



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**“INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE
LAS SECUENCIAS SEDIMENTARIAS
DE UNA PORCIÓN DEL SECTOR
NORTE DEL PALEOCANAL DE
CHICONTEPEC”**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A

CLAUDIO GODINEZ PALEMON

DIRECTORA DE TESIS

M. I. ISABEL DOMÍNGUEZ TREJO



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., Junio 2016.

ÍNDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. GENERALIDADES	3
1.1 INTRODUCCIÓN	3
1.2 OBJETIVO	4
1.2.1 Objetivos particulares	4
1.3 JUSTIFICACIÓN	4
1.4 ANTECEDENTES	5
1.5 UBICACIÓN	7
1.6 FISIOGRAFÍA	8
1.7 HIDROGRAFÍA	8
1.5 OROGRAFÍA	10
2. MARCO GEOLÓGICO	12
2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA HISTÓRICA	12
2.2 ESTRATIGRAFÍA	15
2.2.1 Basamento	16
2.2.2 Triásico	17
2.2.3 Cretácico	18
2.2.4 Cenozoico	19
3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA	23
3.1 MARCO TEÓRICO	23
3.1.1 Configuración de los reflectores	24
3.1.1.1 Configuraciones Internas	25
3.1.1.2 Cliniformas	25
3.1.2 Terminación de Reflexiones	26
3.1.2.1 Downlap	27
3.1.2.2 Toplap	28
3.1.2.3 Onlap	28
3.1.2.4 Baselap	29
3.1.3 Facies Sísmicas	29
3.1.4 Atributos sísmicos	30

3.1.4.1 Coseno de la fase instantánea	30
3.1.4.2 Amplitud RMS	31
3.2 INFORMACIÓN UTILIZADA	32
3.2.1 Interpretación de Secciones	37
3.2.2 Interpretación de Horizontes	38
3.2.2.1 Secciones Compuestas	38
3.2.2.1.1 Sección Compuesta A	40
3.2.2.1.2 Sección Compuesta B	41
3.2.2.1.3 Sección Compuesta C	42
3.2.2.1.4 Sección Compuesta D	43
3.2.2.2 Base Cenozoica (Base T)	44
3.2.2.3 Discordancia A (Disco A)	46
3.2.2.4 Discordancia B (Disco B)	48
3.2.2.5 Discordancia C (Disco C)	50
3.2.3 Mapa de Amplitud RMS	52
3.2.4 Isopacas	55
4. CORRELACIÓN DE POZOS	59
4.1 REGISTROS GEOFÍSICOS	59
4.1.1 Registro de Rayos Gamma	59
4.1.2 Registro de Resistividad	61
4.2 CORRELACIÓN DE POZOS	63
4.2.1 Tipos de Correlaciones	63
4.2.2 Interpretación en los registros de pozo	64
4.2.2.1 Secciones de Pozos (Well Section)	66
4.2.2.1.1 Sección de Pozo Compuesta A	68
4.2.2.1.2 Sección de Pozo Compuesta B	70
4.2.2.1.3 Sección de Pozo Compuesta C	72
4.2.2.1.4 Sección de Pozo Compuesta D	74
5. POTENCIAL PETROLERO	76
5.1 Clasificación de los Sistemas Petroleros	77
5.2 Tipos de Yacimiento	78
5.2.1 Convencionales	78
5.2.2 No Convencionales	79
5.3 Tipos de Reserva	80
5.3.1 Reservas Probadas	81
5.3.2 Reservas No Probadas	81
5.4 Sistema Chicontepec	82
5.4.1 Subsistema Generador	82
5.4.2 Subsistema Almacenador	84
5.4.3 Subsistema Sello	85
5.4.4 Subsistema Migración	86
5.4.5 Subsistema de Entrampamiento	86
5.4.5.1 Variación de la Permeabilidad	86

5.4.5.2 Mixtas	87
5.4.6 Sincronía	88
5.5 Plays Productores	89
5.5.1 Play Chicontepec Paleoceno-Eoceno Inferior (Megasecuencia Media)	89
5.5.2 Play Chicontepec Canal	90
5.5.3 Play Tantoyuca	90
5.6 Reservas y Producción de la Cuenca de Chicontepec	91
CONCLUSIONES	96
BIBLIOGRAFÍA	98

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento se dirige a quien ha forjado mi camino y me ha dirigido por el sendero correcto, a DIOS, él que en todo momento está conmigo ayudándome a aprender de mis errores y a no cometerlos otra vez.

A usted M.I Isabel Domínguez Trejo, por ser un apoyo académico, por sus consejos y por la oportunidad brindada para realizar este proyecto, merece toda mi admiración, es una gran persona, ¡Gracias en verdad gracias por todo!.

A mis sinodales el Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz, M.C Iza Canales García, Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, Ing. Javier Arellano Gil, por su asesoramiento, conocimiento, apoyo y consejos para la mejora y realización de este proyecto.

Al Programa Universitario de Estudios de la Diversidad Cultural y la Interculturalidad (PUIC), por el sustento económico brindado a lo largo de la carrera. A ti Esther, que de alguna u otra manera me diste tu apoyo y atención, ¡Gracias!.

DEDICATORIAS

A mis padres por todo su apoyo, sus consejos, su tiempo y su dedicación. A ti padre por tus consejos, tu apoyo económico y moral.

En especial a ti madre, tu esfuerzo, dedicación, regaños, enseñanzas, por todo lo que me has dado y no me has dado, se todo lo que te ha costado. Todo lo que soy es gracias a ti, eres una gran guerrera de la vida, esto y lo que sigue será dedicado en tu nombre, ¡TE AMO MADRE! Gracias por darme la vida, ¡Gracias!.

A mi familia, que son un gran pilar en mi formación tanto en lo personal y profesional, he tomado el ejemplo de todos ustedes, desde pequeño, para bien o para mal les agradezco infinitamente a todos y cada uno de ustedes, gracias en verdad gracias. Deseo de corazón y le pido a DIOS que sigamos unidos, que no nos alejemos, descuidemos o quebrantemos ese lazo que nos une, gracias una vez más.

Ulises Zeus, Carlos Jiménez, han estado ahí, ya sea para apoyar o para molestar, por las innumeradas veces de reuniones que tuvimos y tendremos claro, ¡Son unas grandes personas!. Y a todos ustedes compañeros de la carrera, que de manera directa o indirecta han estado conmigo.

A ti Paola Judith, por el apoyo que me has brindado, llegaste justo en el momento cuando más lo necesitaba, me has escuchado, aguantado, he ganado una gran amistad, gracias por todo, ¡Te quiero!.

Fanny, amor, me has enseñando mucho en poco tiempo, gracias por compartir estos meses, por brindarme tu fuerza y amor, juntos seguiremos adelante !Te quiero con todo mi corazón!.

Los hijos muchas veces llegan de manera inesperada y no planeada, en lugar de suponer un gran obstáculo, supone una gran invitación de la vida a esforzarse un poco más, y a que a partir del momento, se debe tomar decisiones mucho más delicadas pues podrían tener repercusión en ese nuevo ser humano.

A todos aquellos que creyeron en mí, ¡GRACIAS!

RESUMEN

Durante las últimas tres décadas el mayor contribuyente en la producción nacional de hidrocarburos en México había sido el Campo Cantarell, sin embargo, aunque aún aporta con volumen importante, en los últimos años ha tenido una declinación notoria en su producción. El proyecto Aceite Terciario del Golfo en la Cuenca de Chicontepec, es una alternativa viable desde que se definió en el 2010.

La Cuenca de Chicontepec es una de las cuencas petroleras más importantes del país, pertenece a una cuenca del tipo Foreland; originándose en el Paleoceno-Eoceno por secuencias turbidíticas con clastos de variada composición (siliciclástica, carbonatada), asociada por los levantamientos originados por los esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental y bascularon la plataforma de Tuxpan. Se localiza en los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí, cubre un área aproximada de 11,300 km².

Una secuencia turbidítica es el resultado del transporte y depósito de sedimentos debido a una corriente de turbidez. Una corriente de turbidez puede ser responsable de la erosión de un cañón submarino, así como del depósito de sedimentos formando abanicos submarinos.

En el presente trabajo se describen los límites de las unidades pertenecientes al Paleocanal de Chicontepec; se interpretó un cubo sísmico, auxiliados por marcadores definidos a partir de las respuestas de registros geofísicos de pozos, donde se distinguieron tres etapas de sedimentación que originaron los depósitos de lutitas y areniscas de las Megasecuencias Inferior (Unidad 1), Media (Unidad 2) y Superior (Unidad 3) del Grupo Chicontepec; cada Megasecuencia está separada por las discordancias regionales; Base Cenozoica, Discordancia A, Discordancia B y Discordancia C.

Por último se aborda el sistema petrolero, dando características del subsistema generador; perteneciente a las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta. El subsistema almacenador son las secuencias arenosas del Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, así mismo, las unidades estratigráficas del Grupo Chicontepec constituyen el subsistema sello en sus facies arcillo-limosas. La migración se dio en dirección vertical ascendente a través de las fallas donde se entramparon en secuencias de areniscas con intercalación de lutitas, dando como resultado al subsistema de entrampamiento por variación de permeabilidad. Se aborda los principales plays productores dentro de la cuenca; y las reservas hasta el año 2015 publicada por PEMEX que es la información más actualizada.

ABSTRACT

During the last three decades the largest contributor in the national production of hydrocarbons in Mexico had been the Cantarell field, however, although still contributes with significant volume in recent years has had a marked decline in its production. The Tertiary Gulf Oil in the Chicontepec Basin project is a viable alternative since it was defined in 2010.

Chicontepec Basin is one of the most important oil basins in the country, belongs to a type Foreland Basin; They originated in the Paleocene Eocene, siliciclastic sequences of calcareous composition and turbidite origin, basin associated largely by lifting and failed efforts folded and the Sierra Madre Oriental and Tuxpan platform. It is located in the states of Veracruz, Puebla, Hidalgo and San Luis Potosi, it covers an area of 11,300 km².

A turbidite sequence is the result of sediment transport and deposition due to a turbidity current. A turbidity current may be responsible for the erosion of a submarine canyon, and the deposition of sediments forming submarine fans.

The next project limits the units belonging to Paleocanal Chicontepec described; a seismic cube, helped by markers defined from geophysical responses interpreted well logs, where three stages of sedimentation, which caused the shales and sandstones reservoir of Megasequences Lower (Unit 1), Middle (Unit 2) and Upper (Unit 3) Group of Chicontepec found; each megasequence is separated by regional discordance Base Cenozoic Discordance, Discordance B and C.

Finally the oil system, resulting in characteristics of the generator subsystem; belonging formations Santiago, Tamán and Pimienta to the clay-calcareous facies reservoir. The seal subsystem, are sandy Eocene sequences, likewise, the stratigraphic units Chicontepec Group are the migration subsystem in its silty clay facies. Migration was in an upward vertical direction through the fault zones where greater stability is entrapped in shale sequences interspersed with sandstones, resulting trapping subsystem by varying permeability. It also presents the main producing plays within the basin; and reserves until 2015 published by PEMEX is the latest information.

1. GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Chicontepec ha sido un sitio de interés petrolero desde hace setenta años e incluso tema de controversia en la actualidad, debido a que se le considera económicamente estratégica por su potencial petrolero y por la cantidad de reservas remanentes, que se estiman en el subsuelo; sin embargo, existen pocos trabajos publicados que caractericen puntualmente todos los rasgos, geológicos, estratigráficos y su distribución geométrica de los depósitos en el área; dadas las propiedades geológicas de los depósitos arenosos, los factores de recuperación de hidrocarburos son muy bajos, del orden de entre 1 y 2% para aceite, en promedio, y de 5% en gas natural (PEMEX, 2012). Es importante abordar una evaluación más precisa de las reservas presentes en el Paleocanal de Chicontepec, para tener un mejor rendimiento en la producción.

El Paleocanal Chicontepec es una unidad fisiográfica alargada, orientada NW-SE, que se encuentra dentro de la Provincia Tampico-Misantla; ubicada entre la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al Oriente y la Sierra Madre Oriental al Oeste, se extiende en el subsuelo desde Cerro Azul, hasta Tecolutla, Veracruz, con una longitud aproximada de 123 km y de anchura variable de 25 km correspondiente a la parte Norte y 12 km en la parte Sur, abarcando una superficie aproximada de 3,785 km².

Se identificaron para la Cuenca de Chicontepec cuatro principales límites: Base Cenozoica, Discordancia A, Discordancia B y Discordancia C, que a través de la información sísmica se delimitaron y se correlacionaron con ayuda de registros geofísicos; con esto se interpretaron, caracterizaron y elaboraron mapas que muestran el espesor y la dirección de los flujos turbidíticos. El área de estudio comprende los campos pertenecientes al sector Norte del Paleocanal de Chicontepec.

El sistema petrolero de Chicontepec está bien definido, las trampas son de tipo estratigráfico; cuyo origen se asocia con abanicos submarinos y rellenos de paleocanales, que originaron cuerpos lenticulares de areniscas que corresponden con las rocas almacenadoras. Las rocas generadoras son facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, así como en menor medida los horizontes arcillosos de las Megasecuencias. La migración se dio en sentido vertical ascendente.

La característica distintiva de los campos descubiertos en Chicontepec ha sido la baja producción petrolera, debido a que en corto tiempo se presenta la disminución de la presión de los yacimientos y, consecuentemente, la declinación y la caída de la producción. La CNH calcula que la apertura de un pozo en Chicontepec cuesta entre 1.5 y 4 millones de dólares y durante 2006 a 2012 se perforaron 3 mil 458. Hoy en los distintos yacimientos, tienen más de mil pozos parados y ha generado pérdidas por 18 mil 331 millones de pesos (CNH, 2012).

1.2 OBJETIVO

El objetivo primordial de la elaboración de esta tesis, es el de reinterpretar las discordancias de las secuencias sedimentarias areno-arcillosas del Paleocanal de Chicontepec de edad Paleoceno Superior, perteneciente a la Provincia Geológica Tampico-Misantla con base en la información sísmica 3D y correlacionarlas en secciones de registros de pozos.

1.2.1 Objetivos particulares

- Realizar una interpretación estratigráfica con ayuda de la información de secciones sísmicas y registros geofísicos de pozos.
- Describir las propiedades de configuración de los reflectores sísmicos en líneas sísmicas 2D.
- Elaborar superficies a partir de la interpretación de las discordancias presentes en el Paleocanal de Chicontepec.
- Identificar la erosión, espesores y la caracterización de la dirección de flujo de sedimentos entre cada superficie, con ayuda de mapas de amplitud RMS y de isopacas.

1.3 JUSTIFICACIÓN

La redefinición de las unidades litoestratigráficas a través de la información sísmica 2D, 3D y su correlación con registros de pozo, permitirá la caracterización y el desarrollo de formaciones en la evaluación del sistema petrolero a través del análisis y mapeo de las unidades presentes, teniendo como finalidad, generar una mejor interpretación en la geometría y el ambiente de depósito del área, así como la incorporación de los resultados obtenidos, como base para mejorar la evaluación de futuros proyectos de inversión económica.

1.4 ANTECEDENTES

El primer yacimiento en Chicontepec fue descubierto en 1926. Cuando al perforar pozos por las compañías de "Stanford" y el "Águila", encontraron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, sin embargo, en mayo de 1935 con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica 8, confirma el potencial de hidrocarburos con atractivo económico del Grupo Chicontepec.

Posteriormente, entre los años de 1952 y 1970 se perforaron pozos exploratorios en los campos Soledad y Presidente Alemán, con resultados positivos en las areniscas de la Cuenca de Chicontepec, después de que habían dejado de fluir petróleo en la Formación Tamabra. Iniciando su producción en el año de 1952 con la explotación del Campo Presidente Alemán, la cual duró hasta 1970 con un total de 6 pozos perforados; con el éxito obtenido en los pozos se concluyó que era atractivo el desarrollo de los campos.

Durante los años de 1952 a 1963 se perforaron pozos en los campos de los distritos de Poza Rica y Cerro Azul, detectándose nuevamente la presencia de hidrocarburos en las formaciones arcillo-arenosas de baja permeabilidad del Cenozoico, en las cuales se consideró la explotación no rentable por la baja permeabilidad de estas formaciones. En 1971, en el pozo Presidente Alemán No. 126, se aplica por primera vez en la Cuenca de Chicontepec la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante (Sand-Oil), incrementando su producción de 13 a 70 bpd; apoyados en este resultado se incluye de manera rutinaria el fracturamiento con apuntalante, como parte de la terminación en la mayoría de los pozos en desarrollo.

Entre los años de 1976 al 1980. De acuerdo con evidencias geológicas existentes de esa época, se utilizó por primera vez el término de "Paleocanal de Chicontepec" y así comenzó un programa intensivo de perforación de desarrollo; perforándose alrededor de 300 pozos nuevos, resultando todos ellos productores de hidrocarburos. Antes del año de 1990 y posteriormente el rango de producción de petróleo por pozo varió entre 300 a 1,000 bpd. También, en la década de los 80's del siglo pasado, se desarrollaron los campos de Agua Fría y Tajín, ubicados en la parte sur del Paleocanal de Chicontepec. La compañía "DeGolyer&MacNaughton" en el año de 1978, validó un volumen original de petróleo de 106,000 MMbpce y en 1979 se elaboró el "Proyecto Chicontepec". El cual propone diversos escenarios de desarrollo. La producción máxima de petróleo alcanzada fue de 17,000 bpd en la década de los 90's, cuando se ejecutó un programa de fracturamiento masivo en los campos de Agua Fría y Tajín.

Desde 1998, PEMEX Exploración y Producción (PEP) por medio de estudios regionales en la Cuenca de Chicontepec, concluyó con base en las características petrofísicas, la calidad de los hidrocarburos, espesor neto impregnado, cálculo del volumen original de los aceites y la densidad del petróleo que varía entre los 18° y 45° API que existen en cinco áreas con mayor potencial de hidrocarburos de oportunidad inmediata, en el Paleocanal de Chicontepec.

En 1999 "DeGolyer&MacNaughton" certificó un nuevo volumen de aceite "in situ" de 139,000 MMbpce, con una reserva probable (2P) de 9,000 MMbpce para la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005). Actualmente se han perforado aproximadamente 2,026 pozos en toda la cuenca, de los cuales 905 están cerrados y 1,121 están produciendo aceite: los cuales se encuentran distribuidos en los 29 campos; Agua Fría, Coapechaca, Tajín, Amatitlán, Aragón, Coyotes, Horcones, Miquetla y Soledad, se encuentran parcialmente desarrollados y el Campo Soledad Norte se encuentra en desarrollo. Además se tienen nuevas áreas de oportunidad a mediano plazo, considerando la disponibilidad de las instalaciones superficiales, la calidad de los hidrocarburos, el índice de productividad, el espesor y la profundidad de los yacimientos.

Los yacimientos de petróleo de dichos campos, se encuentran en cuerpos independientes, en lentes de areniscas, los que se localizan a profundidades que varían de 800 a 2400 m. Recientemente se estableció una jerarquización de zonas con potencial de contener hidrocarburos; encontrándose que en la margen occidental de la Cuenca de Chicontepec, los campos petroleros Agua Fría, Coapechaca y Tajín, destacan debido a que presentan las mejores condiciones petrofísicas y de calidad del yacimiento; actualmente estos campos se encuentran en operación y explotación.

Los últimos trabajos realizados sobre la Cuenca de Chicontepec, son los de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). La cual realizó la primera revisión y recomendaciones sobre el Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Paleocanal de Chicontepec). Debido a la importancia que tiene, no sólo por la mayor inversión en la historia petrolera del país, sino también por el volumen original de hidrocarburos en reservas que contiene. Realizó también la evaluación del Dictamen Técnico del Proyecto Aceite Terciario del Golfo, realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), señalando la posibilidad de mejorar el diseño del proyecto, conforme a las mejores prácticas internacionales para incrementar el factor de recuperación esperado.

Así mismo, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), realizó el dictamen del Proyecto Agua Fría-Coapechaca en diciembre del 2010 (SENER).

La CNH en conjunto con la Facultad de Ingeniería de la UNAM, realizó el proyecto denominado "Apoyo Técnico Especializado para el Modelo Geológico, Estructural, Sedimentario y de Yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec denominados: Aragón, Coyotes, Furbero, Humapa, Miquetla, Palo Blanco", así como la actualización de los modelos de los campos Agua Fría y Tajín con el nombre "Servicio de información Estadística relativos a la elaboración del modelo sedimentario de los Campos Tajín y Agua Fría en el Proyecto Terciario del Golfo" en 2010, con nueva información obtenida en ellos.

Santillán y Aguayo, 2011, realizaron el trabajo de "Facies Sedimentarias Turbidíticas del Cenozoico Inferior en la Cuenca de Chicontepec. Centro-Oriente de México", publicado en la revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología, Volumen XXII, Núm. 3, 2011.

Nuevamente la CNH y la Facultad de Ingeniería UNAM, realizaron el proyecto denominado "Modelo geológico estructural, sedimentario y de yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec denominados: Furbero, Coyotes, Amatitlán, Humapa, Miquetla y Sitio, así como actualización de los modelos de los campos Tajín y Agua Fría", en el 2012. Y en el 2014 el proyecto con el nombre "Opinión técnica especializada, no vinculante, respecto de al menos, diecinueve documentos de áreas exploratorias y campos petroleros de México, relacionados con diferentes áreas de especialidad".

1.5 UBICACIÓN

La Provincia de Tampico-Misantla, situada en la llanura costera del Golfo de México, está limitada al Norte por los Ríos Soto la Marina y San Rafael; al Este por el Golfo de México; al Sur por el Río Misantla y al Oeste por la Sierra Madre Oriental. La zona abarca parte de los Estados de Tamaulipas y Veracruz y pequeñas porciones de los Estados de Hidalgo, Puebla y San Luis Potosí, cubriendo una superficie de 62,000 km² aproximadamente. Dentro de esta cuenca se encuentra la cuenca de Chicontepec, que cubre un área de aproximadamente 11,300 km², entre las coordenadas 21° 39' 53.72" y 19° 55' 55.76" de latitud Norte y 98° 53' 07.75" y 96° 46' 22.52" de longitud Oeste.

El Paleocanal Chicontepec es una unidad fisiográfica alargada, orientada NW-SE, ubicada entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al Oriente y la Sierra Madre Oriental al Oeste, se extiende en el subsuelo desde Cerro Azul, hasta Tecolutla, Veracruz, con una longitud aproximada de 123 km y anchura variable de 25 km correspondiente a la parte Norte y 12 km en la parte Sur,

abarcando una superficie aproximada de 3,785 km². Sus coordenadas geográficas delimitantes son 20° 18'- 21° 08' de latitud Norte y 97° 10'- 98° 00' de longitud Oeste, (Figura 1.1).

Administrativamente, la región se compone de cinco activos: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; así como por el activo de exploración denominado Golfo de México Norte. Así mismo se compone de 29 campos; para facilitar el desarrollo de las reservas se ha dividido en 8 sectores (Tabla 1 y Figura 1.2).

Sectores	Campos
1	Tenexcuintla y Sabana Grande.
2	Pastoría, Tlacolula, Sitio, Aragón, Ahuáteme, Amatlán y Cacahuatengo.
3	Coyotes, Horcones, Gallo, Soledad Norte, Soledad, Palo Blanco y Agua Nacida.
4	Coyol y Humapa.
5	Miquetla y Miahuapan.
6	Coyula y Escobal.
7	Agua Fría, Coapechaca, Tajín y Corralillo.
8	Furbero, Presidente Alemán y Remolino.

Tabla 1.1 Sectores y Campos del Paleocanal de Chicontepec.

1.6 FISIOGRAFÍA

El área que cubre la Cuenca de Chicontepec se ubica en dos Provincias Fisiográficas. La mayor parte de ella se ubica en la provincia Llanura Costera del Golfo Norte (Subprovincia de las Llanuras y Lomeríos) y en menor proporción en la provincia Sierra Madre Oriental (Subprovincia del Carso Huasteco), (Santillán, 2009); al Sur se encuentra limitada por la provincia Eje Neovolcánico, (Figura 1.3).

1.7 HIDROGRAFÍA

La Cuenca de Chicontepec se encuentra ubicada en dos regiones hidrológicas. Su porción Sur se encuentra en la región hidrológica 27, al Norte del Estado de Veracruz (Ríos Tuxpan-Nautla); cuencas de los ríos Tuxpan, Cazonas, Tecolutla y Nautla; la porción Norte se encuentra en la región hidrológica 26, Pánuco; cuencas de los ríos Pánuco y Moctezuma (CONAGUA, 2016); los ríos desembocan en el Golfo de México y tienen su origen en la Sierra Madre Oriental y/o en numerosos afluentes fuera y dentro de la Cuenca, (Figura 1.4).

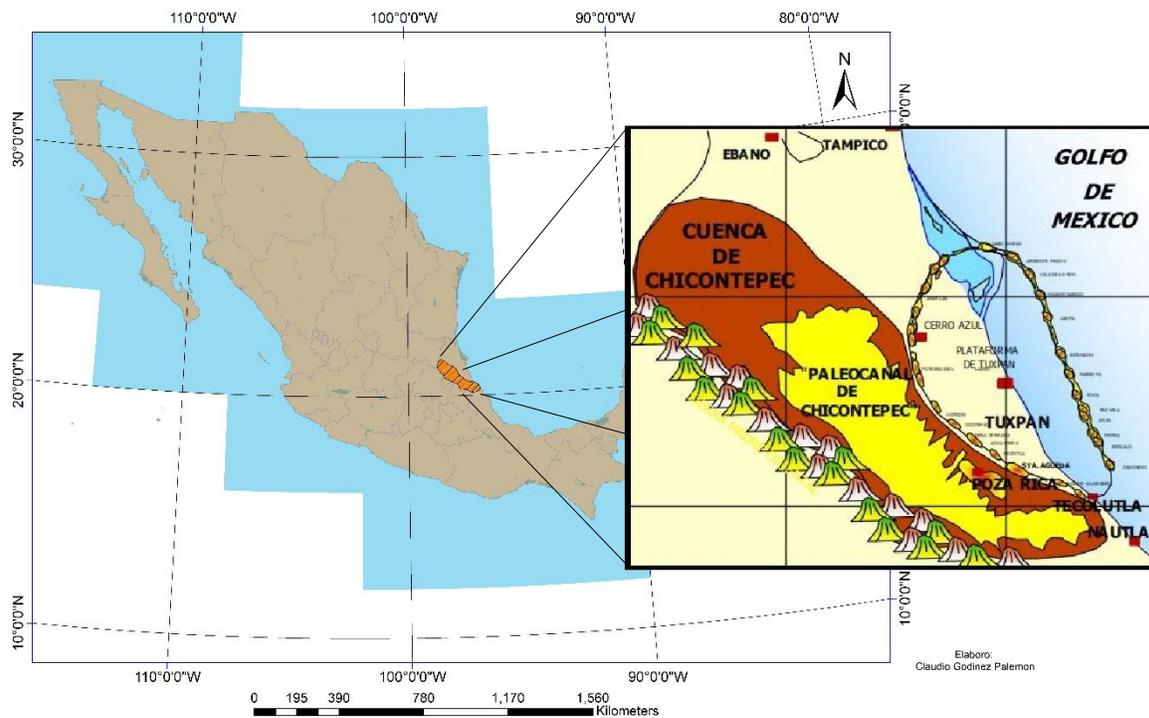


Figura 1.1 Localización de la Cuenca de Chicontepec y el Paleocanal de Chicontepec (Modificado de González, P. y Cruz, P., 2000).

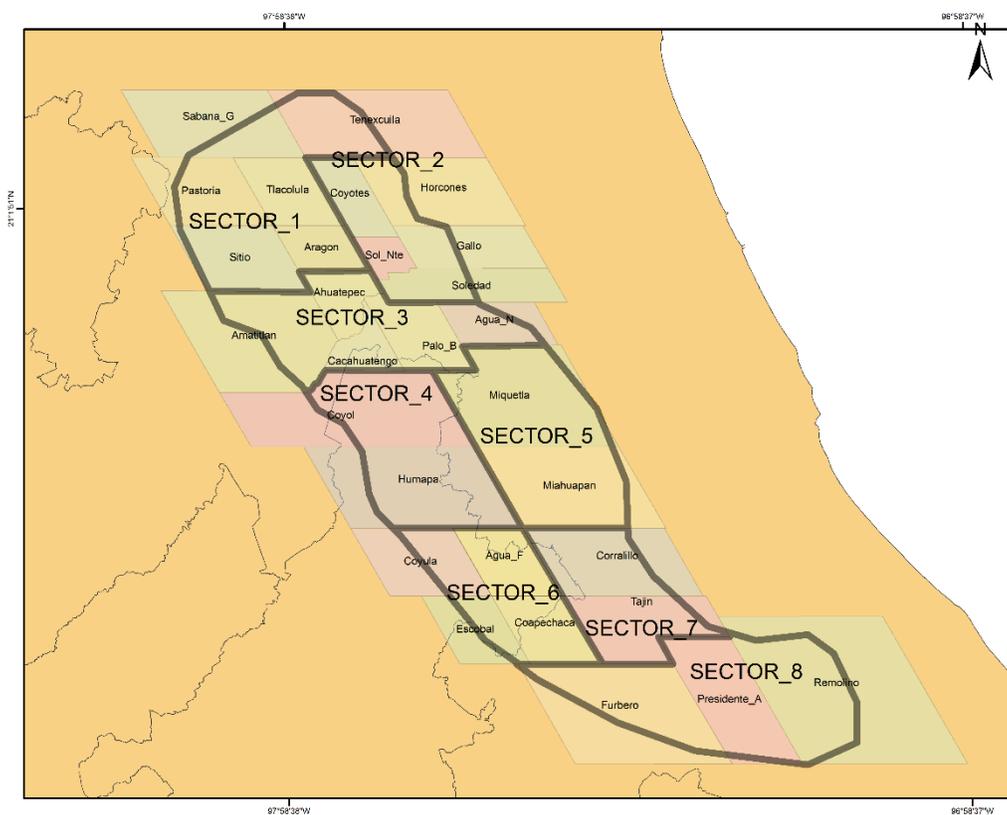


Figura 1.2 Sectores del Paleocanal de Chicontepec.

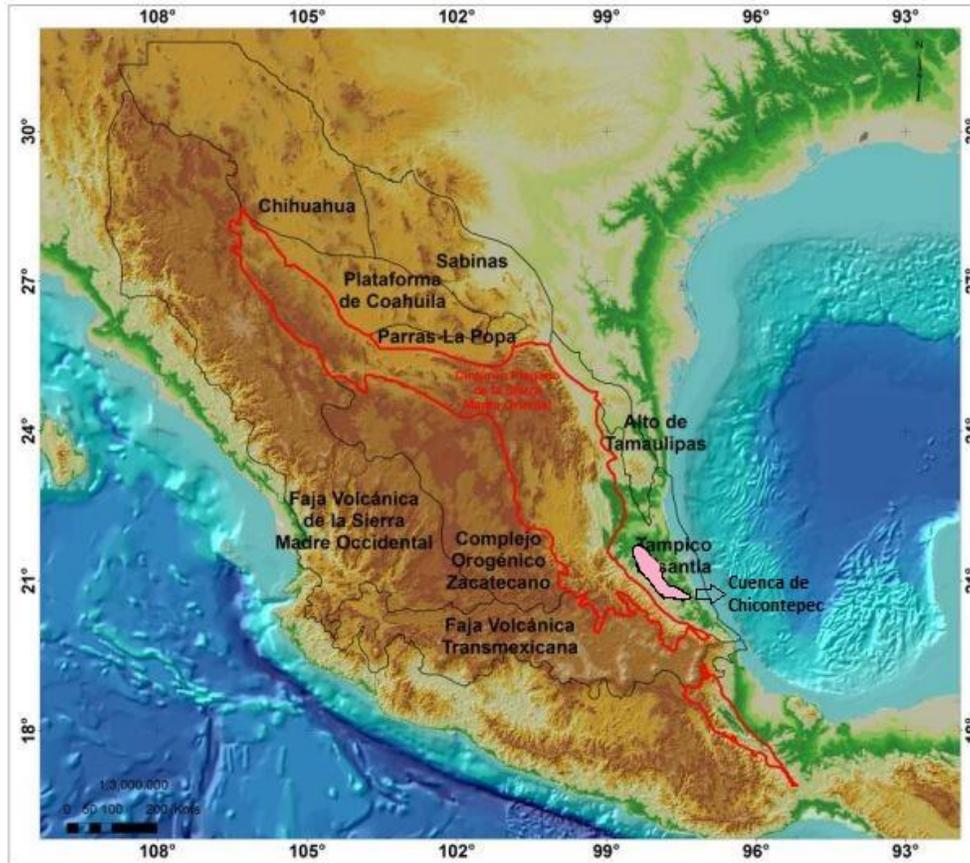


Figura 1.3 Provincias fisiográficas que están relacionadas al Paleocanal de Chicontepec (Tomado de PEMEX, 2013).

1.5 OROGRAFÍA

La Cuenca de Chicontepec se ubica en un área que corresponde con lomeríos en la planicie costera del Golfo de México; también existen cerros y pequeñas prominencias de formas redondeadas cuyo relieve no rebasa los 500 m.s.n.m.; se encuentra influenciada por la zona montañosa de La Huasteca, por la Sierra Madre Oriental, la Sierra de Papantla y la Sierra de Chicontepec.

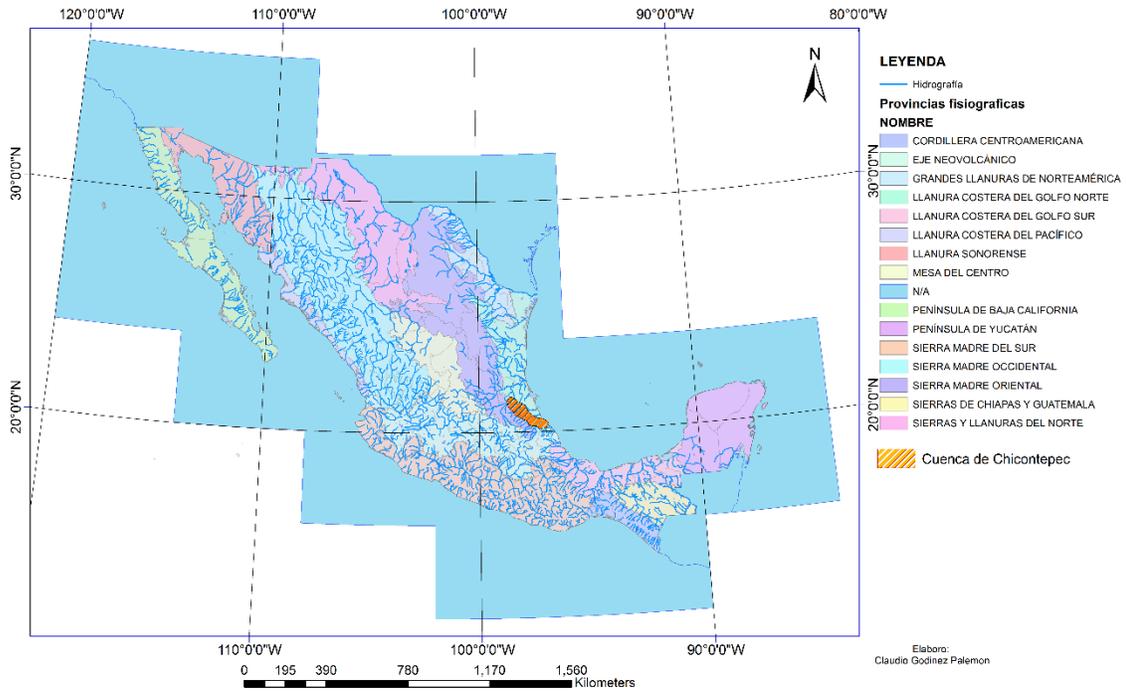


Figura 1.4 Provincias fisiográficas e Hidrografía que están relacionadas a la Cuenca de Chicontepec.

2. MARCO GEOLÓGICO

2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA HISTÓRICA

La evolución geológica consiste en los cambios producidos de los rasgos geológicos, estructurales, estratigráficos, de un área, provincia o incluso de la Geosfera.

Para el caso de la Cuenca de Chicontepec debemos remontarnos al origen de la Provincia Tampico-Misantla, que está relacionada con los eventos que afectaron a la región; su geometría actual es producto de varios eventos tectónicos de la cual forma parte, la evolución de la Megacuenca del Golfo de México. La Provincia Tampico-Misantla es una cuenca de margen extensional, que se forma por encima del rifting noroccidental del Golfo de México.

Se inicia con la primera etapa de apertura del Golfo de México, desarrollada del Triásico Tardío al Jurásico Medio. Durante el Triásico se formaron conjuntos de grabens donde se depositan importantes espesores de conglomerados de clastos de rocas extrusivas basálticas y riolíticas, así como, lechos rojos conformados por areniscas, limolitas de la Formación Huizachal. Posteriormente comienza una transgresión marina, que da origen a depósitos de la Formación Huayacocotla; el cual su miembro inferior está conformado por conglomerados, areniscas y lutitas, el miembro intermedio constituido por conglomerado, areniscas, limolitas y lutitas con amonites; por último, el miembro superior, por areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados. Constituye una cuenca de la porción centro-oriental de México que va de aguas someras a profundas bajo un régimen de sedimentación clástica.

Al término del Jurásico Temprano, la Cuenca de Huayacocotla sufrió plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio, propiciando el depósito de rocas continentales correspondientes a la Formación Cahuadas. En el Calloviano se originó una transgresión marina más extensa, que estableció un ambiente de plataforma abierta representada por la Formación Tepexic, constituido por calizas del tipo packstone y grainstone de oolitas que gradúan verticalmente a aguas profundas con sedimentos calcáreo-arcillosos de la Formación Santiago.

En el Jurásico Tardío continuó el depósito de sedimentos en aguas profundas en los depocentros y en los altos del basamento durante el Kimmeridgiano, en donde se desarrollaron plataformas formadas por grainstones oolíticos, bioclastos, con fragmentos de algas y corales en los bordes (alta energía) de los que recibe el nombre de la Formación San Andrés; el depósito ocurrió

sobre una plataforma tipo rampa, formando una franja de bancos oolíticos en las partes estructurales más altas, que cambian lateralmente a facies arcillosas de mar abierto en los depocentros de la cuenca, donde se depositan los sedimentos de la Formación Tamán, con secuencias de lutitas calcáreas carbonosas y lutitas limolíticas con radiolarios calcificados y silicificados, sacocómidos y estomiosféridos, en donde prevalecieron condiciones anóxicas en la cuenca.

Las formaciones San Andrés y Tamán sobreyacen en forma concordante y progradante a la secuencia del Oxfordiano.

Durante el Jurásico Tardío (Tithoniano), toda la región fue cubierta por el mar y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal; estas unidades cambiaron transicionalmente hacia algunas porciones de la Plataforma de Tuxpan a sedimentos bioclásticos someros y siliciclásticos costeros de la Formación La Casita, que consiste de una unidad basal de limolitas, areniscas, conglomerados calcáreos y escasa lutitas oscuras. Cabe mencionar que estas formaciones son excelentes rocas generadoras de hidrocarburos. En la parte final del Jurásico continuó la sedimentación arcillosa y calcáreo-arcillosa de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta.

Al iniciarse el Cretácico, se continua con la transgresión marina, predominando un clima adecuado para el crecimiento de núcleos arrecifales sobre las márgenes de las plataformas, los cuales dan lugar al desarrollo de la Plataforma de la Faja de Oro y otro complejo arrecifal que bordea a la Plataforma los Valles – San Luis Potosí; en áreas con aguas profundas se deposita la Formación Tamaulipas Inferior constituido por capas de packstone-grainstone oolíticos, bioclásticos e intraclásticos y calizas pelágicas del Berriasiano-Valanginiano. Una nueva transgresión deposita el Horizonte Otates formado por calizas mudstone, wackestone, lutitas laminares y calizas arcillosas sobre la Tamaulipas Inferior al final del Aptiano.

Durante el (Albiano-Cenomaniano), se deposita una secuencia tectonoestratigráfica de margen pasiva, la Formación Tamaulipas Superior formada por calizas tipo mudstone y wackestone de foraminíferos planctónicos con capas y lentes de pedernal. El ambiente prevaleció, y en el frente de los arrecifes se deposita una secuencia de plataforma, representado por la Formación el Abra constituida por montículos arrecifales; en el talud, se deposita un importante flujo de calizas clásticas, provenientes de la denudación de las plataformas carbonatadas que dieron origen a la Formación Tamabra, compuesta por brechas calcáreas, es decir, calizas

intraformacionales. Para el Cretácico Tardío, la circulación del agua estuvo restringida por los elementos positivos que surgieron en el occidente de México, originado por la acción tectónica de la subducción de la placa Farallón debajo de la Placa de Norteamérica, que culminó con el movimiento del bloque de Yucatán hacia el sur; con esto inicia la acumulación de terrígenos finos intercalados con carbonatos, así como sedimentos calcáreo-arcillosa, y como consecuencia originan a las formaciones Soyatal al Poniente; y Agua Nueva, San Felipe y Méndez al Oriente.

Al final del Cretácico e inicios del Paleógeno la región permaneció sujeta a compresión por la Orogenia Laramide, que resulta en la estructura de la Sierra Madre Oriental así como pliegues y fallas en el subsuelo de la Planicie Costera del Golfo de México.

Debido a este evento tectónico, el basculamiento de la paleo-plataforma de Tuxpan y las corrientes marinas del litoral propiciaron que durante este tiempo se formaran cuencas sintectónicas con canales submarinos, con su correspondiente relleno sedimentario arcillo-arenosos de tipo turbidítico de las Megasecuencias Inferior y Medio; así como depósitos de la Formación Soyatal formada por sedimentos areno-arcillosos con carbonatos en el Occidente.

La secuencia Cenozoica clástica inicia su depósito en el Paleoceno, como producto de la erosión de las rocas expuestas del levantamiento de la Sierra Madre Oriental, que originaron entre la Plataforma de San Luis Valles y la Plataforma de Tuxpan, una depresión de considerable magnitud denominada ante-fosa o Cuenca de Chicotepec; en ella se depositó un gran volumen de sedimentos terrígenos correspondientes a dos megasecuencias que pertenecen al Grupo Chicotepec.

Al poniente y norte del área ocupada por la Plataforma de la Faja de Oro, se desarrollaron de manera contemporánea, la Cuenca de Chicotepec y el cañón Bejuco-La Laja, que fueron rellenos por sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, como rellenos de canal y abanicos submarinos. Simultáneamente, en la porción noroeste de esta región se desarrolló la fosa de Magiscatzin que fue rellena por sedimentos arcillo-arenosos de la Formación Velasco.

Durante el Eoceno Temprano se mantuvo la continuidad en las condiciones de depósito, representadas por facies arenosas de tipo turbidítico (de la megasecuencia del grupo Chicotepec) y una secuencia predominantemente arcillosa (Velasco Superior); en el Eoceno Medio ocurrió el depósito de sedimentos arcillosos de ambiente batial. La columna geológica encontrada en

el frente de la Sierra Madre Oriental y la cortada por los pozos petroleros de la Cuenca de Chicontepec, varía desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior. En el sureste del área, la secuencia clástica de las megasecuencias Inferior y Medio del Grupo Chicontepec descansan discordantemente con las del Jurásico Superior (Formación San Andrés); en la parte centro y norte, subyacen a las del Cretácico Superior (Formación Méndez).

El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Megasecuencia Inferior y Medio, mientras que el Eoceno inferior se caracteriza por las formaciones Aragón y la Megasecuencia Superior del Grupo Chicontepec. El Eoceno Medio por la formación Guayabal y el Eoceno Superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote.

El Eoceno Superior presenta dos secuencias, una arcillosa de aguas profundas que corresponde con la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de origen deltáico, conocida como Formación Tantoyuca.

Durante el Oligoceno, el Mioceno y Plioceno, el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones menores, propiciando el depósito de sedimentos areno-arcillosos y en ocasiones conglomeráticos, como ocurre con las formaciones Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Tuxpan; con lo que la cobertura sedimentaria llegó a tener un espesor de hasta 8000 m en la zona del depocentro; al finalizar el Plioceno, se presentó una regresión generalizada que tiene como límite la actual línea de costa.

2.2 ESTRATIGRAFÍA

La columna sedimentaria de la Provincia Petrolera Tampico-Misantla, descansa discordantemente sobre un basamento constituido por rocas ígneas y metamórficas de edad Permotriásica; compuesta por 31 formaciones geológicas, de estas: 13 pertenecen al Cenozoico y las restantes son del Mesozoico.

La columna estratigráfica para la Cuenca de Chicontepec se compone de veinte formaciones geológicas: tres del Periodo Jurásico, siete del Cretácico y diez del Cenozoico, siendo estas últimas las que constituyen el relleno de las cuencas cenozoicas Tampico, Misantla y Chicontepec: mediante un límite desecuencias con una discordancia progresiva (Figura 2.1).

El basamento cristalino del Pérmico-Triásico y ocho formaciones geológicas: una del Triásico (Formación Huizachal) y siete del Jurásico Inferior y Medio (formaciones Huayacocotla, Cahuasas, Tenexcate, Huehuetepic,

Tepéxic, Santiago y San Pedro), no forman parte de las relaciones estratigráficas del límite de secuencias inferior, ya que los paleocanales de Chicontepec no alcanzaron a erosionarlas: las unidades más antiguas que están en contacto con el Grupo Chicontepec, son las formaciones San Andrés y Tamán.

A continuación se describen las unidades presentes en la Cuenca Tampico-Misantla en sentido estratigráfico.

SIS-TE-MA	SERIE	FORMACIÓN	
		AREA NORTE	AREA SUR
PALEOGENO	OLIG. SUP.	HORCONES	PALA REAL SUPERIOR
	OLIG. INF.	ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR
	EOCENO SUP.	TANTOYUCA	CHAPOPOTE
	EOCENO MED.	GUAYABAL	
	EOCENO INF.	ARAGON	CHICONTEPEC SUPERIOR / CANAL
	PALEOCENO SUPERIOR	CHIC. MED. CHICONTEPEC INF.	
	PALEOCENO INF.	VELASCO BASAL	
CRETACICO	SUPERIOR	MENDEZ	
		SAN FELIPE	
		AGUA NUEVA	
	MEDIO	TAMAPULIPAS SUP. TAMABRA	
INFERIOR	TAMAULIPAS INF.		
JURASICO	SUPERIOR	PIMIENTA	
		TAMAN	SAN ANDRES

Figura 2.1 Columna Estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec, (Tomado de Anda, 2013).

2.2.1 Basamento

Edad	Unidad	Descripción
PÉRMICO HASTA EL JURÁSICO MEDIO	Basamento	Constituido por rocas ígneas plutónicas y metamórficas con edades que varían desde el Pérmico hasta el Jurásico Medio, rocas ígneas plutónicas: granitos, granodioritas, tonalitas, dioritas y gabros principalmente; rocas metamórficas compuestas de esquistos y gneises.

Fuente Léxico Estratigráfico del Servicio Geológico

Tabla 2.1 Tabla para el basamento que va desde el Pérmico hasta el Jurásico Medio.

2.2.2 Triásico

Edad	Formación	Descripción
JURÁSICO	Huizachal	Consiste en flujos de lava básicos a intermedios interestratificados con materiales piroclásticos, así como, domos riolíticos mostrando bandas de flujo bien desarrolladas y fábrica esferulítica.
	Huayacocotla	Consta de tres miembros: el miembro inferior está formado por conglomerado, arenisca, limolita y lutita con exoclastos que contienen fusulínidos y crinoides retrabajados. El intermedio está constituido por conglomerado, arenisca, limolita y lutita, con amonites (<i>Arietites</i> , <i>Amioceras</i>). El miembro superior está formado por arenisca, limolita, lutita y conglomerado; se caracteriza por la presencia de plantas fósiles continentales (<i>Phlebopteris</i>).
	Cahuasas	Se reconocen tres tipos de litologías: conglomerado y brechas conformadas por guijarros, y cantos, generalmente bien consolidados y una matriz arenosa usualmente muy gruesa; arenisca y limolita; mudstone y limolita; estas rocas generalmente presentan una coloración rojiza y púrpura, verde, y menos frecuentemente gris.
	Tepexic	Constituida por calizas arcillosas y arenosas de color gris a gris oscuro, de grano grueso; asimismo, presenta grainstone de oolitas de color gris oscuro; la estratificación esta poco marcada alcanzando los bancos espesores de aproximadamente 30-50 cm; en muchas ocasiones la base de la secuencia está formada por una caliza conglomerática. Contiene algunos horizontes de lutitas carbonosas con influencia calcárea de color negro y nódulos calcáreos de color gris.
	Santiago	Contiene organismos pelágicos, equinodermos, foraminíferos bentónicos, algas laminares, microbraquiopodos y ostrácodos, también se tienen lutitas con fragmentos biógenos grandes y Rhaxella, biomicritas de "esquirlas" (fragmentos de protoconchas de pelecipodos pelágicos) asociadas con lutitas carbonosas con pirita. Se le considera como potencial roca almacenadora en sus calizas bioquímicas, así como también rocas generadoras y sello por sus horizontes arcillo-calcáreos.
	San Andrés	Constituida por calcarenitas porosas, con cambio de facies de calizas micríticas a calizas calcareníticas, en lentes o franjas formando barreras. La divide en dos partes, la superior, formada por más del 70% de calizas calcareníticas, compuestas de intraclastos y pellets en diferentes combinaciones dentro de un cementante de espatita; son de color café oscuro porque se encuentran frecuentemente impregnadas de aceite. La parte inferior está constituida en más del 60% de calizas olicalcareníticas con cementante de espatita y a veces en matriz de micrita.
	Tamán	Se divide en dos miembros: el miembro inferior, constituido por caliza micrítica gris oscura a negra con una estratificación media a gruesa, con intercalaciones delgadas de lutita negra; por otro lado el miembro superior se compone de caliza micrítica negra de estratificación delgada, con intercalaciones de lutita negra y limolita; se observan además, nódulos de caliza, con variaciones de 7.6 cm a 9 cm de diámetro. Considerada una importante roca generadora y sello debido a sus

		horizontes arcillosos.
	Pimienta	Se constituye por capas de caliza micrítica arcillosa, de color gris a negro, cuyos espesores varían de 20 cm a 30 cm, que son alternados con capas de lutita de color gris de 15-25 cm de espesor; así mismo, recalca la presencia de lentes de pedernal negro y capas delgadas de bentonita en la cima de la sucesión estratigráfica. Considerada roca generadora de acuerdo a estudios geoquímicos que indican alto contenido de materia orgánica, además roca sello por sus capas de calizas arcillosas y lutitas.

Fuente Léxico Estratigráfico del Servicio Geológico

Tabla 2.2 Tabla para las Formaciones del Triásico. relacionadas a la Cuenca Tampico Misantla.

2.2.3 Cretácico

Edad	Formación	Descripción
CRETÁCICO	Tamaulipas Inferior	Su litología está compuesta de wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además de intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal, grainstone calcarenítico con oolitas, bioclástos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y diseminaciones de hematita; finalmente en la cima se caracteriza por mudstone-wackestone con disolución.
	Otates	Formado por caliza que va de mudstone a wackestone y calizas arcillosas aparentemente carbonosas, de color gris oscuro a negro, con intercalaciones de lutita café oscuro, laminares y calcáreas; ocasionalmente se presentan capas de pedernal, el cual es más común en la cima de esta formación; además se tienen intercalaciones de bentonita de color gris y gris claro y verde.
	El Abra	Consiste de mudstone de color crema a gris interestratificado con wackestone y estratos de 1 m a 5 m de espesor, todos ricos en miliolidos y capas estromatolíticas, se describe la facies Taninul como facies arrecifal representada por caliza masiva de color crema amarillento y gris crema, constituida principalmente por un conjunto de bancos arrecifales (de caprinidos y radiolítidos), separados por calcarenita, calcarenita oolítica y clásticos biogénicos; el cementante entre los fósiles generalmente es calcita de grano fino.
	Tamabra	Presenta en dos miembros; el miembro inferior se constituye de intercalaciones de mudstone y wackestone en capas delgadas y medias, laminadas, de color gris oscuro, las cuales tienen pequeños lentes, nódulos y delgadas capas de pedernal; igualmente interestratificados se encuentran horizontes delgados a gruesos de grainstone y packstone los cuales muestran una gradación normal. Al miembro superior se describe como una secuencia calcáreo-arcillosa, constituida en su base por bancos delgados de brecha de intraclastos contenidos en una matriz calcáreo-arcillosa, que se presentan esporádicamente en forma de lentes, y por capas delgadas de calizas laminadas de color gris oscuro.

CRETÁCICO	Tamaulipas Superior	Constituida por calizas mudstone a wackestone de color gris claro y café oscuro, con estilolitas, intercaladas con calizas arcillosas grises con pedernal negro, en capas de 30 a 50 centímetros; contiene bandas y nódulos de hematita. Presenta intercalaciones de lutitas, margas y tobas, además abundante disolución; hacia la base se observan intercalaciones delgadas de bentonita de color claro, verde y gris.
	Agua Nueva	Se compone de caliza criptocristalina de color gris y microcristalina café claro, compacta y ligeramente arcillosa; presenta capas de lutita negra laminada, bentonita verde claro y nódulos de pedernal negro; en la Planicie Costera del Golfo, la unidad está constituida principalmente por capas de caliza de colores ocre oscuro, gris y gris oscuro, algo arcillosas, y en menor proporción caliza negra carbonosa y caliza de color gris criptocristalina, con microfauna planctónica. Dentro del sistema petrolero se asume tres posibilidades, tanto como roca generadora, debido su contenido de materia orgánica; la de roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria (fracturamiento) donde predominan los carbonatos y por último, la de roca sello, esto a causa de sus horizontes arcillosos, donde cabe mencionar que funcionan como rocas impermeables.
	San Felipe	Su litología dominante es mudstone y wackestone, bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal, alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. Así mismo incluyen también una alternancia de wackestone y lutitas de color gris verdoso que intertemperiza a café, en estratos de 10 cm a 40 cm de espesor; contiene intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 cm a 10 cm de espesor.
	Méndez	Se compone de capas gruesas masivas de lutita de color rojizo, con intertemperismo semi-esferoidal y algunos fragmentos subangulares; en algunos niveles las capas llegan a ser de medianas a delgadas que incluye limolita y mudstone calcáreo variando el color de gris claro a café, blanco y rojo, que con frecuencia alternan con capas delgadas de bentonita blanca.

Fuente Léxico Estratigráfico del Servicio Geológico

Tabla 2.3 Tabla para las Formaciones del Cretácico, que tienen relaciones estratigráficas con la Cuenca de Chicontepec.

2.2.4 Cenozoico

Edad	Formación	Descripción
	Velasco	Al Noroeste de la Cuenca de Tampico-Misantla; consiste de lutita gris verdosa, gris azulado, pardo y rojizo ligeramente calcárea y ocasionalmente presentan láminas de yeso; alternan con escasas capas de areniscas de cuarzo de grano medio a fino. Al este de la Faja de Oro está representada, en la parte superior, por lutita de color verde; al sur de la Cuenca de Chicontepec, consiste de marga arenosa de color gris, gris verdosa, rojizo y café.

CENOZOICO

Chicontepec

Dividido en tres Megasecuencias, que constituyen al Grupo Chicontepec:

- *Megasecuencia Inferior*

De edad Paleoceno Superior y se describe con una litología caracterizada por la presencia de lutita de color gris-verde, glauconítica, con intercalaciones de arenisca de color gris ligeramente verdosa, con granos de tamaño fino, subredondeados y cementados con material calcáreo, también se observa la presencia de bentonita, pero en menor cantidad que en la cima. En el centro de la cuenca se tienen espesores de 1500 m. El depósito se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Con un amplio contenido faunístico dentro de las que destacan las siguientes especies: *Anomalina velascoensis*, *Morozovella*, *Globorotalia wilcoxensis*, *Nuttalides florealis* y *Spiroplectamminagrzybowskii*. Considerada roca almacenadora de baja calidad, por sus horizontes lenticulares arenosos y roca generadora por las lutitas que la conforman.

- *Megasecuencia Medio*

Se le asigna una edad Paleoceno Superior y se constituye por una alternancia de arenisca y lutita, donde la arenisca se presenta en color gris, de grano medio, compactas en capas de 20 cm a 1 m de espesor, ocasionalmente con material carbonoso (restos de plantas), mientras que la lutita es de color gris o gris azul, estratificada en capas delgadas; esta unidad varía entre 40 y 200 m de espesor. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior, con la diferencia en los periodos de aporte y alternancia de los sedimentos arcillosos. Se describe por contener en los sedimentos de grano fino las siguientes especies fósiles: *Chiloquembelinacritina*, *Morozovella*, *Chilestomella*, *Buliminatrihedra*, *Globigerina velascoensis* y *Gümbelina globulosa*.

Considerada como roca almacenadora por sus miembros arenosos, los que presentan porosidad y permeabilidad media; también es roca generadora y sello en sus capas arcillosas.

- *Megasecuencia Superior*

Unidad del Eoceno inferior, que está compuesta de capas de grano fino a medio de color gris y gris oscuro de 5 a 10 cm de espesor con impresiones de gusanos marinos, huellas de oleaje y restos de planta, alternan con esta arenisca, capas delgadas de marga arenosa de color gris y de lutita de color gris azul. Se deduce que estos sedimentos se depositaron en una plataforma clástica y se extendieron hasta aguas profundas en la desembocadura de abanicos submarinos y con influencia de flujos turbidíticos distales, en el marco del relleno de la Cuenca de Chicontepec, en un ambiente de somero a profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos. Se han identificado fósiles del Eoceno Inferior tales como: *Globigerina pseudobulloides*, *Trochamminadiagonis*, *Globorotalia*.

Esta unidad es considerada como roca almacenadora de baja calidad en sus miembros arenosos y sello por sus horizontes arcillosos.

CENOZOICO	Aragón	Conformada por lutita gris, gris azul y verde, que por acción de intemperismo toman un color amarillento; en la base se presentan bandas de bentonita y hacia la parte alta se encuentran láminas de arena fina y pequeños nódulos calcáreos. La edad de la formación es del Eoceno Inferior, la cual se estableció basándose en algunas especies como: <i>Globorotalia aragonensis</i> , <i>Globigerina orbiformis</i> , <i>Globigerina soldadoensis</i> , <i>Textularia agglutinans</i> y <i>Vulvulina pectinata var. Mexicana</i> .
	Guayabal	Consiste de Lutita de color gris azul y pardo, que intemperizan en color gris y pardo claro; presenta delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino, arcillosa y calcárea, además de lechos de bentonita. Localmente, al Suroeste de Poza Rica, Veracruz, incluye cuerpos de conglomerados lenticulares, de fragmentos redondeados de calizas del Cretácico, de cuenca y plataforma, con intercalaciones de lutita arenosa. La Formación es rica en moluscos, briozoarios, corales y foraminíferos.
	Chapopote	Se compone de margas de color claro y gris verdoso que intemperizan a color crema, así mismo se caracteriza por presentar estratificación irregular y se compone de margas con intercalaciones en la cima de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, en algunas localidades presenta cambio de facies donde contiene intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano fino, con cementante calcáreo. En la base se compone de lutitas calcáreas, verdes, que intemperizan a amarillo, plásticas y arenosas; contiene también algunas capas delgadas de areniscas de grano fino con horizontes de lutitas.
	Tantoyuca	Constituida principalmente por arenisca de color crema, que se intemperiza a pardo, de grano medio a conglomerático, principalmente de cuarzo anguloso y abundante pedernal negro; inmediatamente encima se observa un conglomerado formado en su mayoría por cantos rodados, bien redondeados y de todos tamaños, derivados de areniscas de la formación Chicontepec, calizas cretácicas y de pedernal negro, cementado con aglutinante calcáreo; la sección se continua con una serie de arenisca conglomerática, y lutita arenosa gris.
	Horcones	Consiste de una secuencia de lutita gris claro y gris oscuro, calcáreas, que intemperizan en color café; intercaladas con arenisca gris, de cuarzo, de grano fino, grueso y conglomerática. Su edad Oligoceno Inferior, se fija con la presencia de: <i>Globigerina ampliapertura</i> , <i>Globigerina parva</i> , <i>Cassigerinella chipolensis</i> , <i>Lepidocyclina (Eulepidina) favosa</i> Cushman.
	Palma Real	Se divide en dos miembros: el miembro Inferior es variable, según la proximidad de la antigua línea de costa; las facies costeras, de aguas someras, consisten en arenisca, conglomerado y marga arenosa, mostrando los estratos variaciones laterales muy rápidas. El miembro superior, se conforma de lutita suave de color gris, en partes ligeramente arenosa y con escasas intercalaciones de arenisca del mismo color y grano fino; hacia la cima se compone de arenisca gris de grano fino a medio, y suele encontrarse caliza coralina asociada con orbitoides.

CENOZOICO	Alazán	Se encuentra distribuida a lo largo de una franja de 280 km, desde el Río Cazones hasta las cercanías de Aldama, Tamaulipas. Consiste en una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan a color gris rojizo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. Sin embargo en algunos pozos se reportan lutitas grises que cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas.
	Escolín	La litología de esta unidad se caracteriza por la presencia de margas de color gris oscuro en la parte inferior, muy homogéneas y masivas en su composición, que intemperizan a café oscuro y ocasionalmente muestran planos de estratificación; hacia la cima de la Formación, las margas son arenosas y están intercaladas con areniscas gruesas, gravas, areniscas calcáreas y calizas arenosas.
	Tuxpan	Constituida de lutita arenosa y bentonítica gris y gris-verdoso, arenisca de cuarzo gris de grano fino a medio, calcáreas y compactas. Incluye en menor proporción caliza biogénica arenosa y ocasionalmente conglomerados soportados por matriz constituidos por fragmentos redondeados de caliza, arenisca, rocas metamórficas y volcánicas.

Fuente Léxico Estratigráfico del Servicio Geológico

Tabla 2.4 Tabla para las Formaciones del Cenozoico, que tienen relaciones estratigráficas con la Cuenca de Chicontepec.

3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

3.1 MARCO TEÓRICO

Es una técnica utilizada para la interpretación de la información geológica en datos sísmicos. El principio físico fundamental mide los tiempos de viaje de las ondas sónicas, que al pasar por diferentes medios se reflejan en cada una de las interfaces que definen sus límites, lo que se puede asociar con superficies de estratificación. Es importante aclarar que las reflexiones sísmicas pueden o no generarse en los contrastes bruscos de impedancia acústica, así como el hecho de que las variaciones en contraste de impedancia producirán reflexiones de amplitud variable (impedancia como producto de la densidad de las rocas y la velocidad sísmica).

La interpretación sísmica se basa en documentar observaciones sísmicas, para esto es necesario identificar los diferentes tipos de reflexiones, su geometría, distribución, continuidad, terminaciones, entre otras. La arquitectura, geometría y características, graban información de los cambios laterales en los ambientes de depósito en respuesta a los cambios del nivel mar y subsidencia.

La estratigrafía sísmica es aplicable a escala local; es utilizada para desarrollar yacimientos de petróleo y gas, a escala regional; es útil para identificar y delimitar unidades de roca, así como para determinar roca fuente y almacenadora dentro de una cuenca. Se puede obtener información cronoestratigráfica y litoestratigráfica derivada de las características de la reflexión, esta combinación, junto con la información geométrica presente en secciones sísmicas, genera una herramienta muy eficaz para interpretar el registro estratigráfico del subsuelo.

Los patrones más importantes a identificar son la configuración y terminaciones de los reflectores, para luego caracterizar las secuencias estratigráficas asociadas a dichos patrones, permitiendo reconstruir la evolución de la cuenca.

Para la interpretación de una sección sísmica, la metodología propuesta, se detalla a continuación (Emery y Myers 1996):

- En la interpretación estratigráfica de una línea sísmica, se debe determinar la escala vertical y horizontal de la sección; la apreciación de ambos es esencial para limitar los modelos geológicos que después serán interpretados. Es importante descubrir si los patrones o los datos sísmicos

que se han cargado son datos marinos o terrestres; ambos son abundantes en múltiples, incluso después del proceso de optimización, pero son generalmente más fáciles de identificar los múltiples en datos marinos.

- Dividir los datos sísmicos en paquetes estratigráficos naturales discretos que componen la sección; se identifica y marcan las terminaciones de las reflexiones. En ocasiones las reflexiones no se podrán seguir; la mayoría se detendrán, a menudo contra otra reflexión; que deben marcarse con punta de flecha. Esto no es siempre un procedimiento directo, ya que a veces dos reflexiones pueden parecer que se combinan, por lo que puede ser confuso cual reflexión termina contra cuál.
- En ruido, los datos caóticos son propensos a bajas y/o múltiples amplitudes, por lo que pueden ser confusas las reflexiones, esto baja la claridad. Lo más recomendable es comenzar la interpretación ignorando las zonas de reflexiones caóticas y concentrándose en las áreas de mejores datos. Donde las reflexiones terminan de manera constante se define una línea en la sección (y una superficie en tres dimensiones); se conoce como una superficie sísmica.
- El siguiente paso es utilizar flechas rojas para identificar y resaltar las superficies sísmicas en la línea. El número de superficies varían dependiendo de la complejidad estratigráfica, pero en general se pueden reconocer varias superficies sísmicas importantes de terminación constante de reflexión.
- Una vez que todas las superficies sísmicas han sido seleccionadas, es necesario llevar a cabo un ejercicio similar en cada una de las líneas en el conjunto de datos sísmicos, para comparar las interpretaciones en áreas próximas (se debe garantizar que la interpretación es coherente donde las líneas se cruzan), esto es útil para generar una malla tridimensional en las superficies. Algunas de las superficies sísmicas definidas serán importantes en superficies regionales, otras serán más locales y pueden ser menos importantes.

3.1.1 Configuración de los reflectores

Las facies sísmicas están definidas con base en la configuración, continuidad, amplitud y frecuencia de las reflexiones. Una de las características de las facies sísmicas es la configuración de las reflexiones, los cuales dan información sobre patrones que siguen las capas, procesos de erosión y de

depósito, complejos de canales y deformación contemporánea (Mitchum and Vail, 1977). Dentro de los principales tipos se encuentran las reflexiones sísmicas, que se pueden clasificar de la siguiente manera:

3.1.1.1 Configuraciones Internas

Indican velocidades uniformes de depositación sobre un hundimiento uniforme de plataforma o una cuenca estable, las paralelas pueden ser planas u onduladas. Los divergentes indican variaciones laterales en la velocidad o inclinación de la superficie de depositación (Figura 3.1).

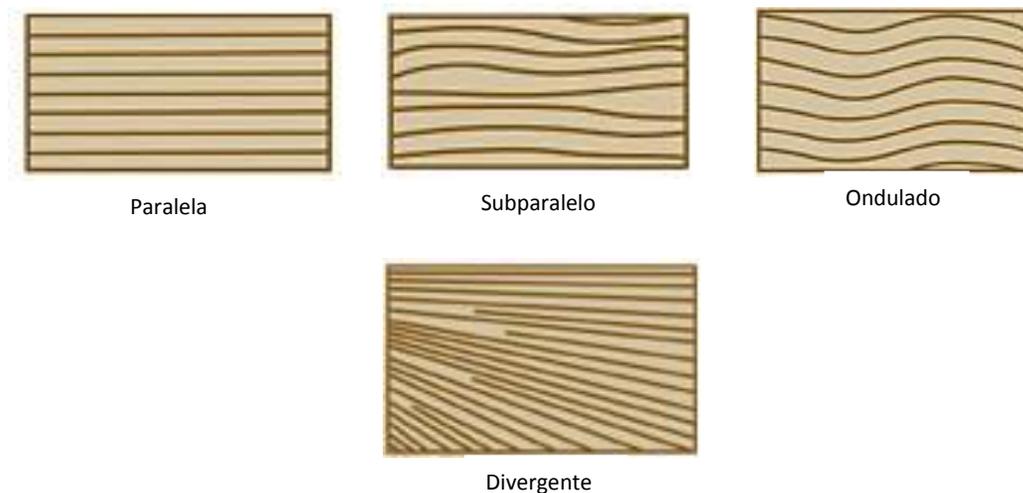


Figura 3.1 Tipos de configuración de reflexiones en líneas sísmicas, (Cataneanu, 2002).

3.1.1.2 Cliniformas

Se interpreta como una rápida subsidencia en la cuenca, y/o aumento del nivel del mar con respecto a bajo suministro de sedimentos, permitiendo que las capas topset (topsetbeds) agraden simultáneamente con la progradación. Los oblicuos representan subsidencia relativamente baja en la cuenca, un "still-stand" del nivel del mar y alto suministro de sedimentos. Pueden ser tangenciales o paralelos. Los complejos sigmoideo-oblicuo; son intercalaciones o alternancias de configuración sísmicas sigmoideas y oblicuas progradacionales (Figura 3.2).

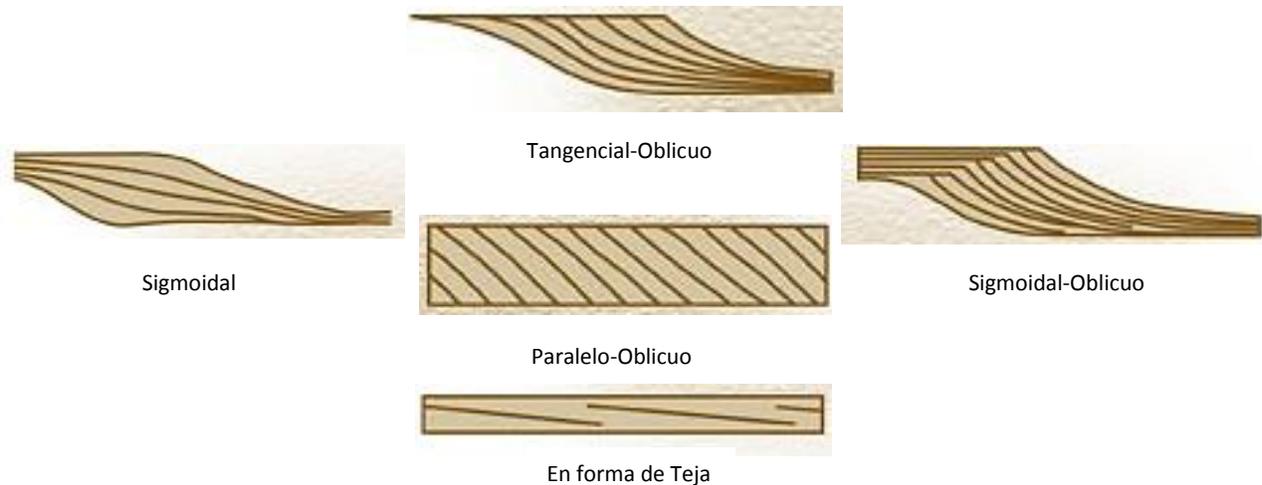


Figura 3.2 Tipos de clinoformas sigmoidales (Cataneanu, 2002).

Las formas de “tejas” son una configuración similar a la oblicua paralela, excepto que los espesores de la unidad son sólo el punto de resolución sísmica y sugieren progradación en aguas someras.

Las configuraciones caóticas, se presentan en estructuras de deformación contemporáneas, en complejos de canales y zonas de alto plegamiento o de falla. Las hummocky son producto de depósitos de alta energía, normalmente asociados a deltas de borde de plataforma o bancos de arenas carbonatadas, donde la pendiente es alta (Figura 3.3).



Figura 3.3 Configuraciones del Tipo caótico y hummocky (Catanean, 2002).

3.1.2 Terminación de Reflexiones

Las terminaciones de reflexión son caracterizadas en una sección sísmica (dos dimensiones), por la relación geométrica entre la reflexión y la superficie sísmica contra las cuales termina. Los términos que se utilizan son: baselap, toplap, onlap y downlap, para describir los estilos de terminación de reflexión

(Figura 3.4); estos conceptos se utilizan en inglés ya que no existe una traducción que sea aceptable en las geociencias.

La mayoría de las terminaciones, se basan en la geometría, pero otros implican alguna interpretación como ocurre con la terminación de la reflexión cuando se tiene un límite de depósito original. En la figura 3.4 se indican en un esquema los límites más comunes de las configuraciones que corresponden a límites de reflexiones. Los límites son definidos en una línea sísmica identificando la terminación de los reflectores sísmicos en las superficies de discontinuidad.

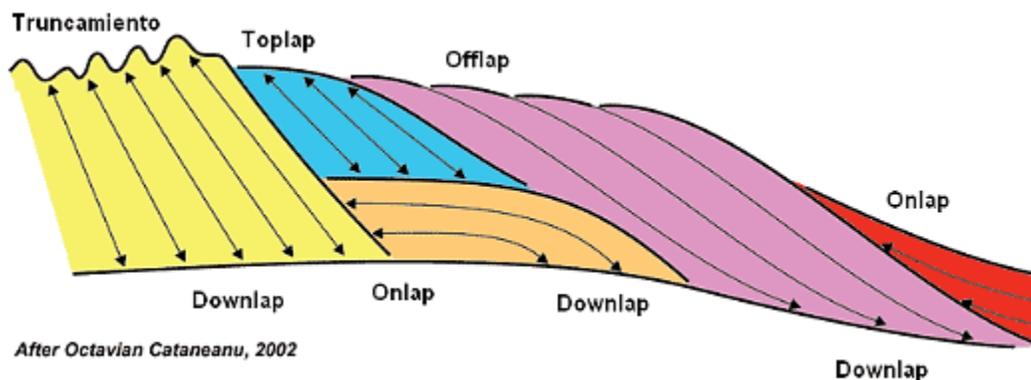


Figura 3.4 Tipos de terminación de reflexión de las unidades estratigráficas, tanto de su base como de su cima (Cataneanu, 2002).

A continuación se describen las terminaciones de las configuraciones de los reflectores sísmicos que se utilizaron en la interpretación.

3.1.2.1 Downlap

Se observa en la base de las clinofomas progradantes, por lo general representa la progradación (cambio de depositación) de un talud del margen de la cuenca del sistema en aguas profundas (mar o un lago). La terminación de reflexiones es en una base discordante, donde las reflexiones inclinadas terminan contra una superficie horizontal o inclinada en la parte inferior de la secuencia (Figura 3.5).

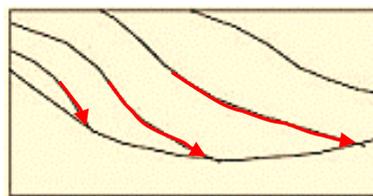


Figura 3.5 Representación esquemática de un downlap.

3.1.2.2 Toplap

Terminación de las reflexiones inclinadas (clinoformas) contra una superficie (suprayacente) con un ángulo inferior que la cubre, donde se interpreta que representan el límite depositacional proximal como resultado de no depósito (Figura 3.6). Este tipo de límite representa un cambio en la depositación del talud por el desvío o erosión marino somero o no marino, donde la superficie del Toplap es una discordancia.

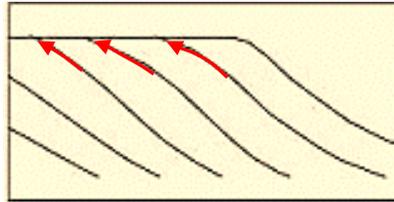


Figura 3.6 Representación esquemática de un toplap.

3.1.2.3 Onlap

Se reconoce por la terminación de las reflexiones de bajo ángulo contra una superficie sísmica más pronunciada (Figura 3.7). Es una base discordante en la que reflexiones horizontales terminan progresivamente contra un reflector o superficie de mayor inclinación. Se reconocen dos tipos de onlap: marinos y costeros.

El marino es un onlap de estratos marinos, lo que representa un cambio en la depositación marina a depósitos no marinos; refleja un cambio en las facies marinas con importantes ritmos de depositación pelágica de baja energía que la cubre. El onlap costero no ocurre necesariamente en la costa y el onlap costero en dirección al continente progresivo, puede acompañar la regresión o la transgresión, dependiendo de la fuente del sedimento; representa un cambio de una zona de depositación al margen de la cuenca (subaérea o plataforma).

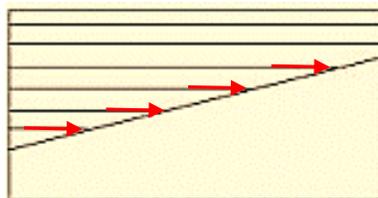


Figura 3.7 Representación esquemática de un onlap.

3.1.2.4 Baselap

Si el onlap no puede ser distinguido de un downlap debido a la deformación de la subsecuencia, se utiliza el término de baselap. El baselap puede consistir en un downlap, si la inclinación de la superficie es menor que la inclinación de los estratos suprayacentes, o un onlap, donde la inclinación de la superficie es mayor (Figura 3.8).

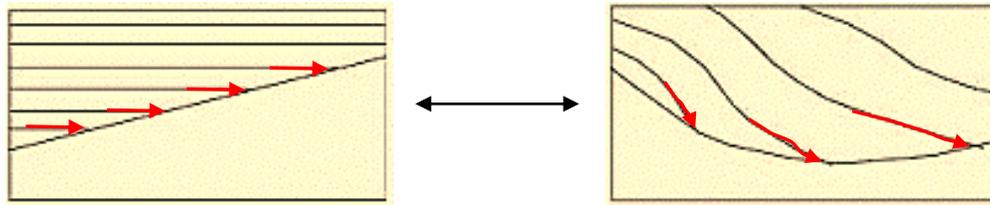


Figura 3.8 Representación esquemática de un baselap donde puede consistir en un downlap y/o un onlap.

3.1.3 Facies Sísmicas

El procedimiento recomendado por Emery y Myers para realizar el análisis de la secuencia sísmica incluye los siguientes parámetros fundamentales:

- La identificación de las discontinuidades en el área de interés. Las discontinuidades se reconocen como superficies sobre las cuales los reflectores convergen.
- Marcar estas terminaciones con las flechas.
- Dibujar la superficie de discontinuidad entre las reflexiones de onlapping y de downlapping en la parte superior: posteriormente identificar las reflexiones que muestren truncamiento y toplapping en la parte inferior.
- Se debe interpretar y extender la superficie de discontinuidad sobre la sección completa. Si el límite llega a una concordancia, trazar su posición a través de la sección visualmente correlacionando las reflexiones.
- Identificar las discontinuidades en todas las secciones sísmicas restantes para la cuenca.
- Corroborar que la interpretación se empalme correctamente entre todas las líneas.
- Identificar y describir el tipo de discontinuidad.
- Definir que límite de secuencia se tiene: si se caracteriza por onlap regionales en la parte superior y truncamiento en la parte inferior.
- Identificar si existen superficies de Downlap: se caracterizan por downlap regionales.

3.1.4 Atributos sísmicos

Son propiedades medibles de los datos sísmicos (amplitud, frecuencia, fase, polaridad), que pueden ser tomadas en un instante de tiempo o en una ventana específica de tiempo, para una traza, una serie de trazas o una superficie interpretada de la información sísmica; también se puede definir como una cantidad extraída o derivada de los datos sísmicos que pueden ser analizados con el fin de mejorar la información en una imagen sísmica tradicional, lo que conduce a una mejor interpretación geológica o geofísica de los datos.

Existen más de 50 atributos sísmicos calculados a partir de los datos sísmicos y aplicados a la interpretación de estructuras geológicas, estratigrafía, y propiedades del fluido en la roca; la clasificación se ha hecho en base al tipo de información que describen, por lo que existen atributos de amplitud, espectrales de traza compleja y de frecuencia; los más usados son los que separan la información de amplitud y de la información de fase. A continuación se presentan sólo aquellos que se tomaron en consideración en este trabajo.

3.1.4.1 Coseno de la fase instantánea

Dentro de la clasificación del atributo de sísmica compleja encontramos el atributo calculado a través del Coseno de la Fase Instantánea o de Amplitud Normalizada. Los picos y valles de amplitud permanecen en la misma posición, pero los eventos fuertes y débiles presentan igual resistencia. El resultado se presenta en una gama de colores entre -1 (negro) y 1 (blanco), (Figura 3.9).

El coseno de la fase instantánea mejora la continuidad de los reflectores y mejora la apariencia visual de los bordes, tales como fallas y límites estratigráficos. Es un atributo que permite visualizar mejor las terminaciones estratigráficas, así como las variaciones laterales y las variaciones de facies sísmicas.

Dado que la continuidad en los reflectores sísmicos fue mejorada, este atributo fue de gran ayuda al utilizarlo como una herramienta en la interpretación estratigráfica y el reconocimiento de patrones sísmicos; debido a que en algunas zonas los reflectores eran muy suaves y se perdía la continuidad de los reflectores.

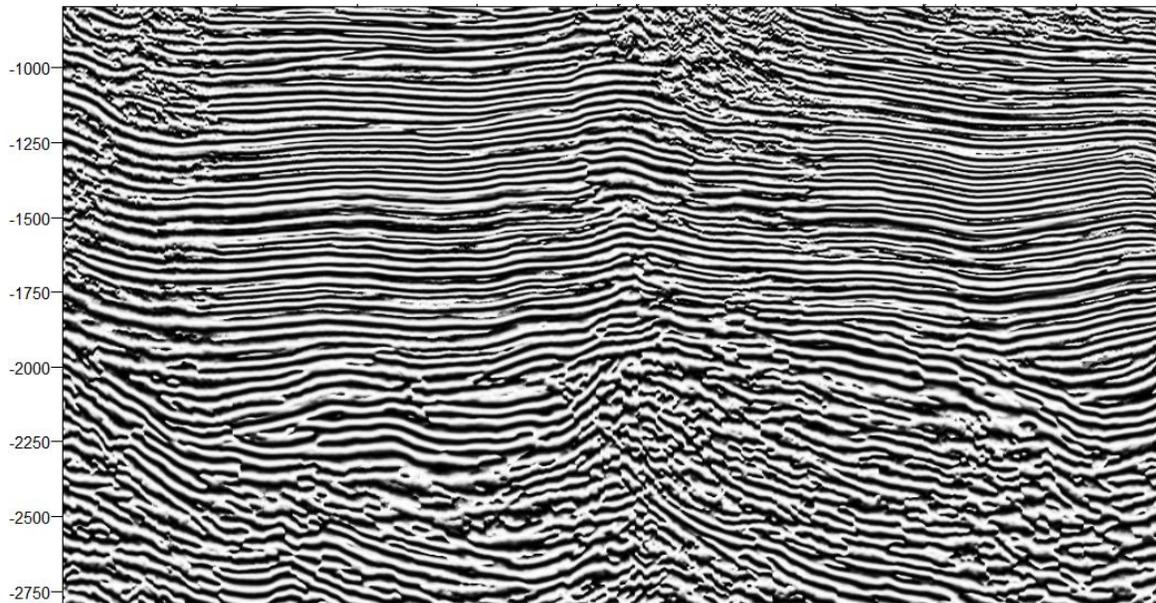


Figura 3.9 Atributo de coseno de fase aplicado a línea compuesta A, mostrando la gama de colores blanco y negro, que ayudo a mejorar la

3.1.4.2 Amplitud RMS

Se calcula mediante la raíz cuadrada de la suma de las amplitudes al cuadrado, divididas por el número de muestras dentro de una ventana específica donde muestra las amplitudes altas. Elevar al cuadrado los valores de amplitud dentro de la ventana de análisis, permite realzar las amplitudes importantes por encima del nivel de contaminación (ruido); representa una propiedad estadística de los datos sísmicos, y es de gran utilidad porque puede ser usada para mapear la reflectividad asociada a los aspectos estratigráficos de una formación geológica y la asociada a "puntos brillantes" (Figura 3.10).

Los cambios que experimenta la onda sísmica al propagarse están relacionados con los cambios de los diferentes tipos de rocas del subsuelo, así como los elementos contenidos en la roca (gas, aceite, agua, porosidad, fracturamiento, etc.).

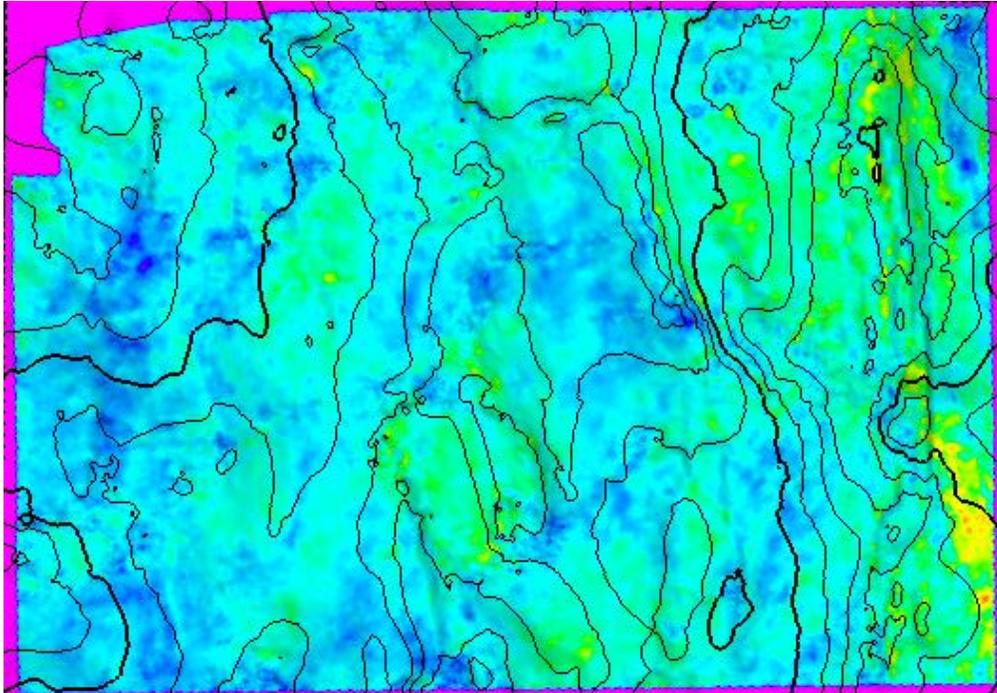


Figura 3.10 Atributo de amplitud RMS, aplicado a la superficie de la Discordancia A.

3.2 INFORMACIÓN UTILIZADA

La información que se utilizó para la interpretación sísmica, pertenece al proyecto que realizó la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) junto con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con número de convenio 27471-2181-9-XI-10.

El proyecto se trabajó con el software Petrel 2013, que es un software utilizado en el sector de la industria petrolera; en donde permite al usuario interpretar datos sísmicos, llevando a cabo la correlación, simulación y construcción de modelos geológicos estáticos y dinámicos. Se laboró en el laboratorio de Schlumberger, que se encuentra dentro de las instalaciones de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

Para la realización del proyecto se planteó un diagrama de flujo en el que se expone la metodología utilizada de manera general (Figura 3.11).

La información empleada consistió en sísmica de 3D y registros geofísicos de 6 pozos elegidos de un total de 250; para discernir entre el total de pozos se tomó como criterio el que la información estuviera correctamente calibrada con los reflectores del cubo sísmico.

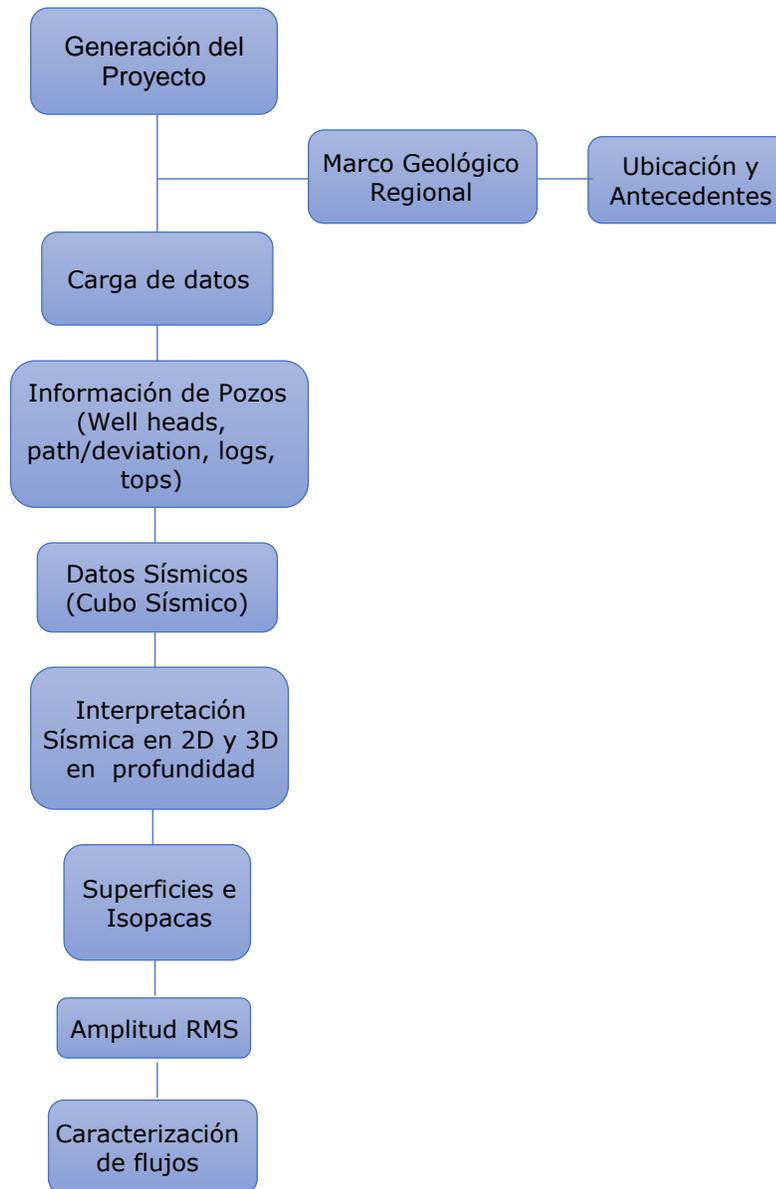


Figura 3.11 Diagrama de flujo de la metodología usada para la realización del proyecto.

Se cargó el cubo sísmico 3D de la zona de estudio de 21,801 m y 31,251 m de ancho y largo, respectivamente, con un área de 681.31 km², en el dominio de la profundidad; ubicado en la porción Norte del Paleocanal de Chicontepec, (Figura 3.12 y 3.13); además se agregaron los 6 pozos de control al proyecto.

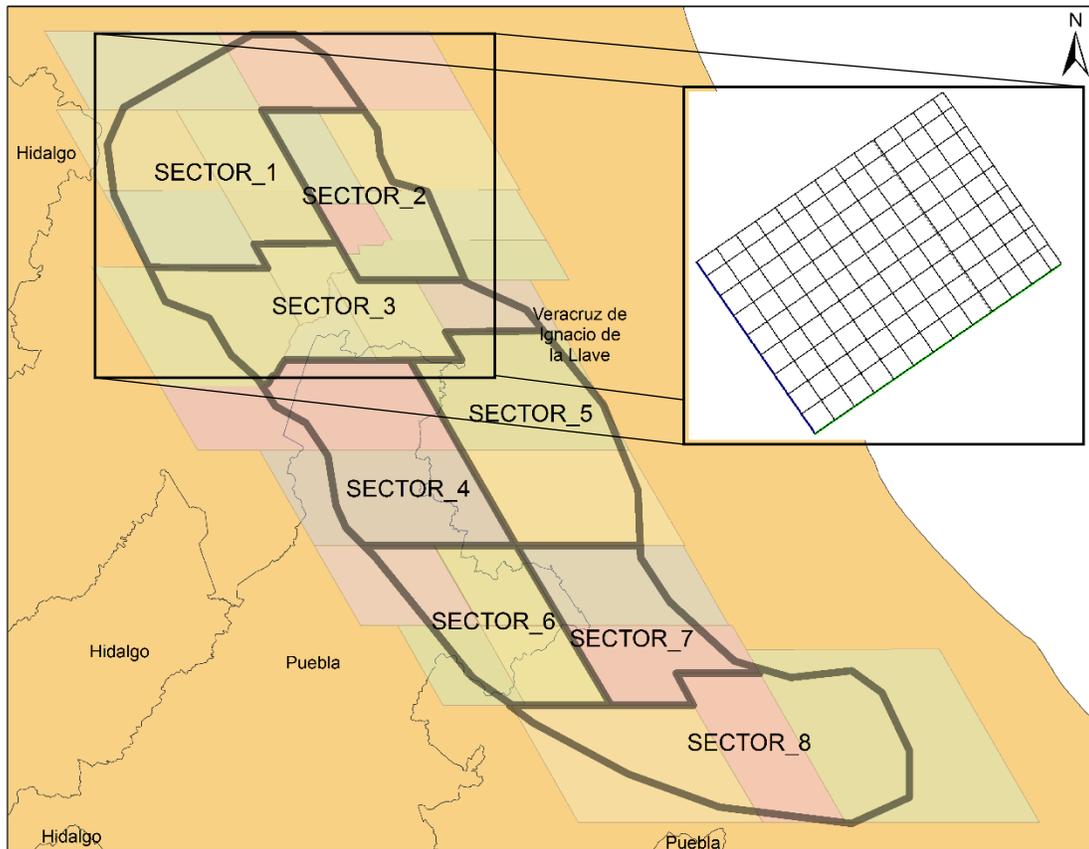


Figura 3.12 Ubicación del cubo sísmico dentro de los sectores Norte del Paleocanal de Chicontepec.

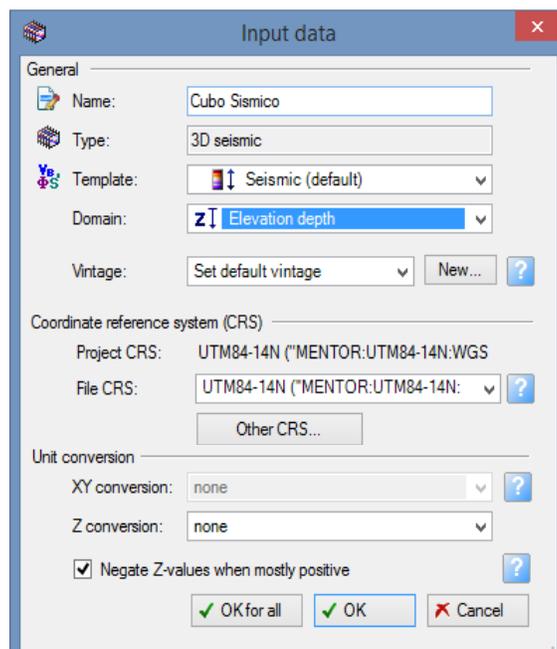


Figura 3.13 Datos de importación del cubo sísmico.

Para trabajar con mayor detalle en un área menor controlada por un número menor de pozos, se realizó un Cropping:

- Cropping: herramienta utilizada para definir un volumen sísmico virtual que es un volumen secundario espacial del original, dejando un volumen pequeño que es más fácil trabajar. Se utilizó para definir la región de interés durante la interpretación; se puede realizar tanto en sísmica 2D y 3D.

El proyecto se referenció en el Sistema de Coordenadas (CRS), UTM84-14N. Primero se cargaron los pozos marcadores (Well head) donde se configuraron los datos de las columnas correspondientes (Figura 3.14).

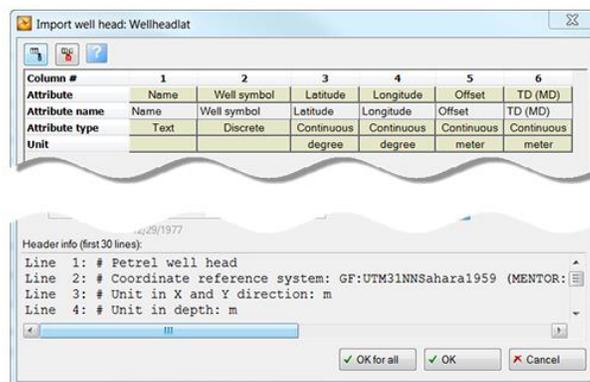


Figura 3.14 Configuración de las columnas para los Wellheads.

Segundo, se importaron las trayectorias de pozos (Wellpath/deviation) configurando X, Y, Z y el MD, respectivamente, los cuales ayudan a la posición del pozo en 3D y que contienen la profundidad medida a lo largo de la trayectoria (Figura 3.15).

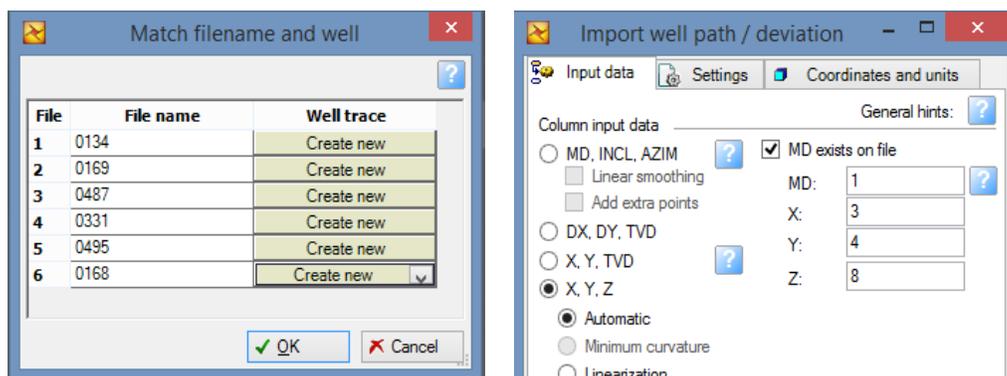


Figura 3.15 Configuración de las columnas para los Wellpath/deviation.

Seguido de esto se continuó a cargar los registros (Well logs); Rayos Gama y Resistivo, que se utilizaron en la interpretación de las superficies de las discordancias.

Se importaron los marcadores de pozo (Well tops), utilizados en el proyecto UNAM-CNH, los cuales muestran los límites de las unidades geológicas, es decir, un cambio en la estratigrafía que resulta de utilidad en la construcción de los horizontes (Figura 3.16).

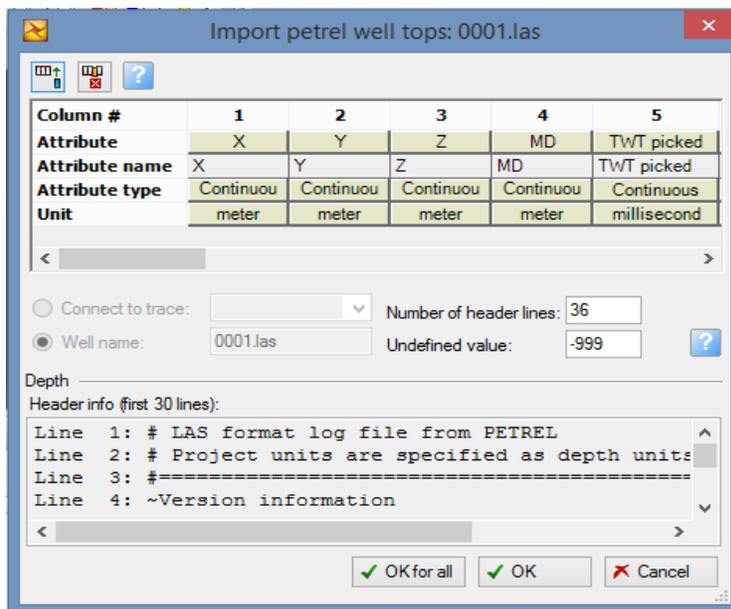


Figura 3.16 Configuración de las columnas para los Well tops.

Una vez tomados en cuenta los siguientes aspectos procedemos a la interpretación estratigráfica:

- Identificación de eventos representativos
- Análisis de eventos
- Análisis de facies sísmicas
- Interpretación del ambiente geológico

El proceso de interpretación toma en cuenta diferentes aspectos, entre los cuales destacan el tipo de ambiente, las condiciones geológicas, las condiciones estructurales asociadas al objetivo buscado y la correlación entre la información geología y la geofísica.

3.2.1 Interpretación de Secciones

Utilizando las herramientas de "interpretación" del software, se marcaron los reflectores a partir de las evidencias geológicas más importantes, verificando la continuidad de los reflectores, con la correlación de registros geofísicos de los pozos utilizados. Cada reflector que fue marcado con un color distinto, se denominó horizonte, se inició el marcado desde el horizonte más profundo, ya que la interpretación geológica se realiza en sentido estratigráfico para identificar rasgos erosivos (Figuras 3.17 y 3.18).

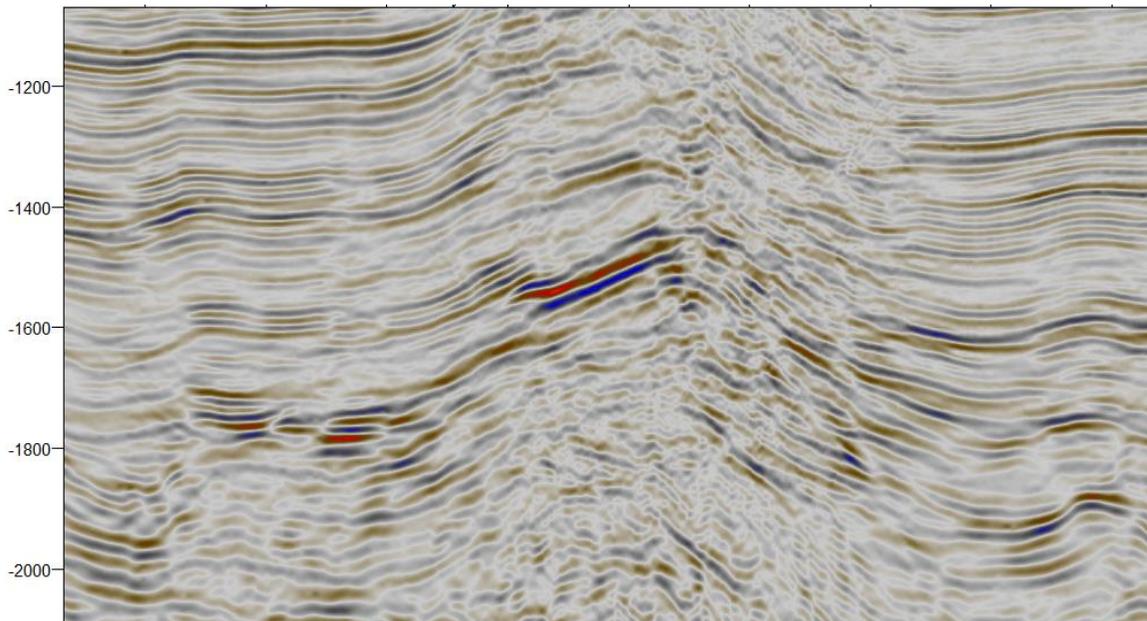


Figura 3.17 Imagen sísmica sin interpretar, donde se perciben cambios en los reflectores, como: variación de amplitud, adelgazamiento y engrosamiento.

Se verificó la continuidad de cada reflector, primero cada 50 líneas y después cada 10, tanto para las Inlines como para las Crossline, donde se marcaron todos los horizontes, incluso aquellos que no estuvieron bien definidos o que indicaron acuñaamiento o la terminación de un reflector contra otro; utilizados como elementos auxiliares en la interpretación, ya que conforme se avanzó en las secciones sísmicas, estos eventos fueron cambiando y por ende la geometría y distribución, así como su amplitud; por lo que engrosaron, ensancharon y adelgazaron, dando como resultado diferentes tipos de terminación de reflectores.

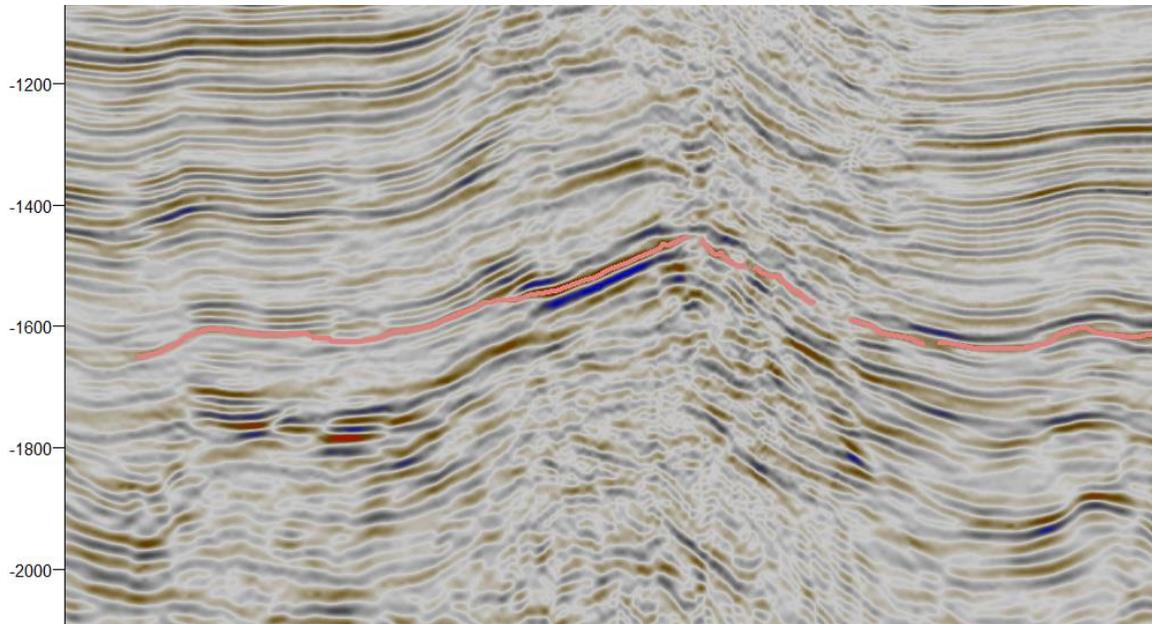


Figura 3.18 Marcado de horizontes con el módulo “Seismic Interpretation” del software, Petrel.

3.2.2 Interpretación de Horizontes

Para la interpretación de horizontes se utilizó el procedimiento de Emery y Myers visto anteriormente. Se interpretaron las líneas en ambas direcciones, Inline y Crossline marcando los reflectores sísmicos y los horizontes, esto se realizó con el módulo *Seismic Interpretation* del software. Se identificaron y caracterizaron paquetes de reflexiones sísmicas y se definieron cuatro secuencias estratigráficas denominadas Base T, Disco A, Disco B y Disco C; en las que se pueden diferenciar tres Megasecuencias Litoestratigráficas, Inferior (Unidad 1), Medio (Unidad 2) y Superior (Unidad 3); posteriormente se mapearon las superficies de las discordancias en profundidad y se elaboraron secciones compuestas para una mejor visualización.

3.2.2.1 Secciones Compuestas

Una sección compuesta nos da la posibilidad de visualizar otra línea sísmica formada por otras que cruzan o cortan entre sí, es decir, nos da un panorama regional del comportamiento de las unidades sísmicas; para la interpretación se crearon cuatro secciones compuestas con orientación preferencial NW-SE y NE-SW, denominadas para el análisis, secciones A, B, C y D Figuras 3.19, 3.20, 3.21, 3.22 y 3.23.

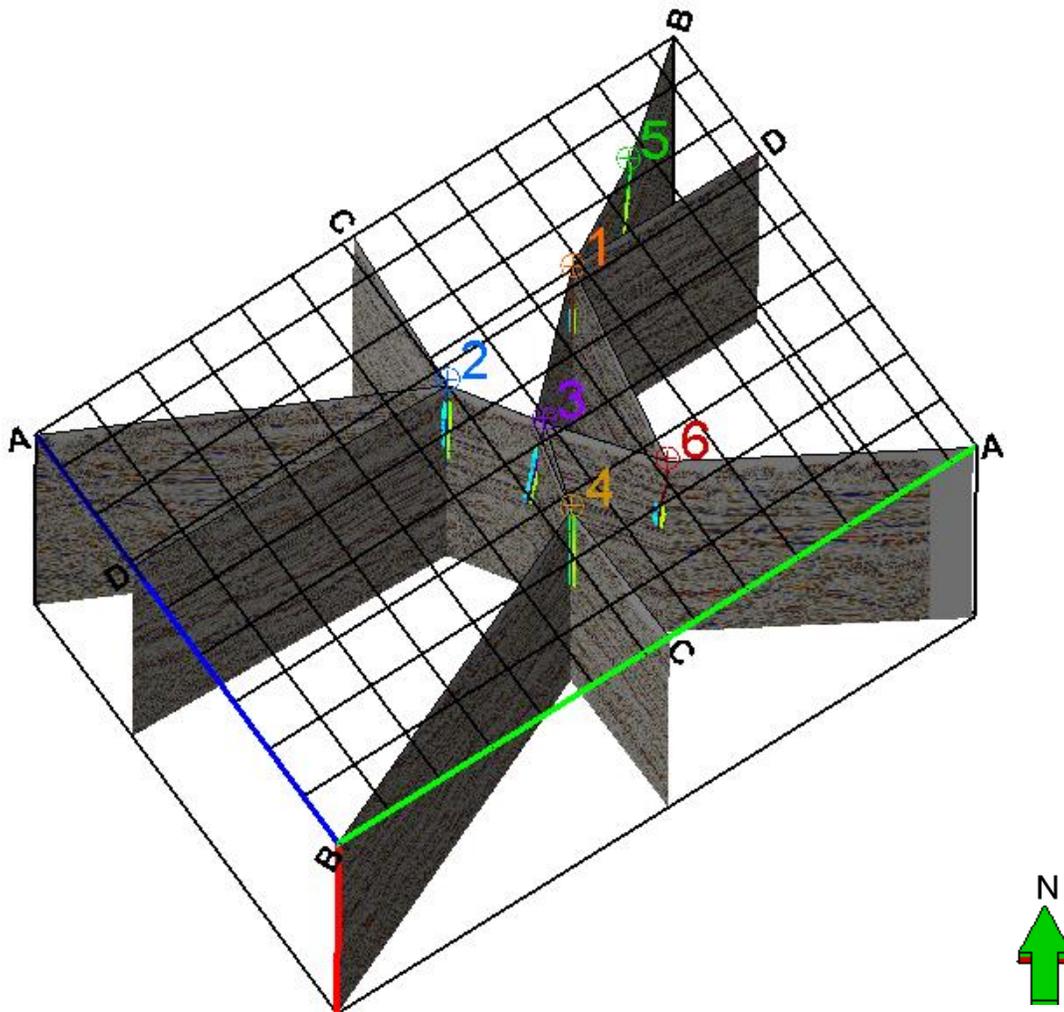


Figura 3.19 Secciones sísmicas compuestas construidas dentro del cubo interpretado; las secciones A y C están orientadas hacia el NW-SE; y las secciones B y D hacia el SW-NE.

3.2.2.1.1 Sección Compuesta A

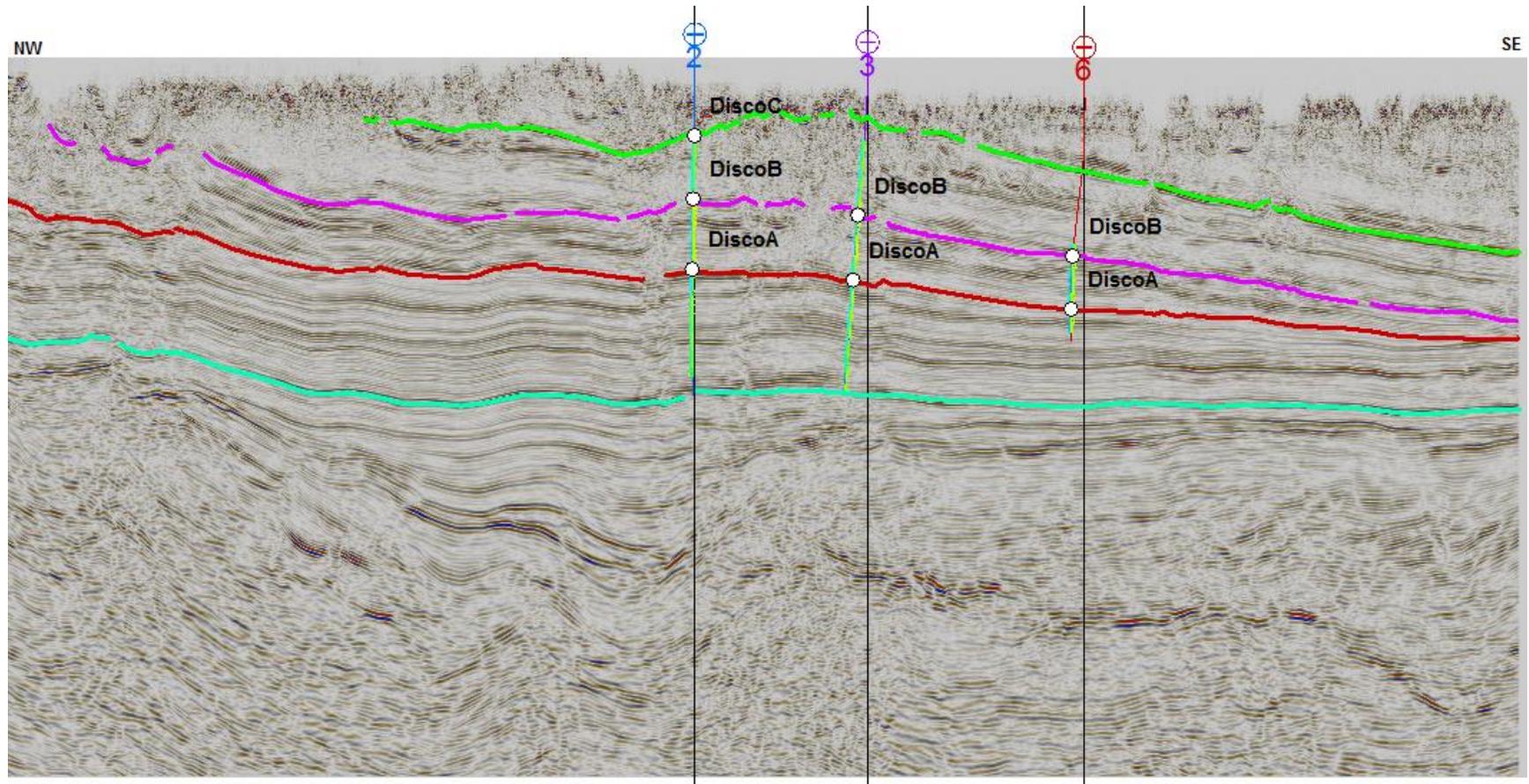


Figura 3.20 Línea Compuesta A, orientada NW-SE, con los límites de las Discordancias Base Cenozoica (BaseT), A (DiscoA), B (DiscoB) y C (DiscoC).

3.2.2.1.2 Sección Compuesta B

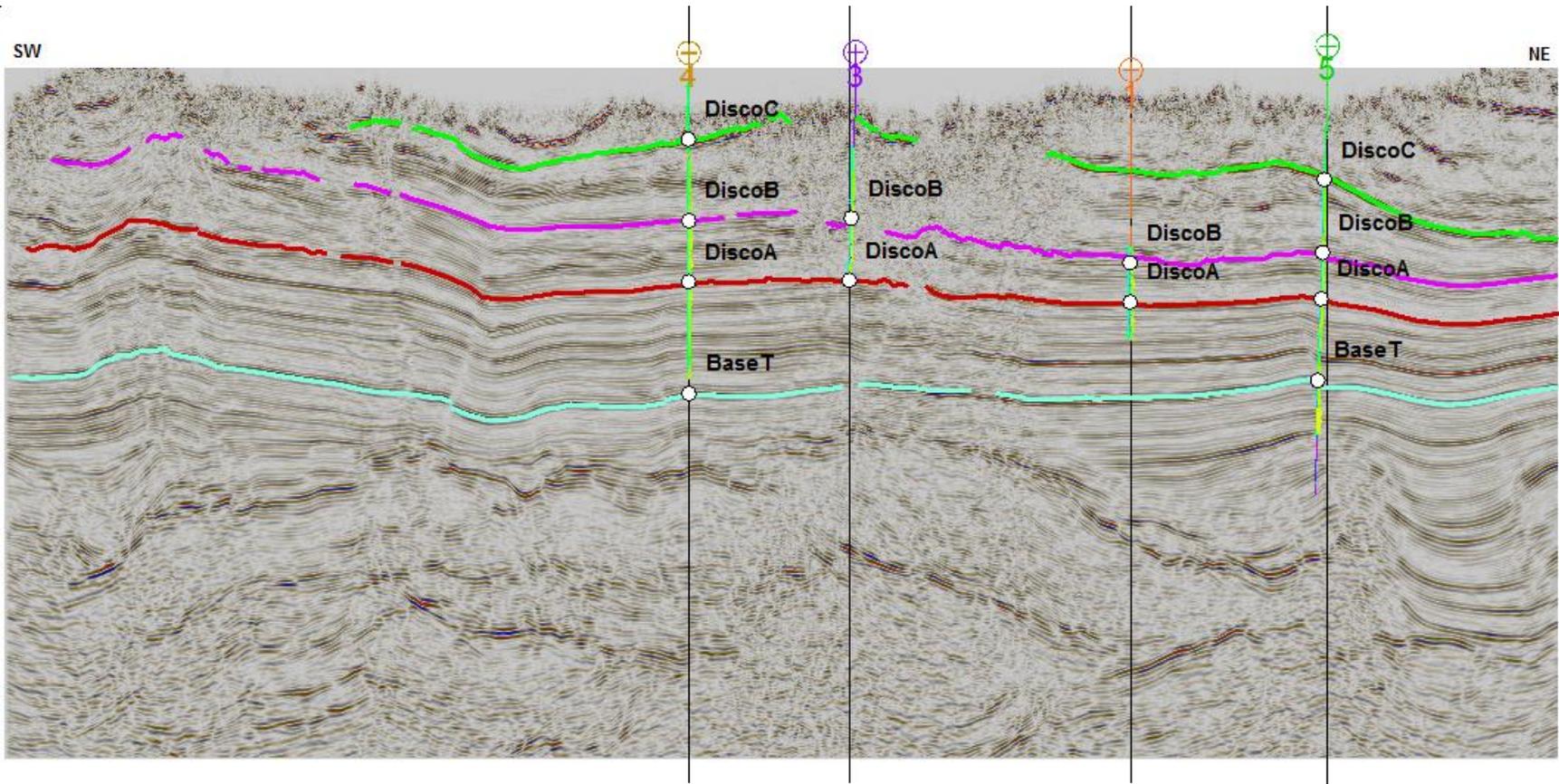


Figura 3.21 Línea Compuesta B, orientada SW-NE, con los límites de las Discordancias Base Cenozoica (BaseT), A (DiscoA), B (DiscoB) y C (DiscoC).

3.2.2.1.3 Sección Compuesta C

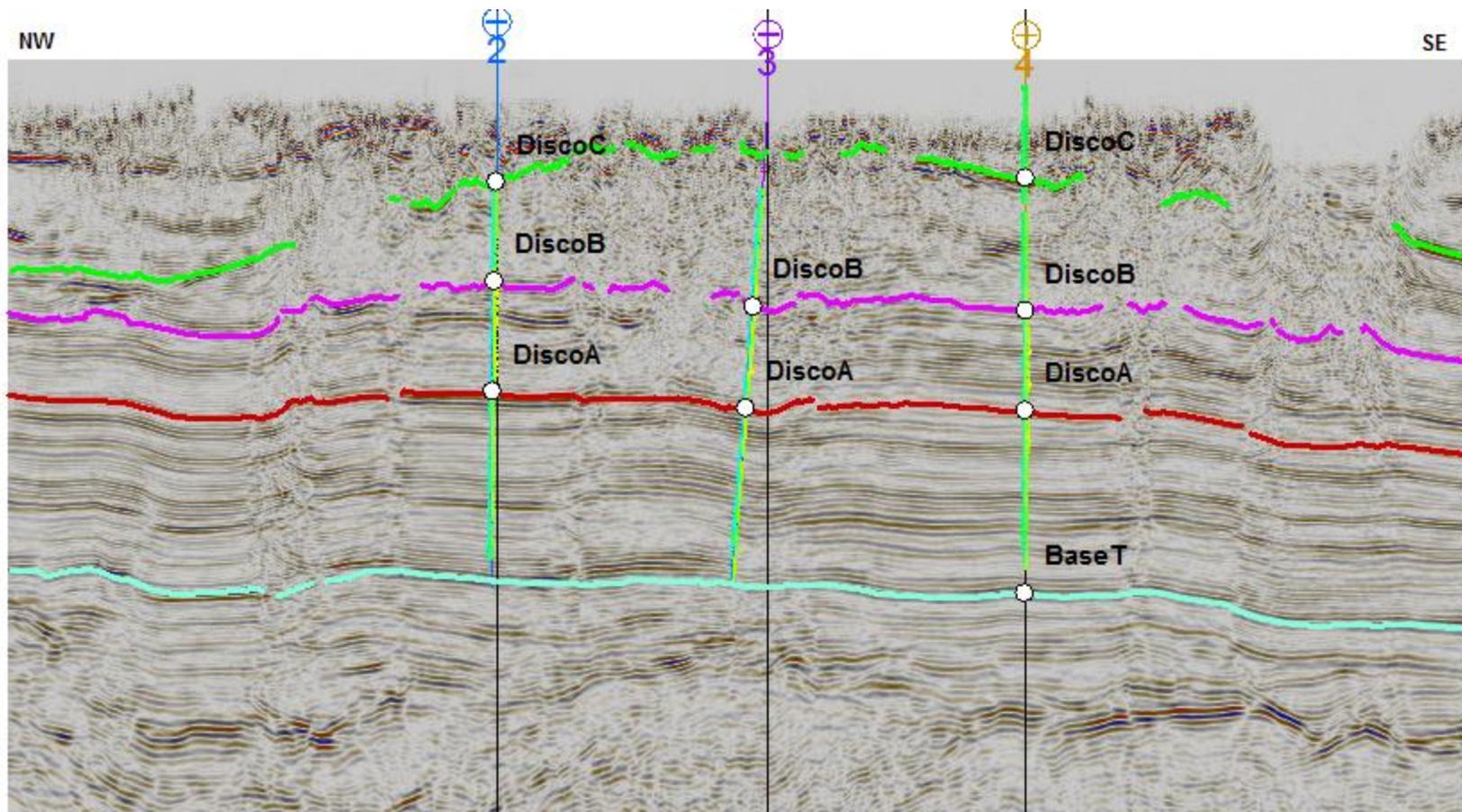


Figura 3.22 Línea Compuesta C, orientada NW-SE, con los límites de las Discordancias Base Cenozoica (BaseT), A (DiscoA), B (DiscoB) y C (DiscoC).

3.2.2.1.4 Sección Compuesta D

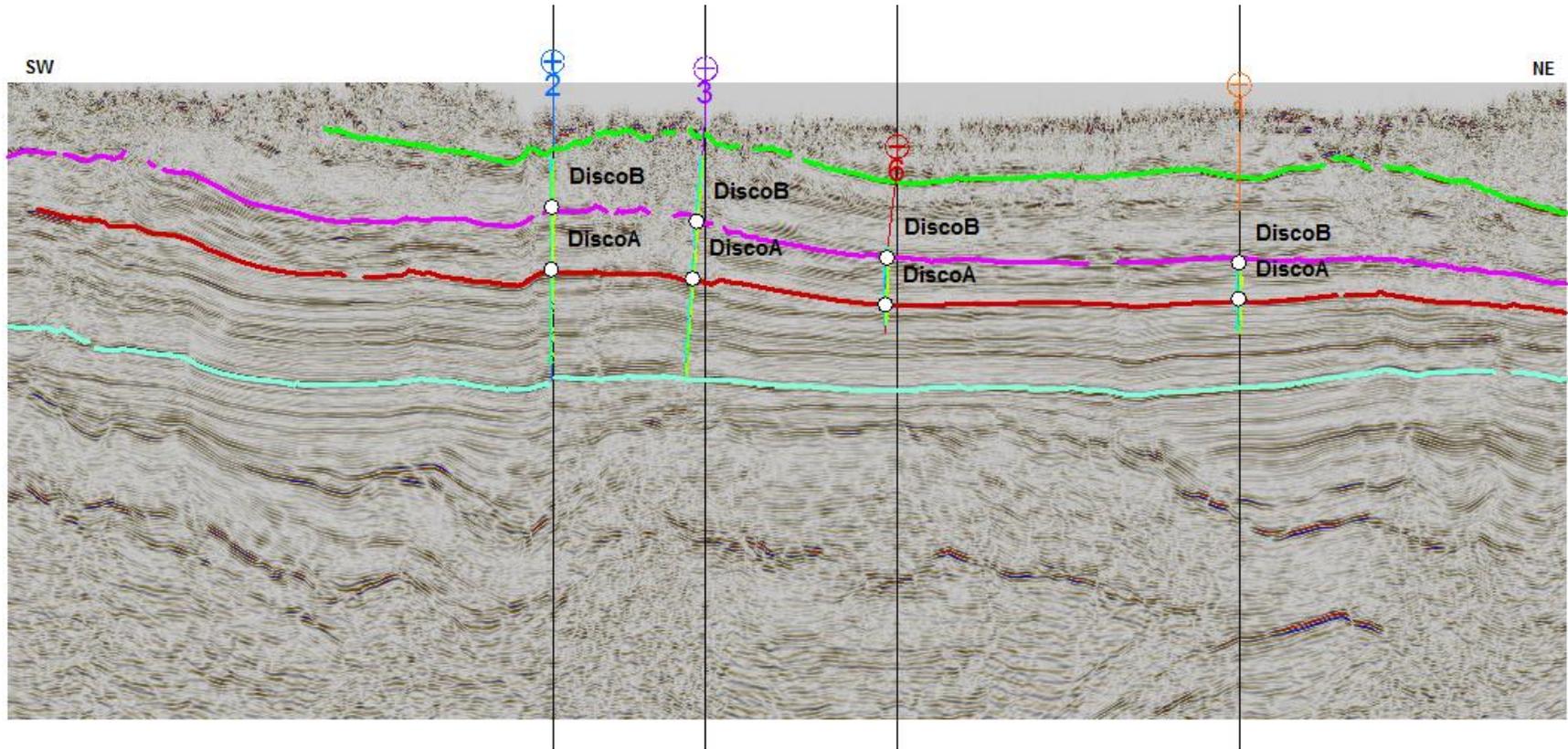


Figura 3.23 Línea Compuesta C, orientada NE-SW, con los límites de las Discordancias A (DiscoA), y B (DiscoB).

3.2.2.2 Base Cenozoica (Base T)

Esta superficie corresponde con el límite entre las Unidades del Cretácico y del Cenozoico. Se utilizaron los Pozos 4 y 5 para su correlación debido a que se tiene buen control en la respuesta del registro y se calibra correctamente con la información sísmica.

Para la interpretación de este límite se utilizó como herramienta el coseno de fase, que mejoró la continuidad de los reflectores sísmicos; se identificaron las continuidades de los reflectores apoyándonos con los marcadores de los Pozos 4 y 5. La porción SW presenta reflectores muy marcados y discontinuidades notables; que podrían definirse como escarpes o cañones. En cuanto a la porción N, NE y SE, la continuidad de los reflectores es muy perceptible y se pueden seguir con facilidad, con una tendencia de media a alta amplitud, presentando un relieve más suave. En la región central los reflectores tienen continuidad y reflexiones medianamente marcadas (amplitudes medias). En la porción NW los reflectores son continuos y evidentes (amplitudes medias), se puede apreciar un relieve palpable. En general la superficie presenta configuraciones paralelas a lo largo del cubo sísmico.

La base de esta Discordancia está concordante (paralela) con las Unidades del Cretácico; en determinadas porciones del cubo sísmico la superficie es discordante, asociado a los flujos turbidíticos. La geometría de las facies son paralelas, lo que nos indica en general, una velocidad uniforme de depósito. El paquete geológico que suprayace y del cual esta discordancia es base se le denomina Megasecuencia Inferior (Unidad 1).

La Base T se encuentra a una profundidad de 1,200 m aproximadamente en su porción SW, se observa en rangos de colores morados una profundidad de 1,700 m aproximadamente, variando hacia la parte central a 1,000 m, al N con una profundidad de 1,550 m aproximadamente y hacia el SE con 1,750 m; lo que nos indica un evento erosión de las Unidades del Cretácico y que tuvieron un cambio en el aporte de sedimentos, esto como consecuencia de la deformación y plegamiento del cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental, que se ubica hacia el S y SW del cubo sísmico (Figura 3.24).

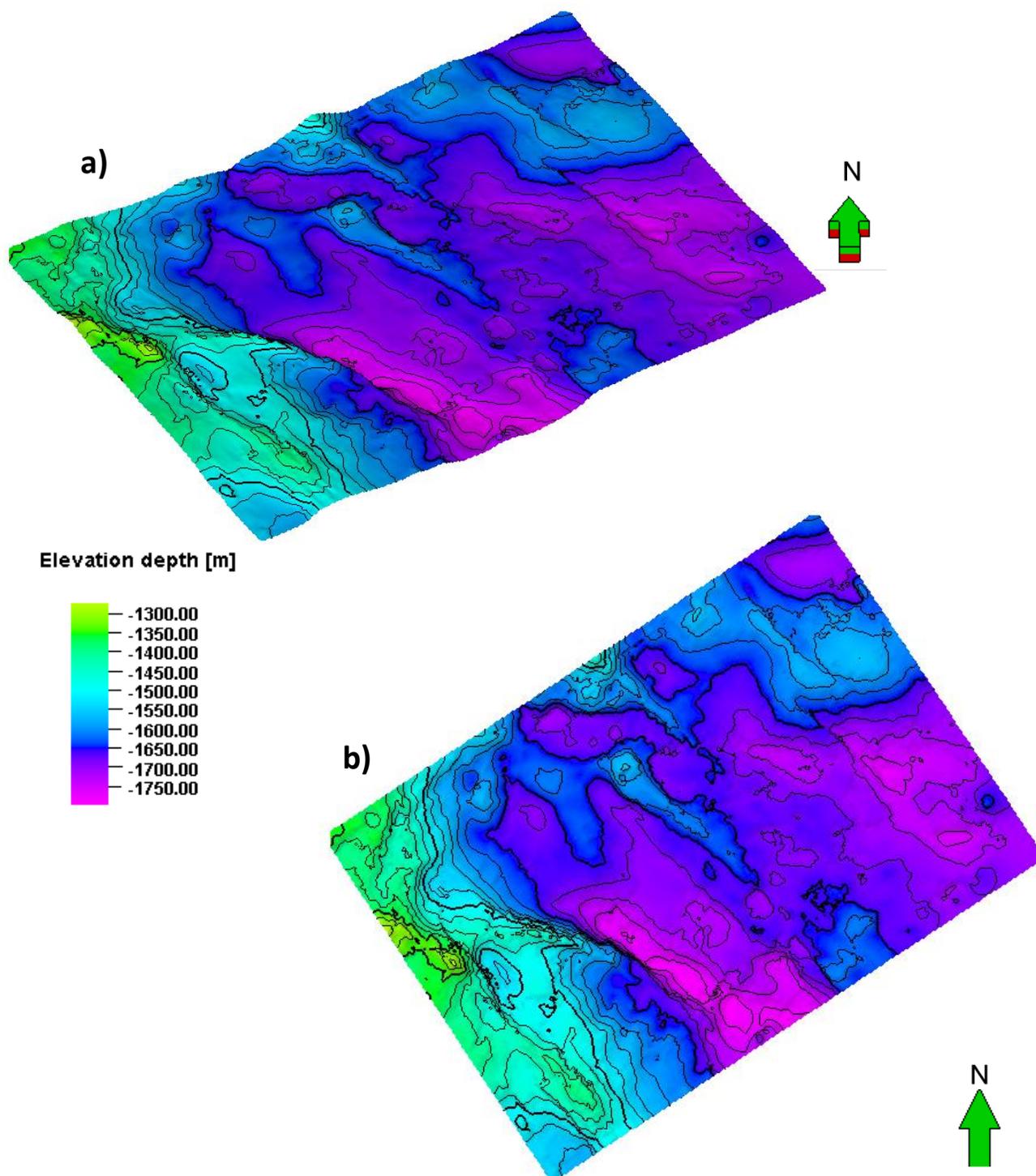


Figura 3.24 Superficie para la Base Cenozoica (BaseT), donde se muestra en el SW y S relieves, hacia el NE un relieve más suave; a) vista oblicua b) vista en planta.

3.2.2.3 Discordancia A (Disco A)

Este límite se encuentra suprayacente a la Base T y subyacente a la Discordancia B, junto con las Megasecuencias Medio y Superior, así como con las Unidades del Eoceno. Para la correlación de esta discordancia se utilizaron los Pozos 1, 2, 3, 5 y 6, debido a la buena correspondencia entre la respuesta de los registros con la información sísmica.

Para la Discordancia A los reflectores sísmicos en la porción SW y S son muy marcados, con altas amplitudes y ligera discontinuidad a los largo de las inlines y crosslines; se observa un relieve pronunciado para esta región; que podría caracterizar cañones y/o escarpes. En la zona NE, N y central, los reflectores son, de igual manera marcados con tendencias de bajas a medias amplitudes, se aprecia un relieve menos pronunciado y mucho más suave, presentando configuraciones paralelas y onduladas. Hacia el NW resalta parcialmente un relieve que se caracteriza por presentar reflectores suaves y muy marcados (bajas y medias amplitudes) con configuraciones paralelas.

Debajo de este límite y entre la Base Cenozoica (BaseT), el paquete geológico pertenece a la Megasecuencia Litoestratigráfica Inferior (Unidad 1), con base en bibliografía consultada que indica que hay intercalaciones de areniscas con lutitas, así, como las características de las bajas amplitudes.

La discordancia tiene una profundidad variable, hacia el SW y al E de 700 a 900 m, respectivamente; hacia el N1, 200 m y al NE 1,350 m aproximadamente, como consecuencia de periodos intermitentes de sedimentación provocados por la erosión de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan; esto se observa en la escala de profundidad en la figura 3.25 donde los colores morados son los más profundos y los rojos los menos profundos.

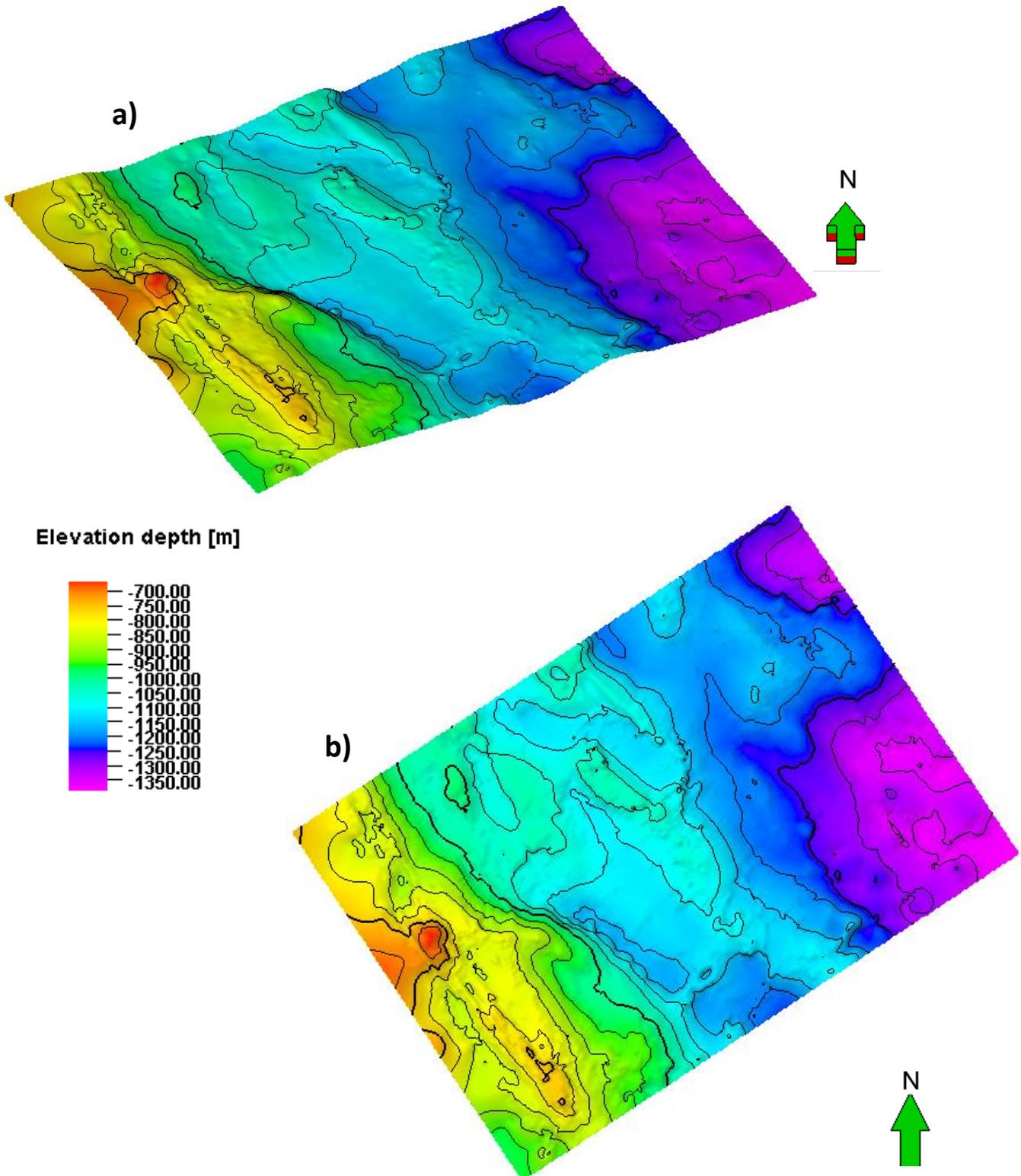


Figura 3.25 Superficie para la Discordancia A, hacia el SW y S se encuentra la Sierra Madre Oriental, y parte de la porción NW se observan relieves, al N y NE un relieve más suave; a) vista oblicua b) vista en planta.

3.2.2.4 Discordancia B (Disco B)

Esta superficie se encuentra suprayacente y disconforme a los límites de la Discordancia A y Base Cenozoica, subyace disconforme a la Discordancia C, Megasecuencia Superior y Unidades del Eoceno. Se utilizaron para la correlación de este límite, los Pozos 1, 2, 3, 5 y 6; donde se tiene una buena calibración y respuesta de los registros geofísicos con los reflectores sísmicos.

Para la interpretación de este límite, se utilizó como herramienta el atributo sísmico coseno de fase, debido a que los reflectores son muy tenues, se desvanecen y es complicado seguir su continuidad.

Hacia el SW los reflectores sísmicos son muy suaves y no tienen continuidad, presentan configuraciones onduladas, caóticas y hummocky asociados a complejos de canales y depósitos deltaicos; además se observa un relieve pronunciado. En la región central resaltan algunas depresiones donde los reflectores sísmicos son de bajas amplitudes, discontinuos y presentan configuraciones del tipo hummocky. En la porción N y NE los reflectores sísmicos de igual manera, son suaves, presentan configuraciones onduladas donde se pierde la continuidad; se presenta un relieve mucho menos pronunciado inclinándose de SW al NE.

Entre este límite y el de la Discordancia A tenemos el paquete geológico perteneciente a la Megasecuencia Medio (Unidad 2), con base en las bajas amplitudes de los reflectores se interpretan intercalaciones de areniscas y lutitas calibradas con los registros geofísicos.

Este límite tiene una profundidad variable, hacia el SW y al E de 300 a 550 m, respectivamente y hacia el N y NE con 1,000 a 1,100 m aproximadamente, como consecuencia de periodos intermitentes de sedimentación provocados por la erosión de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan. Hacia la zona central se aprecia un relieve a una profundidad de 600 a 650 m aproximadamente (Figura 3.26).

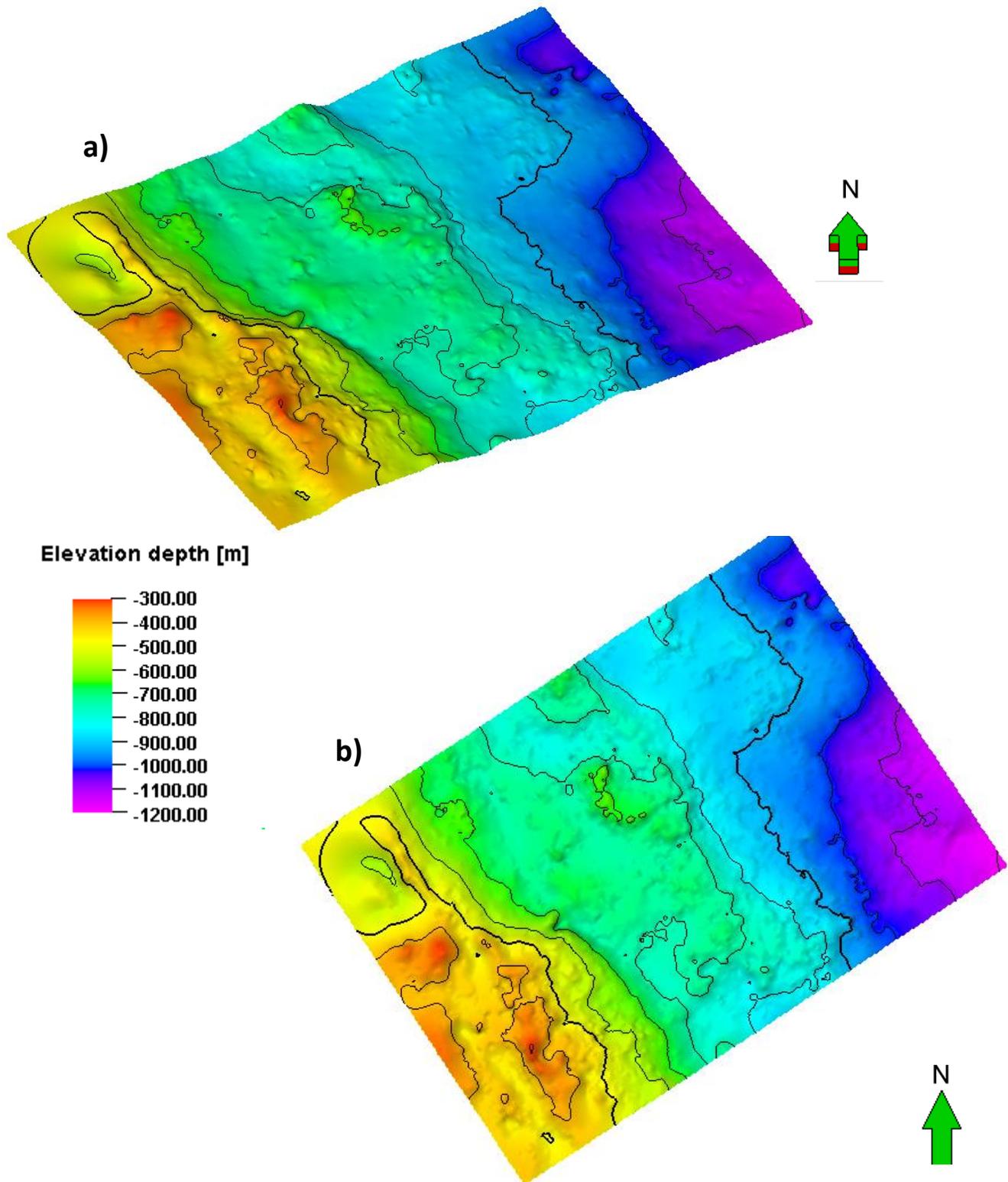


Figura 3.26 Superficie para la Discordancia B; se tiene un corte hacia el SW y S, debido a que los reflectores se pierden. En la parte Central se observan relieves, como en la dirección NE y E un relieve más suave; a) vista oblicua b) vista en planta.

3.2.2.5 Discordancia C (Disco C)

Esta superficie corresponde al límite entre la Megasecuencia Superior y las Unidades del Eoceno; suprayace de manera disconforme a la Base T, Discordancia A y B, y subyace disconforme a las Unidades del Eoceno Inferior. Para la caracterización de este límite se utilizaron los Pozos 2, 4 y 5, en la medida de la buena respuesta y la calibración de los registros geofísicos con los reflectores sísmicos.

Para la interpretación de esta discordancia en la porción SW los reflectores son continuos y muy marcados de altas amplitudes, con configuraciones del tipo hummocky y caótico. La parte central y NE se tienen una depresión notable donde los reflectores son muy marcados de altas amplitudes, presenta configuraciones del tipo divergente, paralelo y hummocky, y terminaciones del tipo dowlap y toplap; en algunas zonas no se puede seguir los reflectores debido a resolución de estos. Hacia la zona SE y NW se aprecia claramente relieves más suaves de menor depresión, lo cual se puede interpretar como eventos erosivos; las amplitudes tienen a ser muy marcadas y en algunos casos los reflectores son muy caóticos y acuñados, asociados a flujos de detritos, se puede observar terminaciones del tipo onlap.

Entre la Discordancia B y este límite tenemos el paquete geológico perteneciente a la Megasecuencia Litoestratigráficas Superior (Unidad 3), con base en trabajos anteriores se identifican intercalaciones de areniscas y lutitas, asociadas a reflectores de baja amplitud.

Este límite tiene una profundidad variable, hacia el S y SW la discordancia aflora en la superficie, por lo que se ve un corte en la generación del modelo para esta discordancia; hacia al E se encuentra de 300 a 400 m, hacia el N y NE con 700 a 950 m aproximadamente, hacia el NW y SE, se aprecia profundidades que van de 700 a 900 m (Figura 3.27).

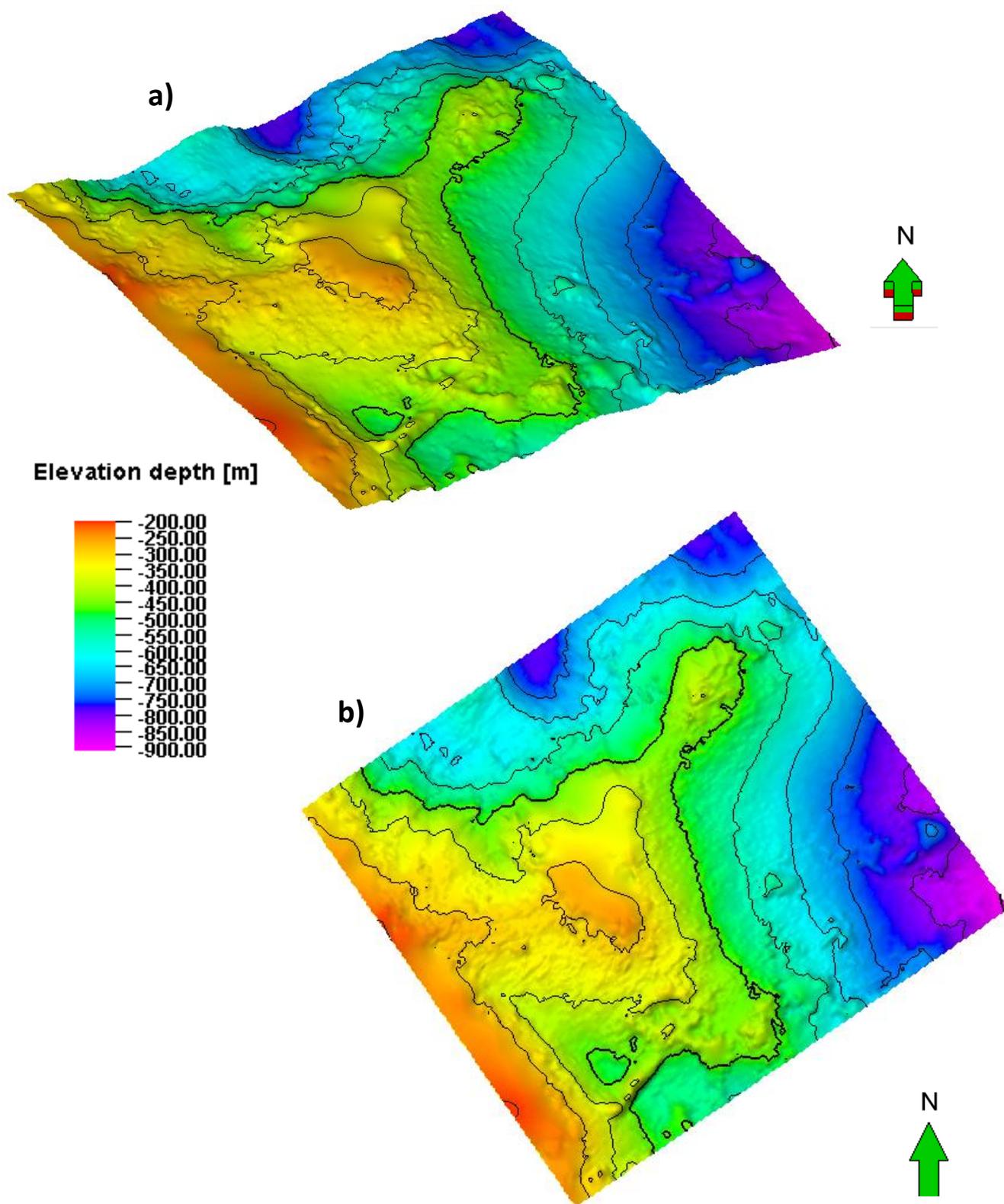


Figura 3.27 Superficie para la Discordancia C. En la parte Central y N se observan relieves considerables, hacia el NE un relieve más suave; a) vista oblicua b) vista en planta.

3.2.3 Mapa de Amplitud RMS

Para cada superficie se obtuvieron atributos RMS, con ventanas de 100, 150 y 200, cada uno resalta y realza las amplitudes por encima y debajo de la superficie, medidas en mm. Para las Discordancias A y B se utilizó el mapa RMS de 150, y para la Discordancia C el RMS de 200. El mapa muestra variedad de colores con respecto a la variación del RMS, que se puede interpretar como cambios en la litología; gama de colores amarillos y verdes están asociados a granulometrías de grano más grueso (arenas) y de amplitudes altas, los colores azules a granulometrías finas, como arcillas (amplitudes bajas). Además se puede inferir régimen de energía y distribución de las litologías.

En la superficie de la Base Cenozoica, para la interpretación del flujo se optó por no marcar los flujos de sedimentos debido a que es la transición de depósitos calcáreos del Cretácico.

Para la Discordancia A se delimitaron los lóbulos y los canales distributarios de los flujos de turbidez, donde el primero muestra una dirección preferencial afectado por la topografía, hacia el NE-SE; representado por slumps y/o flujos de escombros de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental; el segundo con dirección hacia el SE que se contrapone al primero representando por los flujos de los sedimentos areno-arcillosos debido a las corrientes de lo profundo de la cuenca. Esto muestra que durante el depósito tuvieron lugar varios eventos episódicos de aporte de sedimentos formando secuencias múltiples de sedimentos dando las geometrías del depósito que se muestran en los atributos de RMS (Figura 3.28).

En la superficie de la Discordancia B se marcaron los canales distributarios, junto con los límites de estos, donde se observa lo que puede ser la unión de dos abanicos submarinos, dando una geometría con dirección preferencial de transporte de sedimentos hacia SE, asociados al continuo aporte flujos turbidíticos areno-arcillosos por las corrientes dentro de la cuenca debido a la dirección de flujo afectado por la topografía (Figura 3.29). Se observa que en la superficie de esta Discordancia, se tiene mayor cantidad de flujos sedimentarios y por ende, esto significa mayor depósito de estos, que debido a las propiedades de porosidad y permeabilidad, son considerados como el almacenador para los hidrocarburos.

En la Discordancia C se marcaron únicamente los canales distributarios; hacia el NE donde el depósito sigue la topografía de la región, ya que no hay geometría que pueda seguirse y delimitar los lóbulos de los flujos de

sedimentos, se infiere eventos erosivos hacia el NE y al NW. Los canales distributivos están asociados a eventos erosivos de la Sierra Madre Oriental ubicada al SW del mapa (Figura 3.30).

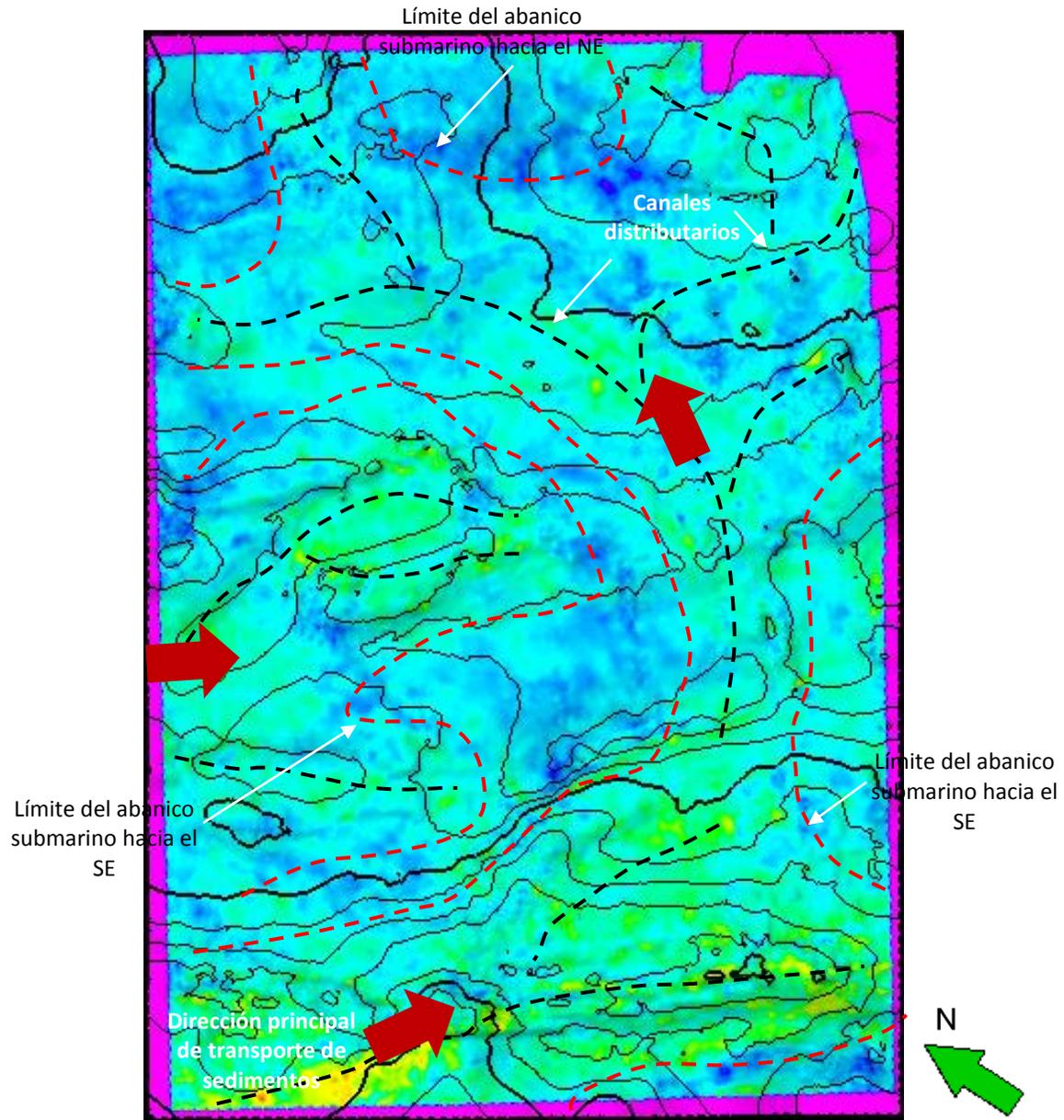


Figura 3.28 Mapa RMS para la Discordancia A donde muestra la dirección de transporte de sedimentos, se encuentran tres abanicos submarinos, el primero con dirección SE que se une con el segundo que tiene dirección NE. El tercer abanico tiene una dirección preferencial SE.

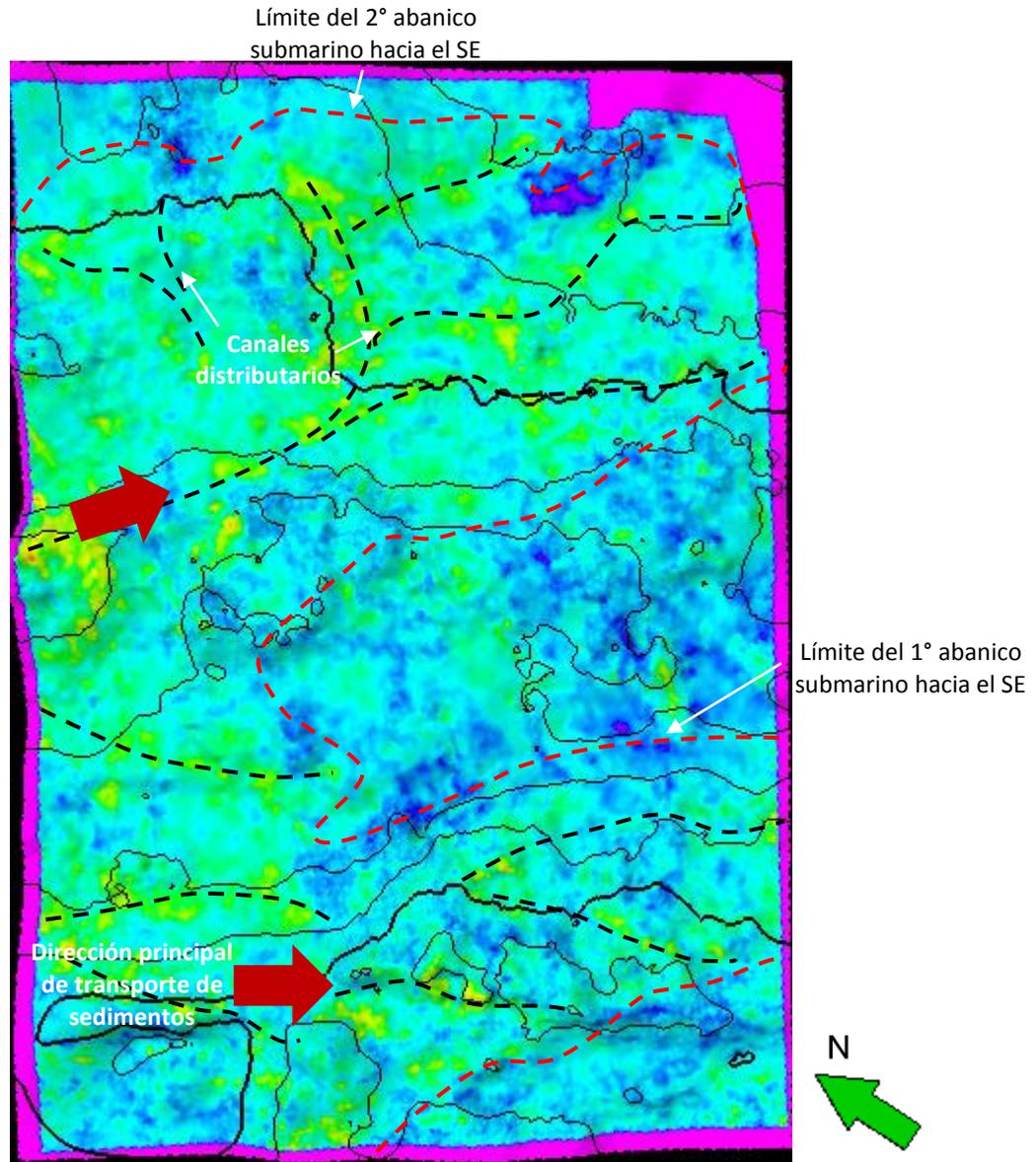


Figura 3.29 Mapa RMS para la Discordancia B donde muestra la dirección de transporte de sedimentos, se encuentran dos abanicos submarinos con dirección preferencial hacia el SE.

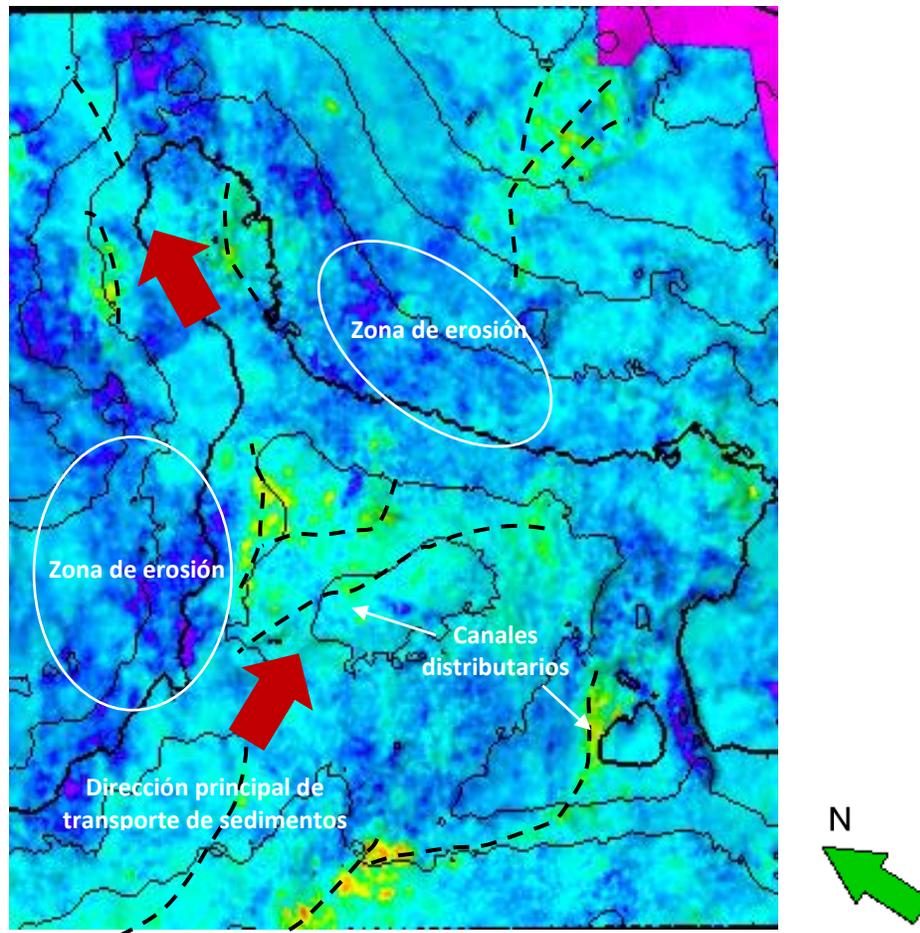


Figura 3.30 Mapa RMS para la Discordancia C muestra la dirección de los canales distributivos, no se delimitan los lóbulos debido a las zonas de erosión.

3.2.4 Isopacas

Muestran el espesor estratigráfico de una unidad de roca en contraposición al espesor vertical actual, a partir de la interpretación de dos superficies de control. A través de mapas de isopacas se puede inferir las zonas de menor y/o mayor erosión, estos corresponden a espesores estratigráficos; es decir, son perpendiculares a las superficies de estratificación.

Para el mapa generado entre las discordancias Base Cenozoica y la Megasecuencia Inferior (Unidad 1), se tiene espesores que van desde los 300 a 750 m, si analizamos entre estos límites podemos observar que los espesores mayores en el mapa generado se encuentran hacia el SW y S de éste; con espesores de entre 550 a 750 m, y que corresponden a las zonas menos erosionadas. Por otro lado las zonas con menor espesor se encuentran hacia el NW, NE y N; que van de 100 a 200 m indican que es la región con mayor

erosión; se interpretó a partir de las superficies generadas y de los valores de espesor obtenidos (Figura 3.31).

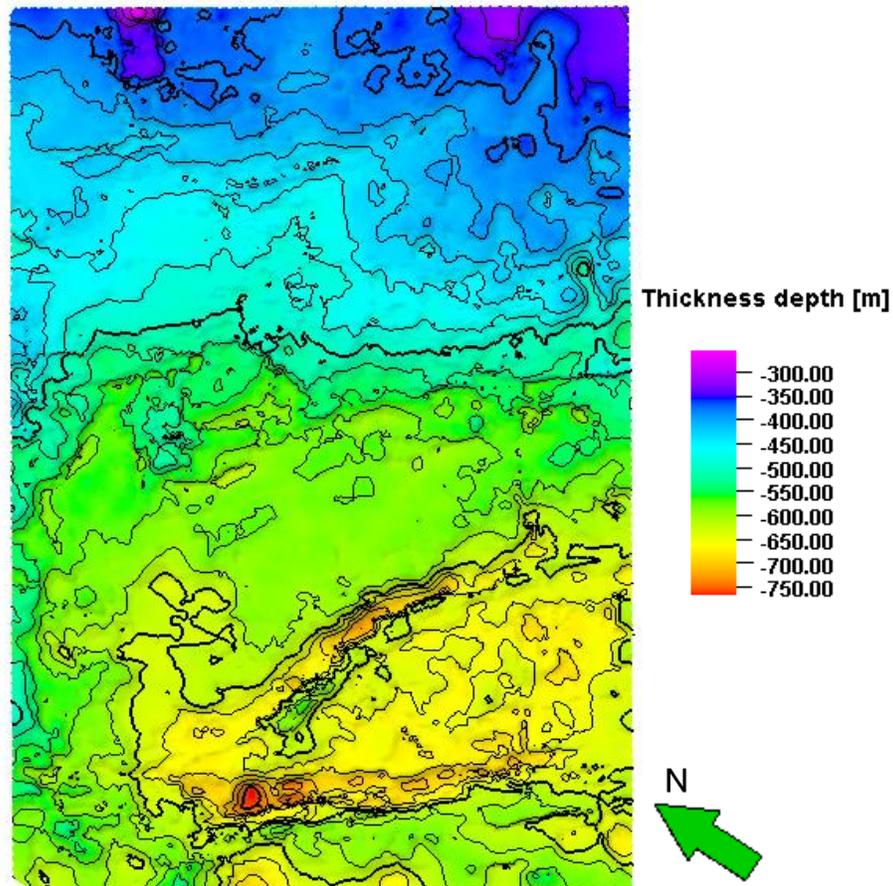


Figura 3.31 Mapa de Isopacas generado entre la Base Cenozoica y la Discordancia A, donde muestra los espesores entre estos límites.

Puede apreciarse que la mayor parte del mapa generado está por encima de un espesor de 550 m (Figura 3.31).

Entre las Megasecuencia Media (Unidad 2) se tiene espesores que van de 100 a 500 m; observa en la imagen que los mayores espesores de la región se encuentran hacia el SW y S; con espesores de entre 350 a 500 m. Por otro lado se tienen espesores que van de 350 a 400 m en la parte central; entre la parte SW y Central se tiene una ligera erosión y una mayor hacia el N y NE, representados por las escalas azules y moradas; con espesores que van de 100 a 150 m (Figura 3.32).

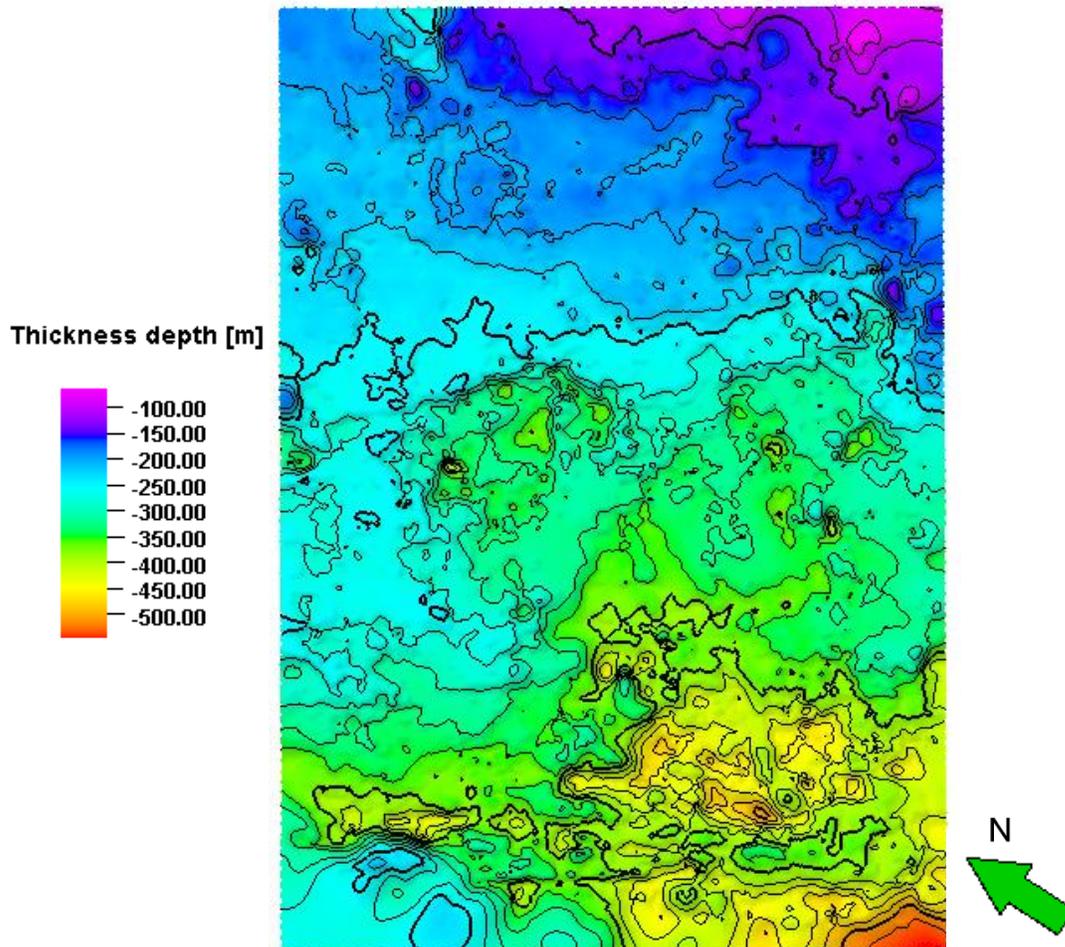


Figura 3.32 Mapa Isopacas generado entre la Discordancia A y la Discordancia B, donde se muestran los espesores para estos límites.

Por último, se tiene el mapa generado entre la Megasecuencia Superior (Unidad 3), que tiene espesores entre 100 a 550 m. Las zonas con mayor espesor y por ende son de menor erosión, se encuentran en la porción SW, Central y N del mapa; con espesores de entre 350 a 500 m. Así mismo, resalta mucho una zona de erosión que se localiza en la porción NW del Mapa, con un espesor de entre 100 a 150 m, que indica una zona de considerable erosión. Hacia el NE y S se tienen menores erosiones con espesores de 200 a 250 m. (Figura 3.33). Algunas zonas afloran en superficie y la variación de espesor se realizó en las zonas donde se tuvo mayor control en la interpretación.

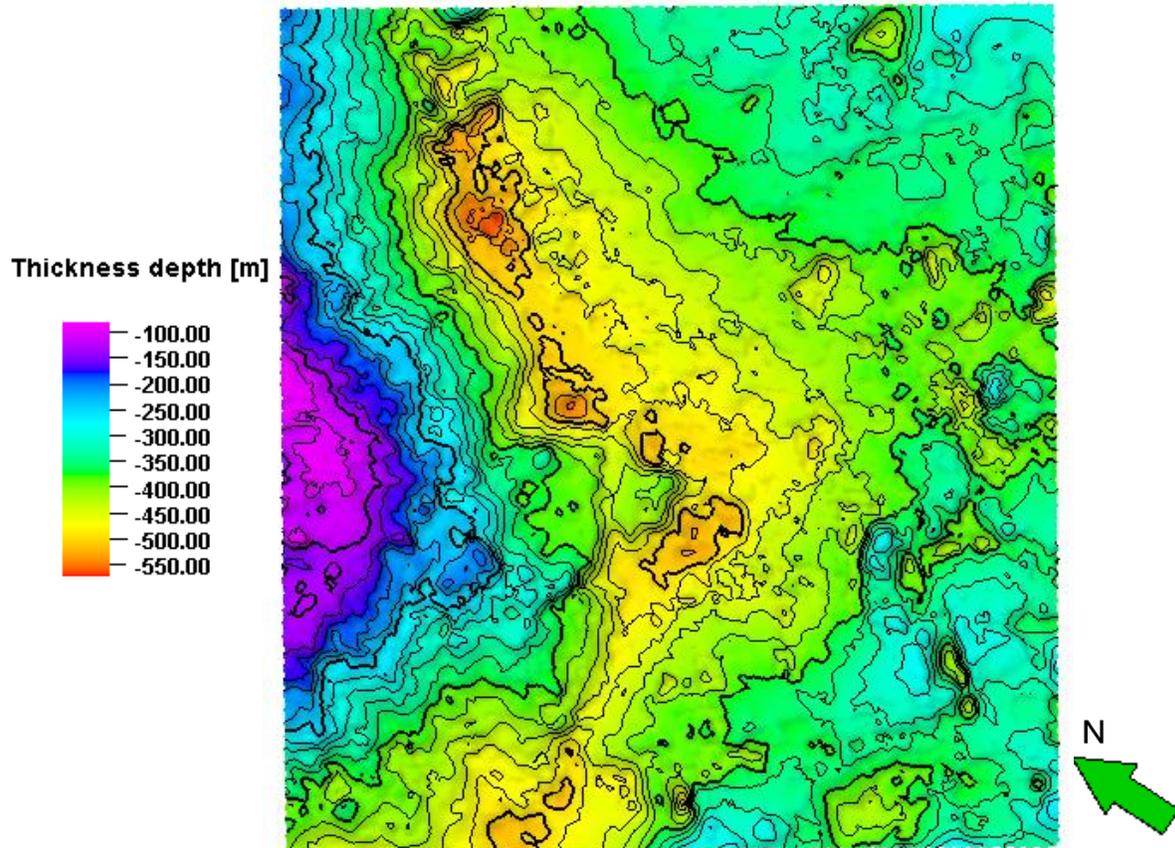


Figura 3.33 Mapa de Isopacas generado entre la Discordancia B y la Discordancia C, donde se muestran los espesores entre estos límites.

4. CORRELACIÓN DE POZOS

4.1 REGISTROS GEOFÍSICOS

Son técnicas que se utilizan para determinar propiedades y parámetros físicos de las rocas; se define como la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. Los registros se obtienen a partir de una sonda a través de la trayectoria del pozo y de un equipo superficial que traduce la información enviada por la sonda por medio de un cable que se registra en una cinta magnética.

Hoy en día se utilizan para determinar el contenido de hidrocarburos, agua, minerales, y competencia de las rocas que están sujetas a diferentes esfuerzos, también sirven para localizar y analizar rocas arcillosas y con composición mineralógica compleja.

4.1.1 Registro de Rayos Gamma

Es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones, es decir, la medida de la radiación que se emite espontáneamente. Es por lo tanto útil en la detección de los elementos como Potasio (K), Uranio (U) y Thorio (Th) (Figura 4.1).

Existen formaciones caracterizadas por contener materiales del tamaño de las arcillas, es en dichos estratos, en donde las concentraciones de los elementos, radiactivos son mayores.

En su paso por la formación los Rayos Gamma pierden energía por colisiones, fenómeno denominado Efecto Compton, y son absorbidos por los átomos de la formación liberando electrones, fenómeno denominado efecto fotoeléctrico; el grado de absorción varía con la densidad de la formación. De dos formaciones con la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen, pero de diferente densidad, la menos densa se mostrará como más radioactiva en el perfil de Rayos Gamma (RG), (Serra, 2008).

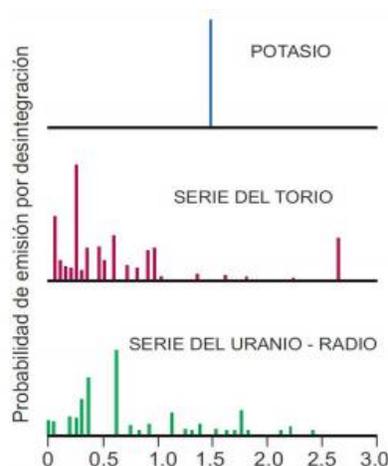


Figura 4.1 Energía de Rayos Gamma (MeV), (Tomado de Schlumberger, 2008).

Las aplicaciones de los registros de Rayos Gamma:

- Detectar capas permeables
- Evaluar minerales radioactivos
- Determinar arcillosidad de las capas
- Determinaciones de profundidad
- Volumen de arcilla

Para la interpretación, se consultaron parámetros de RG litologías de interés, Tabla 4.1

La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 200°gAPI, (Figura 4.2).

Litología	gAPI (°)
Caliza	<20
Dolomía	<30
Arenisca	<30 < 50
Lutita	80 - 200
Sal	<10
Anhidrita	<10

Tabla 4.1 Tabla de lectura de RG para algunas litologías representativas, (Datos Tomados de Dienes, I., 1974).

4.1.2 Registro de Resistividad

Es un registro inducido; la resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad, la cual depende de las sales disueltas en los fluidos presentes de los poros de las rocas. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas; reflejan alto contenido de hidrocarburos en la formación, ya que estos son fluidos no conductores, al contrario, bajas lecturas de resistividad indicarán alta presencia de agua en la formación, llamadas arenas húmedas, ya que el agua es un fluido conductor.

Los Registros de Resistividad son muy buenos para conocer las sucesiones de lutitas, u horizontes arcillosos dentro de areniscas limpias, ya que la respuesta de rayos gamma es uniforme.

Con el Registro de Resistividad se mide la resistividad de la formación, aplicando conceptos básicos de electricidad. La corriente puede atravesar únicamente a través del agua en la formación, por lo tanto la resistividad va a depender de la resistividad de agua de formación, cantidad de agua presente y geometría estructural de los poros. Se muestran algunos valores resistivos de algunas litologías (Tabla 4.2).

Litología	Resistividad ohm*m
Arenas	1000- 5000
Gravas	5000 - 10000
Arenas y gravas con agua dulce	50 - 500
Arenas y gravas con agua salada	0.5 - 5
Arcillas saturadas	2 - 20
Arcillas no saturadas	20 - 40
Areniscas arcillosas	50 - 300
Areniscas cuarcíticas	300 – 10000
Calizas	20 - 100
Margas	300 - 10000

Tabla 4.2 Tabla de Resistividades para algunas litologías representativas. (Datos tomados de Schlumberger, 2005).

La unidad de medida ohm^*m , con una escala logarítmica que va de 0.2 a 2000 (Figura 4.2).

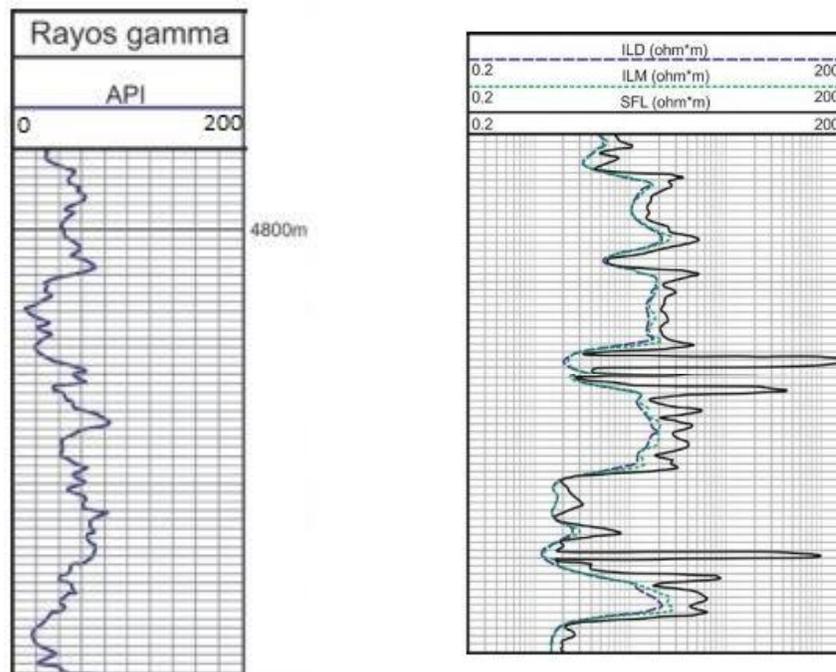


Figura 4.2 Perfiles de registro, del lado derecho el rango de RG de 0 a 200 API. Del lado izquierdo el Resistivo, se muestra la escala logarítmica de 0.2 a 2000 ohm^*m (Tomado de Gómez, 1975).

Aplicaciones del Registro de Resistividad:

- Detección rápida de hidrocarburos
- Detección de hidrocarburos móviles
- Detección de invasión (cuando R_{xo} no es igual R_t)
- Determinación de diámetro de invasión
- Determinación de espesor de capas
- Determinación de la saturación de agua
- Determinación de las resistividades R_m , R_{mf} , R_w

Hay dos tipos principales de herramientas de resistividad:

- Laterolog: con un arreglo de circuito en serie, mide la resistividad de la formación, se corre en formaciones de altas resistividades, funciona mejor en lodos conductivos (base agua salada).

- Inducción: arreglo en paralelo, mide la conductividad de la formación, se corre en formaciones de bajas resistividades; funciona mejor en lodos resistivos (bases aceite y agua dulce).

4.2 CORRELACIÓN DE POZOS

En la exploración y desarrollo de reservas de hidrocarburos, los registros de pozo y su correlación constituyen herramientas fundamentales en la evaluación y caracterización yacimientos. Estos permiten la valoración de ciertas características y propiedades de las formaciones que son atravesadas por un pozo; consiste en establecer comparaciones entre los patrones de comportamiento de las curvas en los registros para un punto o zona específica en el hueco registrado con el fin de establecer la continuidad, espesor, y movimientos estructurales de las diferentes formaciones de interés a lo largo y ancho de la estructura en exploración y explotación (Dienes, 1974; Valle y Pérez, 1976).

Entre las principales características que se pueden valorar a partir de los Registros de Pozo se tienen la resistividad, nivel de saturación de agua, grado de consolidación, porosidad, litología, etc.

Las correlaciones nos permiten determinar:

- Profundidades de las formaciones presentes en el Pozo en comparación con otro pozo, los afloramientos o las proyecciones geofísicas.
- Si el pozo forma parte o no de una determinada estructura geológica mayor.
- Si la profundidad del Pozo ha alcanzado un horizonte productivo conocido, y de lo contrario, cuanto falta por perforar.
- La presencia o ausencia de fallas.

Las curvas más utilizadas en los procesos de correlación entre Pozos y la generación de secciones estructurales son los registros Rayos Gamma, Potencial Espontáneo (SP), Resistividad Eléctrica, Sónico y Densidad.

4.2.1 Tipos de Correlaciones

Geográficamente se dividen en:

- Locales, cuando se correlacionan Pozos entre los límites de un campo

- Zonales, cuando se correlacionan Pozos entre los límites de un área petrolera (varios campos).

Estratigráficamente se dividen en:

- Generalizadas, cuando se correlacionan las unidades estratigráficamente más grandes o solo los horizontes típicos.
- Detalladas, cuando se diferencia cada uno de los niveles que conforman una unidad estratigráfica.

También se pueden diferenciar de acuerdo a la información que se use: litológica, geofísica, paleontológica, geoquímica, registros o perfiles de pozo, usando las electrofacies de estos últimos.

4.2.2 Interpretación en los registros de pozo

Se trabajaron con los seis pozos que tuvieron mejor calibración y buena respuesta de los registros geofísicos con los reflectores sísmicos. Desafortunadamente no se pudieron calibrar los registros con muestras de rocas ya que no se dispuso de ningún tipo de información relacionada y todo está basado en bibliografía regional. Se uniformizó la escala de los registros Rayos Gamma y el Resistivo, para visualizar los rasgos distintivos guía para la correlación de patrones, ya que se desconoce si los registros están corregidos.

Al cargar las trayectorias de los pozos y sus correspondientes registros (Well logs) y sus marcadores (Well tops); que muestran los límites de las unidades geológicas, se observó una inconsistencia en la calibración en 2 de los 6 pozos, respecto a la respuesta de los registros RG y el de Resistividad, con los reflectores sísmicos, ya que los Well tops que se tenían por defecto tenían un desfase de manera drástica en el límite de las discordancias con los reflectores, que iban de 20 a 30 m aproximadamente (Figura 4.3).

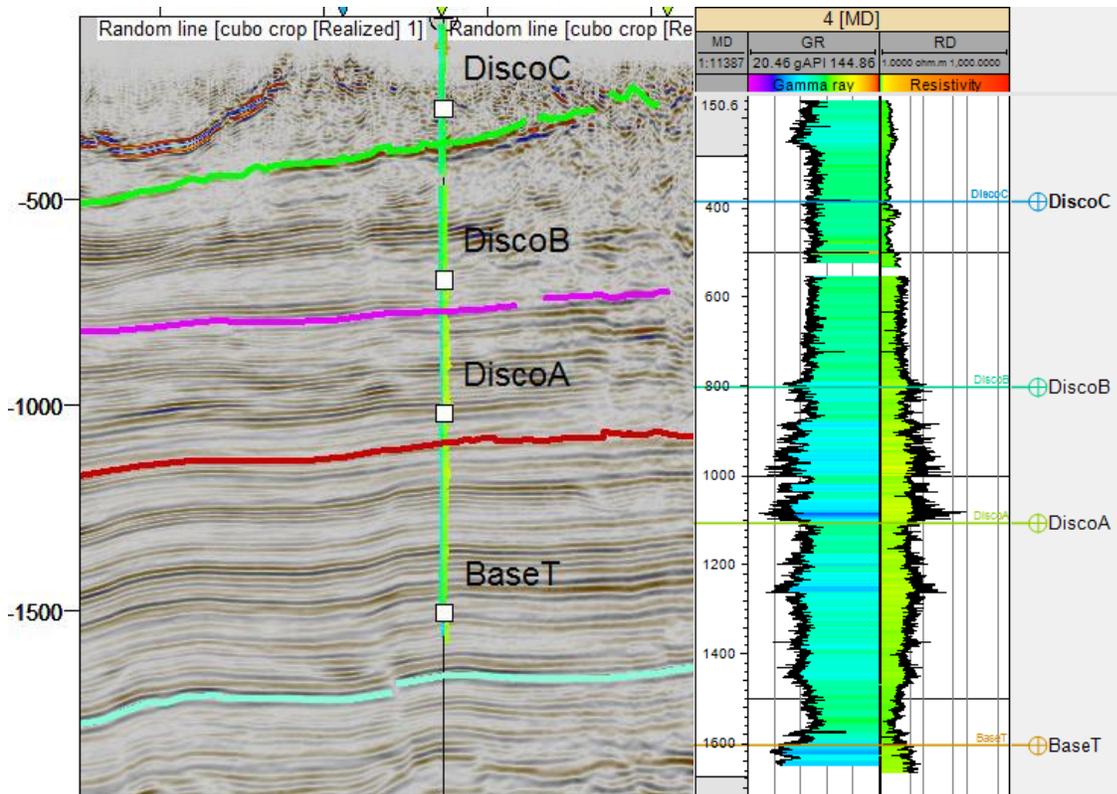


Figura 4.3 Correlación que muestra un desfase entre los marcadores de Pozo, ya que no correspondían con los reflectores sísmicos; que para los Pozos restantes coincidían con estos.

Se generaron nuevos marcadores para los límites de las discordancias, basado en la respuesta continua y muy marcada de los reflectores sísmicos que ya estaban ajustados con los otros pozos, de modo que se marcaron los nuevos Well tops, con herramientas del software, mitigándose el desfase que se tenía en un principio (Figura 4.4). Esto se hizo parcialmente para otros 2 pozos más, en donde se tuvo un desfase menos considerable en los límites, que el Pozo 4.

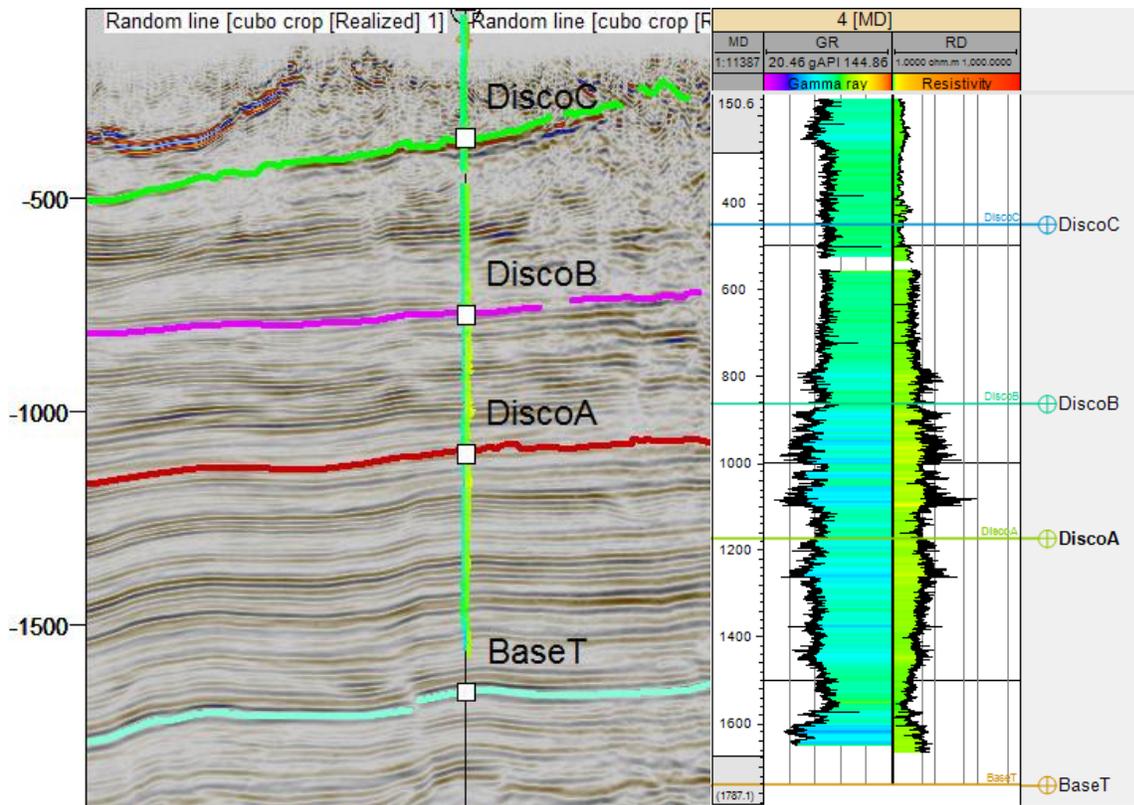


Figura 4.4 Correlación que muestra el cambio de los marcadores con respecto a los reflectores apoyándose de los Pozos restantes, en el cual los reflectores ya están calibrados con los marcadores de Pozo.

4.2.2.1 Secciones de Pozos (Well Section)

Las secciones de pozo nos dan una completa observación de la conexión de los datos de los registros geofísicos, que se tienen en un proyecto, para así poder analizar y tomar decisiones para correlacionar y/o delimitar unidades tomando en cuenta el cambio en las curvas de los Registros Geofísicos. En este proyecto los registros utilizados delimitar las discordancias fueron el registro de Rayos Gamma (RG) y en el de Resistividad.

Para delimitar los pozos desfasados, con respecto al registro de Rayos Gamma se tomaron como parámetros lecturas encontradas en la literatura. Tomando en cuenta que ninguna formación es completamente limpia por lo cual, las lecturas tendrán variaciones (Tabla 4.1).

En lo que concierne al registro de Resistividad, también el proyecto se apoyó en lecturas de algunas litologías representativas (Tabla 4.2) y junto con el registro de RG, y los reflectores en los cuales ya se tenía certeza de que

correspondían al límite para cada una de las discordancias. Se elaboraron Secciones de Pozo para cada línea compuesta, para poder marcar y/o delimitar correctamente los horizontes de cada discordancia interpretada, así, se obtuvieron 4 secciones de pozo, los cuales se analizaron.

Se utilizó una herramienta que agregó un patrón de relleno de color entre las curvas de registro. En el registro de Rayos Gamma los colores azules más fuertes están relacionados con granulometrías de arenas y la gama de colores turquesa con granulometrías más finas, como las arcillas. En el perfil de los registros de Resistividad, los colores amarillos son asociados a mayores resistencias y la gama del verde a resistencias menores resistencias (Figura 4.5).

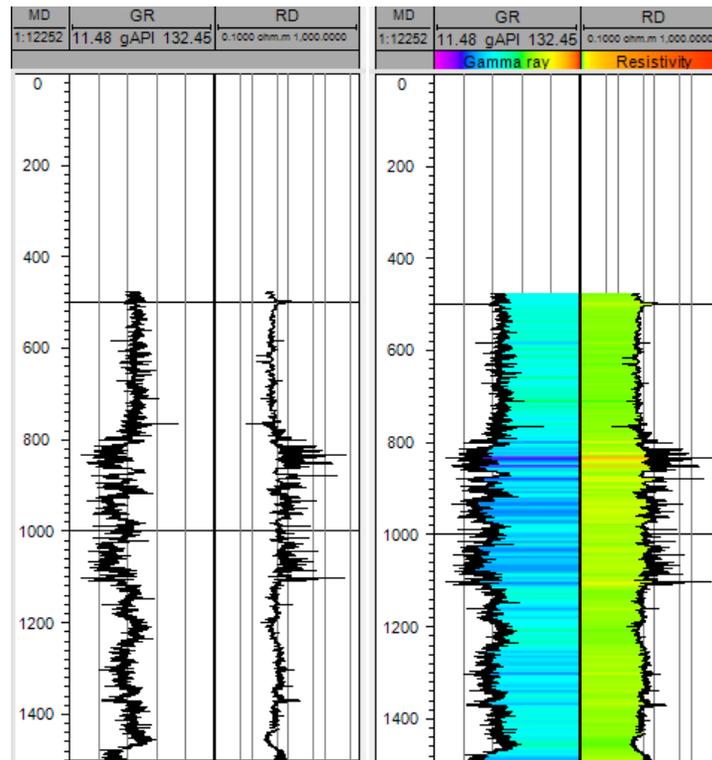


Figura 4.5 Perfil de registro de pozo, en el que se muestra el relleno de color del lado derecho.

4.2.2.1.1 Sección de Pozo Compuesta A

Esta sección comprende los pozos 2, 3 y 6 que están en la línea sísmica compuesta A, que fueron utilizados para correlacionar los límites de las 4 Discordancias (Figura 4.6).

Lo registros están incompletos, por lo que en varios de ellos no llega apreciarse todos los límites de las Discordancias. Para el Pozo 2 se tienen 3 marcadores; la Discordancia A, B y C; para el Pozo 3 y 6 únicamente se tienen las Discordancias A y B.

De la base del registro hasta el marcador de la Discordancia A, se observan variaciones de respuesta de los RG, que están en promedio en el rango de 31 hasta 53 gAPI; las cuales responden a litologías del tamaño de arenas (azules en tonos fuertes) y arcillas (azules en tonos muy suaves); y unas respuestas de resistividades que fluctúan de 0.3 a 13.66 ohm*m aproximadamente. Se infiere que estas variaciones responden a un régimen de energía fluctuante donde primero se tienen litologías del tamaño de arenas seguido de un depósito de cuerpos arcillosos.

En el marcador de la Discordancia A hacia la Discordancia B se tienen rangos desde 32 hasta 63 gAPI; correspondientes a areniscas con cuerpos lutíticos, y una respuesta en la curva de Resistividad de 0.3 a 145.48 y 1088.84ohm*m. De acuerdo a las respuestas de las curvas de los Registros, se observa una intercalación más notable de areniscas con cuerpos de lutitas que en el anterior. Las intercalaciones se asocian a depósitos cíclicos.

Del marcador de la Discordancia B hasta la Discordancia C, las curvas indican rasgos de Rayos Gamma similares a los de la Discordancia A, ya que se tienen lecturas de la curva que van desde 39 gAPI hasta el mayor que es de 53 gAPI, lo cual nos indica que resulta en areniscas de grano medio hasta arcillas, y una respuesta de 0.7 a 11.52 ohm*m en la Resistividad. Como puede observarse en los Registros, los cuerpos arcillosos dominan ésta desde la base de la Discordancia B hasta el límite C. La respuesta de las lutitas nos indica un régimen de energía parcialmente constante.

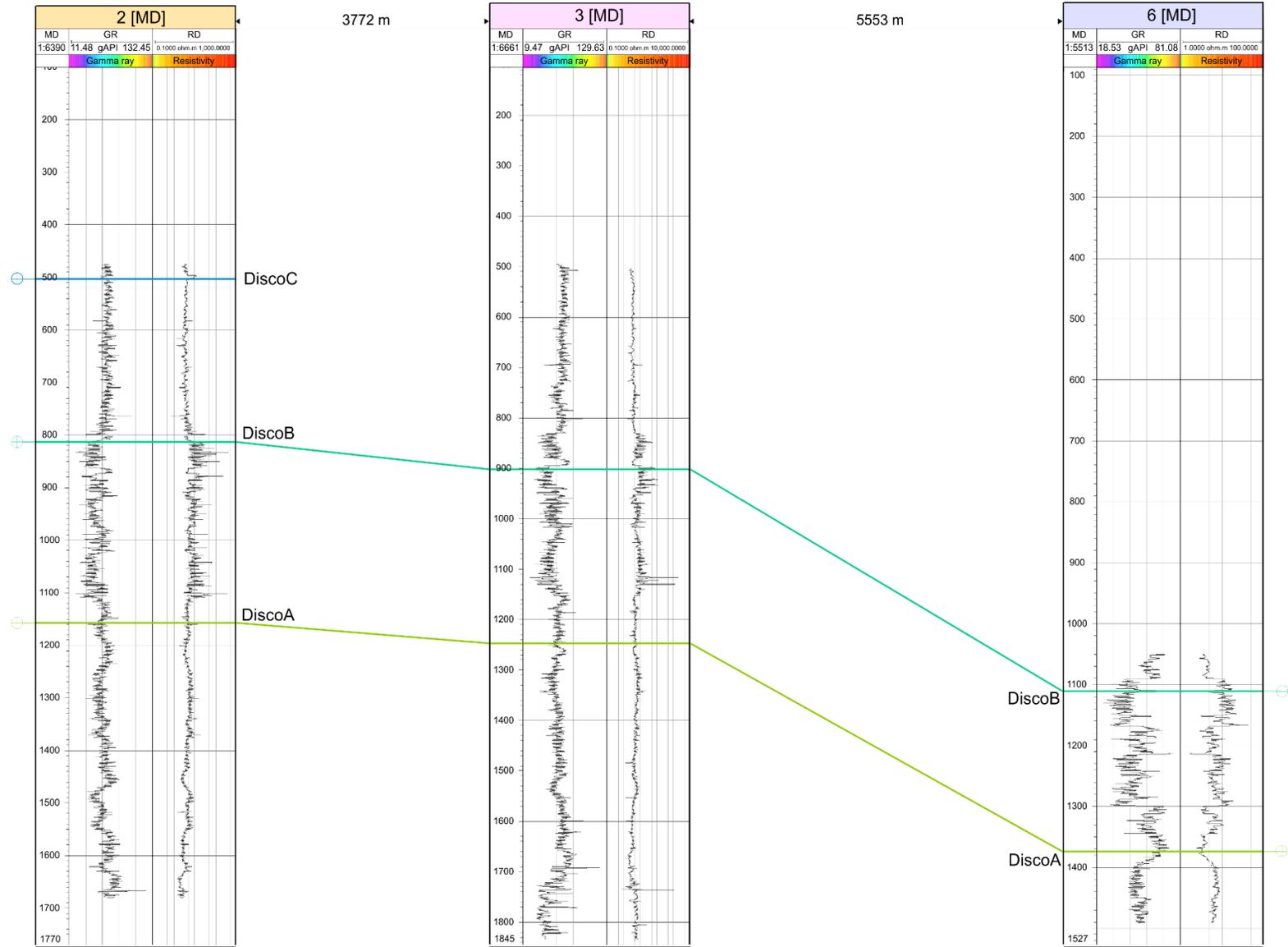


Figura 4.6 Sección compuesta de pozo A, se muestra la relación de cada una de las Discordancias calibradas con el registro.

4.2.2.1.2 Sección de Pozo Compuesta B

Para esta Línea Compuesta, se tienen los Pozos 4, 3, 1 y 5 respectivamente, de los cuales solo los Pozos 4 y 5 tienen los marcadores de las cuatro Discordancias; los otros dos restantes presentan los marcadores de los límites de las Discordancias A y B (Figura 4.7).

Se tiene para la base del Registro del Pozo 5, hasta el marcador de la Base Cenozoica, respuestas de RG y de Resistividad que fluctúan entre 9.19 a 25.66 gAPI y 15.77 a 100.00 ohm*m, respectivamente, aquí resalta la variación de estos rangos ya que de acuerdo a las Tablas 4.1 y 4.2, corresponden a litologías de grano más grueso, que se infiere pertenecen a los depósitos del Cretácico, en la imagen se denota por los tonos fuertes de violeta asociados a carbonatos del Mesozoico.

Para la Base del Terciario y hasta la Discordancia A; para los Pozos 4, 3 y 5 se tiene respuesta promedio de Rayos Gamma de un rango entre 8.96 a 81.66 gAPI y de Resistividades de 1.96 a 17.61 ohm*m; para el Pozo 1 35.26 a 72.42 gAPI y 2.10 a 84.97 ohm*m, respectivamente. Se infiere de acuerdo a las respuestas de los registros, indica un ambiente de energía fluctuante con intercalaciones de arenas de grano fino a medio con cuerpos arcillosos.

De la Discordancia A hacia la Discordancia B para los Pozos 4, 3 y 1 tiene lecturas de Rayos Gamma que van de 34.23 a 80.06 gAPI, y Resistividades de 4.8 a 62.08 y 204.57 ohm*m, aproximadamente; por otro lado en el Pozo 5 las lecturas fluctúan entre 44.55 a 60.06 gAPI, y 2.09 a 18.55 ohm*m. De acuerdo a las variaciones de las lecturas, los Pozos 4, 3 y 1 presentan mayor intercalación de areniscas con cuerpos lutíticos, los cuales tienen asociaciones a facies cíclicas, el Pozo 5 predominan respuestas del tipo de areniscas finas con ligera intercalación con lutitas, siendo que es el pozo más distal.

Del límite de la Discordancia B al límite de la Discordancia C tienen respuestas de Rayos Gamma que van de 55 a 88 gAPI en promedio, así como 2.82 a 11.88 ohm*m, en general son lecturas bajas que van de areniscas de grano medio o fino hasta arcillas, las arenas tienen un espesor mínimo, las lecturas se asocian a un ambiente decreciente, donde la energía disminuye de la base (Discordancia B) hacia la cima (Discordancia C).

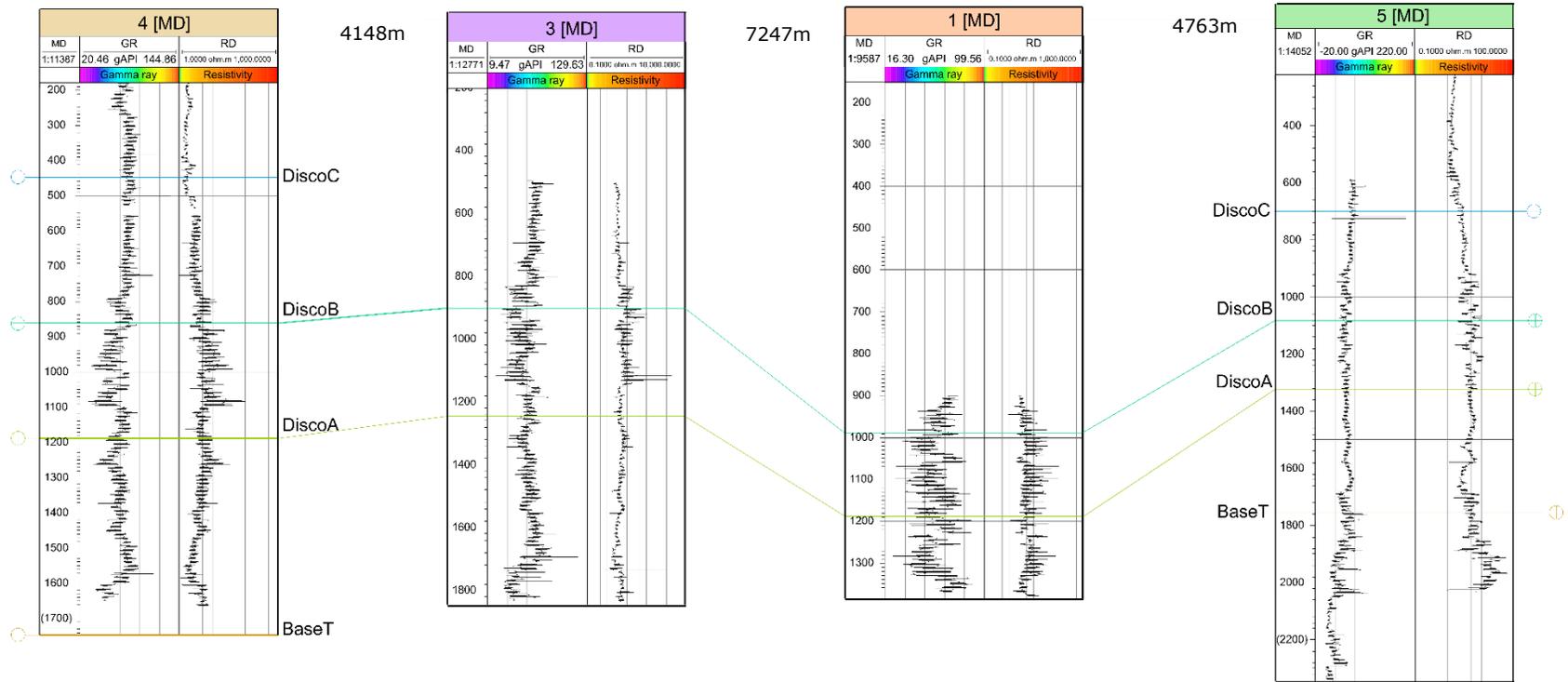


Figura 4.7 Sección compuesta de pozo B, se muestra la relación de cada una de las Discordancias calibradas con el registro.

4.2.2.1.3 Sección de Pozo Compuesta C

En esta Línea se tiene los Pozos 2, 3, y 4 de los cuales el Pozo 2 y el 4 tienen marcados los límites de las Discordancias A, B y C; el Pozo 3 únicamente tiene marcado las Discordancias A y B, (Figura 4.8).

De la base del registro hasta el marcador de la Discordancia A; para los Pozos 2 y 4 las lecturas de los Rayos Gamma están en promedio en el rango de 32 hasta 62 gAPI; las cuales responden a litologías del tamaño de areniscas y lutitas; con respuestas de Resistividades que oscilan entre 0.9 a 18.27 ohm*m aproximadamente. Se infiere que estas variaciones nos indican un régimen de energía fluctuante donde primero se tienen litologías del tamaño de areniscas seguido de un depósito de cuerpos arcillosos. Para el Pozo 3 se tiene respuesta promedio de Rayos Gamma de un rango entre 8.96 a 81.66 gAPI y de Resistividades de 1.96 a 17.61 ohm*m; aquí indica que en la base del registro se tienen granulometrías más gruesas.

En el marcador de la Discordancia A hasta el límite de la Discordancia B se tienen rangos desde 33 hasta 72 gAPI; correspondientes a areniscas con cuerpos lutíticos, y una respuesta en el registro de Resistividad de 0.3 a 145.48 ohm*m, esto para todos los Pozos. De acuerdo a las respuestas de las curvas de los Registros, se observa una intercalación más notable de areniscas con cuerpos arcillosos (lutitas), donde los espesores de las arenas son considerables.

Mientras tanto, para los marcadores que van de la Discordancia B hasta la Discordancia C, las curvas muestran lecturas de Rayos Gamma desde 31.22 gAPI hasta el mayor que es de 65 gAPI, lo cual nos indica que resulta en areniscas de grano medio hasta arcillas, y una respuesta de 0.463 a 19.22 ohm*m en el registro de Resistividad. Con base a las lecturas que muestran las curvas de los registros, nos indica un ambiente de depósito donde predominan los cuerpos arcillosos con ligera intercalación de areniscas de mucho menor espesor, así mismo su energía.

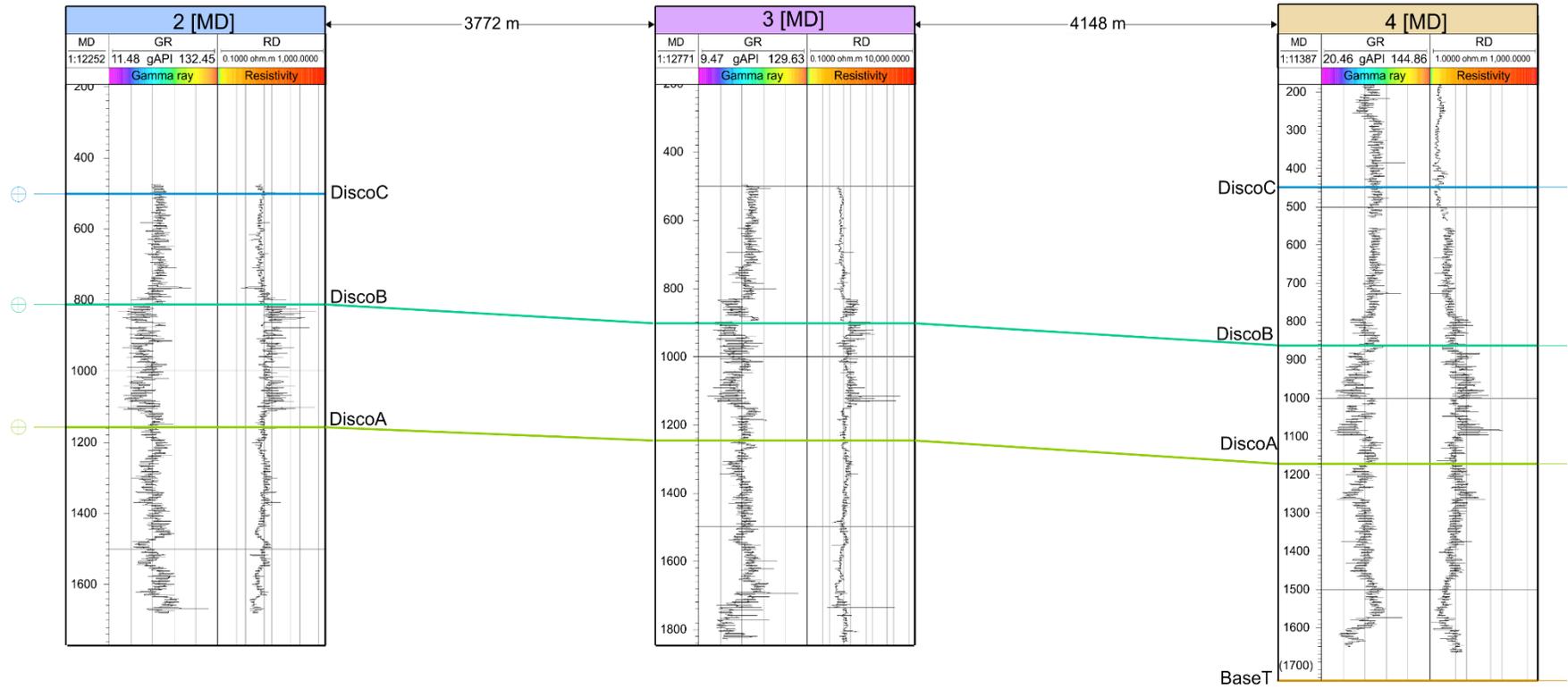


Figura 4.8 Sección compuesta de pozo C, se muestra la relación de cada una de las Discordancias calibradas con el registro.

4.2.2.1.4 Sección de Pozo Compuesta D

En esta última sección que se realizó, se tienen los Pozos 2, 3, 6 y 1. Únicamente el Pozo 2 cuenta con los límites de las Discordancias A, B, y C; y los Pozos 3, 6 y 1 cuentan con los marcadores de las Discordancias A y B. Ninguno de los Pozos cuenta con la Discordancia de la Base del Cenozoico, (Figura 4.9).

Desde la base del registro hasta el marcador del límite de la Discordancia A; para los Pozos 2, 6 y 1 las lecturas de los Rayos Gamma están en promedio en el rango de 31.33 hasta 52.66 gAPI y unas respuestas en las Resistividades que oscilan entre 0.56 a 16.27 ohm*m aproximadamente; las cuales responden a litologías del tamaño de areniscas y lutitas. Se infiere que estas variaciones nos indican un régimen de energía fluctuante donde primero se tienen litologías del tamaño de areniscas seguido de un depósito de cuerpos arcillosos. Para el Pozo 3 se tiene respuesta promedio de Rayos Gamma de un rango entre 8.96 a 81.66 API y de Resistividades de 1.96 a 17.61 ohm*m; aquí nos indica que en la base del registro se tienen granulometrías más gruesas.

En lo que concierne a los límites desde la Discordancia A hasta la Discordancia B, se tiene variaciones de las lecturas de Rayos Gamma y de las de Resistividad, las cuales caen dentro del rango de 32.99, 39.11 gAPI a 59.22, 67.94 gAPI aproximadamente y 4.0, 7.53 a 145.56, 133.00 ohm*m, respectivamente. Como se observa hay variaciones en los valores de las lecturas para los Pozos, pero el promedio muestra que hay una intercalación entre areniscas y cuerpos arcillosos, medianamente de espesores iguales. Esto se asocia a facies cíclicas.

Para los límites de las Discordancias B y C, se tienen respuestas de las curvas de Rayos Gamma que fluctúan entre 53.2 a 71.92 gAPI, así como 2.82 a 11.88 ohm*m, para las Resistividades, en promedio respectivamente. Tal como lo muestra, las curvas de los registros indican granulometrías del tamaño de arcillas.

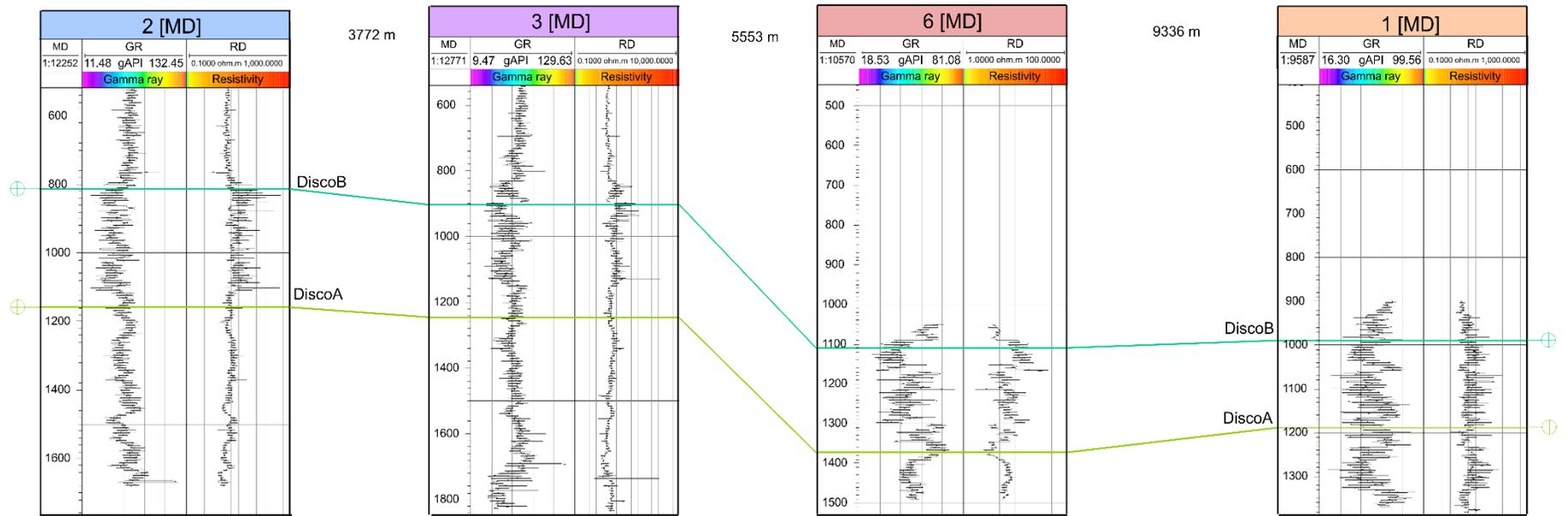


Figura 4.9 Sección compuesta de pozo D, se muestra la relación de cada una de las Discordancias calibradas con el registro.

5. POTENCIAL PETROLERO

El sistema petrolero es un sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos, para que un yacimiento de hidrocarburos exista en la naturaleza y que debe ser analizado como un modelo dinámico.

Se compone de los siguientes subsistemas:

- Roca generadora
- Roca almacenadora
- Roca sello
- Entrampamiento (trampa estratigráfica, estructural y/o mixta)
- Migración
- Maduración, tipo de fluido, presión
- Sincronía (tiempo y espacio)

Estos elementos favorecen se forme una acumulación natural de petróleo en el subsuelo, que debe ser apto para explotarse con un rendimiento económico eficaz; si se dan estas condiciones, existe un "Sistema Petrolero".

El kerógeno es materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, que producen hidrocarburos cuando se someten a un proceso de catagénesis. Existen cuatro tipos de kerógenos; los kerógenos sapropélicos que generan aceite mediante calor; mientras que los húmicos originan principalmente gas. Se clasifican en kerógeno tipo I, II, III y IV (Tabla 5.1), basándose en los índices del hidrógeno y oxígeno, cuando se grafican en un diagrama de Van Krevelen (Tabla 5.1 y Figura 5.1).

Una forma de evaluar la riqueza orgánica de una roca, consiste en medir su contenido de carbono a través del COT (Carbono Orgánico Total); ya que refleja la riqueza orgánica de las rocas sedimentarias, y por ende el potencial generador que puede estar contenido dentro de una cuenca sedimentaria. Si estas rocas alcanzan la madurez suficiente se convertirán en generadoras de hidrocarburos.

Tipo de kerógeno	Descripción
I	Alta relación atómica H/C inicial (1.5 o mayor) y con una baja relación O/C inicial (menor de 0.1). Produce un alto rendimiento de compuestos volátiles y/o extraíbles y un más alto rendimiento de aceite. Derivado de productos algáceos y otros lípidos microbiales, que generan principalmente hidrocarburos líquidos.

II	Relaciones de H/C relativamente altas y O/C. Derivada de una mezcla de fitoplancton, zooplancton y microorganismos (bacterias), se han depositado en un ambiente reductor, frecuente en muchas rocas generadoras de petróleo y lutitas aceítíferas. El azufre se encuentra presente en cantidades notables.
III	Relación H/C inicial relativamente baja (menor a 1.0) y una relación atómica O/C inicial alta (0.2 o 0.3). Es menos favorable para la generación de petróleo que los otros dos, aun cuando puede generar gas en volúmenes importantes
IV	Consiste principalmente de material orgánico retrabajado y de compuestos altamente oxidados de cualquier origen. Se le considera como un kerógeno sin potencial para generar hidrocarburos.

Tabla 5.1 Tabla de clasificación de los diferentes tipos de Kerógenos, formados en la catagénesis.

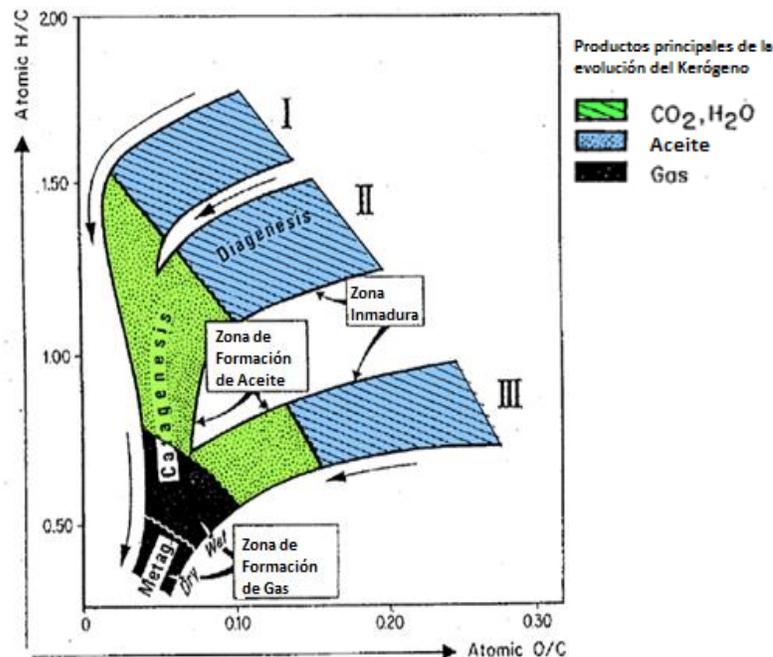


Figura 5.1 Diagrama de Van de Krevelen, mostrando los tipos de Kerógeno (Modificado de V. Pérez, 2014).

5.1 Clasificación de los Sistemas Petroleros

Considerando la forma, la geometría y la evolución geológica se clasifican como puros o híbridos. De acuerdo a la calidad y cantidad de información geológica disponible referente al nivel de certeza, es decir, a la roca generadora; los sistemas se clasifican como conocidos, hipotéticos o especulativos (Tabla 5.2).

Tipo	Descripción
Sistemas Puros	Tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a los aspectos sedimentológicos, como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas. Como ejemplos están, el Sistema Cuenca de Chicontepec, Sistema Terciario de Burgos y Sistema Terciario de Veracruz.
Sistemas Híbridos	Se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y/o en fallas, o en combinación de pliegues y fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados (trampas mixtas); un ejemplo de este tipo de sistemas son: Jurásico Superior-Cretácico Sonda de Campeche, La Casita-Menchaca-Padilla del Golfo de Sabinas y Depósito-Encanto-Concepción de la Cuenca Salina del Istmo.
Sistemas Conocidos (!)	Son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites atrapados en la cuenca. Ejemplo de este tipo es el Sistema Taman-Pimienta- San Andrés de Poza Rica, Veracruz.
Sistemas Hipotéticos (.)	Aquellos en que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no existen yacimientos; como ejemplo se tienen al Sistema Tamán-Pimienta-Tamaulipas de la Sierra Madre Oriental.
Sistemas Especulativos (?)	Los sistemas son especulativos cuando solo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados.

Tabla 5.2 Tabla de clasificación de los diferentes tipos de Sistemas Petroleros.

5.1.1 Play

El play es un estudio completo en un proyecto o proyectos de exploración petrolera de unidades estratigráficas almacenadoras dentro de una cuenca, que comparten similitudes geológicas, en donde se considera principalmente: el espesor o potencia, la composición química, el contenido de materia orgánica, el tipo de materia orgánica, la distribución geográfica, la calidad y madurez, facies y microfacies, paleogeografía, estructura y litología (tipo de minerales).

5.2 Tipos de Yacimiento

5.2.1 Convencionales

En este tipo de yacimientos, los hidrocarburos, gas y/o aceite, están contenidos en rocas almacenadoras conformadas por trampas estructurales, estratigráficas y/o mixtas. Los fluidos del yacimiento permiten que el petróleo

o gas fluyan con facilidad hacia el interior de los pozos, debido a la presión de fondo del pozo, lo que crea un gradiente dentro la formación almacenadora, y como respuesta provoca el movimiento de los fluidos. La roca generadora puede ser lutita o caliza arcillosa; que requiere de una temperatura mayor a 65°C para la generación de hidrocarburos, entre mayor temperatura, mayor el petróleo gasificado. Con una mayor acumulación de sedimentos, rocas y ciertas condiciones de presión y temperatura a través del tiempo (sincronía), conduce a que la materia orgánica sufra una transformación, obteniendo así los hidrocarburos.



Figura 5.2 Yacimientos Convencionales y No Convencional (Tomado de REPSOL, 2014).

5.2.2 No Convencionales

Hace referencia al hidrocarburo, gas y/o aceite que permanece en la roca generadora y que por ende no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales. En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma (Tabla 5.3).

Yacimiento	Descripción
Shale Oil	Se conoce como "Lutita aceitífera", describe la roca sedimentaria de grano muy fino que contiene volúmenes relativamente grandes de material orgánico inmaduro o kerógeno, por lo que para hacerlas producir se requiere realizar pirolisis. Se refiere al aceite dentro de las lutitas, mientras que oil shale es el kerógeno dentro de las lutitas.
Shale gas	Shale gas o gas en lutitas, el gas se encuentra almacenado en rocas sedimentarias de grano fino; limos y arcillas, con un alto contenido orgánico. Las permeabilidades para este tipo de yacimientos se encuentran por debajo de 0.1 mD, haciendo casi imposible que una vez que se haya formado el gas sea expulsado de la roca y logre migrar como ocurre en los yacimientos convencionales.

Tabla 5.3 Tabla de clasificación para los yacimientos no convencionales.

5.3 Tipos de Reserva

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente con un valor económico asociado a las inversiones; a través de la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, de cierta fecha en adelante. Son categorizadas de acuerdo al nivel de certidumbre que depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica, así como de ingeniería. El nivel de incertidumbre puede ser usado para clasificar las reservas principales en probadas, probables y posibles (Figura 5.3).

Empresas que se encargan de la certificación de las reservas de las principales empresas petroleras internacionales y nacionales son Netherland Sewell International, De Golyer and McNaughton y Ryder Scott Company.

Para la evaluación de reservas en Petróleos Mexicanos, para reservas probadas se utiliza los criterios de la U. S. Securities and Exchange Commission (SEC); para reservas probables y posibles se emplean los lineamientos del Petroleum Resources Management System (PRMS), emitidos por la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y la Society of Exploration Geophysicists (SEG).

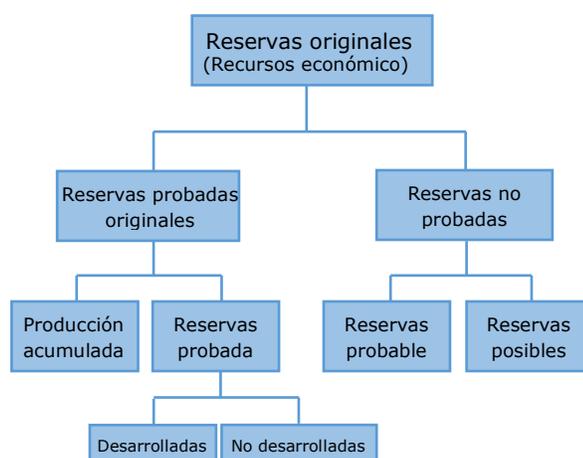


Figura 5.3 Clasificación de Reservas de Hidrocarburos (Modificado de PEMEX, 2012).

5.3.1 Reservas Probadas

Son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y/o líquidos del gas natural, las cuales, pueden ser recuperadas comercialmente de yacimientos con certidumbre conocida, bajo condiciones económicas y métodos de operación. Son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas (Tabla 5.4).

Reservas Probadas	Descripción
Reservas Desarrolladas	Aquellas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada; únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso o cuando los costos requeridos, estén dispuestos, y la respuesta de producción haya sido la prevista en la planeación del proyecto.
Reservas No Desarrolladas	Reservas que se esperan sean recuperadas a través de la perforación de pozos nuevos en áreas no perforadas, y/o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar los pozos ya existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

Tabla 5.4 Tabla de clasificación para reservas probadas.

5.3.2 Reservas No Probadas

Estas reservas hacen referencia a volúmenes de hidrocarburos, aceite crudo y/o gas natural que son evaluados a condiciones atmosféricas, al suponer pronósticos y escenarios técnicos y económicos, con características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de certidumbre. En situaciones que no consideren su desarrollo inmediato, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos, se clasifican como reservas no probadas (Tabla 5.5).

Reservas No Probadas	Descripción
Reservas Probables	Donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables. Existirá una probabilidad mayor del 50% si se utiliza métodos probabilísticos para su evaluación, si las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
Reservas Posibles	Volúmenes de hidrocarburos en el que la información geológica y de ingeniería propone que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. Cuando se utilizan métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables tendrá una probabilidad del 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales y/o mayores.

Tabla 5.5 Tabla de clasificación para reservas no probadas.

5.4 Sistema Chicontepec

Se define como un sistema híbrido debido a que presenta deformación estructural significativa (fallas transpresivas), trampas de tipo estratigráfico asociadas a abanicos submarinos, superficies de erosión, barras arenosas y rellenos de paleocanal; por otra parte es considerado un Sistema Conocido en cuanto a su nivel de certeza, debido a que en los campos en que se le ha estudiado (Campos Presidente Alemán, Cerro del Carbón, Remolino, San Andrés, Agua Fría y Hallazgo) existen datos significativos de volúmenes de producción de aceite; en las areniscas del Grupo Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora. Este Grupo Chicontepec (Megasecuencias Inferior, Medio y Superior), contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del País.

5.4.1 Subsistema Generador

Las rocas generadoras corresponden con las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior; así como en una menor escala los horizontes arcillosos de la formación Chicontepec Inferior y Medio. El potencial generador de las formaciones del Jurásico Superior es principalmente de hidrocarburos líquidos, con menor volumen de gases, caso contrario, el Grupo Chicontepec se constituye principalmente de gas con volúmenes menores de aceite, debido a la materia orgánica que contiene procede del continente o mezclada con marina.

La **Formación Santiago**, compuesta por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillo-piritizadas y horizontes de nódulos calcáreos. Sus espesores varían entre 10 y 755 m, ubicándose los mayores en la porción sur de la cuenca.

El contenido de COT (Carbono Orgánico Total) y de Hidrocarburos potenciales (S₂) varía entre 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g roca. El kerógeno muestra índices de hidrogeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (T_{max}) con un rango entre 425 y 525 °C; valores propios de un kerógeno tipo II, que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro: en la fase madura genera aceite y gas, mientras que en la fase sobremadura únicamente gas. Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre subóxico arcillosos (Hopanos: 29<C30, C34>C35, con una alta relación Diasteranos /Estéranos), (Figura 5.4).

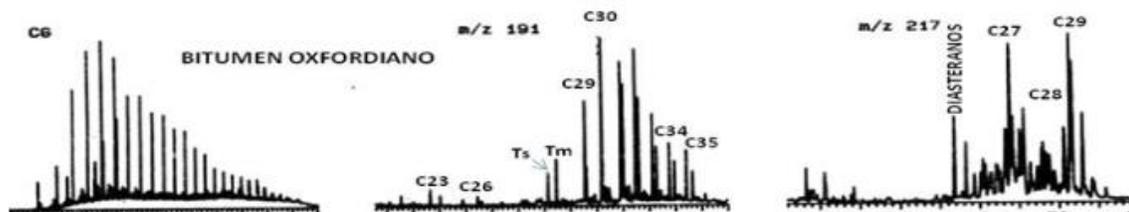


Figura 5.4 Fragmentogramas de bitúmenes extraídos de roca generadora Oxfordiana.

La **Formación Tamán** conformada por calizas tipo mudstone, calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y limolitas con espesores máximos de 998 m; sus características principales son la buena estratificación y el predominio de los carbonatos sobre la arcilla. Los organismos presentes son radiolarios, esponjas, pelecípodos, cefalópodos y equinodermos del Kimmeridgiano.

El porcentaje de COT se encuentra entre 0.1 y 5.4% mientras los valores de S2 fluctúan entre 15 y 925 mg/g y los de T_{max} de 421 a 527 °C; los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado (Hopanos: $C_{29} > C_{30}$, $C_{34} < C_{35}$, muy baja relación Diasteranos/Estéranos), (Figura 5.5).

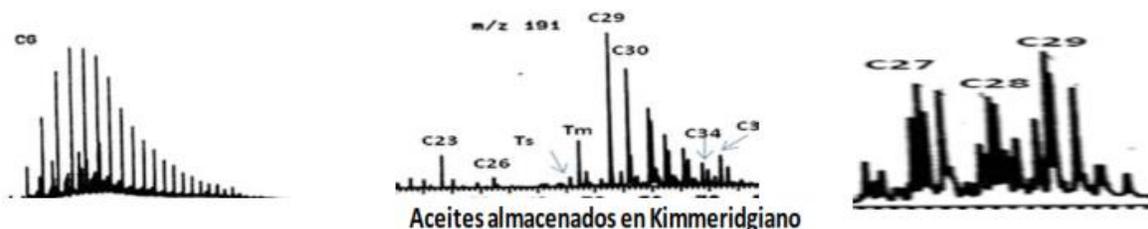


Figura 5.5 Fragmentogramas de bitúmenes extraídos de roca generadora Kimmeridgiana.

La **Formación Pimienta** está compuesta por mudstone y calizas arcillosas negras ligeramente piritizados, estratificación con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita y lentes de pedernal con espesores máximos de 485 m; la fauna está constituida por *Calpionellasp*, *Fibrosphaera sp.* Y *Globochaete alpina* del Tithoniano.

El porcentaje de COT se encuentra entre 0.2 y 6.5% y el S2 entre 0.2 y 43.4 mg/g; el IH varía entre 18 y 959, mientras que la T_{max} se encuentra entre 412 y 476 °C. Los biomarcadores indican un ambiente marino salino anóxico carbonatado arcilloso (Hopanos: $C_{29} \gg C_{30}$, $C_{34} < C_{35}$, regular relación Diasteranos/Estéranos), (Figura 5.6).

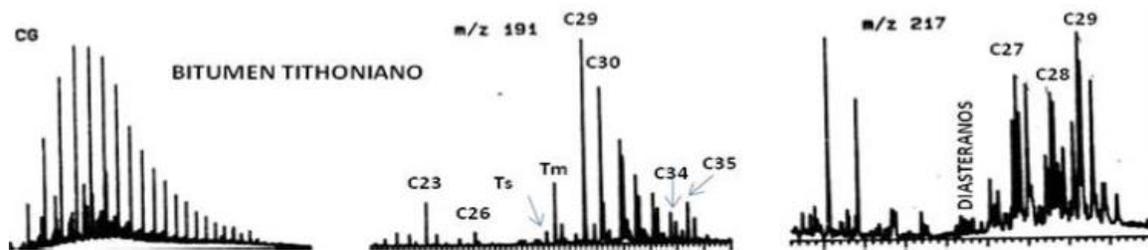


Figura 5.6 Fragmentogramas de bitúmenes extraídos de roca generadora Tithoniana.

Contiene kerógenos tipos I y II que se encuentra dentro de la ventana de generación del aceite. Los mayores espesores de las rocas generadoras se concentran en 12 grabens, que al madurar la materia orgánica se convirtieron en los principales focos oleo generadores.

5.4.2 Subsistema Almacenador

Las rocas almacenadoras ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca, principalmente areniscas del Eoceno Inferior de la Megasecuencia Media del Grupo Chicontepe, originadas por sistemas de depósitos turbidíticos de abanicos submarinos: también existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior.

Las unidades estratigráficas del Grupo Chicontepe presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad se refiere: relacionada al ambiente de depósito, distancia del transporte y a que sus constituyentes líticos carbonatados tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura, lóbulos y canales distributarios con espesores de entre 12 y 18 m; las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas, pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos.

El potencial almacenador está ubicado en la Megasecuencia Media (Unidad 2), cuyos límites son las Discordancias A y B, donde se observa mejores características petrofísicas para el almacenamiento de hidrocarburos, debido a que los cuerpos lenticulares con geometría lobular y predominancia de areniscas presentes en el RMS son más abundantes, con rangos desde 32 hasta 63 gAPI; correspondientes a arenas con cuerpos lutíticos, y una respuesta en la curva de Resistividad de 0.3 a 145.48 y 1088.84 ohm*m, existiendo entre ellos una conectividad de los cuerpos arenosos (Figura 5.7).

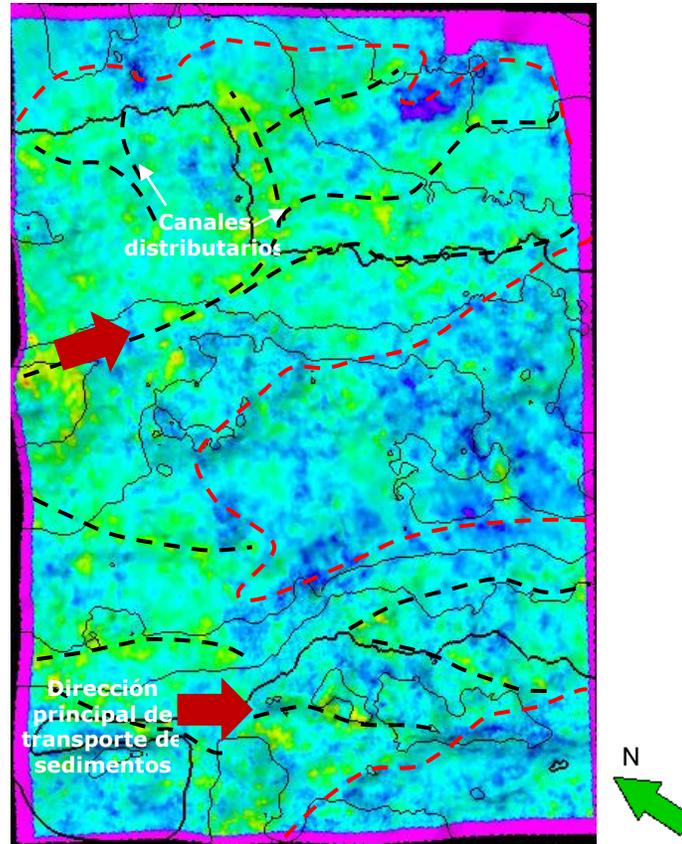


Figura 5.7 Mapa RMS de la Megasecuencia Media donde se muestra la geometría lobular de los sedimentos, que debido a sus propiedades petrofísicas, son mejores almacenadores.

5.4.3 Subsistema Sello

La roca sello de este sistema petrolero la constituyen las mismas unidades estratigráficas de las Megasecuencias del Grupo Chicontepec. La Megasecuencia Superior (Unidad 3) se compone de una mezcla de materiales gruesos con finos que disminuyen su porosidad; cuerpos arenosos aislados, discontinuos y distribuidos irregularmente, los cuales se encuentran rodeados de lutitas que actúan como sello, esta secuencia no presenta características petrofísicas adecuadas para contener hidrocarburos, por lo que se considera como sello.

En las partes Norte y Central de la Cuenca, el sello lo componen sedimentos arcillosos del mismo Grupo Chicontepec localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al sureste el sello son los sedimentos arcillosos de la Formación Guayabal.

5.4.4 Subsistema Migración

La ruta de migración se dio principalmente en una sola dirección, siguiendo los planos de fallas laterales y fracturas asociadas en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia los lados donde hubo comunicación con rocas de mayor porosidad, como son los estratos arenosos ubicados entre las Discordancias A y B del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno Inferior.

El hidrocarburo contenido en las Megasecuencias Inferior y Medio del Grupo Chicontepec, tuvo migración a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática. Además las discordancias presentes en las Unidades Litoestratigráficas de Chicontepec, favorecieron la migración (a una menor escala) permitiendo la carga de cuerpos arenosos en sus proximidades, como ocurre con la Discordancia A.

Hacia la porción Sur del área, los intervalos productores se encuentran muy cercanos a la fuente de origen del hidrocarburo, por lo que la migración secundaria debió ser mínima. Hacia el Norte y Centro de la Cuenca la distancia de migración secundaria fue escasa para que la mayor parte del petróleo generado atravesara una discordancia erosional que tuvo lugar en el Eoceno Inferior.

5.4.5 Subsistema de Entrampamiento

El subsistema de entrampamiento está compuesto por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad; constituidas por lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada, que limitan en su cima, en la base y lateralmente a los desarrollos arenosos que son los que conforman las principales trampas. Es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las acumulaciones de hidrocarburos, los cuales se ubican principalmente entre las Discordancias A y B (Figura 5.8).

5.4.5.1 Variación de la Permeabilidad

Prevalecen las trampas de tipo estratigráfico, donde la geometría tuvo influencia por el paleorelieve, como paleocanales, donde en algunos casos fueron controlados por la geometría del depósito, debido a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión, dentro del paleocanal; ésto, determinó los espesores y la geometría de las secuencias de relleno; se presentan barras de desbordo, que también constituyen cuerpos lenticulares

potencialmente almacenadores, asociados a los canales principales, (Figura 5.8 y 5.9).

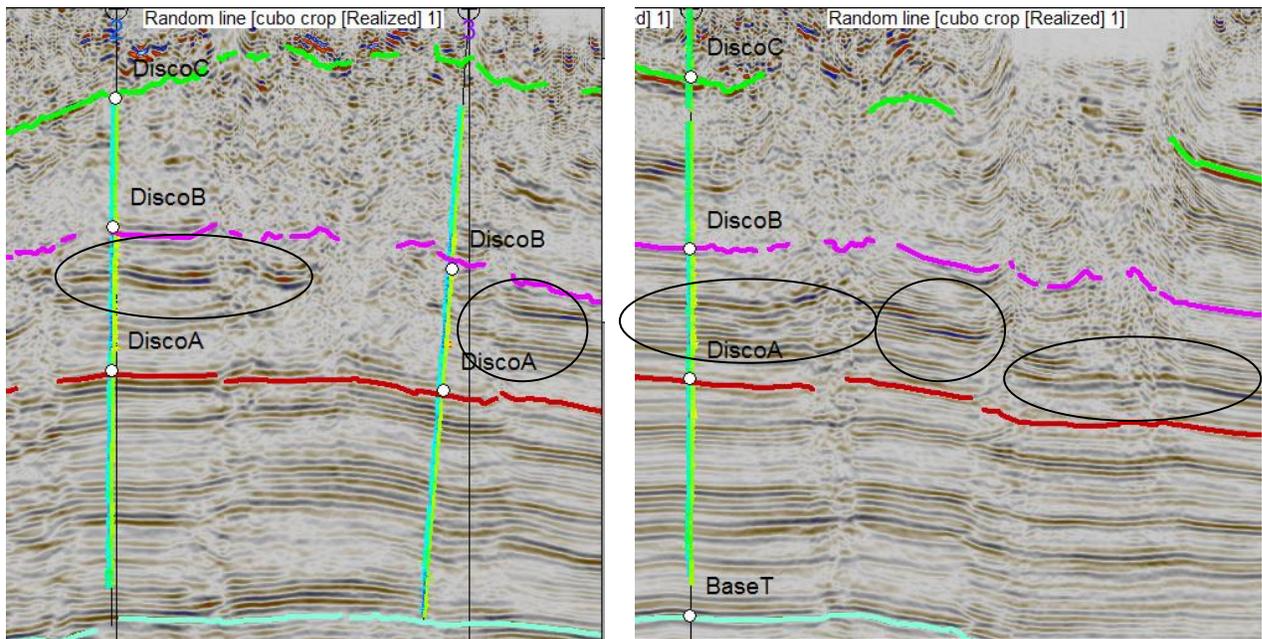


Figura 5.8 Sección sísmica donde se ejemplifican las trampas por variación de permeabilidad de la Megasecuencia Media, correspondiente a los límites de la Discordancia A y B.

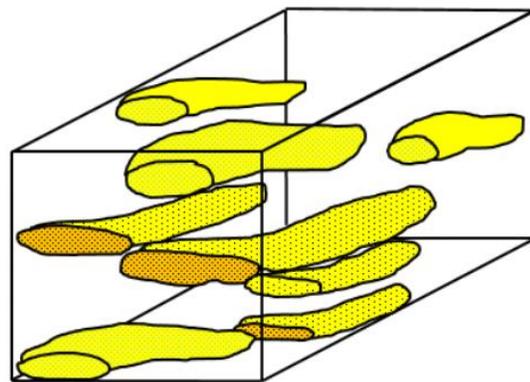


Figura 5.9 Cuerpos arenosos constituyentes de las trampas estratigráficas (PEMEX, 2005).

5.4.5.2 Mixtas

El sistema de fallas laterales que afectan a la columna estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla, se desplazan horizontalmente a las unidades del Grupo Chicontepec, controlados por la geometría del depósito debido a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del

paleocanal; esto, determinó los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, lográndose construir trampas combinadas o mixtas. En la porción occidental de la Cuenca, los cuerpos arenosos localizados, muestran trampas con un componente estructural (Figura 5.10).

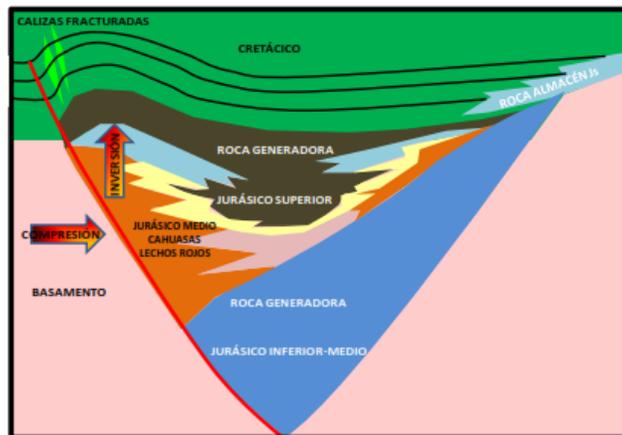


Figura 5.10 Modelo conceptual de trampa para la Cuenca Chicontepec (PEMEX, 2010).

5.4.6 Sincronía

Se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en, tiempo y espacio, para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente. La principal expulsión de hidrocarburos se inicia a finales del Cretácico en la parte occidental de la Cuenca de Chicontepec, migrando en el momento crítico hacia el oriente como resultado de la Orogenia Laramídica, que se mantuvo activada hasta el Paleoceno. La generación de hidrocarburos se inició durante el Cretácico Tardío al Paleoceno, en la Cuenca de Chicontepec y durante el Mioceno Tardío en la Megacuenca del Golfo de México. El momento crítico de máxima generación/expulsión, es en el Paleoceno-Eoceno en el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental, en el Oligoceno en la Cuenca de Chicontepec y en el Plioceno-Pleistoceno en la Cuenca del Golfo.

En la figura 5.11 se muestra de manera esquemática, la ocurrencia de cada uno de estos elementos que dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec durante el Jurásico Tardío, dando el tiempo y las condiciones necesarias para que migrara y se entrapara, en las secuencias del Cenozoico.

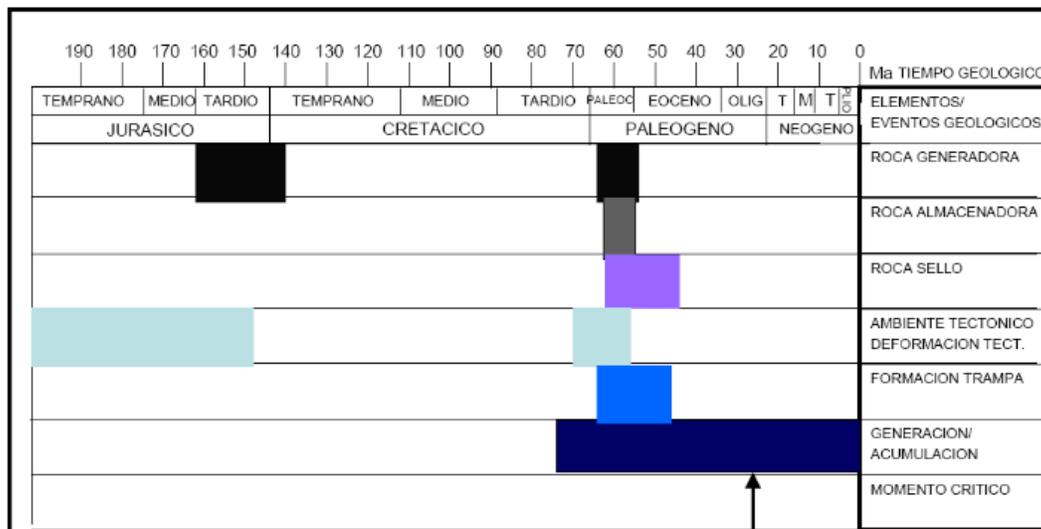


Figura 5.11 Eventos del Sistema Petrolero con relación a la sincronía (Tomado de Vázquez, 2008).

5.5 Plays Productores

El primer yacimiento productor en la Cuenca de Chicontepec se descubrió en el año de 1926, iniciando su producción comercial en 1952 en los pozos del campo Presidente Alemán. A principios de los años 70 del siglo pasado, se desarrolló la parte norte; los Campos Soledad y Soledad Norte, y a finales de esa década se empezaron a desarrollar los campos del sector sur, Tajín y Agua Fría.

Se tienen definidos los siguientes Plays productores principales en la Cuenca de Chicontepec a nivel del Cenozoico: Play Chicontepec del Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, Play Chicontepec Canal del Eoceno Inferior-Tardío y Play Tantoyuca del Eoceno Superior y el Play Grupo Chicontepec.

5.5.1 Play Chicontepec Paleoceno-Eoceno Inferior (Megasecuencia Media)

Este Play abarca principalmente la porción occidental de la Cuenca de Chicontepec, la cual corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambientes nerítico externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos sobrepuestos, de edad Paleoceno-Eoceno Inferior. Consiste principalmente de estructuras tipo lobular asociadas a corrientes de turbidez, interestratificados con horizontes limo-arcillosos y arenosos en forma tabular y lenticular, estas presentan características para contener hidrocarburos, ya que estos cuerpos son más abundantes y tienen mayor continuidad.

Con espesores en el área de estudio aproximadamente de 300 a 750 m hacia el SW y S; entre 550 a 700 m al NE y N; esta secuencia de areniscas que constituyen la roca almacén (Play) y las lutitas (sello). Este Play es el más importante por su productividad en relación a los restantes.

5.5.2 Play Chicontepec Canal

Esta secuencia se depositó en una gran depresión orientada al NW-SE, el relleno tuvo lugar después de un evento erosivo de gran magnitud con el posterior depósito de una secuencia marina, turbidítica, de ambiente nerítico externo y batial. En algunos lugares rebasa los 1,000 m de espesor. Se tiene una erosión prominente muy profunda que pone en contacto rocas del Jurásico Superior, tales como la Formación San Andrés con las del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior.

Respecto a la roca generadora, se considera que las secuencias de facies arcillo-carbonosas del Jurásico Superior (Oxfordiano-Tithoniano), correspondiente a las Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta. La roca almacenadora está constituida por areniscas de espesor variable; estas presentan constituyentes líticos carbonatados en un rango del 35-40%. La secuencia de areniscas descansa discordantemente sobre la Formación San Andrés (Oxfordiano Superior-Kimmeridgiano); los tipos de trampas son estratigráficas y combinadas. Los procesos relacionados con la erosión y la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiando sus propiedades físicas y químicas.

5.5.3 Play Tantoyuca

Corresponde a una secuencia sedimentaria de edad Eoceno Superior, compuesta por arenas, conglomerados, limolitas y lutitas, que fueron depositadas en ambientes de aguas someras. Su distribución está restringida hacia el borde oriental de la Cuenca de Chicontepec y la plataforma de Tuxpan, su depósito tuvo lugar en ambientes deltaicos de abanico y canales submarinos. El espesor promedio de la formación alcanza los 500 m. Las rocas generadoras en esta área son lutitas arcillo-carbonosas y calizas arcillosas, principalmente de la Formación Santiago, aunque existe generación en las formaciones Tamán y Pimienta.

La roca almacenadora está constituida por areniscas con geometría de barras de desembocadura y canales distribuidores; los cuerpos de arena tienen espesores entre 12 y 18 m. Las rocas sello están formadas por las lutitas de la Formación Palma Real Superior, de edad Oligoceno Medio, además de las

lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos de la Formación Tantoyuca. El tipo de trampa predominante es la estratigráfica, aunque también presentan combinadas.

5.6 Reservas y Producción de la Cuenca de Chicontepec

En 2007, se define la creación del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG) para el desarrollo del Paleocanal Chicontepec. En principio, la estrategia del Activo se destacó por una gran actividad de perforación y terminación de pozos del 2008 al 2010, representando así una gran inversión, sin embargo, la producción cerró en 2010 con solo 44,8 Mbpd.

En cuanto a la producción de gas natural, fue de 4,573 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2004 a 6,534 MMpcd en 2009. Sin embargo, a partir de 2010 se presentó una ligera reducción, principalmente en la producción de gas asociado. En 2010, la producción fue equivalente a 6,337 MMpcd, 3 % menos respecto a la registrada en 2009. En 2011, nuevamente se observó una caída de 7 % respecto al año previo, con una producción promedio de 5,913 MMpcd (CNH, 2010).

El Activo Aceite Terciario del Golfo, junto con los activos, Poza Rica-Altamira y Veracruz, el Activo Integral Burgos y los de exploración Tampico-Misantla-Golfo de México y Aguas Profundas Norte, forman parte de los activos de producción de la Región Norte. La composición de las reservas por activo para el 2015 se muestra en la figura 5.12.

El Activo Aceite Terciario del Golfo tiene producciones de volúmenes aceite y gas natural que presenta 13,494.5 millones de barriles (MMb) y 6,838.4 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) reportados hasta el 2015.

Referente a los volúmenes originales probables de aceite y gas natural de la región, reportados por PEMEX al 1 de Enero de 2015, el Activo de Producción ATG presenta el mayor volumen probable de la región con 30,572.6 millones de barriles de aceite (MMb) y 15,495.7 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (MMMpc), que con respecto a los volúmenes probables de aceite y gas natural, de la región, significan 96.5 y 74.8%. En cuanto a los volúmenes de reservas de aceite, se tiene 601.9 millones de barriles (MMb) que representa el 69.9% con respecto a las reservas probadas de la Región Norte.

Reserva Activo	Aceite			Gas natural	
	Pesado mmb	Ligero mmb	Superligero mmb	Asociado mmmpc	No asociado mmmpc
1P	480.7	361.0	18.9	1,268.0	2,045.2
Aceite Terciario del Golfo	353.0	237.7	11.2	950.8	0.0
Burgos	0.0	0.2	7.7	28.1	1,508.2
Poza Rica-Altamira	118.6	77.8	0.1	230.5	16.4
Veracruz	9.2	45.3	0.0	58.6	520.6
2P	1,584.9	2,097.0	365.6	10,276.4	3,176.5
Aceite Terciario del Golfo	1,404.8	1,891.0	354.4	9,808.4	0.0
Burgos	0.0	1.6	11.1	44.5	2,594.6
Poza Rica-Altamira	168.9	134.7	0.1	338.6	16.4
Veracruz	11.2	69.6	0.0	84.9	565.4
3P	2,681.5	4,802.7	1,078.6	23,757.9	6,032.2
Aceite Terciario del Golfo	2,080.7	4,496.8	916.3	21,944.0	0.0
Burgos	0.0	5.2	15.4	73.1	4,175.1
Poza Rica-Altamira	588.9	207.9	147.0	1,609.9	1,243.1
Veracruz	11.9	92.8	0.0	130.9	614.0

Figura 5.12 Composición de las reservas por activo de la Región Norte (PEMEX, 2015).

PEMEX en su evaluación anual del 1 de Enero de 2015, reporto que las reservas tuvieron un decremento en las reservas probadas (1P), una reducción de las reservas probables (2P), así como en las reservas posibles (3P), comparadas con años anteriores. Siendo que los campos de la Región concentran el 47.1% de las reservas 2P de aceite del país y 66.2% de las reservas 2P de gas natural a nivel nacional.

En el Activo se concentran volúmenes de reservas probables de aceite y gas natural, tanto a nivel regional y nacional con 3,048.4 millones de barriles (MMb) de aceite y 8,857.6 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas natural. Estos volúmenes de reservas representan a nivel regional el 95.7 y 87.4% para las reservas de aceite y gas natural. Mientras que a nivel nacional el 45.1 y 57.8% para las reservas de aceite y gas natural, respectivamente. Para las reservas posibles de aceite y gas natural de la región, a nivel nacional representan el 48.3 y 67.3%.

Para las reservas posibles de crudo y gas natural, está representado por el 85.1 y 74.3%, para las reservas de aceite y gas natural, respectivamente.

Mientras que en un contexto nacional las reservas de aceite y gas natural, del Activo ATG, representan 41.1 y 50.0%, respectivamente.

El Activo posee porcentajes de reservas 3P de crudo y gas de la región, los cuales suman 7,493.8 millones de barriles (MMb) y 21,944.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas natural. Asimismo, estos volúmenes a nivel nacional representan 29.0% de la reserva 3P de aceite y 40.0% del volumen para el gas natural.

En cuanto al petróleo crudo equivalente, en termino de reservas probadas, el valor reportado por la Región Norte es de 1,520.2 millones de barriles (MMb), lo que a nivel nacional representa 11.7%. La Figura 5.13 ilustra los volúmenes de reserva para los activos que conforman la región. Al comparar estas cifras con las del pasado año, las cuales se reportó 1,580.9 millones de barriles (MMb), éstas registran un decremento de 60.8 millones de barriles (MMb), esto, debido principalmente a las a la producción extraída durante 2014 que ascendió a 177.7 millones de barriles (MMb).

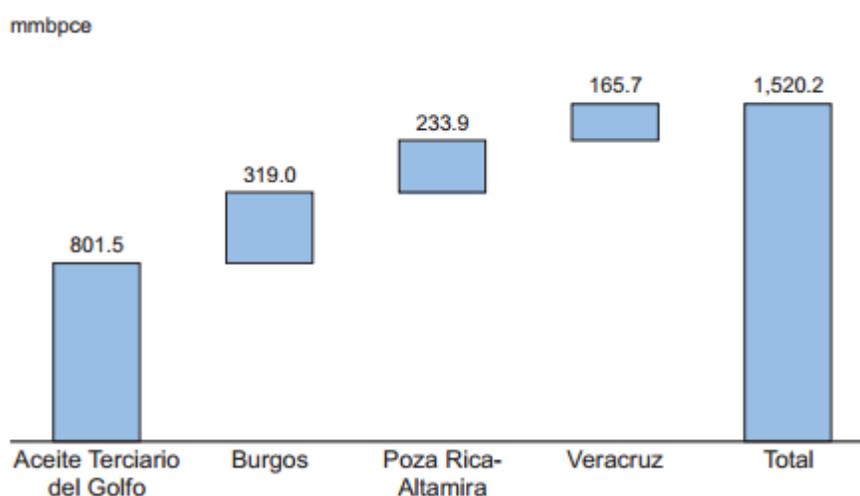


Figura 5.13 Reservas probadas al 1 de Enero de 2015, distribuidas por activo de la Región Norte (PEMEX, 2015).

Los volúmenes de las reservas probables al 1 de Enero de 2015, ascienden a 5,373.0 millones de barriles (MMb), que a nivel nacional implica 53.9% del total, (Figura 5.14). Con referencia al año anterior, existe una reducción en la reserva de 420.1 millones de barriles (MMb) de petróleo crudo equivalente. Estas variaciones negativas se debieron por una reclasificación de reservas probables a la categoría probada y posible.

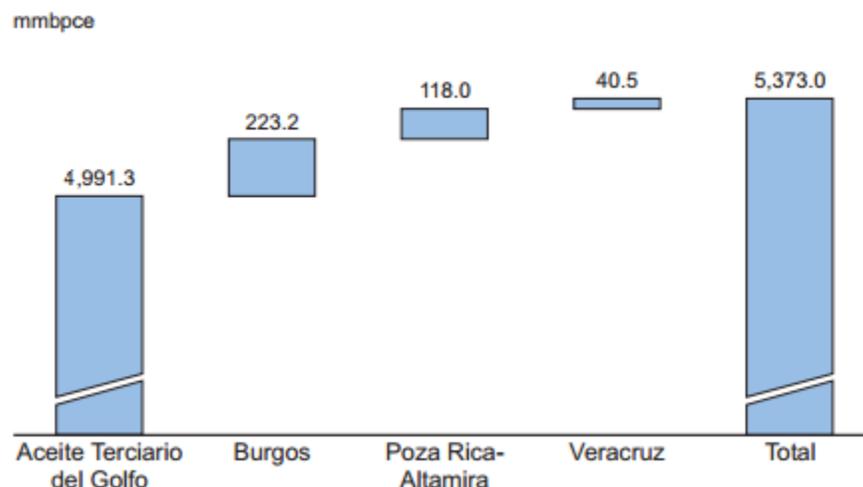


Figura 5.14 Reservas probables al 1 de Enero de 2015, distribuidas por activo de la Región Norte (PEMEX, 2015).

Por último, las reservas posibles al 1 de Enero de 2015, ascienden a 8,018.1 millones de barriles (MMb), que significa 55.6% del volumen nacional, (Figura 5.15). En comparación al 1 de enero del año anterior, se presenta una variación negativa por 2,387.0 millones de barriles (MMb). Esta variación negativa fue por la desincorporación de reservas posibles, atribuibles a métodos de recuperación secundaria por inyección de agua, en el Paleocanal de Chicontepec, donde las pruebas piloto no dieron resultados favorables, reduciendo así las reservas en 2,438.4 millones de barriles (MMb) de petróleo crudo equivalente.

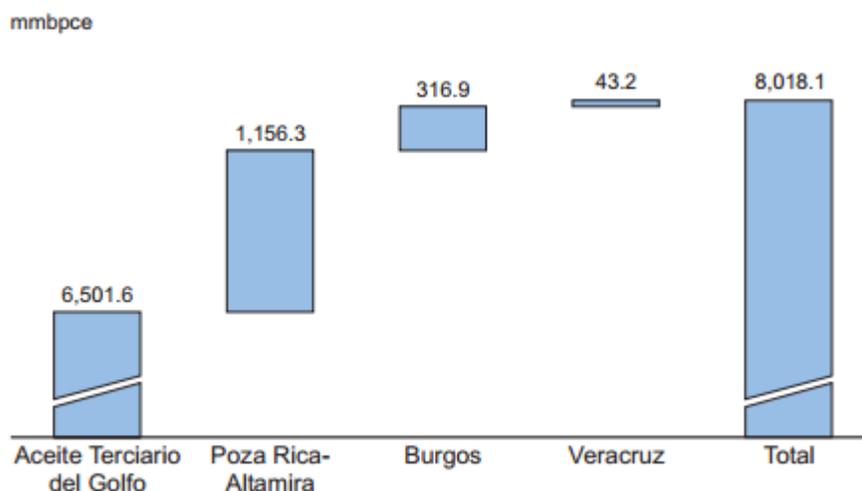


Figura 5.15 Reservas posibles al 1 de Enero de 2015, distribuidas por activo de la Región Norte (PEMEX, 2015).

La Cuenca de Chicontepec se considera económicamente estratégica, debido al gran volumen de hidrocarburos estimado que contiene en sus

yacimientos, la característica de los campos descubiertos en la cuenca, ha sido la escasa producción petrolera, ya que en muy corto tiempo se presenta la disminución de la presión de los yacimientos y, como consecuencia, la declinación y caída de la producción. Aunado a esto, los factores de recuperación de hidrocarburos son muy bajos, del orden de entre 1 y 2% para aceite, en promedio, y de 5% en gas natural.

La CNH calcula que la apertura de un pozo en Chicontepec cuesta entre 1.5 y 4 millones de dólares y durante 2006 a 2012 se perforaron tres mil 458. Hoy el yacimiento tiene más de mil pozos parados y ha generado pérdidas por 18 mil 331 millones de pesos.

Es fundamental y prioritario, tener una evaluación lo más precisa posible de las reservas probadas, probables y posibles en Chicontepec, así mismo el conocimiento geológico estructural, estratigráfico y distribución geométrica de los depósitos del área; esto, para incrementar fuertemente la actividad exploratoria y diversificar la plataforma de producción, la disponibilidad de tecnologías, todo esto constituiría los primeros pasos para lograr la solución de la problemática sobre la caracterización petrofísica de los yacimientos (porosidad y permeabilidad) para tener un mejor rendimiento en la producción.

CONCLUSIONES

- La Cuenca de Chicontepec, corresponde con una cuenca sedimentaria "Foreland" y tiene un área de aproximadamente 11, 300 Km², mientras que el área que enmarca al Paleocanal de Chicontepec tiene una superficie de aproximadamente 3,785 Km².
- Se interpretó el cubo sísmico con base en las configuraciones de los reflectores sísmicos; su geometría, distribución, continuidad y amplitud, empleándose como herramienta los atributos sísmicos; el coseno de la fase y la amplitud RMS en ventanas de 100, 150 y 200.
- La amplitud RMS representó una propiedad estadística de los datos sísmicos, que fue usada para mapear la reflectividad asociada a los aspectos estratigráficos de las superficies, lo que resultó en la disposición de la geometría lobular de los flujos sedimentarios y canales distributarios de los abanicos submarinos; el aporte fue de fuentes clásticas correspondientes a facies sedimentarias, provocados por depósitos gravitacionales de talud y turbiditas provenientes de las rocas expuestas en la erosión de la Sierra Madre Oriental.
- Se identificaron y caracterizaron paquetes de reflexiones sísmicas y se definieron cuatro límites de secuencias estratigráficas denominadas Base T, Disco A, Disco B y Disco C; que corresponden a la Base Cenozoica, Discordancia A, Discordancia B y Discordancia C respectivamente; entre cada una de ellas el paquete geológico está representado por episodios de flujos turbidíticos denominados Megasecuencia Inferior (Unidad 1); con espesores que van de los 300 a 750 m, la Megasecuencia Media (Unidad 2) con espesores que van de 100 a 500m, y la Megasecuencia Superior (Unidad 3) de entre 100 a 550 m; las cuales, fueron originados por diferentes eventos tectono-sedimentarios ocurridos durante el depósito de la columna estratigráfica que separan a las tres Megasecuencias.
- Con el mapa de isopacas se infirió las zonas de menor y mayor espesor entre las Discordancias regionales; Base T, Discordancia A, Discordancia B y Discordancia C, donde se concluye que las zonas de menor erosión se encuentran al SW y S que corresponde a la zona de aporte de sedimentos por la erosión de la Sierra Madre Oriental; y la región de mayor erosión están al NE y N, por las corrientes en lo profundo de la cuenca.
- Los depósitos con mayor contenido de lóbulos y sistemas canalizados se encuentran entre la Discordancia A y B el cual pertenece a la

Megasecuencia Media (Unidad 2), formada por cuerpos arenosos y limo arcillosos en forma tabular y lenticular, estos depósitos tienen potencial de rocas almacenadoras de hidrocarburos, considerando su distribución, composición textural y las propiedades petrofísicas. La distribución de los cuerpos lobulares junto con los canales distributarios tienen dirección hacia el SE del cubo sísmico.

- Las principales rocas generadoras de hidrocarburos son las calizas arcillosas y lutitas que corresponden con las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior. El subsistema almacenador corresponde a los cuerpos arenosos lenticulares de la Megasecuencia Media. La roca sello de este sistema petrolero la constituyen las mismas unidades estratigráficas del Grupo Chicontepec en sus facies arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas. Predominan las trampas por variación de permeabilidad por la gran cantidad de cuerpos arenosos lenticulares y en menor medida las trampas mixtas. La migración se dio siguiendo los planos de fallas laterales y fracturas asociadas en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia las Discordancias A y B del Grupo Chicontepec.
- La principal expulsión de hidrocarburos se inicia a finales del Cretácico en la parte occidental de la Cuenca de Chicontepec, migrando en el momento crítico hacia el oriente como resultado de la Orogenia Laramídica, que se mantuvo activada hasta el Paleoceno, por lo que la generación de hidrocarburos se inició durante el Cretácico Tardío al Paleoceno en la Cuenca de Chicontepec y durante el Mioceno Tardío en la Megacuenca del Golfo de México.
- Para el desarrollo de yacimientos complejos es necesario, el indispensable y prioritario el entendimiento del modelo geológico del campo en su totalidad, el éxito en la producción de hidrocarburos es importante interpretar la información geológica, con la mejor selección para perforar pozos, terminarlos, fracturarlos, así mismo es conveniente utilizar un buen modelo dinámico, con el uso de un modelo estático (cuando se tiene).

BIBLIOGRAFÍA

Aguayo, C. J., Santillán, P. N., 2008. Petrología, diagénesis y origen de la porosidad de las facies turbidíticas en el noroeste de la paleocuenca terciaria de Chicontepec, SW de San Luis Potosí y NE de Hidalgo, México.

Allix, Pierre, 2011. Extracción del petróleo contenido en lutitas", *Oilfield Review*, Schlumberger, EUA.

Anda Romero, J.M., 2013. Caracterización Geológica-Petrolera del Campo Tajín en la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Licenciatura, México, UNAM.

Catuneanu, O. and Eriksson, P.G., 2002. Sequence stratigraphy of the Precambrian Rooihogte-Timeball Hill rift succession, Transvaal Basin, South Africa. *Sedimentary Geology*, v. 147, 71-88pp.

CNH-UNAM, 2012. Apoyo Técnico Especializado para el Modelo Geológico, Estructural, Sedimentario y de Yacimientos de los Campos del Paleocanal de Chicontepec denominados: Furbero, Coyotes, Humapa, Miquetla, Aragón, Palo Blanco, así como de la actualización de los modelos en función de la nueva información respecto a los campos Tajín y Agua Fría, Facultad de Ingeniería, UNAM.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2010. Proyecto Aceite Terciario del Golfo. Primera Revisión y Recomendaciones.

Dienes, I., 1974. General formulation of the correlation problem and its solution in two special situations. *Mathematical geology*, No.1, 73-81pp.

Emery, D., Myers, K. J., 1996. *Sequence Stratigraphy*, Blackwell, Oxford, UK.

Gómez Rivero Orlando, 1975. "Registros de Pozos 1era Parte: Teoría e Interpretación", México.

González G. P. y Cruz H. P., 2000. 60 años de Exploración Petrolera en México Boletín del 50 Aniversario de la Asociación de Geólogos petroleros de México.

Mayol, C. M., 2005. Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Maestría, México IPN.

Miall, A. D., 1991. Stratigraphic sequences and their chronostratigraphic correlation: *Journal of Sedimentary Petrology*, v. 61, 497-505 pp.

Mitchum M. Jr., P. R. Vail, J. B. Sangree, 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level: Part 6. Stratigraphic Interpretation of Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences: Section 2. Application of Seismic Reflection Configuration to Stratigraphic Interpretation, Memoir AAPG Special Volumes, pp. 117- 133.A165.

Narváez R. Antonio, 2012. Retos y avances en el desarrollo y operación de un yacimiento no convencional "Chicontepec", Academia de Ingeniería A.C.

Nava, P. L., Alegría, L. M. A., 2001. Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, volumen 15, No. I, 1998. p. 57-03. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, y Sociedad Geológica Mexicana. México, D.F. CONTRIBUCIÓN AL CONOCIMIENTO DE LA BIOESTRATIGRAFÍA, PALEOECOLOGÍA Y TECTÓNICA DEL JURÁSICO (ANTICLINORIO DE HUAYACOCOTLA) EN LA REGIÓN DE MOLANGO, HIDALGO, MÉXICO Héctor R. Ochoa-Camarillo, Blanca Estela Buitrón y Alicia Silva-Pineda.

Santillán y Aguayo, 2011. Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, Revista UNAM, Ingeniería Investigación y Tecnología, Volumen XXII, Núm. 3, 2011, 337-352 pp.

Santillán, P. N., 2009. Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la Cuenca de Chicontepec, centro-oriente de México, Programa de Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM.

Schlumberger, (2004). "AIT Array Inductlon Imager Tools". Oilfield Review.

Schlumberger, (2005). "Log Interpretation Charts". Documento.

Schlumberger, (2005). "Sonic Scanner. AcoustlcScannIng Platform". Oilfield Review.

Schlumberger, (2006). "OBMI Borehole ImagIng in Olí Base Mud". Documento.

Schlumberger, (2008). "Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo". OilfieldReview.

Serra Oberto, (2008). Well Logging Handbook. París, Francia.

PEMEX, 1988. Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico, Subdirección de Producción Primaria, Coordinación Ejecutiva de Exploración, 229 pp.

PEMEX, 2000. Un siglo de la perforación en México.

PEMEX, Exploración y Producción, Gerencia Integrada de Activos, 2005. Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira. Inédito.

PEMEX, Exploración y Producción, 2010. Provincia Petrolera Tampico-Misantla: Subdirección Técnica de Exploración, Versión 1.0, 48 pp.

PEMEX, 2010. Proyecto Aceite Terciario del Golfo, Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, PEP, Pemex, Agosto 2010, No publicado.

PEMEX, 2012. Las Reservas de Hidrocarburos de México. Publicación Anual.

PEMEX, 2013. Provincia petrolera; Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Pemex Exploración y Producción, 15 pp.

PEMEX, 2015. Las Reservas de Hidrocarburos de México 1 de Enero 2015, Pemex Exploración y Producción.

Valle, V. y Pérez, J., 1976. Marcas eléctricas de correlación geológica y su identificación. Revista del instituto mexicano del Petróleo, Vol. 8, No. 3, pp. 42-64.

Van Wagoner, J. C., Mitchum, R. M., Jr., Campion, K. M. and Rahmanian, V. D., 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, core, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies. American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series 7, 55 pp.

Vázquez, A., 2008. Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec.

Vázquez Pérez, Ángeles, 2014. "Recursos no convencionales "Shale gas" del play cretácico Eagle Ford en la cuenca Sabinas-Burro-Picacho". UNAM. México.