



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería

**“El método sismoestratigráfico y su contribución
al análisis de los Plays del Mioceno – Plioceno,
en el proyecto Jimba – Najucal 3D,
Cuenca Terciaria de Veracruz”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PETROLERA Y GAS NATURAL – EXPLORACIÓN

P R E S E N T A

Roberto Peláez Salvador

TUTOR:

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

2007





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M. C. Holguín Quiñones Noel

Secretario: M. A. Juárez Casas Miguel

Vocal: Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo

1er Suplente: M. en I. Treviño Rodríguez Alfredo F.

2do. Suplente: M. C. Arreguín López Marco Antonio

Ciudad Universitaria, México, D. F.

Tutor de Tesis

Dr. Joaquín Eduardo Camargo Aguayo


FIRMA

Agradecimientos

De forma especial agradezco a la Máxima Casa de Estudios por brindarme de nueva cuenta la oportunidad de enriquecer y ampliar mis conocimientos con el impulso de sus más distinguidos profesores de mi querida Facultad de Ingeniería.

No menos importante es el agradecimiento a Petróleos Mexicanos, en forma general a PFP, y particularmente al Activo Integral Veracruz por facilitarme la información sin la cual no hubiese sido posible este trabajo.

Dedicatoria

Este trabajo va por los pioneros en la geofísica y/o en la geología en México, disciplinas inseparables en la exploración.

Por el siempre recordado y admirado Abuelo Márquez que dejó un gran legado a sus estudiantes.

A los especialistas de Petróleos Mexicanos que brindan su apoyo incondicional tanto en el ámbito administrativo como con sus conocimientos y experiencia para la formación de excelente maestros en las áreas de geociencias.

A mi familia y amigos.

**CONTENIDO**

Índice	Página
Contenido.....	i
Lista de figuras.....	iii
Lista de tablas.....	xiii
RESUMEN.....	1
Introducción.....	3
Objetivos.....	5
1. GENERALIDADES.....	6
1.1. Localización.....	6
1.2. Antecedentes exploratorios y producción.....	7
1.2.1. Exploración geológica.....	7
1.2.2. Exploración geofísica.....	8
1.2.3. Perforación y producción.....	13
1.3. Metodología general.....	16
1.4. Metodología particular.....	18
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	20
2.1. Marco tectónico.....	20
2.1.1. Evolución tectónica de la Cuenca de Veracruz.....	21
2.1.2. Fase compresiva.....	23
2.2. Marco estratigráfico.....	23
2.2.1. Plataforma de Córdoba.....	24
2.2.2. La Cuenca Terciaria de Veracruz.....	24
2.2.3. Desarrollo estratigráfico de la Cuenca de Veracruz del Paleógeno al Neógeno.....	26



2.3. Modelo geológico.....	28
3. EL MANEJO DE LA ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS.....	32
3.1. Revisión de conceptos.....	32
3.2. Relación de la sismoestratigrafía con la estratigrafía de secuencias.....	38
4. SISMOESTRATIGRAFÍA.....	43
4.1. Análisis sísmico.....	44
4.2. Ubicación de cimas estratigráficas en registros geofísicos.....	52
4.3. Límites sismoestratigráficos.....	58
4.3.1. Facies sísmicas y terminaciones a nivel secuencia.....	66
4.3.2. Análisis de atributos de amplitud sísmica para predicción de paleogeografía...75	
4.3.3. Modelo de velocidades para Jimba – Najucal 3D.....	98
4.4. Identificación de leads exploratorios con métodos interactivos en 2D y 3D.....	102
4.5. Factibilidad de aplicar técnicas de inversión y AVO.....	111
4.6. Predicción de extensión de roca almacén, roca sello y tipo de trampas.....	113
5. SISTEMA PETROLERO.....	117
5.1. Subsistemas Generadores.....	118
5.2. Evaluación de la calidad de los elementos del sistema petrolero.....	126
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	128
6.1. Conclusiones.....	128
6.2. Recomendaciones.....	130
7. ANEXOS.....	132
Anexo I.- Sismogramas sintéticos.....	132
Anexo II.- Gráficas de frecuencia dominante versus potencia.....	142
Anexo III.- Secciones sísmicas.....	146
REFERENCIAS Y BILIOGRAFÍA DE CONSULTA.....	161



Lista de figuras

Figura 1	Localización del área de estudio.....	6
Figura 2	Ubicación de líneas sísmicas 2D y de pozos con situación actual.....	10
Figura 3	Mapa de cobertura de apilamiento para el cubo sísmico unido Jimba – Najucal 3D.....	13
Figura 4	Diagrama de flujo para la generación de mapas de análisis de riesgo del Play.....	16
Figura 5	Superposición de mapas de elementos para definir el Play Fairway tomado de Navarro (inédito).....	17
Figura 6	Elementos tectónicos – estructurales identificados en la Cuenca de Veracruz Modificado de PEMEX et al. (1999).....	20
Figura 7	Interrelación de la Cuenca de Veracruz con el Golfo de México Profundo Modificado de Guzmán (1999).....	22
Figura 8	Columna estratigráfica desde la base del Paleógeno hasta el Reciente, dentro de la cual el intervalo de interés en este trabajo es a nivel Mioceno – Plioceno. Simplificado de PEMEX et al. (2000).....	25
Figura 9	Evolución estratigráfica determinada al sureste del área de trabajo modificado de Papaloapan B (2004).....	29
Figura 10	Modelo geológico manejado actualmente para el área de estudio tomado de Shanmugam et.al (1988 b).....	30
Figura 11	Patrones de apilamientos y su relación con el movimiento del nivel medio del mar. Tomado de Posamentier y Allen (1999).....	34
Figura 12	Secuencias, systems tracts, y superficies estratigráficas definidas en relación	



	a las curvas de nivel base y de transgresión (T – R) regresión.....	35
Figura 13	Sistema siliciclástico que conformado en la fase tardía de lowstand tomado de Haq (1991), modificado posterior a Posamentier et al (1988).....	37
Figura 14	Elementos geomorficos, isopaca y patrón de registros del Complejo canal – lóbulo. Modificado de Galloway y Hobday (1996).....	38
Figura 15	Factores interrelacionados en la cadena de valores de exploración de hidrocarburos. Tomado de Sangree, Vail y Mitchum (1990).....	39
Figura 16	Tipo de terminaciones de estratos. Modificado de Emery and Mayers (1996)...	40
Figura 17	Conformación de una secuencia limitada por discordancias tomado de Audemard y Vail (1994, 2006).....	42
Figura 18	Construcción de sismograma sintético para el pozo Acula-2, con gráfica de filtro trapezoidal utilizado.....	46
Figura 19	Figura 19.- Respuesta de la sísmica en este caso de dos tripletas juntas azul – rojo – azul – rojo – azul, por dos cuerpos arenosos de alrededor de 3 y 4 m de espesor y separados 35 m respectivamente; en el segundo se establece producción de gas.....	48
Figura 20	Con línea punteada se marca la respuesta sísmica a la presencia de arenas reportadas en Macuile – 3 (Mil – 3). De esta respuesta calibrada se señala un evento con posible relación a un cuerpo arenoso que se encuentra cerca del pozo Tlapacotalpan – 1 pero que no fue cortada por éste.....	49
Figura 21	Se muestra la línea sísmica 4312 del cubo unido Jimba – Najucal. Los rectángulos con letras mayúsculas se relacionan con las gráficas de frecuencia dominante versus potencia y fase (en rojo y azul respectivamente).....	50



- Figura 22.- Identificación de los límites de secuencia (LS) y superficies de máxima inundación (SMI) con la edad geológica abreviada y la edad en millones de años en los pozos de referencia (en este caso Loma Bonita -2). En el pozo Tesechoacán – 1 se tiene casi completo el registro RG, con el que se puede identificar las tendencias grano creciente o grano decreciente.....54
- Figura 23.- A la izquierda se muestra el otro pozo de referencia Novillero – 12. Sólo en este se puede identificar una superficie de máxima inundación en la cima del Mioceno Medio, lo que no sucede en los demás pozos del área de estudio.....55
- Figura 24.- Dentro del área de estudio, la calidad y longitud de los registros no es favorable por lo que se alcanza a dilucidar algunos límites como LS_MI_16_38 y LS_MS_05_73; correlacionables a las cimas del Mioceno Inferior y Superior, respectivamente. El Mioceno Medio está bien marcado con una tendencia grano creciente en el pozo Caldera – 1; y tanto en éste como en Arroyo Largo – 1 se identifican intervalos muy marcados de alta arcillosidad dentro del Plioceno Inferior, en donde podría posicionarse una máxima superficie de inundación denominada MSI_PI_05_00.....56
- Figura 25.- El cambio del Mioceno Medio al Superior se da con una tendencia grano decreciente. Tanto en Acula – 2, Macuile – 4, y Caldera – 1, se definen cuellos arcillosos con el RG y resistividad profundo, que puede relacionarse a la MSI_PI_05_00.....57
- Figura 26.- Orientación de las líneas compuestas para correlación de niveles sismoestratigráficos y análisis de facies sísmicas.....60



- Figura 27.- Línea compuesta de estudio sísmico 2D con estudio sísmico 3D:
Mac – 8A_L4130. Correlación de niveles estratigráficos identificados al suroeste del área y llevados al NE para su posible interpretación.....62
- Figura 28.- Línea sísmica compuesta 2D – 3D – 2D: Mac 02 _ 58. Equivalencia para las superficies SD1 y SD2 con límites de secuencia ya establecidos. Dos niveles color café claro no son correlacionables al NE hacia el área de estudio. Se agregan terminaciones y geometrías con nomenclatura ya mostrada (On: onlap, Dn: downlap, Tp: toplap; OR: relleno onlap, D: divergente).....65
- Figura 29.- Línea arbitraria Arb_SN1_Mac41. Inicia en el sur, dentro del cubo sísmico, y prácticamente hacia el norte conecta con la línea 2D Mac – 41.....68
- Figura 30.- Línea sísmica compuesta L4643-4708 dentro del área de estudio Jimba – Najucal 3D. Cruza a la línea Arb_SN1_Mac41 en el pozo Acula 2.y de ahí pasa por los pozos Macuile – 3, Macuile – 4 y Caldera – 1. Aparentemente los rellenos onlap desaparecen hasta el nivel SD5.....69
- Figura 31.- Traza 4231 se muestra posible zona de incisión desde SD3 y relleno por secuencia siguiente, al sureste se proponen oportunidades exploratorias o leads en los acuñamientos entre SD3 y SD4.....71
- Figura 32.- Desde el límite de secuencias LS_MI_16_38 hasta el SD5 se observa que las reflexiones más fuertes se ubican hacia cada uno de los límites propuestos, y en la base de estas secuencias se tienen reflexiones sísmicas de menor intensidad. Con esta observación se plantea para cada secuencia un sistema grano creciente. En la parte sureste, cercano al pozo Morillo – 1, los acuñamientos que terminan



en el alto, hacia el límite SD5 pueden proveer alguna oportunidad exploratoria.

Pináculo con edad probable del Mioceno Medio; Puede relacionarse a:

- a) Expresión estructural de un posible aparato volcánico,
- b) Erosión diferencial, o c) Crecimiento orgánico.

La relación (c) puede inferirse como una serie de montículos agradados de forma simétrica. Mencionados por Epting (1980) en Emery et al. (1996)

de ejemplos en el Terciario al sureste de Asia.....72

Figura 33.- Vista al noreste en 3D para visualizar ambos flancos del área de estudio tanto la discordancia del Mioceno Medio como las terminaciones onlap, downlap y con ello la dirección de depósito que se marca prácticamente hacia el norte. Se aprecian los alineamientos Múchite y Macuile.....73

Figura 34.- Vista hacia el norte franco en perspectiva 3D sobre los flancos compuestos del área de estudio por sísmica en corte vertical. Al extremo sur se aprecia parte del alineamiento Tesechoacán, y en vista frontal sólo se aprecia el alineamiento Macuile.....74

Figura 35.- Horizonte en profundidad correspondiente al límite de secuencia LS_OL_24_36 asignada a la base del Mioceno Inferior, que muestra lo seccionado de este elemento por el fallamiento inverso, la falla al sur del pozo Morillo – 1 también es inversa. Colores rojos a amarillos representan altos estructurales y la tendencia azul a morado muestra las partes más bajas.....76

Figura 36.- Horizonte en profundidad relacionado al límite de secuencia LS_MI_16_38;



	que representa la cima del Mioceno Inferior. Intervalo de contornos cada 200 m.....	77
Figura 37.-	Configuración en profundidad de la discordancia interpretada para el Mioceno Medio. Se agregan pozos que cruzaron este nivel como es el caso del Caldera – 1 y por correlación el Macuile – 4.....	78
Figura 38.-	Mapa de amplitudes RMS en una ventana de 300 milisegundos hacia abajo desde el horizonte relacionado a la discordancia del Mioceno Medio. Las flechas indican la posible dirección de aporte de conglomerados reportados en los pozos.....	79
Figura 39.-	Configuración en profundidad del nivel SD4_MS, Se observa que en las zonas más altas del alineamiento Macuile no hubo depósito.....	81
Figura 40.-	Espesores aparentes entre las superficies SD4 – MS y LS_MM_13_08; se observa que esta secuencia no se depositó sobre todos los alineamientos identificados en esta zona ni en el alto bosquejado en las inmediaciones del pozo Ixa – 1A; pero sí alcanzó a cubrir el extremo noroeste del alineamiento Múchite.....	82
Figura 41.-	Extracción de amplitud al horizonte, ayuda a definir la dirección y sentido de sedimentación, las amplitudes más negativas se relacionan a posibles cuerpos arenosos, los cuales fueron transportados prácticamente del sureste al noroeste en los flancos de los principales alineamientos.....	83
Figura 42.-	Configuración en profundidad del nivel SD5_PI. Aún este nivel se ve afallado en el extremo norte del alineamiento Macuile. Las áreas no cubiertas son por no depósito o erosión.....	84
Figura 43.-	Mapa de amplitud RMS con ventana de 120 ms hacia debajo	



	desde la superficie de referencia. Los polígonos muestran la posible extensión de la roca almacén dentro de la cual produce el pozo Macuile – 4.....	85
Figura 44.-	Configuración en profundidad de la superficie SD6. Las profundidades más someras se observan en las inmediaciones de los pozos Tesechoacán – 1 e Ixhuapán – 1A. El probable piso de cuenca abarca gran porción del área de estudio.....	87
Figura 45.-	Mapa de amplitudes RMS con una ventana de 100 ms, hacia abajo y desde SD6.....	88
Figura 46.-	Mapa de espesores entre SD6 y SD5. Los máximos espesores se dan al sur y noroeste.....	89
Figura 47.-	Configuración en profundidad del probable límite de secuencias SD_7. La zona más profunda que puede corresponder al piso de cuenca se ubica en la parte norte del área de estudio.....	90
Figura 47.5.-	Sección sísmica con el horizonte SD8_PM aplanado para visualizar el comportamiento de las progradaciones (clinoformas) para determinar el borde de plataforma marcado en la figura 47. Se comprueba la interacción de ambos frentes y el avance hacia el noreste de la sedimentación. CPCI (2007).....	91
Figura 48.-	Mapa de amplitud RMS con ventana de 50 milisegundos hacia abajo desde el límite SD7_Pi. Las altas amplitudes se dan en la probable plataforma externa (al norte del pozo Tesechoacán – 1), y en lo que sería en talud, en las inmediaciones del pozo arroyo – 1. Se muestra también la sección correspondiente A –B de la figura 47.5.....	92
Figura 49.-	Mapa de espesores aparentes obtenido de la diferencia de valores	



- entre la superficie SD6 (más profunda) y SD7. Cerca de 480 metros de espesor aparente se tiene como máximo al oriente del pozo Morillo – 1. Casi los mínimos espesores se tienen en lo que se considera como piso de cuenca.....93
- Figura 50.- Configuración en profundidad del probable límite de secuencias SD8_PM dentro del Plioceno Medio. De forma irregular el quiebre de plataforma emigra hacia la porción norte del área de estudio.....94
- Figura 51.- Mapa de amplitud RMS extraído entre las superficies SD7_PI y SD8_PM. Las altas amplitudes se mantienen en la parte sur en lo que se considera como plataforma.....95
- Figura 52.- Mapa de espesores aparentes entre los límites SD7_PI y SD8_PM. Los mayores espesores se tienen al norte del pozo Arroyo – 1 y al oriente del pozo Macuile – 4. Los mínimos se ubican el suroeste del pozo Morillo – 1 y al noroeste del pozo Acula – 2 (Ala-2), en la parte de la plataforma tal vez interna.....96
- Figura 53.- En la base se pone un corte en tiempo correspondiente a 5800 m de profundidad al cual sobrepasa la cima del Oligoceno Superior mostrada en Coherencia, el siguiente nivel es el límite denominado por SD4_MS con colores que indican profundidad, la superficie superior corresponde al límite SD5_PI.....97
- Figura 54.- Distribución espacial de tablas tiempo – profundidad utilizadas para construir el modelo de velocidades. Los rangos de velocidad varían desde cerca de 1020 m/s (azul) hasta casi 5300 m/s (rojo o violeta), estos últimos están relacionados con la presencia de conglomerados reportados en núcleos y muestras de canal.....99



- Figura 55.- Superficies superiores SD5, SD6, SD7 y SD8 utilizadas para el modelo de velocidades. La superficie inferior puede representar al Cretácico Superior; en la cual se expone en las partes bajas (color azul) el espacio de acomodamiento para los sedimentos del Paleoceno al Mioceno. Hacia el oriente se eleva una estructura (coloreada en rojo) posiblemente relacionada con el extremo occidental del Alto de San Andrés.....100
- Figura 56.1.- Modelo de velocidades con vista hacia el norte. Se aprecia la contribución del pozo Tesechoacán -1 (Tucán – 1) aunque se encuentra fuera del cubo. En la escala se observa el rango de velocidades cubierto.....101
- Figura 56.2.- Modelo de velocidades con un rango de 1020 m/s desde superficie hasta 5200 m/s, cuyas altas velocidades se asocian a la presencia de conglomerados tanto en el pozo Ixa – 1A como en Tucan – 1; el primero también se encuentra fuera del cubo, pero sí ayuda a controlar las velocidades a los rangos marcados. Vista hacia el noroeste.....102
- Figura 57.- Comparación para visualizar oportunidades exploratorias (leads), en sísmica procesada con filtros y ganancia (parte superior) contra la que no tiene aplicados estos parámetros. En la ampliación se considera para la tripleta un corte transversal (de 500 m) que en términos de amplitud sísmica es posible relacionarlo a un canal. Esta oportunidad se encuentra muy cercana y al occidente del pozo Tlacotalpan – 1.....103
- Figura 58.- Extensión longitudinal de la manifestación en amplitud del posible canal, observar a los extremos de este evento sísmico el cambio de polaridad en la reflexión sísmica, característico de un denominado “punto plano”. En la parte derecha de la sección sísmica se muestran los intervalos arenosos cortados por el pozo Macuile – 3.....104
- Figura 59.- Leads 2 y 3; se encuentran al poniente y prácticamente sobre el alineamiento Múchite.....105
- Figura 60.- Identificación de leads en forma de acuñamientos, en la parte sur de la



estructura Múchite. Estos acuñamientos se observan entre los límites LS_MM_13_08 con SD4_MS y de este hasta la superficie SD5_PI. Otro tipo de depósitos se desarrollan en formas lobulares entre la máxima superficie de inundación MSI_PI_05 y SD7_PI. Estos intervalos ya se encuentran próximos a los 900 metros de profundidad.....106

- Figura 61.- Visualización en diferentes direcciones y ángulos de los leads identificados entre los posibles límites de secuencia. En la parte superior se despliega una sección vertical de línea sísmica a partir de la cual sobresalen amplitudes positivas y negativas al aplicar filtro a un subcubo de sísmica, en la parte central e izquierda se definen los leads 2 y 3 visualizados anteriormente. En la imagen inferior derecha se definen las extensiones laterales de los leads identificados, con la ayuda de filtros para aplicar opacidad; en el extremo superior izquierdo se tiene el lead 1 muy próximo a una posible chimenea, la cual se amplía a la izquierda de la imagen en cuestión.....107
- Figura 62.- Comparación de respuesta en coherencia para la superficie SD4_MS con la sección sísmica para el lead 2..... 108
- Figura 63.- Manifestación de diferentes eventos de sedimentación para apreciar la porción final que constituye el lead 2.....109
- Figura 64.- Desplazamiento en el tiempo sísmico para visualizar rasgos como los observados entre los pozos Arrollo – 1 y Caldera – 1, en una zona baja estructuralmente, por esta y por otras consideraciones no se pondera como de clara oportunidad; véase la expresión en la sección vertical en comparación con la superficie en coherencia.....110
- Figura 65.- Se señalan las áreas de estudios especiales (AVO, Inversión) realizados previos a este trabajo.....112
- Figura 66.- Probable distribución de roca almacén, marcada por los polígonos. Con la contribución de secciones sísmicas se observa que este se presenta más a los flancos de los altos estructurales, en forma de rellenos onlap.....115



Figura 67.-	Ejemplo de diagrama de historia de sepultamiento. Esta gráfica da idea de las tasas de sedimentación, tiempo y cantidad de sepultamiento y subsidencia, elementos que influyen en la generación y tipo de hidrocarburos. Las curvas marcan la velocidad de sepultamiento de cada espesor formacional, desde el basamento hasta la actualidad, en la que se tiene control con pozos.....	117
Figura 68.-	Sistema petrolero. Se muestra la generación de hidrocarburos desde tres rocas madre. Así como la interrupción de la carga litostática al nivel del Mioceno Medio. Mioceno: Roca generadora de gas biogénico; Kerógeno tipo III. COT 0.83%, Ro<0.6%.....	120
Figura 69.-	Mapas de relación de transformación (RT%) para 33 m. a. y 21 m. a. de la roca madre del Tithoniano. Los polígonos marcan el área de estudio en la que se centra el presente trabajo.....	121
Figura 70.-	Mapas de relación de transformación (RT%) del Kerógeno tipo II para la roca madre del Cretácico, a los 28.5 m. a. y 21 m. a. La escala de colores marca el porcentaje de esta relación.....	122
Figura 71.-	Mapas de relación de transformación (RT%) del Kerógeno tipo III, para la roca madre del Eoceno a los 18 m. a. y 5.5 m. a.....	123
Figura 72.-	Distribución del tipo de kerógeno para el Cretácico Superior (Tithoniano). Obtenido por extrapolación de pozos y roca aflorante al sur y sureste del área de estudio.....	124
Figura 73.-	Mapa Distribución y tipo de kerógeno para el Eoceno.....	126

Lista de tablas

Tabla I.-	Adquisición sísmica 2D. Se resaltan los proyectos que involucran el área de estudio. PEMEX, AIV (2006).....	8
-----------	---	---



Tabla II.-	Se aprovecha la unión de los estudios Jimba y Najucal, aunque tomados en diferentes años, su calidad es similar, lo cual da oportunidad de hacer un estudio conjunto. PEMEX, AIV (2006).....	11
Tabla III.-	Principales parámetros de adquisición de los estudios sísmicos Jimba 3D y Najucal 3D. Se tiene mayor variación en el mínimo offset y en el número de canales por línea. Esto y la apertura fuera de las áreas de interés es lo que influye en la calidad de la información.....	11
Tabla IV.-	Relación de pozos en el área de estudio; los nombres resaltados son de los pozos que se utilizaron en este estudio; Los pozos Loma Bonita – 2 (Lobo – 2) y Novillero 12 (Nov – 12) fueron de utilidad en la correlación de secuencias conocidas o edades establecidas hacia el área de interés; los pozos adicionales no fueron utilizados por escasez de información tanto de registros y cimas paleontológicas como de sísmica.....	15
Tabla V.-	Se muestran los límites de secuencias depositacionales (LS) así como las máximas superficies de inundación (MSI) con su edad asignada en millones de años. Considerado para el norte y noroeste del área de estudio. Modificado de Martínez M. et al. (2005).....	27
Tabla VI.-	Relación de los parámetros de las facies sísmicas con su posible interpretación geológica. Tomado de Macurda (2007).....	41
Tabla VII.-	Nomenclatura en la determinación de facies sísmicas. Esta es usada en lo posible en el análisis del área de interés. Tomado de Arreguín (1996) y Macurda (2006).....	41
Tabla VIII.-	En la segunda columna se agrega la frecuencia leída en los rectángulos, de la que se tomó el promedio (Fm), y con la velocidad de intervalo mostrada (Vi), se calculó el espesor mínimo “ΔZ” para identificar cima y base de algún cuerpo de roca (con la fórmula $\Delta Z = 1/4\lambda = (1/4) Vi / Fm$), éste aparece en la penúltima columna, donde λ es la longitud de onda. Por otro lado, para saber	



con qué espesor los posibles cuerpos, digamos que funcionen como roca almacén de gas, pueden ser al menos bosquejados o detectados en la sísmica se utilizó la fórmula: $\lambda/20$. El espesor obtenido en esta expresión se muestra en la última columna de la tabla.....52

Tabla IX.- Relación de horizontes interpretados con respecto a la edad geológica y sobre los límites de secuencias ya conocidos. El límite de secuencias LS_MM_13_08 es tomado del Atlas del Proyecto Papaloapan B.....75



RESUMEN

En contribución al proyecto de análisis de plays, el presente trabajo se enfoca a un análisis sismoestratigráfico del intervalo Mioceno – Plioceno en un área que abarca cerca de 1000 km², en la que se tienen dos proyectos sísmicos unidos Jimba – Najucal 3D al sureste de la Cuenca Terciaria de Veracruz y poniente de la localidad de Catemaco.

El trabajo se erige por una metodología particular para obtener y definir superficies candidatas a límites de secuencias; dentro de estas se proponen oportunidades atractivas para explorar hidrocarburos, especialmente gas por el historial de la cuenca. La metodología, ya probada por Sangree, Vail y Mitchum (1990), es aplicable con la adecuación necesaria al área de estudio, para lo cual se toman las herramientas propuestas por Macurda (2006), Brown (1999), Audemar (2006), entre otros.

Este trabajo inicia con la recopilación y síntesis de los antecedentes exploratorios tanto geológicos como geofísicos; a partir de lo cual se determina trabajar con 2 pozos para correlación estratigráfica ubicados al sureste, 11 pozos exploratorios para el área de estudio y 2 pozos de desarrollo dentro de ésta. Del control de calidad de 15 secciones sísmicas 2D se descarta una; con las 14 restantes se revisó el contexto regional tanto estructural como estratigráfico, a partir del cual se escogieron las superficies a mapear y analizar. Para llevar estos resultados al área de estudio, dentro del proyecto 3D primero se revisó la calidad del reproceso del cubo unido, así como su polaridad, fase sísmica y por último su máxima resolución y definición.

Con el antecedente de geología estructural se interpretan los principales alineamientos dentro del área, así como las fallas principales (tomado de Martínez R. 2007).

Con la revisión de conceptos de estratigrafía de secuencias y de sismoestratigrafía se analiza tanto la geometría como las terminaciones de las secuencias limitadas por las superficies bosquejadas; a estas últimas se les aplican atributos de amplitud y se coherencia con lo que se define la dirección de aporte y de sedimentación. Esto es soportado por un análisis preliminar de registros de resistividad y rayos gamma y de las cimbras de paleontología analizadas por Del Moral (2007).

De este proceso y de la revisión de trabajos sobre el sistema petrolero, se proponen zonas con excelentes posibilidades de encontrar entrapamientos principalmente de gas.



Se prueba que con la metodología seguida pueden obtenerse resultados favorables que apoyarán estudios completos de plays y por ende a las localizaciones que se propongan perforar.



Introducción.

Con la finalidad de apoyar satisfactoriamente las necesidades energéticas del país, actualmente se están desarrollando diversas estrategias para apuntalar el fortalecimiento de las reservas de hidrocarburos. Pero para hacer tan invaluable proeza es necesario establecer y/o mejorar las metodologías pertinentes; en el área que corresponde a la Cuenca de Veracruz se tienen varios avances para tal fin.

Uno de los objetivos específicos de las actividades exploratorias dentro de esta cuenca, es optimizar los recursos para incorporar y desarrollar yacimientos atractivos de gas principalmente en la parte terciaria (CTV); para lo cual se han utilizado distintas herramientas con la aplicación también de distintas metodologías.

Para llevar a cabo la búsqueda de tales hidrocarburos, se tienen avances tanto en las áreas geológicas y geofísicas como en la ingeniería de yacimientos. Los trabajos iniciales en el primer rubro consisten desde estudios regionales como los desarrollados por PEMEX, que consisten en geología superficial en la Sierra Madre Oriental y terrenos aledaños al sur, de donde han surgido trabajos (BEG 1994) para comprender el origen mismo del Golfo de México, y otros como los de Cantú - Chapa (2001) y Dale et al. (2005), enfocados a establecer los elementos principales que favorecieron a la formación de la Cuenca de Veracruz (Espinoza et al. 2005).

En el mismo contexto regional se tienen avances en estudios de carácter estratigráfico como son: la tesis de maestría de *Arreguín* (2003) y una publicación posterior del mismo autor (2005), en donde se postulan (para la parte noroeste de la Cuenca de Veracruz) posibles niveles de estadios del nivel del mar tanto de nivel bajo (LST) como de nivel alto (HST). Para esa misma zona se tienen trabajos (Martínez et al. 2005), donde actualmente se definen, en forma cronoestratigráfica, los distintos niveles que marcan límites de secuencias, y en los que ya se han establecido excelentes yacimientos, los cuales están en explotación.

Dentro del área de estudio se tienen estudios previos, como el análisis, interpretación e integración geológica, geofísica y de pozos a nivel regional en el proyecto Papaloapan "B" (PEMEX, 2004), el cual se basa en levantamientos sísmicos 2D así como de los mismos cubos Jimba, adquirido en el año 2000 y Najucal en 2002-2003. En el primero se realizó un estudio enfocado a la detección de oportunidades exploratorias a los niveles Mioceno y



Plioceno. En ese mismo cubo se realizó un estudio de AVO (2002) con lo cual se definieron los tipos de arenas; sin embargo, falta llevar a cabo la calibración considerando los últimos resultados. En el cubo Najucal sólo se han realizado revisiones de la sísmica, con la finalidad de que se logren detectar directamente oportunidades exploratorias. Por lo que se muestra, es evidente que falta un análisis detallado que permita, con más elementos, conocer el potencial generador de las rocas dentro de la cuenca.

La mayoría de los estudios estratigráficos están fundamentados en publicaciones de reconocimiento mundial como los de: Vail et al. (1977), Ramsayer (1979), Mitchum et al. (1993).

Ya que es de vital importancia incorporar áreas nuevas para explorar y al mismo tiempo detallar las zonas medianamente conocidas, se sabe que en la porción sureste de la cuenca se tienen prospectos que no se han estudiado completamente. En el presente trabajo se incorpora, como parte de un análisis multidisciplinario, la metodología de estratigrafía de secuencias y de atributos sísmicos para establecer las características que ayuden a entender los *plays* productores del Mioceno y Plioceno, en los cubos sísmicos Jimba y Najucal. Esto se logra al correlacionar los niveles cronoestratigráficos ya definidos desde la zona noroeste - suroeste (Mega cubo Veracruz), hacia el área Jimba – Najucal 3D.

El enfoque principalmente sismoestratigráfico que se le da al análisis del área señalada es respaldado con la aportación de la geología estructural, sedimentología, bioestratigrafía y petrofísica, el apoyo de estas disciplinas se tomó de estudios previos y otros alternos al presente, con lo que se visualiza la situación de algunos elementos del sistema petrolero.

Los resultados obtenidos, primordialmente de la roca sello, almacén y trampa, pueden ser utilizados en un estudio de *plays* completo, en el cual se analice el funcionamiento de los elementos del sistema petrolero que gobiernan en esta zona; en este rubro ya se tienen avances, tanto en la zona noroeste como en la suroeste de la Cuenca, donde actualmente se ha avanzado en el conocimiento del subsistema generador del Mesozoico-Cenozoico realizado por Holguín et al. (1995). Adicionalmente se cuenta con un análisis de los tipos de hidrocarburos y separación de tipos de gases que se producen principalmente en los yacimientos cercanos al alineamiento Novillero-Víbora- Chachalacas (NVC) por Holguín et al (1995) y Vázquez (2004).



Objetivos.

Definir el comportamiento sismoestratigráfico para bosquejar la distribución de las rocas almacenadoras y sello.

Con el apoyo del sistema petrolero conocido y el aporte sismoestratigráfico, definir la importancia de los *plays* del Mioceno y Plioceno con mejores posibilidades económicas, dentro del contexto del riesgo geológico.

Mostrar la factibilidad de la metodología para detectar, con atributos de amplitud sísmica, áreas de oportunidad exploratoria con su respectivo tipo de trampa.

1. GENERALIDADES

1.1. Localización.

El área de estudio se localiza en la parte sureste de la Cuenca de Veracruz, centrada en el área geográfica de los cubos sísmicos Jimba y Najucal, de los cuales el primero cuenta con una superficie de 416 km² y el segundo de 648 km². (**Figura 1**).

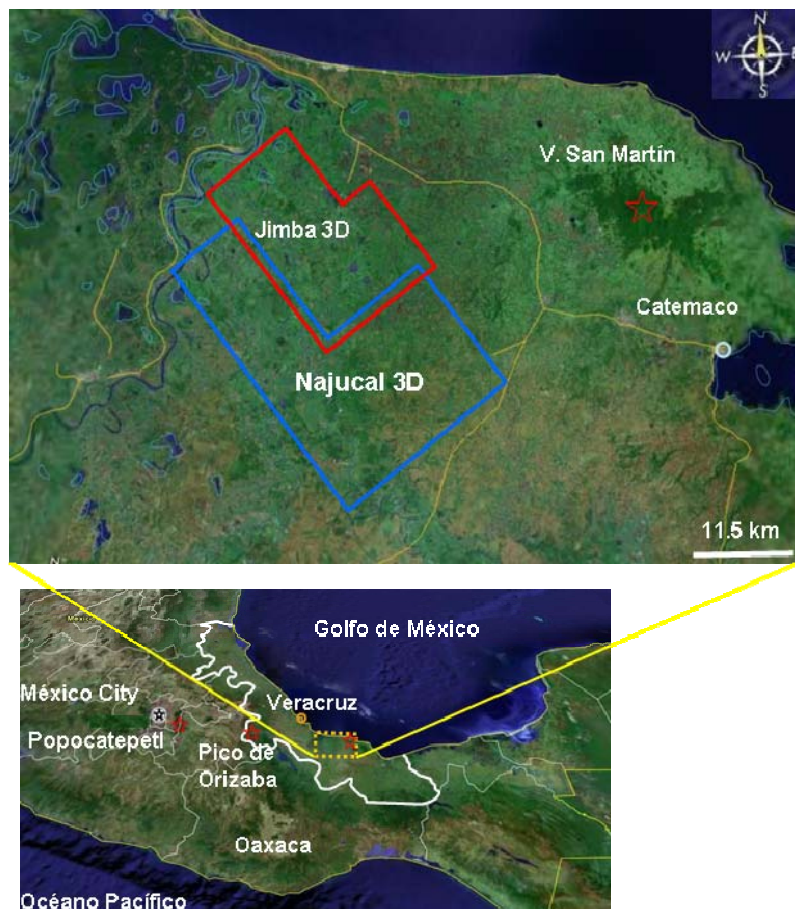


Figura 1.- Localización del área de estudio. Abarca los proyectos sísmicos Jimba 3D y Najucal 3D. Se ubica al occidente de la localidad de Catemaco y al sureste del puerto de Veracruz. Modificado de Google Earth 2005.

Cabe mencionar que esta área fue trabajada en principio por el Activo Salina del Istmo, y posteriormente retomada (2007) por especialistas del Activo Integral Veracruz, por lo que al tiempo de hacer el presente estudio los datos se encuentran en transferencia de una coordinación a otra; lo cual es motivo para no disponer de forma completa de los datos tanto



de pozos como de sísmica. Sin embargo los resultados de los primeros son definitivos para encausar el presente trabajo, como se muestra mas adelante.

1.2. Antecedentes exploratorios y de producción

Los primeros estudios geológicos realizados en el área se remontan a la última década del siglo XIX, cuando se realizaron los primeros reconocimientos que tuvieron como objetivo efectuar el trazo del ferrocarril que une a los puertos de Coatzacoalcos, Veracruz y Salina Cruz, Oaxaca. Dicho ferrocarril fue concluido en 1894 y durante estos años se descubrió y divulgó la existencia de algunas chapopoterías o exudaciones de aceite en la zona del Istmo de Tehuantepec. Lo anterior dio la pauta para que algunas compañías extranjeras iniciaran los primeros trabajos de exploración que concluyeron, con las primeras perforaciones en Julio de 1902 y que marcan el inicio del desenvolvimiento de la actividad exploratoria en el Istmo de Tehuantepec, como zona petrolera. A partir de estos acontecimientos, a lo largo de 102 años se han realizado campañas de exploración que incluyen trabajos de geología superficial, estudios de métodos potenciales, adquisición sísmica 2D y 3D, perforación de pozos, estudios de núcleos y estudios de gabinete.

1.2.1. Exploración geológica

Con las actividades mencionadas para 1902 se marca el inicio de la fase exploratoria en el Istmo de Tehuantepec.

De 1922 a 1935, se realizaron 14 estudios de campo de diferentes tipos: de reconocimiento superficial, estratigráfico, geológico y de paleosedimentación, principalmente.

En el año de 1949, se llevaron a cabo 4 estudios, de tipo estratigráfico, tectónico, de reconocimiento y geológico.

En el período de 1955 a 1959, se realizaron 5 estudios, dos de reconocimiento geológico, dos tectónico-estructurales y uno estructural.

Entre los años de 1957 a 1992, se realizaron 39 estudios, destacando los de tipo estructural-estratigráfico (8), estratigráfico (6) y de geoquímica (6).



1.2.2. Exploración geofísica

En la **tabla I** se muestran los estudios sísmicos 2D disponibles tanto en el área de estudio como en los alrededores, desde el año de 1973 hasta el 2000.

Año	Estudio Sísmico	Kilómetros	Calidad de los datos
1973	Río Coatzacoalcos	346	Pobre
1973	Sayula - Covarrubias	961	Pobre
1975	Río La Lana	400	Pobre
1975	Naranja	131	Pobre
1976	Tlacotalpan	712	Regular
1976	Las Cruces	473	Pobre
1976	Isla	384	Buena
1976	Mirador-Macuile	338	Regular
1976	Mata Verde-Catemaco	305	Regular
1980	Macuile	625	Regular
1982	Macuile Sur	601	Buena
1982	Playa Vicente - Jaltepec	525	Vibrosismo
1982	Mulato	898	Pobre
1983	Mata Verde - Ateponita	482	Vibrosismo
1985	Nuevo Ixcatlán	878	Buena
1986	Cihualtepec	190	Pobre
1991	Jaltepec	263	Pobre
1994	Los Tuxtlas	1790	Buena
2000	Vicente Guerrero	708.5	Buena
Total		11010.5	

Tabla I.- Adquisición sísmica 2D. Se resaltan los proyectos que involucran el área de estudio. PEMEX, AIV (2006).

Para fines prácticos, en el presente análisis se trabajaron 11 líneas de los estudios sísmicos 2D Mirador – Macuile y Macuile Sur; la razón es que se tiene avance en la interpretación sismoestratigráfica de la parte noroeste de la cuenca cuyos niveles estratigráficos se requiere introducir en esta área. Es necesario mencionar que en los trabajos previos como: Arreguín (2005) que trabajó una zona particular de la parte noroeste de la CTV, Papaloapan B (2004), que se enfoca al análisis de *plays* desde el Cretácico Inferior hasta el Plioceno Inferior, e



incluye a la zona del presente estudio, así como también de BEG (1994); se ha avanzado en la interpretación estratigráfica regional del área de estudio. En los dos últimos trabajos se usó principalmente el proyecto 2D Los Tuxtlas, el cual es de gran cobertura; sin embargo durante la elaboración del presente trabajo no se tuvo disponible esa información sísmica. Es necesario resaltar que de BEG (1994) y Papaloapan B (2004) se contó con las edades de las formaciones que se comentan más adelante, así también ya se tenían definidas las zonas de interés petrolero; no obstante los pozos que se han perforado a raíz de estos estudios por diversas razones no han resultado satisfactorios, lo cual se analiza en los siguientes capítulos. Por otro lado, las líneas 2D consideradas en este trabajo (**figura 2**) sirven para correlacionar los niveles estratigráficos que han dado excelentes resultados exploratorios, principalmente de gas en la porción noroeste de la CTV.

En la mayoría de los mapas (como es el caso de la **figura 2**) se abrevian los nombres de los pozos para darle legibilidad a los rasgos que se pretende mostrar, por lo que la nomenclatura manejada es como sigue: Acula – 2 (Ala – 2), Arroyo Largo – 1 (Arroyo – 1), Caldera – 1 (Cal – 1), Hatillo – 1 (Hate – 1), Ixhuapán – 1A (Ixa – 1A), Loma Bonita – 2 (Lobo – 2), Macuile – 1 (Mil – 1), Macuile – 3 (Mil – 3), Macuile – 4 (Mil – 4), Macuile Sur – 1 (Milsur – 1), Morillo – 1 (Moro – 1), Najucal – 1 (Naju – 1), Novillero – 12 (Nov – 12), Tlacotalpan – 1 (Tlapa – 1), Tesechoacán – 1 (Tucan – 1). Sin embargo, en lo posible se manejan los nombres completos, principalmente en el texto.

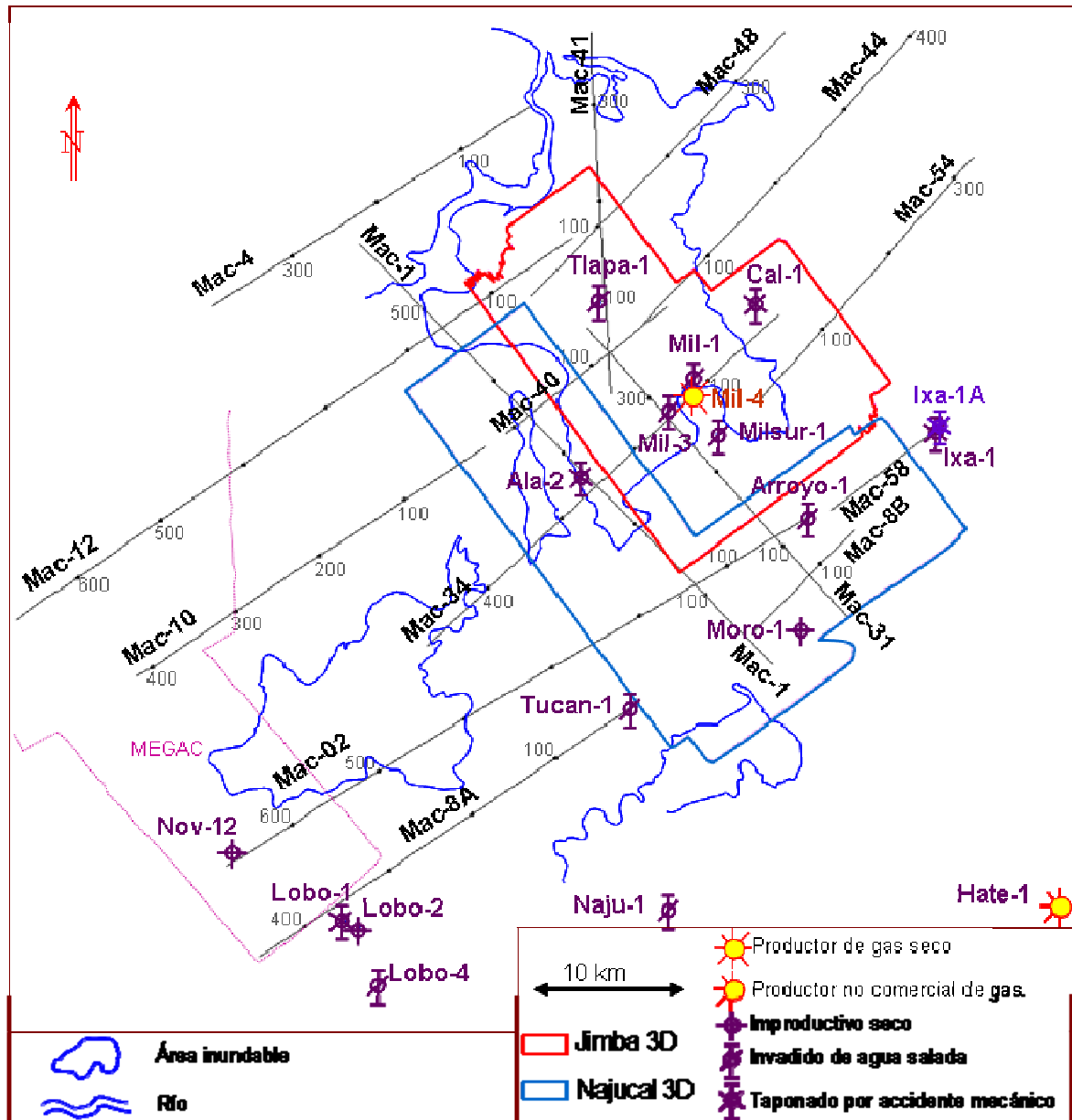


Figura 2.- Ubicación de las líneas sísmicas 2D (MAC), principalmente regionales para comprender el comportamiento estratigráfico de la zona de estudio en relación con el entorno. Se agrega la ubicación de los pozos así como su estatus actual. Ambos elementos son considerados para estudiar el área de Jimba y Najucal. PEMEX, AIV (2006).

Durante los años 2000-2003 se adquirieron estudios sísmicos 3D, con un total de 2415 Km², como se muestra en la **tabla II**. Cabe señalar que las áreas de los estudios Jimba y Najucal se traslapan en dos de sus lados lo cual es conveniente para el presente trabajo, como se verá en los próximos capítulos.



Año	Estudio Sísmico	Km2	Calidad de los datos
2000	Jimba	425	Buena
2003	Agua Fría	1294	Buena
2003	Najucal	696	Buena.
Total		2415	

Tabla II.- Se aprovecha la unión de los estudios Jimba y Najucal, aunque tomados en diferentes años, su calidad es similar, lo cual da oportunidad de hacer un estudio conjunto. PEMEX, AIV (2006).

Todos los datos de los estudios sísmicos 3D son de buena calidad; en los cubos Jimba y Agua Fría se tiene una interpretación previa bastante completa a partir de la cual se han perforado pozos y propuesto varias oportunidades exploratorias.

En el cubo Najucal 3D, sólo se han realizado trabajos de visualización de oportunidades exploratorias, no se logró realizar trabajo adicional de interpretación.

Sobre los cubos que nos ocupan en este trabajo se tienen los siguientes parámetros (**Tabla III**) de adquisición que son de mayor interés para nuestro propósito:

Estudio	Jimba	Najucal
Superficie de adquisición LR (km2)	425	696
Tipo de fuente	Dinamita	Dinamita
Tamaño del Bin (m)	35 x 35	35 x 35
Offset máximo (m)	5008	3873
Offset mínimo (m)	793	49
Apilamiento nominal máximo	36	36
No. Canales activos por línea	108	96
No. Canales activos por registro	1296	1152
Longitud de grabación (seg.)	8	8

Tabla III.- Principales parámetros de adquisición de los estudios sísmicos Jimba 3D y Najucal 3D. Se tiene mayor variación en el mínimo offset y en el número de canales por línea. Esto y la apertura fuera de las áreas de interés es lo que influye en la calidad de la información.

Sobre el cubo Jimba, la orientación de líneas fuente es de 57 grados y las líneas receptoras tienen una orientación azimutal de 147 grados (Gutiérrez et al. 2006). El cubo fue procesado



con migración preapilado con y sin filtro y ganancia; sin embargo, a nivel de estáticas residuales tenía deficiencias, además de presentar problemas de adquisición, lo que afectó la cobertura principalmente en los bordes del área cubierta con el levantamiento sísmico.

Para el cubo Najucal, las líneas fuente tienen una dirección azimutal de 30 grados aproximadamente respecto al norte y una distancia variable entre sí de 490m, 560m, y 630m. Las líneas receptoras tienen una dirección azimutal de 57 grados aproximadamente con respecto al norte y con distancias variables entre sí de 140m, 210m y 280m.

El objetivo de adquisición de este cubo fue definir el comportamiento estructural y estratigráfico de las secuencias del Mioceno y Plioceno, así como la distribución espacial y comportamiento de los reflectores que se han determinado como indicadores de cuerpos arenosos de interés petrolero.

El primer procesado de este cubo fue con migración post apilamiento; sin embargo, el resultado no es satisfactorio. Por lo que a finales del año 2006 se une a nivel de *gathers* con el cubo Jimba y esa unión fue reprocesada, siendo el producto final un solo cubo sísmico con migración preapilamiento y preservación de amplitudes verdaderas. Esto fue lo adecuado para trabajar con atributos de amplitud e indicadores directos de hidrocarburos (DHI), como se verá mas adelante. Este reproceso partió desde análisis de estáticas residuales dejando la parte de deconvolución hecha en el primer procesado. Se puso el enfoque principal en el mejoramiento de la relación señal a ruido y se obtuvieron velocidades de migración a nivel de *gathers* con la técnica de picado de alta densidad, en la que se maneja un intervalo de 100 m tanto en orientación de las líneas fuente como de las receptoras. Posterior a esto, se refinó el campo de velocidades de migración por PEMEX - CNPS (2007). La cobertura final de la unión de los cubos se muestra en la **figura 3**.

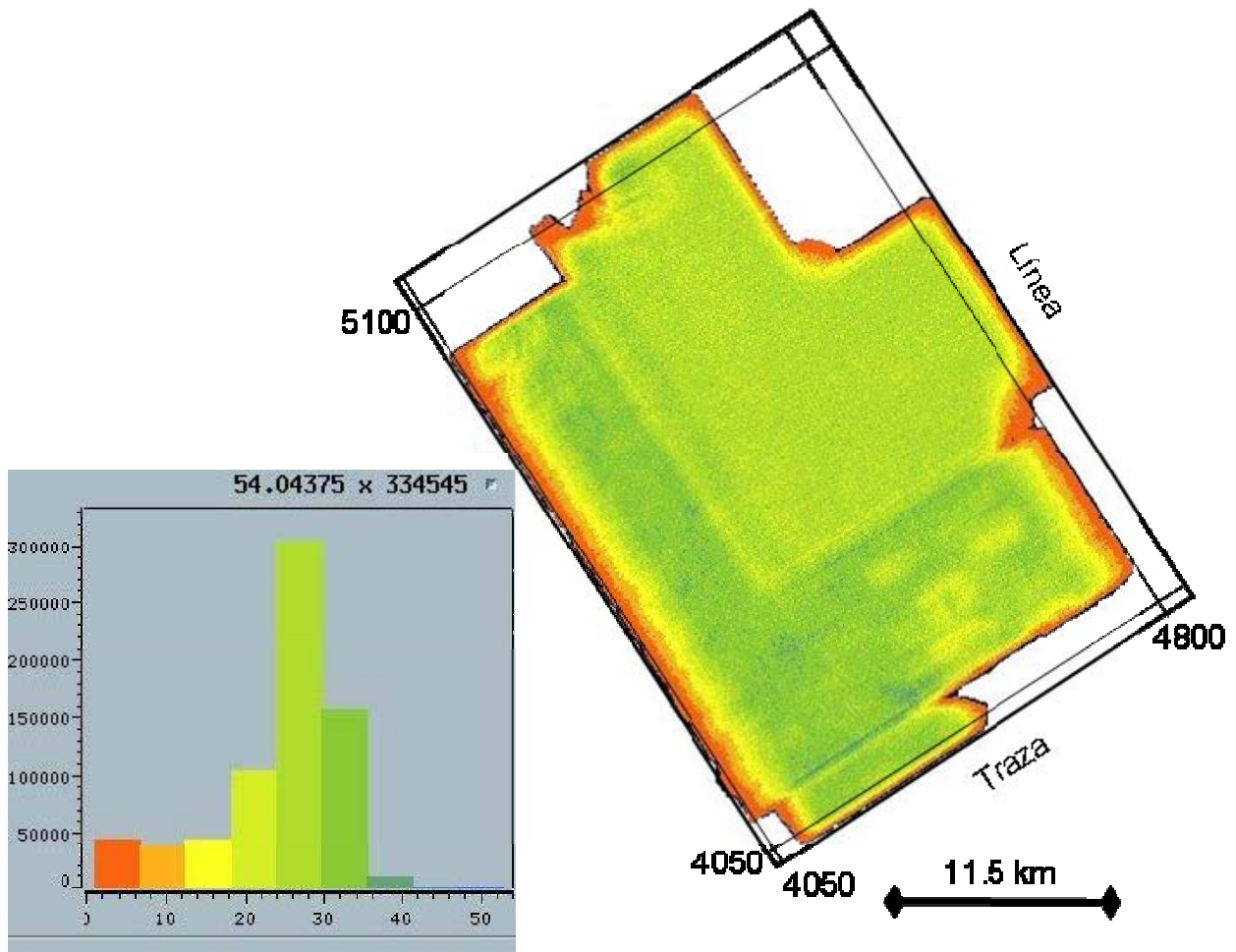


Figura 3.- Mapa de cobertura para los cubos unidos Jimba 3D y Najucal 3D a nivel de gathers. El histograma muestra el apilamiento en la escala horizontal con su respectivo código de colores y en la vertical se lee el número de muestras. PEMEX – CNPS (2007)

1.4.2. Perforación y producción.

El inicio de la perforación en la zona aledaña al área de estudio, comienza en el año de 1932; a partir de entonces se identifican tres etapas de actividades de perforación; la primera inicia en 1932 con el Pozo Cuitlaxoyo - 1 y la posterior perforación en 1935 del Pozo Rodríguez Clara-1; existe un cese de actividades hasta el año de 1951 donde comienza la segunda etapa con el Pozo Sayula - 5 y termina en 1989; es aquí donde se concentra la mayor cantidad de pozos perforados en la región (51 pozos). La tercera etapa comprende los años 2000-2003 con la perforación de 7 pozos.



De estos pozos, 49 se consideran exploratorios, 8 de desarrollo, 2 profundizaciones y un pozo en busca de nueva acumulación. Como resultado se tiene: 4 pozos productores de gas seco, un pozo productor de aceite, un pozo productor no comercial de aceite, 3 pozos productores no comerciales de gas, 31 pozos invadidos de agua salada, 11 pozos improductivos secos, un pozo taponado por bajo estructural, un pozo improductivo por otras razones y 7 pozos taponados por accidente mecánico. De 60 pozos, 21 tuvieron pruebas de producción y 6 pozos presentaron pruebas de formación.

En cuanto a las diferentes profundidades alcanzadas por los pozos se tiene lo siguiente: 4 pozos alcanzaron profundidades entre 6000 y 7000 m, 11 pozos entre 3000 y 4000 m, 19 pozos entre 2000 y 3000 m, 14 pozos entre 1000 y 2000 m y 1 pozo con profundidad del orden de los 1000 m.

En 1953 se inició la producción de aceite pesado en el KS Méndez en el Campo Angostura (al noroeste del área de estudio); posteriormente se descubren los yacimientos someros Tres Higueras, Tierra Blanca, Lagartos, Rincón Pacheco, Nopaltepec y Plan de Oro, productores de aceite en la parte alta del Cretácico Superior. En el capítulo 2 se muestran estos y otros campos tanto de aceite como de gas.

En 1956 se encuentra producción en el Campo Mirador en sedimentos de la cuenca terciaria y más tarde en el Mesozoico con el pozo San Pablo-4 (actualmente con producción).

De 1973 a 1976 se descubren los campos Cópite, Mata Pionche y Mecayucan entre otros, productores en el Cretácico Medio.

Del año 2000 al 2006, se descubren los yacimientos más importantes en la parte noroeste de la CTV, de los cuales se mencionan: Cocuite, Veinte y Novillero, Lizamba, Vistoso, Madera, Apertura, Arquimia, Papán; productores principalmente de gas.

Específicamente en el área de estudio se tiene el siguiente récord de perforación que se marca en la **tabla IV**. Los pozos que están resaltados en la tabla son utilizados para estudiar el área. Los pozos Novillero – 12 (que llegó al Mioceno Inferior) y Loma Bonita – 2 (que alcanzó el Eoceno Inferior) fueron utilizados para correlacionar niveles del subsuelo ya conocidos desde el occidente hacia el área de interés, dentro de la cuenca Terciaria de Veracruz. El pozo Macuille – 4, perforado en 1974 es el único productor dentro del área propuesta, en intervalos arenosos de edad Plioceno Inferior.



Pozo	Fecha Termina	Resultado del pozo	Edad en PT	PT(mdbmr)
Loma Bonita-1	Oct - 1956	Taponado por accidente mecánico durante perforación	Eoceno Superior	1713
Loma Bonita-2	Abr - 1957	Improductivo seco	Eoceno Inferior	2967
Loma Bonita-4	Oct - 1958	Improductivo,invadido de agua salada.	Mioceno Superior	1800
Tlacotalpan-1	Dic - 1959	Improductivo,invadido de agua salada.	Mioceno Inferior	2441
Morillo-1	Jul - 1961	Improductivo seco	Mioceno Inferior*	3188
Macuile-1	Jun - 1962	Improductivo,invadido de agua salada.	Mioceno Superior	1800
Novillero -12	May - 1972	Improductivo seco	Mioceno Inferior	3605
Macuile-4	May - 1974	Productor de gas y condensado.	Mioceno Medio	2405
Macuile-3	May - 1975	Improductivo,invadido de agua salada.	Mioceno Inferior	3300
Arrollo Largo-1	Jul - 1975	Improductivo,invadido de agua salada.	Mioceno Inferior	2953
Macuile Sur - 1	Mar - 1977	Improductivo,invadido de agua salada.	Mioceno Medio**	3000
Tesechoacán-1	Abr - 1977	Improductivo, invadido de agua salada	Mioceno Inferior*	3500
Acula-2	May - 1979	Taponado por accidente mecánico durante perforación	Mioceno Inferior	3042
Ixhuapán-1	Dic - 1980	Taponado por accidente mecánico durante perforación	Mioceno Superior	2922
Ixhuapán-1A	Sept - 1982	Taponado por accidente mecánico durante perforación	Eoceno Superior	4946
Najucal - 1	Ene - 2001***	Improductivo, invadido de agua salada	Mioceno Inferior	2700***
Hatillo-1	May - 2001***	Productor de gas no comercial.	Mioceno Inferior	2200
Macule-DL2	Oct - 2002	Invadido de agua salada (por registro)	Plioceno Inferior	1930 (1677 mv)
Macuile-DL1	Mar - 2003	Productor no comercial de gas	Plioceno Inferior	2120 (1856 mv)
Caldera-1	May - 2003	Improductivo. Accidente mecánico	Mioceno Medio	1800 (1740 mv)

Tabla IV.- Relación de pozos en el área de estudio; los nombres resaltados son de los pozos que se utilizaron en este estudio; Los pozos Loma Bonita – 2 (Lobo – 2) y Novillero 12 (Nov – 12) fueron de utilidad en la correlación de secuencias conocidas o edades establecidas hacia el área de interés; los pozos adicionales no fueron utilizados por escasez de información tanto de registros y cimas paleontológicas como de sísmica. En la segunda columna se señala la fecha de terminación del pozo. En la penúltima columna se marca la edad a la cual llega la profundidad total; la edad es propuesta por paleontología. Los pozos sombreados son los que han manifestado mayores expectativas de presencia de gas.

* Posible Oligoceno Superior por correlación sísmica. ** Mioceno Inferior por correlación sísmica.

*** Sin confirmar.

1.5. Metodología general

Ya que este es un proyecto que apoya la exploración petrolera, PEMEX requiere que se utilice la metodología del Play-Fairway (Fugro 2005); con la cual se obtienen mapas de distribución de roca almacén, roca sello, sincronía y migración y con base al análisis conjunto de estos obtener mapas de riesgo, los cuales se toman como punto de partida para proponer futuras localizaciones exploratorias.

Las actividades que se desarrollan siguiendo la metodología del *Play Fairway* se muestran en la **figura (4)**, el seguimiento de estas es con el fin de determinar el potencial de hidrocarburos de la cuenca a nivel de los plays del Mioceno y Plioceno; tal evaluación queda fuera del presente trabajo. Como se observa, se deben obtener varios mapas con las características que se marcan, sin embargo, por los objetivos planteados, sólo se obtienen algunos de ellos, además de que se incorporan resultados de trabajos previos a partir de las diversas áreas geológico – geofísicas; así por ejemplo, se cuenta con los datos de roca generadora y en general del sistema petrolero, los que son tomados de diversas fuentes, lo cual se menciona mas adelante.

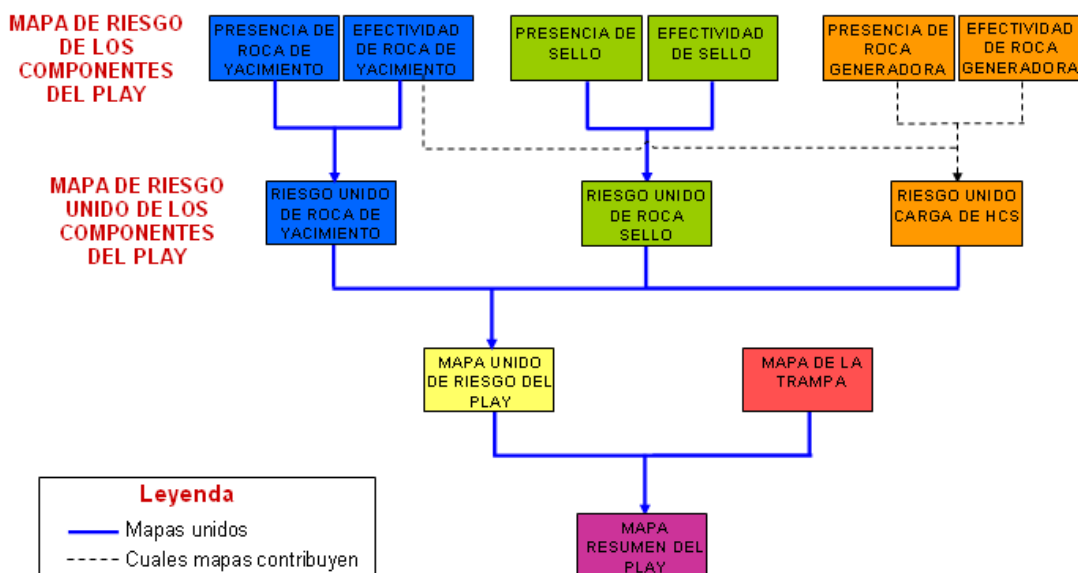


Figura 4.- Diagrama de flujo para la generación de mapas de análisis de riesgo del Play. Tomado de Navarro (2006).

La evaluación del play está basada en un riguroso análisis estratigráfico, que proporciona un marco consistente para llevar a cabo un mapeo regional de las características de las rocas almacenadoras, del sello y la carga de los hidrocarburos.

El mapeo del *Play Fairway* ayuda en la determinación de los controles geológicos y geofísicos existentes en cada play. Éste, a su vez, puede ser definido como la combinación de parámetros geológicos que controlan la ubicación de la acumulación de hidrocarburos.

El *Play Fairway* se basa en la identificación de los componentes de un play que tienen una distribución tanto regional como local; estos se constituyen por parámetros geológicos que sirven como guías que nos ayudan a entender la naturaleza de esos controles y con ello dar una mejor estimación de los riesgos de exploración, en contraposición con la distribución de la trampa de hidrocarburos, desde la etapa de generación de prospectos.

La prospectividad de algún play puede ser evaluada desde los mapas *Fairway*; éstos son contruidos por la superposición de distribuciones regionales de las rocas del yacimiento potencial, las rocas sello y la carga de hidrocarburos para ese play.

El área de prospectividad máxima, donde esos tres parámetros son todos favorablemente combinados (**figura 5**), es definida como el *Play Fairway*. Fuera de éste, se pueden tener áreas de incremento del riesgo de exploración que aun así pueden ser mapeadas pero que a sus parámetros regionales se les puede considerar como poco favorables.



Figura 5.- Superposición de mapas de elementos para definir el Play Fairway. El límite de la zona de generación de hidrocarburos se da en la línea verde, con la línea amarilla se señala la extensión de la roca almacén, con la línea punteada se señala la extensión del área donde se pueda entrapar el hidrocarburo. El área sombreada se marca con mayores posibilidades de tener éxito en la exploración. (Tomado de Navarro, 2006).



Con el apoyo de estudios estructurales y bioestratigráficos (Martínez, 2007, Del Moral, 2007) y otros del Activo Integral Veracruz, así como reportes sedimentológicos y evaluaciones petrofísicas previas, se soporta la interpretación sismoestratigráfica que se hace en este trabajo. Bajo este contexto se marca la siguiente

1.6. Metodología particular.

Se revisaron los conceptos esenciales que involucra la estratigrafía de secuencias y se asimilaron los empleados en el trabajo conjunto.

- Para el análisis sismoestratigráfico se tomaron en cuenta principalmente las ideas de Vail et al. (1977), Sangree, Vail y Mitchum (1990), entre otros; esto con el fin de que, con un previo análisis de registros geofísicos, se pudieran identificar sísmicamente las principales discordancias y por ende, facilitar la predicción de la presencia de roca almacén y sello en el contexto estratigráfico.
- Se analizó el aporte de estudios previos a nivel estratigráfico en la zona de estudio.
- Se estudiaron trabajos de casos históricos representativos de otras áreas del mundo que contribuyan a mejorar la metodología que se emplea en este estudio.
- Se extrapolaron algunos niveles estratigráficos con resultados exitosos del noroeste y oeste de la CTV a la zona de estudio. Esto con la ayuda de líneas sísmicas 2D que dictaron las tendencias estructurales. Es decir, se tomaron en cuenta los elementos tanto locales como regionales que pudieran afectar la calidad y presencia de la roca sello, de la roca almacén y de la formación y tipo de las trampas (principalmente de componente estratigráfica).
- Para predecir la presencia de la roca almacén y roca sello, en los niveles estratigráficos previamente identificados, se aplicaron dos criterios fundamentales; el primero se refiere a la identificación de las geometrías, formas y terminaciones de los reflectores, en relación con los resultados y estratos cortados por los pozos en el área de estudio, y el otro se refiere a la aplicación y análisis de atributos sísmicos, principalmente el de amplitud. Para esto se emplearon técnicas avanzadas de interpretación sísmica 3D, con lo que fue factible disminuir el tiempo de trabajo, y conseguir de forma eficiente una posible distribución de la roca almacén, principalmente, que pueda contener hidrocarburos.



- Con el bosquejo rápido de roca almacén, sello y posibles trampas estratigráficas, se proponen áreas a explorar y en lo posible, se comparan con las identificadas anteriormente a este estudio.
- En las zonas donde se apreció que puedan existir trampas de buena calidad pero que los atributos de amplitud sísmica no responden satisfactoriamente, o para reforzar a éstos, se analizaron los resultados de procesos especiales hechos anteriormente y en su caso, se marcó la factibilidad de aplicar estos métodos en intervalos sísmicos específicos.

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1. Marco Tectónico.

En la periferia del área de estudio, los principales elementos tectónico-estructurales que se reconocen son: hacia la parte norte el alto de Anegada, al oriente el Alto de San Andrés, hacia el sudeste la Cuenca Salina del Istmo, hacia el sur el Batolito de la Mixtequita (el cual queda fuera del mapa), y hacia el oeste se encuentra el Frente Tectónico Sepultado (FTS) así como también el alineamiento Víbora – Loma Bonita; Estos elementos se muestran en la (Figuras 6).

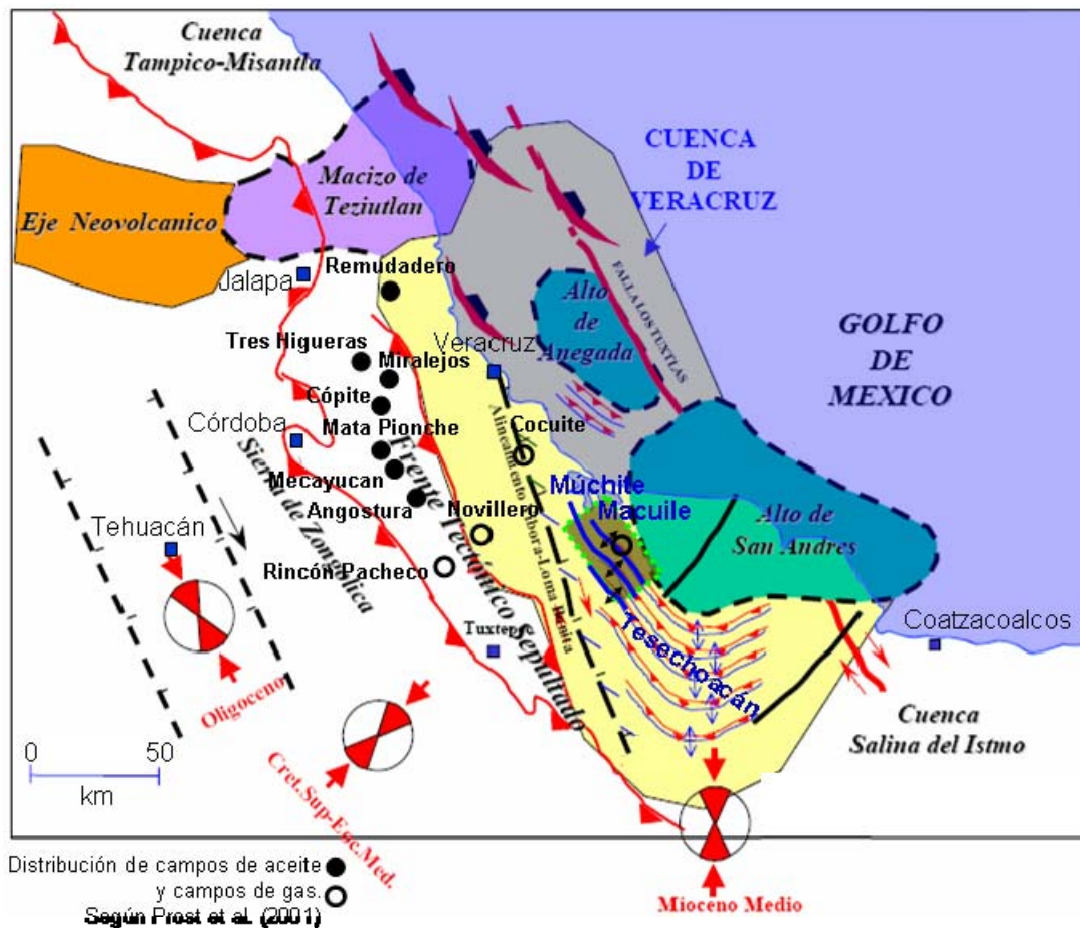


Figura 6.- Elementos Tectónico – Estructurales. Al occidente de la CTV se señala el frente tectónico sepultado, y casi paralelo también el alineamiento Víbora – Loma Bonita, que al norte llega prácticamente a la Ciudad de Veracruz. Los triángulos sólidos encerrados en círculo definen la dirección de máximo esfuerzo a diferentes edades. Al sur de la Cuenca se observa el cambio fuerte de esta dirección, lo que provoca elementos estructurales encontrados. Al SE y NE se definen los altos de San Andrés y Anegada, respectivamente. El área de estudio se marca con línea punteada entre el alineamiento Víbora – Loma Bonita y el Alto de San Andrés;



dentro de la zona de interés se tienen tres estructuras que de poniente a oriente son: Tesechoacán, Múchite y Macuile. Modificado de PEMEX-IMP-AMOCO (1999).

La historia tectónica de esta región indica 2 principales eventos de deformación:

El primer evento corresponde con la Orogenia Laramide, que tuvo lugar durante el Cretácico tardío y el Paleógeno temprano (Campaniano - Eoceno) en donde se reconoce una compresión principal hacia el noreste, originando estructuras anticlinales con fallamientos inversos en sus flancos delanteros, según Espinoza et al. (2005).

Dicho evento fue el responsable de la formación del Frente Tectónico Sepultado (FTS) en donde existen cabalgaduras y fallas inversas que dieron como resultado pliegues tipo duplex; estas estructuras complejas fueron deformadas por un segundo evento, que corresponde con la deformación compresiva del Mioceno Medio que tuvo pulsos hasta el Plioceno Inferior, de donde se tiene la formación de los pliegues por propagación de fallas (*fault propagation folds*) con ruptura en los limbos frontales, presentando orientaciones iniciales similares al evento de deformación anterior y que aparentemente se movió de oeste a este y fue rotando de una dirección noreste hasta alcanzar una orientación hacia el norte.

2.1.1. Evolución tectónica de la Cuenca de Veracruz.

La evolución de la Cuenca de Veracruz (**Figura 7**) está estrechamente relacionada con los procesos que dieron lugar a la apertura del Golfo de México, a partir del Jurásico Medio - Tardío, como resultado de un régimen tectónico de tipo extensional y al movimiento de placas tectónicas a lo largo de la margen del Pacífico.

Se postula que debido a un flujo térmico que adelgazó la litosfera en el antiguo Golfo de México, provocó la extensión de ésta y su evolución en la porción sur que puede resumirse en 3 etapas principales:

- a) La fase de ríft que ocurrió durante el Jurásico Medio, cuando la Plataforma de Yucatán se desplazó hacia el sur a través de la zona de transcurrencia en el Área Tampico-Misantla, en cuya parte marina existió, muy probablemente, generación de nueva corteza oceánica debido a la expansión.
- b) La fase de margen pasiva del Jurásico tardío al Cretácico tardío, sucedió como resultado del cese de la migración hacia el sur de la Plataforma de Yucatán; durante este período, es

posible que se depositaran sedimentos carbonatados sobre las partes más someras de las plataformas y arcillo calcáreos en las más profundas.

c) Una fase compresiva del Cretácico tardío al Reciente que se caracterizó por la formación de estructuras anticlinales, imbricaciones, etc. Lo cual se explica a continuación:

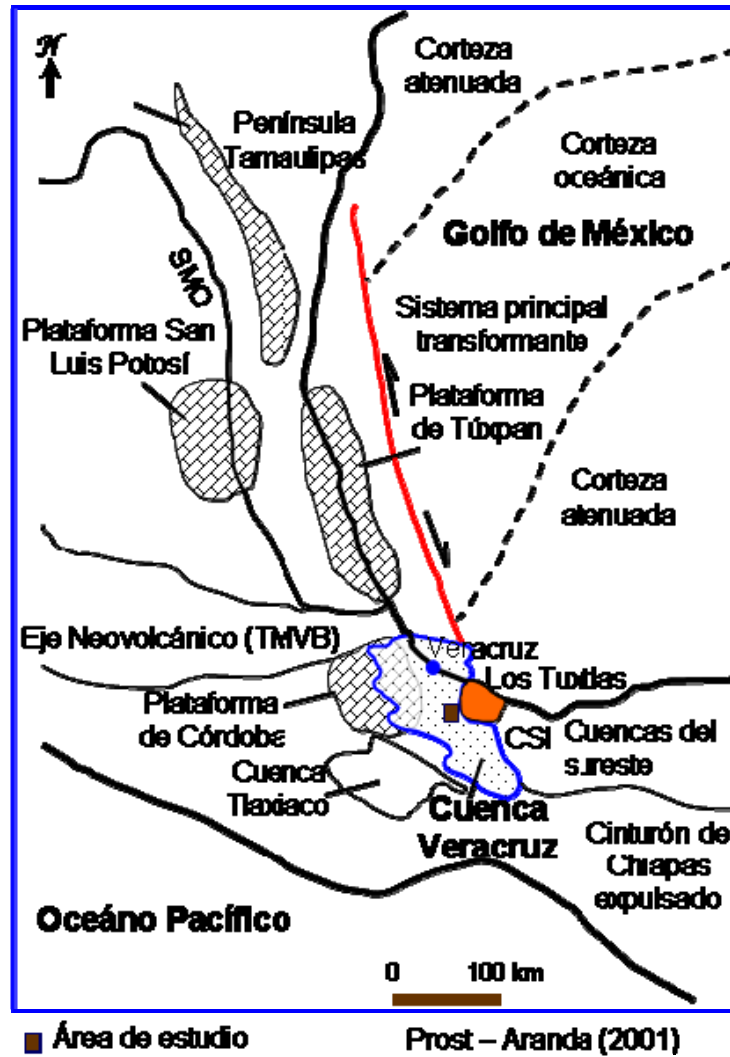


Figura 7.- Relación de la apertura del Golfo de México con el origen de la Cuenca de Veracruz.

La apertura del Golfo de México concluida para el Jurásico Tardío por movimiento al sureste del bloque de Yucatán a través de margen transformante. Los paleoelementos positivos se formaron durante el Cretácico.

Cuencas del sureste: Cuenca Salinas del Istmo (CSI), Reforma Comalcalco y Macuspana. SMO: Sierra Madre Oriental. Tomado de Prost et al. (2001).



2.1.2. Fase Compresiva.

La fase compresiva puede resumirse también en 3 eventos principales: La compresión del Cretácico tardío - Paleógeno, la cual fue el resultado de una débil colisión del Bloque Chortis contra la margen del Océano Pacífico de Chiapas. Lo anterior provocó los primeros cabalgamientos en el Frente Tectónico Sepultado en la porción sur de la Plataforma de Córdoba.

En una segunda fase, esta región fue sometida a un efecto isostático que provocó la inclinación con una componente transcurrente de toda la carpeta sedimentaria. La deformación compresiva del Mioceno hacia el noreste, fue el resultado de una fuerte colisión del Bloque Chortis contra Oaxaca y Chiapas.

La última fase está caracterizada por la erosión y el rebote isostático en el Mioceno Tardío, debido a que el bloque Chortis se alejó hacia el Este y la zona fue liberada de la carga isostática; como consecuencia se produjo un levantamiento y erosión que fue más temprana hacia el área sur de la Cuenca de Veracruz, donde grandes volúmenes de sedimentos rellenaron la depresión sinclinal situada al norte del Frente Tectónico Sepultado (FTS) durante el Mioceno Medio tardío - Plioceno, mismo que ocasionó una continua subsidencia durante ese tiempo.

Esta historia geológica compleja dio como resultado la formación de las trampas estructurales y posteriormente las trampas combinadas y estratigráficas, en donde prevalecieron ambientes de margen de plataforma, talud y cuenca para el Cretácico y de talud y cuenca para el Terciario. Dichos ambientes de depósito controlaron las distribuciones y propiedades petrofísicas particulares para las rocas identificadas, generadoras, almacenadoras y sello.

2.2. Marco estratigráfico.

La cuenca de Veracruz se distribuye en un área de aproximadamente **24,000 km²** incluyendo a su parte marina somera (Guzmán, 1999), y se conforma de dos unidades geológicas bien definidas: la Plataforma de Córdoba y la Cuenca Terciaria.



2.2.1. Plataforma de Córdoba.

Plataforma de Córdoba, constituida de rocas calcáreas mesozoicas con una extensión de **8,100 km²** aproximadamente.

De acuerdo con la información geológica, se ha concluido que el mayor espesor de sedimentos mesozoicos se depositó sobre la Plataforma de Córdoba, disminuyendo hacia la cuenca de Zongolica y de Veracruz que la limitan, formándose dos bordes sumamente complejos (figura 7) en donde, para cada línea de tiempo, se desarrollaron cuerpos arrecifales y depósitos lagunares con sus respectivas facies de pre y post-arrecife.

En general se considera que la columna sedimentaria descansa sobre un basamento metamórfico granítico de edad paleozoica y se inicia con los depósitos de sedimentos del Triásico-Jurásico Medio, de carácter continental; le siguen secuencias del Jurásico Superior, depositadas de manera discordante, constituidas por evaporitas y carbonatos. En el Cretácico, de manera general se tienen carbonatos y margas.

2.2.2. La Cuenca Terciaria de Veracruz.

Cuenca Terciaria de Veracruz (CTV), en su litología predominan las rocas siliciclásticas (lutitas, areniscas y conglomerados) de edad terciaria, en la actualidad bajo el contexto terrestre, aunque cuenta con una porción marina en el presente en donde se ha establecido producción en su parte norte y se tienen avances exploratorios importantes. La CTV alcanza un espesor de cerca de 9000 m en su depocentro.

En la **figura 8** se muestra la tabla estratigráfica sólo del Cenozoico, dentro del cual está el intervalo de interés que es el Mioceno - Plioceno, así como las principales formaciones nombradas en la literatura. La columna completa abarca desde el Triásico, y en la base de éste se marca el basamento cristalino, tomado de PEMEX et al (2000).

Actualmente en la exploración petrolera y sólo para la edad del Terciario, se evita trabajar con formaciones, por lo que en los siguientes capítulos se hace referencia sólo a nivel estratigráfico con la denotación de edad geológica.

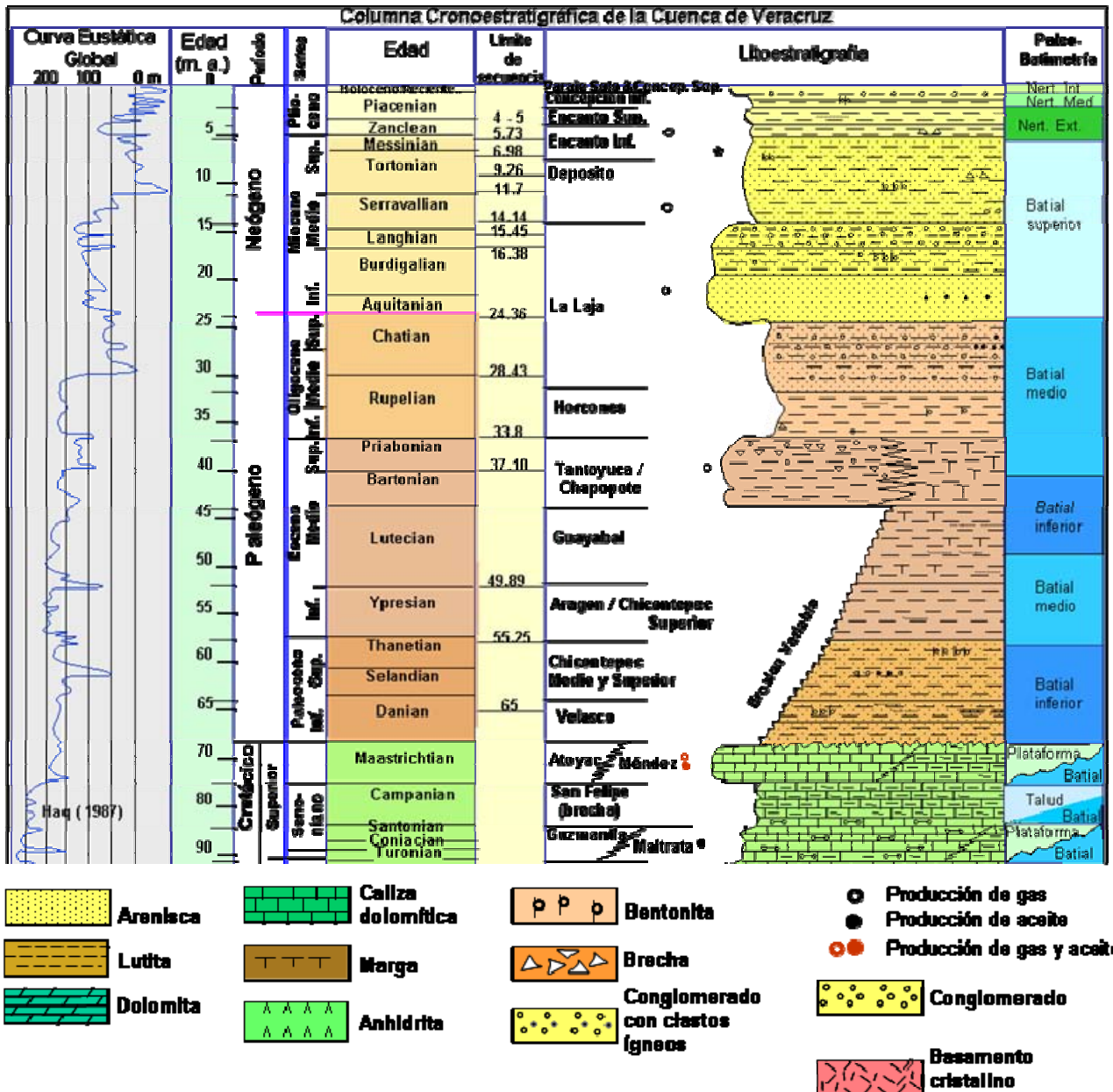


Figura 8.- Columna estratigráfica desde la base del Paleógeno hasta el Reciente, dentro de la cual el intervalo de interés en este trabajo es a nivel Mioceno – Plioceno. Simplificado de PEMEX et al. (2000).



Existen evidencias paleontológicas de que algunas de las formaciones de la CTV se depositaron en un ambiente de plataforma externa y de talud, con fuertes pendientes, motivo por el cual los clastos tanto externos como los derivados de la primera, fueron transportados y depositados por un sistema de paleo – cañones submarinos para formar el mayor volumen de estratos en el piso de la cuenca en forma de complejos de abanicos, y de canales con sus respectivos desbordes. Este mecanismo predomina hasta el Mioceno Medio, después del cual la contribución se hace sólo por la aportación simple de la plataforma y del talud.

Respecto a las rocas volcánicas que cubren algunas partes del área, son evidentemente más jóvenes que el Mioceno, pues las cubren discordantemente, consisten de lavas de andesita o basalto, brechas, tobas y cenizas volcánicas derramadas por antiguos aparatos volcánicos, de los cuales sólo quedan como testigos el Pico de Orizaba, Cofre de Perote y Volcán de San Martín.

2.2.3. Desarrollo estratigráfico de la Cuenca de Veracruz del Paleógeno al Neógeno

En diversos estudios como Arreguín (2003) y Martínez et al. (2005) se determina, para la parte norte de la CTV que en el Paleoceno – Oligoceno debido a la actividad tectónica, se producen taludes muy inestables que provocan flujos intermitentes de escombros sobre y al pie de éstos. En el Mioceno la sedimentación se caracteriza por eventos transgresivos con ciclos regresivos de corta duración; en la etapa temprana de éste se inicia el levantamiento de la cuenca y la composición de los clastos denudados de las estructuras varía de una composición carbonatada a metamórfica en el sureste, y de ígnea a calcárea en el noroeste. Estos clastos forman una sedimentación conglomerática que rellena varios sistemas canalizados y rectos, la mayoría en la margen occidental de la cuenca.

Para el Mioceno Medio se alcanza el máximo desarrollo de la deformación y esto provoca la inversión de la cuenca. Lo que era la antigua cuenca de foreland se secciona en depresiones separadas por *trends* estructurales, y se propone una variación vertical, de forma gradual, en la composición de las areniscas de calcáreas pasan a ser siliciclásticas con predominio de fragmentos ígneos y metamórficos. Para este tiempo los yacimientos importantes se asocian a facies de complejos de canal y de abanicos submarinos.

En el Mioceno Tardío se define una intermitente actividad tectónica, a la vez que se inicia un sistema regresivo marino, en donde la plataforma migra hacia la cuenca.

En la **Tabla V** se muestra en forma condensada la información completa del comportamiento estratigráfico en la porción norte de la CTV, aunque más adelante se explica lo que se tiene para la parte sur.

EDAD	LIMITE DE SECUENCIA DEPOSITACIONAL		SISTEMA DE DEPOSITO	UNIDAD PRODUCTORA
RECIENTE				
PLIOCENO	MSI_PI_04_20	PROGRADACIONES		
	MSI_PI_05_00		CANALES MEANDRICOS	COCUITE y LIZAMBA
	LS_MS_05_73		PISO DE CUENCA	
MIOCENO SUPERIOR	MSI_MS_06_00	ABANICOS DE CUENCA	CANALES MEANDRICOS Y ABANICOS DE PISO DE CUENCA	PLAYUELA, VISTOSO APERTURA, COCUITE
	LS_MS_06_98		PISO DE CUENCA	
	MSI_MS_07_08		ABANICOS PISO DE CUENCA CON APOORTE MULTIPLE	COCUITE = BREÑA, ARENA G. LIZAMBA = ARQUIMIA, KEPLER.
	LS_MS_09_26		PISO DE CUENCA	
	MSI_MM_11_20		ABANICOS DE PISO DE CUENCA REGIONALES. APOORTE MULTIPLE	COCUITE, APERTURA, MADERA, ULOA, NOVILLERO
MIOCENO MEDIO	LS_MM_11_70	DESARROLLO CAÑONES	ULTIMA ETAPA DE RELLENO DE CAÑONES:	
MIOCENO INFERIOR	LS_MI_16_38		ABANICOS DE PIE DE TALUD ABASTECIDOS POR CAÑONES Y FLUJOS DE ESCOMBROS	APERTURA, LIZAMBA, NOVILLERO
	LS_MI_17_34			
OLIGOCENO	LS_OL_24_36			

Tabla V.- Se muestran los límites de secuencias depositacionales (LS) así como las máximas superficies de inundación (MSI) con su edad asignada en millones de años. Además del sistema de depósito, se muestran los campos ligados al sistema de depósito en el cual producen al norte y noroeste del área de estudio. Modificado de Martínez M. et al. (2005), Activo Integral Veracruz.

Por otro lado, al sur del área de estudio (ver **figura 2**) y en dirección SW – NE se han planteado (Equipo Papaloapan B, 2004) con el aporte de paleontología, petrofísica y sismo – estratigrafía, límites de secuencias desde la cima del Eoceno y base del Oligoceno al que le corresponde una edad de 36 millones de años, hasta la terminación del Plioceno Superior, al que se le asigna una edad de 1.6 millones de años. Según esta referencia, se postula que la



mayor parte de las secuencias son depositadas en ambientes de aguas profundas, es decir que los sedimentos erosionados del noroeste de esta zona son depositados en abanicos de piso de cuenca. Tales fenómenos de erosión por un lado y depósito por el otro, predominaron desde el Oligoceno Temprano con oscilaciones de regresión y transgresión marina hasta prácticamente terminar el Mioceno Tardío, después del cual, ya en el Plioceno Medio – Tardío, se marca una importante progradación del margen de plataforma hacia la cuenca. De las secuencias identificadas en el trabajo antes mencionado, se resalta que la deformación asociada al límite de secuencia que corresponde a 13.8 millones de años, durante el Mioceno Medio, juega un papel importante en la distribución de flujos turbidíticos durante el Neógeno. En la **figura 9** se muestra en forma resumida el proceso antes mencionado para una sección de 40 Km. prácticamente de sur a norte cerca del área de estudio; la constitución litológica de los lóbulos depositados en el piso de la cuenca, se marca en la parte superior de la figura, como una alternancia de lutitas y areniscas, lo cual hace atractivo a este tipo de depósitos, ya que en éstos se da el sistema ideal para el entrapamiento de hidrocarburos. Ejemplos claros de este tipo de yacimientos gasíferos se tienen en el campo Vistoso, al noreste del área de estudio y al sureste del Puerto de Veracruz.

2.3. Modelo geológico

De acuerdo a lo mostrado anteriormente, se tiene que principalmente para el Neógeno se puede representar en forma esquemática el modelo geológico mostrado en la **figura 10**, en donde se muestra desde la presencia de los cañones en la plataforma externa, pasando por los flujos de escombros o slumps en el talud, y la actividad de los canales desde el piso de éste hasta desembocar y formar los lóbulos en la cuenca.

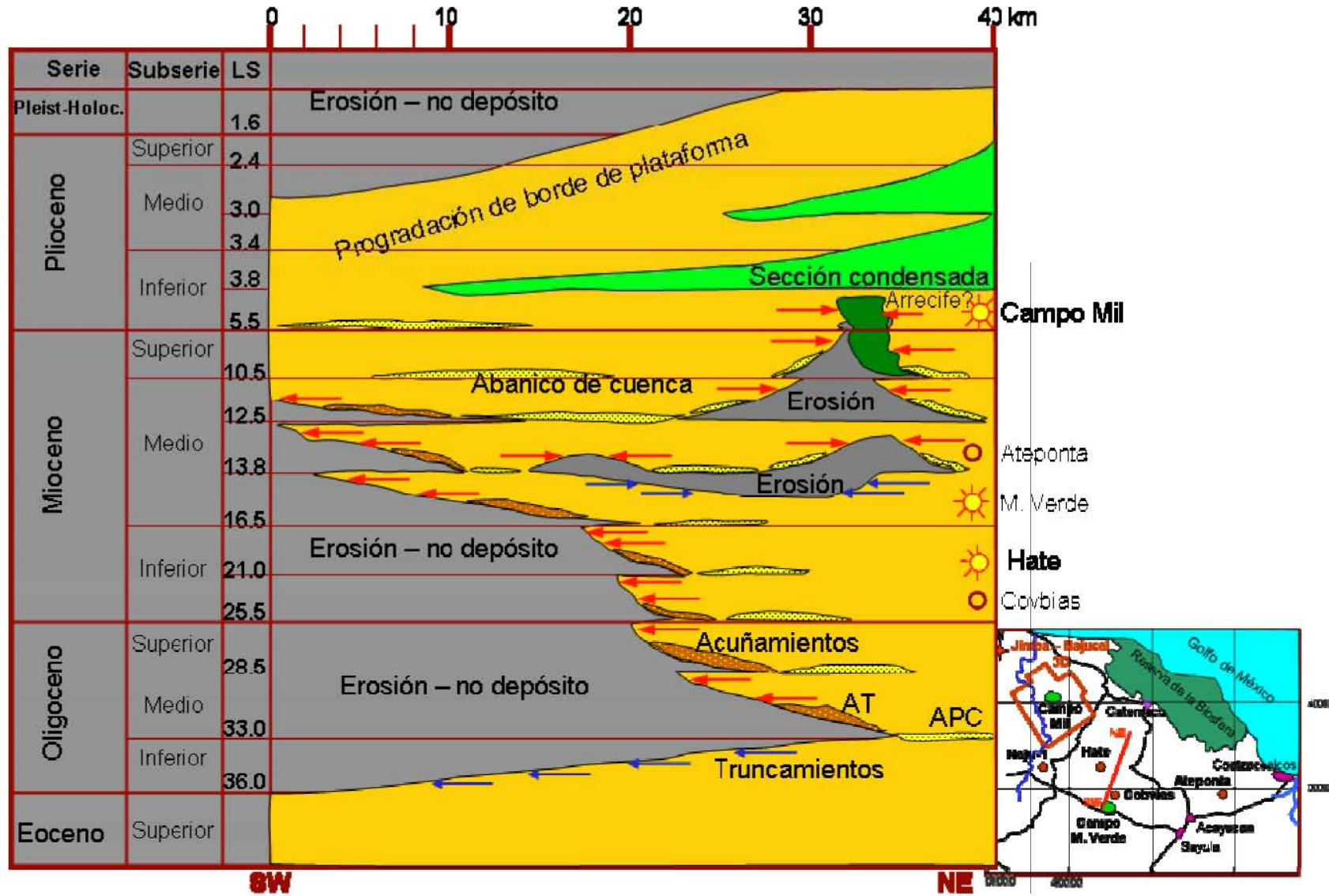


Figura 9.- Evolución estratigráfica determinada al sureste del área de trabajo. Los principales sistemas de depósito se marcan como: AT.- Abanicos de talud, APC.- Abanicos de piso de cuenca. Modificado de Papaloapan B (2004).

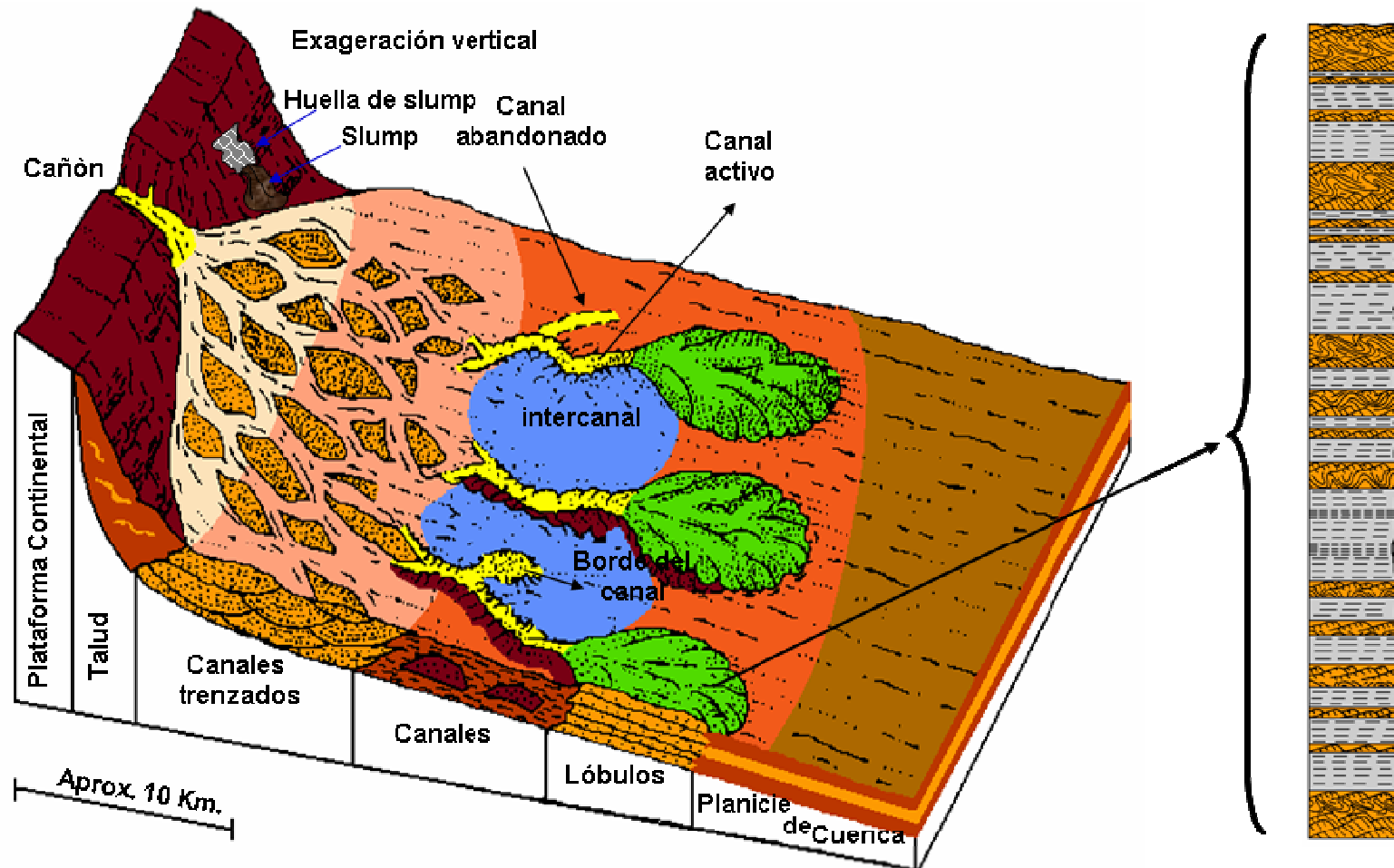


Figura 10.-Modelo geológico manejado actualmente para el área de estudio. Principalmente se definen abanicos de talud (en la desembocadura del cañón), así como complejos en forma de abanicos y canales de piso de cuenca. Tomado de Shanmugam (1988).



La alternancia en la sedimentación en los lóbulos es marcada por la columna en la parte lateral de la figura. Donde se puede dar inclusive la secuencia Bouma para caso de complejos turbidíticos, la aplicación y correcto uso de éste término está dado por Royhan (2004).

Debido al estado actual del área de estudio, este modelo geológico puede tener algunas variantes, las cuales son ejemplificadas en publicaciones de Reading and Richards (1994), quienes plantean en modelos esquemáticos, la extensión lateral desde la costa hasta la parte final dentro de la cuenca de este tipo de sistema de depósito desde menos de 10 Km. hasta sobrepasar los 500 km. Los elementos que involucran los depósitos de piso de cuenca se muestran en el siguiente capítulo.



3. MANEJO DE LA ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS

3.1. Revisión de conceptos

En primera instancia se tiene el término de estratigrafía de secuencias con diversos conceptos al respecto, de los que sobresalen los siguientes:

- 1.- Estudio de las relaciones de las rocas con base en un marco estratigráfico – tiempo repetitivo, generalmente relacionado a límites de estratos por superficies de erosión o no depósito, o sus conformidades correlativas, según Posamentier et al (1988) y Wagoner (1995).
- 2.- Análisis de unidades depositacionales genéticamente relacionadas, limitadas en parte por superficies de erosión o no depósito, según Galloway (1989).
- 3.- Análisis de patrones de ciclos de sedimentación que se presentan en sucesiones estratigráficas, así como su desarrollo en respuesta a variaciones en el aporte sedimentario y generación de espacio para la acumulación de sedimentos, por Posamentier et al. (1999).
- 4.- Reconocimiento y correlación de superficies estratigráficas que representan cambios en la tendencia depositacional de las rocas sedimentarias. Tales cambios son generados por la interacción de la sedimentación, erosión y oscilaciones del nivel base, que son determinados por análisis sedimentológico y relaciones geométricas.

Con base en estos conceptos, es necesario agregar los siguientes elementos clave (que en el presente trabajo se decidió dejar los términos en su postulado original de idioma, para que el lector los asimile fácilmente) en la estratigrafía de secuencias como son:

- a) El **sistema depositacional**; que representa el producto sedimentario de ambientes depositacionales asociados. Son lateralmente limitados, formando asociaciones locales de elementos paleo – geomórficos.
- b) A propósito de estos elementos, se tiene el concepto de *systems tract*, que según Brown y Fisher (1977) en Catuneanu (2002) es una relación de sistemas depositacionales contemporáneos, donde un sistema depositacional es un ensamble tridimensional de litofacies, ligadas genéticamente por procesos activos (modernos) o inferidos (antiguos) y ambientes; de esta forma cada *systems tract* forma una subdivisión de una secuencia. Por lo que el *systems tract* es interpretado con base en patrones de apilamiento de estratos, posición en la secuencia, y tipos de superficies limitantes. El tiempo de los *systems tracts* se infiere en relación a la curva que describe las fluctuaciones del nivel base en la línea de costa (*shoreline*). Las secuencias y *systems tracts* son limitadas por superficies estratigráficas clave que significan eventos específicos dentro de la historia depositacional de la cuenca; las



primeras corresponden a ciclos estratigráficos completos de los cambios de tendencia depositacional.

c).- **Nivel base.**- Ya sea de depósito o erosión, es generalmente enfocado como una superficie de referencia global en la cual la denudación continental y la agradación marina tienden a avanzar. El nivel de base marino (nivel del mar) y los perfiles clasificados fluviales (en relación al nivel base continental) se usan conjuntamente para definir un nivel base estratigráfico compuesto, el cual es la superficie de equilibrio entre la erosión y el depósito para ambas áreas continental y marina. De esta forma, los modelos de estratigrafía de secuencias toman en cuenta una curva de fluctuaciones del nivel base que describen los cambios en el acomodo en la línea de costa. La interacción entre la sedimentación y esta curva de cambios de nivel base controla el movimiento transgresivo y regresivo de la línea de costa. De acuerdo a Catuneanu et al. (1998), para la parte marina, la magnitud y periodo de movimientos del nivel base puede cambiar en respuesta a la interacción entre la eustasia y la subsidencia diferencial. De esta forma, las fluctuaciones del nivel base son independientes de la sedimentación, y refleja cambios en respuesta a un número de controles externos (eustáticos, tectónicos, climáticos), diagenéticos (compactación del sedimento), y ambientales (oleaje y energía de corrientes).

d).- **Transgresión;** Es definida como una migración al continente de la línea de costa, y resulta en un patrón de apilamiento retrogradacional; esto es, que las facies marinas se mueven hacia y sobre facies no marinas. En este mismo contexto se tiene que la retrogradación es un diagnóstico de una tendencia depositacional de una transgresión, y es definida como un movimiento hacia el continente.

e).- **Regresión;** es una migración hacia el mar de la línea de costa. Esta resulta en un patrón de apilamiento progradacional; esto es, facies no marinas que se mueven hacia y sobre facies marinas (**Figura 11**).

f).- **Regresión forzada;** Ocurre durante episodios de caída del nivel base, cuando la línea de costa es forzada a regresar por este evento respecto del aporte de sedimento.

g).- **Regresión normal;** ocurre en los episodios tempranos y tardíos del levantamiento del nivel base, cuando los rangos de sedimentación sobrepasan el bajo rango del levantamiento del nivel base en la línea de costa.

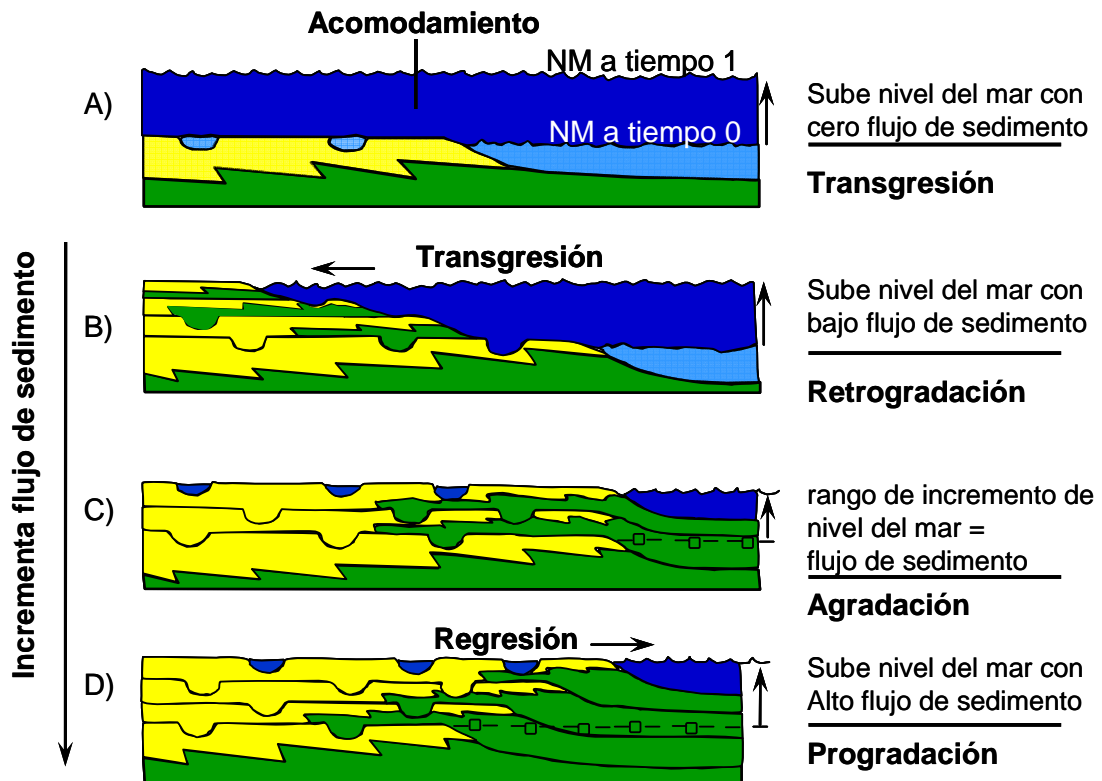


Figura 11.- Patrones de apilamientos: transgresivo, retrogradacional, agradacional y progradacional. NM; Nivel del mar al tiempo señalado. La distinción entre agradación y progradación se marca por la variación de la distancia lateral (marcada por los cuadritos unidos por línea punteada) con respecto a un punto fijo, de cada evento de depósito. Tomado de Posamentier - Allen (1999).

Las superficies de secuencias estratigráficas están definidas en relación a dos curvas; una que describe los cambios del nivel base en la línea de costa, y la otra que describe los movimientos asociados de esta misma línea. Para aclarar este juego de palabras se muestran en la **figura 12** estas dos curvas; la punteada señala el cambio de nivel base, en cuanto a caída e incremento en un eje, y la continua que marca las regresiones y transgresiones, ambas con un eje vertical en el que se maneja el tiempo para estos eventos. De las diversas superficies de secuencias estratigráficas se tienen las siguientes: La **discordancia subaérea**; que es una superficie de erosión o no depósito creada durante la caída del nivel base por procesos subaéreos. Tiene su correlativa concordancia marina con tiempo correspondiente al final de la caída del nivel base en la línea de costa, aunque se tienen discrepancias para tomarla como superficie en estratigrafía de secuencias. Otra superficie importante es la **basal de regresión forzada**, analizada por Hunt et al. (1972) en Catuneanu (2002) que define precisamente la base de todos los depósitos que se acumulan en el ambiente marino durante la regresión forzada de la línea de costa. La siguiente es la **superficie regresiva de erosión** marina que es provocada por el oleaje en la parte inferior

de costa adentro (shoreface) durante la regresión forzada de la línea de costa. Un sinónimo de ésta es la **superficie regresiva de ravinement** (Galloway, 2001). En este contexto está la superficie regresiva máxima (Helland et al. 1996) y se define en relación a la curva transgresión – regresión, marcando los puntos entre ésta última y la subsecuente transgresión. En contraparte está la **superficie de inundación máxima** (Posamentier et al; 1988; Galloway, 1989, entre otros) que también está definida en la mencionada curva, marcando el final de la transgresión de la línea de costa (relacionar con **figura 11**). Esta superficie separa estratos retrogradantes inferiores de estratos progradantes superiores. En una sucesión marina, la máxima superficie de inundación se pone en la cima de una tendencia (transgresiva) grano creciente de depósitos. En dirección costa afuera, los depósitos transgresivos pueden reducirse a una sección condensada, o bien puede perderse. Los cambios marcados de nivel base en esta **figura 12** son idealizados ya que se marcan con una curva sinusoidal simétrica lo cual no necesariamente es un caso real; Catuneanu (2002) menciona que existen ejemplos del Plioceno en el Golfo de México que sugieren largos estadios de caída de nivel base en comparación a lo que tarda el levantamiento de éste en relación a las fluctuaciones climáticas glacio – eustáticas. Este comportamiento se da al requerirse mayor tiempo para crear las capas de hielo (caída del nivel base) que el necesario para que se derritan éstas (Blum, 2001).

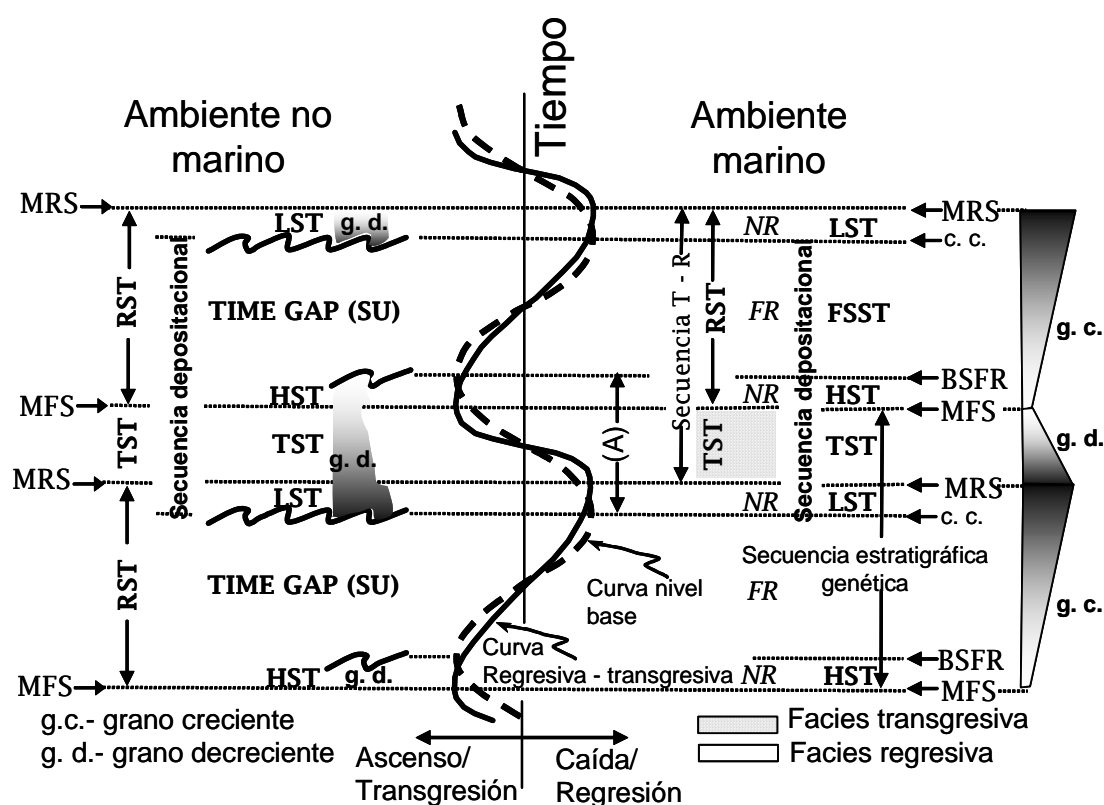


Figura 12.- Secuencias, systems tracts, y superficies estratigráficas definidas en relación a las curvas de nivel base y de transgresión (T – R) regresión. Explicación de abreviaciones en la siguiente página.



Abreviaciones: SU – discordancia subarérea; c.c. concordancia correlativa; BSFR – superficie basal de regresión forzada; MRS – máxima superficie regresiva; MFS – máxima superficie de inundación; R – superficie de ravinement; IV – valle de incisión; (A) – acomodo positivo (incremento del nivel base); NR – regresión normal; FR – regresión forzada; LST – lowstand systems tract; TST – transgresive systems tract; HST – highstand systems tract; FSST – falling stage systems tract; RST – regressive systems tract; DS – secuencia depositacional; GS – secuencia estratigráfica genética; TR – secuencia regresiva – transgresiva. Tomado de Catuneanu (2002).

A nivel casi general se tiene la idea de que si en algún lugar del mundo funciona algún modelo geológico y si las características del subsuelo se plantean similares a nuestra área de estudio es casi seguro que éste funcione en nuestra zona. Esto no es del todo cierto, ya que cada cuenca presenta características propias y los modelos son solo eso, aproximaciones de la conformación inicial del subsuelo del cual casi siempre se tienen pocos elementos. En este contexto, en la estratigrafía de secuencias no se maneja un modelo universal; lo que sí se manejan son criterios y metodologías para predecir el comportamiento del subsuelo considerando las características particulares. De esta forma sí es viable revisar algunos ejemplos de cómo se enfoca el análisis de la cuenca en la predicción de acumulación favorable de hidrocarburos.

De las evidencias mostradas en el apartado 2.2.3 en este caso se analizan los depósitos que se desarrollan desde el pie de talud hasta el piso de cuenca, concretamente nos referimos a los complejos de abanicos y canales. Según Mitchum et al. (1993), los abanicos de piso de cuenca “son una porción del *lowstand systems tract* (LST) (**figura 13**) caracterizado por depósitos de este estilo, ya sea en la parte inferior del talud o precisamente en el piso de la cuenca”. Wagoner et al. (1987) mencionan que la base de estos abanicos está conformada por un límite de **secuencia tipo 1** y la cima es una superficie en *downlap*. Este límite se forma cuando el nivel medio relativo del mar baja mas allá del borde (o quiebre) de plataforma, mientras que el **tipo 2** se forma con descensos pequeños del mismo que no pasan este borde. Por otra parte, Vail (1990) y Posamentier et al. (1988) concluyen de sus interpretaciones que los abanicos de piso de cuenca se forman durante la fase temprana de la caída el nivel relativo del mar.

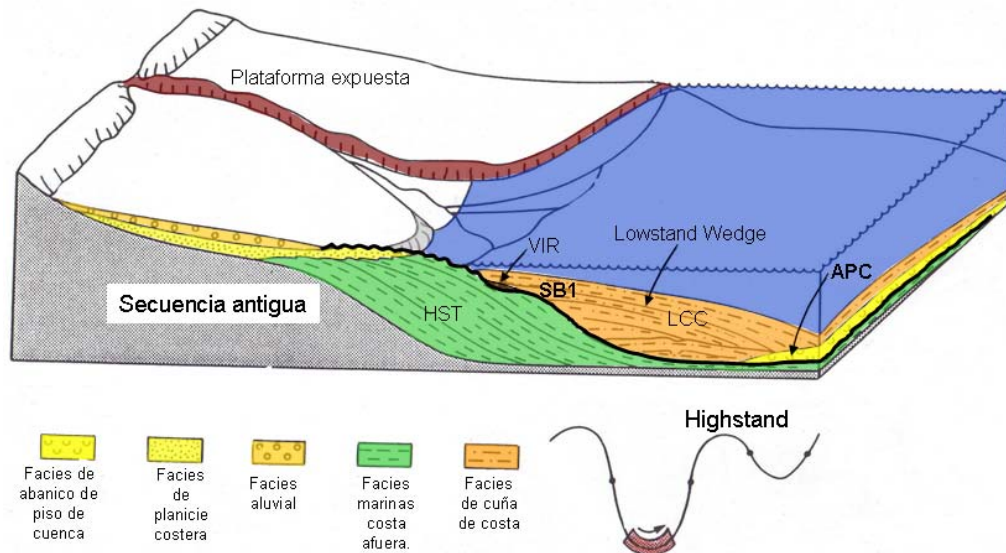


Figura 13.- Sistema siliciclástico; muestra la fase tardía de lowstand y la formación del sistema de valle de incisión, complejo de canales de levee (con el abanico de talud) y la cuña progradante o lowstand wedge systems tract. VIR= Relleno de Valle de incisión, LCC= Complejo de canales y levees, APC= Abanicos de piso de cuenca, o BFF por sus siglas en inglés. Se indica con línea resaltada el límite de secuencia tipo 1 (SB1) que costa adentro se observa como una discordancia erosiva Tomado de Haq (1991), modificado posterior a Posamentier et al (1988).

En la **figura 14** se muestra la conformación general de esta unidad estratigráfica rica en arenas (así como su respuesta en registros geofísicos), producto posiblemente del flujo temprano de este material construido en los valles de incisión y de la clasificación que ocurre durante el flujo de turbidez pendiente abajo del talud (Mitchum et al. 1993).

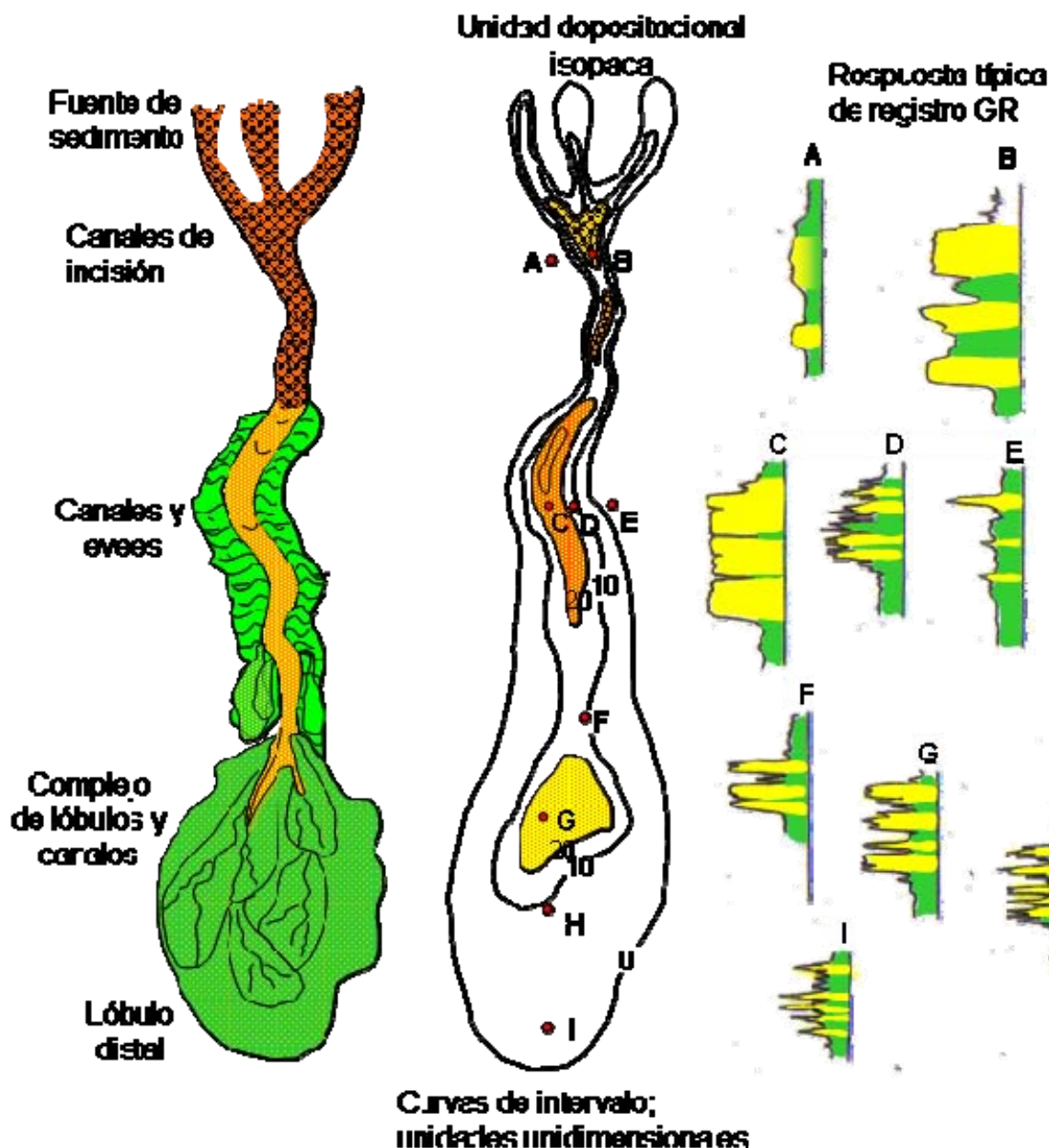


Figura 14.- Elementos geomórficos, isopaca y patrón de registros del Complejo canal – lóbulo. La respuesta típica del registro de rayos gamma corresponde a las letras asignadas a los puntos sobrepuestos en la unidad depositacional de la isopaca. Modificado de Galloway et al. (2001).

3.2. Relación de la sismoestratigrafía con la estratigrafía de secuencias

En la revisión breve de conceptos que involucra la aplicación de estratigrafía de secuencias con el aporte sísmico se tiene lo siguiente:

La estratigrafía de secuencias enfatiza tres conceptos básicos de aplicación directa a los problemas de exploración y producción, como se muestra en la **figura 15**; éstas son:

1) El papel básico de la geometría de los estratos en la distribución de sedimentos, 2) la integración detallada de datos petrofísicos, bioestratigráficos y sísmicos, y 3) el modelo de acomodo de Vail (1987 - 88), Jersey (1988), Van Wagoner (1987 - 88) en Sangree et al. (1990), entre otros autores; como el soporte básico para el análisis de las relaciones de subsidencia tectónica y estratigrafía hasta ciclos eustáticos.



Figura 15.- Factores interrelacionados en la cadena de valores de exploración de hidrocarburos. Tomado de Sangree, Vail y Mitchum (1990).

Se tienen dos conceptos importantes que involucran a las superficies estratigráficas; por un lado, el que se refiere a los tipos de terminaciones de los estratos, y por el otro el que trata a las superficies de secuencias estratigráficas. Dentro de las que destacan para las primeras están; las que se describen por truncación, *toplap*, *onlap*, *downlap*, y *offlap* (figura 16). Excepto para el primer término, todos estos fueron introducidos por el desarrollo de la estratigrafía sísmica para definir la arquitectura de las reflexiones sísmicas (Mitchum y Vail, 1977). Ya para la estratigrafía de secuencias, éstos han sido aplicados por Posamentier et al (1999), entre otros, para describir los patrones de apilamiento de unidades de estratos y para proveer diagnósticos de características para el reconocimiento de varias superficies y systems tracts. La aplicación directa de las terminaciones está por ejemplo en: *onlap* costero, indica transgresión, *offlap* puede inferirse para regresión forzada, y *downlap* puede formarse en relación de regresiones normal y forzada. La formación de *toplap* requiere progradación de clinofomas (frente deltaico) con perfecto *bypass* en la planicie deltáica.

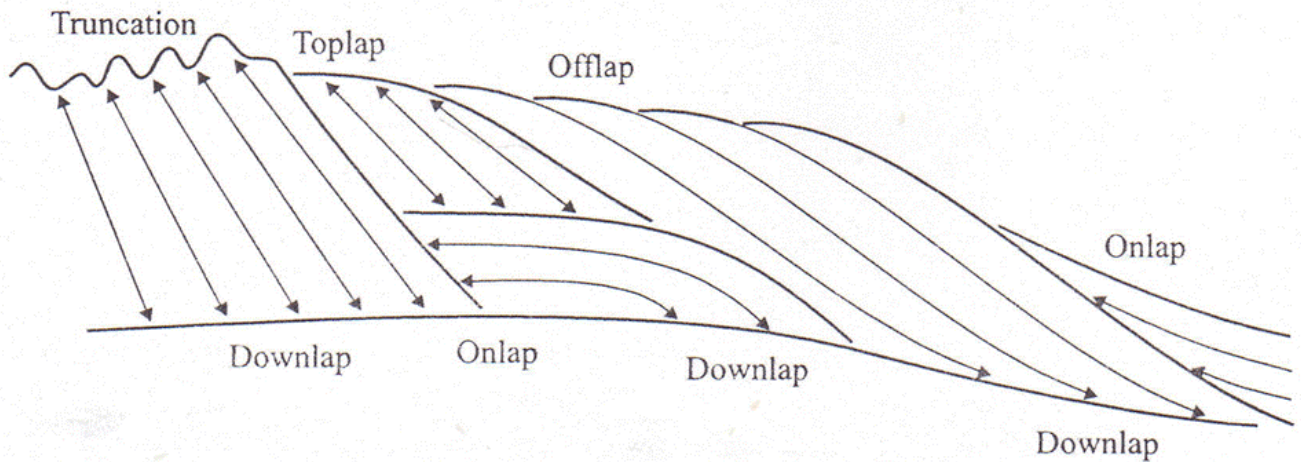


Figura 16.- Tipo de terminaciones de estratos. El efecto tectónico puede causar confusión entre onlap y downlap, debido a los cambios de rango entre el echado del estrato y la inclinación de la superficie estratigráfica contra la cual termine. Estas terminaciones pueden encontrarse en los datos sísmicos. Modificado de Emery and Meyers (1996).

En forma resumida se muestra en la **tabla VI** la relación de la conformación de las facies sísmicas con respecto a la geología. De esta forma, se aprovechan las bondades de la sísmica y se infiere su relación con el comportamiento geológico del subsuelo y la presencia de posibles fluidos.

Posterior a esta relación se marca en la **tabla VII** cómo se maneja la nomenclatura para describir las facies sísmicas, lo que se utiliza en su momento para la definición de geometrías internas, así como los tipos de límites de estas facies.

Parámetros de facies sísmicas	Interpretación geológica
Configuración de reflexión	Patrones de estratificación
	Procesos depositacionales
	Erosión y paleotopografía
Continuidad de reflexión	Continuidad de capas
	Procesos depositacionales
Amplitud de la reflexión	Contraste de velocidad - densidad
	Espaciamiento de capas
	Contenido de fluidos
Formas externas y asociación areal	Ambiente general depositacional
	Fuente de sedimento
	Entorno geológico

Tabla VI.- Relación de los parámetros de las facies sísmicas con su posible interpretación geológica. Tomado de Macurda (2007).

Terminación de reflexión en límite inferior
On Onlap, C Concordante, Dn Downlap

Terminación de reflexión en límite superior
Tc Truncación C Concordante
Tp Toplap

Configuración interna

Paralela (P), Subparalela (Sp), Divergente (D), Sigmoide (S), Oblicua (Ob), Oblicua sigmoide compleja (OS), en Teja (T), Hummocky (H), Caótica (C), Reflexión libre (RL), monticular (M), Clinoforma hummocky (Ch), Relleno Onlap (OR)

Tabla VII.- Nomenclatura en la determinación de facies sísmicas. Esta es usada en lo posible en el análisis del área de interés. Tomado de Arreguín (1996) y Macurda (2006).

Al determinar en la sísmica las geometrías y terminaciones señaladas en las tablas VI y VII, se está en condiciones de establecer límites de secuencia como se muestra en la **figura 17**

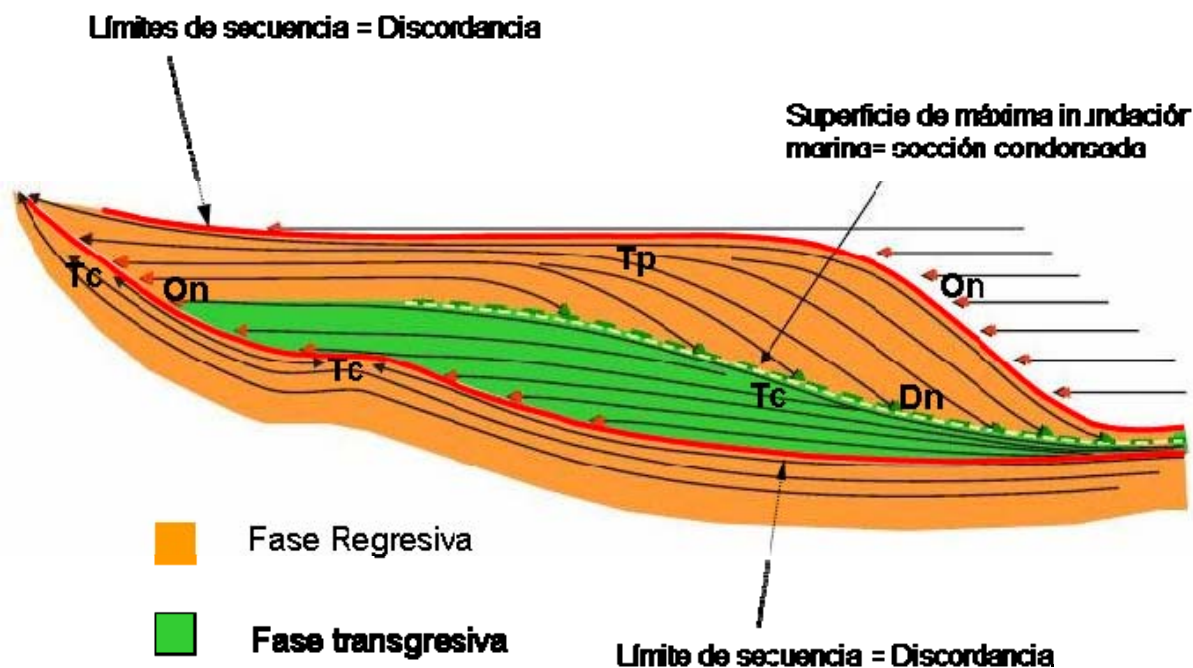


Figura 17.-Conformación de una secuencia limitada en este caso por discordancias. Dn = Downlap; On = Onlap; Tc = Truncaciones; Tp = Toplap. Tomado de Audemar et al (1994).

Estos límites de secuencia fueron buscados y trazados en la sísmica del área de estudio y también se identificaron los límites marcados por discordancias, como la mostrada en la **figura 13** que corresponde al límite de secuencia tipo 1. Los resultados de esta interpretación son mostrados en los capítulos siguientes.



4. SISMOESTRATIGRAFÍA

Antes de definir y correlacionar límites de secuencia, se estableció la calidad y estado de la sísmica del cubo unido Jimba – Najucal. Para esto, en el siguiente apartado se analiza desde la polaridad y fase, así como la calibración con sismogramas sintéticos. Una vez que se conoce la respuesta sísmica, se correlacionaron desde la zona occidental a través de líneas sísmicas 2D, algunos límites de secuencia establecidos; en el área de estudio se definieron las discordancias y otros posibles límites de secuencia viables para seguir en horizontes sísmicos. El trazo de estos se resolvió primero atendiendo terminaciones, geometrías y carácter de reflectores en secciones sísmicas y, posteriormente estos niveles trazados fueron comparados con la respuesta de registros geofísicos.

Con la interpretación de los límites sísmicos bosquejados en todo el cubo sísmico, y de los datos de sismogramas sintéticos y check shots disponibles, se creó el modelo de velocidades, del que se habla más adelante. Posteriormente se hizo la conversión tiempo – profundidad de los horizontes mencionados.

En los puntos **4.2 y 4.3** se muestran y analizan los límites de secuencia creados, así como la asignación de edad y su interacción con el ascenso o descenso del nivel relativo del mar. Con el auxilio de herramientas afines, en los apartados siguientes de este capítulo, se determina el comportamiento principalmente de la roca almacén reportada en los pozos del área, así como también se muestra la evidencia de los sedimentos característicos en el ambiente de depósito. Con estos elementos fue posible predecir la paleogeografía de cada secuencia, esto con referencia en trabajos como Chopra and Marfurt; 2005, y confrontado con trabajos recientes como el de Hongliu et al. 2007.

Con la hipótesis de la dirección desde las zonas de aporte hacia la región de depósito, en los apartados **4.3 y 4.4** se muestran zonas atractivas desde el punto de vista sísmico para analizar posibles trampas y roca almacén, lo cual se muestra en el apartado del capítulo **4.6**. En el mismo apartado **4.4** se muestra la interacción con técnicas alternas en 2D y 3D que ayuden o mejoren la interpretación sísmica, en casos en que el conocimiento común no sea suficiente para soportar o descartar algún área en particular, se mencionan alternativas más sofisticadas (apartado **4.5**), tales como inversión sísmica y análisis de amplitud versus offset (AVO).



4.1. Análisis sísmico

Se revisó el apilamiento y la cobertura de la sísmica. En cuanto a la adquisición de la sísmica de campo, así como de unión y de reprocesado del cubo Jimba – Najucal ya se mencionó (**capítulo 1.4.2**) el estado final de los datos sísmicos, lo que se destaca es que para el área de Jimba se tiene menor apilamiento, lo que conlleva a una menor calidad de los datos en comparación con la sísmica de Najucal; en el análisis de los mapas generados se profundiza más sobre este punto. En esta sección los datos fueron analizados desde un punto de vista de interpretación, para determinar qué características tenían y así ser capaz de predecir rasgos sismoestratigráficos para la exploración de la posible roca almacén, así como para el entrapamiento de hidrocarburos. Para tal caso se hizo el análisis de la polaridad y la fase de la sísmica a trabajar. Este consistió en definir qué pozos contaban con tablas tiempo – profundidad de campo (check shot, VSP, etc.) para desplegarlos en la sísmica que se encuentra en el dominio del tiempo, y de esa manera correlacionar desde la respuesta de registros y del conocimiento de la litología cortada por estos para comparar con las reflexiones positivas y negativas (picos y valles) de la sísmica, aunque para tal correlación fue necesario recurrir a los sismogramas sintéticos.

En primera instancia si se supone que la sísmica está en fase cero, el incremento de impedancia en la interfase de dos medios a un coeficiente de reflexión positiva, se le considera una amplitud sísmica positiva (pico) y se le asigna un color azul, en caso contrario (a un coeficiente de reflexión negativa) se le considera un valle y en el desplegado sísmico (tipo densidad de colores) se verá de color rojo, a esta convención se le denomina polaridad americana (Brawn, 1999); es la que se consideró al analizar nuestros datos. Con esta polaridad planteada y posible fase, se construyeron los sismogramas sintéticos. Estos fueron creados sobre los pozos: Ala - 2, Milsur - 1, Mil - 3 y Mil – 4, que se encuentran dentro del cubo sísmico Jimba – Najucal, y sobre los pozos Tucan – 1 e Ixa – 1A que se ubican fuera pero muy cerca de dicho cubo (ver **figura 2**). Se escogió a estos en principio por que cuentan con un buen registro sónico (DT) a excepción del Mil -4 que fue considerado por ser el único productor, y por que en algunos casos son los más profundos en nuestra área de estudio (p. e. Ixa – 1A). De los pozos listados sólo los dos primeros y el penúltimo cuentan con



checkshot; de todos, sólo el Ixa – 1A tiene registro de densidad, por lo que para el resto se maneja una constante al construir los sismogramas sintéticos. Al tiempo de hacer el presente estudio, el pozo Cal-1 fue ratificado en su posición, y al parecer cuenta con datos de VSP, pero desafortunadamente como es desviado no se contó a tiempo con su registro de trayectoria, así que en el presente se proyectó al objetivo alcanzado en la sísmica, el cual tiene ciertas particularidades que se tratan más adelante. Para el pozo Tlapa - 1 no se cuenta con los registros sísmico ni densidad, tampoco tiene tiro de velocidades, por lo que sólo se tomó alguna TZ de un pozo vecino y se ajustó (se desplazó en escala del tiempo) la respuesta de los registros de resistividad de inducción profunda y de potencial espontáneo a la sísmica. Es necesario agregar que se tiene reporte de dos pozos perforados entre los años 2002 y 2003 y que comparten el mismo punto de partida (pera) que el pozo Milsur-1, sin embargo estos pozos (desviados) solo alcanzan un nivel ya calibrado (a nivel Plioceno Inferior) por el anterior y por el Mil-4, por lo que no fueron considerados para los objetivos de este capítulo, pero sí aportan información importante sobre otros temas que se abordan más adelante.

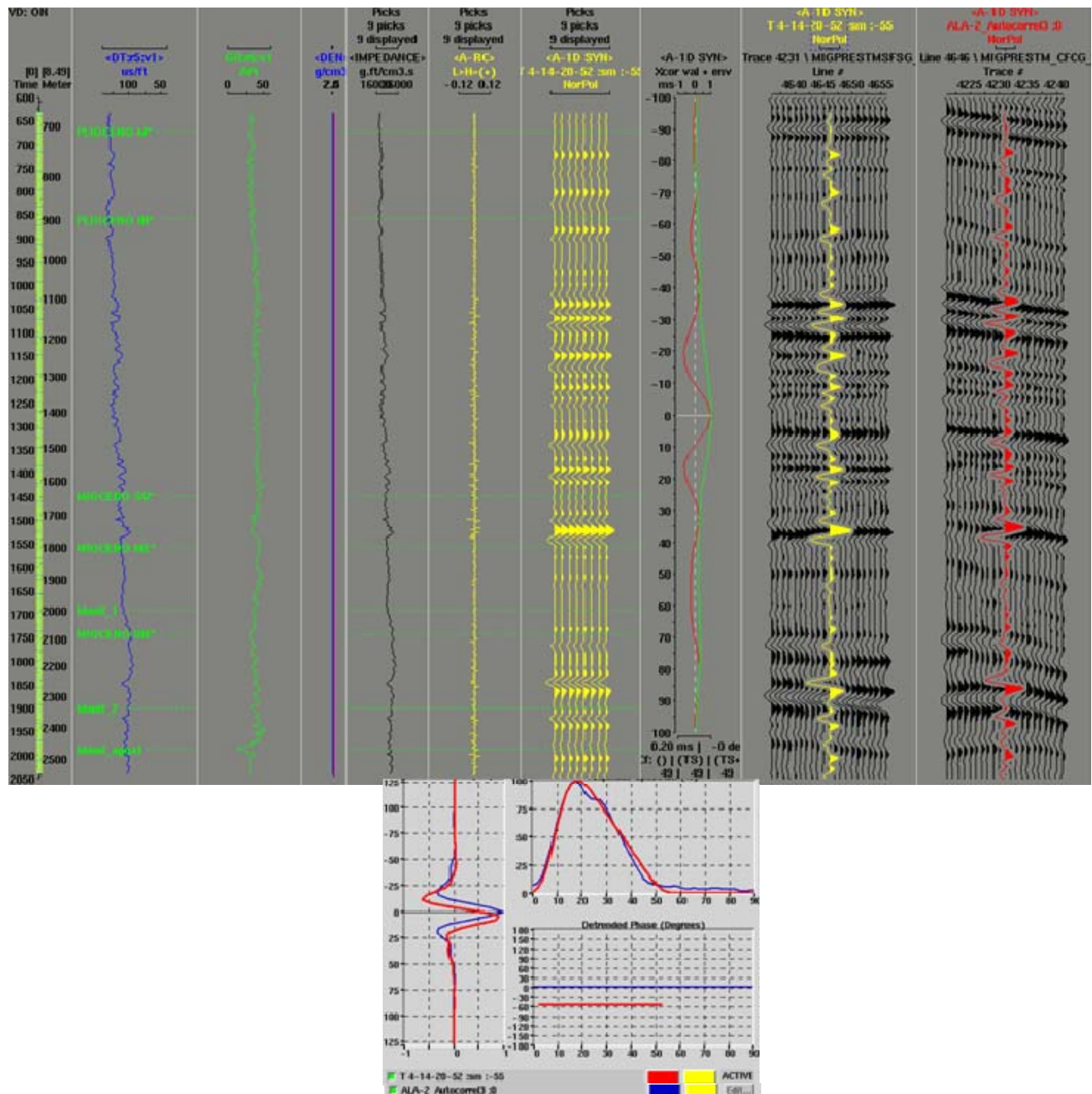


Figura 18.- Construcción de sismograma sintético para el pozo Acua 2 (Ala-2). En la parte izquierda superior se marca la escala tanto en tiempo (ms) como en profundidad (m); en su mayoría los eventos del sismograma sintético (color amarillo) calibran con la sísmica (eventos positivos rellenos). Fue necesaria una rotación de 55° para un espectro de frecuencias útil que va desde arriba de 6 hasta 48 Hertz. En este caso se utilizó un filtro trapezoidal (ventana inferior) con rampa izquierda de 4 a 14 Hz, una cima de 14 a 20 Hz y de 20 a 52 Hz para la rampa derecha. El ajuste del espectro de amplitud, de la ondícula del sismograma generado (curva color rojo) en el dominio de frecuencias es muy alto (escala horizontal derecha) con respecto al de la sísmica (curva azul), lo que confirma el control de ajuste en el antepenúltimo panel de la parte superior de la figura.

Al construir los sismogramas sintéticos, la evidencia que se encontró es que se necesitó una rotación desde 24° hasta 55° en la fase para ajustar lo máximo entre respuesta sísmica y sismograma para el proyecto sísmico 3D, y de 75° a 82° para las líneas sísmicas 2D. Esto sugiere de entrada que la sísmica reprocesada de Jimba – Najucal 3D no está en fase cero. En la **figura 18** se muestra un ejemplo del sismograma sintético para el pozo Acula – 2 (Ala-2), en donde se despliegan de izquierda a derecha registros: sónico (color azul) y rayos gama (color verde) para relacionar los eventos de la respuesta sísmica a la respuesta litológica. De esta manera se muestran todos los sismogramas sintéticos en el **anexo I** (y las ediciones necesarias de los registros utilizados) en donde también se despliegan los espectros de amplitud y potencia versus el rango de frecuencia útil, así como el tipo de filtro usado para aproximarse a un mayor ajuste posible exigido en la sísmica, además en algunos casos se agrega el registro de resistividad (inducción profunda). En este anexo se muestra la longitud tan corta del registro sónico para construir el sismograma sintético del pozo Mil – 4, por lo que la profundidad a la cual se establece como productor (1539 – 1542 mbmr) queda fuera del intervalo registrado en esta curva por lo que el sismograma sólo sirve para calibrar la respuesta sísmica de los últimos metros de perforación.

Con el antecedente de los sismogramas sintéticos, se revisó la respuesta sísmica en los pozos Mil – 3, Mil – 4, Milsur – 1 (desde este último y hacia el NE se desvió el pozo Mil – DL2), Tlapa – 1, así como en Cal – 1 (ver **figura 2** para recordar posición de pozos) e intervalos de respuesta típica de arenas que se conoce por analogía de la zona norte de la Cuenca de Veracruz y se llegó al siguiente análisis sobre la fase sísmica: en las **figuras 19 y 20** se muestra la respuesta sísmica en presencia de arenas reportadas en los pozos Mil – 3, Mil – 4 y Mil – DL2; esta es marcada con una línea punteada. De acuerdo a la paleta de colores se tiene regularmente una tripleta dada por un evento sísmico negativo en medio de dos positivos (pico – valle – pico ó azul – rojo - azul); al estar relativamente cerca dos cuerpos arenosos se juntan dos tripletas dándose la alternancia azul – rojo – azul – rojo – azul, lo cual se presenta en el pozo Mil – 4 (en el Plioceno Inferior), de donde se establece producción de gas seco.

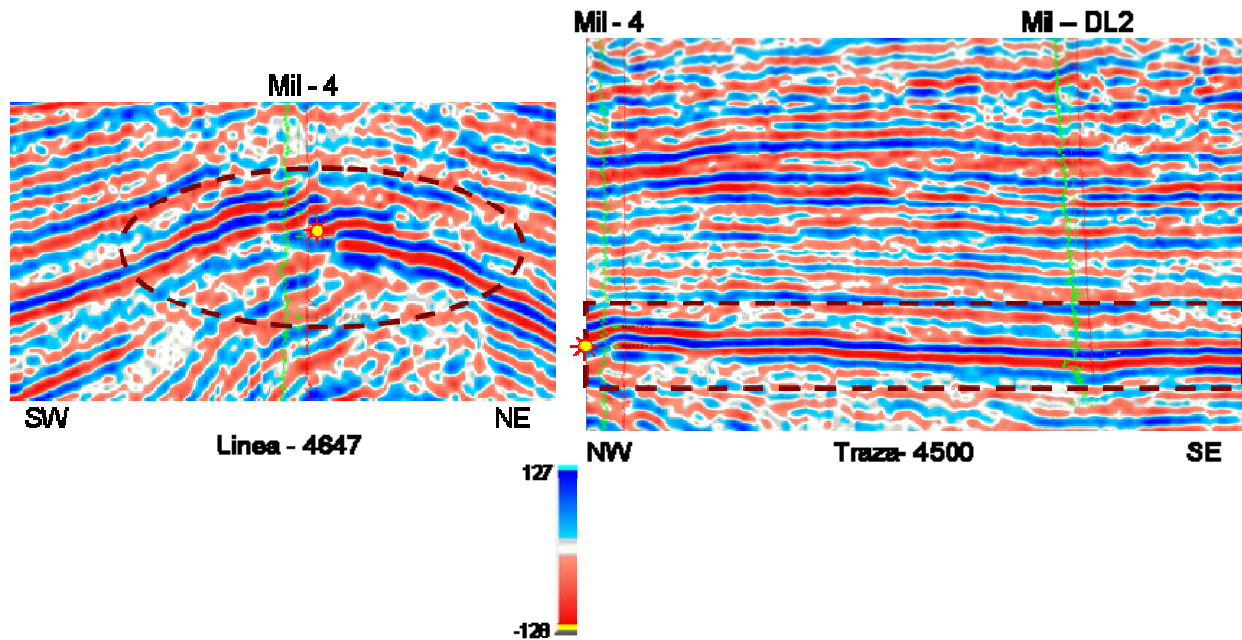


Figura 19.- Respuesta de la sísmica en este caso de dos tripletas juntas azul – rojo – azul – rojo – azul, por dos cuerpos arenosos de alrededor de 3 y 4 m de espesor y separados 35 m respectivamente, que son reportados para el pozo Macuile – 4 (Mil – 4). En el segundo de estos se establece producción de gas. En la traza 4500 el pozo Mil – DL2 perfora la tripleta azul – rojo – azul correspondiente al segundo cuerpo arenoso del pozo Mil – 4.

En contraposición a la respuesta sísmica de las arenas, en presencia de rocas compuestas de conglomerados que se reportan en los pozos Macuile – 3 (Mil – 3) y Caldera – 1) Cal – 1, la respuesta es inversa, es decir con una tripleta de eventos rojo – azul – rojo. Esto se ve más claro en la **figura 20** a la profundidad objetivo del pozo Cal – 1.

De acuerdo a estas observaciones se piensa (como ya se había predispuesto en el análisis de los sismogramas sintéticos) que la información sísmica del cubo Jimba – Najucal 3D se encuentra al menos en fase mínima y no en fase cero, lo cual hubiera sido deseable, ya que en fase cero en lugar de tripleta sólo se tendría la combinación de un evento sísmico negativo con un positivo en el orden correspondiente para la presencia de arenas, conglomerados, arcilla o de roca ígnea que es posible encontrar en ésta área.

Este análisis sirvió para establecer el criterio sobre en cuales eventos seguir las discordancias que funcionan como límites de secuencias y a su vez para señalar oportunidades exploratorias (leads) susceptibles de encontrar hidrocarburos, en especial del tipo de gas

seco reportado en el pozo Mil – 4, como se muestra en los siguientes apartados de este capítulo.

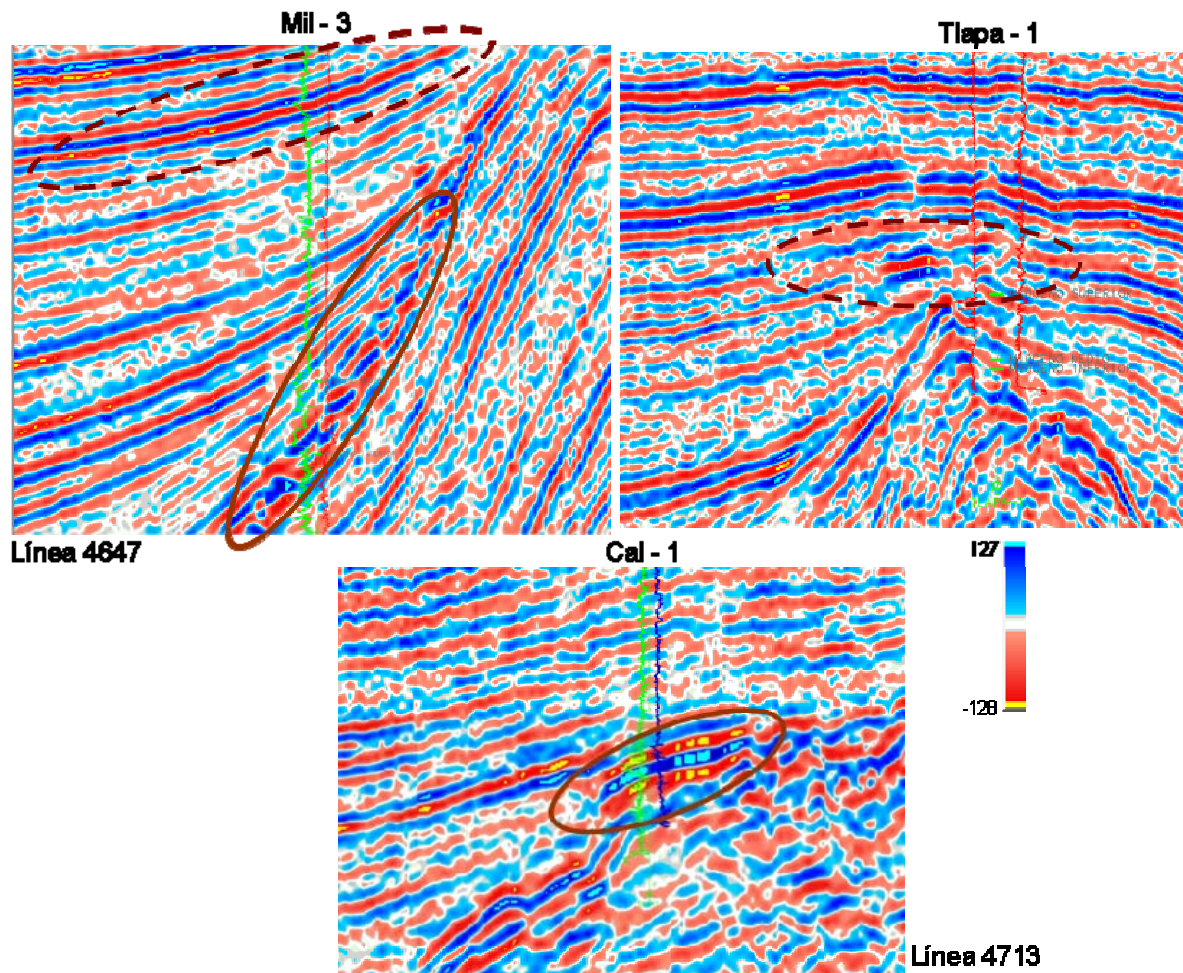


Figura 20.- Con línea punteada se marca la respuesta sísmica a la presencia de arenas reportadas en Macuile – 3 (Mil – 3). De esta respuesta calibrada se señala un evento con posible relación a un cuerpo arenoso que se encuentra cerca del pozo Tlapacotalpan – 1 (Tlapa – 1) pero que no fue cortado por éste. Con línea sólida se marca la respuesta sísmica en presencia de conglomerados reportados por Mil – 3 y Cal – 1; en este último se observa nítidamente que la tripleta va en el orden rojo – azul – rojo.

Un parámetro muy importante en la cuestión de la sísmica que se relaciona directamente con la geología es saber, qué espesores se pueden resolver a los diferentes tiempos (o su equivalente en profundidad) de los cuerpos arenosos que pudieran funcionar como roca almacén, de lo contrario sólo se determinaría su presencia sin definir cima ni base como se planteó anteriormente con los eventos sísmicos. De esta forma se propone el siguiente

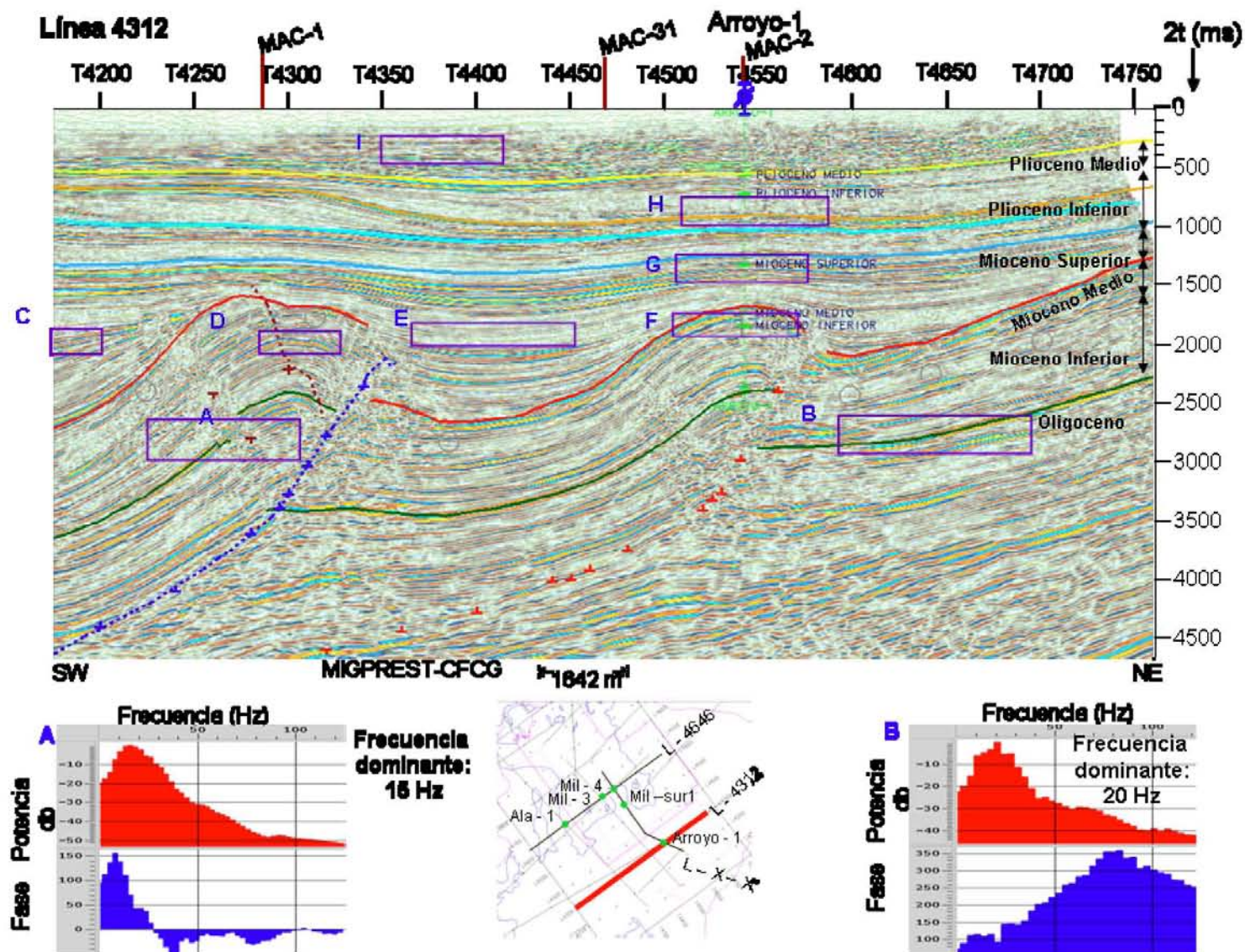


Figura 21.- Se muestra la línea sísmica 4312 del cubo unido Jimba – Najucal. Los rectángulos con letras mayúsculas se relacionan con las gráficas de frecuencia dominante versus potencia y fase (en rojo y azul respectivamente); al lado de éstas se señala la frecuencia dominante en relación con la mayor potencia.



análisis: se tomaron dos líneas sísmicas base y la conexión entre ellas mediante una línea arbitraria; de éstas, se muestra en la **figura 21** la línea 4312 con rectángulos (indicados con letras) de análisis de frecuencia dominante y de fase graficados en la parte inferior de la misma línea. Las siguientes secciones sísmicas 4646 y X – X' y el resto de las respectivas gráficas de frecuencia dominante se agregan en el **anexo II**.

De la revisión de frecuencia dominante a diferentes edades geológicas, se emplearon las fórmulas para determinar la resolución máxima, tomadas de Brown (1999) y de Palafox (2002), es decir para definir cima y base; así como también para establecer el límite de visibilidad de posibles cuerpos arenosos con impregnación de gas (como ejemplo, se recuerdan las reflexiones sísmicas con máximos y mínimos mostradas en los sismogramas sintéticos o los intervalos señalados en las **figuras 19 y 20** considerando los datos sísmicos de buena calidad en relación señal a ruido. En el mejor de los casos, pueden superarse estos límites de visibilidad, si la sísmica es de excelente calidad. En la **tabla VIII** se resume el resultado de este análisis considerando como intervalos a los eventos sísmicos correspondientes al Mioceno Inferior, Mioceno Medio, Mioceno Superior, Plioceno Inferior y Plioceno Medio. Las velocidades de intervalo fueron tomadas de los sismogramas sintéticos para los pozos involucrados en las secciones sísmicas mostradas.

Con el análisis general antes mencionado ya se tuvo un criterio para entrar de lleno a la sismoestratigrafía, no sin antes efectuar un brevemente repaso en lo referente a los registros geofísicos como por ejemplo el comportamiento del denominado rayos gamma (GR), resistividad profunda (ILD), además de potencial espontáneo (SP), que son utilizados para definir (en intervalos de altas lecturas) por ejemplo en GR, niveles correspondientes a posibles superficies de máxima inundación.

Intervalo en edad geológica	Frecuencia leída (Hz) en rectángulos de secciones sísmicas 4312, X – X' y 4646.	Frecuencia dominante considerada (Hz)	Velocidad de intervalo (m/s)	Resolución máxima o espesor mínimo (m)	Límite de visibilidad* (Para detectar arenas) m
Mioceno Inferior	A(15), B (20), D(16)	16	3000	47	9
Mioceno Medio	F(15), J (16), M(16 – 21)	18	4000	55	11
Mioceno Superior	C(18), N(16 – 23)	20	2990	37	7
Plioceno Inferior	H (28), K (23 – 31)	28	2600	23	4
Plioceno Medio	I (31)	31	2200	18	3

Tabla VIII.- En la segunda columna se agrega la frecuencia leída en los rectángulos, de la que se tomó el promedio (F_m), y con la velocidad de intervalo mostrada (V_i), se calculó el espesor mínimo " ΔZ " para identificar cima y base de algún cuerpo de roca (con la fórmula $\Delta Z = 1/4\lambda = (1/4) V_i / F_m$), este aparece en la penúltima columna, donde λ es la longitud de onda. Por otro lado, para saber con qué espesor los posibles cuerpos, digamos que funcionen como roca almacén de gas, pueden ser al menos bosquejados o detectados en la sísmica se utilizó la fórmula: $\lambda/20$. El espesor obtenido en esta expresión se muestra en la última columna de la tabla.* El límite de visibilidad resulta de considerar a los datos sísmicos de muy buena calidad, y en caso de considerarse excelente se podría identificar estratos aún de menor espesor.

4.2. Ubicación de cimas estratigráficas en registros geofísicos

Con el conocimiento de la ubicación de los principales límites de secuencias en el área de Novillero, a partir de los registros de los pozos Loma Bonita 2 y Nov – 12 (Martínez M. et al; inédito), se muestran estos y se identifican en los pozos del área de estudio (ver **figura 2**). Ya que la metodología planteada en este estudio tiene un enfoque hacia la sismoestratigrafía, en este apartado sólo se menciona tal identificación de límites sin una aplicación profunda de petrofísica ni análisis de núcleos, sin embargo puede consultarse a Escalona et al. (2006),



que con la aplicación de estos principios va más allá de este análisis para definir la estratigrafía de secuencias en alguna cuenca en particular.

En este caso sólo se identifican los intervalos con tendencia grano creciente o grano decreciente que se muestra principalmente en los registros rayos gamma, y apoyándose en el registro de resistividad profunda. Las líneas compuestas con pozos corresponden a las secciones sísmicas que en el siguiente apartado se muestran.

No todos los pozos contienen registros de rayos gamma desde el inicio hasta su profundidad total, lo cual sería deseable por lo que este análisis puede enriquecerse posteriormente con información de pozos nuevos. Sólo los pozos: Loma Bonita – 2, Tesechoacán – 1, Acula – 2 y Macuile – 4, también el Caldera – 1 aunque es muy somero y sólo llega al Mioceno Medio, cuentan con registros rayos gamma casi de forma completa.

En la **figura 22** se observan las cimas estratigráficas conocidas en el pozo Loma Bonita – 2 y en la **figura 23** se muestra la posición de éstas con respecto al pozo Novillero – 12 (Nov – 12). En ambas se observa que las cimas definidas no se identifican fácilmente hacia los pozos del área.

El Mioceno Inferior está limitado por dos límites de secuencia, en la base por la denominada LS_OL_24_36 (LS; límite de secuencia, OL; Oligoceno Superior, 24_36; 24.36 millones de años) y la cima por LS_MI_16_38. Estos límites han sido identificados en la mayoría de los pozos; en este intervalo se identifica para la parte occidental un sistema grano decreciente aunque ya en Tesechoacán – 1, Morillo – 1 y Macuile – 3, se observa una alternancia de grano creciente y grano decreciente. Se identifican algunos intervalos de máxima arcillosidad marcados con rectángulos verdes, no se tienen suficientes elementos para marcar una posible superficie de inundación pero puede quedar planteado con la evidencia de estos cuellos arcillosos. Sólo en Acula -1 aunque apenas con 400 m de registro para la parte superior de este intervalo se marca una tendencia grano creciente.

Es necesario mencionar sobre la constitución litológica de algunos cuerpos señalados en los pozos de la figura 23: En el pozo Ixhuapán – 1A, los cuerpos conglomeráticos, en la base del Mioceno Medio y en varios intervalos del Mioceno Inferior, se reportan constituidos de fragmentos de arenisca gris a gris oscuro, con tamaño de granos de medio a fino, constituidos

de cuarzo blanco, mudstone crema, roca ígnea color negro a café rojizo, en matriz arcillo bentonítica gris a gris verdoso.

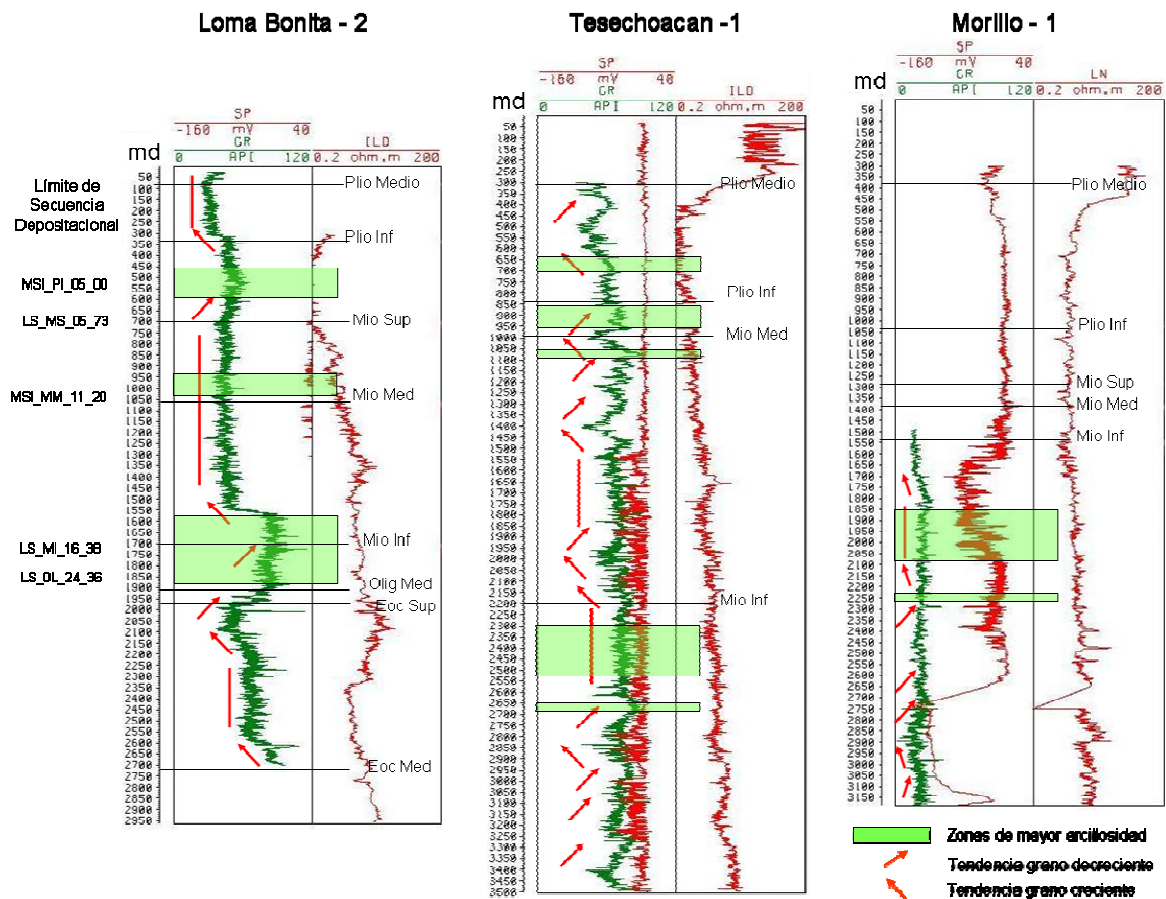


Figura 22.- Identificación de los límites de secuencia (LS) y superficies de máxima inundación (SMI) con la edad geológica abreviada y la edad en millones de años en los pozos de referencia (en este caso Loma Bonita -2). En el pozo Tesechoacán – 1 se tiene casi completo el registro RG, con el que se puede identificar las tendencias grano creciente o grano decreciente. Profundidad en metros medidos bajo mesa rotaria.

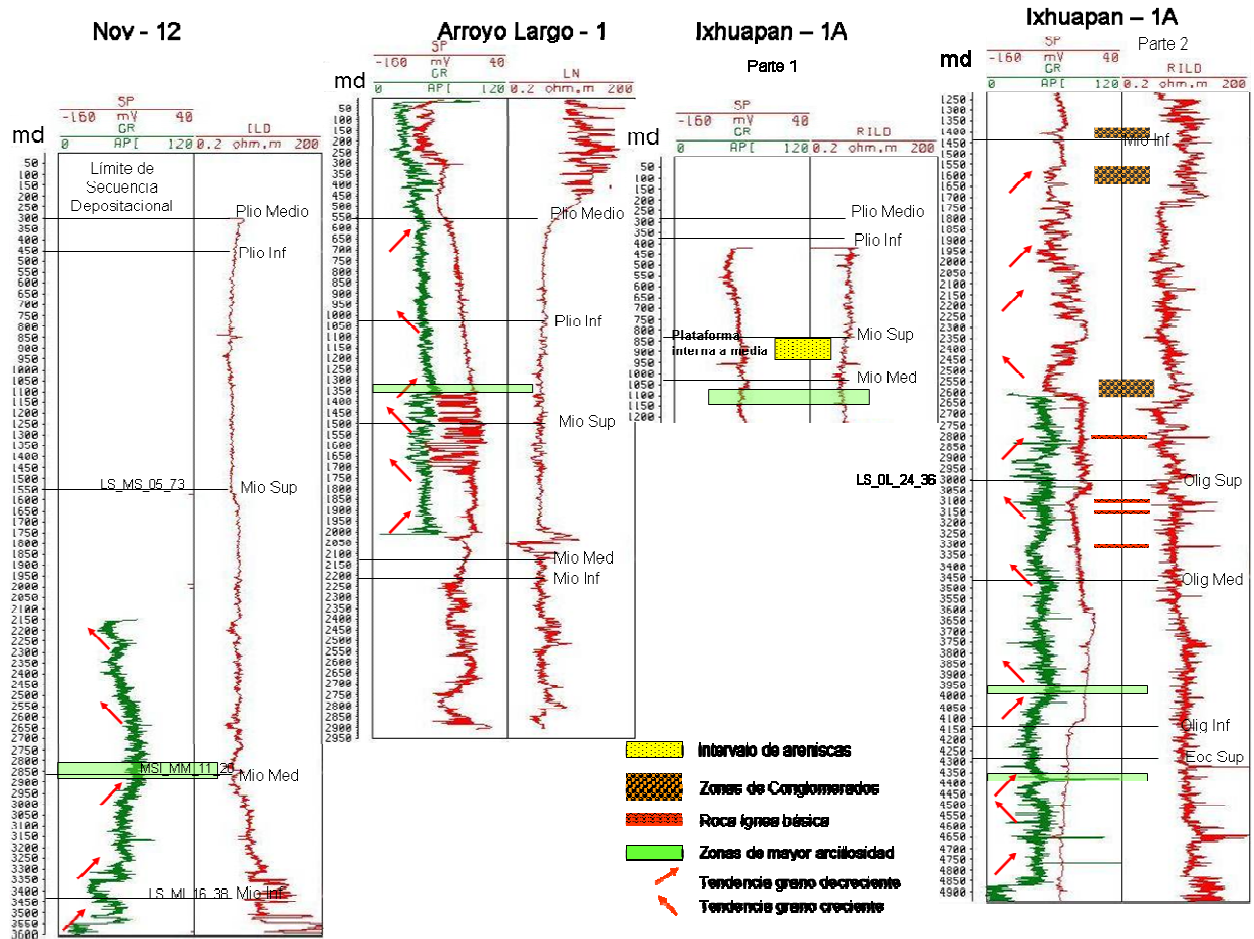


Figura 23.- A la izquierda se muestra el otro pozo de referencia Novillero – 12. Sólo en este se puede identificar una superficie de máxima inundación en la cima del Mioceno Medio, lo que no sucede en los demás pozos del área de estudio. En Arroyo Largo e Ixhuapán – 1A el registro RG no cubre el intervalo del Mioceno Medio, aunque en el segundo pozo se infiere la tendencia con la ayuda del registro SP, es conveniente mantenerlo como probable hasta darle un mayor soporte.

En general el límite LS_MI_16_38, marca un cambio de grano decreciente (Mioceno Inferior) a grano creciente (en el Mioceno Medio) en la tendencia, ya que como se sabe para nuestra zona de estudio el pequeño espesor del Mioceno Medio es dominado por conglomerados. Con respecto a este espesor se encontró que los mayores valores se encuentran en los pozos de referencia, Loma Bonita y Novillero, en donde para el primero se mantiene una constante del lado grano creciente (pero en el segundo se da una tendencia grano decreciente), en estos oscila un espesor de 550 a 650 m; a excepción del pozo Tesechoacán (que habrá que revisar con más elementos el espesor real del Mioceno Medio, donde

actualmente por paleontología se da un aproximado de 1200 m) en los pozos del área se obtuvo un rango que va desde casi 100 m hasta cerca de 350 m. Como ya se mencionó antes, la constitución de este intervalo es dominada por conglomerados, y en los registros revisados, en este trabajo, se observa la terminación de éstos como una discontinuidad en la cima asignada al Mioceno Medio; es por eso que la máxima superficie de inundación (MSI) MSI_MM_11_20 que se relaciona prácticamente con la cima del Mioceno Medio en Loma Bonita – Novillero, se identifica sólo en el pozo Tesechoacán - 1 y Acula - 2. En los demás pozos (**figuras 24 y 25**) se tiene un caso contrario, es decir que la cima de éste se define por la terminación de dicha discontinuidad, en donde se manifiesta la erosión de un gran porcentaje del intervalo estratigráfico del Mioceno Medio.

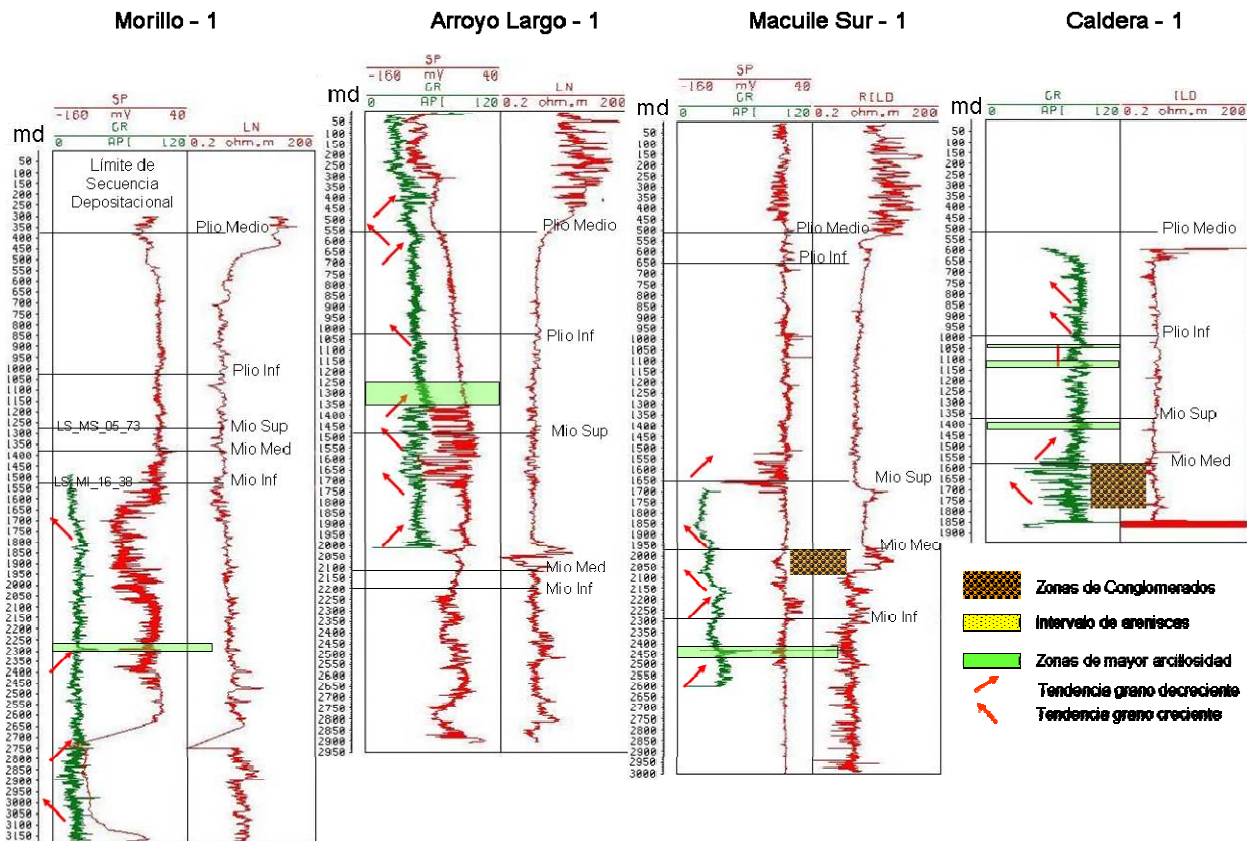


Figura 24.- Dentro del área de estudio, la calidad y longitud de los registros no es favorable por lo que se alcanza a dilucidar algunos límites como LS_MI_16_38 y LS_MS_05_73; correlacionables a las cimas del Mioceno Inferior y Superior, respectivamente. El Mioceno Medio está bien marcado con una tendencia grano creciente en el pozo Caldera – 1; y tanto en éste como en Arroyo Largo – 1 se identifican intervalos muy marcados de alta

arcillosidad dentro del Plioceno Inferior, en donde podría posicionarse una máxima superficie de inundación denominada MSI_PI_05_00.

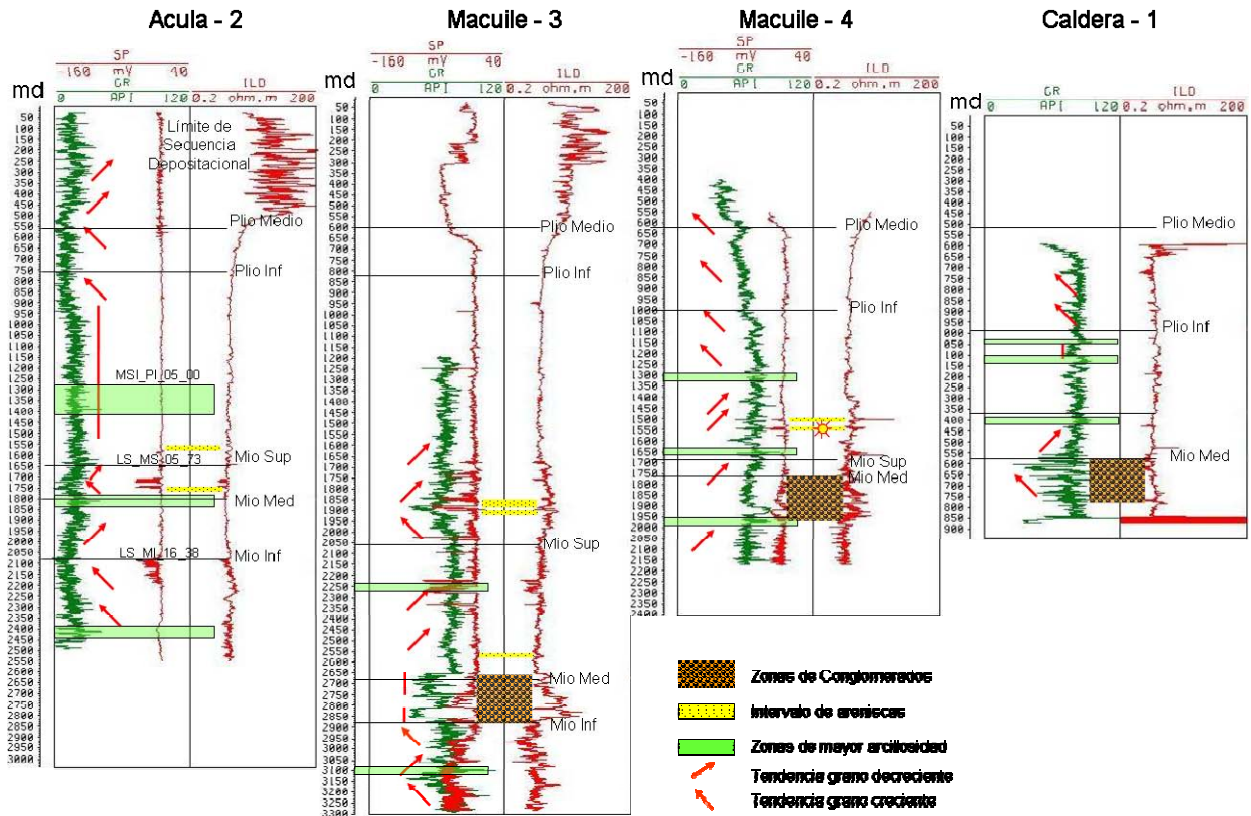


Figura 25.- El cambio del Mioceno Medio al Superior se da con una tendencia grano decreciente. Tanto en Acula – 2, Macuile – 4, y Caldera – 1, se definen cuellos arcillosos con el RG y resistividad profundo, que puede relacionarse a la MSI_PI_05_00.

En la descripción (Atlas Papaloapan B) del núcleo, de 1849 a 1858 mdbmr, sobre el conglomerado reportado en el pozo Caldera – 1 se tiene lo siguiente: hacia la parte superior su constitución es a base de clastos, de rocas volcánicas, subangulosos a redondeados soportados por una matriz arenosa de grano medio a grueso del mismo origen volcánico y cementante calcáreo. Hacia la profundidad de 1851 mdbmr se aprecia la mala clasificación del conglomerado. En 1853 m se reportan clastos de 20 cm. de diámetro constituidos de roca ígnea extrusiva. Por la profundidad de 1855 los constituyentes son de fragmentos de roca volcánica de 2 a 8 cm. de diámetro de color gris oscuro a negro, contienen cristales diseminados de biotita, la matriz se constituye de granos subangulosos a subredondeados, se



observa también cementante de tipo calcáreo. Por la angulosidad que presentan los granos se infiere que la fuente de proveniencia se encuentra relativamente cerca.

Con este análisis a los registros geofísicos se estableció una idea, de lo que se identificará en la información sísmica. Aún mas, fue posible marcar discordancias; visualizar en 2 y 3 dimensiones las superficies que con base en la identificación de estas discordancias se les relacionó a límites de secuencia. Además, se determinaron geometrías internas, espesores de algunas secuencias identificadas, y lo más importante, predecir zonas de posible roca almacén y trampas de hidrocarburos.

Las cimas identificadas para el Mioceno – Plioceno fueron tomadas de estudios de paleontología y revisadas por Del Moral (trabajo alterno enfocado al análisis bioestratigráfico) en colaboración con Padilla et al (inédito).

4.3. Límites Sismoestratigráficos

Con los planteamientos del capítulo 1 y los conceptos definidos en el capítulo 3, en este apartado se detalla el procedimiento que se siguió para establecer los límites sismoestratigráficos que posteriormente se correlacionaron para interpretarlos como posibles candidatos a algún tipo de límite de secuencias.

Las líneas sísmicas 2D mostradas en la **figura 2**, obtenidas para estudiar el área propuesta, inicialmente fueron interpretadas en papel en donde se delimitaron grupos de reflectores con algunas características que definen a cada uno de ellos, tales como: continuidad, intensidad de amplitud, paralelismo y terminaciones, tipo acuñamiento o truncaciones. En estas líneas se identifican las principales estructuras señaladas en la **figura 6**. Una vez adquiridos los rasgos estratigráficos – estructurales de esta interpretación se escogieron los niveles más representativos para llevarlos a la sísmica de Jimba – Najucal 3D, en donde se generaron los mapas respectivos que se analizan en el **apartado 4.3.2**

Es necesario recalcar que no todos los horizontes identificados en estas líneas 2D, fueron llevados al área de estudio debido a que algunos prácticamente llegan a unirse para conformar uno solo en los intervalos Plioceno Medio – Inferior, como se señala más adelante; de esta forma se trazaron **ocho niveles** en el intervalo Mioceno - Plioceno, para lo cual se



buscó una relación, al pasar por los pozos, con respecto a las cimas de edades geológicas revisadas (Del Moral, 2007), las cuales ya se mostraron anteriormente en el análisis de los registros geofísicos. Del conocimiento previo, en primer lugar se definió el límite inferior del Mioceno; para ello se consultaron los límites de secuencia mapeados al suroeste y noroeste de la Cuenca y que están plasmados en la **tabla V**, específicamente se bosquejó el nivel que corresponde a la cima del Oligoceno Superior y Mioceno Inferior. Para mostrar la correlación de los niveles mencionados, en la **figura 26** se muestra la orientación de líneas compuestas de las cuales inicialmente se mencionan dos en este apartado, y las demás se revisan en el siguiente.



Jimba – Najucal 3D para finalmente conectar con sísmica 2D al pozo Ixa – 1A. De esta forma se combina la información sísmica 2D con la 3D para bosquejar de forma regional, tanto estratigráfica como estructuralmente los rasgos predominantes de esta zona.

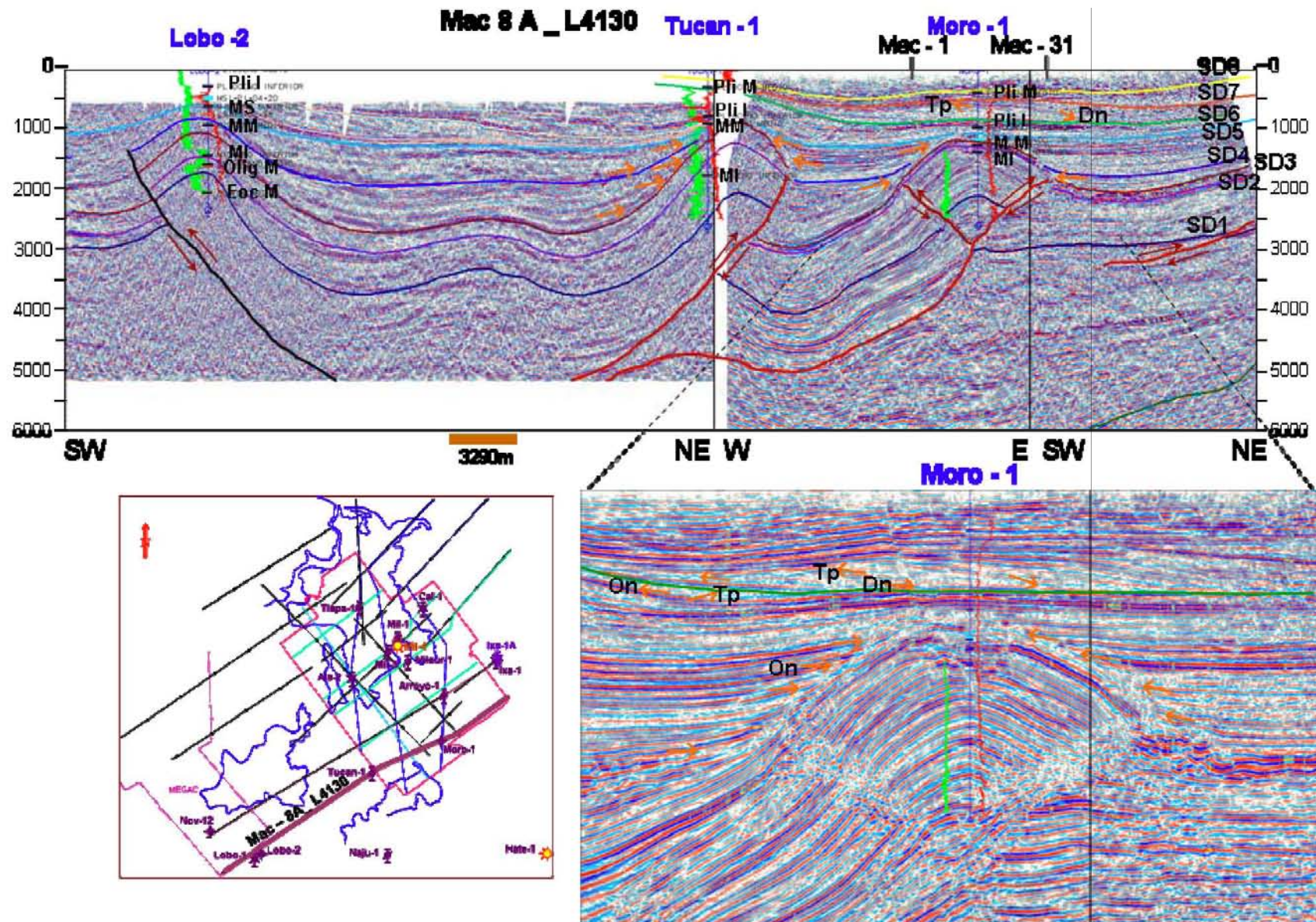


Figura 27.- Línea compuesta de estudio sísmico 2D con estudio sísmico 3D: Mac – 8A_L4130. Correlación de niveles estratigráficos identificados al suroeste del área y llevados al NE para su posible interpretación.



Hay niveles estratigráficos del Plioceno Inferior (Pli I) y Mioceno Superior (MS) que llevados de SW a NE no es posible separarlos en nuestra área de estudio. Se marca la ampliación de la sección sísmica en las inmediaciones del pozo Moro – 1 para mostrar detalle de la sismoestratigrafía desde el Mioceno Inferior (MI) al Plioceno Medio (Pli M). Se agregan terminaciones de acuerdo a nomenclatura ya revisada. El pozo Lobo – 2 se proyecta a la línea sísmica a prácticamente 2 Km. de distancia. La curva de registro color verde (izquierda del pozo) es de rayos gamma, la de color rojo es de resistividad profunda (desplegada a la derecha del pozo).

Las cimas antes mencionadas se ajustan a las edades marcadas en la **tabla V** conjuntando criterios con los datos bioestratigráficos que se obtuvieron de forma alterna al presente; es decir, para la cima del **Oligoceno Superior** se le asigna la edad de **24.36 m. a** y para la cima del **Mioceno Inferior** se trabaja el nivel de **16.38 m.a.** hasta el límite superior considerado para este estudio que es la cima del **Plioceno Medio** alrededor de los **4.2 m.a.** Del otro estudio estructural que también es contemporáneo a éste se toma además de los ocho niveles señalados, un nivel que se puede relacionar a la posible cima del Cretácico o a la base del **Eoceno**; este nivel fue un apoyo en la comprensión de la paleogeografía de la cuenca en esta zona (en el trabajo de Papaloapan B se sitúa la cima del Cretácico Superior de 7500 m a 8000 m de profundidad en la zona oriental del área de estudio, aunque falta una calibración más a detalle).

Para apoyar la decisión de escoger los 8 niveles mencionados, se tomaron en cuenta los conceptos vertidos en el capítulo 3, en la directriz de identificar las posibles discordancias representativas ya que generalmente son relacionables de alguna manera con un cierto límite de secuencias. De acuerdo al rango de edades marcado anteriormente y al número de niveles identificados podrían manejarse unidades estratigráficas que incluyen secuencias compuestas, secuencias individuales y posiblemente parasecuencias (9 – 10 m.a., 1 – 2 m. a; segundo y tercer orden respectivamente, según Mitchum et al; 1991). Las secuencias de alta frecuencia (0.1 – 0.2 m. a, para la de cuarto orden, y 0.01 – 0.02 m. a para la de quinto orden) pueden ser mejor identificadas y detalladas con análisis de registros, núcleos y afloramientos, lo cual sale de los objetivos de este trabajo. Como aplicación directa de estos conocimientos se tiene por ejemplo que el análisis de las secuencias de cuarto orden en donde se incluyen a los systems tracts definidos en el capítulo 3, es fundamental para ayudar al entendimiento de algún yacimiento de hidrocarburos, de la roca generadora y distribución del sello a escala de plays y prospectos. En este punto cabe aclarar que con la



disponibilidad de los datos para efectuar este trabajo sólo nos permite bosquejar y plantear los posibles niveles candidatos a límites de secuencias de los ordenes antes planteados. Bajo este contexto se hizo lo siguiente: en principio, de las dos líneas sísmicas compuestas antes mencionadas y de las subsecuentes que se analizan, en el nivel correspondiente al Mioceno Medio se identifica una discordancia representativa regional que hacia el oriente coincide con la terminación del estrato de esta edad y, dentro del Mioceno Superior se tomó un nivel cercano a la cima pero que no necesariamente coincide con ésta. Para el Plioceno Inferior y Medio el régimen sismoestratigráfico cambia, ya que los niveles interpretados desde el occidente se vuelven difusos hacia el oriente o forman intervalos muy pequeños y no representativos. A consecuencia de esto, en el área de estudio se agregaron otros niveles que se comentan más adelante.

Los horizontes trabajados quedaron definidos, y considerados a candidatos de límites de secuencias de la siguiente manera:

SD1	Cima Oligoceno Superior
SD2	Cima Mioceno Inferior
SD3	Discordancia representativa en el Mioceno Medio
SD4	Horizonte dentro del Mioceno Superior
SD5	Dentro del Plioceno Inferior
SD6	Dentro del Plioceno Inferior
SD7	Cercano a la parte terminal del Plioceno Inferior.
SD8	Dentro del Plioceno Medio.

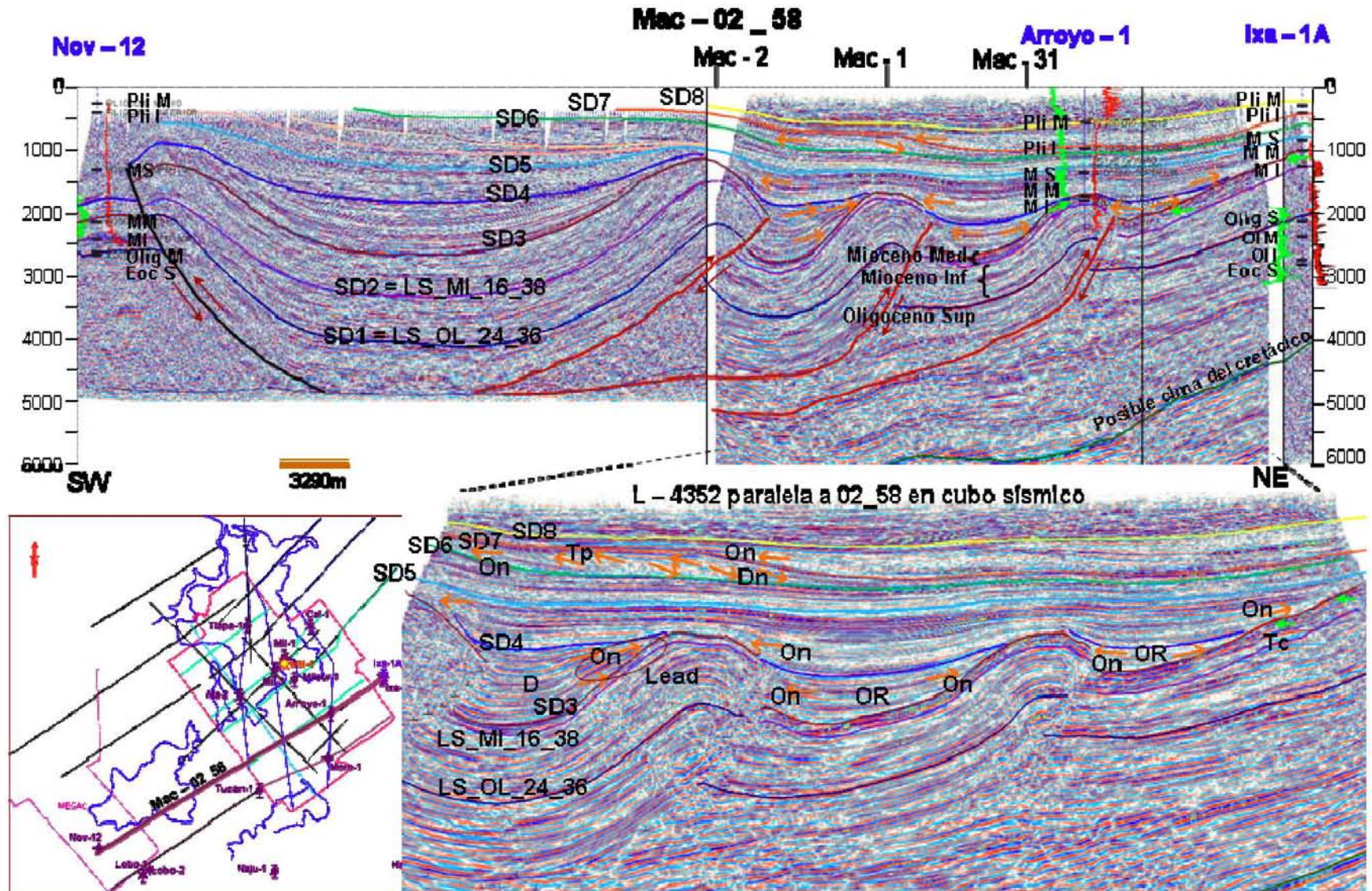


Figura 28.- Línea sísmica compuesta 2D – 3D – 2D: Mac 02 _ 58. Equivalencia para las superficies SD1 y SD2 con límites de secuencia ya establecidos. Dos niveles color café claro no son correlacionables al NE hacia el área de estudio. Se agregan terminaciones y geometrías con nomenclatura ya mostrada (On: onlap, Dn: downlap, Tp: toplap; OR: relleno onlap, D: divergente).



4.3.1. Facies sísmicas y terminaciones a nivel secuencia.

Los intervalos marcados por las superficies señaladas al inicio de este capítulo, fueron analizados en cuanto a las terminaciones de las reflexiones sísmicas contra estos niveles mapeados y sobre la geometría interna de ellas. Para tal efecto se despliegan sólo algunas imágenes de secciones sísmicas marcadas en la **figura 26**, y el resto se incluye en el **anexo III**.

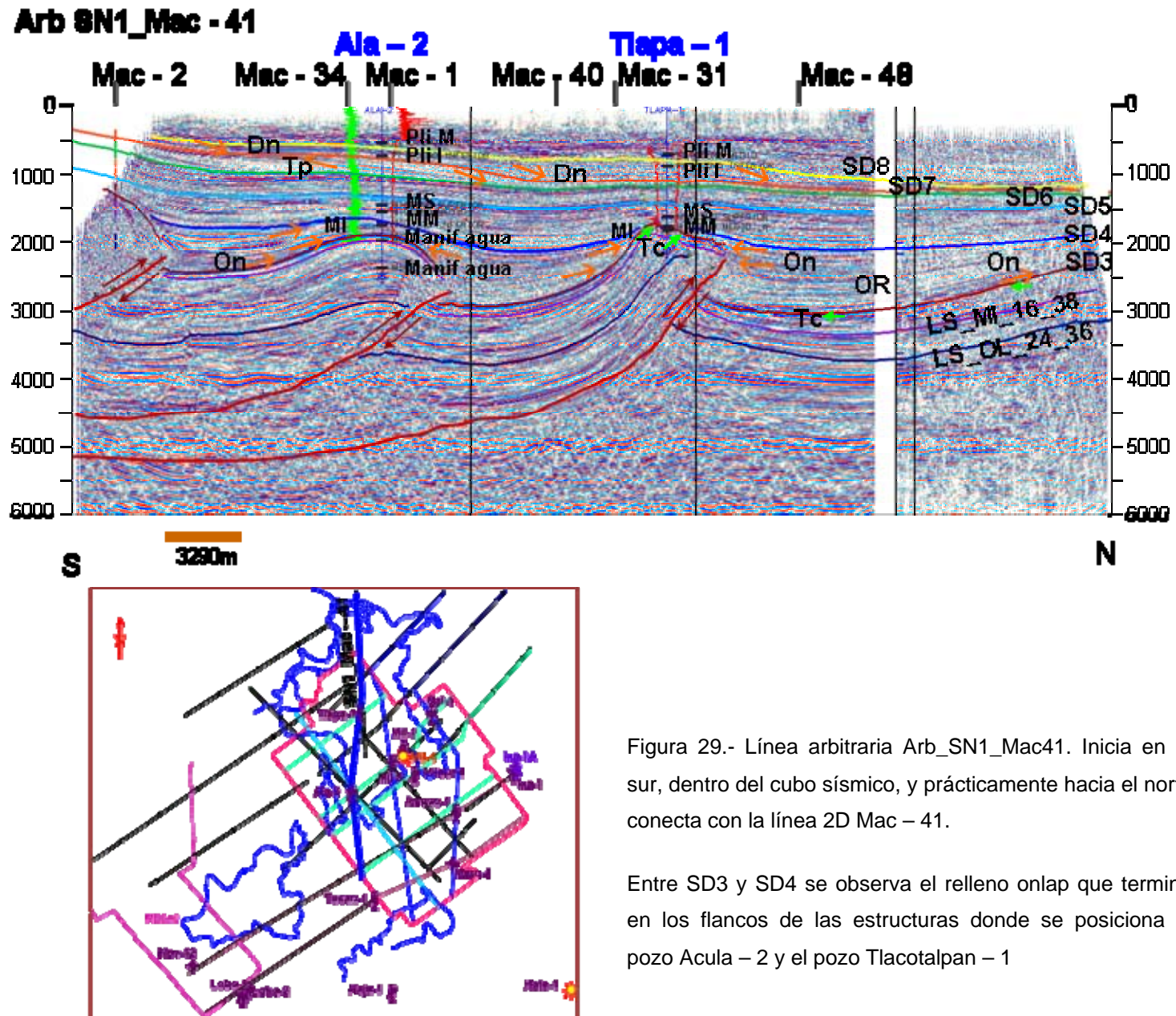
En general, la secuencia limitada por SD1 y SD2 que prácticamente corresponde al Mioceno Inferior, presenta reflexiones paralelas, continuas y fuertes, aunque se intercalan dos intervalos de reflexiones semiparalelas, débiles e intermitentes; las cuales pueden relacionarse a intervalos arcillosos. Las terminaciones de estas reflexiones son concordantes hacia la superficie inferior SD1, y hacia la parte superior con SD2 únicamente se muestra un cambio de intensidad de éstas, terminando discordantemente como se observa en la línea **SN3_Mac44 (ver anexo III)**. Entre las superficies SD2 y SD3 hacia el área oriental se encuentra el intervalo referente al Mioceno Medio, en donde se aprecian reflexiones muy fuertes, semiparalelas a caóticas y en ocasiones, con respecto a sus terminaciones, presentan truncamientos hacia SD3, como se muestra en la **figura 28**. Hacia esta superficie se observan indicios de fuerte erosión, como se muestra en la línea sísmica compuesta Arb_SN3_Mac44, se observa este comportamiento también en la traza 4231 al norte del pozo Caldera- 1 en donde se interpreta como canales de incisión que fueron rellenados por una secuencia de edad más temprana. Con estas evidencias se define a esta superficie como una **discordancia tipo 1**, por lo que se infiere que en este nivel se tendría un Lowstand Systems Tract, en donde predomina el sistema erosivo.

Para los límites de secuencia planteados, posteriores a SD3, se definen bastante bien las terminaciones de las reflexiones y sus geometrías internas; tanto en las **figuras 27 y 28** se muestran las terminaciones en onlap (On), así como algunas configuraciones internas como divergentes (D) y rellenos en onlap (OR); estos rellenos se dan prácticamente en las secuencias limitadas por SD3 – SD4 y SD4 – SD5, como se muestran además en las **figuras 29, 30, 31 y 32**. Las reflexiones de SD3 a SD4 pasan de débiles y difusas a fuertes y



continuas a excepción de la parte suroeste (L – 4352 de la **figura 28** y SN1_Mac41 de la **figura 29**), es marcado un comportamiento tipo grano creciente. La secuencia definida por estas dos superficies es atractiva para encontrar oportunidades exploratorias o leads señalados, por ejemplo, en los onlaps hacia el lado suroeste de la línea compuesta mostrada en la **figura 30** (referir la orientación de línea sísmica a la **figura 26**) y de la parte sureste de la traza 4231 (**figura 31**). De la superficie SD4 a SD5 se tiene un comportamiento similar; de reflexiones débiles y difusas en la base, a fuertes y continuas hacia la cima en SD5.

La expresión geomorfológica en forma de pináculo que se observa en la **figura 32**, cuyo origen puede ser: a) una expresión estructural relacionada a un posible aparato volcánico, b) erosión diferencial o c) crecimiento orgánico; no fue analizada en este trabajo por no contemplarse en los objetivos. Por comunicación personal de Martínez (2007) una primera opción sería la del inciso (a), aunque la opción (c), de ejemplos mencionados por Emery et al. (1996) al sureste de Asia, también es una clara posibilidad. Sin embargo con datos gravimétricos y magnetométricos de detalle tal vez se defina la relación de esta expresión, ya que con los datos regionales de métodos potenciales, con los que se cuenta actualmente, no es posible llegar a una conclusión.



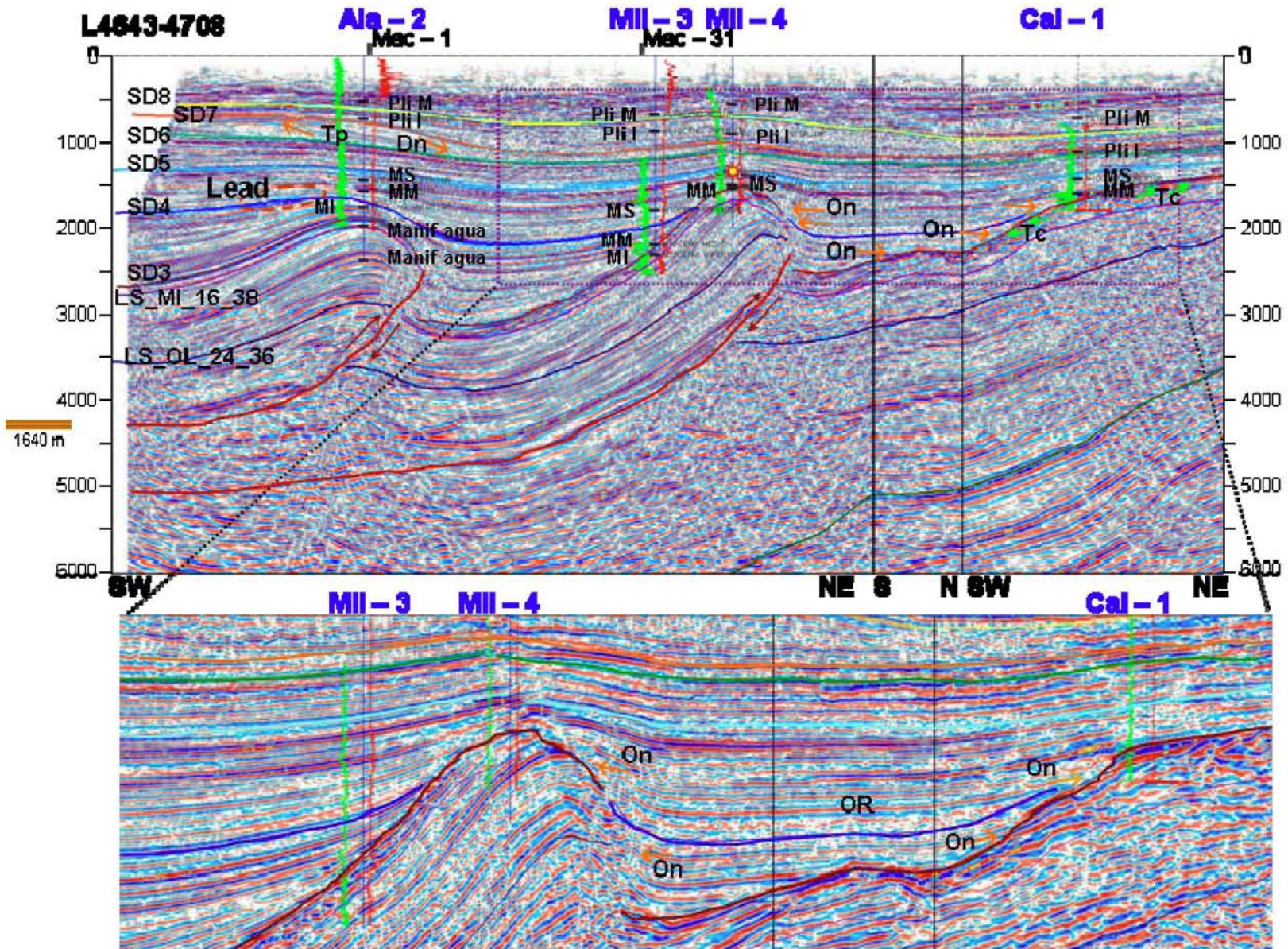


Figura 30.- Línea sísmica compuesta L4643-4708 dentro del área de estudio Jimba – Najucal 3D. Cruza a la línea Arb_SN1_Mac41 en el pozo Acula 2.y de ahí pasa por los pozos Macuile – 3, Macuile – 4 y Caldera – 1. Aparentemente los rellenos onlap desaparecen hasta el nivel SD5.

Entre las superficies SD5 y SD6 hay una secuencia cuyo espesor disminuye de SW a NE (en el siguiente sub capítulo se revisa de que tipo de espesor se trata), y el mínimo se registra precisamente hacia el extremo occidental del alto de San Andrés (al oriente del área de estudio), aunque esta disminución con reflexiones débiles y continuas también se presenta hacia las zonas más profundas. Se infiere que este nivel pudiera corresponder a una sección condensada cuya terminación estaría relacionada a la máxima superficie de inundación que se identifica en los registros geofísicos como MSI_PI_05_00, ubicada dentro del Plioceno, ya identificada en trabajos previos (Martínez M, inédito). Por lo que puede plantearse que en este nivel se tiene un highstand systems tract (HST), de acuerdo a los fundamentos que se mostraron en la **figura 12**. Hacia la cima muy pocos reflectores se manifiestan fuertes y concordantes con la superficie SD6.

Entre las superficies SD6 y SD7, se tienen reflexiones que progradan de forma sigmoidal desde el extremo SW del área de estudio a la parte SE, hacia el centro de la misma, y desde esta zona hacia el norte; las terminaciones son continuas de la cima en toplap (desde SD7) hacia la base en downlap sobre la superficie SD6. Para entender las facies clásticas se observa que las unidades de progradación con reflexión sigmoidal (forma tipo S, que es este caso) pueden ser indicio de baja energía y la progradación oblicua puede indicar alta energía (según Sangree et al. 1977). Este comportamiento se puede observar de la **figura 27 hasta la figura 31**. Esto indica que el nivel del mar puede sufrir una regresión y que los sedimentos progradan hacia la cuenca como se muestra en la lámina D de la **figura 11**.

La secuencia limitada entre las superficies SD7 y SD8 presenta mayores espesores en los pozos Macuile, Arroyo – 1 y Tlacotalpan – 1 (Tlapa – 1). Se adelgaza hacia los extremos oriental y occidental del área de estudio y se profundiza hacia el noreste como se muestra en la línea compuesta Arb_SN1_Mac41 de la **figura 29**, se marca una serie de progradaciones prácticamente más rectas que las de la anterior secuencia por lo que se puede interpretar una mayor energía; además de las figuras antes expuestas, en el anexo III se puede visualizar el comportamiento de ésta y de las secuencias anteriormente mencionadas. En las **figuras 33 y 34** se agregan dos imágenes en vista 3D para visualizar el comportamiento antes mencionado.

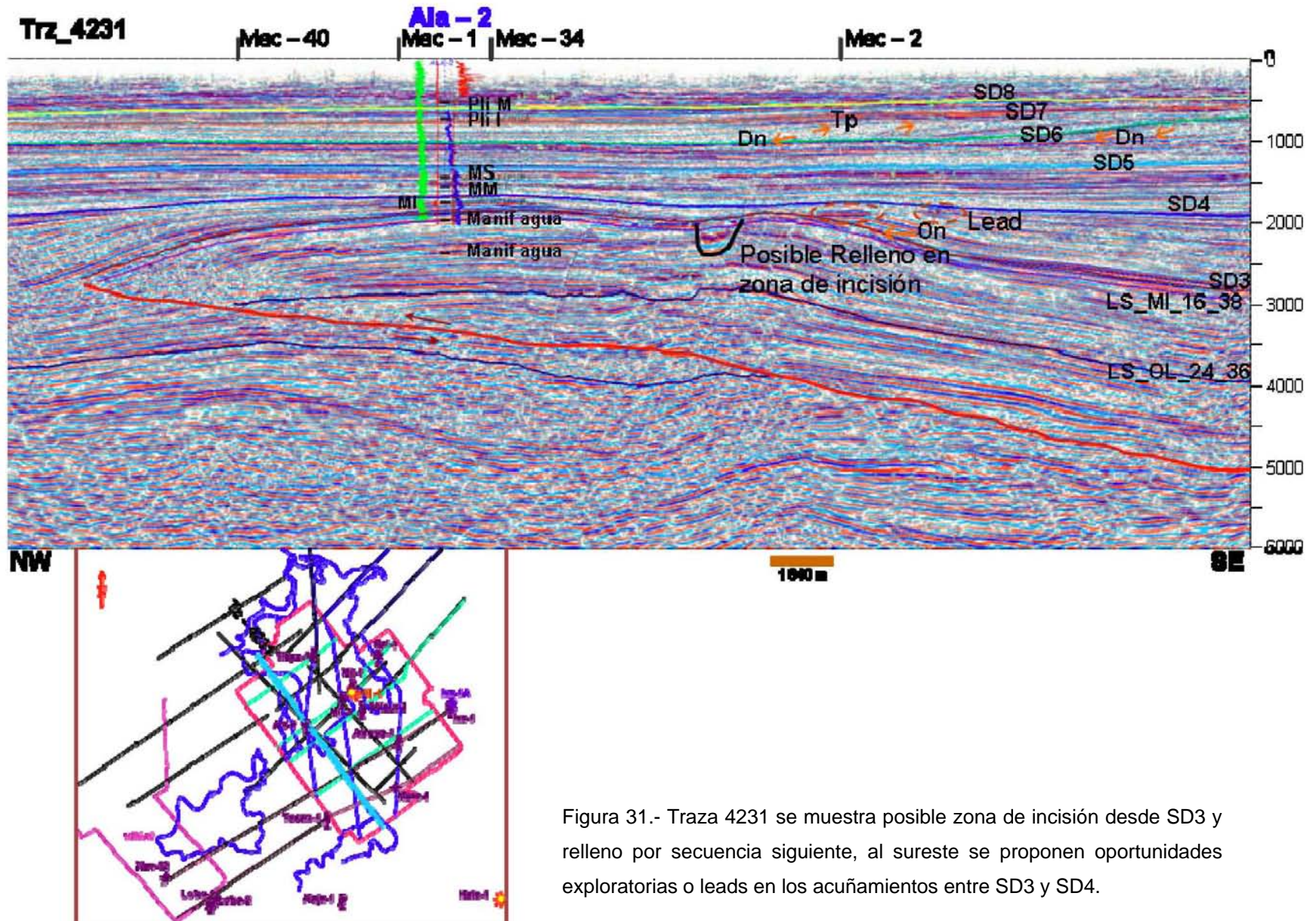
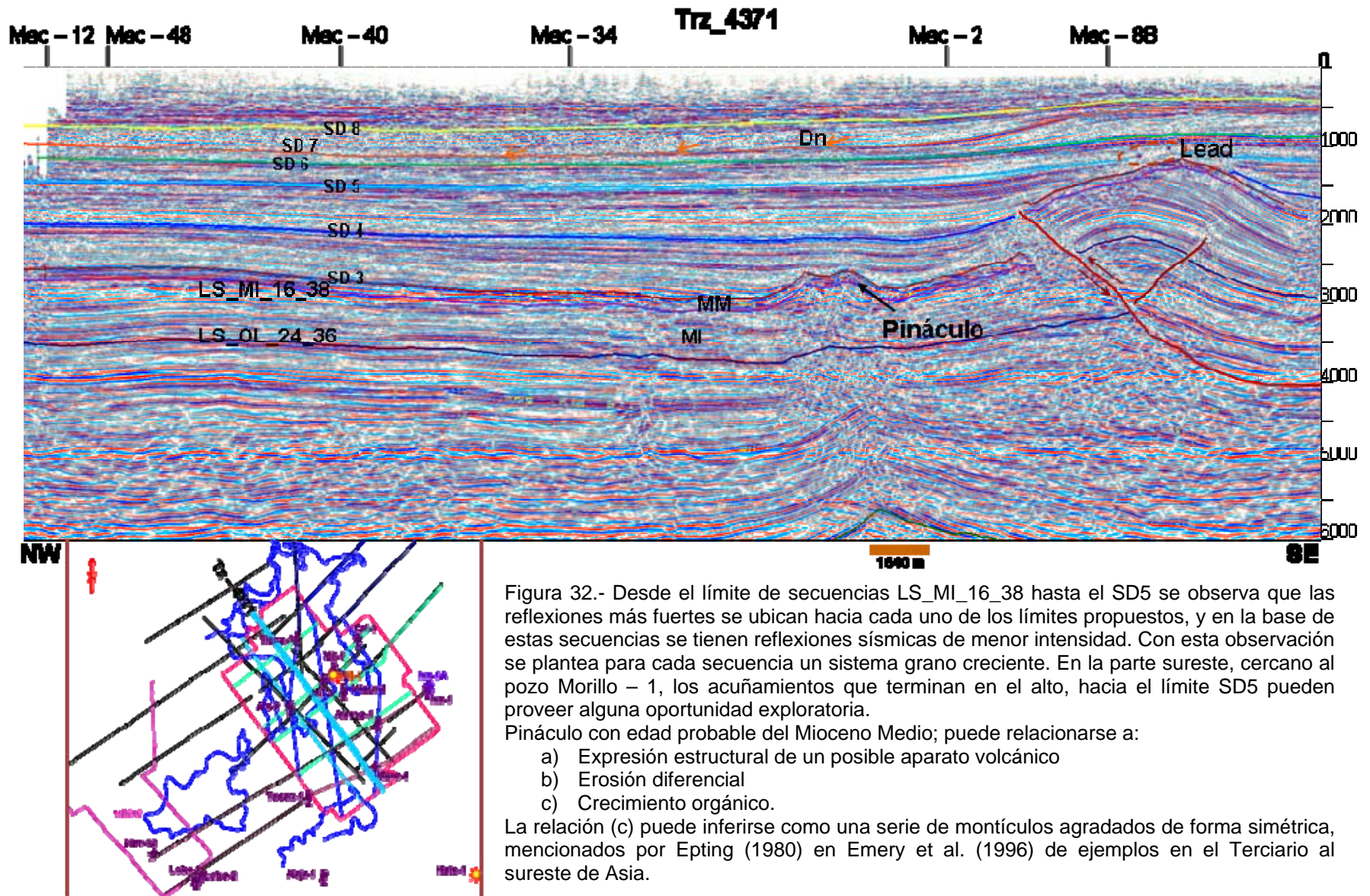


Figura 31.- Trazas 4231 se muestra posible zona de incisión desde SD3 y relleno por secuencia siguiente, al sureste se proponen oportunidades exploratorias o leads en los acuñamientos entre SD3 y SD4.



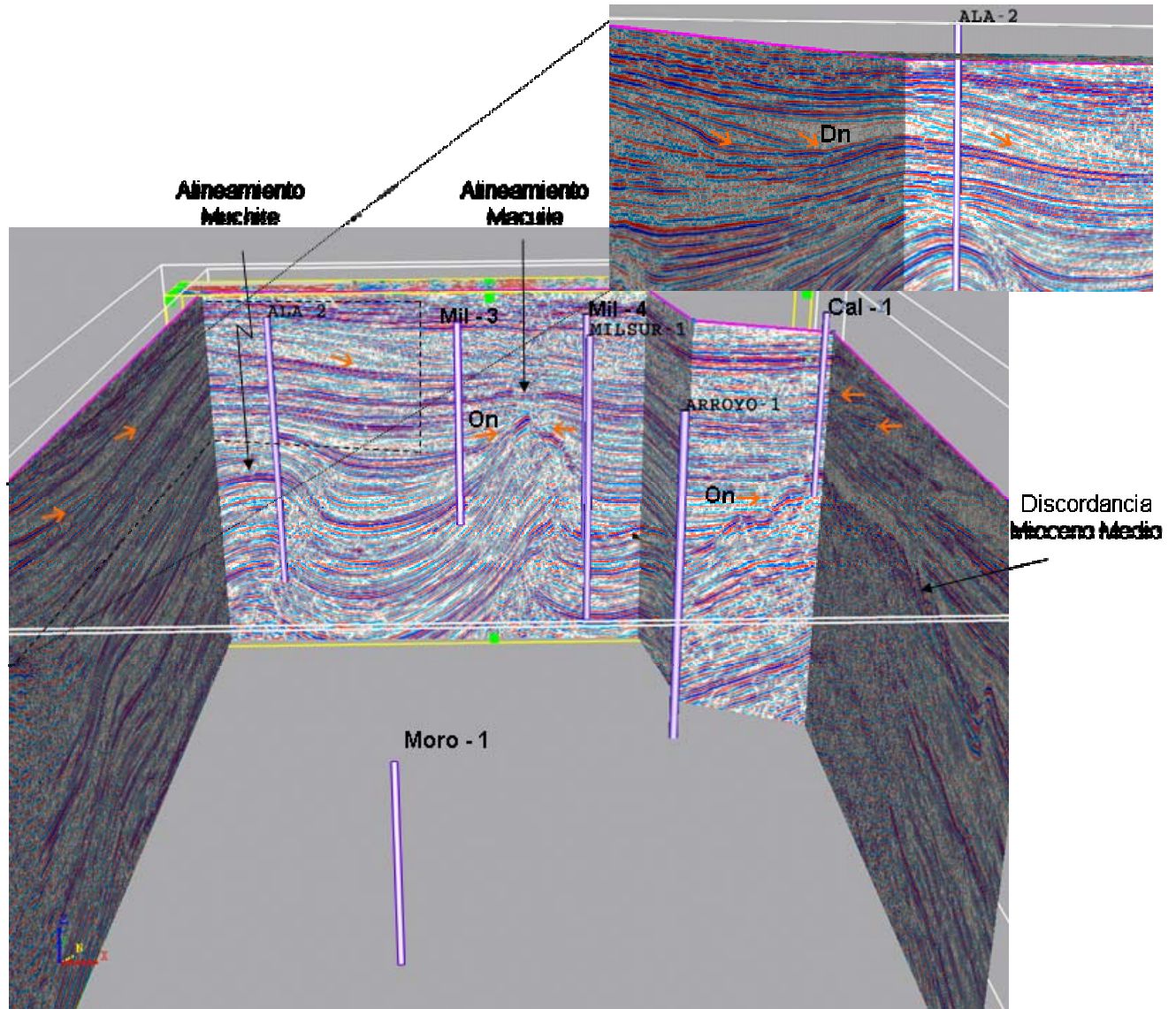


Figura 33.-Vista al noreste en 3D para visualizar ambos flancos del área de estudio tanto la discordancia del Mioceno Medio como las terminaciones onlap, downlap y con ello la dirección de depósito que se marca prácticamente hacia el norte. Se aprecian los alineamientos Múchite y Macuile.

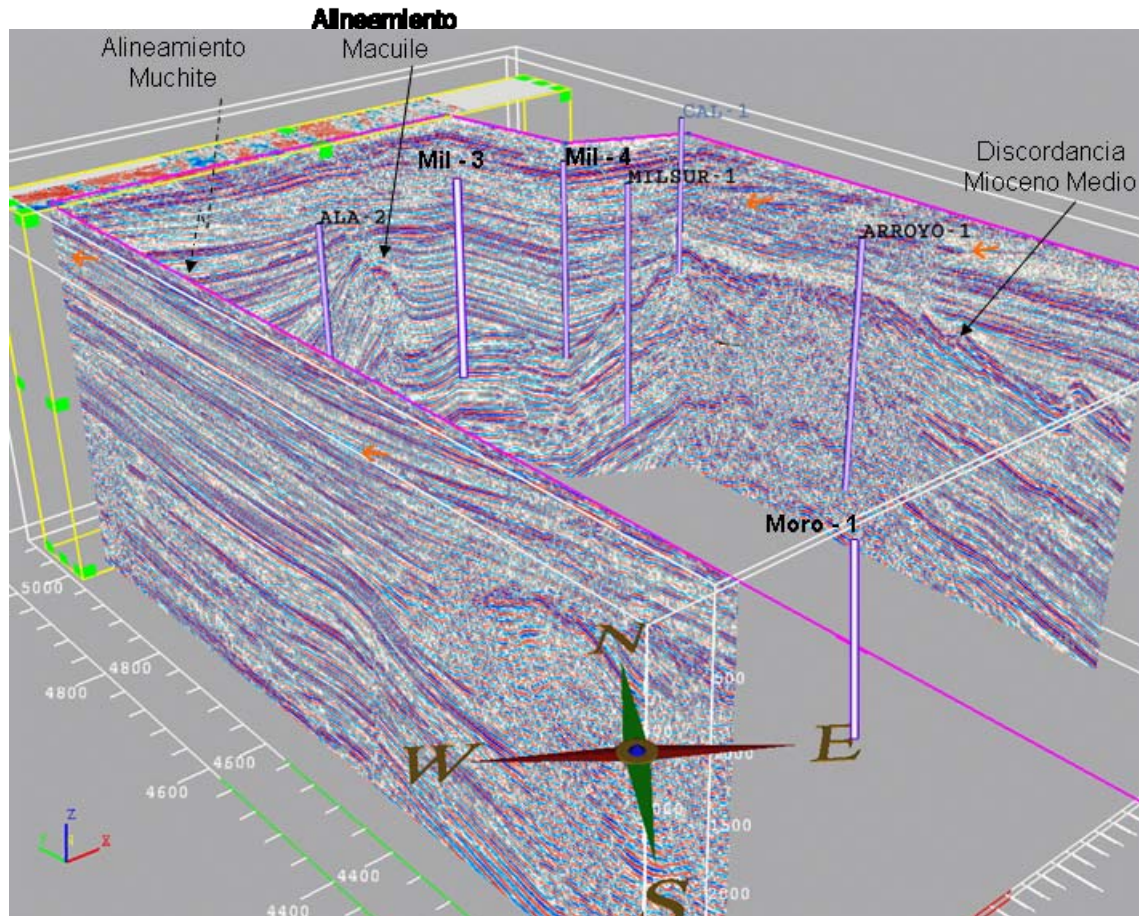


Figura 34.- Vista hacia el norte franco en perspectiva 3D sobre los flancos compuestos del área de estudio por sísmica en corte vertical. Al extremo sur se aprecia parte del alineamiento Tesechoacán, y en vista frontal sólo se aprecia el alineamiento Macuile.

Con base al análisis expuesto se define la relación señalada en la **tabla IX** sobre los horizontes marcados en las secciones sísmicas con respecto a los límites de secuencia ya discutidos:

Horizonte trazado	Edad geológica referida	Límite de secuencia establecida
SD1	Cima Oligoceno Superior	LS_OL_24_36
SD2	Cima Mioceno Inferior	LS_MI_16_38
SD3	Discordancia representativa en el Mioceno Medio	LS_MM_13_08
SD4	Horizonte dentro del Mioceno Superior	SD4_MS*
SD5	Dentro del Plioceno Inferior	SD5_PI*
SD6	Dentro del Plioceno Inferior	Possible MSI_PI_05
SD7	Cercano a la parte terminal del Plioceno Inferior.	SD7_PI*
SD8	Dentro del Plioceno Medio.	SD8_PM*

Tabla IX.- Relación de horizontes interpretados con respecto a la edad geológica y sobre los límites de secuencias ya conocidos. El límite de secuencias LS_MM_13_08 es tomado del Atlas del Proyecto Papaloapan B. *Falta por relacionar con algún límite de secuencias, sólo asignado a la edad geológica.

4.3.2. Análisis de atributos de amplitud sísmica para predicción de paleogeografía.

La aplicación y efectividad de los atributos de amplitud y coherencia sísmica ya está probada por el análisis de zonas productoras al noreste y noroeste del área de estudio, además se tiene como referencia a Chopra and Marfurt; 2005 con ejemplos de aplicación de imágenes a amplitud RMS (root mean square) en relación a los elementos de depósito y la implicación paleogeográfica. Por lo que estas herramientas son aplicadas a partir del Mioceno Medio hacia las secuencias más recientes.

Con respecto a la base del Mioceno Inferior, su configuración en profundidad (**figura 35**), manifiesta el efecto tectónico provocado por las fallas inversas consecuencia de la compresión, seccionando a este horizonte en tres bloques y a un pequeño elemento elevado en las inmediaciones del pozo Morillo – 1 (Moro – 1).

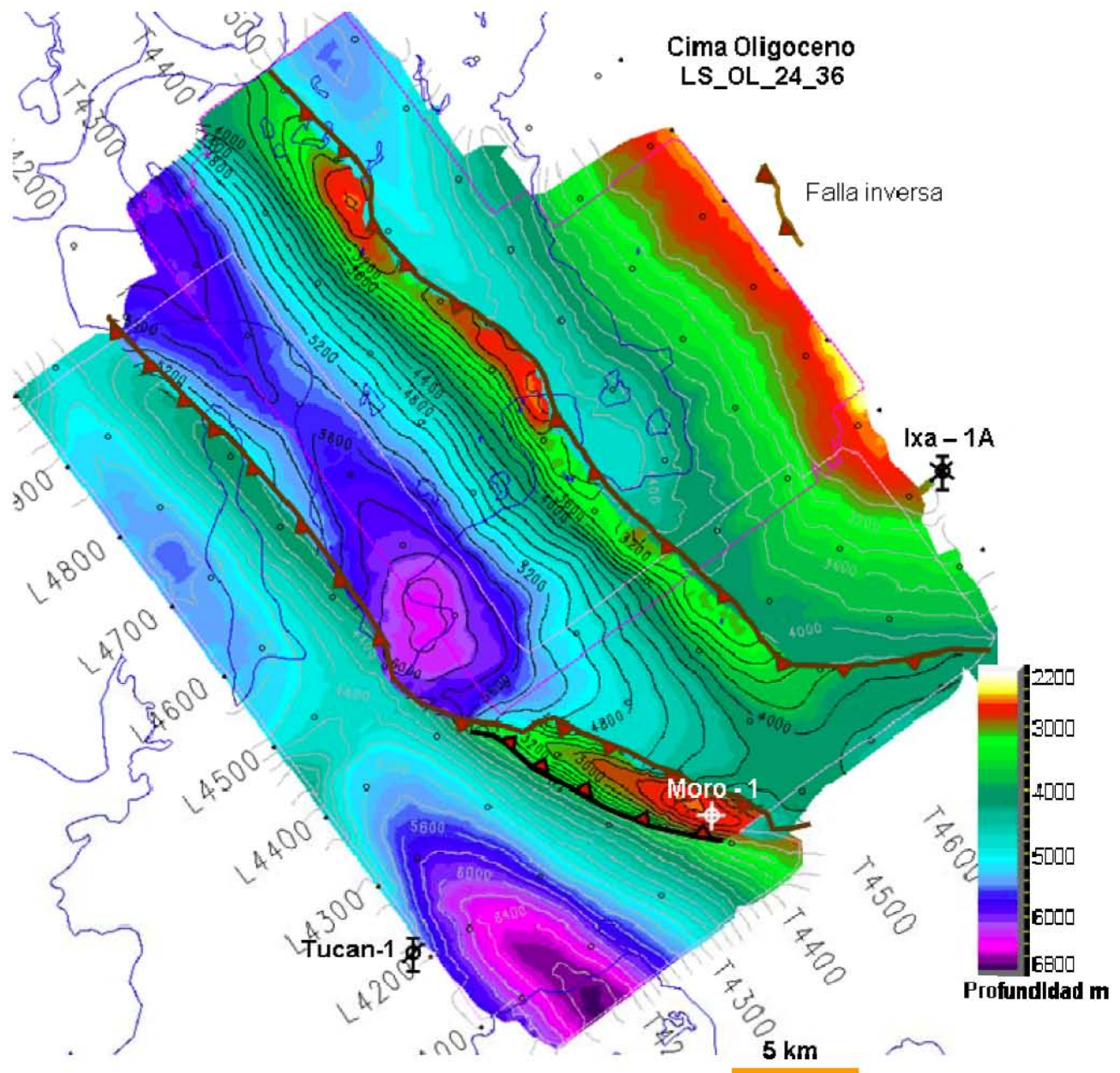


Figura 35.- Horizonte en profundidad correspondiente al límite de secuencia LS_OL_24_36 asignada a la base del Mioceno Inferior, que muestra lo seccionado de este elemento por el fallamiento inverso, la falla al sur del pozo Morillo – 1 también es inversa. Colores rojos a amarillos representan altos estructurales y la tendencia azul a morado muestra las partes más bajas. Contornos cada 200 m.

En la **figura 36** se muestra el horizonte correspondiente a la cima del Mioceno Inferior relacionado con el límite de secuencia LS_MI_16_38. En ésta se muestra que la mayoría de los altos estructurales ya han sido perforados con resultados que en general no han sido satisfactorios.

Este nivel también está afectado por las fallas inversas que seccionan a la secuencia en cuestión.

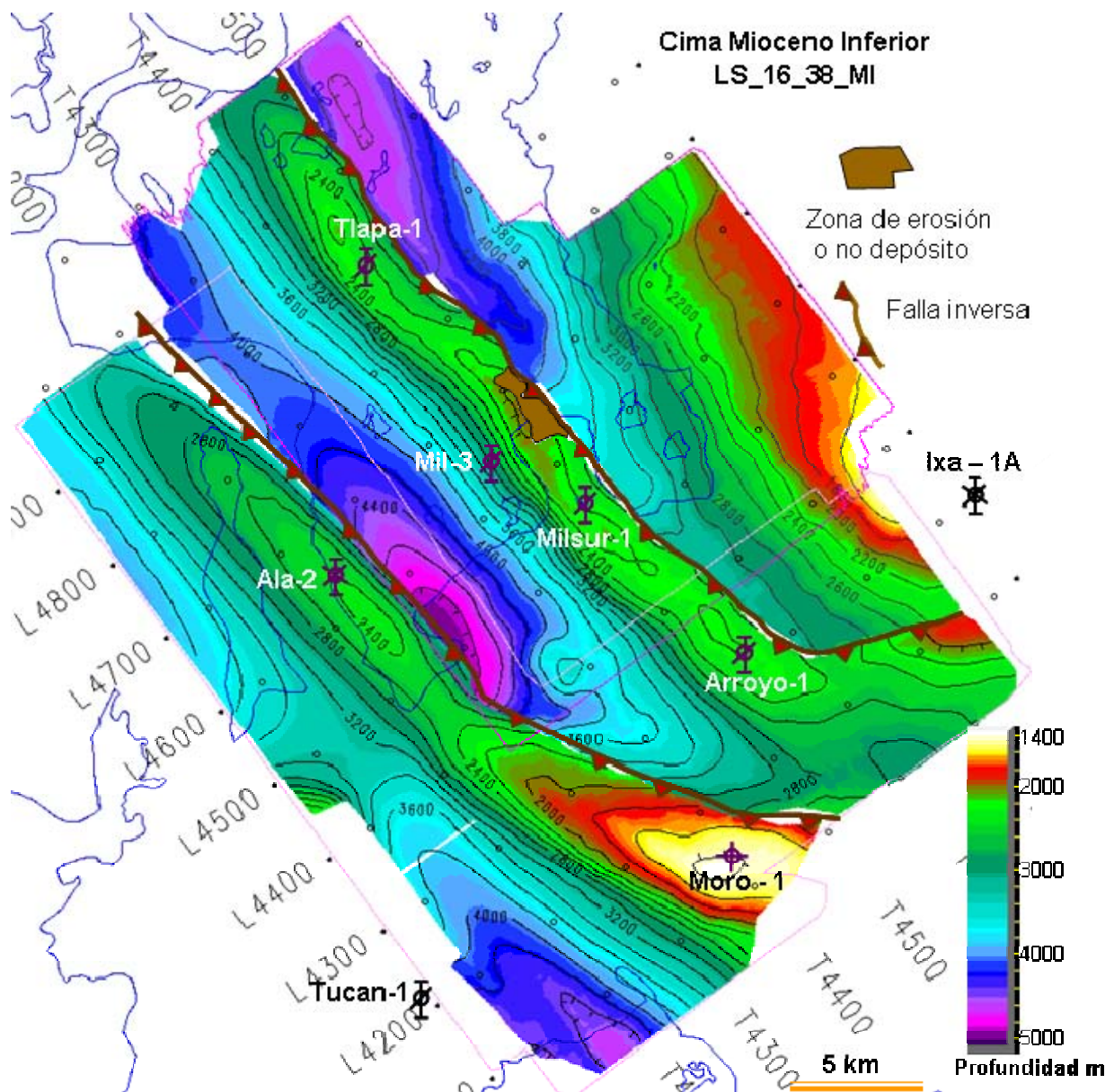


Figura 36.- Horizonte en profundidad relacionado al límite de secuencia LS_MI_16_38; que representa la cima del Mioceno Inferior. Intervalo de contornos cada 200 m

El siguiente horizonte es el que se relaciona a la discordancia erosiva del Mioceno Medio, asignada al límite de secuencia LS_MM_13_08, y se presenta en la **figura 37**; en éste se ilustra el movimiento de bloques debido a la compresión que provocó un fallamiento inverso que va cambiando de orientación del extremo noroeste al extremo sureste.

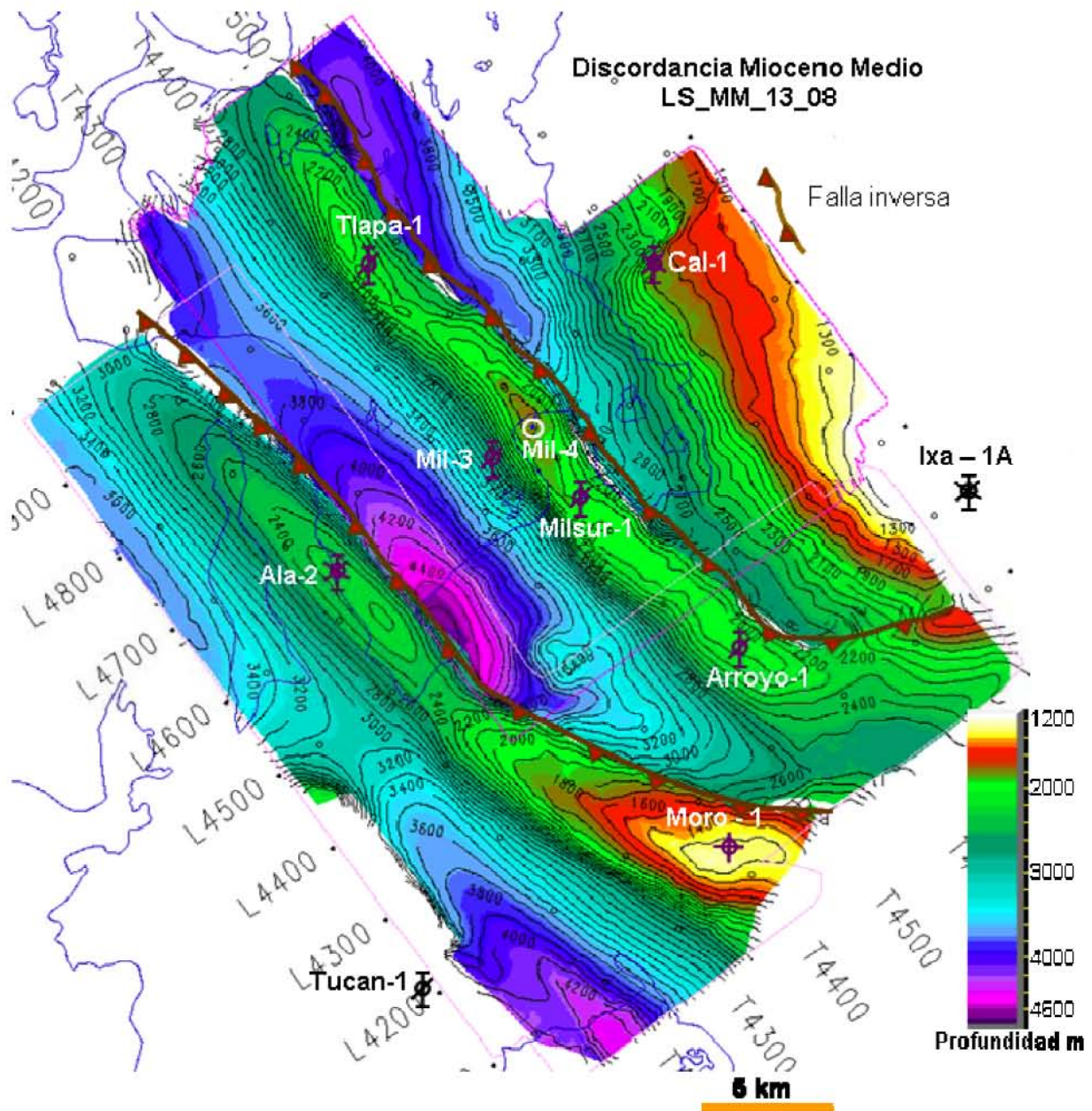


Figura 37.- Configuración en profundidad de la discordancia interpretada para el Mioceno Medio. Se agregan pozos que cruzaron este nivel como es el caso del Cal – 1 y por correlación el Mil – 4. Contornos en profundidad cada 100 m.

En la **figura 38** se muestra un mapa de amplitud RMS con el que se infiere, de acuerdo al análisis previo de las líneas sísmicas anteriormente mostradas, la dirección de sedimentación de los conglomerados asociados al Mioceno Medio. La extracción de amplitud se hizo en una ventana de 300 milisegundos hacia abajo, desde el horizonte marcado en la **figura 37**. En este mapa se aprecia que la dirección de aporte de sedimentos fue desde la parte oriental y sureste hacia el centro del área de estudio.

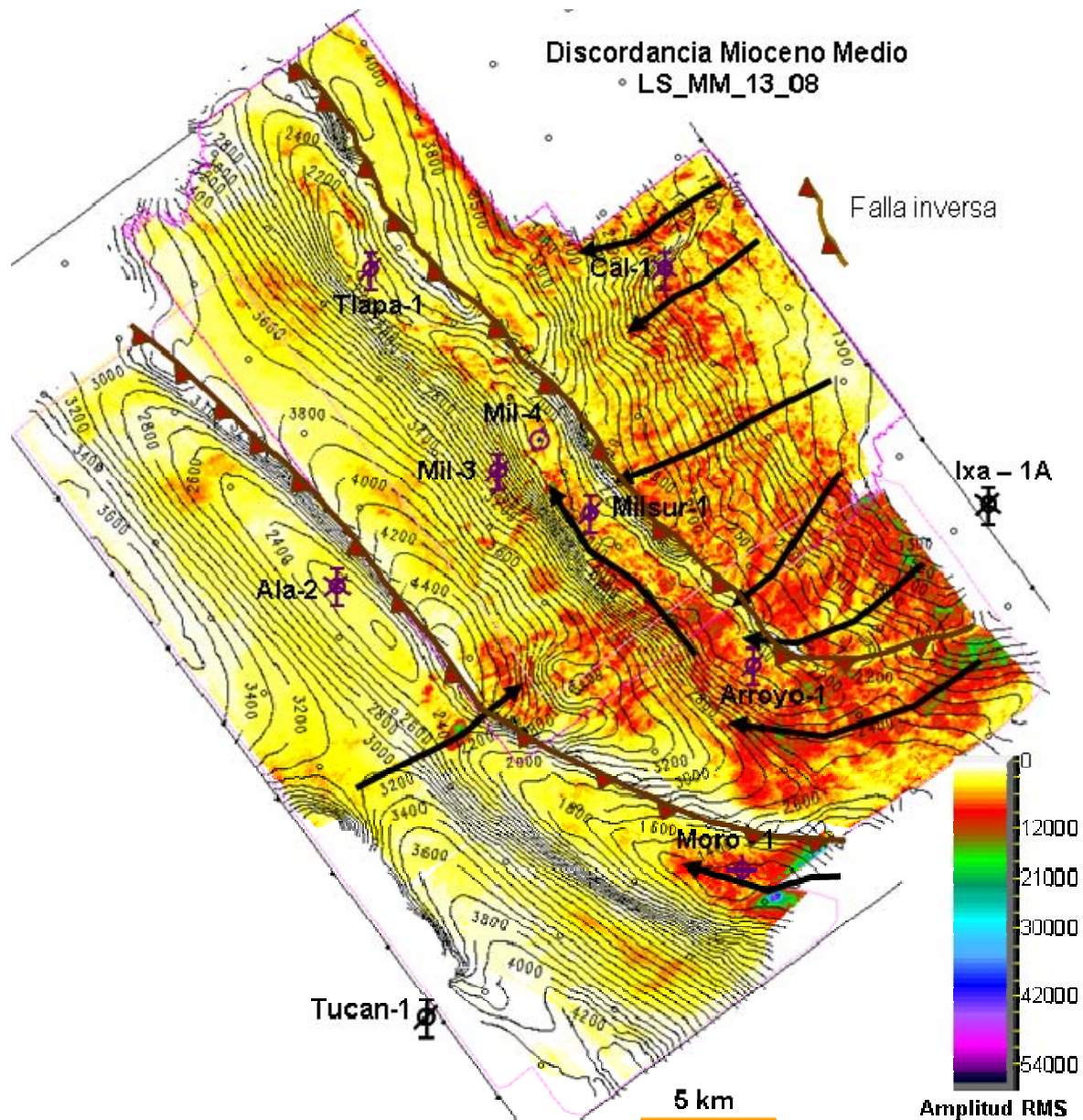


Figura 38.- Mapa de amplitudes RMS en una ventana de 300 milisegundos hacia abajo desde el horizonte relacionado a la discordancia del Mioceno Medio. Las flechas indican la posible dirección de aporte de conglomerados reportados en el pozo Cal – 1, Mil – 3, Milsur – 1, Arroyo - 1 y Moro – 1. Intervalo de curvas de contorno cada 100 metros de profundidad. Aplicaciones de este tipo se ven también en De Ruig et al. (2006).



Adicionalmente se marca un aporte de posible material conglomerático desde el suroeste, lo cual está soportado por los rasgos de incisión que cruzan de forma transversal en la traza sísmica Trz – 4231 mostrada en la **figura 31**. Este nivel sigue afectado por las fallas inversas que se prolongan en el mapa con dirección noroeste – sudeste.

En la **figura 39** se muestra la configuración en profundidad del horizonte SD4_MS, que como se observó en las secciones sísmicas, comprende prácticamente un nivel de relleno de sedimento que bordean a las estructuras; de tal forma que para el alineamiento Macuile desde el pozo Arroyo – 1 hasta el pozo Tlacotalpan – 1 se mantiene un área de no depósito para la secuencia bajo este nivel, y para el alineamiento Múchite sólo en las inmediaciones del pozo Morillo – 1 no hubo depósito. Para el alineamiento Tesechoacán (en la parte sur y sureste del área de estudio), no se tiene un control confiable sobre el nivel mapeado.

En la figura 40 se muestra el espesor obtenido para el intervalo compuesto por SD4_MS y LS_MM_13_08. Se observa que los mayores espesores se dan al norte del pozo Tlapa – 1, entre los pozos Mil – 3 y Ala – 2 y al suroeste del pozo Moro – 1.

En la **figura 41** se muestra un mapa con extracción de amplitud al horizonte, con el cual se infiere la dirección y sentido de sedimentación señalada por las flechas.

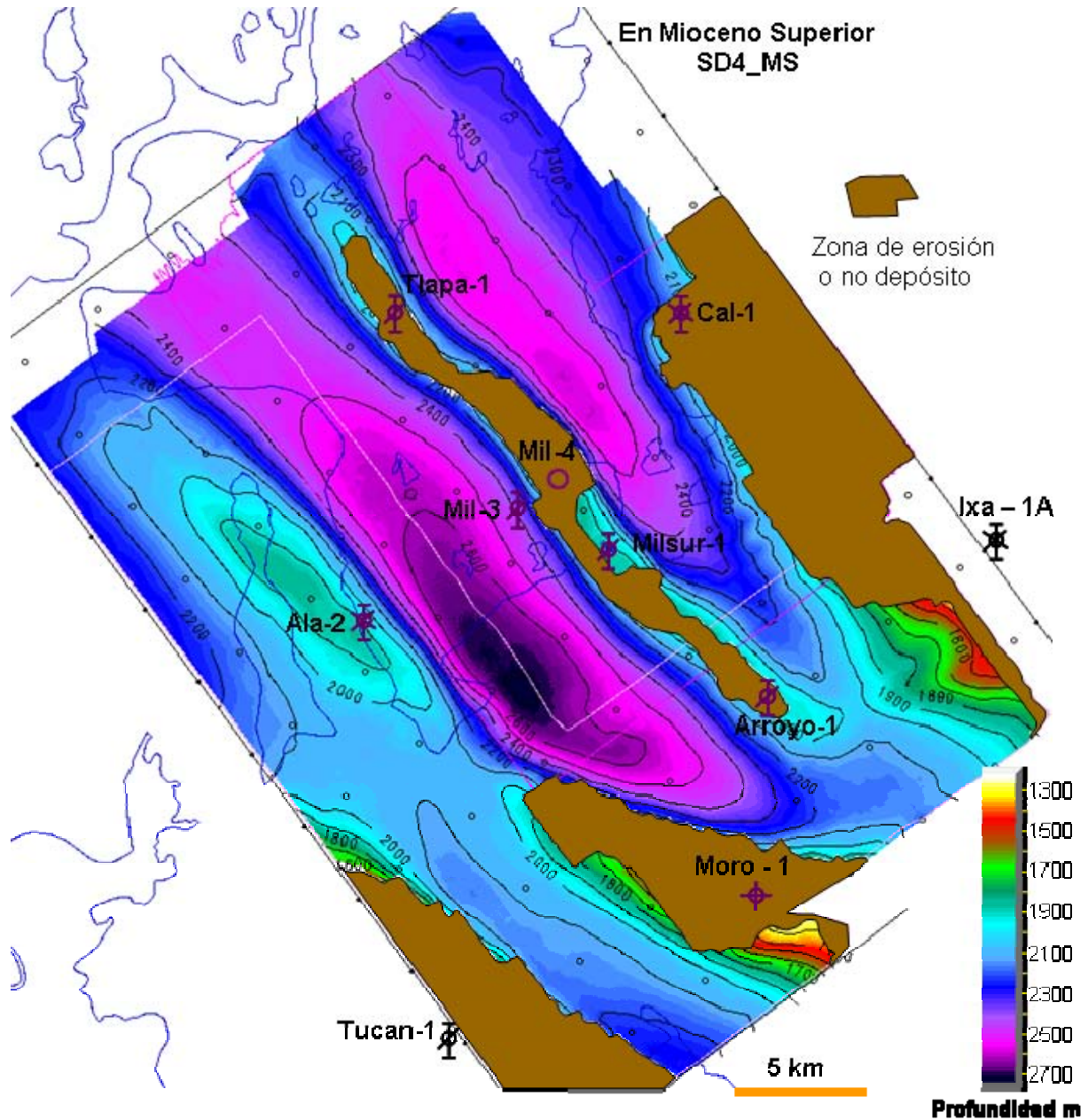


Figura 39.- Configuración en profundidad del nivel SD4_MS, Se observa que en las zonas más altas del alineamiento Macuile no hubo depósito. Curvas de contornos cada 100 metros.

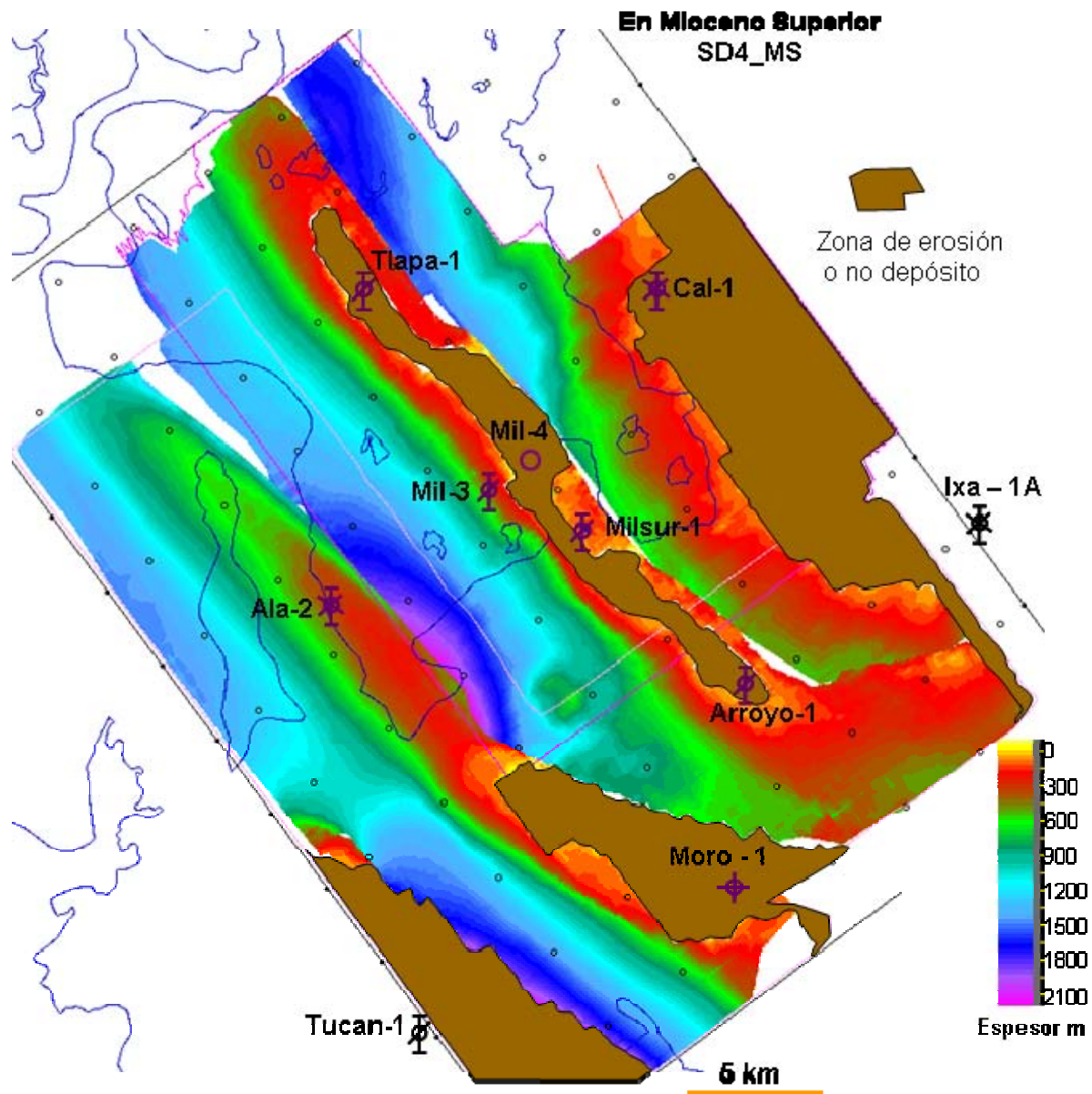


Figura 40.- Espesores aparentes entre las superficies SD4 – MS y LS_MM_13_08; se observa que esta secuencia no se depositó sobre todos los alineamientos identificados en esta zona ni en el alto bosquejado en las inmediaciones del pozo Ixa – 1A; pero sí alcanzó a cubrir el extremo noroeste del alineamiento Múchite, en las inmediaciones del pozo Ala – 2. Espesor en metros.

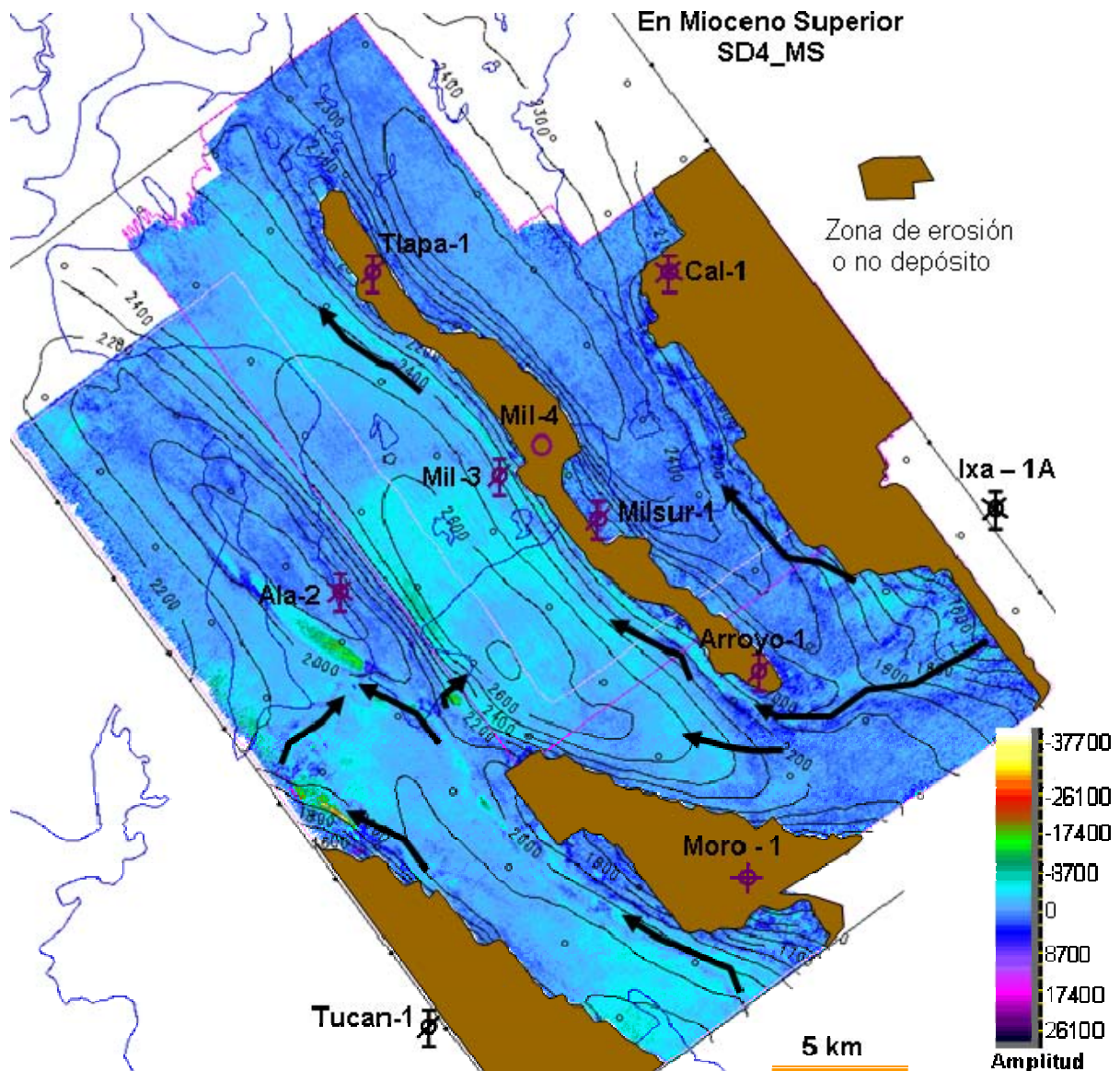


Figura 41.- Extracción de amplitud al horizonte, ayuda a definir la dirección y sentido de sedimentación, las amplitudes más negativas se relacionan a posibles cuerpos arenosos, los cuales fueron transportados prácticamente del sureste al noroeste en los flancos de los principales alineamientos. Curvas de contorno cada 100 metros.

En la **figura 42** se muestra la superficie correspondiente al límite de secuencia propuesto SD5_PI dentro del Plioceno Inferior bajo la cual resultó productor sólo el pozo Mil – 4, con la comprobación de la presencia de roca almacén con los pozos Mil-DL1 y Mil-DL2 muy próximos al pozo Macuile Sur-1, en el cual se tiene reporte de manifestaciones dentro de la secuencia delimitada por SD5_PI y SD4_MS. Esta secuencia ya cubre prácticamente todos

los alineamientos, sin embargo se ve afallada y fracturada desde el pozo Macuile – 4 hacia el extremo noroeste del alineamiento Macuile.

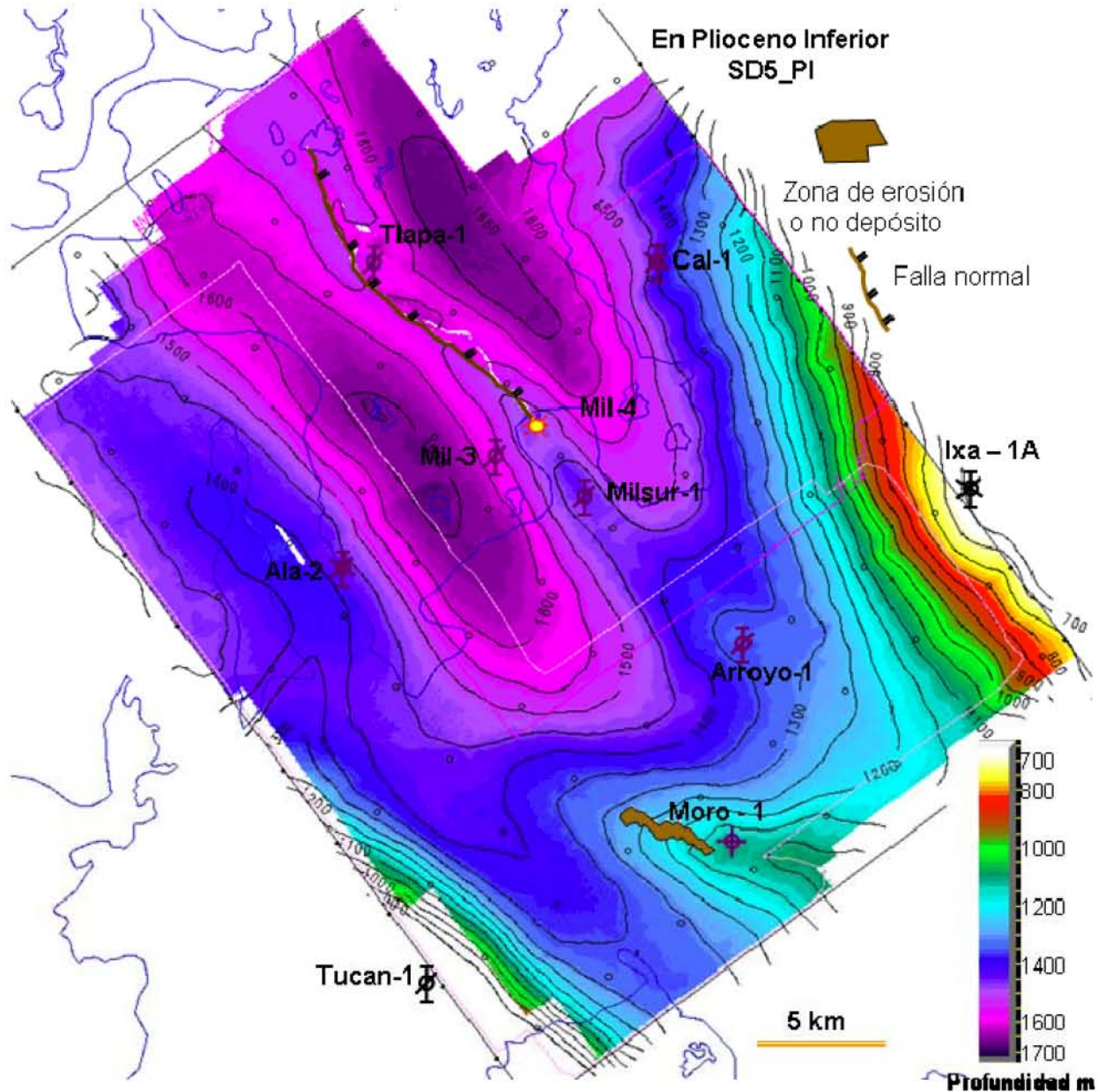


Figura 42.-Configuración en profundidad del nivel SD5_Pi. Aún este nivel se ve afallado en el extremo norte del alineamiento Macuile. Las áreas no cubiertas son por no depósito o erosión. Curvas de contorno cada 50 metros.

En relación con el límite marcado por la superficie SD5_PI, en la **figura 43** se muestra un mapa con extracción de amplitud RMS para una ventana de 120 ms hacia abajo desde la superficie señalada. Esta ventana de extracción obedece a los intervalos donde se reporta producción en el pozo Macuile – 4

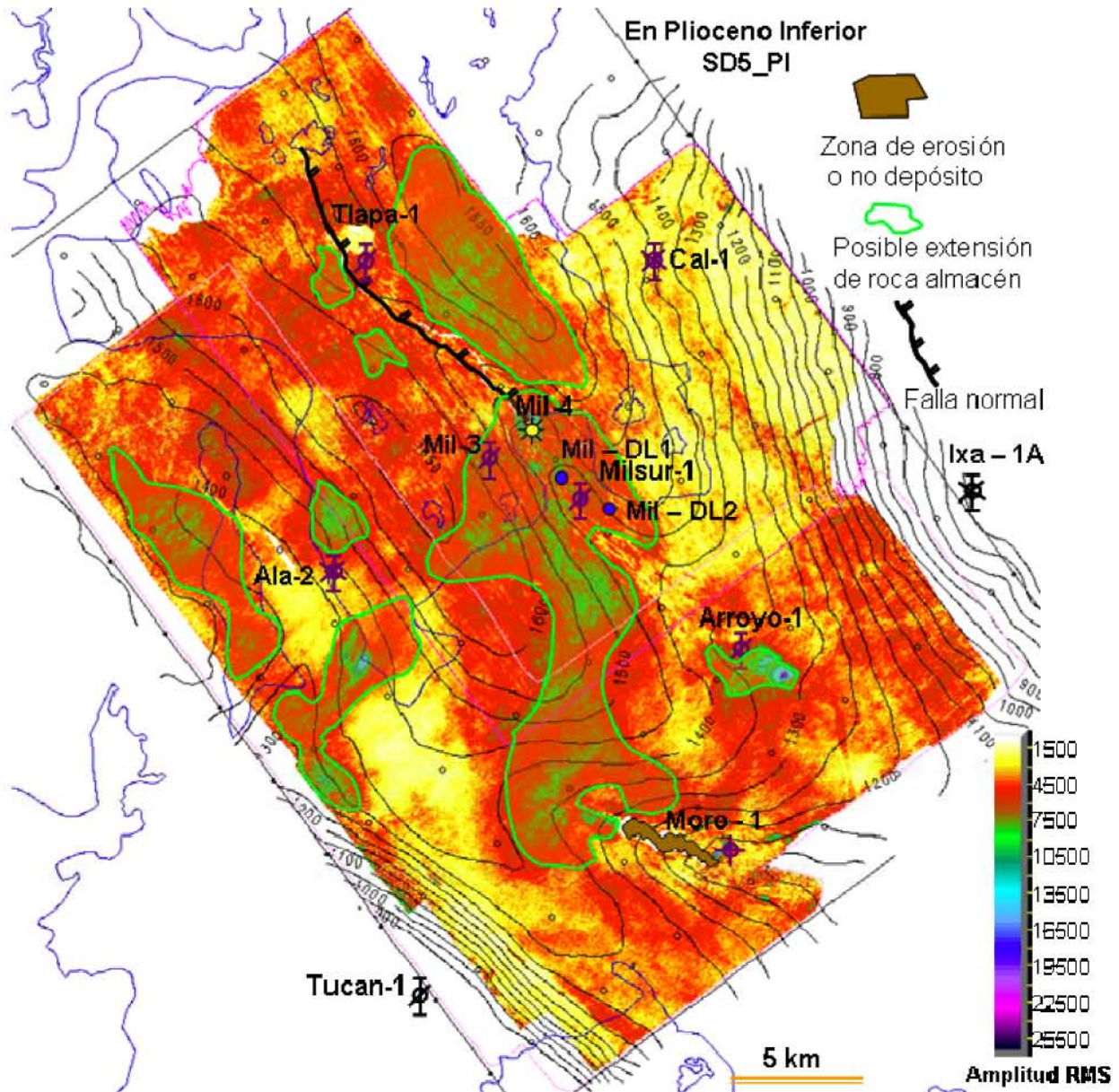


Figura 43.- Mapa de amplitud RMS con ventana de 120 ms hacia debajo desde la superficie de referencia. Los polígonos muestran la posible extensión de la roca almacén dentro de la cual produce el pozo Macuile – 4. La ubicación de los pozos Mil – DL1 y Mil – DL2 es sólo ilustrativa. Curvas de contorno cada 50 metros.



Al nivel SD5 _PI, los pozos que cortan la misma secuencia y en condiciones de amplitud RMS relativamente similares, aunque a profundidades mayores, son: Macuile – 3, Macuile Sur – 1 y los pozos recientes Macuile DL – 1 y Macuile DL – 2 (para el penúltimo; productor no comercial de gas, y para el último; invadido de agua salada evaluado por registro), ambos perforados desde el punto en superficie correspondiente al Macuile Sur – 1.

A este nivel se tiene reporte de núcleos cortados para el pozo Macuile DL – 1, el primer tramo es de 9 metros desviados y el segundo contiguo es de 7 metros también desviados; de la descripción del análisis básico de núcleos se resume (Papaloapan B, informe final pozo Macuile – DL1), de somero a profundo, lo siguiente: arenisca gris claro parcialmente consolidada, los constituyentes importantes del armazón incluyen cuarzo, fragmentos de roca y feldespatos. Los granos de cuarzo son translúcidos, de finos a muy finos y de sub - angulosos a sub - redondeados. Como característica particular se tiene gran cantidad de fragmentos de roca metamórfica de bajo grado y de roca ígnea. Se tienen fragmentos detríticos de carbonatos y fragmentos de pedernal como los más comunes de roca sedimentaria. La plagioclasa es más común que el feldespato potásico. Hay trazas en poca proporción de restos esqueléticos (foraminíferos, equinodermos y moluscos) y granos de mica, glauconita, minerales pesados y clorita.

La presencia común de fragmentos detríticos de carbonato, las trazas de biotita y la angulosidad de los granos sugieren un área fuente relativamente cercana.

También del reporte de difracción de rayos – X sobre 12 muestras, del mismo documento se obtiene la composición total de la roca: Cuarzo (46 % – 57 %), arcilla (15 % - 20 %), Calcita (10 % - 17 %), feldespato (10 % - 25 %).

A mayor profundidad la arenisca termina ligeramente limolítica hasta encontrar intervalos de lutita color café grisáceo intercalados con areniscas semi consolidadas a bien cementadas.

La porosidad intergranular determinada para ambos intervalos de núcleo oscila de 33 a 37%.

En la **figura 44** se muestra la configuración en profundidad de la superficie SD6 que se ubica en el Plioceno Inferior y que se relaciona a la máxima superficie de inundación MSI_PI_05.

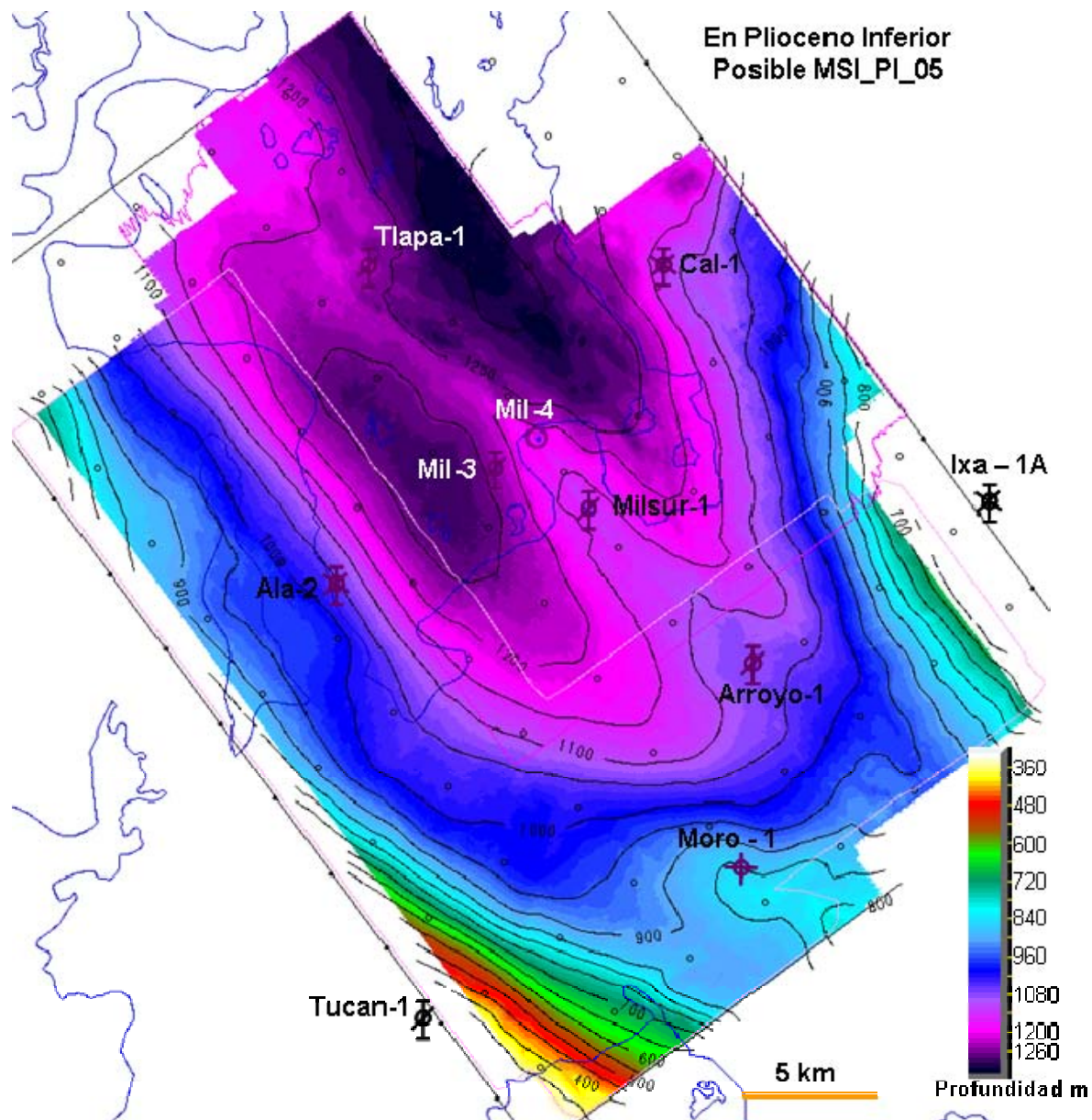


Figura 44.- Configuración en profundidad de la superficie SD6.

Las profundidades más someras se observan en las inmediaciones de los pozos Tesechoacán – 1 e Ixhuapán – 1A. El probable piso de cuenca abarca gran porción del área de estudio. Curvas cada 50 m.

En la superficie SD6 ya se aprecia una zona más profunda tipo mini cuenca dividida en dos áreas; la primera se ubica próxima al occidente del pozo Macuile 3 y la otra de mayor profundidad al norte del pozo Macuile – 4, con la mayor depresión al noreste del pozo

Tlacotalpan – 1. En la **figura 45** se muestra el mapa de amplitudes RMS en una ventana de 100 milisegundos desde la misma superficie.

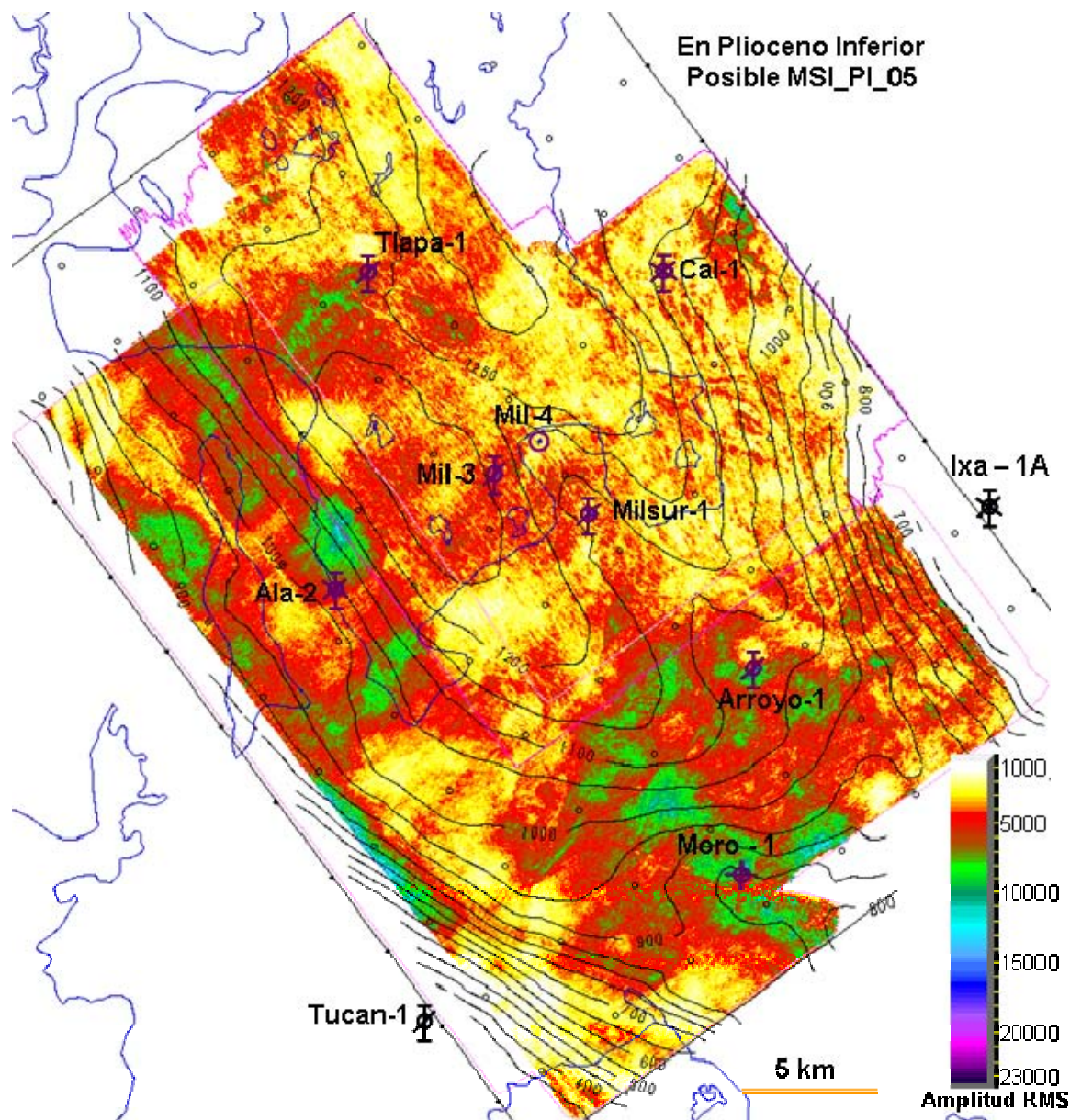


Figura 45.- Mapa de amplitudes RMS con una ventana de 100 ms, hacia abajo y desde SD6.

Se observan ciertas tendencias de sureste a noroeste por los pozos Morillo – 1 y Arroyo – 1, y de suroeste a noreste desde las inmediaciones del pozo Acula – 2 hacia el pozo Tlacotalpan – 1, sin embargo, no se define claramente la respuesta en relación a la dirección

de sedimentación. Se tiene también evidencia de un cambio de amplitudes debido a la unión de los cubos Jimba – Najucal.

En la **figura 46** se muestra una distribución de espesores aparentes obtenida entre la superficie SD6 y la superficie SD5. Las áreas internas sin datos se deben a la ausencia de estos en la superficie SD5.

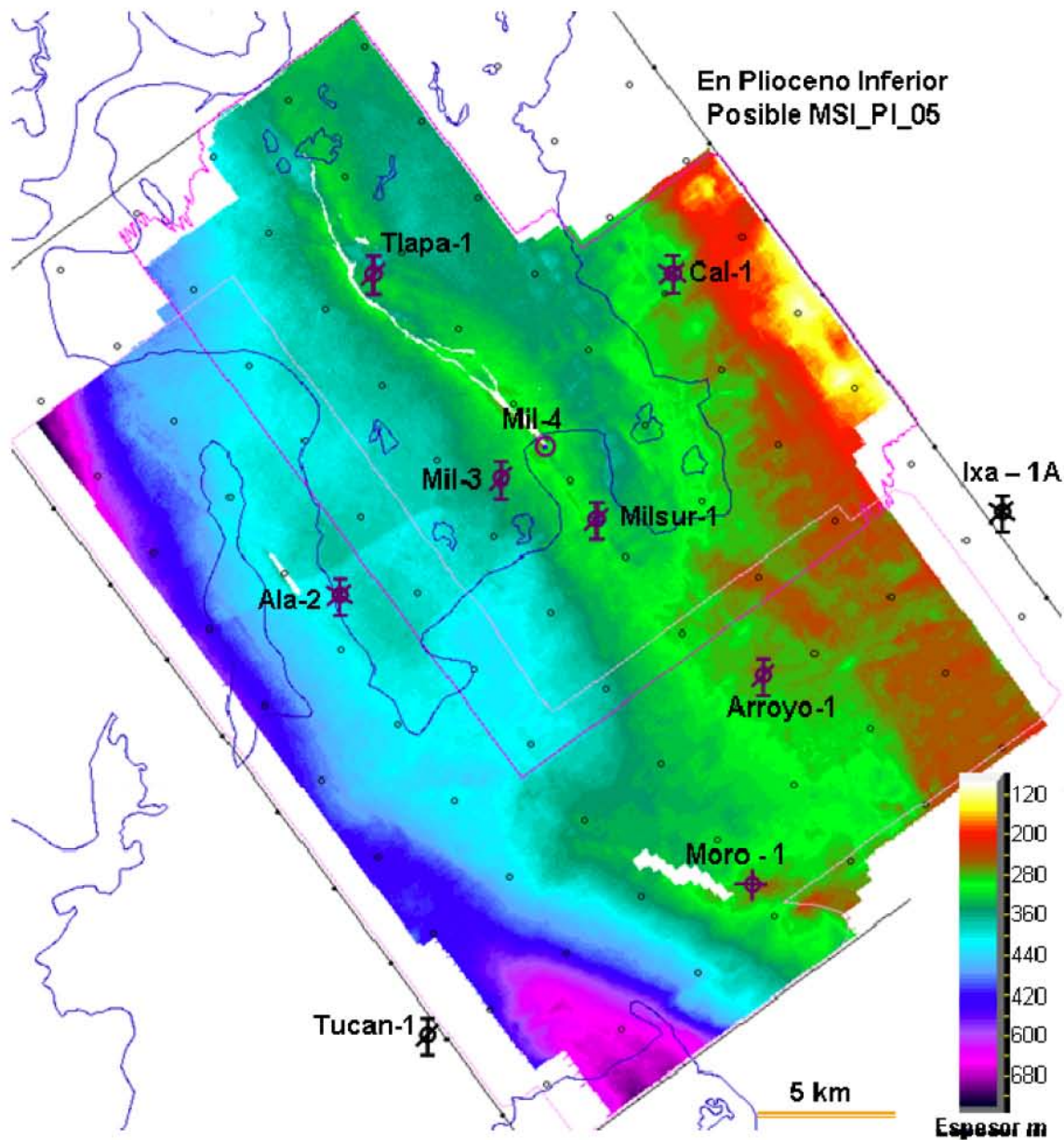


Figura 46.- Mapa de espesores entre SD6 y SD5. Los máximos espesores se dan al sur y noroeste.

En la **figura 47** se ilustra el nivel correspondiente a la fase final del Plioceno Inferior, a este probable límite de secuencias se le asignó el nombre SD7_PI. A este nivel, con el análisis en secciones sísmicas (como se observa en la figura 47.5) ya es posible definir la zona correspondiente al quiebre de plataforma que se incluye en la figura en mención.

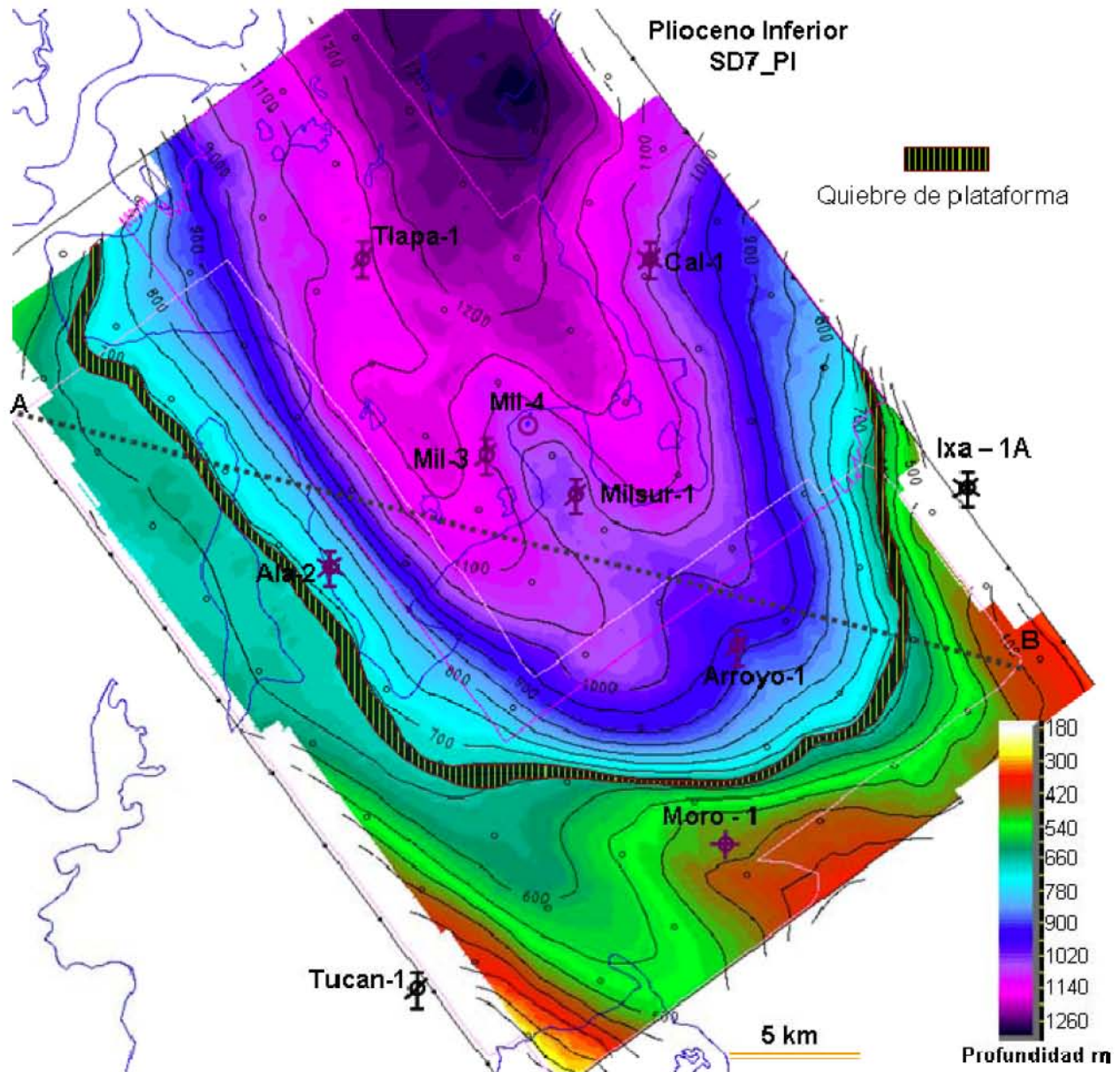


Figura 47.- Configuración en profundidad del probable límite de secuencias SD_7. La zona más profunda que puede corresponder al piso de cuenca se ubica en la parte norte del área de estudio. Intervalo de curvas cada 50 metros.

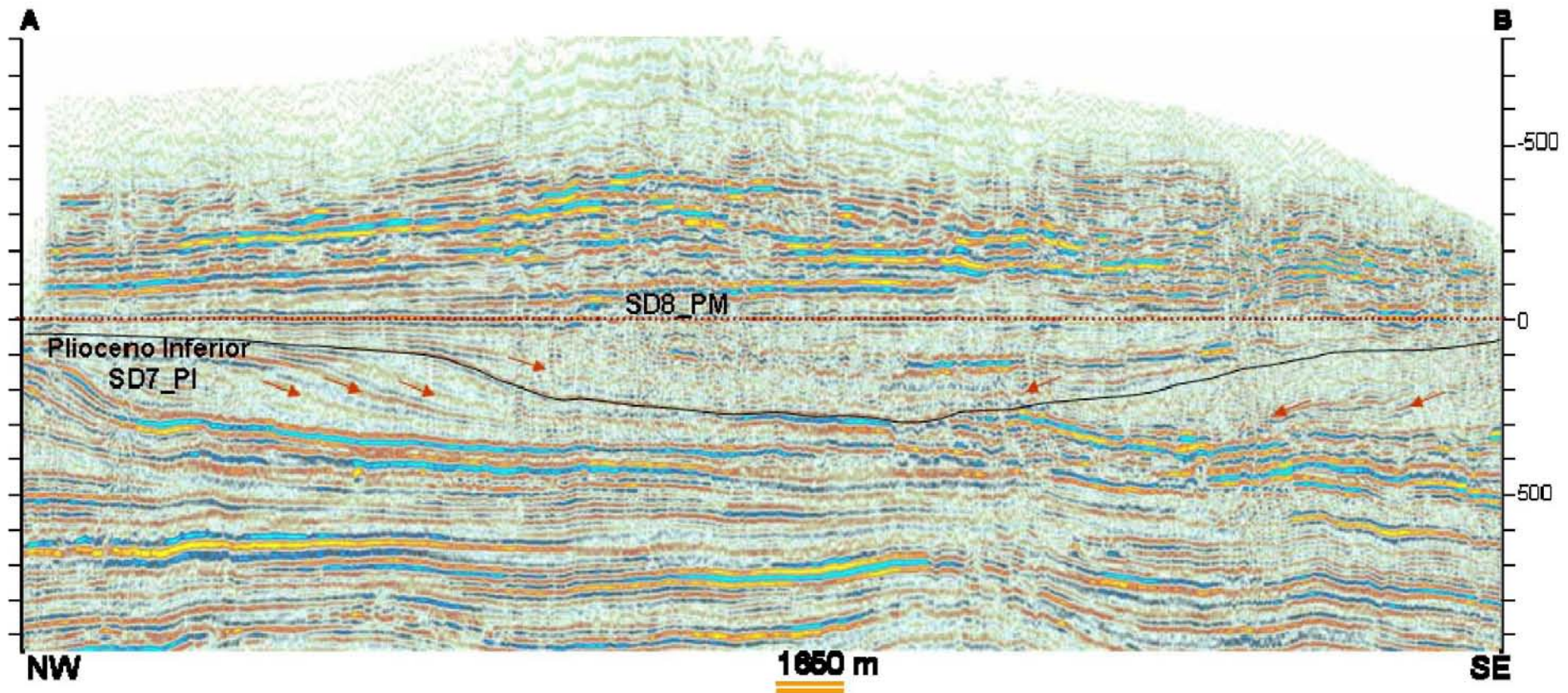


Figura 47.5.- Sección sísmica con el horizonte SD8_PM aplanado para visualizar el comportamiento de las progradaciones (clinoformas) para determinar el borde de plataforma marcado en la figura 47. Se comprueba la interacción de ambos frentes y el avance hacia el noreste de la sedimentación. PEMEX (CPCI, 2007).

En la **figura 48** se presenta el mapa de amplitud RMS en el cual se vislumbra que las altas amplitudes se ubican en las cercanías de lo que se infiere como quiebre de plataforma, los rasgos ya en lo que sería piso de cuenca son difusos y no permiten agregar alguna otra observación.

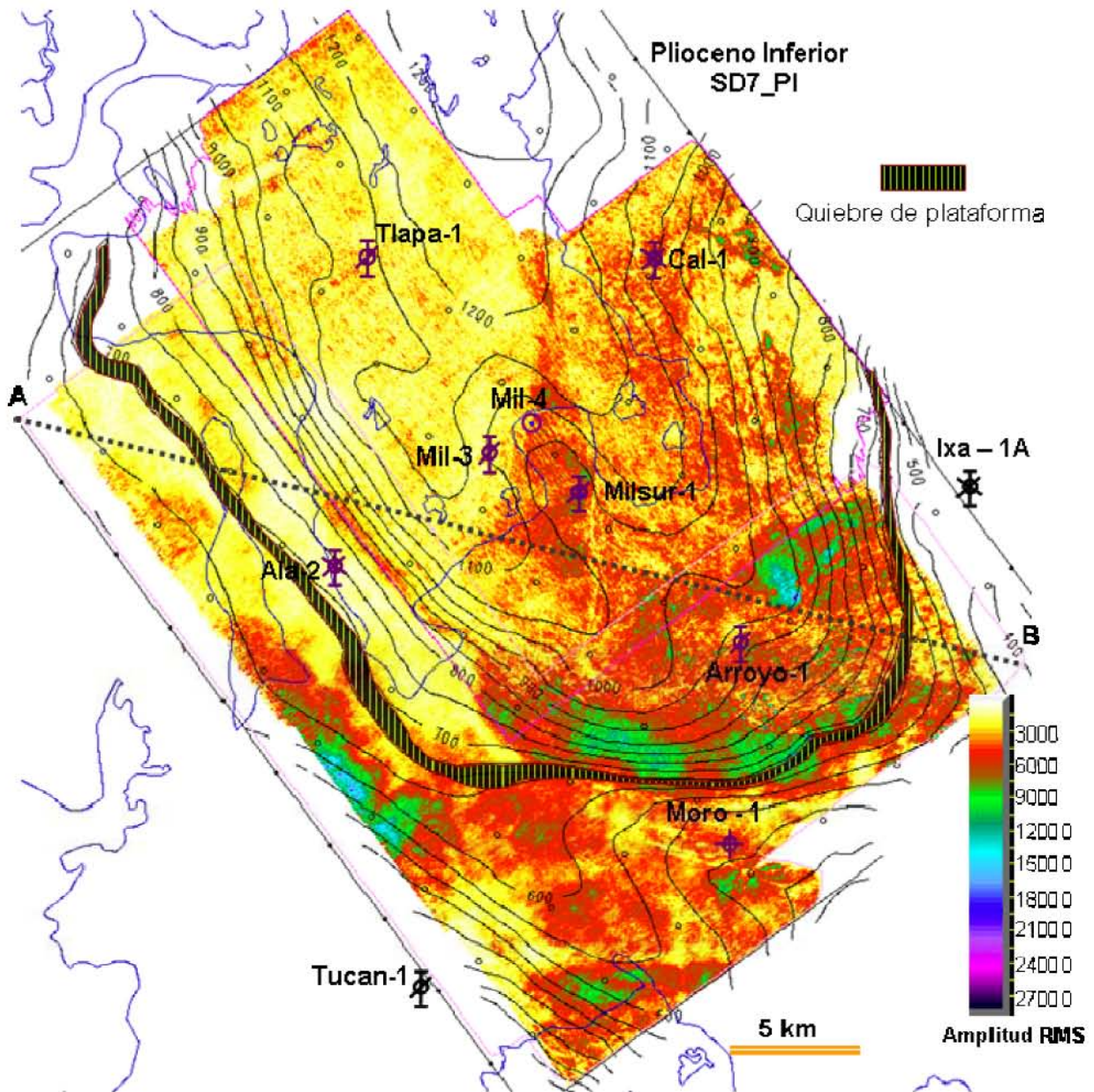


Figura 48.- Mapa de amplitud RMS con ventana de 50 milisegundos hacia abajo desde el límite SD7_PI. Las altas amplitudes se dan en la probable plataforma externa (al norte del pozo Tucan – 1), y en lo que sería en talud, en las inmediaciones del pozo arroyo – 1. Se muestra también la sección correspondiente A – B de la figura 47.5. Contornos en profundidad cada 50 metros.

En la **figura 49** se expone un mapa de espesores aparentes donde los valores mayores se tienen precisamente en lo que se considera parte de la plataforma externa como se ejemplifica en las cercanías del pozo Morillo – 1 (Moro – 1).

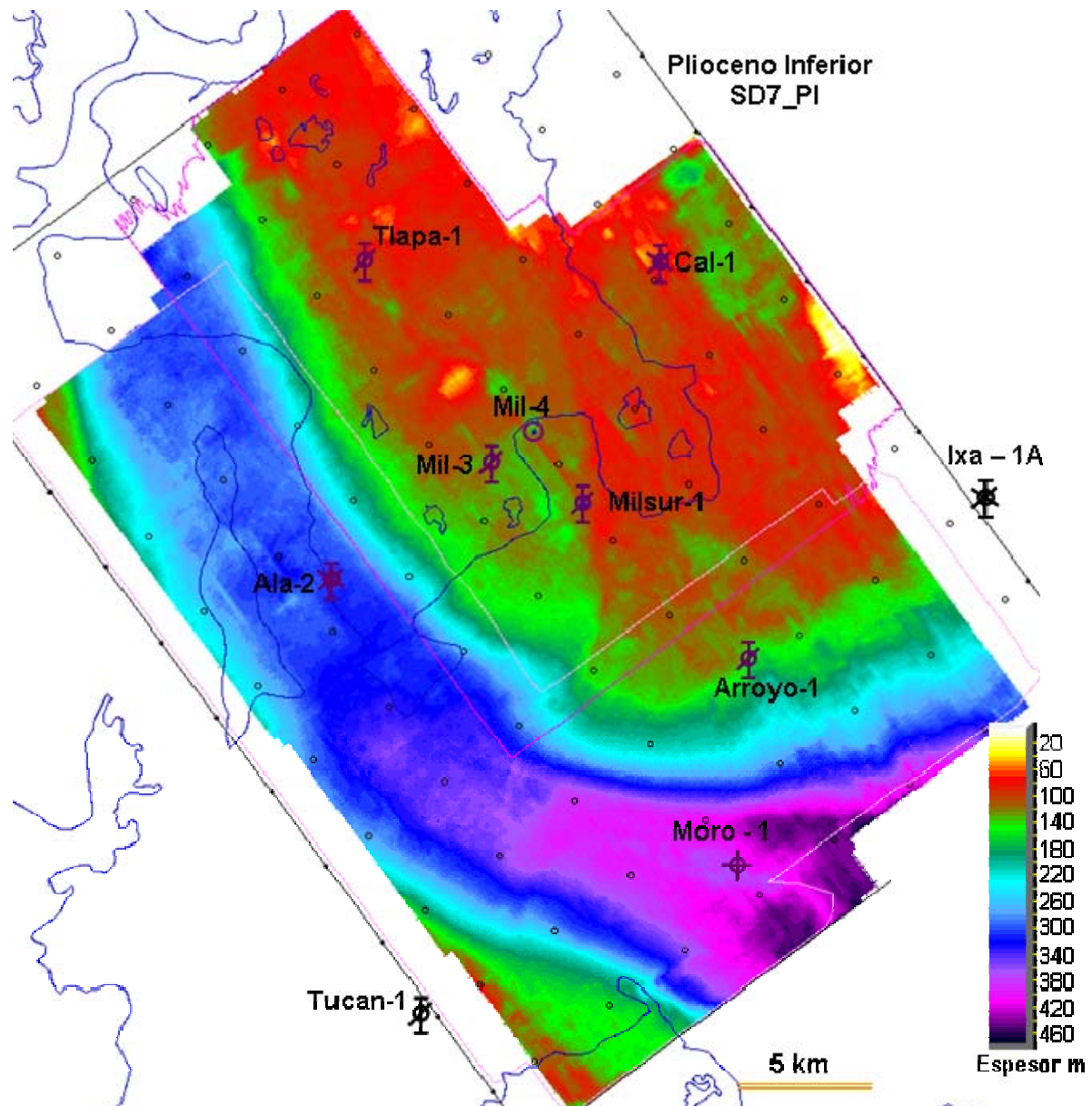


Figura 49.- Mapa de espesores aparentes obtenido de la diferencia de valores entre la superficie SD6 (más profunda) y SD7. Cerca de 480 metros de espesor aparente se tiene como máximo al oriente del pozo Morillo – 1. Casi los mínimos espesores se tienen en lo que se considera como piso de cuenca.

Como último nivel mapeable y más somero se tiene el SD8_PM que se muestra su configuración en profundidad en la **figura 50**.

En el probable límite de secuencias SD8_PM se observa a lo que se considera como quiebre de plataforma que ya emigró hacia el norte con referencia a su ubicación mostrada en la superficie SD7.

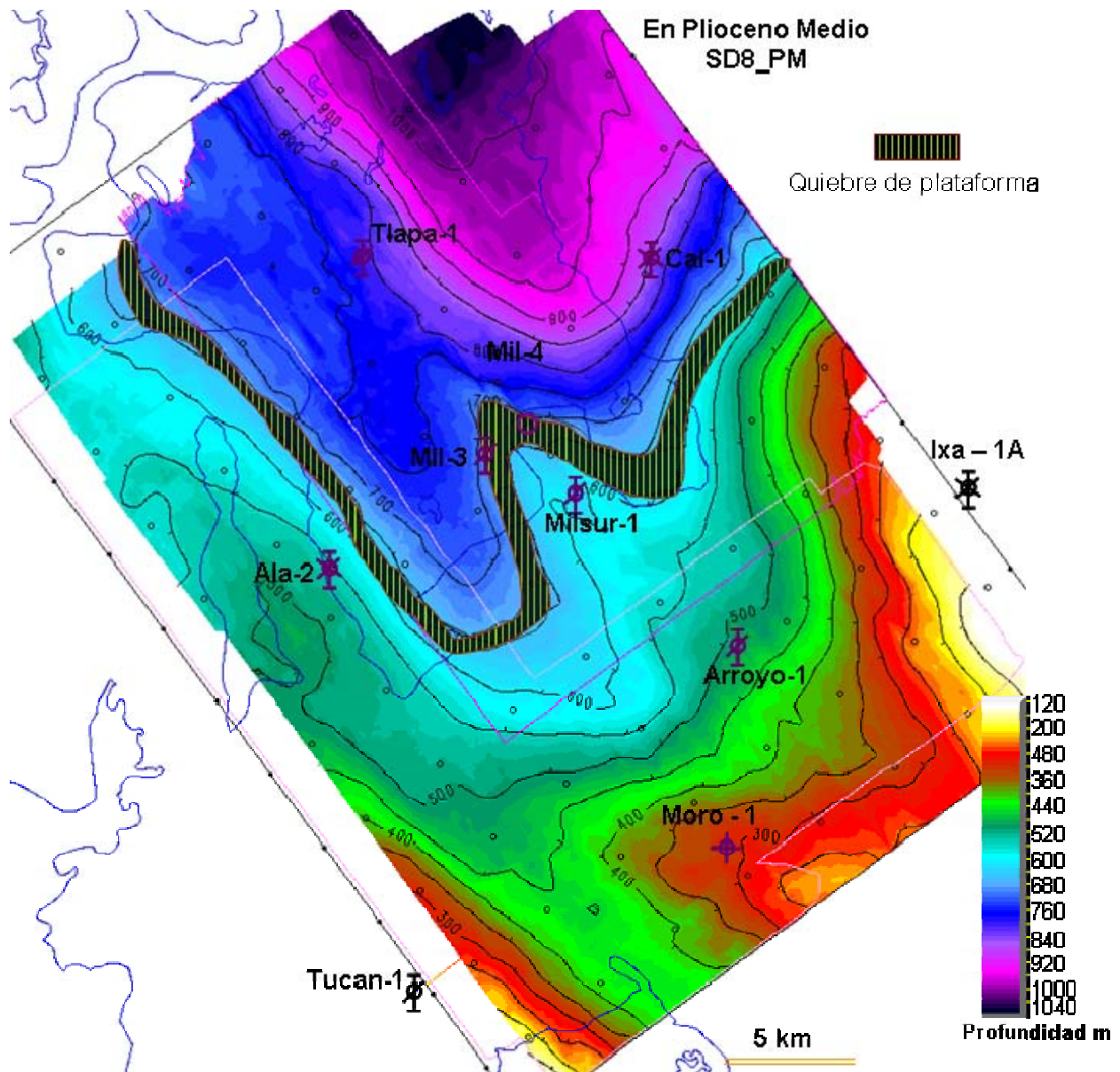


Figura 50.- Configuración en profundidad del probable límite de secuencias SD8_PM dentro del Plioceno Medio. De forma irregular el quiebre de plataforma emigra hacia la porción norte del área de estudio. Contornos en profundidad cada 50 metros.

En la **figura 51** se tiene el mapa de amplitudes RMS del nivel SD8_PM, cuyos máximos valores se ubican sobre lo que se considera como plataforma.

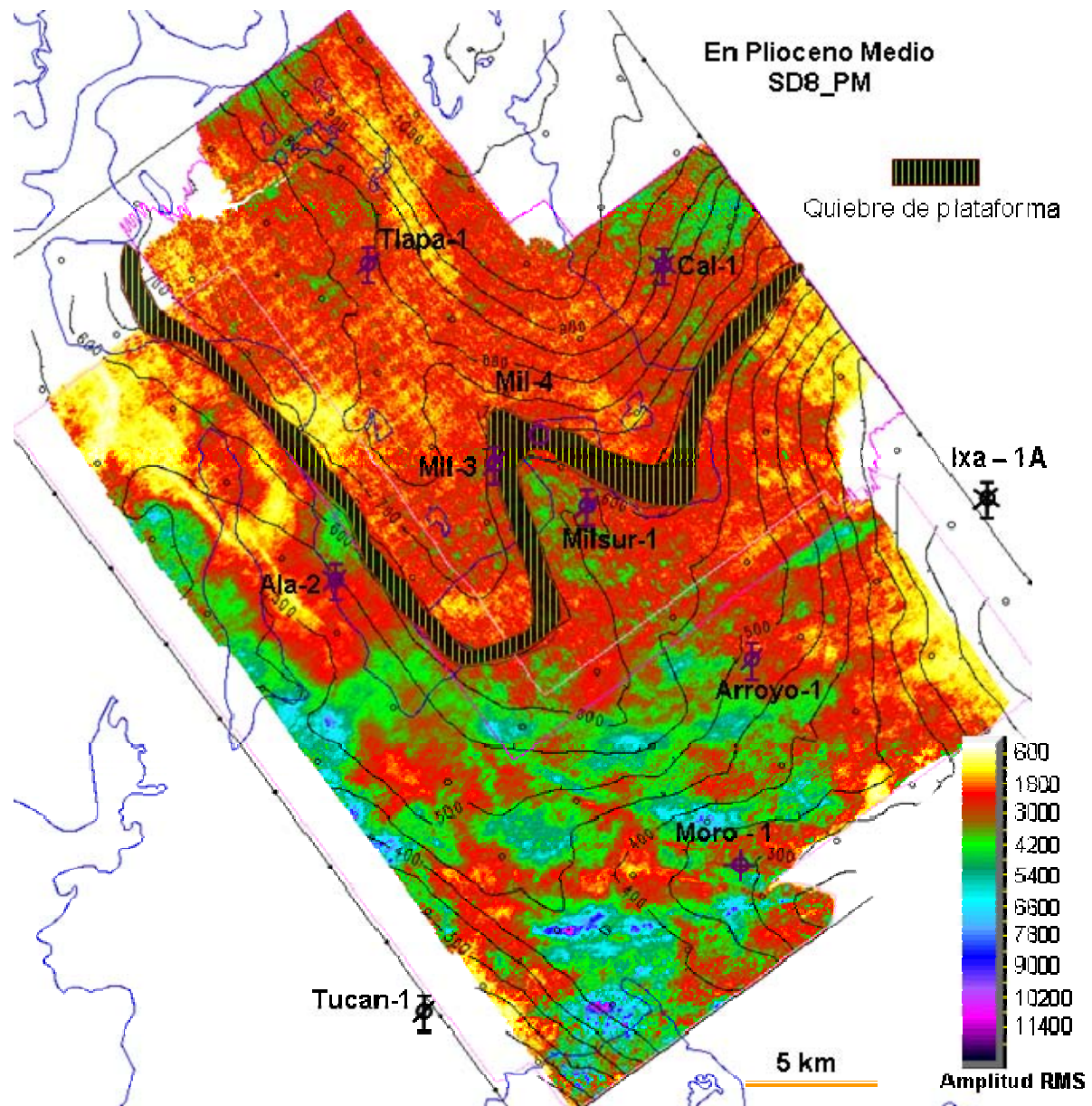


Figura 51.- Mapa de amplitud RMS extraído entre las superficies SD7_PI y SD8_PM. Las altas amplitudes se mantienen en la parte sur en lo que se considera como plataforma.

Para completar el bloque de configuraciones, en la **figura 52** se ilustra el mapa de espesores aparentes obtenido de la diferencia de valores entre los niveles SD7_PI y SD8_PM. Como resultado sorprendente se tiene que los mayores espesores se presentan al

oriente del área de estudio y no como el comportamiento de los que se muestran en la figura 49, ya que los menores espesores se tienen en el extremo sur y noroeste de la zona de estudio, así como también en la zona considerada como plataforma y no en el probable piso de cuenca al norte.

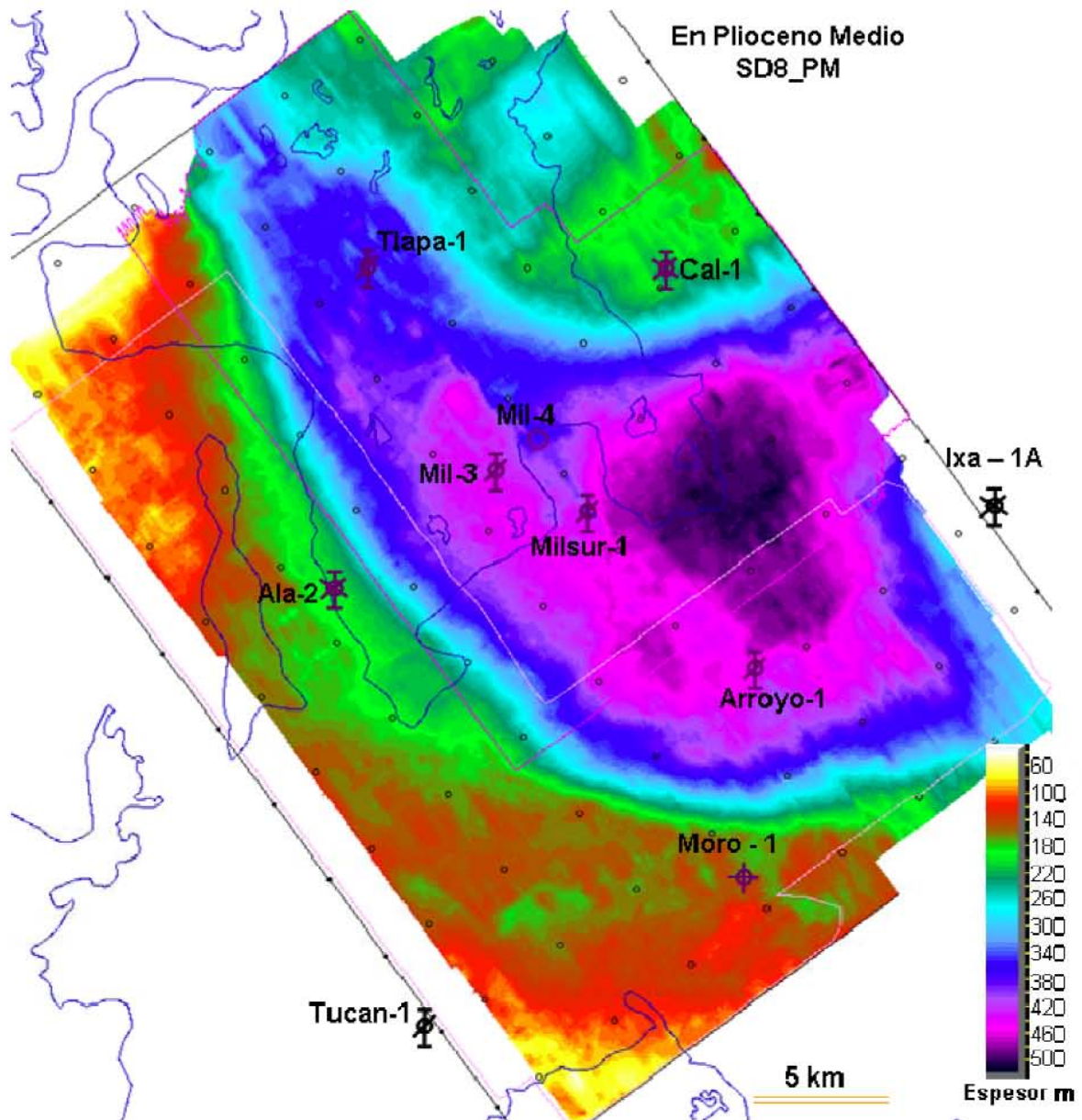


Figura 52.- Mapa de espesores aparentes entre los límites SD7_PI y SD8_PM. Los mayores espesores se tienen al norte del pozo Arroyo – 1 y al oriente del pozo Macuile – 4. Los mínimos se ubican el suroeste del pozo Morillo – 1 y al noroeste del pozo Acula – 2 (Ala-2), en la parte de la plataforma tal vez interna.

A manera de integración, en la **figura 53** se muestran tres de las superficies analizadas anteriormente, para darles referencia se agregan planos del volumen sísmico en cortes horizontales y verticales

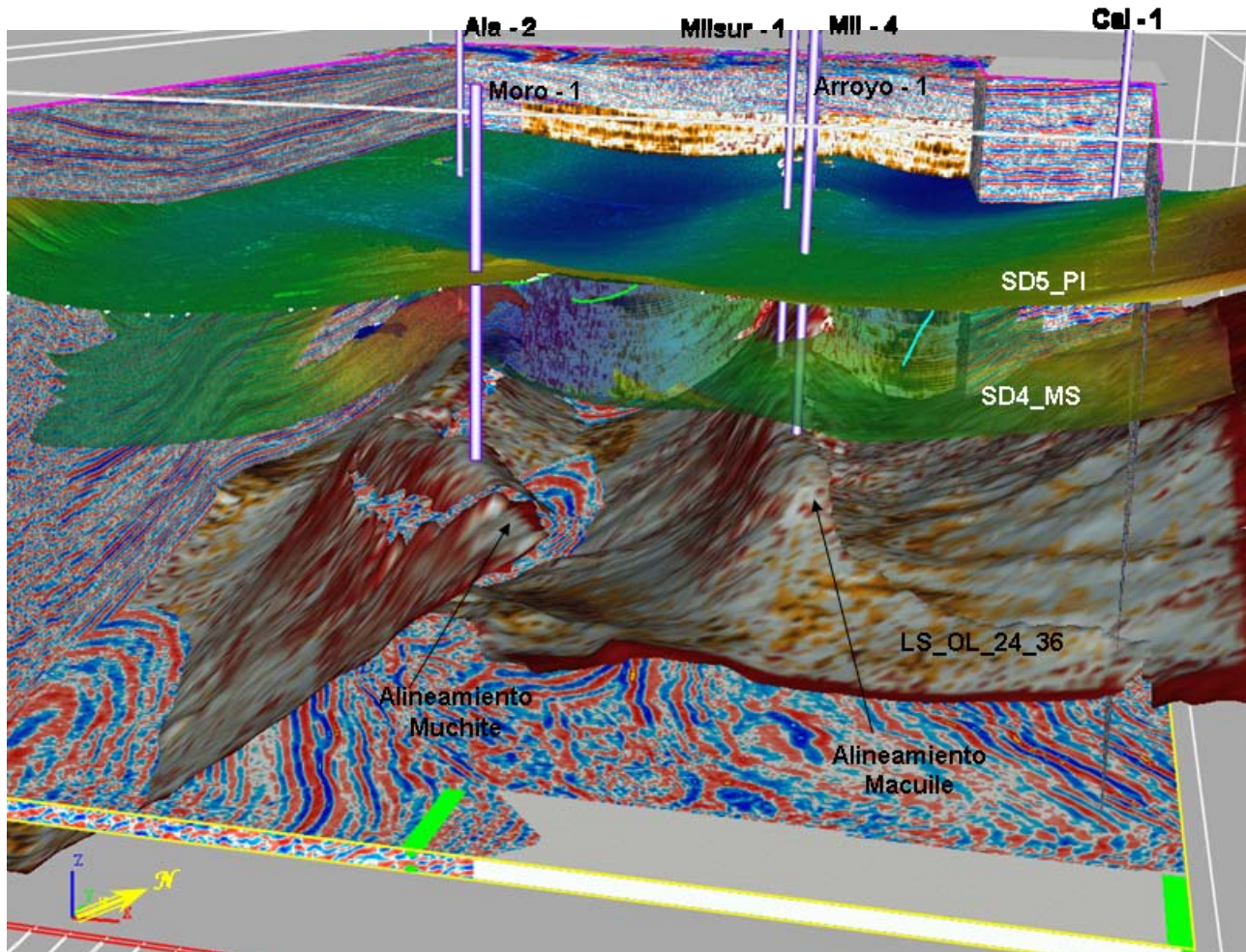


Figura 53.- En la base se pone un corte en tiempo correspondiente a 5800 m de profundidad al cual sobrepasa la cima del Oligoceno Superior mostrada en Coherencia, el siguiente nivel es el límite denominado por SD4_MS con colores que indican profundidad, la superficie superior corresponde al límite SD5_PI. En cortes verticales se muestra la sísmica alrededor del área de estudio combinada en el frente con sección vertical con el atributo sísmico de coherencia.



4.3.3. Modelo de velocidades para Jimba – Najucal 3D.

Debido a los eventos tectónicos antes mencionados en el **capítulo 2**, las estructuras generadas en el área de estudio no permiten manejar un modelo de velocidades sólo con variación vertical, sino también horizontal. Posterior al planteamiento de los niveles sismoestratigráficos se muestra el modelo de velocidades obtenido.

Los contornos en profundidad y la obtención de espesores mostrados anteriormente, están soportados por un modelo de velocidades, con el que se pasa del dominio del tiempo (en milisegundos), en el cual se adquiere la información sísmica, a profundidad en metros.

El método para construir este modelo consistió en considerar las tablas de pares de valores tiempo - profundidad (TZ) obtenidas de la calibración de los sismogramas sintéticos analizados en los capítulos anteriores, de éstas resultaron viables siete TZs cuya distribución se muestra en la **figura 54**. En la aplicación “Depth Team” éstas fueron analizadas y comparadas entre sí gráficamente para mantener una uniformidad considerable a partir de la superficie al nivel medio del mar como referencia, de tal manera que mantuvieran una tendencia razonablemente creciente a mayor profundidad; además, se analizaron los intervalos que no mostraban ésta tendencia y la mayoría estaba relacionada a contrastes litológicos reportados en los pozos, tales como intercalaciones de conglomerados de mayor velocidad a areniscas o lutitas de menor velocidad.

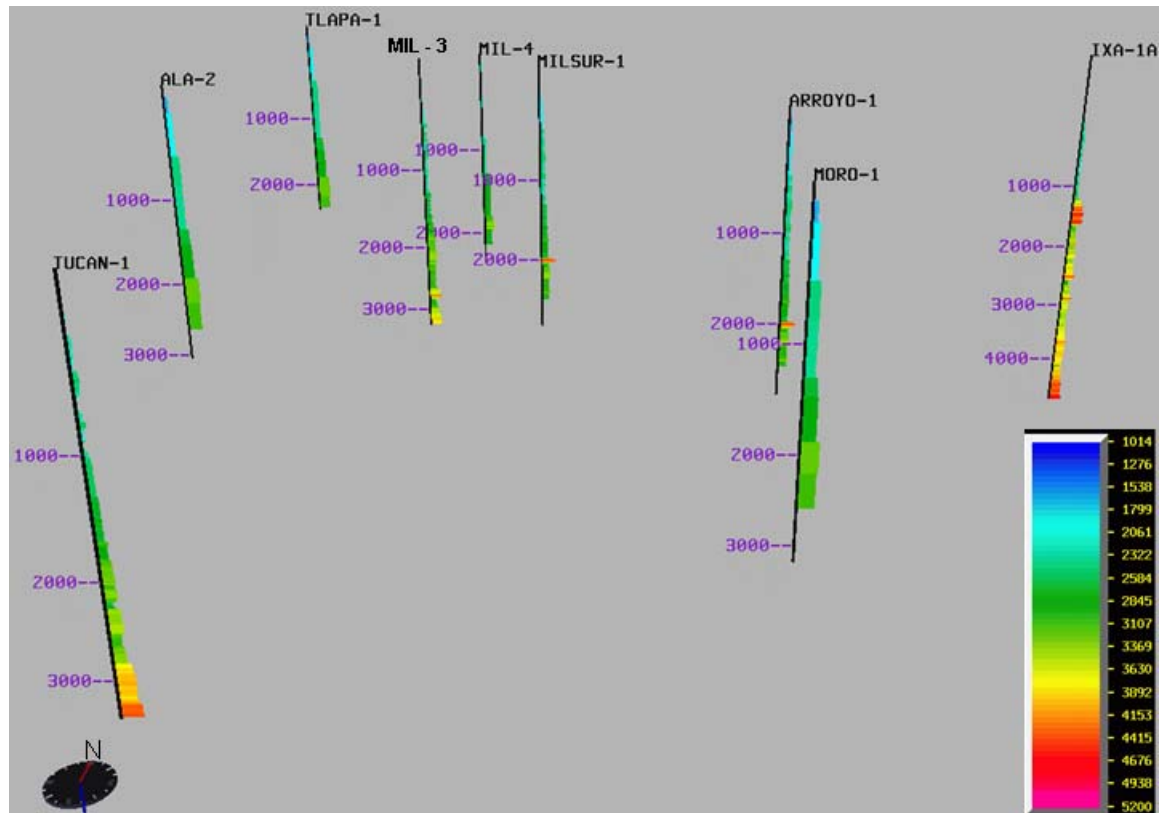


Figura 54.- Distribución espacial de tablas tiempo – profundidad utilizadas para construir el modelo de velocidades. Los rangos de velocidad varían desde cerca de 1020 m/s (azul) hasta casi 5300 m/s (rojo o violeta), estos últimos están relacionados con la presencia de conglomerados reportados en núcleos y muestras de canal. Los valores al lado de cada TZ son de profundidad en metros con respecto al nivel medio del mar. Vista hacia el norte.

El utilizar únicamente estas tablas TZ para construir el modelo de velocidades nos daría como resultado un cubo cuya variación de éstas sólo sería en sentido vertical, pero al contar con estructuras como las mostradas tanto en las secciones sísmicas, mapas, así como en la vista 3D de la **figura 53**, la conversión a profundidad tendría un rango de error muy alto ya que dichas estructuras dentro de sí, tienen variaciones laterales muy fuertes. Para tomar en cuenta la tendencia de éstas, fue necesario el uso de los horizontes que cubren completamente el área dentro de Jimba –Najucal y que no están seccionados por fallas geológicas o interrupciones de otra índole (es una restricción del software utilizado); por tal motivo se usaron los horizontes: SD5, SD6, SD7 y SD8. Se hizo la prueba de utilizar el nivel inferido al Cretácico Superior pero como no se tiene alcance con ninguno de los pozos dentro del área, no fue posible controlar las velocidades hasta este nivel (se ha inferido su

profundidad cercana a los 7500 m aproximadamente a las inmediaciones el pozo Ixhuapán - 1A); sin embargo al visualizarlo aquí, dio una perspectiva sobre el espacio de acomodamiento disponible para los sedimentos del Cenozoico, y en particular muestra la tendencia de sedimentación en el inicio del Mioceno Inferior. En la **figura 55**, tal espacio define su extensión hacia la zona noroeste del área de estudio, y al oriente se eleva, tal vez, como una extensión del Alto de San Andrés, el cual pudo servir de roca madre para aportar los sedimentos hacia el espacio de acomodamiento definido en las depresiones de las superficies asignadas (color azul).

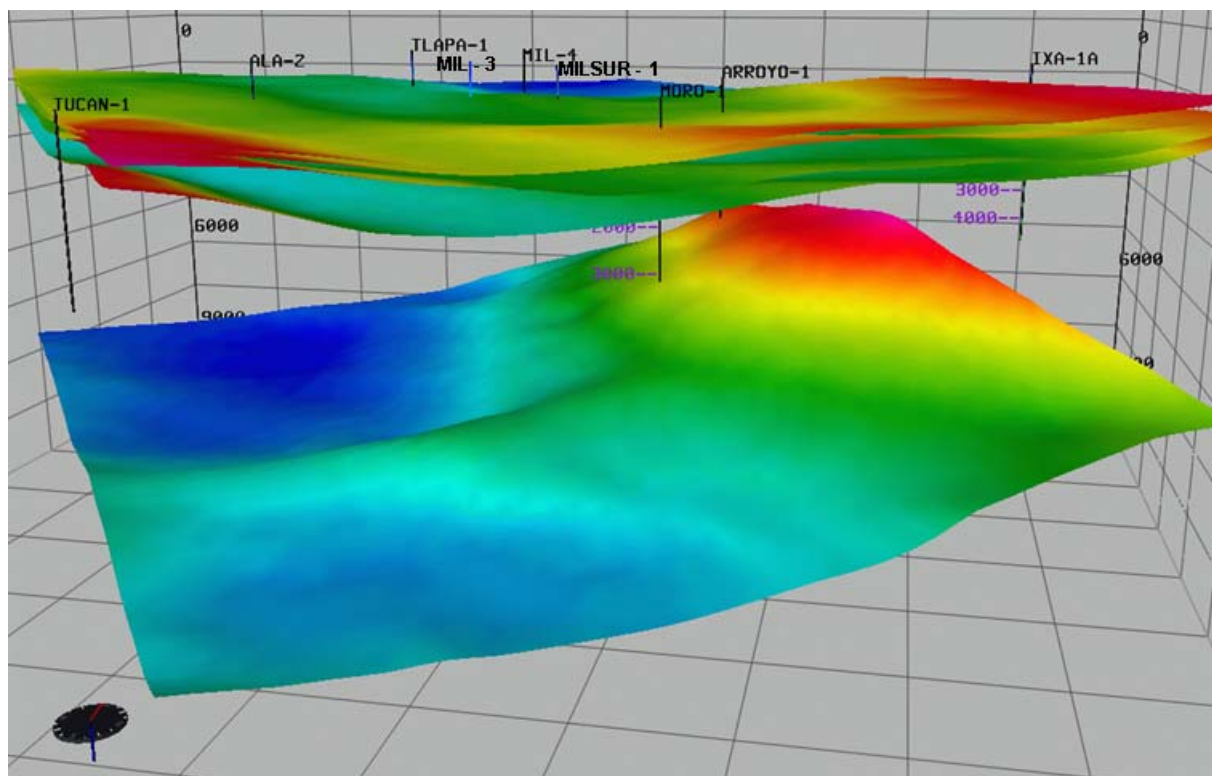


Figura 55.- Superficies superiores SD5, SD6, SD7 y SD8 utilizadas para el modelo de velocidades. La superficie inferior puede representar al Cretácico Superior; en la cual se expone en las partes bajas (color azul) el espacio de acomodamiento para los sedimentos del Paleoceno al Mioceno. Hacia el oriente se eleva una estructura (coloreada en rojo) posiblemente relacionada con el extremo occidental del Alto de San Andrés. Escala vertical en tiempo (ms).

El modelo resultante de velocidades al usar las TZs y los horizontes antes mencionados, se muestra en las **figuras 56.1** y **56.2**. El rango en tiempo para el cual es válido este modelo va de 0 a 6 segundos. Tiene una precisión aproximada de 50 metros, debido a que no fueron incorporadas las cimas correspondientes a los horizontes usados, para lo cual se requiere

una calibración más detallada; aunque esto puede ser necesario para el modelo estático de algún yacimiento, por ejemplo, para este caso con lo obtenido es suficiente. Con la incorporación de TZs de nuevos pozos ya sean de preferencia provenientes de análisis de recientes VSPs (Perfil Sísmico Vertical) el modelo construido en este estudio puede ser enriquecido constantemente con lo que se obtendría una mejor calibración.

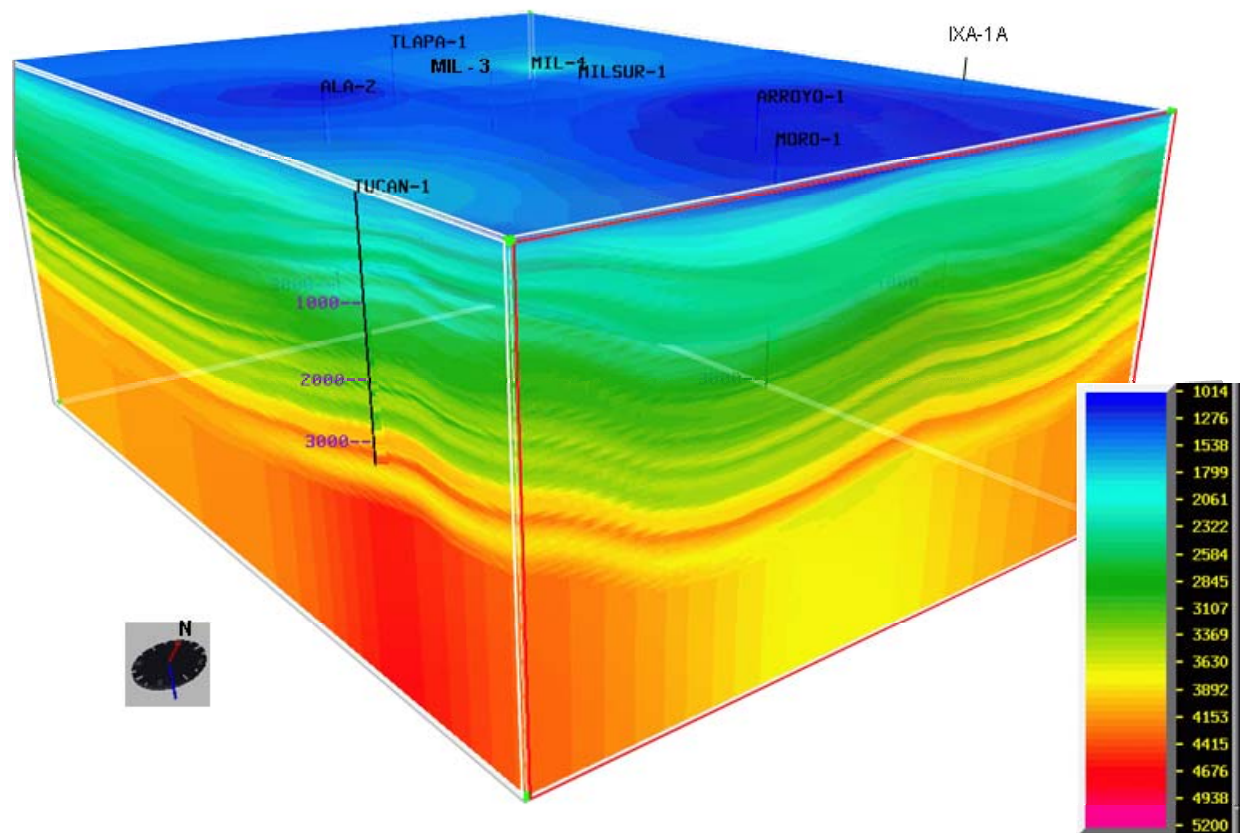


Figura 56.1.- Modelo de velocidades con vista hacia el norte. Se aprecia la contribución del pozo Tesechoacán -1 (Tucán – 1) aunque se encuentra fuera del cubo. En la escala se observa el rango de velocidades cubierto.

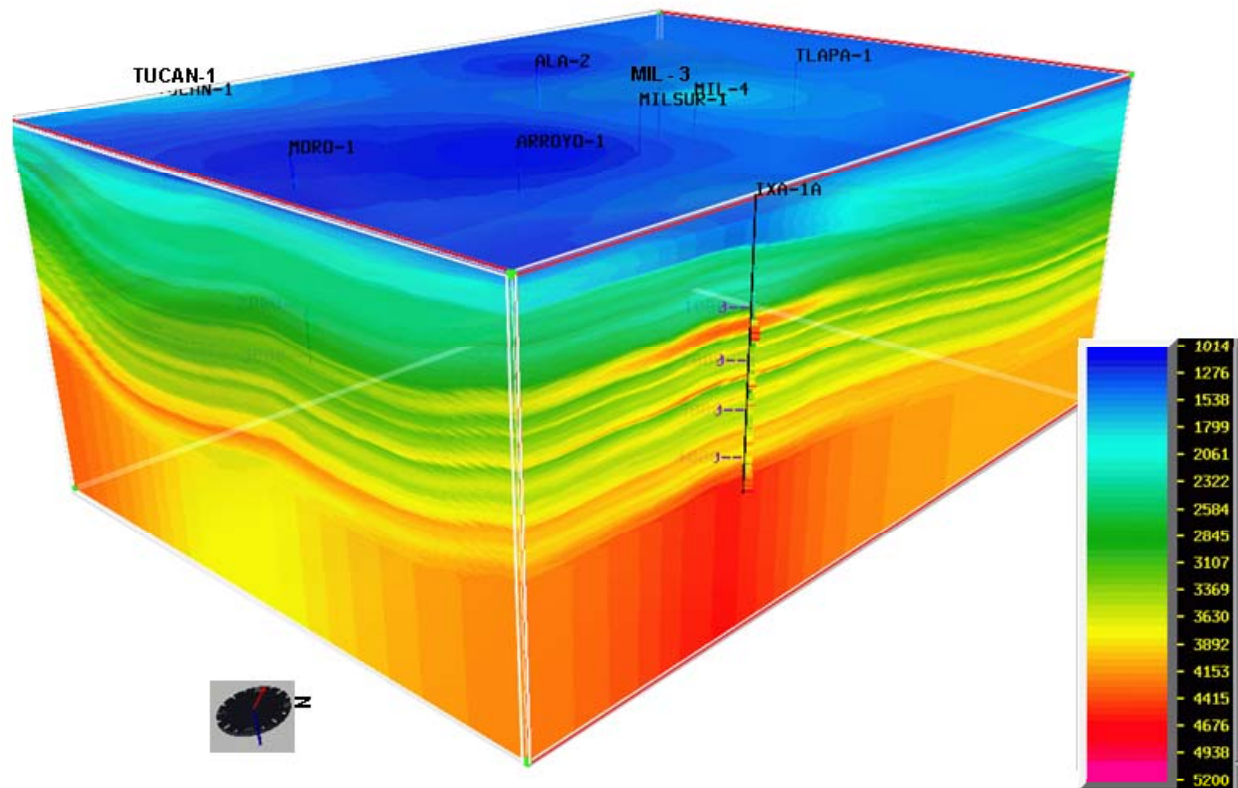


Figura 56.2.- Modelo de velocidades con un rango de 1020 m/s desde superficie hasta 5200 m/s, cuyas altas velocidades se asocian a la presencia de conglomerados tanto en el pozo Ixa – 1A como en Tucan – 1; el primero también se encuentra fuera del cubo, pero sí ayuda a controlar las velocidades a los rangos marcados. Vista hacia el noroeste.

4.4. Identificación de leads exploratorios con métodos interactivos en 2D y 3D.

Ya en el **capítulo 4.3** se han señalado en las secciones sísmicas algunos acñamientos que pueden considerarse como oportunidades exploratorias o leads. Tales señalamientos tienen su fundamento en el criterio obtenido del análisis sísmico del **capítulo 4.1**. De esta manera, se sigue este concepto al respecto, para lo cual se muestra en la **figura 57**, para la parte norte del área de estudio, la comparación de los contrastes de amplitud tanto para la sección sísmica procesada con preservación de amplitudes, con filtros y con ganancia contra la que no tiene aplicados estos dos últimos parámetros.

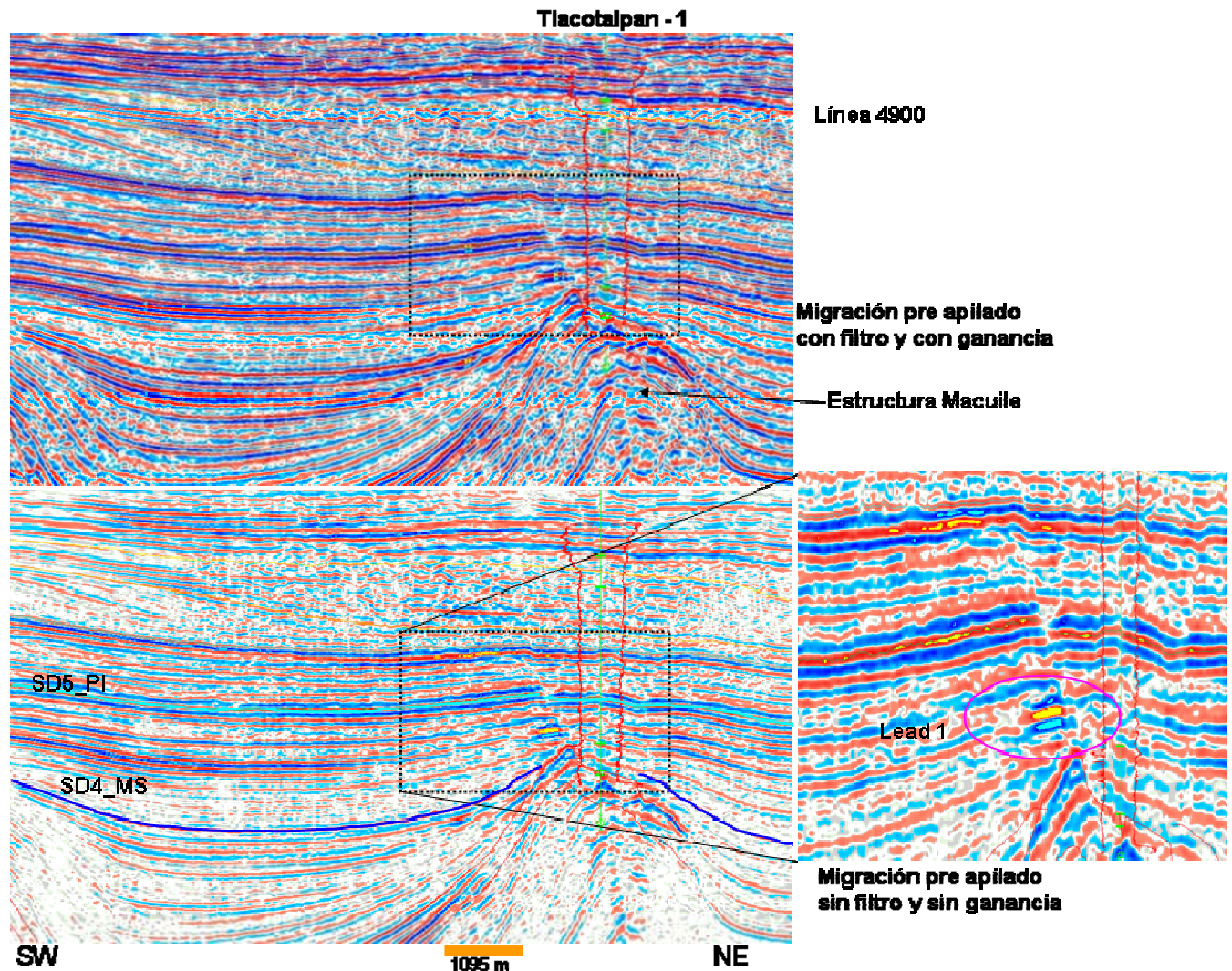


Figura 57.- Comparación para visualizar oportunidades exploratorias (leads), en sísmica procesada con filtros y ganancia (parte superior) contra la que no tiene aplicados estos parámetros. En la ampliación se considera para la tripleta un corte transversal (de 500 m) que en términos de amplitud sísmica es posible relacionarlo a un canal. Esta oportunidad se encuentra muy cercana y al occidente del pozo Tlacotalpan – 1.

En la **figura 58** se tiene en corte longitudinal la manifestación del posible canal que llega a medir cerca de 1600 metros. Con las características que se presentan se considera que este puede ser un posible indicador directo de hidrocarburos (IDH) asimilado como un “punto plano o flat spot” (Brown, 1999), además de que en los extremos se observa cambio de polaridad en la reflexión sísmica.

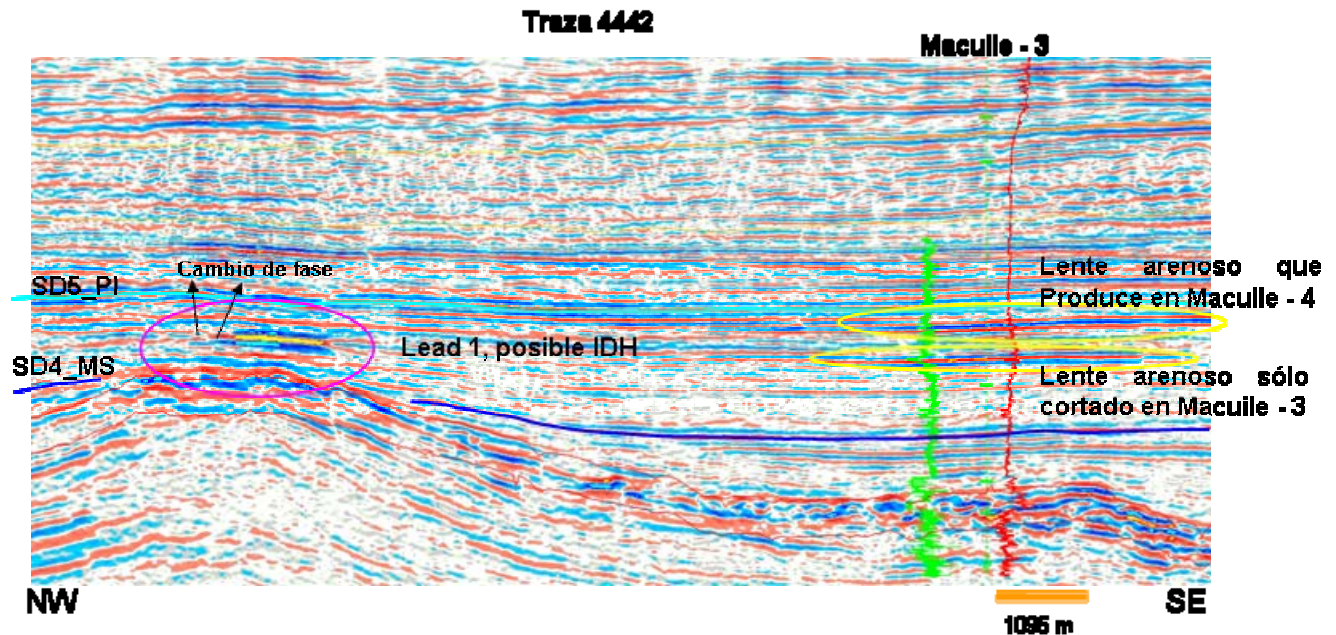


Figura 58.- Extensión longitudinal de la manifestación en amplitud del posible canal, observar a los extremos de este evento sísmico el cambio de polaridad en la reflexión sísmica, característico de un denominado “punto plano”. En la parte derecha de la sección sísmica se muestran los intervalos arenosos cortados por el pozo Maculle – 3. El análisis de la arquitectura estratigráfica, así como el comportamiento de canales, levees y complejos de abanicos para aguas profundas se puede ver por ejemplo en Prather et al. (2000).

En la **figura 59** se aprecian, dentro de la línea sísmica 4587, otras oportunidades denominadas lead 2 y lead 3; la primera se ubica sobre el límite de secuencia SD4_MS y la última se sitúa ya próxima al límite SD5_PI; éstos leads podrían estar constituidos por complejos de lóbulos y canales.

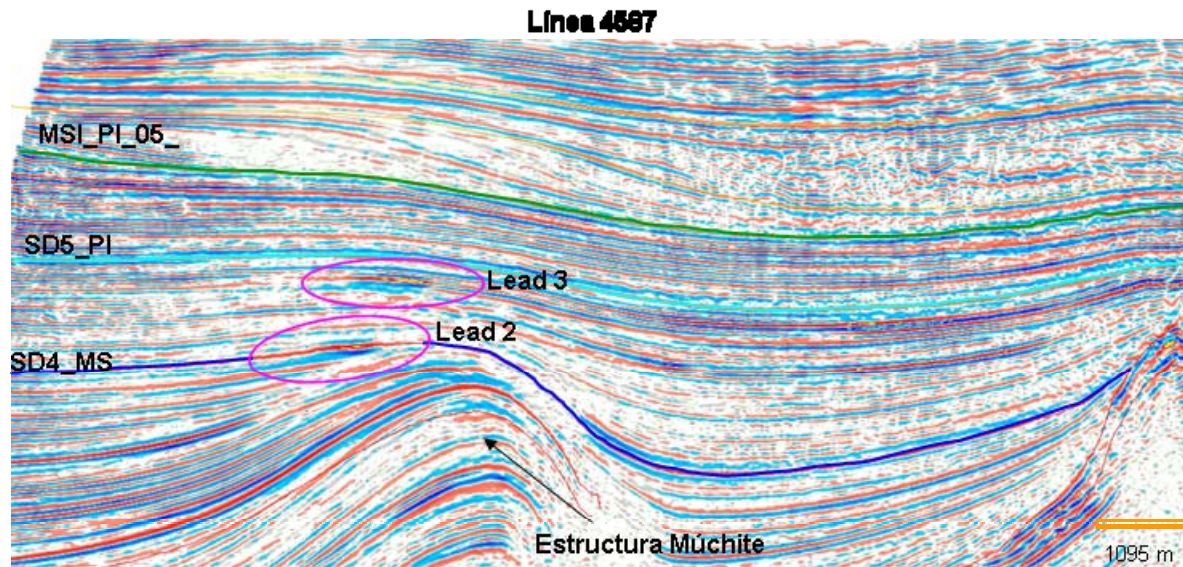


Figura 59.- Leads 2 y 3; se encuentran al poniente y prácticamente sobre el alineamiento Múchite.

Ya en la parte sur del área de estudio, también en el alineamiento Múchite, entre los pozos Arrollo - 1 y Morillo - 1, se identifican otras oportunidades exploratorias como las mostradas en la **figura 60**. También en intervalos someros, entre las superficies MSI_PI_05 y SD7_PI, casi en el extremo derecho de la línea 4200 se tienen expresiones de amplitud sísmica que podrían corresponder a formas lobulares de piso de cuenca.

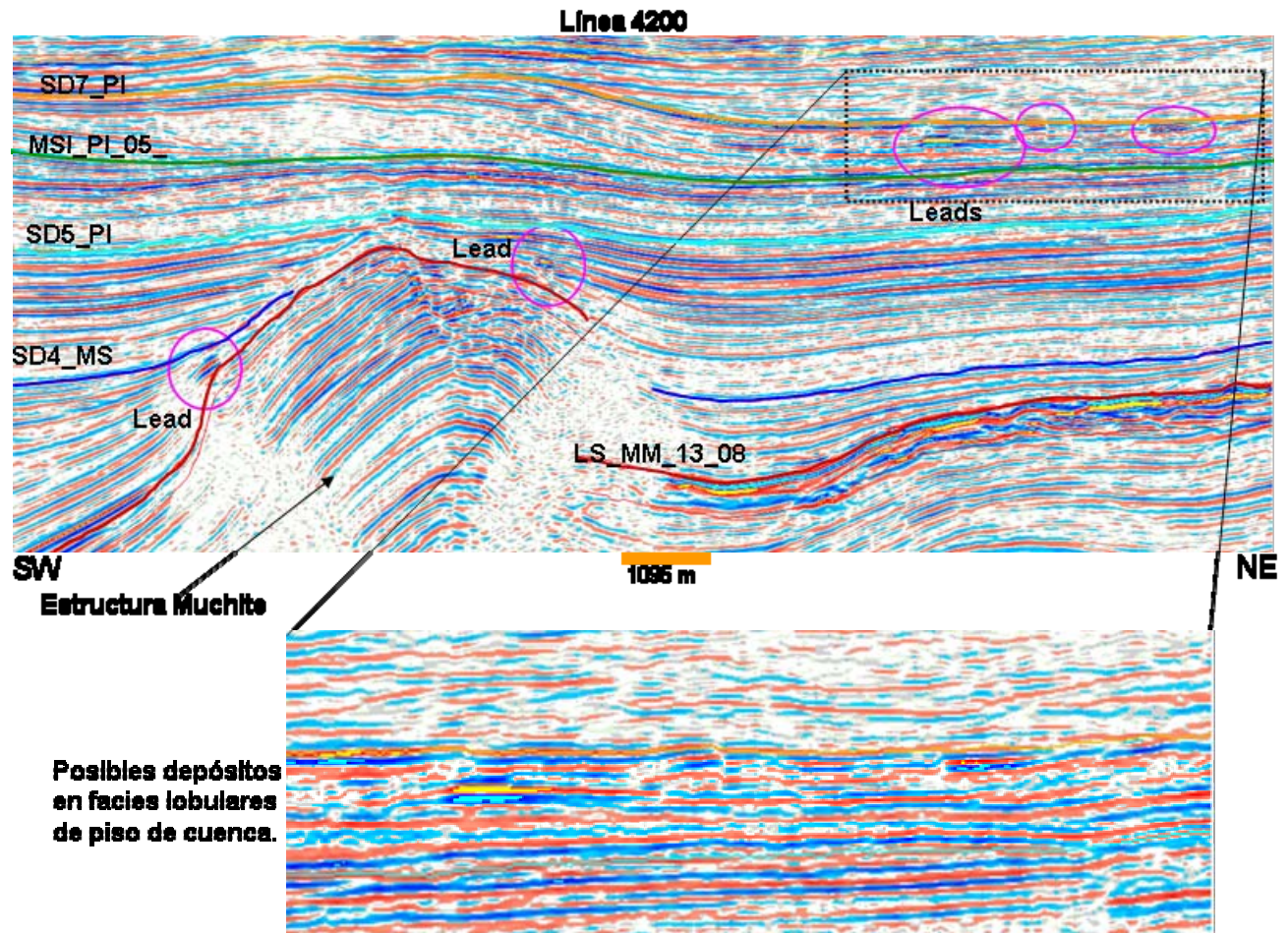


Figura 60.- Identificación de leads en forma de acuñamientos, en la parte sur de la estructura Múchite. Estos acuñamientos se observan entre los límites LS_MM_13_08 con SD4_MS y de este hasta la superficie SD5_PI. Otro tipo de depósitos se desarrollan en formas lobulares entre la máxima superficie de inundación MSI_PI_05 y SD7_PI. Estos intervalos ya se encuentran próximos a los 900 metros de profundidad.

Con técnicas de filtrado y de visualización, estas mismas oportunidades se pueden bosquejar con los elementos ya vistos pero ahora en 3D; en la **figura 61** esto se muestra primero en perfil y luego en planta.

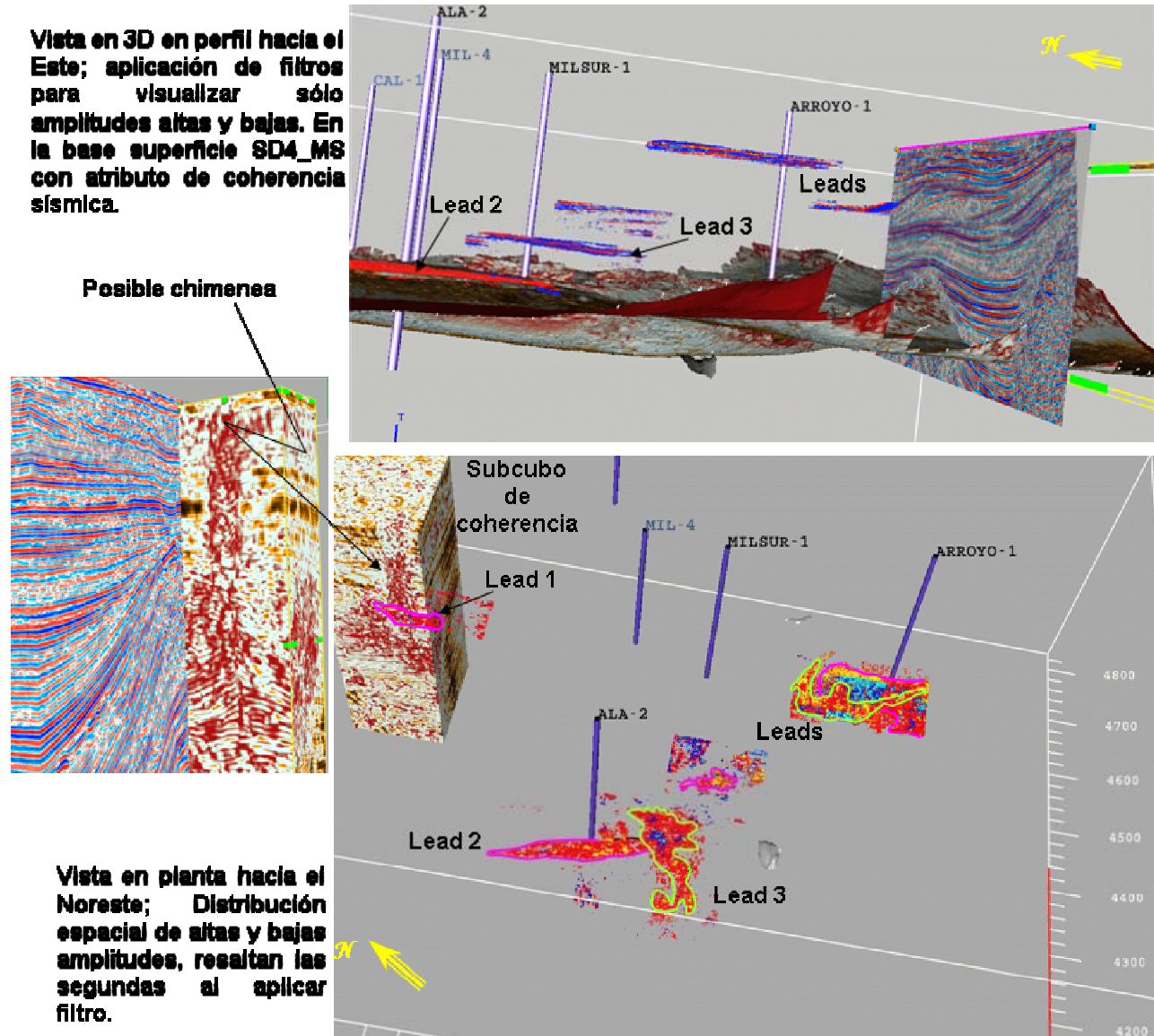


Figura 61.- Visualización en diferentes direcciones y ángulos de los leads identificados entre los posibles límites de secuencia. En la parte superior se despliega una sección vertical de línea sísmica a partir de la cual sobresalen amplitudes positivas y negativas al aplicar filtro a un subcubo de sísmica, en la parte central e izquierda se definen los leads 2 y 3 visualizados anteriormente. En la imagen inferior derecha se definen las extensiones laterales de los leads identificados, con la ayuda de filtros para aplicar opacidad; en el extremo superior izquierdo se tiene el lead 1 muy próximo a una posible chimenea, la cual se amplía a la izquierda de la imagen en cuestión. Ejemplos de este tipo pueden verse, para el Golfo de México, en publicaciones como la de Prather et al (2000) donde se analizan tanto atributos de amplitud, como rango de frecuencia que involucra a la resolución sísmica, relacionados con la estratigrafía, con el fin de entender y modelar posibles yacimientos de hidrocarburos.

En la **figura 62** se sigue el comportamiento del lead 2 sobre la superficie SD4_MS con el atributo de coherencia, en la parte superior se inserta el nivel SD5_PI sólo para referencia. Ambas superficies intersecan una pared formada por un corte sísmico vertical, en la cual se contrasta la misma respuesta sísmica del lead 2, además se señalan otras posibles oportunidades en esta sección sísmica.

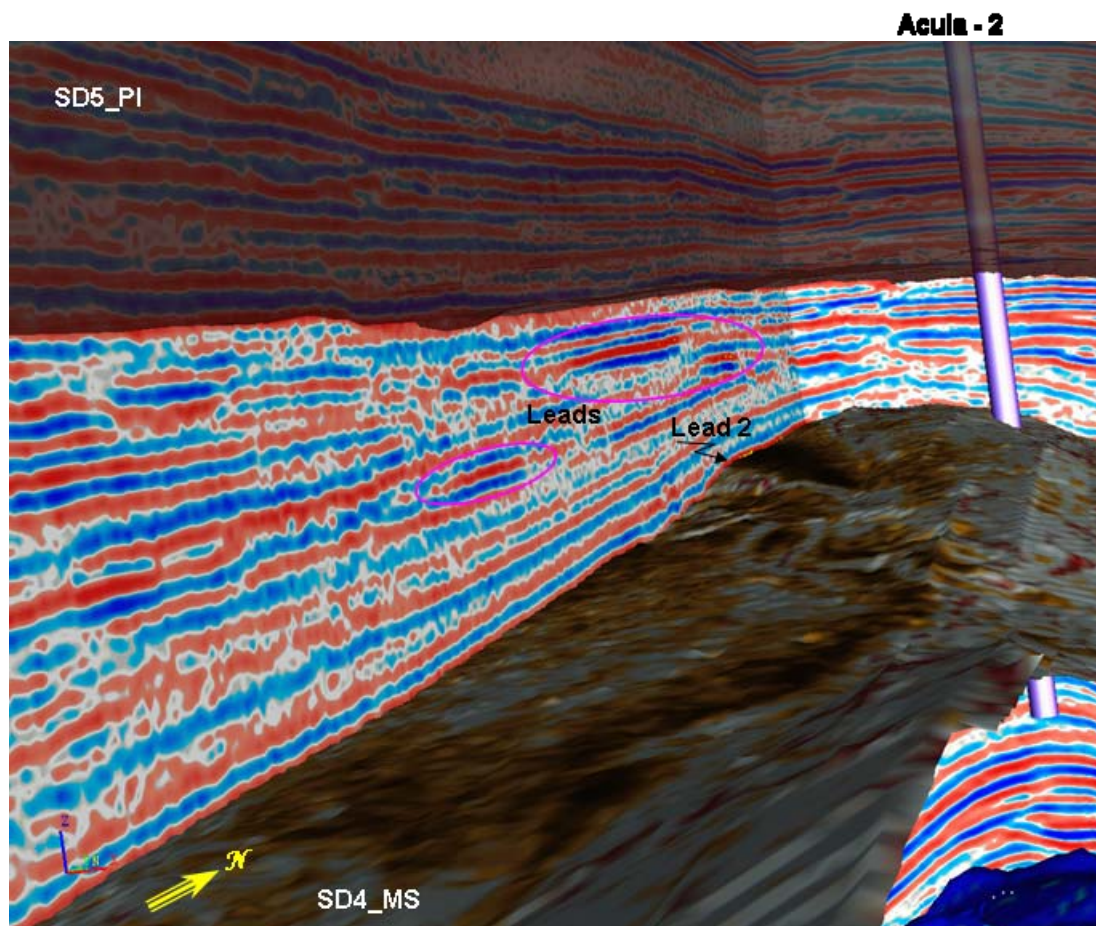


Figura 62.- comparación de respuesta en coherencia para la superficie SD4_MS con la sección sísmica para el lead 2.

En la **figura 63** se expone ampliamente la distribución en facies lobulares y de canal para la conformación del lead 2 y posteriores facies canalizadas en dirección diferente que removerían sólo una pequeña parte de la sedimentación relacionada a esta oportunidad.

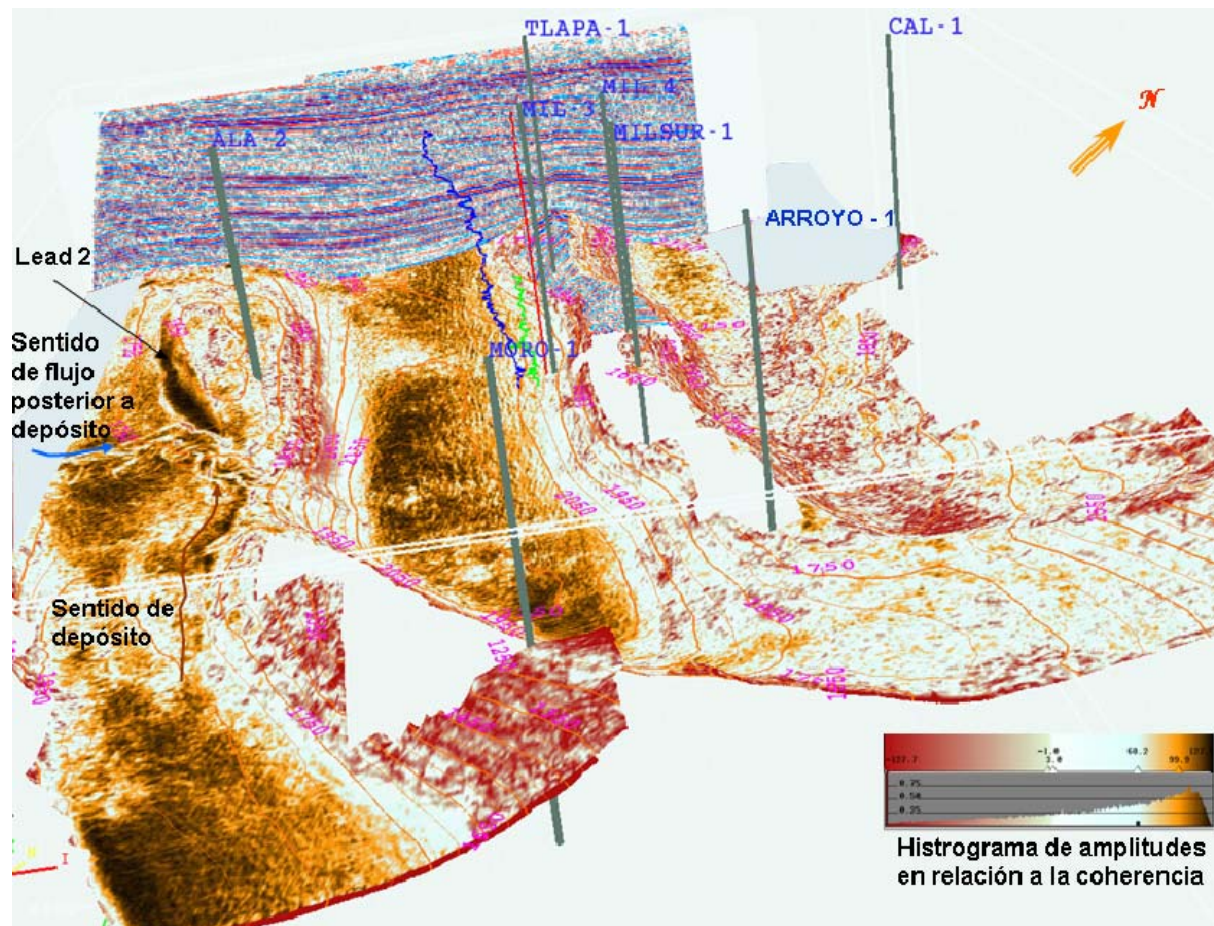


Figura 63.- Manifestación de diferentes eventos de sedimentación para apreciar la porción final que constituye el lead 2.

Para la parte Este del área de estudio, precisamente en el flanco oriental del alineamiento Macuile no se observan eventos tan evidentes como los vistos anteriormente, salvo rasgos en las partes bajas que bien podrían relacionarse a depósitos esporádicos de flujos de material conglomerático. Tal aseveración se considera por la comparación de la firma sísmica, o presentación de tripleta de eventos sísmicos de fuertes amplitudes, ya calibradas con presencia de conglomerados, por ejemplo en el pozo Caldera – 1, en contraste con la respuesta ya vista en los ejemplos anteriores.

En la **figura 64** se observa el comportamiento antes expuesto, esta visualización se logra al desplazar en sentido vertical ya sea a la superficie SD4_MS o a la SD5_PI para posicionar a

otro tiempo sísmico de referencia y visualizar los rasgos mostrados como se indica en las imágenes.

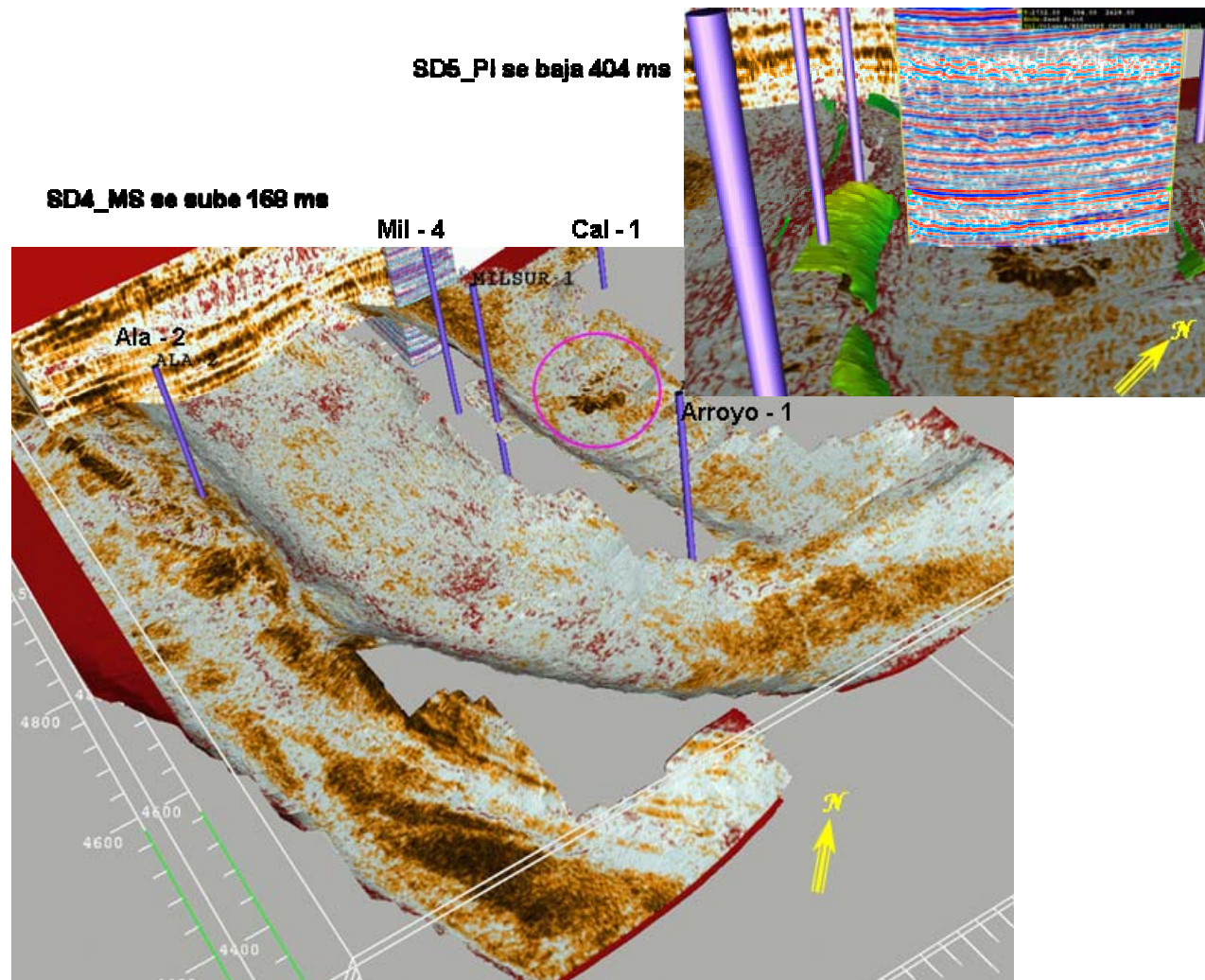


Figura 64.- Desplazamiento en el tiempo sísmico para visualizar rasgos como los observados entre los pozos Arrollo – 1 y Caldera – 1, en una zona baja estructuralmente, por esta y por otras consideraciones no se pondera como de clara oportunidad; véase la expresión en la sección vertical en comparación con la superficie en coherencia.



4.5. Factibilidad de aplicar técnicas de inversión y AVO.

Ya se cuenta con un estudio de factibilidad para la aplicación del método AVO para el área Jimba (**ver figura 65**); de este trabajo se determina (por Gutiérrez G. et al. 2003) que las arenas con gas son de impedancia acústica baja y corresponden a la clasificación tipo III; para esto, se tiene calibración con los pozos MIL-4 y MIL-DL1. En el estudio de toda el área Jimba (por Dehesa et al; 2002. Inédito) la calibración también se hace con el primer pozo antes mencionado (como productor), además del MIL-3 y MIL-SUR1 señalando zona invadida de agua a intervalos arenosos similares; el tipo de arena se determina de la misma clasificación, de manera general. Posterior al estudio se perforaron dos pozos que resultaron invadidos de agua salada con pequeñas impregnaciones de gas. Sin hacer la posterior calibración con estos, se concluye que la repuesta del AVO denota principalmente un cambio en la porosidad de las arenas y que respecto a los fluidos, se presentan desde saturaciones muy bajas hasta moderadamente altas de gas; esto no permite discriminar o correlacionar áreas con alto contenido de gas con estas técnicas.

De lo anterior se desprende que la clasificación de las arenas con posible saturación de gas está aceptablemente definida, lo cual puede servir de antecedente para analizar zonas identificadas como posibles indicadores directos de hidrocarburos (IDH), marcados en los capítulos anteriores, y para analizar los gathers correspondientes, con el criterio de que a mayor distancia (offset) la amplitud sísmica se refuerza más negativamente. Esta técnica es factible aplicarla a oportunidades que se han señalado como atractivas hacia el alineamiento Múchite, en la parte sur y suroeste del área de estudio que presenta mejores posibilidades de encontrar y extraer hidrocarburos con rentabilidad comercial.

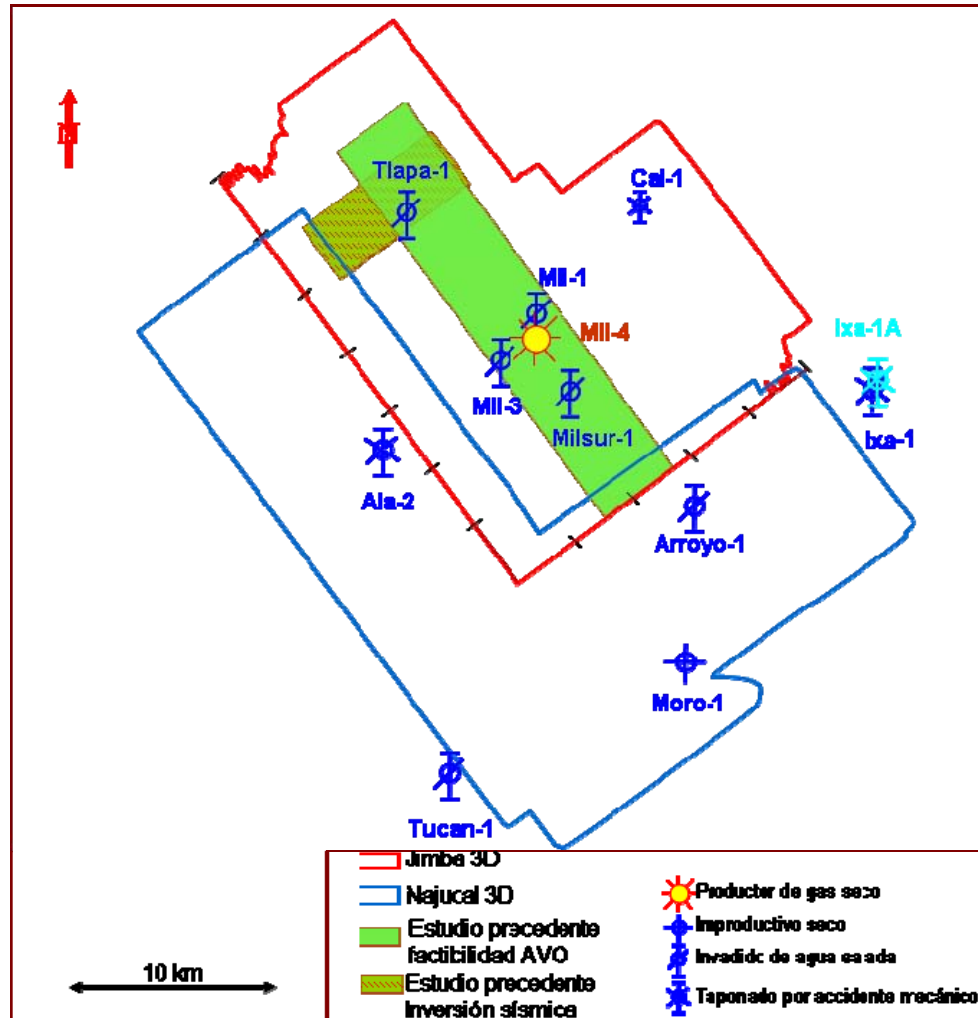


Figura 65.- Se señalan las áreas de estudios especiales (AVO, Inversión) realizados previos a este trabajo.

El estudio precedente para factibilidad de realizar AVO (por Gutiérrez et al. 2003) es señalado, con la franja en verde claro, en dirección NW – SE sobre Jimba 3D. El estudio de AVO posterior, (inédito, por Dehesa C. et al., 2002) se hizo sobre todo el cubo Jimba. La pequeña porción en las inmediaciones del pozo Tlapa -1, es señalada en un estudio de inversión sísmica (año 2002).

Otro estudio de métodos especiales con que se cuenta en la zona norte del área Jimba es el realizado en el año 2003 para determinar presión de poro, del que se concluye que en el pozo Tlapa – 1 no se encontraron formaciones sobre presionadas con base en los datos disponibles; sin embargo se comenta que en éste se tuvo que fracturar la formación dos veces debido a los efectos provocados por el exceso de peso en el lodo. Debido a lo anterior se considera que el estudio debe de completarse con más bases, sobre todo considerando los antecedentes y resultados de los pozos mostrados en las tablas anteriores; los estudios de este tipo, es recomendable enfocarlos a áreas con cierto interés económico, como las mostradas en el siguiente apartado.



4.6. Predicción de extensión de roca almacén, roca sello y tipo de trampas.

Para el Mioceno Inferior, a falta de respuesta de atributos de amplitud sísmica, se determinó a partir del análisis de secciones sísmicas, por reflexiones fuertes y continuas, que es factible que se encuentren intervalos con posibles lentes arenosos que pudiesen funcionar como roca almacén. Se definió que la presencia de las reflexiones débiles puede estar relacionada a capas de litología de grano fino como la lutita, la cual funcionará como sello. Para tener un entrapamiento de posibles hidrocarburos es factible que se acumulen en sistemas de componente estructural, precisamente en los alineamientos ya mostrados en los mapas y secciones anteriores, en los que además se analizó la calidad resultante de la roca sello, es decir averiguar si ésta no ha sido afectada en gran medida por los mecanismos tectónicos posteriores a la sedimentación. Lo que resta es evaluar la cantidad y tipo de hidrocarburos y cómo estarían confinados en este tipo de trampas, es decir, enfocar el análisis a las rutas de migración, y que los cierres estructurales funcionen correctamente. Como ya se vio en los capítulos 2 al 4, se tienen varios pozos desde ya hace varios años, en los que se reporta la presencia roca almacén y de roca sello, pero ninguno de ellos ha quedado productor entre los límites de secuencia LS_OL_24_36 y LS_MI_16_38, por lo que pone en evidencia que no se conoce bien lo referente al comportamiento de la trampa y otros elementos del sistema petrolero, tal y como se describe en el siguiente capítulo. Es recomendable estudiar la calidad de la roca almacén y sello, por ejemplo en el pozo Morillo – 1, que cruzó completamente el Mioceno Inferior.

El intervalo entre el segundo límite de secuencia y el LS_MM_13_08 como se refirió anteriormente se constituye principalmente de conglomerados, cuya composición principal se tiene descrita en el apartado 4.2; de éstos se conforma prácticamente todo el intervalo del Mioceno Medio en esta área. Aunque en la evaluación postperforación del pozo Acula - 1 se determina que el tipo de roca almacén es mala, lo cual se hizo sin una evaluación precisa con registros, en el pozo Tlacotalpan – 1 se tuvieron grandes manifestaciones de gas en el intervalo comprendido del Mioceno Medio, aquí no se tiene cobertura favorable de los registros por lo que no es posible la evaluación al menos de permeabilidad para la roca almacén. Pero esto muestra que si se encuentran acumulaciones de hidrocarburos, lo que sigue es determinar qué elementos son determinantes para encontrar buena calidad de roca almacén, aunque por la determinación de los niveles estratigráficos, se infiere que los



sedimentos que conforman una roca almacén favorable pueden encontrarse hacia el norte fuera del área de estudio. En cuanto a la distribución de la roca sello, aunque se tiene cobertura en los flancos de las estructura por el Mioceno Superior, no se tienen elementos que la favorezcan, aunque sedimentos del Plioceno Inferior cubren los altos estructurales, es necesario considerar estas implicaciones, por lo que la calidad del sello posiblemente no sea favorable, ya que como se vio en los mapas y secciones sísmicas, los sedimentos de esta edad han sido afectados por movimientos tectónicos que pudieron afectar la calidad de la roca, principalmente el sello. En todo caso, la extensión de la roca que funcionaría como almacén (de baja calidad) se tiene desde la parte oriental hasta la zona central del área de estudio, de acuerdo a las altas amplitudes mostradas en la **figura 38**

En el Mioceno Superior limitado en su cima por el nivel SD4_MS, se observa en los mapas de amplitud como el de la **figura 66** que los sedimentos que funcionan como roca almacén se constituyen principalmente de areniscas cuya distribución se aprecia en los flancos del alineamiento Múchite. Entre este y el alineamiento Macuile, tanto en la depresión como en el lado occidental de éste también puede encontrarse roca almacén. Lo que se encontraría aún de mejor calidad es la roca sello bordeando todos los alineamientos estructurales e intercalando a la roca almacén. En el flanco oriental de este último alineamiento se tienen evidencias de que la roca almacén posiblemente se encuentre más al norte del área de estudio. En general, para este nivel la roca sello para este nivel se considera de buena cobertura, y que tiene mayor distribución que la roca almacén. En cuanto a la trampa, del análisis de secciones sísmicas referente a las terminaciones de reflectores sísmicos, se pueden encontrar acuñamientos que señalan trampas de predominio estratigráfico, en algunos casos con influencia estructural. Para aclarar este concepto, existe una clasificación del tipo de trampa (estructural, estratigráfica o una combinación de ambas) en relación con el tipo de facies a nivel yacimiento (canales, complejos de canales, margen de canal, complejos de abanicos y canales, entre otros relacionados a aguas profundas) para el Mioceno Plioceno en la zona norte de la noroeste de la cuenca, por Jennette et al. (2003).

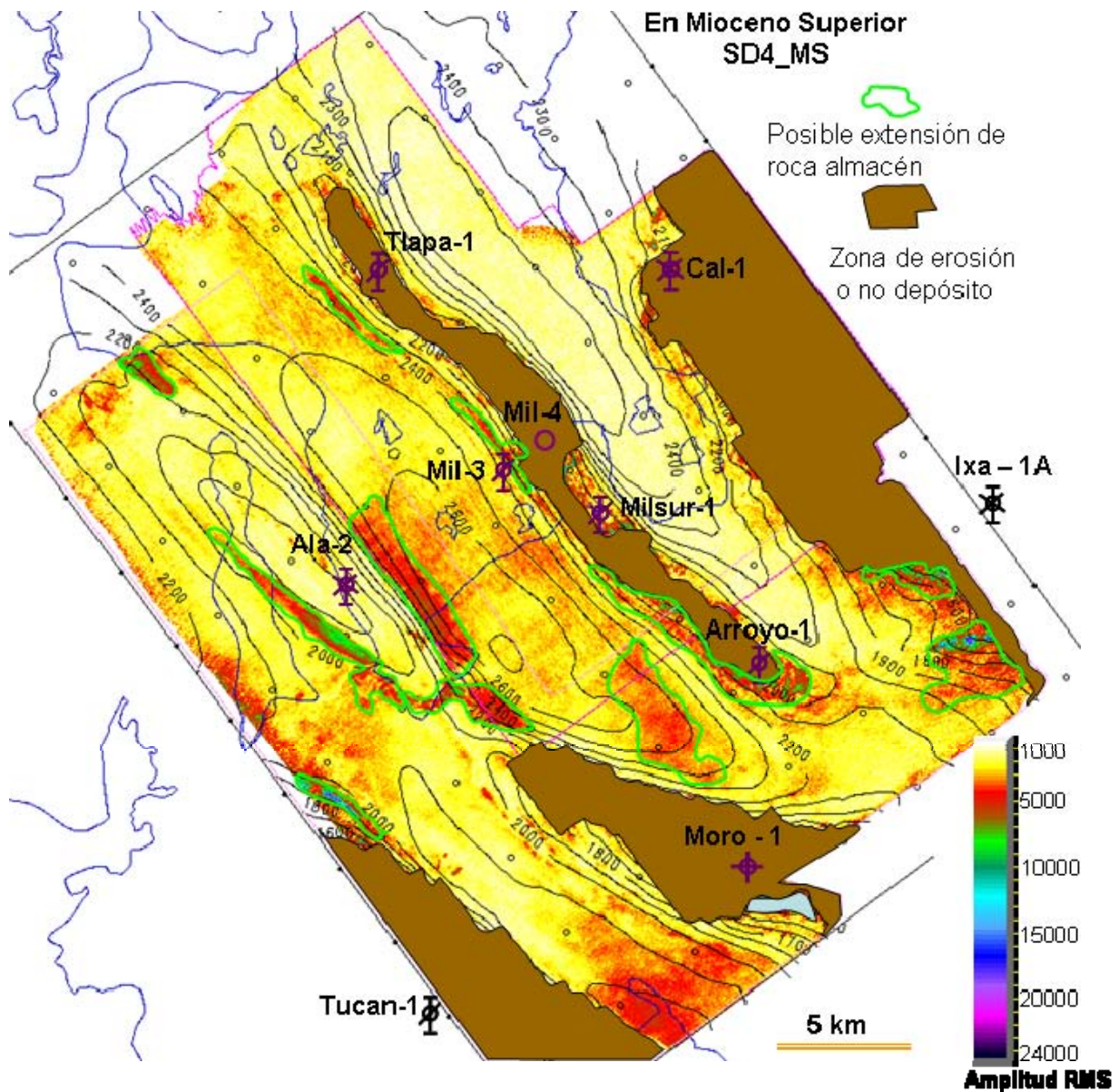


Figura 66.- Probable distribución de roca almacén, marcada por los polígonos. Con la contribución de secciones sísmicas se observa que este se presenta más a los flancos de los altos estructurales, en forma de rellenos onlap.

Para la parte temprana del Plioceno Inferior se tiene un bosquejo de la distribución de la roca almacén como se marca en la configuración del mapa de amplitudes RMS del nivel MS5_PI en la **figura 43**. En esta se observa que en la mayor parte oriental del área se tiene presencia de roca almacén, con distribución hacia el norte.



En la fase intermedia del Plioceno Inferior no se tiene claro la posible distribución de roca almacén, sólo algunos indicios de que puede haber en el sureste y noroeste del área de estudio (ver **figura 45**). Recordando que en este se ubica la superficie MSI_PI_05 entonces de acuerdo al mapa de amplitudes se tendría una máxima cobertura de la roca sello, la que a su vez funcionaría como roca generadora.

En la fase final del Plioceno Inferior donde se ubica el límite SD7_PI, puede encontrarse roca almacén en las inmediaciones de los pozos Morillo – 1 y Arroyo – 1, de acuerdo a la distribución de altas amplitudes y al mapa de espesores aparentes (**figuras 48 y 49**). En mayor cobertura e intercalando esta distribución se encontraría la roca sello, representada por las bajas amplitudes.

Para el Plioceno Medio, aunque ya no es de interés petrolero por su proximidad a la superficie (lo más somero alrededor de los 120 m de profundidad), la posible distribución de roca almacén se da en la parte central y sur del área de estudio, en lo que se considera aún parte de la plataforma (ver **figuras 51 y 52**).

De acuerdo al análisis de secciones sísmicas, y a la respuesta de atributos sísmicos, se observa que el Mioceno Superior y Plioceno Inferior son susceptibles de explorar con cierta certeza a las anomalías de amplitud. El intervalo a explorar con otras herramientas es el Mioceno Inferior. El que presenta mayor riesgo es el Mioceno Medio.

La definición de la calidad de la roca sello, almacén, trampa y los demás elementos del sistema petrolero se hace en el siguiente capítulo.

5. SISTEMA PETROLERO

Para comprender el sistema petrolero con el apoyo de la extrapolación e interpolación de información estratigráfica, litológica, térmica y geoquímica de las rocas generadoras (Holguín, inédito), se planteó la interpretación de cartas de sepultamiento geológico, como el ejemplo mostrado en la **figura 67**, con el fin de comprender los procesos geológicos del pasado y considerar sus implicaciones en el presente. Además, se presenta el tipo de kerógeno (materia prima) y sus implicaciones para la generación de hidrocarburos, (específicamente de gas natural).

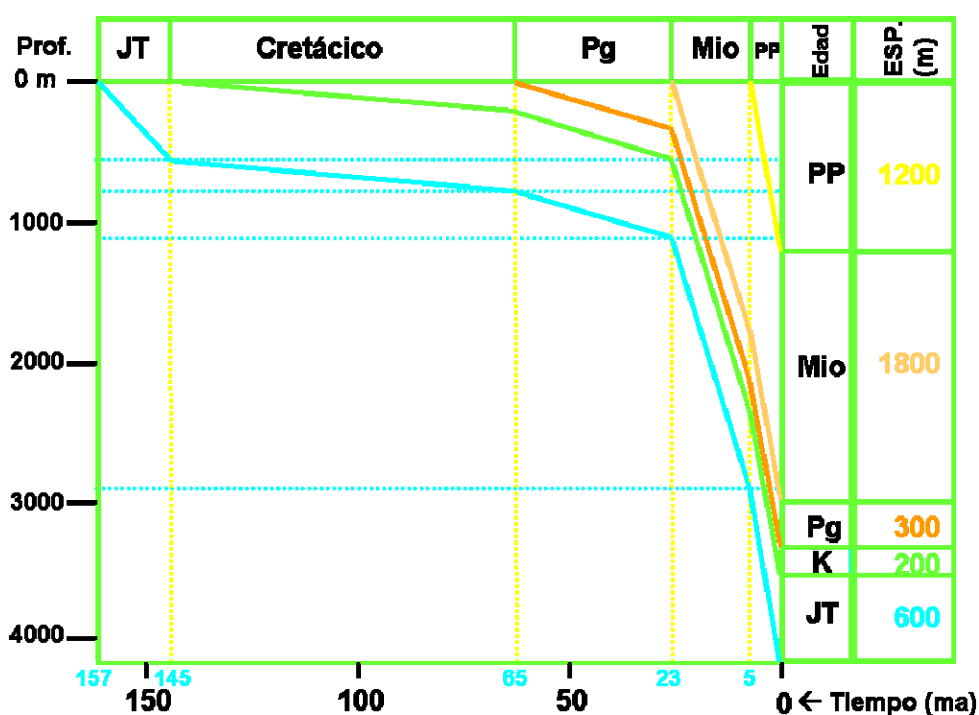


Figura 67.- Ejemplo de diagrama de historia de sepultamiento. Esta gráfica da idea de las tasas de sedimentación, tiempo y cantidad de sepultamiento y subsidencia, elementos que influyen en la generación y tipo de hidrocarburos. Las curvas marcan la velocidad de sepultamiento de cada espesor formacional, desde el basamento hasta la actualidad, en la que se tiene control con pozos. (Tomado de Holguín, 2006-2).



5.1. Subsistemas generadores

De estudios previos de evaluación de plays del Terciario que realizó en 2000 – 2001, el Bureau of Economic Geology (BEG) junto con PEMEX Exploración y Producción (PEP), así como también de Vázquez et al. (1996) para la zona norte, se determinó que: la madurez térmica, la cantidad y la calidad de la roca generadora son generalmente adecuadas para generar gas en la mayor parte de la Cuenca. Los intervalos más importantes, a nivel de roca generadora, son del Jurásico Superior/Cretácico Inferior y el Eoceno.

De un estudio regional antecedente incluido en el proyecto Papaloapan B (2004), se obtuvo un modelado con el software BasinMod en donde, de la extrapolación desde zonas con mayor conocimiento sobre el sistema petrolero y utilizando 40 líneas sísmicas regionales 2D, se obtuvieron 2 secciones construidas sobre las inmediaciones de la zona de interés; en una de ellas se incluyen los pozos Tlapa-1, Mil – 4, Mil-sur1, Arroyo-1, entre otros fuera del área de estudio; de estas secciones se deduce que a partir de 34 millones de años (m. a. se inició la generación de hidrocarburos desde las rocas del Tithoniano (Jurásico Superior) y continuó hasta los 16 m. a. y que posiblemente la generación en las rocas del Cretácico se inició a los 25 m. a. Aunado a esto, de los análisis de biomarcadores, isotopía de gases y diamantoides, de pozos exploratorios recientes, se infiere que los horizontes más someros pueden contener mezclas de hidrocarburos que provienen de rocas generadoras del Jurásico, Cretácico y del Paleógeno - Neógeno (Papaloapan B, 2004). En **la figura 68** se muestra el diagrama de eventos en cuestión.

Por otro lado, de un análisis tipo 3D en que se utilizaron las mismas líneas sísmicas regionales 2D, y el software Petromod. En el mismo proyecto mencionado se obtuvieron diferentes mapas de relación de transformación (RT%), de los que se muestran sólo algunos (**figuras 69, 70 y 71**) del Tithoniano, únicamente sobre el área que abarca el presente estudio y para la etapa inicial de transformación. En estos mapas se aprecia que hacia el norte la generación de hidrocarburos es más temprana que en el resto del área de interés para el presente trabajo. En los estudios señalados sobre las cuencas al sur de Veracruz se menciona que el kerógeno para las rocas del Jurásico Superior es de tipo II, además de que la materia orgánica (MO) es de buena calidad; y además de muestras superficiales se presenta un predominio del kerógeno tipo II (ver **figura 72**). De los estudios de óptica se



confirma este tipo de MO en donde predomina la de tipo leñosa y algácea, con mayor porcentaje de esta última, de pozos aledaños se obtiene una abundancia entre 14 y 19%, mientras que en roca aflorante alcanza hasta el 30%. Se menciona además que el potencial de la roca generadora es alto en la zona norte y disminuye al sur de la Cuenca de Veracruz.

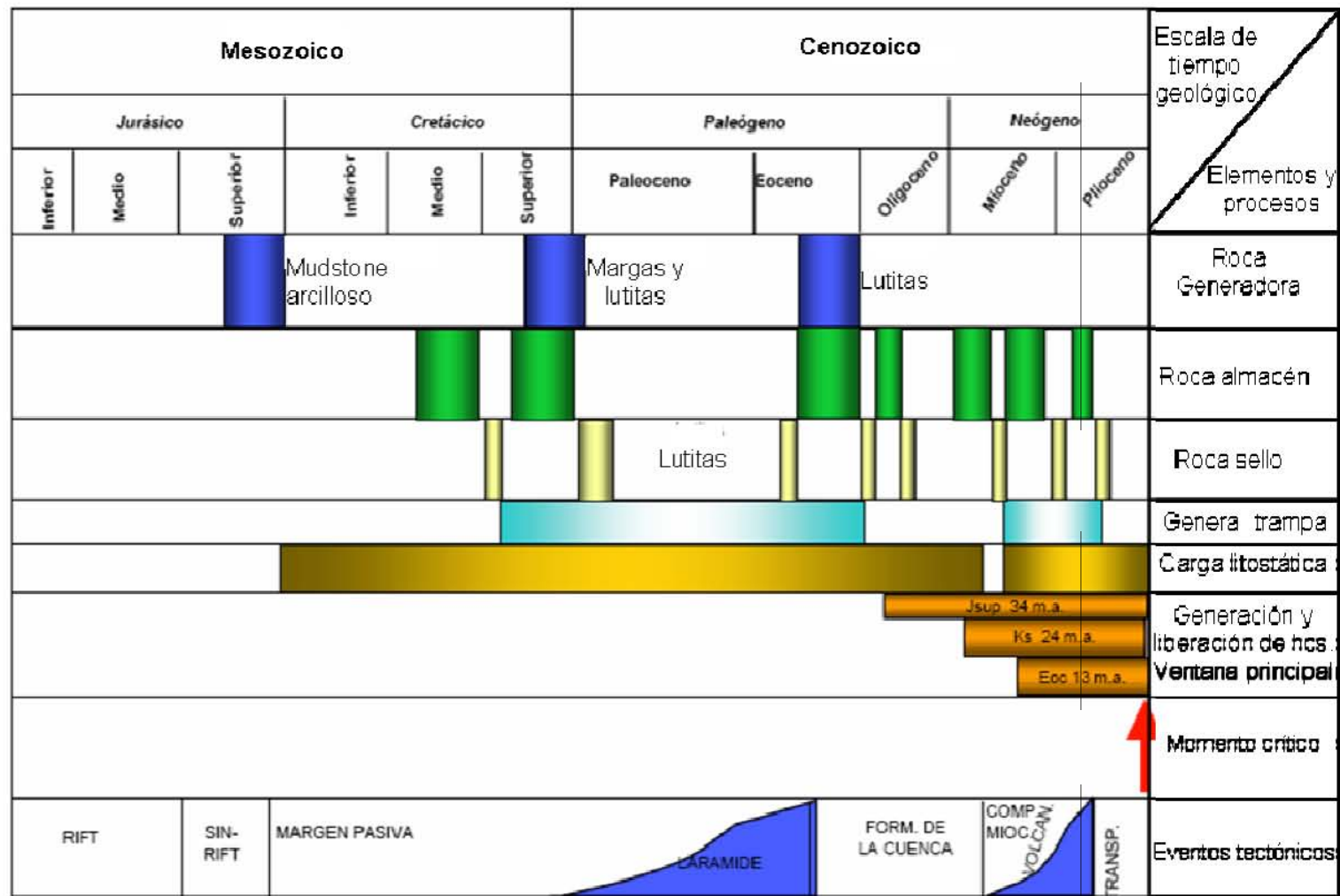


Figura 68.- Sistema petrolero. Se muestra la generación de hidrocarburos desde tres rocas madre. Así como la interrupción de la carga litostática al nivel del Mioceno Medio. Mioceno: Roca generadora de gas biogénico; Kerógeno tipo III. COT 0.83%, Ro<0.6%. PEMEX et al. (2000, 2004).

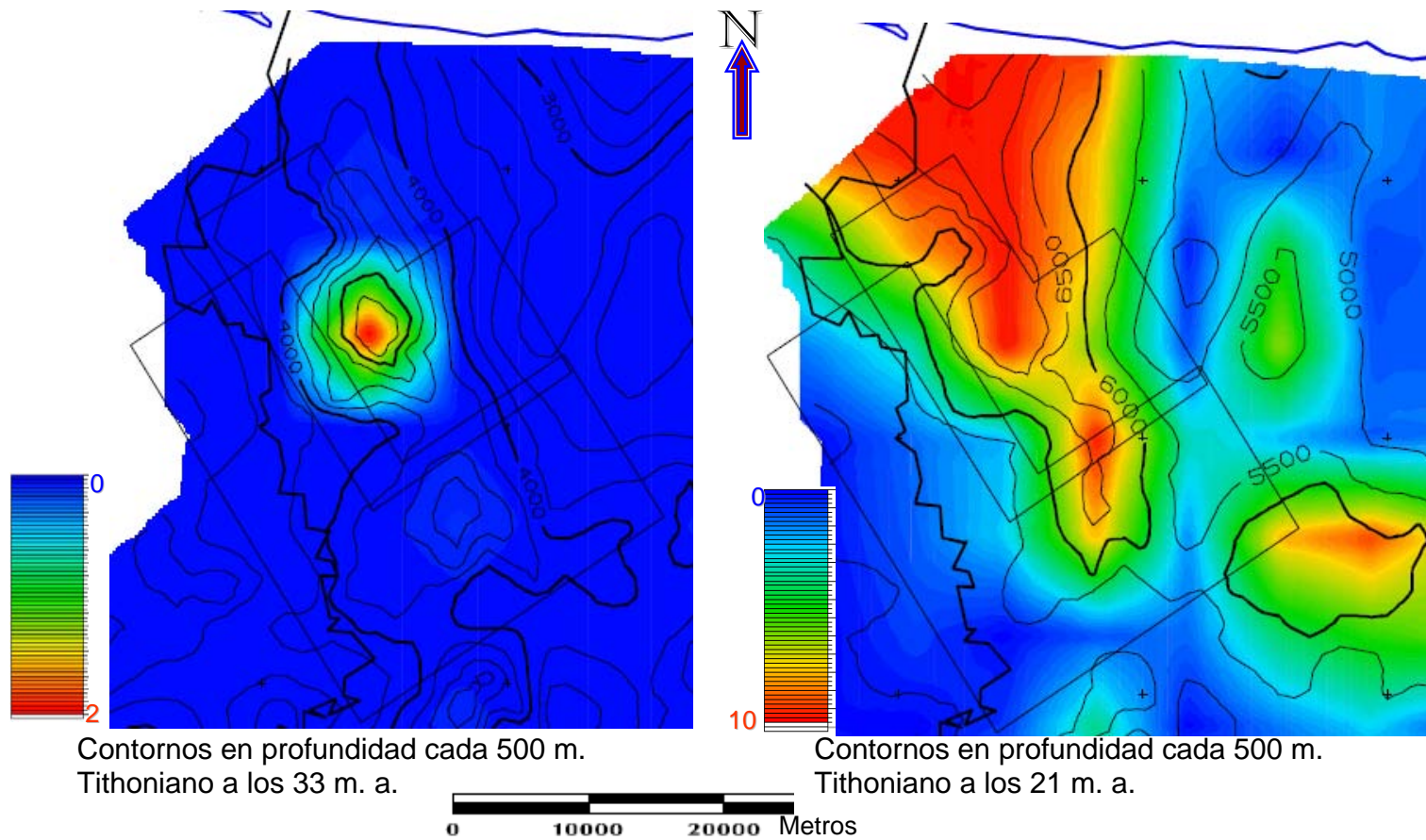


Figura 69.- Mapas de relación de transformación (RT%) para 33 m. a. y 21 m. a. de la roca madre del Tithoniano. Los polígonos marcan el área de estudio en la que se centra el presente trabajo. Atlas Papaloapan B (2004).

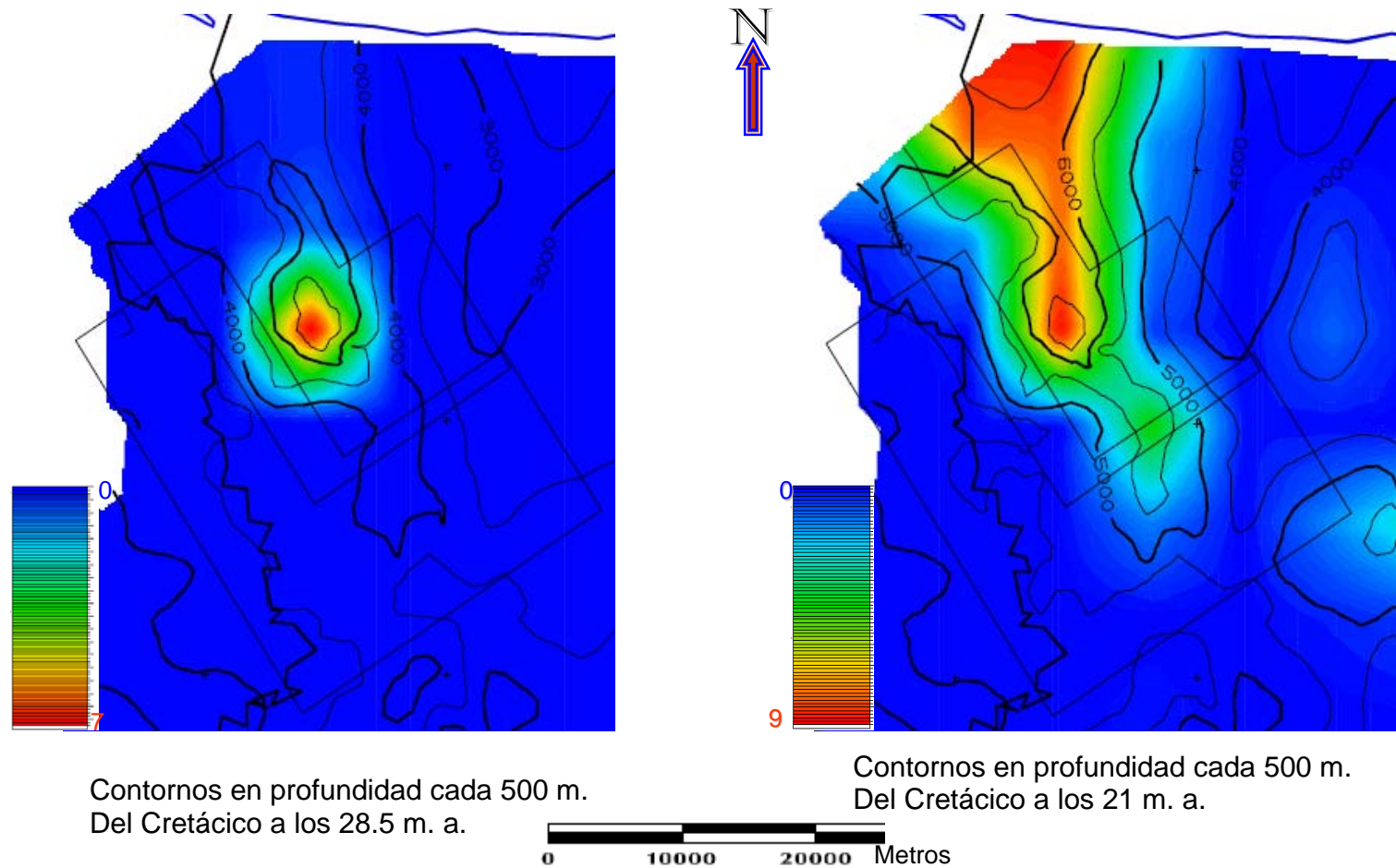


Figura 70.- Mapas de relación de transformación (RT%) del Kerógeno tipo II para las roca madre del Cretácico, a los 28.5 m. a. y 21 m. a. La escala de colores marca el porcentaje de esta relación. Atlas Papaloapan B (2004).

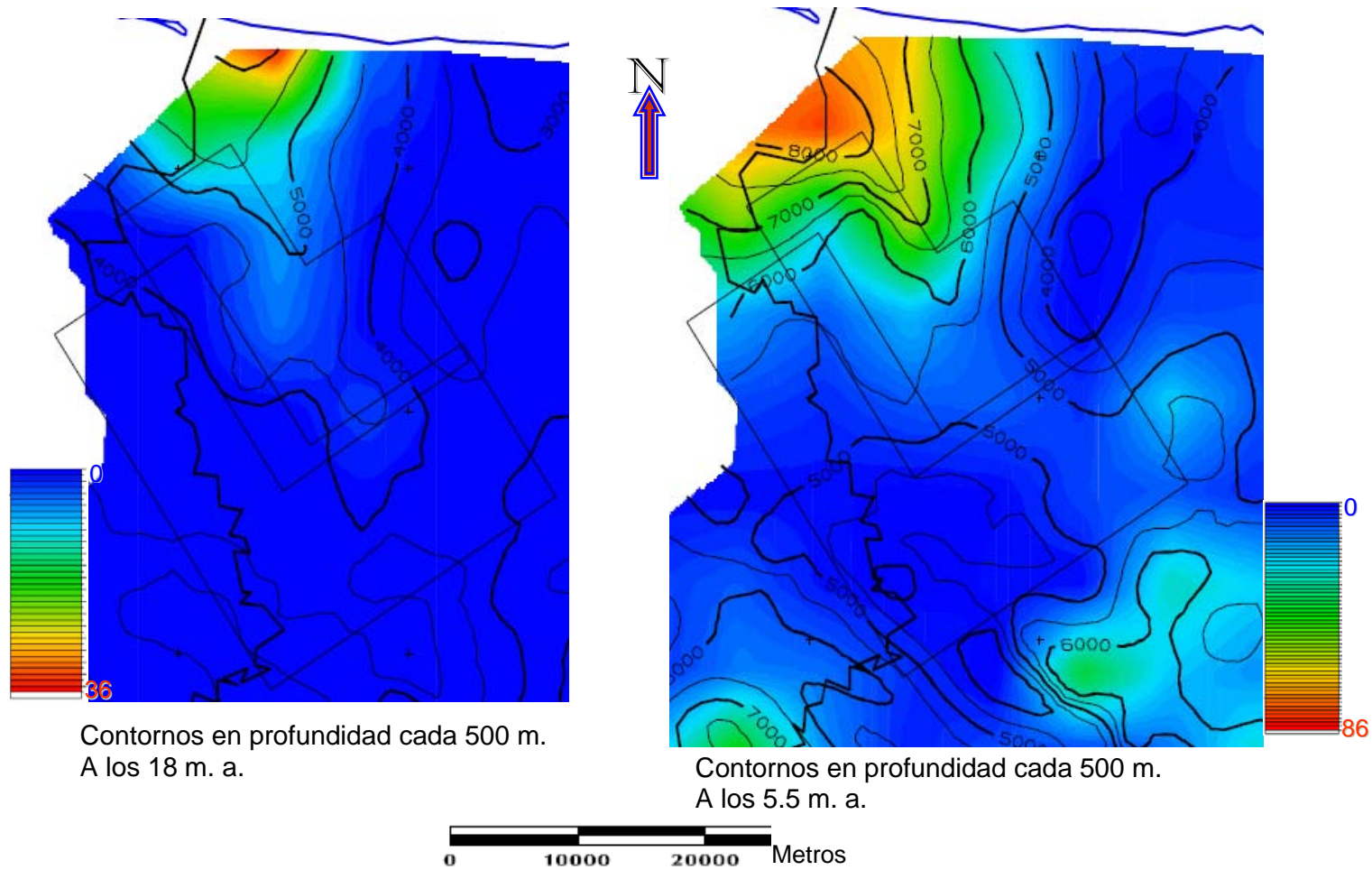


Figura 71.- Mapas de relación de transformación (RT%) del Kerógeno tipo III, para la roca madre del Eoceno a los 18 m. a. y 5.5 m. a. Atlas Papaloapan B (2004).

Para el análisis del subsistema generador del Eoceno se tiene el aporte del pozo Ixhuapán – 1A y algunos de la zona de Novillero. De pozos que se ubican al sur del área de estudio se detecta el kerógeno del tipo II y se extiende de la zona central al oriente, y a partir de esta hacia el occidente, abarcando hasta Novillero se define el kerógeno tipo III (ver **figura 73**), lo que muestra que las condiciones paleogeográficas controlaron la distribución de la materia orgánica así como la influencia de los aportes continentales y siliciclásticos (Proyecto Papaloapan B, 2004).

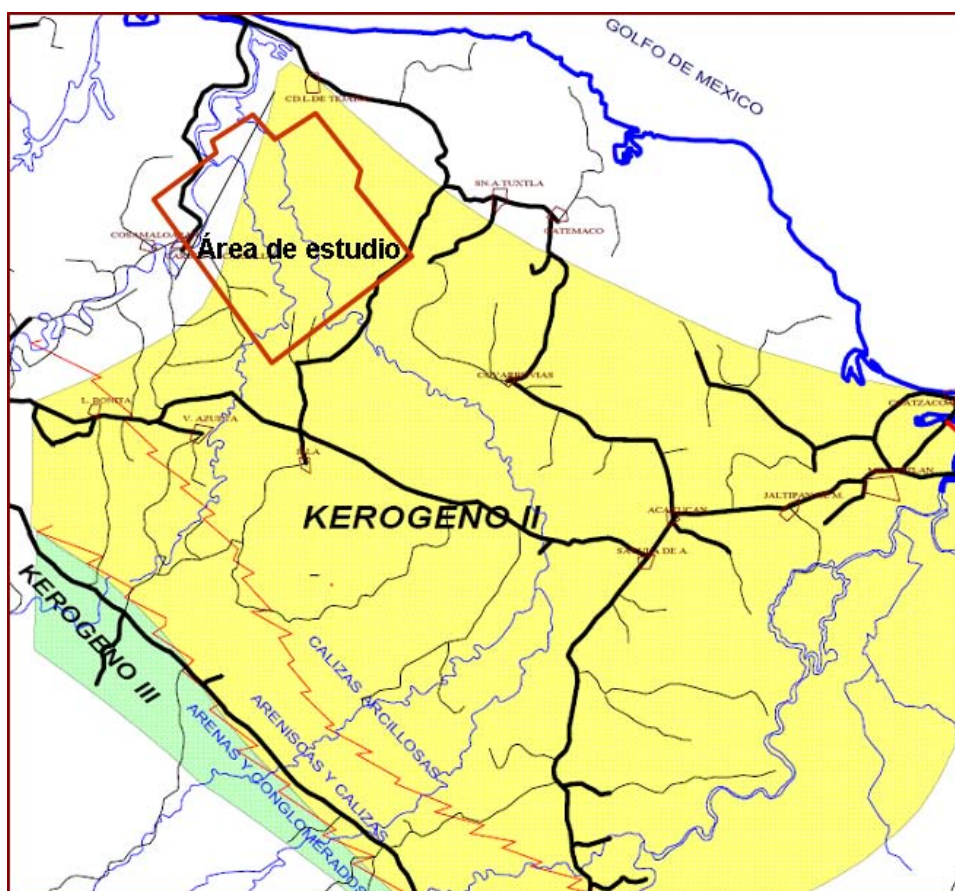


Figura 72.- Distribución del tipo de kerógeno para el Cretácico Superior (Tithoniano). Obtenido por extrapolación de pozos y roca aflorante al sur y sureste del área de estudio (Proyecto Papaloapan B, 2004).

Por otro lado, se plantea que las fallas de corrimiento y de transcurrancia profundas (Atlas Papaloapan B, 2004) sirven de vías de migración para el gas termogénico (en trabajos anteriores a esta tesis, se interpreta que las fallas son de tipo inverso, y que podrían servir de rutas de migración). Las chapopoteras y abundantes manifestaciones de gas durante la perforación, indican que actualmente se continúan generando hidrocarburos.



De los resultados de los pozos perforados recientemente (ver referencia en **tabla IV**) Mil-DL1, con prueba de producción en el intervalo 1756 – 1757 md aporta gas con un gasto de 2.3 MMPCD, presión de 6664 psi, libras por pulgada cuadrada, con un estrangulador de 16/64" que en pruebas de producción en días posteriores aportó agua salada de 27,000 ppm; y también del pozo Mil-DL2 se tiene el siguiente análisis: Para el primer pozo con objetivo al Plioceno Inferior a una trampa combinada (estructural y estratigráfica), en el intervalo 1969 – 1701 md, alrededor de los 1800 m verticales con respecto a la mesa rotaria; se tiene del análisis cromatográfico la siguiente composición (%MOL) para las sustancias: Metano (CH_4) 97.3566, Etano (C_2H_6) 0.3203, Propano (C_3H_8) 0.1356, iso - butano (i - C_4H_{10}) 0.0196, N-Butano (butano normal, n - C_4H_{10}) 0.0167, I-Pentano (iso - pentano, i - C_5H_{12}) 0.0094, N-Pentano (pentano normal, n – C_5H_{12}) 0.0106, Exano⁺ (C_6^+) 0.1451, Nitrógeno 1.18048, CO_2 0.1211, entre todas éstas se suma el 100 % de la composición del hidrocarburo, con una densidad de 0.5708 g/c^3 y peso molecular de 16.53 g/mol. Para el segundo pozo, con objetivo también al Plioceno Inferior y con el mismo tipo de trampa que resultó invadido de agua salada, determinado por registro, se tiene el siguiente reporte de petrografía orgánica (en metros desviados): de 845 -1050 se encuentra materia orgánica impregnada de hidrocarburos, de 1140 – 1150 se reporta materia bituminosa impregnada de hidrocarburos, de 1245 -1250 y de 1645-1650 se repite la materia orgánica impregnada de hidrocarburos, de 1745-1750 y de 1845-1850 aparece de nuevo materia bituminosa impregnada de hidrocarburos y por último de 1925 – 1930 termina con materia orgánica impregnada de hidrocarburos (informes inéditos de pozos Mil-DL1 y Mil DL2).

Con respecto al pozo Mil-4, se tiene la prueba 1 de producción (mayo de 1974) con una presión de 112 kg/cm^2 con un gasto de 2.5 MMPCD a 1/4" y en marzo de 1998 prácticamente se mantiene la presión a 111 kg/cm^2 con un gasto de 1.7 MMPCD, ambas para el intervalo 1539 – 1542 perteneciente al Plioceno Inferior, de donde se establece este pozo como **productor de gas y condensado**; en la prueba 2, en el intervalo 1501 – 1505, fluye gas con una presión de 60 kg/cm^2 por 1/4" (informes finales inéditos de pozo Mil - 4). En el resultado del análisis cromatográfico de este pozo se tiene reportado (informe final, inédito, julio 1977) una composición (%MOL) de Metano con 96.26, Etano 2.41, Propano 0.86, Iso – Butano 0.07, Butano normal 0.12, Iso – Pentano 0.06, Pentano normal 0.08, Exanos y mas pesados 0.14. Esta sustancia compuesta tiene un peso molecular de 16.897, una densidad relativa

determinada de 0.5992 y un poder calorífico total de 9387.2 Kcal/m³ en comparación con un poder calorífico neto de 8462.51 Kcal/m³.

Con esta información antecedente se determina que existe roca generadora, aunque no se conoce con certeza la edad de ésta; sin embargo se considera que el gas encontrado al menos en el pozo DL-1 es de tipo termogénico (informe final de pozo, que debe ser similar para el Mil -4); aunque no se descarta la posibilidad de encontrar gas de tipo biogénico, con base en la materia orgánica y el bitúmen encontrados en el pozo Mil – DL2.

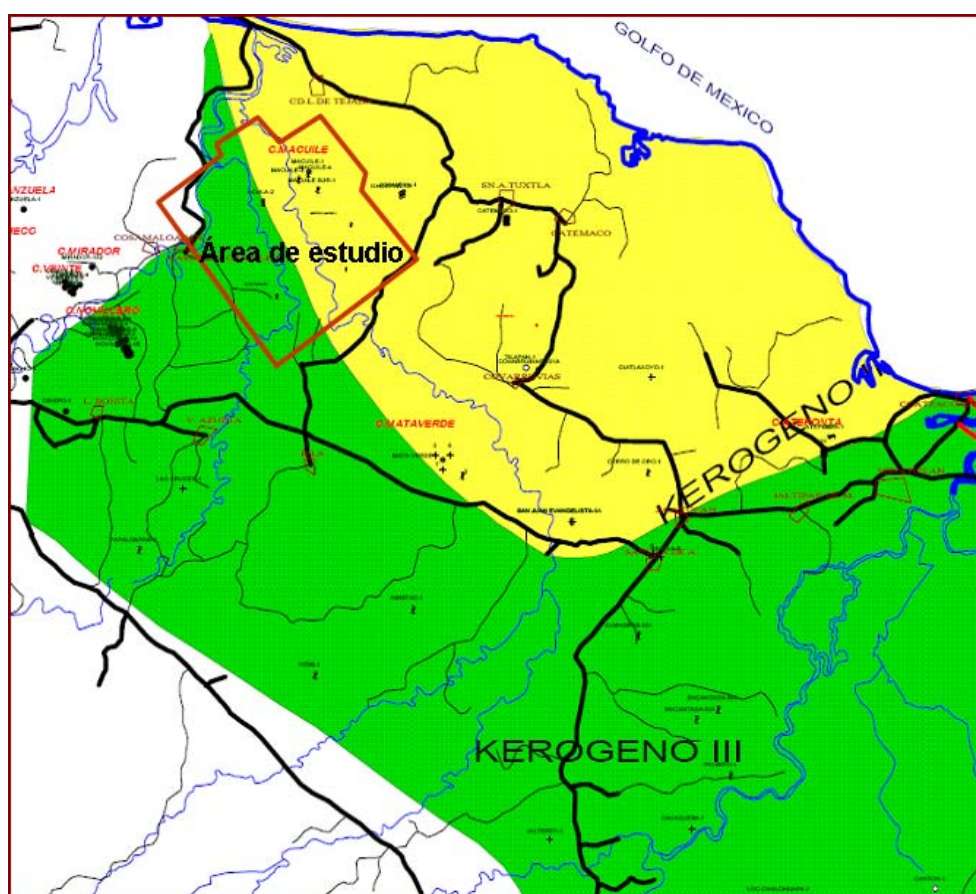


Figura 73.- Mapa Distribución y tipo de kerógeno para el Eoceno (Proyecto Papaloapan B, 2004).

5.2. Evaluación de la calidad de los elementos del sistema petrolero

De acuerdo al análisis post – perforación del pozos Mil - DL1, se define lo siguiente: con respecto a la **trampa** las condiciones en contra son, que se registran movimientos tectónicos



recientes que afectan sus propiedades petrofísicas, éstos se reflejan en fallamiento normal en el lado occidental del mencionado pozo, debido a que el **sello superior** puede afectarse por el fallamiento antes mencionado, lo cual reduce su calidad; así como la del **sello lateral** posterior a la conformación de la trampa, y de fallamiento inverso para el Mioceno. Sobre la **roca generadora**, a favor se tienen pruebas de producción positiva y en contra, lo que se menciona en el párrafo anterior, agregando que no se tiene una calibración efectiva. En lo que respecta a la roca almacén, se tiene presencia de ésta en varios de los pozos del área de estudio. Del **sistema poroso**, se considera bueno de acuerdo a registro y núcleos (alrededor del 30% para el Plioceno Inferior, informe final Mil- DL1, Mil-DL2; y de cerca del 24 % para el Mioceno Medio, informe final Mil - 4). Acerca de la **sincronía y migración** se considera buena ya que se han encontrado acumulaciones de hidrocarburos. Para las **rutas de migración** es favorable el sistema de fallas inversas determinado en la tesis alterna al presente trabajo, por Martínez R (2007); para la preservación se interpreta que en la cresta del anticlinal en donde se encuentra el Mil – DL1, ésta afectó la preservación de la trampa con la consecuente fuga de hidrocarburos.

En este trabajo se destaca que la mayoría de los pozos perforados en ésta área han sido perforados con objetivos hacia trampas más de predominio estructural que estratigráfico. De acuerdo con esto y con lo escrito en el capítulo anterior (además del estudio estructural alterno al presente) se determina que la mayoría de los pozos se ubican en las crestas de las estructuras (a excepción del Mil – 3), y si los objetivos se encuentran entre el Mioceno Medio - Mioceno Inferior, éstos encuentran a los estratos de la primera edad en condiciones desfavorables ya que se plantea que la discordancia del Mioceno Medio es una evidencia de la erosión de un gran porcentaje de estratos de esta edad, lo que sugiere posible exposición sub - aérea, y que aunque los estratos del Plioceno cubren a la roca almacén, es posible que la mayor parte de ésta fue rápidamente erosionada, al menos dentro del área de estudio.

Las trampas estructurales que posiblemente se encuentren en el Mioceno Inferior es factible explorarlas pero se deben tomar en cuenta los efectos antes mencionados, además se deben introducir los resultados del análisis bioestratigráfico para dar mejor soporte.



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1.- Conclusiones

Al seguir la metodología señalada en el capítulo 1.6; del desarrollo del presente trabajo se obtuvieron los siguientes resultados:

1. Se aprovecharon al máximo los datos disponibles aunque no se contó con los necesarios; los resultados son satisfactorios y cumplen con los objetivos al seguir la metodología particular planteada.
2. Que al conocer las versiones de la sísmica previa y del cubo unido Jimba – Najucal a nivel de gathers y su reproceso con migración preapilamiento, se observa una gran mejoría en los datos resultantes, los cuales se consideran de muy buena calidad, lo que permitió cumplir con los objetivos sismoestratigráficos planteados. Sin embargo se debe tener cuidado desde el diseño de los levantamientos sísmicos de campo, ya que como en el caso Jimba, la poca extensión fuera del área objetivo lleva a una cobertura pobre en las orillas del área de estudio lo que no permite un enfoque adecuado al intervalo de interés y los procesos especiales de interpretación, de ser necesarios no serían del todo completos.
3. El ajuste de sismogramas sintéticos, el análisis de frecuencia dominante y la determinación de polaridad y fase de la sísmica son necesarios para determinar qué espesores de estratos de interés pueden ser simplemente detectados y cuales más pueden ser resueltos al definir su cima y su base, lo cual es una gran contribución para determinar características del modelo estático de los yacimientos que se descubran en el área. Con los análisis efectuados se determinaron características de las terminaciones y geometrías internas, así como la delimitación de las secuencias planteadas.
4. Con la metodología particular expuesta, siguiendo los criterios de Sangree, Vail y Mitchum (1990) principalmente, se logró identificar y mapear ocho límites de



secuencias. Con esto fue posible bosquejar las direcciones de aporte y sedimentación desde el Mioceno Medio al Plioceno Medio.

5. Con la recapitulación del sistema petrolero, así como el delimitar la extensión de la roca almacén y señalar las probables trampas especialmente estratigráficas, se considera que es factible explorar y explotar con éxito principalmente yacimientos de gas sobre todo a lo largo del flanco occidental del alineamiento Múchite.
6. Se demuestra que la metodología planteada es factible para esta etapa del proyecto. Y se comprueba que cada zona tiene sus particularidades con referencia al comportamiento estratigráfico del área Jimba - Najucal en comparación con el área de Novillero y que el resto de la Cuenca.
7. A los niveles SD4_MS, SD5_PI, SD7_PI, SD8_PM no se les pudo asignar algún límite de secuencias ya conocido, lo que contribuyó a no concluir con el comportamiento de estratigrafías de nivel bajo y alto del nivel medio del mar. Sin embargo si fue posible ubicar las zonas viables de depósitos de roca almacén con los conocimientos alcanzados sobre este movimiento relativo del nivel mencionado.
8. Existe una alta probabilidad de explorar con éxito el pequeño intervalo del Mioceno Superior y preferentemente en el Plioceno Inferior, en los acuíferos contra las estructuras anticlinales y en los lentes arenosos con predominio estratigráfico.
9. De producciones históricas en el resto de la Cuenca de Veracruz con mas de 720 MMpcd en 2006 (PEP, 2007) en campos gasíferos con áreas certificadas de tamaño regular, se considera que las zonas analizadas en este estudio pueden elevar en gran medida la producción, pues de una evaluación hecha por PEMEX (2007) se espera incorporar un recurso, con probabilidad media (P Media), superior a los 100 MMMpc de gas.



6.2.- Recomendaciones

1. Posterior a la revisión de los antecedentes geológicos y geofísicos se determina que es necesario un análisis para disminuir los accidentes mecánicos y llevar la perforación de los pozos a sus objetivos planteados.
2. Que en los próximos pozos se adquiera, en la mayor longitud posible del agujero, registros geofísicos de óptima calidad que son necesarios para un análisis petrofísico óptimo.
3. Es vital obtener perfiles sísmicos verticales de los próximos pozos que se hagan en el área, antes de efectuar algún análisis especial como AVO e inversión sísmica.
4. Los estudios especiales deberán hacerse sólo en áreas específicas por ejemplo; donde se ubican algunos de los leads propuestos en los que no se tengan los suficientes elementos para considerarlos viables.
5. Se deben hacer estudios sísmicos 3D al norte del área de estudio ya que al nivel del Mioceno Medio se considera que los sedimentos que funcionan como roca almacén están depositados en esa zona y con las líneas sísmicas 2D no es suficiente para explorar a objetivos con trampas estratigráficas.
6. Es recomendable enfocar a la bioestratigrafía, así como profundizar en el análisis del comportamiento de la roca sello y de la sincronía y migración de hidrocarburos para apoyar posibles intervalos atractivos en la exploración de las secuencias del Mioceno Inferior, ya que con los elementos obtenidos en este trabajo no es suficiente.
7. Es necesario agregar al presente un análisis sedimentológico completo una vez que se tenga conjuntada toda la información de núcleos y de recortes de pared.
8. Es de suma importancia implementar metodologías como la que se sigue en este trabajo antes de proponer localizaciones exploratorias, ya que por sí sola una anomalía de amplitud por muy buena que sea, no es suficiente y siempre debe estar soportada por el modelo estratigráfico - estructural. Todas las disciplinas deben ser



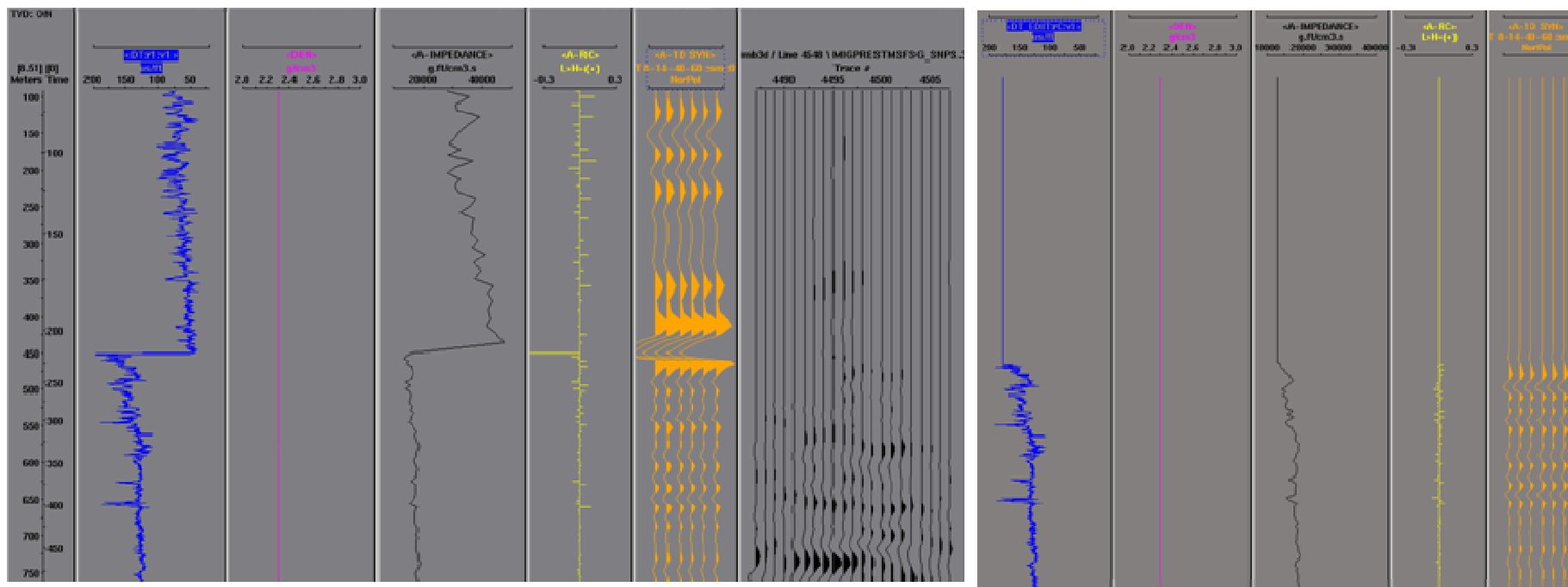
consideradas para reducir el riesgo exploratorio; por lo que resta posterior a este trabajo, considerar los resultados obtenidos y hacer los mapas detallados precisamente del riesgo y así completar los lineamientos que se marcan en el Play Fairway.



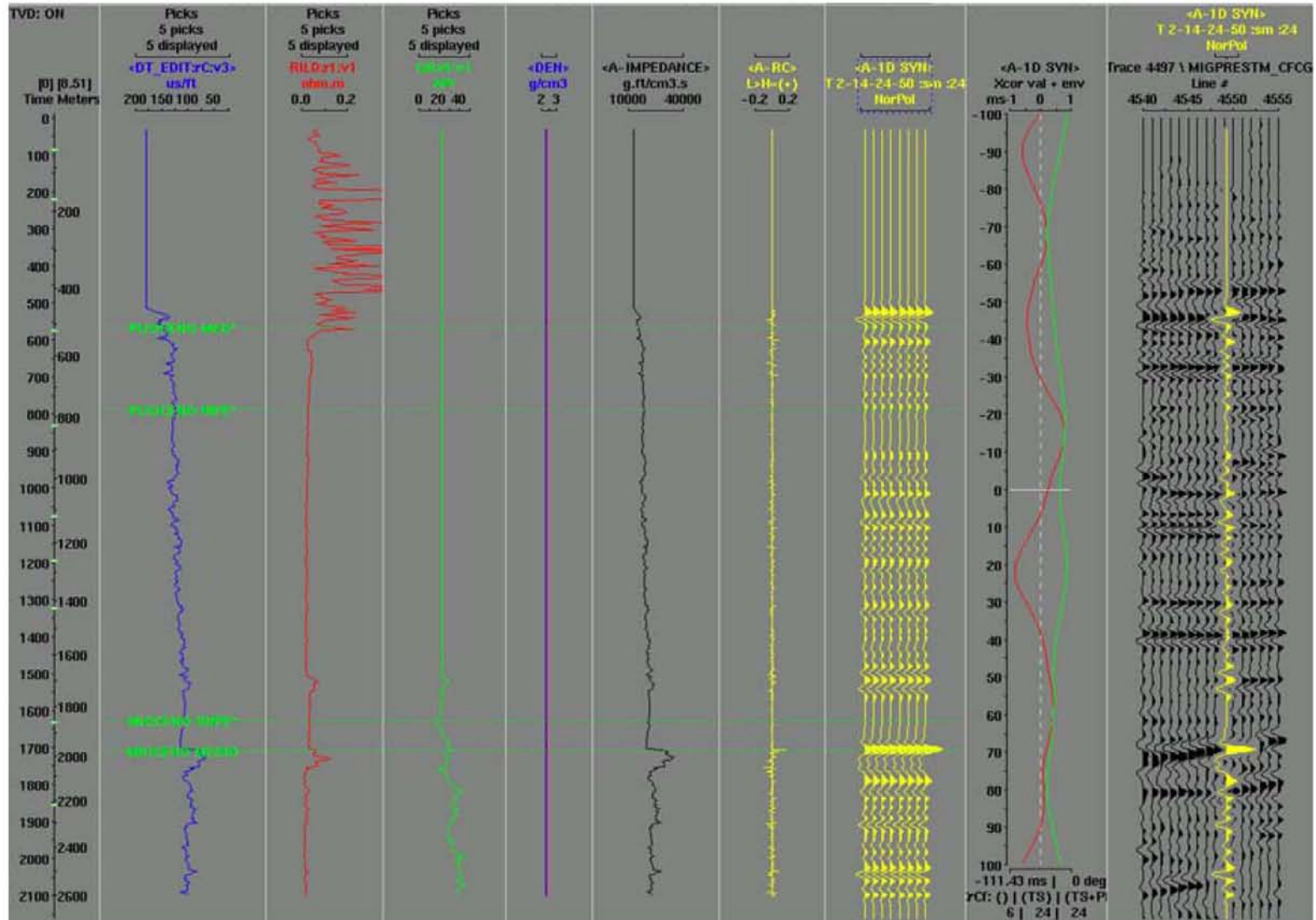
7. Anexos

Anexo I.- Sismogramas sintéticos

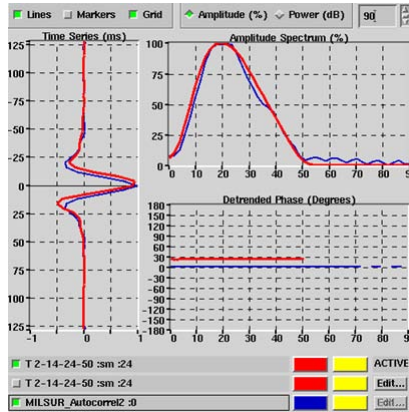
Se agrega el resto de los sismogramas sintéticos hechos para el área de estudio, aparte de los mostrados en el texto.

**Registro sísmico para editar MILSUR-1****Registros editados para hacer sintéticos**

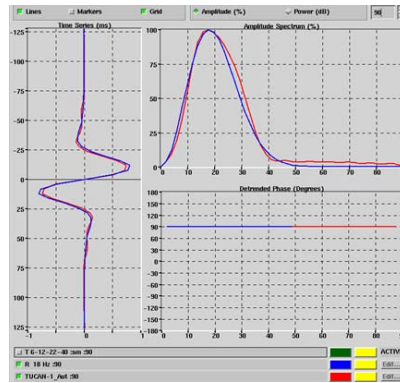
Pozo Milsur-1.- Efectos de registro sísmico y su edición para construir sismograma sintético



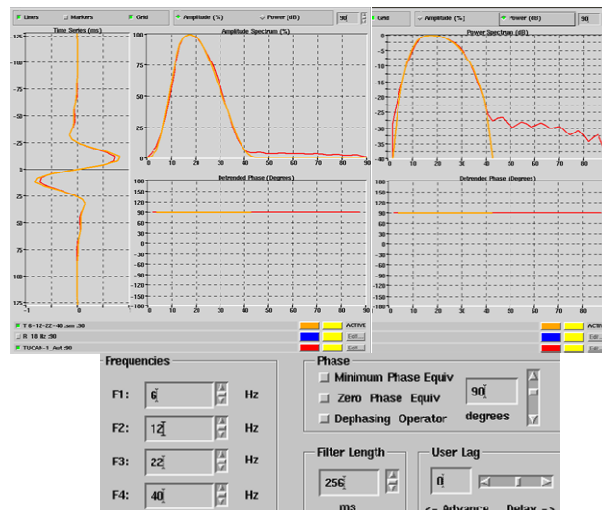
Pozo Milsur-1.- Sismograma sintético final.



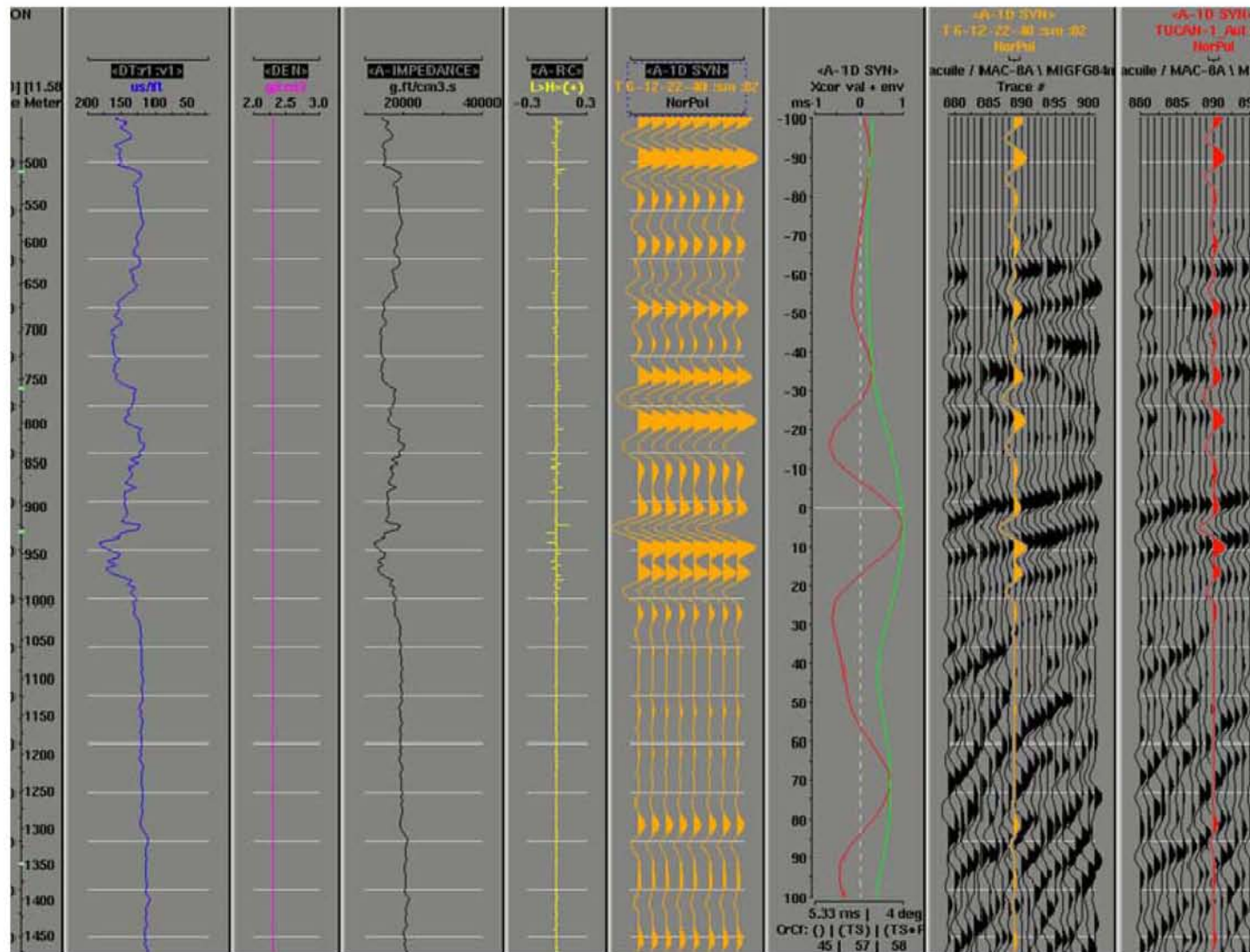
Pozo Milsur-1.- Ajuste de la ondícula del sismograma sintético con la de la sísmica; y semejanza en el espectro de amplitud en el dominio de las frecuencias de ambas ondículas.



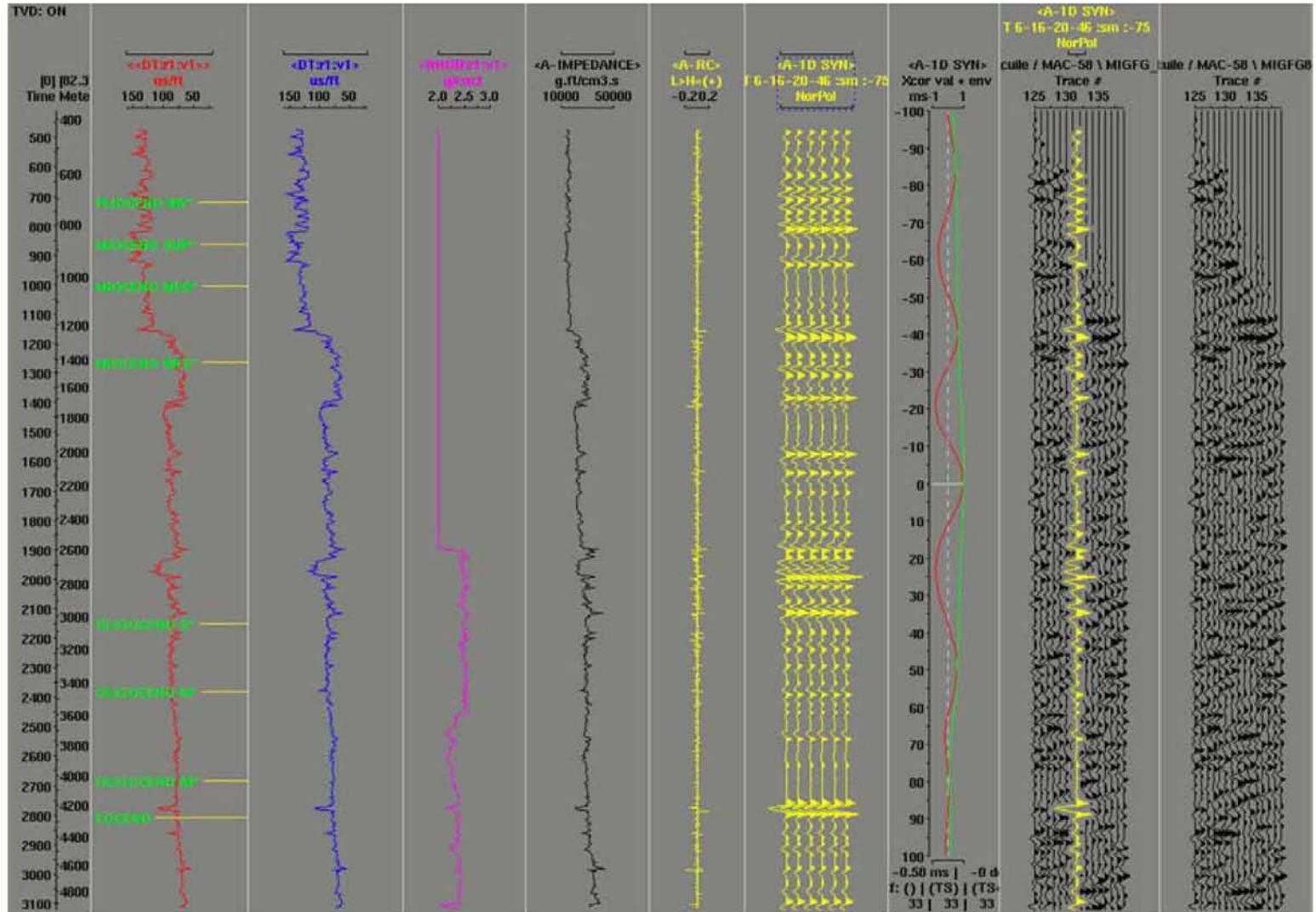
Pozo Tucan-1.- Primer ajuste con un filtro tipo Ricker, frecuencia central de 18 Hz y rotación de 90 grados.



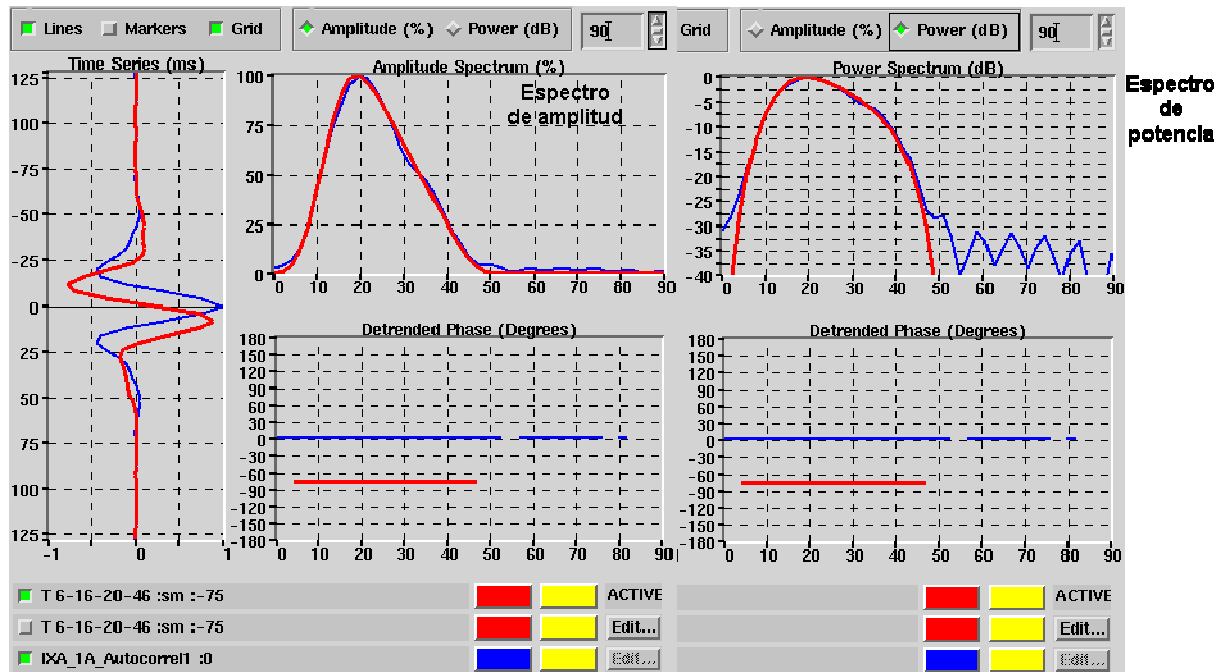
Pozo Tucan -1.- Ajuste final con filtro trapezoidal con los rangos de frecuencia marcados en el panel inferior. En la parte superior se muestran los espectros de amplitud (izquierda) y de potencia (derecha).



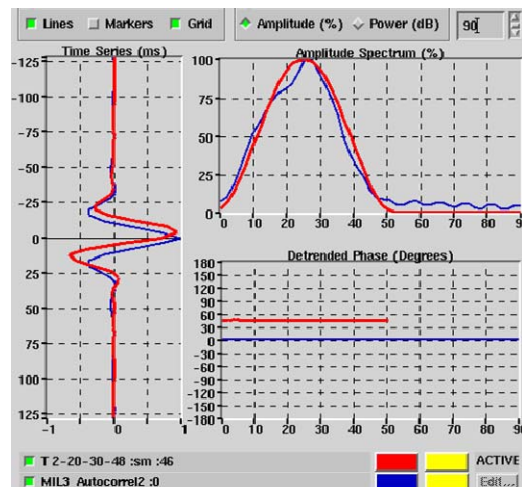
Pozo Tucan-1.- Sismograma sintético.



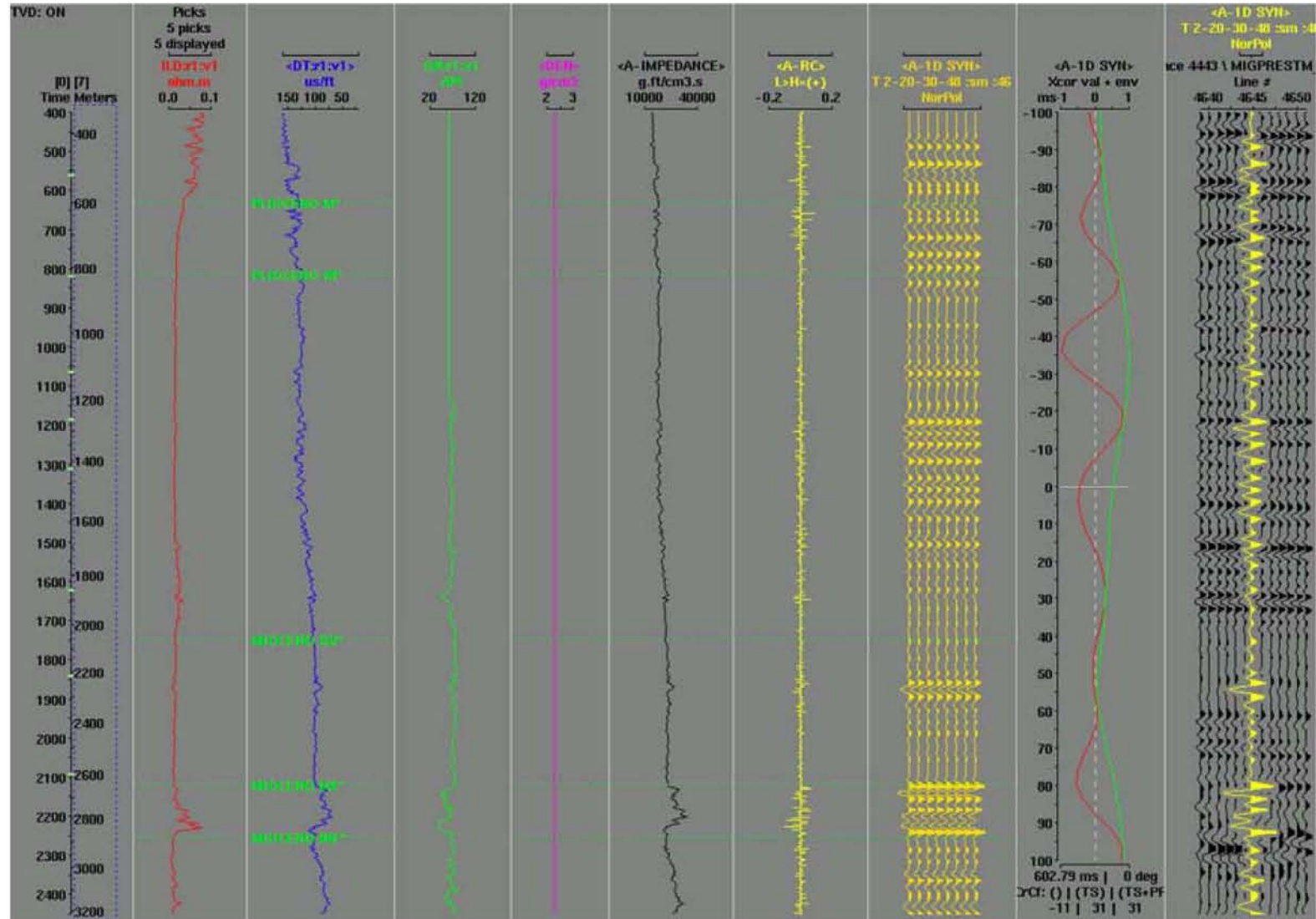
Pozo Ixha-1A.- En este sí se cuenta con registro de densidad. Es el único que aporta información hasta la edad del Eoceno Superior. Sin embargo la calidad de la sísmica (2D) es de pobre calidad.



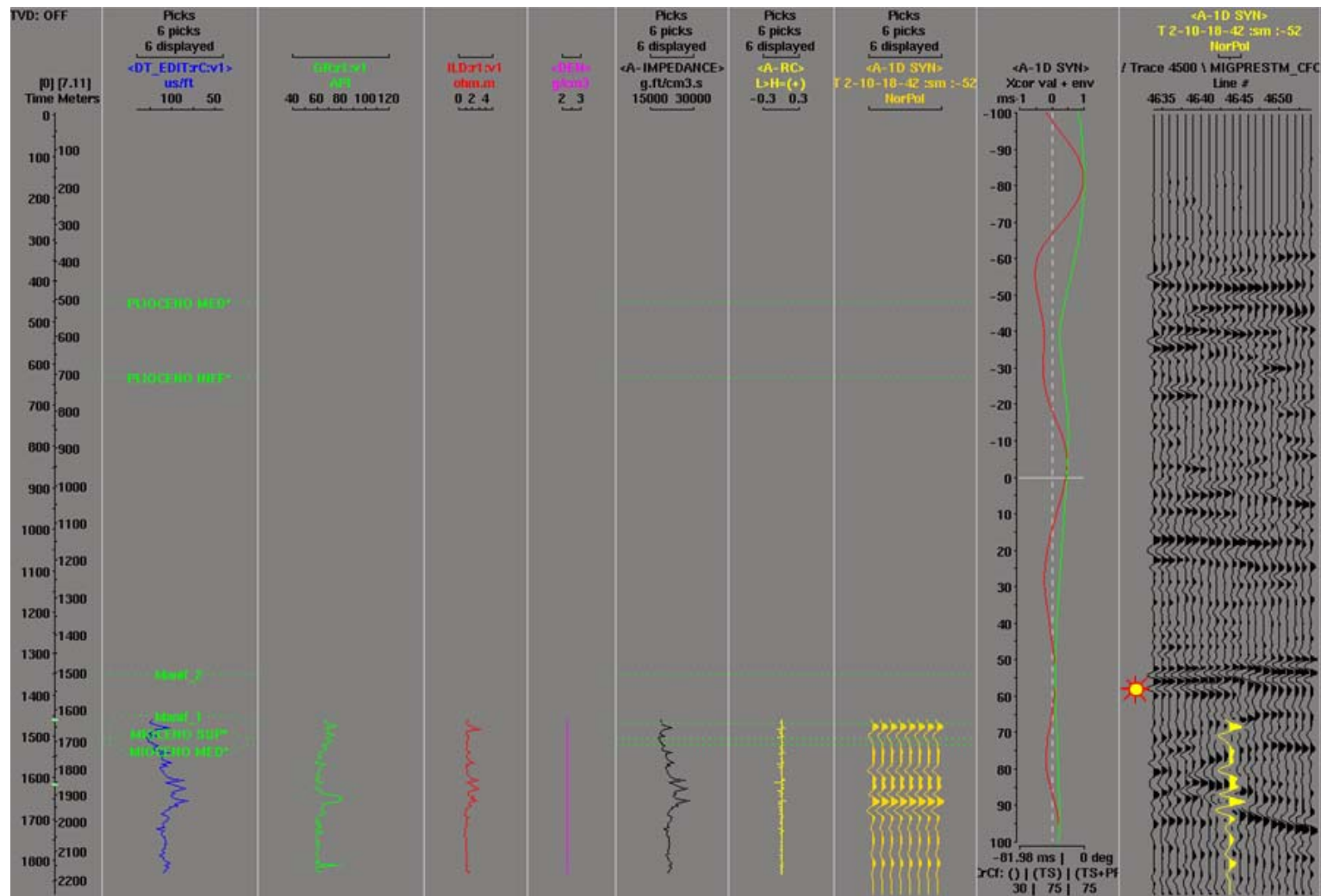
Pozo Ixha-1A.- Espectros de amplitud y de potencia, el máximo de ambos se da cerca de los 20 Hz.



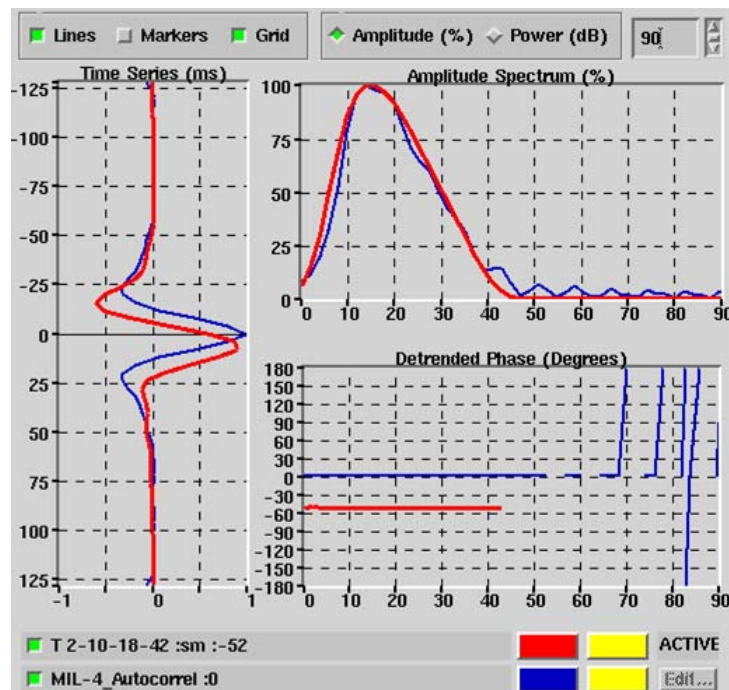
Pozo Mil 3.- Espectro de amplitud con su máximo de 26 Hz a 28 Hz.



Pozo Mil - 3.- Eventos fuertes marcados por los coeficientes de reflexión (séptimo panel) a nivel Plioceno Medio y Mioceno Inferior. En este último se manifiesta intervalo de conglomerados, reportados en litología cortada por el pozo de 2640 m a 2840 m (bajo mesa rotaria) aproximadamente.



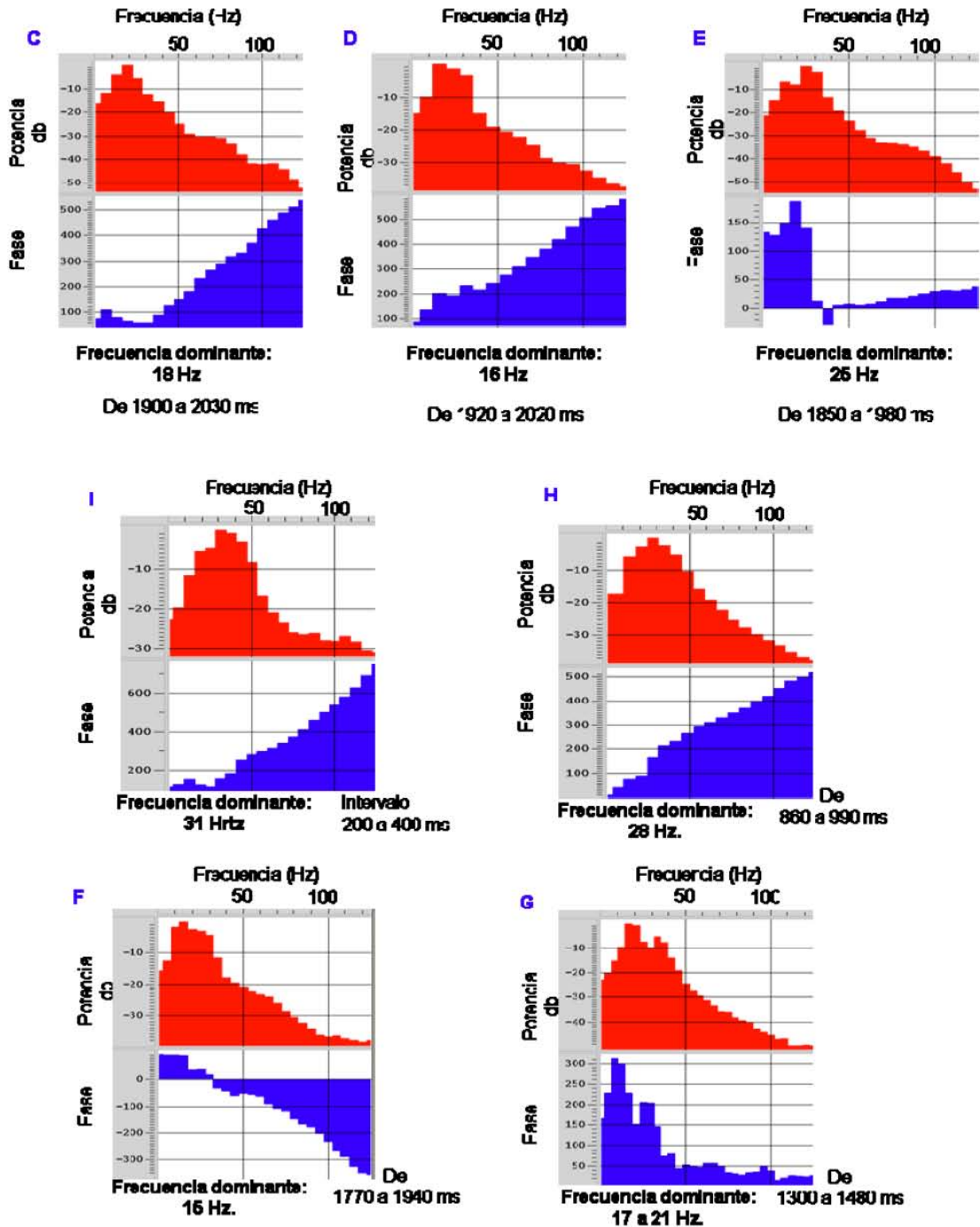
Pozo Mil – 4.- Presentación de sismograma sintético; Como se observa, en este pozo en particular no se tiene la longitud deseable del registro sísmico al menos, ya que éste se tomó de la profundidad de 1600 m hacia abajo. De esta forma aunque se trató de ajustar al máximo el sismograma, tiene poco control, se define además que las profundidades donde manifestó el pozo y las zonas en donde se establecieron pruebas de producción (1539 – 1542 y 1501 - 1505), a partir de las cuales se determinó como productor este pozo, quedan fuera del rango cubierto por el registro sísmico.

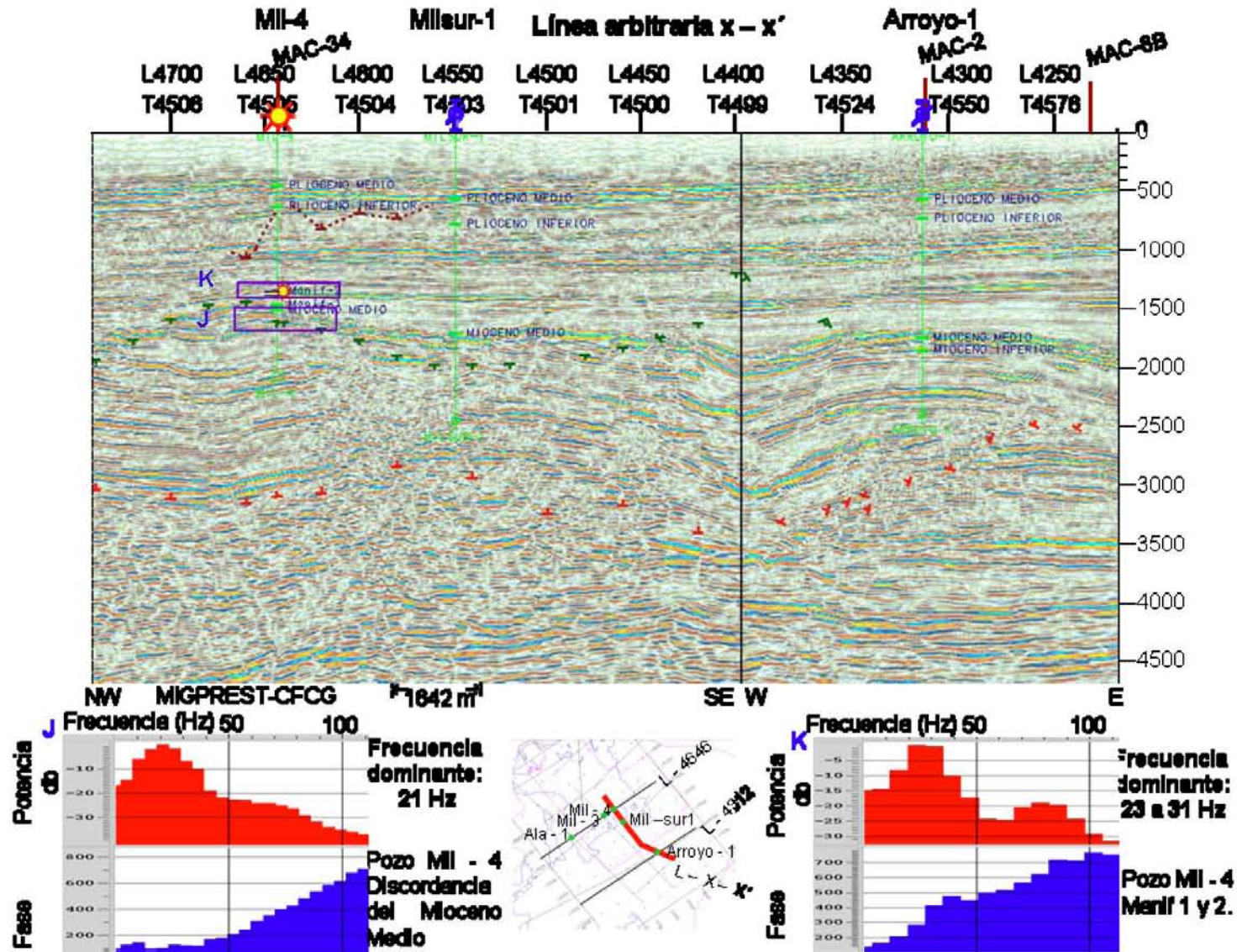


Pozo Mil – 4.- Ajuste de ondícula con un filtro trapezoidal 2 – 10 – 18 – 42 Hz.- Fue necesaria una rotación de 52 grados para obtener un ajuste aceptable a pesar de los inconvenientes marcados arriba. El máximo del espectro de la amplitud se da de los 14 a los 16 Hz.

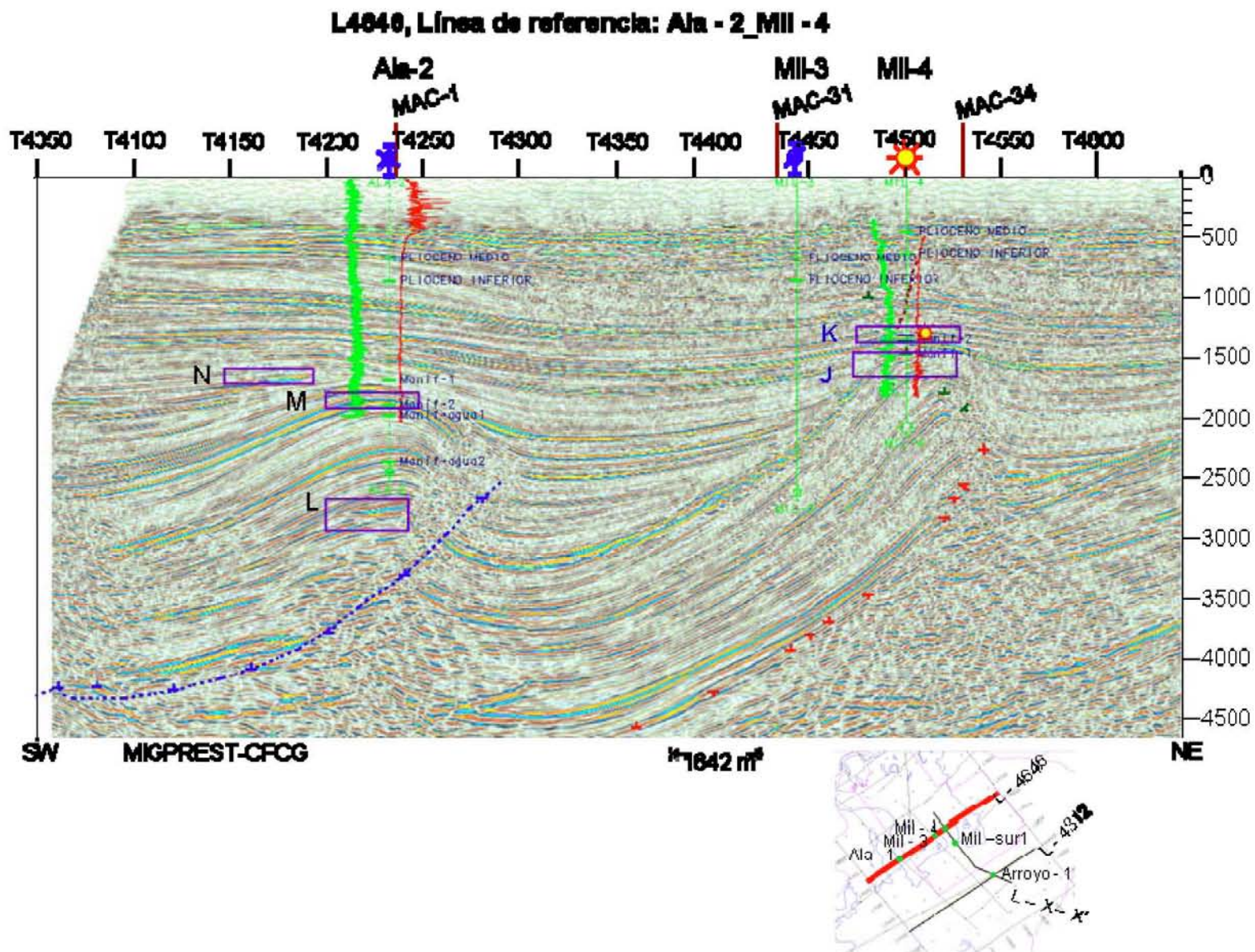
Anexo II

Determinación de frecuencia dominante para calcular espesor mínimo en resolución vertical y en detección.

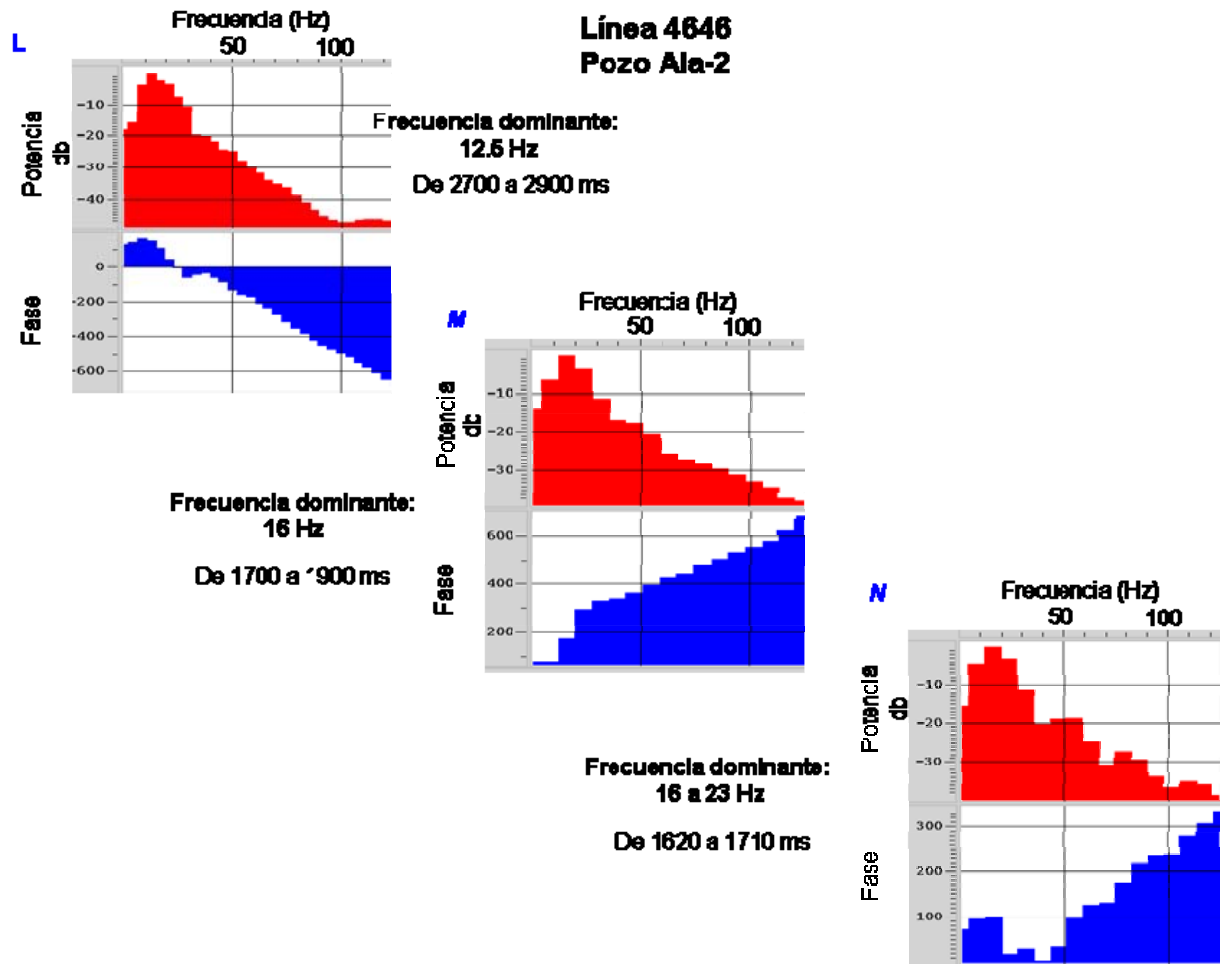




Línea arbitraria X - X'.- dirección de NW - SE, W - E. La determinación de la frecuencia dominante en K es en las inmediaciones del vacimiento de Mil - 4.



Línea sísmica 4646.-SW – NE.



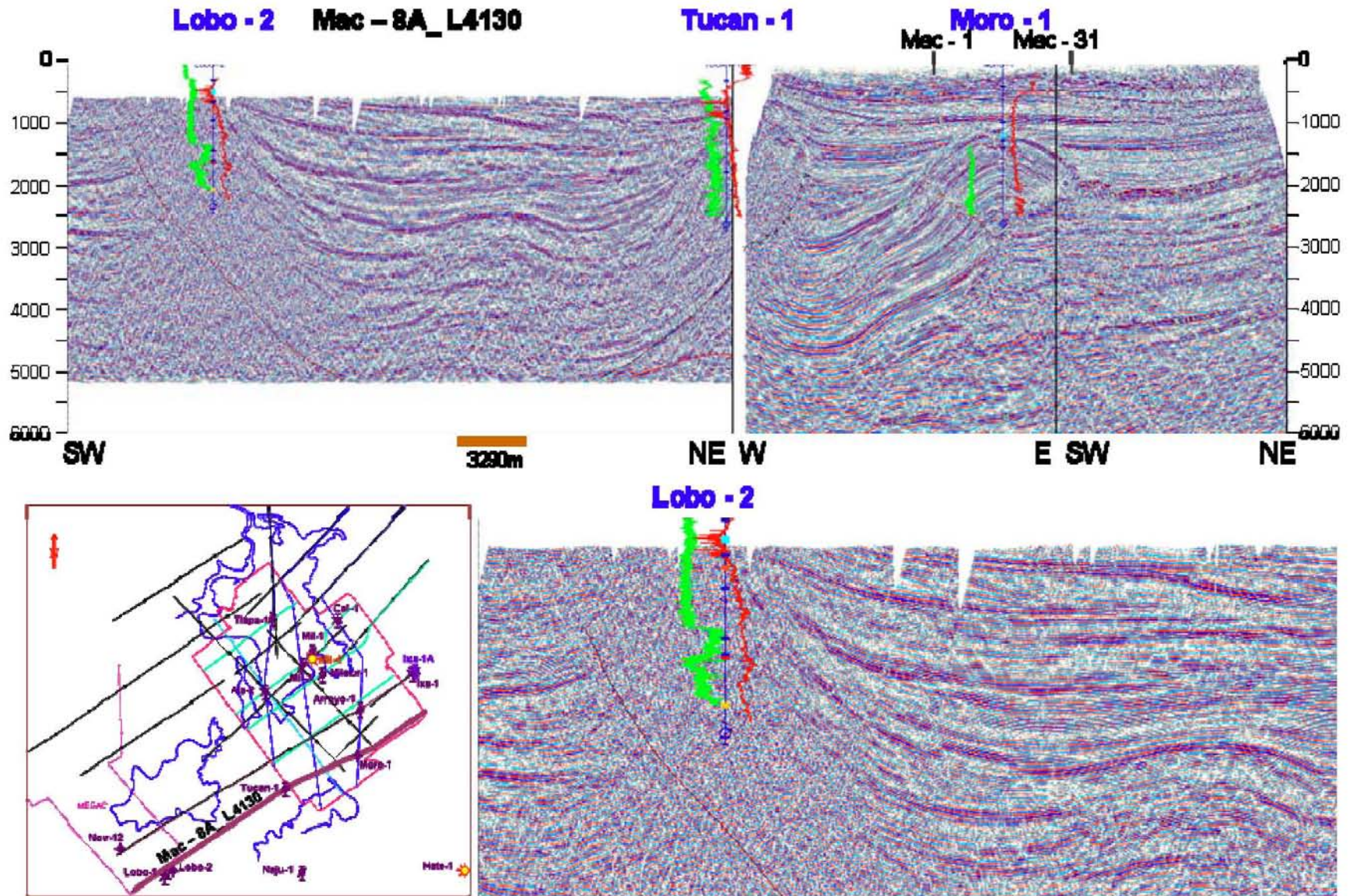
Determinación de frecuencias dominantes a las inmediaciones del pozo Ala - 2



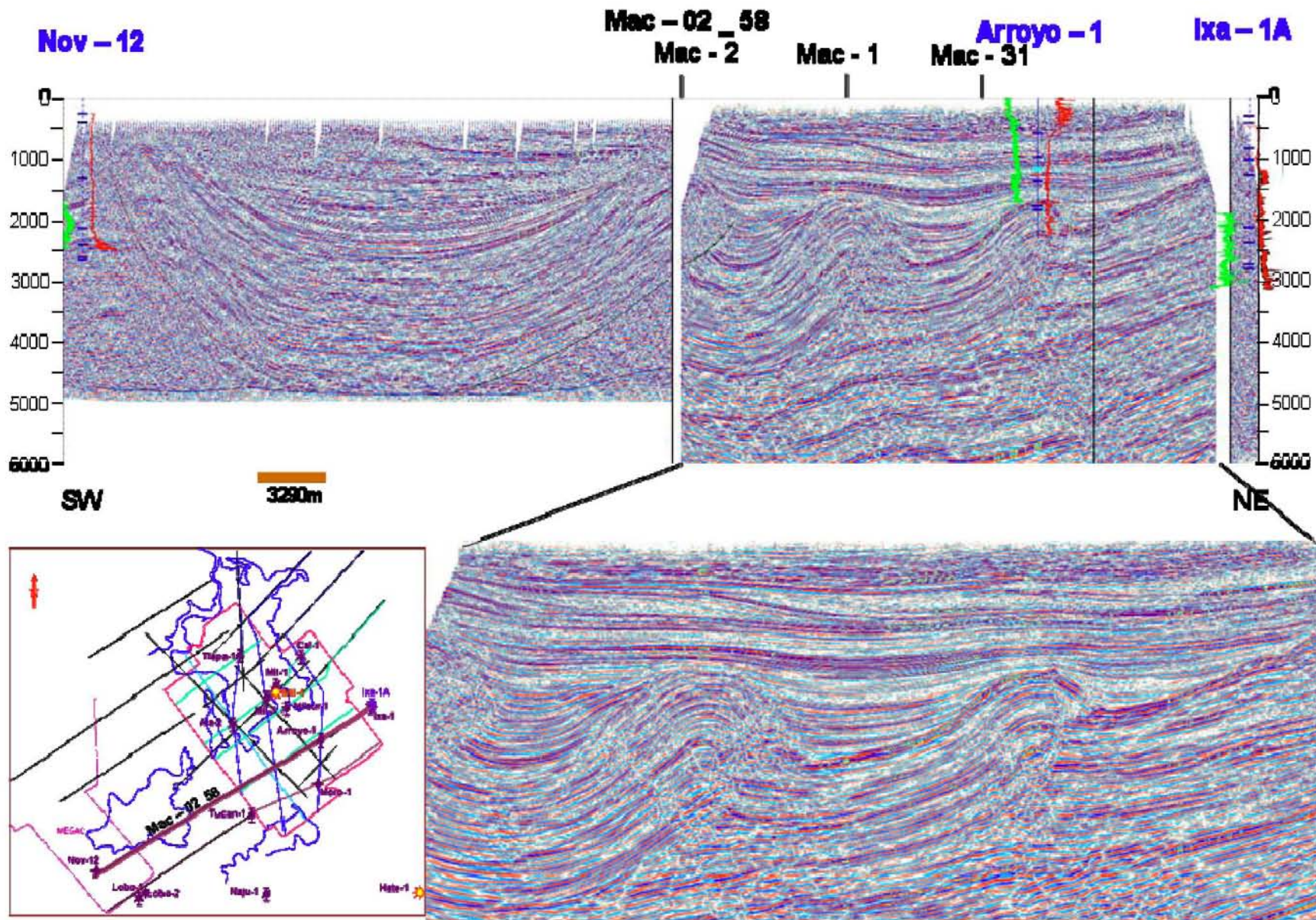
Anexo III

Secciones sísmicas

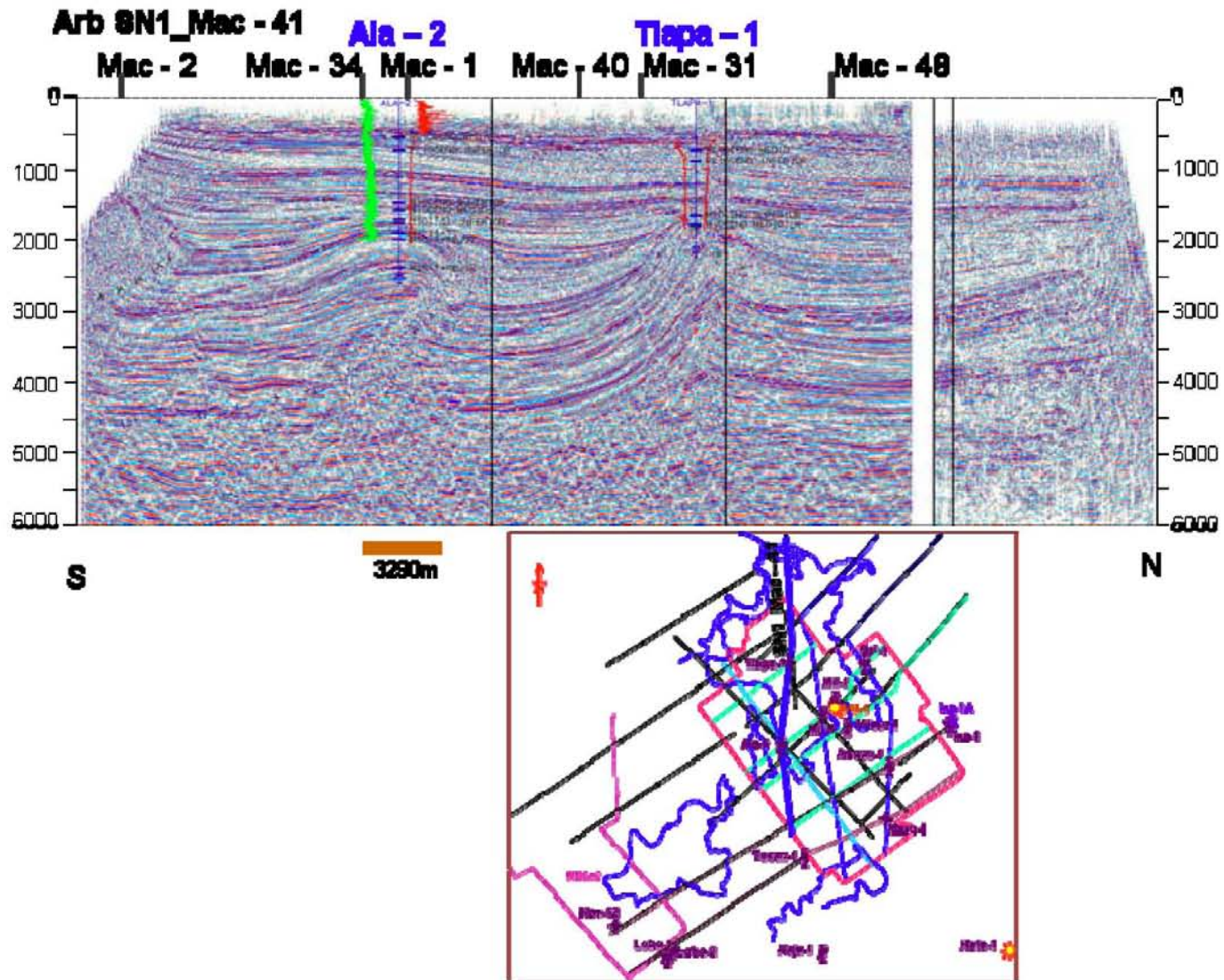
Se complementan las secciones sísmicas trazadas en la figura 26, aparte de las mostradas en el texto en este apartado se agregan las que están sin interpretar, y el resto con y sin horizontes y fallas. Se escogió esta modalidad para que el lector tenga la libertad de discernir sobre el resultado de este trabajo.



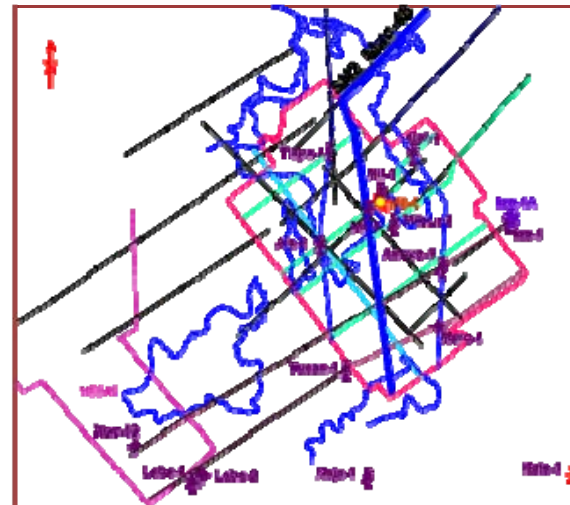
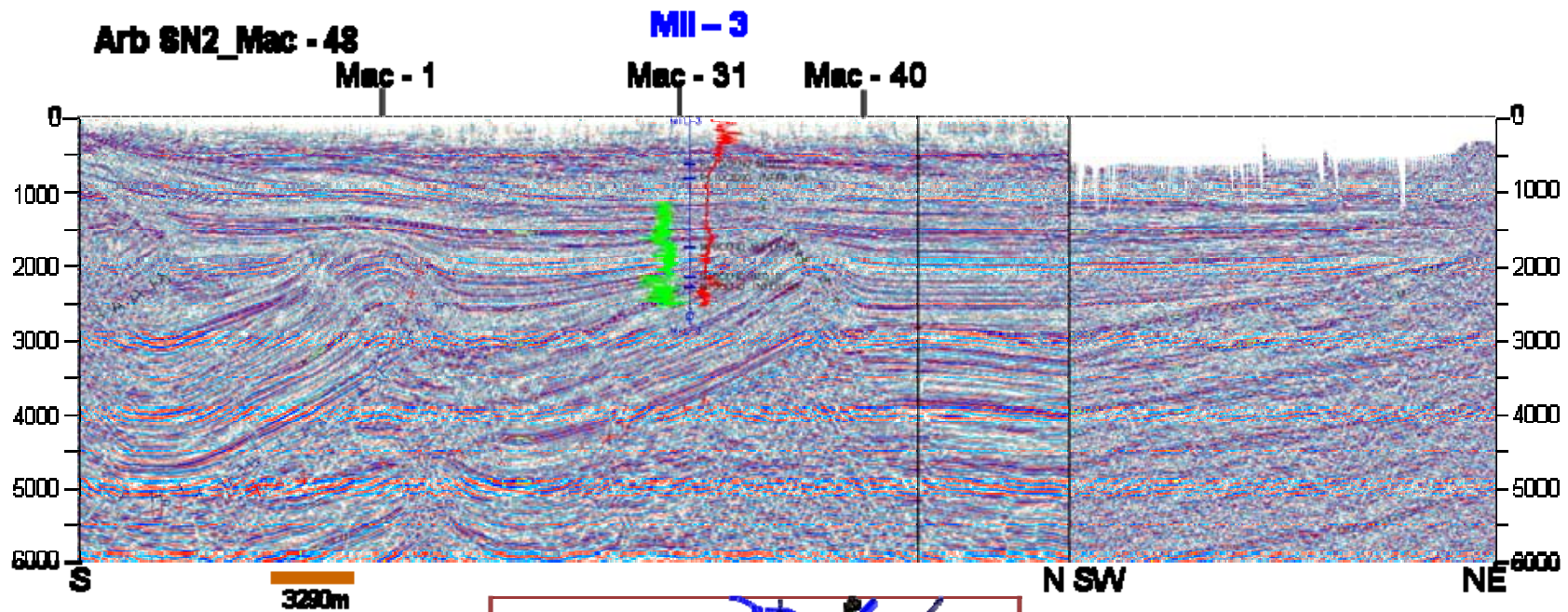
Línea compuesta 2D – 3D sin interpretar



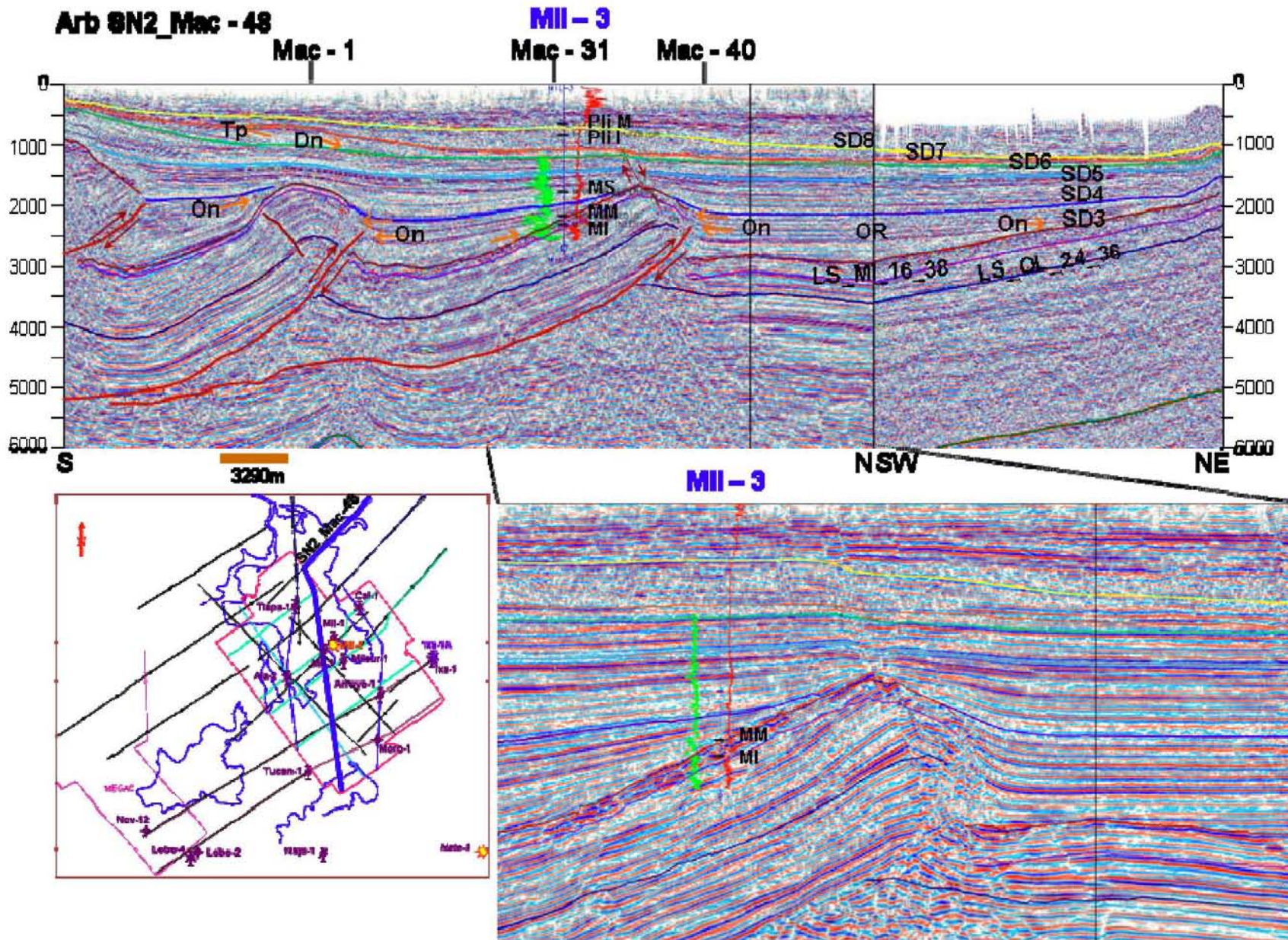
Línea compuesta 2D – 3D – 2D sin interpretar. La línea inferior (del estudio 3D) es casi paralela a la arbitraria superior.

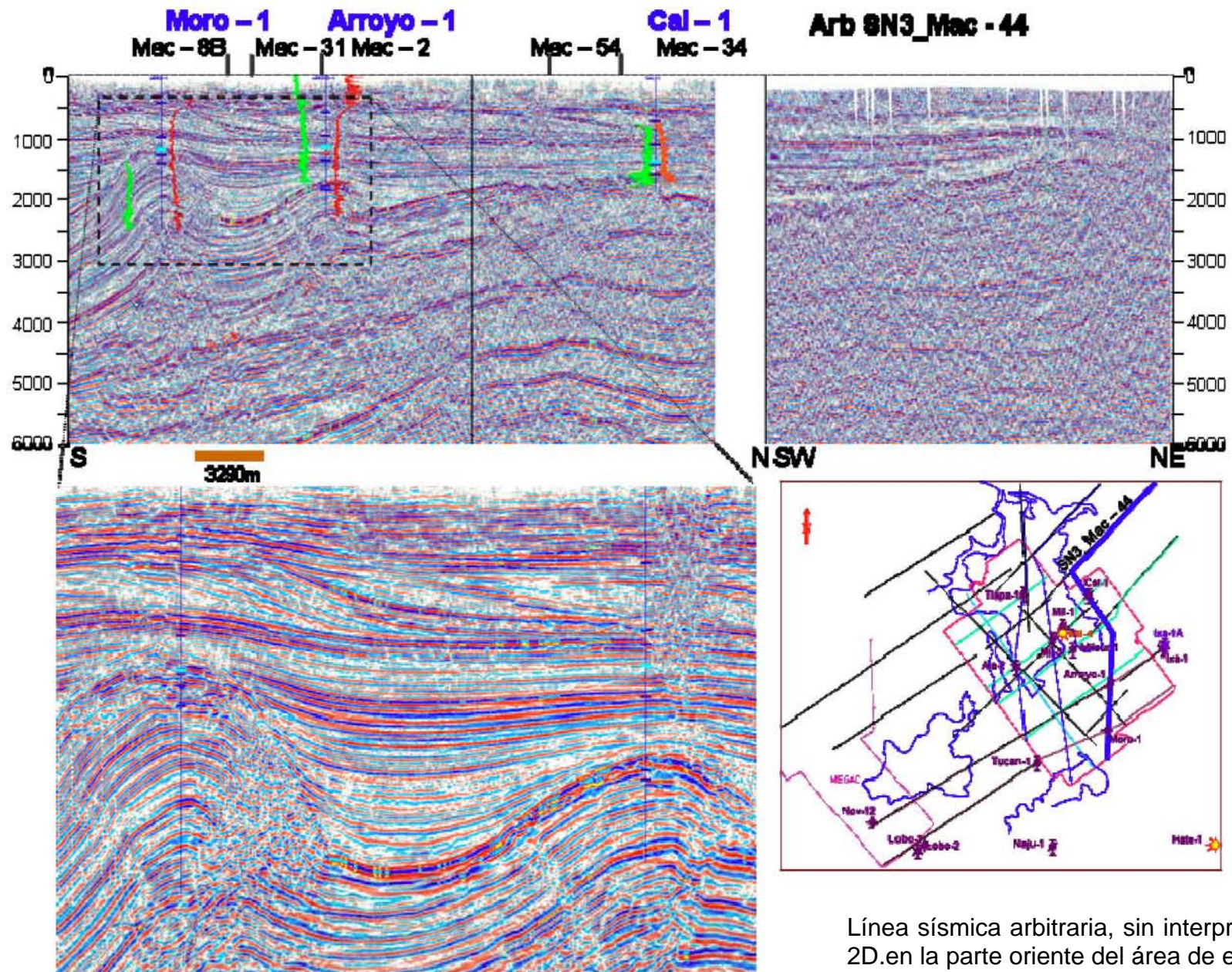


Línea sísmica arbitraria, sin interpretar, sur – norte compuesta del estudio 3D con el 2D.

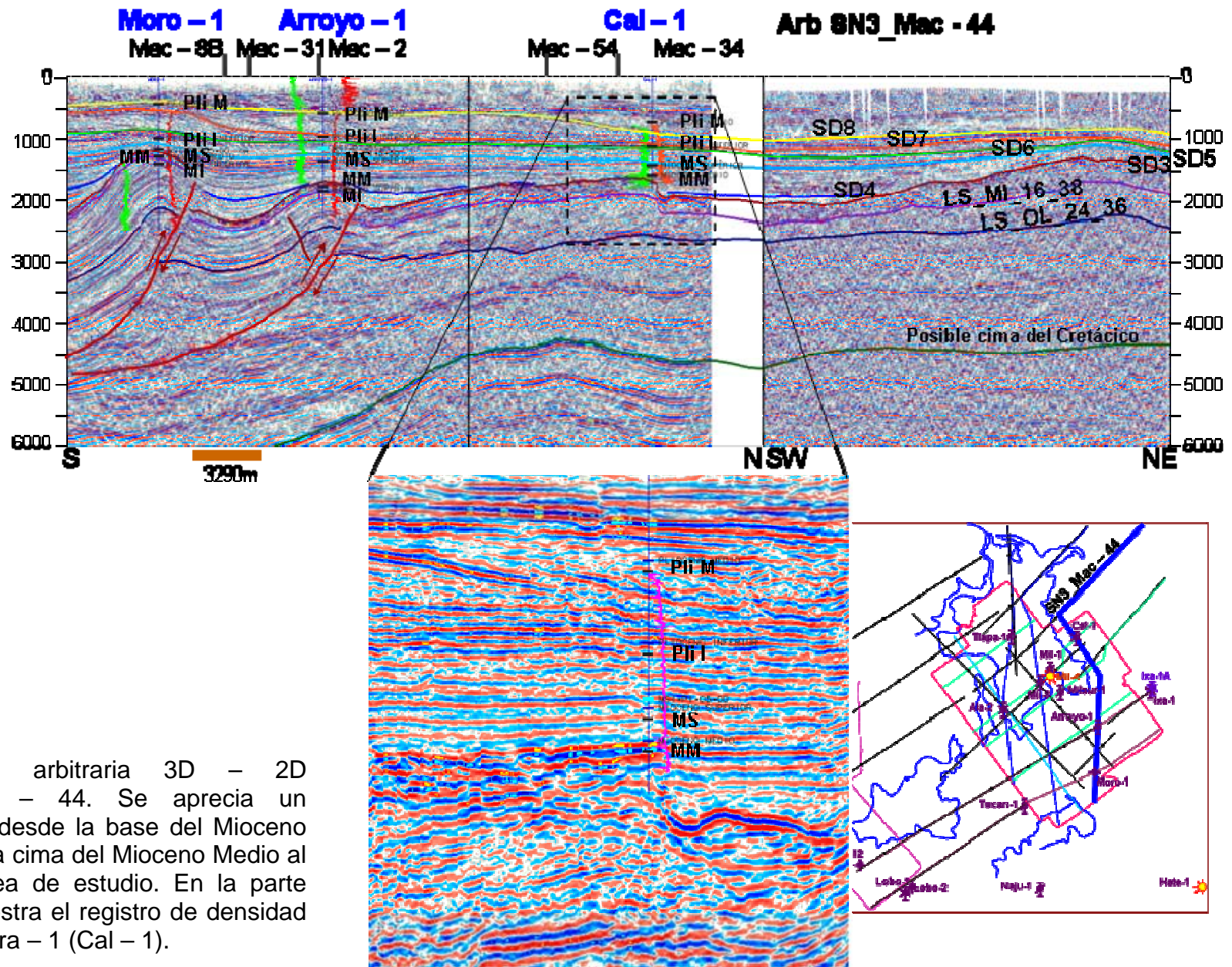


Línea sísmica compuesta, sin interpretar 3D – 2D. En la siguiente se muestra la interpretación para los ocho niveles sismoestratigráficos.

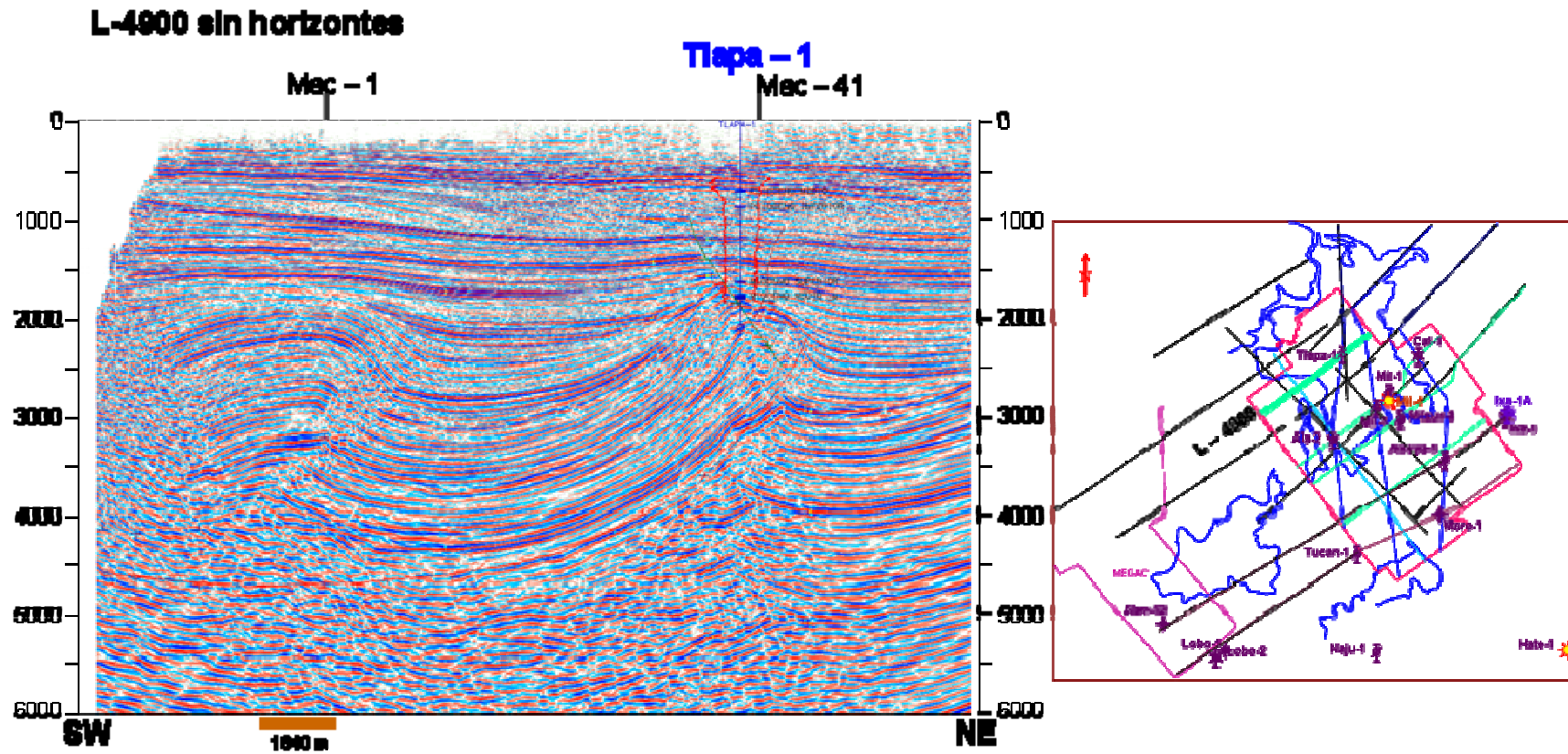




Línea sísmica arbitraria, sin interpretar 3D – 2D.en la parte oriente del área de estudio.



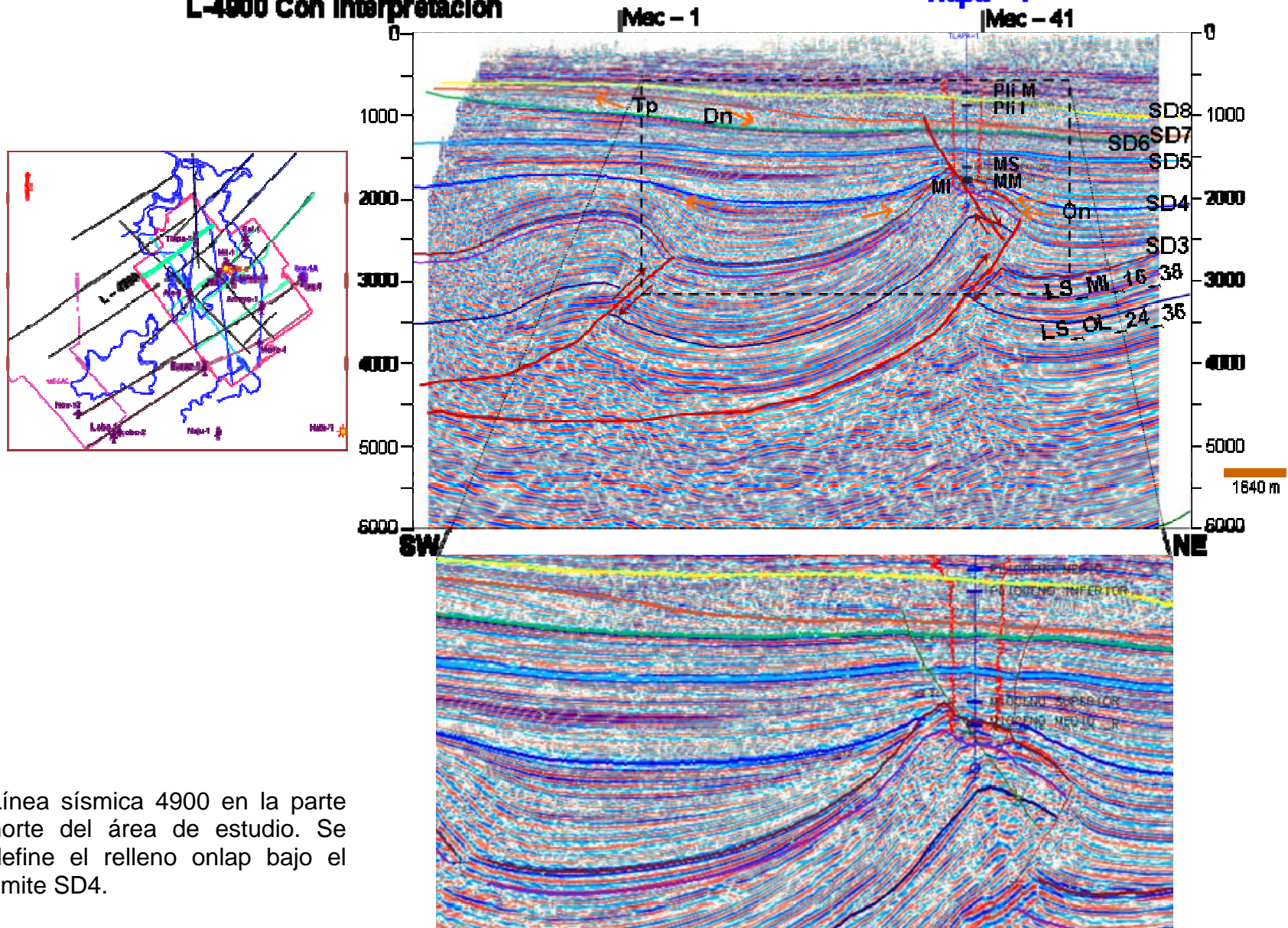
Línea sísmica arbitraria 3D - 2D Arb_SN3_Mac - 44. Se aprecia un levantamiento desde la base del Mioceno Inferior hasta la cima del Mioceno Medio al oriente del área de estudio. En la parte inferior se muestra el registro de densidad del pozo Caldera - 1 (Cal - 1).



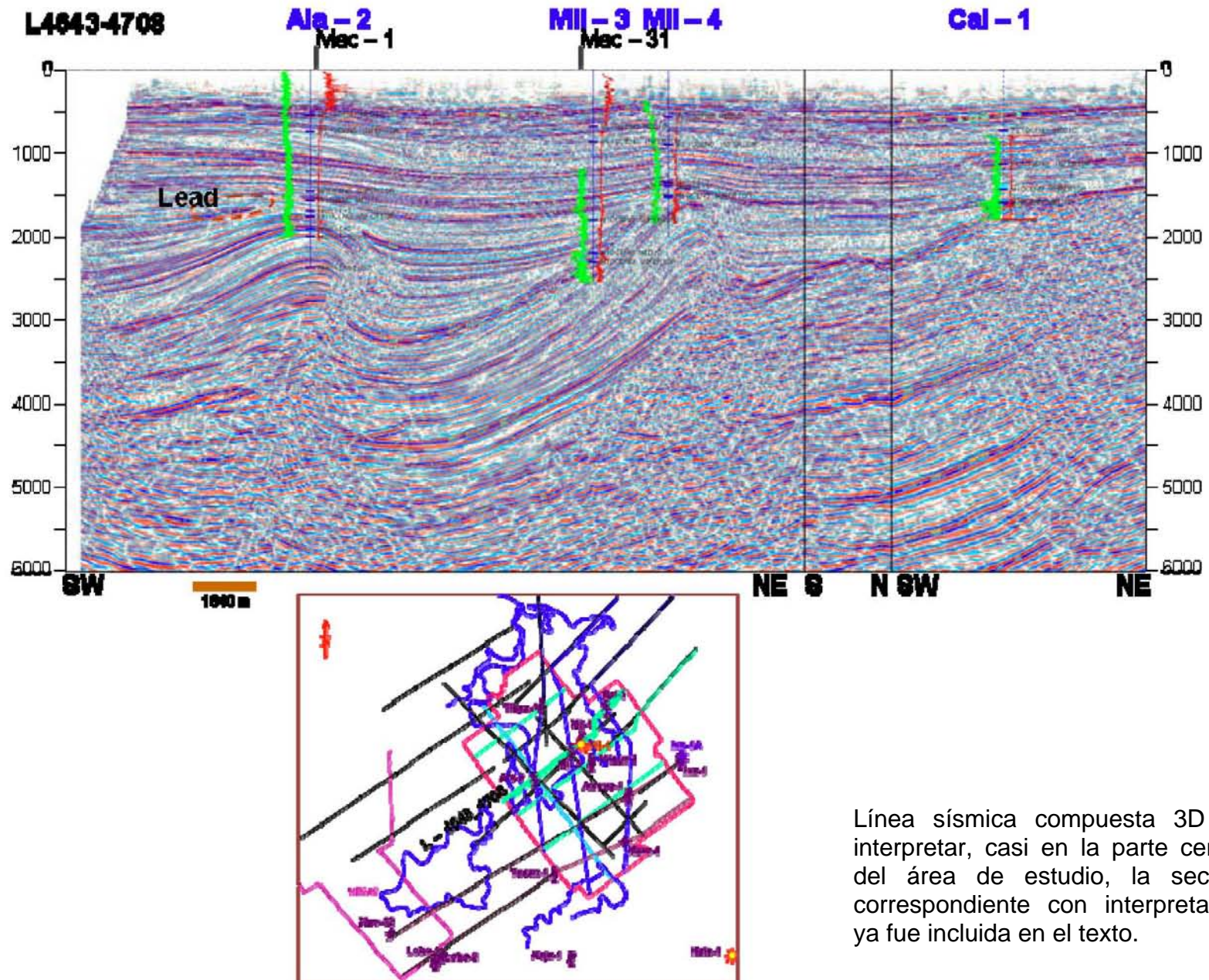
Línea sísmica del cubo Jimba – Najucal en la parte norte del área de estudio.

L-4900 Con Interpretación

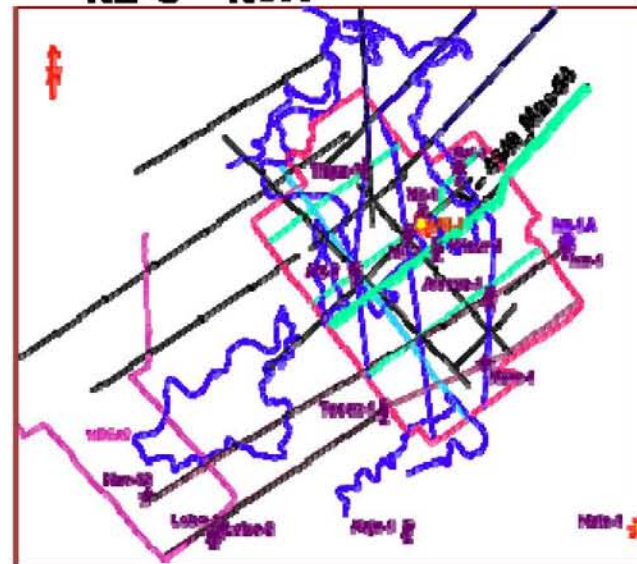
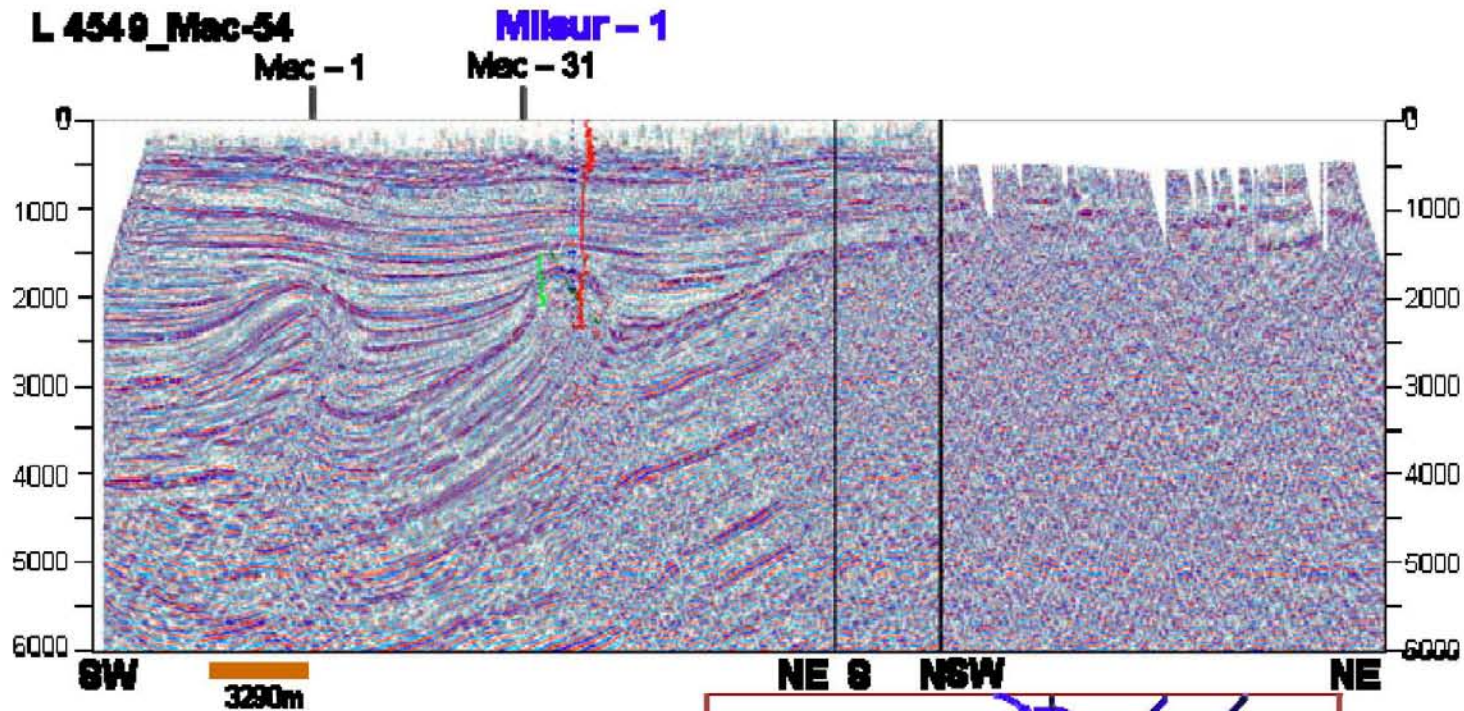
Tapa - 1



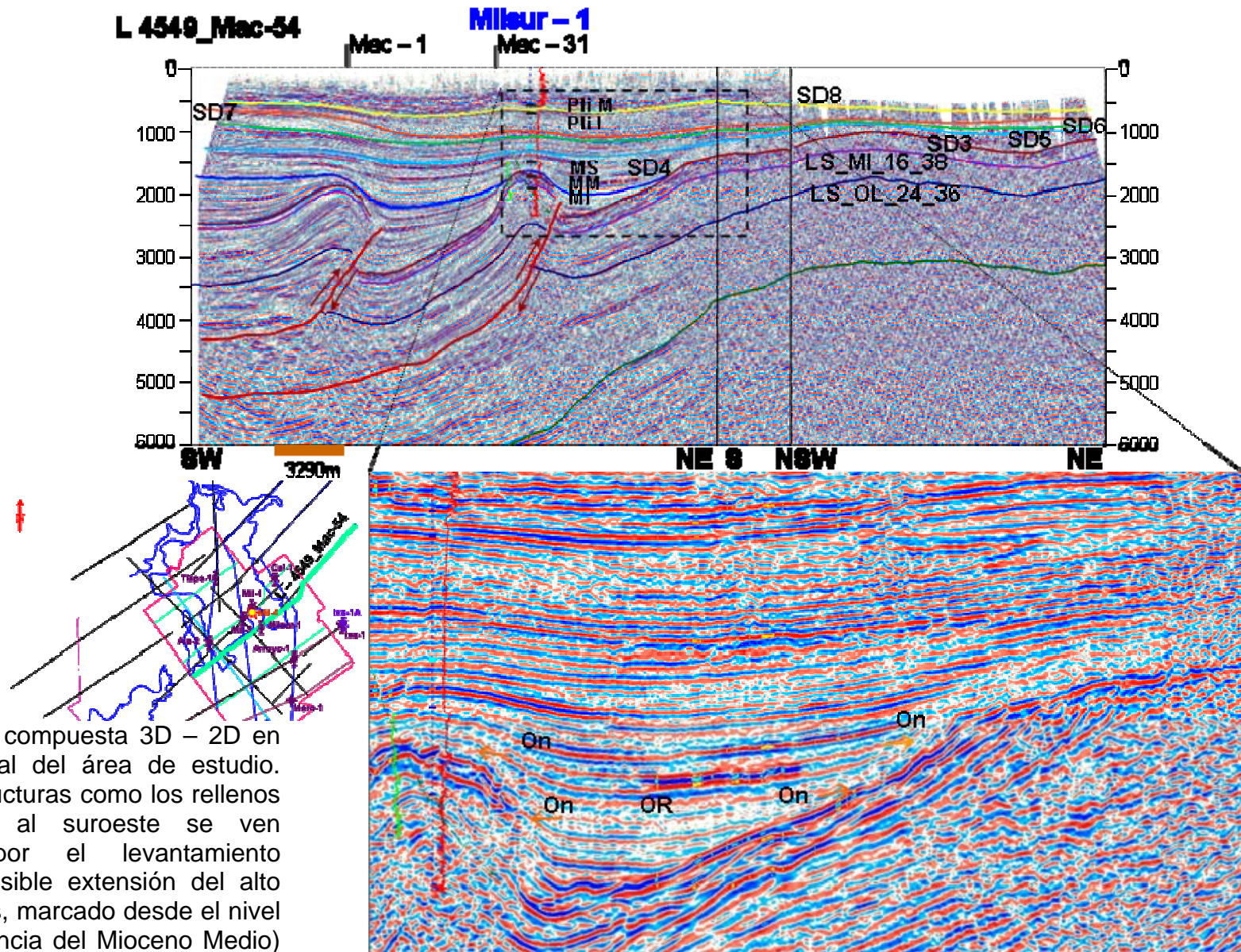
Línea sísmica 4900 en la parte norte del área de estudio. Se define el relleno onlap bajo el límite SD4.



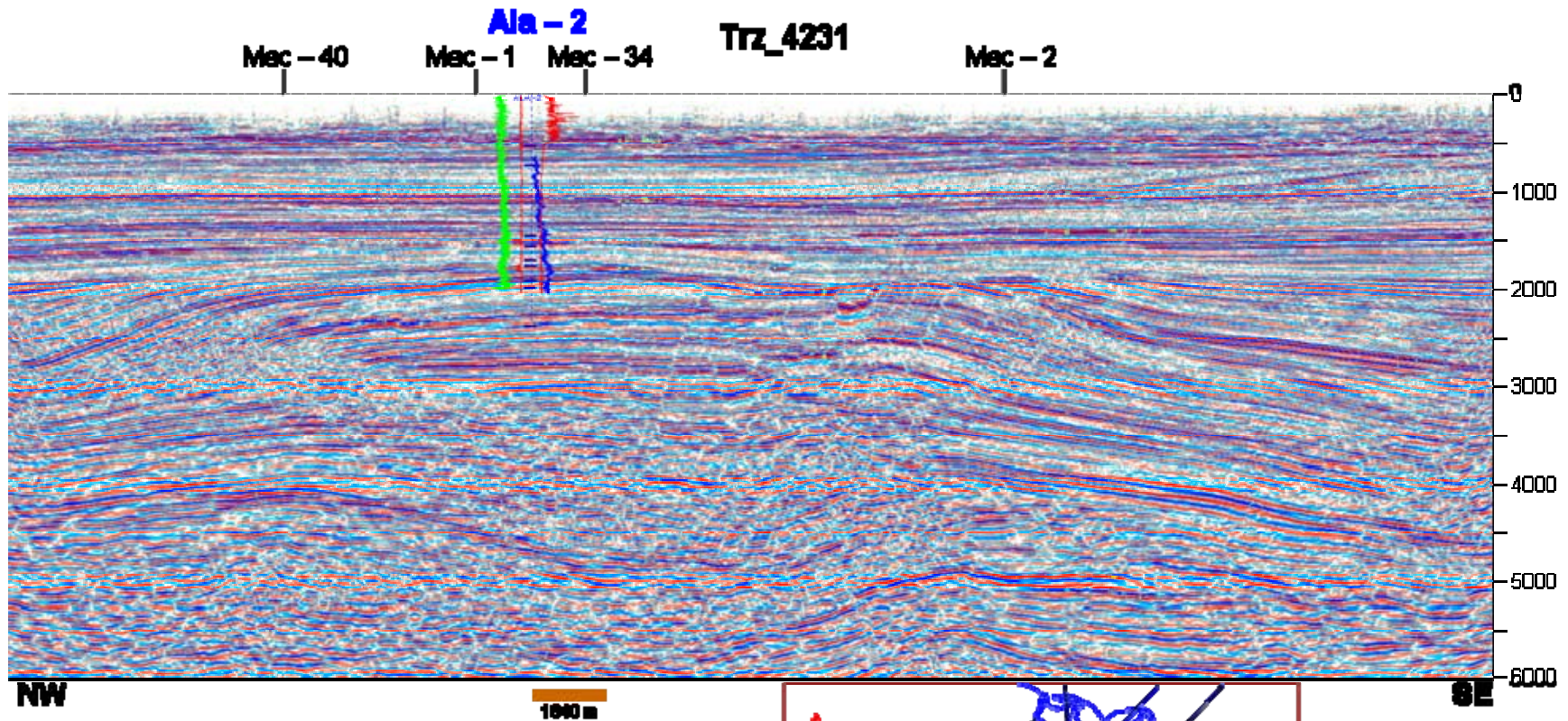
Línea sísmica compuesta 3D sin interpretar, casi en la parte central del área de estudio, la sección correspondiente con interpretación ya fue incluida en el texto.



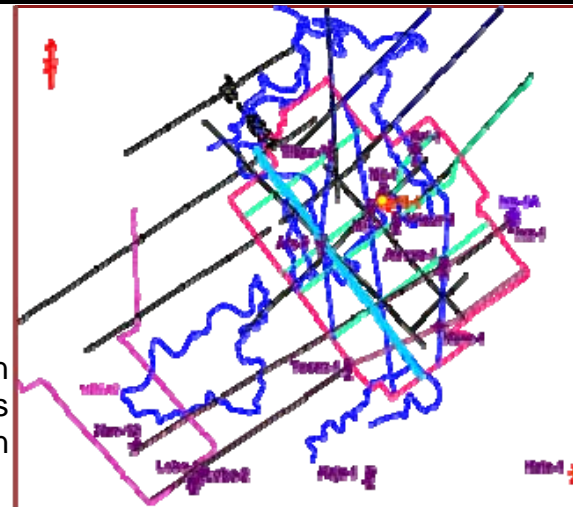
Línea sísmica compuesta 3D – 2D sin interpretar, en la parte central del área de estudio.

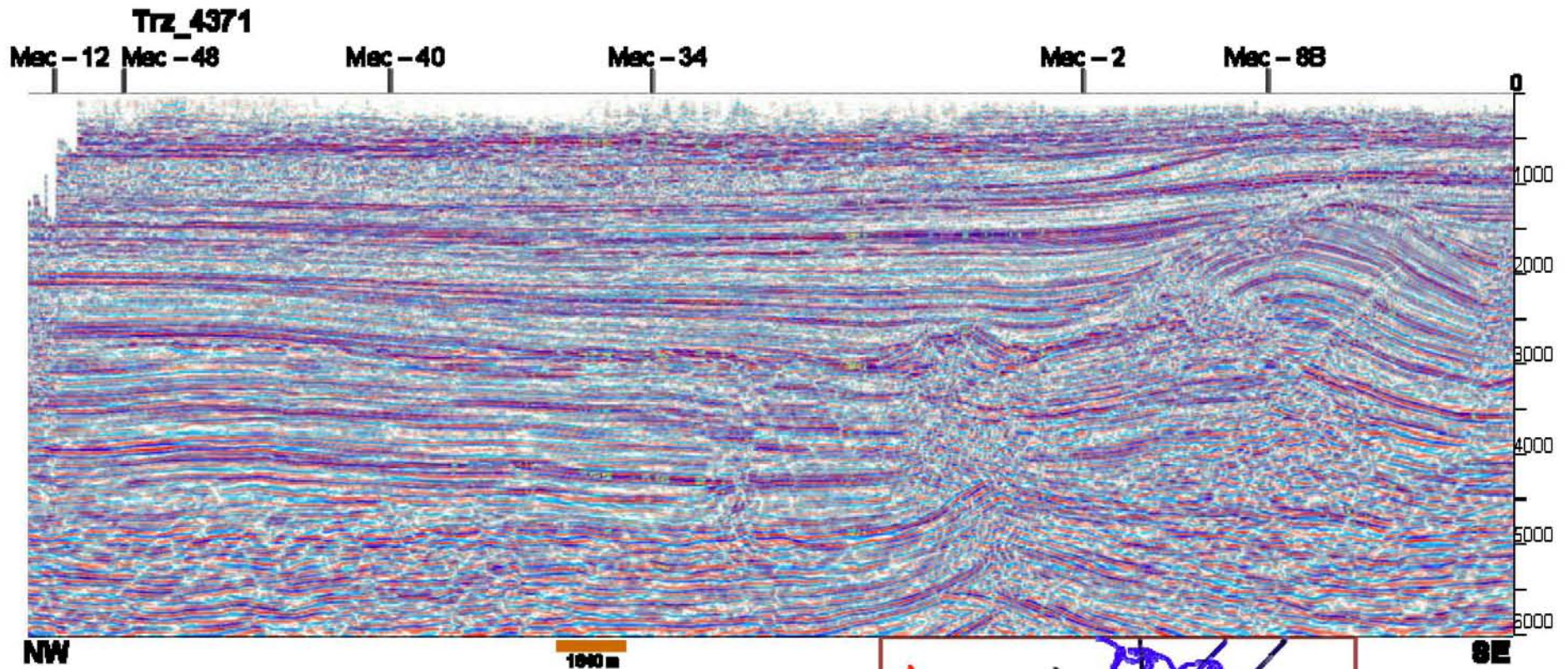


Línea sísmica compuesta 3D – 2D en la parte central del área de estudio. Tanto las estructuras como los rellenos en la parte al suroeste se ven dominados por el levantamiento estructural, posible extensión del alto de San Andrés, marcado desde el nivel SD3 (discordancia del Mioceno Medio) hacia los niveles más profundos.

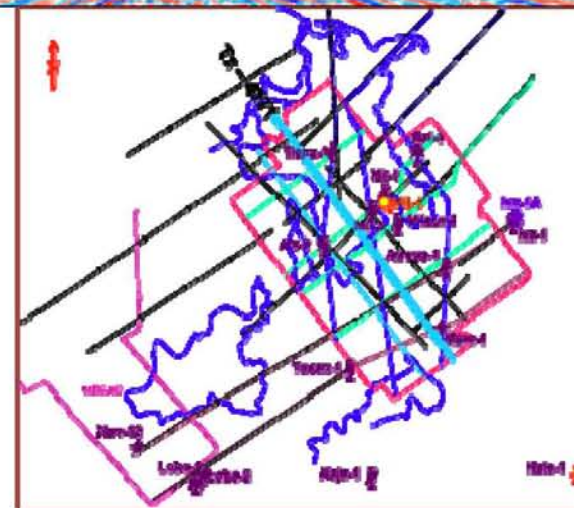


Traza sísmica 4231 sin interpretar. La sección interpretada es incluida en el texto. Las secciones sísmicas noroeste sureste por su longitud son mostradas a diferente escala.





Traza sísmica noroeste suroeste en la parte central del área de estudio. La sección interpretada correspondiente es incluida en el texto.





Referencias

- Arreguín L. M. A. 2003, *Sequence stratigraphy of Miocene-Pliocene sediments, and 3-D interpretation of the deepwater turbidite systems of the Cocuite and Playuela fields, Veracruz basin*. Thesis to Master of Science. University of Colorado.
- Audemar E. F. y P. R. Vail. 1994 *Sismo-estratigrafía secuencial. Curso Práctico – UNAM 2006*. Primera ed. Universidad Simon Bolívar – Rice University.
- Brown A. R. 1999. *Interpretation of Three – Dimensional Seismic Data*. Fifth edition. AAPG Memoir 42. SEG Investigations in Geophysics. No. 9.
- Catuneanu O. Willis, A. J., Miall, A. D. 1998. *Temporal significance of sequence boundaries*. *Sedimentary Geology* 121, 157 – 178.
- Catuneanu O., 2002. *Sequence stratigraphy of clastics systems: Concepts, merits, and pitfalls*. Geological Society of Africa Presidential Review N. 1. *Journal of African Earth Sciences* 35, 1 – 43.
- Chopra S. and Marfurt K. J. *Seismic attributes – A historical perspective*. 2005. *Geophysics* Vol. 70, No. 5. 75th Anniversary.
- Dale E. Bird, K Burke, S A. Hall, and J. F. Casey. 2005. *Gulf of Mexico tectonic history: Hotspot tracks, crustal boundaries, and early salt distribution*. AAPG Bulletin, v. 89, no. 3, pp. 311–328.
- Dehesa C., Vila V. R., Rocha R. R. 2002. *Reporte de estudio de AVO en cubo Jimba 3D*; inédito.
- Del Moral D. J. M. 2007. *Análisis de estratigrafía de secuencias del Mioceno, en los cubos Najucal y Jimba, en la Cuenca Terciaria de Veracruz*. Tesis de Maestría en Ingeniería, UNAM.
- De Ruig M. J. and Hubbard S. M. 2006. Seismic facies and reservoir characteristics of a deep – marine channel belt in the Molasse foreland basin, Puchkirchen Formation, Austria.
- Escalona, A. y P. Mann, 2006. *Sequence - stratigraphic analysis of Eocene clastic foreland basin deposits in central Lake Maracaibo using high-resolution well correlation and 3-D seismic data*, AAPG bulletin, v. 90, no. 4, pp. 581–623.
- Emery D., Myers K. 1997. *Sequence Stratigraphy*. BP. Exploration. Blackwell Science.
- Espinoza N. M., y J. Toríz G., 2005. *Estilos Estructurales en la Región de Veracruz*. Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración. No. 4.
- Fugro Robertson, 2005. *Specialized Technical Assistance in Preparation of Technical Personnel in the Study and Development of Play Fairway and their Analysis*.



- Galloway W. E., 2001. The many faces of submarine erosion: theory meets reality in selection of sequence boundaries. AAPG. Hedberg Research Conference on Sequence Stratigraphic and Allostratigraphic principles and concepts, Dallas.
- Galloway W. E., Ganey – Curry P. E., Xiang Li, and Buffler R. T., 2000. *Cenozoic depositional history of the Gulf of Mexico basin* AAPG Bulletin, v. 84, no. 11 pp. 1743–1774.
- Galloway W. E., 1989. Genetic stratigraphic sequences in basin analysis. I. Architecture and genesis of flooding – surface bounded depositional units. AAPG. Bull. 73
- Gutiérrez G. Ma. De L., Gutiérrez y Acosta J., Brandi P. J; 2003. Estudio de Factibilidad para la aplicación del método del AVO en el cubo sísmico Jimba, AMGE.
- Haq Bilal U. 1991. *Sequence stratigraphy, sea – level change, and significance for the deep sea*. Spec. Publs. int. Ass. Sediment. V12. pp3 – 39.
- Hellan H. Martinsen O. J. 1996. Shoreline trajectories and sequences: description of variable depositional – dip scenarios. Journal of Sedimentary Research
- Holguín Q., N. 2006. *Curso Evaluación genética de Cuencas Petroleras*. 2006 – 2. PEP – UNAM.
- Hongliu Z., R. G. Loucks, and F. Brown Jr., 2007 *Mapping sediment – dispersal patterns and associated systems tracts in fourth – and fifth – order sequences using seismic sedimentology: Example from Corpus Christi Bay, Texas*. AAPG Bulletin, V. 91, No. 7; pp. 981 – 1003.
- Jennette D., Wawrzyniec, Khaled Fouad, Dallas B. Dunlap, J. Meneses-Rocha, F. Grimaldo, R. Muñoz, D. Barrera, C. T. Williams, and A. Escamilla - Herrera. 2003. *Traps and Turbidite reservoir characteristics from a complex and evolving tectonic setting, Veracruz Basin, southeastern, Mexico*. AAPG Bulletin, v.87, no. 10 PP. 1599 - 1622.
- Macurda B. Jr. 2006 *Curso: Seismic Facies Analysis*; Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Martínez M. M. et al., 2005. Modelo sismoestratigráfico de la porción norte de la Cuenca Terciaria de Veracruz México. Trabajo inédito.
- Martínez R. V. M; 2007. Análisis Estructural de los plays del Mioceno en los proyectos 3D: Najucal y Jimba, Cuenca Terciaria de Veracruz. Tesis de Maestría en Ingeniería, 2007. UNAM.
- Mitchum R. M., J. And Jhon C. Van Wagoner, 1991. *High – Frequency sequences and their stacking patterns: sequence – stratigraphic evidence of high – frequency eustatic cycles*. Sedimentary Geology, 70. Elsevier Science Publishers B. V; Amsterdam.
- Mitchum R. M., J. B. Sangree, P. R. Vail, y W. W. Wornardt., 1993 *Recognizing sequences and systems tracts from well logs, seismic data, and biostratigraphy: examples from the Late Cenozoic, in P. Weimer and H. W. Posamentier, eds., Siliciclastic sequence stratigraphy: AAPG Memoir 58, p. 163-198.*



- Navarro F., 2006. *Evaluación de recursos potenciales y probabilidades de éxito de plays; CERPLAY*. Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración (SCT). Curso Maestría.
- Palafox R. H. 2002. *Procesado sísmico para intérpretes y personal de adquisición de datos sísmicos*. Curso, IMP.
- PEMEX, Activo Integral Veracruz, Coordinación de Prospectos y Caracterización Inicial (CPCI). 2007. Inédito.
- PEMEX, Activo Integral Veracruz, Coordinación de Prospectos y Caracterización Inicial (CPCI), 2006. Inédito.
- PEMEX, Centro Nacional de Procesado Sismológico (CNPS), 2007. Inédito.
- PEMEX, Exploración y Producción. 2007. Anuario Estadístico 2006.
- PEMEX Exploración y Producción Región Sur, Exploración Salina Del Istmo, 2004. *Atlas Papaloapan "B"*. Inédito
- PEMEX Exploración y Producción Región Sur, Exploración Salina Del Istmo, 2004. *Estado Actual y resultados del Proyecto Papaloapan "B". PEG-PIDIREGAS 2001 - 2005*. Inédito.
- PEMEX - Schlumberger, 2000. Carta síntesis de columna estratigráfica de la Cuenca de Veracruz. Inédito.
- Posamentier, H. W. Vail, P. R. 1988. Eustatic controls on clastic deposition. II. Sequence and systems tract models. SEPM Special Publication.
- Posamentier Henry W. and George P. Allen 1999. *Siliciclastic Sequence Stratigraphy- Concepts and Applications*. SEPM.
- Prather B. E., Keller F. B., Chapin M. A. 2000. Hierarchy of Deep – Water Architectural Elements with Reference to Seismic Resolution: Implications for Reservoir Prediction and Modeling. GCSSEPM Foundation 20th Annual Research Conference Deep – Water Reservoirs of the World.
- Prost G. and M. Aranda, 2001. *Tectonics and Hydrocarbon Systems of the Veracruz Basin, Mexico*. AAPG Memoir 75, p. 271-291
- R. Normark William, Posamentier H., E. Mutti, 1993. *Turbidities Systems: State of the Art and Future Directions*. American Geophysical Union. Review of Geophysics.
- Royhan Gani M. 2004. *From Turbid to Lucid*. The Sedimentary Record, SEPM (2004).
- Sangree J. B. and Widmier J. M., 1977 *Seismic stratigraphy and Global Changes of sea level, Part 9: Seismic Interpretation of clastic depositional facies*. Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. AAPG Memoir 26.



- Sangree D. B., Vail P. R., Mitchum R. Jr., 1990. *A summary of exploration applications of sequences stratigraphy*. GCSSEPM Foundation Eleventh Annual Research Conference Program and Abstracts.
- Shanmugam G. 1988. *Origin, Recognition, and Importance of Erosional Unconformities in Sedimentary Basins*: in K. L. Kleinspehn (ed.), *New Perspectives in Basin Analysis*: Springer – Verlag, New York, pp. 83 – 108.
- Vail P. R. Mitchum R. M. and Tomson III. 1977a. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part. 3: relative changes of sea level from costal onlap. *Seismic stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration*. AAPG. Memoir 26.
- Vail P. R., Wornardt W. W. 1990. *Well Log – Seismic Sequence Stratigraphy: An Integrated Toll for the 90's*. GCSSEPM Foundation Eleventh Annual Research Conference Program and Abstracts.
- Vázquez C. E., N. Holguín Q., E. Serrano B., J. R. Roman R., J. A. Galindo H., D. Grass, 1996. *Subsistema Generador Mesozoico-Terciario de la cuenca de Veracruz*. PEMEX Inédito.
- Wagoner Van. 1995. Overview of sequences stratigraphy of foreland basin deposits: terminology, summary of papers, and glossary of sequence stratigraphy. Vol 74. AAPG.

Bibliografía de consulta

- Aguayo C. J. E; 2005 *Neotectónica y facies sedimentarias cuaternarias en el suroeste del Golfo de México, dentro del marco tectono – estratigráfico regional evolutivo del sur de México*. Ingeniería. Investigación y tecnología. Vol. VI, número 001. Universidad Nacional Autónoma de México, pp.19 – 45.
- Álvarez, Jr. Manuel. AAPG, 1949. *Tectonics of México*. V. 33, No. 8.
- Amos Salvador, 1991 *Origin and development of the Gulf of Mexico basin*. The Geology of Norte America Vol. J. The Gulf of Mexico Basin. The Geological Society of America.
- Booth, J. R., A. E. DuVernay III, D. S. Pfeiffer, M. J. Styzen, 2000. *Sequence stratigraphic framework, depositional models, and stacking patterns of pounded and slope fan systems in the Auger Basin: Central Gulf of Mexico slope*, Fundación GCSSEPM, 20va. Conferencia de investigación anual de yacimientos en aguas profundas del mundo.
- Heimer P. and H. Posamentier. *Siliciclastic Sequence Stratigraphy Recent Development and Applications*. AAPG Memoir 58.
- Morton C. H., P. Weimer, 2000. *Sequence stratigraphy of the Alaminos Fan (Upper Miocene-Pleistocene), North western deep Gulf of Mexico*, Fundación GCSSEPM, 20va. Conferencia anual de investigación de yacimientos en aguas profundas del mundo.



- Mossman R. W. and F. Viniegra. 1976. *Complex Fault structures in Veracruz Province of Mexico*. AAPG Bulletin, v.60, no. 3, PP. 379-388.
- Pyles, D. R., M. R. Salt, 2000. *A high frequency sequence stratigraphic framework for shallow through deep-water deposits of the Lewis Shale and Fox Hills Sandstone, Great Divide and Washakie Basins, Wyoming*, Foundation GCSSEPM, 20va. Conferencia de investigación anual de yacimientos en aguas profundas del mundo.
- Weimer, P., P. Varnai, F.M. Budhijanto, Z. M. Acosta, R. E. Martinez, A. F., Navarro, M. G. Rowan, B. C. McBride, T. Villamil, C. Arango, J. R. Crews, y A. J. Pulham; 1998. *Sequence stratigraphy of Pliocene and Pleistocene turbidite systems, northern Green Canyon and Ewing Bank (offshore Louisiana), northern Gulf of Mexico*. AAPG Bulletin, v. 82, p. 916-960.