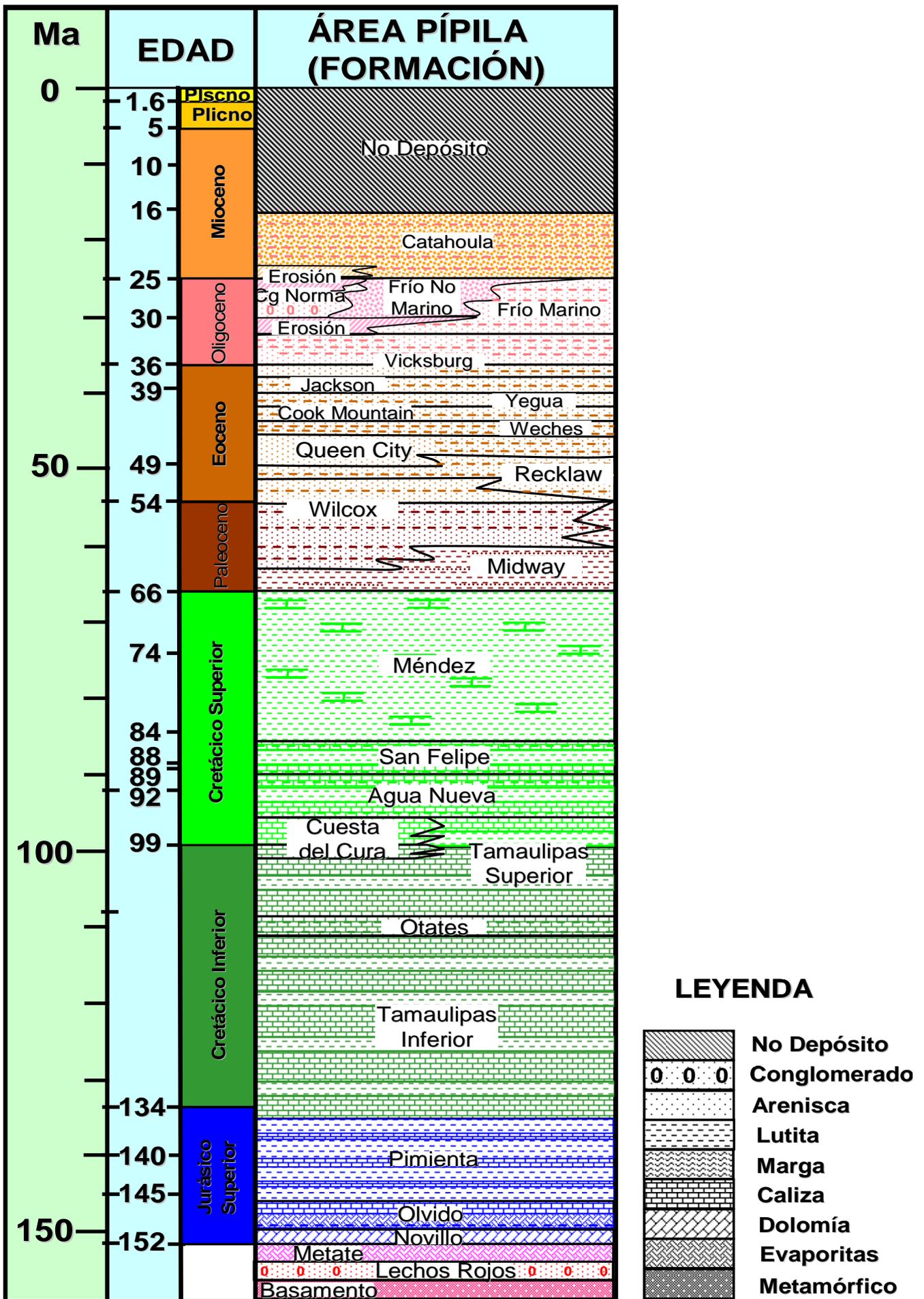


Figura No. II.1.1. Columna estratigráfica compuesta del área Pífila, con base en varios trabajos.

La subdivisión y caracterización de las unidades estratigráficas del Oligoceno, presentes en el Cubo Pípila 3D, se realizó determinando paquetes o unidades con base en los contrastes litológicos y paleontológicos descritos en muestras de canal y núcleos; y correlacionando las unidades litoestratigráficas y extrapolando con las diferentes respuestas de heterogeneidades litológicas de la secuencia estratigráfica en secciones sísmicas (Figura No. II.1.2), aunado a la información resultante de los pozos.

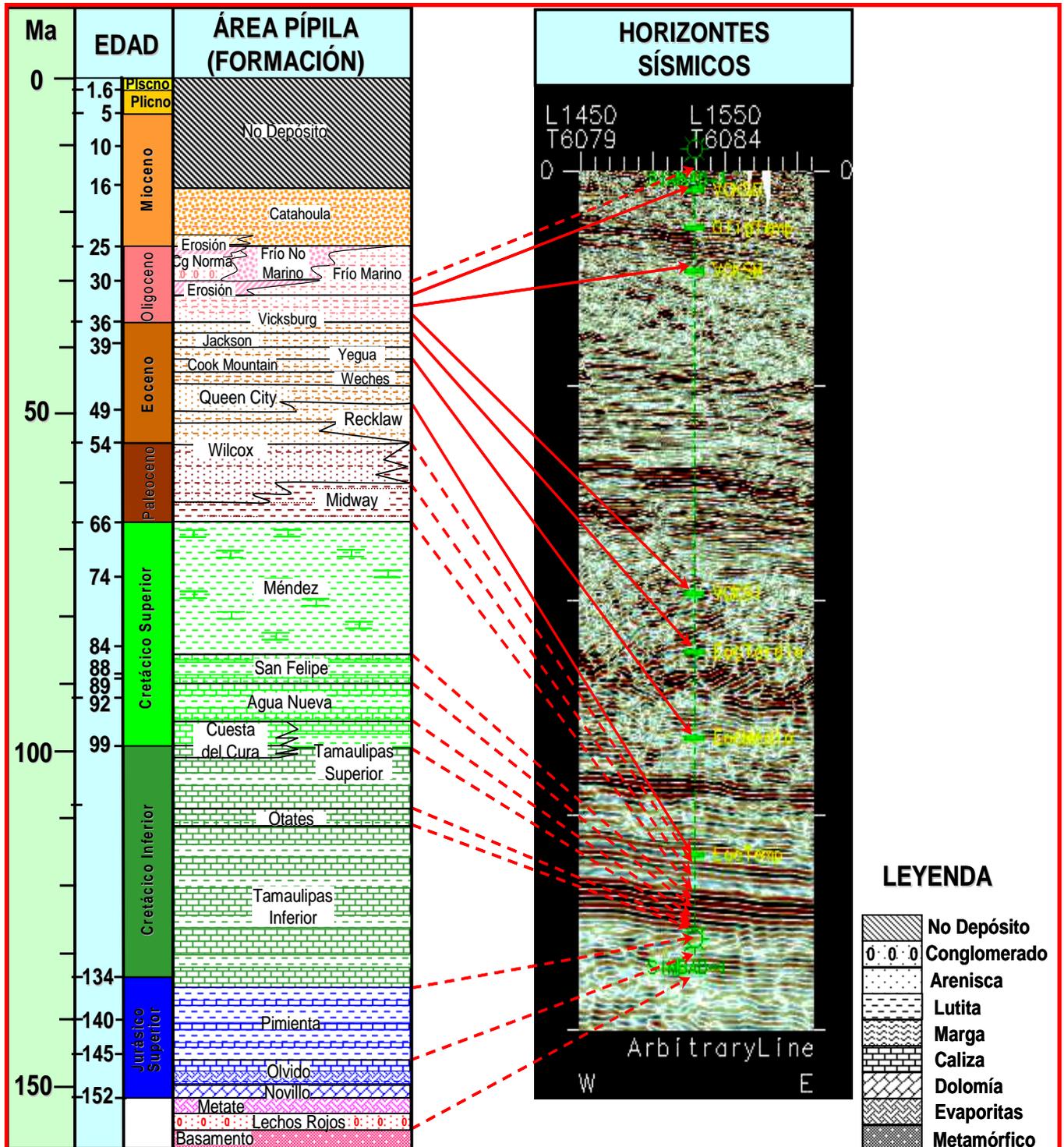


Figura No. II.1.2. Correlación de unidades litoestratigráficas y horizontes sísmicos en el Cubo Pípila 3D.

La formación más antigua reconocida en el pozo Malinche-1 es la Formación Otates, caracterizada como una secuencia calcáreo-arcillosa del Aptiano. Sobre esta última se tiene la unidad que se compone por un paquete calcáreo de lodos finos de la Formación Tamaulipas Superior del Albiano-Cenomaniano a la que se le denomina, en círculos petroleros, Cretácico Medio (KM) (Pérez-Cruz, 1992). Inmediatamente arriba y sobreyaciendo concordantemente a la unidad KM se presenta la unidad Cretácico Superior (KS), constituida por calizas arcillosas, lutitas calcáreas, margas y lutitas de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez referidas en la margen occidental de la Cuenca de Burgos con un rango de edad Turoniano-Maestrichtiano (Figuras No. II.1.1 y II.1.2; Echánove, 1986). La unidad KS muestra un espesor homogéneo y está también inclinada al oriente.

Estratigráficamente encima, en el Terciario, se presenta una unidad de lutitas con paquetes arenosos de la Formación Midway del Paleoceno (PM) determinada en estudios de estratigrafía de secuencias (PEMEX, 1998) en los que se utilizó como referencia la escala de tiempo de Haq *et al.* (1987). La unidad estratigráfica siguiente se asocia con un paquete de composición areno-arcillosa de edad Paleoceno tardío-Eoceno temprano denominada Formación Wilcox (Figura No. II.1.1), compuesta de dos partes (Figura No. II.1.2): una del Paleoceno denominada Wilcox Inferior o Wilcox Paleoceno (WP) y la otra del Eoceno citada como Wilcox Superior o Wilcox Eoceno (WE), y con estratigrafía de secuencias como las secuencias 54.2 Ma y 48.5 Ma (PEMEX, 1998), respectivamente.

La siguiente unidad se relaciona con la Formación Recklaw, consta de una secuencia arcillosa con desarrollos arenosos de la parte temprana del Eoceno Medio (Figuras No. II.1.1 y II.1.2). Esta unidad está inclinada al oriente y es afectada por fallas normales. La Formación Recklaw es a su vez sobreyacida concordantemente por la Formación Queen City, una secuencia más arenosa de la parte temprana del Eoceno Medio. A esta unidad le suprayace concordantemente la Formación Weches, secuencia relativamente más arcillosa de edad Eoceno Medio y cuya cima se relaciona con el límite de los 44 Ma (PEMEX, 1998). Sobreyaciendo de manera concordante a la unidad de la Formación Weches se encuentra la Formación Cook Mountain, consistente en una secuencia arcillo-arenosa de la parte tardía del Eoceno Medio cuya cima se relaciona con el límite 39.5 Ma (PEMEX, 1998), la cual presenta fallas normales.

La siguiente unidad se relaciona con la Formación Recklaw que consta de una secuencia arcillosa con desarrollos arenosos de la parte temprana del Eoceno Medio (Figuras No. II.1.1 y II.1.2). Esta unidad está inclinada al oriente y es afectada por fallas normales. La Formación Recklaw es a su vez sobreyacida concordantemente por la Formación Queen City, una secuencia más arenosa de la parte temprana del Eoceno Medio. A esta unidad le suprayace concordantemente la Formación Weches, secuencia relativamente más arcillosa de edad Eoceno Medio y cuya cima se relaciona con el límite de los 44 Ma (PEMEX, 1998). Sobreyaciendo de manera concordante a la unidad de la Formación Weches se encuentra la Formación Cook Mountain, consistente en una secuencia arcillo-arenosa de la parte tardía del Eoceno Medio cuya cima se relaciona con el límite 39.5 Ma (PEMEX, 1998), la cual presenta fallas normales.

Hacia arriba, la unidad que se relaciona con la Formación Yegua sobreyace discordante a la Formación Cook Mountain, y en la parte oriental de la sección también a la sucesión Wilcox Eoceno-Weches (Figura No. II.1.2). Está constituida por una secuencia areno-arcillosa con escasa microfauna afectada por fallas normales a la cual se le asigna una edad de Eoceno tardío, y se distribuye a lo largo de toda la sección con un considerable incremento en espesor hacia la porción oriental.

Sobreyaciendo concordantemente a la Formación Yegua se presenta la Formación Jackson, que consiste de una secuencia areno-arcillosa en la base que varía a arcillo-arenosa hacia la cima del Eoceno Tardío y cuya cima se ha relacionado con el límite de los 36 Ma (PEMEX, 1998). Está afectada por fallas normales y muestra un incremento de espesor hacia el oriente. La unidad que se asocia con la Formación Vicksburg sobreyace concordantemente a la de la Formación Jackson, y se considera como una secuencia areno-arcillosa del Oligoceno temprano afectada por fallas normales. Esta unidad también aflora en toda la sección, siendo la unidad más joven presente en el área.

II.2.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y TECTÓNICA

En la actualidad, la Cuenca de Burgos es considerada como una provincia petrolera productora principalmente de gas seco y de gas y condensado. Se ubica en la porción sur de una cuenca marginal abierta de margen de cratón "Rift Basin" (Kay, 1954). Esta unidad tectónica es principalmente de formación terciaria, originada por efectos de la orogenia Laramide que se activó a fines del Cretácico, sobre una extensa plataforma mesozoica, correspondiente al borde oriental de los paleoelementos jurásicos "Burro-Picachos y Plataforma de Tamaulipas (Sierra de San Carlos Cruillas y Sierra de Tamaulipas)", que constituyen el Archipiélago de Tamaulipas (López R., 1985). Geológicamente, y considerando los elementos estructurales de la región del Golfo de México (Ewing, 1991), esta cuenca forma parte de la porción meridional de un rasgo paleogeográfico cenozoico conocido como Río Grande Embayment (Figura No. II.2.1).

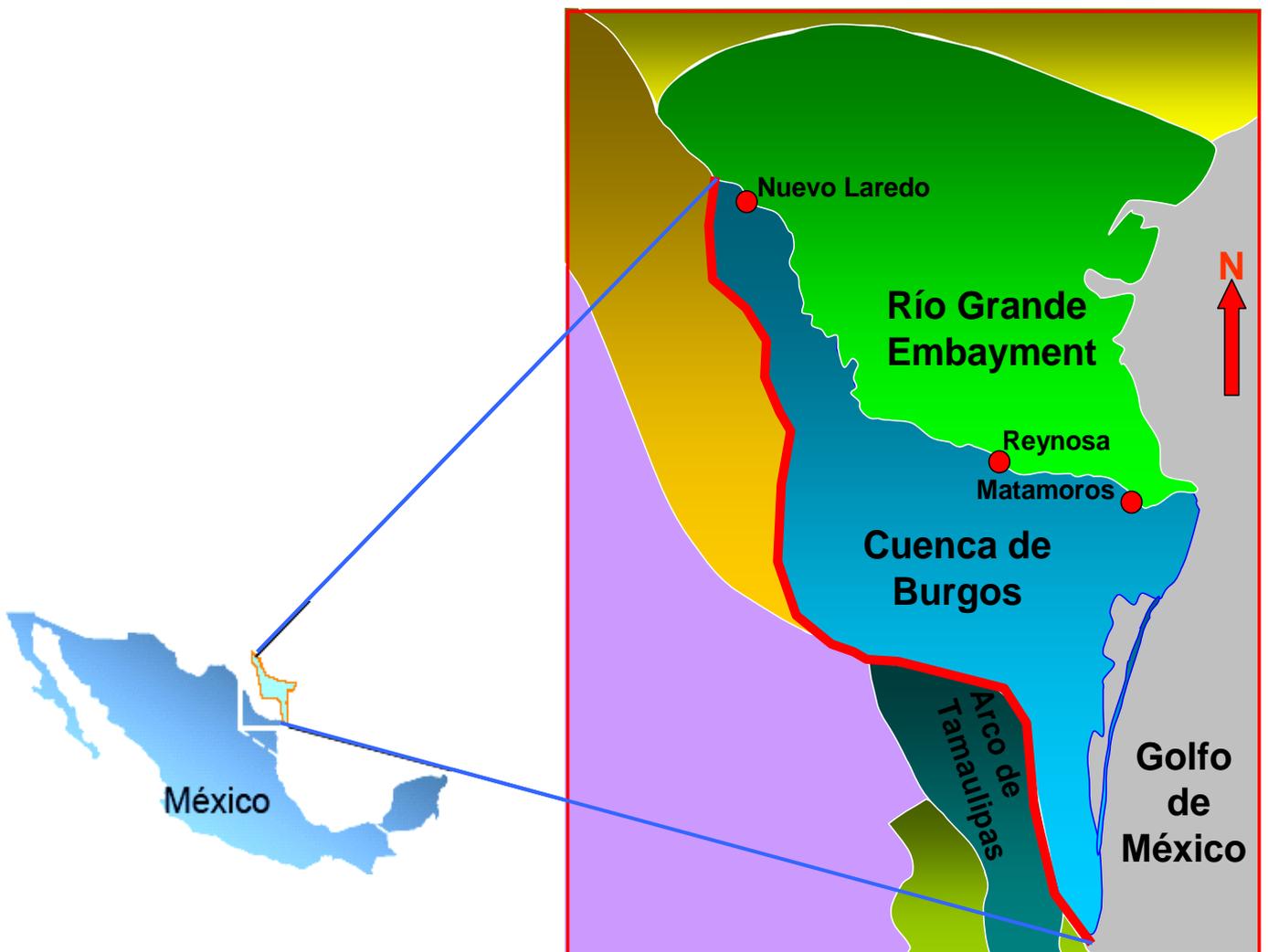


Figura No. II.2.1. Localización de los paleoelementos estructurales que constituyen a la Cuenca de Burgos (modificada de Informe inédito de PEMEX, 2002).

Con base en estudios estructuro-sedimentarios, la cuenca se ha individualizado de las áreas circundantes por su distintiva evolución cenozoica, caracterizada por dos sucesos mayores: (1) acumulación de una potente secuencia sedimentaria terrígena y en gran parte siliciclástica, relacionada con el desarrollo de sistemas deltáicos, que llega a tener un espesor de hasta 10000 m (González, 1976; González y Holguín, 1992), y (2) manifestación de una deformación extensiva definida primordialmente por numerosas fallas normales (Harris, 1952; Guzmán, 1956; Carrasco, 1966; Rodríguez, 1969; Echánove, 1976, 1986).

Las gran cantidad de fallas normales presentes en la Cuenca de Burgos, tanto de carácter postdeposicional como de crecimiento, conforman una serie de bloques subparalelos de orientación general Norte-Sur en donde el bloque de techo de la falla, generalmente al oriente, baja en dirección al centro de la cuenca (Figura No. II.2.2). Al igual que la distribución superficial de los depósitos sedimentarios cenozoicos, las fallas son más jóvenes hacia el Este, indicando una estrecha relación espacial y temporal de la actividad tectónica y sedimentaria en el desarrollo del área.

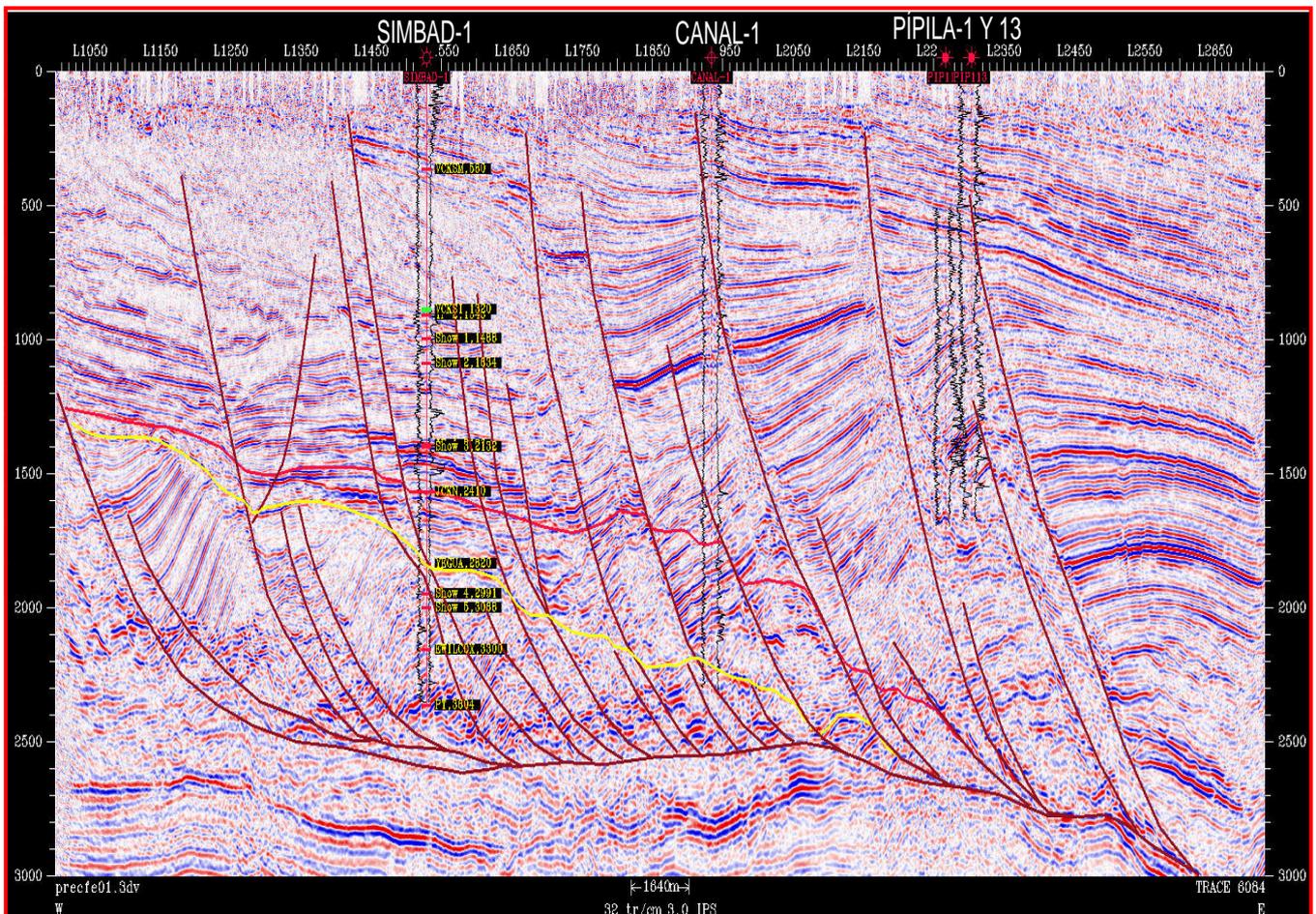


Figura No. II.2.2. Sección sísmica general de la Cuenca de Burgos mostrando la arquitectura regional, donde se observa el sistema lístrico con dirección franca al Este, así como la progradación de sedimentos en la misma dirección (Cubo Pípila).

En el área Pípila, por la posición de las unidades litoestratigráficas se diferencian dos rasgos estructurales con distinta arquitectura: al Oeste una zona sin deformación aparente y al Este con fuerte deformación extensional (Figura No. II.2.2). La zona no deformada, sísmicamente, se presenta como una estructura homoclinal, con espesor relativamente constante y echado regional hacia el oriente, con pliegues abiertos suaves.

La zona deformada presenta estructuras de carácter extensivo o de crecimiento sintético y antitético, describiendo un estilo de deformación del tipo despegado o de cobertura (*thin-skinned*) de diferentes magnitudes y que terminan en el nivel de despegue cretácico. Esta arquitectura conforma un estilo estructural de fallas normales despegadas (Harding y Lowell, 1979).

Además, hacia la parte oriental de la sección se notan desarrollos de cuerpos diapíricos y del tipo almohadilla (Powley, 1999), de dimensiones más o menos importantes, de los cuales no es clara la definición de su base, y sugiere asimismo la presencia de un estilo estructural de estructuras arcillosas (Harding y Lowell, 1979., Figura No. II.2.3).

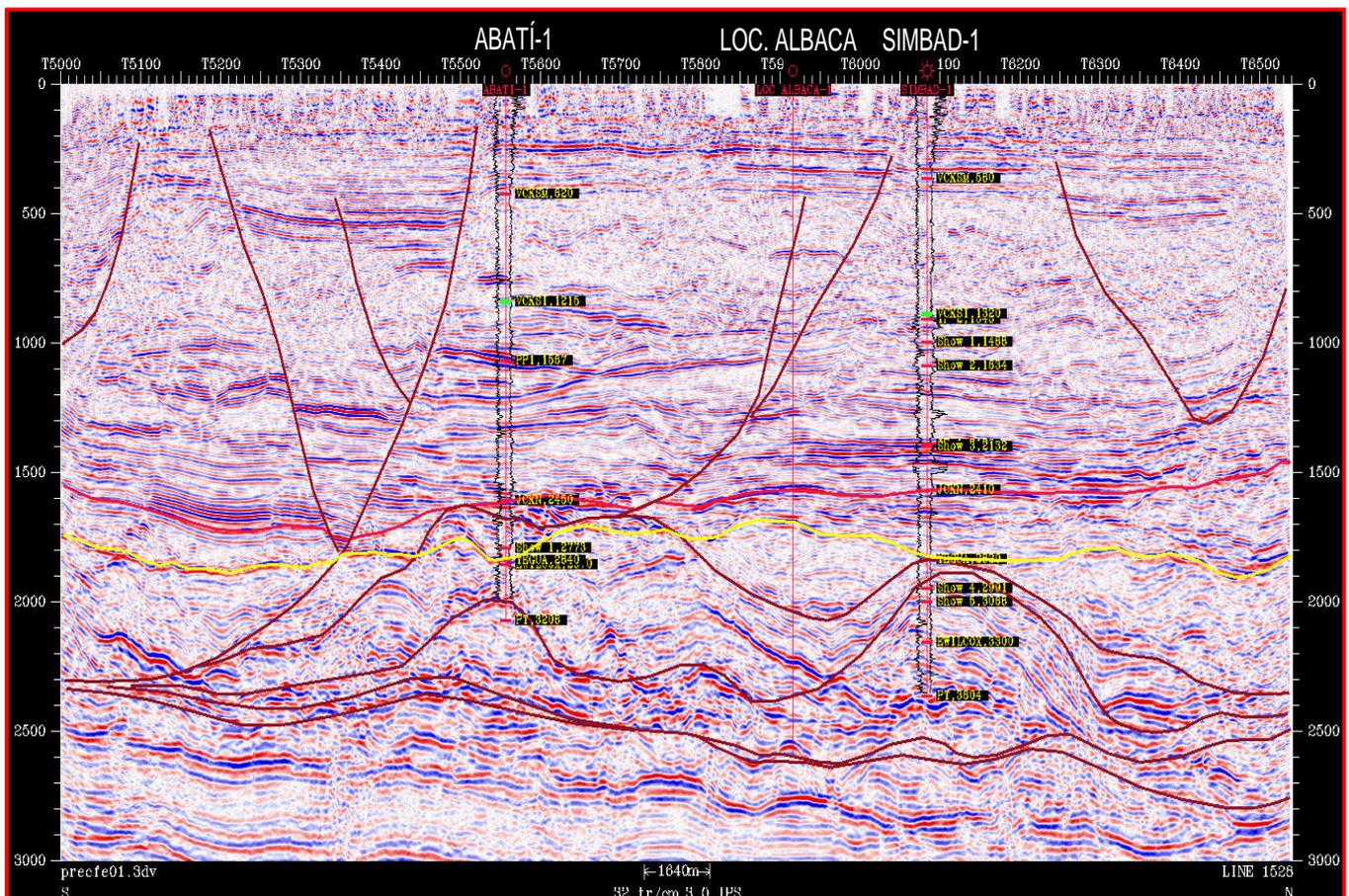


Figura No. II.2.3. Sección sísmica general de la Cuenca de Burgos, donde se muestran acumulaciones de forma diapírica y de almohadilla (Cubo Pípila).

II.3.- PALEOGEOGRAFÍA DEL TERCIARIO DEL GOLFO DE MÉXICO

Considerando que el objetivo de este trabajo se enfoca al Oligoceno Vicksburg, en este capítulo sólo se considera la descripción de la evolución paleogeográfica del Terciario, y en especial, desde el Paleoceno al Oligoceno (Figura No. II.3.1).

Mientras que la depositación de sedimentos carbonatados y evaporíticos continuaron sobre las plataformas estables de Florida y Yucatán, los depósitos terrígenos clásticos dominaron en el resto del Golfo de México durante el Cenozoico. La posición de las plataformas en el Cretácico determinó la gran extensión de la forma y tamaño de la cuenca al iniciar el Cenozoico. Este marco estratigráfico y estructural fue modificado al inicio del Cenozoico por el fuerte influjo de sedimentos terrígenos clásticos y por el impacto estructural de la Orogenia Laramide ocurrida durante el Paleoceno y Eoceno. La subsidencia en la parte central de la cuenca fue más por el resultado de carga sedimentaria que del enfriamiento termal de la corteza oceánica (Galloway et al., 1991).

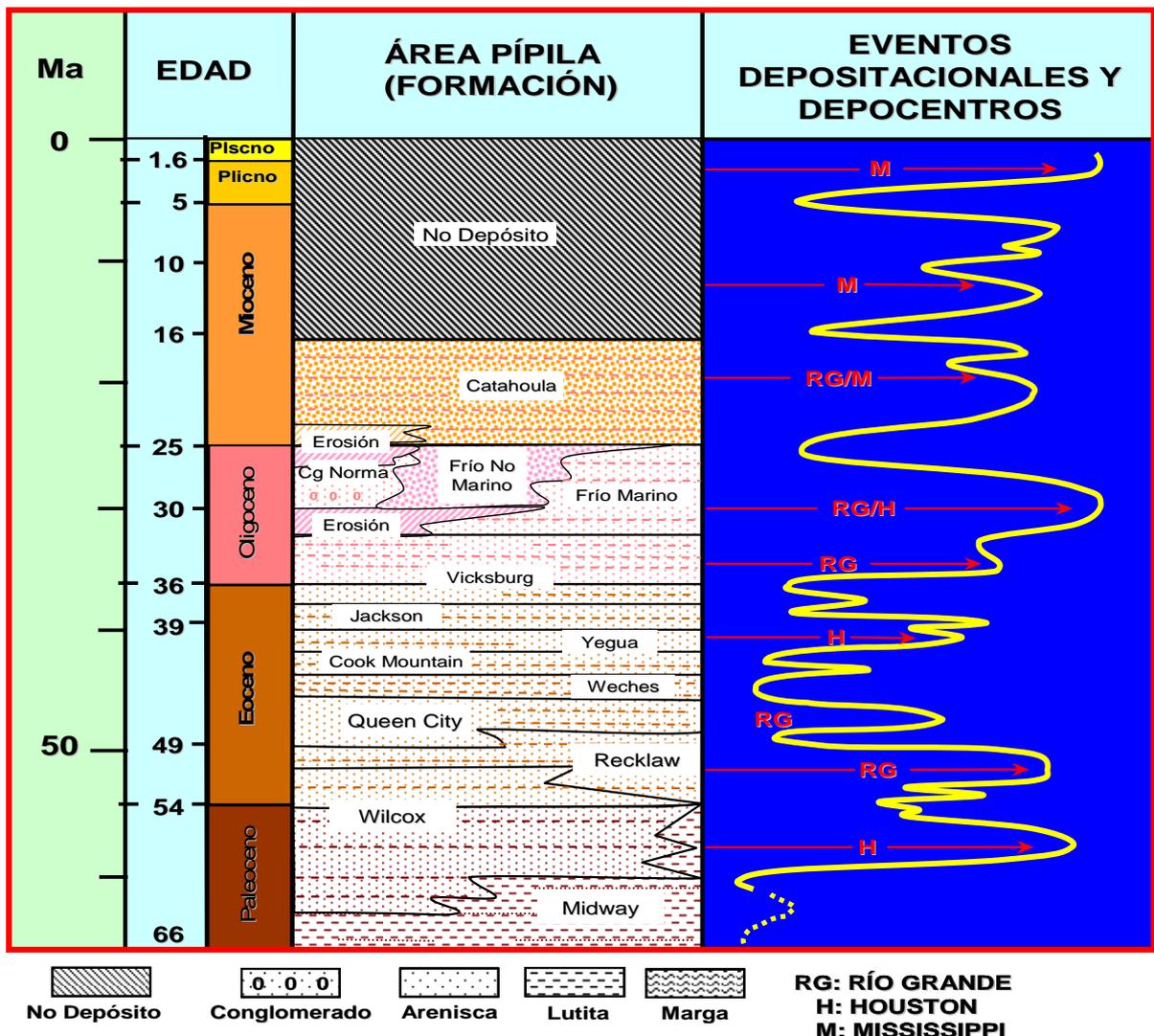


Figura No. II.3.1 Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos y la relación de los eventos depositacionales (modificada de Galloway, 1991)

La región Norte estuvo caracterizada principalmente por el abundante aporte de sedimentos clásticos terrígenos, cambios relativos de nivel del mar y sobretodo por la gran subsidencia con un prominente estilo de depositación progradacional. Estos eventos fueron controlados por la migración de los depocentros de los ríos Bravo, Houston y Mississippi (Galloway, 1991; Amos, 1991). Así mismo, los sistemas predominantes para el área Pípila están relacionados con los ambientes sedimentarios fluvio-deltaicos del Delta del Noria (Río Grande o Río Bravo) y del Río Houston, ubicados al Sur de Texas y partes de Tamaulipas y Nuevo León (Figura No. II.3.2).

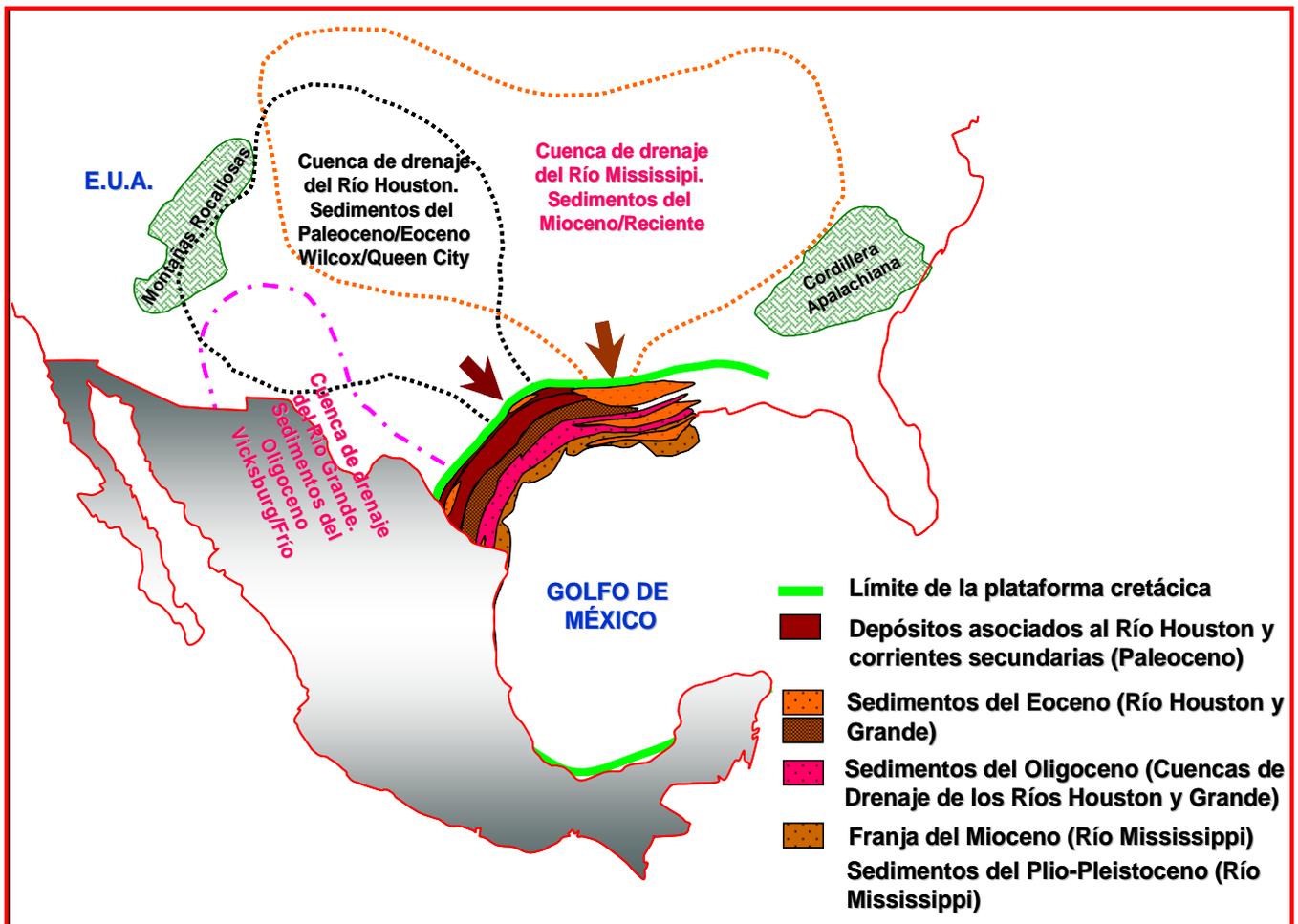


Figura No. II.3.2. Fuentes probables de aporte de sedimentos para la Cuenca de Burgos, destacándose los aportes de sedimentarios fluvio-deltaicos del Delta del Noria (Río Grande y Río Bravo) y del Río Houston, ubicados al Sur de Texas y partes de Tamaulipas y Nuevo León (modificada de Galloway, 1991; Amos, 1991).

Durante el Paleoceno Inferior Midway, continúa una transgresión que culmina en la Formación Wilcox Inferior, de edad Paleoceno tardío, donde se marca el primer gran evento regresivo con depósito progradacional de ambiente deltaico. Hacia la franja del Eoceno existían lagunas, barras y deltas dominadas por olas, estas corrientes litorales y mareas sugieren eventos transgresivos o progradacional en plataforma somera.

En el inicio del Oligoceno Vicksburg, ocurrió un evento transgresivo que cubrió parcialmente la secuencia del Eoceno, desarrollando ambientes batiales hasta litorales, variando la relación de depósito en cuanto al ambiente depositacional y los efectos estructurales de crecimiento. Para la parte media del Oligoceno la máxima transgresión tuvo su fin y se inició un evento extenso progradante, originando fuerte aporte de sedimentos hacia la cuenca, transportados principalmente por corrientes fluviales, provocando el desarrollo de sistemas fluviales, fluvio-deltaicos y barras. Este evento continuó hacia el Oligoceno Superior generando un ciclo retrogradante-progradante de ambiente continental, mixto y salobre al Occidente y deltaico al Oriente, conformando a la Formación Frío con sus tres facies definidas como Frío Marino, Frío No Marino y Conglomerado Norma (Echánove, op. cit., Pérez C., 1992).

III DESARROLLO

III.1. ESTRATIGRAFÍA DE LA FORMACIÓN OLIGOCENO VICKSBURG

Esta formación tiene gran relevancia por ser considerada como el play de mayor importancia en la Cuenca de Burgos, esto es debido al desarrollo de numerosos campos a lo largo del trend de expansión de la Falla Vicksburg (Fig. No. III.1.1), donde se ha depositado una columna sedimentaria de más de 3800 m de espesor (Echánove, 1986). Con base en análisis litológicos de muestras de canal, se determinó que para la zona de no expansión, dentro del Cubo Pípila, se tiene una máxima carga sedimentaria de 2350 m en el pozo Simbad-1, y el espesor promedio general de 1848 m de depósitos de la Formación Oligoceno Vicksburg.

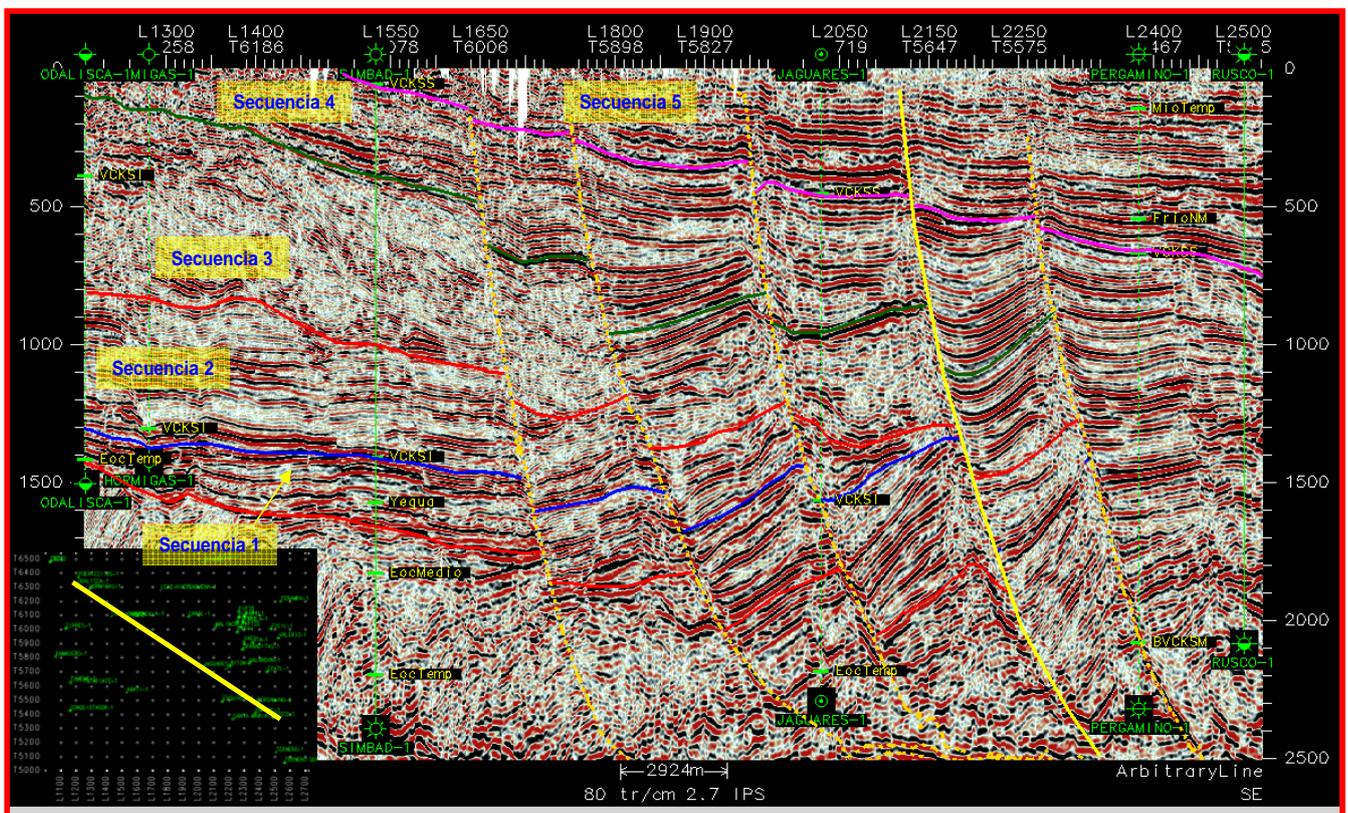


Figura No. III.1.1.- Sección sísmica interpretada en dirección NW-SE, donde se pueden distinguir las cinco secuencias sísmicas y los patrones asociados a las mismas, así como la variación de espesores (Estrada G. 2007).

La Formación Oligoceno Vicksburg fue definida por Ellisor (1925, *in* Plummer, 1932) para designar a los estratos marinos areno-arcillosos del Oligoceno Inferior que sobreyacen a la Formación Jackson (Eoceno Superior) y subyacen a la Formación Frío (Oligoceno Superior). Para la zona de no expansión, esta unidad aflora en toda la sección, siendo la unidad más joven presente en el área. Sin embargo, en estudios recientes en el campo McAllen Ranch, al sur de Texas, han dividido a la Formación Vicksburg en tres unidades, según trabajos realizados por Combes (1993).

En el área Pípila, con base en trabajos bioestratigráficos en la Cuenca de Burgos, se identificaron tres biozonas, y a su vez tres miembros estratigráficos dentro de la Formación Oligoceno Vicksburg, además de la distinción de tres grandes discordancias asociadas a regresiones y transgresiones del nivel de mar, las cuales controlaron el avance y retroceso de los sistemas deltaicos dominantes en ese tiempo:

1) Oligoceno Vicksburg Inferior (35 a 36 m.a.)

Litológicamente, consta de 420 m (Hormigas-1) hasta 2035 m (Puertecitos-1) de espesor; constituidos por gruesos paquetes de lutita gris claro, gris oscuro y gris verdoso, laminar, semidura a dura, calcárea, en partes bentonítica, con abundante pirita asociada a materia orgánica y micas. Con delgadas a medianas intercalaciones de arenisca gris claro con cuarzo sedimentario e ígneo, pedernal, feldespatos, micas, glauconita, clastos de mudstone y lutita, de grano que varía de muy fino a fino, y graduando a limo grueso, medio y fino, subredondeado a subanguloso, de baja a alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural submaduro a maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular y empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual.

Los sedimentos del Vicksburg Inferior fueron depositados en ambientes variados y muy cambiantes entre sí en tiempos relativamente cortos. Considerando los datos aportados por microfósiles bentónicos, la batimetría va de nerítico interno a medio, por lo tanto, estos depósitos se consideran de ambientes deltaicos progradantes, acumulando cantidades importantes de arenas de isla de barrera, barras de marea, canales y canales de desborde, todo esto dentro de la plataforma interna.

Sísmicamente, el Oligoceno Vicksburg Inferior, consta de reflectores paralelos, subparalelos, hummocky y caóticos, generalmente en acuñamientos (Fig. No. III.1.2).

2) Oligoceno Vicksburg Medio (33 a 35 m.a.)

Se compone de 10 m (Abatí-1) hasta 985 m (Hormigas-1); consta de gruesos paquetes de lutita gris claro, gris oscuro y gris verdoso, laminar, semidura a dura, calcárea, con abundante pirita asociada a materia orgánica y micas. Con delgadas a medianas intercalaciones de arenisca gris claro de cuarzo sedimentario, ígneo y metamórfico, pedernal, feldespatos, micas, glauconita, clastos de mudstone y lutita, de grano que varía de

muy fino a medio, y graduando a limo grueso, medio y fino, subredondeado a subanguloso, de baja a alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual.

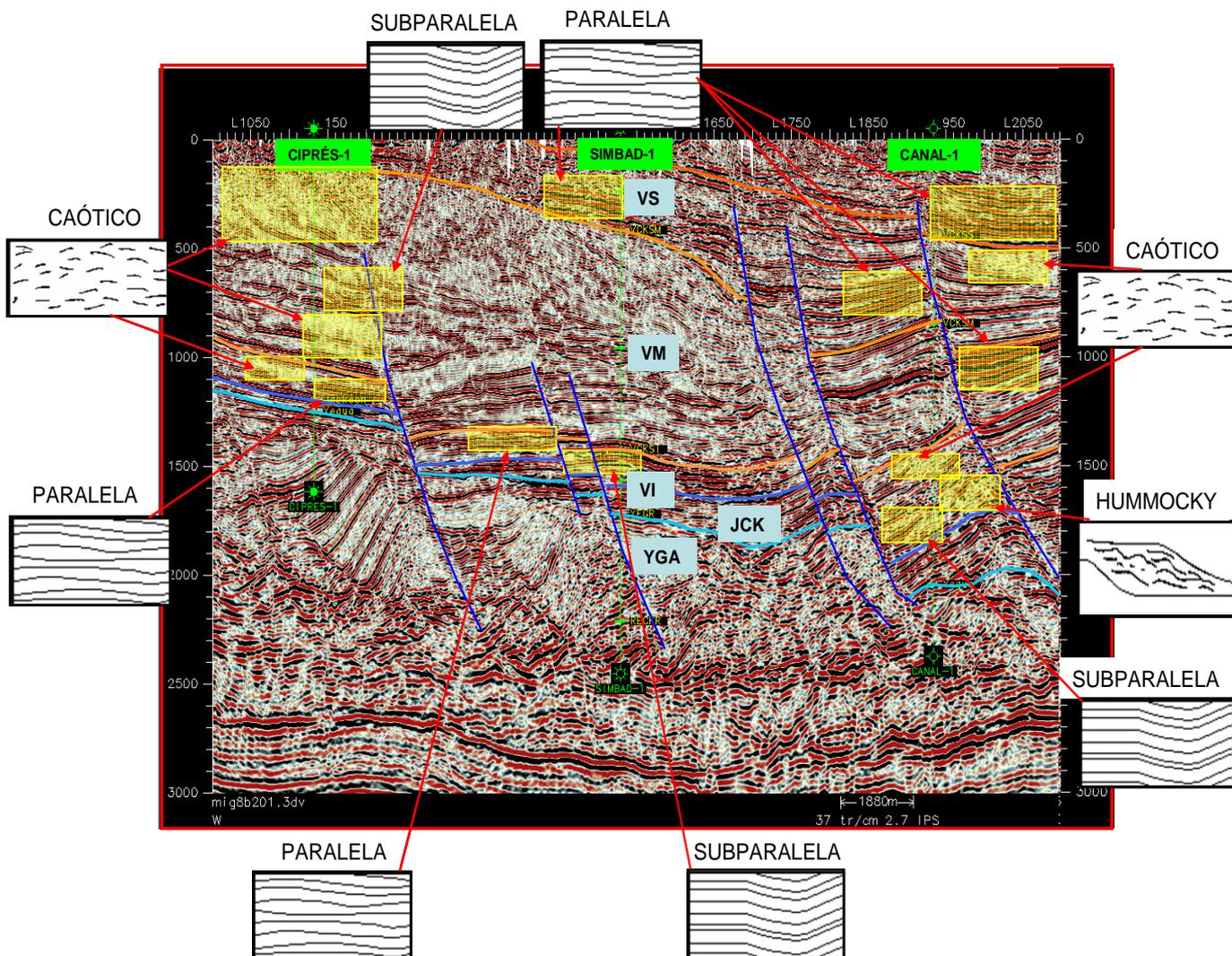


Figura No. III.1.2.- Sección sísmica W-E, mostrando las tres discordancias que dividen la formación Oligoceno Vicksburg, así como los diferentes patrones de reflectores sísmicos.

En esta etapa se consideran sistemas deltaicos dominados por olas y mareas en una clara transgresión lenta, caracterizada aún por tirantes de agua de nerítico interno y medio, y donde los depósitos de arenas corresponden a facies de isla de barrera, barras costeras, barras de marea, canales, canales de desborde y anastomosados, continuando dentro de la plataforma interna.

Con base a la interpretación sísmica, el Oligoceno Vicksburg Medio, presenta en la parte inferior reflectores moderadamente continuos y paralelos, mostrando pliegues asimétricos amplios. La parte superior, muestra reflectores irregulares y caóticos, generalmente con acuñamientos, dificultándose ver su estructura interna (Fig. No. III.1.2).

3) Oligoceno Vicksburg Superior (32 a 33 m.a.)

Abarca desde 30 m (Abatí-1) hasta 420 m (Odalisca-1); constituidos por gruesos paquetes de lutita gris claro, gris oscuro y gris verdoso, en partes café claro, laminar, semidura a dura, calcárea, con abundante piritita asociada a materia orgánica y micas. Con delgadas a medianas intercalaciones de arenisca gris claro de cuarzo sedimentario, feldespatos, micas, glauconita, clastos de mudstone y lutita, de grano que varía de muy fino a medio, y graduando a limo grueso, medio y fino, subredondeado a subanguloso, de baja a alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular y empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual.

Para este tiempo, los eventos alcanzaron la máxima transgresión e inició la parte progradante o highstand, con ambientes batimétricos neríticos internos a medios y hasta ambientes mixtos fluvio-lagunares, con depósitos arenosos de barras y canales.

Aplicando los atributos sísmicos, se tiene que el Oligoceno Vicksburg Superior, se caracteriza por interacción de reflectores mixtos, tanto continuos paralelos como irregulares caóticos, con micropliegues asimétricos.

Estratigráficamente, la Formación Oligoceno Vicksburg sobreyace discordante sobre la Formación Jackson y subyace de igual manera a la Formación Frío, en ocasiones discordante entre las mismas unidades (Figura No. III.1.3).

Como se mencionó anteriormente, durante el Oligoceno, los sistemas deltaicos fueron depocentros originados por la descarga del Río Grande, siendo el principal aportador de sedimentos para esa área (Fig. III.1.3.), además ocurrieron eventos predominantemente transgresivos con alta tasa de sedimentación de arcillas, con eventuales regresiones donde se depositaron horizontes arenosos, originando con esto el rápido sepultamiento y generando condiciones anaeróbicas óptimas para que la materia orgánica depositada se conservara y transformara en hidrocarburos, los cuales posteriormente fueran expulsados a través de los sistemas de fallas (Edward, 2000).

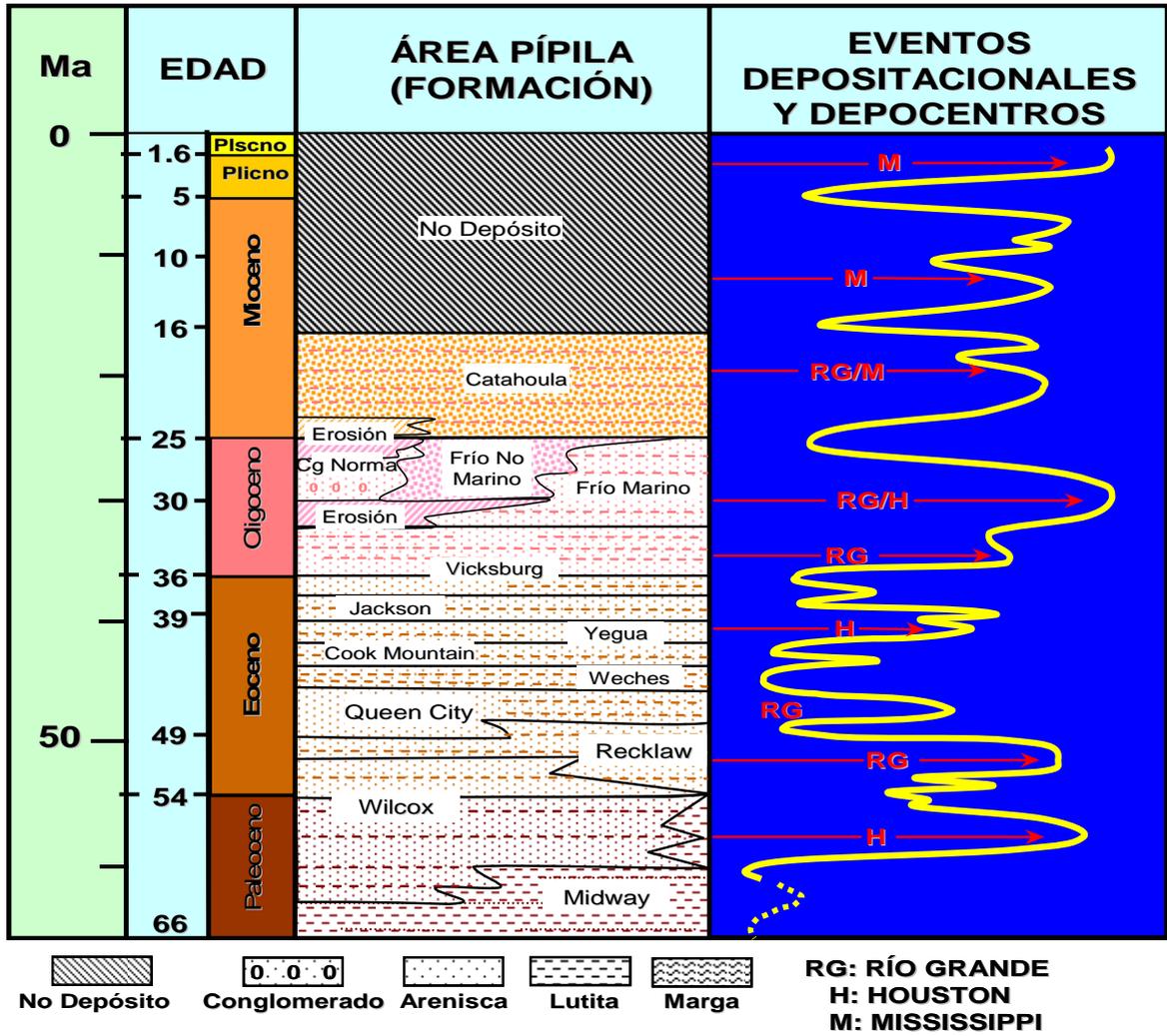


Figura No. III.1.3.- Columna estratigráfica mostrando los principales eventos depositacionales y depocentros, observándose que para el Oligoceno, el Río Grande (Río Bravo) fue el mayor aportador de sedimentos.

III.2. ANÁLISIS DE ELECTROFACIES

Considerando la complejidad del área, y tratando de cerrar lo más posible los polígonos de estudio, se realizaron seis secciones estratigráficas con inicio en la zona de no expansión y continuando hasta la zona de expansión, abarcando la mayor parte del cubo (Figura No. III.2.1). Las direcciones principales son tres en dirección SW-NE, dos W-E y una más de NW-SE (Anexo No. III.2.1).

La construcción de secciones se realizó con base en las cimas paleontológicas y posteriormente correlacionando las diferentes litologías y ambientes de depósito. Cabe mencionar que las secciones contienen las columnas completas para mayor entendimiento de las mismas, sin embargo el enfoque va hacia el Oligoceno Vicksburg Inferior de la zona de no expansión.

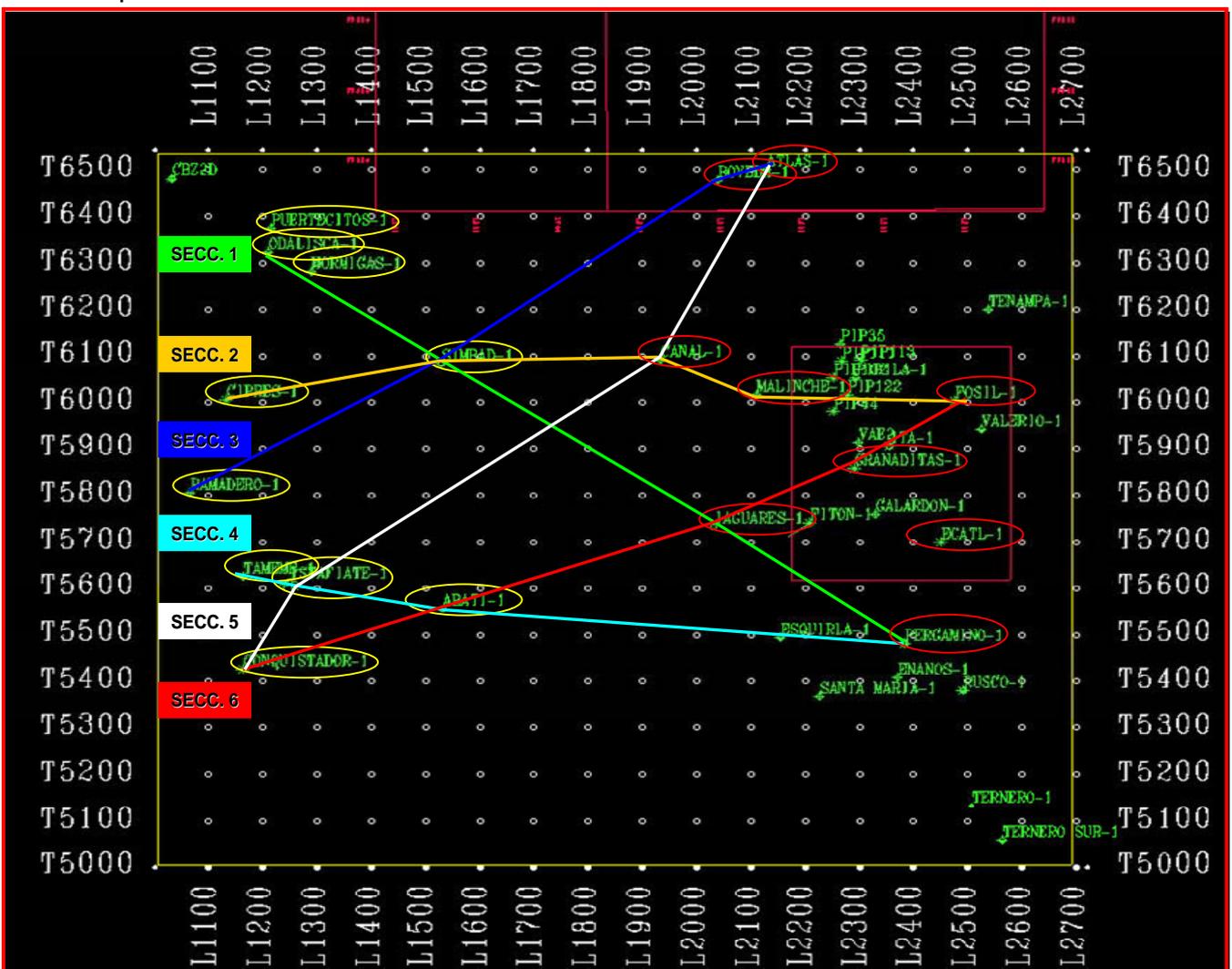


Figura No. III.2.1.- Mapa del cubo Pípila 3, mostrando las seis secciones estratigráficas entre los pozos de la zona de no expansión (del centro a la izquierda) y de la zona de expansión (del centro a la derecha).

La intersección de pozos en las secciones se muestra a continuación:

Sección No.1: Odalisca-1, Simbad-1, Jaguares-1 y Pergamino-1.

Sección No. 2: Ciprés-1, Simbad-1, Canal-1, Malinche-1 y Fósil-1.

Sección No. 3: Ramadero-1, Ciprés-1, Simbad-1 y Bóveda-1.

Sección No. 4: Tameme-1, Istafiate-1, Abatí-1 y Pergamino-1.

Sección No. 5: Conquistador-1, Istafiate-1, Canal-1 y Atlas-1.

Sección No. 6: Conquistador-1, Abatí-1, Jaguares-1, Granaditas-1 y Fósil-1.

La sección No. 1 muestra que el pozo Odalisca-1 tiene un espesor de 790 m, Simbad-1 de 1130 m y Jaguares-1 de 540 m, mientras que en el pozo Pergamino-1 no se alcanzó esta cima. En la sección No. 2 se tienen espesores para el Ciprés-1 de 1585 m, Canal-1 de 1175 m, Malinche-1 de 340 m y Fósil-1 de 705 m a P.T. La sección No. 3 denota espesores para el pozo Ramadero-1 de 1645 m, los pozos Bóveda-1 y Atlas-1 no alcanzaron esta formación. En la sección No. 4, el pozo Tameme-1 tiene un espesor de 885 m, Istafiate-1 de 1450 m y Abatí-1 de 1790 m. La sección No. 5 muestra que el pozo Conquistador-1 tiene un espesor de 1200 m, Istafiate-1 de 1450 m. En la sección No. 6 se tiene el pozo Granaditas-1 que no cortó sedimentos de Vicksburg Inferior (Anexo No. III.2.2 al No. III.2.7).

Con la interpretación de registros, y apoyados con los variables tipos litológicos, se definieron diferentes ambientes de depósito, destacando deltas fluviales, barras, barreras, canales, canales de desborde y planicies de inundación (Anexo No. III.2.2 a al No. III.2.7 a).

En la sección No. 1, para el Oligoceno Vicksburg Inferior, se definieron dos superficies de máxima inundación, dos zonas como planicies de inundación, dos depósitos de deltas y dos de barras en el pozo Odalisca-1; éstas continúan hacia el pozo Simbad-1 notándose cuatro barras, y desaparecen en el pozo Jaguares-1, donde se observan abanicos de piso de cuenca (Anexo No. III.2.2 a).

Continuando en la sección No. 2, se detectaron tres superficies de máxima inundación, dos zonas como superficies de inundación, tres depósitos de barras y tres de barreras en el pozo Ciprés-1; continuando hacia el pozo Simbad-1 donde además se observan tres depósitos de delta; hacia el pozo Canal-1 se tienen dos depósitos de barreras y dos superficies de inundación; mientras que para los pozos Malinche-1 y Fósil-1 son depósitos de abanicos de piso de cuenca (Anexo No. III.2.3 a).

La sección No. 3 determinó la presencia de dos superficies de máxima inundación, seis zonas de superficies de inundación y nueve depósitos de barras en el pozo Ramadero-1; hacia el pozo Ciprés-1 continúan cinco secuencias de máxima inundación, tres zonas de barrearas y dos de barras; mientras que en el pozo Simbad-1 dominan tres facies deltáicas y cinco de barras; en los pozos Bóveda-1 y Atlas-1 no se alcanzaron los sedimentos de la formación Oligoceno Vicksburg Inferior (Anexo No. III.2.4 a).

En la sección No. 4, el pozo Tameme-1 se mostró dos superficies de máxima inundación y tres de depósitos de deltas; continuando hacia el pozo Istafiate-1 con cinco secuencias de deltas y dos superficies de inundación; mientras que para el pozo Abatí-1 continúan dos depósitos de deltas y dos de barras (Anexo No. III.2.5 a).

La sección No. 5 mostró que en el pozo Conquistador existen dos superficies de máxima inundación, dos zonas como superficies de inundación, dos depósitos de barras y tres de deltas; hacia el pozo Istafiate-1 se tienen una planicie de inundación, tres superficies de máxima inundación y cinco eventos deltaicos; el pozo Canal-1 presenta dos depósitos de barreras y dos superficies de inundación, mientras que en el pozo Atlas-1 no se cortó la formación Vicksburg Inferior (Anexo No. III.2.6 a).

En la sección No. 6, se demostró que el pozo Conquistador-1 presenta dos superficies de máxima inundación, dos zonas como superficies de inundación, dos depósitos de barras y tres de deltas; el pozo Abatí-1 muestra dos depósitos de deltas y dos de barras; el pozo Jaguares-1 consta de sedimentos de abanicos de piso de cuenca (Anexo No. III.2.7 a).

La variabilidad de espesores obedece principalmente a la tasa de sedimentación durante el depósito del Oligoceno Vicksburg Inferior y posteriormente a la influencia de fallamiento normal lístrico. Destacándose que para la zona de no expansión se tenía alta sedimentación pero sin influencia de tectonismo, lo que sucedió para la zona de expansión, teniendo más carga sedimentaria provocando el fallamiento, y por consiguiente depositándose a mayor profundidad debido a la deriva continental. Este patrón de depósito se observa en todo el cubo, desde la porción occidental hasta la porción oriental.

III.3.- PETROGRAFÍA Y DIAGÉNESIS

III.3.1.- DATOS GENERALES

Cuando se tienen sedimentos detríticos terrígenos de granulometría intermedia – limolitas gruesas, arenitas y conglomerados y brechas de grano más fino-, es donde más útil puede ser el estudio petrográfico mediante el microscopio. Los principales componentes de los granos son fragmentos de cuarzo, feldespatos y de rocas. Los espacios entre granos pueden estar ocupados ya sea por una matriz original (formada por los productos de alteración de grano fino de las rocas madre, como los minerales arcillosos) o diagenética, o por cemento.

Las arcillas y pizarras arcillosas tienen una granulometría demasiado fina para estudiarse con el microscopio petrográfico y deben analizarse con el microscopio electrónico o mediante difracción de rayos X. Los componentes de los conglomerados y las brechas pueden identificarse con facilidad, debido a su mayor granulometría, con una simple lupa, pero un estudio completo incluirá el análisis microscópico.

En esta etapa se consideraron láminas delgadas de núcleos de los pozos perforados, tanto en la zona de expansión como en la de no expansión estructural, dentro de la Formación Oligoceno Vicksburg (Tabla III.3.1.1). Se utilizó el microscopio petrográfico Carl Zeiss y el software con analizador de imágenes KS-300.

Tabla III.3.1.1.- Pozos con núcleos de pared cortados en la Formación Oligoceno Vicksburg Inferior.

ZONA DE NO EXPANSIÓN	
POZO	CANTIDAD N ÚCLEOS
ISTAFIATE -1	24
SIMBAD -1	26
SUBTOTAL: 50 NÚCLEOS	

ZONA DE EXPANSIÓN	
POZO	CANTIDAD N ÚCLEOS
JAGUARES -1	21
SUBTOTAL: 21 NÚCLEOS	

TOTAL: 71 NÚCLEOS

Además se utilizó la clasificación de rocas de Folk (1974) para la definición del tipo de roca, con base en el contenido mineralógico (Figura No. III.3.1.1.). Ésta describe rocas que contienen menos del 15% de matriz con grano fino, implica la determinación de los contenidos de cuarzo (Q), feldespatos (F) –incluidos los fragmentos de gneis y de granito- y fragmentos de roca o clastos líticos (FR). Las rocas detríticas que contienen más del 15% de matriz fina se denominan grauwacas, las lutitas representan más del 75% de matriz fina.

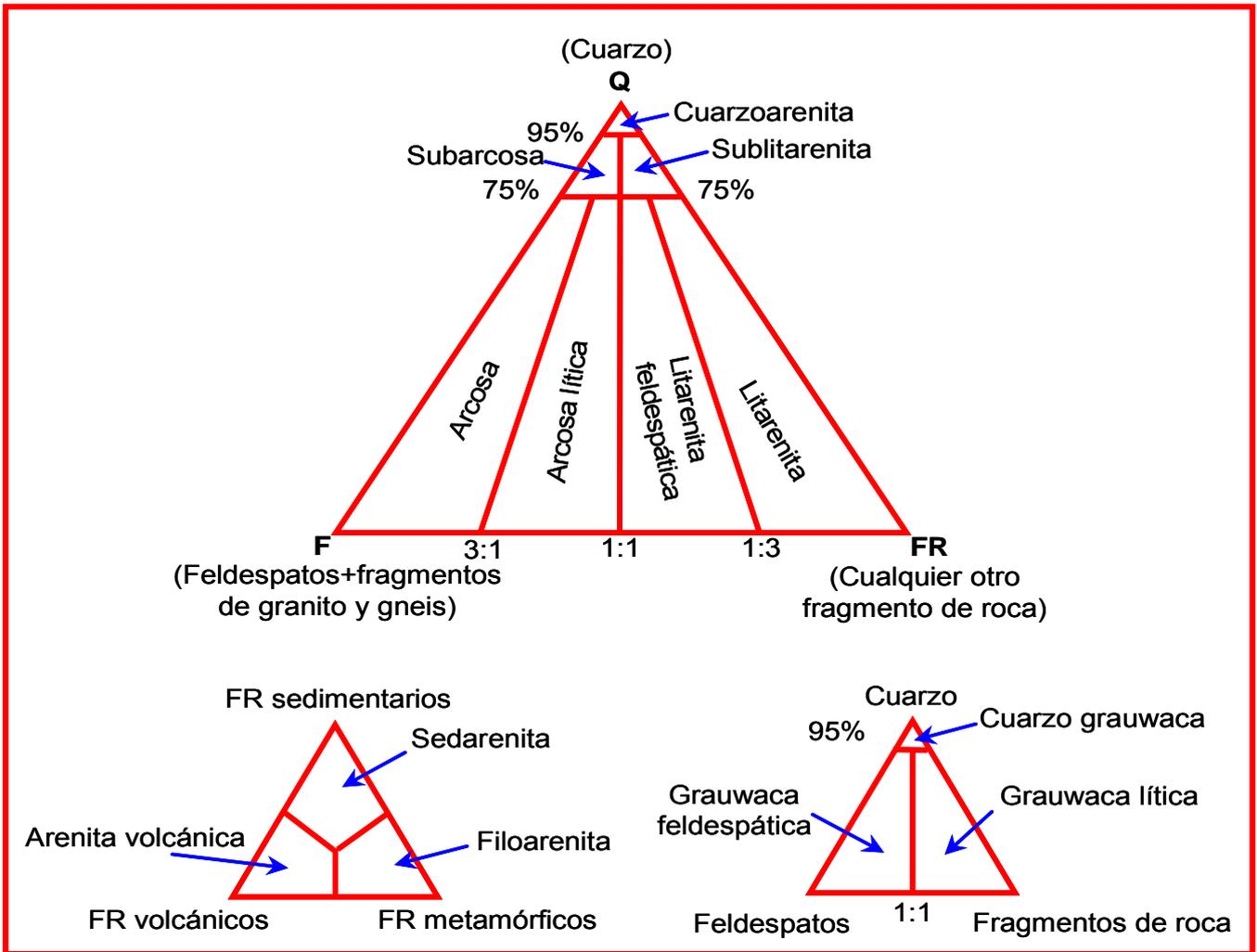


Figura No. III.3.1.1.- Clasificación de arenitas. El triángulo superior muestra la clasificación para sedimentos con menos del 15% de matriz de grano fino. Esta clasificación implica no tener en cuenta la matriz, cemento, micas, etc. y recalcular porcentajes de los componentes al nuevo valor del 100% (constituido por Q + F + FR). El triángulo inferior izquierdo muestra la clasificación de las litarenitas (según Folk, 1974). El triángulo inferior derecho contiene la clasificación de las arenitas con más del 15% de matriz de grano fino (grauwaca).

El concepto de madurez de un sedimento hace referencia al grado de desarrollo que han alcanzado los procesos generadores de esos sedimentos y que conducen, en su máxima expresión, a sedimentos estables composicionalmente y texturalmente homogéneos (sedimentos maduros). Habitualmente, en los sedimentos se diferencian los conceptos de madurez textural y madurez mineralógica.

La madurez mineralógica implica la retención por la roca de sus componentes minerales más estables, es decir, los sedimentos mineralógicamente más maduros son aquellos que contiene un porcentaje mayor de minerales químicamente estables y físicamente más resistentes, como el cuarzo y minerales pesados ultraestables (zircón, turmalina, etc.). En consecuencia, los sedimentos más inmaduros contienen minerales pocos estables, como los feldespatos o fragmentos de roca que no están formados sólo por cuarzo.

La madurez textural representa el grado de desarrollo que han alcanzado los procesos de transporte y sedimentación, y si éstos han sido o no selectivos. La madurez textural puede ser evaluada mediante parámetros, como el grado de clasificación, la proporción de matriz y el redondeamiento de los granos (depende del tamaño y la resistencia mecánica de los granos y, en general, aumenta con el transporte). Folk (1951) propone una escala de madurez que comprende:

1. Estado inmaduro: el sedimento contiene más del 5% de matriz arcillosa; los granos están mal clasificados y con escaso redondeamiento.
2. Estado submaduro: < 5% de matriz arcillosa; los granos están mal clasificados y con poco redondeamiento.
3. Estado maduro: de escaso a nulo contenido de arcilla; los granos están bien clasificados aunque no bien redondeados.
4. Estado supermaduro: el sedimento carece de arcilla; los granos están bien clasificados y con buena redondez.

La estimación visual del grado de clasificación o selección que pueden presentar los sedimentos, observados en lámina delgada, pueden realizarse por comparación con los esquemas indicados en la Figura No. III.3.1.2 (Adams et al., 1997).

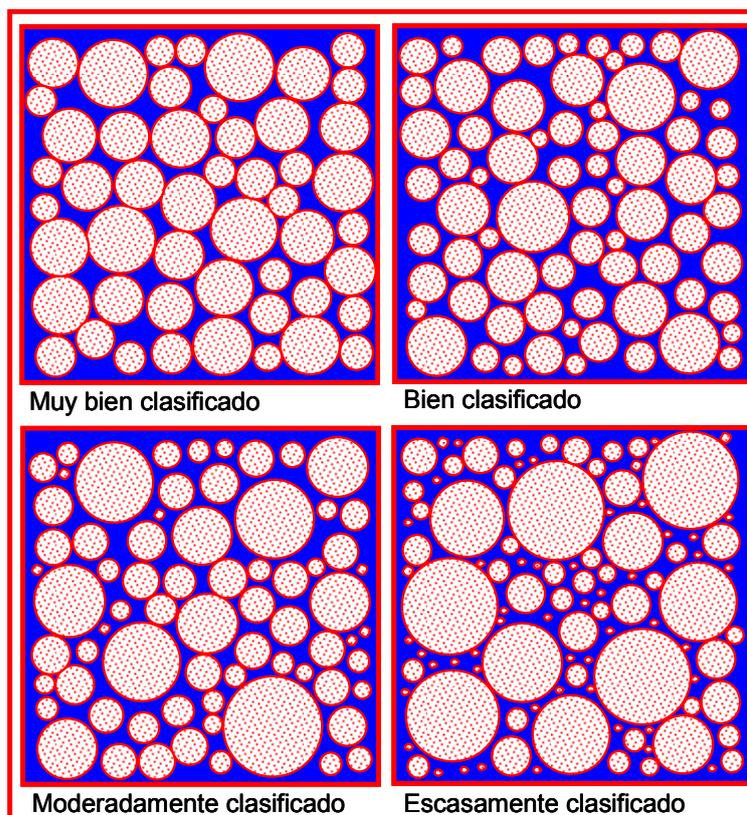


Figura No. III.3.1.2.- Grado de clasificación o selección en sedimentos, vistos en lámina delgada (según Pettijohn y otros, 1973).

III.3.2.- ESTUDIO DE NÚCLEOS

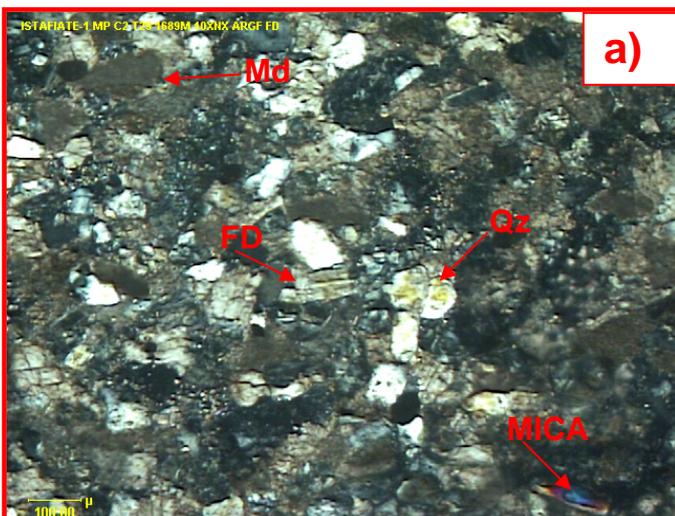
Solamente núcleos de pared fueron considerados ya que no se cortaron núcleos convencionales en el intervalo que abarca la Formación Oligoceno Vicksburg. A continuación se describen los análisis resultantes de éstos:

A) Formación Vicksburg Inferior

Istafiate-1 (Productor No Comercial de Gas Seco. Clasificación: 01-01-42)



Fotomicrografía No. 1.- VCKSI. NP. Tramo No. 32. Corrida No. 2. 1697.5 m. Constituida por lutita gris claro, con laminaciones de materia orgánica, pirita asociada (LMO-PA) y micas, se observan granos de cuarzo (Qz) del tamaño de limo muy fino ($7.8 \mu - 3.9 \mu$). Microscopio petrográfico, 10XNX. Análisis petrofísicos: Muestra fracturada.



Fotomicrografía No. 2 a-b.- VCKSI. NP. Tramo No. 29. Corrida No. 2. 1689 m. Compuesta por arenisca de cuarzo (Qz), feldespatos (FD) de alta birrefringencia, líticos (mudstone Md, ígneos V, Fotom. 2b), y micas (muscovitas), grano muy fino, graduando a limo grueso, medio y fino ($125 \mu - 31.2 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, mal clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural submaduro. Con pobre presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo-arcilloso, Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, cóncavo-convexo, alargado y puntual. Microscopio petrográfico, 10XNX. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: porosidad $\Phi=9.66\%$, permeabilidad k Klinkenberg= 0.0095 md, densidad de grano= 2.701 gm/cm^3 .

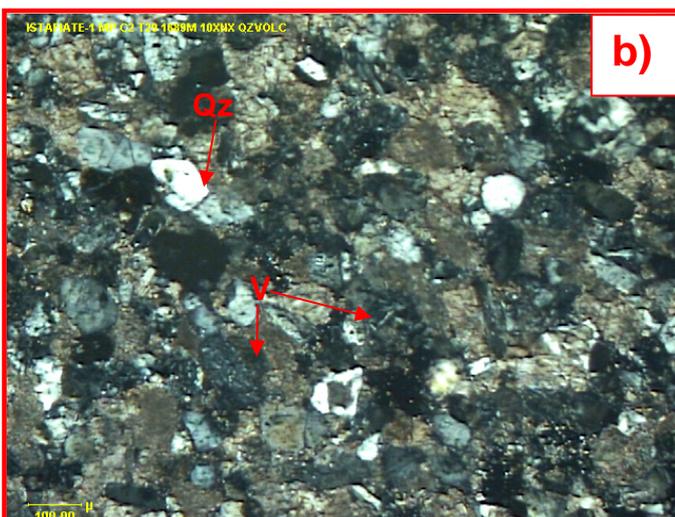
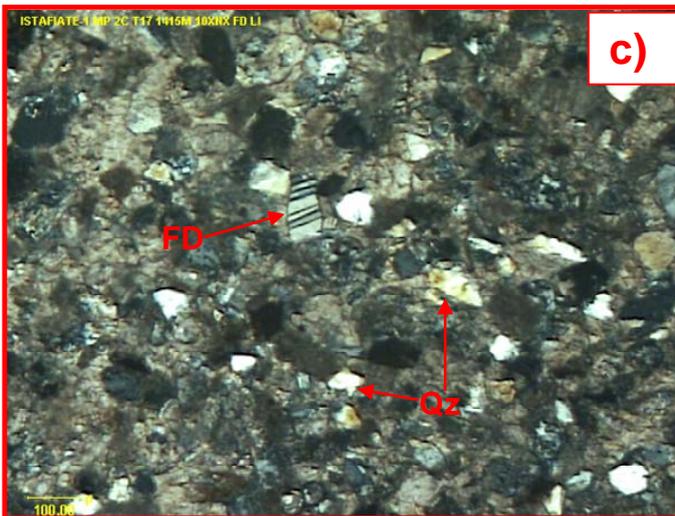
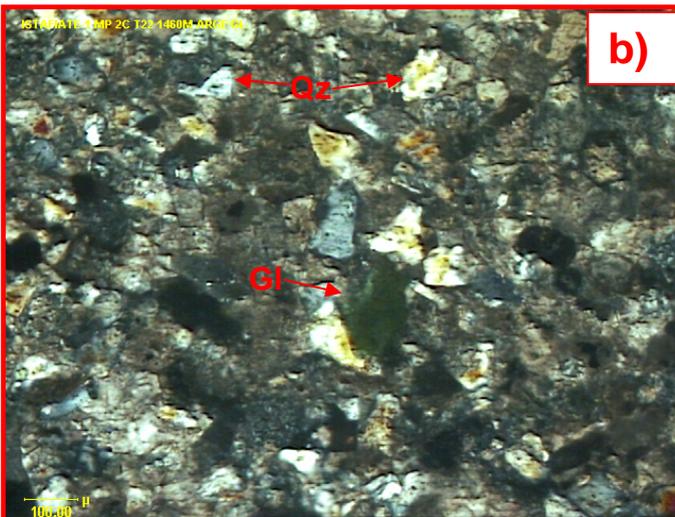
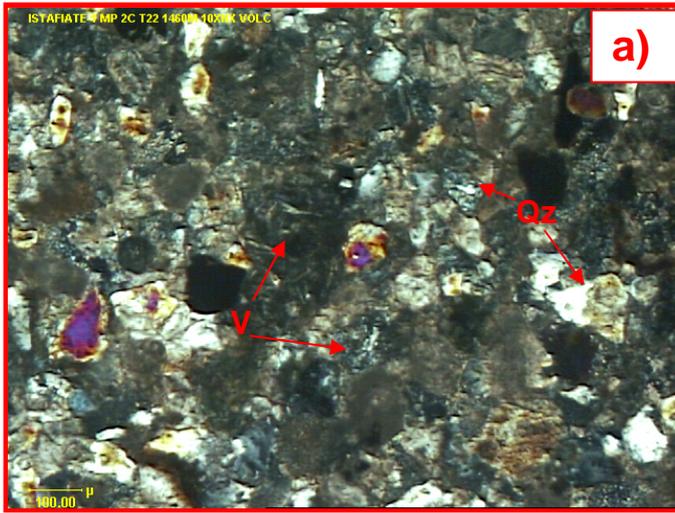
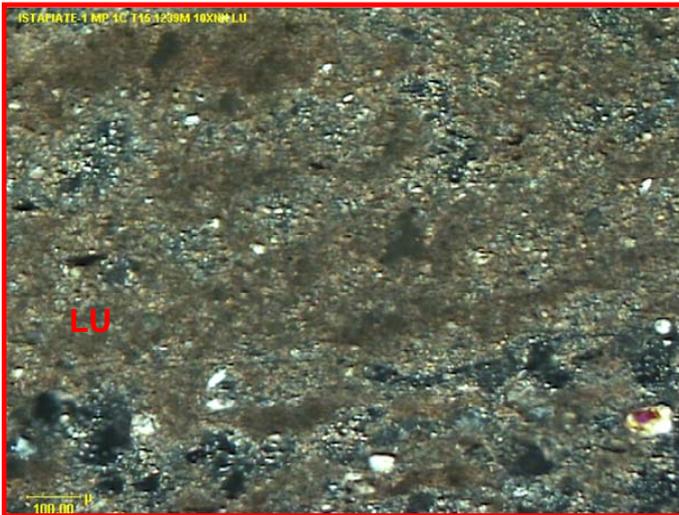


Lámina No. III.3.2.1.- Fotomicrografías representativas del pozo Istafiate-1. Intervalo con núcleos de pared: 1679-1697.5 m.



Fotomicrografía No. 3 a-c.- VCKSI. NP. a-b) Tramo No. 22. Corrida No. 2. 1460 m. c) Tramo No. 17. Corrida No. 2. Prof. 1415 m. Constituida por arenisca de cuarzo (Qz, Foto 3a-c), de feldspatos (FD, Foto 3c) de alta birrefringencia, líticos (ígneos, V, Foto 3a) y glauconita (Gl, 3b), escasas micas (muscovitas) y materia orgánica (bitumen), grano fino a muy fino y graduando a limo grueso (31.2 μ -125 μ), subredondeado a subanguloso, baja esfericidad, mal clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural submaduro. Con pobre presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo-arcilloso. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular y puntual. Microscopio petrográfico, 10XNX. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: a-b) Muestra fracturada. c) porosidad $\Phi=6\%$, permeabilidad k Klinkenberg=0.0008 md, densidad de grano=2.70 gm/cm³.

Lámina No. III.3.2.2.- Fotomicrografías representativas del pozo Istafiate-1. Intervalo con núcleos de pared: 1415-1460 m.



Fotomicrografía No. 4.- VCKSI. NP. Tramo No. 15. Corrida No. 1. 1239 m. Constituida por lutita gris claro, con materia orgánica y pirita asociada diseminada, se observan granos de cuarzo (Qz) del tamaño de limo fino a medio ($15.6 \mu - 31.2 \mu$). Microscopio petrográfico, 10XNX.



Fotomicrografía No. 5.- VCKSI. NP. Tramo No. 12. Corrida No. 1. 1230 m. Compuesta por laminaciones de lutita gris claro y de lutita limoarenosa, cuarzo (Qz) del tamaño de limo muy fino a grueso ($3.9 \mu - 62.5 \mu$). Microscopio petrográfico, 10XNX. Análisis petrofísicos: porosidad $\Phi=16.3\%$, permeabilidad k Klinkenberg= 0.0305 md , densidad de grano= 2.67 gm/cm^3 .



Fotomicrografía No. 6.- VCKSI. NP. Tramo No. 11. Corrida No. 1. 1229 m. Constituida por arenisca de cuarzo (Qz), feldspatos (FD), mudstone (MD) y glauconita, grano muy fino ($62.5 \mu - 125 \mu$) y en partes gradúa a limo grueso, subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado y puntual. Microscopio petrográfico, 10XNX. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974).

Análisis petrofísicos: porosidad $\Phi=15.3\%$, permeabilidad k Klinkenberg= 0.0403 md , densidad de grano= 2.68 gm/cm^3 .

Lámina No. III.3.2.3.- Fotomicrografías representativas del pozo Istafiate-1. Intervalo con núcleos de pared: 1229-1242 m.



Fotomicrografía No. 7.- VCKSI. NP. Tramo No. 10. Corrida No. 1. 1155 m. Compuesta por arenisca de cuarzo (Qz), grano muy fino y graduando a limo grueso ($31.2 \mu - 125 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, madurez mineralógica, estado textural maduro. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado y puntual. Microscopio Petrográfico, 10XNX. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974).

Análisis petrofísicos: Muestra fracturada.

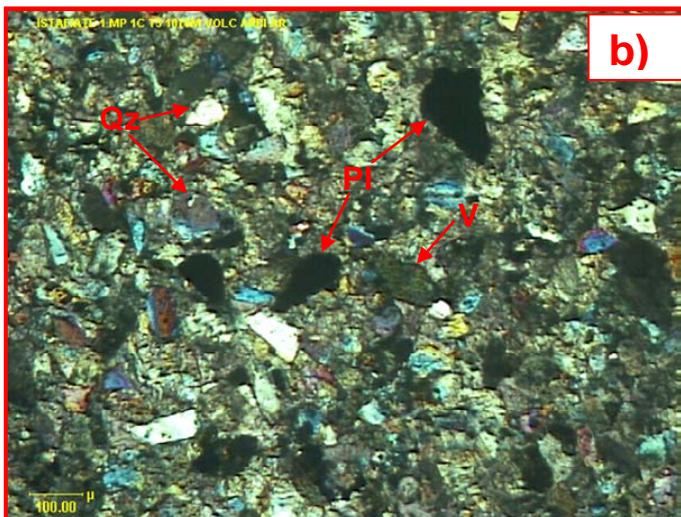
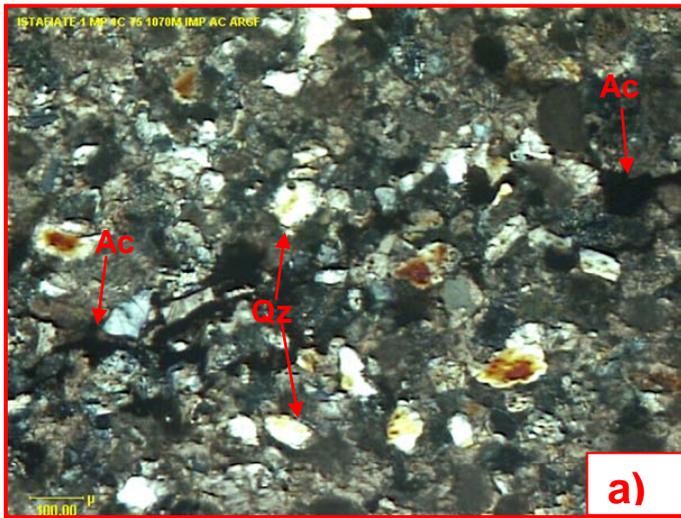


Fotomicrografía No. 8.- VCKSI. NP. Tramo No. 8. Corrida No. 1. 1152 m. Constituida por laminaciones de lutita gris claro (parte inferior, LU) y lutita limolítica (parte superior, LU LI), con granos de cuarzo (Qz) del tamaño de limo muy fino a medio ($3.9 \mu - 31.2 \mu$). Microscopio petrográfico, 10XNX. Análisis petrofísicos: $\Phi = 14.9\%$, k Klinkenberg= 0.0876 md, densidad=2.69 gm/cm³.



Fotomicrografía No. 9.- VCKSI. NP. Tramo No. 6. Corrida No. 1. 1148 m. Compuesta por arenisca de cuarzo (Qz), grano fino a muy fino ($62.5 \mu - 250 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, madurez mineralógica, estado textural maduro. Escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado y puntual. Microscopio petrográfico, 10xNx. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: $\Phi=16.3\%$, k Klinkenberg= 0.0842 md, densidad=2.67 gm/cm³.

Lámina No. III.3.2.4.- Fotomicrografías representativas del pozo Istafiate-1. Intervalo con núcleos de pared: 1148-1155 m.



Fotomicrografía No. 10 a-b.- VCKSI. NP. Tramo No. 5. Corrida No. 1. 1070 m. Constituida por arenisca de cuarzo (Qz), de alta birrefringencia, fragmentos volcánicos y pirita diseminada (V, 10 b) grano fino a muy fino ($62.5 \mu - 250 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, madurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Presencia de aceite pesado (Ac). Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado y puntual. Microscopio petrográfico, 10xNx (10 a) y 10xNxPQ (10 b). Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: Muestra fracturada.

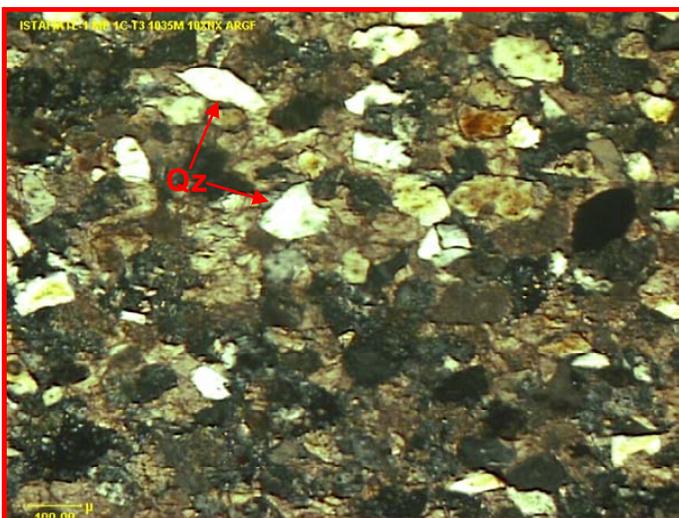


Fotomicrografía No. 11.- VCKSI. NP. Tramo No. 4. Corrida No. 1. 1068 m. Compuesta por lutita gris claro, se observan granos de cuarzo (Qz) del tamaño de limo fino a muy fino ($3.9 \mu - 15.6 \mu$). Microscopio petrográfico, 10XNX. Análisis petrofísicos: $\Phi=12.95\%$, k Klinkenberg=0.0959 md, densidad=2.70 gm/cm³.

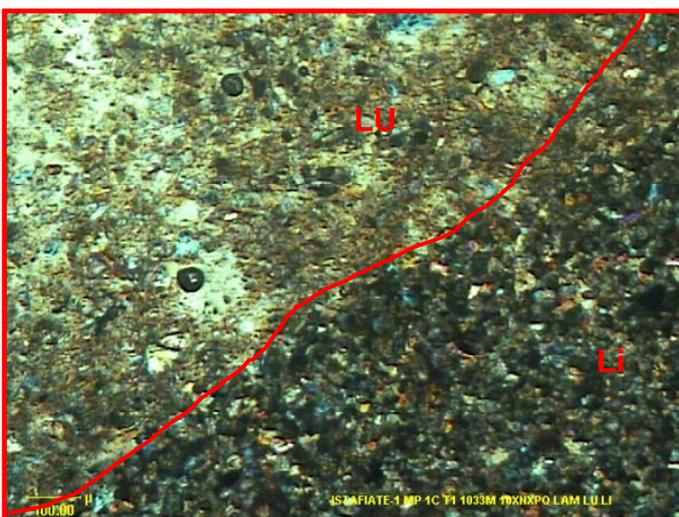
Lámina No. III.3.2.5.- Fotomicrografías representativas del pozo Istafiate-1. Intervalo con núcleos de pared: 1070-1068 m.



Fotomicrografía No. 12.- VCKSI. NP. Tramo No. 3. Corrida No. 1. 1036 m. Constituida por lutita gris claro, se observa un organismo remplazado con pirita. Microscopio Petrográfico, 10XLN. Análisis petrofísicos: $\Phi=12.88\%$, k Klinkenberg = 0.0795 md, densidad= 2.67 gm/cm^3 .



Fotomicrografía No. 13.- VCKSI. NP. Tramo No. 2. Corrida No. 1. 1035 m. Compuesta por arenisca de cuarzo (Qz), de alta birrefringencia, grano fino a muy fino ($62.5 \mu - 250 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, madurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Presencia de aceite pesado (Ac). Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Microscopio Petrográfico, 10xNx. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: $\Phi=16.26\%$, k Klinkenberg = 0.265 md, densidad= 2.69 gm/cm^3 .



Fotomicrografía No. 14.- Pozo Istafiate-1. VCKSI. Núcleo de Pared. Tramo No. 1. Corrida No. 1. 1033 m. Laminaciones de lutita gris claro (parte superior) y lutita limolítica (parte inferior), se observa cuarzo del tamaño de limo muy fino. Microscopio Petrográfico, 10XNXPQ. Análisis petrofísicos: $\Phi=14.42\%$, k Klinkenberg= 0.0832 md , densidad= 2.69 gm/cm^3 .

Lámina No. III.3.2.6.- Fotomicrografías representativas del pozo Istafiate-1. Intervalo con núcleos de pared: 1033-1036 m.

Simbad-1 (Productor de Gas y Condensado. Clasificación: 01-01-03)

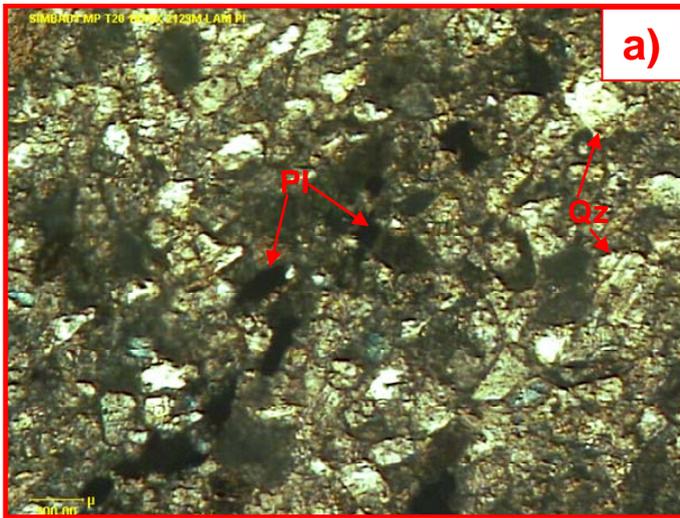


Fotomicrografía No. 15.- VCKSM. NP. a) Tramo No. 26. MP. 2290 m. b) Tramo No. 22. MP. 2243 m. Compuesta por arenisca de cuarzo sedimentario (Qz), cuarzo metamórfico (QZ MET. Tipo cebra. Fotom. 15 a), pedernal (PD. Fotom. 15 a), mudstone (MD), feldespatos (FD. Fotom. 15 b), micas, glauconita y clastos de arcilla, grano muy fino a medio ($62.5 \mu - 500 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Microscopio Petrográfico, 10XNXPQ. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: a) $\Phi=3.5\%$, k Klinkenberg = 0.0004 md, densidad= 2.68 gm/cm^3 . b) $\Phi=8.9\%$, k Klinkenberg = 0.0525 md, densidad= 2.65 gm/cm^3 .



Fotomicrografía No. 16.- VCKSM. NP. Tramo No. 21. MP. 2242 m. Laminaciones de lutita gris claro (parte inferior) y lutita limolítica (parte superior), se observan estilolitas rellenas con materia orgánica (parte media). Microscopio Petrográfico, 10XNX. Análisis petrofísicos: $\Phi=4.2\%$, k Klinkenberg = 0.0007 md, densidad= 2.65 gm/cm^3 .

Lámina No. III.3.2.7.- Fotomicrografías representativas del pozo Simbad-1. Intervalo con núcleos de pared: 2242-2290 m.



Fotomicrografía No. 17.- VCKSM. NP. a) Tramo No. 20. MP. 2129 m. b-c) Tramo No. 19. MP. 2128 m. Compuesta por arenisca de cuarzo (Qz), de alta birrefringencia, feldespatos (FD. Fotom. 17 b), mudstone (MD), micas (Fotom. 17 c) y clastos de arcilla, grano muy fino ($62.5 \mu - 125 \mu$), graduando a limolita de grano grueso ($31.2 \mu - 62.5 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla y laminaciones de piritita (Fotom. 17 a). Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. a) Microscopio Petrográfico, 10XLN. b) Microscopio Petrográfico, 10XNXPQ. c) Microscopio Petrográfico, 20XLN. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: a) $\Phi=4\%$, k Klinkenberg=0.0007 md, densidad=2.66 gm/cm³. b-c) $\Phi=5.8\%$, k Klinkenberg = 0.0024 md, densidad=2.66 gm/cm³.

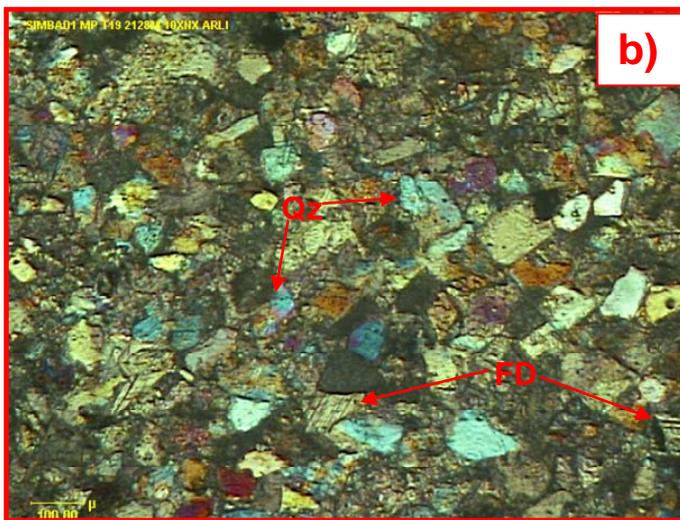
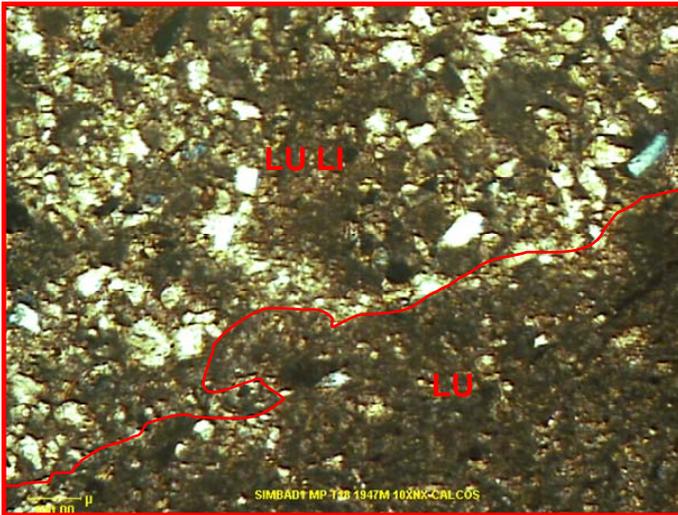
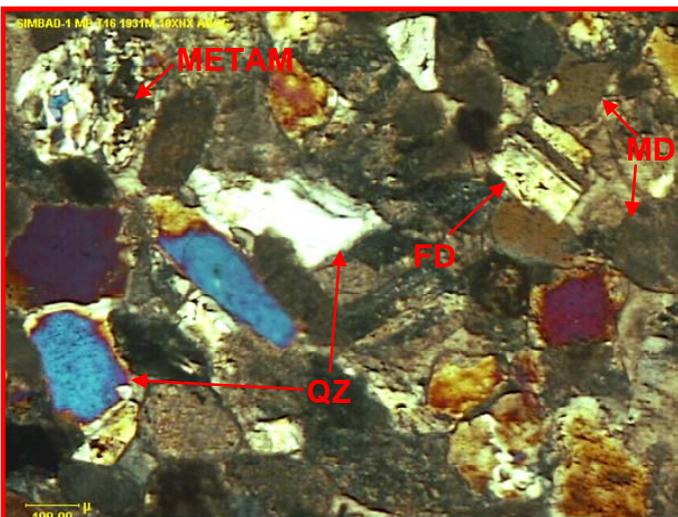


Lámina No. III.3.2.8.- Fotomicrografías representativas del pozo Simbad-1. Intervalo con núcleos de pared: 2128-2129 m.



Fotomicrografía No. 18.- VCKSM. NP. Tramo No. 18. MP. 1947 m. Laminaciones de lutita gris claro (parte inferior) y lutita limolítica (parte superior), se observan calcos de carga (parte media). Microscopio Petrográfico, 10XNX. Análisis petrofísicos: Sin datos.



Fotomicrografía No. 19.- VCKSM. NP. a) Tramo No. 16. MP. 1931 m. b) Tramo No. 13. MP. 1906 m. Compuesta por arenisca de cuarzo sedimentario (Qz), cuarzo metamórfico (QZ MET. Fotom. 19 a), de alta birrefringencia, feldspatos (FD. Fotom. 19 a), mudstone (MD. Fotom. 19 a), glauconita (GL. Fotom. 19 b) y restos de algas, grano muy fino a fino (62.5 μ - 250 μ), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Microscopio Petrográfico, 10XNXPQ. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: a) $\Phi=6\%$, k Klinkenberg = 0.0045 md, densidad=2.64 gm/cm³. b) $\Phi=11.6\%$, k Klinkenberg = 0.0323 md, densidad=2.66 gm/cm³.

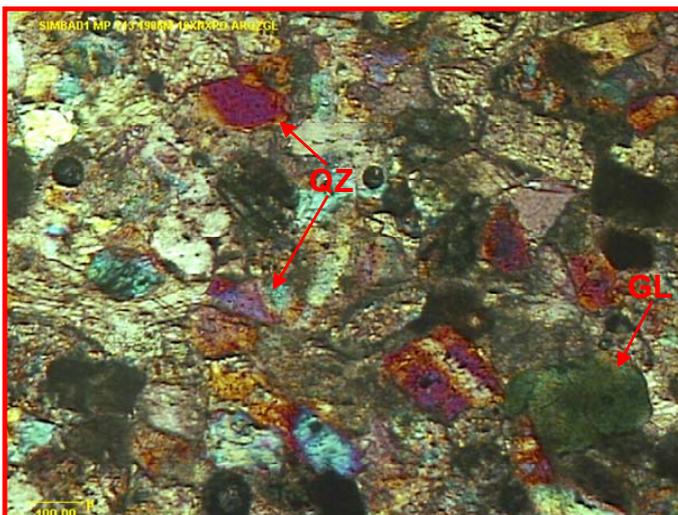
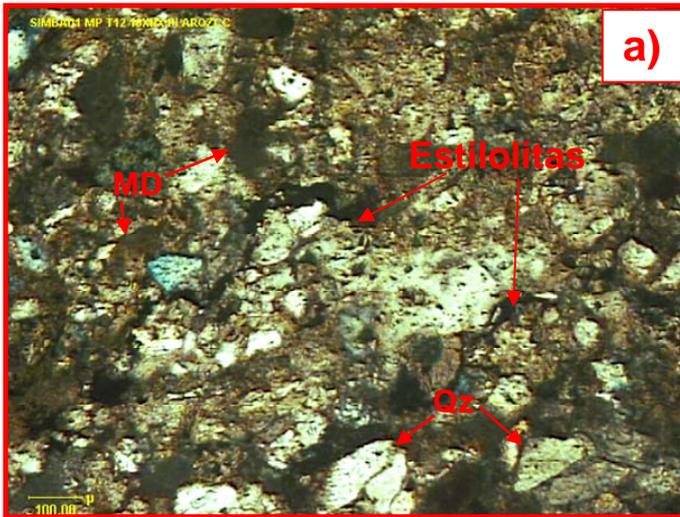
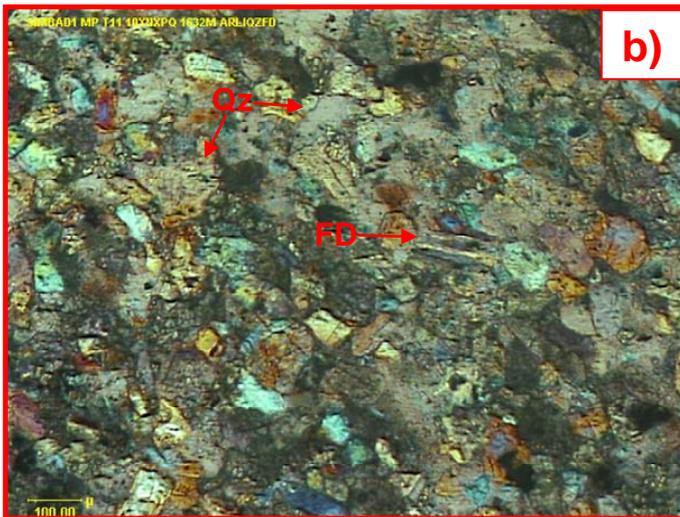


Lámina No. III.3.2.9.- Fotomicrografías representativas del pozo Simbad-1. Intervalo con núcleos de pared: 1906-1947 m.

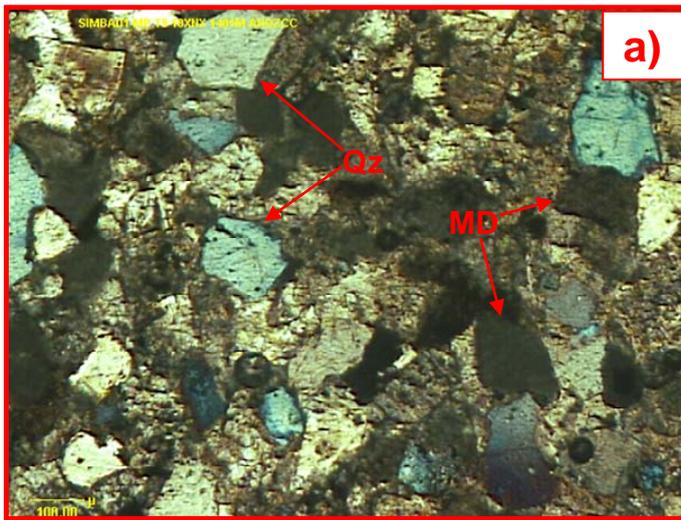


Fotomicrografía No. 20.- VCKSM. NP. a) Tramo No. 12. MP. 1633 m. b) Tramo No. 11. MP. 1632 m. Compuesta por arenisca de cuarzo (Qz), de alta birrefringencia, feldespatos (FD. Fotom. b) y clastos de mudstone (MD. Fotom. a), grano muy fino graduando a limo grueso ($31.2 \mu - 125 \mu$), subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla, se observa materia orgánica diseminada y rellenando estilolitas (Fotom. a). Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. a) Microscopio Petrográfico, 10XNX. b) Microscopio Petrográfico, 10XNXPQ. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: a) $\Phi=11.8\%$, k Klinkenberg=0.0516 md, densidad=2.66 gm/cm³. b) $\Phi=11.3\%$, k Klinkenberg=0.0397 md, densidad=2.67 gm/cm³.



Fotomicrografía No. 21.- VCKSM. NP. Tramo No. 10. MP. 1631 m. Limolita arcillosa con materia orgánica rellenando estilolitas. Microscopio Petrográfico, 10XNX. Análisis petrofísicos: $\Phi=12.9\%$, k Klinkenberg=0.0025 md, densidad=2.67 gm/cm³.

Lámina No. III.3.2.10.- Fotomicrografías representativas del pozo Simbad-1. Intervalo con núcleos de pared: 1631-1633 m.



Fotomicrografía No. 22.- Pozo Simbad-1. VCKSM. Núcleo de Pared. a) Tramo No. 9. MP. 1401 m. b) Tramo No. 5. MP. 1376 m. c) Tramo No. 1. MP. 1350 m. Compuesta por arenisca de cuarzo (Qz), de alta birrefringencia, feldespatos (FD), clastos de mudstone (MD), glauconita (GL. Fotom. b-c), pirita diseminada y en laminaciones, grano muy fino a fino ($62.5 \mu - 250 \mu$), en partes graduando a limo grueso, subredondeado a subanguloso, alta esfericidad, bien clasificada, inmadurez mineralógica, estado textural maduro. Con escasa presencia de arcilla. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Microscopio Petrográfico, 10XNX. Clasificación petrográfica: Litarenita (Folk, 1974). Análisis petrofísicos: a) $\Phi=14.6\%$, k Klinkenberg= 4.587 md , densidad= 2.64 gm/cm^3 . b) $\Phi=15.1\%$, k Klinkenberg = 5.719 md , densidad = 2.65 gm/cm^3 . c) $\Phi=21.1\%$, k Klinkenberg = 27.10 md , densidad= 2.66 gm/cm^3 .

Lámina No. III.3.2.11.- Microfotografías representativas del pozo Simbad-1, intervalo con núcleos de pared: 1350-1401 m.

III.4.- SEDIMENTOLOGÍA

III.4.1.- DATOS GENERALES

Los sedimentos detríticos están constituidos por fragmentos transportados, producto de la alteración de rocas ígneas, sedimentarias o metamórficas preexistentes. En este capítulo se describieron láminas delgadas y muestras de canal de los pozos perforados, tanto en la zona de expansión como en la de no expansión estructural, dentro de la Formación Oligoceno Vicksburg. Para el análisis de muestras se empleó el microscopio estereoscópico y petrográfico Carl Zeiss, el software con analizador de imágenes KS-300, y para la definición del nombre genérico de rocas, en base a la granulometría, se utilizó la clasificación granulométrica de las rocas sedimentarias y sedimentos detríticos, escala propuesta por J.A. Udden y C.K. Wentworth (tomada de A.E. Adams et al, 1997), Tabla III.4.1.1. Así también, se consideró la forma de los granos y su grado de redondez (Figura No. III.4.1.1).

Tabla III.4.1.1. Clasificación granulométrica de las rocas sedimentarias y sedimentos detríticos (escala propuesta por J.A. Udden y C.K. Wentworth)

Diámetro límite (en milímetros de la clase)	Denominación de la clase	Denominación de la roca según su granulometría	
256	Bloque	Rudita Conglomerado Brecha	
64	Bloque pequeño		
4	Canto		
2	Canto pequeño		
1	Arena muy gruesa	Arenita Arenisca Arena	
0.5 (1/2)	Arena gruesa		
0.25 (1/4)	Arena media		
0.125 (1/8)	Arena fina		
0.0625 (1/16)	Arena muy fina		
0.0312 (1/32)	Limo grueso	Limolita	Argilita Lutita Pelita
0.0156 (1/64)	Limo medio		
0.0078 (1/128)	Limo fino		
0.0039 (1/256)	Limo muy fino		
	Arcilla	Arcillita	

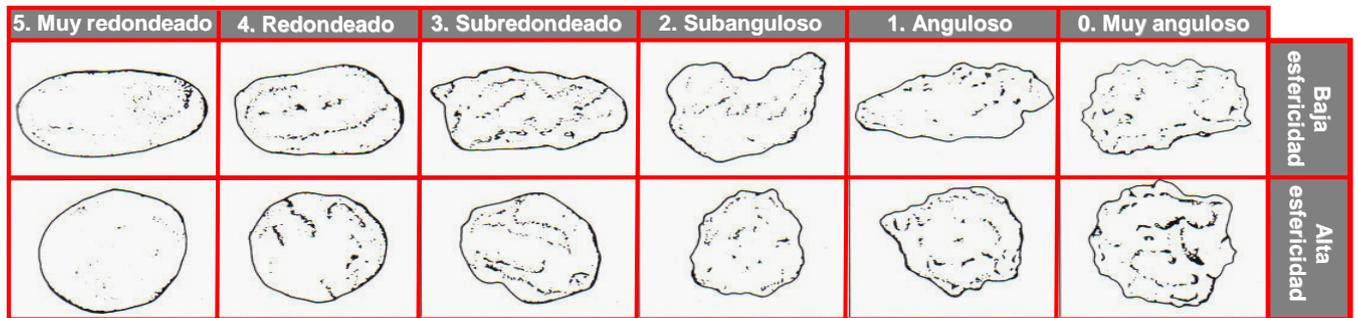


Figura No. III.4.1.1. Categorías de redondez en granos con baja y alta esfericidad (Pettijohn y otros, 1973)

III.4.2.- ESTUDIO DE MUESTRAS DE CANAL

Se analizaron en detalle las muestras en el intervalo que abarca la Formación Vicksburg, de 10 pozos, en la zona de no expansión, y de 5 pozos de la zona de expansión (Tabla No. III.4.2.1)

ZONA DE NO EXPANSIÓN				ZONA DE EXPANSIÓN			
POZO	CIMA (M)	BASE (M)	ESPESOR (M)	POZO	CIMA (M)	BASE (M)	ESPESOR (M)
ABATÍ-1	620	2450	1830	ATLAS-1	819	2900	2061
CIPRÉS-1	0	1754	1754	BÓVEDA-1	1720	1844	1124
CONQUISTADOR-1	0	1590	1590	ÉCATL-1	1090	3005	1915
HORMIGAS-1	0	2095	2095	GRANADITAS-1	1810	3000	1190
ISTAFIATE-1	0	1970	1970	JAGUARES-1	468	2723	2225
ODALISCA-1	0	1430	1430				
PUERTECITOS-1	0	2035	2035				
RAMADERO-1	0	1645	1645				
SIMBAD-1	0	2350	2350				
TAMEME-1	0	1785	1785				
SUBTOTAL: 18 484 M				SUBTOTAL: 8 515 M			
TOTAL: 26 999 M							

Tabla III.4.2.1. Relación de pozos analizados de la Formación Vicksburg en el Cubo Pípila.

Dentro de los pozos ubicados en la zona de no expansión, se detectaron intervalos con espesores importantes de areniscas con posibilidades económicas de contener hidrocarburos, con buenos sellos compuestos por lutitas y trampas estratigráficas en forma de cuñas (Figura No. III.4.2.1)

Considerando la irregular depositación de sedimentos siliciclásticos en la columna individual para cada pozo, se deduce que durante los diferentes episodios depositacionales hubo características muy marcadas en cuanto a la sedimentación, notándose éstas en discontinuidades progradacionales y regresionales que dificultan la correlación entre pozos, haciéndose necesaria la interpretación conjunta de éstas secuencias en secciones sísmicas, para facilitar la mejor correlación sismoestratigráfica.

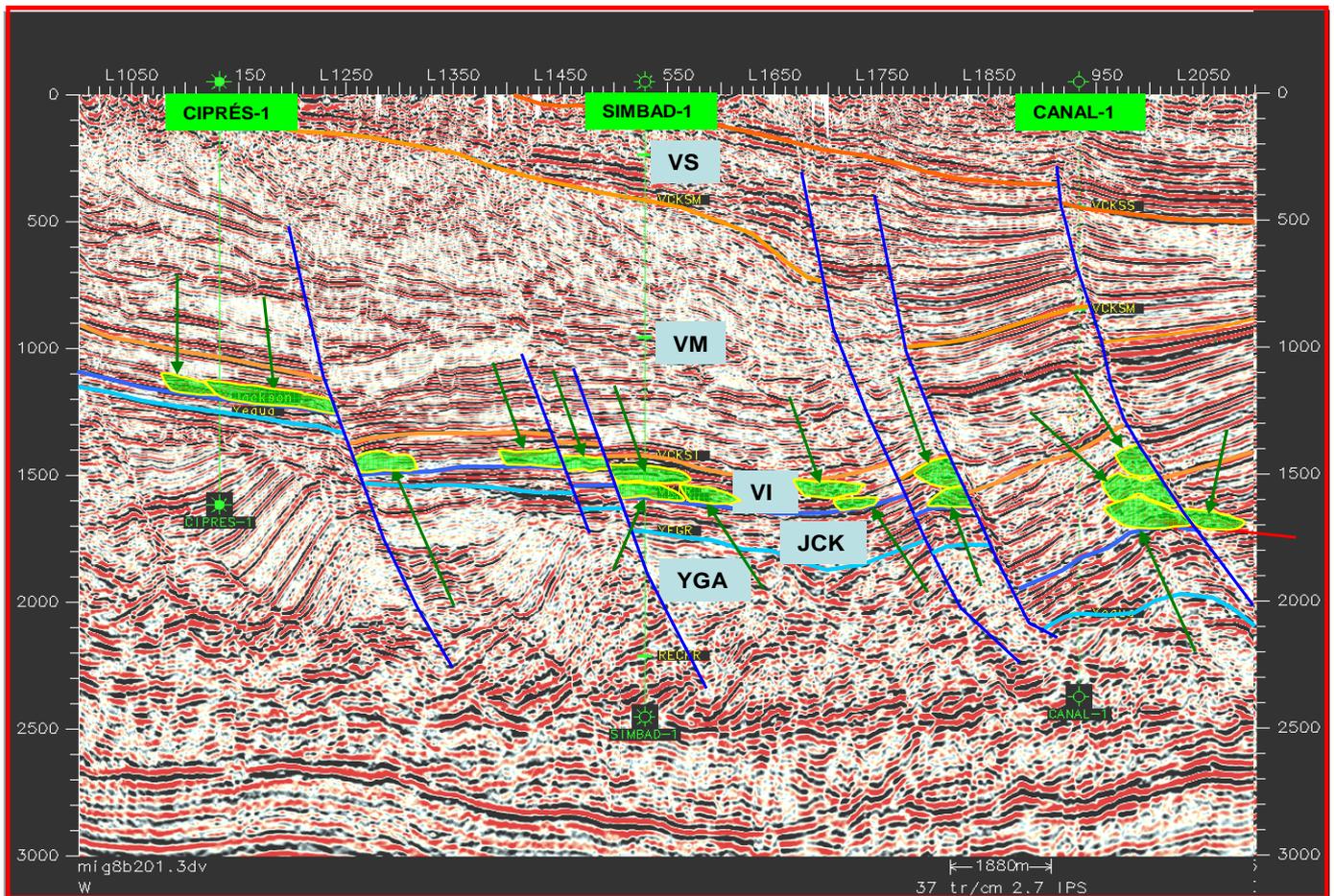


Figura No. III.4.2.1. Sección sísmica mostrando los patrones de trampas estratigráficas (en verde) y sellos.

III.4.3.- GRANULOMETRÍA

Como herramienta sedimentológica, la granulometría resulta de gran importancia para la definición de eventos depositacionales progradantes o retrogradantes, así como para definir los posibles ambientes depositacionales y tipo de rocas según su tamaño (Tabla III.4.1.1)

Con los resultados de las mediciones granulométricas en láminas delgadas, se encontraron variaciones dimensionales en los componentes mineralógicos en cada intervalo, determinándose así las posibles rocas almacén y sello en los pozos con muestras de núcleos.

Desafortunadamente, en sólo dos pozos se tuvo la oportunidad de realizar los análisis granulométricos, ya que no se contó con núcleos o con el software disponible. Sin embargo, se logró efectuar una buena medición y conteo de los componentes mineralógicos en los pozos Simbad-1 e Istafiate-1. A continuación se describen las características para cada intervalo analizado:

Pozo Simbad-1

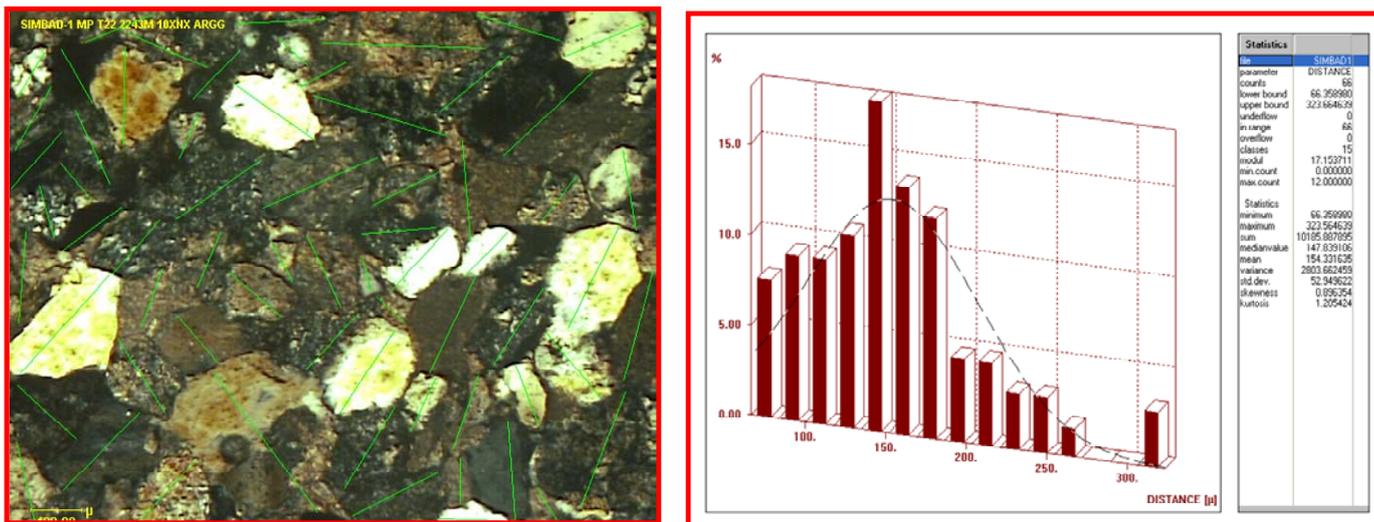


Figura No. III.4.3.1. Medición granulométrica. Pozo Simbad-1. NP. Tramo No. 22. Intervalo 2243 m. 10XNX. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo subredondeados a redondeados. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 66 μ como mínimo y 364 μ como máximo, con valor medio de 148 μ y media de 154 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena fina (125 μ -250 μ , según Udden y Wentworth), seguida de arena muy fina (62.5 μ -125 μ) y esporádicos granos de arena media (250 μ -500 μ). Posible roca almacén.

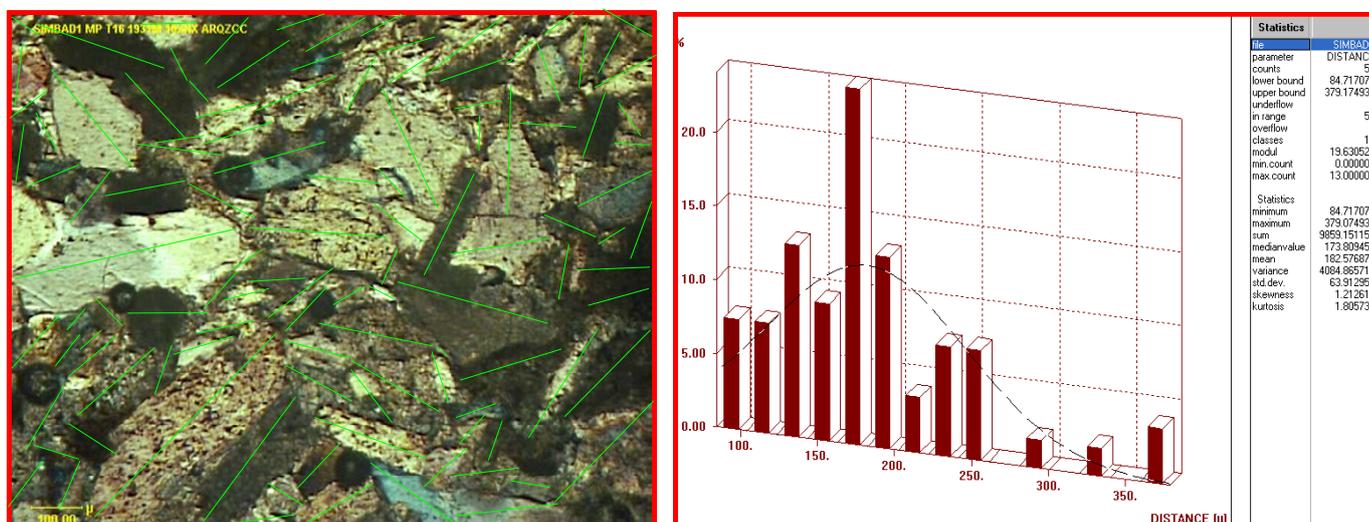


Figura No. III.4.3.2. Medición granulométrica. Pozo Simbad-1. NP. Tramo No. 16. Intervalo 1931 m. 10XNX. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo subredondeados a subangulosos. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 85 μ como mínimo y 379 μ como máximo, con valor medio de 174 μ y media de 183 μ . La mayor presencia es de arena fina (125 μ -250 μ , según Udden y Wentworth), seguida de arena muy fina (62.5 μ -125 μ) y esporádicos granos de arena media (250 μ -500 μ). Posible roca almacén.

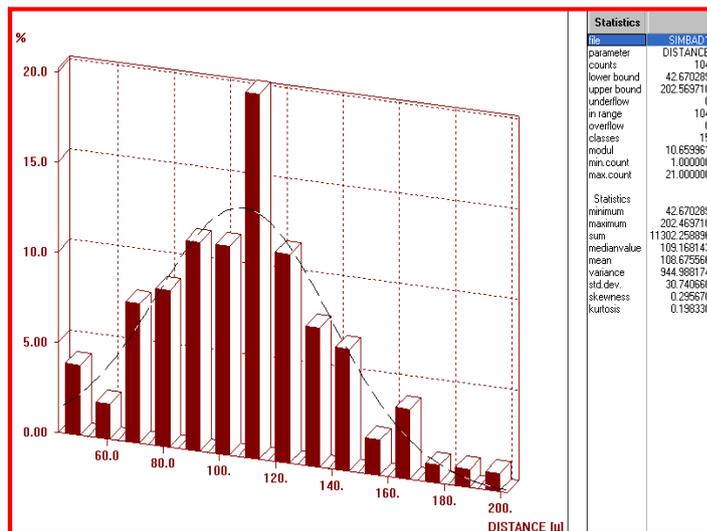
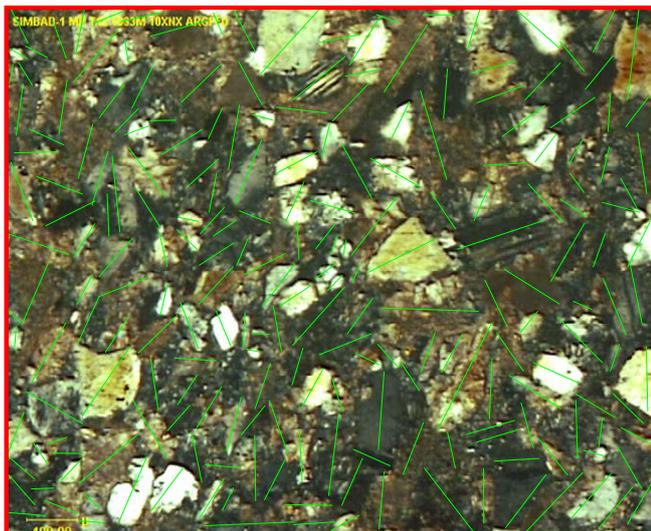


Figura No. III.4.3.3. Medición granulométrica. Pozo Simbad-1. NP. Tramo No. 12. Intervalo 1633 m. 10XNX. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo y escasos feldespatos, subredondeados a subangulosos y angulosos. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 43 μ como mínimo y 202 μ como máximo, con valor medio de 109 μ y media de 109 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena muy fina (62.5 μ -125 μ , según Udden y Wentworth), seguida de arena fina (125 μ -250 μ) y limo grueso (31.2 μ -62.5 μ). Con pobre presencia de arcilla. Posible roca almacén.

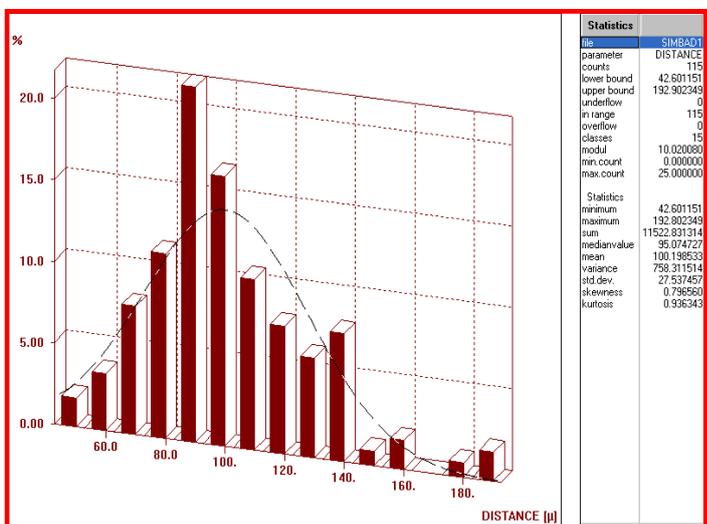
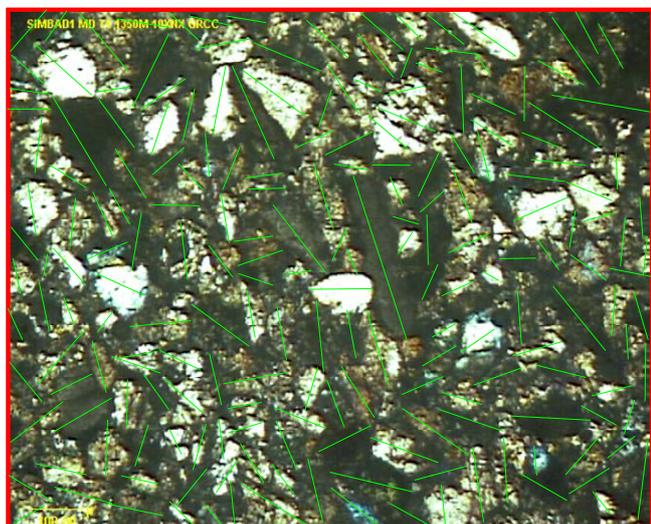


Figura No. III.4.3.4. Medición granulométrica. Pozo Simbad-1. NP. Tramo No. 1. Intervalo 1350 m. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo, subredondeados a subangulosos. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 43 μ como mínimo y 193 μ como máximo, con valor medio de 95 μ y media de 100 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena muy fina (62.5 μ -125 μ , según Udden y Wentworth), seguida de arena fina (125 μ -250 μ) y limo grueso (31.2 μ -62.5 μ). Con regular presencia de arcilla. Posible roca almacén.

Pozo Istafiate-1

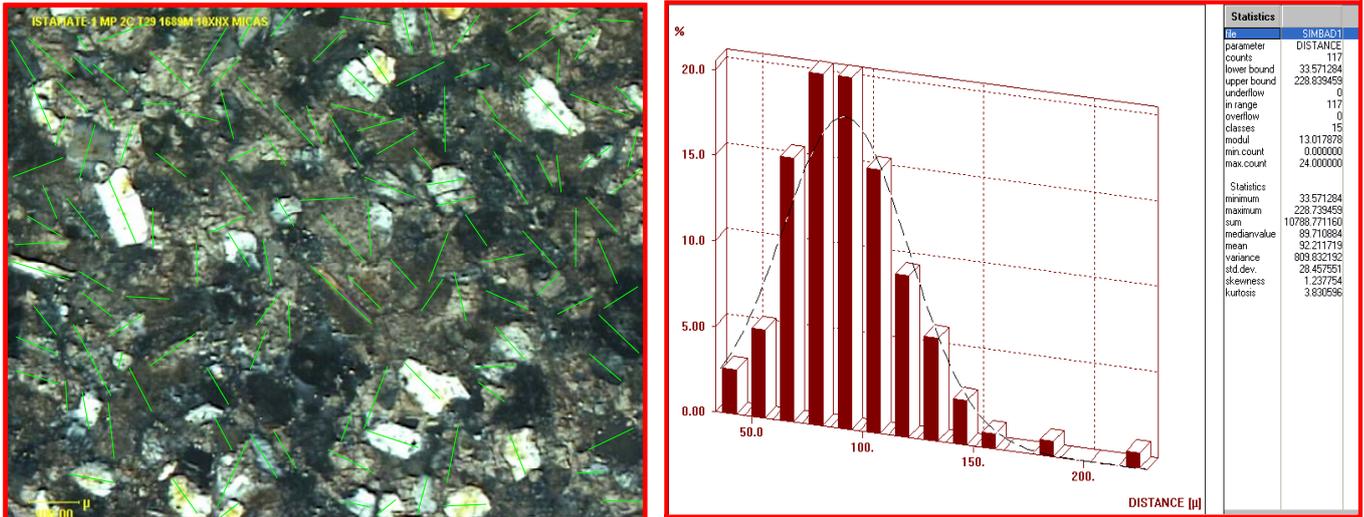


Figura No. III.4.3.5. Medición granulométrica. Pozo Istafiate-1. NP. Tramo No. 29. Intervalo 1689 m. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo, subredondeados a subangulosos y escasas micas. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 34 μ como mínimo y 229 μ como máximo, con valor medio de 90 μ y media de 92 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena muy fina (62.5 μ -125 μ , según Udden y Wentworth), seguida de arena fina (125 μ -250 μ) y limo grueso (31.2 μ -62.5 μ). Con abundante presencia de arcilla. Posible roca almacén.

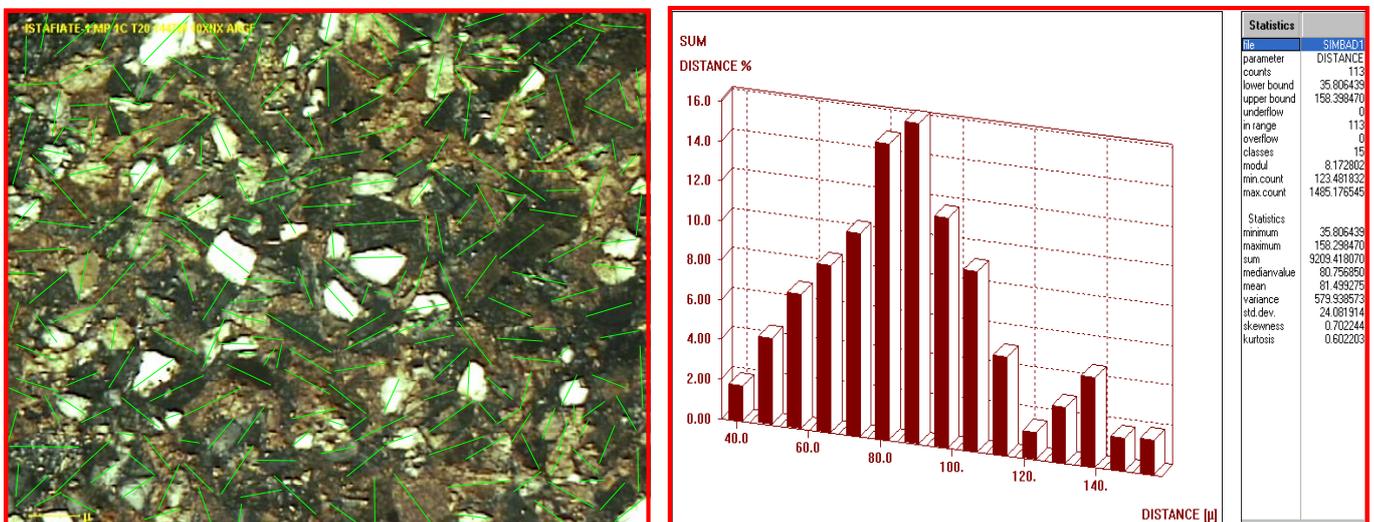


Figura No. III.4.3.6. Medición granulométrica. Pozo Istafiate. NP. Tramo No. 20. Intervalo 1447 m. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo subredondeados a redondeados. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 36 μ como mínimo y 158 μ como máximo, con valor medio de 81 μ y media de 81 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena muy fina (62.5 μ -125 μ , según Udden y Wentworth), seguida de arena fina (125 μ -250 μ) y limo grueso (31.2 μ -62.5 μ). Con regular presencia de arcilla. Posible roca almacén.

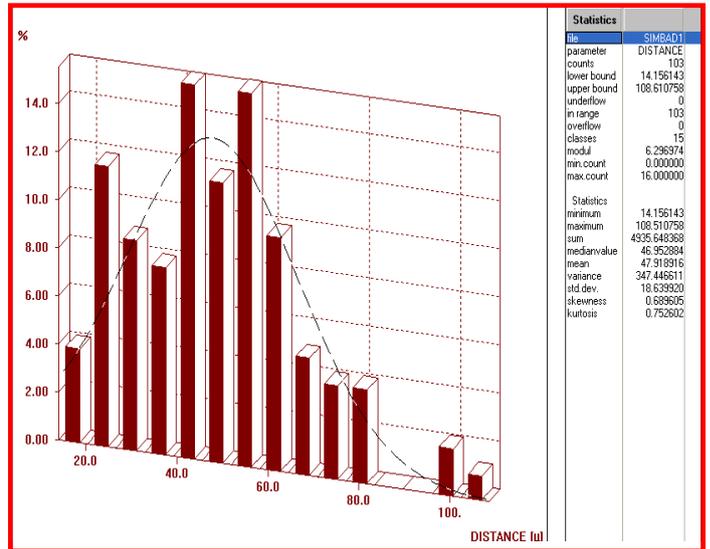
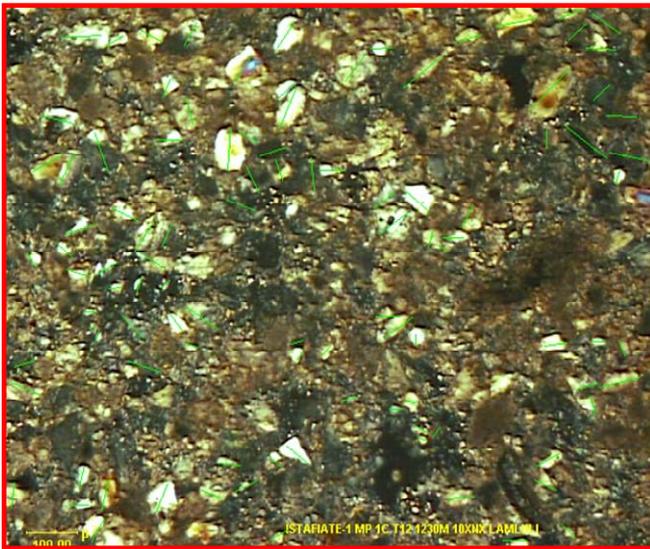


Figura No. III.4.3.7. Medición granulométrica. Pozo Istafiate. NP. Tramo No. 12. Intervalo 1230 m. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo, subredondeados a subangulosos. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 14 μ como mínimo y 109 μ como máximo, con valor medio de 47 μ y media de 48 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de de arcilla, seguida de limo grueso (31.2 μ -62.5 μ , según Udden y Wentworth) y limo fino a limo medio (7.8 μ -31.2 μ). Posible roca sello.

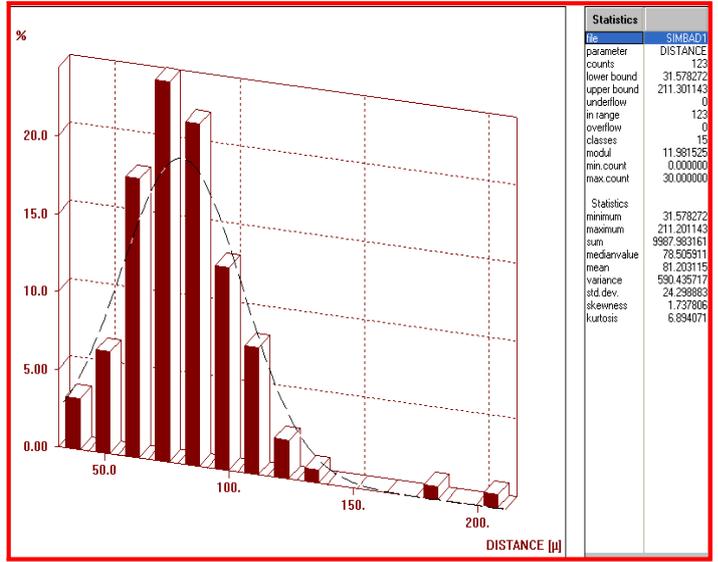
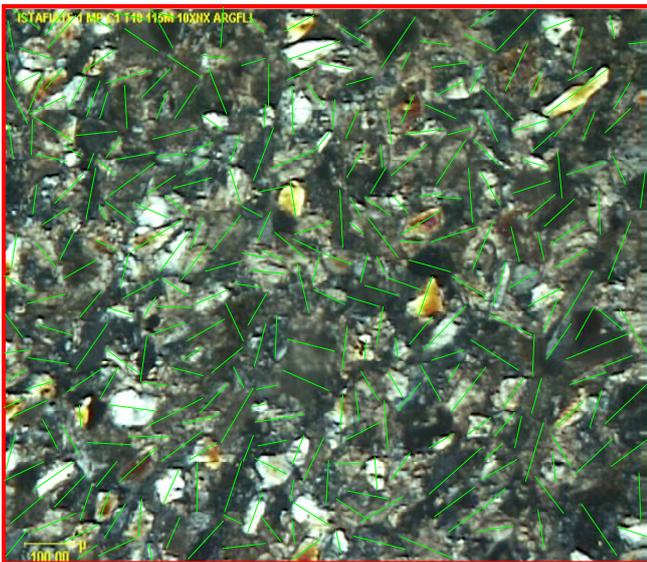


Figura No. III.4.3.8. Medición granulométrica. Pozo Istafiate. NP. Tramo No. 10. Intervalo 1155 m. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo, subredondeados a subangulosos. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 36 μ como mínimo y 211 μ como máximo, con valor medio de 79 μ y media de 81 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena muy fina (62.5 μ -125 μ , según Udden y Wentworth), seguida de limo grueso (31.2 μ -62.5 μ) y escasos granos de arena fina (125 μ -250 μ). Con pobre presencia de arcilla. Posible roca almacén.

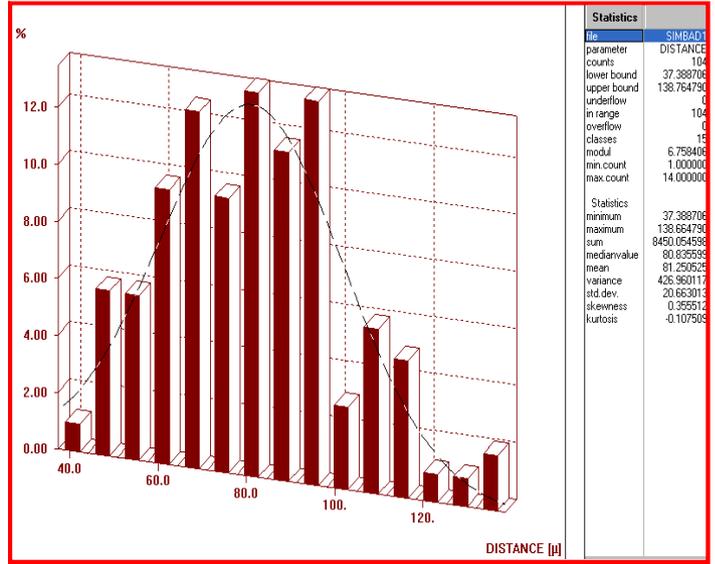
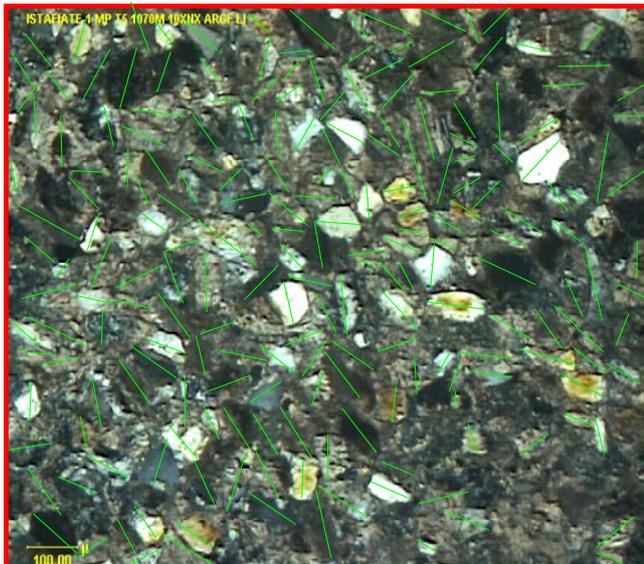


Figura No. III.4.3.9. Medición granulométrica. Pozo Istafiate. NP. Tramo No. 5. Intervalo 1070 m. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo, subredondeados a subangulosos. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 37 μ como mínimo y 139 μ como máximo, con valor medio de 81 μ y media de 81 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena muy fina (62.5 μ -125 μ , según Udden y Wentworth), seguida de limo grueso (31.2 μ -62.5 μ) y escasos granos de arena fina (125 μ -250 μ). Con regular presencia de arcilla. Posible roca almacén.

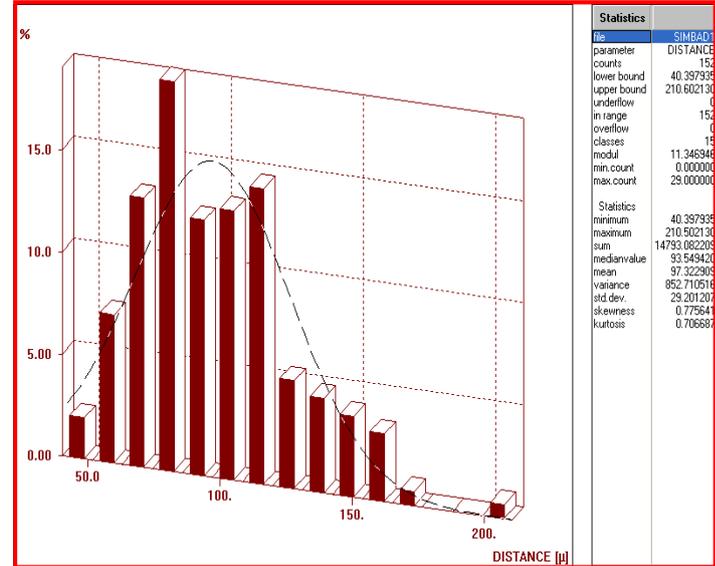


Figura No. III.4.3.10. Medición granulométrica. Pozo Istafiate. NP. Tramo No. 3. Intervalo 1035 m. Conteo de granos mineralógicos, con dominancia de granos de cuarzo, subredondeados a subangulosos. La medición corresponde al máximo diámetro del grano. Se distinguen 15 clases de tamaño con espesor variable de 40 μ como mínimo y 211 μ como máximo, con valor medio de 94 μ y media de 97 μ . Con base en el tamaño se tiene mayor presencia de arena muy fina (62.5 μ -125 μ , según Udden y Wentworth), seguida de limo grueso (31.2 μ -62.5 μ) y regular presencia de granos de arena fina (125 μ -250 μ). Con escasa arcilla. Posible roca almacén.

III.4.4.- CORRELACIÓN DE DATOS

Las secuencias depositacionales durante el Oligoceno Vicksburg fueron cambiantes y variables en tiempos cortos, prueba de ello son los abundantes paquetes arenosos detectados en la mayoría de los pozos analizados. Granulométricamente, los pozos localizados en la zona de no expansión, presentan rocas arenosas con excelentes condiciones de contener hidrocarburos.

Aunque en el pozo Odalisca-1 no se tuvo la disposición de datos reales, se identificó un intervalo con potencial de contener hidrocarburos (aproximadamente a la profundidad de 1280 m), el cual está constituido por intercalaciones de lutitas y horizontes limolíticos y arenosos depositados en ambientes deltaicos proximales (Figura No. III.4.4.1).

Con los datos obtenidos en el pozo Simbad-1, el cual registró dos pruebas de producción, se obtuvieron los siguientes resultados:

Prueba de Producción No. II: 2120-2130 m. Fracturado por 12/64", Presión= 25 Kg/cm², Qg=0.180 mmpcd, Qc=Tz, Qa=25 bpd.

Prueba de Producción No. III: 1348-1355 m. Por 14/64", Presión=70 Kg/cm², Qg= 1.003 mmpcd, Qc=7 bpd, Qa=3 bpd.

Correlacionando con los datos granulométricos, el intervalo No. II consta de gruesas capas de lutita y delgados horizontes de arena de cuarzo de grano fino a muy fino que gradúa a limo grueso, sedimentos depositados en ambientes deltaicos (Figura No. III.4.4.1).

El intervalo No. III m se compone de arena muy fina, arena fina y limo grueso, con regular presencia de arcilla (Figura No. III.4.4.1).

Con base en la integración de los análisis petrográficos y sedimentológicos, se detectaron dos intervalos importantes con potencial de contener hidrocarburos:

Intervalo 1680-1750 m.: Dentro de este intervalo y en correlación con los registros geofísicos se tienen todas las características de una posible roca almacén. Está compuesto por arena fina, arena muy fina y esporádicos granos de arena media, y en menor proporción lutitas. (Figura No. III.4.4.1).

Intervalo 2230-2300 m.: Constituido por arena fina, arena muy fina y esporádicos granos de arena media, con delgadas capas de lutita. La correlación con registros geofísicos define características de una posible roca almacén (Figura No. III.4.4.1).

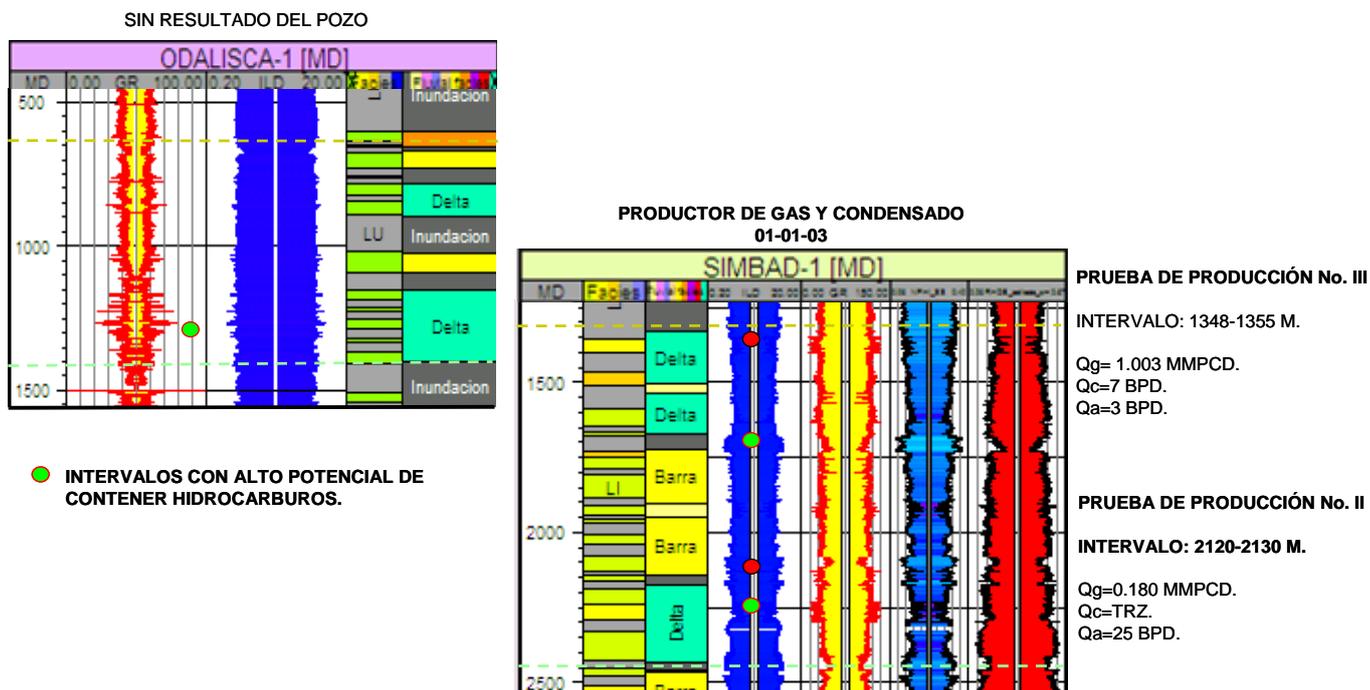


Figura No. III.4.4.1. Registro compuesto mostrando los resultados de pruebas de producción, las curvas de registros GR-ILD del pozo Odalisca-1 y las curvas ILD-RG-NPHI-RHOB del pozo Simbad-1 (PP-II y PP-III). Así como los posibles intervalos con potencial de contener hidrocarburos (círculos verdes). También se integran los paneles de litología y ambientes sedimentarios.

La figura No. III.4.4.2 representa la correlación de los pozos Ciprés-1 y Ramadero-1, donde resalta la prueba de producción realizada en el pozo Ciprés-1 dentro de la formación Oligoceno Vicksburg Inferior, con el resultado siguiente:

Prueba de Producción No. I: 975-980 m. Fluyó por T.P. 2 7/8 Y 2 3/8". Estrangulador: 1/4". Presión Sup.: 42 kg/cm². Presión cerrado: 91 kg/cm². Producción Medida de Gas: 30 330 m³/día. Condensado: 0.05 m³/día.

Este intervalo está constituido por lutita y arena de cuarzo de grano fino a muy fino que gradúa a limo grueso, depositados en ambientes deltaicos proximales. Este intervalo resultó productor de gas.

Aun y cuando no se probaron intervalos en el pozo Ramadero-1, se identifican 3 intervalos potenciales de contener hidrocarburos, con facies arenosas y limolíticas de ambientes de barras.

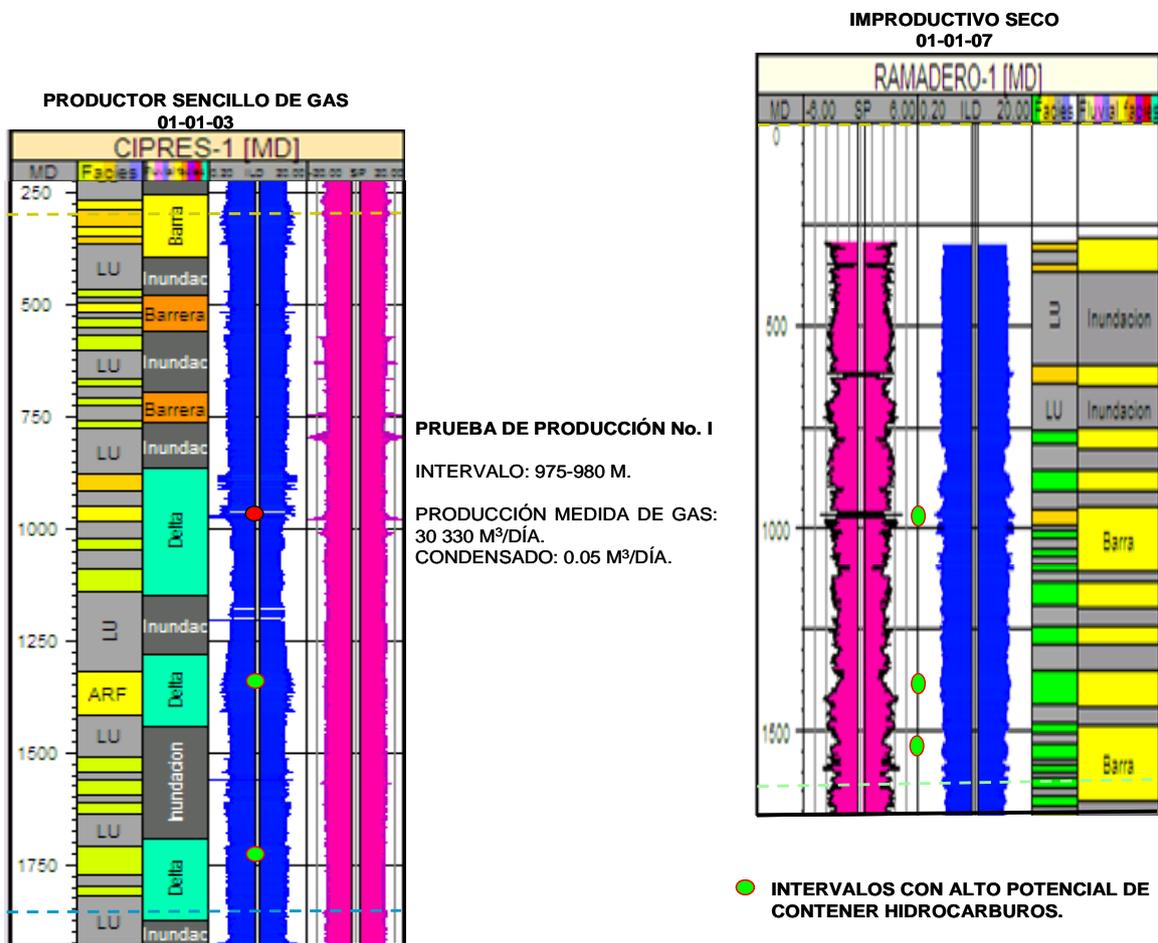


Figura No. III.4.4.2. Registro compuesto integrando las curvas de registros ILD-SP del pozo Ciprés-1 (PP-I) y las curvas SP-ILD del pozo Ramadero-1, así como los intervalos con potencial de contener hidrocarburos (círculos verdes). Además se integran los paneles de litología y ambientes sedimentarios.

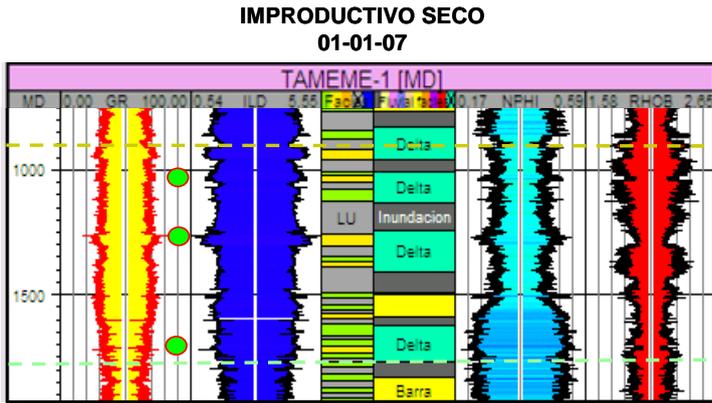
El pozo Tameme-1 no probó ningún intervalo. Sin embargo, se detectaron tres profundidades con posibilidades de contener hidrocarburos. En el pozo Istafiate-1 se probaron dos intervalos resultando productores con bajo valor económico. La litología corresponde a limolitas y areniscas de grano fino a muy fino, con intercalaciones de lutita (Figura No. III.4.4.3).

Prueba de Producción No. I: Fracturado por 14/64", P=22 Kg/cm², Qg=0.210 mmpcd.

Prueba de Producción No. II: Fracturado por 12/64", P=34 Kg/cm², Qg=0.183 mmpcd, Qa=72 bpd.

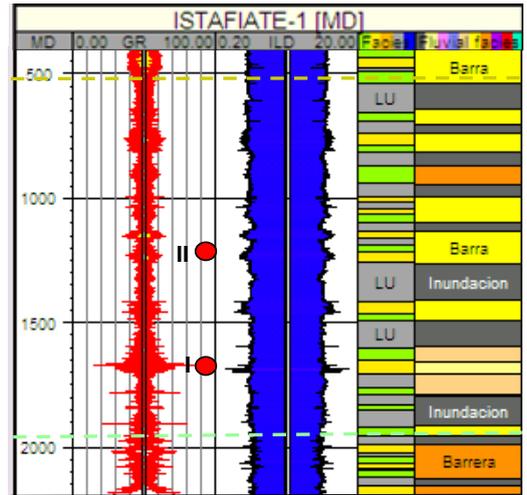
Para los pozos Conquistador y Abatí-1 no se tienen datos reales, aunque el primero resultó productor, se definen tres zonas con probabilidades de contener hidrocarburos en ambientes de barras y deltas fluviales. Hacia el pozo Abatí-1, se observan condiciones similares de depósito de barras y deltas (Figura No. III.4.4.4).

**PRODUCTOR NO COMERCIAL DE GAS SECO
01-01-42**



NO SE PROBÓ NINGÚN INTERVALO

● INTERVALOS CON ALTO POTENCIAL DE CONTENER HIDROCARBUROS.



PRUEBA DE PRODUCCIÓN No. II
INTERVALO: 1227-1245 M

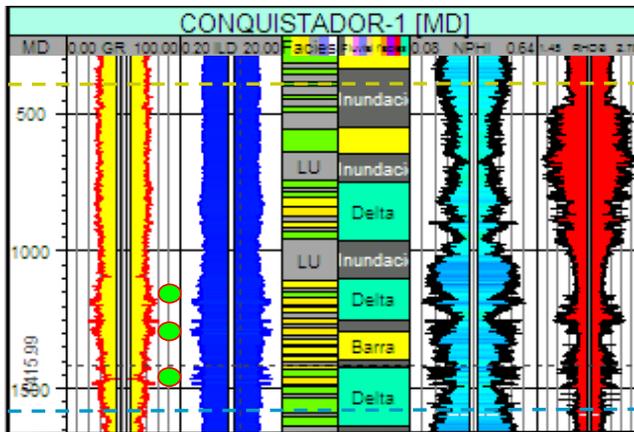
Qg= 0.183 MMPCD.
Qa= 72 BPD.

PRUEBA DE PRODUCCIÓN No. I
INTERVALO: 1685-1700 M.

Qg= 0.210 MMPCD.

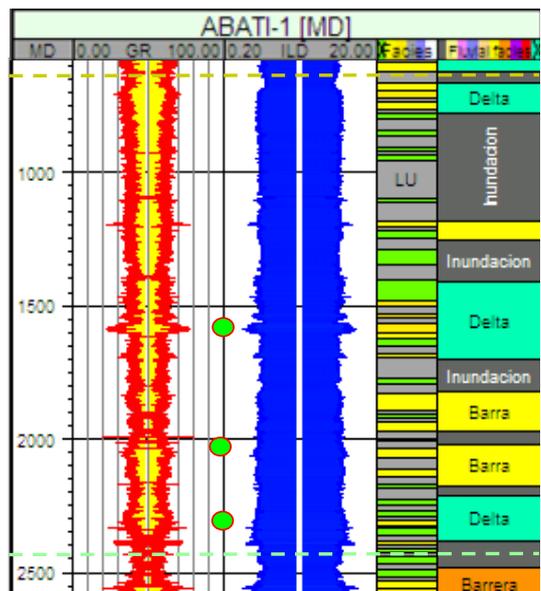
Figura No. III.4.4.3. Integración del registro compuesto mostrando los resultados de las pruebas de producción, curvas de registros GR-ILD-NPHI-RHOB del pozo Tameme-1 y las curvas ILD-RG del pozo Istafiate-1 (PP-I y PP-II), así como los intervalos con potencial de contener hidrocarburos (círculos verdes). También se integran los paneles de litología y ambientes sedimentarios.

**PRODUCTOR DE GAS
01-01-02**



SIN DATOS DEL POZO

● INTERVALOS CON ALTO POTENCIAL DE CONTENER HIDROCARBUROS.



SIN DATOS DEL POZO

Figura No. III.4.4.4. Registro compuesto mostrando las curvas de registros GR-ILD-NPHI-RHOB del pozo Conquistador-1 y las curvas GR-ILD del pozo Abatí-1, así como los intervalos con potencial de contener hidrocarburos (círculos verdes). También se integran los paneles de litología y ambientes sedimentarios.

III.5. BIOESTRATIGRAFÍA

III.5.1.- DATOS GENERALES

Considerando la complejidad en las ciencias de la tierra, se tiene la necesidad obligatoria de enfocar e integrar todas y cada una de las ramas involucradas para satisfacer los retos exploratorios de hidrocarburos. En la actualidad, el análisis de estratigrafía de secuencias ha tomado gran auge en la exploración de yacimientos petroleros, sin embargo, se requiere de la aplicación conjunta de la mayoría de las actividades geológicas. Entre ellas se encuentra el análisis bioestratigráfico, en especial de alta resolución.

Para los análisis bioestratigráficos, los cuales se basan en el estudio de fósiles, existen dos vertientes principales: macro- y micropaleontología. En este caso se desarrollaron trabajos direccionados a microfósiles entre los que destacan los correspondientes tanto a foraminíferos bentónicos como foraminíferos planctónicos. Los foraminíferos bentónicos como herramienta de correlación inició en los 1920's. Estos representan un gran problema al estudiarlos individualmente, ya que durante su vida son afectados por diversos eventos ecológicos. Bolli (1957, 1966, 1985), Blow (1969) y Martín (1971), definieron zonas basadas en foraminíferos planctónicos y nannofósiles calcáreos, los cuales resultan más confiables para la definición cronoestratigráfica.

Dos de los principales dilemas para la definición bioestratigráfica de foraminíferos son el control ecológico de muchas de las últimas ocurrencias de microfósiles o cimmas, así como el control de muestreo durante la perforación de pozos, y más grave aún es la incertidumbre de las velocidades sísmicas, la complejidad de ambientes de depósito y los eventos tectónicos que afectan el área, originando que en ocasiones las cimmas determinadas no sean consistentes con los reflectores sísmicos. Debido a estas situaciones, el buen control geocronológico ha dificultado el reconocimiento y la correlación de secuencias estratigráficas de los sistemas sedimentarios o "systems tract" en registros y secciones sísmicas. Como opción de emplear un filtro cronoestratigráfico, se sugiere establecer la abundancia y biodiversidad de microfósiles para una efectiva correlación, siendo éstas las herramientas más confiables para la correlación de estratos y la posible datación más cercana de reflectores sísmicos que emplear cimmas individuales como se ha hecho hasta ahora. La incorporación de abundancia y diversidad con la estratigrafía sísmica ha sido muy importante en el desarrollo de la estratigrafía de secuencias (Wornardt *et al.*, 1992).

La aplicación de bioestratigrafía de alta resolución implica el desarrollo a detalle del total de foraminíferos y nannofósiles calcáreos para cada muestra, más que seleccionar algunos fósiles índice que determinen las cimbras. Esta lista proporciona información de abundancia y biodiversidad de microfósiles, así como la paleoecología que es básica en el análisis de secuencias estratigráficas (Wornardt *et al.*, 1992).

Con la interpretación de los histogramas de abundancia y diversidad es posible identificar las superficies de máxima inundación (MFS), secciones condensadas y límites de secuencias en una sucesión estratigráfica. Los valores más altos pueden corresponder con las superficies de máxima inundación o secciones condensadas, mientras que los intervalos con baja abundancia pueden coincidir con los límites de secuencia. Cambios de ciclo en el nivel relativo del mar, subsidencia, clima y aporte de sedimentos se reflejan en los patrones de estos histogramas de abundancia. No siempre los picos máximos corresponden a MFS's, pueden estar asociados a secciones condensadas secundarias de un ambiente en particular (Wornardt *et al.*, 1992).

III.5.2.- COLUMNA BIOESTRATIGRÁFICA

Con la interpretación de los datos aportados por los estudios bioestratigráficos en 19 pozos del cubo Pípila, se definieron las biozonas bentónicas y planctónicas (Figura No. III.5.2.1), con base en la clasificación de Bolli *et al.* (1985).

La definición bioestratigráfica en la mayoría de los pozos es muy complicada, debido al carácter terrígeno cambiante, con ausencia de al menos una o dos biozonas, aunque en algunos pozos se muestran completas. Con este trabajo, se resalta la importancia de los estudios bioestratigráficos en el acercamiento de las edades de depósito con la identificación probable de "systems tract", límites secuencias y superficies de máxima inundación. La tabla III.5.2.1. muestra las columnas bioestratigráficas establecidas de los pozos perforados dentro del cubo Pípila 3D, tanto de la zona de expansión como de no expansión.

La interpretación de las secuencias del Oligoceno Inferior fueron determinadas con base en la identificación de las asociaciones faunísticas típicas de foraminíferos planctónicos y bentónicos, según clasificación de Bolli *et al.* 1985 (Tabla III.5.2.2); ésta es interpretada con la primera aparición, en sentido de perforación, equivalente a la extinción real de los organismos, y la última aparición es el inicio evolutivo de las especies.

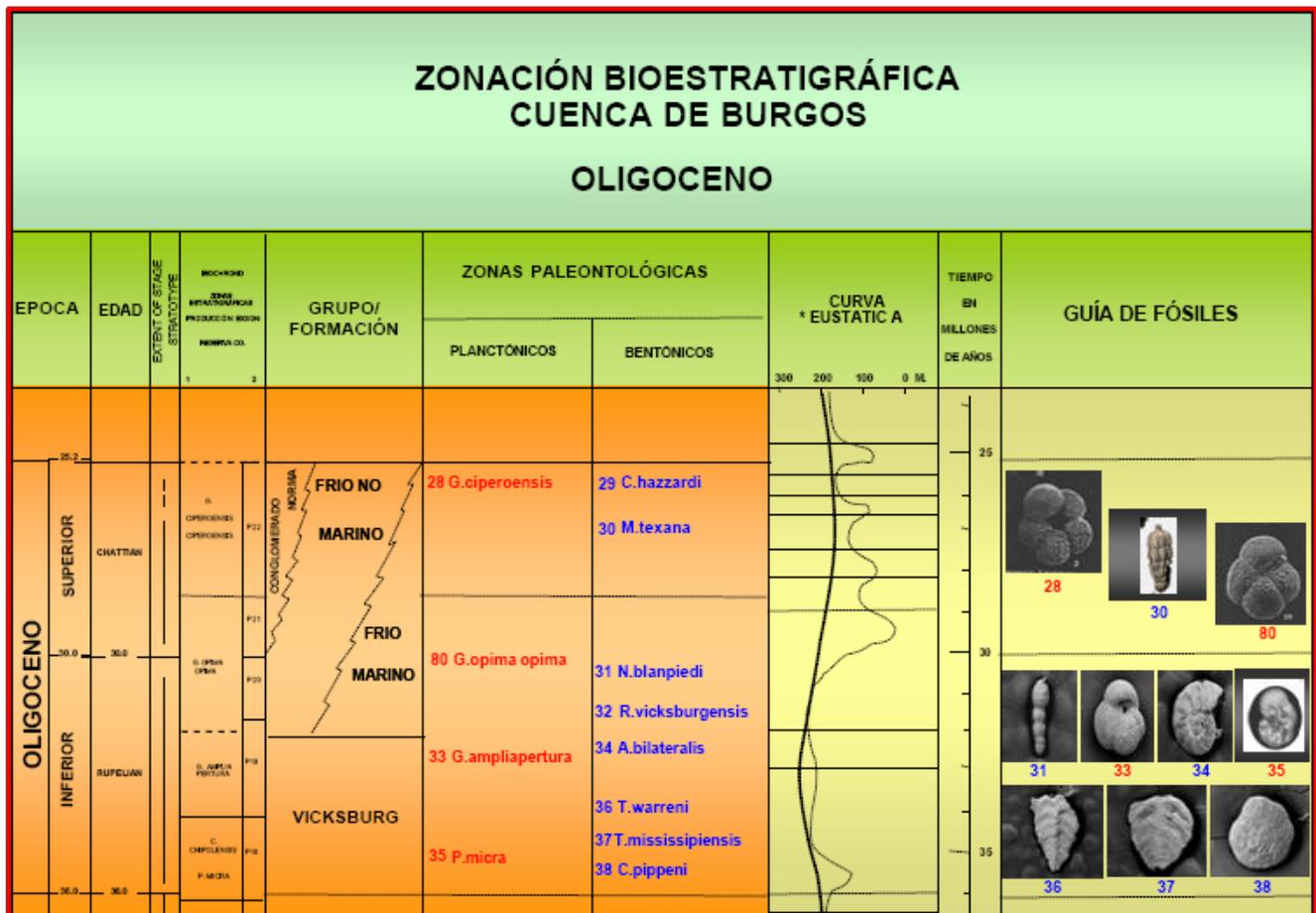


Figura No. III.5.2.1. Tabla Bioestratigráfica del Oligoceno de la Cuenca de Burgos, utilizada por PEMEX e IMP (compilado por Segura T. A. 2000. PEMEX, RN.)

El Oligoceno Vicksburg Superior se determinó con la primera aparición y subsecuente presencia de los foraminíferos índices *Anomalina bilateralis* en asociación con *Globigerina ampliapertura*, con edad asignada de aproximadamente 32 a 33 m.a. Las especies acompañantes para esta asociación son *Globigerina tapuriensis*, *Gna. venezuelana*, *Gna. pseudovenezuelana*, *Gna. eauptertura*, *Gna. ciperensis ciperensis*, *Gna. ciperensis angustiumblicata*, *Gna. ciperensis anguliofficialis*, *Gna. sellii*, *Gna. tripartita*, *Gna. ouachitensis ouachitensis*, *Gna. ampliapertura*, *Gna. pseudoampliapertura*, *Gna. yequaensis*, *Cassigerinella chipolensis*, *Globorotalia opima nana*, *Cassigerinella chipolensis*, *Globorotaloides suteri*, *Catapsydrax dissimilis*.

Con la primera aparición y constante presencia de los grupos de microfósiles índices *Bulimina sculptilis* en asociación con *Pseudohastigerina micra* y *Cassigerinella chipolensis* se reconoció el Oligoceno Vicksburg Medio, con edad aproximada de 33 a 35 m.a. Entre los foraminíferos acompañantes destacan *Globigerina tapuriensis*, *Gna. pseudovenezuelana*, *Gna. eauptertura*, *Gna. ciperensis angustiumblicata*, *Gna. ciperensis anguliofficialis*, *Gna. sellii*, *Gna. tripartita*, *Gna. ouachitensis ouachitensis*, *Gna. ampliapertura*, *Gna.*

pseudoampliapertura, *Gna. yeguaensis*, *Globorotalia increbescens*, *Glia. opima nana*, *Cassigerinella chipolensis*, *Globorotaloides suteri*, *Catapsydrax dissimilis*.

Tabla III.5.2.1.- Columnas bioestratigráficas establecidas de los pozos perforados dentro del cubo Pípila 3D, Arriba) Zona de no expansión, Abajo) Zona de no expansión.

ZONA BENTÓNICA	ZONA PLANCTÓNICA	F.M.	ABT-1	CPS-1	CQR-1	HMS-1	IFE-1	OLA-1	PTS-1	RMO-1	SBD-1	TIME-1
<i>Anomalina bilateralis</i>	<i>Globigerina ampliapertura</i>	V.S.	0	0	---	0	0	0	---	---	0	0
<i>Bulimina sculptilis</i>	<i>Pseudohastigerina micra</i>	V.M.	650	---	---	695	---	450	---	---	580	435
<i>Cibicoides pippeni</i> <i>Heterolepa mexicana</i>	<i>Cassigerinella chipolensis</i>	V.I.	660 - 2450 (CIMA FM JACKSON)	290 - 1875 (CIMA FM JACKSON)	0 - 1590 (CIMA FM JACKSON)	1680 - 2100 (PT)	520 - 1970 (CIMA FM JACKSON)	640 - 1430 (CIMA FM JACKSON)	0 - 2035 (CIMA FM JACKSON)	0 - 1645 (CIMA FM JACKSON)	1320 - 2150 (CIMA FM JACKSON)	900 - 1785 (CIMA FM JACKSON)

ZONA BENTÓNICA	ZONA PLANCTÓNICA	F.M.	ATS-1	BVA-1	CNL-1	ECT-1	FSL-1	GDS-1	MCHE-1	JGS-1	PGM-1
<i>Anomalina bilateralis</i>	<i>Globigerina ampliapertura</i>	V.S.	870	735	550	1090	1180	1090	647	740	1020 - 3700 (PT)
<i>Bulimina sculptilis</i>	<i>Pseudohastigerina micra</i>	V.M.	1380 - 2900 (PT)	1455 - 1844 (PT)	1045	2220	---	2700 - 3002 (PT)	1315	1450	---
<i>Cibicoides pippeni</i> <i>Heterolepa mexicana</i>	<i>Cassigerinella chipolensis</i>	V.I.	---	---	2015 - 3190 (CIMA FM YEGUA)	2700 - 3000 (PT)	3145 - 3850 (PT)	---	3380 - 3720 (CIMA FM YEGUA)	2390 - 2930 (CIMA FM YEGUA)	---

El Oligoceno Vicksburg Inferior se estableció con la primera aparición y presencia seguida de los foraminíferos índices *Heterolepa mexicana* y *Cibicides pippeni* en asociación con *Pseudohastigerina micra* y *Cassigerinella chipolensis* (P18/19), con edad entre los 35 a 36 m.a. Como complemento faunístico a esta asociación resaltan especies como *Globigerina tapuriensis*, *Gna. pseudovenezuelana*, *Gna. eaupertura*, *Gna. ciperensis angustiumbilicata*, *Gna. ciperensis anguliofficialis*, *Gna. tripartita*, *Gna. ouachitensis ouachitensis*, *Gna. ampliapertura*, *Gna. pseudoampliapertura*, *Gna. yeguaensis*, *Globorotalia increbescens*, *Glia. opima nana*, *Cassigerinella chipolensis*, *C. winniana*, *Globorotaloides suteri*, *Catapsydrax dissimilis*.

Aunado a los datos bioestratigráficos y de forma intrínseca, también se definieron los niveles batimétricos dominantes durante el Oligoceno Vicksburg. Con base en la nomenclatura de colores de la Tabla III.5.2.3 y en la ubicación de foraminíferos de la Tabla III.5.2.4, el Oligoceno Vicksburg de la zona de no expansión, abarca ambientes marinos desde nerítico interno hasta nerítico externo, evidenciando ambientes de depósito de plataforma interna a externa.

Durante el Oligoceno Vicksburg Inferior se observaron dos ambientes batimétricos dominantes: nerítico interno y nerítico medio con variantes de distal a proximal, y sólo en el pozo Conquistador-1 se determinó además un ambiente de nerítico externo.

En la parte NNW, en forma evolutiva, la dominancia es de nerítico interno y posteriormente pasa a nerítico medio en la sección superior, denotando una clara transgresión progresiva. Mientras que hacia la parte SSE, el ambiente nerítico medio es mayormente constante y con muy pocos cambios regresivos a nerítico interno.

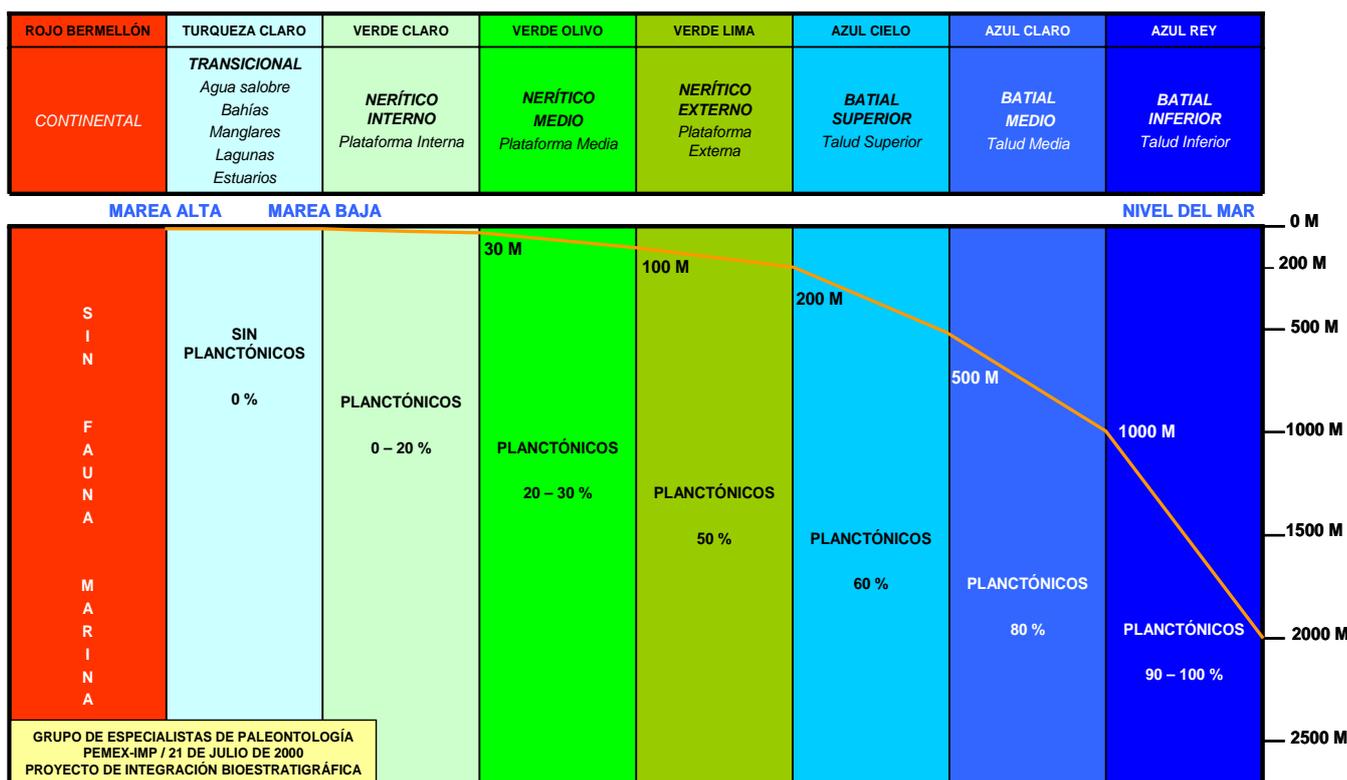
Siguiendo hacia el Oligoceno Vicksburg Medio, se observa la continuidad de nerítico medio en franca transgresión, sin embargo, en la parte media se nota una regresión a ambiente de nerítico interno, y posteriormente notándose hacia la cima otra transgresión con ambiente de nerítico medio.

El Oligoceno Vicksburg Superior, está caracterizado por ambientes neríticos internos producto de regresiones del nivel de mar, y con esporádicas crecidas de mar hacia el continente.

Tabla III.5.2.3.- Código de colores para diferenciar el dominio marino-continental (modificada de P. Salmerón Ureña, 2000. IMP), además mostrando las diferentes profundidades para cada uno de los ambientes batimétricos.

 GERENCIA DE GEOCIENCIAS			
AMBIENTE SEDIMENTARIO	BATIMETRÍA	PROFUNDIDAD	COLOR EXCEL
CONTINENTAL	CONTINENTE		ROJO BERMELLÓN
TRANSICIÓN	Lagunas marginales, Estuarios-Áreas vecinas al mar		TURQUEZA CLARO
PLATAFORMA INTERNA	Nerítico interno	0 a 30 m	VERDE CLARO
PLATAFORMA MEDIA	Nerítico medio	30 a 100 m	VERDE OLIVO
PLATAFORMA EXTERNA	Nerítico externo	100 a 200 m	VERDE LIMA
TALUD SUPERIOR	Batial superior	200 a 500 m	AZUL CIELO
TALUD MEDIO	Batial medio	500 a 1000 m	AZUL CLARO
TALUD INFERIOR	Batial inferior	1000 a 2000 m	AZUL REY
LLANURA ABISAL	Abisal	más de 2000 m	AZUL OSCURO

Tabla III.5.2.4.- Dominio de ambientes marino-continental), mostrando el porcentaje de foraminíferos planctónicos y bentónicos para cada ambiente batimétrico (modificada de P. Salmerón Ureña, 2000. IMP).



III.5.3.- CORRELACIÓN DE DATOS

En trabajos bioestratigráficos en la Cuenca de Burgos (Informes inéditos, PEMEX-Exploración Producción), la Formación Oligoceno Vicksburg se ha dividido en tres biozonas, y a su vez en tres secuencias estratigráficas. Ésta subdivisión se ha correlacionado con la distribución regional de tres picos máximos de arcillosidad en el área.

- Biozona de *Heterolepa mexicana* y *Cibicides pippeni* que definen el Vicksburg Inferior con edad entre los 35 a 36 m.a.
- Biozona de *Bulimina sculptilis*, asociada al Vicksburg Medio con edad aproximada de 33 a 35 m.a.
- Biozona de *Globigerina ampliapertura* y *Anomalina bilateralis*, referida al Vicksburg Superior y edad asignada de aproximadamente 32 a 33 m.a.

El principal problema en el desarrollo bioestratigráfico, es la continuidad del muestreo sistematizado durante la perforación de pozos. Éste consiste en la recuperación de muestras de canal con peso aproximado de un kilogramo en intervalos a cada 5 metros, para posteriormente realizar el conteo de microfósiles y hacer más representativos los análisis de abundancia y diversidad del pozo. Sin embargo, se cuenta con la descripción paleontológica operativa, la cual es de excelente calidad y abarca gran parte de la Formación Vicksburg, siendo de buena utilidad para la determinación de las posibles unidades bioestratigráficas y a su vez, de la interpretación de secuencias estratigráficas.

En el cubo Pípila 3D, de los 40 pozos perforados sólo 3 tienen estudios de bioestratigrafía de alta resolución, los cuales son Ecatl-1 (Ramírez V. G. D., 2003), Granaditas-1 y Jaguares-1 (Quintanilla P. M., 2003 y 2005). Además se integró la información paleontológica y cronoestratigráfica de los pozos Abatí-1, Ciprés-1, Conquistador-1, Hormigas-1, Istafiate-1, Odalisca-1, Puertecitos-1, Ramadero-1, Simbad-1 y Tameme-1, ubicados en la zona de no expansión; Atlas-1, Bóveda-1, Canal-1, Fósil-1, Malinche-1, Esquirra-1 y Pergamino-1 en la zona de no expansión (Figura No. III.5.3.1).

La Formación Oligoceno Vicksburg en el área de estudio presenta grandes variaciones de espesor, debido a que es una provincia donde se desarrollan mini-cuencas asociadas a fallas de crecimiento e intrusión de arcilla. Para las áreas de bloques altos o de no expansión se tienen desarrollos de hasta 2350 m espesor (Simbad-1) y promedio de 1848 m, mientras que en la zona de expansión la subsidencia es un poco mayor con

espesor de sedimentos de hasta 3800 m de espesor (Echánove, 1986). Considerando las características del área, el control bioestratigráfico tiene un alto grado de importancia cuando se intenta realizar una correlación bloque a bloque, o de mini-cuenca a mini-cuenca.

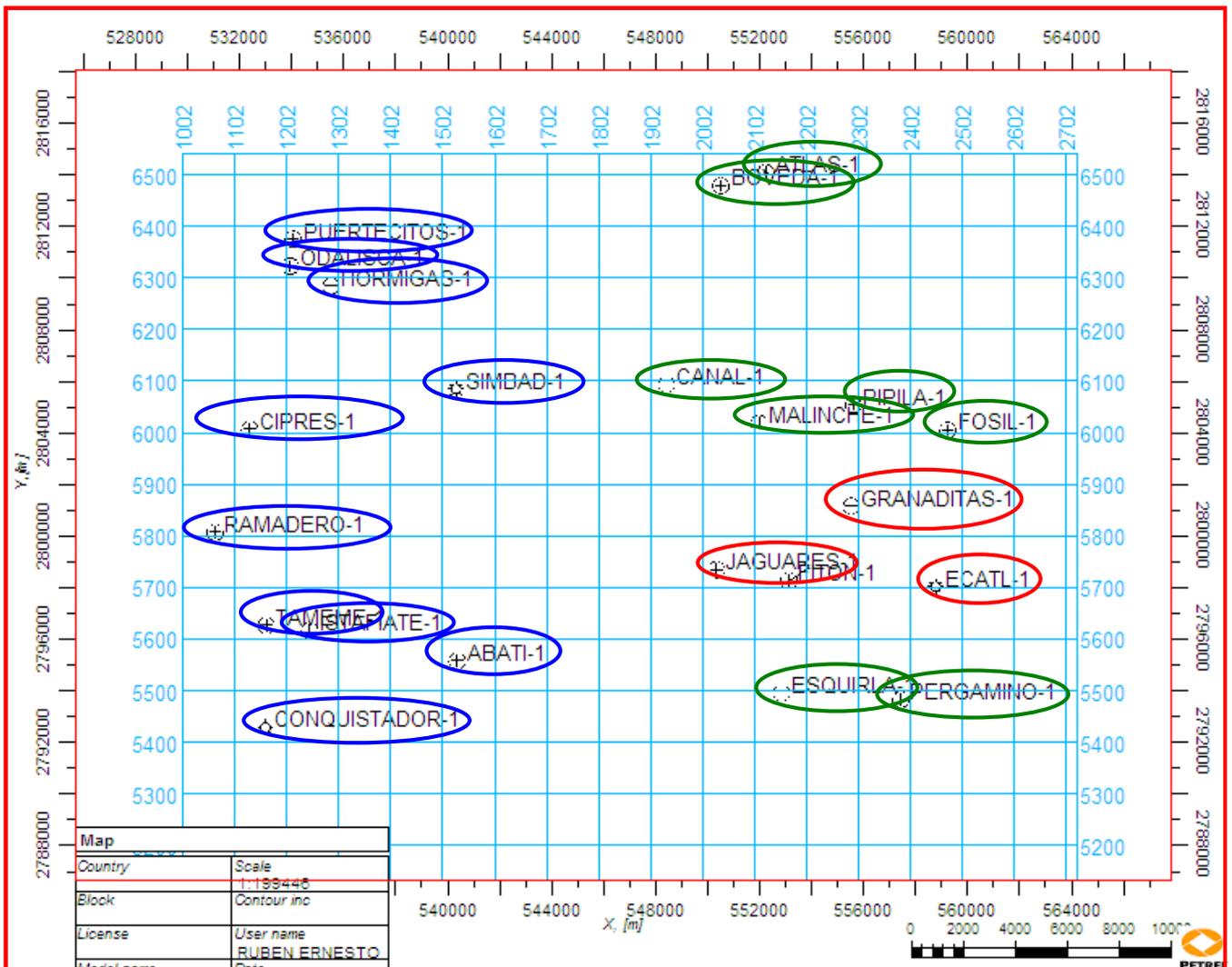


Figura III.5.3.1. Pozos con alta resolución en el Oligoceno de la Cuenca de Burgos mostrándose en círculos rojos. La cronoestratigrafía y paleontología se muestra en círculos azules para la zona de no expansión y en círculos verdes para la zona de expansión.

III.6. MODELO GEOLÓGICO

La información utilizada para la generación del modelo geológico se basa en información regional, semiregional y local, donde se definió el marco estratigráfico y sedimentológico de la Cuenca. Se dispone de buena cantidad de información para la generación de un modelo geológico a nivel regional y de oportunidad exploratoria, que permite estimar con menor incertidumbre los diferentes elementos geológicos, que intervienen en el modelo y que podrían afectar el resultado del éxito exploratorio.

Con los resultados obtenidos de los análisis estructurales, estratigráficos, petrográficos, paleontológicos y apoyados con la interpretación sísmica, tanto crosslines como inlines y timeslices, se determinaron nueve geocuerpos distribuidos a lo largo de la zona de no expansión dentro del cubo Pípila 3D. El principal factor en la evaluación de geocuerpos es la aplicación de atributos sísmicos especiales como el AVO (Amplitude Vs. Offset).

Estructuralmente, en la parte occidental conocida como de “no expansión” del cubo Pípila 3D, está conformado por un moderado fallamiento lístrico originado por eventos del tipo extensivo y relacionado con la fuerte carga sedimentaria proveniente del Río Grande (Bravo) y del Río Houston. También se observan diapiros arcillosos originando fallas de crecimiento y anitéticas que a su vez conforman estructuras tipo roll-over.

La estratigrafía es diversa, con depósitos dominantes de deltas fluviales, barras, barreras y superficies de inundación, en menor proporción se detectaron canales y los subsecuentes sistemas (canal de desborde, borde de canal).

Los datos petrográficos definen rocas como litarenita constituida por arenas, areniscas, limolitas, lutitas y fragmentos de rocas ígneas y metamórficas.

El apoyo paleontológico determinó ambientes batimétricos dominantes de nerítico interno a nerítico medio, hacia el sur hasta ambiente nerítico externo. Todos los análisis conducen a la interpretación de depósitos en ambientes cercanos a la costa.

Los pozos Odalisca-1, Puertecitos-1 y Hormigas-1 definieron el Geocuerpo-1 a 1160 ms con un área de 37 km², por sus características geomorfológicas corresponde a un lóbulo fluvio-deltaico con dirección NW-SE (Figura No. III.6.2.1). En el pozo Odalisca -1 consta de lutitas y limolitas, con esporádicos granos del tamaño de arena muy fina y abundantes fragmentos de conchas de bivalvos. Mientras que el intervalo del pozo Puertecitos-1, se compone por arenisca de cuarzo, grano medio a muy fino y graduando a limo grueso. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado y puntual. Clasificación petrográfica: Litarenita.

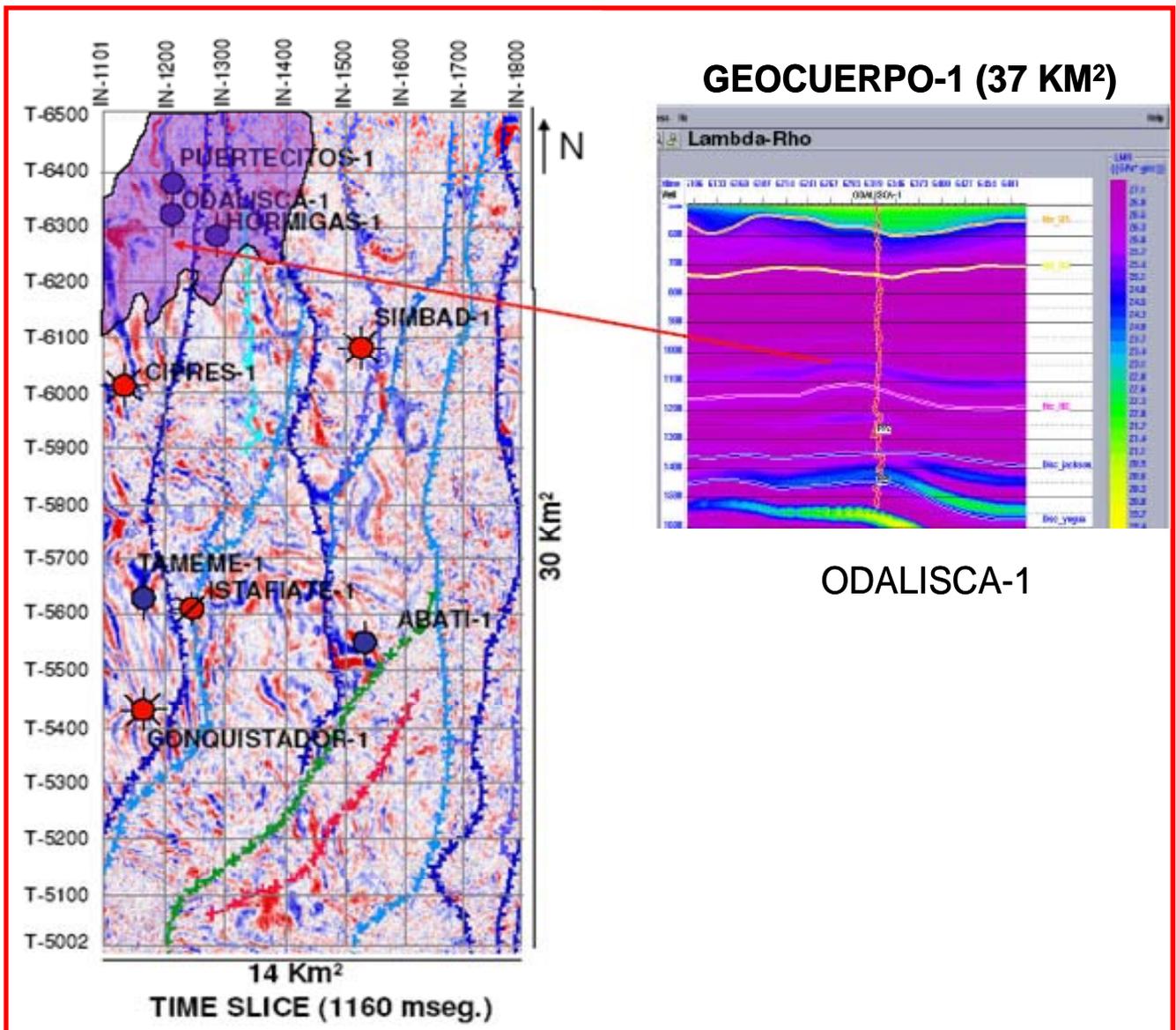


Figura No. III.6.2.1. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular NW-SE de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Odalisca-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO de los mismos pozos (Derecha).

El pozo Simbad-1, uno de los pozos con mayor incorporación de reservas de gas, registró el Geocuerpo-2 con un área aproximada de 5.5 km² cortado a 1000 ms (Figura No. III.6.2.2), éste corresponde a una estructura de forma lobular fluvio-deltaico con dirección W-E. Compuesta por arenisca de cuarzo, feldespatos, clastos de mudstone y glauconita, con pirita diseminada y en laminaciones, grano muy fino a fino, en partes graduando a limo grueso. Con escasa presencia de arcilla. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Clasificación petrográfica: Litarenita. Análisis petrofísicos: $\Phi=14.6-21.1\%$, k Klinkenberg=4.587-27.1 md, densidad=2.65 gr/cm³.

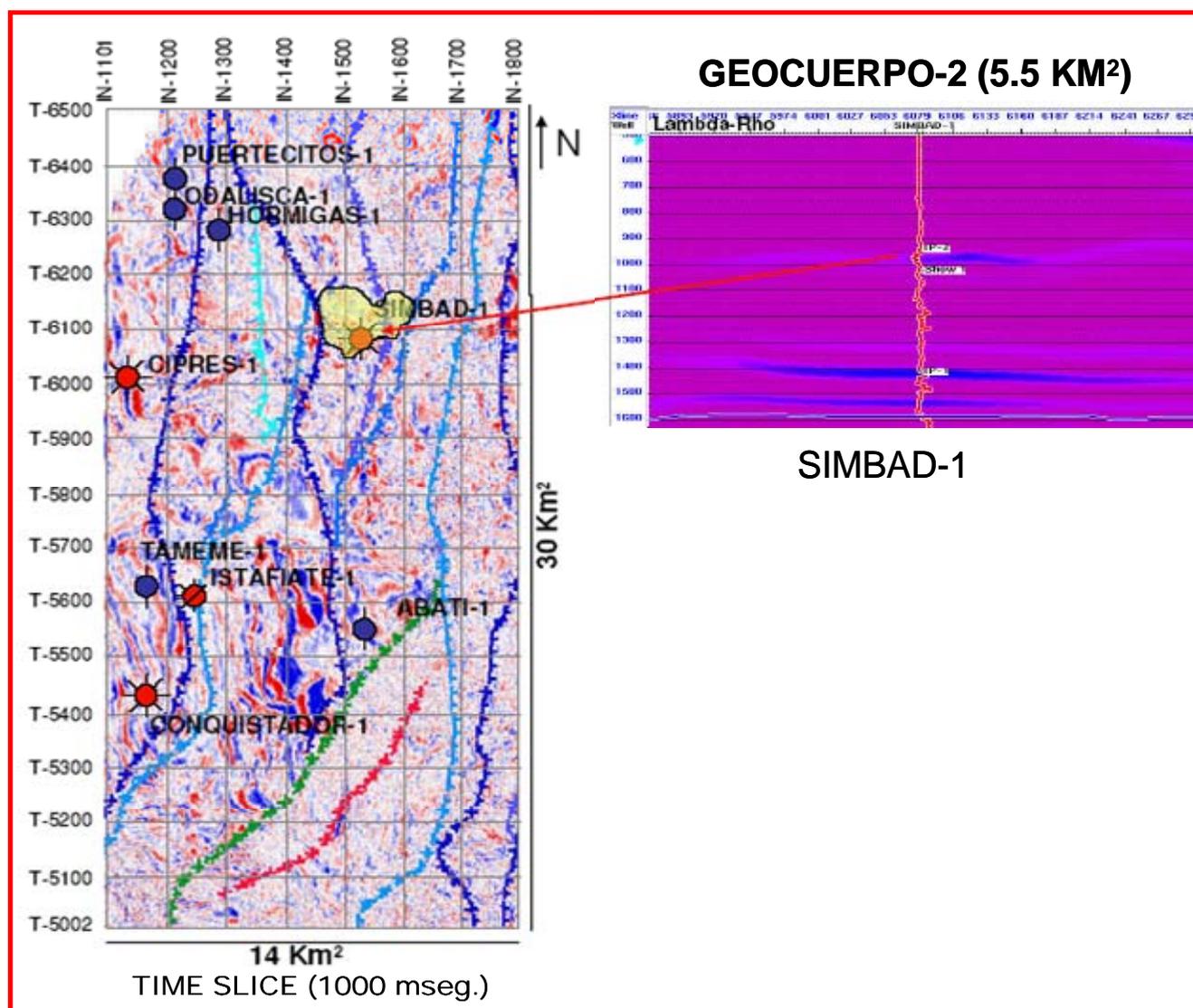


Figura No. III.6.2.2. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Simbad-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

Continuando con el pozo Simbad-1 se interpretó el Geocuerpo-3 cortado a 1420 ms y con área de 43.5 km², el cual corresponde con una estructura geomorfológica de lóbulo fluvi-deltaico con dirección W-E (Figura No. III.6.2.3). Compuesta por arenisca de cuarzo, feldspatos, clastos de mudstone y glauconita, con pirita diseminada y en laminaciones, grano muy fino a fino, en partes graduando a limo grueso. Con escasa presencia de arcilla. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Clasificación petrográfica: Litarenita. Análisis petrofísicos: $\Phi=14.6-21.1\%$, k Klinkenberg=4.587-27.1 md, densidad=2.65 gr/cm³.

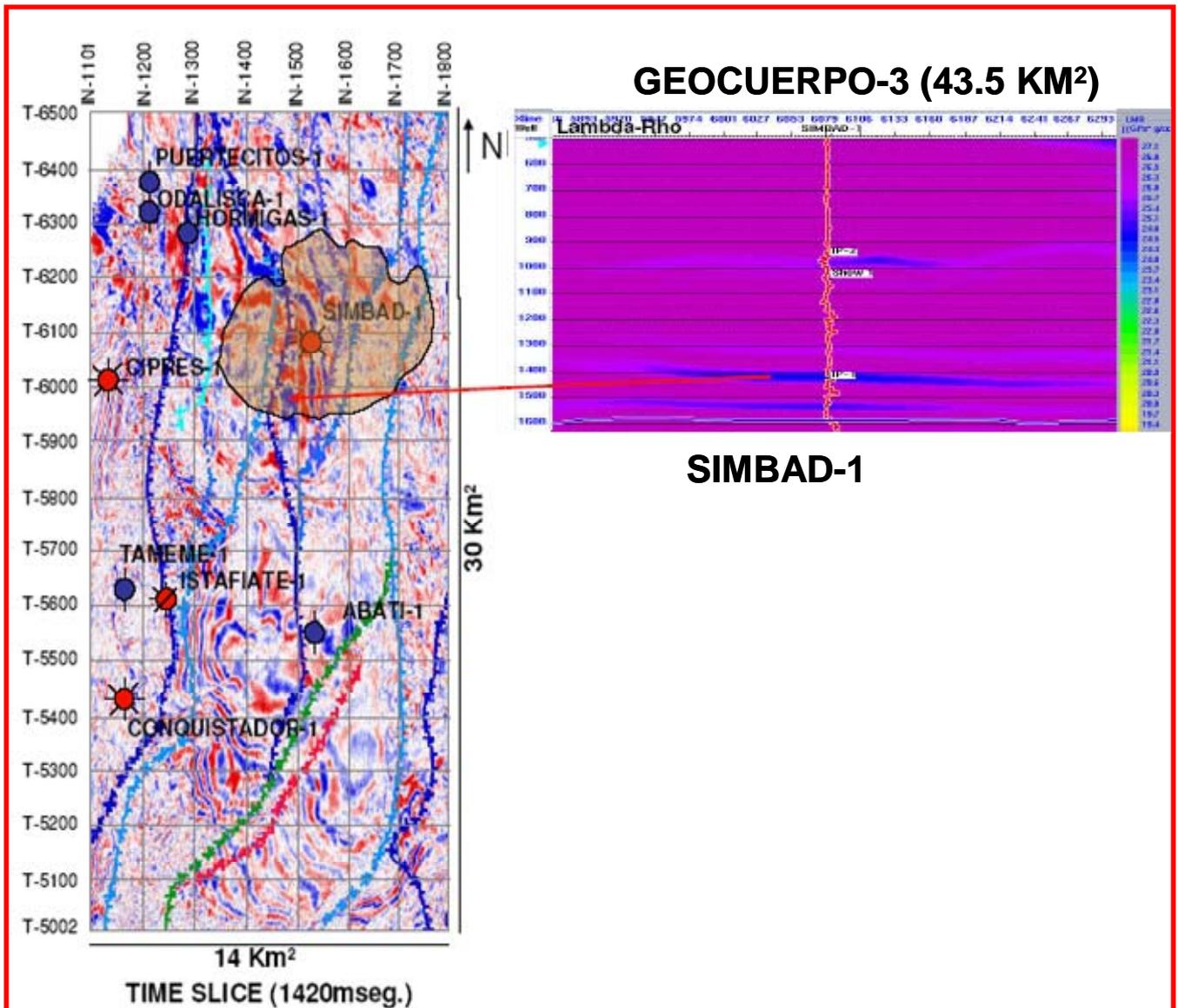


Figura No. III.6.2.3. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Simbad-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

El Geocuerpo-4, con un área aproximada de 17.5 km² cortado a 1548 ms en el pozo Simbad-1 (Figura No. III.6.2.4), corresponde a una estructura de forma lobular fluvio-deltaico con dirección NW-SE. Se compone de arenisca de cuarzo, feldespatos y clastos de mudstone, de grano muy fino graduando a limo grueso. Con escasa presencia de arcilla, se observa materia orgánica diseminada y relleno de estilolitas. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado, cóncavo-convexo y puntual. Clasificación petrográfica: Litarenita. Análisis petrofísicos: $\Phi=11.3-11.8\%$, k Klinkenberg=0.0516-md, densidad=2.66 gm/cm³. Con intercalaciones de limolita arcillosa, materia orgánica relleno de estilolitas. Análisis petrofísicos: $\Phi=12.9\%$, k Klinkenberg=0.0025 md, densidad=2.67 gr/cm³. Delgadas capas de lutita bentonítica gris claro y gris verdoso, suave, con pirita diseminada.

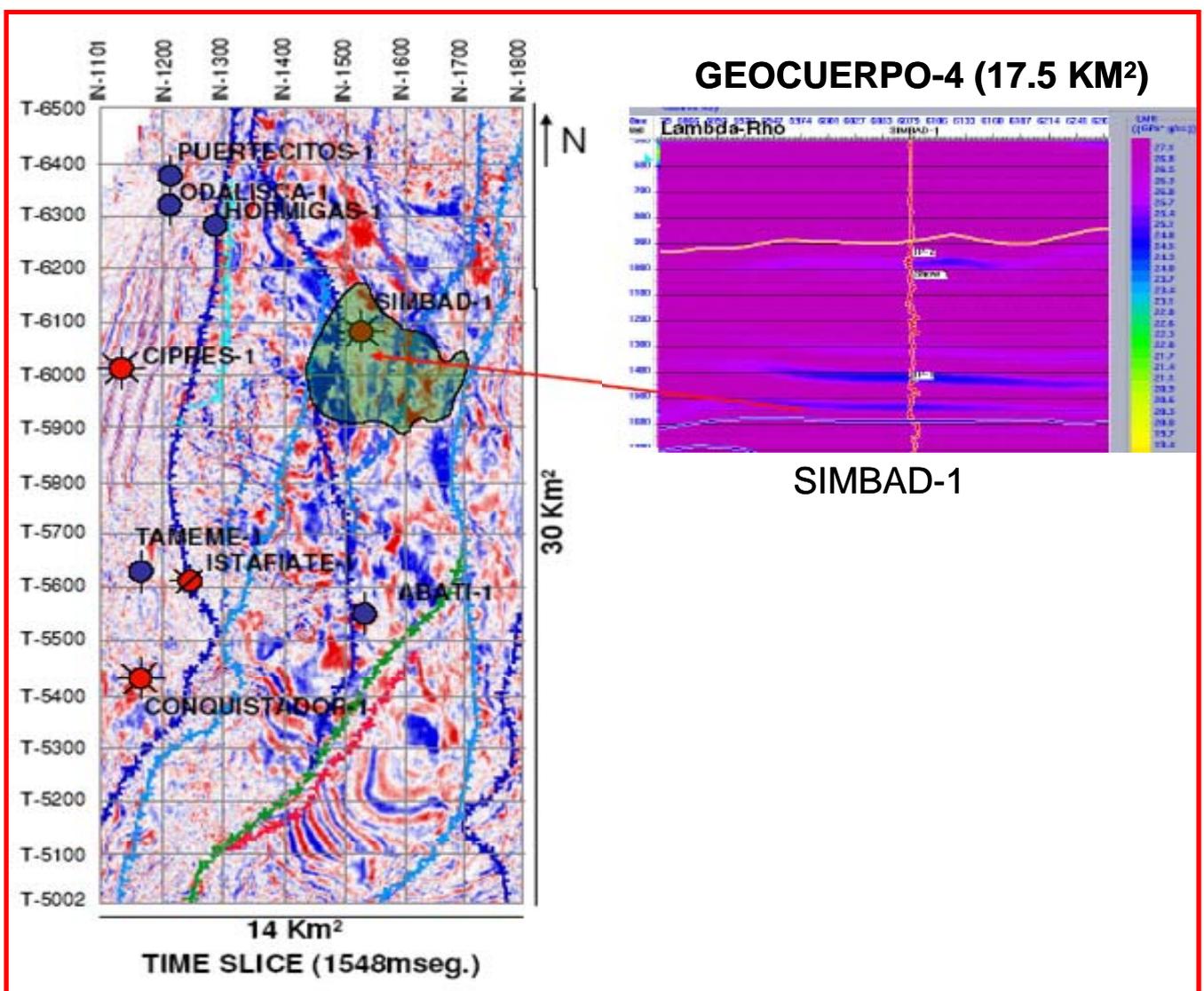


Figura No. III.6.2.4. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Simbad-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

El siguiente Geocuerpo-5, de 4.0 km² cortado a 1548 ms (Figura No. III.6.2.5), es interpretado como una estructura de forma lobular terminal fluvio-deltaico con dirección W-E. La litología está compuesta por acumulaciones limolíticas de cuarzo de grano medio a muy fino. Bien consolidada con cemento calcáreo. Presenta estructuras laminares, estratificación cruzada y de flujo, con regular presencia de materia orgánica. Clasificación petrográfica: Litarenita. Con intercalaciones de capas delgadas a medianas de lutita bentonítica gris claro y gris verdoso, suave, con pirita diseminada.

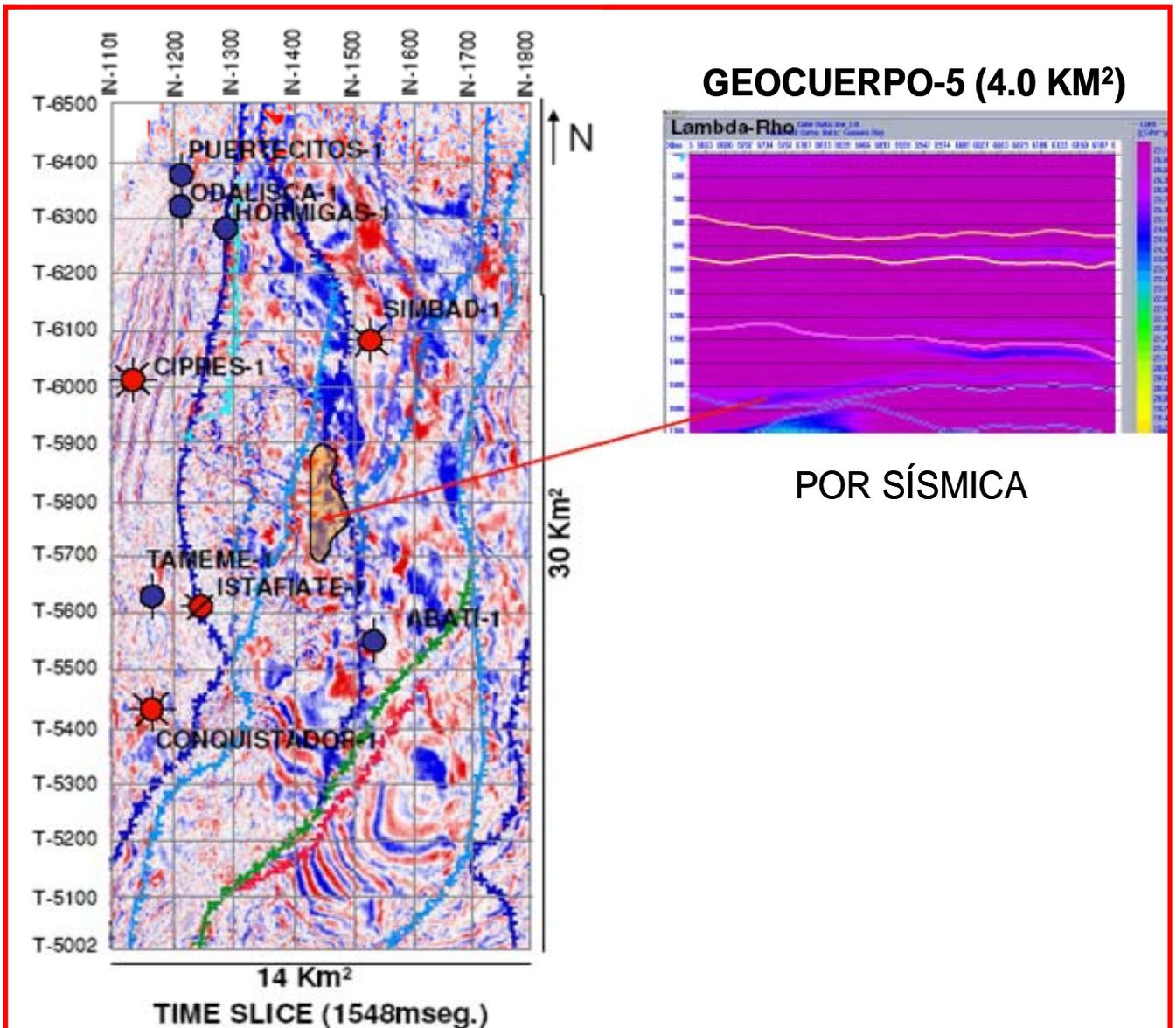


Figura No. III.6.2.5. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en sísmicos (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

El Geocuerpo-6 cortado a 640 ms e interpretado en el pozo Istafiate-1 (Figura No. III.6.2.6), con un área de 5.5 km², se visualiza como una estructura lobular de menor espesor y con dirección W-E, y que por las características geomorfológicas corresponde a un lóbulo fluvio-deltaico terminal. Litológicamente, consta de lutitas y limolitas, con acumulaciones de arenisca de cuarzo de grano medio a muy fino. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado y puntual. Clasificación petrográfica: Litarenita.

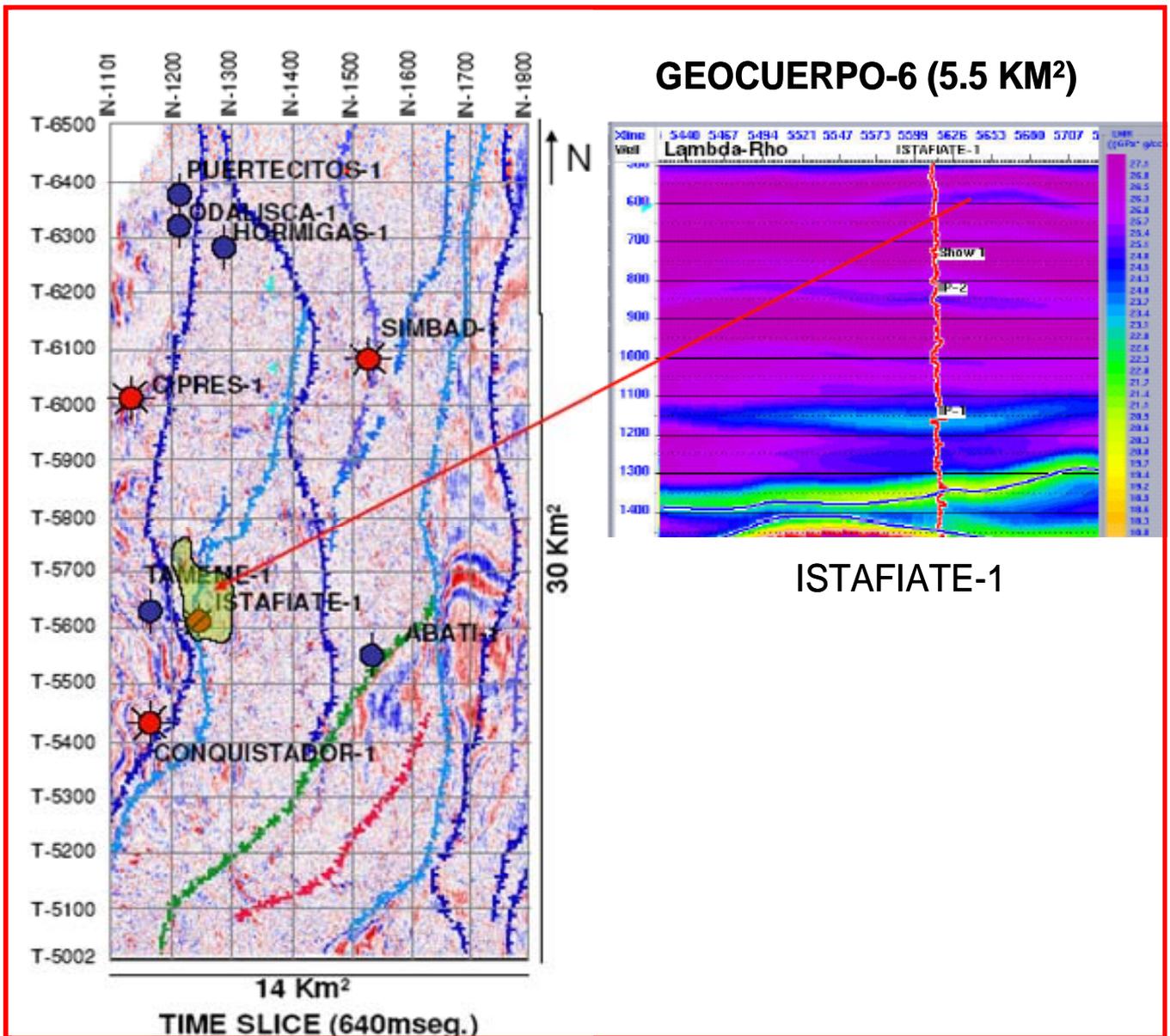


Figura No. III.6.2.6. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Istafiate-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

El Geocuerpo-7 cortado a 852 ms, con un área de 17 km², con datos aportados por el pozo Istafiate-1 (Figura No. III.6.2.7). Está conformado por una estructura de forma lobular con dirección W-E y que por las características geomorfológicas corresponde a un lóbulo fluvio-deltaico. Este paquete se compone de intercalaciones delgadas de lutitas y limolitas, con esporádicos granos del tamaño de arena muy fina (cuarzo, feldespatos, fragmentos líticos y pirita asociada a materia orgánica).

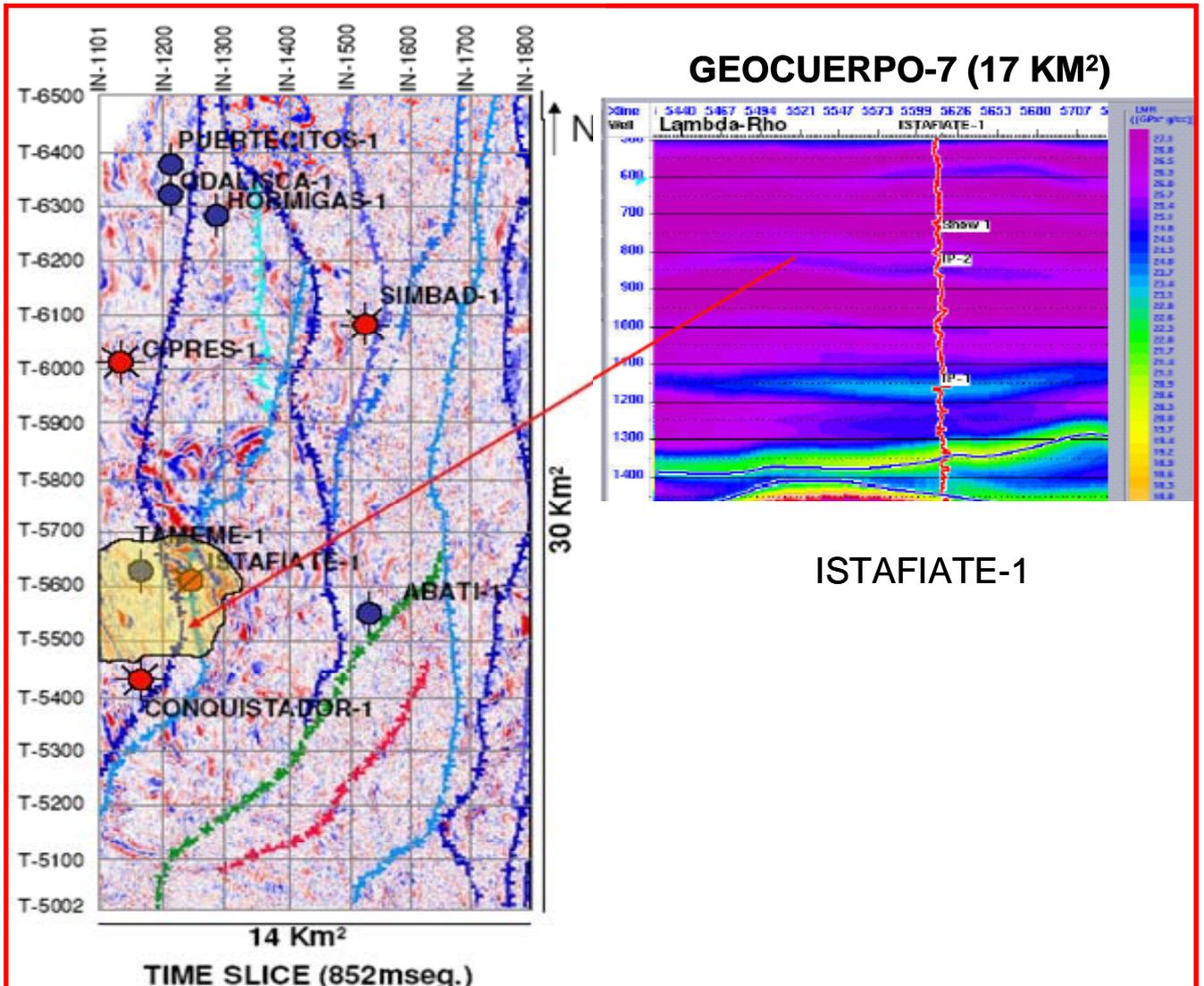


Figura No. III.6.2.7. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Istafiate-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

Continuando con la interpretación del pozo Istafiate-1, el Geocuerpo-8 consta de un área de 52 km² y está caracterizado por un lóbulo fluvio-deltaico cortado a 1160 ms con dirección W-E (Figura No. III.6.2.8). La litología que caracteriza este intervalo está compuesta por arenisca de cuarzo, grano muy fino y graduando a limo grueso. Bien consolidada con cemento calcáreo. Porosidad primaria intergranular, empaque irregular, alargado y puntual. Clasificación petrográfica: Litarenita. Con intercalaciones de capas delgadas a medianas de lutita bentonítica gris claro y gris verdoso, suave, con pirita diseminada.

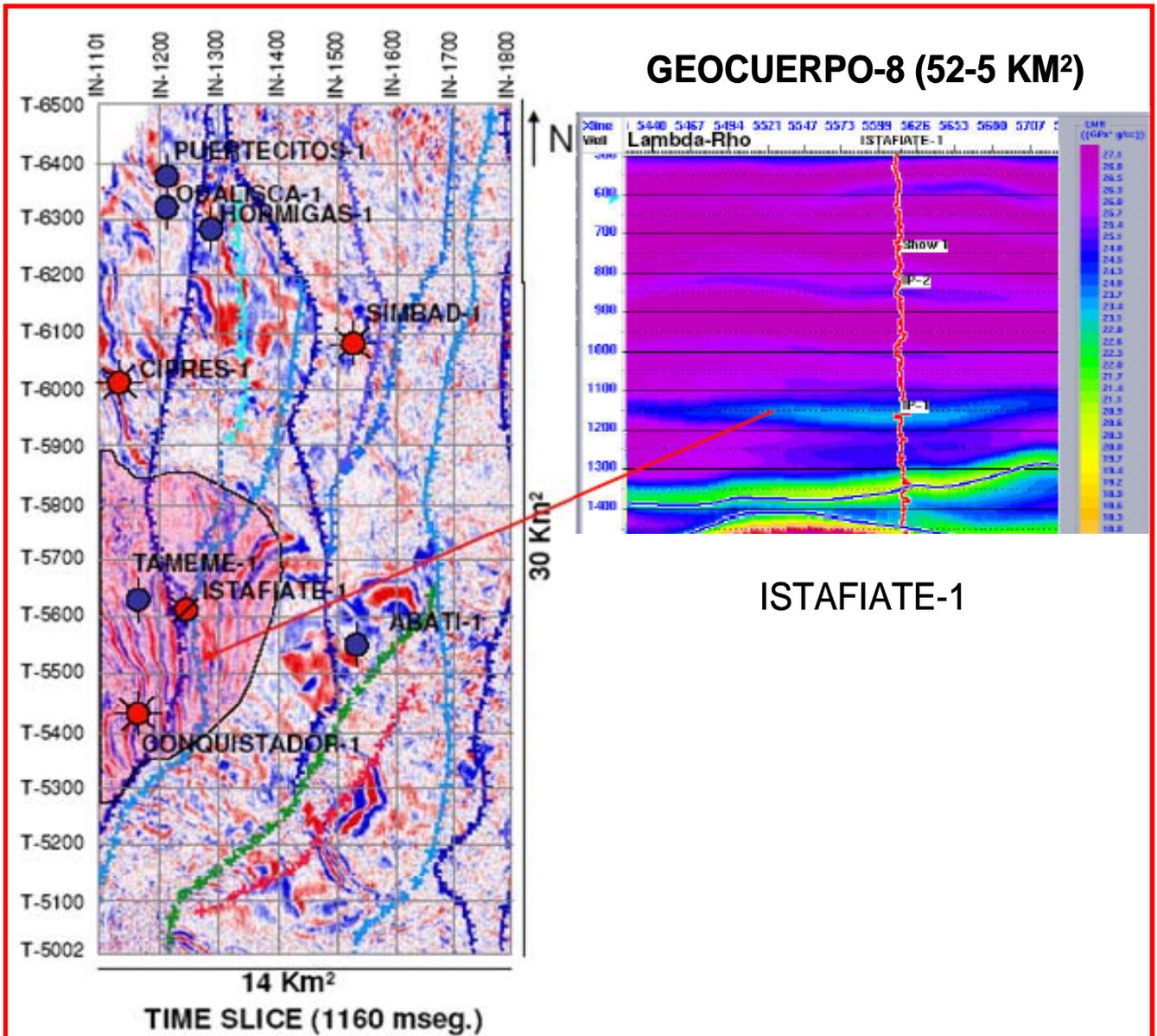


Figura No. III.6.2.8. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Istafiate-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

Hacia el límite sur del cubo, se presenta una anomalía que representa el Geocuerpo-9, la cual consta de un área de 18.5 km² y está caracterizado por una forma de lóbulo fluvio-deltaico cortado a 1492 ms con dirección W-E (Figura No. III.6.2.9).

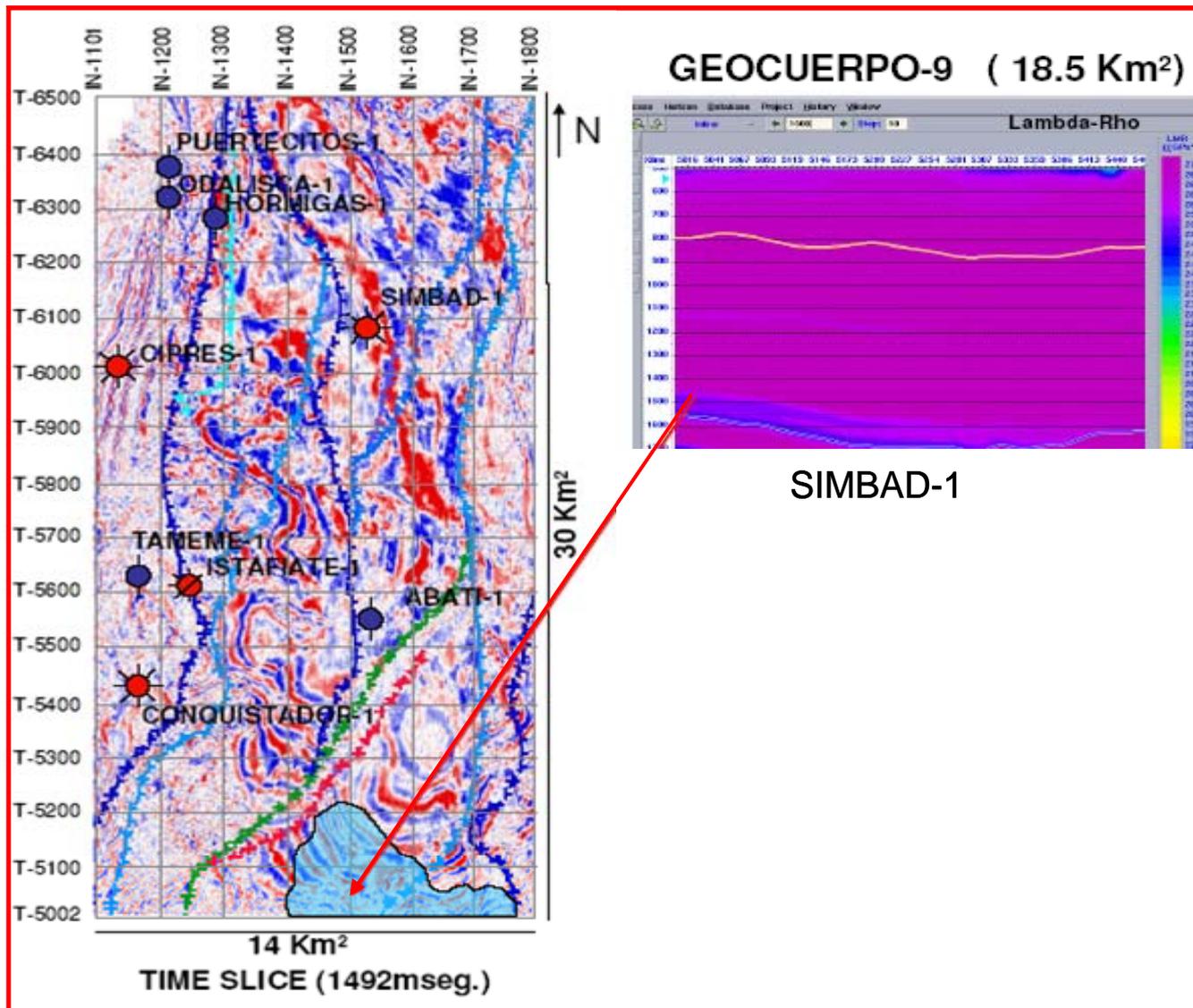


Figura No. III.6.2.9. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Simbad-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

Integrando los datos y correlacionando hacia el cubo Cuitlahuac, se llegó a postular el siguiente modelo geológico-sedimentario, mostrando los ambientes de deltas fluviales con orientación NW-SE, barras de desembocadura con dirección N-S y perpendiculares a los deltas. Se observan algunos canales manteniendo la dirección preferencial de NW-SE. Así también se muestra el estilo estructural dominado por fallamiento lístrico (Figura No. III.6.1.10).

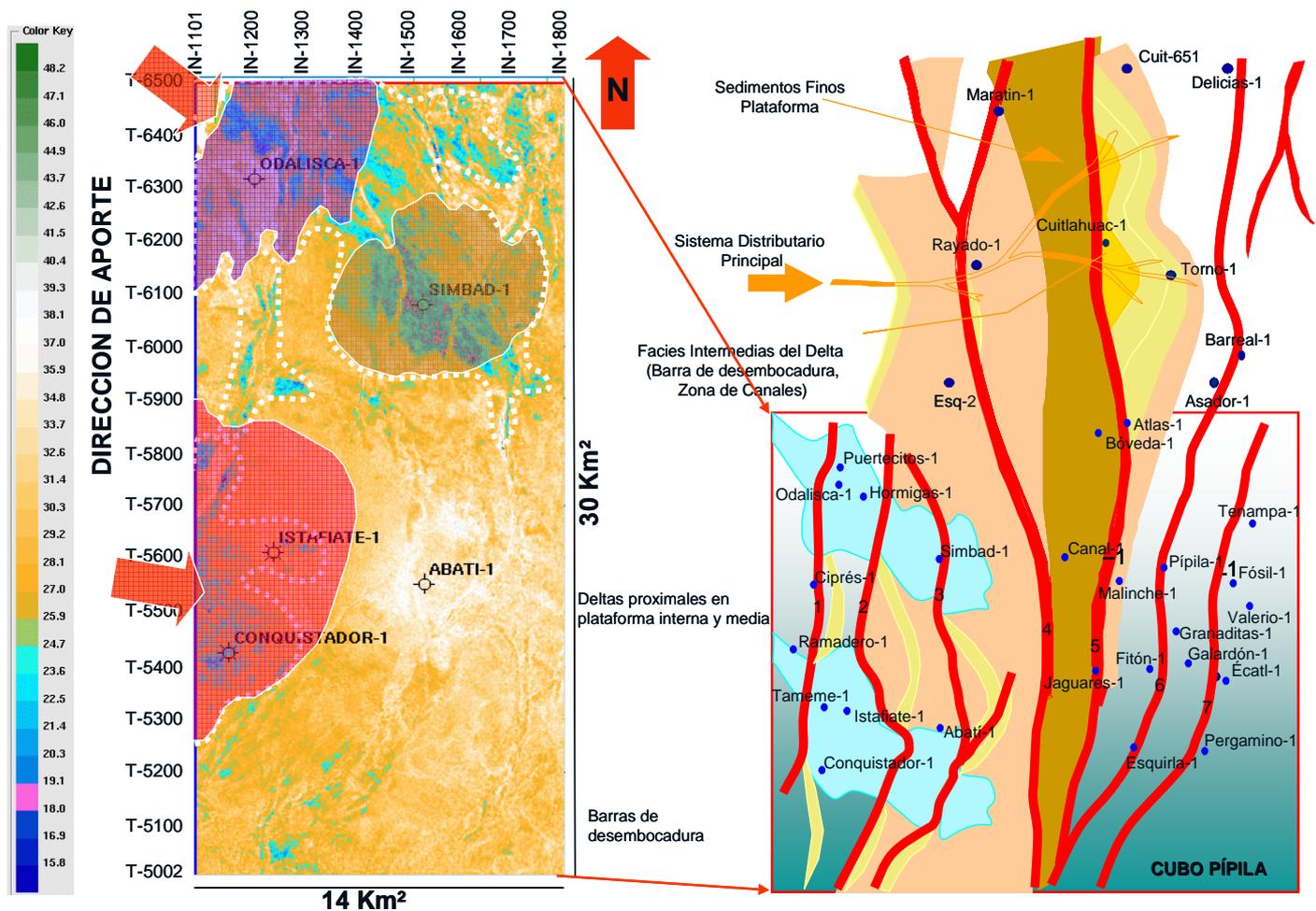


Figura No. III.6.2.10. Timeslice mostrando las fallas dominantes en el Cubo Pípila, así como la estructura lobular W-E de un lóbulo deltaico basado en datos del pozo Istafiate-1 (Izquierda). La sección interpretada en AVO del mismo pozo (Derecha).

III.7. SISTEMA PETROLERO DEL ÁREA PÍPILA

El sistema petrolero es definido como: los procesos y elementos geológicos necesarios para generar, almacenar y preservar hidrocarburos en el subsuelo. Estos procesos y elementos geológicos son requeridos para originar los yacimientos de hidrocarburos, ya que de faltar alguno de ellos no se podría establecer dicho sistema.

III.7.1.- SUBSISTEMA OLIGOCENO (FORMACIÓN VICKSBURG)

III.7.1.1.- ROCA GENERADORA

Es aquella roca que contiene suficiente materia orgánica, que al ser sepultada a una profundidad de 1-3 km y una temperatura superior a los 60 °C, genera y expulsa hidrocarburos, mediante el proceso de catagénesis.

Dentro del Proyecto Camargo, en el cual se localiza el cubo Pípila, se identificaron las formaciones Midway, Recklaw y Vicksburg con rocas potenciales de excelente calidad de generar y expulsar hidrocarburos, las cuales dieron origen a los yacimientos almacenados en la franja del Oligoceno (Figura No. III.7.1.1.1). La litología se compone de gruesos paquetes arcillosos con abundante materia orgánica que fueron depositados en ambientes neríticos, distribuidos ampliamente en la porción central de la cuenca.

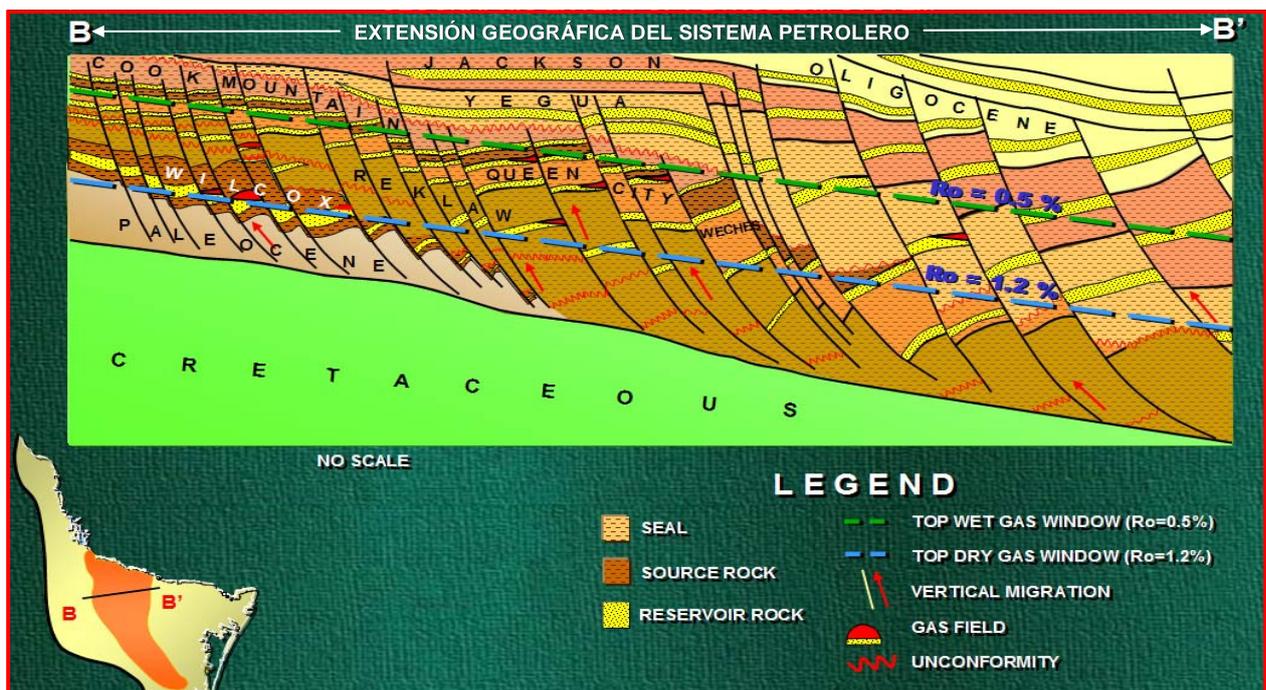


Figura No. III.7.1.1.1. Sección estratigráfica mostrando los sistemas petroleros en la cuenca de Burgos, dentro del Cubo Pípila. (Modificado de Ziga, 1977).

La cromatografía de gases obtenida de los pozos perforados en la franja productora del Eoceno indica que son mezclas de metano biogénico-termogénico, con contenidos de humedad de 5-20%, asociado con fuertes anomalías geotérmicas de 50-60 °C/km (Ziga, 1977). Los principales campos productores de gas asociados a este subsistema generador son: Arcos, Arcabuz-Culebra, Cuitlahuac, Pípila y Simbad.

Los yacimientos con gases expulsados en el Oligoceno también son mezclas de metano biogénico-termogénico y gas húmedo, asociados con anomalías geotérmicas menores a 40 °C/km. Los principales campos productores de gas asociados a este subsistema son: Reynosa, Monterrey y Brasil.

III.7.1.2.- ROCA ALMACÉN

La roca almacén es definida como aquella roca que por sus características petrofísicas, de porosidad y permeabilidad, es capaz de almacenar hidrocarburos u otro fluido. Para formaciones siliciclásticas, los valores de saturación de agua pueden ser muy altos, pero deben ocupar como máximo el 65% del espacio de la porosidad efectiva.

En pozos perforados dentro del cubo Pípila, como es el caso de los pozos Simbad-1 y Granaditas-1, se descubrió producción comercial de hidrocarburos (gas seco) en areniscas arcillosas, donde la calidad de roca para el área occidental es clasificada de pobre a media, con porosidades entre 8-21% y permeabilidades mayores a 0.001 mD, según los datos aportados de las evaluaciones petrofísicas calibradas con núcleos de pared.

Dado el carácter del modelo de depósito del área occidental del cubo sísmico Pípila, donde la roca almacén corresponde a flujos deltaicos depositados en áreas de plataforma proximal a media, las variaciones en la calidad de la roca almacén observada en los pozos de la zona hacen ver que la certeza de encontrar un nuevo yacimiento es de baja probabilidad. Esta variación es debido al contenido de arcillas en los espacios porosos, ocasionados por procesos diagenéticos. Los pozos del área del cubo Pípila muestran que la porosidad y permeabilidad disminuye considerablemente a los 1600 m de profundidad y al mismo tiempo aumenta la cantidad de matriz detrítica y autigénica. Sin embargo, este sistema es un patrón constante dentro de la cuenca de Burgos donde se han encontrado yacimientos a profundidades mayores.

Hacia la parte occidental de la cuenca de Burgos, la roca almacén consta de paquetes de areniscas, limolitas y lutitas depositadas en ambientes deltaicos, tales como islas de barrera, barras costeras, barras de desembocadura, canales distributarios y anastomosados. Mientras que en la parte oriental, la roca almacén fue acumulada en canales y abanicos de piso de cuenca.

III.7.1.3.- ROCA SELLO

Es una roca o estructura impermeable, capaz de detener el avance de hidrocarburos u otro fluido en su ruta a zonas de menor presión, los cuales pueden ser de diferentes tipos: los sellos superiores son rocas impermeables capaces de retener la presión ejercida por un volumen de hidrocarburo almacenado en una secuencia porosa subyacente. Los sellos laterales pueden ser sistemas de fallas que limitan a los yacimientos y que debido a procesos diagenéticos tiene cerrados sus espacios permeables. Otro tipo de sello lateral, son los cambios de facies, ocasionados por la distribución natural de los sedimentos.

Para el área del cubo sísmico Pípila, el sello superior está constituido por lutitas y limolitas arcillosas de hasta 100 m de espesor, con intercalaciones de secuencias arenosas de hasta 20 m de espesor que dividen los yacimientos. Los sellos laterales son los sistemas de fallas que limitan a los bloques en donde se ubican los yacimientos encontrados en los pozos Conquistador-1, Ciprés-1 y Simbad-1, en conjunto con los cambios de facies laterales que limitan a estos yacimientos en canales, barras y deltas presentes en el área.

III.7.1.4.- TRAMPA

Es una estructura geológica, que por su geometría y presencia tiene la capacidad de contener fluidos en rocas permeables. Las trampas son limitadas por una roca impermeable o fallas que actúan como sello, permitiendo atrapar y conservar a los hidrocarburos u otros fluidos. De acuerdo a su geometría y cierre, las trampas se clasifican en estructurales, estratigráficas y combinadas.

En la parte oriental del cubo Pípila, se han encontrado yacimientos de gas asociados a fallas de crecimiento tipo roll-over, originando trampas del tipo combinado y estructural. En la porción occidental del cubo, los tipos de trampas son combinadas y estratigráficas, dada la distribución y morfología depositacional de las facies sedimentarias en los niveles de la Formación Vicksburg.

III.7.1.5.- SINCRONÍA Y MIGRACIÓN

Este proceso implica la interacción de todos los factores del sistema petrolero, tales como la roca generadora, roca almacén, sello, trampa y rutas de migración. Tal interacción hace que suceda la migración y el entrapamiento de los hidrocarburos, si falta alguno de ellos no se podría originar un yacimiento.

La Formación Oligoceno Vicksburg se caracterizó por que la migración de los hidrocarburos fue a través de los sistemas de fallas originados durante el Oligoceno y continuaron hasta el Plioceno. Estas fallas son principalmente de rumbo N-S de forma lístrica, formando bloques que segmentan a los yacimientos de la cuenca.

Con base en los estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos realizados en la cuenca de Burgos, se definieron los sistemas petroleros que han dado origen a los yacimientos de gas que hoy en día son explotados en el noreste de México (Ziga, 1977) Figura No. III.7.1.5.1.

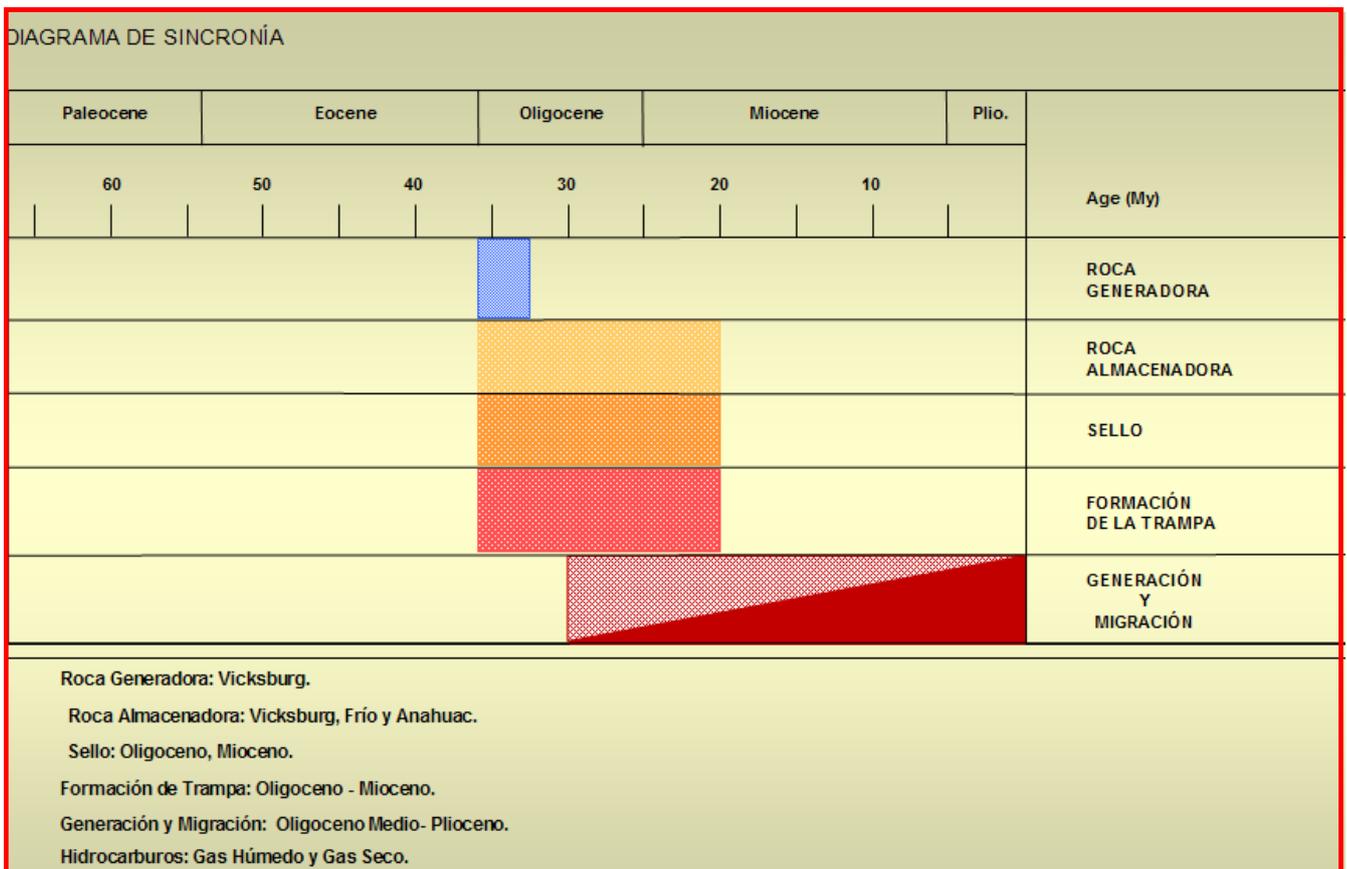


Figura No. III.7.1.5.1. Diagrama de Sincronía del subsistema petrolero de la Formación Oligoceno Vicksburg Inferior. (Modificado de Ziga, 1977).

IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se generaron seis secciones estratigráficas definiendo los patrones litológicos y ambientes de depósito.
- Con base en los datos petrográficos, petrofísicos, estratigráficos, sedimentológicos, y apoyados con la interpretación sísmica se detectaron nueve geocuerpos con perspectivas potenciales de roca almacén.
- Bioestratigráficamente, los foraminíferos bentónicos descritos determinaron ambientes batimétricos dominantes desde nerítico interno a medio, en ocasiones hasta nerítico externo.
- Con los resultados sedimentológicos y petrográficos, se identificaron ambientes de depósito representativos de deltas, barras desembocadura e islas de barrera.
- Los estilos estructurales son dominados por fallas de gravedad distensional y por influjos de arcillas, originando buenas trampas estructurales.
- La roca generadora está constituida por las lutitas del Jurásico Superior Tithoniano, originando gas termogénico y las lutitas con abundante materia orgánica depositadas en ambientes neríticos del Oligoceno formando gas biogénico.
- La roca almacén está constituida por arenisca lítica (Litarenita), donde la calidad de roca para el área occidental es clasificada de pobre a media, con porosidades entre 8-21% y permeabilidades mayores a 0.001 mD.
- La roca sello superior está constituido por lutitas y limolitas arcillosas de hasta 100 m de espesor. Los sellos laterales son los sistemas de fallas que limitan a los bloques en donde se ubican los yacimientos encontrados en los pozos Conquistador-1, Ciprés-1 y Simbad-1, en conjunto con los cambios de facies laterales.
- Se recomienda utilizar registros geofísicos en tiempo real, para un mejor control geológico durante la perforación y con así facilitar la toma de decisiones inmediatas.

- Se recomienda realizar evaluaciones de alta resolución paleontológica en equipo con geólogos y biólogos.
- Se recomienda realizar estudios estratigráficos y sedimentológicos para cerrar las brechas entre la interpretación sísmica y los datos reales de pozos.

VI ANEXOS

FALTA AGREGAR

V BIBLIOGRAFÍA

Bally, A.W. (ed.), 1983, Seismic expression of structural styles - a picture and work atlas: American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, 15, 2, 1-20.

Bernabé M., M.G., 2005: Análisis Estratigráfico-Sedimentológico y Calidad de Yacimiento en la Formación Frío, Campo Francisco Cano, Cuenca de Burgos. Tesis de Maestría (Inédita), 71 p.

Carrasco, V.B., 1966, Bioestratigrafía del Mioceno en el área de Matamoros, Tamaulipas y su aplicación a la reinterpretación de los datos geofísicos locales: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, XVIII (1 y 2), 13–39.

Echánove, E.O., 1976, Geología del Paleoceno–Eoceno, Cuenca de Burgos (resumen), *en* Memoria del III Simposium de Geología de Subsuelo, Zona Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Reynosa, Tamaulipas, Petróleos Mexicanos (PEMEX), 254–271.

Echánove, E.O., 1986, Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte I. Consideraciones Geológico–petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, XXXVIII (1), 3–39.

Ewing, T.E., 1991, The Gulf of Mexico, structural framework, *in* Bally, A.W., Palmer, A.R. (eds.), The Geology of North America – an overview: Boulder, Colorado, Geological Society of America, The Geology of North America, v. J, 31–52.

Foster, N.H., Beaumont, E.A. (eds.), 1989, Structural concepts and techniques II. Basement-involved deformation: American Association of Petroleum Geologists. Treatise of Petroleum Geology, Reprints Series No. 10, 457 p.

González, G.R., 1976, Bosquejo geológico de la zona noreste (resumen), *en* Memoria del III Simposium de Geología de Subsuelo, Zona Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Reynosa, Tamaulipas, Petróleos Mexicanos (PEMEX), 5–30.

González, G.R. y Holguín, Q.N., 1992, Las Rocas generadoras de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, XLII (1), 9–23.

Galloway W.E. et al., 1991,

Guzmán, E.J., 1956, Bosquejo geológico de las Regiones Noreste, Este y de la Meseta Central de México, *en* XX Congreso Geológico Internacional, Excursiones A-14 y C-6, Estratigrafía del Cenozoico y del Mesozoico a lo largo de la Carretera entre Reynosa, Tamaulipas y México, D. F.: México, Universidad Nacional Autónoma de México, 11–36.

Haq, B.U., Handerbol, J., Vail, P.R., 1987, Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic: Science, 235, 1156–1167.

Harding, T.P., Lowell, J.D., 1979, Structural styles, their plate-tectonic habitats, and hydrocarbon traps in petroleum provinces: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 63 (7), 1016–1058.

Harris, B.A., 1952, Ejemplos de afallamientos en el Distrito Noreste de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, IV (7 y 8), 297–302.

Lowell, J.D., 1985, Structural styles in petroleum exploration: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., Oil and Gas Consultants International Inc., 460 p.

Mandl, G., 1988, Mechanics of Tectonic Faulting, Models and Basic Concepts: Amsterdam, Elsevier Science Publishers B.V., 407 p.

Morley, C.K., Guerin, G., 1996, Comparison of gravity-driven deformation styles and behavior associated with mobile shales and salt: *Tectonics*, 15 (6), 1154–1170.

Ortiz-Ubilla, A., Tolson, G., 2004: Interpretación Estructural de una Sección Sísmica en la Región Arcabuz–Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v. 21, núm. 2, p. 226-235.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), 1998, Informe final del estudio del potencial remanente de la Cuenca de Burgos: Petróleos Mexicanos, reporte interno Petróleos Mexicanos, reporte interno (inédito).

Pérez-Cruz, G.A., 1992, Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico: Houston, Texas, Rice University, tesis doctoral, 155 p.

Powley, D.E., 1999, Shale Domes (publicación en línea): American Association of Petroleum Geologists, Search and Discovery, Article #60001 <http://www.searchanddiscovery.net/documents/Shale/shale.htm>. Fecha de consulta: 13 de Junio, 2004.

Rodríguez, L. D.E., 1976, Bioestratigrafía de la Franja Paleoceno–Eoceno de la Cuenca de Burgos (resumen), *en* Memoria del III Simposium de Geología de Subsuelo, Zona Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Reynosa, Tamaulipas, Petróleos Mexicanos (PEMEX), 241–253.

Rodríguez, S.E., 1969, Sedimentos del Oligoceno de la Cuenca de Burgos; aspecto regional, *en* Memoria del Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: México, D.F., Instituto Mexicano del Petróleo, MR1(2).

Marmissolle-Daguerre, D, et al. 1984: Evaluación de Formaciones en México. Schlumberger, Capítulos I-IX.

Vizcarra M., H.H., 2005: Análisis Secuencial del Paleoceno-Eoceno y su Potencial Económico-Petrolero, al Norte del Campo Velero, en la Cuenca de Burgos, NE de México. Tesis de Maestría (Inédita), 74 p.

Yzaguirre, S.L.A., 1969, Geología Regional de la Cuenca de Burgos, *en* Memoria del Seminario sobre Exploración Petrolera, Mesa Redonda No. 1, Problemas de Exploración de la Cuenca de Burgos: México, D.F., Instituto Mexicano del Petróleo, MR1(1).