

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

**“ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS Y ELEMENTOS
DE RIESGO DEL SISTEMA PETROLERO EN EL ÁREA
OCCIDENTAL DEL CUBO PIPILA 3D: CUENCA DE
BURGOS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

(EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS Y GAS NATURAL)

P R E S E N T A :

JAIME RAFAEL ESTRADA GRACÍA

Director de Tesis:

DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO



Ciudad Universitaria

México, D.F; 2007

CONTENIDO

RESUMEN

I. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Localización	2
1.4. Antecedentes	4
1.5. Metodología	8
2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL	10
2.1. Elementos Tectónicos	12
2.2. Marco Estructural	16
2.3. Marco Estratigráfico	21
2.4. Ambiente de Depósito	27
2.5. Sistema Petrolero	30
3. ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS	33
3.1 Fundamentos	33
3.2 Bioestratigrafía y Registros de Pozos	35
3.3 Ciclos Eustáticos y variaciones relativas del nivel del mar	46
3.4 Análisis Sismoestratigráfico	48
3.5 Interpretación y análisis de facies sísmicas	62
3.6 Modelo geológico	68
4. CALIDAD DE LA ROCA ALMACÉN	72
4.1 Petrofísica	72
4.1.1 Porosidad y Permeabilidad	75
4.2 Petrografía	76
4.3 Distribución de la roca almacén	79

5. ELEMENTOS DE RIESGO DEL SISTEMA PETROLERO	82
5.1. Análisis de riesgo	84
5.1.1 Riesgo roca almacén	84
5.1.2 Riesgo roca sello	84
5.1.3 Riesgo sincronía y migración	85
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87

➤ **BIBLIOGRAFÍA**

RESUMEN

El área de estudio se localiza a 75 Kilómetros al SW de la Ciudad de Reynosa, Tamps.; es denominada Campo Pípila, específicamente comprende una superficie de 420 Km² referida a la zona Occidental del Cubo Pípila 3D con una total de 1030 Km², ubicado en la cuenca de Burgos. El presente trabajo se centra en el estudio del play Oligoceno Vicksburg Inferior.

Con base a las necesidades requeridas por Petróleos Mexicanos, se elaboró este trabajo con la finalidad de dar apoyo y solución a la problemática existente, asociada a la incertidumbre en la distribución de la roca almacén y al riesgo existente en los elementos que componen el sistema petrolero, así como, a la contribución en la conformación de un modelo geológico consistente. En este trabajo se desarrolla una metodología basada en los conceptos y aplicación de la estratigrafía de secuencias con la finalidad de establecer el modelo geológico y caracterizar las trampas estratigráficas presentes en el área de estudio. Derivado de dicho análisis y con el apoyo de la información pre-perforación y post-perforación se determinó el principal elemento de riesgo existente.

La estratigrafía de secuencias como una herramienta en el estudio de plays, se basa en la interpretación de secuencias estratigráficas a su vez subdivididas en systems tracts depositados en un tiempo y espacio específico que permiten dar el enfoque al estudio, encaminado a establecer las principales trampas presentes en el modelo. Por lo tanto, el método empleado y las herramientas utilizadas en este estudio; como lo es, la bioestratigrafía, registros de pozos, petrofísica, muestras de canal y sísmica, además se incluyó información de reportes petrográficos, de petrología y núcleos, proporcionando los elementos necesarios para generar un modelo geológico que da soporte a oportunidades con objetivo petrolero. Derivado de la aplicación de los conceptos y herramientas mencionadas se determinó para el Oligoceno Vicksburg Inferior lo siguiente, corresponde a una secuencia de tercer orden, con un rango de edad de 33.7 m.a. a 36 m.a.; la secuencia depositacional corresponde a un sistema de nivel bajo (LST) que representa un sistema sedimentario de un complejo de prisma progradante con presencia de barras de desembocadura y turbiditas intercaladas tipo "teja".

En cuencas con margen de borde de plataforma como es el caso de la cuenca de Burgos se propone para el Oligoceno Vicksburg Inferior un modelo conceptual que consiste en un sistema fluvial y deltáico dominado por el oleaje, con base en el modelo los sistemas depositacionales predominantes corresponden a ambientes sedimentarios fluvio-deltaicos.

La calidad de la roca almacén se consideró de regular a buena, clasificándose como arenas líticas, afectada por los procesos diagénéticos, además por la presencia de arcilla y calcita férrica que actúa como cementante afectando la calidad del yacimiento. La roca almacén se representa de manera dispersa presentando mayor presencia hacia la base de Vicksburg Inferior. Finalmente el principal riesgo considerado en este trabajo es la roca almacén.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

México necesita disponer de nuevos yacimientos con potencial económico; por lo que es imperativo para PEMEX Exploración y Producción direccionar todos sus esfuerzos para encontrar hidrocarburos; para ello se requiere de análisis detallados y estudios especializados con metodologías efectivas que permitan alcanzar los objetivos planteados para localizar y explotar los recursos petroleros en la Cuenca de Burgos en el NE de México.

La Cuenca de Burgos es con mucho la más importante de las cuatro cuencas productoras de gas no asociado en México. Contiene el 74% de los campos activos, produce actualmente más del 63% del gas no asociado del país y en ella se localiza el 42% de los pozos productores. Considerando la producción total de gas de México, Burgos contribuye con aproximadamente el 26%. Actualmente, se tienen en operación 2'324 pozos productores, alcanzado un volumen original de gas de 8'910 MMMPC. La producción actual es de 1'300 MMPCD, se tiene una reserva original de 20'353 MMMPC.

El presente trabajo se centra en el estudio del Play Oligoceno Vicksburg en la parte Occidental del Campo Pípila, enfocado al análisis de la estratigrafía de secuencias siendo importante establecer un nuevo enfoque de estudio basado en el modelo geológico-sedimentario de los eventos preexpansión tectónica. En un marco de la estratigrafía de secuencias analizar la ubicación, distribución y extensión de los cuerpos arenosos con presencia y efectividad de roca almacén. Con el análisis de estratigrafía de secuencias, sísmica, registros de pozo, bioestratigrafía y datos de producción se pretende apoyar la extensión y distribución de la roca almacén desde un punto de vista cualitativo.

Con el estudio de plays se da soporte a las localizaciones que se generan, punto inicial en la cadena de valor en la exploración petrolera; por esto la importancia de integrar y generar información en cuanto al modelo sedimentario para evaluar el Play Oligoceno Vicksburg aplicando metodologías y técnicas referente a la evaluación de estratigrafía de secuencias asociada con

la interpretación sedimentológica, bioestratigráfica, sísmica, petrofísica, geoquímica y operacional, hace importante la investigación de nuevas áreas frontera que apoyen su exploración y desarrollo, reduciendo el margen de incertidumbre en el proceso exploratorio basado en el cálculo y análisis con evaluación económica. Al procurar con el análisis conjunto, no perder el sentido de reducir el margen de incertidumbre en el proceso exploratorio basados en el cálculo y análisis de evaluación económica.

1.2 OBJETIVOS

- ✓ Caracterizar las trampas estratigráficas a partir de establecer un modelo geológico predictivo basado en el análisis de estratigrafía de secuencias.
- ✓ Identificar las mejor áreas en la parte Occidental del campo Pípila y jerarquizar nuevas oportunidades si así resultara sobre las secuencias terrígenas del Play Oligoceno Vicksburg inferior.
- ✓ Describir los principales elementos de riesgo del sistema petrolero en el área.
- ✓ Adquirir habilidad en la metodología para su aplicación sistemática como parte integral del flujo de trabajo para el desarrollo y evaluación de nuevos prospectos en yacimientos siliciclásticos.

1.3 LOCALIZACIÓN

El área de estudio corresponde al proyecto de inversión Burgos-Camargo, y comprende parte de los Estados de Tamaulipas y Nuevo León (Figura 1.3.1). En el sur del proyecto Camargo se ubica el cubo sísmico Pípila (Figura 1.3.2) el cual limita al norte con el cubo Cuitlahuac y el cubo Palmito-Cabeza, al este con el cubo Huizache y en el no existen cubos sísmicos solo líneas en 2D de otros proyectos.



Figura 1.3.1.- Ubicación geográfica

Geológicamente se ubica en las franjas del Eoceno Superior y el Oligoceno paralelas entre sí, con una orientación norte-sur. El cubo sísmico Pípila 3D consta de aproximadamente 1039 km² y se ubica aproximadamente a 90 km al sureste de la Cd. de Reynosa, Tamaulipas (Figura 1.3.2).

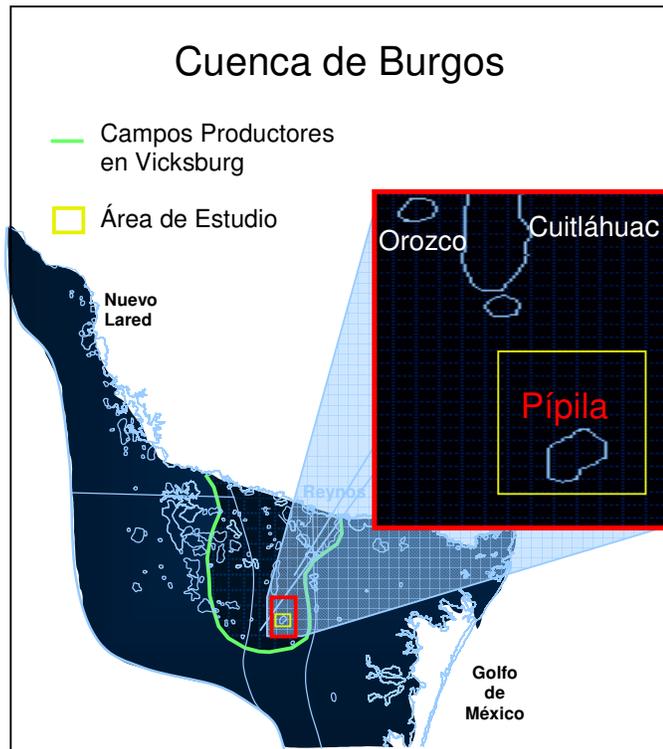


Figura 1.3.2.- Localización del área de estudio (Bernabé, 2006)

1.4 ANTECEDENTES

Las actividades de exploración petrolera en la zona se iniciaron en el año de 1905 por parte de la Compañía La Huasteca Oil Co. y la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”; sin embargo fue hasta 1931 cuando la Compañía, Ohio Méx. Oil Co. obtuvo producción comercial de gas en el Campo La Presa, localizado en el municipio de Cd. Mier, Tamaulipas, seguido del Campo Rancherías y Lajitas en 1934, posteriormente Laredo en 1937. Todas éstas compañías internacionales realizaron estudios en varias porciones de la Cuenca; tales como, geología superficial, gravimetría con balanza de torsión, magnetometría y algunas líneas de sismica de refracción, Así mismo, perforaron pozos exploratorios a profundidades del orden de los 800 m, que era lo que permitía la tecnología de esa época.

Las primeras exploraciones con fines petroleros que se realizaron en la Cuenca de 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, porque no obstante 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), (Schlumberger, 1984).

Considerando una segunda etapa exploratoria, en 1939, Petróleos Mexicanos (PEMEX) inicia actividades con resultados halagadores de producción de gas y condensado en 1945 en el Pozo Misión-1, ubicado a ± 30 km al WNW de Reynosa, Tamaulipas.

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 en 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.

Autores estructurales importantes como Harris, 1952; Guzmán, 1956; Carrasco, 1966; Rodríguez, 1969; Echánove, 1976, 1986 han aportado conocimiento 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.

En síntesis, la historia cronológica exploratoria de la Cuenca de Burgos es la siguiente:

1905.- Inicio de las actividades de exploración petrolera en la zona por la compañía La Huasteca Oil Co. y Compañía Mexicana de Petróleo "El Águila".

1931.- La Compañía Ohio Méx. Oil Co. obtuvo producción comercial de gas en el Campo La Presa en el Municipio de Cd. Mier, Tamaulipas, seguido del Campo Rancherías.

1934-1937.- Se continuó la producción con los campos Lajitas y Laredo; así como los estudios de geología superficial, gravimetría con balanza de torsión, magnetometría y algunas líneas sísmicas de refracción, logrando perforar pozos exploratorios a profundidades de 800 m.

1938.- A partir de esta fecha, se incrementaron los estudios de campo y gabinete incluyendo la adquisición de sísmica de reflexión.

1945.- Con el apoyo de secciones sísmicas se descubrió el Campo Misión, considerado inicialmente productor de aceite, marcando el inicio de subsecuentes descubrimientos de campos de gas natural, dando a Burgos la connotación de Cuenca Gasífera (productora de gas no asociado).

1970.- Para esta fecha, la explotación del Campo Misión y posteriormente la contribución de otros campos, destacándose Reynosa, Francisco Cano y Brasil se logró una producción promedio diaria de 620 MMpc de gas natural en la Cuenca de Burgos.

1975.- Se presentó un incremento en la producción debido al inicio de la explotación de la Cuenca de Sabinas; aun así, la producción fue disminuyendo a menos de 200 millones de pies cúbicos por día, a finales de 1993.

1981.- Demanda de gas natural en el Norte del país distribuido en 93% para la región Noreste y un 7% para la región Noroeste.

1981-1989.- La demanda inicial fue de 963 millones de pies cúbicos por día y continuó con una tendencia decreciente hasta 1989, fecha en que se disminuyó a 493 millones de pies cúbicos por día.

1993.- PEMEX plateó la necesidad de evaluar el potencial remanente de gas natural no asociado, iniciando un programa de actividades con el objetivo de reactivar los campos de la Cuenca de Burgos.

1994-1995.- PEMEX realizó un estudio de factibilidad que generó las bases para la puesta en marcha del Proyecto Integral Cuenca de Burgos, considerado a partir de 1997 un plan a 16 años.

1999.- El comité de inversiones autorizó un cambio de monto y alcance, en donde se consideró alcanzar una producción de 1,398 MMpcd en el 2004 y mantenerla durante seis años.

2005-2006.- Para el proyecto Burgos en su componente tradicional, se han erogado 86,596 millones de pesos constantes del 2006, con los cuales se han perforado y terminado 2,274 pozos de desarrollo, 213 pozos exploratorios y reparados 812 pozos. En este periodo se extrajeron 3,115 MMMpc y se incorporó una reserva de 4,795 MMMpc; ello, como resultado de la actividad exploratoria.

1.5 METODOLOGIA

Básicamente la metodología del presente trabajo consiste en establecer un modelo geológico actualizado en un marco de la estratigrafía de secuencias con la identificación, distribución y extensión de trampas estratigráficas para llevar a cabo la descripción de los elementos de riesgo del sistema petrolero (Figura 1.5.1).

1.-Recopilación de datos, revisión de trabajos geológicos previos y marco geológico del área de estudio.

2.-Revisión de información paleontológica, petrofísica y petrología.

3.-Correlación de registros e integración petrofísica para identificar la calidad del yacimiento.

4.-Identificación de biozonas, paleoambientes, superficies cronoestratigráficas utilizando registros de pozo e integrando la información paleontológica en pozos clave.

5.-Interpretación de los sistemas de depósito a partir de la información sísmica-pozo.

6.-Identificación, distribución y extensión de la roca almacén

7.- Identificar el principal riesgo de los elementos del sistema petrolero.

En la Figura 1.5.1 se resumen las etapas que componen la metodología propuesta.

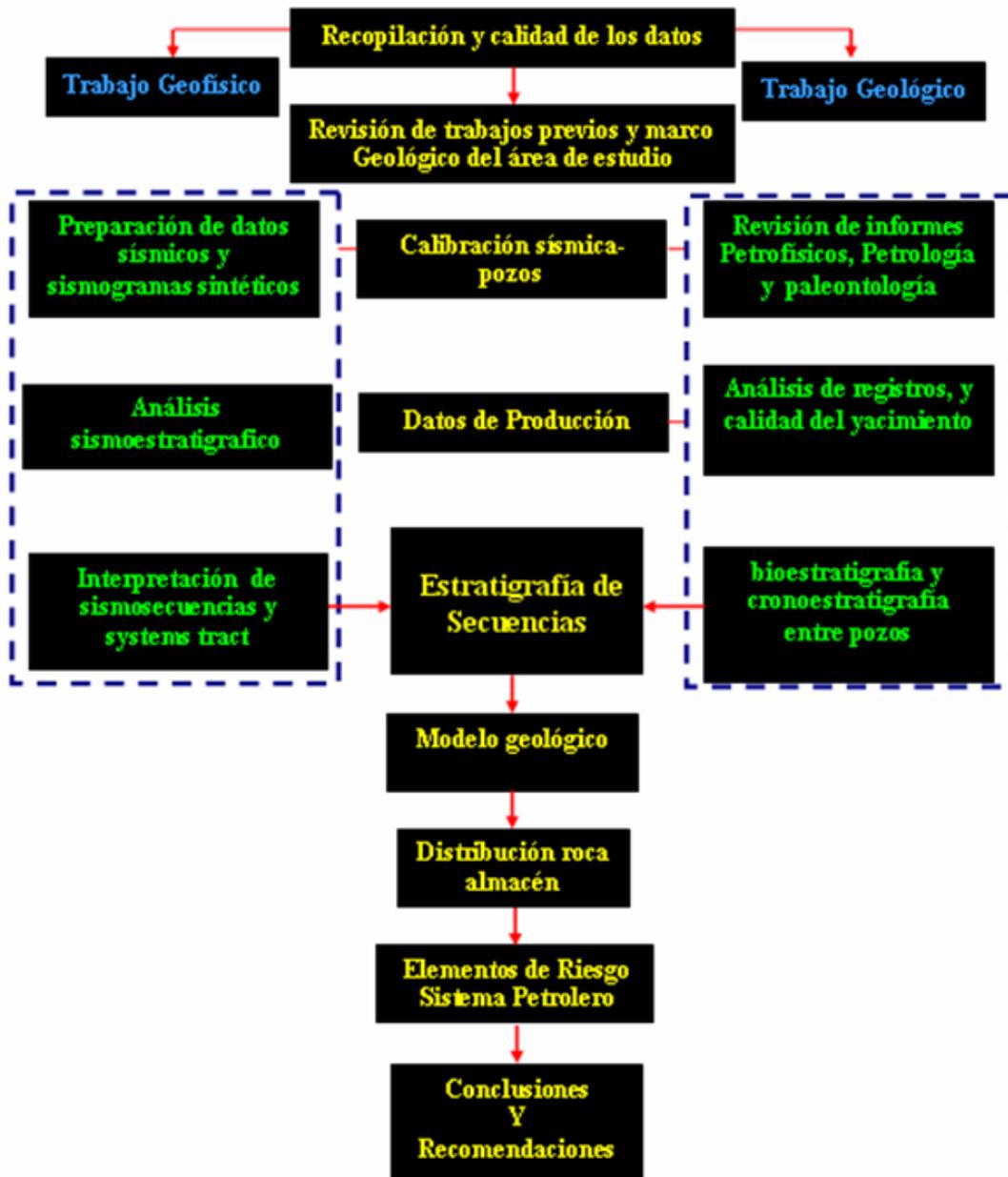


Figura 1.5.1.- Metodología utilizada en el análisis de estratigrafía de secuencias (Modificado de Méndez, 2006)

2. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La Cuenca de Burgos, en el noreste de México, es una región que se ha individualizado geológicamente de las áreas circundantes por su distintiva evolución cenozoica (Figura 2.1). En esta cuenca sedimentaria destaca, entre otras cosas, una deformación extensiva característica definida primordialmente por la presencia de numerosas fallas normales (Harris, 1952; Guzmán, 1956; Carrasco, 1966; Rodríguez, 1969; Echánove, 1976, 1986).

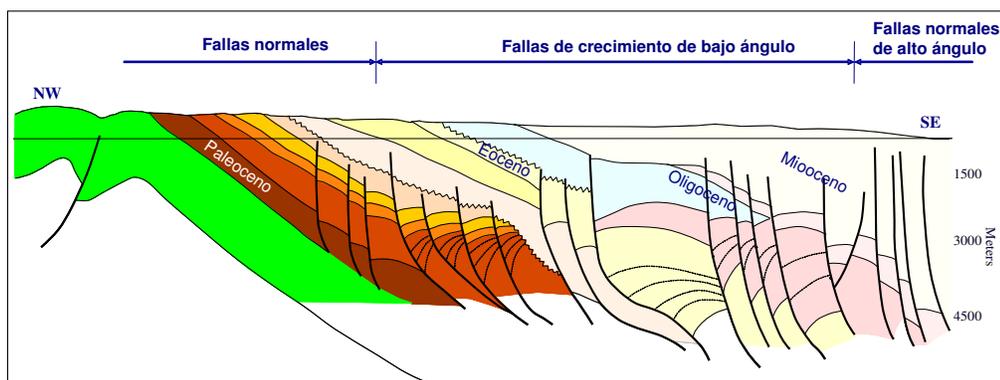


Figura 2.1.- Deformación Extensiva Cuenca de Burgos

La evolución geológica de esta región está estrechamente vinculada a la evolución de la Cuenca del Golfo de México, de la cual forma parte de su margen occidental, básicamente como una zona de exposición y erosión. La conformación de dicha margen como tal, implica la sucesión de una compleja historia de eventos tectónicos y sedimentarios durante el cenozoico, con los que esta área pasó de ser una zona de depósito y acumulación en una extensa cuenca marina durante el mesozoico, a conformar una zona emergida continental.

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

La cubierta sedimentaria comprende rocas mesozoicas (Triásico Superior-Cretácico Superior) 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 2° y, profundizándose continuamente hacia el centro de la cuenca alcanzando mayor espesor de sedimentos y mayores planos batimétricos (Figura 2.2).

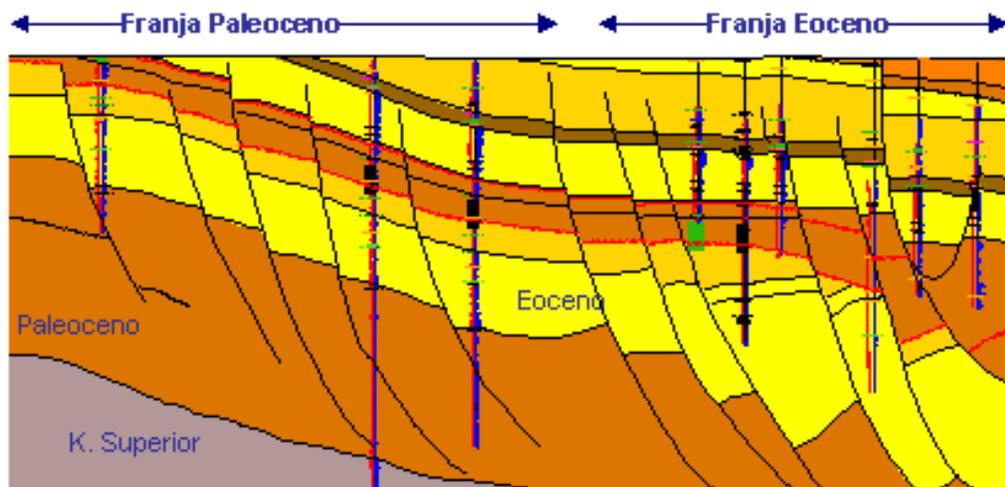


Figura 2.2.- Secuencias Orientadas NW-SE de Rocas Cenozoicas

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, que 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).

2.1 ELEMENTOS TECTONICOS

En la actualidad, con base en las perforaciones de pozos, la Cuenca de Burgos es considerada una provincia productora principalmente de gas seco y de gas y condensado. Se localiza al noreste de México sobre la parte de la planicie costera y de la plataforma continental del Golfo de México abarcando parte de los estados de Tamaulipas, Nuevo León y en menor proporción el Estado de Coahuila. 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 2.1.1).

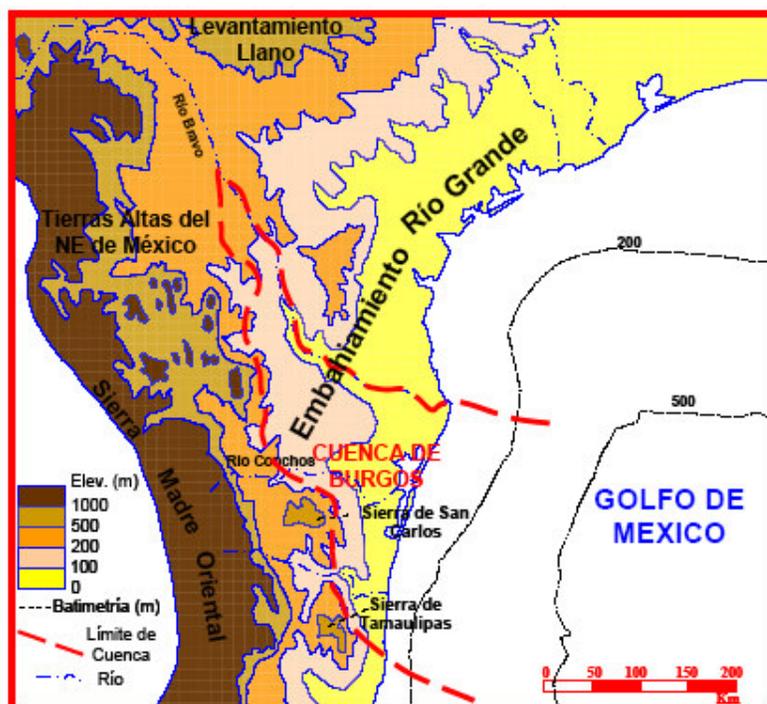


Figura 2.1.1.- Cuenca de Burgos dentro de la provincia Fisiográfica Planicie Costera del Golfo (Mod. de Bryant et al, 1991)

La compleja configuración estructural y estratigráfica actual del área de estudio, es el resultado de una evolución tectónica que no ha sido entendida del todo (Pindell et al, 2004). Los diferentes autores que se han abocado a esta empresa han tratado de dividirla en diferentes zonas con rasgos distintivos. Para el presente trabajo se toman en cuenta los estudios de Goldhammer, (1999), con sus provincias tectónicas principales y de Pérez Cruz, (1992), que divide la región de la Cuenca de Burgos en sub-provincias.

Goldhammer enumera cuatro provincias estructurales principales que rodean a la Cuenca de Burgos (Figura 2.1.3):

- El Bloque Coahuila
- El Cinturón de pliegues y cabalgaduras de la Sierra Madre Oriental
- El cinturón Plegado de Coahuila
- Las Cuencas de Antepaís del Cretácico

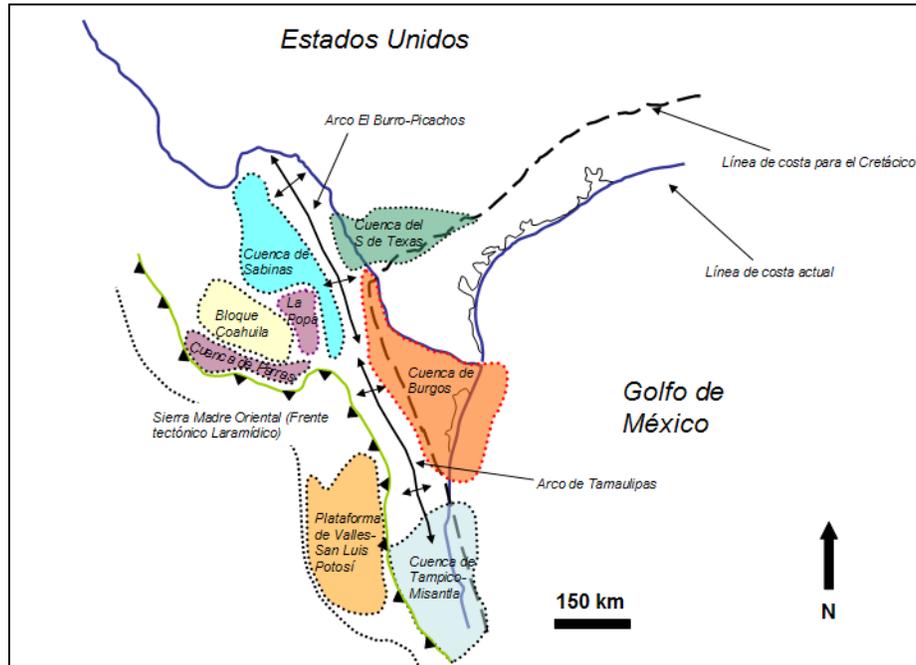


Figura 2.1.3.- División de provincias estructurales del NE de México. Modificado de Goldhammer, (1999).

Por su parte, Pérez Cruz, (1992), hace la diferenciación, dentro de la Cuenca de Burgos, de once regiones, basada en el estilo estructural dominante y en la fisiografía (Figura 2.1.4):

- 1.- Anticlinal de Salado (Arco de Burro-Salado).
- 2.- Sistemas de fallas normales de Nuevo Laredo-Presa Falcón.
- 3.- Complejo estructural de Alemán-Camargo-Pobladores.
- 4.- Sierra de Picachos.
- 5.- Sierra Madre Oriental.
- 6.- Complejo de Higueras-Vaquerías.
- 7.- Complejo de Reynosa-La Purísima.
- 8.- Plataforma de la Laguna Madre-Tamaulipas.
- 9.- Sierra de San Carlos-Cruillas.
- 10.- Complejo del Río Conchos.
- 11.- Complejo de Temascal-Huapango

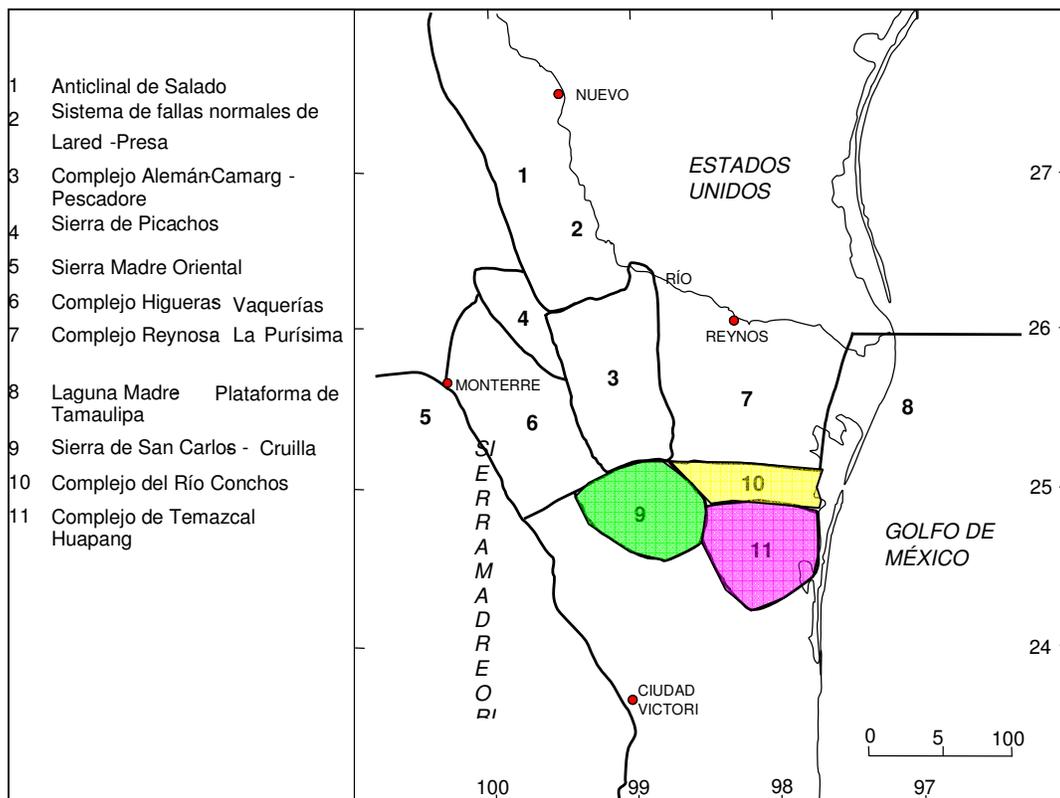


Figura 2.1.4.- División de la Cuenca de Burgos en regiones con rasgos fisiográficos-estructurales distintivos del área Pípila. Modificado por Pérez Cruz, 1992.

2.2 MARCO ESTRUCTURAL

Durante el Mesozoico, el área de la Cuenca de Burgos correspondió a una cuenca marina somera con amplias plataformas, localizada en la margen oriental del gran Geosinclinal Mexicano, donde a partir del Jurásico Tardío y hasta término del Mesozoico tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas.

Al término del Cretácico Tardío y durante parte del Terciario (Paleoceno-Oligoceno Temprano) como consecuencia del efecto de la Orogenia Laramide, esa carpeta sedimentaria fue levantada y plegada en el occidente de la cuenca, para dar lugar a los grandes pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental; este levantamiento fue acompañado por el desarrollo de cuencas, paralelas al cinturón plegado, entre ellas la denominada Cuenca de Burgos hacia el frente de la Sierra Madre Oriental, que operó como centro de recepción del gran volumen de sedimentos.

De esta manera gruesas secuencias de areniscas y lutitas de ambientes que varían de marginales a francamente marinos, progradaron sobre el margen de la plataforma cretácica.

En la Cuenca de Burgos fue depositada una columna sedimentaria cenozoica que alcanza espesores de aproximadamente 10,000 m. (González, 1976), y que va desde el Paleoceno hasta el Pleistoceno, su distribución obedece a progradaciones originadas durante los mayores ciclos de trasgresión-regresión.

Estas progradaciones dieron lugar a un arreglo en forma de franjas que varían cronológicamente de occidente a oriente desde el Paleoceno hasta el Mioceno, pasando por el Eoceno y Oligoceno (Figura 2.2.1) y obedecen primordialmente a regresiones marinas y a la actividad de fallas sinsedimentarias que desarrollaron de manera general anticlinales asociados a “rollovers”. Es más común la presencia de fallas antitéticas para las franjas del Eoceno y Oligoceno, como respuesta al acomodo de los volúmenes de sedimentos depositados en los bloques bajos de esas fallas sinsedimentarias, de igual manera se presentan en la cuenca fallas post depositacionales, que si bien no afectaron la sedimentación, si contribuyen a compartamentalizar los yacimientos en bloques (Figura 2.2.2).

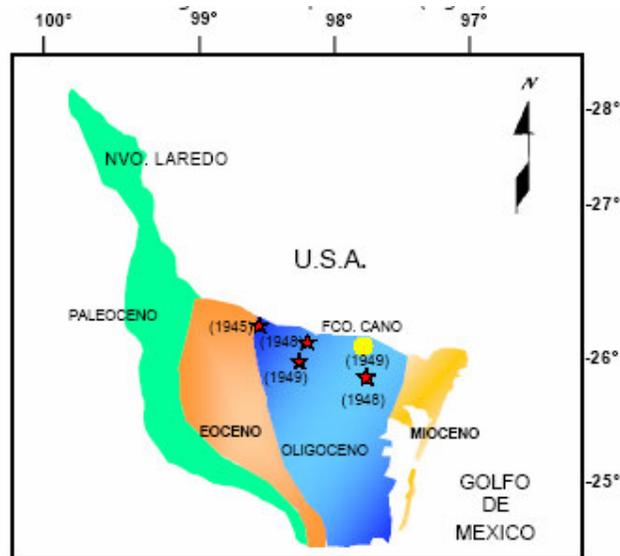


Figura 2.2.1.- Franjas productoras en la Cuenca de Burgos (Echánove, 1986)

Las fallas de crecimiento presentan caída hacia el oriente, son típicamente lítricas y muestran desplazamientos de algunos cientos de metros. En forma general estos alineamientos de fallas muestran una orientación NW-SE que como se mencionó, se hacen más jóvenes en dirección hacia el oriente, pudiéndose distinguir en el área tres grandes estilos de fallamiento normal, uno hacia la porción occidental que involucra la franja del Paleoceno, en donde predominan las fallas normales post-depositacionales, otro hacia las denominadas franjas del Eoceno y Oligoceno en las cuales son comunes las fallas sin-sedimentarias de mediano a bajo ángulo, y finalmente una zona en donde las fallas son también de crecimiento pero con trazas que tienden a la verticalidad y que afectan predominantemente la columna del Mioceno.

Típicamente, para la denominada Franja del Paleoceno la acción de fallas de crecimiento es de poca intensidad, ya que si bien esta región se ve afectada por una gran presencia de fallas normales, estas no muestran mayor influencia en la columna sedimentaria salvo en algunas áreas en particular; sin embargo, para la Franja del Eoceno estos crecimientos son notables (Figura 2.2.3) en el área de los campos Arcabuz, Culebra, Benavides, Primavera, entre otros. donde se desarrollaron trampas estructurales de tipo rollover asociadas a fallas de crecimiento de bajo ángulo que generalmente despegan sobre sedimentos

arcillosos del Paleoceno Inferior. Estos crecimientos alcanzan hasta los 400 m. de expansión, como puede ser el caso de la columna sedimentaria del Eoceno Inferior del bloque norte del Campo Arcabuz, delimitado por la falla denominada Arcabuz o bien el del bloque del Campo Culebra, asociado a la falla de igual nombre.

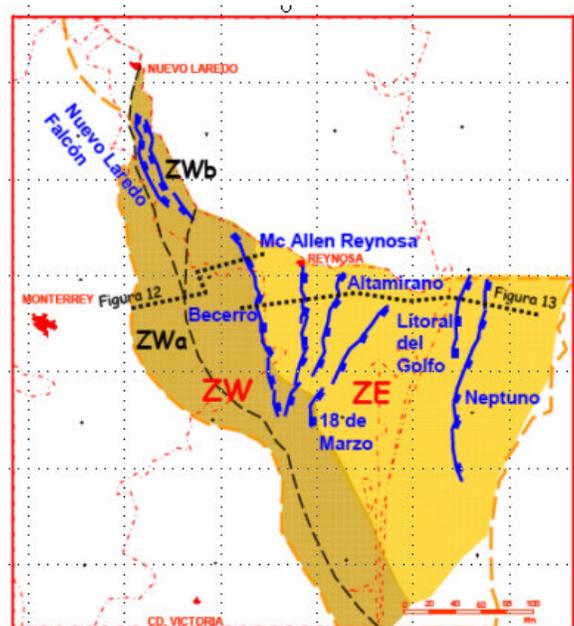


Figura 2.2.2.- Fallas que contribuyen a la compartimentalización de los yacimientos en bloques

Para el Eoceno Superior, la acción de estas fallas de crecimiento se desplaza en espacio hasta la posición de los campos Palmito, Cabeza, Pamorana, y otros. Se pueden apreciar expansiones considerables a nivel del Eoceno Yegua y Jackson (Figura 2.2.4) así como anticlinales de tipo rollover. Esta zona de expansión del Eoceno Medio-Superior coincide con la zona de máxima pendiente del sustrato Mesozoico, así como con una zona en donde se presentan múltiples superficies de erosión que afectan las secuencias del Eoceno Queen City, Cook Mountain y Yegua (Figura 2.2.5), así como también una rápida progradación de esta última, logrando incluso observar en este nivel estratigráfico una extensa área de bloques rotados, desprendidos de la plataforma a manera de “Plataformas Derrumbadas”.

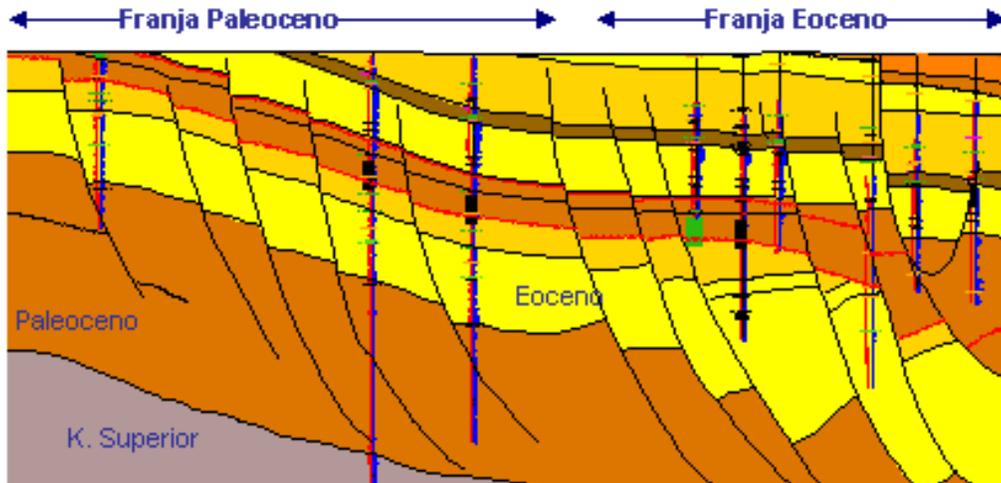


Figura 2.2.3.- Fallas de crecimientos de baja y alta intensidad

Durante el Oligoceno Temprano el sistema de fallas de crecimiento se mueve espacialmente hacia la región de los campos Misión, Cuitláhuac, Pípila, y otros., mientras que para el Oligoceno Medio estas fallas se encuentran activas hacia la posición de los campos Reynosa, Monterrey, Francisco Cano, Treviño, entre otros., en la denominada franja del Oligoceno que se extiende desde los límites del Río Bravo al norte, hasta la región del Río Conchos al sur.

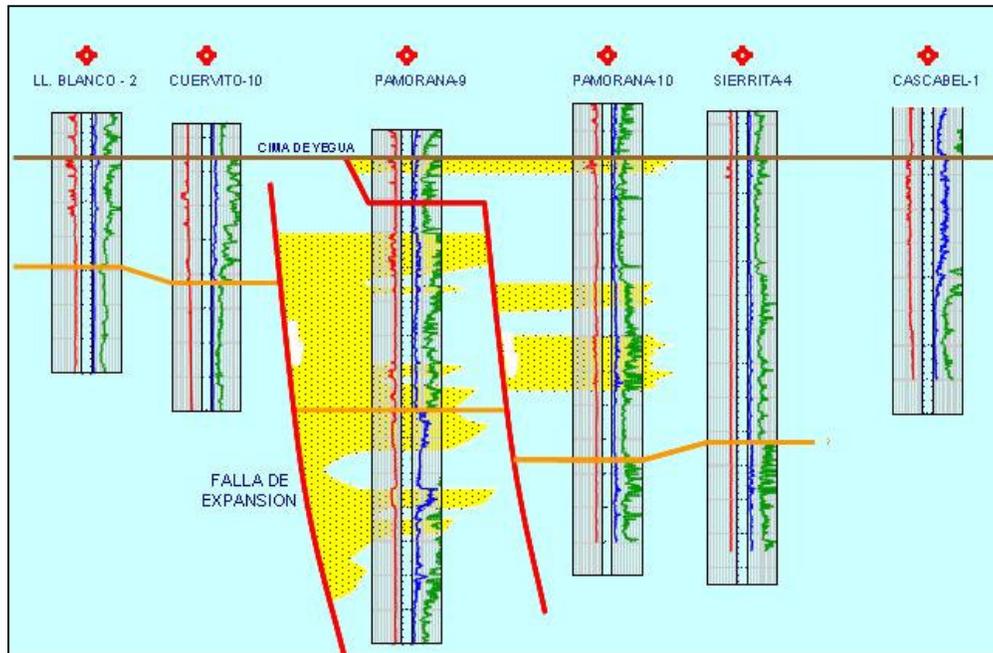


Figura 2.2.4.- Sección estratigráfica mostrando crecimiento a nivel del Eoceno Superior

En esta porción de la cuenca, la columna sedimentaria del Oligoceno se ve afectada por un gran número de fallas lístricas que tienen como característica ser de bajo ángulo, que por lo general tienen su plano de despegue sobre rocas

del Mesozoico y que regularmente dan lugar a gruesos depósitos de terrígenos en los bloques bajos de las mismas, así como grandes estructuras de tipo rollover, en muchos casos afectadas por fallas antitéticas que contribuyen a fragmentar en bloques las estructuras.

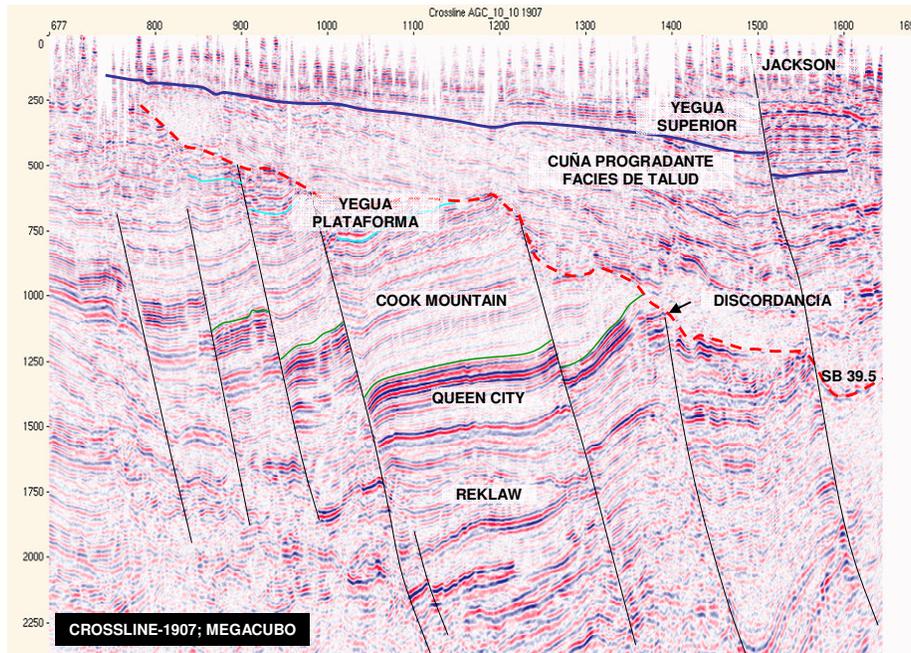


Figura 2.2.5.- Crossline de la porción central de la Cuenca de Burgos, mostrando superficies de erosión que afectan al Eoceno Medio-Superior.

Entre las principales fallas de expansión del Oligoceno se pueden citar las fallas Vicksburg, Reynosa-Mcallen, Francisco Cano y Dieciocho de Marzo; vistas en mapa estas fallas son de traza irregular, curvadas y discontinuas a manera de medias lunas que parecen relevase una tras otra de Norte a Sur, con espaciamentos que pueden variar de unos 4 hasta 10 kilómetros entre una y otra, conformando una serie de bloques estructurales que muestran un alineamiento sensiblemente Norte-Sur (Figura 2.2.2).

De acuerdo a algunos autores, este estilo estructural está asociado a regiones con alta tasa de sedimentación y rápido sepultamiento, seguidos por movilización y sobre presurización de masas arcillosas, en respuesta a la rápida carga sedimentaria (Cross, 1968; Bruce, 1983; Humphris, 1984).

El estilo estructural que se observa para la Franja del Mioceno, comprendida en la porción oriental de la cuenca, es dominado por fallas de crecimiento caracterizadas por ser de ángulo alto, de corto espaciamiento entre una y otra, dando lugar a bloques rotados y estructuras anticlinales colapsadas y afectadas por numerosas fallas, posiblemente como resultado del emplazamiento de núcleos arcillosos o cuerpos de sal. Estos cuerpos salinos y capas de sal alóctona parecen predominar en la porción mas oriental de esta franja (Pérez, G., 1992). Una característica de estos bloques es que los mayores espesores de sedimentos, predominantemente del Mioceno, se ubican hacia la parte occidental de la plataforma y se adelgazan hacia el noreste. Vistas en mapa estas fallas lístricas son abundantes, de corto espaciamiento entre ellas, curvadas y discontinuas, típicas de regiones caracterizadas por tectonismo salino alrededor de la región del Golfo de México.

2.3 MARCO ESTRATIGRAFICO

Paleogeográficamente el área de la Cuenca de Burgos incluye a los paleoelementos mesozoicos denominados Península de Burros-Picachos y las Islas San Carlos y Cruillas, esta área está compuesta por sedimentos que van desde terrígenos continentales de edad prejurásica depositados sobre el basamento, hasta sedimentos completamente marinos cuyas edades llegan hasta el Pleistoceno (2.3.1).

Paleoceno

A partir del Paleoceno en la Cuenca de Burgos se opera un cambio en el régimen sedimentario; termina el depósito de carbonatos e inicia el depósito de una gruesa carpeta sedimentaria de clásticos provenientes de las partes levantadas por la Orogenia Laramide. Los espesores de las unidades estratigráficas pueden variar desde unos cuantos metros hasta 1000 metros o más, dependiendo de su posición paleogeográfica y su relación con las fallas de crecimiento que ejercieron fuerte control sobre la depositación.

Formación Midway

Esta formación marca el inicio de la sedimentación clástica de la Cuenca de Burgos, y corresponde a una secuencia constituida predominantemente por lutitas de color gris oscuro a negro, con aislados cuerpos de areniscas de color gris oscuro de grano fino a medio de cuarzo, intercalados con las lutitas a manera de flujos turbidíticos. Su posición estratigráfica la ubica sobre rocas del Mesozoico y bajo la Formación Wilcox del Paleoceno Superior, con base en la micro fauna característica, tal como la de las biozonas *Gr. Trinidadensis*, *Gr. Angulata*, *Tritaxia midwayensis* y *Vaginulina midwayensis*, se le ha asignado una edad del Paleoceno Inferior y un ambiente de depósito que va desde marino somero en la porción más occidental, hasta marino profundo en las porciones más distales.

Formación Wilcox

La parte inferior de esta formación corresponde al Paleoceno Superior y está constituida por una secuencia alternante de areniscas de grano fino a medio color gris claro, areniscas arcillosas y lutitas de color gris oscuro, en estratos que varían de delgados a gruesos. La edad asignada para esta unidad estratigráfica corresponde al Paleoceno Superior apoyada con microfósiles tales como *Globorotalia velascoensis*, se encuentra sobreyaciendo a la Formación Midway y subyaciendo a la Formación Wilcox del Eoceno Inferior; los ambientes en los que se llevó a cabo su depósito varían de nerítico interno a nerítico externo.

Eoceno Inferior

Formación Wilcox

La parte alta de esta formación se asocia con la Superficie de Máxima Inundación (MFS) 49.0 m.a.; consiste esencialmente en una alternancia de estratos delgados a medianos de areniscas de grano fino de cuarzo y líticas de rocas ígneas y metamórficas, moderadamente a bien clasificadas de color gris claro a gris oscuro, interestratificados con potentes secuencias de lutitas y limolitas de color gris oscuro. *Globorotalia rex* y *Acarinina soldadoesis* son las biozonas que caracterizan esta unidad estratigráfica ubicándola en el Eoceno Inferior, interpretándose para ella un ambiente de depósito que varía de nerítico interno a nerítico externo

Formación Recklaw

Esta formación está constituida por dos unidades bien definidas; (Téllez et al, 2000, AER-2951, Inédito, PEMEX) una basal, ubicada hacia la porción occidental de la cuenca, que consiste de una intercalación de estratos medianos de areniscas de cuarzo de color gris oscuro con regulares espesores de lutitas, depositadas en una plataforma somera, y otra superior, situada hacia la porción central de la cuenca y constituida preponderantemente por una serie de progradaciones arcillosas con algunos cuerpos de areniscas de abanicos de talud, asociados principalmente a superficies discordantes relacionadas con los límites de secuencia (SB's) 48.5 y 46.5 m.a.. Las biozonas que identifican a estas unidades son la *Acarinina pentacamerata* y *Acarinina soldadoensis*, *Lenticulina degolyieri*, *Cyclammina caneriverensis* respectivamente.

Formación Queen City

Consiste de una secuencia cíclica de capas delgadas a gruesas de areniscas de grano grueso a fino, intercaladas con regulares espesores de lutitas y limolitas, depositadas en una plataforma somera de ambiente nerítico interno. Estratigráficamente se encuentra ubicada sobre la F. Recklaw y bajo la secuencia arcillosa de la F. Weches, carece de fauna determinativa y su edad se da con base en su relación estratigráfica.

Formación Weches

Corresponde a una secuencia transgresiva asociada a la Superficie de Máxima Inundación (MFS) 45.5 m.a., y consiste esencialmente de un grueso espesor de lutitas de color gris a café oscuro, con esporádicas laminaciones de areniscas de grano fino, sobreyace a la formación anterior y subyace a la Formación Cook Mountain, su ambiente de depósito se interpreta como nerítico medio y las biozonas que la caracterizan son: *Acarinina pentacamerata* y *Textularia smithvillensis*.

Formación Cook Mountain

Está constituida por una columna sedimentaria en donde predominan lutitas y limolitas sobre delgadas capas de areniscas cuyo color varía de gris a gris

verdoso, estratigráficamente se sitúa sobre la Formación Weches y bajo la Formación Yegua. Se interpreta un ambiente de depósito nerítico interno y la fauna determinativa corresponde a las biozonas *Truncorotaloides rhorii* y *Ceratobulimina eximia*.

Eoceno Superior

Formación Yegua

Esta formación se compone de tres unidades claramente definidas (Téllez, et al, op cit) la “Inferior”, constituida predominantemente por areniscas de grano grueso de cuarzo depositadas en ambientes muy someros, incluso en algunos casos no marinos y salobres, otra unidad denominada “Complejo Progradante” (Figura 14), ubicada echado abajo de la anterior y asociada a un límite de secuencia (SB-39.5 m.a.), constituida por un complejo de cuñas arcillosas progradantes, con bloques de areniscas derrumbados de la plataforma, y una unidad “Superior” constituida predominantemente por una secuencia arcillosa asociada a la Superficie de Máxima Inundación (MFS) 38.5. Las biozonas característica de estas secuencias son: *Globigerinatheka semiinvoluta* y *Neoeponides quayabalensis*

Formación Jackson

De acuerdo a algunos autores (Echánove, op cit) esta formación se encuentra constituida por tres unidades: Jackson Inferior, Medio y Superior, la primera de ellas se refiere a los depósitos arcillo-arenosos de la etapa inicial transgresiva, en tanto que la segunda constituida por otra secuencia de areniscas y lutitas está asociada a una etapa progradante y finalmente, la tercera de ellas se describe como una serie de cuerpos arcillosos con escasas y delgadas capas de areniscas. Sobreyace a la Fm. Yegua y subyace a la Fm. Vicksburg, los ambientes de depósito van de nerítico interno a medio y sus biozonas indicativas son: *Turborotalia cerroazulensis*, *Textularia dibollensis*, *T. hockleyensis* y *Marginulina cocoaensis*.

Oligoceno

Formación Vicksburg

Consiste de una potente secuencia de areniscas en estratos delgados a medianos, que alternan con potentes espesores de lutitas y limolitas, que en total alcanza cerca de los 3,000 m. de espesor. Estratigráficamente yace concordantemente sobre la Fm. Jackson y subyace discordantemente bajo el Conglomerado Norma y la Formación Frío No Marino y concordantemente con la Fm. Frío Marino, los ambientes de depósito reportados varían de nerítico externo a batial superior, asociados a las biozonas: *Pseudohastigerina micra*, Heterolepa mexicana, *Cibicides pippeni*, *Bulimina sculptilis*, *Anomalina bilateralis*.

Conglomerado Norma

Esta unidad consiste de una secuencia conglomerática mal clasificada compuesta por fragmentos de rocas ígneas y sedimentarias que alcanzan diámetros hasta de 40 cms., embebidos en una matriz arcillo arenosa. Cambia lateralmente al oriente a la Formación Frío No Marino, su ambiente de depósito varía de francamente continental a mixto y carece de fauna determinativa.

Formación Frío No Marino

Es descrita como una unidad conformada predominantemente por areniscas en potentes estratos que alternan con delgados intervalos de lutitas y limolitas. Sobreyace a la Formación Vicksburg y subyace a la Formación Anáhuac, lateralmente cambia de facies hacia el oriente a clásticos francamente marinos de la Formación Frío Marino, su ambiente de depósito varía de litoral a nerítico interno y carece de fauna característica.

Formación Frío Marino

En forma general esta formación se encuentra constituida por capas de areniscas de color gris claro a gris oscuro, de granos de cuarzo, feldspatos, plagioclasas y fragmentos líticos de rocas ígneas y sedimentarias, cuyo espesor varía de unos cuantos centímetros, hasta potentes estratos de 20-25 m. ó más, alternando de manera cíclica con potentes cuerpos de lutitas de color gris oscuro, limolitas y areniscas arcillosas. Se encuentra sobreyaciendo a la Formación Vicksburg y subyaciendo a la Anáhuac. Sus ambientes de depósito varían de nerítico externo a batial superior, identificando las siguientes biozonas.

Globorotalia opima opima, *Nodosaria blampiedi*, *Marginulina texana* y *Hanzawaia hazzardi*.

Formación Anáhuac

Esta formación ha sido dividida en tres biozonas: Marginulina, Heterostegina y Discorbis (Echánove, op cit), ubicándose las dos primeras en el Oligoceno Superior, estas dos secuencias consisten básicamente de una alternancia de limolitas y lutitas, con delgadas intercalaciones de areniscas arcillosas, depositadas en ambientes nerítico medio a externo y caracterizadas por las siguientes biozonas: *Globigerina ciperoensis ciperoensis*, *Marginulina idiomorfa*, *M. howei*, *M. vaginata*, *Heterostegina texana*

Mioceno

Formación Anáhuac

Corresponde a la tercera de las biozonas referidas, y es descrita como una secuencia areno-arcillosa, con numerosas intercalaciones de delgadas capas de areniscas depositadas en ambientes que varían de nerítico interno a medio. La biozona característica corresponde a la de Globorotalia *Kugleri*, *Discorbis nómada* y *Discorbis gravelli*.

Formación Catahoula

Se describe como una potente secuencia areno arcillosa, con intercalaciones de cuerpos arenosos cuyo espesor varía de delgado a medio, depositada en ambientes que varían de continentales a mixtos (Echánove, op cit), debido a su ambiente de depósito, no se tiene identificada fauna índice para esta unidad.

Formación Oakville

Es descrita como una secuencia predominantemente areno arcillosa, con intercalaciones variables de cuerpos arenosos de espesores medios a gruesos (Echánove, op cit). Su ambiente de depósito varía de mixto a nerítico interno, en tanto que las biozonas que la caracterizan son: *Globorotalia menardii*, *G. Mayeri*, *G. Fohsi*, *Bigenerina humblei*, *Cibicides opimus opimus*.

Formación Lagarto

Corresponde a una columna estratigráfica descrita como una secuencia predominantemente arcillosa con delgadas intercalaciones de areniscas, depositada en una plataforma media a externa. Las biozonas características de esta unidad son: *Globorotalia humerosa*, *G. acostaensis* y *Bigenerina floridana*.

Plioceno-Pleistoceno

Los sedimentos depositados desde el Plioceno Temprano hasta el Reciente son agrupados en esta unidad, y consiste fundamentalmente de terrígenos derivados de la erosión de las rocas antecedentes, como resultado de una etapa regresiva que aún persiste. La fauna característica se refiere a las biozonas: *Globorotalia truncatulinoides*, *G. Miocénica*, *G. margaritae margaritae*, *Trimosina denticulada*, *Hyalina báltica*.

2.4 AMBIENTES DE DEPÓSITO

Los ambientes depositacionales en el Oligoceno Temprano son el producto de una amplia y extensa transgresión en dirección al Poniente en combinación con oscilaciones de la línea de costa y con la continua actividad de las fallas de crecimiento, que da lugar al depósito de una secuencia sedimentaria en ambientes desde litoral-marginal, hasta nerítico externo y/o batial superior. Esta secuencia representa la Formación Vicksburg compuesta de alternancias areniscas y lutitas, dicha relación varía de acuerdo al ambiente de depósito (Echanove, 1988).

La etapa transgresiva culmina a fines del Oligoceno Temprano y principios del Oligoceno Medio, iniciando una etapa de extensa regresión provocando la retirada de los mares hacia el Oriente con una gran afluencia de clásticos terrígenos hacia la Cuenca por corrientes fluviales que favorecieron el desarrollo de abanicos aluviales, complejos fluvio-deltáicos y sistemas de barras de barrera. Predominantemente se depositaron sedimentos clásticos; conglomerados, areniscas y lutitas con numerosas intercalaciones de cuerpos arenosos. El modelo sedimentario presenta ambientes continental/mixto dominando al Oeste, graduando lateralmente hacia el Este a los ambientes marinos litoral o plataforma interna y de plataforma media a externa/batial.

En el Oligoceno Tardío, termina la etapa regresiva iniciando una nueva etapa tectónica-sedimentaria, con el desarrollo de un ciclo sedimentario transgresivo/regresivo completo; distinguiéndose la influencia de las fallas de crecimiento. En este periodo se depositó una secuencia arcillo-arenosa que se divide en tres zonas bioestratigráficas que reflejan el ciclo completo y la variación lateral de facies y ambientes de depósito. Predominando ambientes de plataforma media a externa, plataforma interna a media.

Estudios recientes se han enfocado a obtener un modelo de depósito del Oligoceno Vicksburg. Los modelos sedimentarios propuestos para las tres unidades del Play Oligoceno se realizaron con base en registros, núcleos y datos paleontológicos, las interpretaciones asumen que las unidades del Oligoceno Vicksburg fueron depositadas en un medio marino con paleobatimetrías de nerítico interno a externo, en ambientes deltaicos que varían de delta proximal a distal (Figura 2.4.1), alimentado por canales distributarios ubicados al Oeste y en posición casi perpendicular al “trend” estructural (Bernabé, Eguiluz, Mendoza, 2002).

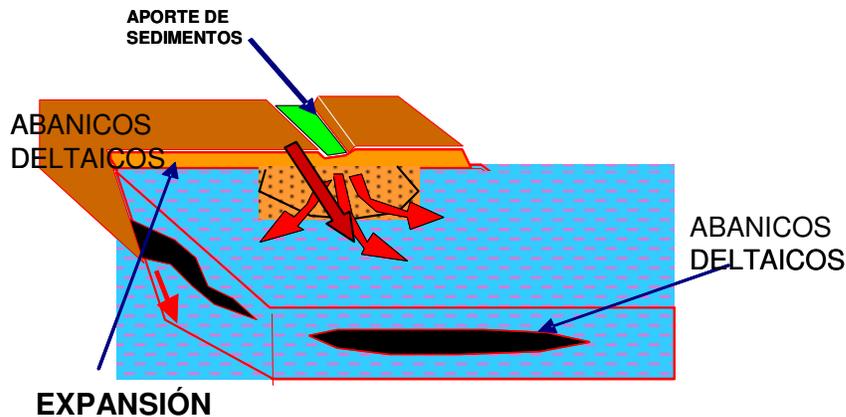


Figura 2.4.1.- Bloque esquemático que representa de manera conceptual el modelo geológico (Bernabé, Eguiluz, Mendoza, 2002)

Con base en datos paleobatimétricos, isopacas y correlación de registros, la región Occidental representa depósitos de facies fluviolagunares, posiblemente de planicie costera deltaica y de barras litorales de ambientes nerítico externo a nerítico medio.

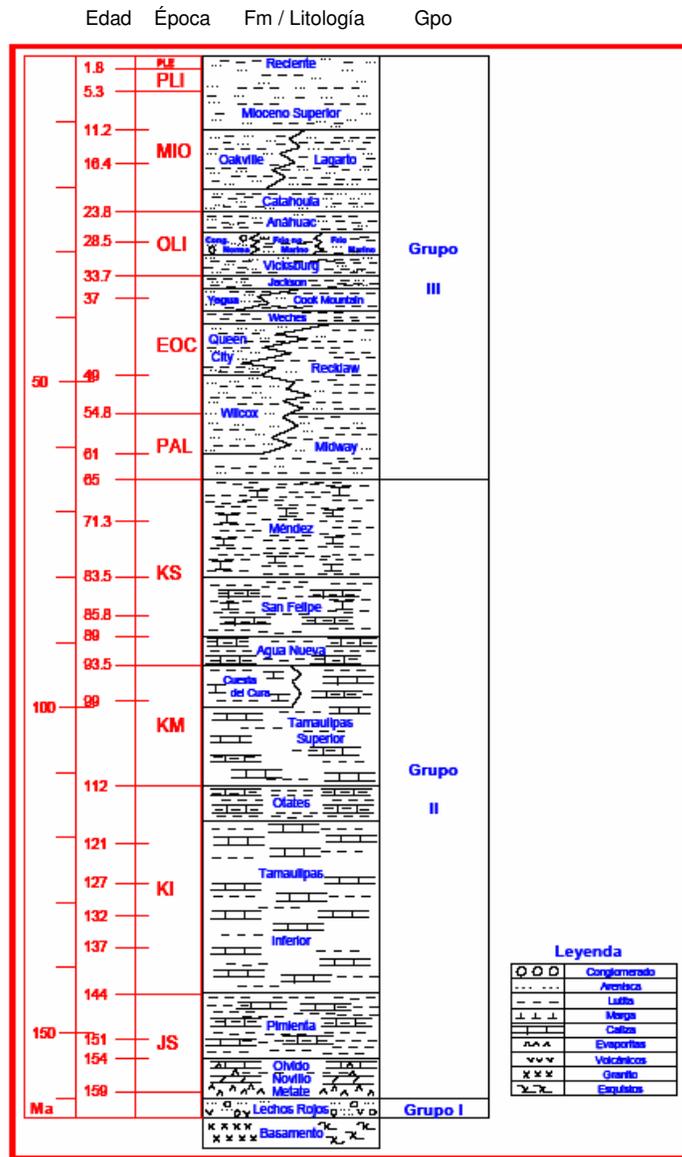


Figura 2.3.1.- Columna estratigráfica compuesta de la cubierta sedimentaria de la Cuenca de Burgos y los tres grupos de unidades según su litología general (escala geocronológica de GSA, 1999), (Mod. de Echánove, 1986).

2.5 SISTEMA PETROLERO

La generación principal de hidrocarburos en la provincia, proviene de lutitas marinas terciarias, ampliamente distribuidas e intercaladas en toda la columna sedimentaria y presenta un contenido moderado a alto de materia orgánica (kerógeno), es su mayoría de origen continental (leñosa-carbonosa) y en menor proporción marina (algácea). Los índices de alteración térmica de la materia orgánica son “moderadas a fuertemente moderadas”; correspondiente a la zona catagenética de generación predominantemente de gas seco, gas húmedo, condensado y ocasionalmente aceite ligero (Echanove, 1988).

La Cuenca de Burgos representa principalmente los siguientes sistemas petroleros: Midway (j), Wilcox (!) y Vicksburg-Frío (!). La evidencia para considerarlos como tal es la existencia en común de rocas generadoras con buenas características de cantidad, calidad y madurez de materia orgánica para la generación de hidrocarburos (Ziga, et al; 1999).

Se considera para el área de estudio la posible influencia del sistema petrolero Vicksburg-Frío (!), con las siguientes características generadoras. Presenta un subsistema generador de lutitas de ambientes de Plataforma a Cuenca de la Formación Vicksburg; se tiene un potencial generador bueno con valores de COT < 0.5 hasta 1.0 %, producto de una mezcla de kerógenos del tipo II y III y madurez que varía de 0.5 a 1.2 % de Ro, quedando dentro de la ventana de generación de gas húmedo, esto es entre 3 a 3.5 Km de profundidad y 175 °C de temperatura (zona catagenética). La generación de hidrocarburos es principalmente una mezcla de metano termogénico con humedad de 1 al 15 %, (Ziga, et al, 1999), (Figura 2.5.1).

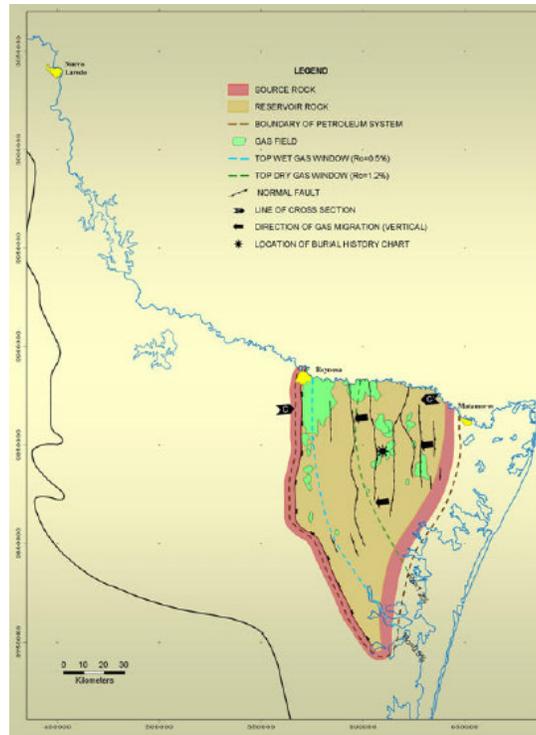


Figura 2.5.1.- Elementos del sistema petrolero Vicksburg-Frío (!), (Ziga, et al; 1999)

En el área del cubo Pípila, se ha identificado a las Formaciones Midway, Reklaw y Vicksburg como rocas potenciales de generar y expulsar hidrocarburos las cuales dieron origen a los yacimientos almacenados en la franja del Oligoceno.

Como roca almacenadora se ha logrado establecer producción en areniscas de la Formación Vicksburg, donde la calidad de la roca para el área Occidental es clasificada de pobre a media, con porosidades mayores del 10-15 % y permeabilidades de 0.001-0.1 mD, según evaluaciones petrofísicas calibradas con núcleos de pared.

Para el área en estudio, el sello superior está constituido por paquetes arcillosos de hasta 100 m de espesor, que se encuentran entre cada una de las secuencias que dividen los yacimientos, tanto para la Formación Vicksburg, como la Formación Jackson. 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, Cipres-1 y Simbad-1 en conjunto con los cambios de facies laterales que limitan a estos yacimientos.

En la porción Este del cubo Pípila, se han encontrado yacimientos de gas asociados a fallas de crecimiento en trampas del tipo combinado, anticlinales y por falla. En la porción Occidental del cubo, el tipo de trampa es tipo combinada afectada por fallas normales, generalmente con cierre contra falla.

La sincronía y migración en la generación de hidrocarburos están dadas por las lutitas de las Formaciones Vicksburg-Jackson de edad Oligoceno Inferior-Eoceno Superior, siendo su distribución regional y se considera que la migración se efectuó casi de manera inmediata a la generación de los hidrocarburos desplazándose hacia los desarrollos arenosos más próximos, siguiendo una trayectoria corta, vertical, ascendente y lateral (Figura 2.5.2).

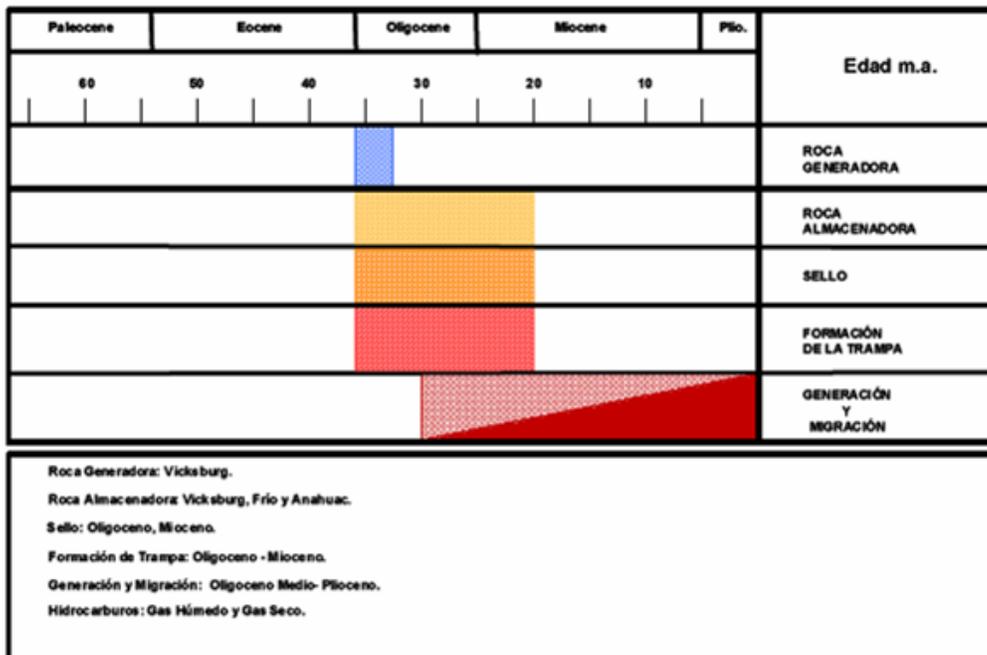


Figura 2.5.2.- Sistema petrolero del Oligoceno, (Ziga, et al; 1999)

3.- ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS

3.1 FUNDAMENTOS

El concepto de la estratigrafía de secuencias se desarrolla formalmente a partir de las aplicaciones realizadas por Vail (Vail, 1977) en las instalaciones de Exxon Production Research Company, en la década de los 70's y siguió su desarrollo durante la década de los 80's como una necesidad de estudiar a detalle las secuencias rocosas de interés para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Sloss, en 1963, propone discordancias sincrónicas creadas por variaciones eustáticas del nivel del mar y la preservación de estas inconformidades a través del continente; al realizar un trabajo de estratigrafía reconoce y propone seis grandes secuencias en el interior y márgenes del Cratón de Norteamérica, mediante una correlación interregional, asignándoles los nombres de: Secuencia Sauk, Tippecanoe, Kaskaskia, Absaroka, Zuni y Tejas, cuyas edades varían desde el Precámbrico Tardío hasta el Reciente. Dicha contribución considera a Sloss como uno de los principales pioneros al utilizar el concepto de la estratigrafía de secuencias.

Peter Vail y Sloss, trabajaron juntos en el desarrollo del concepto en las instalaciones de Exxon, teniendo acceso a los datos sísmicos. Vail observó que las secuencias depositacionales estaban limitadas por discordancias, reafirmando sus ideas junto con otros colegas y a principios de la década de los setentas, desarrolló la terminología para la arquitectura de estas secuencias, asociándolas a patrones depositacionales y postuló las fluctuaciones sinusoidales en el nivel del mar, con lo cual se tiene una técnica para identificar y datar estratos en cuencas donde sólo líneas sísmicas estuvieran disponibles (Fernández, 2006). A raíz de la publicación de dicha metodología las publicaciones relacionadas con la estratigrafía de secuencias, principalmente en los Estados Unidos, proliferó en la literatura geocientífica.

En 1977 se publica la Memoria 26 de AAPG, divulgándose el trabajo desarrollado en Exxon por Vail y colaboradores referente a la estratigrafía sísmica, de pozos y de afloramientos.

Entre los trabajos más recientes y de mayor trascendencia se tienen:

- Publicación especial 42 de SEPM, Sea-level changes: An integrated approach, por C.K. Wilgus et al. (1988), conteniendo trabajos conceptuales adicionales y ejemplos de cuencas continentales.
- En 1987 se publica una de las mejores obras realizadas sobre el tema: El Atlas de estratigrafía de secuencias, editado por Bally, en la serie Studies in Geology # 27. Incluye los fundamentos teóricos de la estratigrafía sísmica y su interpretación usando estratigrafía secuencial, así como diversos ejemplos del mundo y discusión de casos reales sobre la metodología, desarrollo y aplicaciones de la estratigrafía sísmica y secuencial.

- Siliclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies, por J.C Van Wagoner et al. (Serie Métodos en Exploración N° 7, 1990, de AAPG), presentando detalles sobre la aplicación de los conceptos de estratigrafía secuencial en registros, núcleos y afloramientos.
- Numerosos congresos y simposios dedicados a las geociencias y en especial hacia la geología del petróleo, incluyen capítulos aparte dedicados exclusivamente a la estratigrafía sísmica y secuencial (AAPG, GSA, SEPM).

La estratigrafía de secuencias a tenido diversas definiciones a lo largo de su desarrollo, Vail (1987) la define como “La interpretación integrada de los patrones de estratos a partir de datos sísmicos, pozos y afloramientos, junto con los ambientes depositacionales y las litofacies asociadas”; Posamentier (1988) la establece como “El estudio de las relaciones de las rocas dentro de un marco cronoestratigráfico en el cual la sucesión de las rocas es cíclica y está compuesta de unidades de estratos genéticamente relacionados (secuencias y systems tract); Van Wagoner (1990), “La estratigrafía de secuencias es el estudio de facies genéticamente relacionadas dentro de una marco de superficies cronoestratigráficamente importantes; Cramez y Audermard (1990), “Es la rama de la estratigrafía que estudia las secuencias de depósitos asociados a las diferentes etapas de los ciclos eustáticos y en el cual se utilizan paquetes sedimentarios definidos con base a datos sísmicos, registros de pozo y observaciones de campo, como unidades de correlación”.

3.2 BIOESTRATIGRAFIA Y REGISTROS DE POZOS

La bioestratigrafía de secuencias es el uso de muestras micropaleontológicas para describir la edad y naturaleza paleoambiental de superficies estratigráficas límite, systems tract y ciclos dentro de una secuencia estratigráfica. El análisis bioestratigráfico en el área de estudio es utilizado para delinear la extensión temporal y espacial de dichas superficies, ciclos y systems tract en conjunto con la información sedimentológica, petrográfica y geofísica.

Los estudios de alta resolución bioestratigrafía se iniciaron a finales de la década de los 80's en forma puntual y aislada, trabajando con altas ocurrencias de foraminíferos planctónicos y bentónicos. Se calculaba la biodiversidad y abundancia total de especies, aplicándolas en la metodología de estratigrafía de secuencias, la cual combina registros de pozos con datos paleontológicos y secciones sísmicas. Es a finales de la década de los 90's que se establece, con esta metodología, el estudio sistemático de pozos exploratorios capturando la información, integrando y graficando datos de edad, distribución de microfósiles, curvas de abundancia total de especies, abundancia por grupo, biodiversidad, batimetría, litología y registros de pozos, generando la interpretación de biofacies del pozo en estudio.

Con la interpretación de los histogramas de abundancia y diversidad se pueden 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 y horizontes estratigráficos (Wornardt *et al.*, 1992).

El uso más importante de la bioestratigrafía es para definir edades. Para este estudio, los límites de secuencias y las superficies de máxima inundación se designan según la edad correspondiente en millones de años.

De los 38 pozos perforados en el área del cubo sísmico Pípila 3D, solo 3 pozos de la parte oriental son considerados en este estudio debido a que cuentan con información bioestratigrafía de alta resolución (círculos blancos, área de expansión), por lo que se revisó la información del informe paleontológico de 12 pozos más para complementar el estudio, en total se trabajó con la información de 15 pozos distribuidos en toda el área (Figura 3.2.1) y se consideró la interpretación bioestratigrafica de alta resolución de los pozos Cipres-1, Simbad-1 e Istafiate-1 con la finalidad de interpretar y establecer los systems tracts, así como, las litofacies presentes en el área de estudio.

La Tabla 1, muestra la zonificación del Oligoceno de Bolli *et al.*, (1985) que es la que actualmente utiliza PEMEX y el IMP, junto con los nombres de las especies de foraminíferos planctónicos y bentónicos que definen los intervalos.

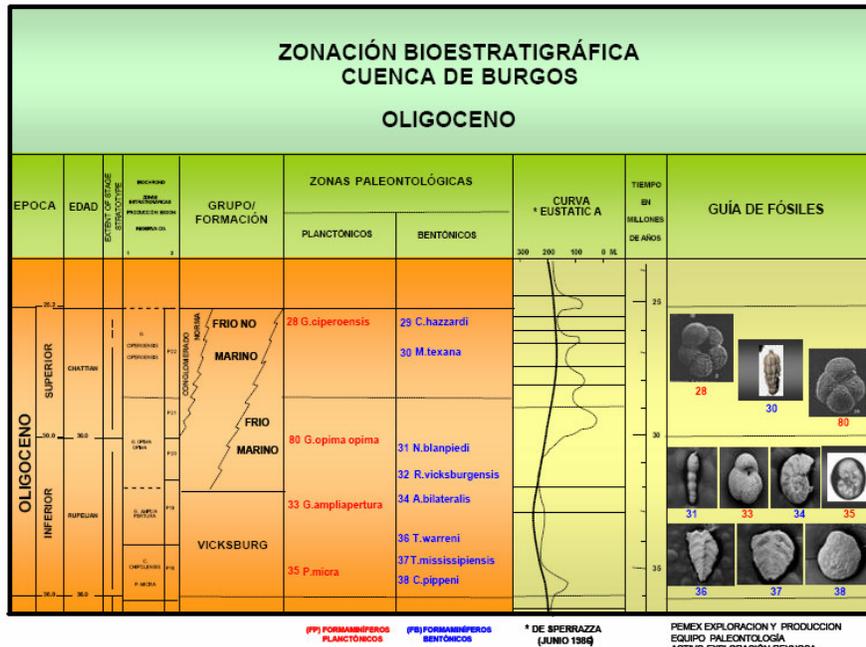


Tabla 1.- Zonas del Oligoceno (Bölli et al., (1985))

Derivado del estudio de alta resolución, se establece la diferenciación bioestratigráfica de tres biofacies bentónicas (Tabla 1):

- ✓ Zona de *Anomalina bilateralis* (Oligoceno Temprano parte alta).
- ✓ Zona de *Bulimina sculptilis* (Oligoceno Temprano parte media).
- ✓ Zona de *Cibicides pippeni* (Oligoceno Temprano parte inferior).

Estas tres zonas bentónicas están asociadas a tres “cuellos” arcillosos con distribución regional en el área, verificando que corresponden a eventos de Tercer orden. Esto ha permitido definir la presencia de tres secuencias estratigráficas de Tercer orden en la Formación Vicksburg, generando informalmente la subdivisión de la Formación en tres miembros: Vicksburg Superior, Vicksburg Medio y Vicksburg Inferior (Informe PEMEX).

Los organismos que viven sobre o dentro del piso marino son llamados bentónicos o bentos. En la industria petrolera, los foraminíferos bentónicos son utilizados más comúnmente para definir los paleo-ambientes marinos, también son importantes otros organismos como las algas calcáreas bentónicas, los conodontos y los ostrácodos. Los foraminíferos bentónicos han evolucionado para existir en un rango de ambientes, desde marino-marginal hasta el océano profundo (Tabla 2). Estos bentos también pueden soportar una variación de condiciones ambientales tales como temperatura, oxigenación, salinidad, substrato y penetración de la luz (Sturrock, 1996). Las determinaciones paleoambientales basadas en las asociaciones de foraminíferos bentónicos permiten la interpretación de los sistemas de depósito (systems tracts) y el entendimiento de la historia del relleno y los cambios en la subsidencia de la cuenca (PEMEX-BP, 1994).

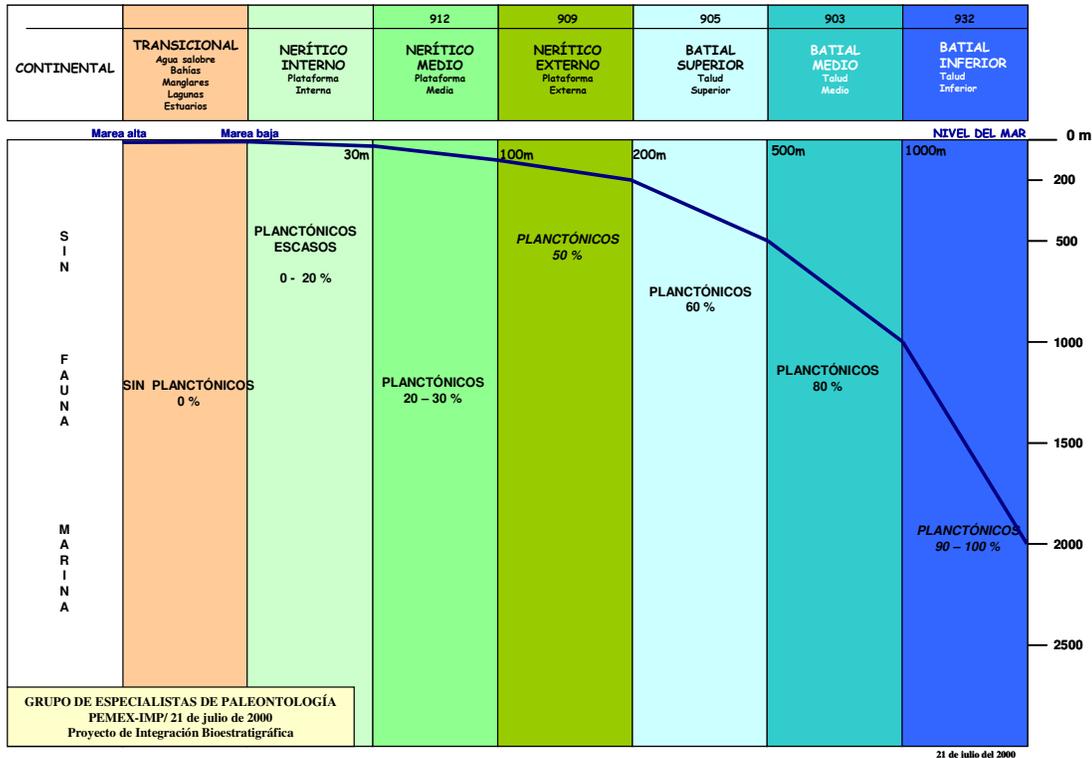


Tabla 2.- Tabla paleobatimétrica general de las áreas petroleras de México

En el presente trabajo la bioestratigrafía es fundamental cronoestratigráficamente y el control de edades para el análisis de secuencias; además, proporciona evidencias para identificar límites de secuencias y superficies de máxima inundación (PEMEX-BP, 1994).

Para el área de estudio (Figura 3.2.1) se consultaron los reportes bioestratigráficos de alta resolución de los pozos Ecatl-1, Granaditas-1 y Jaguares-1 (círculos blancos) en el área de expansión. Se efectuó la integración de la información paleontológica y cronoestratigráfica de los pozos Ciprés-1, Istafiate-1, Simbad-1, (círculos rojos) ubicados en la zona de no expansión con la finalidad de interpretar los datos bioestratigráficos y los registros de SP o RG e Inducción para definir los systems tract y litofacies presentes en el área occidental. El análisis de los datos inició con la interpretación de la edad de los foraminíferos planctónicos y bentónicos, seguido de la identificación de los ciclos utilizando la tabla de Haq con el apoyo de la grafica de ciclos globales del Golfo de México.

Para mostrar el análisis e interpretación bioestratigráfico se ilustra el pozo Ciprés-1 perforado a una profundidad de 2500 metros, que atravesó una columna biocronoestratigráfica del Terciario que comprende de Eoceno Temprano a Oligoceno Temprano, atravesando las Formaciones Wilcox, Reklaw, Cook Mountain, Yegua, Jackson indiferenciado y Vicksburg, presentando ambientes de transición, plataforma interna y media (Reporte paleontológico, 2005) .

En el Pozo Ciprés-1 se interpretaron dos ciclos de tercer orden y dos discordancia en el intervalo de estudio, el primer ciclo pertenece al Vicksburg

inferior (TA 4.4 a) y el segundo al Vicksburg superior (TA 4.4 c) según informe paleontológico, el Vicksburg medio se interpreta ausente debido a la presencia de una discordancia identificada a la profundidad de 290 metros (Límite de secuencia discordante > a 32.5 m.a. y < a 33.7 m.a.), debido a la discordancia se observa la Formación Vicksburg superior discordante con respecto al Vicksburg inferior, la segunda discordancia se identificó a una profundidad de 1875 metros (Límite de secuencia discordante > a 35.1 m.a. y < a 36 m.a.) colocando a la Formación Vicksburg inferior suprayaciendo en forma discordante a la Formación Jackson (Figura 3.2.2).



Figura 3.2.1.- Pozos con bioestratigrafía de alta resolución en el área de estudio.

La interpretación de litofacies y secuencias estratigráficas se realizó utilizando el registro SP y el de Inducción, además de integrar la información de las biofacies reportadas en el informe paleontológico. El Vicksburg inferior, con base en el análisis bioestratigráfico, se interpreta como un sistema de nivel bajo (LST) con un sistema sedimentario de complejo de prisma progradante en el intervalo de 360–1875 metros; siguiendo la secuencia de depósito se identificó la superficie transgresiva a 360 metros, que limita la parte superior del sistema de nivel bajo e inicia la etapa transgresiva representada por el sistema transgresivo que se observa interrumpido por la presencia de la discordancia erosional a la profundidad de 290 metros, originando la ausencia de la superficie de máxima inundación y al sistema de nivel alto (HST). Al nivel de Vicksburg superior se interpretó un sistema de nivel bajo con la presencia de un sistema sedimentario de complejo de prisma progradante que aflora en superficie (Figura 3.2.2).

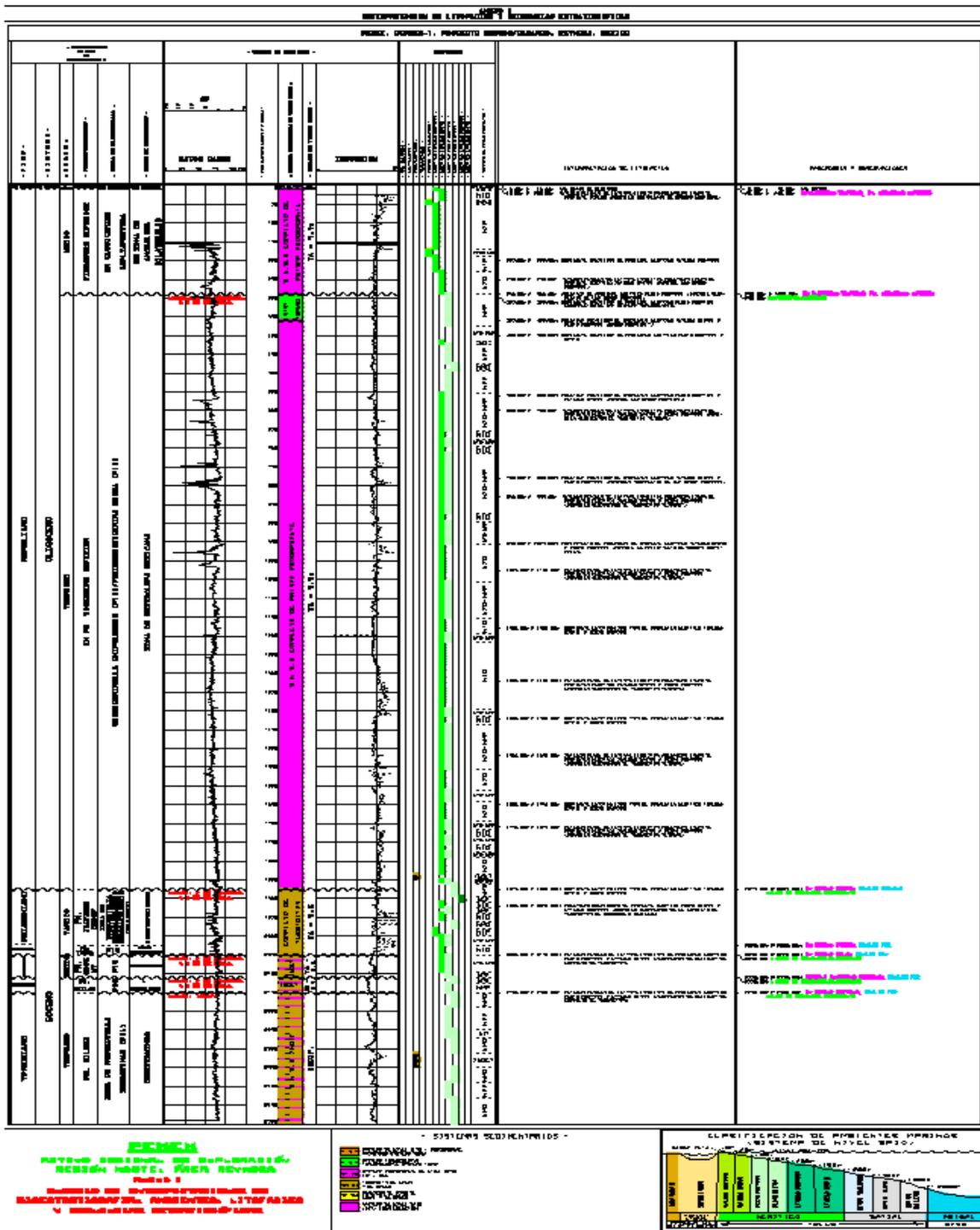


Figura 3.2.2.-Interpretación de Litofacies y Secuencias Estratigráficas pozo Ciprés-1.

La interpretación de litofacies para el pozo Ciprés-1, correspondiente a la formación Vicksburg inferior en el sistema de nivel bajo, es de intercalaciones de lutitas, limolitas y areniscas finas como posibles sedimentos de turbiditas tipo “tejada” (“shingled”), las litofacies correspondientes al sistema transgresivo se interpretaron como posible presencia de barras proximales en su cima y

sedimentos arcillosos en su base. Para el Vicksburg superior se presentan posibles barras proximales en la base del sistema de nivel bajo, es predominantemente arcillosa en la parte intermedia y se presentan posibles barras costeras en la parte superior del LST (Figura 3.2.2).

El análisis secuencial en registros de pozo es una componente esencial del análisis del subsuelo. La interpretación del registro de pozo para el análisis secuencial-sedimentológico-estratigráfico, será más confiable, si existe mayor calibración con muestras de núcleos y datos sedimentológicos-bioestratigráficos.

Para el análisis secuencial y facies sedimentarias, es necesario utilizar registros que midan parámetros depositacionales. Para este caso en particular, en el área de estudio se utilizaron los registros Rayos Gamma, SP y Resistivos.

El registro de rayos gamma se utilizó especialmente para analizar el patrón vertical de secuencias y parasecuencias. La herramienta mide la radioactividad de la roca, lo cual depende esencialmente el contenido de arcilla en la roca. Así, el registro de rayos gamma permite interpretar el tamaño de grano (granocreciente o granodecreciente) y la energía depositacional. Sin embargo, existen algunas excepciones. Presencia de Uranio en lutitas anóxicas, o en areniscas en etapa de diagénesis, presencia de arkosas en la columna sedimentaria, y la presencia del residuo de minerales pesados tipo monazita y thorita pueden dar falsas impresiones de alta arcillosidad en la sección y llevarnos a interpretaciones erróneas.

El registro SP "spontaneous potencial" mide la diferencia del potencial eléctrico entre la formación y la superficie. Con la ayuda del registro SP se diferenciaron las arenas permeables de las lutitas que son impermeables. Este registro es útil para analizar el patrón vertical de secuencias. Sus lecturas son afectadas por la presencia de hidrocarburos, cementación y cambios de salinidad en el agua de formación.

Con el registro de resistividad se verificó que en una roca porosa (con un fluido salino de alta conductividad) tendrá baja resistividad, en contraste de una formación con petróleo que tendrá alta resistividad. Es una herramienta útil en la correlación de lutitas espesas y en areniscas limpias (Emery and Myers, 1996).

Se puede llevar a cabo la interpretación de la Estratigrafía Secuencial y el control depositacional basado en registros considerando lo siguiente:

Progradación.- Se puede interpretar la progradación basado en el análisis de clinoformos, o arreglo vertical de parasecuencias en la plataforma.

Retrogradación.- Puede ser reconocida en registro por el patrón de arreglo retrogradacional de las parasecuencias del 'topset', o basado en una interpretación de profundización de la secuencia.

Ascenso del Nivel del Mar.- Emery and Myers sugieren que una secuencia tipo 'thickening upward' (aumento progresivo del espesor de capas

hacia la cima) puede indicar un aumento en el ascenso del nivel del mar. También un cambio en el patrón de apilamiento desde progradacional a agradacional y eventualmente a retrogradacional puede indicar un ascenso en el nivel del mar (op.cit.).

El estudio del Oligoceno Inferior (Formación Vicksburg) se llevó a cabo desde tres análisis complementarios, por un lado se analizó el comportamiento de las curvas SP o RG e Inducción, un segundo punto de análisis se realizó utilizando los datos paleontológicos, siendo ambos puntos de vista una interpretación local y a detalle comparada con el análisis regional, a una escala mucho mayor proporcionada por la información sísmica. Las tres herramientas son complementarias en este trabajo para establecer el modelo depositacional.

Con la finalidad de establecer los límites de secuencias del Oligoceno Vicksburg, se elaboró la correlación de electrofacies entre los pozos Ciprés-1, Simbad-1, Canal-1, Pípila-1 y Fósil-1 del área de estudio, ubicando las cimas geológicas reportadas por geología, identificando la base y cima de cada uno de los miembros de la Formación Vicksburg (Figura 3.2.3).

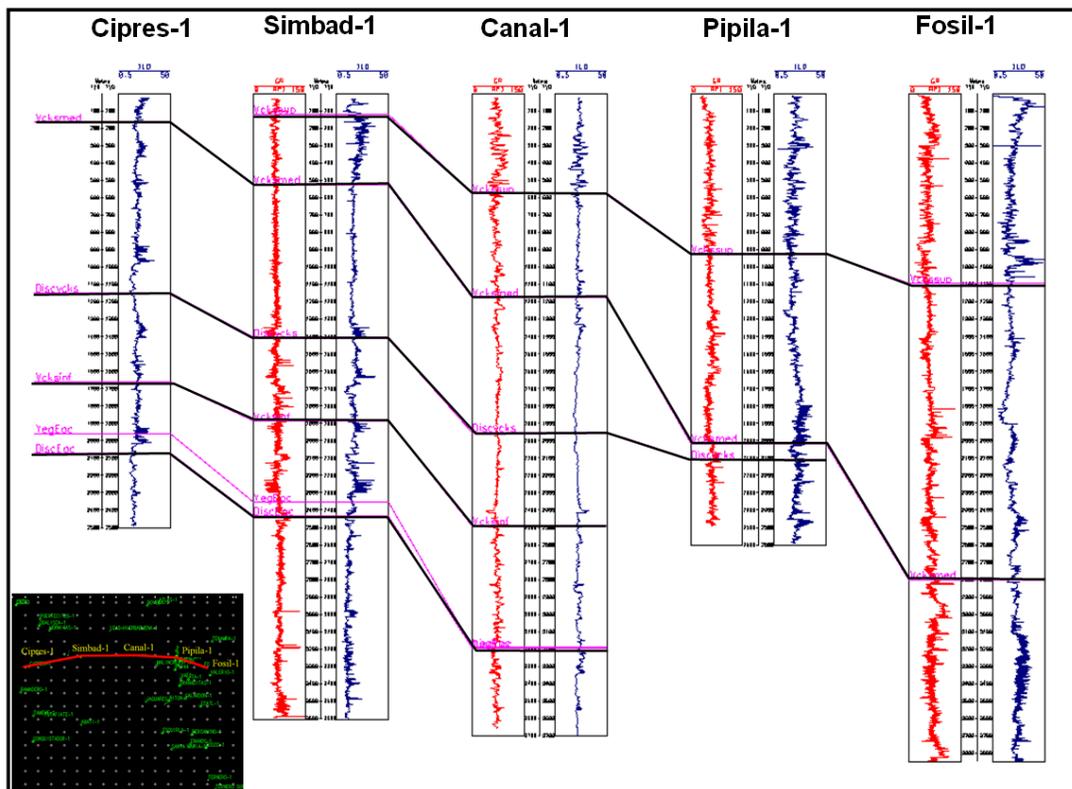
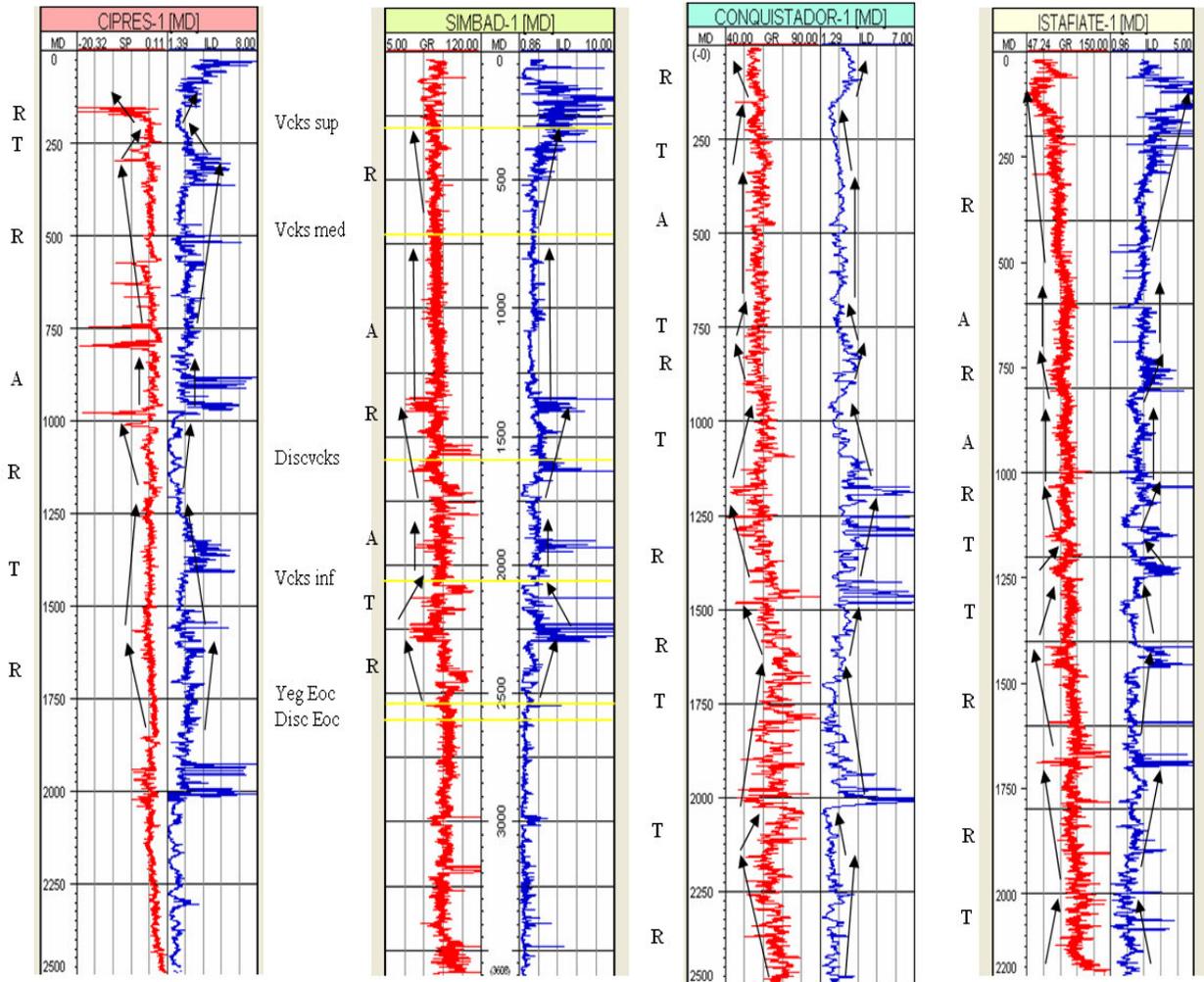


Figura 3.2.3.- Correlación de electrofacies en dirección W-E del área en estudio.

En la correlación anterior se observan los cambios verticales y laterales de espesor, por otra parte entre los pozos analizados en el área de estudio el comportamiento y la respuesta de los registros SP o RG e Inducción se interpretaron patrones granocrecientes, granodecrecientes y agradacionales, los cuales se aprecian claramente en los pozos Ciprés-1, Simbad-1, Conquistador-1 e Istafiate-1 respectivamente para la Formación Vicksburg (Figura 3.2.4). Los patrones observados en los pozos son muy diferentes en

cada una de las unidades que conforman el Oligoceno Inferior; lo anterior se interpreta como condiciones laterales y verticales de depósito diferentes en toda el área. Las electrofacies y los patrones de apilamiento muestran las variaciones entre los pozos que reflejan los cambios de facies en una misma unidad y tiempo geológico.



R-regresion (granocreciente) A- agradación T- transgresión (granodecreciente)

Figura 3.2.4.- Patrones de apilamiento granocreciente, granodecreciente y agradacional mostrando los cambios de facies.

Los Systems Tracts se pueden identificar en el registro de la forma siguiente:

Abanicos submarinos de Low System Tract (LST).- Limitado por zonas condensadas hacia el tope, los abanicos submarinos (tipo slope fan complex) descansan sobre un límite de secuencia del margen de la cuenca o sobre el basin floor fan (Abanico de piso de cuenca). El basin floor fan descansa típicamente sobre facies de HST (lutitas pelágicas y margas) e infrayace transicionalmente a facies de slope fan complex (complejos abanicos de talud).

Complejo progradante de LST.- Es una unidad progradante del margen de la cuenca que descansa encima de una zona condensada. Las parasecuencias en la parte del 'topset' de complejo progradante deben mostrar un patrón de 'thickening upward', y un cambio de un sistema progradacional a agradacional hacia arriba. Las capas superiores pueden mostrar evidencias de erosión de la fase transgresiva superior ('ravinement surface').

Transgressive System Tract (TST).- Es una secuencia retrogradante mostrando profundización hacia arriba. Esta limitado por la superficie de máxima inundación (o su correlativa zona condensada hacia la cuenca) en la cima y la superficie de máxima progradación en la base. La MFS (superficie de máxima inundación) puede ser una superficie de discontinuidad ya que las capas suprayacente muestran solapamiento basal y las capas infrayacentes muestran truncación aparente (Mitchum et al, 1994).

High System Tract (HST).- Es una unidad progradante del borde de la cuenca limitado por la superficie de máxima inundación en la base y un límite de secuencia en la cima. Las parasecuencias del topset del HST deben mostrar un patrón de adelgazamiento hacia arriba. Truncación y 'toplap' es común debajo del límite de la secuencia tope.

Con la finalidad de establecer los systems tracts en las secuencias identificadas con base en el análisis secuencial de los registros SP, RG e Inducción se considero los patrones de apilamiento de los pozos analizados anteriormente (Figura 3.2.4) se determinaron los límites de secuencias y superficies de máxima inundación, basándose en la metodología secuencial propuesta por Vail y Wornardt (1990), que consiste en el comportamiento de las respuestas de las curvas de los registros de pozo (Figura 3.2.5).

De dicho análisis, se interpretaron tres límites de secuencias (LS) y dos superficies de máxima inundación (SMI) en el pozo Ciprés-1, se interpretaron las superficies de máxima inundación en la parte más angosta de dos pinos invertidos (visto en forma de reloj de arena) formados por la respuesta del registro; por el contrario, cuando se tiene un patrón de arenas que va aumentando hacia la cima generando una forma de pino invertido y llega a un máximo nivel para posteriormente ir disminuyendo y forma un pino normal, se define, en el cambio máximo de estas formas, el límite de secuencia (Figura 3.2.6 a).

PALEO-BATHYMETRY	DEPOSITIONAL SYSTEMS	LITHOFACIES	ELECTRIC LOG PATTERN	SEQUENCE STRATIGRAPHY	SYSTEMS TRACTS
INNER NERITIC (0-100') TO FLUVIAL	FLUVIAL, ESTUARINE OR SHOREFACE SANDS	SAND	SP OR CA SAND OR RESISTIVITY	INCISED VALLEY FILL (IVF) SEQUENCE BOUNDARY	LST
INNER NERITIC (0-100') TO MID. NERITIC (100-300')	PROGRADING DELTAS OR SHORELINES BACKSTEPPING SHORELINE	SHOREFACE SANDS AND OFFSHORE SILTS AND SHALES HEMIPELAGIC SHALES, SHOREFACE SANDS AND OFFSHORE SILTS AND SHALES		MAXIMUM FLOODING SURFACE	HST TST
INNER NERITIC (0-100') TO FLUVIAL	FLUVIAL, ESTUARINE	SAND		INCISED VALLEY FILL (IVF) SEQUENCE BOUNDARY	LST
INNER NERITIC (0-100') TO MIDDLE NERITIC (100-300')	PROGRADING SHORELINE OR DELTA BACKSTEPPING SHORELINES	SHOREFACE SANDS AND OFFSHORE SILTS AND SHALES HEMIPELAGIC SHALES		MAXIMUM FLOODING SURFACE MFS CS	HST TST
MIDDLE NERITIC (100 - 300') TO OUTER NERITIC (300-600')	PROGRADING SHORELINE OR DELTA	SHOREFACE SANDS AND OFFSHORE SILTS AND SHALES		TOP LOWSTAND SURFACE PROGRADING COMPLEX (PC)	LOWSTAND SYSTEMS TRACT
UPPER BATHYAL (600-1500')	LEVEED CHANNEL/ OVBANK LOBE 2	HEMIPELAGIC SHALES ABANDONMENT FACIES CHANNEL FILL OVBANK APRON ABANDONMENT FACIES		SHINGLED TURBIDITES st cs TOP OF SLOPE FAN SURFACE st cs	
	LEVEED CHANNEL/ OVBANK LOBE 1	OVBANK APRON		SLOPE FAN COMPLEX (SFC) lc cs SEQUENCE BOUNDARY	

Figura 3.2.5.- Patrones típicos de registros asociados a secuencias estratigráficas en el Golfo de México (Vail y Wornardt, 1990).

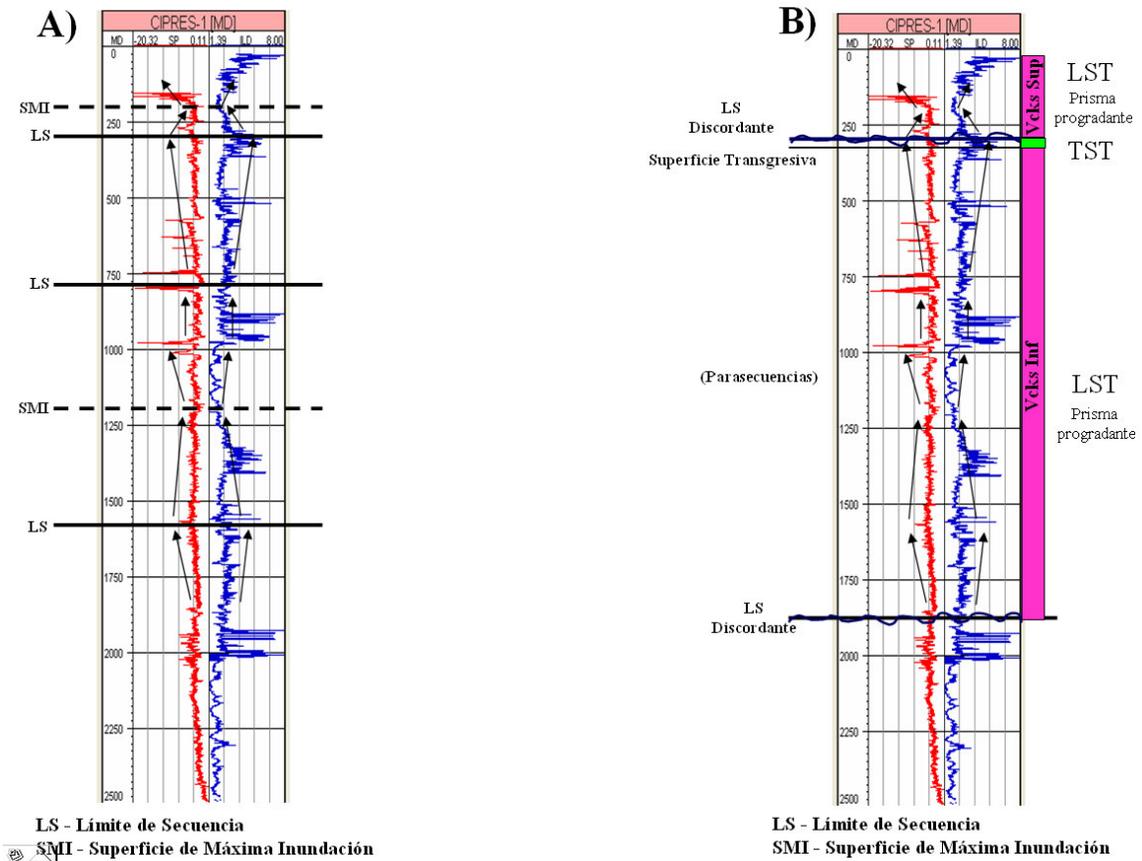


Figura 3.2.6.- Definición de sistemas y límites de secuencia en el pozo Ciprés-1.

Con la integración de la bioestratigrafía y la respuesta de los registros, se definió el sistema de nivel bajo, la superficie transgresiva y sus límites discordantes en la base y cima de la secuencia definida como Vicksburg inferior, El límite superior de la secuencia es interpretada como una secuencia del tipo erosional, debido a la ausencia de la superficie de máxima inundación y al sistema de nivel alto. La secuencia superior se interpreta como un sistema de nivel bajo que aflora en superficie. Los límites identificados con base al patrón granocreciente o granodecreciente contenidos en la secuencia del Vicksburg inferior, pertenecen a los límites de parasecuencias de 4°, 5° y 6° orden (0.5 – 0.01 m.a.).

A partir del conocimiento de las secuencias estratigráficas interpretadas en los pozos con el apoyo de la información anteriormente descrita del área de estudio, se realizó la integración en conjunto con el análisis sismoestratigráfico con la finalidad de interpretar y establecer un modelo depositacional del Play Oligoceno Vicksburg.

3.3 CICLOS EUSTATICOS Y VARIACIONES RELATIVAS DEL NIVEL DEL MAR

Los ciclos eustáticos son intervalos de tiempo geológico durante los cuales se produce a escala global, un ascenso y descenso del nivel del mar. Se han reconocido seis órdenes de ciclos eustáticos: ciclos de primero a sexto orden o megaciclos, superciclos, ciclos y paraciclos eustáticos de cuarto a sexto orden. Los ciclos de primer orden duran más de 50 m.a., los de segundo orden oscilan entre 3 y 50 m.a., los de tercer orden varían entre 0.5 y 3 m.a., y los de cuarto, quinto y sexto orden tienen una duración entre 0.08 y 0.5 m.a., 0.03 y 0.08 m.a., finalmente de 0.03 y 0.01 m.a., respectivamente (Figura 3.3.1).

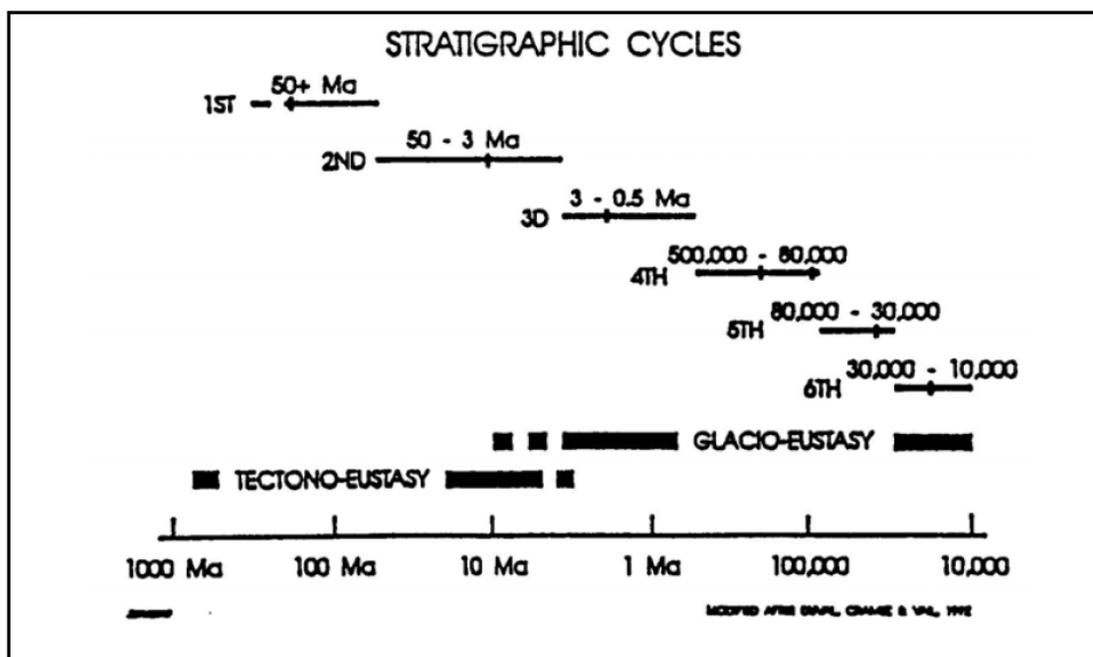


Figura 3.3.1.- Jerarquía de los Ciclos Eustáticos (Tomado de Mitchum y Sangree, 1988)

Es necesario diferenciar entre los cambios relativos del nivel del mar y los cambios eustáticos del nivel del mar. Se pueden definir de la siguiente manera:

Un cambio eustático del nivel del mar está referido a los cambios relativos del nivel del mar, asociado a cambios a nivel global.

Un cambio relativo del nivel del mar se define como la aparente elevación o caída del nivel del mar con respecto a un punto de la superficie terrestre.

Los cambios eustáticos del nivel del mar están comprendidos dentro de los cambios relativos del nivel del mar.

Según Posamentier et al. (1988), el nivel del mar relativo se mide entre la superficie del mar y otro datum, tales como el basamento o una superficie dentro de la columna sedimentaria. El nivel del mar relativo puede variar debido a:

- Levantamiento o subsidencia del basamento.
- Compactación de sedimentos y en consecuencia la subsidencia de un datum dentro de la columna sedimentaria.
- Movimiento vertical (ascenso o descenso) de la superficie del mar por variación eustática.

Los cambios relativos del nivel del mar están controlados por diferentes factores o eventos, que cubren aspectos de carácter local hasta aspectos de carácter global, por lo que el tiempo involucrado en cada uno de estos eventos puede variar en forma considerable. Estos cambios pueden presentarse en forma cíclica y pueden estar influenciados por uno o varios factores, entre los que sobresalen las glaciaciones, tectónicos y locales.

Con el apoyo de las cartas de ciclos de variaciones del nivel del mar a nivel global que integran la cronoestratigrafía, magnetoestratigrafía y datos bioestratigráficos de muchas cuencas del mundo, se observan los límites de secuencia de tercer orden y edad en millones de años de los límites de secuencia presentes en el Oligoceno, incluyendo secuencias con límites mayores, medios y menores (Figura 3.3.2). Generalmente, solo el principal y algunos ciclos de magnitud media pueden ser identificados a nivel de la resolución sísmica. Para resolver ciclos menores es necesario estudios de afloramientos, núcleos y registros de pozos.

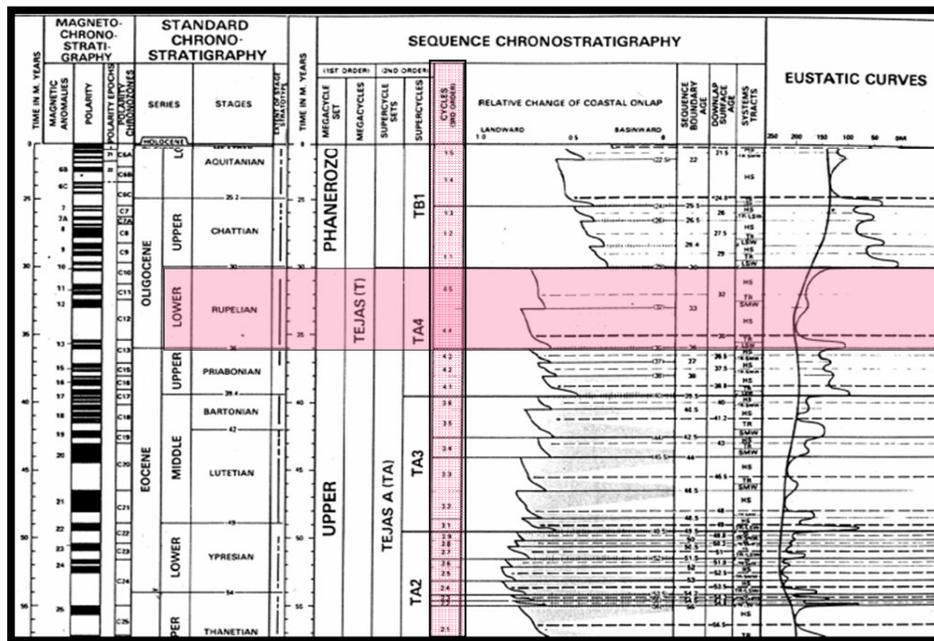


Figura 3.3.2.- Carta de ciclos globales que muestra las secuencias cronoestratigráficas del Oligoceno (Tomado de Bilal, Harddenbol y Vail, 1988).

3.4 ANÁLISIS SISMOESTRATIGRAFICO

El análisis de los datos sísmicos inició con la interpretación y generación de mallas 3D. Las líneas sísmicas del cubo Pípila 3D se cargaron en una estación de trabajo con plataforma Landmark. También se cargaron los cubos sísmicos 3D de semblanza y PSTM (pre-apilamiento en tiempo, para el cálculo de atributos) utilizados para ayudar en la interpretación y mapeo de los horizontes 3D.

La calidad de la información sísmica es buena, generalmente, la calidad de los datos sísmicos es mejor en la parte oriental que en la parte occidental, particularmente en la zona de interés.

Se interpretaron los horizontes en la mayor parte del cubo sísmico con la finalidad de tener un mejor entendimiento del área occidental, interpretando cada 20 trazas y en algunos casos para lograr mayor precisión cada 10 trazas y 10 líneas.

Se presentaron problemas con la calibración de los horizontes a interpretar; en varios pozos las profundidades de las cimas geológicas varían en varias decenas de metros con respecto a la profundidad reportada por paleontología. Frente a dicho problema, se consensó con el equipo de trabajo considerando la mejor opción utilizar las marcas geológicas de los pozos recientemente perforados en la parte occidental y de algunos pozos del área oriental.

Un impacto en la configuración de los mapas estructurales fue la gran cantidad de fallas que cubren todo el cubo sísmico, presentando una gran compartimentalización en el yacimiento Vicksburg.

Para la interpretación de los horizontes se llevó a cabo el amarre sísmico de pozos y se utilizaron las herramientas de syntool para amarrar los datos de pozo con los sísmicos; También se utilizaron los sismogramas sintéticos en el análisis y generación de horizontes sísmicos. El pozo Simbad-1 es un ejemplo ubicado en la parte occidental del campo Pípila; muestra el tipo de proceso y la calibración del sismograma sintético con los datos sísmicos Figura (3.4.1).

Los horizontes sísmicos interpretados pertenecen a la Formación Vicksburg del Oligoceno Inferior, nombrados en este trabajo Vcks sup (Vicksburg Superior), Vcks med (Vicksburg Medio) y Vcks inf (Vicksburg Inferior) Figura 3.4.2a; la cima de Vicksburg llamada Vicksburg Superior es buena, presenta un reflector sísmico bien definido en toda el área del cubo sísmico, aflorando en la parte occidental. El amarre entre los pozos y la sísmica son regulares, mejorando al oriente en los pozos circundantes al campo Pípila.

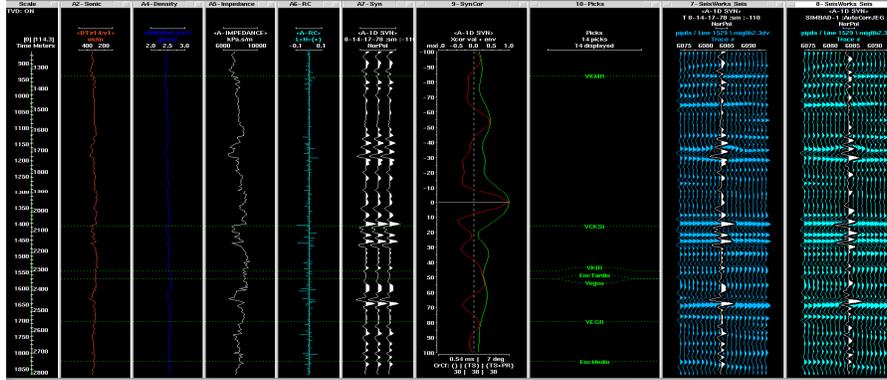


Figura 3.4.1 Sismograma sintético del pozo Simbad-1

Por lo tanto, Vicksburg Superior presenta un coeficiente de reflexión negativo caracterizado por un valle. Se observó mayor influencia de las fallas en la parte oriental, siendo menor su efecto hacia el occidente a este nivel. Para el horizonte Vicksburg Medio se presenta una respuesta negativa caracterizado por un valle; es un reflector sísmico regular afectado por las fallas en toda el área. A este nivel, la señal sísmica presenta una atenuación en la parte occidental, dificultando la interpretación Figura 3.4.2.a. Se identificó una discordancia regional caracterizada por un pico siendo consistente en todo el cubo sísmico, llamada en este estudio discordancia intra-vicksburg, Figura 3.4.2.b. El Vicksburg Inferior es interpretado sobre un pico bien definido en la parte occidental, conservando los reflectores un patrón subparalelo, cambiando fuertemente su respuesta a un patrón distorsionado y profundizándose hacia el oriente desde un punto de vista general, siendo fuertemente afectado por las fallas de crecimiento 3.4.2.a. Finalmente, se interpretó la discordancia presente en el Eoceno, considerada como la base o límite inferior, de las secuencias Vicksburg 3.4.2.b.

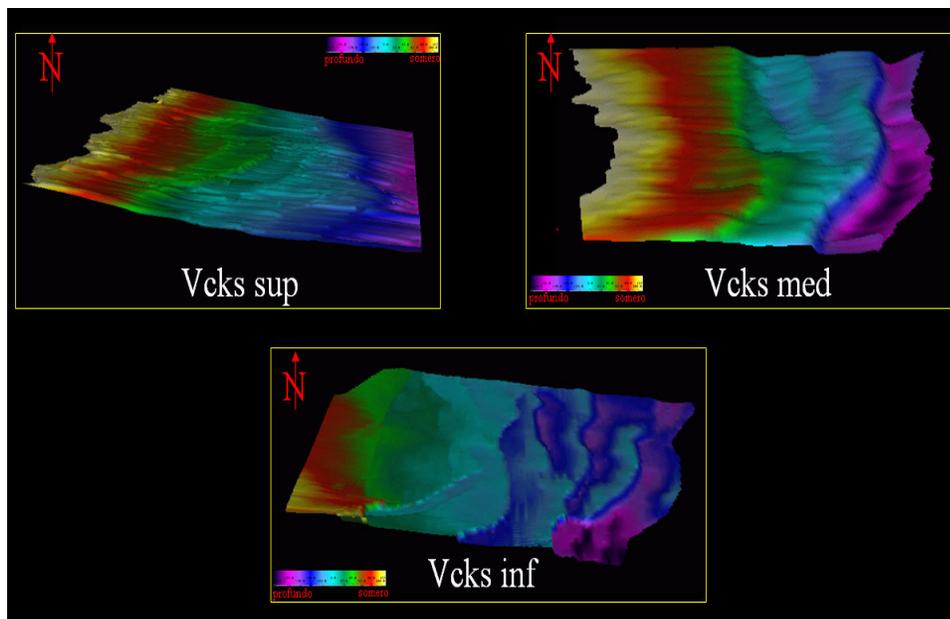


Figura 3.4.2.a.- Horizontes sísmicos interpretados en tiempo.

Una vez interpretados los horizontes anteriormente descritos para la Formación Vicksburg, se continuó con el análisis de atributos básicos; se examinaron algunos atributos sísmicos para obtener una mejor comprensión de la arquitectura estratigráfica. El objetivo fue detectar la distribución espacial relacionada con las formas y las dimensiones conocidas de los cuerpos sedimentarios presentes en el área de estudio, particularmente deltas, abanicos o lóbulos, canales, canales distributarios y barras de desembocadura.

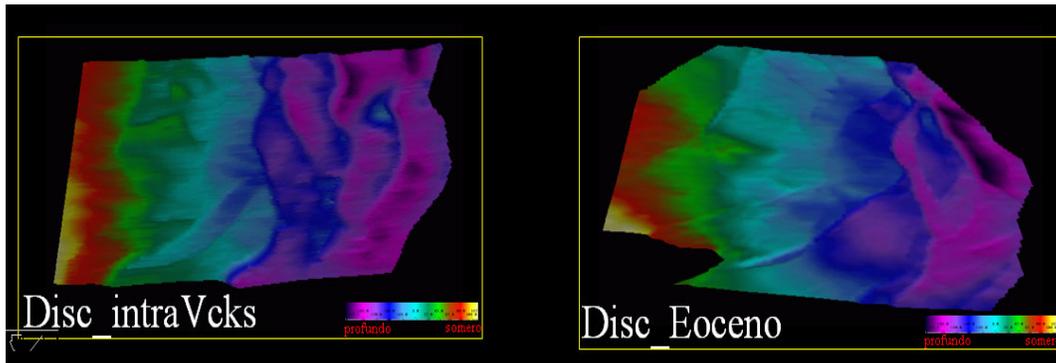


Figura 3.4.2.b.- Discordancia intra-vicksburg y discordancia Eoceno.

Las pruebas realizadas con la extracción de amplitudes para cada uno de los horizontes interpretados a nivel de superficies, no fueron concluyentes en la definición de geometrías o algún rasgo que fuera de interés. Por tal motivo, se procedió a la generación del atributo RMS (Raíz Media Cuadrática) con la ayuda de la herramienta StratAmp de Seiswork, la cual permite generar el atributo en una ventana de tiempo (+/- 50 ms), asumiendo que los resultados son más representativos de los horizontes interpretados.

Con la ayuda del cubo de semblanza se lograron discretizar algunas geometrías no coherentes con el resto de la información; la técnica del atributo de semblanza indica el grado de similitud entre trazas adyacentes y que es un buen indicador de las complejidades de las geometrías de reflexión, haciendo resaltar rasgos de escalas pequeñas y sutiles. Dicho atributo fue sobrepuesto para cada nivel de interés. Para el horizonte Vicksburg Superior se observan unos alineamientos en forma alargada con dirección NE-SW para la porción oriental del cubo y en dirección casi N-S en la parte occidental, asociados a posibles arenas, producto de los deltas modificados por el oleaje, presentes en la parte norte del cubo sísmico Pípila (Figura 3.4.3.a). Trabajos previos de correlación de registros Bernabé, Eguiluz y Mendoza, 2002 indican un mayor contenido de arenas hacia la parte superior (Vcks sup) con un decremento de éstas e incremento de arcillas hacia la base (Vcks inf). Se aplicó la opacidad con la finalidad de resaltar de una forma más clara los alineamientos, así como la disposición de las fallas de crecimiento, observando que los alineamientos son paralelos a las fallas (Figura 3.4.3.b). Al nivel de Vicksburg Medio los rasgos geométricos tienden a ser más escasos, observando pocos alineamientos asociados a arenas concentradas al centro de la superficie guardando un paralelismo a los planos de falla (Figura 3.4.4.a). Se enfatizan las geometrías con la técnica de opacidad aplicada al horizonte (Figura 3.4.4.b). En el caso de Vicksburg Inferior se lograron observar algunas geometrías en la parte occidental no presentes en los dos niveles anteriores, interpretados como posibles barras y lóbulos definidos (Figura 3.4.5). Para este

caso, el resultado del atributo RMS fue más concluyente apoyando la idea de la presencia de frentes deltaicos afectados por las fallas al NE del cubo; también se observan algunos lóbulos en la parte sur. En la porción occidental se aprecia un canal, canales distributarios y lóbulos. Con la finalidad de confirmar dichas geometrías se corroboraron los resultados con la generación del atributo Half Time Energy, que permite identificar geometrías y cambios de facies, arrojando los mismos rasgos geométricos a nivel del Vicksburg Inferior.

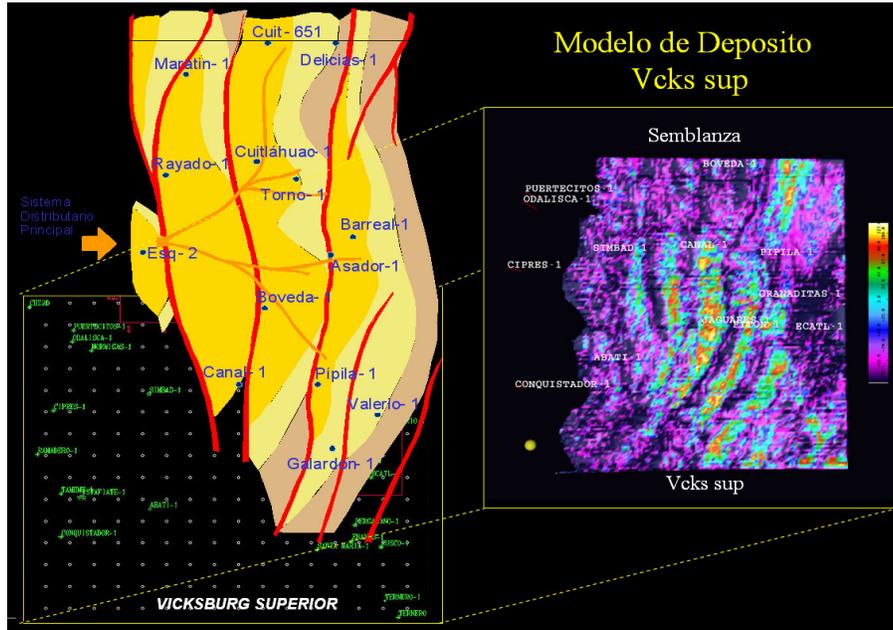


Figura 3.4.3.a.- Alineamientos en dirección NE-SW y N-S con el cubo de semblanza para el horizonte Vicksburg Superior.

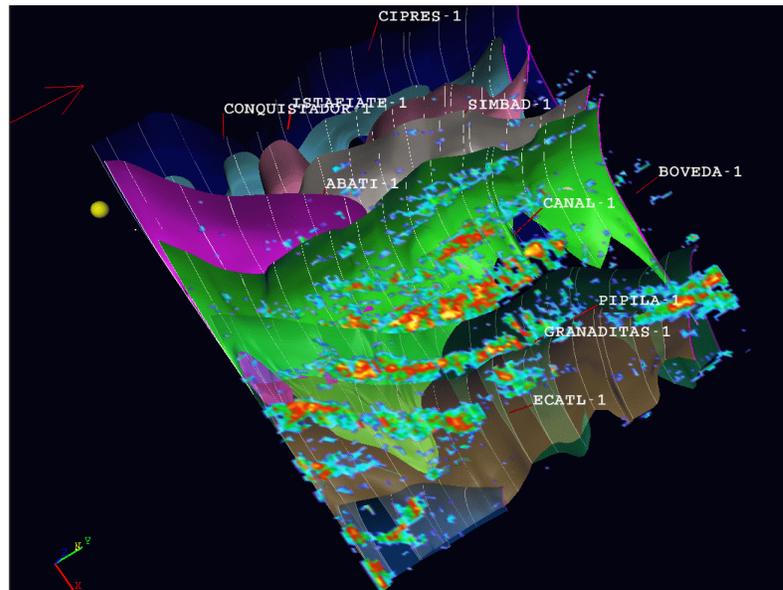


Figura 3.4.3.b.- Alineamientos en la porción oriental, aplicando opacidad al horizonte Vcks sup.

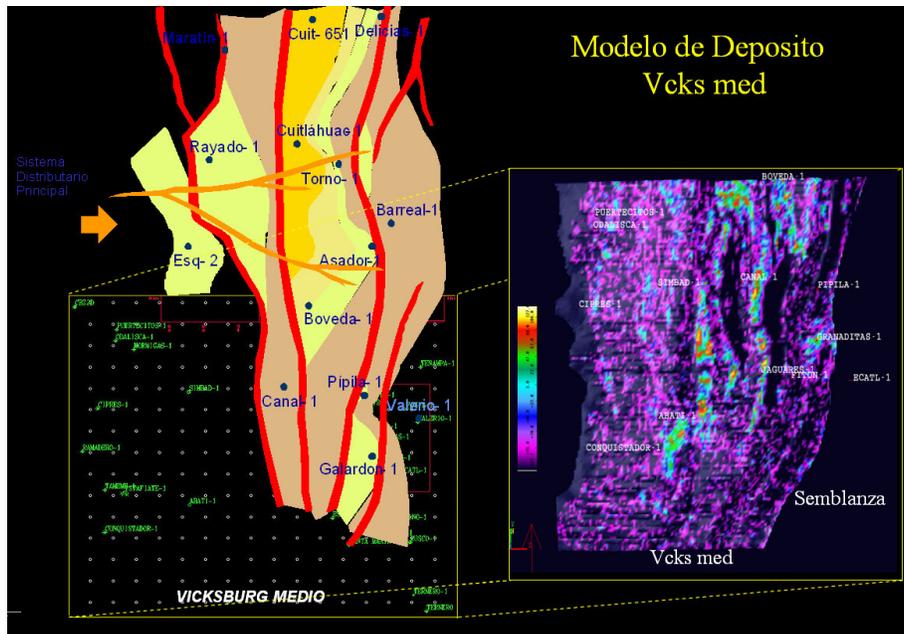


Figura 3.4.4.a.- Alineamientos Vcks med, al centro del área.

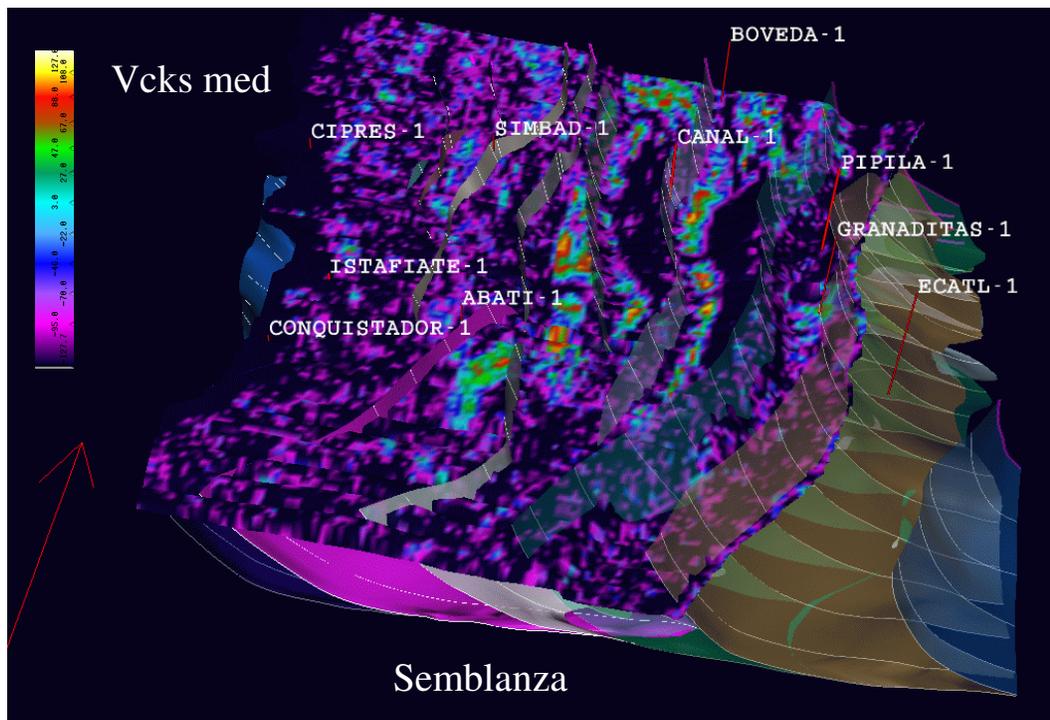


Figura 3.4.4.b.- Alineamientos en la zona central, aplicando opacidad al horizonte Vcks med.

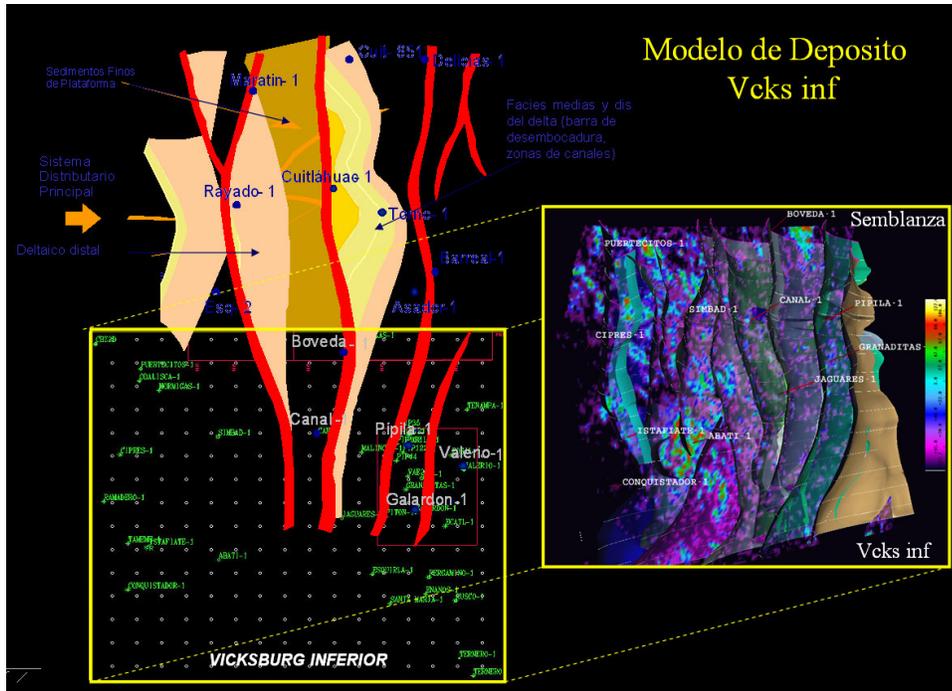


Figura 3.4.5.- Escasa presencia de alineamientos asociados a posibles arenas en la porción occidental, pocos alineamientos en el horizonte Vcks inf. aplicando la técnica de opacidad.

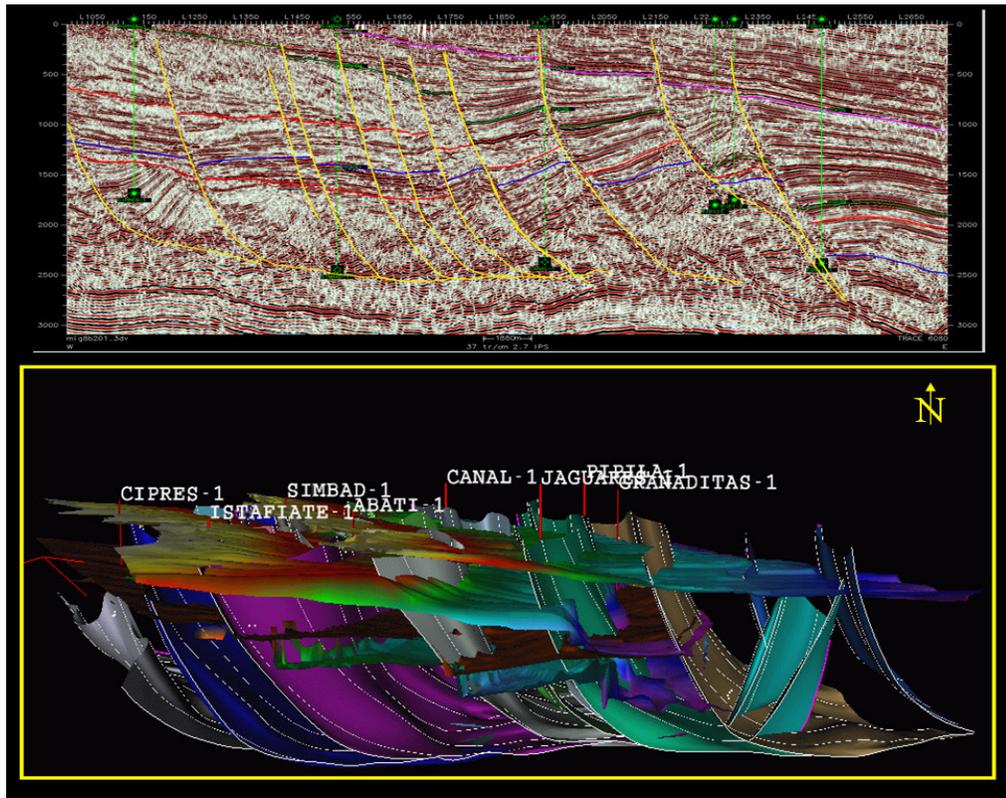


Figura 3.4.6 Línea sísmica W-E y vista 3D que muestra el patrón de fallamiento del área.

Para la configuración de los horizontes estratigráficos se definieron las fallas de crecimiento, hacia la parte oriental, y una serie de fallas lístricas

normales. Las fallas dan origen a bloques escalonados con caída al oriente y un incremento de espesor del paquete sedimentario del Oligoceno Vicksburg en el área, Figura 3.4.6

Los sistemas de fallas de crecimiento, contemporáneas a la sedimentación, como principal actividad tectónica en el Oligoceno, son el factor principal en la formación de las estructuras en esta franja (Figura 4.4.3a, 4.4.4a, 4.4.5), desarrollando anticlinales asimétricos paralelos a las trazas de las fallas (Estudio Landmark, 2005).

La finalidad era establecer el marco de la estratigrafía de secuencias con base a la relación que existe entre la información aportada por los registros de pozo, la información sísmica y bioestratigráfica, así como establecer un modelo geológico de las secuencias de depósito para tener un mejor entendimiento del área con interés económico-petrólero.

Para ello se utilizó el análisis de estratigrafía sísmica, el cual involucra la delineación de las unidades de depósito (Vail et al., 1977) delimitadas por discordancias y sus concordancias equivalentes.

Para entender y comprender la estratigrafía de secuencias es necesario conocer y difundir los términos utilizados en la aplicación de dicha herramienta y los conceptos básicos que definieron a esta nueva metodología; a continuación se presentan los más importantes y utilizados en este trabajo:

Estratigrafía de Secuencias.- Es el estudio de las unidades estratigráficas relacionadas genéticamente entre sí (secuencias), dentro de un marco cronoestratigráfico asociadas a una sucesión cíclica derivada de los cambios relativos del nivel del mar.

Sistemas Depositacionales.- Un conjunto de litofacies tridimensionales, genéticamente ligados por procesos activos (modernos) o inferidos (antiguos) y medios ambientes (deltas, ríos, islas de barrera, etc.), (Brown y Fisher, 1977).

Secuencia.- Unidad estratigráfica compuesta de una sucesión de estratos genéticamente relacionados, limitados en la base y cima por discordancias o concordancias correlativas (Mitchum, Vail y Thompson, 1977). Una secuencia está conformada por “systems tracts”.

Parasecuencia.- Una sucesión relativamente concordante de capas relacionadas genéticamente o grupo de capas limitadas por una superficie de inundación marina o por sus superficies correlativas y un límite de secuencias. (Van Wagoner, 1985).

Systems Tracts.- Un sistema depositacional contemporáneo ligado (Brown y Fisher, 1977). Vail (1987) y Van Wagoner, et, al. (1988), lo definen como el conjunto de sedimentos que fueron depositados dentro de una posición relativa del nivel del mar; ellos definen tres “systems tracts” principales dentro de cada secuencia depositacional (Figura 3.4.10).

“Lowstand System Tract”, LST (Sistema de Nivel Bajo)

En algunos casos es conveniente subdividir el LST en dos periodos: Temprano y Tardío, los cuales son importantes para diferenciar las facies costeras y de plataforma. El LST es el systems tract basal y más antiguo (estratigráficamente) de la secuencia, se deposita durante un intervalo marcado por el descenso relativo del nivel del mar. En el ambiente continental los depósitos de LST se caracterizan por la presencia de Valles de Incisión (IVF), estos se ubicarán entre el límite de secuencia y la superficie de máxima inundación. El LST en ambientes de aguas profundas consiste de dos componentes principales (Figura 3.4.7).

1.- Abanicos submarinos depositados durante el descenso del nivel del mar, estos son:

- Abanicos de piso de cuenca (basin floor fan, bff), se forman al inicio de un descenso del nivel del mar, cuando la plataforma preexistente queda expuesta y es erosionada. Durante este tiempo los ríos cortan a través de la plataforma expuesta y llevan sedimentos directamente hasta el talud, por lo que en general los abanicos de piso de cuenca como parte del sistema de aguas profundas son los de mayor contenido de arenas.
- Abanicos de Talud (sf), se depositan a medida que el descenso del nivel del mar disminuye y que grandes volúmenes de lodo son acarreados hacia el talud. Estos abanicos (sf) sobreyacen a los abanicos de piso de cuenca (bff) y pueden ser completamente arenosos en algunos casos pero, por lo general, las arenas están confinadas a los sistemas de canales apilados presentes en el talud.

2.- Un sistema de clinoformos y topset llamados formalmente “Cuña o Complejo Progradante” (prograding wedge complex, pwc) se originan durante un ascenso lento del nivel del mar. Estos eventos son progradantes al principio y agradacionales durante su etapa posterior. Sobreyacen al abanico de talud o al abanico de piso de cuenca y puede llegar a formar parte de los depósitos de relleno del valle de incisión, en sus porciones más externas. Refleja las condiciones progradacionales costeras o deltaicas, en los sistemas siliciclásticos.

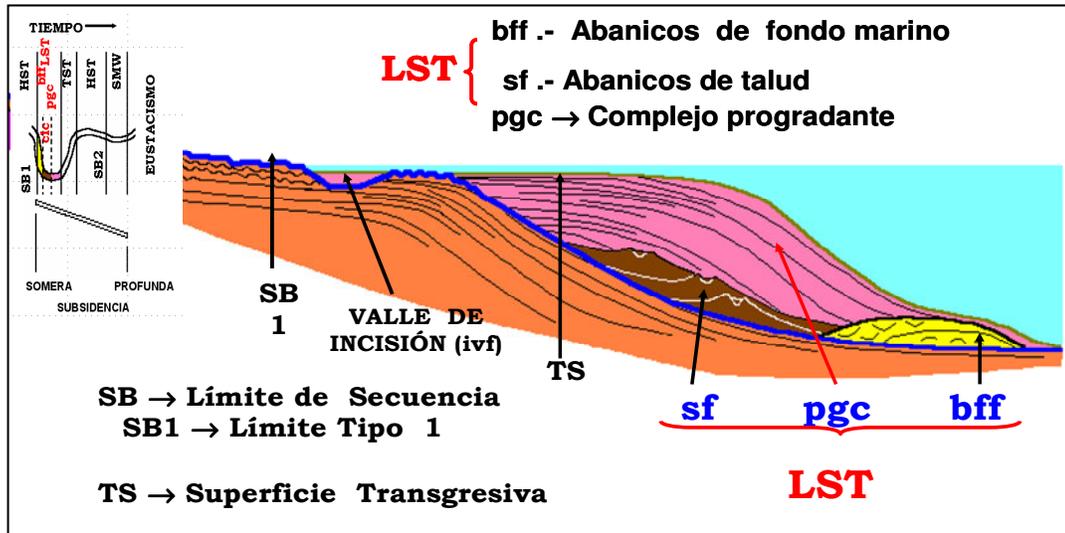


Figura 3.4.7.- Sistema de Nivel Bajo (Modificado de Posamentier y Vail, 1988)
 “Transgressive System Tract”, TST (Sistema Transgresivo)

El TST se caracteriza por un retroceso o retrogradación por etapas de la línea de costa. Los depósitos se desarrollan durante una elevación relativa del nivel del mar (Figura 3.4.8). Está limitado en la base por la superficie transgresiva sobre el LST, y la superficie de máxima inundación en la cima. La superficie de máxima inundación (maximum flooding surface, mfs) se desarrolla sobre la plataforma, pasando hacia la cuenca a una sección condensada la cual puede contener concentraciones de glauconita, fosfato o carbonato, además de ser un horizonte con abundancia y diversidad de fauna planctónica. En sistemas siliciclásticos, el TST normalmente consiste de un intervalo muy delgado de reflexiones paralelas a subparalelas. Los TST presentan generalmente paquetes o parasecuencias granodecrecientes (finas hacia la cima) con arreglos retrogradacionales (“backstepping”).

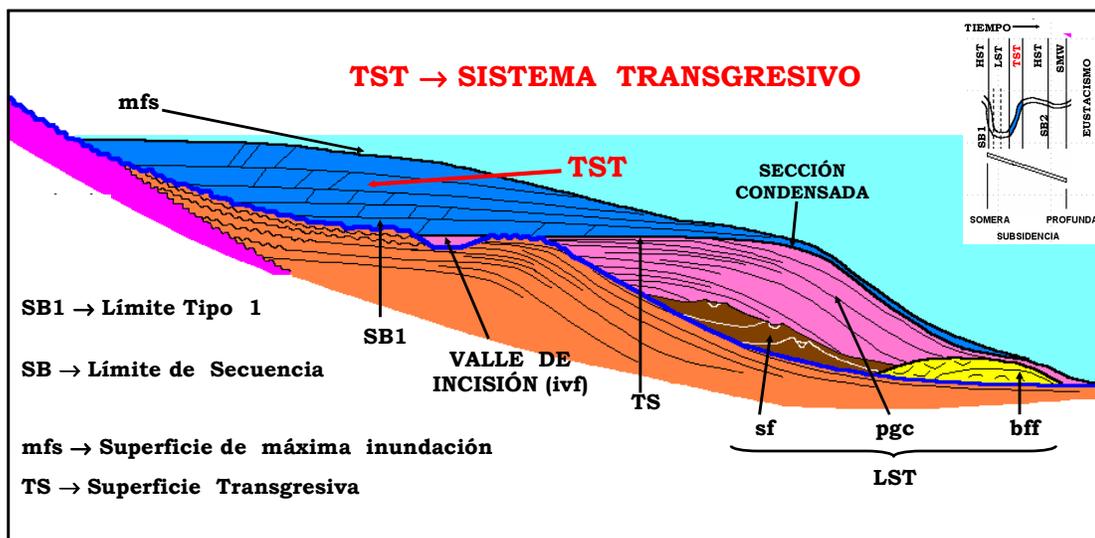


Figura 3.4.8.- Sistema Transgresivo (Modificado de Posamentier y Vail, 1988)

y están, por consiguiente definidos por una discordancia regional o interregional y por sus relativas concordancias. De lo anterior, es posible definir dos tipos de secuencias y límites de secuencias:

Secuencia Tipo 1.- Se presenta cuando el descenso relativo del nivel del mar es por debajo del quiebre continental de la plataforma.

Secuencia Tipo 2.- Cuando el descenso relativo del nivel del mar no alcanza el quiebre de plataforma forzando la depositación en facies regresivas.

Habiendo establecido las características fundamentales de cada uno de los “systems tract”, así como sus límites, se continuo con el análisis de la información sísmica del cubo Pípila 3D, el cual estuvo basado en el reconocimiento de las superficies principales que los delimitan, una vez que los sistemas y sus respectivas superficies han sido delimitadas; el siguiente paso fue el análisis de las facies sísmicas por lo menos para cada “systems tracts” identificado. Tomando como punto de partida que cada uno de los sistemas corresponde a todos aquellos depósitos que fueron acumulados en un mismo intervalo de tiempo, permitió la posibilidad de asociar en forma vertical y lateral, facies sedimentarias sincrónicas.

Con base en el análisis de líneas sísmicas del cubo sísmico Pípila 3D y la identificación de rasgos fisiográficos mas relevantes, como es el margen de plataforma progradante, se define el tipo de relleno de la cuenca del área en estudio, determinando que corresponde a una “secuencia de Tipo 1, depositada en cuencas con margen de borde de plataforma”, Figura 3.4.11 (Van Wagoner et al. 1990),

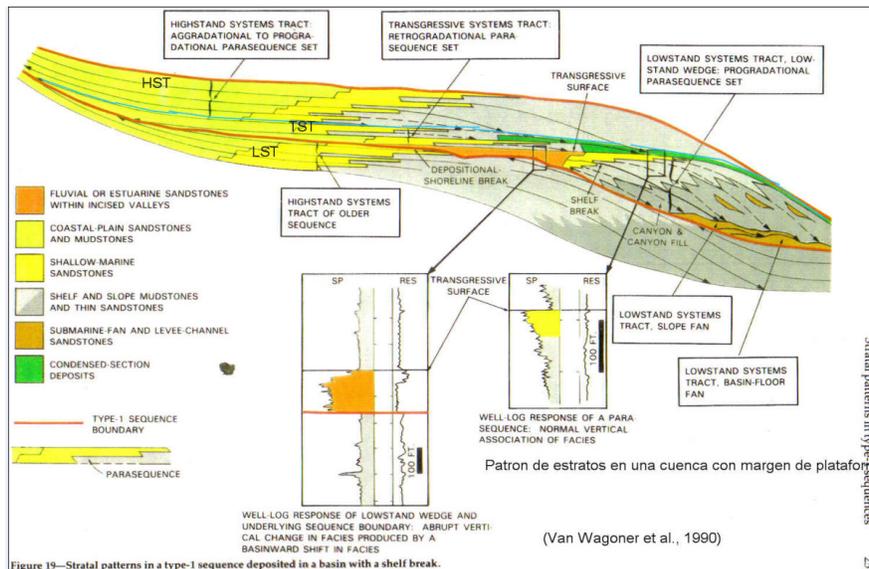


Figura 3.4.11.- Patrones estratigráficos en una secuencia Tipo-1 depositada en una cuenca con margen de plataforma (Van Wagoner et al, 1990).

El paquete de sedimentos estudiado está enmarcado en un rango de edad del Oligoceno Inferior (28 a 36 m.a.), con un espesor que varía de los

1100 m hasta los 2300 m en la parte occidental evidenciado por los pozos perforados en esa área; para la parte oriental supera los 3000 m, como se observa en la sección sísmica (Figura 3.4.12); El Oligoceno Inferior ha sido subdividido por bioestratigrafía en tres miembros, Vicksburg Inferior (33.7 m.a.), Medio (30.1 m.a.) y Superior (29.4 m.a.), establecidos como posible límites de secuencias con base a los datos de paleontología. Para su análisis, el paquete sedimentario de la Formación Vicksburg fue dividida en cuatro secuencias estratigráficas identificadas en pozos con el apoyo de paleontología e interpretadas en las secciones sísmicas. Dichas secuencias, en orden de jerarquía, se establecen como secuencias de 3er orden (0.5 a 3 m.a.) Figura 3.4.13.

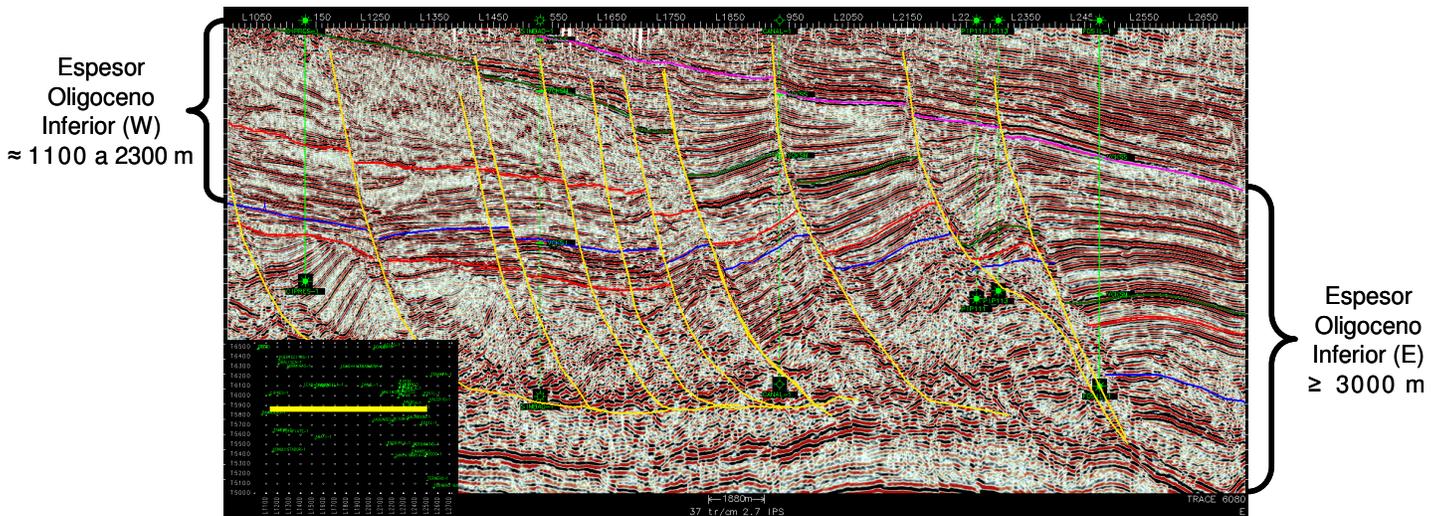


Figura 3.4.12.- Espesores del área occidental y oriental de la Fm. Vicksburg

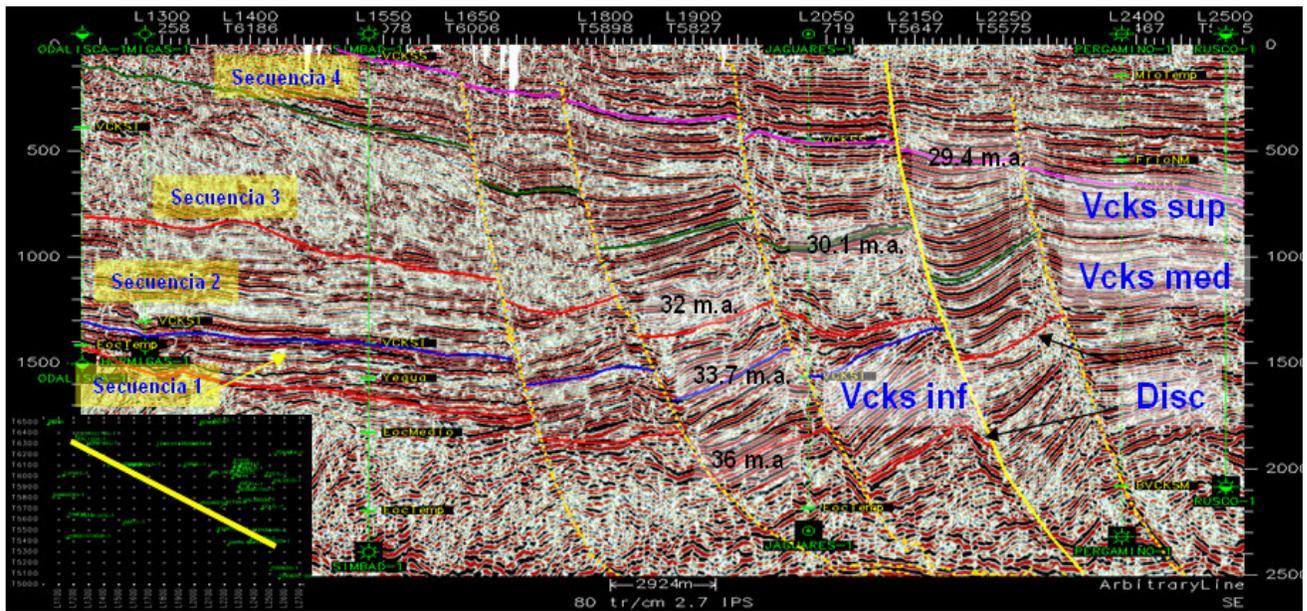


Figura 3.4.13.- Sección sísmica en dirección NW-SE muestra las cuatro secuencias identificadas.

El propósito del análisis de la estratigrafía de secuencias es subdividir los sedimentos de una cuenca en paquetes cronoestratigráficos, utilizando las discordancias y sus relativas concordancias, es decir, definiendo los límites de secuencias. Estos límites se identifican a través de la integración de datos bioestratigráficos en pozos, sísmica y afloramientos (PEMEX-BP, 1994).

3.5 INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE FACIES SÍSMICAS

Previo al análisis de facies sísmicas se realizó la identificación de los tipos de terminaciones de las reflexiones, que pueden ser observados en los límites de las secuencias. Los límites son reconocidos por la terminación de los reflectores contra una superficie común. En 1977 con el modelo de una secuencia (Figura 3.5.1), era bastante directo lo que representaban las terminaciones (por ejemplo discordancias) con la introducción de los systems tracts se introducen algunas nuevas posibilidades. Existen dos tipos potenciales de terminaciones en la base de una unidad y dos en la cima.

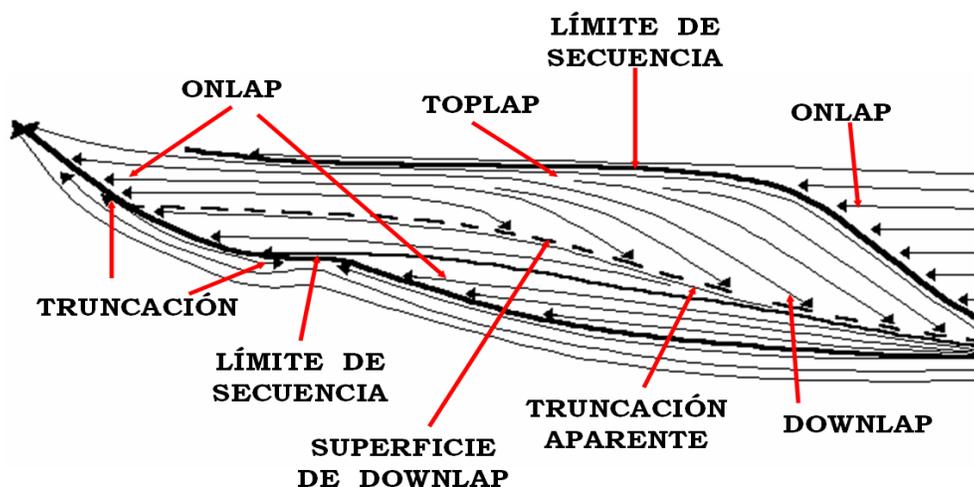


Figura 3.5.1.- Modelo de una secuencia mostrando las terminaciones toplap, onlap, downlap y truncación.

Onlap.- Es el acuñaamiento de reflexiones (estratos) inicialmente horizontales, contra una superficie inicialmente inclinada, donde este acuñaamiento avanza de la parte superior de la superficie inclinada, hacia la parte superior de la misma, Figura 3.5.2. El onlap indica un aumento del nivel del mar y se considera un buen criterio para reconocer los límites de secuencias.

Downlap.- Es la terminación de uno o más reflectores (estratos) contra una superficie horizontal o superficie inclinada hacia abajo, Figura 3.5.2. Puede representar una de dos posibilidades. El downlap puede estar sobre un systems tracts antiguo el cual es parte de la misma secuencia y esta unidad más antigua puede tener una sección condensada en su superficie superior. La otra posibilidad es que no exista la depositación de un systems tracts o sea removido y el downlap se presente sobre una superficie erosional que establece un límite de secuencia. Comúnmente separa los diferentes componentes del LST (sistema de nivel bajo). El downlap se ubica sobre la superficie de máxima inundación o la secuencia condensada, limite entre episodios transgresivos y regresivos.

Truncación Erosional.- Las reflexiones (estratos) son cortadas por una superficie de erosión. Se presenta generalmente en un ambiente marino

marginal, talud o cuenca profunda. La truncación erosional marca la cima de una secuencia y establece una relación discordante.

Toplap.- Este límite es un verdadero bypassing sedimentario. La depositación ocurre en una dirección lateral (progradación), pero no existe agradación. El toplap se presenta como un acunamiento superior de reflexiones inicialmente inclinada en la parte superior de un cliniformo, formando la secuencia superior de la misma, Figura 3.5.2. El toplap puede ocurrir en la cima del LST.

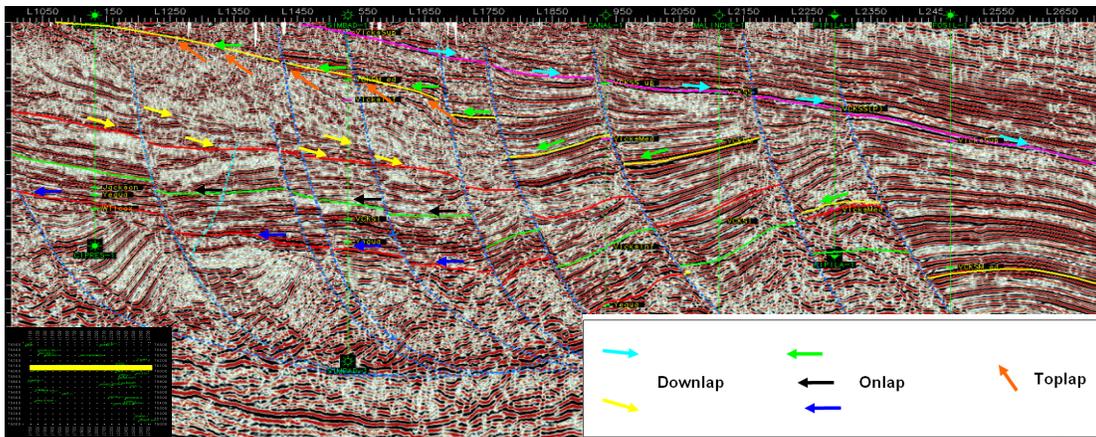


Figura 3.5.2.- Sección sísmica muestra los límites identificados a partir de las terminaciones sobre las superficies que limitan las secuencias estratigráficas.

El concepto de facies sísmicas se fundamenta en el hecho de que cualquier variación en los parámetros físicos que dan origen a la señal sísmica se refleja en un cambio en la forma de las trazas; por lo tanto, los cambios en las formas de éstas pueden estar relacionados con cambios en las propiedades petrofísicas de las rocas. Facies sísmicas semejantes pueden corresponder a tipos de rocas con características petrofísicas similares.

Una facies sísmica es una unidad mapeable y tridimensional, compuesta de reflectores sísmicos cuyos elementos, tales como configuración de reflectores, amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo, difieren de los elementos de las unidades de facies adyacentes. Con excepción de la velocidad de intervalo y la geometría externa, estos factores pueden ser evaluados visualmente en el perfil sísmico (Brown y Fisher, 1979).

El análisis de facies sísmicas es la descripción e interpretación geológica de los parámetros de los reflectores sísmicos, incluyendo *configuraciones* que están relacionadas a los patrones de estratificación, procesos depositacionales, procesos de erosión, paleotopografía; a la *continuidad* de los estratos y al o los procesos depositacionales; la *amplitud* relacionada con el contraste de velocidades y/o densidades, espaciamento de los estratos y contenido de fluidos; *frecuencia* relacionada con el espesor de los estratos y contenidos de fluidos; y la *velocidad de intervalo* relacionada con la estimación de la litología, porosidad y contenido de fluidos. Además involucra el reconocimiento de paquetes distintivos de reflectores dentro de cada secuencia (Mitchum et al., 1977). Cada paquete de reflectores difiere en algo respecto a otros reflectores circundantes, constituyendo así reflectores anómalos en el perfil. Una unidad

de facies sísmicas es interpretada para expresar cierta litología, estratificación, y rasgos depositacionales de los cuerpos que generan los reflectores en la unidad.

De lo establecido anteriormente se realizó la interpretación de facies sísmicas considerando como ejemplo una línea arbitraria (Traza 5860) que cruza el área de estudio en la dirección W-E, pasando por el centro cerca de los pozos Ramadero-1, Granaditas-1 y Valerio-1, considerada como representativa de las facies sísmicas que predominan en cada una de las secuencias, tomando en cuenta el criterio adquirido a lo largo de la interpretación de líneas y trazas del cubo sísmico 3D.

Las facies sísmicas interpretadas sobre la secuencia 4 corresponden a las formaciones Frío Marino, Frío No Marino y Conglomerado Norma, la primera concordante y las dos últimas discordantes con el Oligoceno Temprano; presentan facies sísmicas paralelas, subparalelas y en algunos casos suavemente onduladas, dicha geometría es común asociarla a una cubierta tipo sabana (sheet drape) Figura 3.5.3, este patrón se interpreta como un predominio uniforme en la tasa de sedimentación en la plataforma con subsidencia no uniforme provocado por la presencia de fallas de crecimiento hacia la parte oriental del área.

Dentro de la secuencia 4 se interpretan facies sísmicas del tipo paralelas interrumpidas provocado por el desarrollo y efecto de las fallas de crecimiento presentes en la secuencia provocando variaciones en la tasa de sedimentación, Figura 3.5.3. La secuencia 4 corresponde a la unidad definida como Vicksburg Superior (Vcks sup), el patrón de sedimentación es del tipo uniforme.

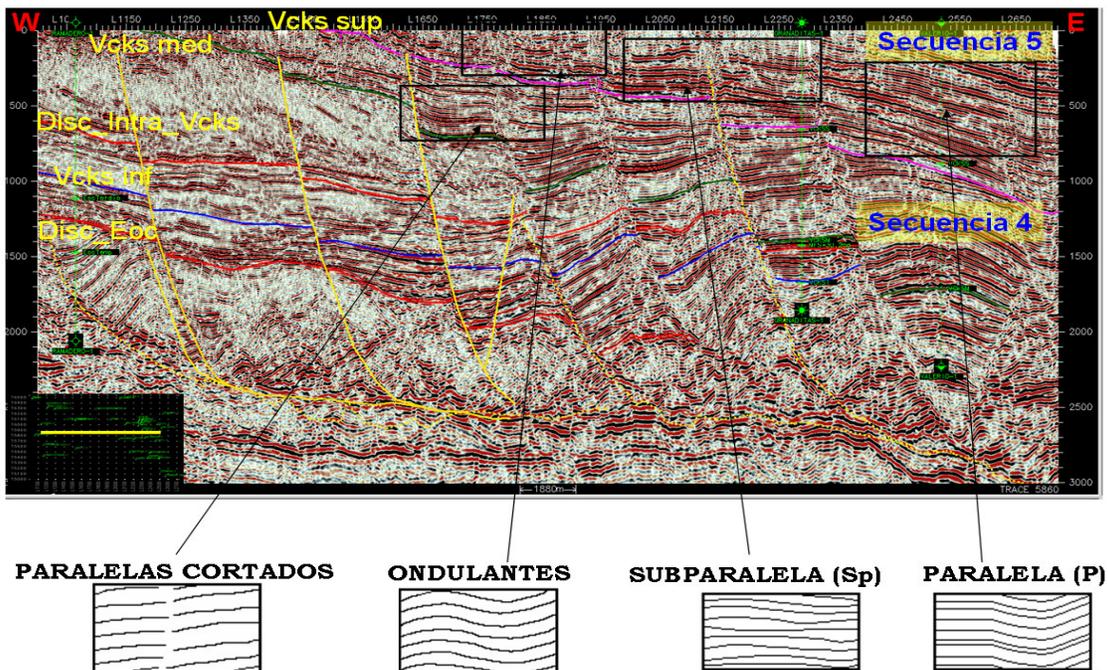


Figura 3.5.3.- Facies sísmicas interpretadas en y sobre la secuencia 4.

Las facies sísmicas observadas en la secuencia 3 contenidas en la unidad definida como Vicksburg medio (Vcks med), corresponden a facies

sísmicas del tipo progradante hummocky representada por reflectores subparalelos irregulares discontinuos con patrón hummocky en forma aleatoria; terminaciones y diversificaciones de reflectores no sistemáticos. En su porción occidental predominan las áreas libres de reflectores provocada por posibles unidades de paquetes gruesos de lutitas o areniscas homogéneas, dificultando en muchos casos la aplicación e interpretación de atributos como se presentó en este estudio para la secuencia 3 del tipo caótico con reflectores discontinuos y discordantes; en un arreglo desordenado, Figura 3.5.4. Pueden ser interpretados como estratos depositados en ambientes de alta energía, inicialmente continuos, deformados posteriormente por deslizamiento (slumping), complejos de corte y relleno de canal, en zonas deformadas, plegadas y falladas. Hacia la parte occidental del área existe la presencia de reflectores progradantes, los patrones progradacionales se forman a través del desarrollo lateral progresivo de superficies depositacionales ligeramente inclinadas llamadas clinoformos (Morales; 2006). Se observa en su porción más occidental "relleno de canal" en onlap.

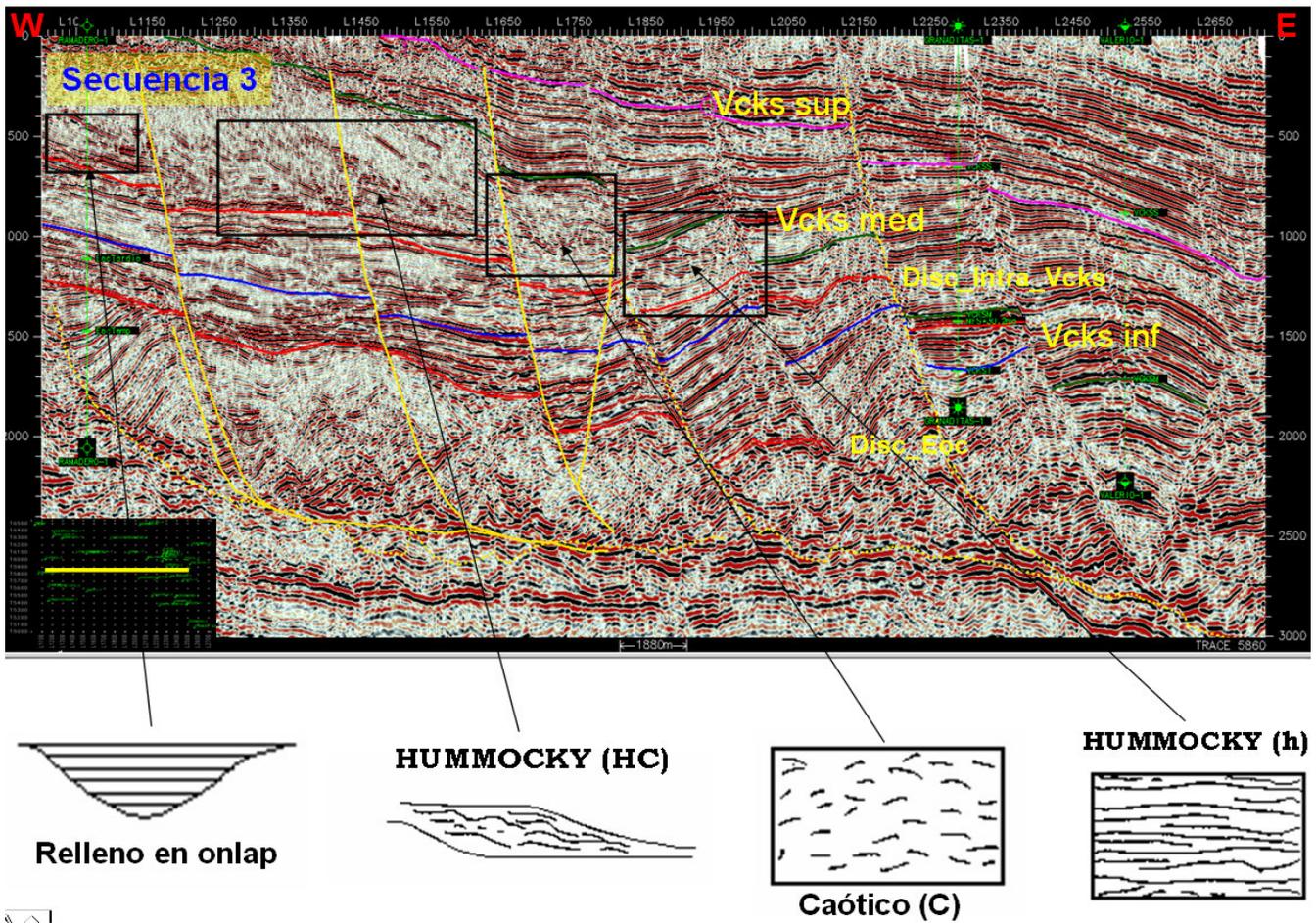


Figura 3.5.4.- Facies sísmicas interpretadas sobre la secuencia 3.

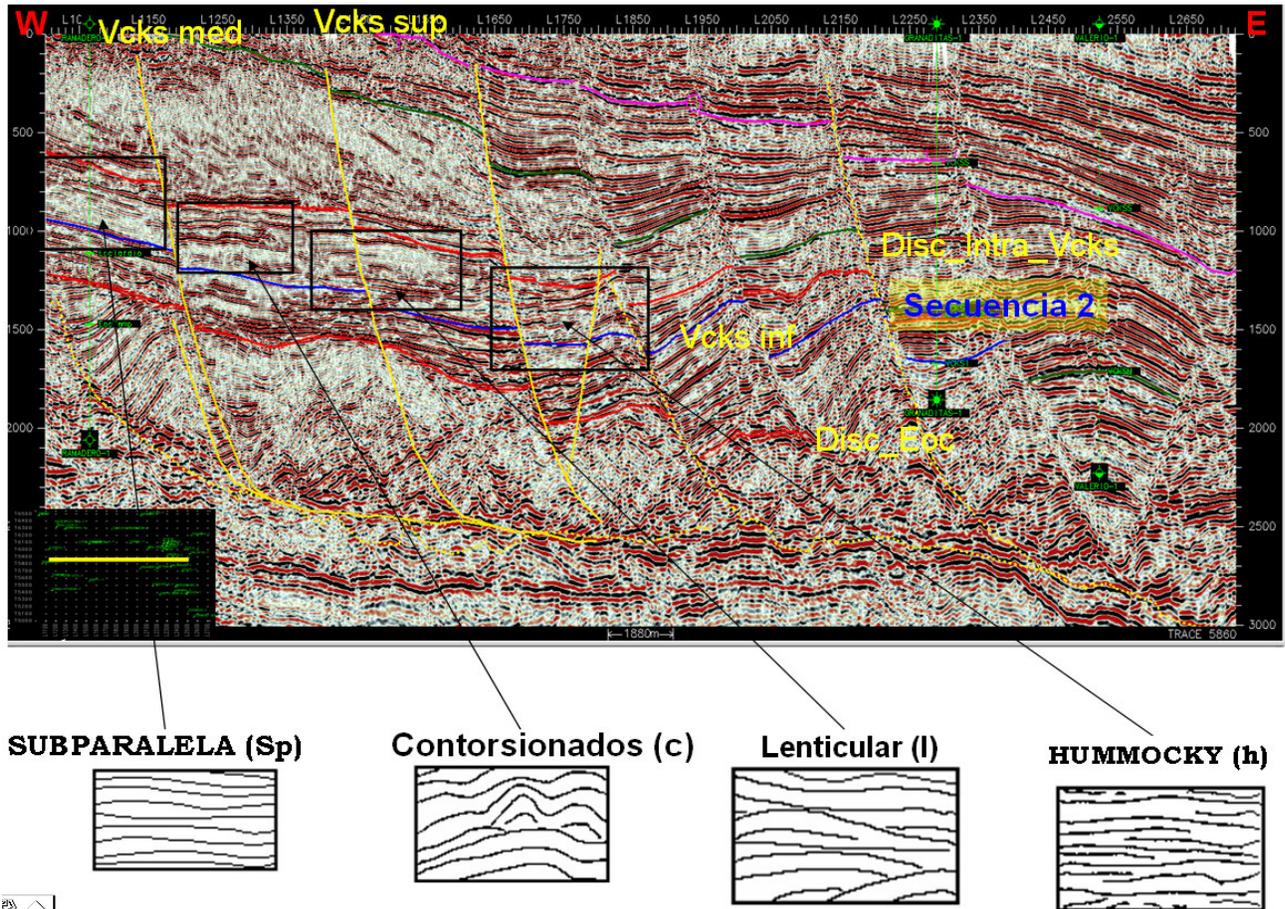


Figura 3.5.5.- Facies sísmicas interpretadas sobre la secuencia 2.

La secuencia 2 se caracteriza por facies sísmicas tipo subparalelas. Este patrón indica una tasa de sedimentación uniforme en la plataforma con subsidencia uniforme; presenta facies del tipo hummocky con reflectores subparalelos irregularmente discontinuos; facies sísmicas del tipo lenticular y contorsionados, Figura 3.5.5.

Las configuraciones que caracterizan las facies sísmicas de la secuencia 1 son del tipo ondulante y del tipo "shingled" (tipo teja) con patrones progradantes delgados comúnmente en los límites superior e inferior paralelos y con reflectores internos paralelos inclinados suavemente que terminan en toplap y downlap aparente, Figura 3.5.6. Puede ser interpretado como unidad progradante de aguas someras o asociada a turbiditas de aguas profundas. Unidad definida como Vicksburg Inferior (Vcks inf).

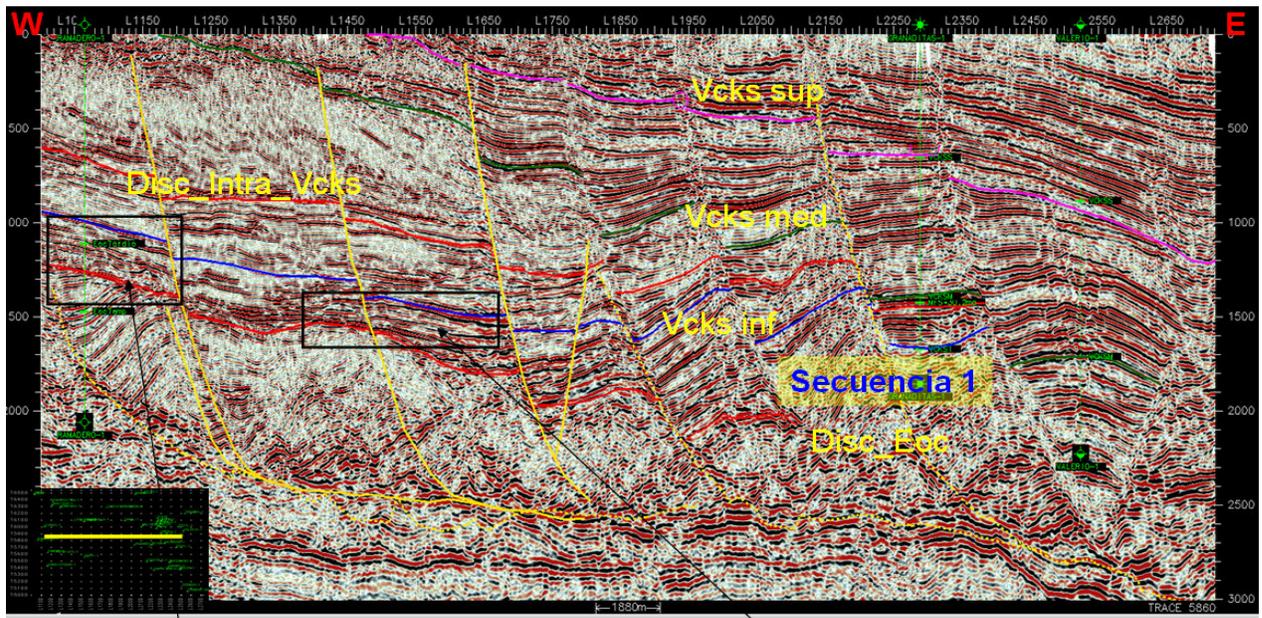


Figura 3.5.6.- Facies sísmicas interpretadas sobre la secuencia 1.

3.6 MODELO GEOLÓGICO

En los estudios realizados por Echánove (1988) en el Oligoceno Inferior propone una amplia y extensa transgresión, dando lugar al depósito de una secuencia sedimentaria en ambientes desde litoral-marginal hasta nerítico externo y/o batial superior. Dicha secuencia corresponde a la Formación Vicksburg y está compuesta por una alternancia de areniscas y lutitas, variando su relación de acuerdo al ambiente de depósito.

El estudio realizado en la porción central de la Cuenca de Burgos que cubre los campos Cuitlahuac (porción sur), Pípila y Orozco, (Bernabé, Eguiluz y Mendoza, 2002), se postula un modelo fluvio-lagunar para la parte occidental y sobre los bloques de expansión abanicos deltaicos a partir del análisis de 7 secciones regionales con 104 pozos.

Scotia Group, en el 2002, incluye el análisis de la información sísmica, registros de pozo y datos de producción, con la finalidad de establecer analogías de Texas hacia la Cuenca de Burgos. Dicho estudio establece un sistema deltaico fluvial y de deltas modificados por el oleaje en la franja del Oligoceno. Se identificó un sistema de aporte de sedimentos diferentes al principal (Río Bravo) en la parte sur de la Cuenca de Burgos (Hernández 2000).

En el 2005 la Compañía Landmark realizó un estudio para la evaluación del potencial del desarrollo del área en los campos Pípila, Granaditas, Ecatl, Ita y Fitón enfocado a la zona oriental del cubo Pípila 3D. El estudio integró la sísmica, registros de 23 pozos, análisis convencional de 2 núcleos, muestras de pared de 8 pozos, producción histórica de agua, información de presión, pruebas estáticas y expedientes de pozos. Con base en el estudio se determinó que el campo Pípila presenta acumulaciones de gas en formaciones arenosas desarrolladas en deltas dominados por olas; la correlación en el campo Pípila es la continuación hacia el sur de los eventos litológicos, estratigráficos, y ambientales que han sido estudiados al norte en el campo Cuitlahuac. Los cuerpos arenosos presentes tienen formas lenticulares y erráticas, con dirección NE-SW.

Para explicar la procedencia de los sedimentos pertenecientes a la Formación Vicksburg nos basamos en el modelo que establece tres principales depocentros cenozoicos para la región de la costa Este de Texas y una porción al Noreste de México, correspondientes a los ríos Bravo, Houston y Mississippi, ilustrando la procedencia de los sedimentos para diferentes épocas geológicas (Galloway, 1989; Amos, 1991) Figura 3.6.1. Los sistemas depositacionales predominantes para el área de estudio, corresponden a dos ambientes sedimentarios fluvio-deltaicos importantes, el delta del Noria (Río Bravo) y el Río Houston (Figura 3.6.2), ubicados al sur de Texas (Tesis Bernabé, 2006).

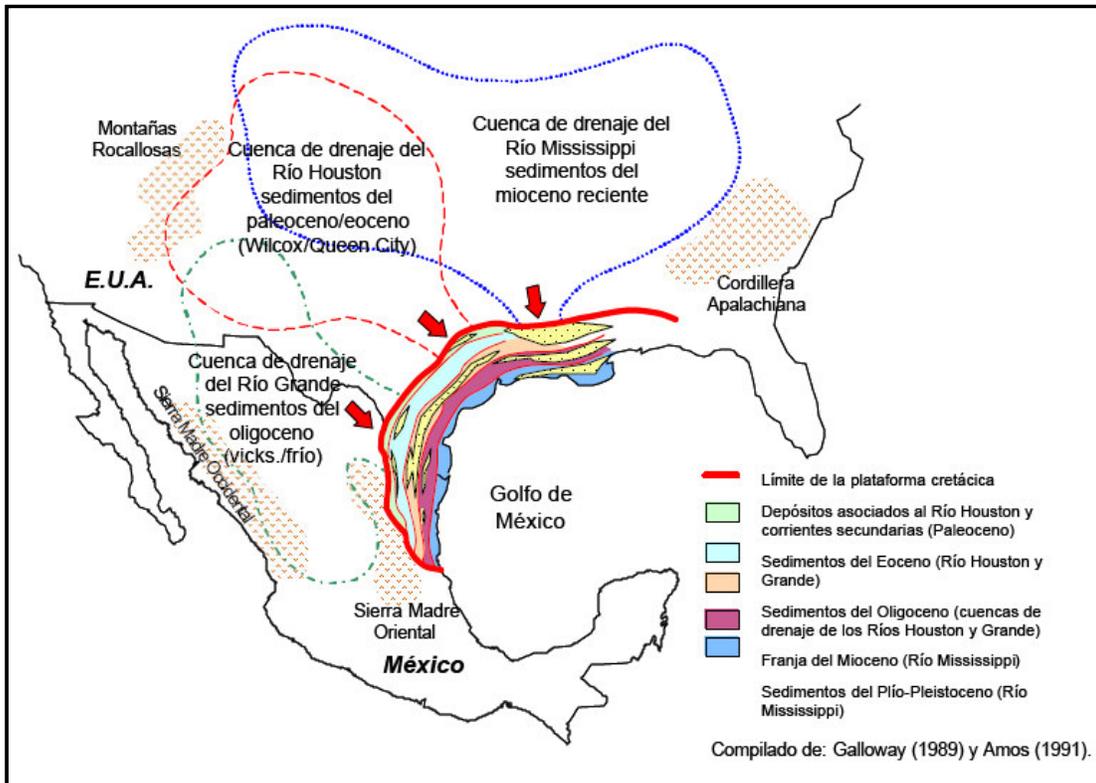


Figura 3.6.1 Fuente de aporte de sedimentos para la Cuenca de Burgos (Galloway, 1989; Amos, 1991).

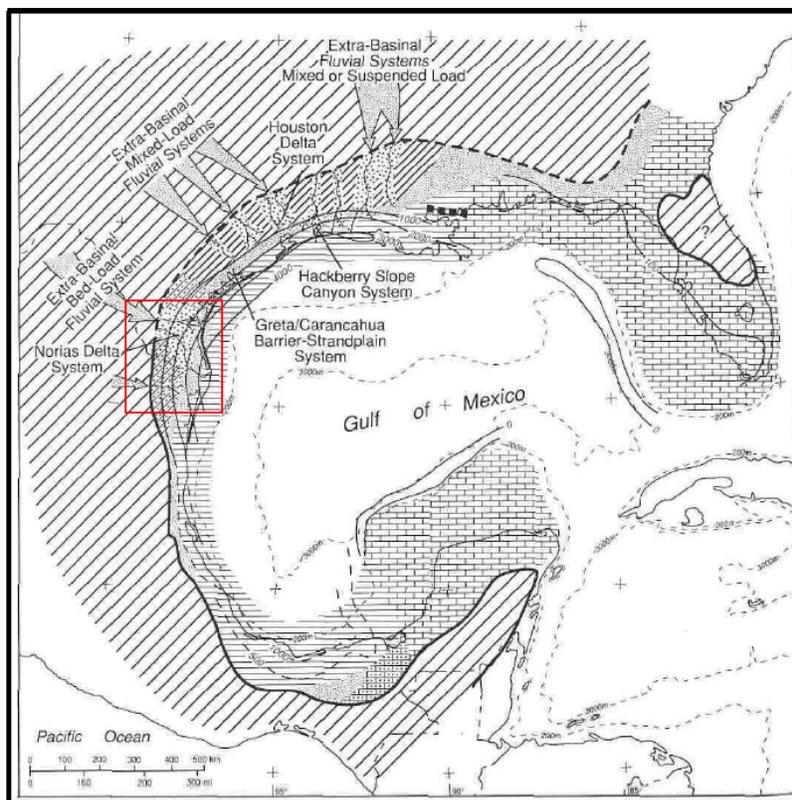


Figura 3.6.2 Sistemas deposicionales predominantes en el área de estudio.

Un modelo general del sistema depositacional en el que se involucra tanto la estratigrafía de secuencias como el aspecto estructural para el Cenozoico del Golfo de México es el propuesto por Vail y Wornardt (1990), en el que describen la forma y distribución de los sedimentos sujetos a una fase distensiva, con el desarrollo de fallas de crecimientos.

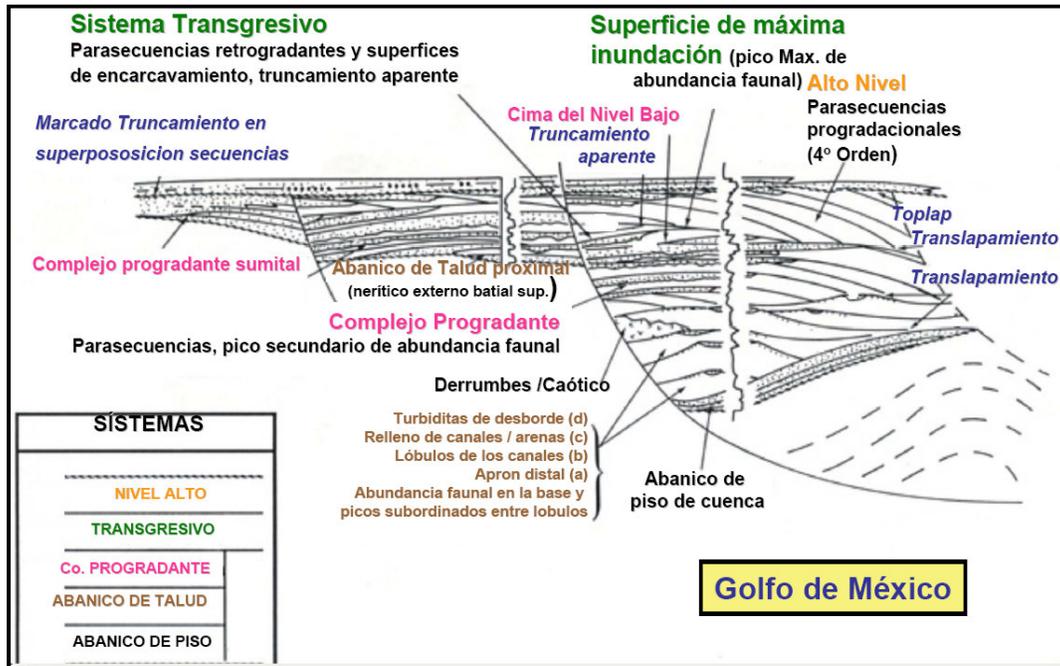


Figura 3.6.3 Modificado del Modelo de estratigrafía de secuencias idealizado y sistemas depositacionales en fallas de expansión en la secuencia Cenozoica del Golfo de México (Modelo de Vail y Wornardt, 1990).

Con base en los resultados obtenidos en la interpretación de los datos bioestratigráficos, registros de pozo e interpretación sísmica en este estudio, el modelo conceptual que se propone para el Oligoceno Vicksburg es un sistema fluvial y deltaico dominado por las olas. Esta basado en términos de los conceptos utilizados de la estratigrafía de secuencias y tomando en cuenta los estilos estructurales, el patrón regional y la analogía que existe con los yacimientos al norte de la Cuenca de Burgos y al sur de Texas, Figura 3.6.4. El modelo que se propone para el área occidental en la secuencia depositacional del Vicksburg Inferior corresponde a un sistema de nivel bajo (LST) que presenta un sistema sedimentario de complejo de prisma progradante, con presencia predominantemente de turbiditas tejadas intercaladas y posibles barras de desembocadura en su cima, que podrían corresponder al sistema transgresivo Figura 3.6.5; variando a abanicos de talud hacia la zona donde se ubica el pozo Istafiate-1.

Para el Vicksburg Medio es similar la secuencia depositacional; se interpretó como un sistema de nivel bajo que presenta un sistema de prisma progradante, con presencia de posibles barras proximales y costeras en las cercanías del pozo Ciprés-1. Hacia el área del pozo Istafiate-1 se determinó la presencia de turbiditas tejadas y la presencia de barras proximales.

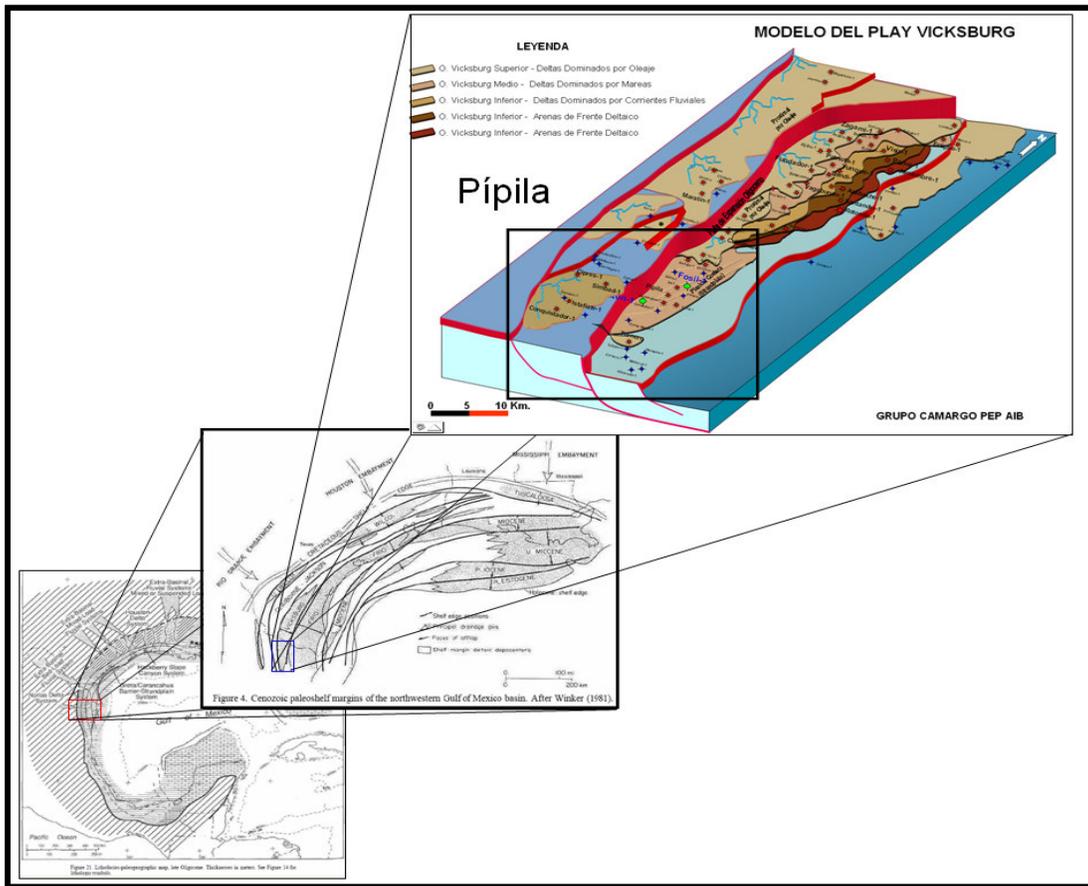


Figura 3.6.4 Modelo geológico regional del Oligoceno Vicksburg (modificada del grupo Camargo).

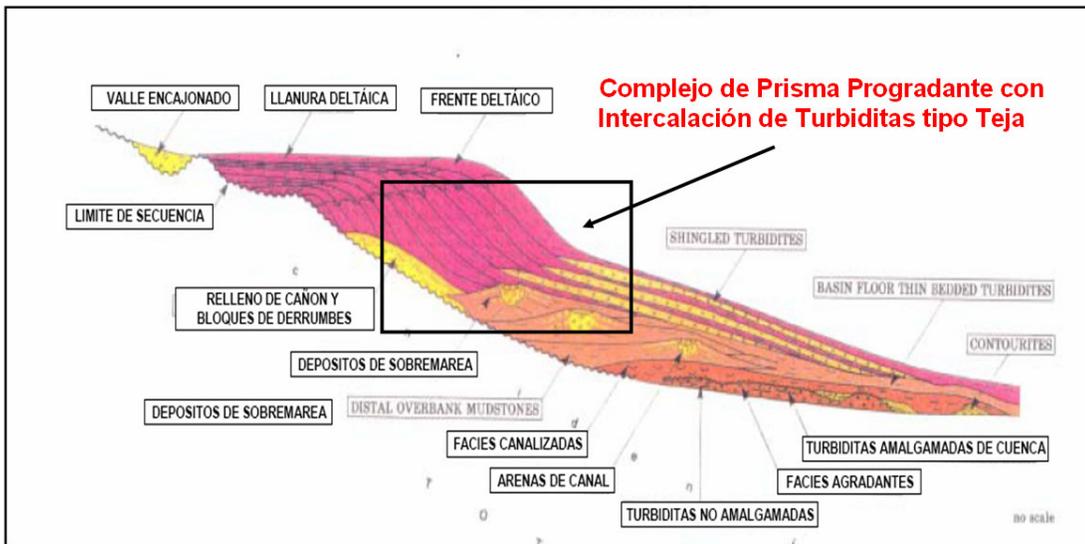


Figura 3.6.5 Ambiente sedimentario propuesto para el área occidental del campo Pípila.

4.- CALIDAD DE LA ROCA ALMACEN

4.1 PETROFISICA

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica realizada para el pozo Simbad-1, ubicado en el área Occidental del cubo Pípila 3D, con la finalidad de establecer las propiedades petrofísicas, porosidad y permeabilidad, de la Formación Vicksburg.

Es importante mencionar que antes de cualquier análisis petrofísico se deben corregir las anomalías que se presentan en las curvas, producto de malas calibraciones de herramientas, ruido durante la toma de registros, efectos del lodo, así como errores de digitalización, etc.

Los resultados obtenidos en estudios previos de análisis petrofísicos, de núcleos y petrográfico de los pozos distribuidos en el área oriental del cubo Pípila 3D, establecen que las propiedades petrofísicas, porosidad y permeabilidad en la Formación Vicksburg, varían vertical y lateralmente. Esta variación se debe a la presencia de diagénesis ocurridas en dicha Formación, disolución intrapartículas e interpartículas y alta compactación. Estas características son las que controlan el almacenamiento y flujo de hidrocarburos en la Formación Vicksburg (Informe Landmark-PEMEX, 2005). Del análisis petrofísico se evaluó la salinidad del agua de formación, siendo esta de 18000 ppm a 20000 ppm. Con base en las descripciones petrográficas y diagenéticas del núcleo del pozo Atlas-1, se tiene que los procesos diagenéticos están controlando el sistema de poro y por consiguiente la calidad del yacimiento. Dichos procesos se presentan a continuación (Tomado de Core Laboratorios abril, 2001. Estudio Petrográfico pozo Atlas-1):

1. El grado de deformación de los granos dúctiles depende de la profundidad del sepultamiento y de la cantidad de granos dúctiles. Los fragmentos ígneos, arcillosos y dúctiles son los más abundantes en la mayoría de las muestras. Se ha producido una pérdida de porosidad debido a la compactación.

2. Ha habido cierta pérdida de permeabilidad debido a un incremento en la tortuosidad del sistema de poros y a una pérdida de las áreas intergranulares abiertas, lo cual ha sido el resultado de la precipitación de analcima autógena, cuarzo microcristalino, y arcillas autógenas, resultado a su vez de la alteración de cenizas vítreas o fragmentos tobáceos.

3. Sin embargo, la porosidad secundaria (tanto móldica como intragranular) se vio incrementada por el proceso de alteración de la analcima, el cuarzo monocristalino y la arcilla, pues no había una cantidad suficiente de elementos para taponar todos los poros secundarios que creó la disolución de las cenizas o los fragmentos tobáceos.

Los parámetros de importancia que cuantifican la calidad de la roca almacén se basan en los valores de porosidad y permeabilidad: Estos a su vez son controlados por la composición de la roca, madurez textural, madurez mineralógica y al ambiente de depósito. Este último controla el desarrollo de los procesos diagenéticos que afectan a la roca. Otros elementos de importancia

son: el tipo de fluido contenido en los poros, rangos de subsidencia, presión litostática de la columna y el gradiente geotérmico (Bernabé, 2002).

De los resultados obtenidos de la calidad de la roca almacén en el área occidental del campo Pípila derivada de la información Petrofísica (Figura 4.1.1) en el intervalo 1346-1403m (Oligoceno Vicksburg) del pozo Simbad-1 se deduce lo siguiente:

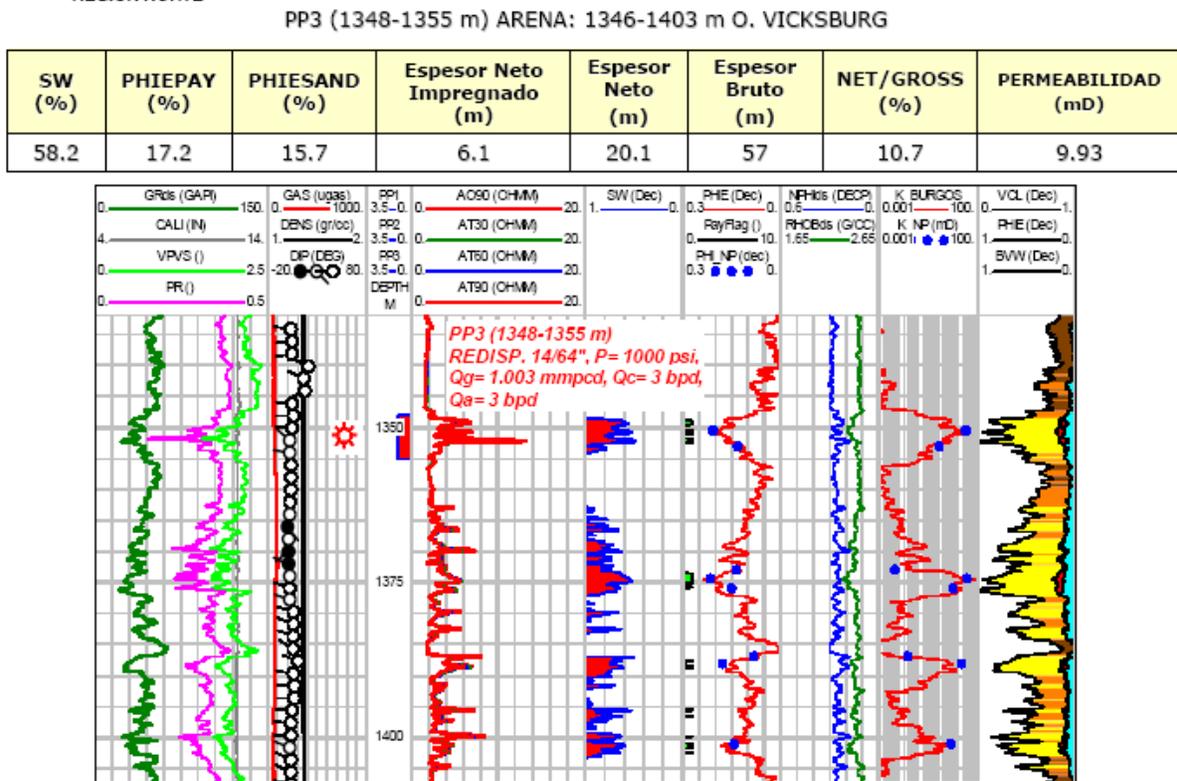


Figura 4.1.1.- Calidad de la roca almacén del intervalo en el pozo Simbad-1.

El pozo Simbad-1 fue perforado para probar los paquetes a nivel Eoceno Inferior, Eoceno Superior y Oligoceno Vicksburg. Después de realizar tres pruebas de producción, se logró establecer producción comercial en el Oligoceno Vicksburg. El intervalo productor se ubica a una profundidad de 1348-1355 m. Se elaboró la grafica cruzada de porosidad contra permeabilidad de dicha prueba (Figura 4.1.2).

POROSIDAD vs PERMEABILIDAD

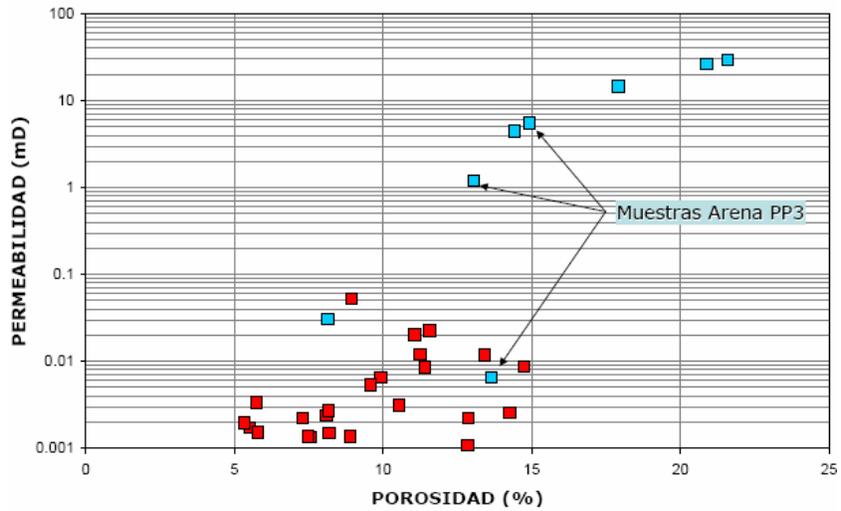


Figura 4.1.2.- Grafica cruzada Porosidad & Permeabilidad.

La prueba correspondiente a la Formación Vicksburg, ofrece características petrofísicas atractivas; posee un promedio de porosidad a nivel espesor de 18% y casi 10 mD de permeabilidad.

De la clasificación de las muestras señaladas, según el conteo de puntos y empleando el criterio de Folk (1980), se observa que las cuatro muestras correspondientes al intervalo 1346-1403m (Figura 4.1.3), caen dentro de la jerarquía de Arenitas Líticas. En la figura de la izquierda se observa el volumen de arcilla del intervalo de interés calibrado con el resultado de la difracción de rayos X de las cuatro muestras.

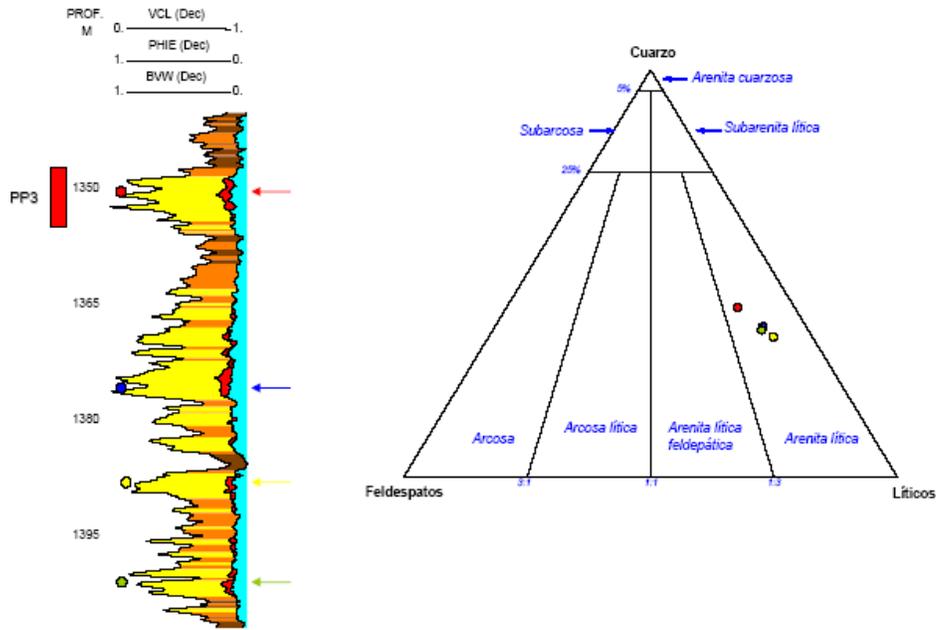


Figura 4.1.3.- Clasificación de muestras, básicamente arenas líticas según conteo de puntos y Folk (1980).

4.1.1 POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Con el apoyo de los registros de los pozos Abati-1, Istafiate-1, Odalisca-1 y Simbad-1 analizados y corregidos por el petrofísico, se obtuvieron gráficos cruzados porosidad vs. permeabilidad (Figura 4.1.1a) y de porosidad vs. profundidad (Figura 4.1.1b), que integrados con la información de petrografía y evaluación petrofísica se corroboraron la calidad de la roca almacén de regular a buena para el Oligoceno Vicksburg medio y superior. Para la parte profunda de Vicksburg inferior, los desarrollos deltáicos fueron más restringidos en extensión y el tamaño de grano en las arenas que van de fino a limolítico, corroboran la regular calidad de la roca almacén.

Con los datos derivados de la información anterior se pudieron establecer rangos de porosidad de 5 a 15 % (en algunos casos, como en el pozo Simba-1 y Abati-1 de 18%) y de permeabilidad de 0.001 a 0.1 md (un caso en particular es el pozo Simbad-1, con valores hasta de 10 md) Figuras 4.1.1a y b.

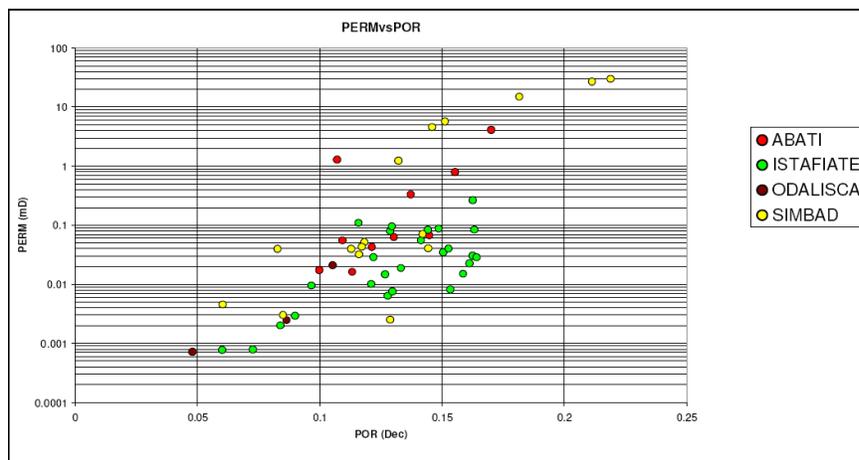


Figura 4.1.1 a.- Grafica porosidad vs. permeabilidad que muestra los rangos de valores establecidos para el Oligoceno Vicksburg.

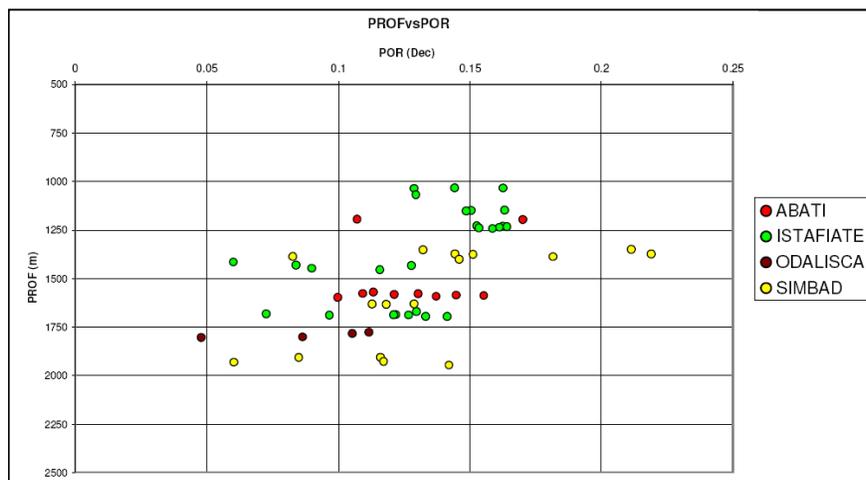


Figura 4.1.1 b.- Grafica cruzada que asocia datos de profundidad contra porosidad.

4.2 PETROGRAFIA

A continuación se muestran las láminas delgadas utilizadas para la descripción de la calidad de roca almacén del pozo Simbad-1:

Muestra a 1350 m:

La mayor parte de los granos corresponden al cuarzo y fragmentos de roca que varía entre volcánicas, carbonatadas y dolomías; en particular, esta muestra presenta las mejores permeabilidades producto de la buena selección de los granos y su moderada compactación (Figura 4.2.1). Los poros son en su mayoría primarios de tipo intergranular, mientras que la forma de los granos, en su mayoría, es angular a subredondeada; los contactos entre granos son largos.

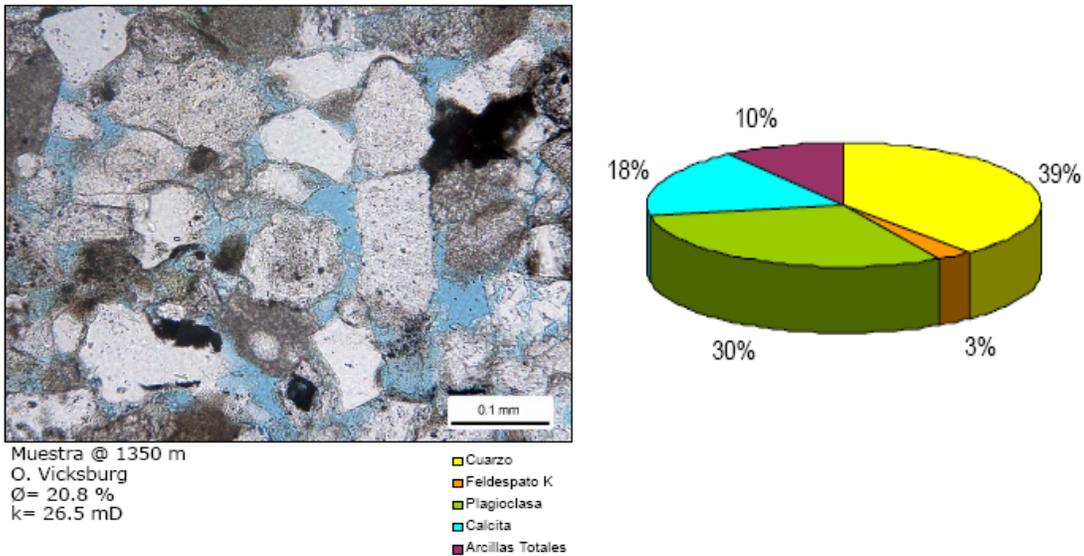


Figura 4.2.1.-Descripción de la calidad de roca almacén (muestra de lámina delgada a 1350 m).

Muestra a 1376 m:

La muestra presenta en su mayoría granos de cuarzo y fragmentos de roca que varían entre volcánicas, carbonatadas y dolomías. Se observa buena selección de los granos que poseen una forma de tipo subangular, predominantemente. Los poros son en su mayoría primarios de tipo intergranular; también se observa ocurrencias de poros secundarios producto de la disolución parcial de los feldespatos y rocas volcánicas, principalmente (Figura 4.2.2). También se muestran los resultados de difracción de rayos X de la muestra.

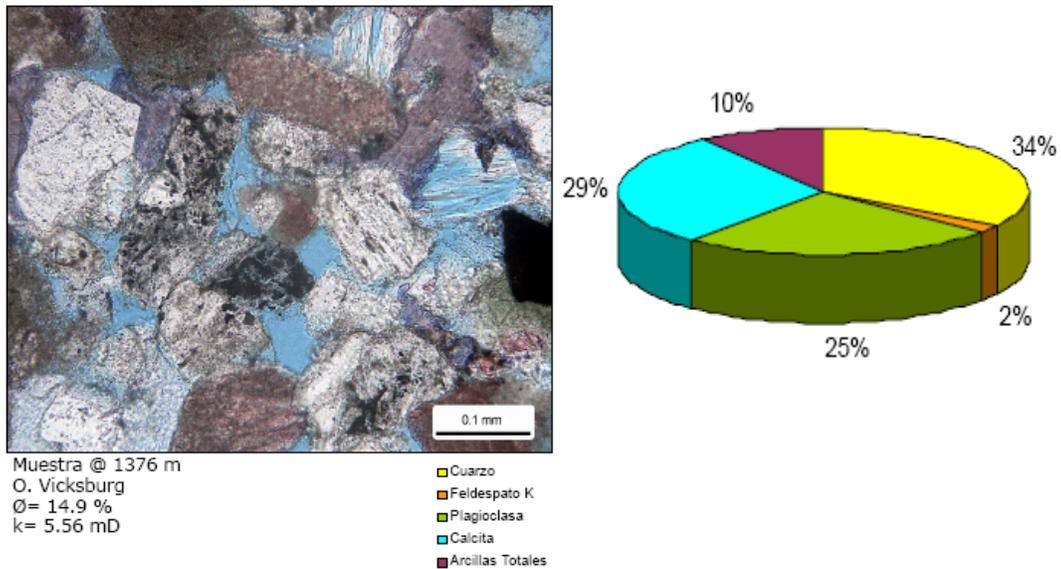


Figura 4.2.2.-Descripción de la calidad de roca almacén (Muestra de lámina delgada a 1376 m).

Muestra a 1388 m:

En el detalle de la muestra se observan fragmentos de feldespatos, fragmentos de roca y, en menor abundancia, de cuarzo. La selección de los granos es buena, mientras que los poros son en su mayoría primarios de tipo intergranular y secundarios producto de la disolución parcial de los feldespatos y de rocas volcánicas, principalmente (Figura 4.2.3). Los tonos rojizos y violetas observados en la imagen, corresponden a fragmentos de roca o minerales con composición carbonatada. En la grafica se muestran los resultados de la difracción de rayos X para esta muestra.

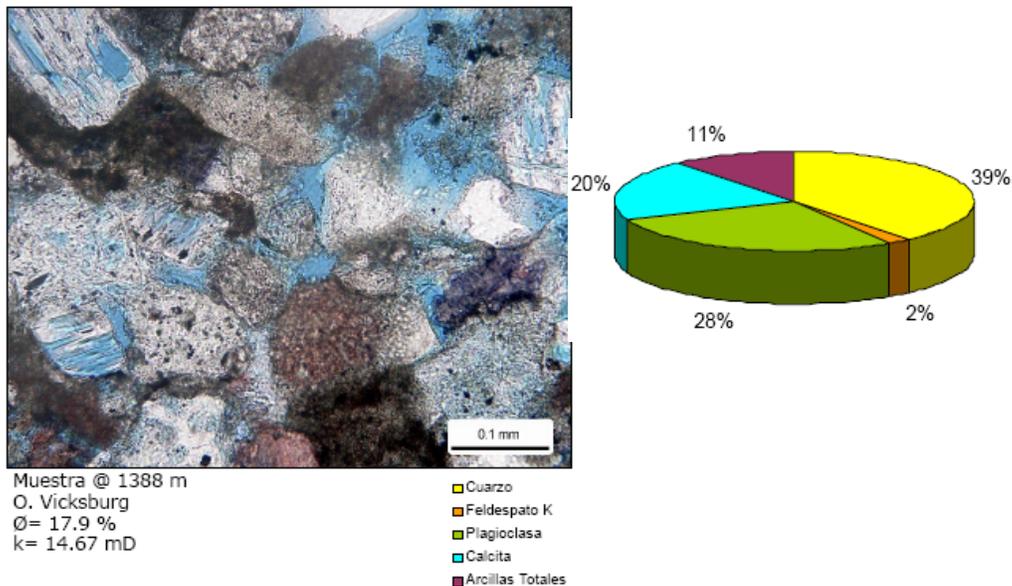


Figura 4.2.3.-Descripción calidad de la roca almacén (muestra de lámina delgada a 1388 m).

Muestra a 1401 m:

La mayor parte de los granos son fragmentos de roca ígnea, caliza y lutita. Las formas más comunes entre granos es subangular a subredondeada, mientras que los contactos entre los mismos son largos, producto de una compactación de moderada a alta. Los poros son primarios de tipo intergranular con ocurrencias de poros secundarios por disolución, dando lugar a poros intragranular (Figura 4.2.4). Se muestran los resultados de la difracción de rayos X.

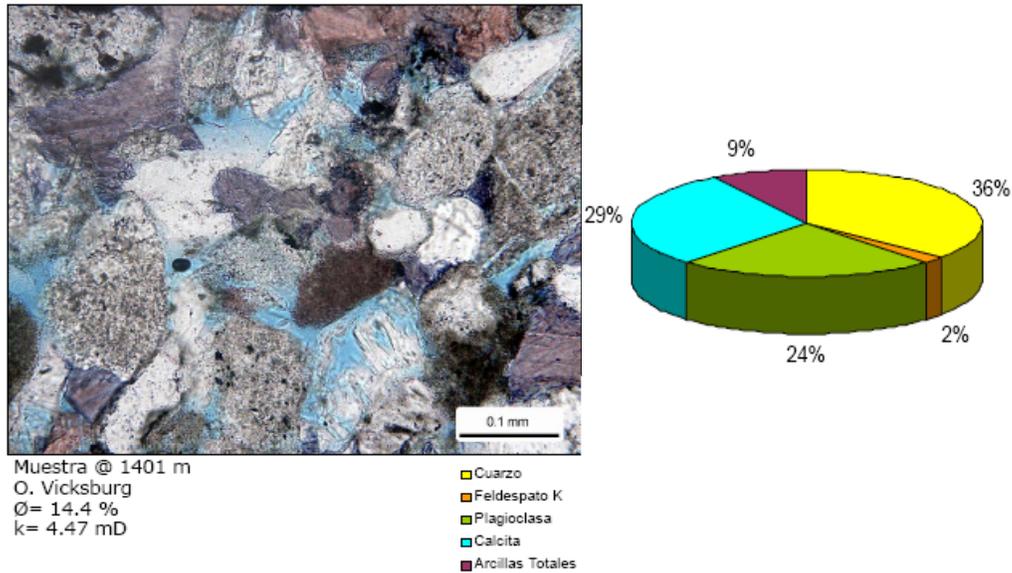


Figura 4.2.4.-Descripción de la calidad de roca almacén (muestra de lámina delgada a 1401 m).

Con el apoyo de la Microscopía Electrónica se obtuvieron fotografías de dos muestras correspondientes al intervalo productor, siendo las dos mejores muestras del intervalo de interés. Se observa que los poros son en su mayoría intergranular, bien distribuidos y con excelente interconexión (Figura 4.2.5). Se observa poca arcilla, lo que se comprueba con los resultados de difracción de rayos X. Estas muestras representan una excelente roca almacenadora.

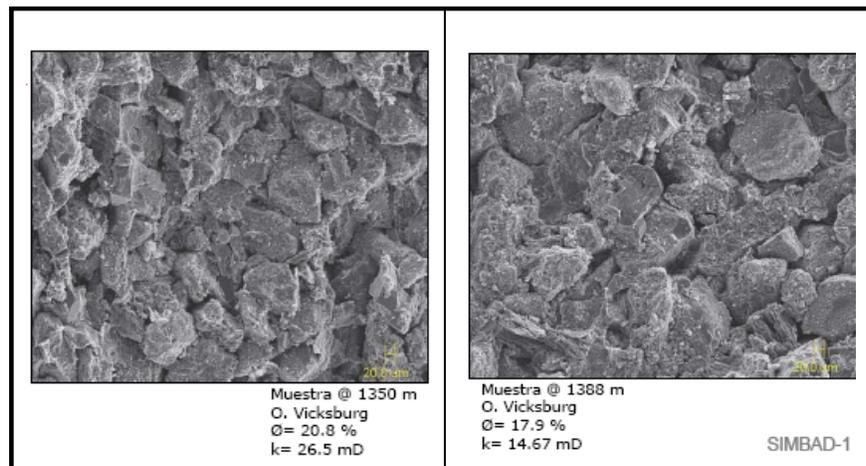


Figura 4.2.5.- Fotografías de microscopio electrónica de las muestras a 1350 m y 1388 m.

4.3 DISTRIBUCIÓN DE LA ROCA ALMACEN

De acuerdo con los resultados obtenidos en este estudio, el modelo propuesto para el Oligoceno Vicksburg inferior basados en la estratigrafía de secuencias y considerando el aspecto estructural de la región, se establece como una secuencia depositacional correspondiente a un sistema de nivel bajo (Lowstand Systems Tract, LST), en el cual se interpretó un complejo de cuña progradante, barras de desembocadura y turbiditas tipo teja en una plataforma interna a media.

Se interpreta que la dirección regional del aporte de sedimentos provenía del Norte del área, es decir de la Cuenca del Río Grande (Río Bravo), transportados por corrientes marinas hacia el Sur y en particular, para el área de estudio la dirección del aporte de sedimento proviene del Occidente.

Con base en el análisis de núcleos de pared de los pozos Simbad-1 e Istafiate-1, ubicados en la porción Occidental del Cubo Pípila, e información del estudio regional de plays del Vicksburg Sur (Bernabé, Eguiluz y Mendoza, 2002) se determinó la clasificación de la roca como una arenisca lítica feldespática y se estima que los procesos diagenéticos que afectan la calidad de la roca almacén son: cementación por calcita férrica, generación de minerales autigénicos (illita-esmectita), sobrecrecimiento de minerales de cuarzo y feldespatos, compactación y disolución.

A partir del modelo establecido para el Oligoceno Vicksburg inferior, con el apoyo del cubo de Inversión sísmica, semblanza y extracción del atributo RMS (Inédito Badillo, 2007), se presenta la distribución de la roca almacén del área Occidental del Cubo Pípila 3D (Figura 4.3.1).

Con la finalidad de discretizar las zonas con la mejor calidad de roca almacén se subdividió el Oligoceno Vicksburg en tres horizontes: H-1, H-2 y H-3 (H-3 cima Vicksburg inferior) Figura 4.3.2. Para cada uno de los horizontes se generaron time slice (cortes en tiempo), a partir del cubo de inversión, evidenciando una mayor presencia de la roca almacén hacia la base del Vicksburg inferior y disminuyendo hacia la cima de la misma (Figura 4.3.3). La roca almacén se presenta de manera dispersa y discontinua; para verificar la distribución de los cuerpos que caracterizan la roca almacén, se analizaron los valores bajos de impedancia que pertenecen a la zona de arenas saturadas con gas, dentro de los intervalos productores de los pozos Simbad-1, Istafiate-1, Cipres-1 y Conquistador-1. Una vez analizados los intervalos de arenas saturadas con gas se definió de manera confiable la extensión de la zona productora, y como resultado, la identificación de las mejores arenas en la zona occidental (Figura 4.3.4).

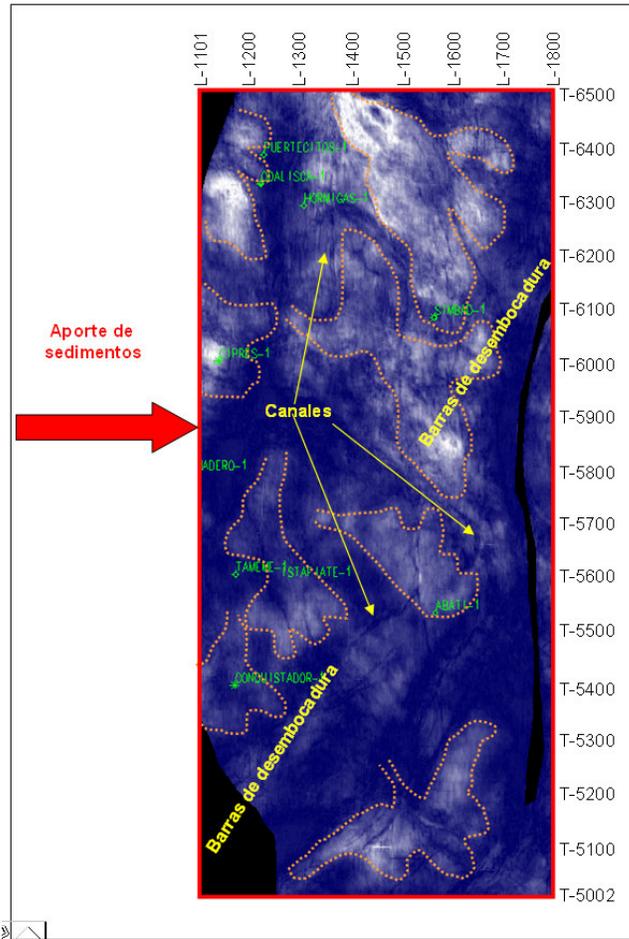


Figura 4.3.1 Vicksburg inferior ilustrando la distribución de la roca almacén.

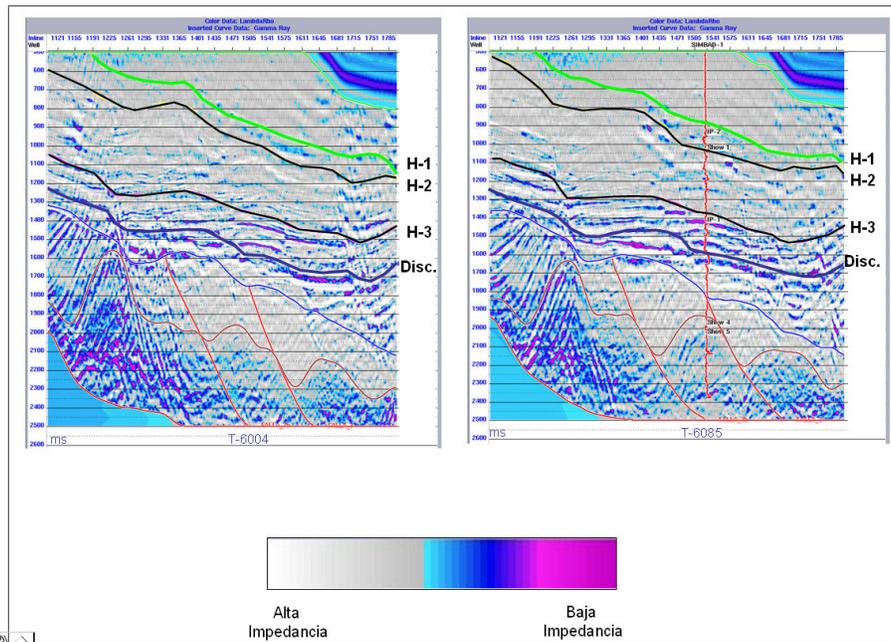


Figura 4.3.2 Subdivisión del Vicksburg inferior. Obsérvese los tonos en color rosa, indican una mejor calidad en la roca almacén.

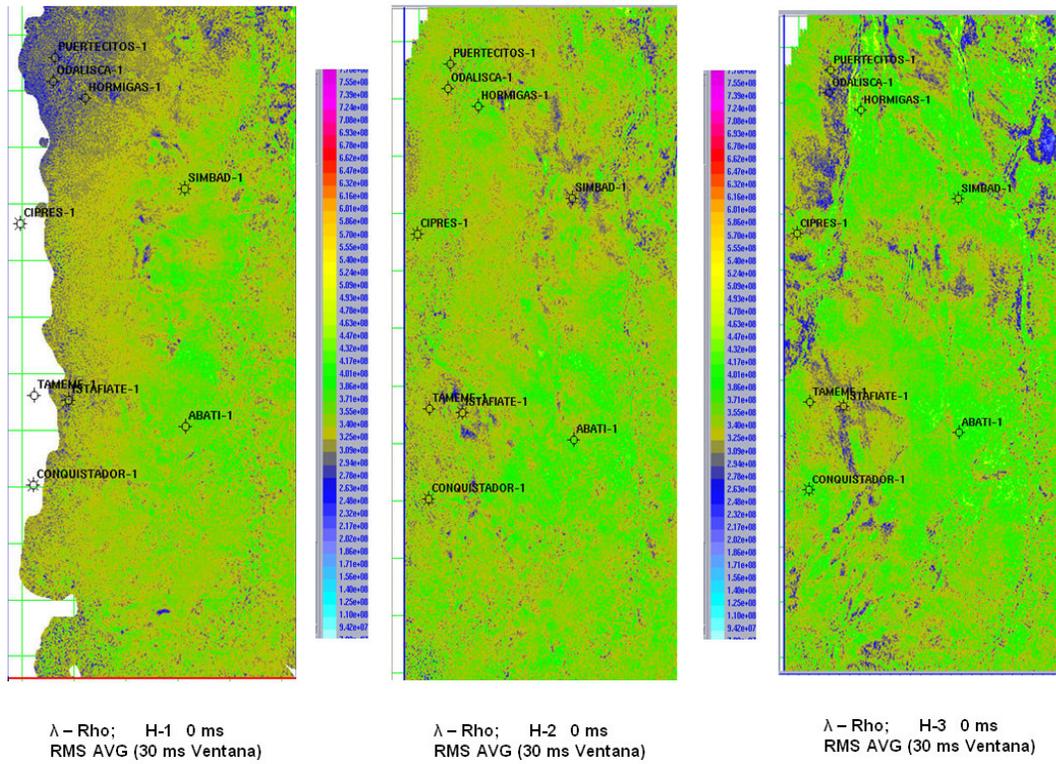


Figura 4.3.3 Vicksburg inferior mostrando la distribución de la roca almacén en time slice.

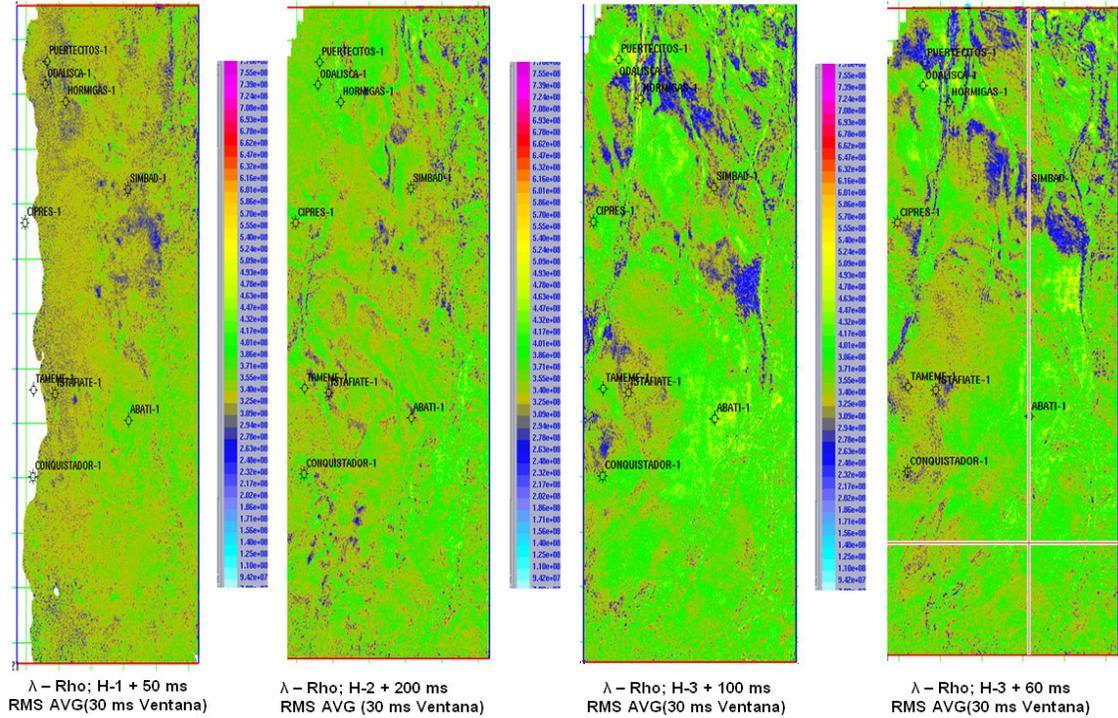


Figura 4.3.4 Mayor presencia y distribución de la roca almacén hacia la base de Vicksburg inferior, obsérvese H-3 con respecto a H-1 y H-2.

5.- ELEMENTOS DE RIESGO DEL SISTEMA PETROLERO

Para entender el análisis de riesgo del play Oligoceno Vicksburg se realizó el análisis de 79 objetivos, de ellos la gran mayoría pertenece al proyecto Burgos-Camargo, y solo 4 de ellas pertenecen al proyecto Burgos-Reynosa (Figura 5A). Dichos objetivos cubren una amplia gama de profundidades desde menos de 1000 metros, hasta cerca de los 5000 metros, con una probabilidad geológica pronosticada del 20 al 70%, presentando una concentración en el rango de 20 a 45%. Los volúmenes medios van desde menos de 1 MMbpce hasta cerca de 22 MMbpce, con los 2 mayores volúmenes en objetivos del proyecto Reynosa.

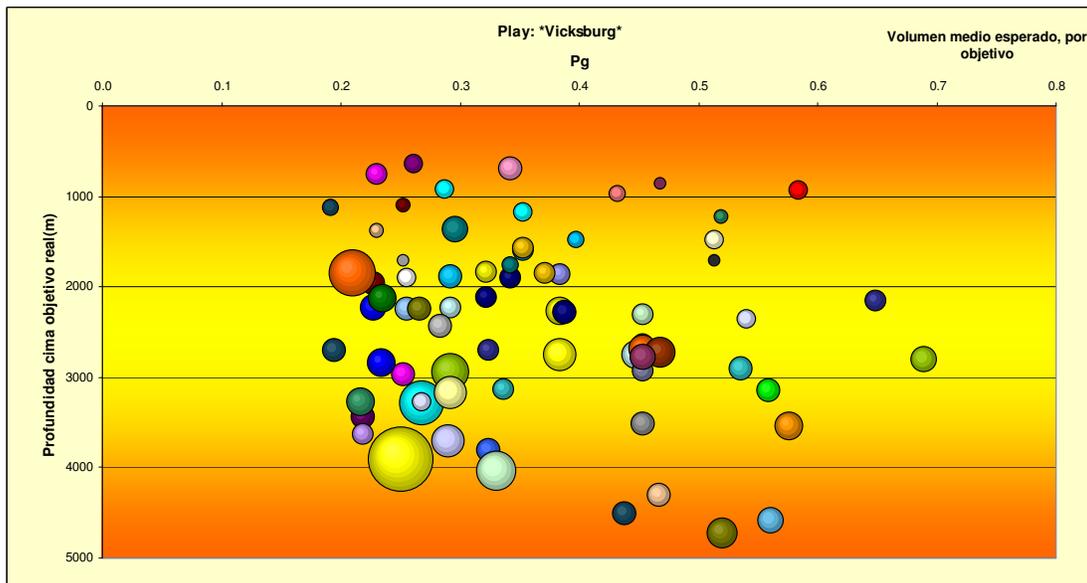


Figura 5 A.- Objetivos pertenecientes al play Oligoceno Vicksburg

El 9% de los objetivos ofrecía volúmenes medios esperados debajo de 1 MMbpce, y únicamente 3 se suponían mayores a los 10 MMbpce. Los objetivos restantes pronosticaban encontrar volúmenes entre 1 y 10 MMbpce.

Para el análisis de los objetivos se consideraron los diferentes ambientes sedimentarios propuestos en un rango muy amplio, generalmente asociados a estructuras deltaicas en las que se incluyen facies dístales del prodelta, así como facies más proximales en donde se incluyen los complejos de barras paralelas a la línea de costa (deltas dominados por oleaje) y barras de desembocadura.

De los objetivos investigados se observa que la perforación se ha concentrado hacia el Norte, donde también se tienen los objetivos más profundos y es hacia el Norte donde se tiene el mayor factor de éxito, disminuyendo hacia la porción Sur del área (Figura 5B). Además se muestran los tamaños esperados y los resultados obtenidos de los objetivos.

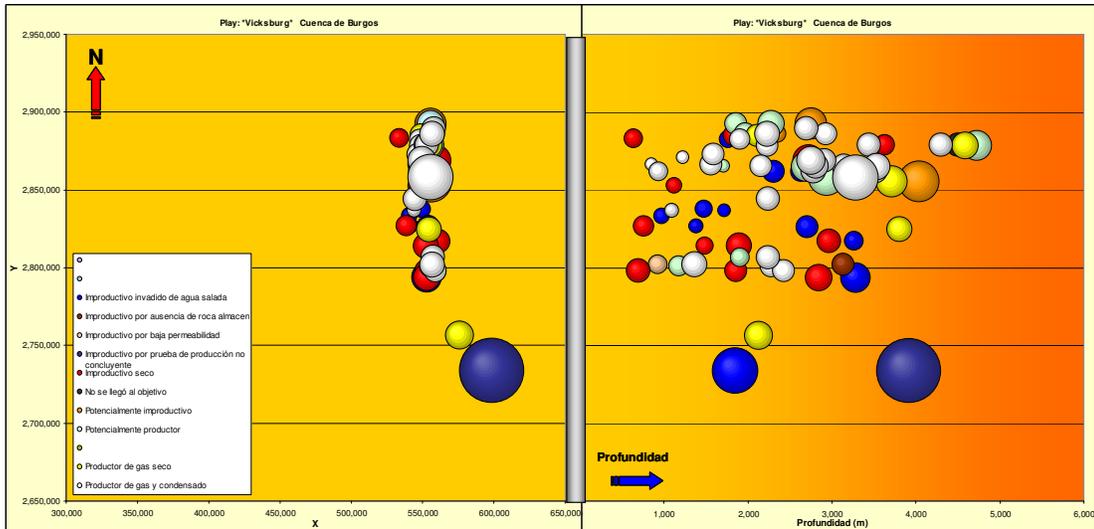


Figura 5B.- Objetivos investigados, tamaño y resultados obtenidos.

Con los resultados obtenidos de la postperforación se derivaron los análisis de los objetivos que permitieron verificar el nivel del factor de éxito; en el caso del play Oligoceno Vicksburg, se tuvo un alto factor de éxito a nivel de objetivo, del 54% (para el proyecto Burgos-Camargo 56% y 25% en Burgos-Reynosa).

La siguiente gráfica presenta los 27 objetivos que han resultado productores de gas y condensado (Figura 5C), en tanto que otros 10 se consideraron potencialmente productores debido a que no fueron probados pero sus características petrofísicas y contenido de fluidos apoyan su atractivo petrolero. Es importante mencionar que en 3 casos no se llegó al objetivo. El cálculo del factor de éxito ha sido muy constante, alrededor del 60%, como se observa en la grafica de año de aprobación contra factor de éxito (Figura 5D), a excepción del 2000, en donde solo se alcanza el 39%.

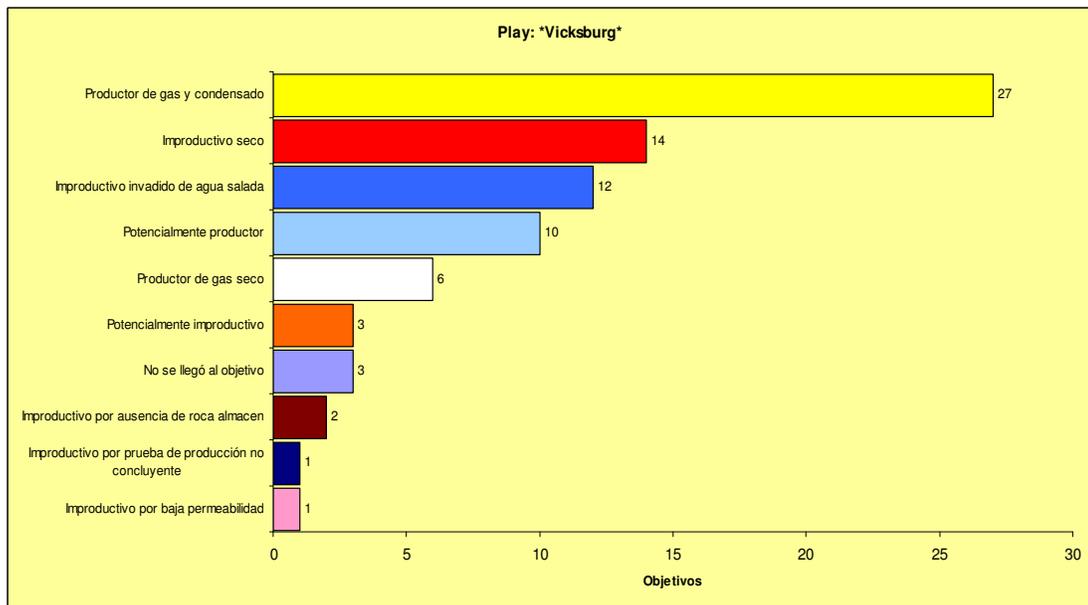


Figura 5C.- Objetivos productores de gas y condensado.

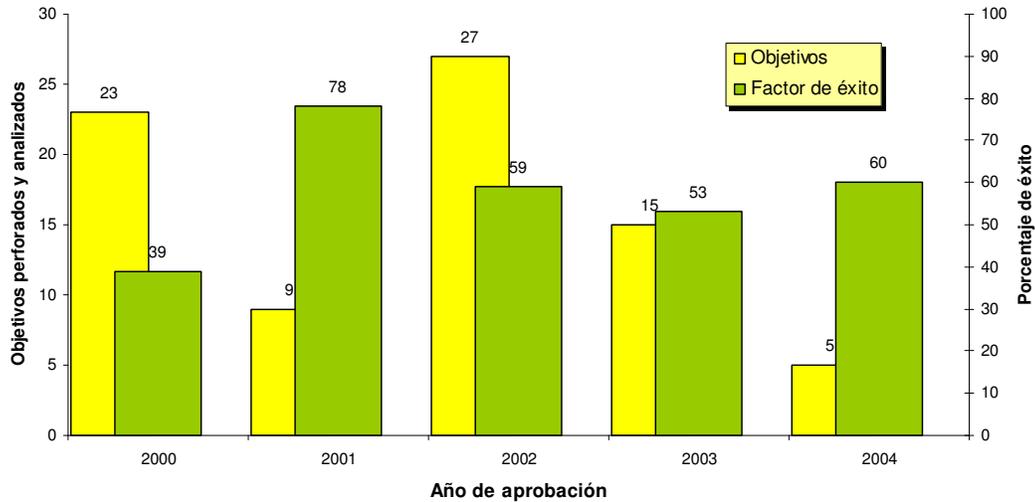


Figura 5D.- Grafica que muestra el factor de éxito.

5.1.- ANALISIS DE RIESGO

Antes de la perforación se consideraba a la roca almacenadora como el principal elemento de riesgo (67%), continuando con el sello (38%) y el cierre (5%).

Del análisis a los objetivos no exitosos se llegó a concluir que, efectivamente es la roca almacenadora el principal elemento riesgo (en 23 objetivos, en una proporción ligeramente mayor a la esperada), continuando con el sello, aunque mucho menor a lo esperado (7 objetivos). Finalmente, el elemento sincronía y migración, que no fue supuesto como riesgo potencial, fue el factor determinante para el no éxito en el 14% de los objetivos.

5.1.1.- RIESGO ROCA ALMACENADORA

El problema principal es la dificultad para controlar la distribución espacial del modelo sedimentario propuesto, debido a que es muy común encontrarse con facies más dístales a las esperadas, lo que provoca encontrar secuencias arcillosas, sin arenas, o bien, arenas muy sucias, de grano muy fino, laminadas y ocasionalmente compactas, con valores muy bajos de porosidad y permeabilidad, el 66% de no éxito se debe a la roca almacenadora.

5.1.2.- RIESGO ROCA SELLO

El 20% de no éxito se le atribuye a la roca sello. La existencia de rocas porosas invadidas de agua salada, ocasionalmente con escaso gas sin presión, hacen suponer la falta de efectividad del sello lateral, que debía ser representado por el fallamiento sintético y antitético. Se supone que en la realidad dicho fallamiento yuxtapone arenas contra arenas, lo que no permite el entrapamiento de los hidrocarburos.

5.1.4.- RIESGO SINCRONIA Y MIGRACIÓN

Representa el 14% del no éxito; la posición estructural, contra el echado, respecto a la potencial ruta de migración, de la posible trampa y la existencia de abundantes arcillas que actuaron como barreras locales a la migración de los hidrocarburos, podrían ser las causas primordiales del no éxito.

La siguiente gráfica ilustra el factor de riesgo del play “Vicksburg”, determinado en la preperforación y los resultados postperforación (Figura 5.1.4.1).

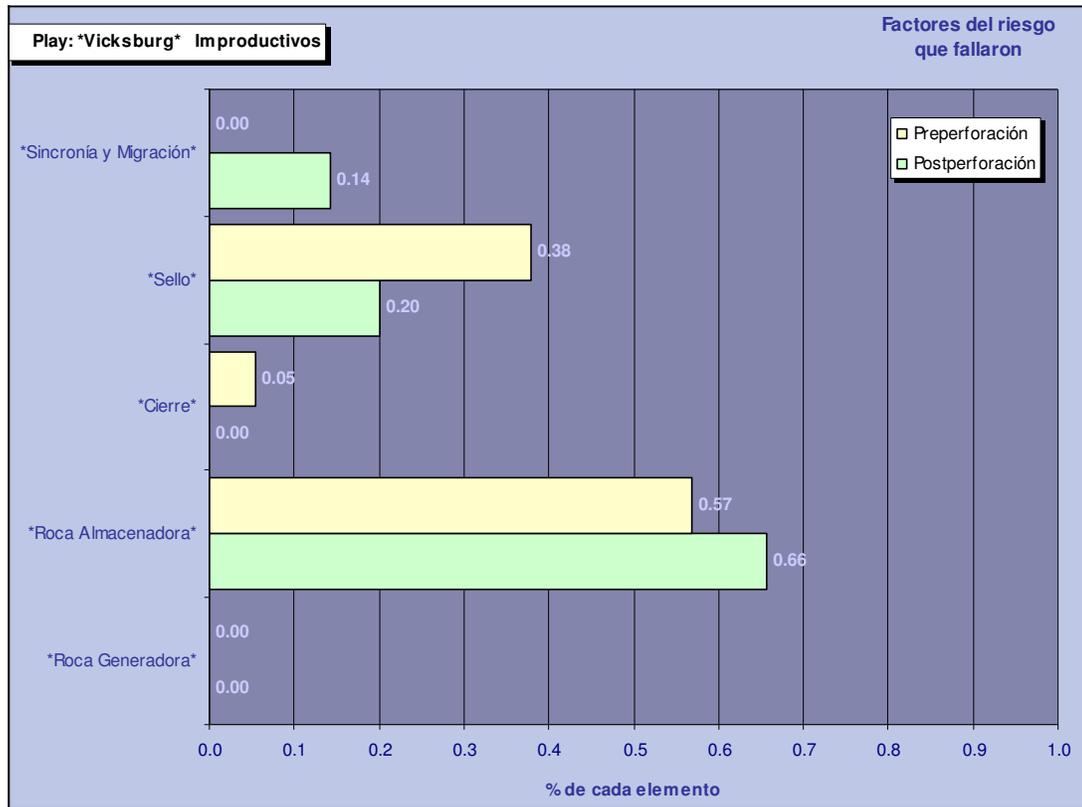


Figura 5.1.4.1.- Factores de riesgo del play Vicksburg.

El índice de certeza de predicción del principal factor de riesgo en aquellos objetivos no exitosos es del 49% (se predijo correctamente en 19 de 39 casos no exitosos). De los 26 casos en los que falló, la roca almacenadora, se pronosticó correctamente en 15, es decir el 58% de certeza. Sin embargo, el índice de acierto, cuando resultó el sello, el factor de no éxito, fue del 67%. Finalmente, nunca se pronosticó correctamente cuando falló la sincronía y migración.

La gráfica (Figura 5.1.4.2) trata de calibrar la Pg (probabilidad geológica) con el factor de éxito obtenido. Para ello, se han dividido los objetivos en 3 clases de acuerdo a su Pg. Es notoria la congruencia de la cuantificación de la Pg respecto al factor de éxito (a mayor Pg se ha logrado mayor éxito).

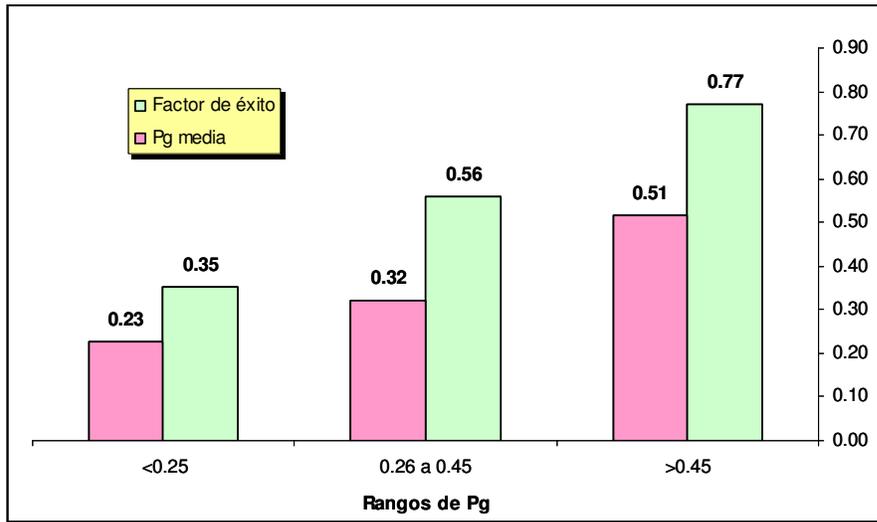


Figura 5.1.4.2.- Calibración Pg y factor de éxito.

6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el apoyo de la información disponible se logró interpretar cinco horizontes en todo el cubo sísmico Pípila 3D, incluyendo las fallas presentes en el área referidas al marco estructural de la zona. Dichos horizontes se relacionaron con las superficies que definen los límites de secuencias del Oligoceno Vicksburg.

Se observó que los límites de secuencias propuestos para el área occidental que corresponden a la Formación Vicksburg inician en su base con la discordancia del Eoceno, Vicksburg Inferior, discordancia intra-Vicksburg, Vicksburg Medio y Vicksburg Superior. Con base en los límites de secuencias, se interpretaron cuatro secuencias de tercer orden. La edad establecida por paleontología en los límites abarca un rango de 29.4 m.a. a 36 m.a. o más, debido a la presencia de fuertes erosiones en la parte occidental.

Se estableció un sistema de fallas lítricas normales predominantemente al occidente y fallas de crecimiento hacia la parte oriental que dan origen a bloques escalonados con caída al Este evidenciando una gran compartimentación del yacimiento Vicksburg.

El modelo conceptual que se propone para el Oligoceno Vicksburg es un sistema fluvial y deltáico dominado por el oleaje. Los sistemas depositacionales predominantes en el área de estudio corresponden a ambientes sedimentarios fluvio-deltaicos.

Basándose en los términos y conceptos de la estratigrafía de secuencia y bioestratigrafía, la secuencia depositacional del Vicksburg Inferior corresponde a un sistema de nivel bajo (LST), que presenta un sistema sedimentario de un complejo de prisma progradante, con presencia de barras de desembocadura y turbiditas intercaladas tipo "teja".

A partir del análisis de líneas sísmicas y la identificación de rasgos fisiográficos se interpreto el tipo de relleno de la cuenca, se determinó que corresponde a una secuencia de Tipo 1, depositada en cuencas con margen de borde de plataforma.

Las configuraciones que caracterizan las facies sísmicas del Vicksburg inferior son del tipo ondulante y tipo "teja", con patrones progradantes delgados y reflectores internos paralelos inclinados suavemente, que terminan en toplap y downlap.

La información de muestras señaladas por el conteo de puntos, análisis de registros y empleando el criterio de R. Folk (1980), la roca puede ser clasificada como arenas líticas.

Con base en las descripciones petrográficas y diagenéticas del núcleo en el pozo Atlas-1, se concluye que los procesos diagenéticos están controlando el sistema de poro y por consiguiente la calidad del yacimiento. Además, la presencia de calcita férrica como cementante y la presencia de arcillas, son factores importantes que afectan la calidad del yacimiento.

Se determinó que los posibles procesos diagenéticos son: cementación por calcita férrica, generación de minerales autigénicos (illita-esmectita), sobrecrecimientos de minerales de cuarzo y feldespatos, compactación y disolución.

En cuanto a la calidad de la roca almacén, los valores de porosidad varían de 5 a 15 % y de 0.001 a 0.01 md de permeabilidad (análisis petrofísicos), indicando una calidad de roca almacén de regular a buena con respecto a la parte superior del Oligoceno Vicksburg, principalmente hacia el Norte y parte oriental del área de estudio.

La distribución de la roca almacén se presenta de manera dispersa con una mayor concentración hacia la base de Vicksburg inferior y un aumento de la misma al norte del área, disminuyendo su presencia hacia el sur.

El principal elemento de riesgo es la roca almacén debido a que se encuentra afectada por los procesos diagenéticos, provocando obstrucción y disminución de poro que obstaculizan el flujo de fluidos.

El modelo geológico basado en el análisis de la estratigrafía de secuencias permite el entendimiento de los procesos de depositación para una efectiva explotación de los yacimientos en el play Vicksburg.

Con el uso de la estratigrafía de secuencias, se logró interpretar el origen depositacional de las posibles trampas, usando el conocimiento de la distribución de systems tracts en cada una de las secuencias.

Finalmente se recomienda lo siguiente:

Revisar las profundidades reportadas por paleontología y geología a causa de que existe en algunos casos variaciones de decenas de metros, que dificulta la calibración de eventos y análisis precisos de paleontología de alta resolución.

Realizar la elaboración de secciones balanceadas que permitan la reconstrucción de los patrones depositacionales para un mejor entendimiento de los ambientes de depósito y evolución de la cuenca.

BIBLIOGRAFIA

Echánove E.O., (1986). Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XXXVIII, No.1.

Galloway W. E., (1989). Genetic stratigraphic sequence in basin analysis II, Application to the northeast Gula of Mexico Cenozoic Basins: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v73 p. 143-154.

Guzmán B. A., (1998). Potencial Remanente del Terciario del Proyecto Integral Burgos. Informe inédito, PEMEX.

Mitchum R. M. Jr., Vail P.R. and Thompson S., (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 2: the depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis. In: C.W. Payton (Editor), Seismic Stratigraphic-Applications to Hydrocarbon Exploration. Am. Assoc. Pet. Geol. Mem. 26, p. 53-62.

Perez C. G. (1992). Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico, Thesis for Doctor of Philosophy, Rice University, Houston, Texas.

Posamentier H. W. and Vail P.R., (1988). Eustatic controls on classic deposition. sequence and system tract models. In: Sea level Changes: an integrated approach (Eds Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C.G.St. C., Posamentier, H., Ross, C. A. and Van Wagoner, J.). Soc. Econ. Paleontol, Mineral., Spec. Pub. 42, p. 125-154.

Sloss L.L., (1963). Sequences in cratonic interior of North America. Geol. Soc. Am. Bull. 74, p. 93-114.

Vail P. R., Mitchum, R. M. Jr., Tood R. G., Widmier J. M., Thompson S., Sangree J. B., Bubbs J. N. and Hatlelid W. G., (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, parts 1-6. In: Seismic Stratigraphy – Applications to

Hydrocarbon Research (Ed. Payton, C.E.) Mem., Am. Assoc. Petrol. Geol. 26, p. 49-133.

Vail P. R., Hardenbol J. and Todd R. G., (1984). Jurassic unconformities, chronostratigraphy and sea level changes from seismic stratigraphy and biostratigraphy, In: J.S. Schlee (Editor), Interregional unconformities and hydrocarbon accumulations: AAPG Memoir 36, p. 129-144.

Vail P. R., (1987). Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy, Part 1: seismic stratigraphy interpretation procedure. In: A. W. Bally (Editor), Atlas of Seismic Stratigraphy. Am. Assoc. Petrol. Geol. 27, p. 1-10.

Vail P. R. and Wornalrdt W. W., (1990). Well log-seismic sequence stratigraphy: an integrated tool for the 90's: Gulf Coast Section-Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Foundations Eleventh Annual Research Conference Program and Extended Abstracts, p. 379-388.

Van Wagoner J. C., (1985). Reservoir facies distribution as controlled by sea-level change (abs.): Abstract Volume of SEPM Midyera Meeting, Golden, Colorado, p. 91-92.

Van Wagoner J. C., Posamentier H. W., Mitchum R. M., Vail P. R., Sarg