



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS NATURALES – EXPLORACIÓN

ANÁLISIS SISMO-ESTRATIGRÁFICO Y CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE
PROPIEDADES DEL PALEOCENO (FORMACIÓN CHICONTEPEC) DE UNA
PORCIÓN DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRA EN INGENIERÍA

PRESENTA:
MARIANA AURORA GERMÁN SÁNCHEZ

TUTOR: DR. GUILLERMO ALEJANDRO PÉREZ CRUZ
FACULTAD DE INGENIERÍA

COMITÉ
DR. JOAQUÍN EDUARDO AGUAYO CAMARGO, FACULTAD DE INGENIERÍA
DRA. ROCÍO NEGRETE CADENA, FACULTAD DE INGENIERÍA
M.I. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA, FACULTAD DE INGENIERÍA
M.I. ISABEL DOMÍNGUEZ TREJO, FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX, MAYO 2019



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).

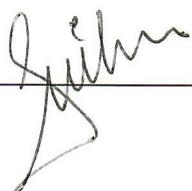
El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición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

JURADO ASIGNADO:

Presidente:	Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo
Secretario:	Dra. Rocío Negrete Cadena
Vocal:	Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz
1er Suplente:	M.I. Héctor Ricardo Castrejón Pineda
2do Suplente:	M.I. Isabel Domínguez Trejo

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, CDMX, mayo 2019

Tutor de Tesis:
Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz



Dedicatoria

Para Mía,

Eres mi motivación, inspiración y orgullo en la vida.
No permitas que nadie se interponga en tus sueños,
papá y yo estaremos ahí siempre para apoyarte.
Por ti, todo.

Te ama, mami

Para Alfredo,

Gracias por nunca soltarme y hacer mis sueños también tuyos,
pero sobre todo por ser mi compañero de vida.

Te amo

A mis padres,

Por su amor y apoyo incondicional siempre,
por nunca dejarme renunciar.
Por creer en mí.

Los amo

Agradecimientos

A Toño, hermano gracias por tu constante apoyo y siempre creer en mí, te admiro. A mis sobrinos, Tonalli, Diego, Fer y Sofi, que este trabajo los inspire a construir un mundo mejor. Marité, gracias por siempre estar y nunca soltar a mi hermano.

A mis tíos Arturo y Anita, por ser ejemplo de amor incondicional y compromiso, las palabras no me bastarían para agradecerles su apoyo, comprensión y consejos. Tío: hay quienes traen al mundo una luz tan grande...que incluso después de haberse ido esa luz permanece.

Tía Tere, por su cariño y apoyo desde el comienzo de esta aventura, gracias. A mis suegros, por su apoyo siempre. A mi familia y amigos por siempre estar y hacer más ligera esto que llamamos vida. Rose gracias por tu amistad y apoyo, pero sobre todo por tu paciencia para explicarme cuando no entendía.

Quiero agradecer en especial a mi tutor, Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz, por toda su enseñanza durante la maestría, por sus consejos y paciencia en el desarrollo de esta tesis. A usted mi admiración, es un gran profesor.

A mis sinodales Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, M.I. Héctor Ricardo Castrejón Pineda, Dra. Rocío Negrete Cadena y M.I. Isabel Domínguez Trejo, que con sus valiosos aportes y consejos hicieron mejor este trabajo. A Javier Carrasco Hernández por su tiempo dedicado a la asesoría durante la elaboración de los modelos de propiedades, sin usted muchas dudas seguirían en el aire.

Gracias a CONACYT y SENER por la beca otorgado durante la realización del posgrado.

Una vez más, agradezco a mi Alma Mater, mi Universidad Nacional Autónoma de México. Gracias por continuar siendo fuente inagotable de conocimiento.

Resumen

La declinación de los recursos energéticos en nuestro país ha obligado a que se realicen nuevos estudios con la finalidad de descubrir nuevos yacimientos y/o localizar acumulaciones en campos previamente desarrollados mediante técnicas más complejas de exploración. Una de las principales causas del fracaso de la explotación de un yacimiento es la falta de conocimiento del ambiente de depósito.

La complejidad de las unidades que conforman el relleno de la Cuenca de Chicontepec radica en la alta heterogeneidad de sus sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo formado por lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno. Las rocas de interés han sufrido procesos diagenéticos que ocasionan que éstas tengan baja porosidad y permeabilidad teniendo como resultado la baja recuperación de hidrocarburos.

A partir de la interpretación de un volumen sísmico y con base en los principios del análisis sísmo-estratigráfico se reinterpretaron las discordancias regionales Base del Terciario, Discordancia A y Discordancia B, y se identificaron tres horizontes, que, junto con las discordancias conforman seis límites de secuencia que se proponen como cima y base de cinco secuencias sísmicas que se depositaron en el Paleoceno.

De cada secuencia sísmica se obtuvo un mapa de atributo RMS y se identificaron geometrías de canales, lóbulos laterales y lóbulos frontales que se asocian a un ambiente marino profundo de abanico submarino. Los canales tienen una orientación preferencial NW-SE y en menor escala se presentan con dirección NE-SE o NE-SW. La dirección de procedencia de los sedimentos provienen del noroeste.

Para cada secuencia sísmica se generaron tres modelos de propiedades a partir de la propagación de PHIE, VCL y SW con el método de simulación secuencial gaussiana. Se determinó que las propiedades se comportan de forma heterogénea y su respuesta es coherente con las facies sedimentarias propuestas. La respuesta de los modelos permitió en cada secuencia determinar posibles áreas de interés económico, las cuales debido a sus características geológicas representan capas delgadas de arenas superpuestas.

Abstract

The decline of energy resources in our country has forced new studies to be carried out in order to discover new deposits and/or locate accumulations in previously developed fields through more complex exploration techniques. One of the main causes of the failure of the exploitation of a reservoir is the lack of knowledge of the depositional environment.

The complexity of the units that make up the Chicontepec basin lies in the high heterogeneity of its turbiditic terrigenous sediments deposited in a deep marine environment formed by submarine lobes and fans of Paleocene-Eocene age. The rocks of interest have undergone diagenetic processes that cause them to have low porosity and permeability resulting in low recovery of hydrocarbons.

From the interpretation of a seismic volume and based on the principles of the seismic stratigraphic analysis, the regional discordances Base of the Tertiary, Discordance A and Discordance B were reinterpreted, and three horizons were identified, which together with the discordances make up six sequence boundaries that are proposed as top and base of five seismic sequences that were deposited in the Paleocene.

From each seismic sequence an RMS attribute map was obtained, and geometries of channels, lateral lobes and frontal lobes were identified associated to a deep marine environment of submarine fans. The channels have a preferential orientation NW-SE and on a smaller scale they are presented with NE-SE or NE-SW direction. The direction of origin of the sediments comes from the northwest.

For each seismic sequence, three property models were generated from the propagation of PHIE, VCL and SW with the gaussian sequential simulation method. It was determined that the properties behave heterogeneously, and their response is consistent with the proposed sedimentary facies. The response of the models allowed in each sequence to determine possible areas of economic interest, which due to their geological characteristics represent thin layers of superposed sand.

Índice

Capítulo 1. Generalidades

1.1 Planteamiento del problema	2
1.2 Objetivos	2
1.2.1 General	2
1.2.2 Particulares	2
1.3 Localización del área de estudio	3
1.4 Información	3
1.5 Metodología	4
1.6 Antecedentes de producción	5

Capítulo 2. Marco Geológico

2.1 Evolución tectono-estratigráfica	7
2.1.1 Etapa de Rifting	7
2.1.2 Etapa de margen pasivo	8
2.1.3 Evento orogénico laramídico	9
2.1.4 Etapa de margen pasivo	10
2.2 Estratigrafía	11
2.3 Modelo sedimentario	16
2.4 Megasecuencias cronoestratigráficas	17

Capítulo 3. Marco Teórico

3.1 Estratigrafía sísmica	21
3.1.1 Terminación de las reflexiones	21
3.1.2 Patrones de configuración de las reflexiones	23
3.2 Atributos sísmicos	26
3.3 Modelo de propiedades	28
3.4 Geomorfología sísmica	30
3.4.1 Canales <i>levee</i> de flujo turbidítico	30
3.4.2 Erosión del piso del canal y su depósito	30
3.4.3 Evolución de los canales meándricos	31
3.4.4 Depósitos de desbordo o de <i>levee</i>	32
3.4.5 Splay frontal, formas de lóbulo o complejos de canales distributarios	33
3.4.6 <i>Crevasse splays</i> y <i>overbank splays</i>	34

Capítulo 4. Análisis Sismo-estratigráfico

4.1 Límites de Secuencia	40
4.1.1 Límite de Secuencia 1 (LS1)	40
4.1.2 Límite de Secuencia 2 (LS2)	41
4.1.3 Límite de Secuencia 3 (LS3)	43
4.1.4 Límite de Secuencia 4 (LS4)	44
4.1.5 Límite de Secuencia 5 (LS5)	46
4.1.6 Límite de Secuencia 6 (LS6)	47
4.2 Secuencias Sísmicas	48
4.2.1 Secuencia Sísmica 1 (SS1)	49
4.2.2 Secuencia Sísmica 2 (SS2)	60
4.2.3 Secuencia Sísmica 3 (SS3)	69
4.2.4 Secuencia Sísmica 4 (SS4)	77
4.2.5 Secuencia Sísmica 5 (SS5)	85
4.3 Facies Sedimentarias	93
4.3.1 Mapa de facies de la SS1	93
4.3.2 Mapa de facies de la SS2	94

4.3.3 Mapa de facies de la SS3	96
4.3.4 Mapa de facies de la SS4	96
4.3.5 Mapa de facies de la SS5	97
Capítulo 5. Modelos de Propiedades	
5.1 Metodología para la construcción de los modelos de propiedades	100
5.2 Modelos y mapas de propiedades	104
5.2.1 Modelo Norte	105
5.2.1 Modelo Sur	124
Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones	
6.1 Conclusiones	144
6.2 Recomendaciones	145
Referencias Citadas	146



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Capítulo 1

Generalidades

- 1.1 Planteamiento del problema
- 1.2 Objetivos
- 1.3 Localización del área de estudio
- 1.4 Información
- 1.5 Metodología
- 1.6 Antecedentes de producción

Capítulo 1 Generalidades

1.1 Planteamiento del problema

El Paleocanal de Chicontepec es y seguirá siendo tema de estudio entre los diferentes campos disciplinarios de las Ciencias de la Tierra desde hace más de medio siglo debido a la complejidad de los procesos que dieron pie a su formación y, por otro lado, la importancia económica que aún radica en su potencial petrolero.

La zona de estudio pertenece al Paleocanal de Chicontepec, del cual la complejidad de éste se debe a que los ambientes de depósito son de tipo turbidítico en donde las rocas de interés tienen un carácter altamente heterogéneo, han sufrido procesos diagenéticos y se encuentran de manera discontinua formando yacimientos estratificados de baja permeabilidad y porosidad. Lo anterior da pie a que los pozos tengan baja productividad y alta declinación en la producción tan solo al inicio de la explotación teniendo como consecuencia la baja recuperación de hidrocarburos.

Una de las principales causas que generan que la explotación de un yacimiento no sea exitosa es la falta de conocimiento de los ambientes de depósito y por ende la dificultad para definir la trampa. Sin embargo, los estudios que permiten conocer las características del subsuelo, aún con el avance tecnológico actual, resultan ser costosos y en ocasiones complejos debido al interés por explorar las partes más profundas de las cuencas de depósito.

Actualmente, la declinación de los energéticos en México obliga a seguir realizando estudios con la finalidad de descubrir yacimientos y/o localizar acumulaciones en campos previamente desarrollados mediante técnicas más complejas de exploración y explotación.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

Determinar el modelo de las propiedades petrofísicas de las unidades del Paleoceno de la Formación Chicontepec de una porción al centro de la Cuenca Tampico-Misantla con base en el análisis sismo-estratigráfico para predecir la distribución de las zonas potenciales de acumulación de hidrocarburos.

1.2.2 Particulares

1. Identificar los límites de secuencia, las secuencias y facies sísmicas de las unidades del Paleoceno de la Formación Chicontepec en un volumen sísmico.
2. Obtener mapas estructurales, de espesor y de atributo RMS.
3. Determinar ambientes de depósito.
4. Correlacionar pozos a partir de secciones.

1.3 Localización del área de estudio

La zona de estudio cubre un área aproximada de 262.4 km² y se localiza en la porción centro occidental de la Cuenca de Chicontepec, al noroeste de la ciudad de Poza Rica y al oriente de la Sierra Madre Oriental (Figura 1.1) y forma parte del sector terrestre de la provincia petrolera Tampico-Misantla.

Se ubica en dos provincias fisiográficas, la primera es la denominada Llanura Costera del Golfo Norte, caracterizada por tener una topografía de lomeríos y llanuras aluviales con una altitud promedio que varía de 200 m hasta el nivel del mar, y la segunda es la Provincia de la Sierra Madre Oriental que cuenta con una longitud aproximada de 1,350 km y una amplitud de 80 a 100 km. Hidrográficamente, los ríos desembocan en el Golfo de México y tienen su origen en la Sierra Madre Oriental y/o en afluentes dentro o fuera de la cuenca.

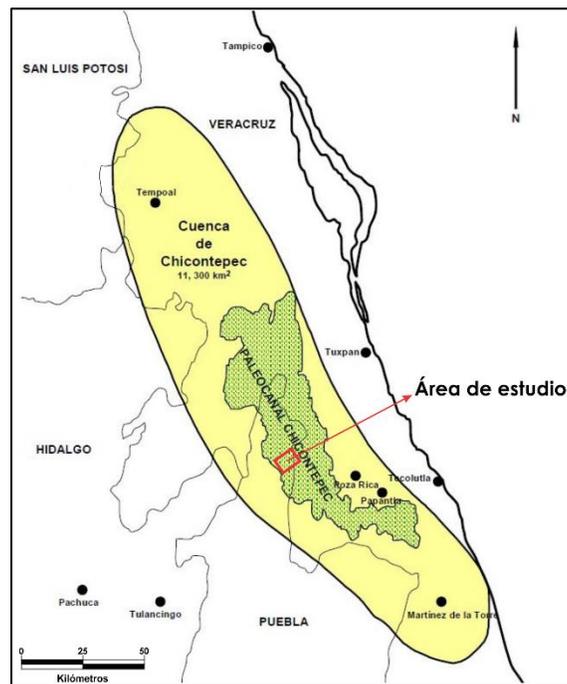


Figura 1.1 – Localización del área de estudio (Modificada de Santillán, 2009).

1.4 Información

Para la realización de este trabajo de tesis se empleó información sísmica de reflexión en profundidad, registros geofísicos de pozo e información de cimas formacionales. En la Figura 1.2 se muestra la cobertura de la sísmica y la distribución de los pozos.

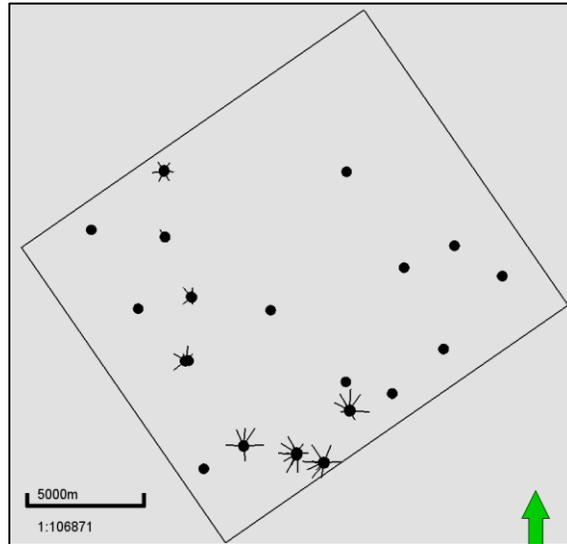


Figura 1.2 – Vista en planta de la cobertura de la sísmica y la distribución de los pozos.

1.5 Metodología

La metodología aplicada en el desarrollo de la presente tesis no sigue alguna secuencia establecida, sino que se implementó de acuerdo con las necesidades que se presentaban durante su desarrollo. La plataforma utilizada durante todo el proceso de la tesis fue el programa Petrel. La metodología empleada se detalla a continuación:

1. La recopilación de información bibliográfica consistió en realizar la investigación de la mayor cantidad de trabajos previos tales como reportes, tesis, informes, artículos, etc., con la finalidad de conocer el estado del arte de la zona de estudio.
2. Se analizó la información proporcionada mencionada en el punto 1.4 y se cargó en el software Petrel con el fin de generar una base de datos. Se llevó a cabo el control de calidad de la información, la cual consistió en que la sísmica se pudiera visualizar correctamente y respecto a los registros geofísicos de pozo que éstos se mostraran de manera continua, es decir sin interrupciones ni por corridas. En caso de mostrarse de manera discontinua se realizaba un *merge* de cada corrida disponible con el programa Techlog.
3. Análisis sismo-estratigráfico. En el volumen sísmico se re-interpretaron la Base del Terciario y las Discordancias A, B y C. Debido a que el objetivo del presente trabajo es estudiar las unidades del Paleoceno se trabajó únicamente con la información entre la Base de la Formación Chicontepec y la Discordancia B, se identificaron tres horizontes adicionales. Se aplicó control de calidad para la eliminación de picos generados durante la interpretación.
4. Se establecieron los Límites de Secuencia y se generaron polígonos que los delimitaran para generar superficies y obtuvieron mapas estructurales, de espesor y de atributos RMS. El control de calidad en las superficies implicó que éstas no presentaran picos ni nodos que podrían interferir al momento de aplicar atributos y al realizar la población de las propiedades petrofísicas en el modelo. En donde se presentaban pequeños picos o nodos se aplicó un *peak move* para disminuirlos, sin

embargo, para suavizar las superficies se les aplicó un *smooth* general a toda la superficie.

5. Se establecieron cinco secuencias sísmicas y se definieron sus facies sísmicas con base en los siguientes parámetros: configuración (patrones sísmicos internos y de terminación de las reflexiones), continuidad, amplitud, frecuencia y su distribución. Se realizó la correlación de pozos a partir de secciones arbitrarias.
6. Se analizaron las facies sedimentarias de cada Secuencia Sísmica a partir de mapas RMS. Este análisis permitirá identificar los rasgos geomorfológicos para inferir el ambiente de depósito.
7. Construcción de los modelos de propiedades petrofísicas PHIE, VCL y SW de las unidades del Paleoceno y análisis de su distribución. Se proponen áreas de interés económico para cada secuencia.

1.6 Antecedentes de producción

El descubrimiento de la zona de estudio fue en la mitad del siglo pasado con la perforación del primer pozo del área, el cual perforó las Formaciones Chicontepec Medio e Inferior, posteriormente fue taponeado y clasificado como improductivo debido a que se recuperó solamente lodo viscoso. El primer pozo productivo del área fue perforado en la década de los setentas teniendo un gasto de 189 bpd, 0% de agua y una relación gas-aceite de 100 m³/m³ para la Formación Chicontepec Medio, posteriormente entró en operaciones un segundo pozo con un gasto de 57 bpd (PEMEX, 2012)

En el 2014 en el área de estudio se encontraban en total 334 pozos de los cuales 261 estaban en operación y 73 cerrados. De los pozos en operación, 113 eran fluyentes y 147 eran operados con sistemas artificiales de producción de los cuales 131 operaban mediante un sistema de bombeo mecánico y 16 con sistema de bombeo hidráulico a una profundidad promedio de 1,900 m. La máxima producción alcanzada fue de 7,327 bpd de aceite con 230 pozos abiertos en enero de 2013. El aceite tiene una densidad de 25 a 29 °API, con una RGA que varía de 100 m³/m³ a 500 m³/m³. Para los yacimientos del Terciario la presión es de 148 a 197 kg/cm².

En el 2017, Petróleos Mexicanos (PEMEX) reportaba que el volumen original era de 1,955.47 mmb de aceite y 725.19 mmmpc de gas, con un factor de recuperación del 9% para el aceite y de 64% para el gas. En la Tabla 1.1 se observan las reservas estimadas al 1 de enero del 2012 y la producción acumulada al 30 de junio de 2012.

Reservas 1 de enero de 2012	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
1P	12.4	18
2P	158.5	429.5
3P	206.9	557.3
Producción acumulada 30 de junio de 2012	0.522	0.273

Tabla 1.1 - Reservas estimadas al 1 de enero del 2012 y la producción acumulada al 30 de junio de 2012 (PEMEX, 2017).



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Capítulo 2

Marco Geológico

- 2.1 Evolución tectono-estratigráfica
- 2.2 Estratigrafía
- 2.3 Modelo sedimentario
- 2.4 Megasecuencias cronoestratigráficas

Capítulo 2 Marco Geológico

2.1 Evolución tectono-estratigráfica

La Provincia Tampico-Misantla, en donde se localiza la Cuenca de Chicontepec, se ubica en la margen centro-oriental de México y comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central de Veracruz, las porciones orientales de los estados de San Luis Potosí e Hidalgo, el Norte de Puebla y occidente del Golfo de México hasta la isobata de 200 m. Al norte limita con las provincias Burgos y Alto de Tamaulipas, al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana, al occidente con la Plataforma Valles-San Luis Potosí y el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Cinturón Extensional de Quetzalcóatl (PEMEX, 2010, Figura 2.1).

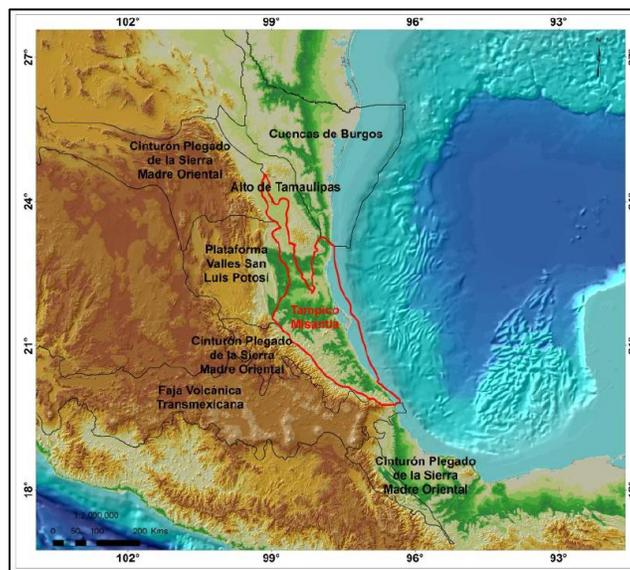


Figura 2.1 – Ubicación de la Provincia Tampico-Misantla (PEMEX, 2010).

En el Terciario, la Cuenca de Chicontepec estaba limitada al norte por el Arco o Archipiélago de Tamaulipas y la Sierra de San Carlos, al oeste por la Sierra Madre Oriental, al oriente por la Faja de Oro y al sur por el Macizo de Teziutlán, el cual divide la Cuenca Tampico-Misantla de la Cuenca de Veracruz (Santillán, 2009).

La evolución tectónica de la Cuenca de Chicontepec está íntimamente relacionada con la evolución que sufrió la Cuenca Tampico-Misantla, la cual se define como una cuenca de margen pasivo que se relaciona a la etapa de apretura del Golfo de México y que evolucionó a una cuenca de antepaís o *foreland* durante el Paleógeno cuando el Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental fue emplazado al occidente de la cuenca. De acuerdo con PEMEX (2010) son cuatro eventos tectónicos que dieron lugar a su formación, los cuales se describen a continuación:

2.1.1 Etapa de rifting

Este evento tectónico está relacionado con la primera etapa de apertura del Golfo de México durante el Triásico Tardío al Jurásico Medio dando pie a la formación de fosas (Figura 2.2).

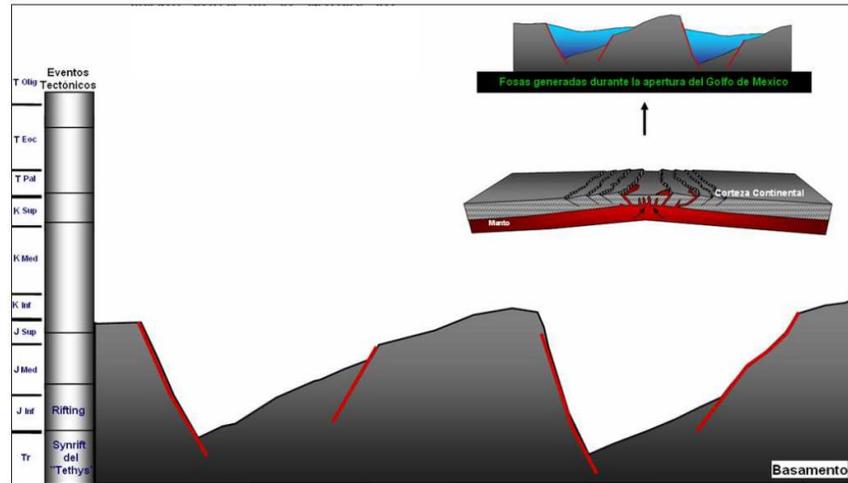


Figura 2.2 – Margen activa asociada a la etapa de apertura del Golfo de México (PEMEX, 2010).

En el Triásico se depositaron lechos rojos de gran espesor cuyo origen es continental. La transgresión marina, a principios del Jurásico Temprano, proveniente del Océano Pacífico (Santillán, 2009) da origen a la Cuenca de Huayacocotla en la porción centro-oriental de México, la cual es una depresión de carácter irregular de aguas someras a profundas en donde había sedimentación rítmica tipo *flysch* que dio origen a la Formación Huayacocotla.

En el Jurásico Medio los bloques de los basamentos existentes sufrieron movimientos relativos que ocasionaron una regresión de los mares, teniendo al centro y oriente del país en condiciones predominantemente continentales y en donde de manera simultánea ocurrían episodios de actividad ígnea. La Cuenca de Huayacocotla sufrió plegamiento y emersión que originó que quedara expuesta durante el Jurásico Medio, tiempo en el que se depositó la Formación Cahuasas.

2.1.2 Etapa de margen pasivo

Esta etapa ocurre a partir del Jurásico Tardío y se relaciona al fin de la apertura del Golfo de México. El margen pasivo contiene la primera unidad transgresiva temprana de subsidencia rápida y finaliza con la formación y emplazamiento de grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico Medio (Figura 2.3).

En el Calloviano-Oxfordiano tuvo lugar una transgresión marina (Santillán, 2009) y se depositó la Formación Santiago. En el Kimmeridgiano la transgresión marina cubrió altos topográficos y se desarrolló un sistema de archipiélagos dando pie al depósito de rocas de alta energía de la Formación San Andrés.

En las depresiones se depositaron las Formaciones Tamán y Chipoco, así como sedimentos turbidíticos derivados de bancos carbonatados; la Formación Pimienta se depositó en el Tithoniano.

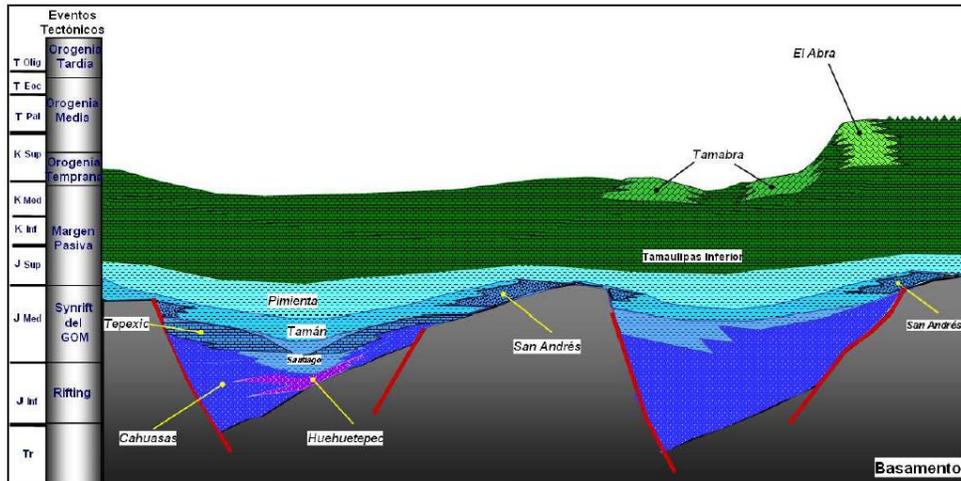


Figura 2.3 – Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico Tardío y desarrollo de extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior-Medio (PEMEX, 2010).

A inicios del Cretácico Temprano, en aguas profundas se precipitaron carbonatos de la Formación Tamaulipas Inferior, que durante el Valanginiense tuvieron aporte de bentonita del arco magmático ubicado al occidente del margen activo del continente. Durante el Hauteriviense-Barremiense la sedimentación de carbonatos ocurrió tanto en ambientes someros como de aguas profundas dando así inicio al desarrollo de amplias plataformas. El clima adecuado que predominaba propició el crecimiento de arrecifes en el margen de las plataformas como el del Atolón de la Faja de Oro, el cual tiene su desarrollo arrecifal y lagunar con la Formación El Abra. Los materiales arcillosos y la materia orgánica que interrumpieron los depósitos carbonatados de la porción oriental generaron la Formación Otates durante el Aptiense. La Formación Tamaulipas Superior se depositó en aguas profundas y hacia los márgenes de las plataformas se acumularon brechas y material de las franjas arrecifales que conforman la Formación Tamabra.

2.1.3 Evento orogénico laramídico

El cambio en el ambiente de depósito en el Cretácico Tardío se debe al incremento de material terrígeno. Al inicio del Turoniano se depositó la secuencia de la Formación Agua Nueva. La Formación San Felipe se depositó durante el Coniaciense Tardío-Santoniano y el fin del Cretácico (Campaniano-Maastrichtiano) se da con el depósito de la Formación Méndez.

La sedimentación del margen pasivo concluyó por los inicios de los efectos de la Orogenia Laramide, esta actividad orogénica se atribuye al desarrollo de la margen convergente entre la Placa de Farallón y la Placa Norteamericana donde la máxima deformación ocurrió con el cambio de convergencia de oblicua a frontal de la primera placa (Coney, 1978). Los efectos de la Orogenia Laramide dieron origen al levantamiento de la Sierra Madre Oriental, que posteriormente plegó y falló las formaciones mesozoicas y del Cenozoico Inferior, lo que generó la antefosa de Chicontepec y el depósito de una gran cantidad de sedimentos al occidente de la cuenca (Figura 2.4). La secuencia sedimentaria fue deformada a finales del Cretácico al poniente y en el Paleoceno al oriente (Santillán, 2009), la componente compresiva de esta fase provino desde el SW, afectado desde el Turoniano

Medio (91 m.a.) hasta el Paleoceno (55 m.a.) a todo material depositado durante este tiempo (Hernández, 1997 en Santillán, 2009).

La antefosa o Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno Temprano y en ella se depositaron sedimentos arcillo-arenosos turbidíficos que corresponden a las Formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio y, al mismo tiempo, se depositó la Formación Velasco compuesta por sedimentos arcillo-arenosos al noroeste que rellenaron la subcuenca de Magiscatzin (Santillán, 2009).

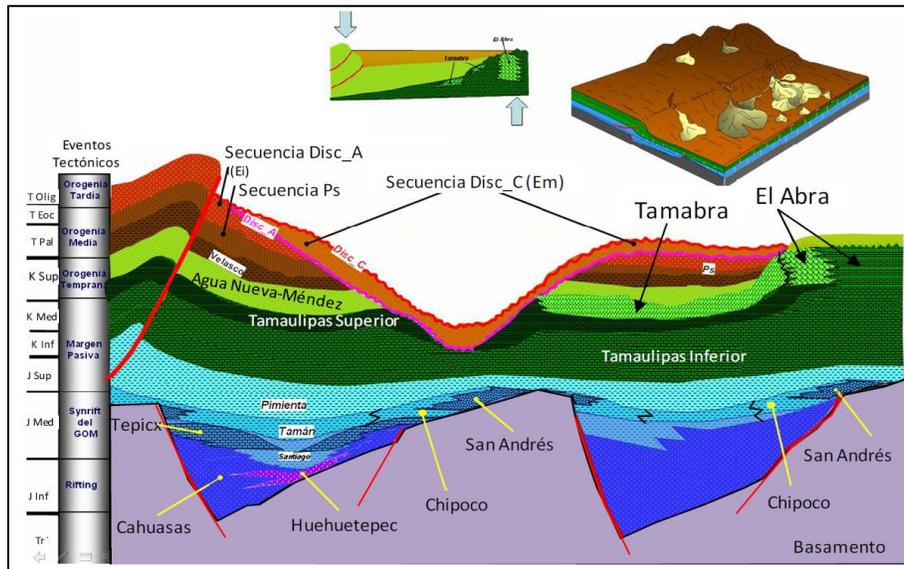


Figura 2.4 – Origen de la cuenca de Chicontepec durante el Paleoceno por efectos de la Orogenia Laramide (PEMEX, 2010).

En el Eoceno Temprano el depósito presenta continuidad, las cuales se representan por una facies arenosa tipo flysch (Santillán, 2009) que corresponde con la Formación Chicontepec Superior, y una arcillosa, Velasco Superior. Al poniente del Atolón de la Faja de Oro se desarrolló el Paleocanal de Chicontepec que fue rellenado por material arcillo-arenoso de origen turbidífico.

En el Eoceno Medio la Formación Guayabal se depositó a partir de eventos regresivos predominantemente arcillo-arenosos. A finales del Eoceno, se depositaron en la cuenca las Formaciones Chapopote y Tantoyuca.

2.1.4 Etapa de margen pasivo

La última etapa corresponde con un margen pasivo producto del cese de la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, la carga sedimentaria del terciario que se depositó sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento de la provincia hacia el Golfo de México.

El levantamiento regional de la porción occidental de la cuenca durante el Oligoceno Temprano ocasionó que solo ocurriera sedimentación en las áreas distales como parte de la subsidencia que experimentaba el margen pasivo del Golfo de México. En el Oligoceno-Mioceno suceden episodios de gran sedimentación arenosa a distintas profundidades a causa de los ríos Tecolutla y Nautla. Se depositan las Formaciones Horcones, Palma Real Inferior, Palma Real Superior, Coatzintla, Alazán, Mesón, Escolín y Tuxpan (Figura 2.5). Al

finalizar este sistema se presentó una regresión que tiene como límite la actual línea de costa del Golfo de México (Marmissolle et al., 1984). Finalmente, en el Plioceno-Pleistoceno se presentan depósitos cineríficos, rocas basálticas y abundante aluvión.

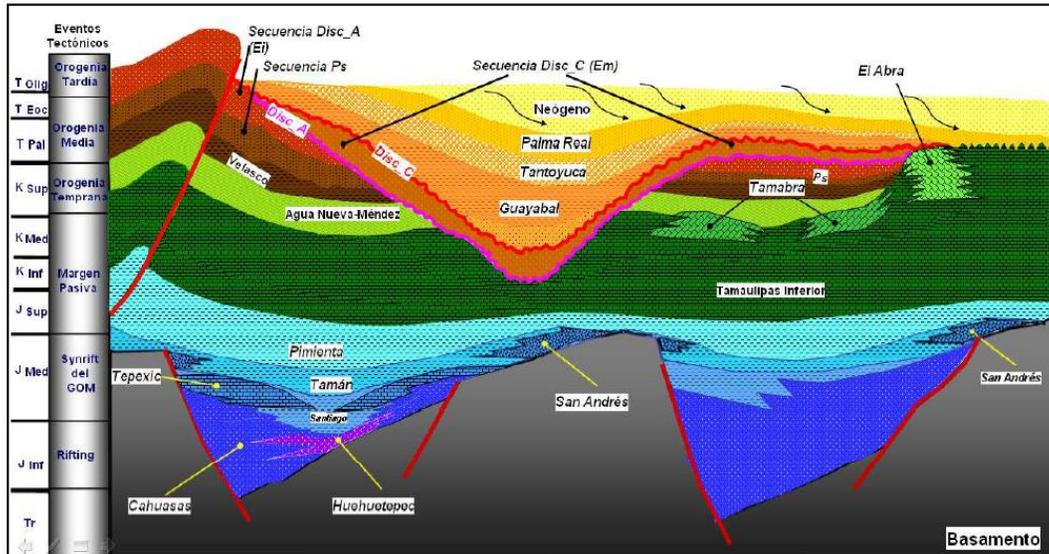


Figura 2.5 – Depósitos de tipo progradante en el Oligoceno Temprano-Pleistoceno.

2.2 Estratigrafía

La provincia petrolera Tampico-Misantla descansa sobre un basamento cristalino, el cual está cubierto por una secuencia sedimentaria compuesta por 31 formaciones geológicas, siendo 13 de edad cenozoica y 18 mesozoicas. El basamento cristalino está constituido por rocas ígneas y metamórficas con edades que varían del Pérmico al Jurásico Medio. Las secuencias del Cenozoico son predominantemente de material terrígeno y las unidades del Mesozoico son rocas calcáreo-arcillosas y carbonatadas.

De acuerdo con PEMEX (2008, 2010), la columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec está compuesta por veintiún unidades cuyas edades varían del Jurásico Superior al Paleógeno (Figura 2.6), tres unidades son del Jurásico, seis del Cretácico y doce del Paleógeno, siendo éstas últimas las que constituyen el relleno de la Cuenca de Chicontepec.

Por debajo de las unidades antes mencionadas, se encuentra el basamento cristalino de rocas ígneas y metamórficas del Permo-triásico y las siguientes Formaciones: Huizachal del Triásico y Huayacocotla, Cahuascal, Tenexcate, Huehuetepec, Tepexic, Santiago y San Pedro con edades del Jurásico Medio e Inferior, las cuales no fueron erosionadas por los paleocanales de Chicontepec.

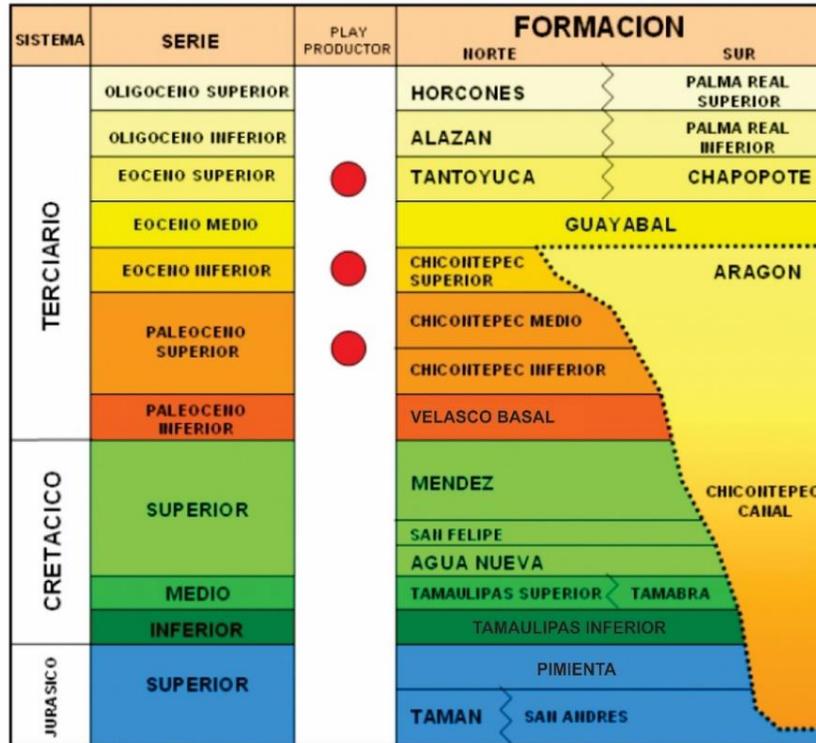


Figura 2.6 – Columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec (Modificado de PEMEX, 1998).

A continuación, se presentan tres tablas con una breve descripción de las formaciones que forman parte de la Cuenca de Chicontepec (Nava et al., 2001; Pemex 1998, 2008, 2010):

Formación	Litología	Espesor	Edad (Periodo)	Contenido faunístico	Ambiente de depósito	Potencial petrolero
Tamán	Calizas calcáreo-arcillosas, lutitas arenosas calcáreas y areniscas arcillosas	~50 a 80 m	Kimmeridgiano – Tithoniano Inferior (Jurásico)	Amonitas, radiolarios, pelecipodos, espiculas de esponjas	Plataforma externa de aguas relativamente profundas de baja	Roca generadora y sello
San Andrés	Wackestone, packstone y grainstone de oolitas	De unos cuantos metros a ~400 m	Oxfordiano - Kimmeridgiano – Tithoniano (Jurásico)	Algas, moluscos y tintinidos	Plataforma somera de aguas poco profundas	Roca generadora y almacenadora
Pimienta	Mudstone, wackestone y calizas arcillosas intercaladas con lutitas calcáreas y lutitas con abundante materia orgánica y bentonita	28 a 600 m	Tithoniano (Jurásico)	Calpionella alpina, tintinidos, foraminíferos y equinodermos	Plataforma en áreas cercanas en donde ocurrió actividad volcánica	Roca generadora y sello
Tamaulipas Inferior	Grainstone con oolitas, bioclastos y peletoides, wackestone con bentonita, wackestone con oolitas y hematita	~ 400 m	Berriasiano – Aptiano (Cretácico)	Globochaete alpina, tintinipisella carpathica, calpionella alpina, globigerinelloides ferreolensis	Plataforma abierta y de cuenca	Roca generadora y almacenadora
Tamaulipas Superior	Mudstone y wackestone con pedernal y nódulos de hematita	60 a 400 m	Albiano - Cenomaniano (Cretácico)	Colomiella recta, Microcalamoides diversus, Rotalispora sp., Calciophaerula innominata, Pithonella ovalis, Munuaniceras uddeni, Kingena wacoensis	Plataforma externa de mar abierto de baja energía	Roca almacén
Tamabra	Brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, dolomías microcristalinas y mudstone de foraminíferos	300 a 1,500 m	Turoniano (Cretácico)	Stomiosphaera conoidea, Microcalamoides diversus, Nannoconus minutus	Talud	Roca almacenadora y generadora
Agua Nueva	Mudstone y wackestone con nódulos y bandas de pedernal, lutitas carbonosas, margas bentoníticas	~ 240 m	Cenomaniano Superior – Turoniano (Cretácico)	Calciophaerula Innominata, Inoceramus Labiatus, Rotalipora appenninica, Marginotruncana indica, Globo truncana helvética	Cuenca abierta de aguas profundas	Roca generadora, almacenadora y sello

Tabla 2.1 – Breve descripción de la columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec.

Marco Geológico

Formación	Litología	Espesor	Edad (Periodo)	Contenido faunístico	Ambiente de depósito	Potencial petrolero
San Felipe	Mudstone y wackestone bentoníficos con nódulos de pedernal, lutitas bentoníficas	50 a 330 m	Coniaciano – Santoniano (Cretácico)	<i>Globo truncana lapparenti</i> , <i>Heterohelix globulosa</i> , <i>Inoceramus unduplicatus</i> , <i>Ostrea plumosa</i> , <i>Globo truncana fornicata</i> , <i>Margino truncana difformis</i>	Neofítico somero de plataforma externa con influencia volcánica	Roca generadora y sello
Méndez	Lutitas y margas que alternan con capas de bentonita, calizas arcillosas, lutitas bentoníficas	100 a 1,000 m	Campaniano - Maestrichtiano. (Cretácico)	<i>Globo truncana conica</i> , <i>Globo truncana bulloides</i> , <i>Heterohelix ct ctenouxiae</i> , <i>Globo truncana ventricosa</i> , <i>Planulina dayi</i> , <i>Clavulinoides trilaterata</i>	Mar abierto de aguas tranquilas	Roca almacenadora y sello
Velasco Basal	Lutitas de grano fino con bentonita y ceniza, areniscas calcáreas	~ 140 m	Paleoceno inferior (Paleógeno)	<i>Globigerina cretacea</i> d' Orbigny, <i>Globo rotalia velascoensis</i> , <i>Globo rotalia compresa</i> , <i>Globo rotaliidae</i> , <i>Globigerinidae</i> , <i>Globo rotalia membranacea</i>	Neofítico a batial en aguas moderadamente profundas	Roca sello
Chicontepec Inferior	Areniscas calcáreas de grano fino, areniscas arcillosas alternadas con lutitas calcáreas, margas	~ 1,500 m	Paleoceno Superior (Paleógeno)	<i>Anomalina velascoensis</i> , <i>Morazovella</i> , <i>Globo rotalia wilcoxensis</i> , <i>Nuttalides florealis</i> y <i>Spiroplectammina grzybowskii</i>	Turbidítico	Roca almacenadora
Chicontepec Medio	Areniscas calcáreas alternadas con lutitas calcáreas	40 a 200 m	Paleoceno Superior (Paleógeno)	<i>Chiloquibelina critina</i> , <i>Morazovella</i> , <i>Chilestomella</i> sp., <i>Bulimina trihedra</i> , <i>Globigerina velascoensis</i> y <i>Gumbelina globulosa</i>	Turbidítico	Roca almacenadora
Chicontepec Superior	Areniscas calcáreas, lutitas arenosas	~ 400 m	Eoceno inferior (Paleógeno)	<i>Globigerina pseudobulloides</i> , <i>Trochammina diagonis</i> y <i>Globo rotalia rex</i>	Turbidítico	Roca almacenadora y sello
Aragón	Lutitas, láminas de bentonita, arenas finas	80 a 325 m	Eoceno inferior (Paleógeno)	<i>Globo rotalia aragonensis</i> , <i>Globigerina orbiformis</i> , <i>Globigerina soldadoensis</i> , <i>Textularia agglutinans</i> y <i>Vulvulina pectinata</i> var. <i>mexicana</i>	Aguas profundas	Roca almacenadora y sello

Tabla 2.2 – Breve descripción de la columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec.

Formación	Litología	Espesor	Edad (Periodo)	Contenido faunístico	Ambiente de depósito	Potencial petrolero
Guayabal	Lutitas intercaladas con areniscas de grano fino; nódulos de siderita, conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas, lutitas ligeramente arenosas	60 a 1,200 m	Eoceno Medio (Paleógeno)	<i>Globigerina topilensis</i> , <i>Globorotalia albebari</i> , <i>Amphistegina mexicana</i> , <i>Nodosaria mexicana</i> , <i>Eponides guayabalensis</i> , <i>Ostrea sellaeformis</i> , <i>Truncatoloides rohri</i> , <i>Protocardia gambirina</i> , <i>Venericardia serricosta</i> , briozoarios, corales	Plataforma clásica somera	Roca sello
Tantoyuca	Areniscas, conglomerados arenosos, lutitas arenosas, fragmentos de pedernal, areniscas	~ 1,000 m	Eoceno Superior (Paleógeno)	Foraminíferos de los géneros <i>Operculina</i> y <i>Lepidocyclina</i>	Marginal de aguas someras	Roca generadora
Chapopote	Margas con bentonita, lutitas calcáreas arenosas, areniscas con horizontes de lutitas	80 a 800 m	Eoceno Superior (Paleógeno)	<i>Anomalina dorri</i> , <i>Bulimina semicostata</i> , <i>Globorotalia cerroazulensis</i> , <i>Hantkenina alabamensis</i> , <i>Textularia eoacaena</i>	Plataforma marina somera de mares tranquilos	Roca generadora y sello
Alazán	Margas y lutitas intercaladas con capas delgadas de areniscas	60 a 930 m	Oligoceno Inferior (Paleógeno)	<i>Ammospirata mexicana</i> , <i>Anomalina alazanensis</i> , <i>Bolivina tectoniformis</i> , <i>Globorotalia optima</i>	Aguas profundas	No hay registro de que tenga importancia petrolera
Palma Real Inferior	Lutitas calcáreas, lutitas arenosas, areniscas de cuarzo, conglomerados	~ 300 m	Oligoceno Inferior (Paleógeno)	<i>Gyrogonia broekhuana</i> , <i>Cibicides aknerianus</i> , <i>Anomalina grosserugosa</i> , <i>Operculina operculinoide</i> y <i>Vaginulina elegans</i>	Netfítico externo de aguas profundas	Roca sello y generadora
Harcones	Margas intercaladas con areniscas de cuarzo finas y ceniza volcánica, lutitas con areniscas, conglomerados calcáreos	60 a 450 m	Oligoceno Superior (Paleógeno)	<i>Lepidocyclina fauosa</i> , <i>Globigerina ampliaperura</i> , <i>Planulina cocoaensis</i> , <i>Rotalitina mexicana</i> y <i>Textularia eoacaena</i>	Aguas someras	Roca almacenadora
Palma Real Superior	Lutitas arenosas y bentónicas intercaladas con areniscas de cuarzo, areniscas coralinas	280 m	Oligoceno Superior (Paleógeno)	<i>Lepidocyclina tuberculata</i> , <i>Lepidocyclina parvula</i> , <i>Lepidocyclina esterodisca</i> y <i>Schenckella cyclostromata</i>	Netfítico externo	Roca generadora

Tabla 2.3 – Breve descripción de la columna estratigráfica de la Cuenca de Chicontepec.

2.3 Modelo sedimentario

Actualmente existen un gran número de modelos para describir sistemas de areniscas como los abanicos modernos y aquellos que ya han sido sepultados en márgenes continentales divergentes, los cuales han sido estudiados a través de diversas técnicas como imágenes acústicas y perfiles sísmicos de penetración profunda. El principal problema que deriva de estos estudios es que los conceptos aprendidos en abanicos modernos y sistemas sepultados en aguas profundas tienen poco en común con las arenas turbidíticas de sistemas de depósito antiguos, lo que genera que se incurran a simplificaciones durante su interpretación (Mutti et al., 1972).

La estratigrafía de secuencias ha permitido sugerir nuevos modelos conceptuales para sistemas clásticos en aguas profundas con base en los ciclos eustáticos de tercer orden. El modelo eustático se interpreta a partir de los reflectores sísmicos y de los registros geofísicos de pozo tomando en cuenta las características de las arenas profundas, sin embargo, éstas son a gran escala por lo que se deben de considerar las facies a detalle con la finalidad de no generar una interpretación deficiente.

PEMEX (2006, en Saavedra, 2010) propone un modelo de depósito para la Cuenca de Chicontepec que corresponde con una secuencia de abanicos turbidíticos constituidos por una alternancia de areniscas y lutitas, los cuales fueron depositados en ambientes de aguas profundas por corrientes turbidíticas de alta energía. El relleno de estos sedimentos se lleva a cabo en un paleocanal que se profundiza hacia la porción sureste en donde esta erosionada la secuencia cretácica y se tiene en contacto los sedimentos de la Formación Chicontepec sobre el Jurásico Superior. Este modelo parte del modelo conceptual de Walker de 1978 en donde se tienen identificadas en Chicontepec las facies de canal, abanico proximal, abanico medio y abanico distal, así mismo, las diferentes fuentes de aporte y dirección de estos abanicos los cuales fueron progradando en dirección noreste, provenientes de occidente y suroeste durante el levantamiento de la Sierra Madre Oriental (Figura 2.7).

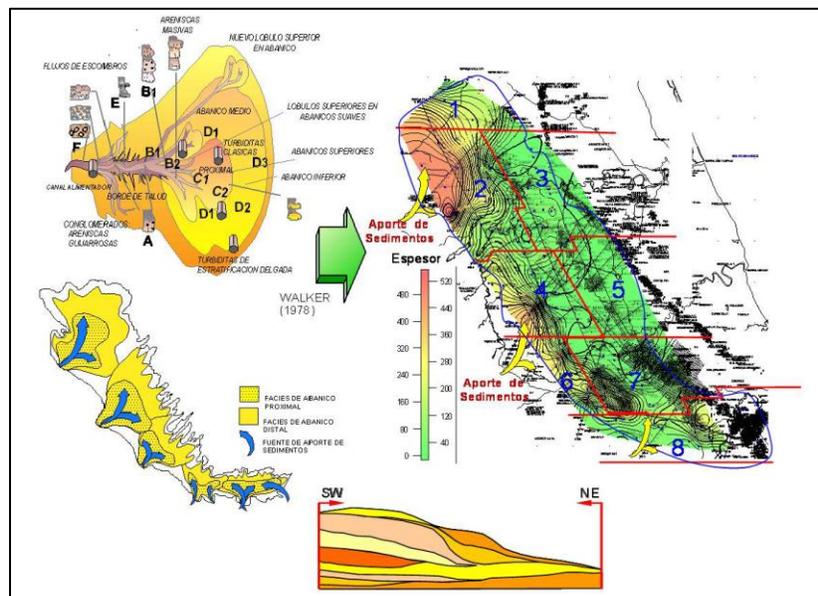


Figura 2.7 – Modelo sedimentario de la Cuenca de Chicontepec que parte del modelo conceptual de Walker (PEMEX, 2006 en Saavedra, 2010).

Aguayo et al. (2016 en De Anda, 2017) proponen el modelo conceptual de la Cuenca de Chicontepec (Figura 2.8) con base en el modelo de Mutti et al. (1972) que corresponde con una distribución espacial de litofacies que caracterizan a los sub-ambientes de abanico en interno, medio y externo, en donde los sedimentos fueron transportados dentro de sistemas canalizados y que fueron depositados al pie de los taludes en forma de abanico, también hubo desprendimientos masivos de sedimentos no canalizados que provenían del talud de la cuenca por deslizamientos, derrumbes y como flujos de escombros, depositándose al pie del talud como “aprones”, los sedimentos resultantes estuvieron sujetos a la acción de las corrientes del piso marino profundo, que generaron sistemas turbidíficos (Santillán et al., 2011).

El abanico interno tiene una amplia variedad de clastos y su distribución está controlada por los flujos submarinos donde los clastos más gruesos tienden a acumularse en las zonas de derrumbes y en sistemas de canales. En el abanico medio predominan los cuerpos de areniscas y lóbulos, presenta estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre, que se vuelven menos comunes a medida que los canales migran. Los clastos finos se depositan en las partes superiores de los canales y sobre superficies planas a medida que los canales desaparecen. El abanico externo tiene una superficie de ligera pendiente y recibe depósitos de sedimentos suspendidos de turbiditas de grano fino, los cuales al depositarse son delgados, lateralmente persistentes y monótonamente superimpuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables.

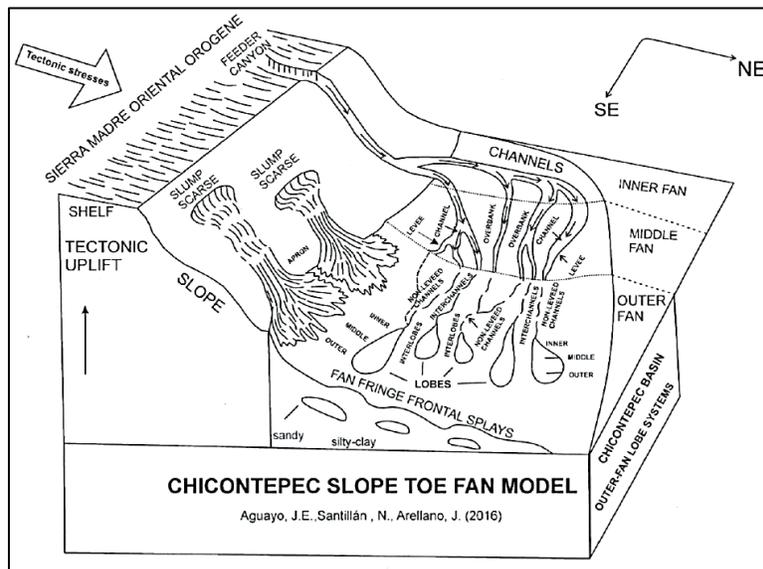


Figura 2.8 – Modelo sedimentario conceptual de la Cuenca de Chicontepec (Aguayo et al., 2016 en De Anda, 2017).

2.4 Megasecuencias cronoestratigráficas

Todas las cuencas sedimentarias reflejan fases de su evolución, las cuales se pueden describir en términos de una megasecuencia tectonoestratigráfica (*tectonostratigraphic megasequences* (TSM); Hubbard et al. 1985). Una TSM se define como el paquete de sedimentos gruesos que se depositaron durante una fase tectónica bien definida de la formación de la cuenca. Está limitada en su cima y base por discordancias regionales que marcan el inicio y el final de un proceso de formación de la cuenca, estas discordancias

también pueden representar ciclos de segundo orden en el sentido de la estratigrafía de secuencias (Roberts et al., 2012). El marco estratigráfico de una cuenca está controlado por las variaciones en el nivel eustático del mar, la tectónica (subsistencia/levantamiento) y el aporte de sedimentos (Williams, 1993). Desde el punto de vista de las megasecuencias, como parte del análisis geológico regional, la evolución de la cuenca es una respuesta directa a los procesos tectónicos que determinaron su desarrollo y geometría.

La columna sedimentaria del Paleoceno al Eoceno Inferior de la Cuenca de Chicontepec se depositó durante diversos episodios tectono-sedimentarios y sus límites inferior y superior se encuentran delimitados por discordancias regionales. Por lo anterior, es correcta la aplicación del concepto de megasecuencias descrito por Hubbard dentro de la Cuenca de Chicontepec con base en unidades cronoestratigráficas.

A partir de un análisis detallado de foraminíferos planctónicos y nanofósiles, Vázquez et al. (2014) definió el marco cronoestratigráfico para el Paleógeno de la Cuenca de Chicontepec con base en la información de 33 pozos. De acuerdo con este autor, la Discordancia Basal o K/T, que limita a los sedimentos Cenozoicos de los Mesozoicos, se ubica en 65.5 Ma, la Discordancia A en 60.4 Ma, la Discordancia B en 54 Ma y la Discordancia C en 46 Ma. Las discordancias A, B y C definen distintas etapas de sedimentación progradante arcillo-arenosa que tienden a acuñarse.

Con base en información estratigráfica tanto de afloramientos como de pozos perforados, de información sísmica y la interpretación de los registros geofísicos de pozo, se han definido tres megasecuencias denominadas Megasecuencia Inferior, Media y Superior, las cuales están limitadas por las cuatro discordancias antes mencionadas. Estas megasecuencias son el resultado de procesos tectono-sedimentarios durante su depósito en donde la Megasecuencia Inferior sufrió un proceso nivelador con facies arcillosas distales, en la Megasecuencia Media se incrementó el aporte sedimentario con facies predominantemente arenosas y para la Megasecuencia Superior son facies arcillo-arenosas proximales por deslizamientos, derrumbes y flujos de escombros predominantemente arcillosos (De Anda, 2017). La base para distinguir a cada megasecuencia son sus atributos litoestratigráficos (espesor, continuidad lateral, deformaciones estructurales intraformacionales) y sedimentarios (frecuencia de horizontes areno-arcillosos, espaciamiento lateral y continuidad).

A continuación, se presentan las características de las megasecuencias dentro del área de estudio:

1. Megasecuencia Inferior: esta unidad presenta depósitos rítmicos de carácter limo-arcilloso, interestratificados con horizontes delgados de arenas y arcillas de origen turbidítico, las cuales son sedimentos cíclicos repetitivos que se emplazaron de forma discordante sobre el paleorelieve suave del Mesozoico a profundidades de 1,500 a 2,000 m entre el límite discordante basal del Mesozoico-Terciario y la discordancia A. Las facies son abanico externo y facies de fondo de cuenca (Velasco Basal) y se depositaron durante la subsidencia tectónica que afectó a la Cuenca de Chicontepec.

La geometría de los cuerpos es tabular estratificada y laminar y se presentan en forma continua, pero sufren acuñamiento a poca distancia. Los cuerpos areno-arcillosos se presentan en ocasiones de forma lenticular. Se considera que la conectividad de los cuerpos arenosos es de baja a intermedia por el volumen masivo de las facies arcillosas presentes. Desde el punto de vista económico, la

Megasecuencia Inferior tiene poco potencial como roca almacén debido a la presencia de materiales finos, sin embargo, es considerada como una buena roca sello.

2. Megasecuencia Media: formada por depósitos turbidíticos que se tienen forma tabular y concordante, presenta estructuras lobulares que se asocian a corrientes someras de turbidez. Los lóbulos tienen una secuencia rítmica y están formados por arenas y arenas arcillosas que se encuentran interestratificados con horizontes limo-arcillosos. Las facies son de abanico externo. Presenta flujos masivos de escombros canalizados y derrumbes, asociados a plegamientos y deslizamientos con estratos apilados altamente arcillosos y aislados entre sí. Los cuerpos arenosos no son continuos, ya que están separados por sedimentos arcillosos y limosos tanto vertical como horizontalmente, su conectividad se considera como moderada a alta.

El aporte de sedimentos ocurrió con una dirección NW-SE. Esta megasecuencia presenta superficies de despegue conocidas como *decólement* que generó deformación intraformacional y flujos de escombros canalizados. En esta unidad predominan los cuerpos lenticulares de areniscas que presentan las mejores propiedades petrofísicas para almacenar hidrocarburos, las trampas son estratigráficas y diagenéticas compuestas por areniscas arcillosas que se encuentran cementadas por carbonatos. Se localiza entre las discordancias A y B.

3. Megasecuencia Superior: constituida por cuerpos arcillo-arenosos en donde los espesores son gruesos a masivos que sufrieron deslizamientos intraformacionales. Esta secuencia presenta más arcillosidad que las Megasecuencias Inferior y Media. La conectividad que presentan las arenas es baja ya que los cuerpos están mezclados con cuerpos arcillo-limosos debido a desplazamientos masivos por gravedad. La Megasecuencia Superior se depositó en un periodo de inestabilidad tectónica ya que ocurrió durante el mayor basculamiento del frente tectónico de la Plataforma de Tuxpan dando pie a una rápida subsidencia en los depósitos del paleocanal hacia el E-NE, favoreciendo el desarrollo de flujos de escombros y derrumbes que dieron origen a formas tipo "slumps" y a estructuras de corte y relleno sobre la discordancia B.

Debido a que esta unidad se comporta como una mezcla de materiales gruesos con finos que disminuyen su porosidad, la Megasecuencia Superior no presenta interés económico en general, sin embargo, en la base se localizan algunos lentes de areniscas que pudieran ser rocas almacenadoras muy aisladas.

Las megasecuencias disminuyen su espesor de manera general, de noroeste a sureste, a lo largo de toda la cuenca. De Anda (2017) reporta los siguientes espesores dentro de la zona de estudio:

Megasecuencia	Espesor (m)
Superior	~430
Media	~330
Inferior	~350
Total	~1000 - 1110

Tabla 2.4 – Espesores promedio de las Megasecuencias en la zona de estudio (De Anda, 2017).



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Capítulo 3

Marco Teórico

- 3.1 Estratigrafía sísmica
- 3.2 Atributos sísmicos
- 3.3 Modelo de propiedades
- 3.4 Geomorfología sísmica

Capítulo 3 Marco Teórico

3.1 Estratigrafía sísmica

Peter Vail junto con otros colaboradores desarrollaron en 1977 un nuevo tipo de interpretación estratigráfica basada en las ideas propuestas por L.L. Sloss, el agrupamiento de capas en secuencias limitadas por discordancias basadas en la litología, y Harry E. Wheeler, el agrupamiento de capas con base en la cronoestratigrafía. El enfoque de Vail permitió interpretar las discordancias a partir de los cambios globales y locales del nivel del mar y los patrones de reflexión sísmica. Esta metodología, denominada estratigrafía sísmica, clasifica a las capas entre las discordancias con base en los patrones sísmicos de reflexión, dando una noción de la litología y del ambiente de depósito derivada de la sísmica. Por lo tanto, la estratigrafía sísmica es la rama de la estratigrafía que estudia las secuencias de depósito asociadas a diferentes estadios de los ciclos eustáticos y en la cual se utilizan paquetes sedimentarios definidos con base a datos sísmicos que sirven como unidades de correlación.

Una secuencia de depósito es una unidad estratigráfica compuesta por estratos genéticamente relacionados y limitados por discordancias y sus conformidades correlativas (Mitchum, 1977 en Payton, 1977). El depósito de una secuencia se relaciona con los cambios en el nivel del mar.

El método de reflexión sísmica es la herramienta más efectiva para aplicar los conceptos de secuencias, aunque éstas también se pueden observar en secciones de registros geofísicos, afloramientos y núcleos. Las reflexiones sísmicas están compuestas por reflexiones individuales las cuales son generadas por las superficies que separan estratos que tienen diferentes propiedades acústicas y van a ser tomadas como líneas cronoestratigráficas que representarán superficies de tiempo en tres dimensiones, las cuales van a separar las rocas antiguas de las jóvenes (Catuneanu, 2006).

Una secuencia sísmica es una secuencia de depósito identificada en una sección sísmica (Vail et al., 1977), la cual es una sucesión relativamente conformable de reflexiones en la sección que se interpretan como estratos relacionados genéticamente, limitados en su cima y base por superficies de discontinuidad marcadas por las terminaciones de las reflexiones que son interpretadas como discordancias o como concordancias correlativas.

Una facies sísmica es la respuesta sísmica a las litofacies y se definen como una unidad tridimensional compuestas por reflexiones cuyos parámetros tales como configuración del reflector, continuidad, amplitud, frecuencia y velocidad del intervalo, difieren de las facies adyacentes. Estos parámetros reproducen los rasgos litológicos, estratigráficos y de depósito de la unidad sedimentaria que generó los reflejos. Las facies sísmicas pueden cambiar lateral y verticalmente como consecuencia de los cambios litológicos, los cuales están marcados por cambios de forma, frecuencia o amplitud de las reflexiones sísmicas.

3.1.1 Terminación de las reflexiones

Las secuencias estratigráficas pueden ser representadas en una sección sísmica de dos dimensiones de acuerdo con la relación que se guarda entre la geometría de las reflexiones y la superficie sísmica contra la que termina (Figura 3.1). Los principales tipos de terminaciones de los reflectores son el truncamiento, toplap, onlap, downlap y offlap. Estos

conceptos se introdujeron con el desarrollo de la estratigrafía sísmica por Mitchum y Vail en 1977.

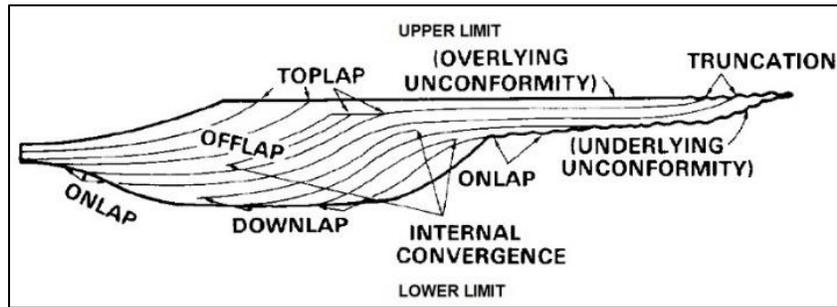


Figura 3.1 – Terminación de las reflexiones sísmicas en una secuencia sísmica idealizada (Mitchum et al., 1977).

El truncamiento es la terminación de las reflexiones sísmicas contra una superficie discordante suprayacente por efectos erosivos o estructurales. Un toplap puede desarrollarse en un truncamiento, sin embargo, se considera que el término truncamiento es más extenso debido a que implica el desarrollo de relieve erosional o el desarrollo de una discordancia angular. Un truncamiento erosional se desarrolla contra una superficie suprayacente erosional. Un truncamiento fallado representa el término de reflexiones contra fallas sin-deposicionales o post-deposicionales, slumps, deslizamientos o planos de intrusión.

Un *toplap* se interpreta como la terminación de estratos inclinados (clinoformas) contra la superficie de menor inclinación que la sobreyace (Mitchum et al., 1977) y es resultado de periodos de no-deposito (*bypass sedimentario*) con presencia de erosión menor. La superficie toplap representa la parte más próxima al límite de depósito de una unidad sedimentaria (Catuneanu, 2006).

El *onlap* es la terminación de estratos originalmente horizontales de bajo ángulo contra una superficie estratigráfica de mayor ángulo. Un *onlap* también se puede denominar como un *lapout* y marca la terminación lateral de la unidad sedimentaria en su límite de depósito. El *onlap* marino (*marine onlap*) se desarrolla en taludes continentales durante transgresiones cuando los estratos transgresivos de aguas profundas se traslapan en la superficie regresiva máxima. El *onlap* costero (*coastal onlap*) se refiere a estratos transgresivos de costa y de aguas someras que se traslapan en las superficies erosivas transgresivas.

El *downlap* es la terminación de estratos originalmente inclinados que terminan contra una superficie horizontal o inclinada de bajo ángulo, mientras que un *offlap* es un término usado para definir patrones de reflexiones generados para estratos que progradan hacia la cuenca (Mitchum et al., 1977).

Un *lapout* se define como la terminación lateral de un reflector en su límite de depósito y puede ocurrir tanto en el límite superior como en su límite inferior. Cuando la terminación ocurre en el límite superior se denomina *toplap* y cuando se da en el límite inferior *onlap* o *downlap*. *Baselap* es un término que se emplea cuando los reflectores terminan en el límite inferior y se dificulta discriminar entre sí es un *onlap* o un *downlap*.

3.1.2 Patrones de configuración de las reflexiones

Las reflexiones sísmicas primarias ocurren debido a cambios en la densidad-velocidad en superficies de estratificación o discordancias, las cuales se presentan ya que estas superficies separan rocas que tienen diferente carácter litológico o estructural. En una sección sísmica es posible identificar una facies sísmica ya que la respuesta de la reflexión será similar y se formarán patrones de la reflexión con un comportamiento parecido. Blandón (2002) se refiere a estas configuraciones como patrones de estratificación gruesa identificados sobre los registros sísmicos.

La configuración paralela y sub-paralela son generados por estratos que probablemente se depositaron a tasas uniformes sobre una plataforma uniformemente subsidente o en un marco de cuenca estable. Estas configuraciones pueden ocurrir en varias formas externas, pero las más comunes son en lámina (*sheet*), lámina revestida (*sheet drape*) y unidades rellenas. Este tipo de patrón es muy común en ambientes de plataforma. La configuración paralela presenta dos variantes: paralela continua o *even* y paralela ondulada o *wavy* (Figura 3.2).

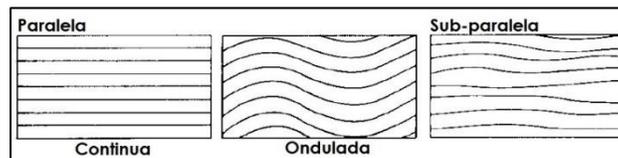


Figura 3.2 – Configuraciones paralela y sub-paralela (Mitchum et al., 1977).

La configuración divergente se caracteriza por una unidad en forma de cuña en el cual el engrosamiento de toda la unidad se produce por el engrosamiento de las subunidades de reflexión individual dentro de la unidad principal. Las configuraciones divergentes (Figura 3.3) se interpretan como variaciones laterales en las tasas de depósito o basculamiento progresivo de la superficie sedimentaria durante el depósito.

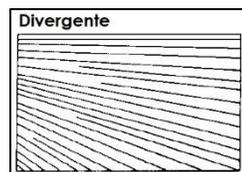


Figura 3.3 – Configuración divergente (Mitchum et al., 1977).

En una configuración progradante los patrones de reflexión son generados por estratos que fueron depositados lateralmente o por progradación para formar superficies de depósito suavemente buzantes llamadas clinofomas. La superficie de la clinofoma es una de las características más comunes de depósito. Las diferencias en las configuraciones de las clinofomas se deben por variaciones en el suministro de los sedimentos y la profundidad del agua principalmente (Mitchum et al., 1977). Se puede dividir a la clinofoma en tres partes, superior, media e inferior, siempre y cuando los patrones de depósito hayan sido en aguas someras; la parte inferior tendrá un echado moderado hacia la parte profunda.

El patrón sigmoide es una clinofoma progradante que se forma por la superposición de reflexiones en forma de S que se interpreta como estratos con segmentos delgados por arriba y por debajo que tienen suaves pendientes y cuyos segmentos intermedios son más gruesos y de mayor pendiente (Figura 3.4). La parte superior de los segmentos (*topset*) tienen estratos horizontales o de muy bajos ángulos de echado y son concordantes con la

superficie superior. Los segmentos gruesos intermedios (*foreset*) forman lentes superpuestas que permiten que los lentes más jóvenes se desplacen lateralmente en la dirección en que el echado disminuye formando patrones progradantes, los ángulos de depósito son generalmente menores de 1° . Los segmentos inferiores (*bottomset*) se aproximan a la superficie inferior de la facies con ángulos muy bajos y las reflexiones sísmicas muestran *downlaps* reales y aparentes a medida que el estrato termina o se convierte más delgado para ser reconocido en secciones sísmicas.

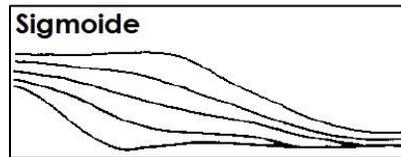


Figura 3.4 – Patrón sigmoide (Mitchum et al., 1977)

La característica distintiva de las reflexiones sigmoides es el paralelismo y la concordancia de los segmentos del estrato superior, lo que sugiere un crecimiento continuo hacia arriba (agradación) de los segmentos superiores que coinciden con la progradación de los segmentos intermedios. Esta configuración implica bajo aporte de sedimentos, una subsidencia relativamente rápida de la cuenca y/o un aumento rápido en el nivel del mar permitiendo el depósito y preservación de las unidades topset. Se interpreta como un régimen sedimentario de baja energía y subsidencia continua.

Un patrón oblicuo es una clinoforma progradante que consiste en estratos con grandes pendientes que terminan echado arriba por un *toplap* cerca de la superficie superior plana y echado abajo por un *downlap* contra la superficie inferior. Llega a adelgazarse lateralmente en el *bottomset* o a terminar de forma abrupta en la superficie inferior con ángulos grandes. Se forman a partir de una superficie superior relativamente constante caracterizada por la falta de estratos *topset* y por pronunciadas terminaciones de *toplap* de los estratos *foreset*. Los echados de depósito son más altos que los de las configuraciones sigmoides y se aproximan a 10° .

La configuración oblicua progradante implica condiciones de depósito con combinaciones de alto aporte de sedimentos, baja a escasa subsidencia de la cuenca a un nivel del mar estable que permite el relleno rápido de la cuenca y un *bypass* sedimentario de la superficie de depósito superior. Se interpreta como un régimen sedimentario de relativamente alta energía (Mitchum et al., 1977). Los patrones oblicuos se dividen en oblicuo tangencial y oblicuo paralelo.

En los patrones oblicuo tangencial (Figura 3.5) la pendiente disminuye gradualmente en las porciones inferiores del estrato *foreset* y forman un estrato cóncavo hacia arriba que pasa a pendientes suaves en las partes *bottomset* de los estratos. Las reflexiones terminan tangencialmente contra el límite inferior con *downlaps* reales o aparentes a medida que el estrato del cual provienen termina o se convierte más delgado echado abajo.

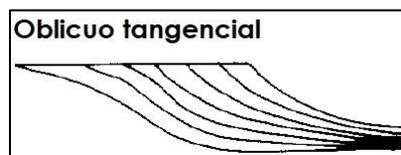


Figura 3.5 – Patrón oblicuo tangencial (Mitchum et al., 1977)

El patrón oblicuo paralelo (Figura 3.6) tiene pendientes pronunciadas relativamente paralelas del estrato foreset que terminan echado abajo con grandes ángulos por un downlap contra la superficie inferior.

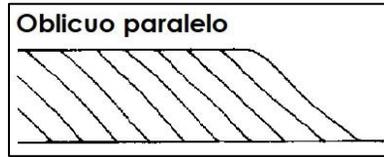


Figura 3.6 – Patrón oblicuo paralelo (Mitchum et al., 1977)

El patrón denominado complejo oblicuo-sigmoide se compone de clinofomas progradantes que consisten en la combinación de reflexiones alternadas sigmoideas y oblicuas dentro de una misma unidad de facies sísmica. La parte superior se caracteriza por una compleja alternancia de *topset* horizontales sigmoideas y por segmentos oblicuos con terminaciones *toplap* (Figura 3.7). Esta variabilidad implica estratos con una historia alternante de crecimiento y un *bypass* deposicional en el segmento *topset* dentro de un régimen de depósito de alta energía.

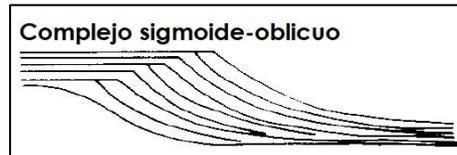


Figura 3.7 – Complejo sigmoide-oblicuo (Mitchum et al., 1977).

Esta configuración muestra segmentos cortos de *toplaps* dentro de una secuencia sísmica en lugar de en su límite superior. Los segmentos de *toplap* cortos indican un número de secuencias de depósito de corta escala donde sus límites están por debajo de la resolución sísmica excepto en donde el *toplap* es prominente. Estas unidades de pequeña escala se interpretan como discretos lóbulos en la unidad de depósito progradante.

Una configuración de reflexión en tejado (*shingled*) es un patrón sísmico de progradación delgada, comúnmente con los límites superior e inferior paralelos y con reflectores oblicuos internos de baja pendiente que terminan en un *toplap* aparente y *downlap* (Figura 3.8). Los reflectores internos oblicuos dentro de la unidad muestran un pequeño traslape unos con otros. Esta configuración es la más común en facies sísmicas interpretadas como unidades de depósito que progradan en aguas someras.

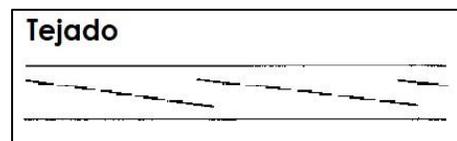


Figura 3.8 – Configuración en tejado o shingled (Mitchum et al., 1977).

Las clinofomas *hummocky* consisten en discontinuidades irregulares de segmentos de reflexión subparalelos que forman un patrón *hummocky* al azar marcado por la terminación de las reflexiones que no están bien definidas (Figura 3.9). El relieve es bajo en los montículos y se aproxima al límite de la resolución sísmica. Este patrón varía de forma lateral a patrones más grandes y de clinofomas bien definidos y hacia arriba en reflexiones paralelas. Se interpreta como estratos que forman pequeñas clinofomas lobuladas que se interconectan que se desarrollan en aguas someras en un pro-delta o en la parte inter-deltaica.



Figura 3.9 - Configuración hummocky (Mitchum et al., 1977).

Los patrones caóticos son reflexiones discordantes discontinuas que sugieran un desorden en el acomodo de las superficies de reflexión (Figura 3.10). Se interpretan como estratos depositados en un ambiente variable de alta energía o como estratos inicialmente continuos que han sido deformados hasta interrumpir su continuidad.

Algunas reflexiones caóticas pueden interpretarse como características originales del estrato reconocibles después de la deformación penecontemporánea (Figura 3.10 a). Otros patrones están tan desordenados que las reflexiones en una parte de la secuencia no pueden ser interpretadas en un patrón reconocible de la configuración del estrato (Figura 3.10 b). Las estructuras de *slumps* penecontemporáneos, canales de corte y relleno y zonas con altos fallamientos y plegamientos pueden tener expresiones sísmicas caóticas. Este tipo de facies sísmica se deposita en ambientes de alta energía, la estratificación se debe a la variabilidad de depósito o a algún tipo de deformación posterior al depósito.

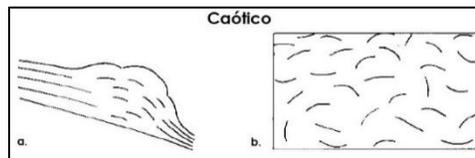


Figura 3.10 - Configuración caótica (Mitchum et al., 1977).

La configuración libre de reflexiones se caracteriza por geometrías homogéneas, no estratificadas o unidades geológicas de grandes pendientes que se representan como áreas libres de reflexiones (Figura 3.11). Amplias masas ígneas, carbonatos masivos, estructuras salinas, lutitas y áreas homogéneas de grandes espesores tendrán este patrón de configuración.

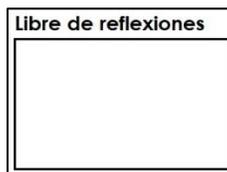


Figura 3.11 - Configuración libre de reflexiones (Mitchum et al., 1977).

3.2 Atributos sísmicos

Turhan Taner, considerado como el padre de los atributos sísmicos y una de las primeras personas en reconocer su importancia y desarrollar su potencial, los define como toda aquella información derivada de los datos sísmicos ya sea por mediciones directas o por razonamiento lógico o basado en la experiencia. Los principales objetivos de los atributos son proveer información precisa y detallada al interprete sobre parámetros estructurales, estratigráficos y litológicos del prospecto sísmico (Taner, 2001).

Los atributos nacen como una respuesta a la necesidad de extraer información de los datos sísmicos, los cuales son obtenidos cuando una onda atraviesa diferentes interfases que alteran su amplitud, fase, frecuencia y velocidad de propagación. Los fenómenos ondulatorios como la reflexión y la refracción explican porque es perturbada una onda al interactuar con un medio o grupo de interfases con diferentes características (Salguero, 2008).

A partir de 1930 se comienza a implementar el uso de los atributos sísmicos ya que se convirtieron en una herramienta esencial e integral para la interpretación de datos obtenidos en estudios de sísmica de reflexión. En la década de los 70s se presentan los primeros atributos en imágenes a color, siendo una herramienta útil dentro de la prospección de hidrocarburos por mostrar que la brillantez aparente de los horizontes (amplitud de la reflexión sísmica) dependía de factores geológicos y geofísicos, lo que demostraba el potencial de la herramienta para extraer información en secciones sísmicas a blanco y negro.

La evolución de los atributos sísmicos está relacionada con los avances tecnológicos en la industria de la exploración, así como con la capacidad de procesamiento de los equipos de cómputo ya que los atributos sísmicos cuantifican las amplitudes y características del subsuelo a partir de cálculos de los datos sísmicos desarrollados por las computadoras. La tecnología en atributos sísmicos está avanzando con rapidez y se ha convertido en una parte fundamental de la geofísica de yacimientos y en un puente entre la exploración y la producción debido a sus aplicaciones en la detección, caracterización y monitoreo de yacimientos.

Los atributos son el resultado de diversas operaciones matemáticas a las trazas sísmicas, lo cual indica que no necesariamente todos los atributos están ligados a un fenómeno o a una explicación física, algunos pueden estar asociados a cambios estructurales y estratigráficos dramáticos, que se reflejan como variaciones laterales en los mapas de dichos atributos (Ramírez, 2012).

No todos los atributos funcionan para el mismo propósito, algunos atributos son más sensitivos para determinar patrones relacionados a los ambientes de depósito, fallas o fracturas, otros permiten determinar geometrías internas de los estratos y sus terminaciones para interpretaciones estratigráficas, también existen atributos que revelan anomalías del subsuelo y que permiten detectar hidrocarburos.

Un buen atributo sísmico será aquel que represente mejor los rasgos geológicos o propiedades del yacimiento y que permita inferir características y propiedades físicas en el intervalo de interés (Brown, 1996a). Para obtener los mejores resultados de los atributos sísmicos, los datos deben de ser procesados correctamente para preservar las amplitudes. Los atributos sísmicos una vez extraídos ayudan a aproximar y definir mejor los modelos de los yacimientos, lo que permite diseñar las estrategias de perforación, estimación y recuperación de reservas.

La desventaja de que existan muchos tipos de atributos lleva a hacerse la pregunta de qué atributo es el mejor a utilizar y la respuesta será que el atributo dependerá de lo que se quiere obtener al aplicarlo.

Para el desarrollo de la presente tesis se utilizó el atributo RMS (*root mean square*), el cual es probablemente el más usado en la industria ya que es de gran utilidad para mapear la reflectividad asociada a los aspectos estratigráficos de la formación, así como a anomalías de amplitud. Se define como la raíz cuadrada de la suma de las amplitudes al cuadrado,

divididas por el número de muestras (Schlumberger, 2007). El cálculo de amplitud RMS tiene a enfatizar las anomalías de amplitud más que ningún otro atributo, puesto que cada valor de amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio, sin embargo, también enfatiza el ruido. Este atributo realza el contenido de energía en una traza sísmica, comúnmente es utilizado para distinguir tipos de litología, por ejemplo, altos valores de amplitud RMS son frecuentemente relacionadas a litologías de arenas con altas porosidades.

3.3 Modelo de propiedades

La industria petrolera involucra encontrar los depósitos de hidrocarburos, desarrollarlos y producirlos para uso comercial. En décadas pasadas los avances tecnológicos en la industria han incrementado las tasas de éxito respecto a la búsqueda y recuperación de los recursos existentes. Además, los avances en la informática han permitido a los geólogos e ingenieros modelar los yacimientos con mayor precisión. Sin embargo, ante la creciente demanda mundial de hidrocarburos y la baja productividad de los mismos, se requieren fuertes inversiones tanto de capital como de continuos avances tecnológicos.

Las técnicas empleadas para comprender el yacimiento proveen información a diferentes escalas. Por ejemplo, los núcleos tienen algunos centímetros de tamaño y sus características no son representativas de todo el yacimiento, mientras que los registros de pozo arrojan información sobre las propiedades alrededor del pozo en escalas muy pequeñas. Las interpretaciones geológicas basadas en información sísmica y el entendimiento de los procesos sedimentarios son usados para interpolar o extrapolar las mediciones obtenidas para generar descripciones más completas del yacimiento, en donde la información obtenida de las diferentes técnicas empleadas es incorporada dentro del modelo de propiedades o geocelular del yacimiento. La construcción de los modelos geocelulares se ha convertido en un paso crucial en el desarrollo de los recursos ya que el modelado de yacimientos proporciona un lugar para integrar y conciliar todos los datos disponibles con los conceptos geológicos.

Un modelo de propiedades comprende el estudio de todas las características del yacimiento en donde todos los geocientíficos involucrados en un proyecto integral vacían toda la información recopilada y evaluada sobre el yacimiento y la integran en un modelo geológico tridimensional de celdas digitales, hasta encontrar un modelo que represente las condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento.

La construcción de un modelo geocelular estático es un proceso interactivo conformado por varios modelos que interactúan entre sí para retroalimentar con conocimiento y resultados que benefician la construcción del modelo estático. Los modelos utilizados son:

- Modelo sísmico: parte de la interpretación sísmica que involucra el análisis de la información sísmica, interpretación de horizontes y fallas, modelo de velocidades, análisis de secuencias sísmicas, análisis de atributos sísmicos y generación de mapas en tiempo y/o profundidad (configuraciones estructurales, atributos sísmicos, isopacas, espesores, etc.) que permiten cuantificar el volumen de roca y el volumen original de hidrocarburos.
- Modelo estructural: define la orientación y geometría de los rasgos estructurales que delimitan al yacimiento y su posible impacto en el desempeño del mismo. Se realiza en análisis de fracturas y microestructuras en núcleos y la interpretación sísmico-estructural.

- Modelo estratigráfico-sedimentario: establece el marco cronoestratigráfico y define la geometría, distribución y arquitectura interna del yacimiento, mediante el análisis de facies y ambientes de depósito. Involucra la descripción de muestras, petrografía, correlación estratigráfica, interpretación de registros geofísicos de pozo y el modelo sedimentario.
- Modelo petrofísico: a partir del análisis de los registros geofísicos de pozo, núcleos y datos de producción se estiman los parámetros petrofísicos del yacimiento e identifican las unidades de flujo mediante la evaluación petrofísica de las formaciones. El modelo petrofísico interactúa con el modelo estratigráfico-sedimentario para la descripción de las facies basándose en la respuesta de los registros eléctricos y en la descripción de los núcleos. Los resultados del modelo petrofísico constituyen a su vez la base para el desarrollo del modelo geoestadístico.
- Modelo geoestadístico: integra los antes mencionados con el objetivo de caracterizar el yacimiento en estudio. Se construye una malla geoestadística de alta definición que constituye el dominio en el cual se estiman las propiedades provenientes de la interpretación petrofísica y su estimación entre los pozos.

Uno de los desafíos en el modelado es la representación precisa de la geometría del yacimiento que incluye el marco estructural, horizontes y fallas que pueden tener una orientación y tamaño espacial arbitrario, y las capas estratigráficas a detalle (Figura 3.17).

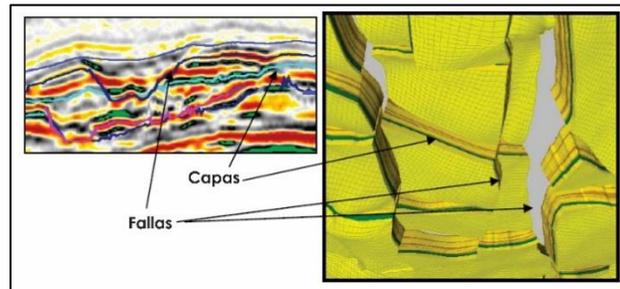


Figura 3.17 – Geometría estructural subsuperficial: fallas y capas estratigráficas.

Otro de los retos es la representación de la heterogeneidad del yacimiento a diferentes escalas. Típicamente, los modelos geocelulares a una escala fina constan de 10^6 - 10^8 celdas. Los métodos geoestadísticos a menudo son usados para poblar los modelos con propiedades que respeten las estadísticas conocidas o inferidas. Un modelo a detalle representa variaciones geológicas en el orden de un pie en la dirección vertical y unos cientos de pies en las direcciones del área, sin embargo, las heterogeneidades a escalas más pequeñas pueden tener un impacto significativo en el desarrollo del yacimiento (Branets et al., 2009) por lo tanto, se requiere un escalado preciso de las propiedades del yacimiento en el modelo a escala para captar el efecto de las heterogeneidades. En la práctica, los modelos a escala fina son posteriormente "engrosados" para las simulaciones de flujo multifase en especial cuando se realizan para cuantificar la incertidumbre, hacer coincidir el historial de producción u optimizar el manejo del yacimiento. Las simulaciones prácticas se realizan aproximadamente con 10^5 celdas, por lo tanto, los modelos usados en las simulaciones son construidos a partir de un modelo geocelular fino a través de otro proceso de escalado.

Las fases de la construcción del modelo no siguen una metodología única, sino más bien es un flujo de trabajo dinámico que puede cambiar en el tiempo del proyecto de acuerdo con las variantes que se presenten. Un modelo geocelular debe de ser un fiel representante del volumen de hidrocarburos que se encuentren in situ en el yacimiento y debe de poder utilizarse para realizar cálculos volumétricos y simulaciones dinámicas.

3.4 Geomorfología sísmica

La geomorfología es el estudio de las formas del relieve, sus procesos y sedimentos en la superficie de la Tierra. Tales procesos y sedimentos se produjeron por sedimentación y erosión. La geología superficial ayuda a estudiar las formas actuales y del pasado que están expuestas en los sedimentos superficiales. Sin embargo, no existe una manera directa de observar las formas del relieve enterradas en los sedimentos profundos en la Tierra, las perforaciones ayudan, pero se requiere un gran número de puntos perforados y una gran cantidad de información para deducir las geoformas.

La geomorfología sísmica ayuda a examinar las características geomorfológicas a partir de la interpretación de la información sísmica, siendo ésta el método clave capaz de delinear las paleo-formas del relieve. Esta es una ciencia relativamente nueva que empezó cuando en los años 70s se dispuso de datos sísmicos bidimensionales de mejor calidad para la industria petrolera.

En la década de los 80s hubo una mejora en la tecnología de las imágenes del subsuelo, se presentaron los primeros datos sísmicos tridimensionales que permiten ver los datos como un corte del horizonte (*horizon slice*) que proporciona una vista en planta que permite resaltar las características geomorfológicas. La disciplina de la geomorfología sísmica se encuentra en sus primeras etapas de desarrollo, pero está creciendo rápidamente debido a los avances en las tecnologías de imágenes sísmicas que resultan en datos sísmicos tridimensionales de alta calidad.

La geomorfología sísmica es de gran importancia para definir la geometría y el origen de los ambientes de depósito principalmente en áreas con potencial petrolero en las cuencas con la finalidad de reducir el riesgo económico. A continuación, se detallan los principales rasgos geomorfológicos que se presentan en los ambientes de depósito de aguas profundas con base en los estudios realizados por Posemantier et al. en 2003.

3.4.1 Canales *levee* de flujo turbidítico

Los canales *levee* son elementos de depósito comunes en el talud y el piso de la cuenca. Algunos canales *levee* se caracterizan internamente por una arquitectura compleja de relleno y corte. Muchos de estos canales muestran evidencia de haber crecido por migraciones laterales, mientras otros canales pudieron haberse mantenido quietos en una localidad a través de periodos extensos de tiempo y se caracterizan por apilamiento vertical, es decir, agradación. Los canales *levee* se asocian con ondas de sedimentos de *overbank*, con *splays* frontales y *crevasse splays*.

3.4.2 Erosión del piso del canal y su depósito

La mayoría de los canales *levee* se caracterizan por incisión en el substrato inferior en la base del canal, el grado de la incisión inicial es variable. En ocasiones, la erosión inicial es suficientemente profunda que las reflexiones de alta amplitud, que se infiere que son la expresión sísmica de un relleno de canal de arenas, no entran en contacto con las paredes

del levee. La parte arenosa del relleno del canal puede estar totalmente confinada dentro de la parte hendida del canal (Figura 3.18a), en otras instancias el relleno arenoso puede estar en parte confinado a la incisión y en parte puede estar en contacto con las paredes del levee o puede haber una mínima incisión y la parte arenosa del canal puede estar en comunicación con las paredes del levee (Figura 3.18b). Si el canal arenoso está totalmente confinado dentro de las paredes de erosión, entonces estas arenas no estarán en comunicación directa con los levees y formarán unidades aisladas de flujo. En un sistema agradacional, en donde el canal arenoso está en contacto directo con las paredes del levee, las arenas del canal y los levees formaran una única unidad de flujo.

El depósito del relleno del canal es comúnmente agradacional, pero también se caracteriza por una migración de los meandros. Los canales levee pueden existir como entidades individuales aisladas y pueden exhibir mínima erosión en su base y pueden tener un carácter agradacional.

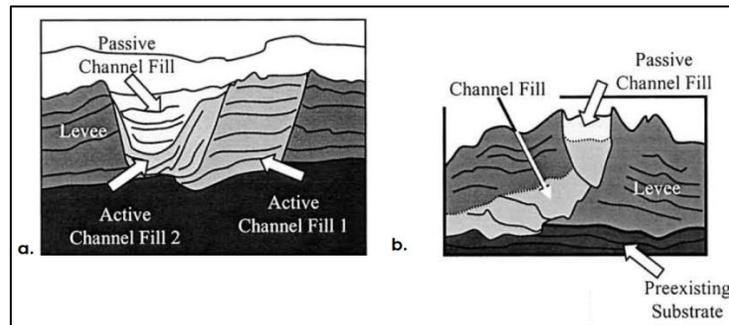


Figura 3.18 – a. El relleno arenoso del canal está totalmente confinado dentro de la incisión del canal levee, b. el relleno del canal tiene comunicación con las paredes del levee (Posamentier et al., 2003).

3.4.3 Evolución de los canales meándricos

El patrón de las formas de los canales levee tienen un rango de moderada a baja sinuosidad. El corte de meandros ha sido observado, pero no es común (Figura 3.19). Se ha reconocido que muchos canales levee de aguas profundas en abanicos recientes tienen de alta a moderada sinuosidad. En los sistemas de aguas profundas, el ancho de los canales y la profundidad decrecen hacia abajo en contraste con los sistemas aluviales, donde ocurre lo contrario. Además, el grado de agradación del canal es comúnmente más alta que los sistemas de aguas profundas que en sistemas fluviales.

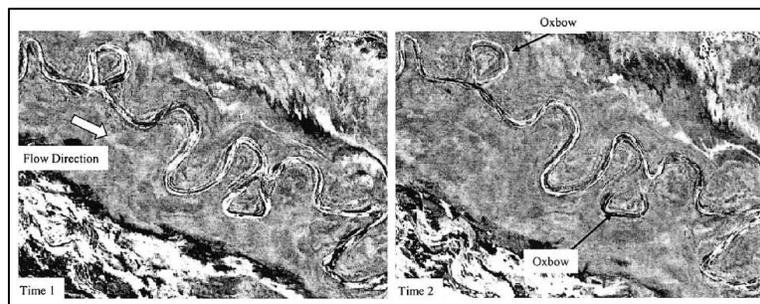


Figura 3.19 – Ejemplos de cortes en los meandros en el área del Cañón De Soto en el Golfo de México, se observa la formación de dos oxbow (Posamentier et al., 2003).

Las diferencias entre las formas asociadas a los flujos sub-aéreos versus los flujos de aguas profundas se atribuyen en gran medida al contraste pequeño de la densidad y a una mayor fricción del límite superior de los flujos turbidíticos. Las similitudes morfológicas observadas sugieren un patrón en la evolución del canal que es resultado de un proceso que involucra la interacción dinámica de ambos flujos, el sedimento y el gradiente del terreno.

En general, la sedimentación del relleno del canal está marcada por eventos erosivos episódicos. En la mayoría de los casos, resulta en el amalgamamiento de las reflexiones de alta amplitud en el relleno del canal. La migración del canal a través del tiempo se manifiesta con una respuesta progresiva en la expansión de los meandros, resultando en un aumento de la sinuosidad.

Los depósitos de relleno de canal se caracterizan por reflexiones sísmicas de gran amplitud interpretándose como rellenos ricos en arenas. La extensión del área, la distribución de los depósitos de arenas y la arquitectura del yacimiento son dependientes en cierta medida de la extensión que migraron los meandros. Las facies de yacimiento en estos sistemas de canales se pueden presentar en apilamientos cuando no se han asociado a la migración de los meandros, en contraste, cuando sí se asocian producen una franja de las facies que comúnmente tienen varias veces al ancho del canal.

Los sistemas ricos en lodo se pueden asociar a canales de arena que son estrechos y agradacionales. Dentro de los sistemas ricos en lodo, los sistemas de baja energía presentan en ocasiones flujo de fluidos. También se presenta lodo de los levees asociados y por lo tanto la baja calidad del yacimiento de las facies de desbordamiento (*overbank*).

3.4.4 Depósitos de desbordo o de levee

Los canales agradacionales de aguas profundas se asocian con la construcción de un complejo *overbank-levee*. Tales levees comúnmente son de mayor anchura que sus canales asociados y su altura por encima del piso del canal puede ser variable a lo largo del curso del canal. Los levees comúnmente disminuyen su altura desde tierra hasta que alcanzan el mar y su espesor en sistemas altamente agradacionales puede ser de aproximadamente 120 a 160 m. En los sistemas altamente erosivos, los levees pueden estar completamente ausentes y el flujo puede estar completamente canalizado por las paredes de erosión del canal o cañón.

Algunos levees se caracterizan por un desarrollo extenso de ondas de sedimentos, sin embargo, éstas pueden no desarrollarse. La tendencia de las crestas y valles de las ondas de sedimento desarrolladas en los levees son sub-paralelas a las curvas del canal adyacente. Las ondas de sedimento se pueden observar en toda la unidad en donde se depositaron los materiales de desbordo, lo que sugiere que el desarrollo de estas ondas es parte de la construcción de un levee (Figura 3.20). Varios autores sugieren que las ondas de sedimentos se forman como una respuesta al desbordamiento y flujo de la parte superior de grano fino de los canales de los flujos de turbidez. Sísmicamente, un levee se caracteriza por una amplitud baja a moderada, reflexiones continuas o discontinuas y que en ocasiones son completamente transparentes. El tamaño de grano de estos sedimentos es de arenas de grano fino a medio.

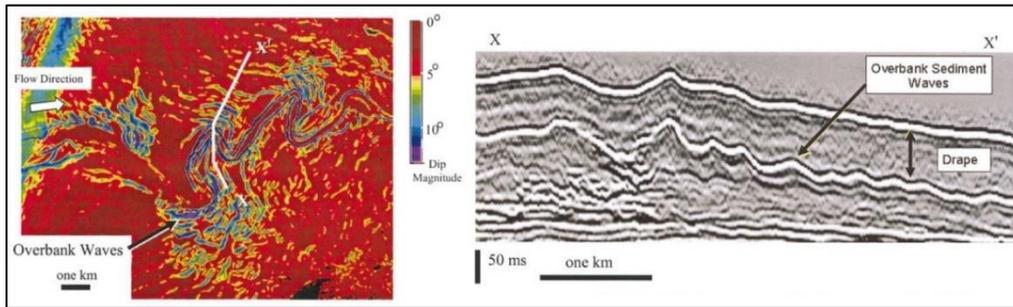


Figura 3.20 – Ondas de sedimentos en los materiales de desbordo (Posamentier et al., 2003).

3.4.5 *Splay* frontal, formas de lóbulos o complejos de canales distributarios

Algunos canales confinados de los *levees* alimentan complejos de *splays* no confinados, también nombrados como depósitos en hojas o láminas de arenas, que muestran un patrón de canales distributarios. La transición de un canal *levee* a un complejo de *splay* se asocia con la reducción en la anchura del canal, la profundidad del canal, la sinuosidad del canal y la altura del *levee*. Los complejos de *splays* se asocian a roturas importantes del talud, es decir, a una disminución abrupta de la pendiente. La distribución del *splay* tiende a reflejar la irregularidad del piso de la cuenca dentro de la cual se depositan. En ambientes caracterizados por una topografía del piso marino relativamente sin rasgos, los complejos de *splays* tienden a desarrollar una forma oblonga (que es más largo que ancho). Sísmicamente, estos depósitos se caracterizan por una alta amplitud y por reflexiones continuas o ligeramente discontinuas.

En ocasiones, se observa que los canales *levee* alimentan lóbulos o complejos de lóbulos llamados complejos de *splays* frontales. El término complejos de *splays* frontales es usado porque implica la salida de un sistema confinado a uno no confinado, el cual produce una forma de lóbulo. El término complejo de canales distributarios implica la presencia de un patrón de canales distributarios que es producto del proceso de la formación del *splay* (Figura 3.21). En algunas instancias, patrones anastomosados y trenzados caracterizan a estos complejos.

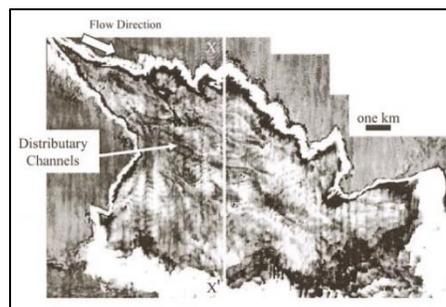


Figura 3.21 – *Splay* frontal con patrón interno de canales distributarios (Posamentier et al., 2003).

La transición de un flujo confinado dentro de los canales *levee* a un flujo no confinado dentro de los complejos de *splays* frontales se puede deber a un descenso progresivo en la altura del *levee* en donde la parte más densa del flujo turbidítico ya no se encuentra confinada o a una reducción marcada en el gradiente del canal. En cuanto más rico en

lodo sea el flujo, más lejana será la transición de un canal *levee* confinado a un complejo de *splays* frontales.

Se infiere la presencia de arena en los *splays* con base en la amplitud de las reflexiones, la continuidad y su geometría, por lo que estos complejos constituyen un objetivo en la exploración de hidrocarburos. Debido a la presencia de canales pequeños y someros que se pueden caracterizar por cambios laterales de gran extensión, estos depósitos comúnmente presentan de buena a moderada comunicación de fluidos entre los estratos que tienden a formar yacimientos.

3.4.6 *Crevasse splays* y *overbank splays*

En algunas situaciones, cuando los canales *levee* sufren ramificaciones para formar *crevasses*, se forman *splays* o complejos de canales distributarios que se forman fuera del borde del *crevasse*. Los *splays* de *overbank* tienden a cubrir áreas más pequeñas que los *crevasse splays*. Ambos tipos de depósitos son más comunes en el exterior de las curvaturas del canal donde el flujo incrementa con tendencia a romper el *levee* adyacente. Los *crevasse splays* involucran procesos similares a aquellos responsables de la formación de canales de avulsión.

Los *crevasse splays* forman depósitos en capas ricas en arenas que se adelgazan al alejarse del *crevasse splay*. Los canales someros que dan paso a las capas caracterizan estos depósitos. La continuidad lateral del yacimiento puede ser excelente y el área que cubre puede ser muy extensa, con un largo y ancho mayor a 10 km. Estos depósitos tienden a tener forma de abanico.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Capítulo 4

Análisis Sismo-estratigráfico

- 4.1 Límites de Secuencia
- 4.2 Secuencias Sísmicas
- 4.3 Facies Sedimentarias

Capítulo 4 Análisis Sismo-estratigráfico

A partir del análisis de la sísmica proporcionada, se reinterpretaron la Base del Terciario (Base T.), así como dos discordancias denominadas Discordancia A (Disc. A) y Discordancia B (Disc. B); (Figura 4.1). Las unidades depositadas en el Paleoceno se ubican desde la Base del Terciario hasta la Discordancia B.

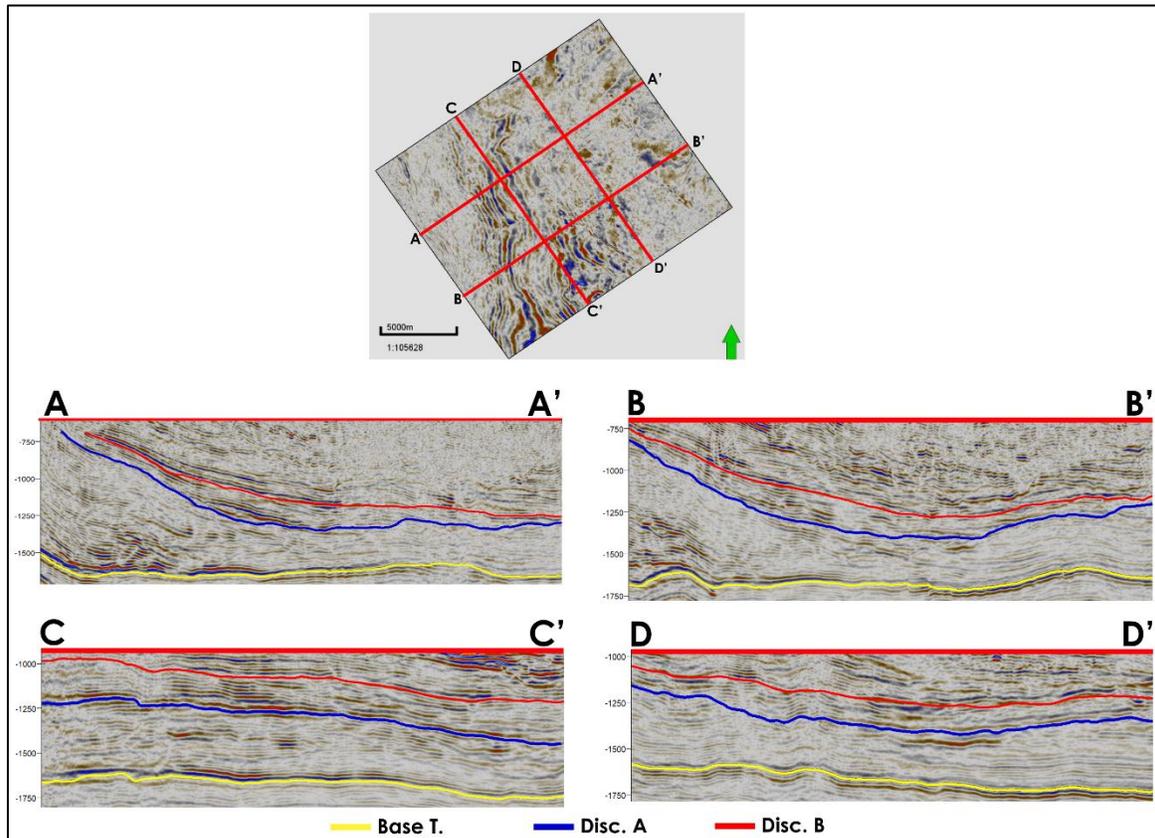


Figura 4.1 Ubicación de secciones que muestran la Base del Terciario y las Discordancias A y B. A-A' y B-B' son secciones inline, C-C' y D-D' son secciones crossline.

La Base del Terciario se localiza en toda la extensión del volumen sísmico mientras que las Discordancias A y B se encuentran limitadas al noroeste debido a que la sísmica comienza a tener un comportamiento caótico y no es posible continuar la interpretación del reflector (Figura 4.2).

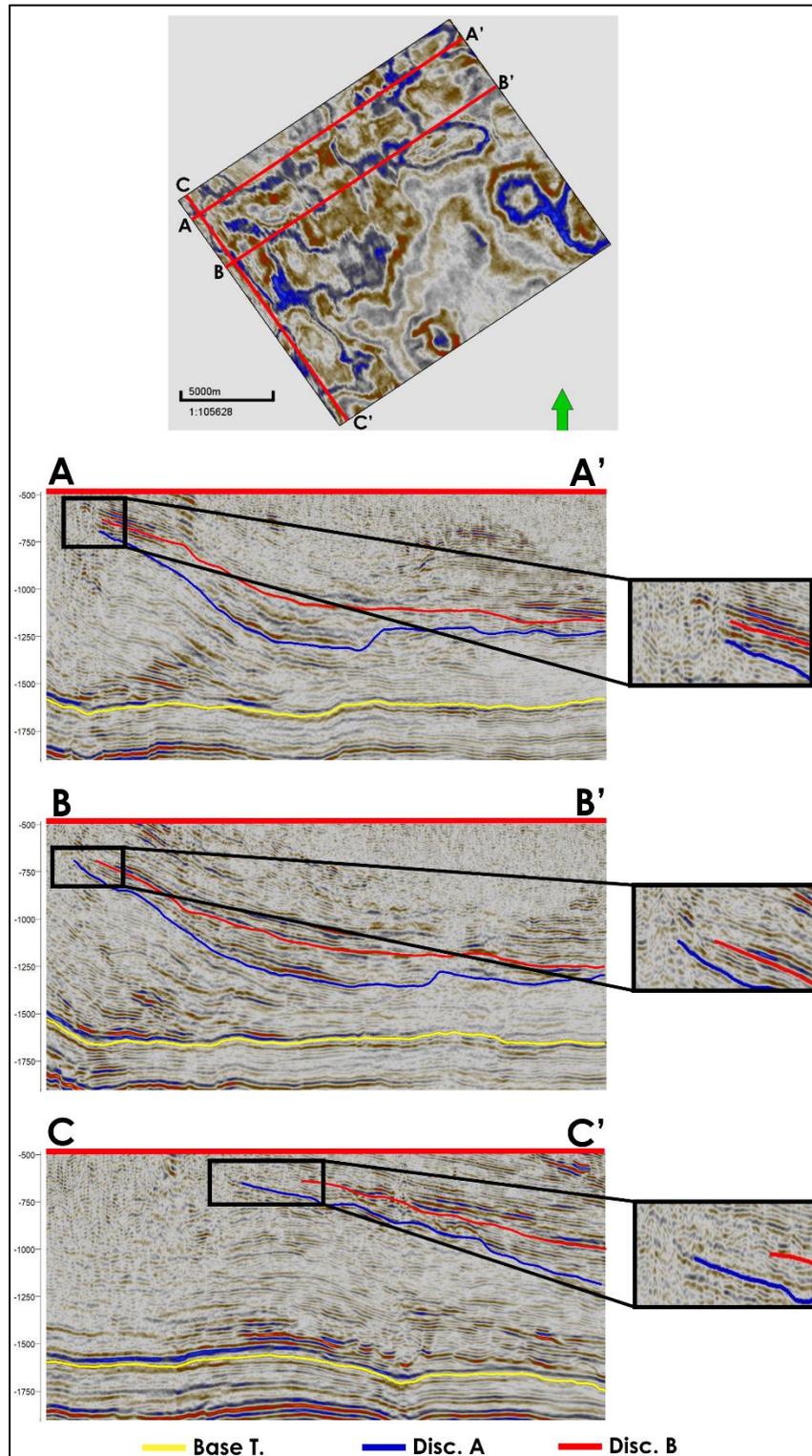


Figura 4.2 – Secciones que muestran el comportamiento caótico que limita la interpretación de las Discordancias A y B. A-A' y B-B' son secciones inline. C-C' es una sección crossline.

Para la delimitación de la Base del Terciario se utilizaron las cimas proporcionadas y se siguió un reflector positivo o peak (Figura 4.3).

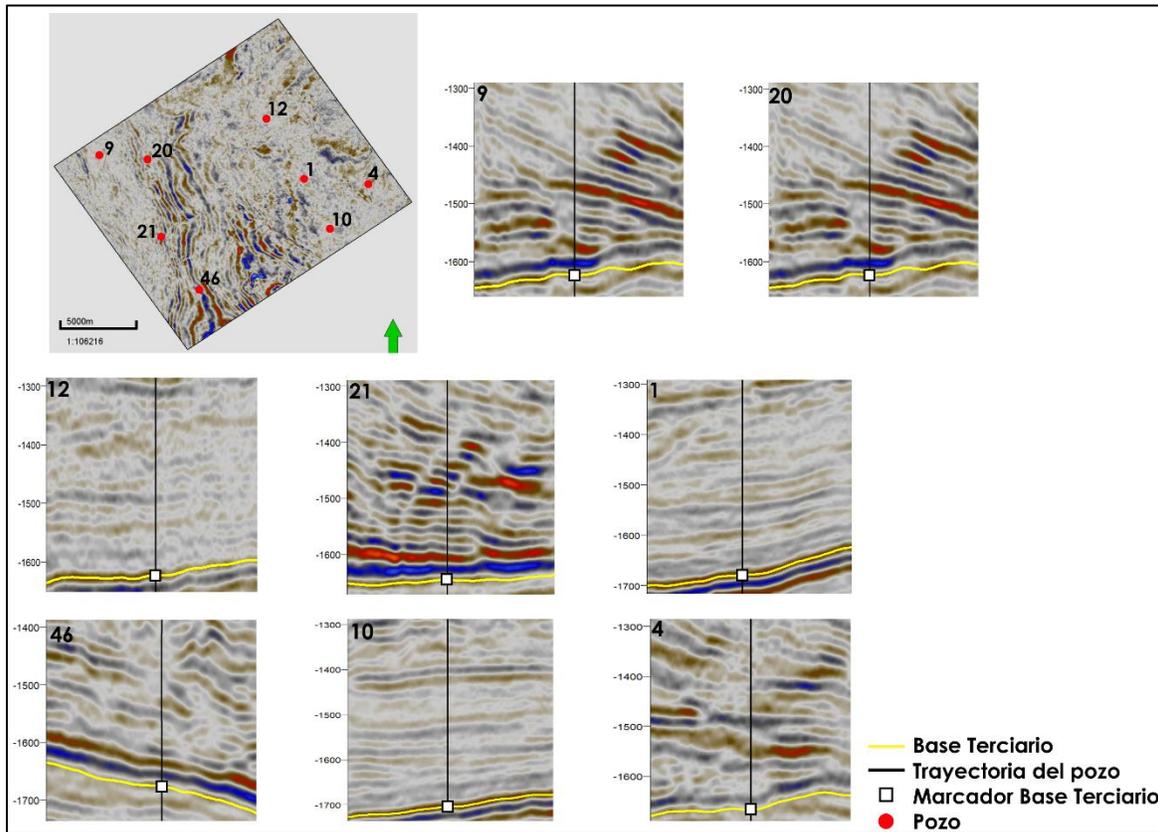


Figura 4.3 – Ejemplo de 8 pozos utilizados para delimitar la Base del Terciario con base en las cimas proporcionadas. Se presenta la ubicación dentro del volumen sísmico de los pozos mostrados.

Las cimas de las Discordancias A y B solo se localizaban en algunos pozos, por lo que para delimitar su extensión dentro del volumen sísmico también se siguió el criterio de la terminación de las reflexiones del análisis sismo-estratigráfico (Figura 4.4).

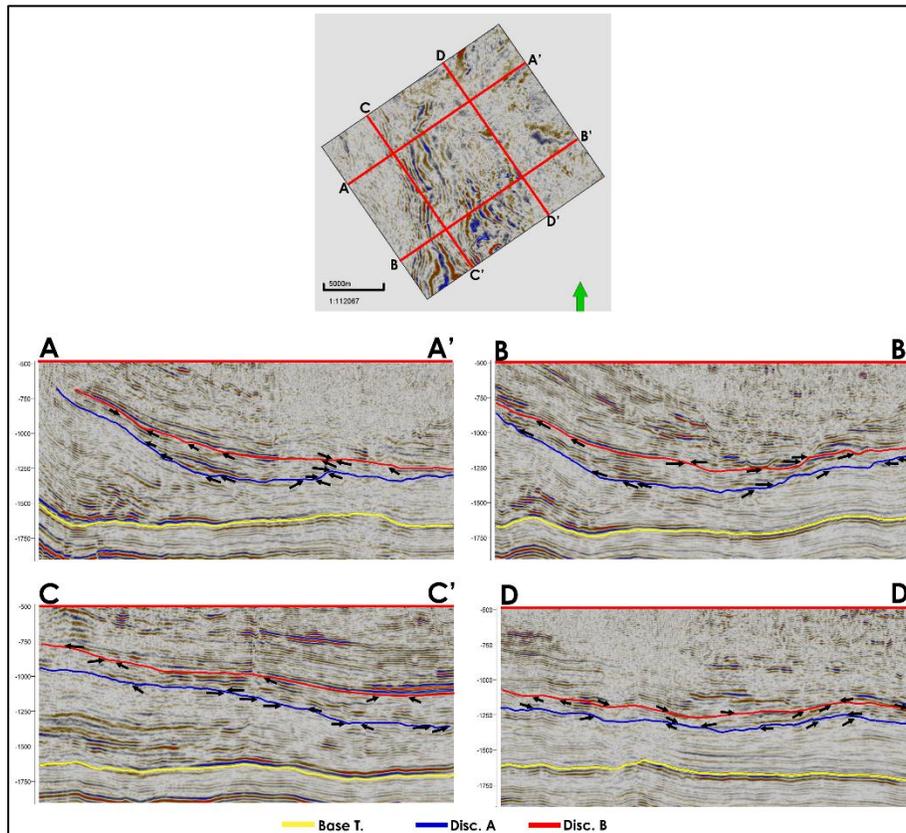


Figura 4.4 – Secciones en donde se observa la terminación de las reflexiones como criterio para determinar las Discordancias A y B. Se presenta la ubicación dentro del volumen sísmico de las secciones mostradas. A-A' y B-B' son secciones inline. C-C' y D-D' son secciones crossline.

Adicionales a la Base del Terciario y de las Discordancias A y B, se identificaron tres horizontes (Figura 4.5) cuya interpretación se realizó en reflectores de amplitud positiva o peaks con la herramienta *seeded 2D autotracking* y en ocasiones *manual interpretation* en Petrel del horizonte más antiguo al más joven. Es importante recalcar que no todos los horizontes abarcan todo el volumen sísmico ya que, no es posible continuar su interpretación debido al comportamiento caótico de la sísmica.

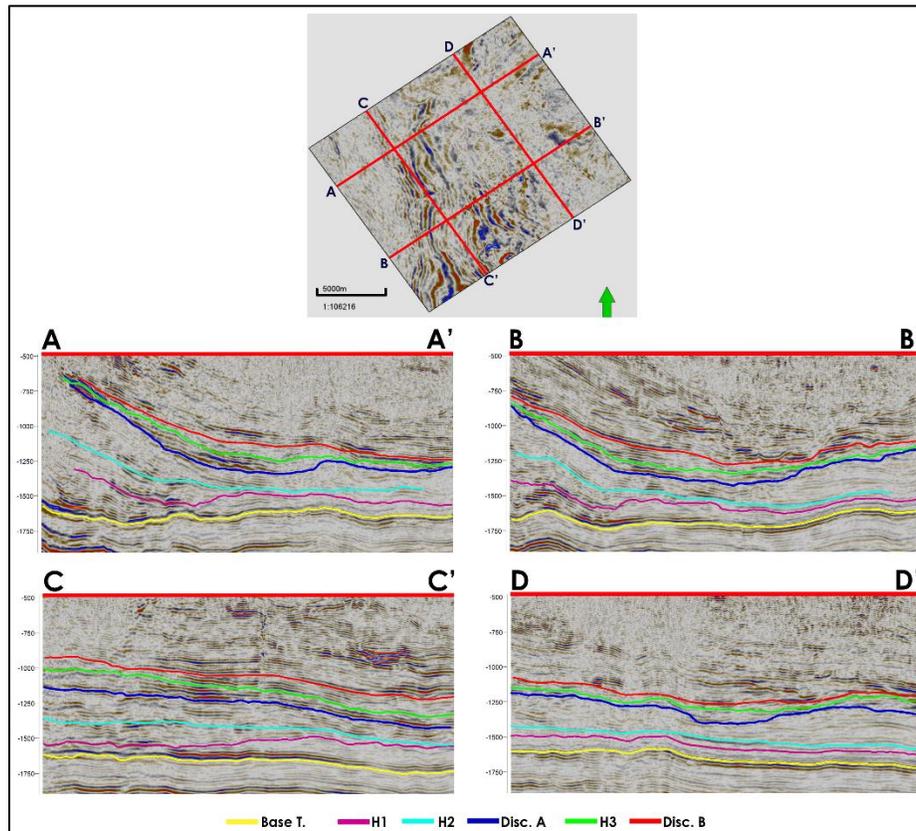


Figura 4.5 – Secciones en donde se muestran los tres horizontes interpretados H1, H2 y H3 junto con la Base del Terciario y las Discordancias A y B. A-A' y B-B' son secciones inline. C-C' y D-D' son secciones crossline.

4.1 Límites de Secuencia

La Base del Terciario, las Discordancias A y B y los tres horizontes identificados se tomarán como Límites de Secuencia (LS) y se nombrarán como se indican en la Tabla 4.1.

Unidad	Límite de Secuencia
Base T.	LS1
H1	LS2
H2	LS3
Disc. A	LS4
H3	LS5
Disc. B	LS6

Tabla 4.1 – Límites de Secuencia asignados a cada discordancia u horizonte interpretado.

4.1.1 Límite de Secuencia 1 (LS1)

El LS1 corresponde con la Base del Terciario (Base T.) y le sobreyace el LS2, es el límite de secuencia más antiguo. Se encuentra distribuido a lo largo de todo el volumen sísmico de manera continua y presenta amplitud fuerte. En el mapa estructural del LS1 (Figura 4.6) se

aprecian los altos estructurales con tonos rojos a verdes mientras que los bajos se identifican por las tonalidades azul fuerte a moradas.

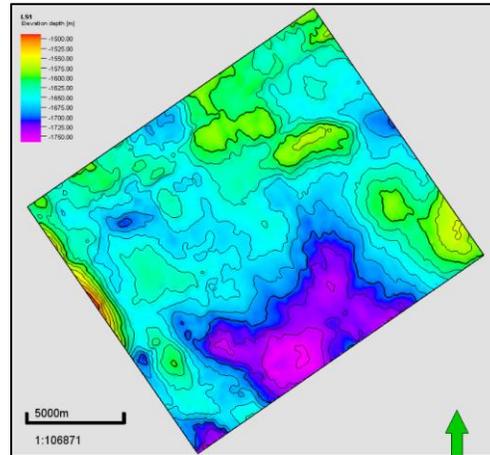


Figura 4.6 – Mapa estructural de LS1.

La distribución de los altos estructurales se encuentra predominantemente al W y E del mapa, la estructura más alta se ubica al W. Las zonas más bajas se localizan en la parte central y S principalmente, siendo la más evidente un gran bajo estructural que se ubica al S-SW y que tiene una longitud aproximada de 8 km. De forma general, la zona central presenta una pendiente suave. En la margen E se localiza una estructura alargada con dirección NW-SE que a su vez contiene una serie de altos estructurales en donde algunos cuerpos muestran una orientación E-W, esta serie de altos se encuentra abruptamente interrumpida por una estructura negativa que da paso nuevamente a estructuras positivas.

4.1.2 Límite de Secuencia 2 (LS2)

El LS2 corresponde con H1, le subyace el LS1 y le sobreyace el LS3, presenta una amplitud de media a débil. Uno de los criterios usados para determinar este límite de secuencia fue la identificación de la terminación de las reflexiones. El LS2 divide unidades más antiguas que presentan reflexiones con amplitudes altas a medias con configuración paralela suavemente ondulada al W, mientras que al E las reflexiones tienen un comportamiento de amplitud media a baja con un arreglo subparalelo y continuo. Las unidades más jóvenes presentan patrones de reflexión de media a baja amplitud, semicontinuos y subparalelos (Figura 4.7).

El LS2 no se extiende en todo el volumen sísmico debido a que al NW el comportamiento caótico del reflector no permitía determinar la extensión del límite de secuencia. El mapa estructural del LS2 (Figura 4.8) muestra los altos estructurales con las tonalidades rojas a verdes, por otro lado, los colores azul fuerte a morado indican los bajos estructurales.

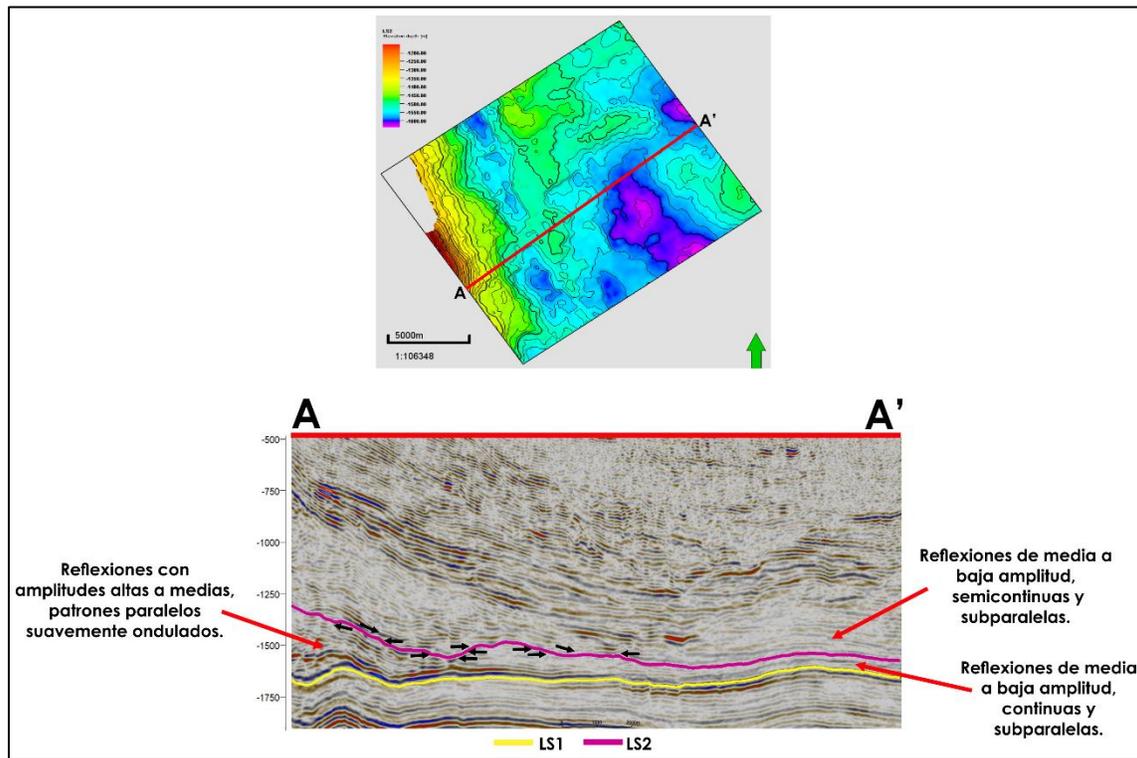


Figura 4.7 – Sección A-A' que es representativa de la terminación de las reflexiones y sus patrones como criterio para determinar el LS2.

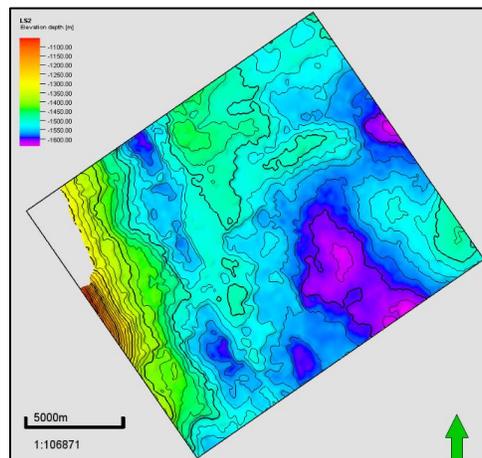


Figura 4.8 – Mapa estructural del LS2.

Se observa una estructura alineada al NE-SW que se ubica en la porción NNE y W del mapa y que concentra la mayor cantidad de altos estructurales. La zona más elevada se ubica en la porción central al W del mapa y baja desde su punto más alto con una pendiente fuerte que poco a poco se va suavizando para terminar en un bajo estructural y posteriormente convertirse de nuevo en un alto estructural. El bajo estructural que divide a la estructura, de igual forma se encuentra alineada al NE-SW y contiene en su porción central diversas depresiones elongadas representadas por el tono azul fuerte en el mapa estructural. Las estructuras negativas principales se localizan al E-SSE del mapa y, contrario a la estructura antes descrita, la depresión al SSE presenta una suave dirección al NW-SE.

Comparando ambas depresiones con las estructuras negativas del LS1, el bajo estructural ubicado al SSE es de menor extensión (aproximadamente de 4.5 km), caso contrario el que presenta la estructura negativa al E que ha ganado terreno y el alto estructural que se ubica en la porción SE del mapa ha perdido terreno.

4.1.3 Limite de Secuencia 3 (LS3)

Al LS3, de amplitud fuerte a media y más joven que el LS2, lo sobreyace la Disc. A (LS4). Este límite corresponde con el Horizonte 2 (H2). Su distribución en todo el volumen sísmico no se pudo determinar debido a que el reflector se perdía o se atenuaba.

Para establecer este límite de secuencia se identificaron las terminaciones de las reflexiones, así como también sus patrones. Este límite divide unidades más antiguas con patrones de reflexión con amplitudes altas a medias, de comportamiento semicontinuo y subparalelo, por otro lado, las unidades más jóvenes muestran reflectores con amplitudes bajas, semiparalelos y semicontinuos (Figura 4.9).

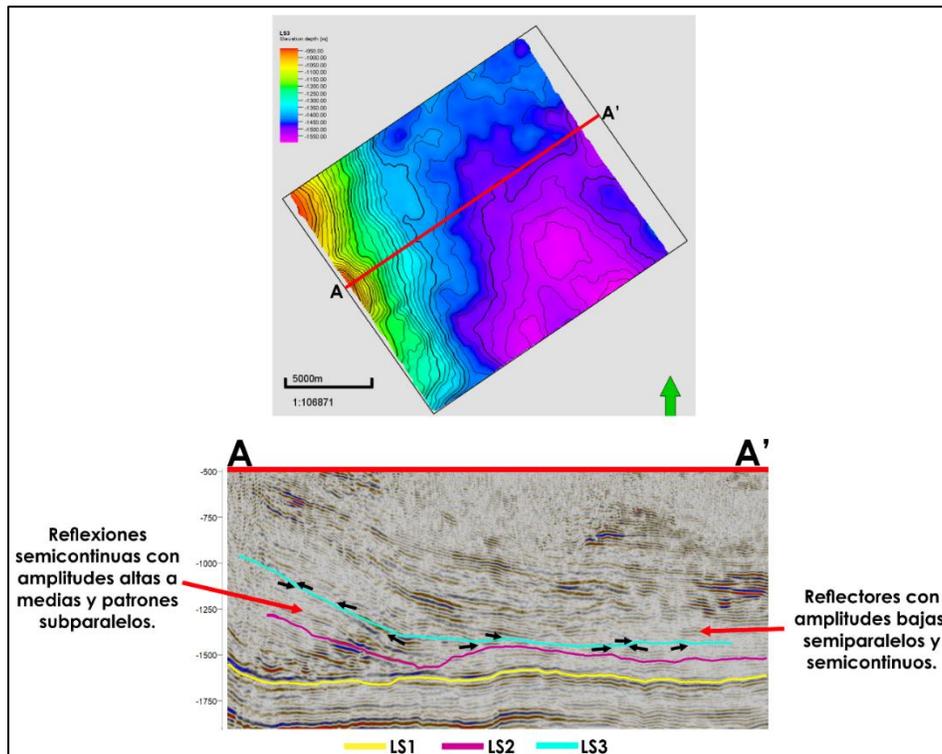


Figura 4.9 - Sección A-A' que es representativa de la terminación de las reflexiones y sus patrones como criterio para determinar el LS3.

El mapa estructural (Figura 4.10) muestra las zonas altas al NW-SW con tonos rojos-amarillos y los bajos estructurales, al E, se ejemplifican con tonos azules-morados. Los altos estructurales muestran una orientación al NE-SW y cuentan con una pendiente más pronunciada en comparación con los bajos estructurales en donde la pendiente es más suave. Este límite de secuencia muestra una estructura negativa de mucha mayor extensión en la porción S del mapa, la cual ha ganado terreno en comparación con los límites de secuencia anteriores. A medida que se avanza al N-NW la estructura negativa gana altura siendo evidente con el cambio de tonalidades moradas a azules.

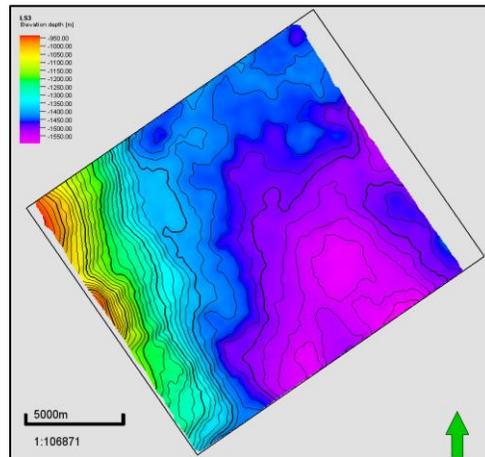


Figura 4.10 – Mapa estructural del LS3.

4.1.4 Límite de Secuencia 4 (LS4)

El LS4 corresponde con la interpretación de la Discordancia A (Disc. A), lo sobreyace el LS5 y lo subyace el LS3, siendo el primero más joven y el segundo más viejo que el LS4. Presenta amplitud fuerte a media y su distribución es casi total en el volumen sísmico debido a que el comportamiento de la sísmica no permitía continuar con su interpretación.

La terminación de los reflectores junto con el comportamiento de los patrones de reflexión fueron los criterios determinantes para establecer el LS4. Separa unidades que presentan amplitudes medias con arreglos subparalelos y de continuidad regular de unidades más jóvenes con amplitud fuerte a media y de patrones subparalelos y continuidad buena a regular que en algunas zonas truncan con el LS4 (Figura 4.11).

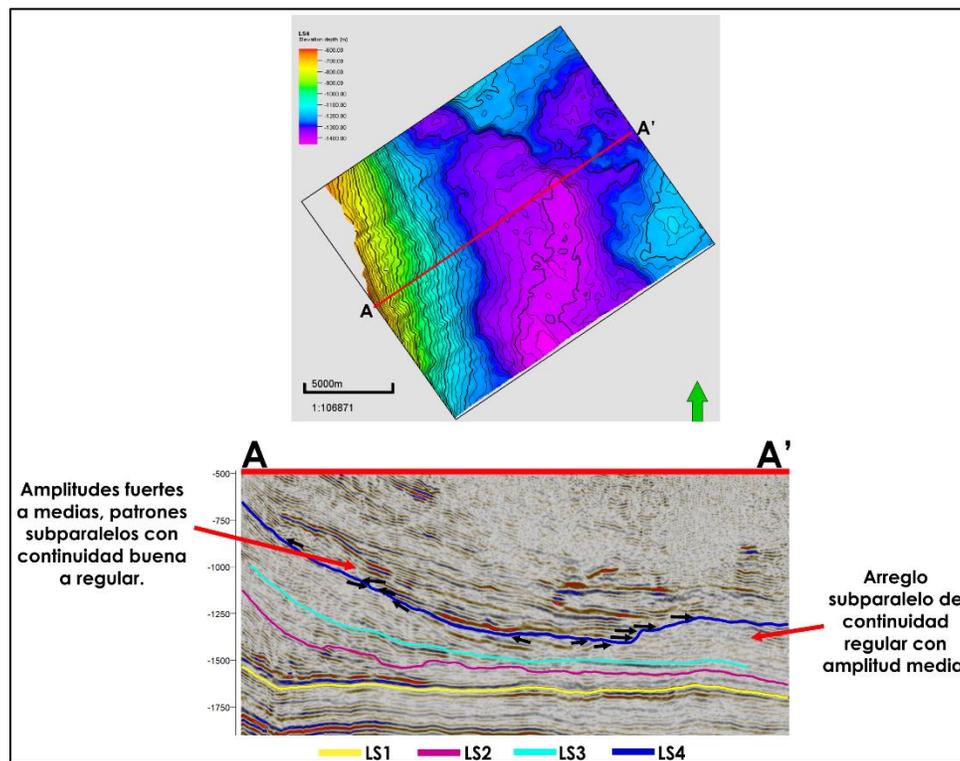


Figura 4.11 - Sección A-A' que es representativa de la terminación de las reflexiones y sus patrones como criterio para determinar el LS4. Se observa el truncamiento de los reflectores contra el LS4.

La Figura 4.12 muestra el mapa estructural del LS4 en donde los altos estructurales están indicados con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados. Los altos se concentran al W del mapa y muestran una orientación al NE-SW. Al centro del mapa se observa una depresión alargada que se ensancha y aumenta su profundidad hacia el S. Hacia el E, se observa una serie de altos estructurales que están interrumpidos por depresiones.

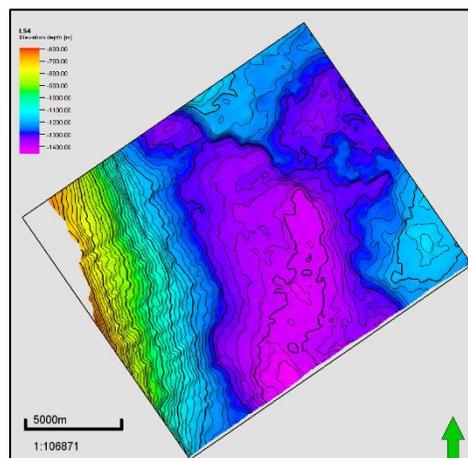


Figura 4.12 – Mapa estructural del LS4.

4.1.5 Límite de Secuencia 5 (LS5)

El LS5 fue asignado a la interpretación del Horizonte 3 (H3), este límite es más antiguo que el LS6 y más joven que el LS4. La amplitud que presenta es fuerte y su distribución al NW y en algunas zonas al E no se pudo determinar debido a que el comportamiento de los reflectores no permitía continuar con su interpretación.

Las unidades más viejas presentan patrones subparalelos con continuidad buena a regular con amplitudes fuertes a medias, por otro lado, las unidades más jóvenes tienen amplitud media a baja y configuración sísmica subparalela de continuidad regular. Lo antes mencionado y la terminación de los reflectores fueron los criterios determinantes para establecer el LS5 (Figura 4.13).

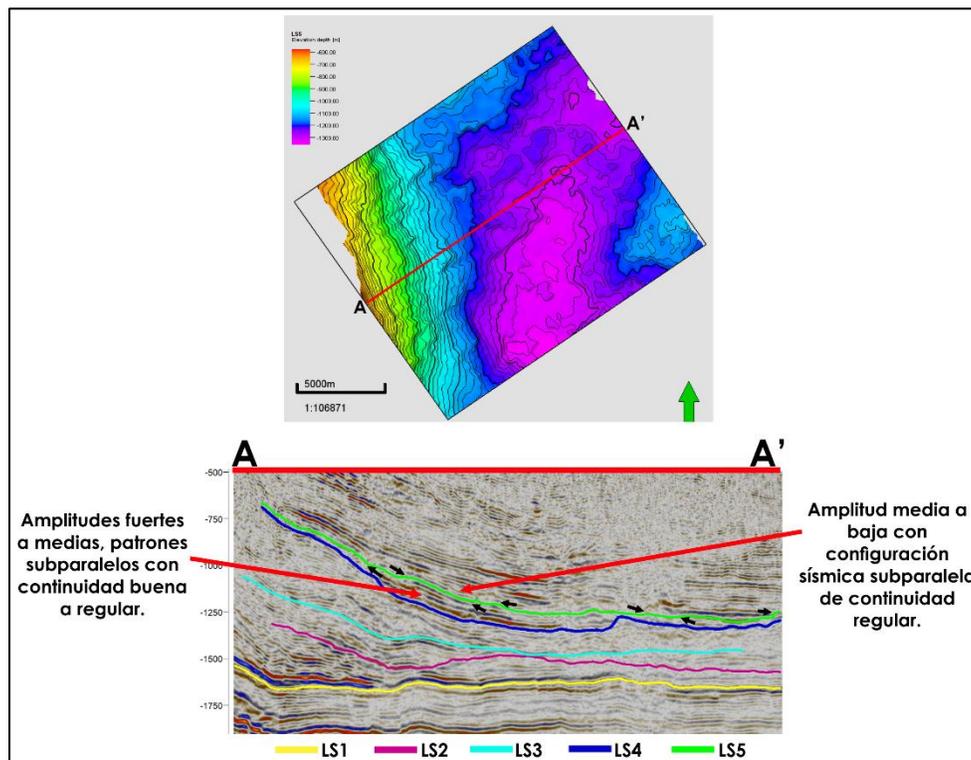


Figura 4.13 – Sección A-A' que es representativa de la terminación de las reflexiones y sus patrones como criterio para determinar el LS5.

El mapa estructural del LS5 se presenta en la Figura 4.14, los altos estructurales están indicados con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados. Se observa que los altos estructurales siguen predominando en la porción W, su pendiente es mucho menos escarpada que en los límites anteriores y éstos continúan con una orientación al NE-SW. De los dos altos estructurales que se encontraban al E en el mapa del LS4, el de la porción N se ha unido con los altos del W debido a la desaparición del bajo estructural que los separaba. Por otro lado, el alto estructural del S ha disminuido su volumen. Al centro del mapa se localiza una depresión que ahora tiene una orientación con una tendencia más marcada al NE-SW y que por la separación de sus curvas se infiere que tiene un relieve suave.

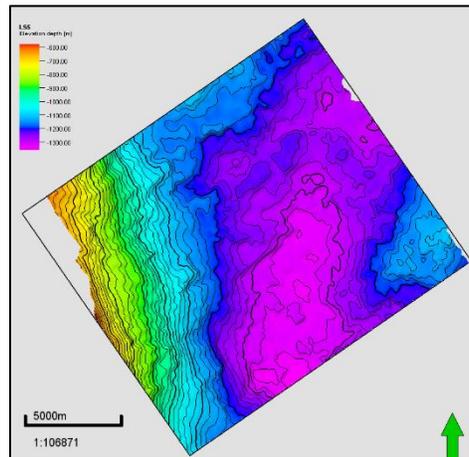


Figura 4.14 – Mapa estructural del LS5.

4.1.6 Límite de Secuencia 6 (LS6)

La Discordancia B (Disc. B) fue asignada al LS6 y lo subyace el LS5. Este límite presenta amplitud fuerte y su distribución es casi total en el volumen sísmico debido a que el comportamiento de la sísmica no permitía continuar con su interpretación.

Este límite de secuencia fue determinado con base en la terminación y los patrones de reflexión. El LS6 divide unidades que presentan amplitud media con una configuración sísmica subparalela de continuidad regular de unidades más jóvenes que presentan una amplitud fuerte a media con patrones subparalelos de continuidad buena a regular (Figura 4.15).

El mapa estructural del LS6 se muestra en la Figura 4.16, en él se indican los altos estructurales con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados. Se observa que los altos siguen prevaleciendo al W, N y SE y que su relieve es más suave en comparación de los límites de secuencia anteriores. Las zonas más bajas están representadas por la depresión alargada al centro del mapa que continua con una orientación al NE-SW.

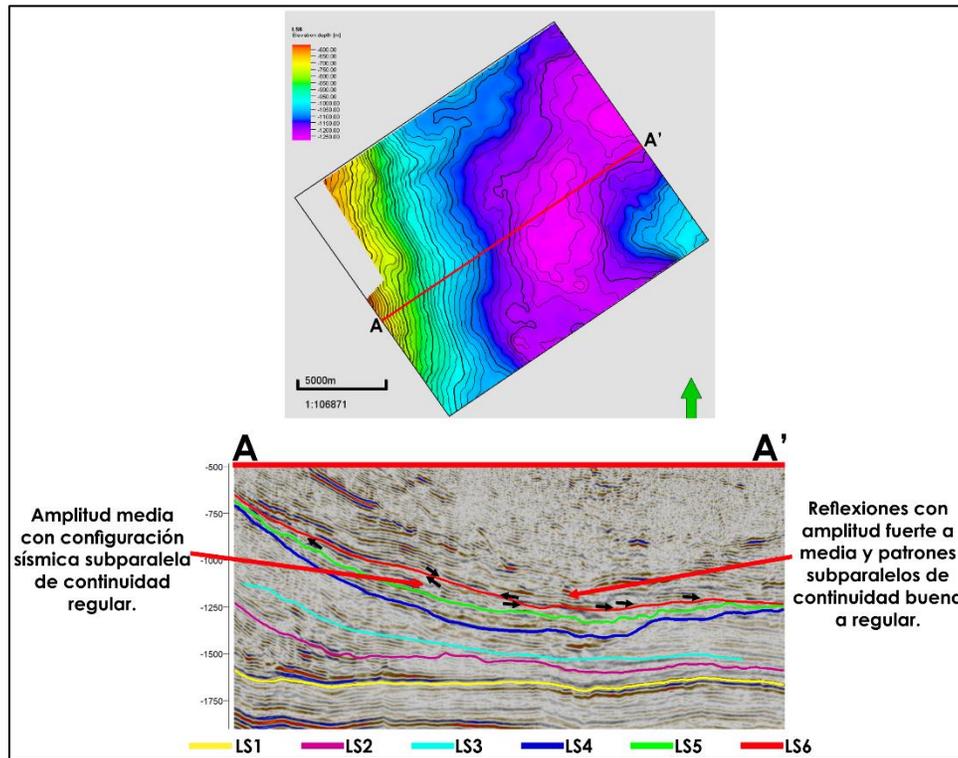


Figura 4.15 - Sección A-A' que es representativa de la terminación de las reflexiones y sus patrones como criterio para determinar el LS6.

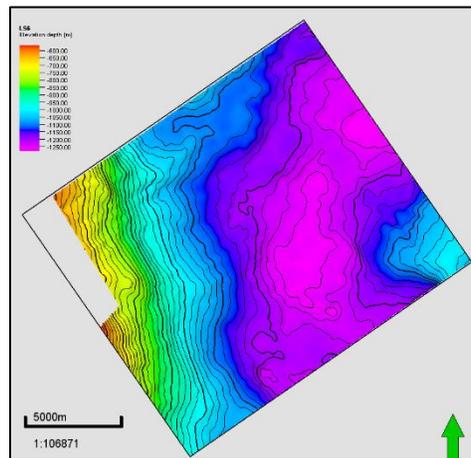


Figura 4.16 – Mapa estructural del LS6.

4.2 Secuencias Sísmicas

De acuerdo con los límites de secuencia antes descritos, se determinaron un total de cinco secuencias sísmicas (Tabla 4.2, Figura 4.17). Las secuencias sísmicas identificadas se describirán de la más antigua a la más joven con base en mapas de espesores, facies sísmicas, análisis de atributos y correlación de pozo. Para el análisis sísmo-estratigráfico se utilizó como base la respuesta geofísica de las unidades que atravesaron los pozos perforados con la finalidad de que ésta se amarrara con la respuesta de los reflectores para

determinar la distribución lateral de las unidades. Se construyeron secciones de pozo arbitrarias que abarcan diferentes zonas del área de estudio y en estas se mostrará la respuesta de los registros de Rayos Gamma (GR) y Resistividad (RD) y se presentarán también con la respuesta sísmica.

Límite de Secuencia Inferior	Límite de Secuencia Superior	Secuencia Sísmica (SS)
LS1	LS2	SS1
LS2	LS3	SS2
LS3	LS4	SS3
LS4	LS5	SS4
LS5	LS6	SS5

Tabla 4.2 – Límites inferior y superior de cada secuencia sísmica determinada.

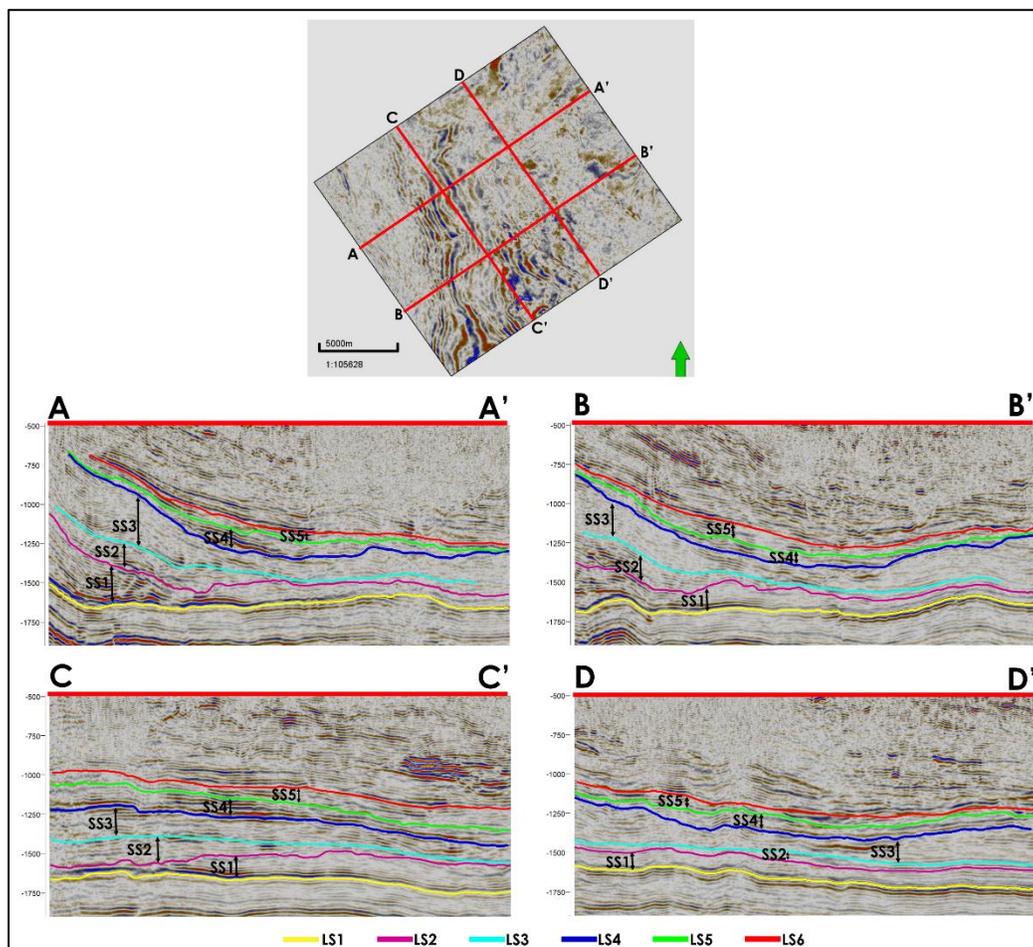


Figura 4.17 – Ubicación de las secuencias sísmicas en inline y crossline que permiten observar el cambio de espesor en el área de estudio. Se muestran los límites de secuencia.

4.2.1 Secuencia Sísmica 1 (SS1)

La SS1 se encuentra delimitada por el LS1 en su base y por el LS2 en la cima, al NW del volumen sísmico no se presenta su distribución. En el mapa de espesor (Figura 4.18) se muestran los mayores espesores con tonos rojos-amarillos y los menores con azules-morados.

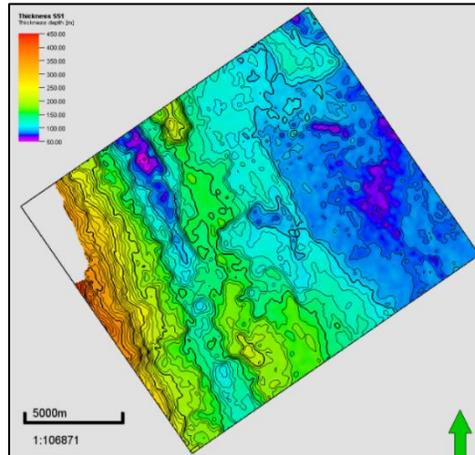


Figura 4.18 – Mapa de espesor de la SS1.

Los mayores espesores de la SS1 se concentran al W y en zona central del mapa, las cuales se ven interrumpidas por una zona de menor espesor. En las secciones de la Figura 4.19 se observa que el comportamiento de ambos límites de secuencia es similar excepto en las secciones A-A' y B-B' (Figuras 4.19b y 4.19c) en donde al centro el LS2 presenta se presentan formas positivas, en la sección B-B' se señala el menor espesor de toda la SS1 (50.64 m). En el sector E los espesores se comportan de manera constante y a medida que se avanza hacia el N y W se presentan grosores de mayor potencia (Figuras 4.19d y 4.19e). La SS1 cuenta con el mayor espesor (450.1 m) de las secuencias que conforman el Paleoceno.

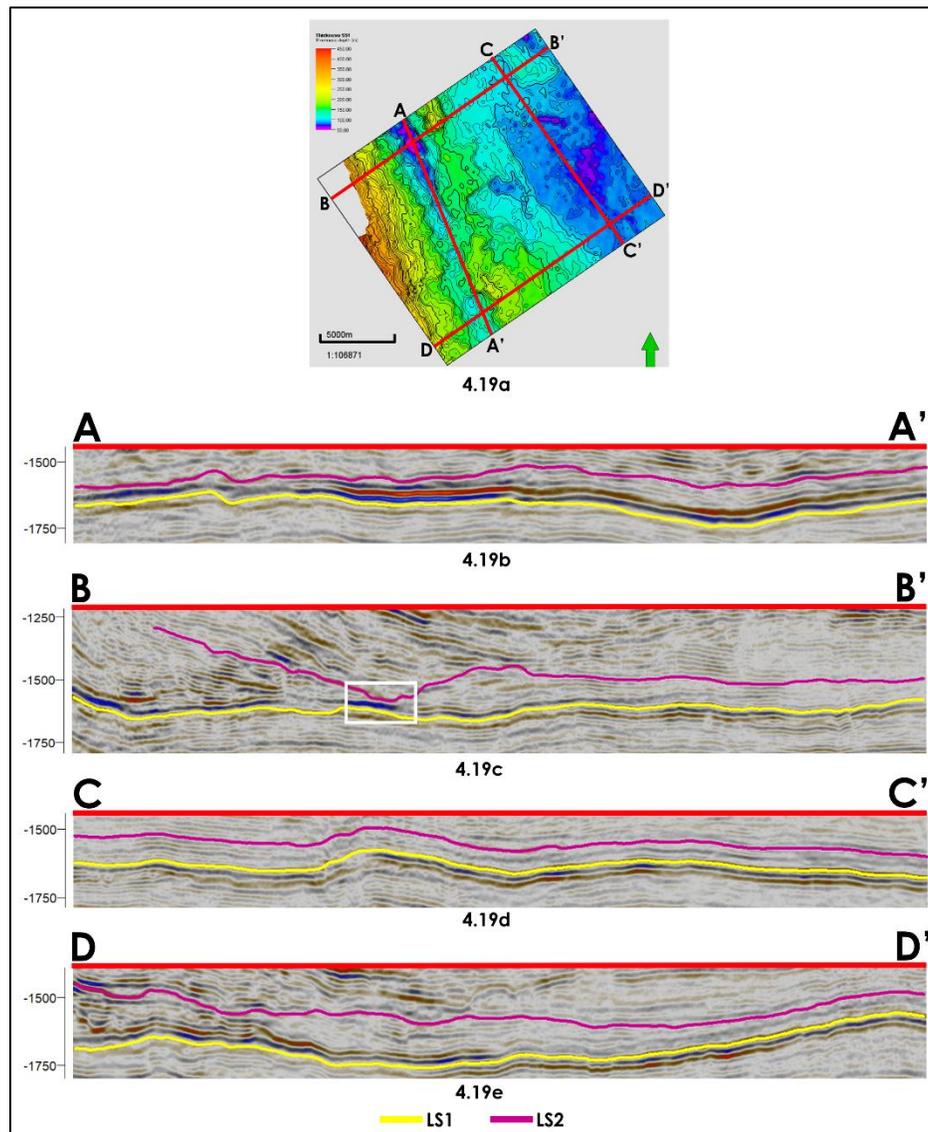


Figura 4.19 – a) Mapa de Espesor de la SS1 en donde se muestra la ubicación de las secciones; b) Sección A-A' muestra el espesor de la secuencia que divide las zonas con mayor espesor; c) Sección B-B' muestra con un recuadro blanco el menor espesor de la SS1; d y e) Secciones C-C' y D-D' muestran el espesor constante de la SS1 al E del mapa y que aumenta de espesor hacia el N y W.

Las facies sísmicas al W, en donde se localizan los espesores más potentes, tienen amplitud fuerte, frecuencia alta a media, patrones paralelos a semiparalelos suavemente ondulados y con continuidad regular (Figuras 4.20b, 4.20c y 4.20d). Al E, con espesores menores a los 100 m, las facies están representadas por reflectores con amplitudes y frecuencias bajas, semiparalelos y continuos a semicontinuos (Figuras 4.20b, 4.20c, 4.20e). Hacia el centro las facies son de amplitud predominantemente baja al igual que su frecuencia, con patrones semiparalelos y semicontinuos (Figuras 4.20b y 4.20c).

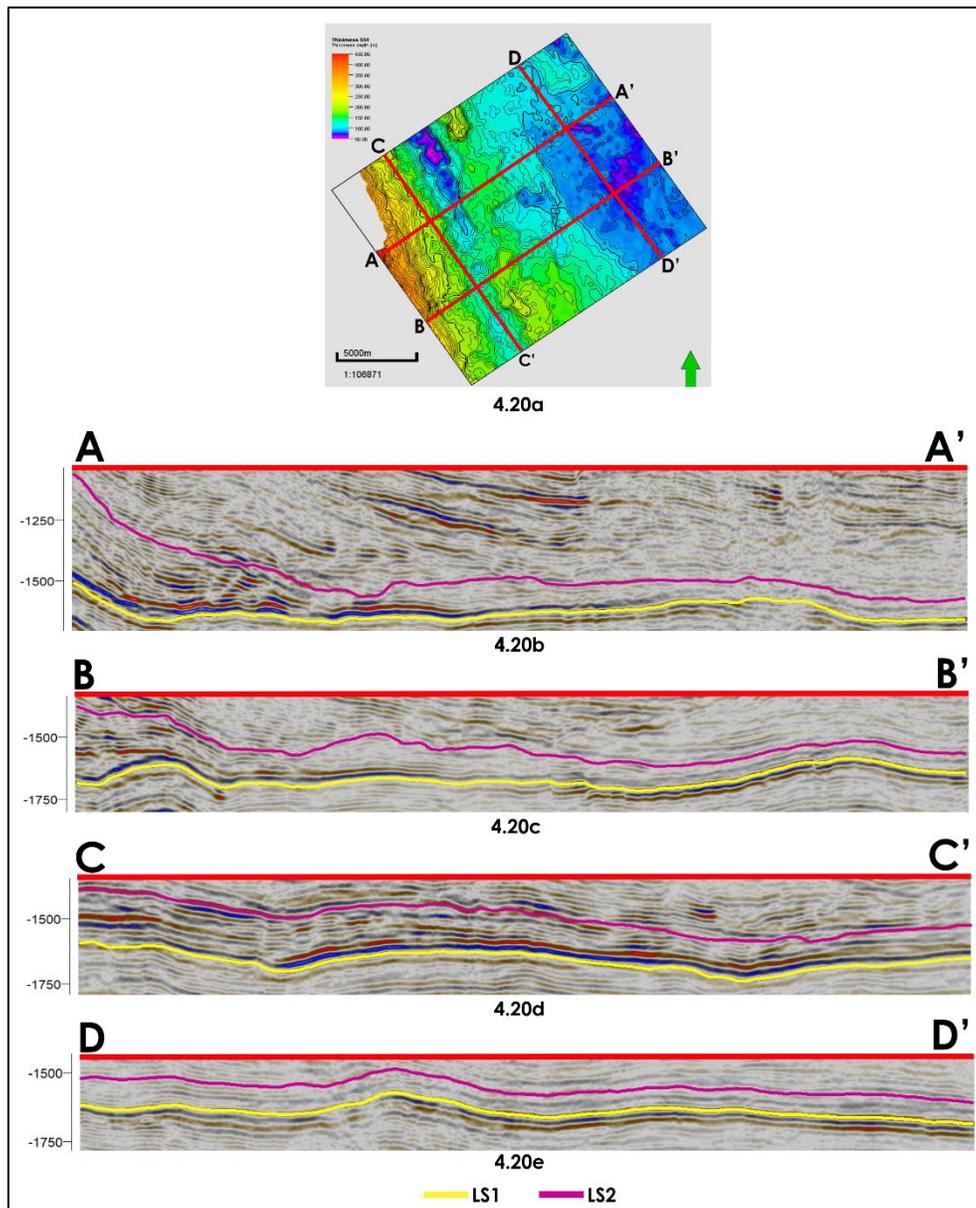


Figura 4.20 – Secciones sísmicas que representan las facies sísmicas de la SS1.

El mapa de atributo RMS de la SS1 (Figura 4.21) muestra los valores altos de reflectividad con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados.

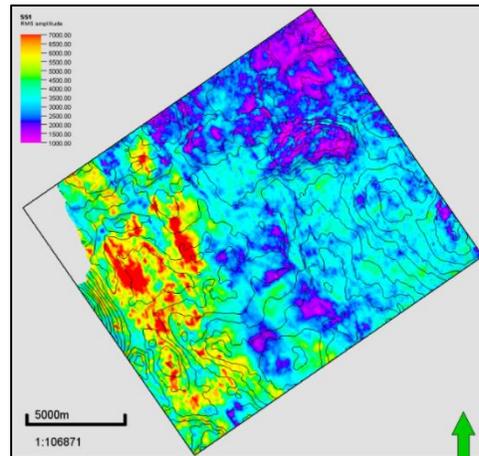


Figura 4.21 - Mapa RMS de la SS1.

El mapa RMS muestra que al W predominan valores altos de reflectividad y al E los valores bajos. En los reflectores al W, en donde se tienen los mayores espesores de la SS1, predominan amplitudes medias a altas (Figuras 4.22c, 4.22d, 4.22e y 4.22f). En general, las amplitudes medias se comienzan a observar a medida que los reflectores se acercan hacia el LS2. Por otro lado, como se puede apreciar en todas las secciones de la Figura 4.22 la respuesta baja del atributo RMS se debe a que, al centro y al E, en donde se tienen los espesores de menor potencia, dominan reflectores con amplitudes medias a bajas (Figuras 4.22g y 4.22h). Al NE se ubican los valores más bajos de reflectividad de la SS1 (Figuras 4.22c y 4.22h).

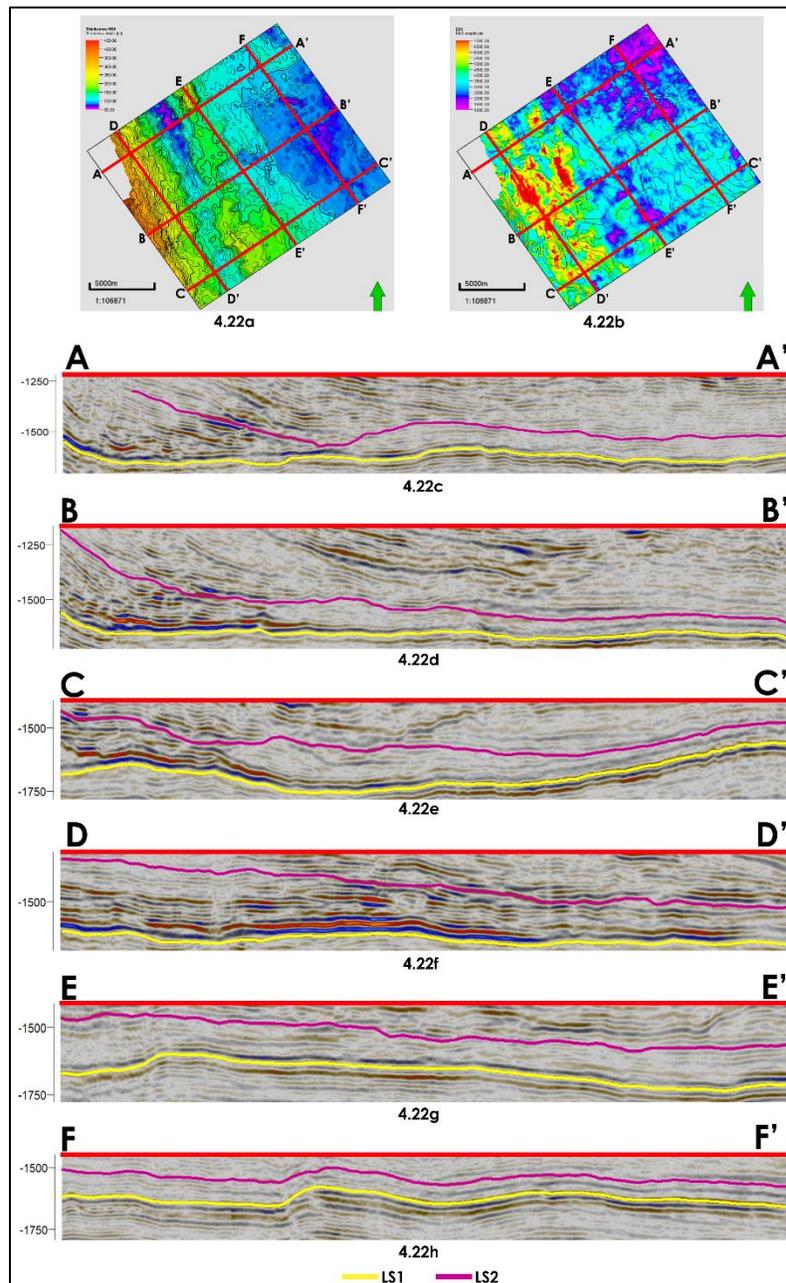


Figura 4.22 – a) Mapa de espesor y b) Mapa de atributo RMS de la SS1 con la ubicación de las secciones sísmicas; c, d, e y f) Secciones A-A', B-B', C-C' y D-D' muestran las altas amplitudes de los reflectores al W; g y h) Secciones E-E' y F-F' muestran las amplitudes medias a bajas al centro y al E.

Un rasgo evidente en la SS1 es la depresión que se localiza al W del volumen sísmico y que divide dos altos estructurales (Figura 4.23a). Esta estructura con dirección NE-SW coincide con la ubicación de los valores de alta reflectividad (Figura 4.23b). En la porción N de la estructura la secuencia tiene menor espesor y las amplitudes altas predominan hacia la base de la secuencia (Figuras 4.23c y 4.23d). En la sección A-A' de la Figura 4.23 se señala con una flecha el punto en donde se tiene el menor espesor de toda la secuencia y que

presenta altas amplitudes. Caso contrario se presenta al S de la estructura, como se muestra en las secciones C-C' y D-D' (Figuras 4.23e y 4.23f), al W de ésta las amplitudes altas son constantes a lo largo de toda la secuencia mientras que al E predominan hacia su base.

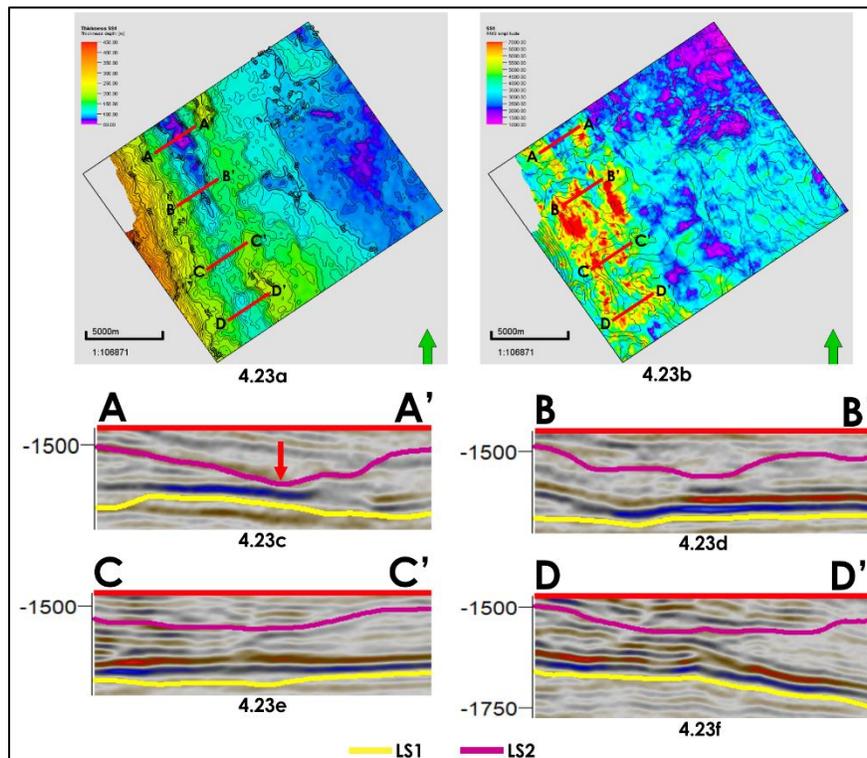


Figura 4.23 – a) Mapa de espesor y b) Mapa de atributo RMS de la SS1 con ubicación de las secciones sísmicas; c, d, e y f) Secciones A-A', B-B', C-C' y D-D' muestran el comportamiento de las amplitudes en la estructura negativa al W.

El mapa RMS del LS1 (Figura 4.24a), base de la SS1, presenta altos valores de reflectividad en tonos rojos-amarillos que predominan al E y W y que se asocian a altas amplitudes, en la sísmica el reflector tiene comportamiento brillante (Figura 4.24b, 4.24c y 4.24e). Las bajas amplitudes se presentan en tonos morados-azules y predominan en la parte central del área de estudio (Figura 4.24d).

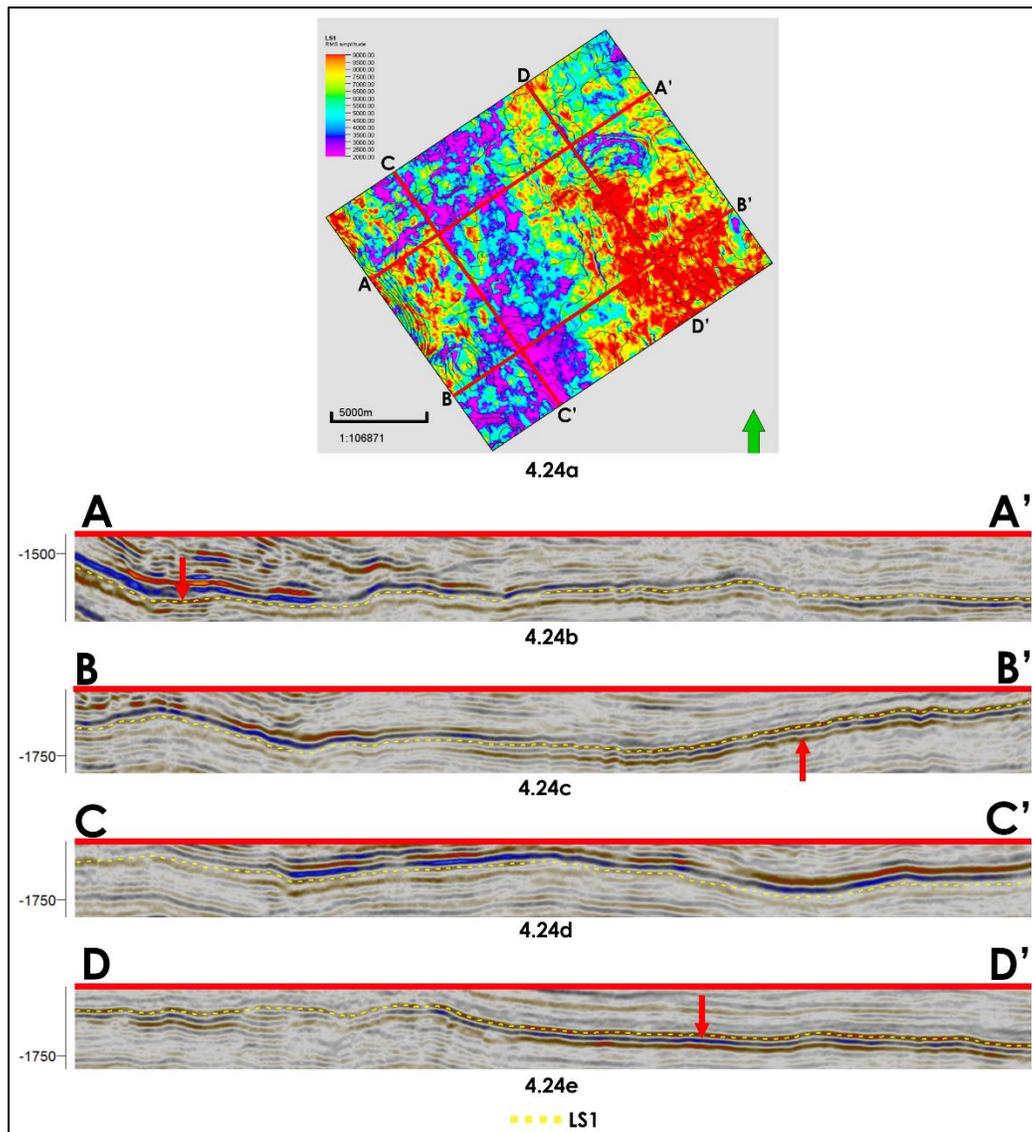


Figura 4.24 – a) Mapa de atributo RMS del LS1 con ubicación de secciones sísmicas; b, c, d y e) Secciones A-A', B-B', C-C' y D-D' muestran el comportamiento del reflector usado para determinar el LS1 (línea amarilla punteada). Se indica con una flecha en donde se observa el comportamiento brillante del reflector.

El mapa de atributo RMS del LS2 (Figura 4.25a), cima de la SS1, muestra que los valores bajos de reflectividad son predominantes en la zona central y al E del mapa (Figura 4.25b, 4.25c y 4.25e) debido a que los reflectores muestran amplitudes muy bajas, y, por otro lado, se observa que en la zona poniente se encuentran los valores altos de reflectividad (Figura 4.25b, 4.25c y 4.25d).

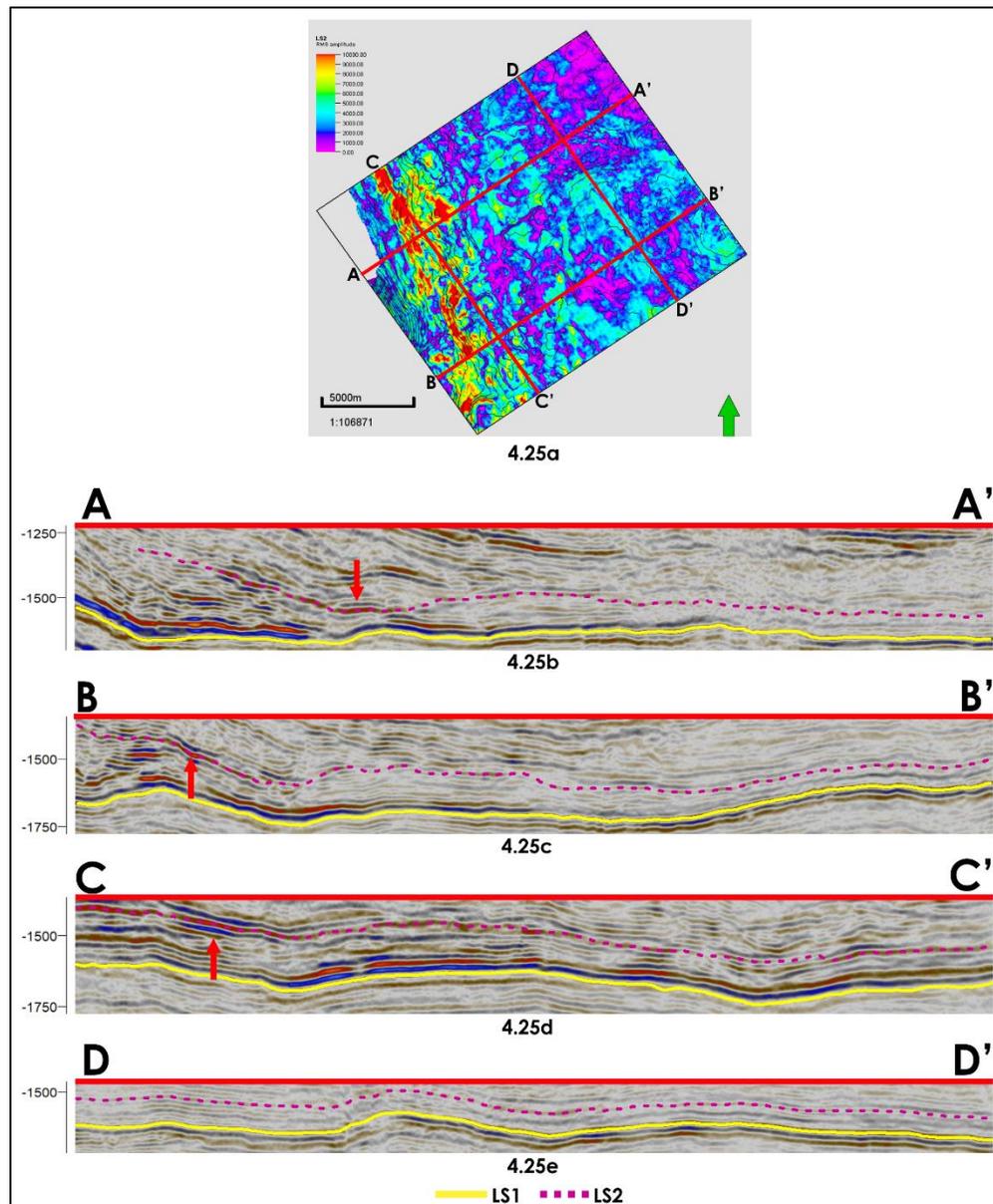


Figura 4.25 – a) Mapa de atributo RMS del LS2 con ubicación de secciones sísmicas; b, c, d y e) Secciones A-A', B-B', C-C' y D-D' muestran el comportamiento del reflector utilizado para determinar el LS2 (línea punteada morada). Se indica con una flecha en donde se observa el comportamiento brillante del reflector.

Para la interpretación de la Secuencia Sísmica 1 se utilizaron como base 15 pozos que se ubicaron en 4 secciones (Figura 4.26).

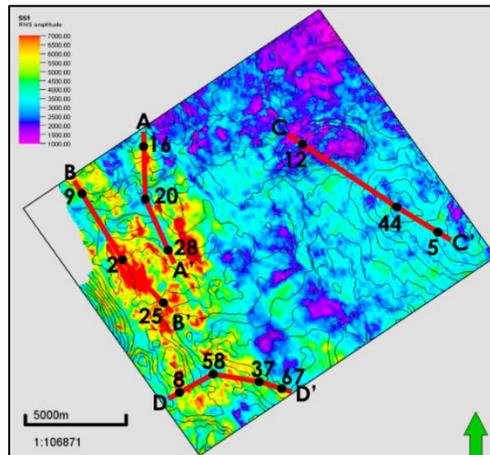


Figura 4.26 – Mapa de atributo RMS de la SS1 con ubicación de los pozos y secciones de pozo utilizadas para la correlación.

Los pozos 16, 20 y 28 se localizan en la sección A-A' (Figura 4.27). Hacia la base de la secuencia predomina el material fino con una tendencia granocreciente y la cima está formada por material fino a medio. En general, a lo largo de la secuencia se presentan intercalaciones de material fino y grueso. Se observa que las altas amplitudes se asocian a material de grano grueso.

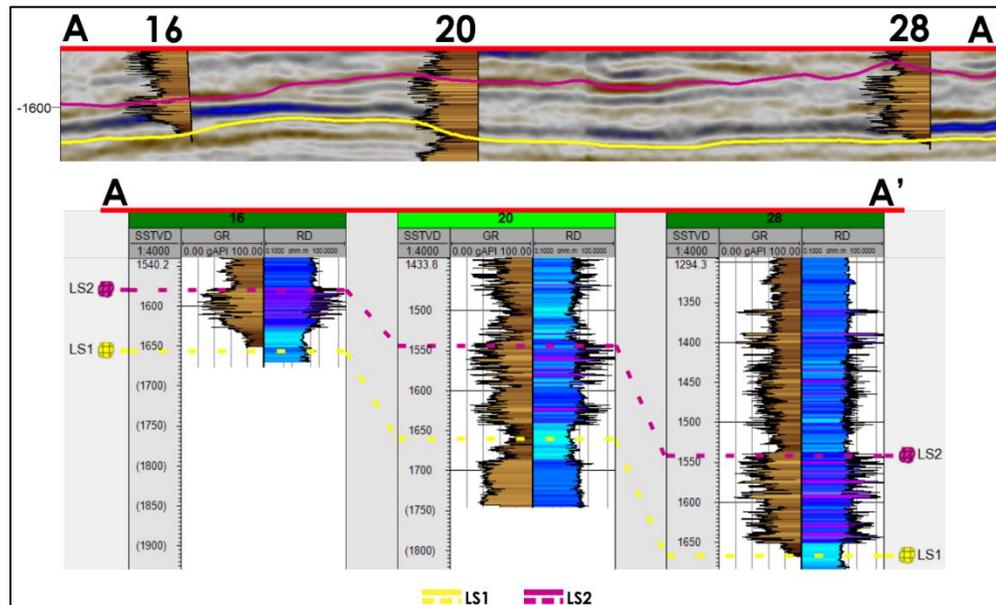


Figura 4.27 – Sección A-A' propuesta para la SS1 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

La sección B-B' está conformada por los pozos 9, 2 y 25 (Figura 4.28). En los pozos ubicados al NW, 9 y 2, la base está conformada por material de grano grueso a medio mientras que en el pozo 25, localizado en la zona central del área, el material predominante es fino. De acuerdo con la respuesta del registro de RG se infiere que las unidades que conforman el pozo 9 presentan menos arcillosidad. Hacia el LS2 abunda material grueso con ligeras intercalaciones de material fino. Los pozos al N muestran un comportamiento en donde las

unidades de grano grueso tienen mayor potencia que aquellas de grano fino. En el pozo 25 se observa que las intercalaciones de material fino con grueso son más rítmicas y de espesor constante.

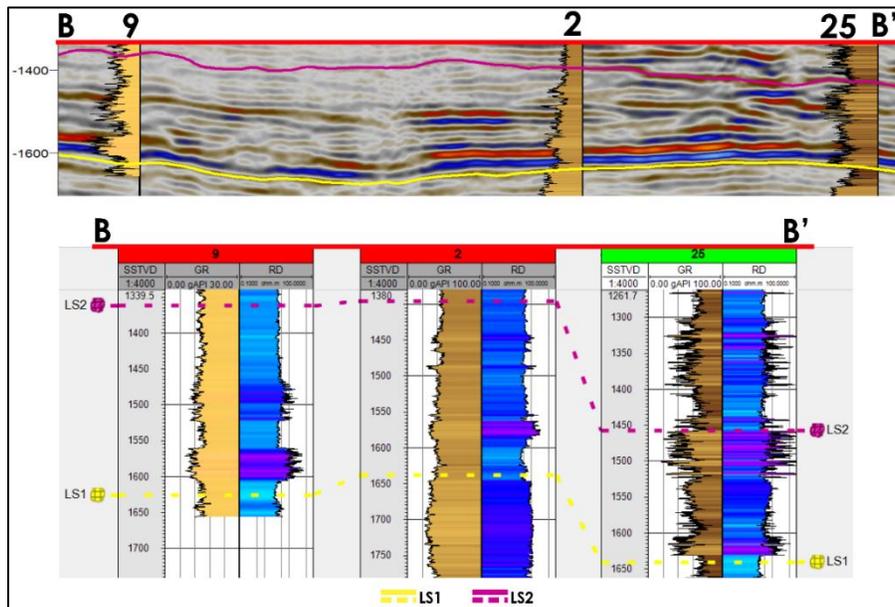


Figura 4.28 – Sección B-B' propuesta para la SS1 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

En la base de la secuencia de la sección C-C' (pozos 12, 44 y 5, Figura 4.29) el material es de grano grueso a medio. A lo largo de toda la secuencia se presentan intercalaciones de material fino con grueso a medio. La cima de la secuencia está conformada por material fino. En esta sección las unidades más arcillosas se encuentran en el pozo 12 mientras que las más limpias se presentan en el pozo 5.

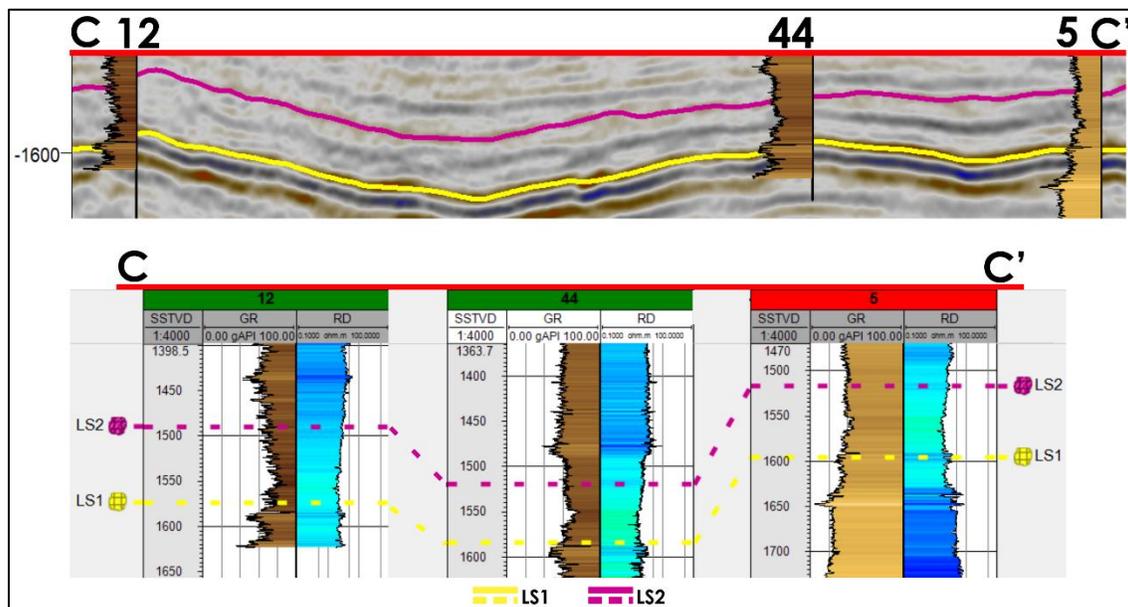


Figura 4.29 – Sección C-C' propuesta para la SS1 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

Al SW de la zona de estudio se localizan los pozos 8, 58, 37 y 67 de la sección D-D' (Figura 4.30). Tanto la base como la cima de la secuencia están constituidas de material fino. A lo largo de la SS1 se tienen unidades de grano grueso que tienen buena potencia que presentan carácter agradacional al igual que las unidades de grano fino que se observan en los pozos 58, 37 y 67.

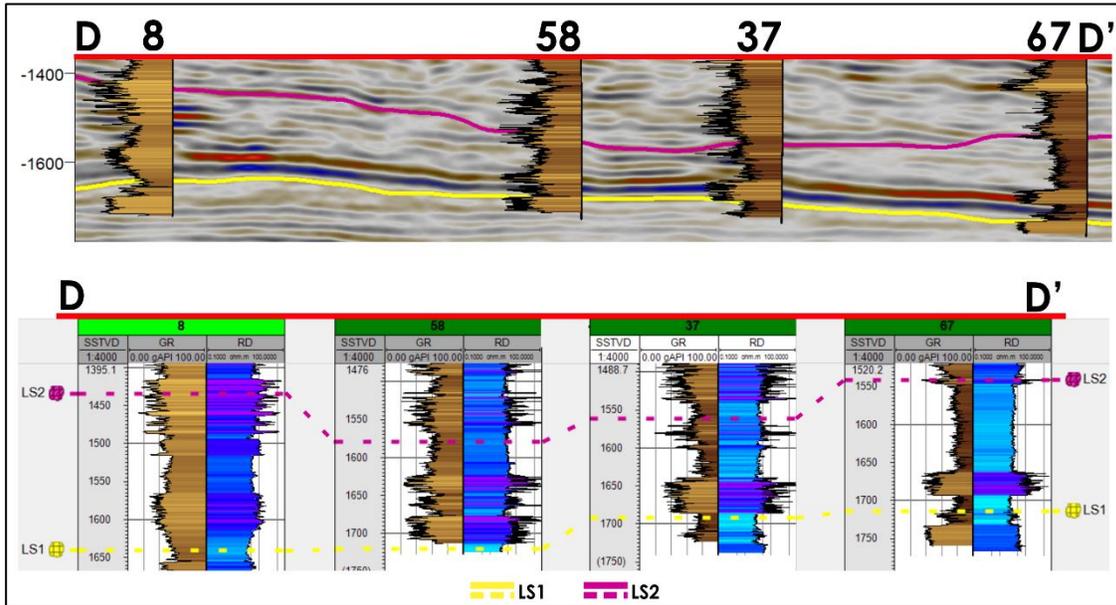


Figura 4.30 – Sección D-D' propuesta para la SS1 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

4.2.2 Secuencia Sísmica 2 (SS2)

La SS2 está limitada en su base por el LS2 y en su cima por el LS3. Su distribución no es total en todo el volumen sísmico. En el mapa de espesor (Figura 4.31) se muestran los mayores espesores con tonos rojos-amarillos y los menores con azules-morados.

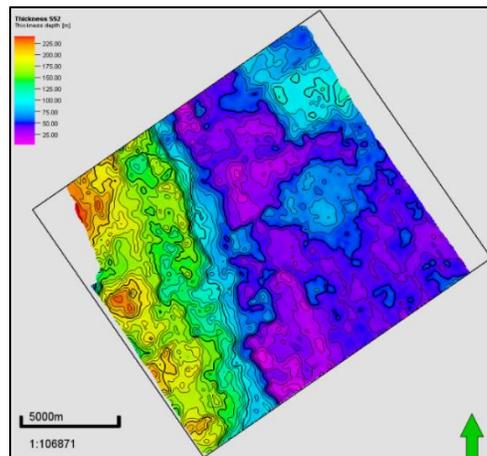


Figura 4.31 – Mapa de espesor de la SS2.

Al poniente predominan los mayores espesores mientras que en la zona central se ubican las zonas de menor espesor (Figuras 4.32b y 4.32c). Al E se presentan valores intermedios de espesor excepto al N en donde se presenta una zona con mayor potencia (Figura 4.32d).

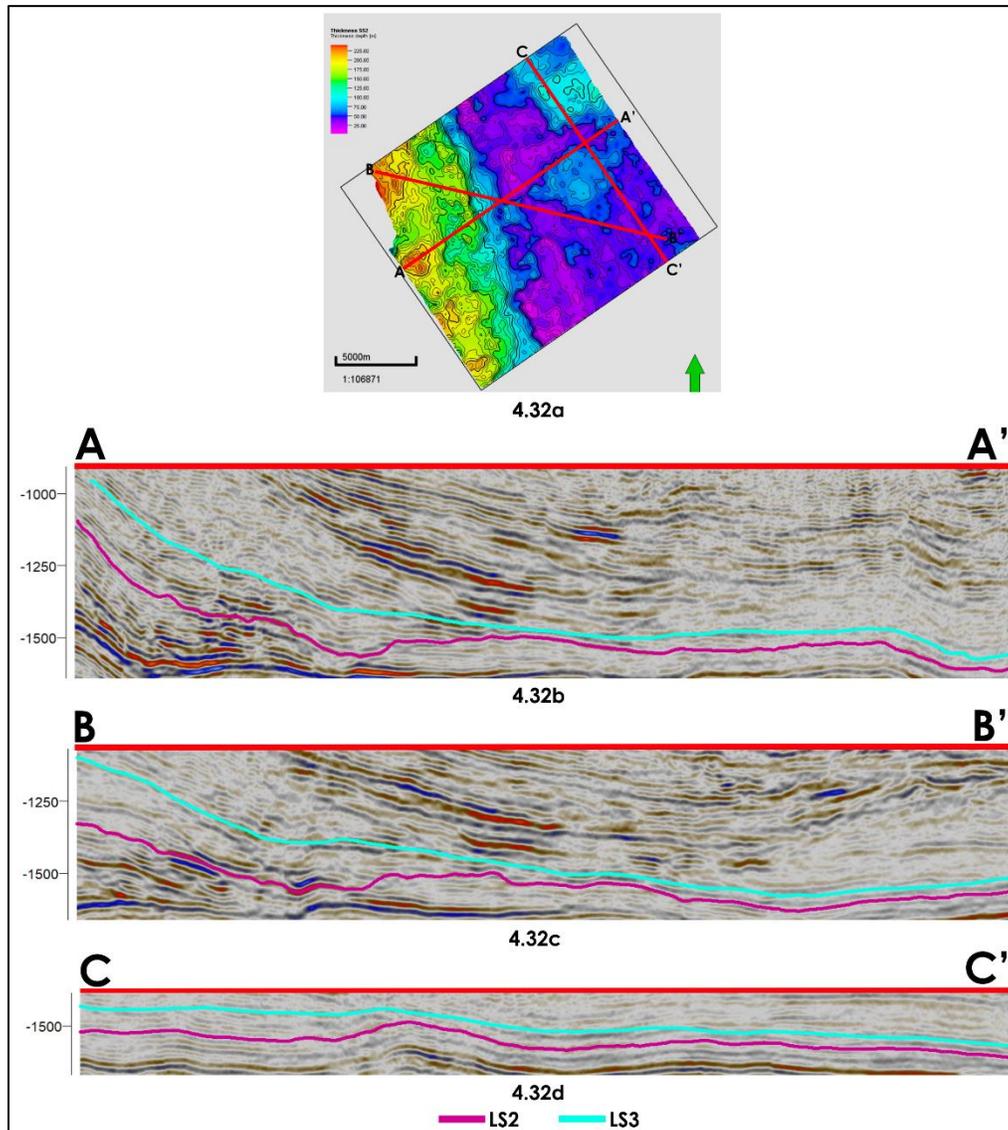


Figura 4.32 – a) Mapa de espesor de la SS2 en donde se muestra la ubicación de las secciones; b y c) Secciones A-A' y B-B' muestran la potencia de la secuencia al poniente y al centro del área de estudio; d) Sección C-C' ubicada al E del volumen sísmico en donde se observa que al NE predomina un mayor espesor de la secuencia en comparación que al SE.

En la Figura 4.33 se presentan las facies sísmicas de la SS2 las cuales se caracterizan por tener amplitud media a débil y frecuencia media. La amplitud media predomina al W de la zona de estudio (Figuras 4.33b, 4.33c y 4.33d), que es en donde se localizan los espesores de mayor potencia de la secuencia, y, por el contrario, la amplitud es débil en la zona central y al E (Figura 4.33b, 4.33c y 4.33e). La continuidad es regular y los reflectores tienden a ser semiparalelos suavemente ondulados.

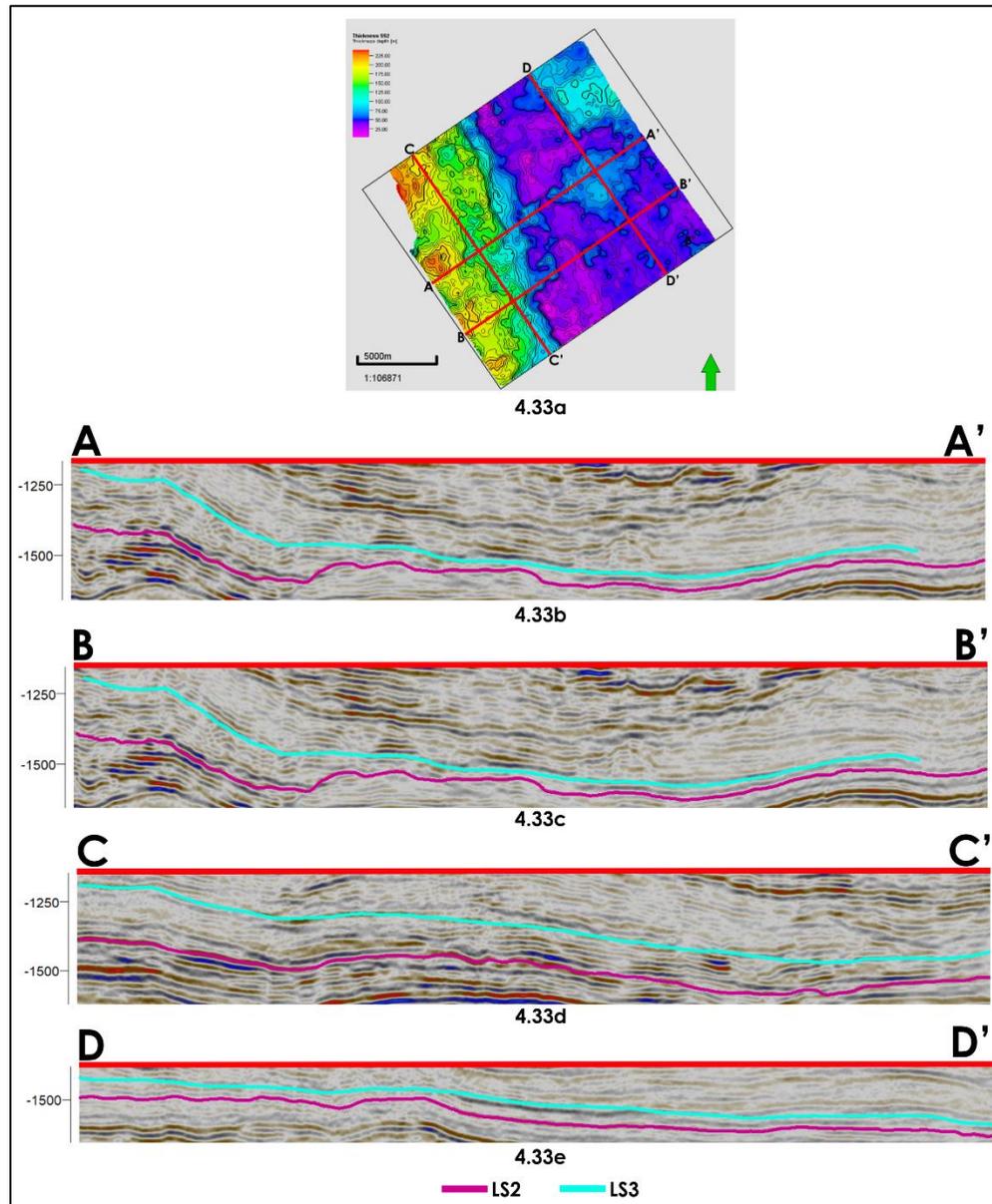


Figura 4.33 – Secciones sísmicas que representan las facies sísmicas de la SS2.

El mapa de atributo RMS de la SS2 (Figura 4.34) muestra los valores altos de reflectividad con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados.

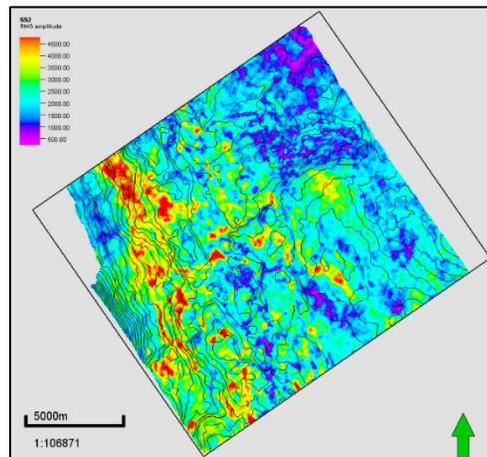


Figura 4.34 - Mapa RMS de la SS2.

Los valores altos de reflectividad predominan al W, en donde se localizan los mayores espesores de la secuencia, y en una porción de la zona central debido a las amplitudes altas a medias en el área (Figura 4.35b, 4.35c y 4.35d). Los valores más altos de amplitud se localizan cercanos a ambos límites de secuencia. Al E, el comportamiento de baja amplitud de las reflexiones en toda la secuencia genera que en esta zona se encuentren valores de baja reflectividad, lo cual coincide con los menores espesores de la SS2 (Figura 4.35c y 4.35e).

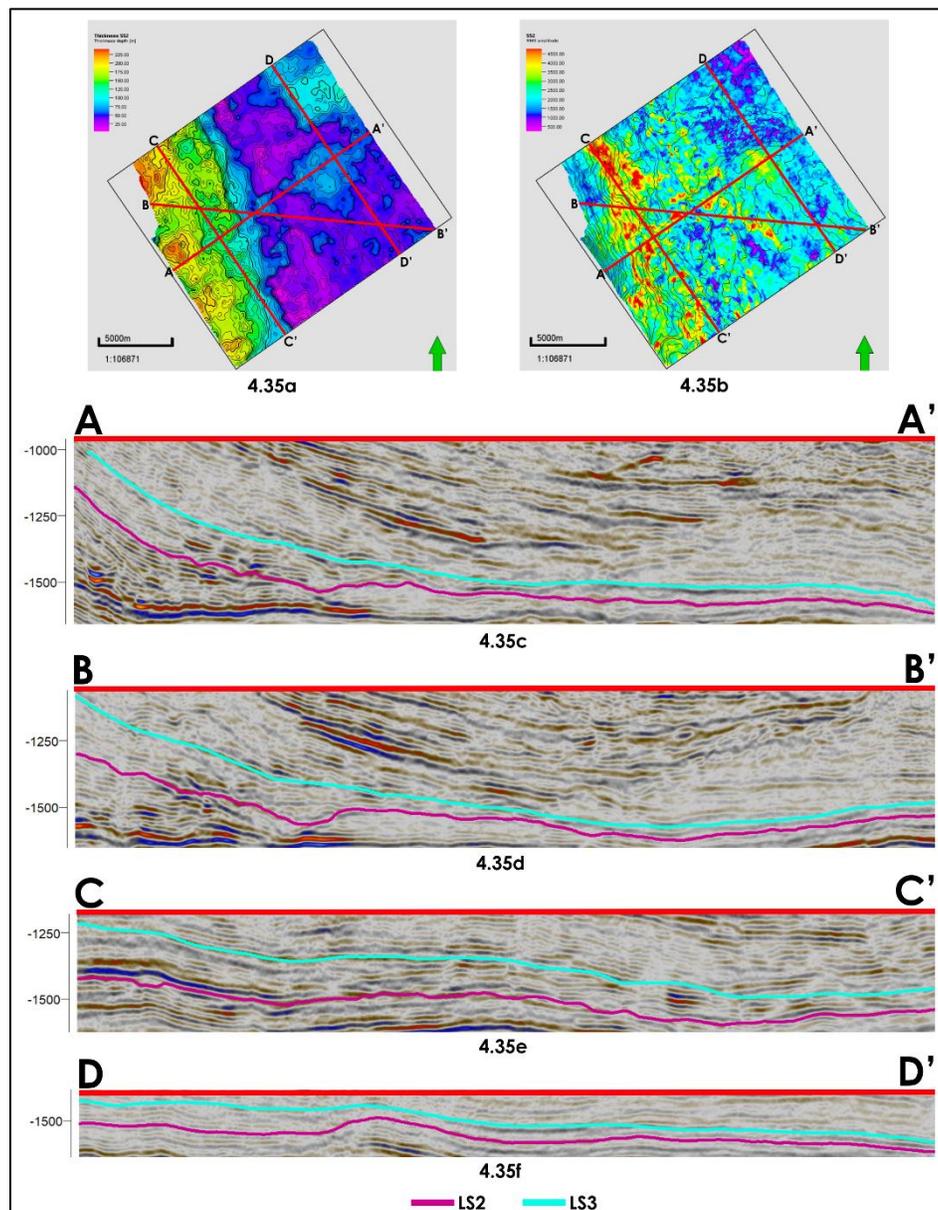


Figura 4.35 – a) Mapa de atributo RMS de la SS2 con la ubicación de las secciones sísmicas; b, c y d) Secciones A-A', B-B' y C-C' muestran las altas amplitudes de los reflectores al W y al centro del área de estudio ; e) Sección D-D' muestra las amplitudes bajas al E.

Al analizar los mapas de espesor y de RMS de la SS2, se observa que los valores más altos de reflectividad distribuidos a lo largo de toda la secuencia se localizan en donde se encuentran los mayores espesores (Figuras 4.36c, 4.36d y 4.36e). Al E, los valores más bajos de reflectividad, respuesta a la amplitud débil, coinciden con los menores espesores de la SS2 (Figuras 4.36f, 4.36g y 4.36h). Al NE, a pesar de predominar un espesor considerable comparado con el resto de la porción al E, se tienen los valores más bajos de reflectividad de toda la secuencia (Figura 4.36f).

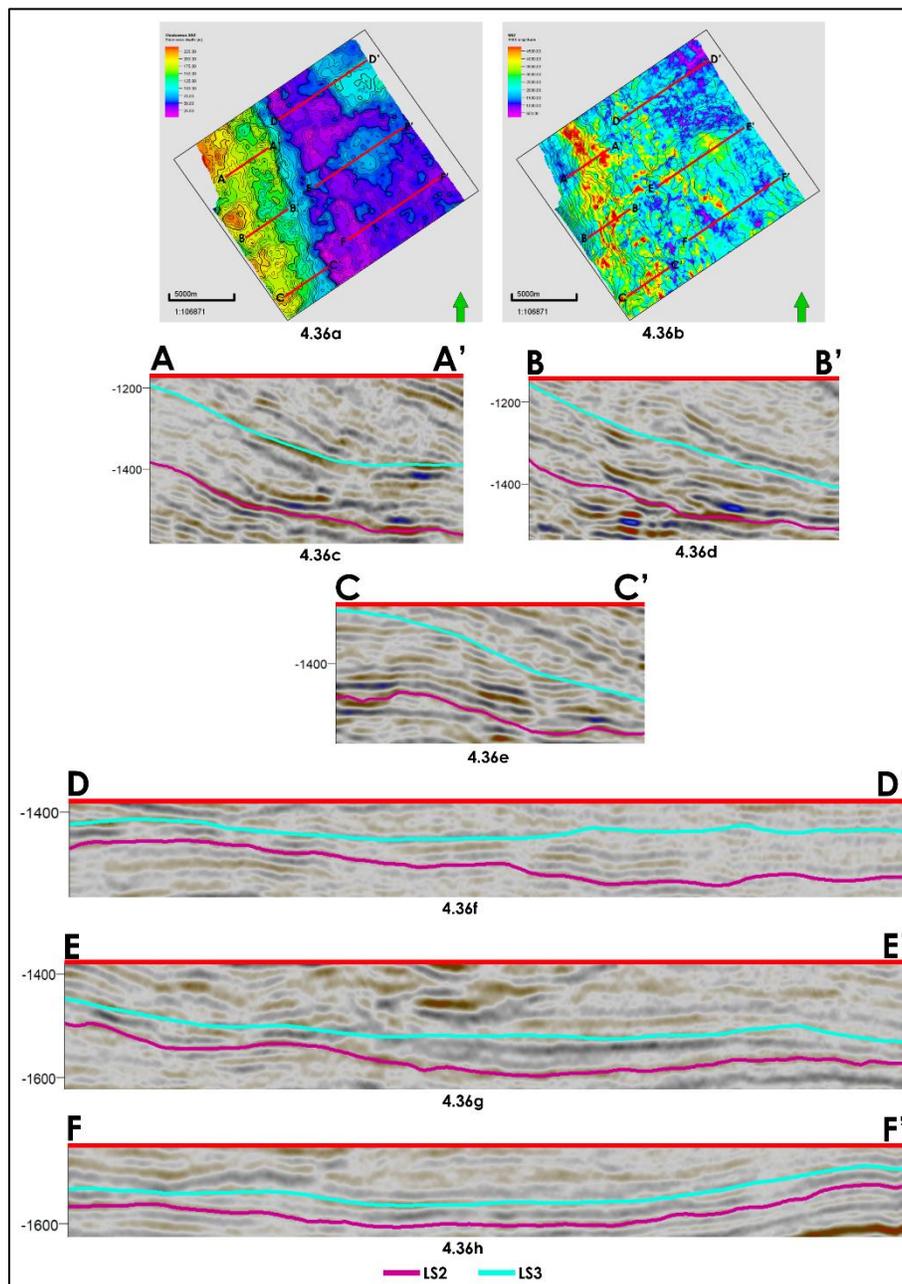


Figura 4.36 - a) Mapa de espesor y b) Mapa de atributo RMS de la SS2 con ubicación de las secciones sísmicas; c, d y e) Secciones A-A', B-B' y C-C' muestran el comportamiento fuerte de las amplitudes en donde la secuencia presenta los mayores espesores; f, g y h) Secciones D-D', E-E' y F-F' muestran el comportamiento débil de las amplitudes en donde la secuencia presenta los menores espesores.

En el mapa de RMS de la cima de la SS2, el LS3, los tonos rojos-amarillos que indican valores altos de reflectividad predominan al N-NW, en el reflector interpretado destaca un comportamiento brillante que no presenta una gran extensión (Figuras 4.37b, 4.37c y 4.37d). En el resto del mapa se encuentran distribuidas las amplitudes medias a bajas, encontrándose estas últimas en los bordes del área de estudio al S y E (Figuras 4.37e y 4.37f).

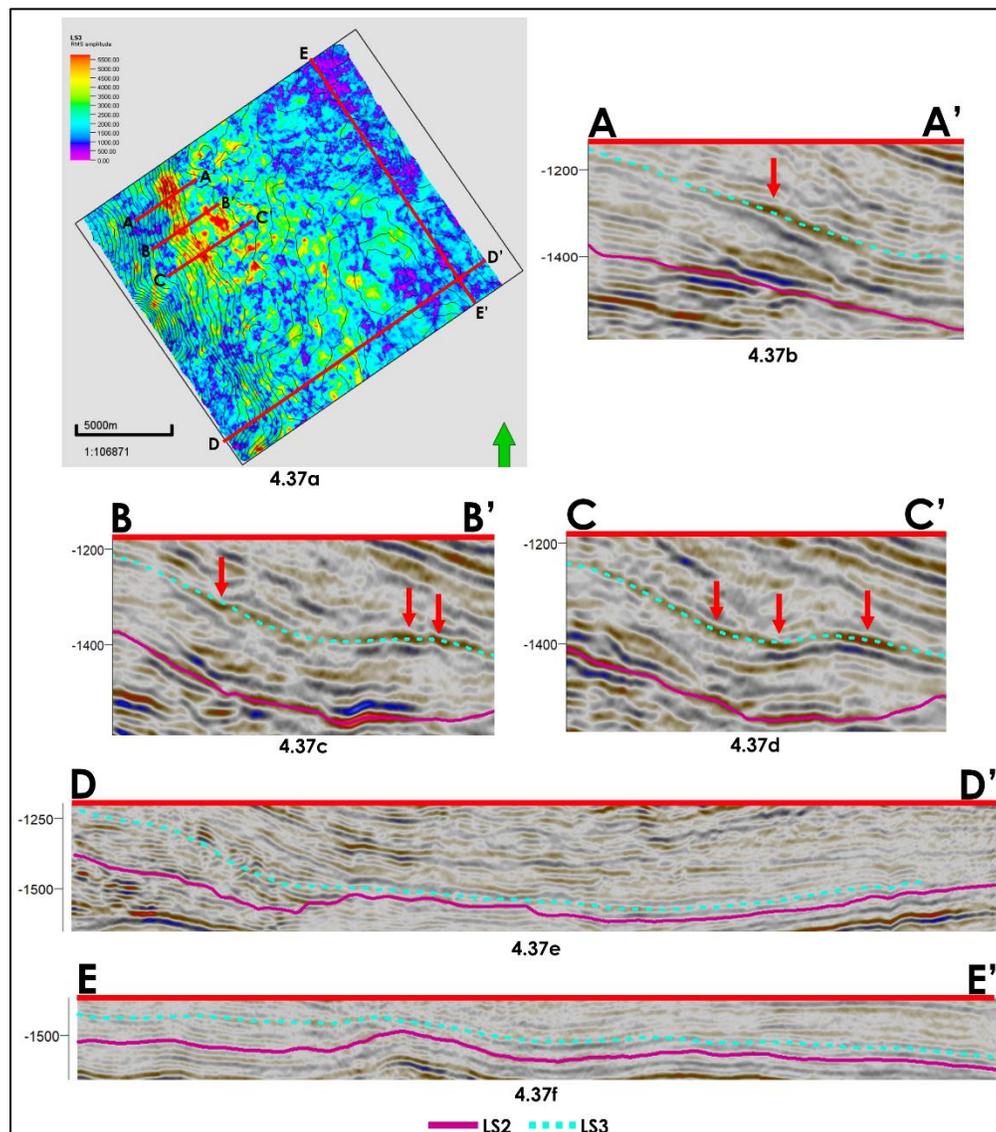


Figura 4.37 – a) Mapa de atributo RMS del LS3 con ubicación de secciones sísmicas; b, c y d) Secciones A-A', B-B' y C-C' muestran el comportamiento brillante del reflector (indicado con una flecha roja) usado para determinar el LS3; e y f) Secciones D-D' y E-E' muestran la interpretación del LS2 al S y E, en donde se observa que el reflector tiene muy baja amplitud.

Para la interpretación de la Secuencia Sísmica 2 se presentan 9 pozos distribuidos en 3 secciones (Figura 4.38).

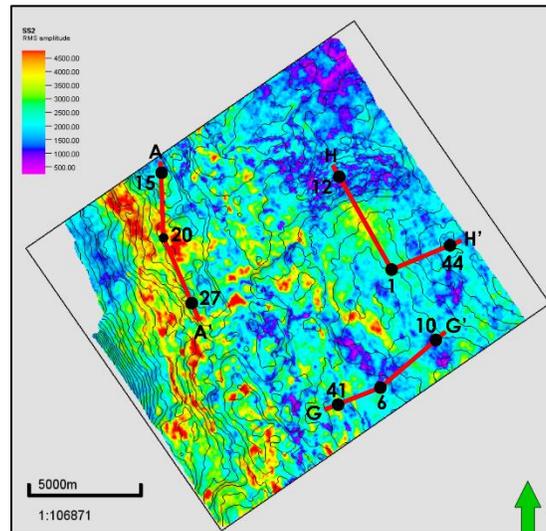


Figura 4.38 – Mapa de atributo RMS de la SS2 con ubicación de los pozos y secciones de pozo utilizadas para la correlación.

La sección A-A' está conformada por los pozos 15, 20 y 27 (Figura 4.39). Tanto la base como la cima de la SS2, LS2 y LS3 respectivamente, coinciden con cuellos arcillosos. A lo largo de toda la secuencia se presentan intercalaciones de material fino y grueso en donde el registro de Rayos Gamma presenta un patrón predominantemente irregular, aunque también se observan patrones en embudo y cilíndricos. Las amplitudes más fuertes en los peaks coinciden con cuerpos de grano grueso que varían de espesor.

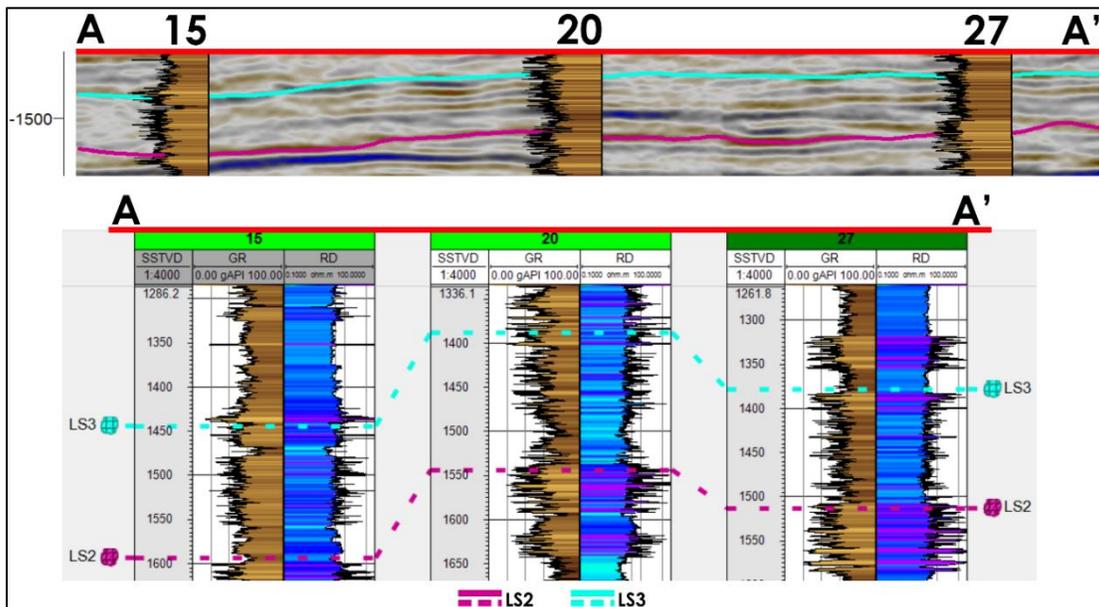


Figura 4.39 – Sección A-A' propuesta para la SS2 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

Al S, en la sección G-G' (pozos 41, 6 y 10) se observa que la SS2 disminuye de espesor (Figura 4.40). Esta porción de la secuencia está formada predominantemente por cuerpos arcillosos intercalados con material de grano medio que no presentan gran potencia, ya

que el espesor mayor es de 1 m, mientras que el material fino presenta espesores de 1 a 3 m. Hacia la base y cima se presenta material de grano fino.

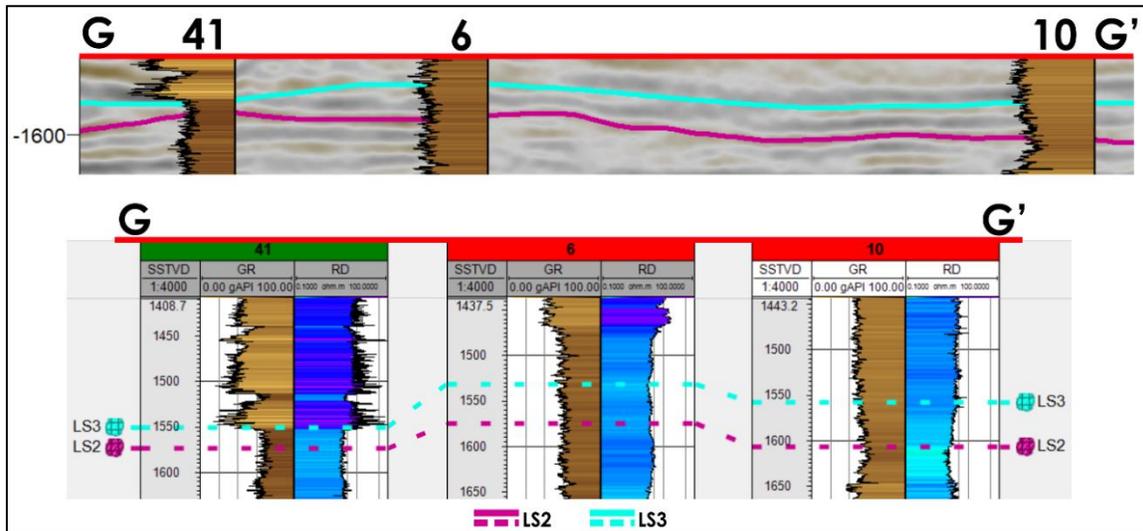


Figura 4.40 – Sección G-G' propuesta para la SS2 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

Al igual que en los pozos de la sección anterior, en los pozos 12, 1 y 44 (Sección H-H', Figura 4.41) abunda el material fino, aunque en esta zona si se ubican cuerpos de mayor espesor de material grueso. En la base se presenta material fino y hacia su cima, en los tres pozos, se observa material grueso que es más evidente en los pozos 1 y 44 debido a que se presenta un comportamiento granocreciente.

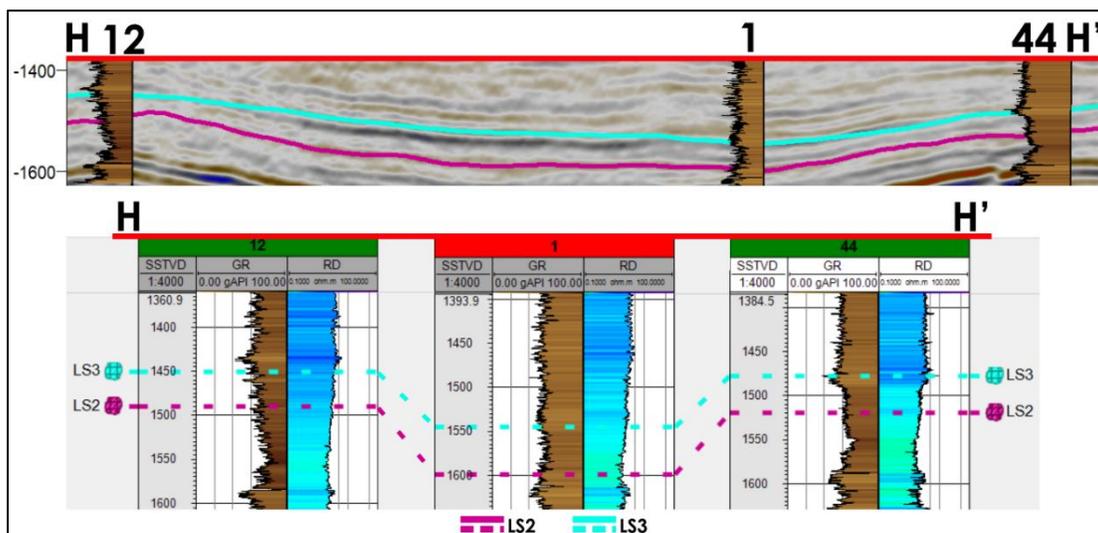


Figura 4.41 – Sección H-H' propuesta para la SS2 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

4.2.3 Secuencia Sísmica 3 (SS3)

La SS3 está limitada en su base por el LS3 y en su cima por el LS4. Su distribución no es total en todo el volumen sísmico. En el mapa de espesor (Figura 4.42) se muestran los mayores espesores con tonos rojos-amarillos y los menores con azules-morados.

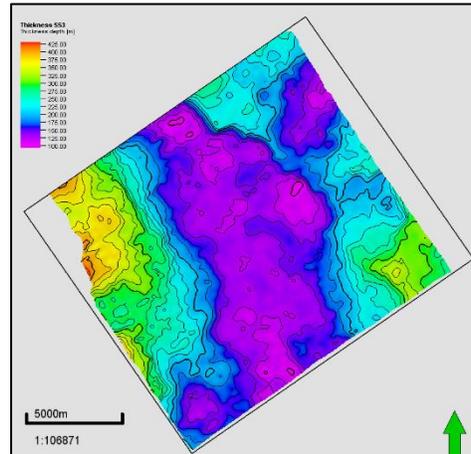


Figura 4.42 – Mapa de espesor de la SS3.

En las secciones de la Figura 4.43 se observa que los mayores espesores de la secuencia se ubican al NW y en la margen al E del área de estudio (Figuras 4.43b, 4.43c, 4.43d, 4.43e y 4.43g). Hacia el centro y en una pequeña porción al NE y SW del área de estudio y delimitados por los mayores espesores, se ubican los espesores de menor potencia de la secuencia dentro de una estructura alargada con orientación al NE-SW (Figura 4.43b, 4.43c, 4.43 y 4.43f).

Hacia el NW las facies sísmicas se caracterizan por tener amplitudes medias a bajas y frecuencia alta, estos eventos son semiparalelos suavemente ondulados y presentan continuidad irregular y, al NE los reflectores cuentan con amplitud baja y continuidad irregular (Figura 4.44b). En la zona central la amplitud es fuerte a media con frecuencia alta a media, con eventos de buena continuidad paralelos a semiparalelos, en ocasiones, la secuencia solo abarca un reflector que coincide con las áreas en donde los espesores son los menores de la secuencia (Figura 4.44b, 4.44c y 4.44d). Tanto al SW como al SE predominan amplitudes medias con frecuencia alta con buena continuidad y semiparalelos (Figura 4.44d).

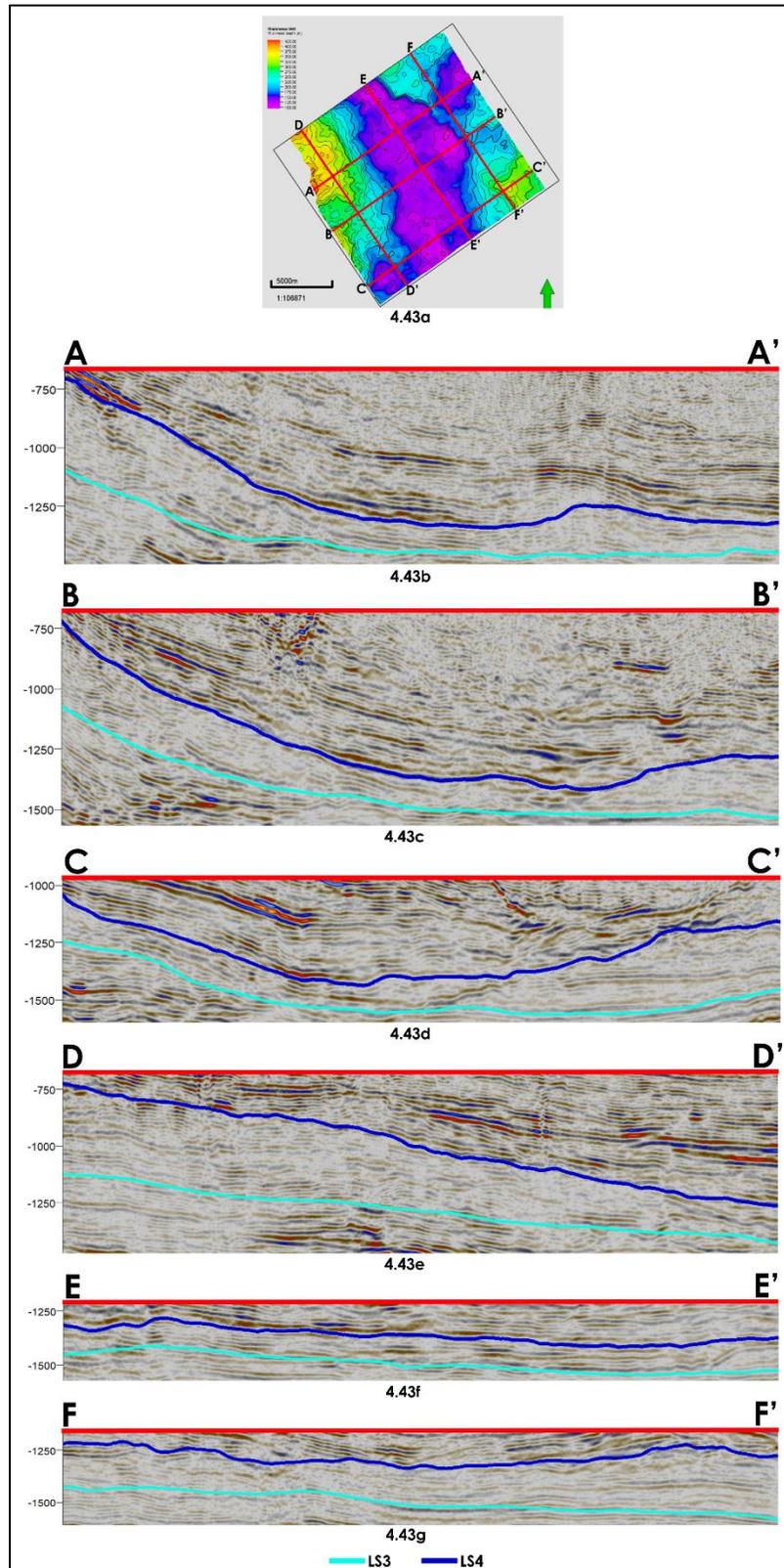


Figura 4.43 – a) Mapa de espesor de la SS3 en donde se muestra la ubicación de las secciones; b, c, d, e, f y g) Secciones A-A', B-B', C-C', D-D', E-E' y F-F' muestran el cambio en el espesor de la SS3.

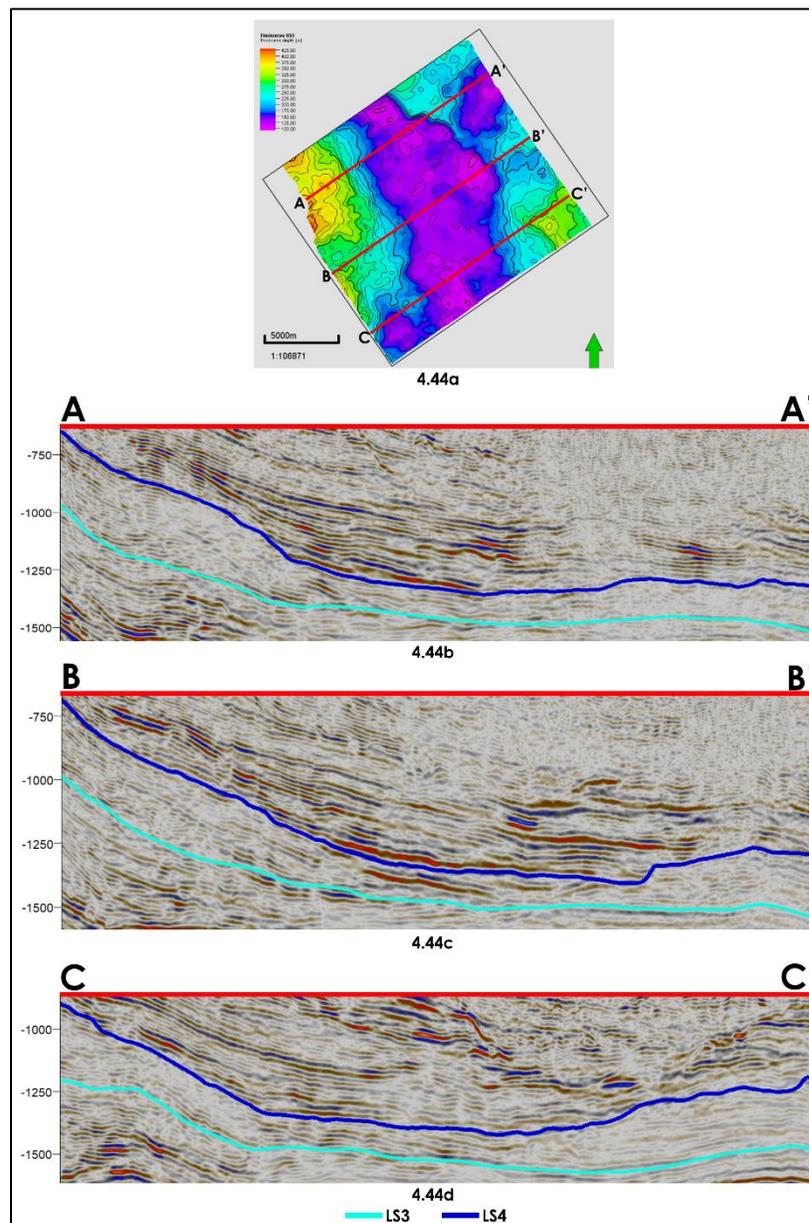


Figura 4.44 – Secciones sísmicas que representan las facies sísmicas de la SS3.

La Figura 4.45 muestra el mapa de atributo RMS de la SS3, los valores altos de reflectividad están indicados con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados.

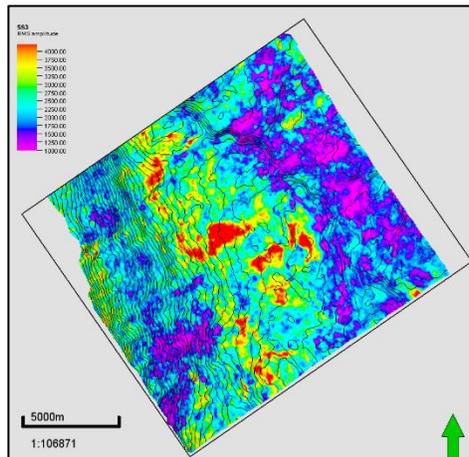


Figura 4.45 - Mapa RMS de la SS3.

Como muestran las secciones de las Figuras 4.46c, 4.46d, 4.46e y 4.46g los valores más altos de reflectividad se concentran en la zona central del área de estudio y en menor proporción en la margen al W como consecuencia de las amplitudes altas a medias que presentan los eventos sísmicos dentro de toda la secuencia; los eventos de más baja amplitud se ubican al E y con menor distribución al W (Figuras 4.46c, 4.46d, 4.46f y 4.46h). Los valores más altos de reflectividad se ubican dentro de la estructura al centro del área de estudio que cuenta con una suave orientación al NW-SE y en donde los espesores son menores mientras que los valores de baja reflectividad se ubican en áreas en donde los espesores son altos, intermedios y bajos.

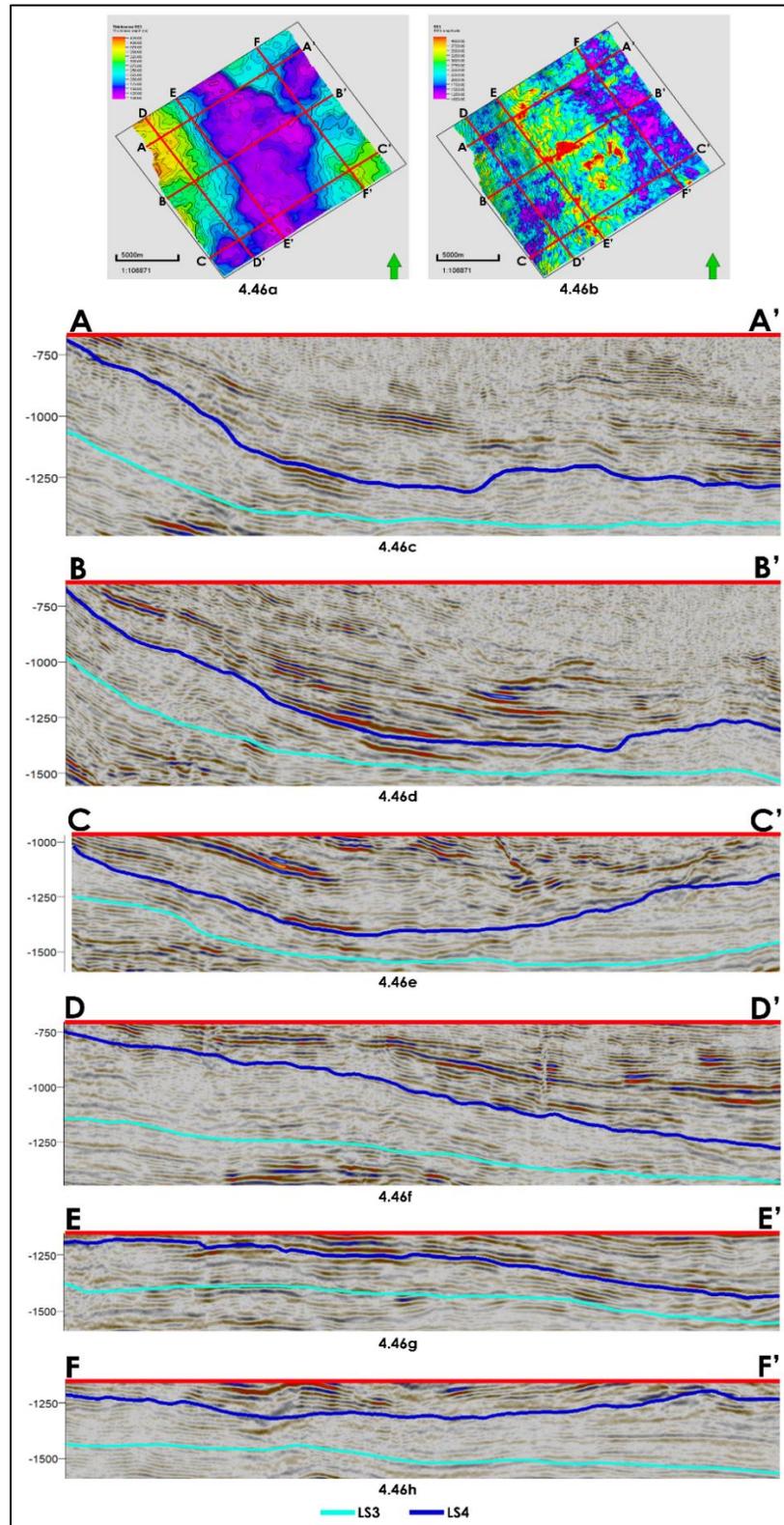


Figura 4.46 - a) Mapa de espesor y b) Mapa de atributo RMS de la SS3 con ubicación de las secciones sísmicas; c, d, e, f, g y h) Secciones A-A', B-B', C-C', D-D', E-E' y F-F' muestran el comportamiento de las amplitudes en la SS3.

El mapa de RMS del LS4, cima de la SS3, muestra con tonos rojos-amarillos los valores más altos de amplitud que predominan en la porción central y con una menor distribución el E y flanco W. En las zonas antes mencionadas el reflector presenta altas amplitudes. En el resto del mapa, los tonos azules-morados indican valores bajos de reflectividad como respuesta a la baja amplitud que tiene el reflector. El comportamiento del LS4 se presenta en las secciones mostradas en las Figuras 4.47b, 4.47c y 4.47d.

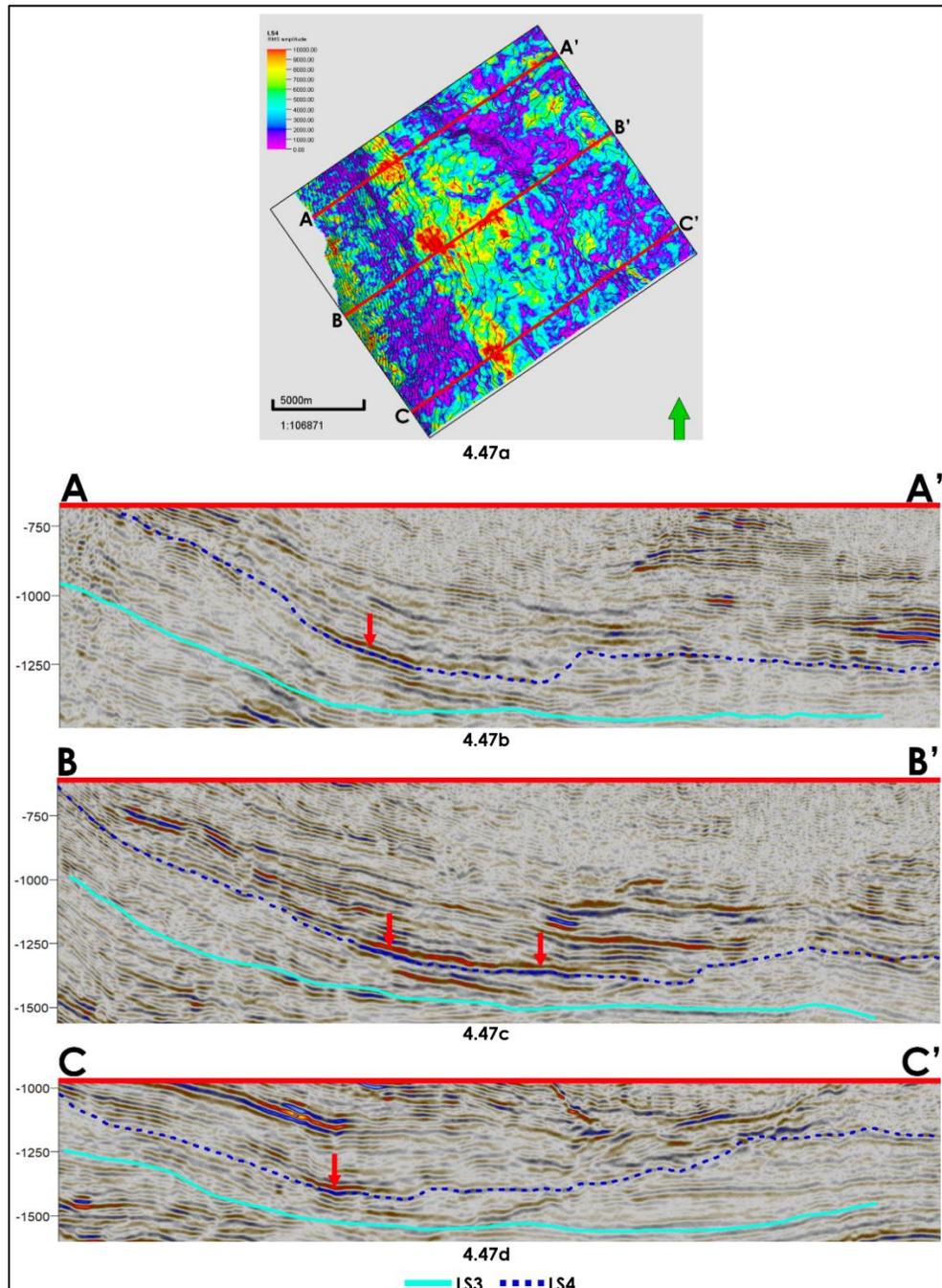


Figura 4.47 – a) Mapa de atributo RMS del LS4 con ubicación de secciones sísmicas; b, c y d) Secciones A-A', B-B' y C-C' muestran el comportamiento del reflector usado para determinar el LS4 (línea amarilla punteada). Se indica con una flecha en donde se observa el comportamiento brillante del reflector.

Para la interpretación de la Secuencia Sísmica 3 se presentan 9 pozos distribuidos en 3 secciones diferentes (Figura 4.48).

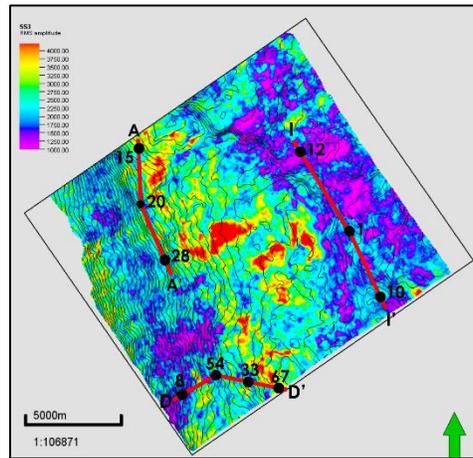


Figura 4.48 – Mapa de atributo RMS de la SS3 con ubicación de los pozos y secciones de pozo utilizadas para la correlación.

La Figura 4.49 muestra la sección A-A' conformada por los pozos 15, 20 y 28. En el pozo 15, ubicado hacia el N se observa que la base de la secuencia se encuentra sobre material de grano medio a fino, mientras que en los pozos 20 y 28 predomina material fino. A lo largo de la secuencia se observan intercalaciones de material fino y grueso, siendo estos últimos muy delgados en comparación con aquellos de material fino. El registro de Rayos Gamma presenta patrones irregulares y simétricos. El LS4 coincide en los tres pozos con cuellos arcillosos.

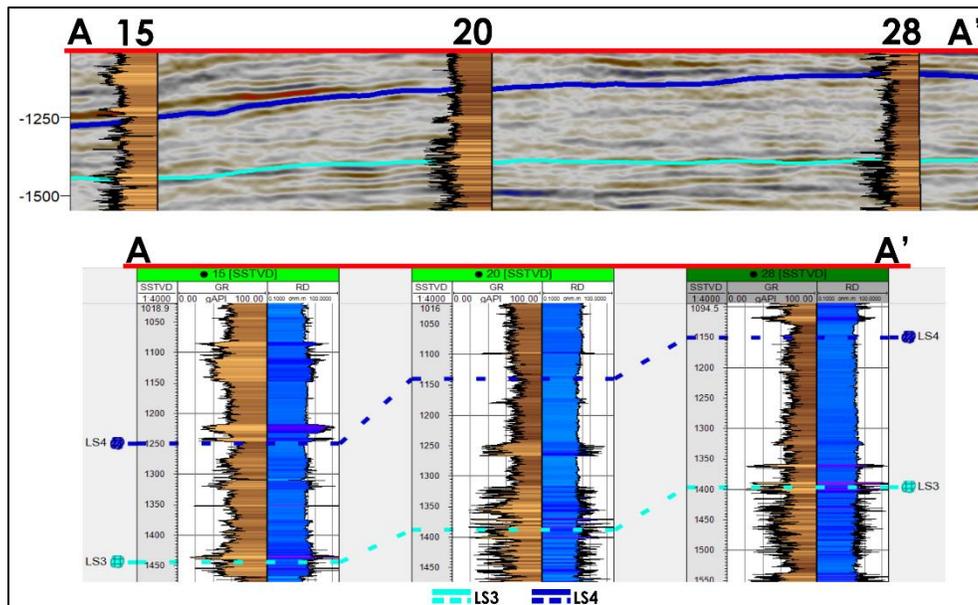


Figura 4.49 – Sección A-A' propuesta para la SS3 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

La sección D-D' ubicada al SW del área de estudio está compuesta por los pozos 8, 54, 33 y 67 (Figura 4.50). En los cuatro pozos el LS3 se ubica en donde predomina material arcilloso volviéndose más sucio a medida que se avanza hacia el E. En el pozo 8, el cual se ubica hacia el margen W, se observa que predomina material de grano medio a lo largo de toda la secuencia con un patrón agradacional. En los pozos 54, 33 y 67 se presentan paquetes de materiales de grano grueso que presentan buen espesor y que coinciden con eventos de alta reflectividad. Hacia la cima de la SS3, el LS4, se observa que el material vuelve a tener un comportamiento predominantemente de grano fino.

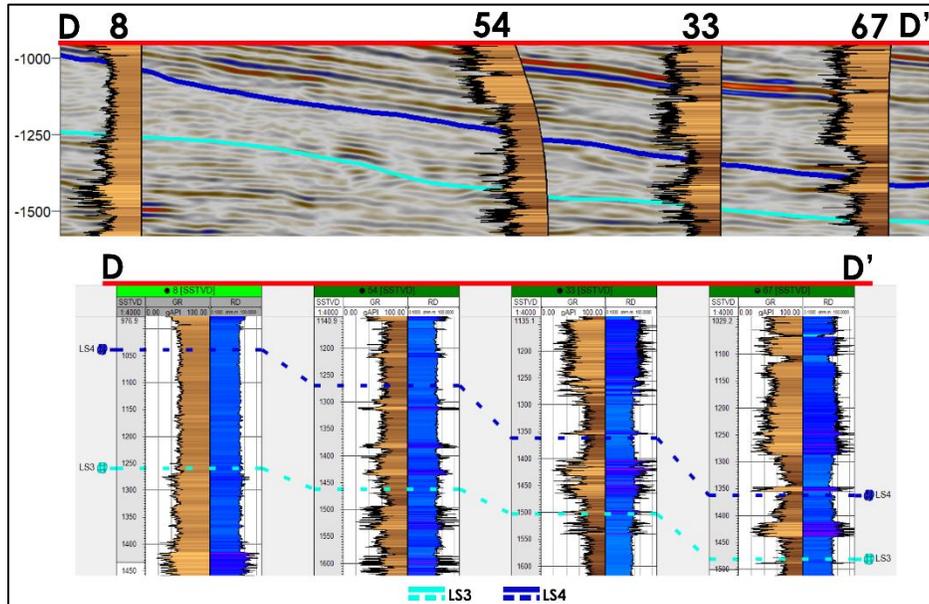


Figura 4.50 – Sección D-D' propuesta para la SS3 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

Hacia la zona E se ubica la sección I-I' con tres pozos de correlación (12, 1 y 10, Figura 4.51). En la base de la secuencia del pozo 12 predomina material de grano fino y a medida que se avanza hacia el S, pozos 1 y 10, el material se vuelve de grano medio. Hacia la base y zona central de la secuencia en el pozo 12 se observan intercalaciones de material de grano medio con fino con un patrón irregular, se presentan paquetes de potencia regular de grano medio; hacia la cima predomina material fino con un patrón en embudo. Tanto en el pozo 1 como en el pozo 10 se presentan patrones agradacionales, en embudo y simétricos de material de grano medio y fino.

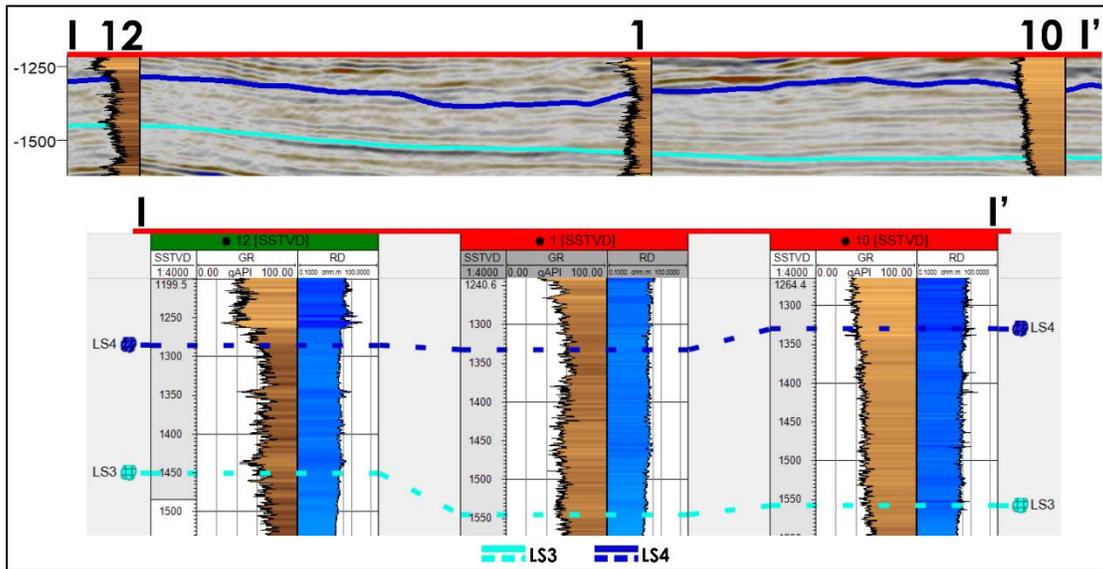


Figura 4.51 – Sección I-I' propuesta para la SS3 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

4.2.4 Secuencia Sísmica 4 (SS4)

La SS4 está limitada en su base por el LS4 y en su cima por el LS5. En el mapa de espesor (Figura 4.52) se muestran los mayores espesores con tonos rojos-amarillos y los menores con azules-morados. La distribución de la secuencia no es total en todo el volumen sísmico.

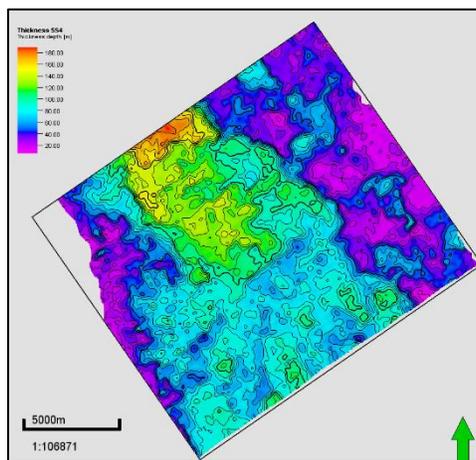


Figura 4.52– Mapa de espesor de la SS4.

Los espesores de mayor a mediana potencia se ubican al centro del mapa mientras que los menores se ubican en los extremos E y W. Como se observa en las Figuras 4.53b, 4.53c y 4.53f los mayores espesores tienen mayor distribución hacia el N, encontrándose el mayor espesor de toda la secuencia, 188.8 m, hacia el extremo N del área de estudio (Figura 4.53f). Los menores espesores tienen una mayor distribución hacia el E, comparados con aquellos al W, y se ven interrumpidos por espesores de valor intermedio que se ubican tanto en estructuras negativas como positivas (Figura 4.53b, 4.53c, 4.53d, 4.53d y 4.53g).

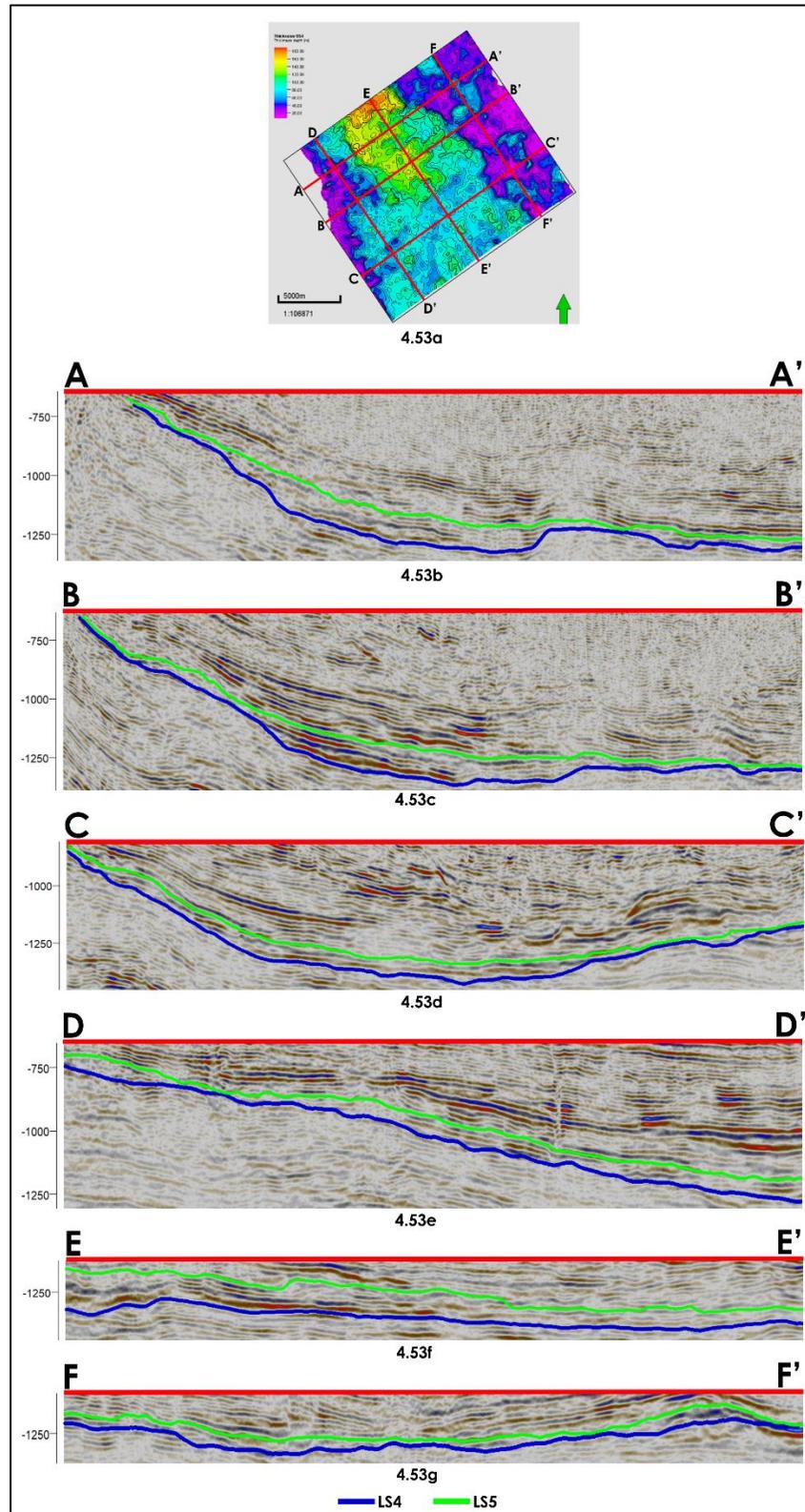


Figura 4.53 – a) Mapa de espesor de la SS4 en donde se muestra la ubicación de las secciones; b, c, d, e, f y g) Secciones A-A', B-B', C-C', D-D', E-E' y F-F' muestran la distribución y el contraste entre los mayores y menores espesores.

En la Figura 4.54 se presentan cuatro secciones que son representativas de las facies sísmicas de la SS4, las cuales hacia la zona central N se caracterizan por tener eventos con amplitudes altas a medias mientras que hacia la zona central S la amplitud es media a baja, la frecuencia es media a baja y presentan patrones semiparalelos suavemente ondulados con buena continuidad. Hacia el E y W se presentan patrones caóticos y semiparalelos de mediana amplitud.

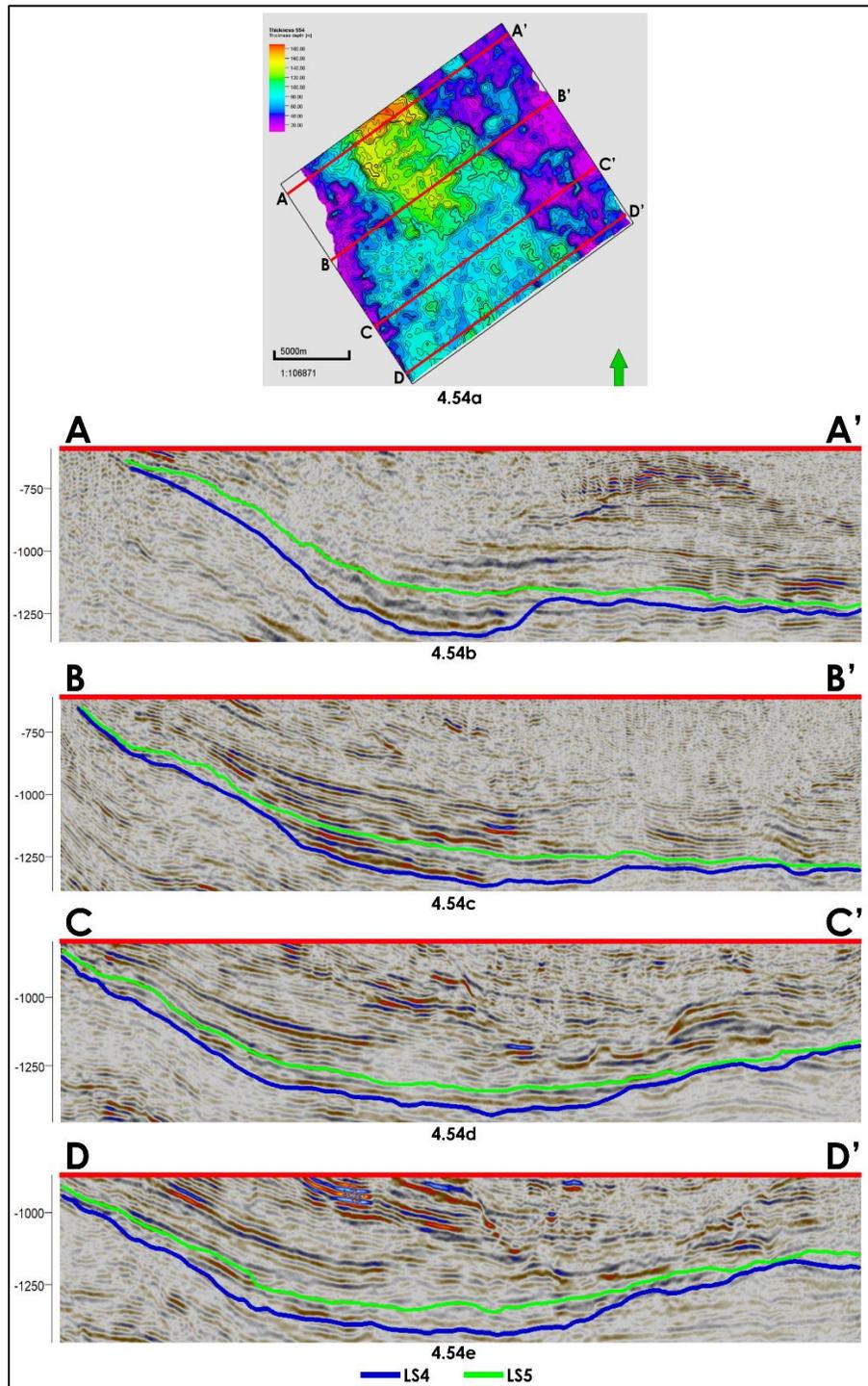


Figura 4.54 – Secciones sísmicas que representan las facies sísmicas de la SS4.

En la Figura 4.55 se muestra el mapa de atributo RMS de la SS4, los valores altos de reflectividad están indicados con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados.

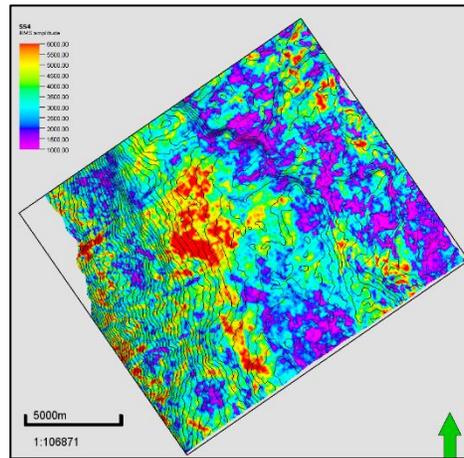


Figura 4.55 - Mapa RMS de la SS4.

Los valores más altos de reflectividad, resultado de las altas amplitudes de los reflectores dentro de toda la secuencia, se presentan al W, NE y zona central del área de estudio (Figura 4.56c, 4.56d, 4.56e y 4.56f). Los valores al W y al NE coinciden con las zonas en donde se encuentran los menores espesores mientras que aquellos al centro están en donde los espesores tienen valores intermedios. Las bajas amplitudes predominan al E, en donde se ubican los espesores más bajos de toda la secuencia (Figura 4.56g), y en la porción central S donde los espesores varían de 65 a 85 m aproximadamente (Figura 4.56e).

En el mapa de atributo RMS del LS5 (Figura 4.57a), cima de la SS4, los valores más altos de reflectividad están representados por tonos rojos-amarillos como respuesta a la alta amplitud del reflector y ésta tiene una mayor distribución al W (Figuras 4.57b, 4.57c y 4.57d) y en menor proporción al centro, NE y SE del área de estudio. En las secciones de la Figura 4.57 se señalan las altas amplitudes del reflector con una flecha roja. Con tonos azules-morados se presentan los valores de baja reflectividad que destacan en el mapa en la porción central sur (Figura 4.57e), al E (Figura 4.57f) y con una menor distribución al W en comparación con las altas amplitudes en esta zona (Figura 4.57d).

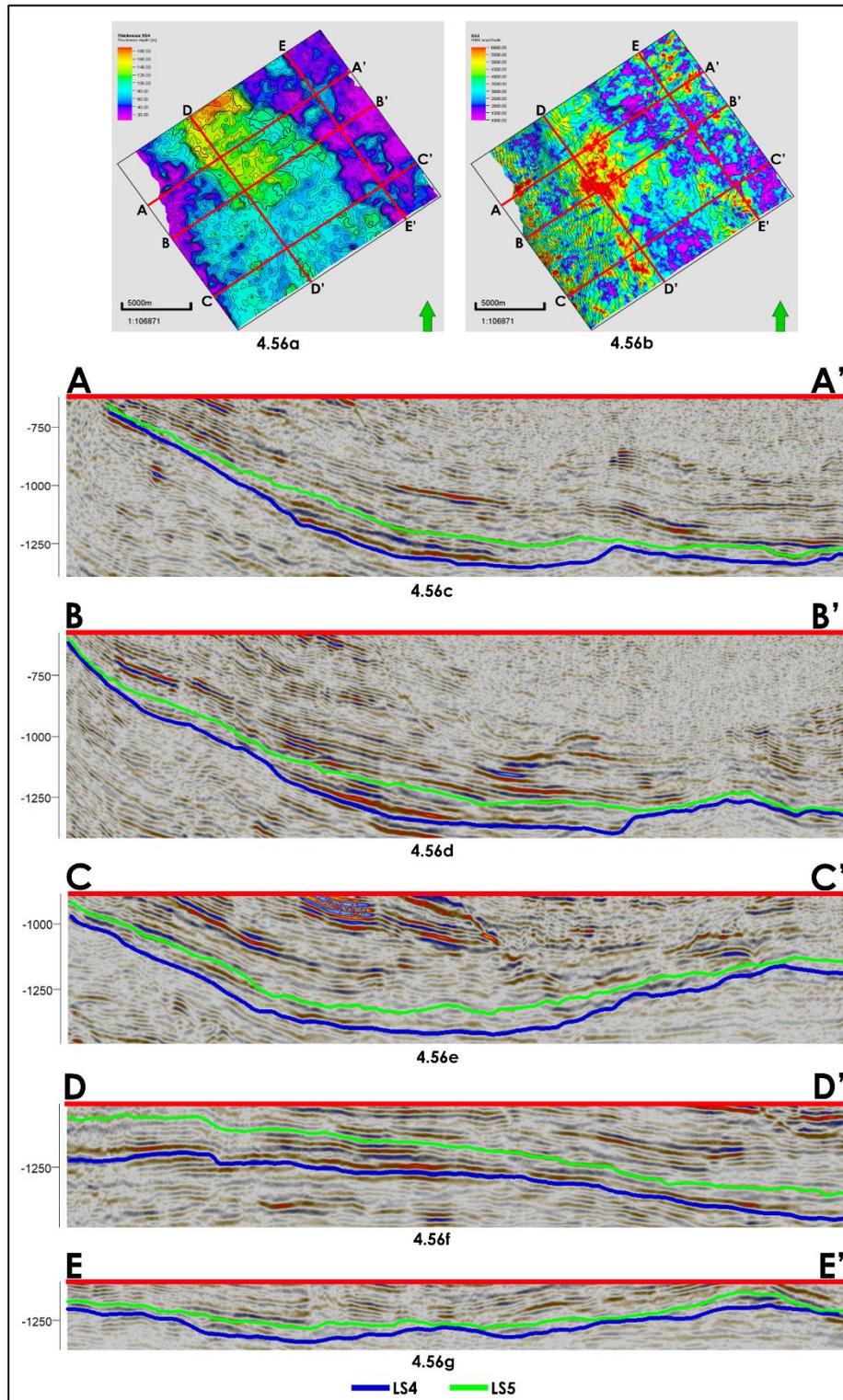


Figura 4.56 - a) Mapa de espesor y b) Mapa de atributo RMS de la SS4 con ubicación de las secciones sísmicas; c, d, e, f y g) Secciones A-A', B-B', C-C', D-D' y E-E' muestran el comportamiento de las amplitudes en la SS4.

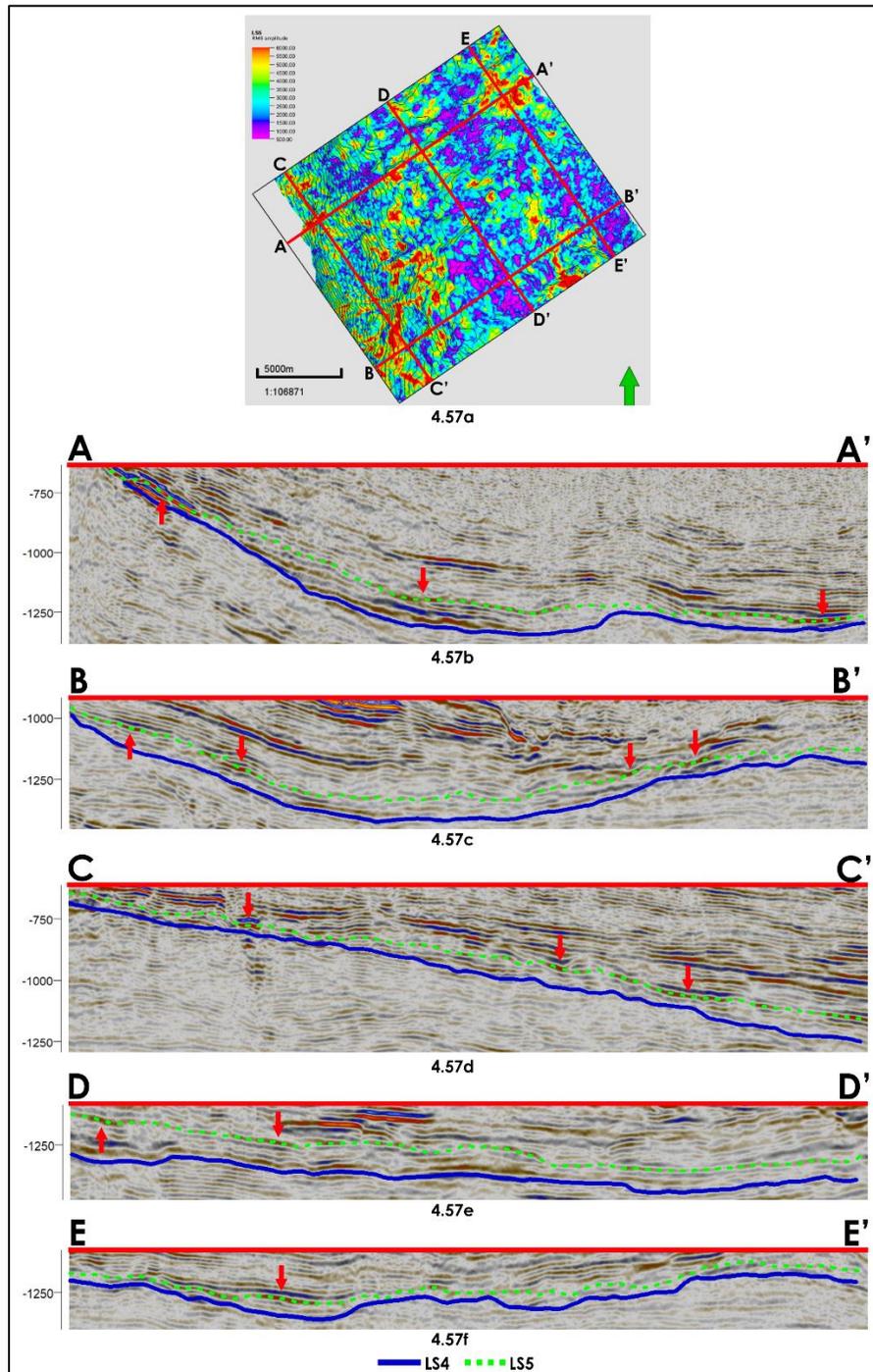


Figura 4.57 – a) Mapa de atributo RMS del LS5 con ubicación de secciones sísmicas; b, c, d, e y f) Secciones A-A', B-B', C-C', D-D' y E-E' muestran el comportamiento del reflector usado para determinar el LS5 y se indica con una flecha roja cuando éste presenta un comportamiento brillante.

Para la interpretación de la Secuencia Sísmica 4 se presentan 10 pozos distribuidos en 3 secciones diferentes (Figura 4.58).

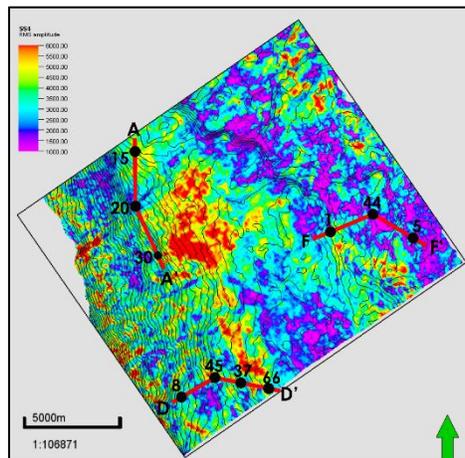


Figura 4.58 – Mapa de atributo RMS de la SS4 con ubicación de los pozos y secciones de pozo utilizadas para la correlación.

Los pozos 15, 20 y 30 que conforman la sección A-A' se muestran en la Figura 4.59. Hacia el límite de secuencia inferior predomina material de grano fino. En los pozos 15 y 30 se observan cuerpos de buena potencia de material de grano grueso, que presentan un comportamiento simétrico, intercalados con cuerpos de material de grano fino. En el pozo 20 se observan intercalaciones de material fino y medio con grosores similares que cuentan con una respuesta cilíndrica del registro de Rayos Gamma. El LS5 en los tres pozos coincide con cuellos arcillosos. La secuencia se adelgaza a medida que se avanza hacia el S de la zona de estudio.

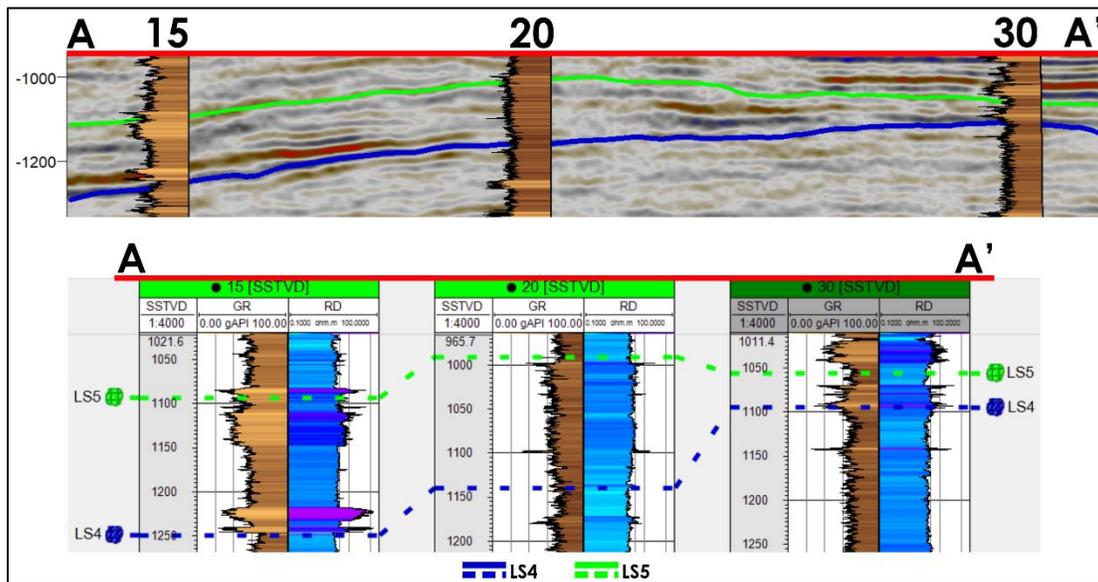


Figura 4.59 – Sección A-A' propuesta para la SS4 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

Al SW del área de estudio, en donde se ubica la sección D-D' (pozos 8, 45, 37 y 66, Figura 4.60), la base de la secuencia está conformada por material de grano fino a medio. La secuencia es de menor espesor en el pozo 8 y en éste predomina material de grano medio en comparación con los pozos 45, 37 y 66 en donde es superior el contenido de material

fino y aumenta el grosor a medida que se avanza hacia el E. La cima de la secuencia coincide con cuellos arcillosos.

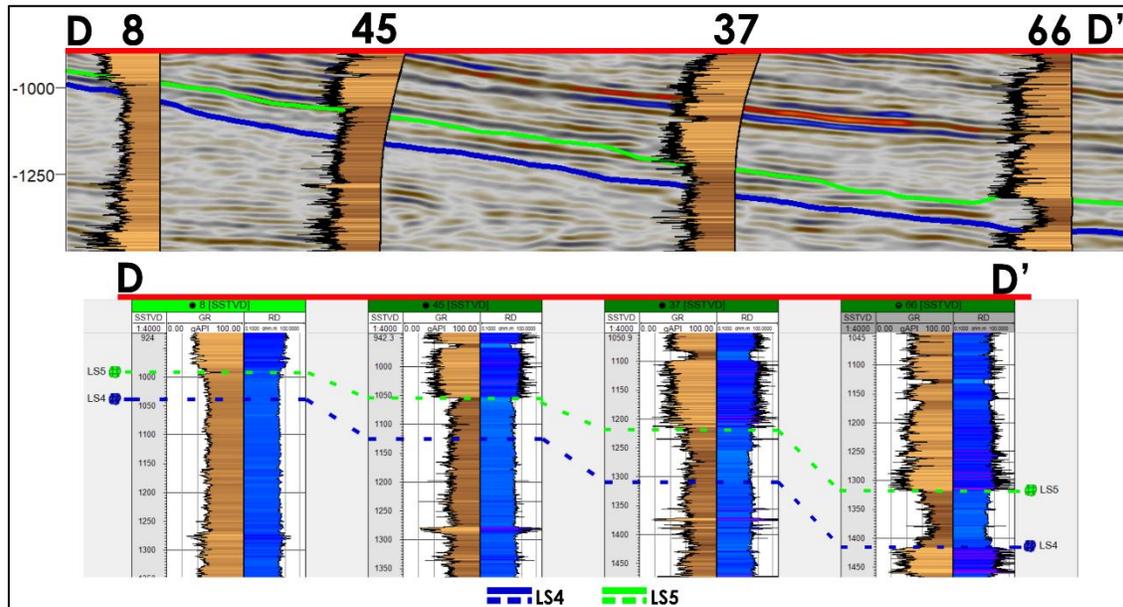


Figura 4.60 – Sección D-D' propuesta para la SS4 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

En la sección F-F' de la Figura 4.61 la SS4 es de menor espesor comparada con las dos secciones antes mostradas. En los pozos 1 y 44 predomina el material fino tanto en la cima como en la base y a lo largo de la secuencia se presentan intercalaciones de material medio con fino. En el pozo 5 el material predominante en la secuencia es de grano grueso y no presenta arcillosidad.

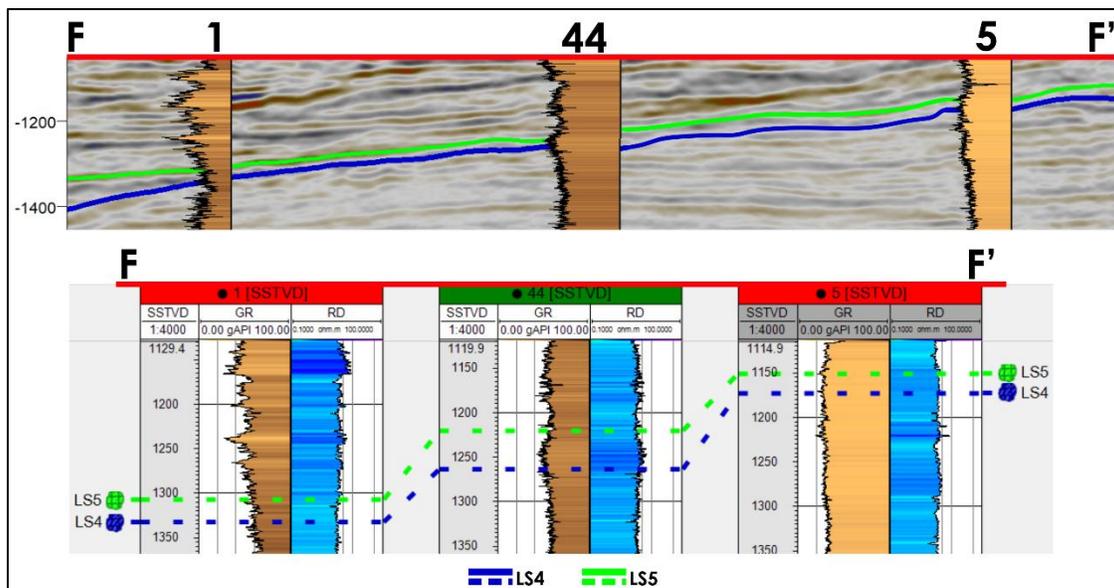


Figura 4.61 – Sección F-F' propuesta para la SS4 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

4.2.5 Secuencia Sísmica 5 (SS5)

La última secuencia del Paleoceno, la SS5, está limitada en su base por el LS5 y en su cima por el LS6. Su distribución no es total en el área de estudio, principalmente al NW. El mapa de espesor de la SS5 (Figura 4.62) muestra los mayores espesores con tonos rojos-amarillos y los menores con azules-morados.

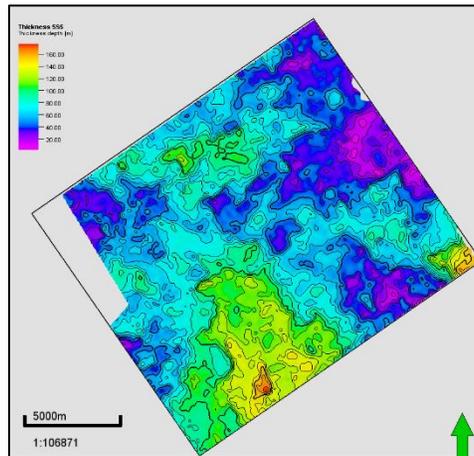


Figura 4.62 – Mapa de espesor de la SS5.

En la SS5 los menores espesores se ubican distribuidos al W y al E del área de estudio, teniendo éstos una mayor distribución al E (Figuras 4.63b, 4.63c y 4.63e). En tonos azules-morados, al NE se observa una estructura suavemente alargada al E-W mientras que al SE se encuentra una estructura con una orientación al NW-SE. Los espesores de mayor potencia se ubican al SW y en una menor proporción al SE. El mayor espesor de esta secuencia es de 176.1 m y el menor de 2.7684 m (Figuras 4.63c y 4.63d).

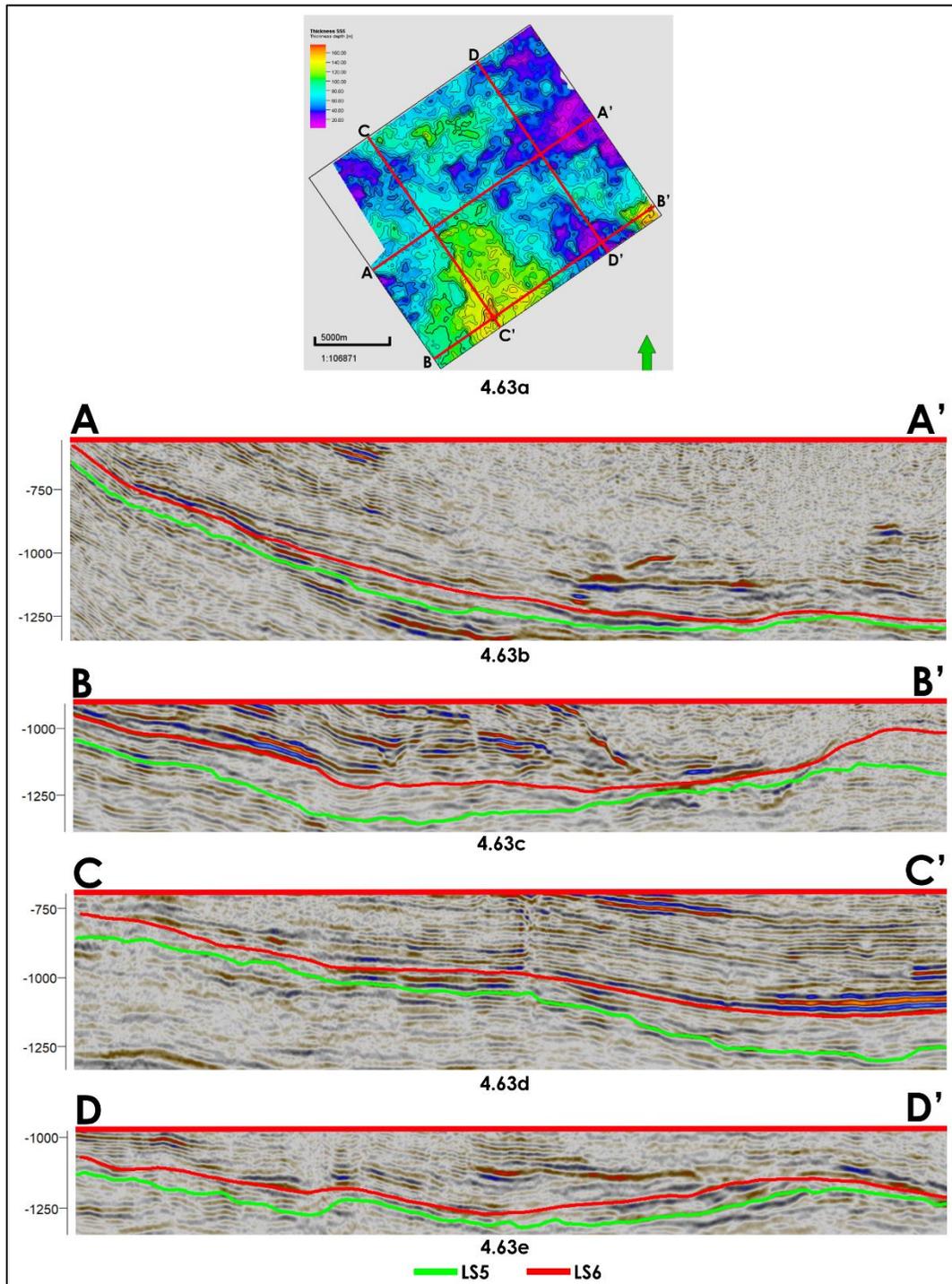


Figura 4.63 – a) Mapa de espesor de la SS5 en donde se muestra la ubicación de las secciones; b) Sección A-A' muestra el comportamiento del espesor de la estructura con orientación E-W, c y d) Secciones B-B' y C-C' muestran el comportamiento de los mayores espesores de la SS5, e) Sección D-D' muestra el comportamiento de los menores espesores al E.

Las facies sísmicas de la SS5 al N se caracterizan por tener amplitud de media a débil y baja frecuencia (Figuras 4.64b, 4.64e y 4.64f). Al centro los reflectores cuentan con amplitud de fuerte a media con frecuencias que varían de altas a bajas (Figuras 4.64c y 4.64d). Los reflectores al S son de amplitud baja y frecuencias media a bajas (Figuras 4.64d, 4.64e y 4.64f). En esta secuencia, los reflectores tienden a ser semiparalelos suavemente ondulados con continuidad buena a regular.

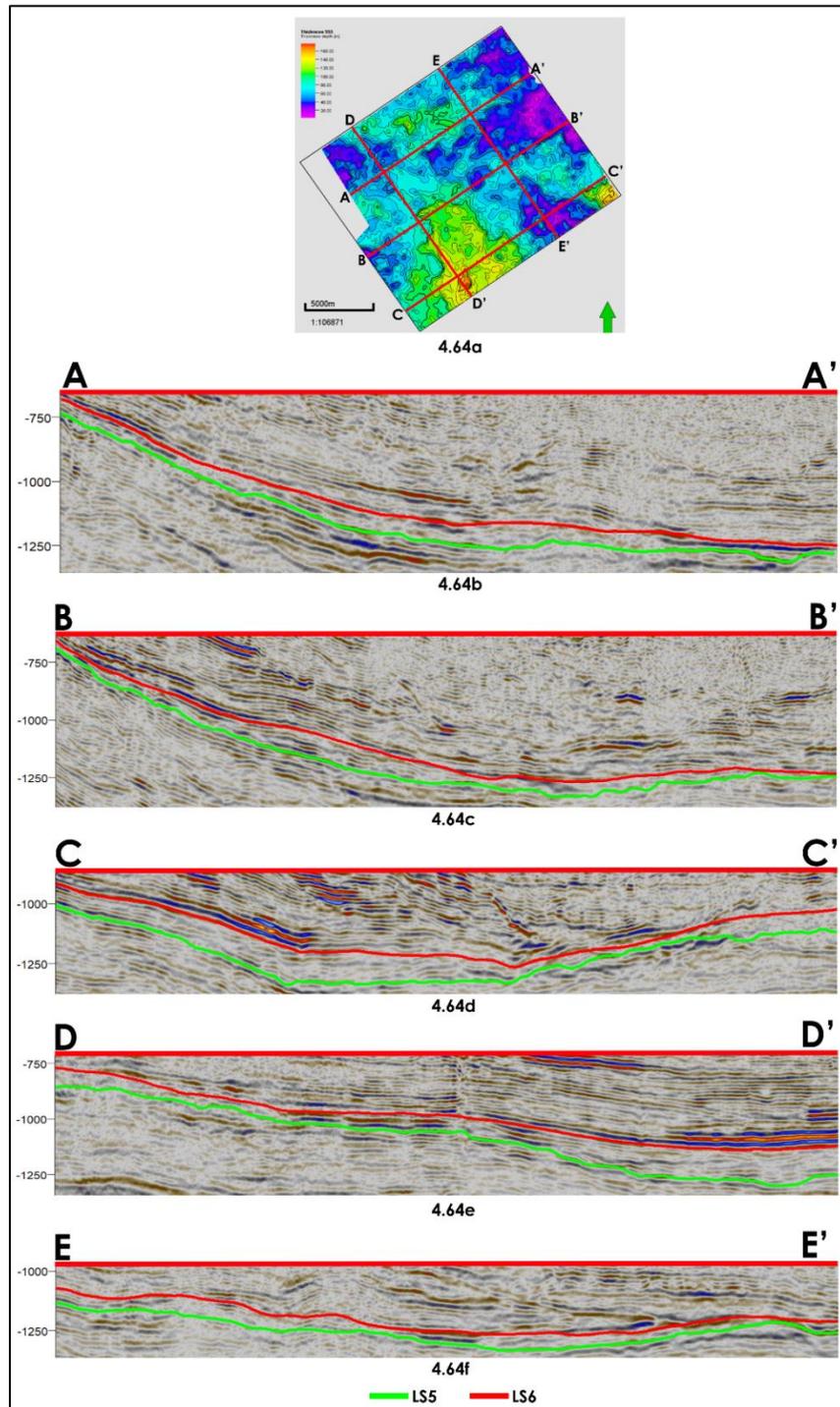


Figura 4.64 – Secciones sísmicas que representan las facies sísmicas de la SS5.

El mapa de atributo RMS de la SS5 (Figura 4.65) muestra los valores altos de reflectividad con tonos rojos-amarillos y los bajos con azules-morados.

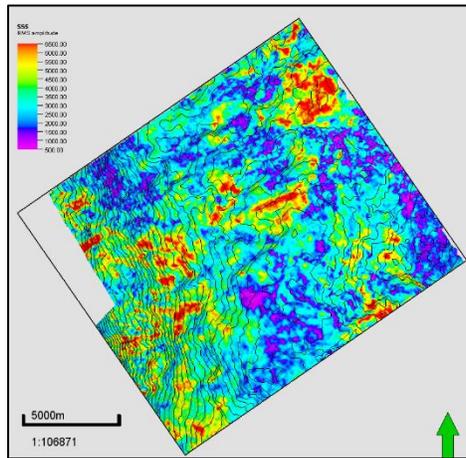


Figura 4.65 - Mapa RMS de la SS5.

En la SS5 los reflectores que presentan altas amplitudes tienen una amplia distribución ya que se encuentran al W, NE, SE y porción central del área de estudio y a lo largo de la secuencia se ubican tanto en espesores intermedios a delgados (Figuras 4.66c, 4.66d, 4.66e y 4.66g). Como se aprecia en el mapa RMS de la SS5 los valores más bajos de reflectividad tienen una menor distribución en comparación con los valores altos, sin embargo, se localizan desde las zonas en donde los espesores son mayores hasta en donde son mínimos (Figuras 4.66c, 4.66d, 4.66f y 4.66g).

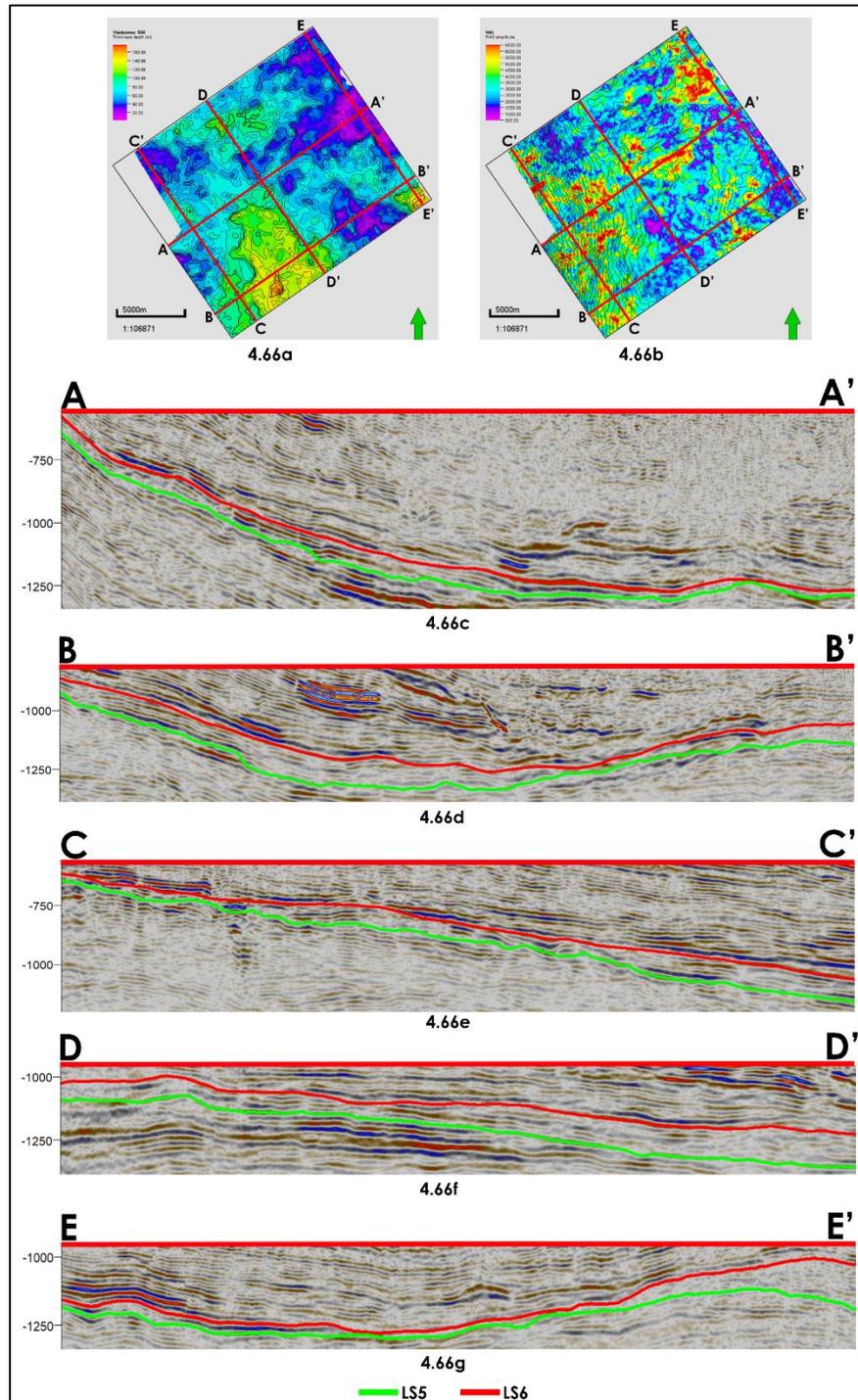


Figura 4.66 - a) Mapa de Espesor y b) Mapa de atributo RMS de la SS5 con ubicación de las secciones sísmicas; c, d, e, f y g) Secciones A-A', B-B', C-C', D-D' y E-E' muestran el comportamiento de las amplitudes en la SS5.

El mapa de RMS del LS6, cima de la SS5, muestra con tonos rojos-amarillos los valores más altos de reflectividad y los tonos azules-morados indican valores bajos, ambos valores no se encuentran concentradas en una zona en específico, sino que se encuentran distribuidas en toda el área de estudio, sin embargo, las bajas amplitudes tienen una mayor

concentración en la zona central y E. El comportamiento del LS6 se presenta en las secciones mostradas en las Figuras 4.67b, 4.67c, 4.67d y 4.67e. Este límite de secuencia divide las unidades del Paleoceno de las del Eoceno.

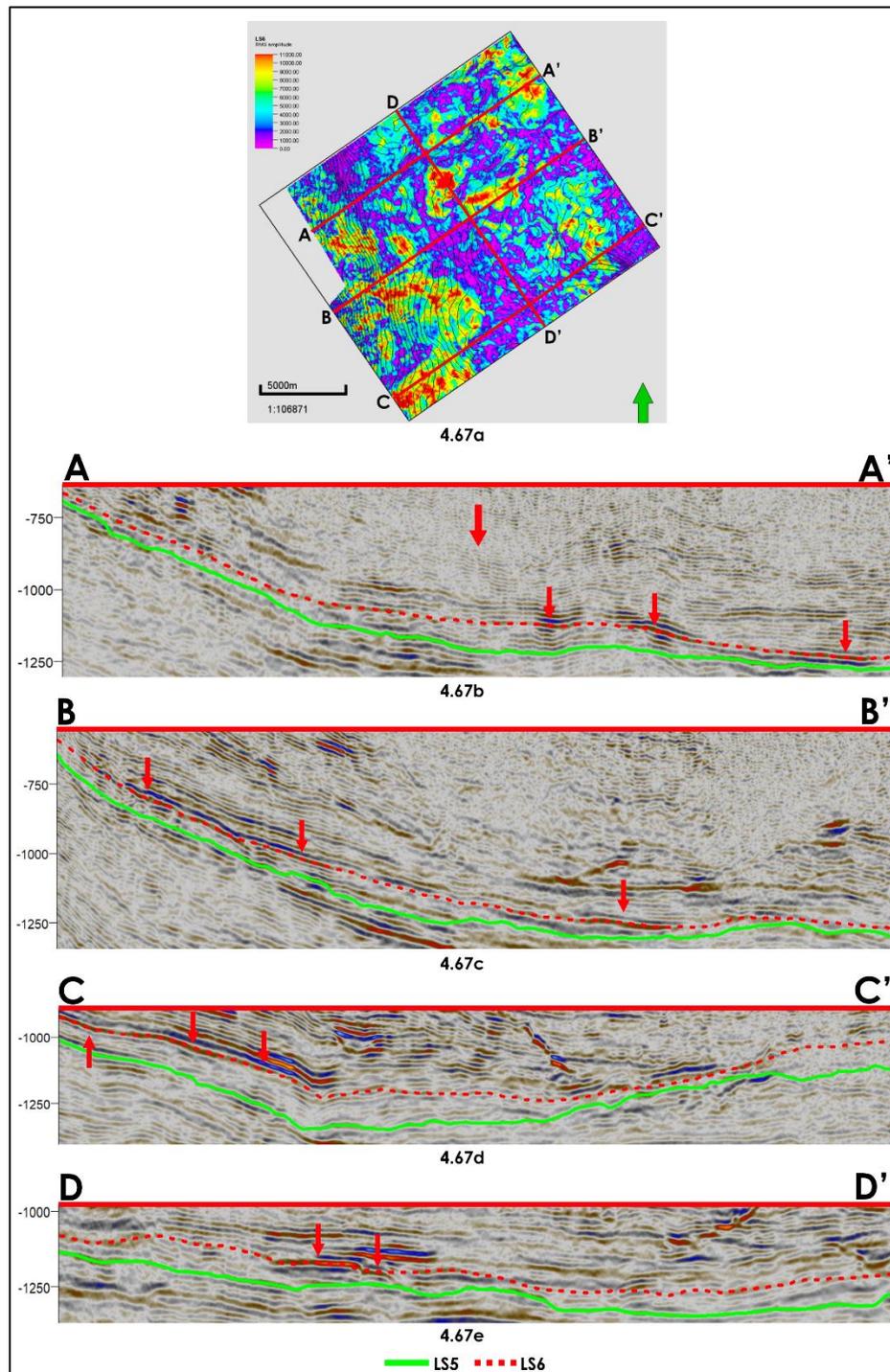


Figura 4.67 – a) Mapa de atributo RMS del LS5 con ubicación de secciones sísmicas; b, c, d y e) Secciones A-A', B-B', C-C' y D-D' muestran el comportamiento del reflector usado para determinar el LS6 (línea roja punteada). Se indica con una flecha en donde se observa el comportamiento brillante del reflector.

Para la interpretación de la Secuencia Sísmica 5 se presentan 9 pozos distribuidos en 3 secciones (Figura 4.68).

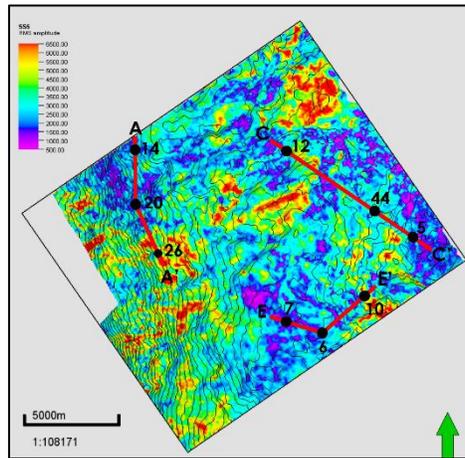


Figura 4.68 – Mapa de atributo RMS de la SS5 con ubicación de los pozos y secciones de pozo utilizadas para la correlación.

La sección A-A' está conformada por los pozos 14, 20 y 26 (Figura 4.69). La base y la cima de la secuencia coinciden con cuellos arcillosos. A lo largo de toda la secuencia en los tres pozos se tienen intercalaciones de material fino con medio, sin embargo, en los pozos 14 y 26 se observa que se tienen cuerpos de buen espesor compuestos con material de grano más grueso. El registro de Rayos Gamma presenta patrones agradacionales, en embudo y simétricos. Las amplitudes más fuertes coinciden con cuerpos de grano grueso.

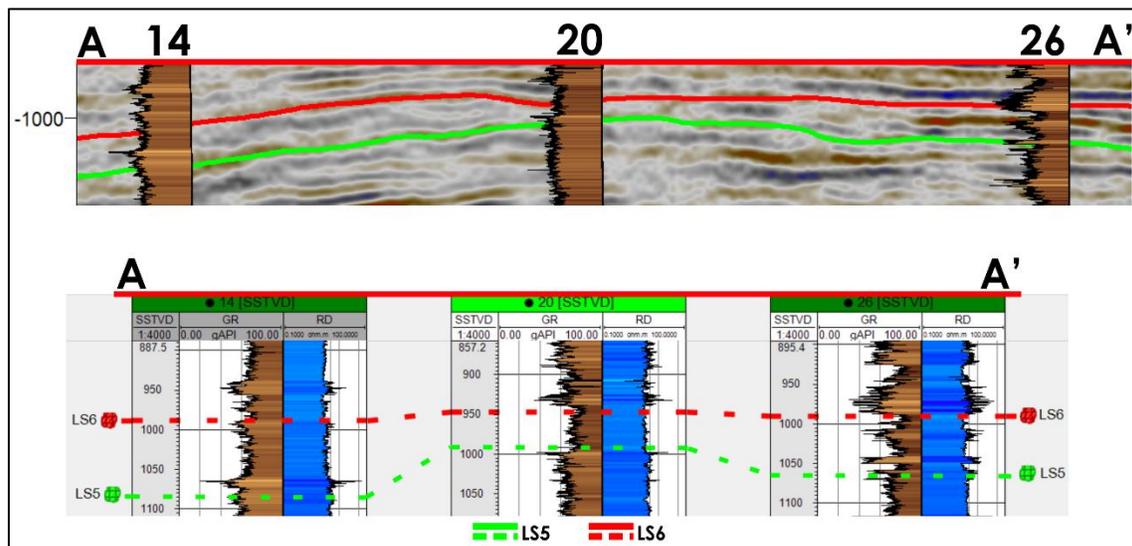


Figura 4.69 – Sección A-A' propuesta para la SS5 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

La sección C-C', localizada al E del área de estudio está formada por los pozos 12, 44 y 5 (Figura 4.70). En los pozos 12 y 44 el LS5 y el LS6 coinciden con cuellos arcillosos, mientras que en el pozo 5 se ubican en material de grano grueso. En el pozo 44 se presentan intercalaciones de material fino con grueso en donde se presenta un patrón del Rayos

Gamma irregular. Por otro lado, en los pozos 12 y 5 la secuencia está compuesta por material de grano grueso a medio con un patrón cilíndrico.

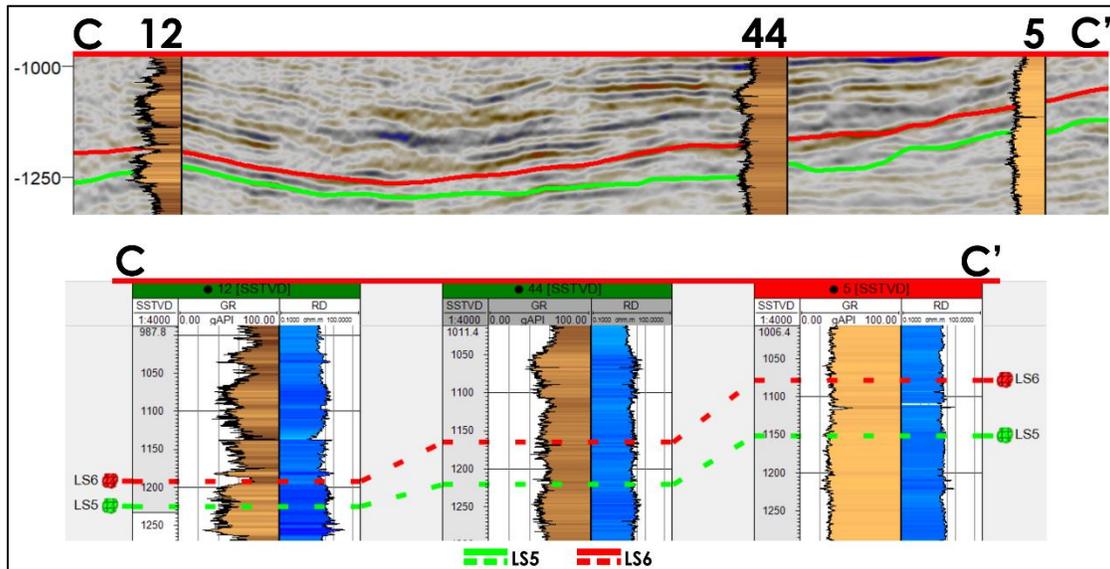


Figura 4.70 – Sección C-C' propuesta para la SS5 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

Los pozos 7, 6 y 10 forman parte de la sección E-E' ubicada en la zona central S (Figura 4.71). En los tres pozos la secuencia está formada por material de grano medio intercalada con cuerpos muy delgados de material fino y el Rayos Gamma presenta un patrón irregular. Se observa un adelgazamiento considerable de la secuencia a medida que se avanza hacia el E.

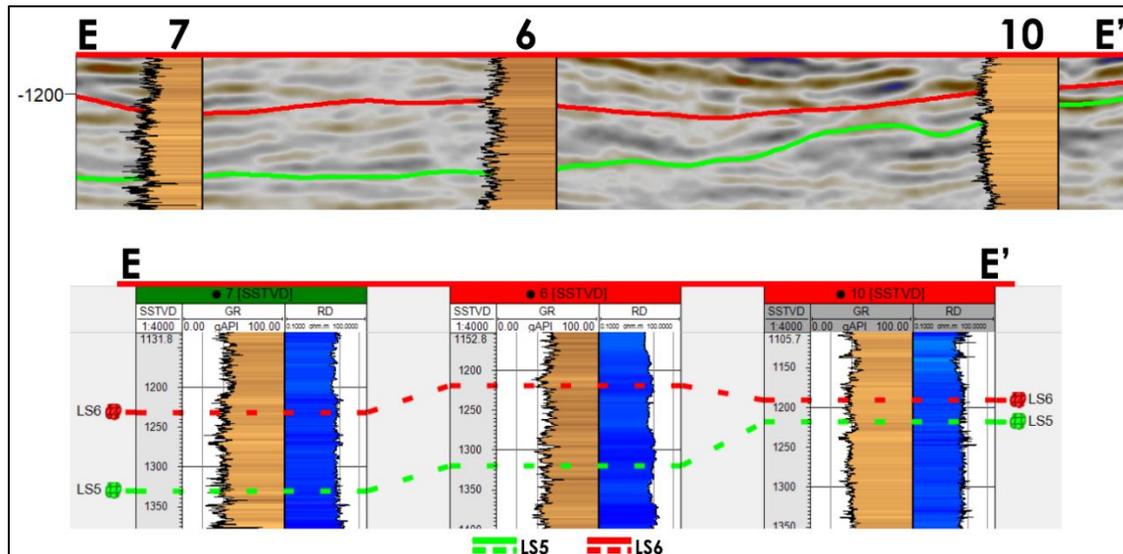


Figura 4.71 – Sección E-E' propuesta para la SS5 en donde se observa la sección sísmica y los pozos de correlación.

4.3 Facies Sedimentarias

Los sedimentos terrígenos que dieron lugar a la Formación Chicontepec provienen del levantamiento tectónico y erosión de las rocas de la Sierra Madre Oriental durante el Cretácico tardío hasta el Paleógeno temprano, de la paleo-isla de Tuxpan al oriente y del macizo de Teziutlán al S. El transporte y depósito de sedimentos hacia el interior de la cuenca y del paleocanal de Chicontepec se dieron como sistemas turbidíticos marinos y profundos. La columna estratigráfica del Paleógeno en el paleocanal comprende alternancias rítmicas de sedimentos arcillosos y arenosos que forman cuerpos lenticulares y tabulares que son lateralmente discontinuos, constituidos por arena arcillosa y limo arenoso-arcilloso, intercalados e interdigitados lateral y verticalmente (Santillán *et al.*, 2009)

En la presente tesis se obtuvieron mapas de ambientes de depósito con el atributo RMS de cada secuencia sísmica en los cuales se identificaron rasgos como canales y lóbulos ya que la sedimentación en la cuenca implica la presencia de canales y abanicos submarinos y éstos a su vez se relacionan íntimamente a la presencia de arenas, las cuales presentan altos valores de amplitud

4.3.1 Mapa de facies de la SS1

En la Figura 4.72 se presenta el mapa de ambientes de depósito de la SS1. Hacia el W predominan una serie de canales con dirección NW-SE, el canal al N termina con un lóbulo frontal y a su derecha se propone un lóbulo frontal con base en su geomorfología. Hacia el centro y zona sur del mapa se ubica un canal anastomosado de baja sinuosidad y en el cual no se observa si termina en un lóbulo frontal. En ambos extremos de este canal se presentan lóbulos laterales de gran extensión que al analizarlos en la sísmica se proponen como depósitos de desborde u *overbank* (Figura 4.73). El aporte de sedimentos tiene una dirección NW-SE.

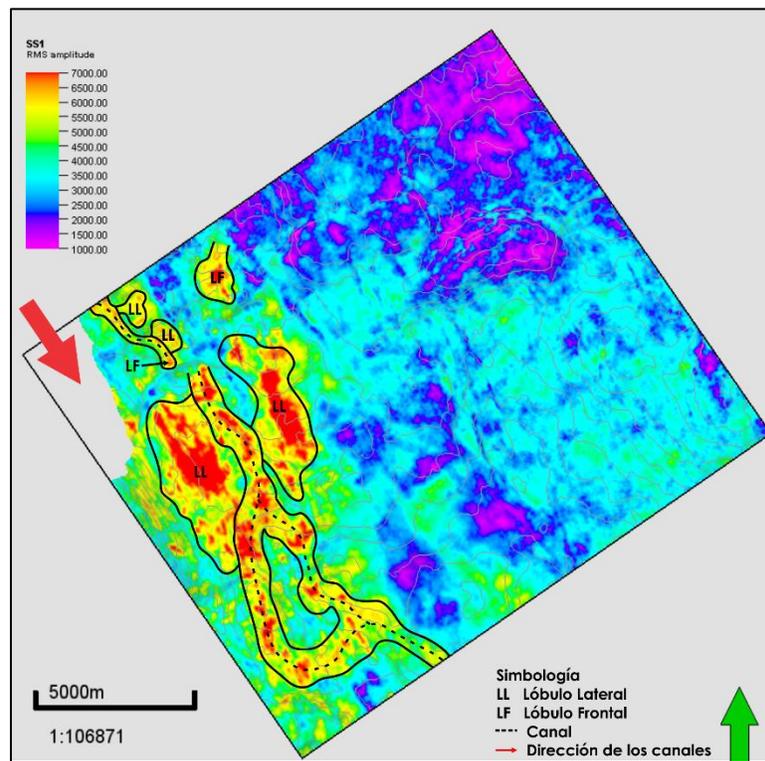


Figura 4.72 – Mapa de ambientes de depósito propuestos para la SS1.

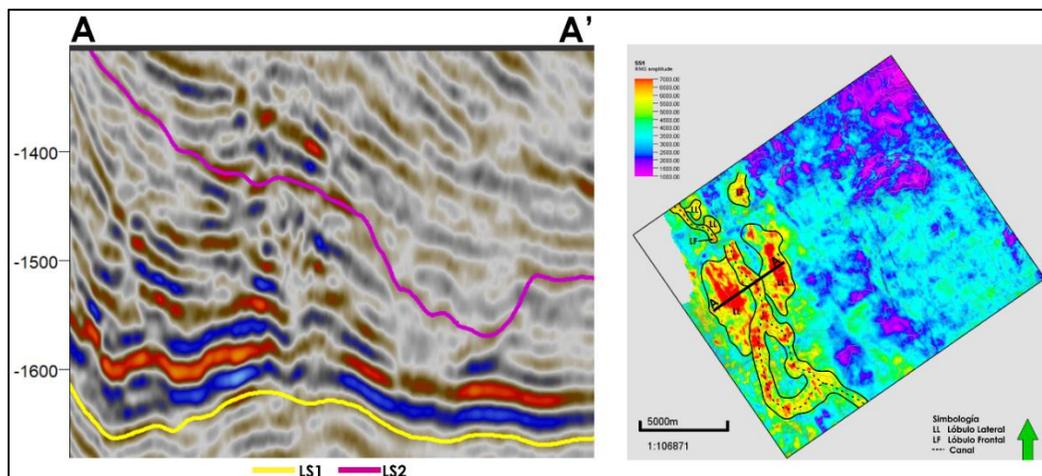


Figura 4.73 – Comportamiento en la sísmica de los depósitos de desborde u overbank propuestos.

4.3.2 Mapa de facies de la SS2

El mapa de facies de la SS2 muestra que en la zona central y W se tiene la presencia de varios canales (Figura 4.74). El canal que se localiza al W comienza con un cauce ancho y posteriormente va variando en su anchura a lo largo de todo su curso para terminar finalmente en un lóbulo frontal. El canal antes mencionado presenta dos meandros que terminan en lóbulos frontales que cuentan con alta reflectividad. Hacia el SW se propone un canal que presenta dos lóbulos laterales y en el cual no se puede identificar si al final del

canal se presenta un lóbulo frontal. En la zona central del mapa se encuentran dos canales muy delgados en comparación con el canal antes descrito, el primer canal cuenta con dos lóbulos laterales de alta reflectividad y el segundo carece de éstos, pero en él se distingue que finaliza en un lóbulo frontal. La dirección preferencial de los canales es NW-SE y ligeramente al NE-SW. En la Figura 4.75 se muestra un ejemplo de una zona propuesta como un depósito de desborde en donde se muestra que en el registro de Rayos Gamma se tiene una respuesta de material arenoso.

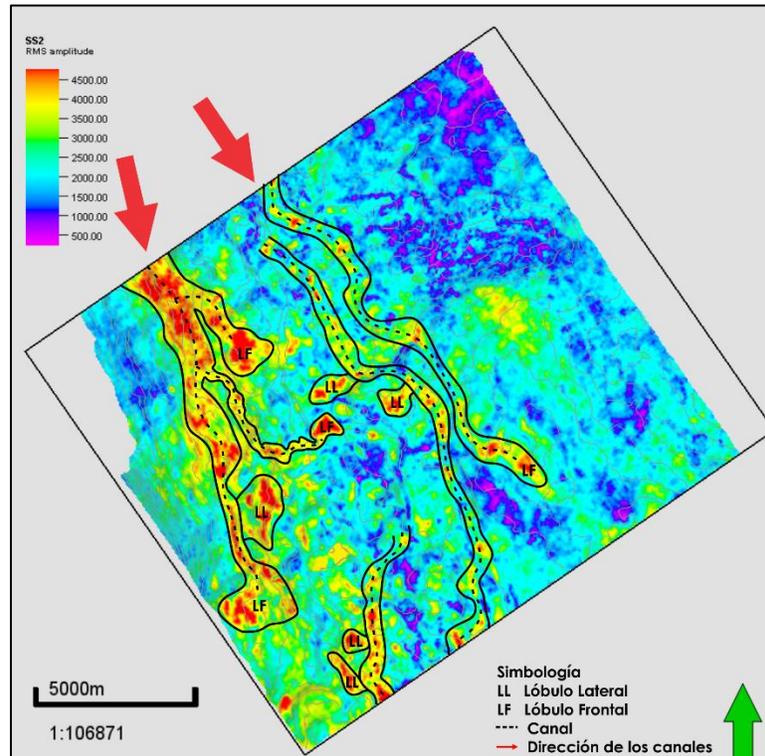


Figura 4.74 – Mapa de ambientes de depósito propuestos para la SS2.

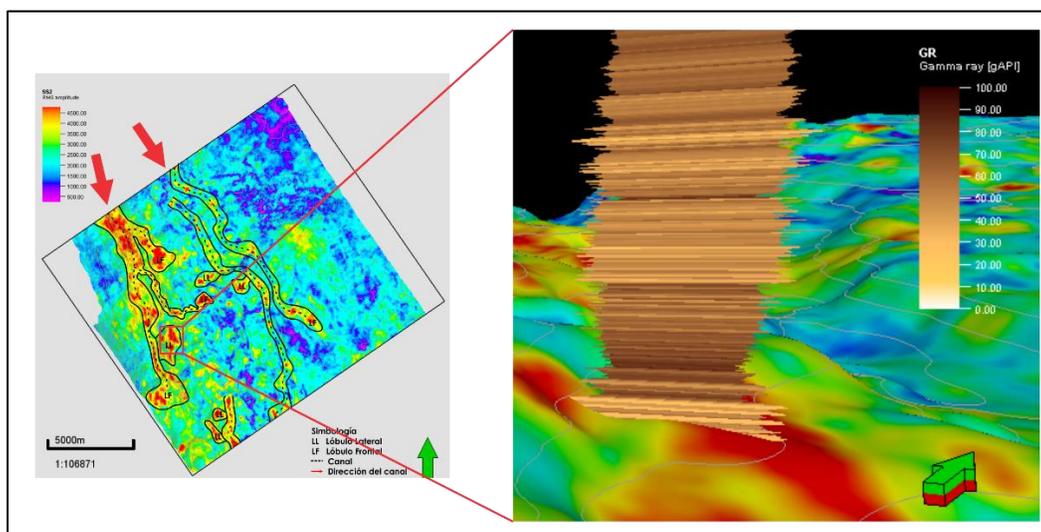


Figura 4.75 – Respuesta del registro de rayos gamma de un depósito de desborde propuesto para la SS2.

4.3.3 Mapa de facies de la SS3

Para el mapa de facies de esta secuencia (Figura 4.76) se distinguen dos canales en la zona central, el primero corre totalmente de N a S, en su parte N se divide en dos ramificaciones que terminan en lóbulos frontales, hacia su zona central se localizan dos depósitos de desborde que presentan muy alta reflectividad y finalmente, hacia el S del canal se el canal sufre una ramificación que se une de nuevo al canal y que a su vez ésta sufre una ramificación que cuenta con un lóbulo frontal. Este canal tiene una dirección muy suave al NW-SW. Por otro lado, el segundo canal es más corto y presenta tres lóbulos laterales; este canal corre en una dirección NE-SW. Ambos canales son muy delgados.

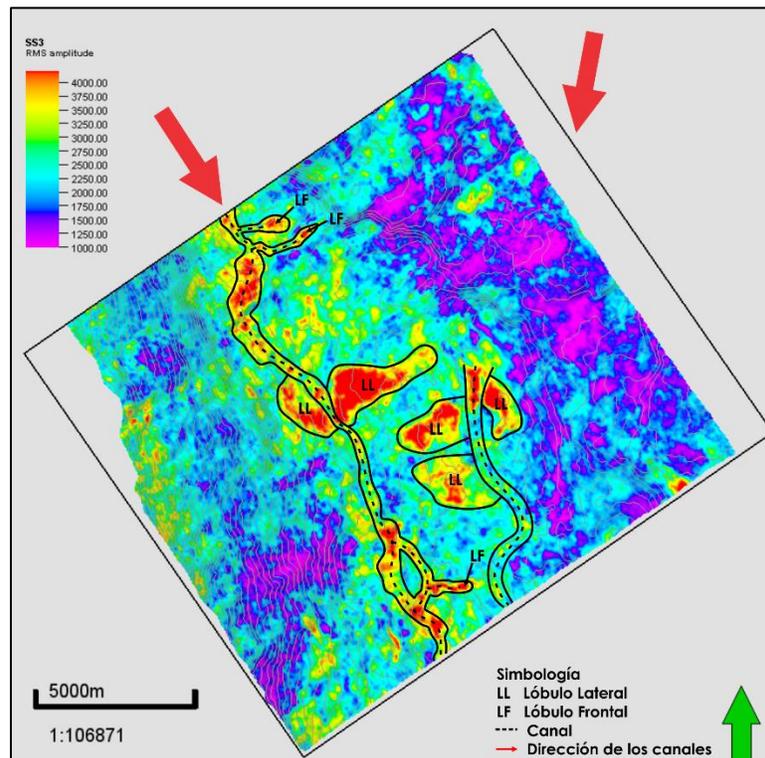


Figura 4.76 – Mapa de ambientes de depósito propuestos para la SS3.

4.3.4 Mapa de facies de la SS4

En la Figura 4.77 se muestran los ambientes de depósito propuestos para la SS4. Al W se observa un canal que corre hacia el SE, en su porción norte se observa un depósito de desborde. El centro del área de estudio destaca por sus altos valores de reflectividad, se tiene un canal con cauce estrecho que cuenta con múltiples desbordamientos en ambos flancos y que finalmente termina en un lóbulo frontal; este rasgo corre en dirección al SW y posteriormente al SE. Hacia el E se presentan dos canales delgados, el que se localiza al N cuenta con dos lóbulos laterales y un lóbulo frontal. En canal que se ubica en la porción SE cuenta con un pequeño desborde y cuenta con una ramificación que termina en un lóbulo frontal.

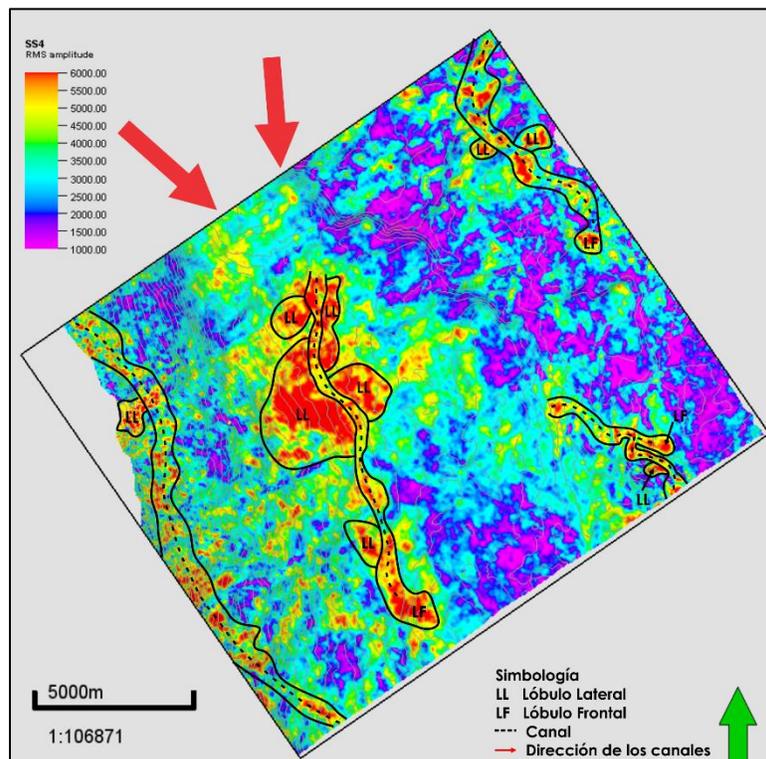


Figura 4.77 – Mapa de ambientes de depósito propuestos para la SS4.

4.3.5 Mapa de facies de la SS5

En el mapa de ambientes de la SS5 (Figura 4.78) se comienza a observar un cambio en la dirección NE-SW de los canales al E del área de estudio mientras que al W continúa la preferencia hacia el NW-SE. Hacia el W se proponen dos canales, el que se localiza al N finaliza en un lóbulo frontal y así mismo cuenta con lóbulos laterales, sin embargo, el que se ubica en la margen W no es 100% seguro debido a que en esta zona el espesor es muy delgado y además la sísmica se comenzó a comportar de forma caótica. Este canal cuenta con una ramificación que termina en un lóbulo frontal. En canal que se ubica al SW es muy angosto y cuenta con un meandro que finaliza en un lóbulo lateral. En la zona central se localiza un canal muy corto y estrecho que cuenta con un lóbulo frontal, ambos rasgos presentan alta reflectividad. Hacia el NE se localiza un canal de buena extensión que cuenta con un depósito de desborde de alta reflectividad y finaliza en un lóbulo frontal, de igual forma se desprenden dos canales muy delgados. Por último, dos canales se encuentran al SE, son angostos y en uno de ellos se propone un lóbulo frontal por la geometría en la que se encuentra dispuesto.

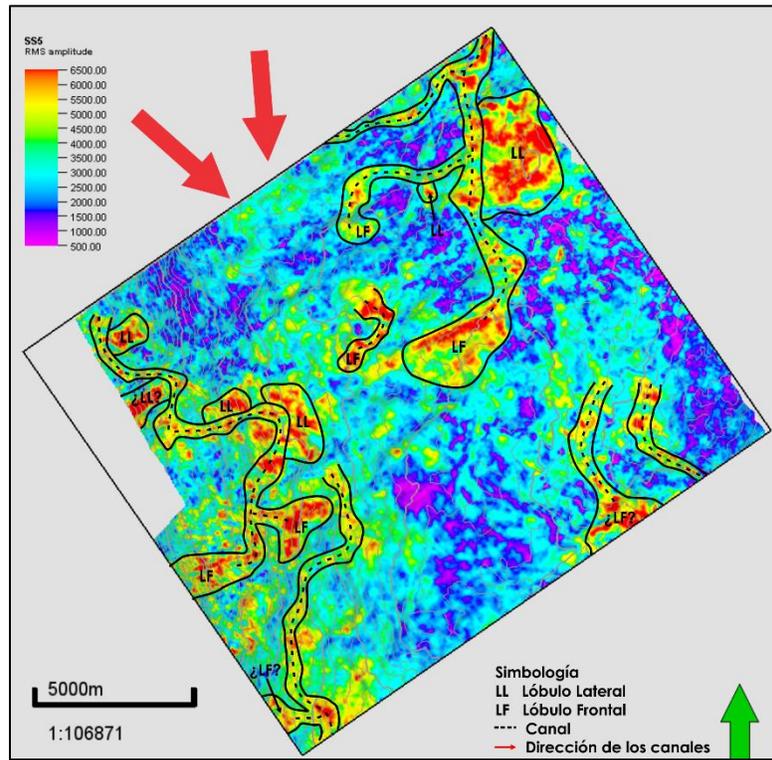


Figura 4.78 – Mapa de ambientes de depósito propuestos para la SS5.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Capítulo 5

Modelos de Propiedades

- 5.1 Metodología para la construcción de los modelos de propiedades
- 5.2 Modelos y mapas de propiedades

Capítulo 5 Modelos de Propiedades

Como se mencionó en el Capítulo 1 el objetivo principal de la presente tesis es generar el modelo de propiedades del área de estudio integrando todas las interpretaciones generadas. A partir del análisis de los ambientes de depósito, la distribución y la distancia de los pozos se determinó el área en que se construirían los modelos de las unidades del Paleoceno. El área se delimitó por polígonos que se nombraron Modelo Norte y Modelo Sur en las zonas centro y W del área de estudio (Figura 5.1). Las unidades que conforman a las Secuencias Sísmicas cuentan con espesores promedio de 1 m, aunque éste llega a ser menor, razón por la cual se decidió que de cada secuencia se obtuviera un modelo con la finalidad de optimizar el procesamiento de la información en el escalamiento y propagación de las propiedades petrofísicas. En el siguiente apartado se muestra el flujo de trabajo que se siguió para generar cada modelo.

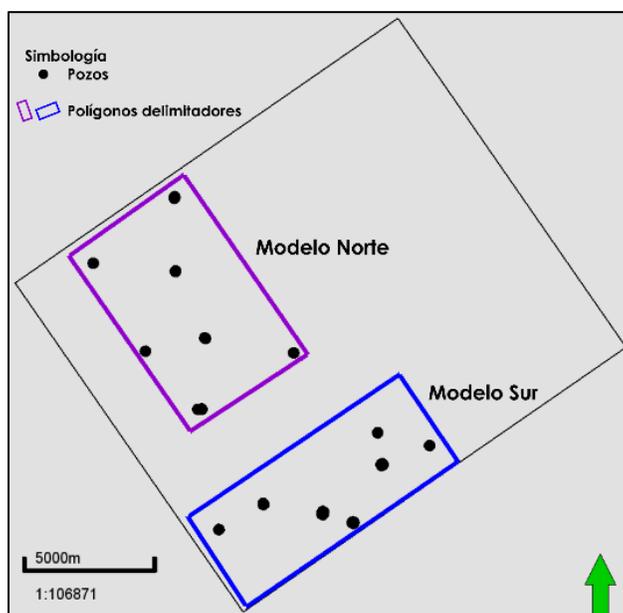


Figura 5.1 – Ubicación espacial en planta de los modelos Norte y Sur.

5.1 Metodología para la construcción de los modelos de propiedades

La construcción de cada modelo comenzó con la selección de la opción *Simple grid* en la pestaña *Structural Modeling* en Petrel. Esta opción permite crear una malla 3D a partir de las superficies de los límites de secuencia del Paleoceno, así mismo el software considera a cada superficie como un horizonte cima o base dentro del modelo (Figura 5.2). El límite y la geometría del modelo se estableció con el polígono del área que se determinó que cubriría el Modelo Norte o el Modelo Sur. El incremento de las celdas o *grid increment*, que define el incremento del tamaño de la celda en dirección X y Y, se estableció de 50 x 50 m.

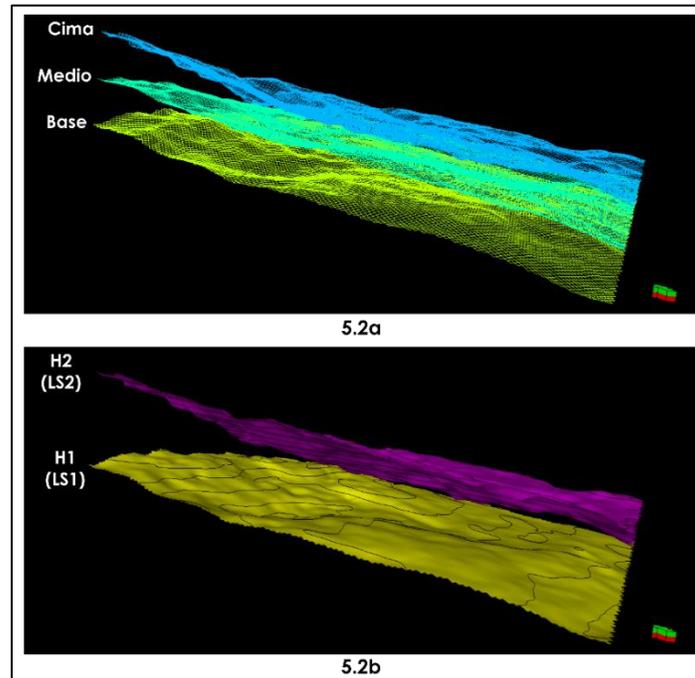


Figura 5.2 – a) Base, medio y cima de la malla en 3D y b) Horizontes generados a partir de las superficies de los LS1 y LS2 de la SS1.

Teniendo definido el modelo tanto vertical como extensionalmente se realizó una subdivisión de capas o *Layering* de cada secuencia en donde se buscó que se respetara la tendencia estructural del área y que se mantuviera la relación de espesor estratigráfico medido en los pozos que, como se mencionó anteriormente, el promedio de las capas es de 1 m en todas las secuencias. Para el Modelo Norte de la SS1 (MN – SS1) se establecieron en total 150 capas con un espesor promedio de 1.05 m (Figura 5.3).

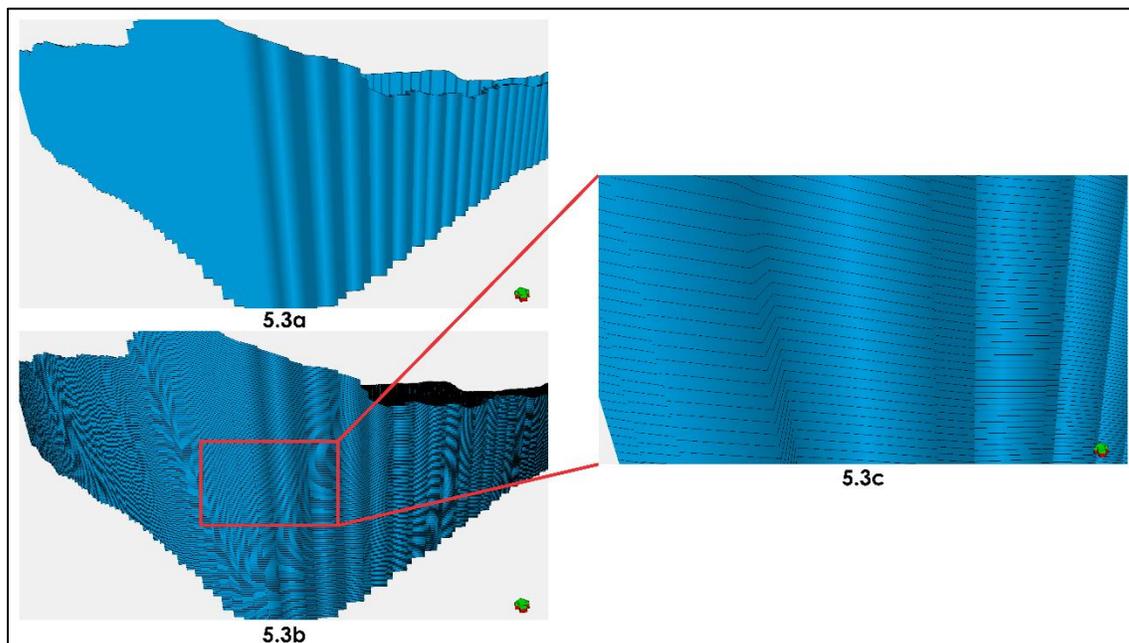


Figura 5.3 – Modelo Norte de la SS1 a) Sin capas, b) Con 150 capas y c) Zoom de una porción del modelo en donde se observa el espesor promedio de 1.05 m de las capas.

La subdivisión en capas de cada secuencia permite la incorporación de las propiedades petrofísicas para su análisis y propagación dentro del modelo 3D. El escalamiento de registros consiste en integrar los registros geofísicos de pozo al mallado, los registros escalados fueron Porosidad Efectiva (PHIE), Saturación de Agua (SW) y Volumen de Arcilla (VCL) de un total de 19 pozos para el Modelo Norte y de 38 para el Modelo Sur.

Durante la etapa del escalado de los registros se utilizó el método de celdas vecinas por la presencia de pozos desviados ya que la propiedad se tiene que escalar lo más cercano a su posición real, este método promedia los valores del registro de todas las celdas inmediatamente adyacentes a la celda escalada y que pertenezcan a la misma capa que la celda escalada (Schlumberger, 2016), es decir, se obtendrá un promedio de los valores del registro en las celdas adyacentes a la trayectoria del pozo. Las muestras se trabajaron como puntos ya que todos los valores dentro de la celda se usan para promediar la propiedad, para obtener el promedio se utilizó el método aritmético. En la Figura 5.4 se muestran los registros escalados en el mallado para la SS1 del Modelo Norte.

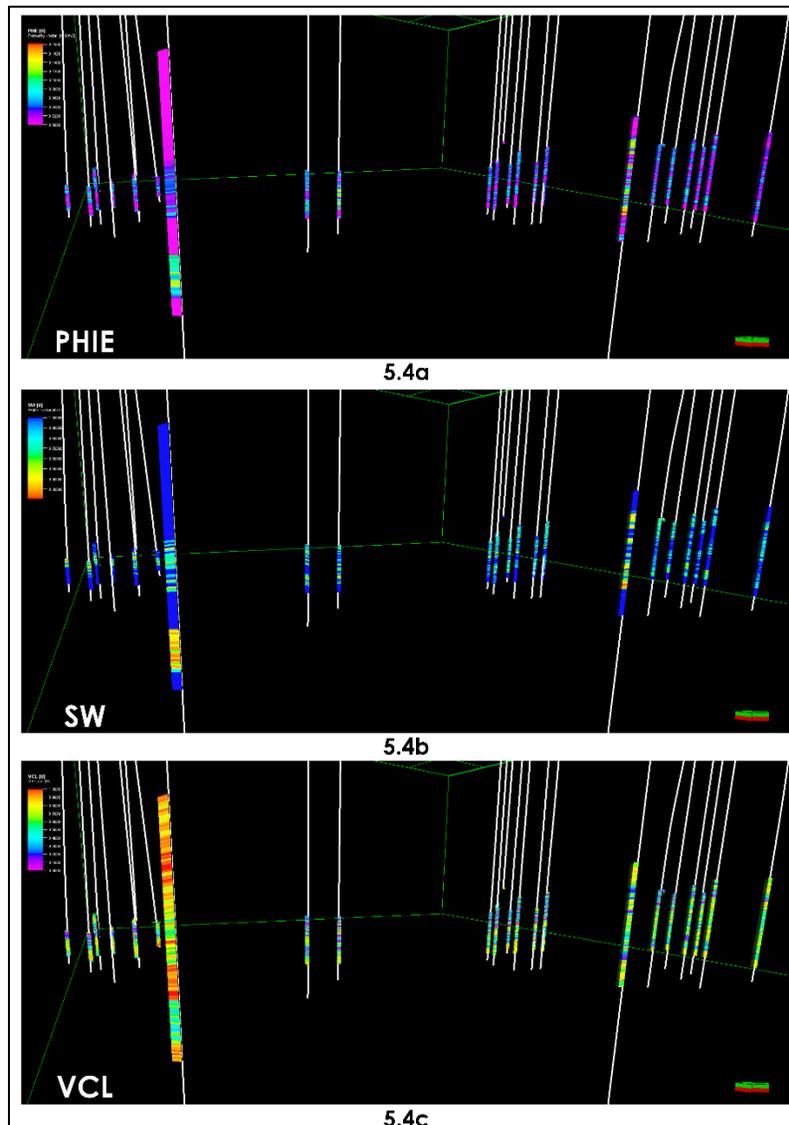


Figura 5.4 – Escalado de las propiedades a) PHIE, b) SW y c) VCL de la SS1 para el Modelo Norte.

Para poder definir de forma precisa el número de capas que tendrá cada modelo se realizan diferentes escenarios y se escalan las propiedades petrofísicas ya que lo que se busca es un óptimo empalme entre el registro original y el escalado, siendo este un control de calidad del escalado de los registros ya que se honra el valor de la propiedad en cada layer (Figura 5.5).

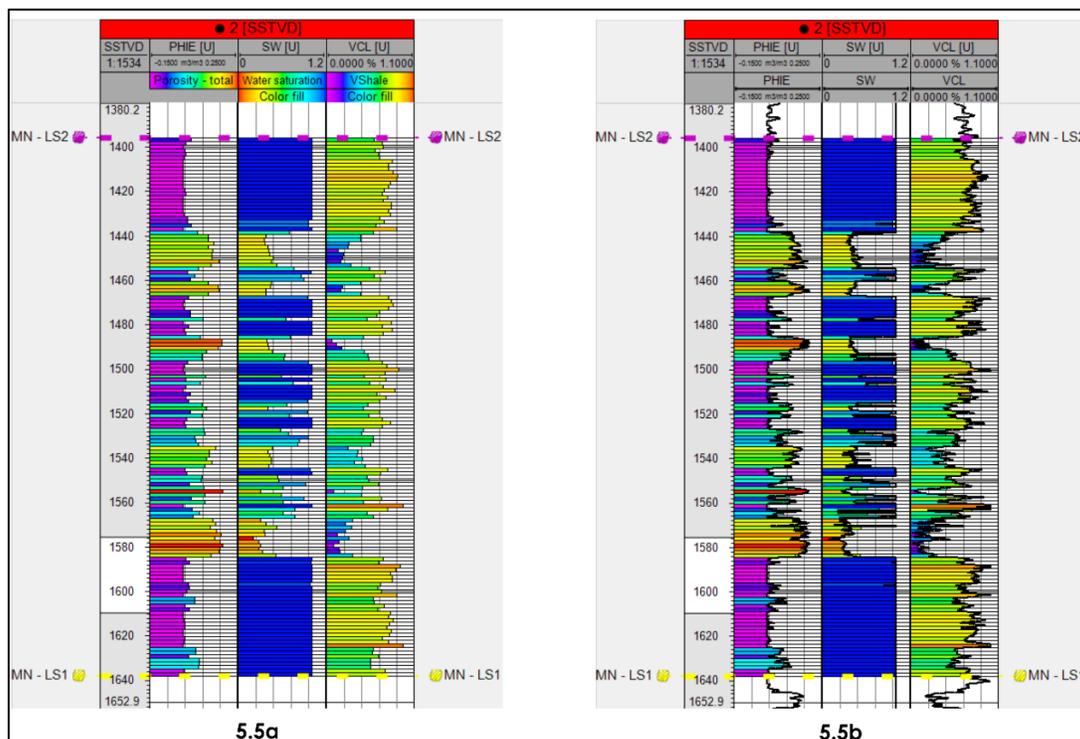


Figura 5.5 – Ejemplo de escalado de las propiedades petrofísicas PHIE, SW y VCL para el modelo norte de propiedades de la SS1, a) Registros escalados en el mallado posterior a dividir la secuencia en 150 capas, b) Comparación entre el escalado en el mallado y el registro original, se observa que no se han sobre y subestimado las propiedades petrofísicas durante el escalado.

Teniendo la geometría y el mallado del modelo, así como el escalado de los registros es posible hacer una propagación tridimensional de las propiedades petrofísicas y definir su tendencia a partir del análisis de las muestras con el uso de variogramas, el cual se realizó para cada propiedad escalada en los diez modelos definidos. Se determinó para todos los modelos que la dirección mayor de correlación es NW-SE. Por ejemplo, en la Tabla 5.1 se muestran los parámetros y rangos obtenidos del análisis variográfico para la SS1 del Modelo Norte y en la Figura 5.6 se presentan los tres variogramas direccionales obtenidos para la PHIE.

Dirección	Azimuth	Número de Lags	Rango
Vertical	NA	8	106.9 m
Mayor	318	8	601.2 m
Menor	228	8	448.7 m
Tipo de Variograma		Esférico	
Sill		1	
Nugget		0	

Tabla 5.1 – Parámetros y rangos obtenidos de los variogramas de PHIE de la SS1 del Modelo Norte.

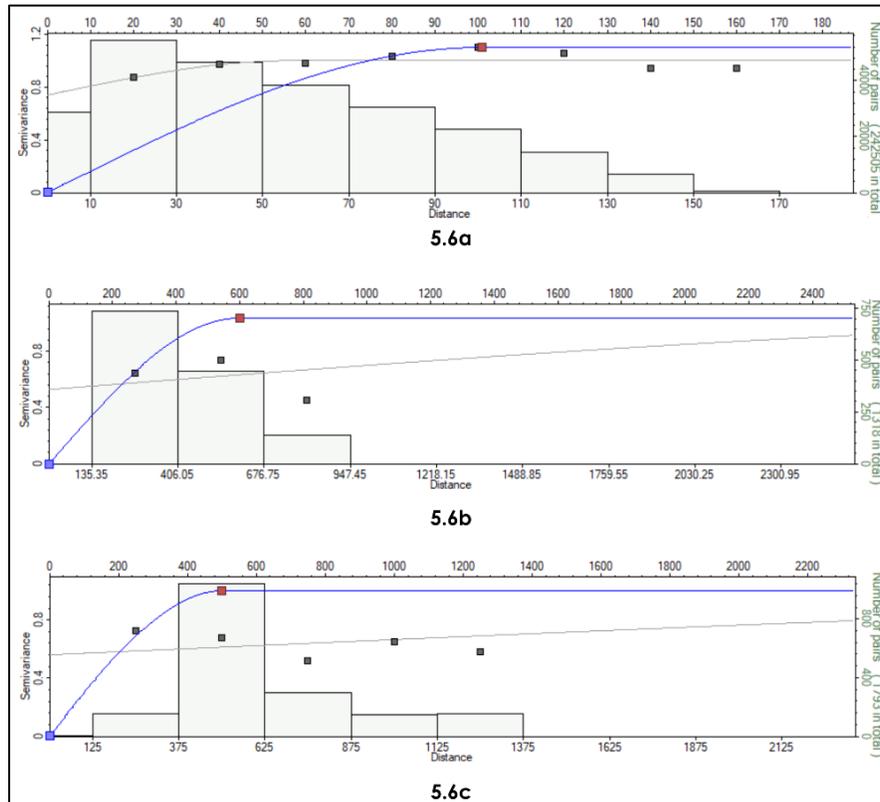


Figura 5.6 – Variogramas a) Vertical, b) Mayor y c) Menor de la PHIE del Modelo Norte de la SS1.

5.2 Modelos y mapas de propiedades

Partiendo de los parámetros definidos en los distintos variogramas generados para cada modelo, se utilizó el método de simulación secuencial gaussiana (SGS) para la propagación de propiedades petrofísicas al mallado ya construido con la finalidad de generar los volúmenes de propiedades para la PHIE, VCL y SW. EL SGS honra los datos de entrada (de pozo), la distribución de entrada, los variogramas y las tendencias. La elección de este método también se basó en que métodos como Kriging tienden a suavizar los modelos mientras que la SGS detecta variaciones locales de las propiedades (Figura 5.7). La propagación de propiedades en ningún modelo fue guiada con sísmica. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada modelo establecido.

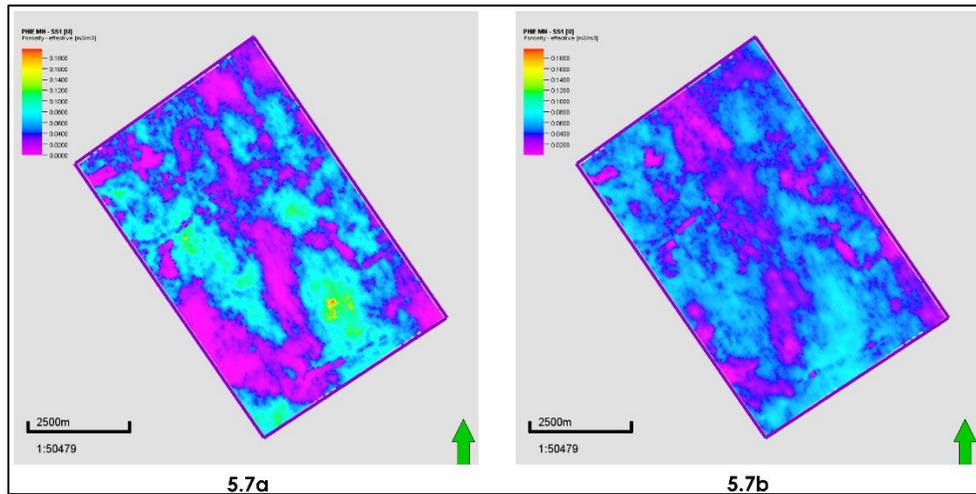


Figura 5.7 – Resultados de los modelos por a) SGS y b) Kriging. Se observa que el método de Kriging suaviza los modelos mientras que con la SGS se detectan pequeñas variabilidades en el área de estudio.

Una vez obtenida la propagación de propiedades se realizó un análisis para observar el comportamiento de las propiedades respecto a la respuesta de los registros de pozos, que como se muestra en la Figura 5.8, la propagación sigue la tendencia de comportamiento de los registros.

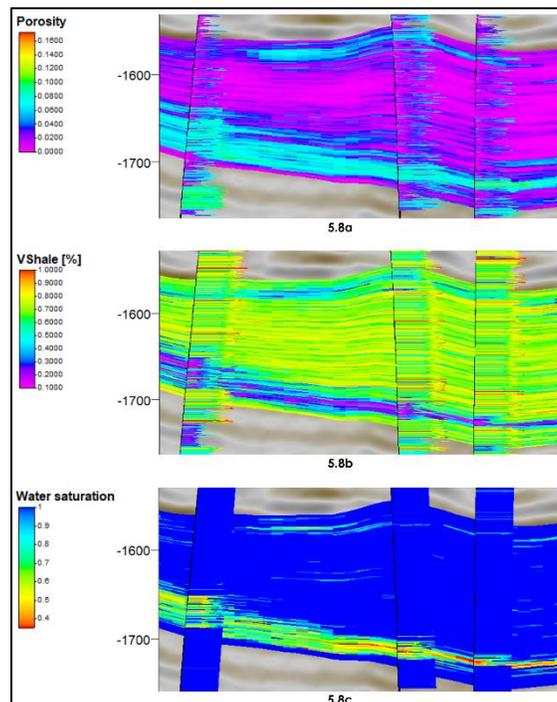


Figura 5.8 – Comparación entre el comportamiento de las propiedades propagadas y los registros de pozo a) PHIE, b) VCL y c) SW.

5.2.1 Modelo Norte

En la Figura 5.9 se muestran los modelos de propiedades de la PHIE, VCL y SW para la Secuencia Sísmica 1. Los valores mínimos y máximos son: PHIE 0 a 18.22 %, VCL 0 a 100 % y

para la SW 20.52 a 100 %. A partir de los modelos se generaron mapas de distribución de las propiedades propagadas (Figura 5.10).

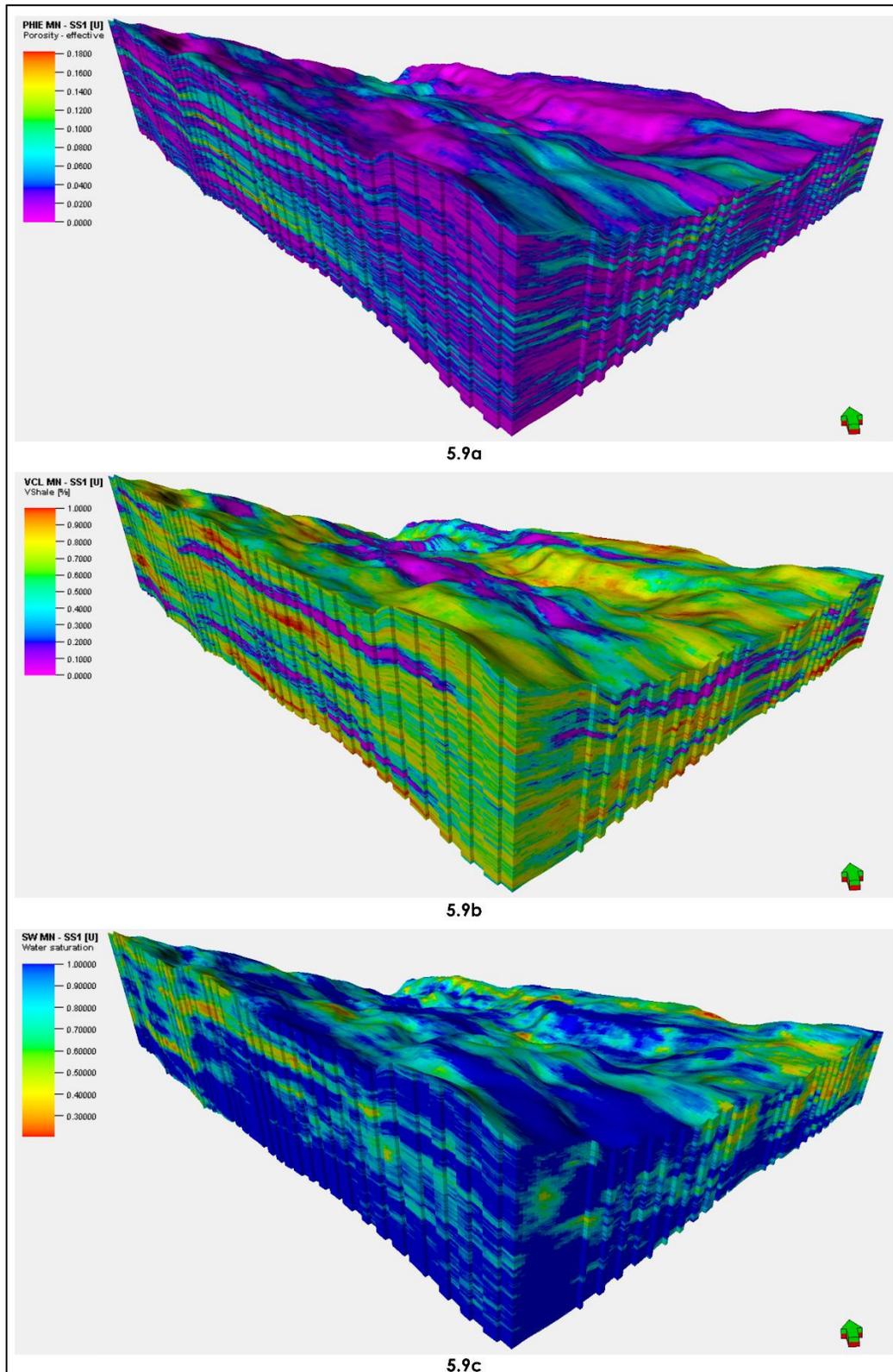


Figura 5.9 – Modelos de propiedades de la SS1 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Norte).

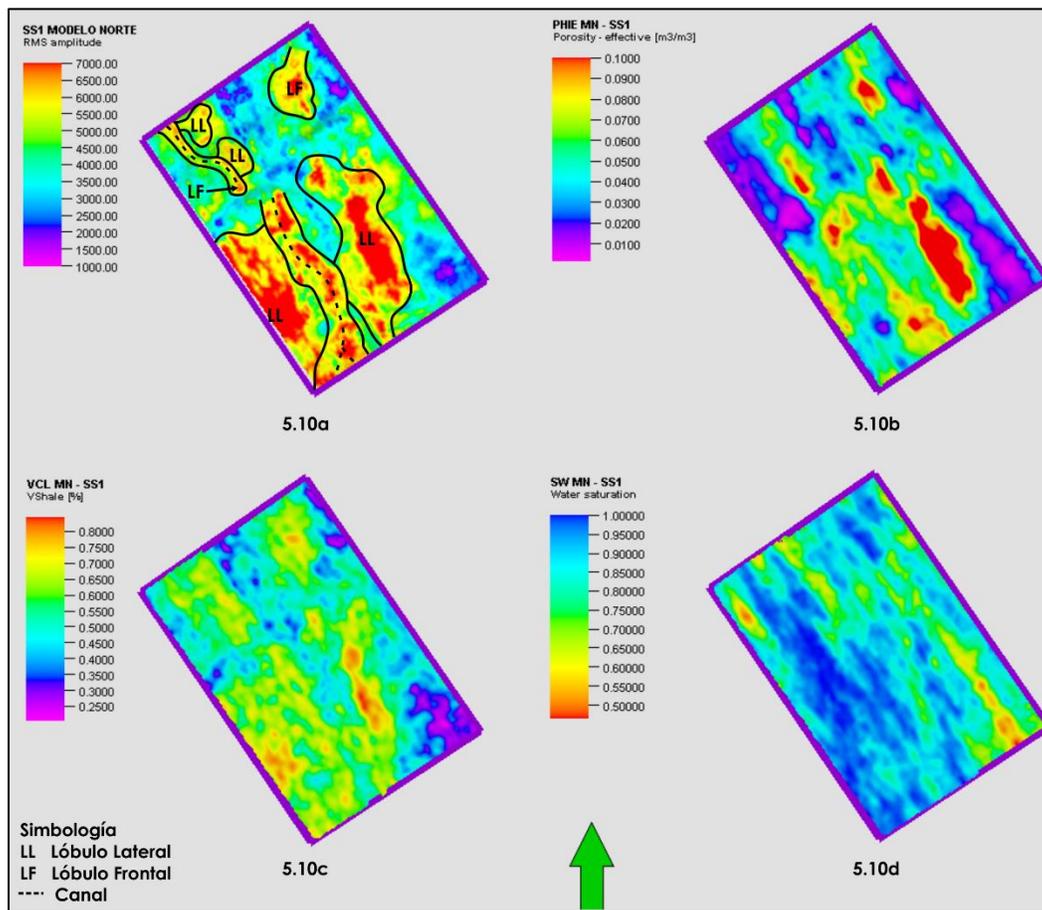


Figura 5.10 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Norte de la SS1.

Al realizar un análisis comparando las facies sedimentarias propuestas (Figura 5.10a) con la distribución de las propiedades petrofísicas propagadas, se observa que en donde se presentan altas amplitudes la porosidad tiene valores del 9 al 10 %, (Figura 5.10b) sin embargo, el contenido de arcillas es del orden de 60 al 99 %, siendo su valor más alto en el lóbulo lateral propuesto al este del modelo norte (Figura 5.10c). Las zonas con mayor saturación de agua predomina al oeste del modelo con valores del 85 al 100 % en las zonas en donde la porosidad y la arcillosidad cuentan con valores altos a intermedios (Figura 5.10d).

Para la SS1 se encuentran diferentes intervalos de interés que podrían ser productores, por ejemplo, en las Figuras 5.11, 5.12 y 5.13 se presenta la mejor zona al suroeste del modelo norte, mostrada con un recuadro negro, determinada con base en su espesor, continuidad y propiedades petrofísicas. Las dimensiones de este cuerpo son de 389 m x 1560 m y un espesor de 14 m. La PHIE promedio es del 18 %, la arcillosidad varía del 18 al 50 % y la SW es del 25 al 45 % (Figura 5.14).

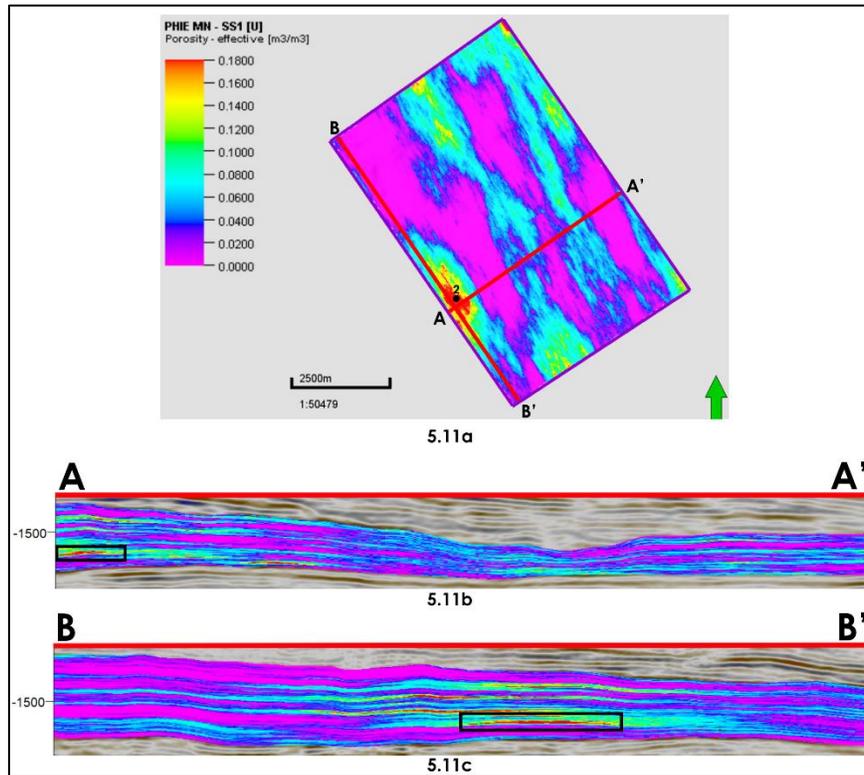


Figura 5.11 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS1 del Modelo Norte.

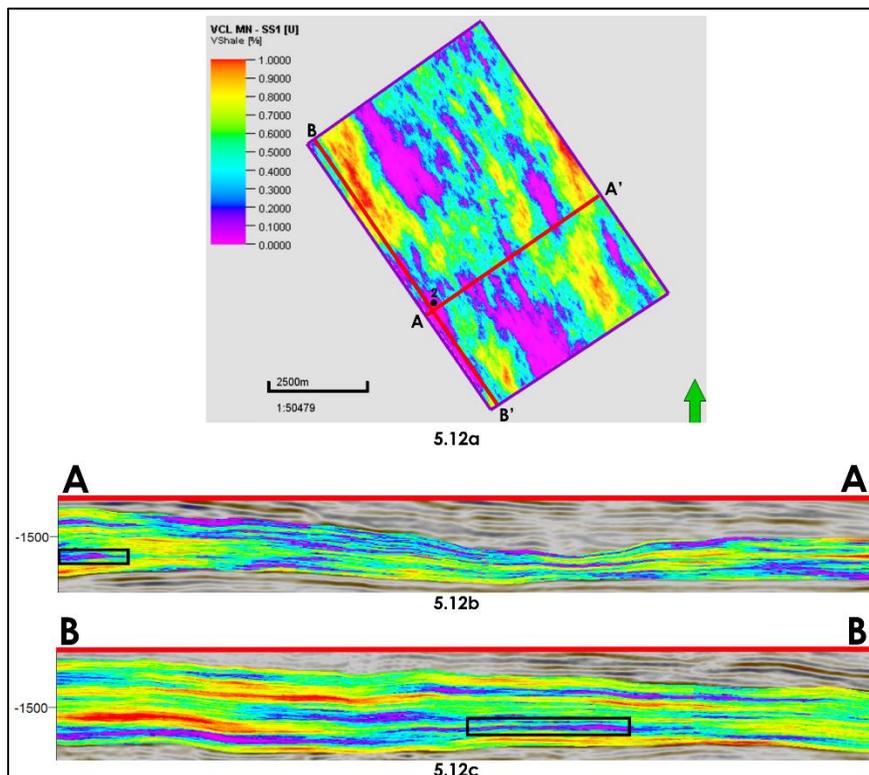


Figura 5.12 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS1 del Modelo Norte.

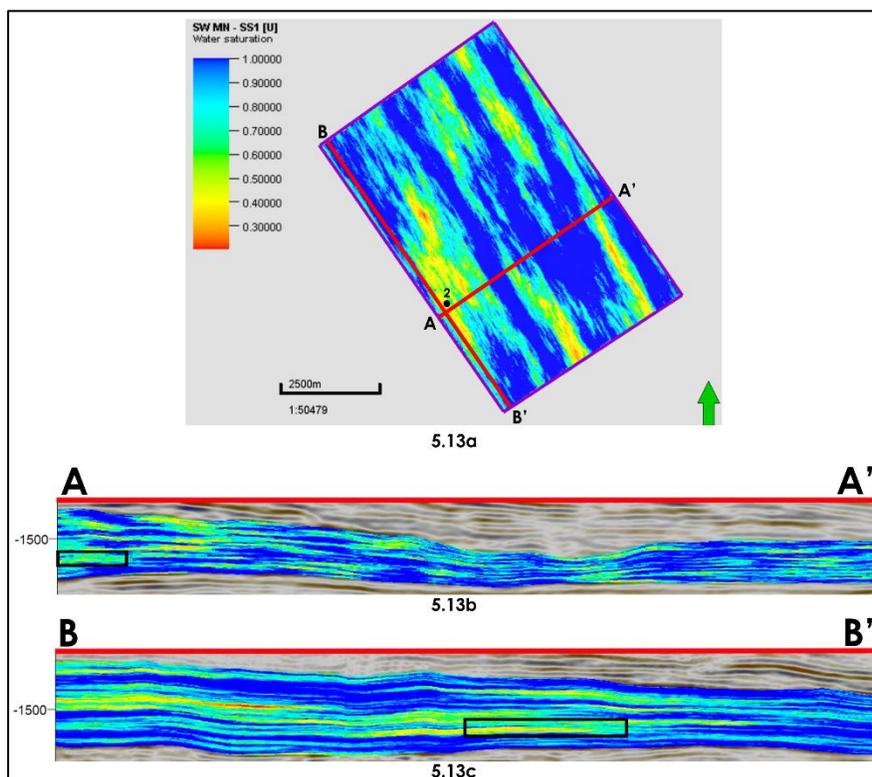


Figura 5.13 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS1 del Modelo Norte.

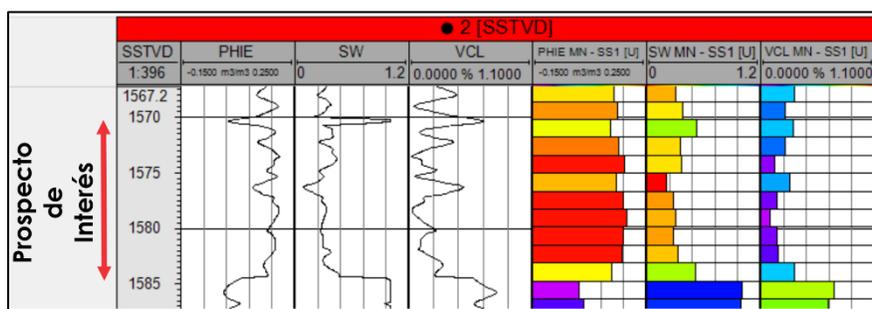


Figura 5.14 – Propiedades petrofísicas del prospecto de interés de la SS1 para el Modelo Norte.

Los modelos de propiedades para la Secuencia Sísmica 2 se muestran en la siguiente figura y sus escalas son: PHIE 0 a 14.32 %, VCL 0 a 100 % y para la SW 29.51 a 100 %. La distribución de las propiedades antes mencionadas se muestra en los mapas de la Figura 5.16.

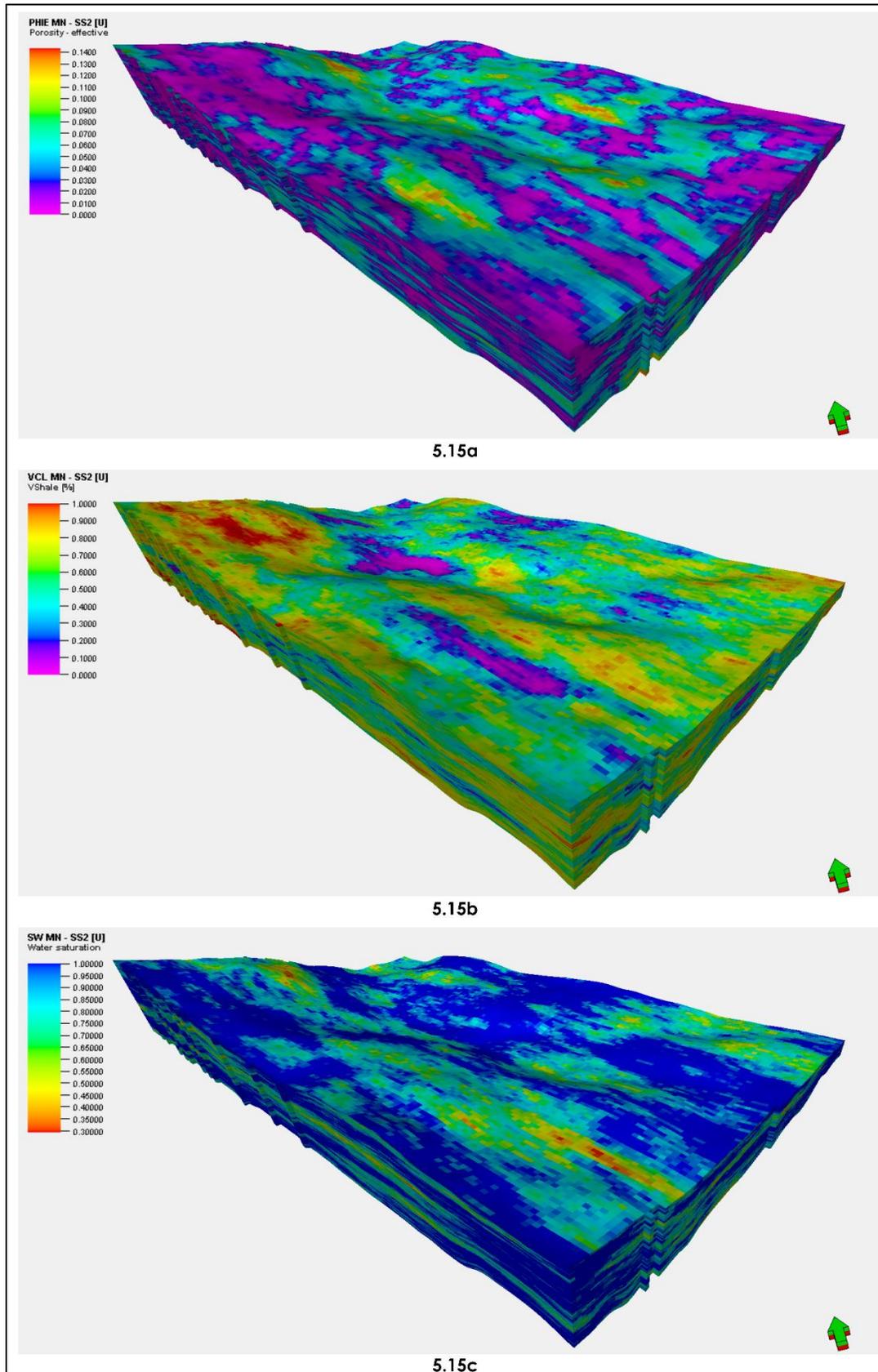


Figura 5.15 – Modelos de propiedades de la SS2 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Norte).

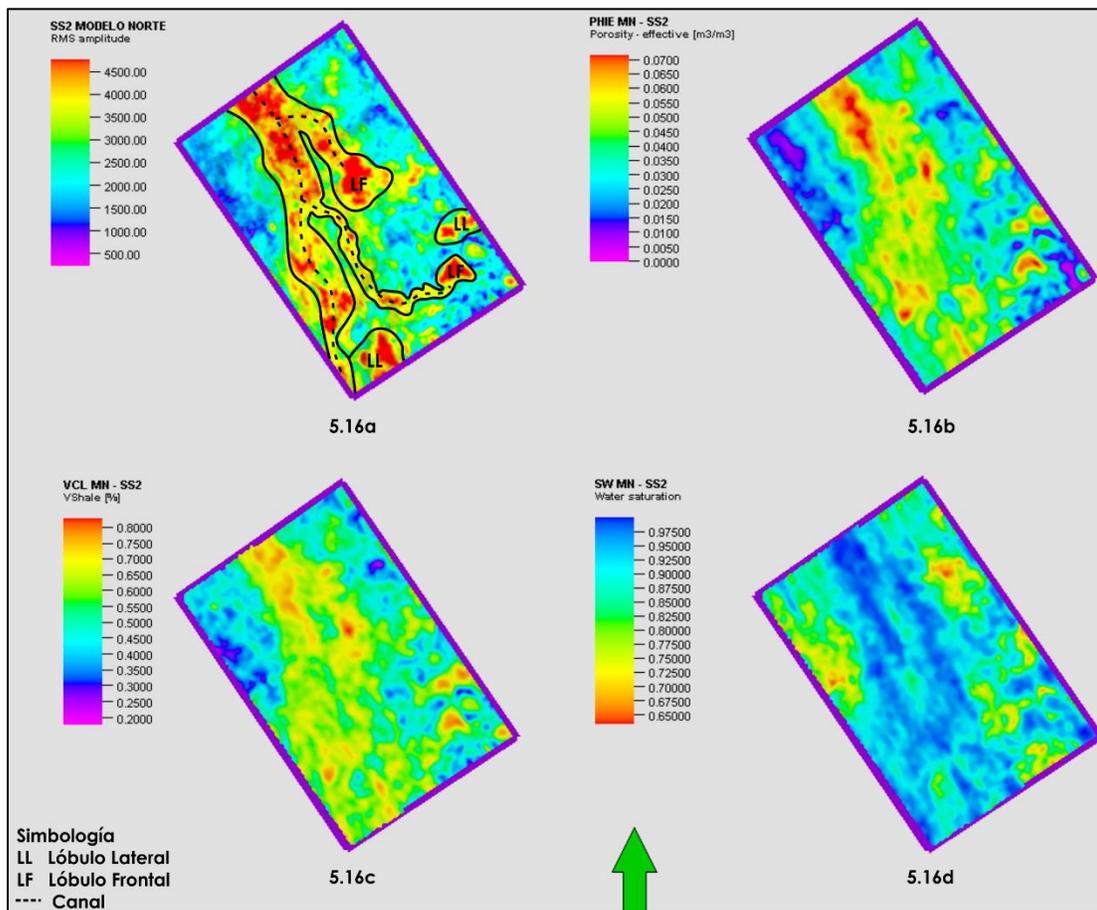


Figura 5.16 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Norte de la SS2.

Para las facies sedimentarias propuestas (Figura 5.16a) se ubican valores intermedios a altos de porosidad y de volumen de arcillosidad, para la primer propiedad varía de un 3 hasta un 7.15 % y para la segunda es del orden de 48 al 82 % (Figuras 5.16b y 5.16c). Los valores más altos de porosidad se presentan hacia la zona norte mientras que el de arcillosidad se ubica en el lóbulo frontal al centro del modelo. Respecto a la SW (Figura 5.16d), los valores más altos (90 – 99 %) coinciden con los canales y lóbulos.

La zona de interés propuesta para la secuencia sísmica 2 cuenta con un espesor promedio de 25 m y una extensión de 801 m x 540 m. En las siguientes imágenes el posible yacimiento se presenta en un recuadro negro. La PHIE disminuye hacia su cima mientras que su VCL aumenta y hacia sus extremos tanto la PHIE como la arcillosidad disminuyen. La SW presenta un comportamiento constante a lo largo de todo el yacimiento. La PHIE tiene un rango del 11 al 14.5 % (Figura 5.17), el VCL varía del 0 al 50 % (Figura 5.18) y la SW es del 3 al 60 % (Figura 5.19).

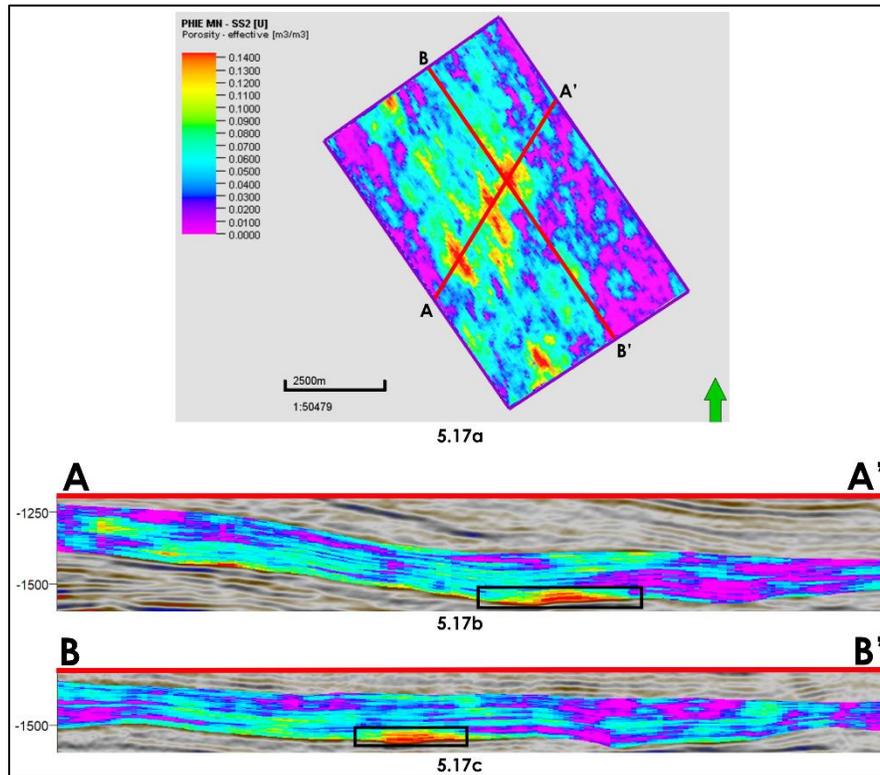


Figura 5.17 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS2 del Modelo Norte.

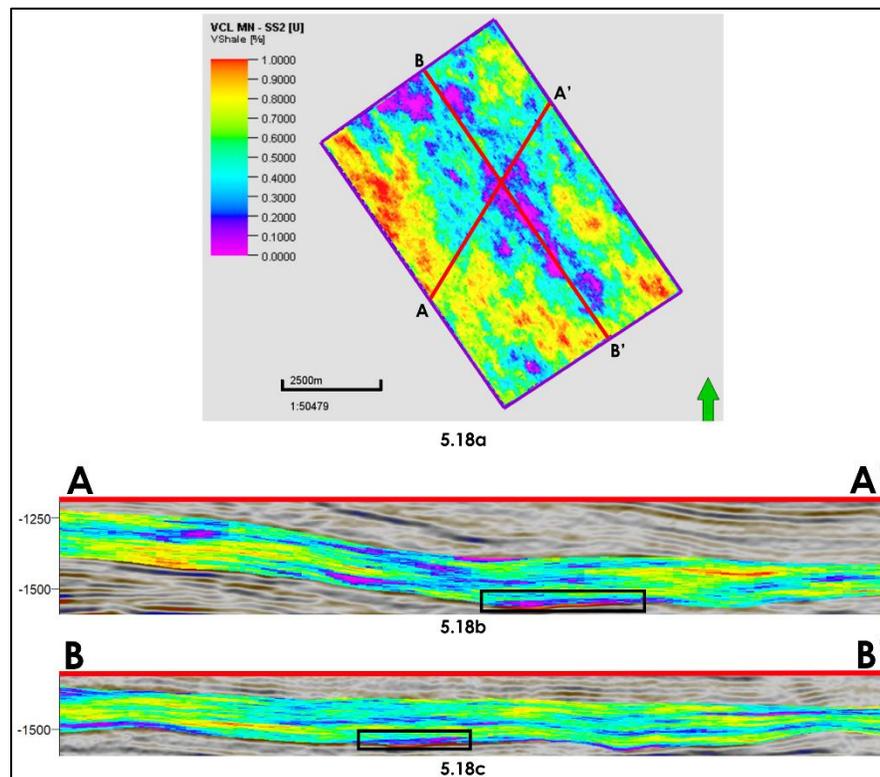


Figura 5.18 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS2 del Modelo Norte.

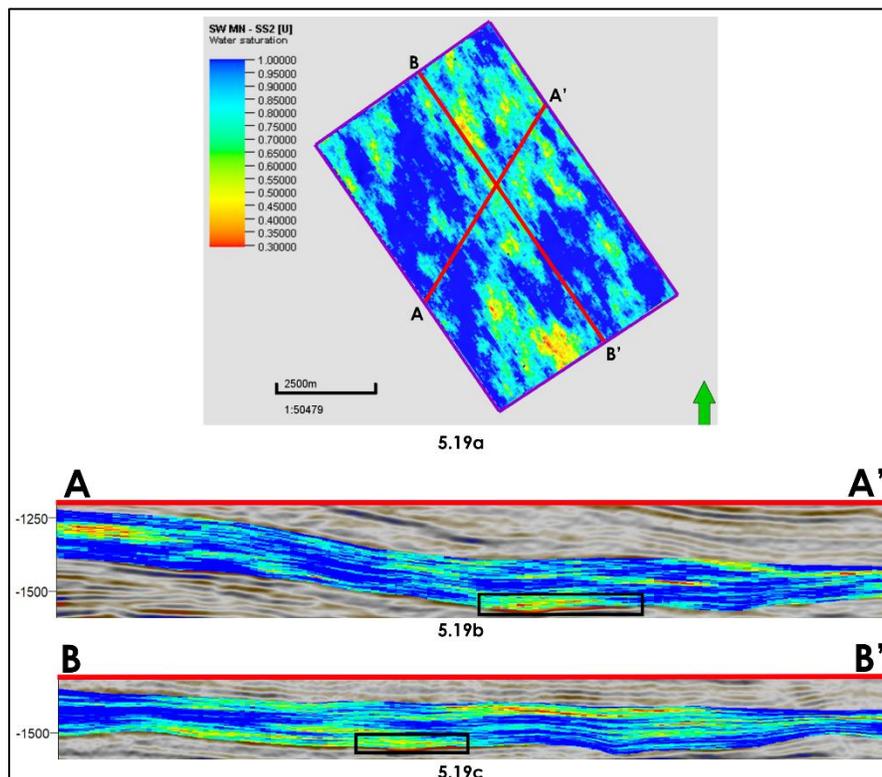


Figura 5.19 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS2 del Modelo Norte.

A continuación, se presentan los tres modelos de propiedades generados para la SS3 (Figura 5.20). La porosidad efectiva cuenta con una escala de 0 a 16.3 %, el volumen de arcilla de 0 a 100 % y la saturación de agua de 10.7 a 100 %. En los mapas de la Figura 5.21 se muestra la distribución promedio de estas propiedades.

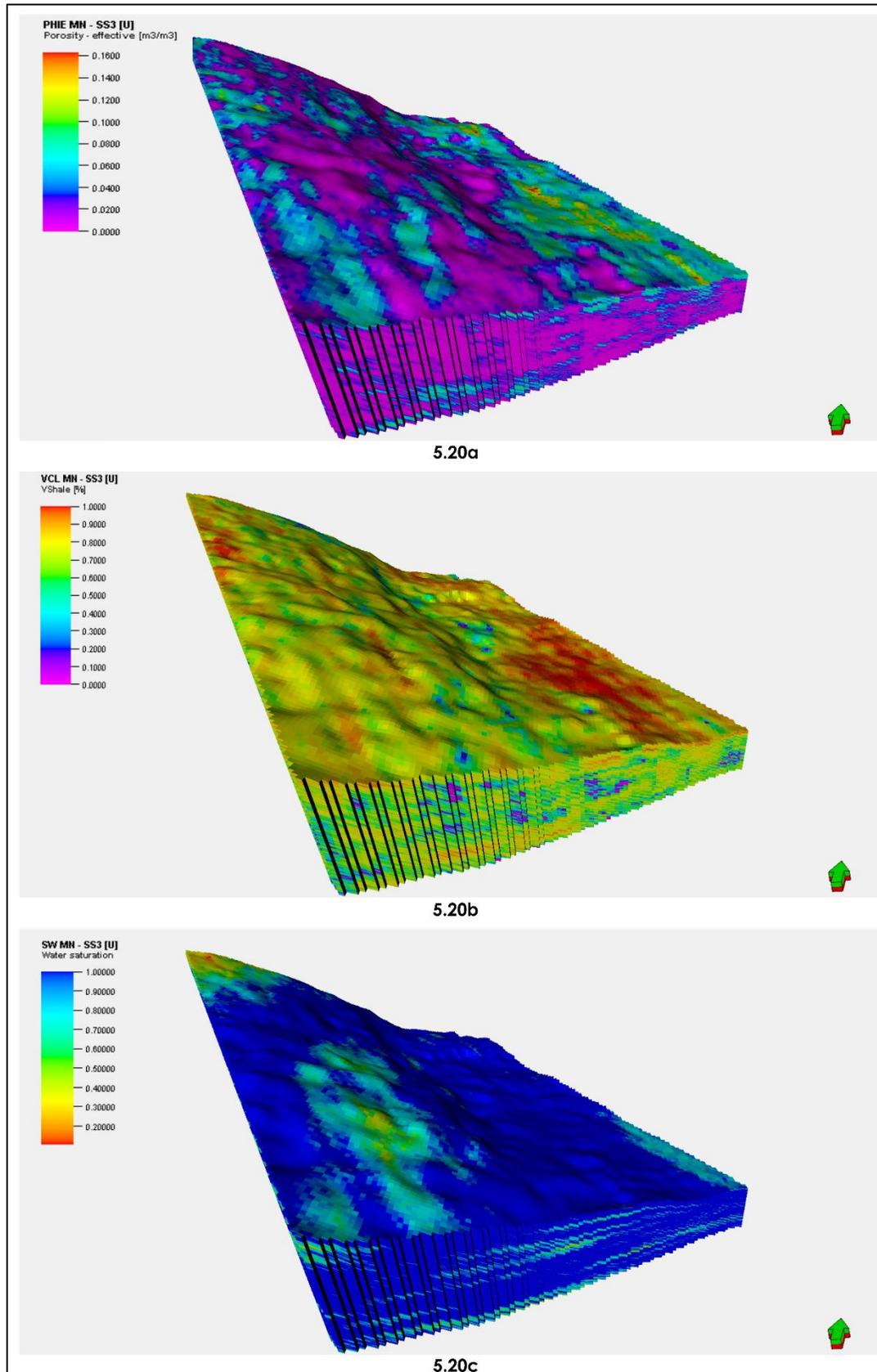


Figura 5.20 – Modelos de propiedades de la SS3 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Norte).

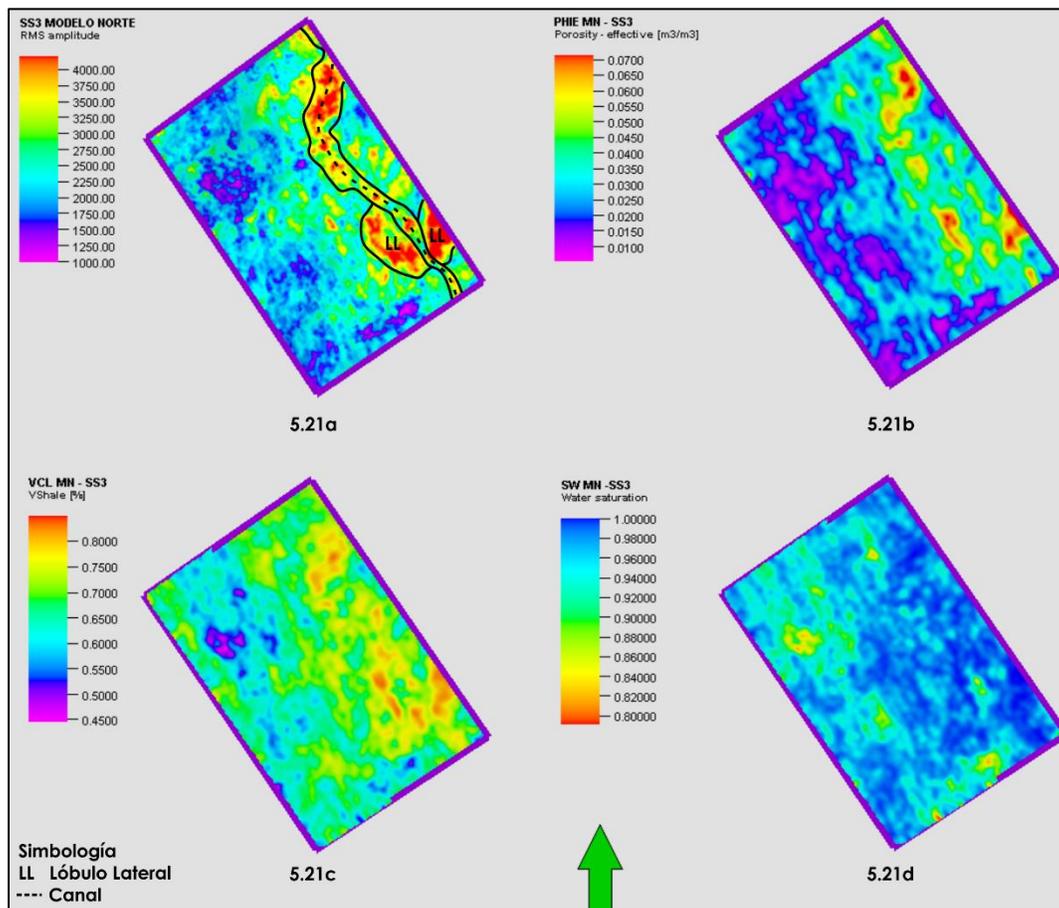


Figura 5.21 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Norte de la SS3.

Para este modelo se observa que los valores tanto intermedios como altos de PHIE (Figura 5.21b), cuya escala es de 0.5 a 7.12 %, predominan al este del modelo y coincide con las zonas propuestas como canales y lóbulos laterales (Figura 5.21a), los valores más altos de porosidad se ubican en ambos lóbulos y en la porción norte del canal. Los valores de VCL que predominan son de aproximadamente del 60 al 75 %, encontrándose los valores más altos al este y los más bajos al oeste y sur del área, siendo estos últimos los de menor área de distribución en el modelo (Figura 5.21c). Respecto a la SW, el mapa (Figura 5.21d) muestra que los valores que predominan son del 96 al 100 % principalmente al este mientras que al sur y al oeste la saturación varía desde un 79 hasta un 95 % aproximadamente.

Esta secuencia se caracteriza por tener varios posibles intervalos productores, sin embargo, la de mayor interés presenta un espesor promedio de 19.5 m y su extensión es de 700 m x 2 km aproximadamente. La porosidad, del 8 al 16 %, disminuye hacia su cima, base y extremos (Figura 5.22), la arcillosidad tiene valores de 0 hasta 40 % a lo largo de todo el cuerpo de interés (Figura 5.23) y la SW aumenta hacia el extremo oeste, siendo su valor más alto de un 60 %, mientras que al centro y al este se encuentran saturación que varían desde un 11 hasta un 45 % (Figura 5.24).

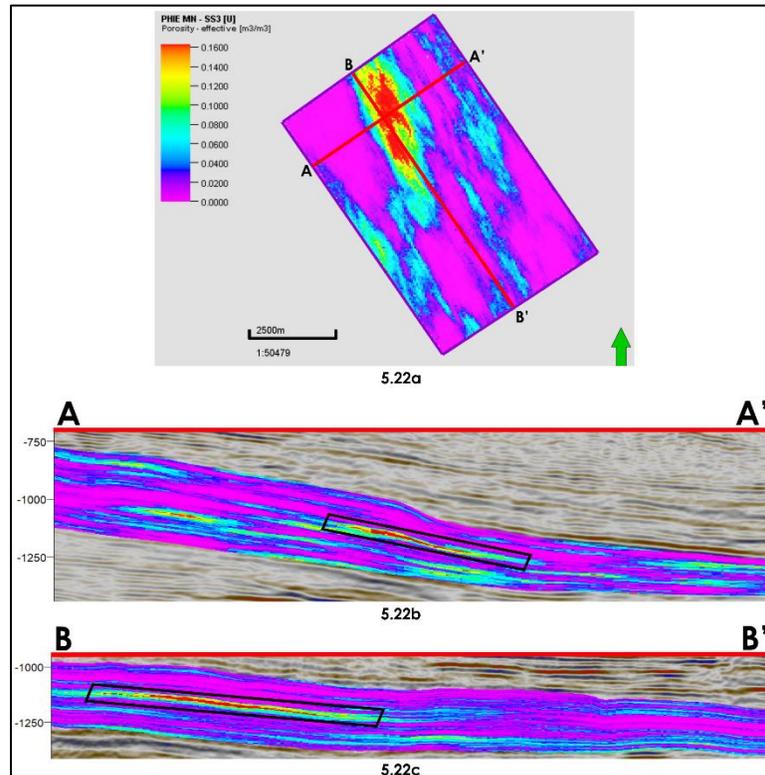


Figura 5.22 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS3 del Modelo Norte.

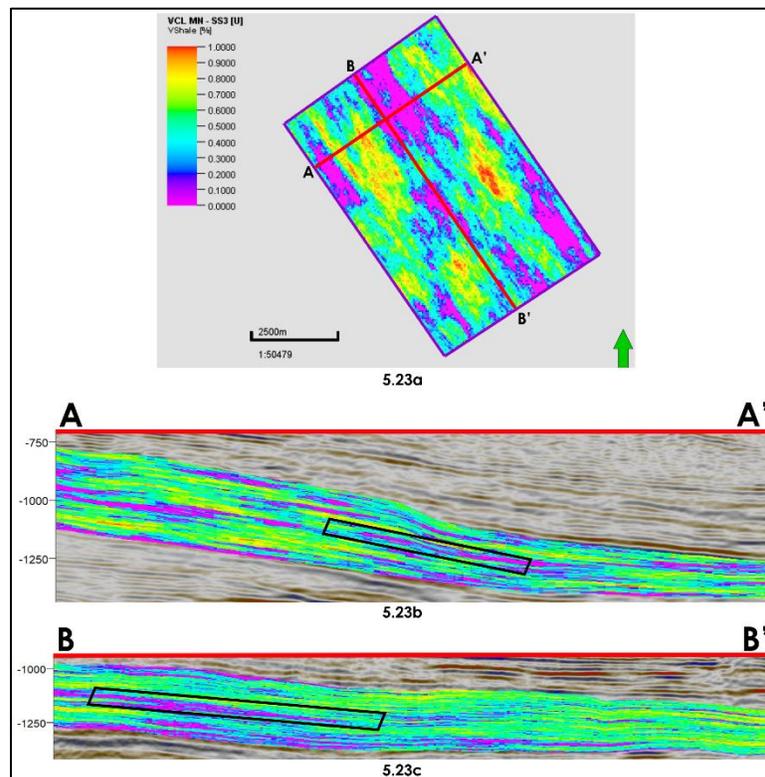


Figura 5.23 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS3 del Modelo Norte.

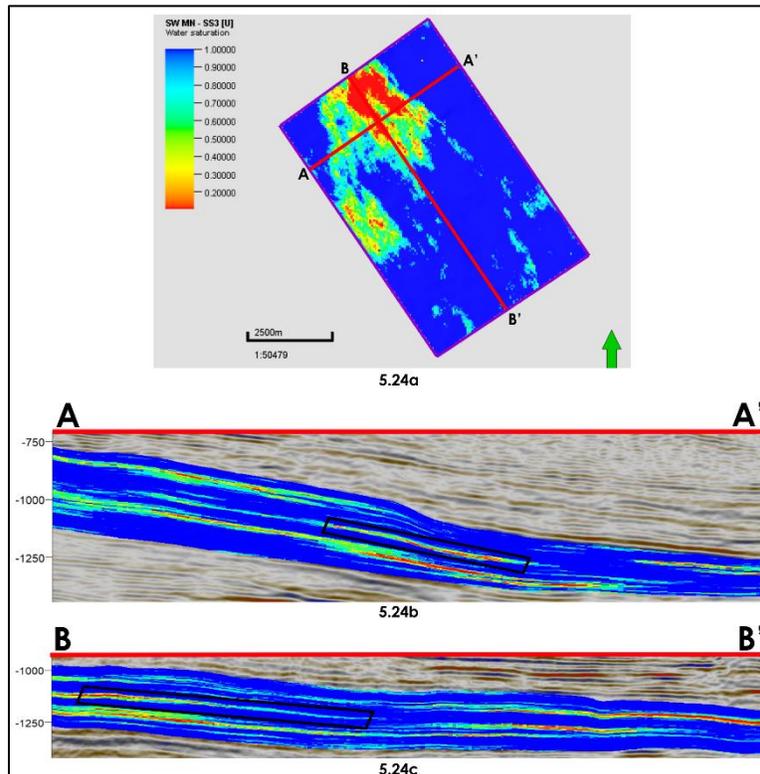


Figura 5.24 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS3 del Modelo Norte.

Los resultados de la propagación de las tres propiedades para la SS4 se muestran en la Figura 5.25. Para la PHIE la escala varía de un 0 hasta un 11.3 %, el VCL de 4.25 a 97.9 % y, por último, la SW de 34.03 a 100 %. La distribución promedio de las propiedades antes mencionadas se presenta en la Figura 5.26.

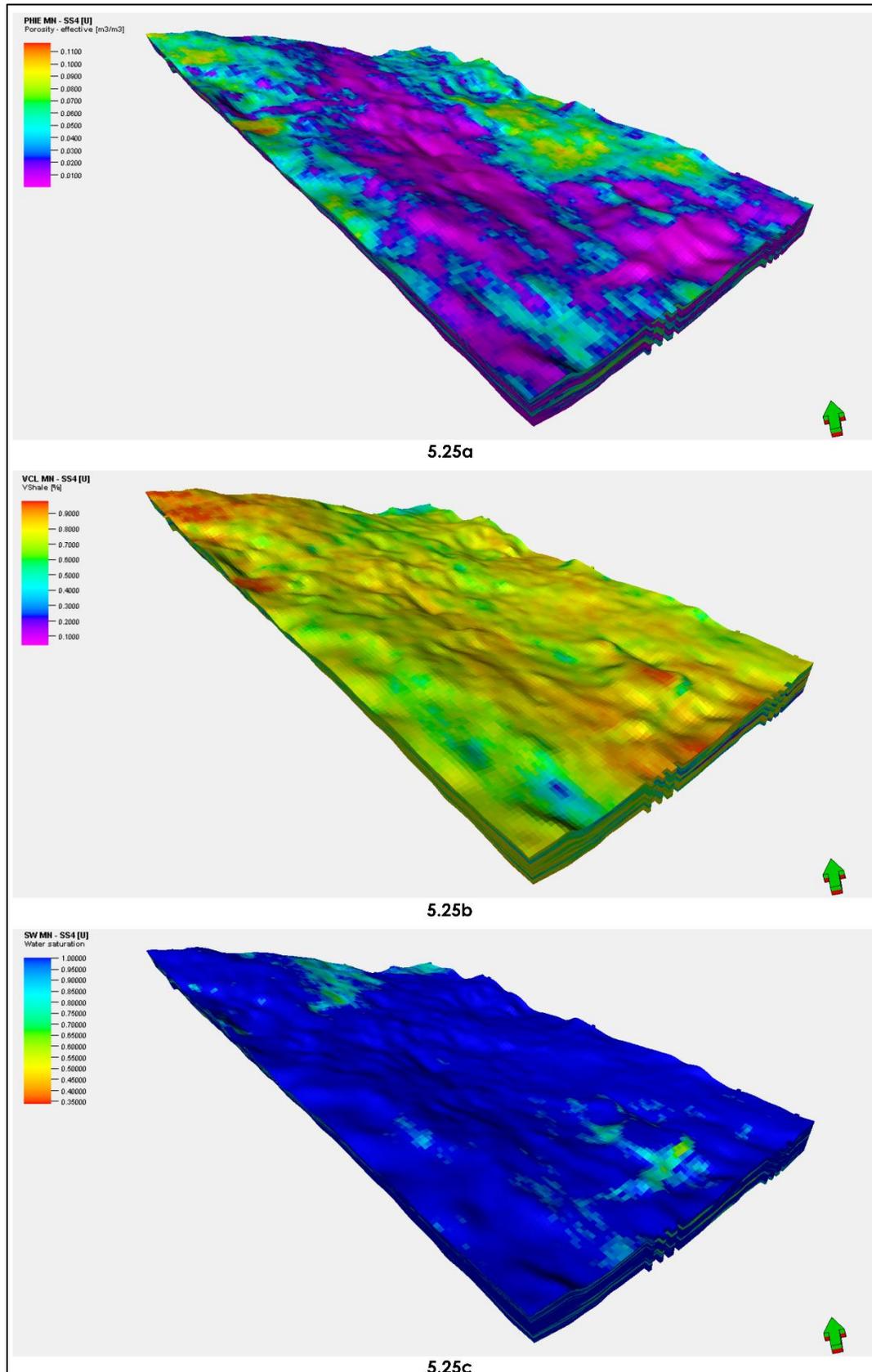


Figura 5.25 – Modelos de propiedades de la SS4 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Norte).

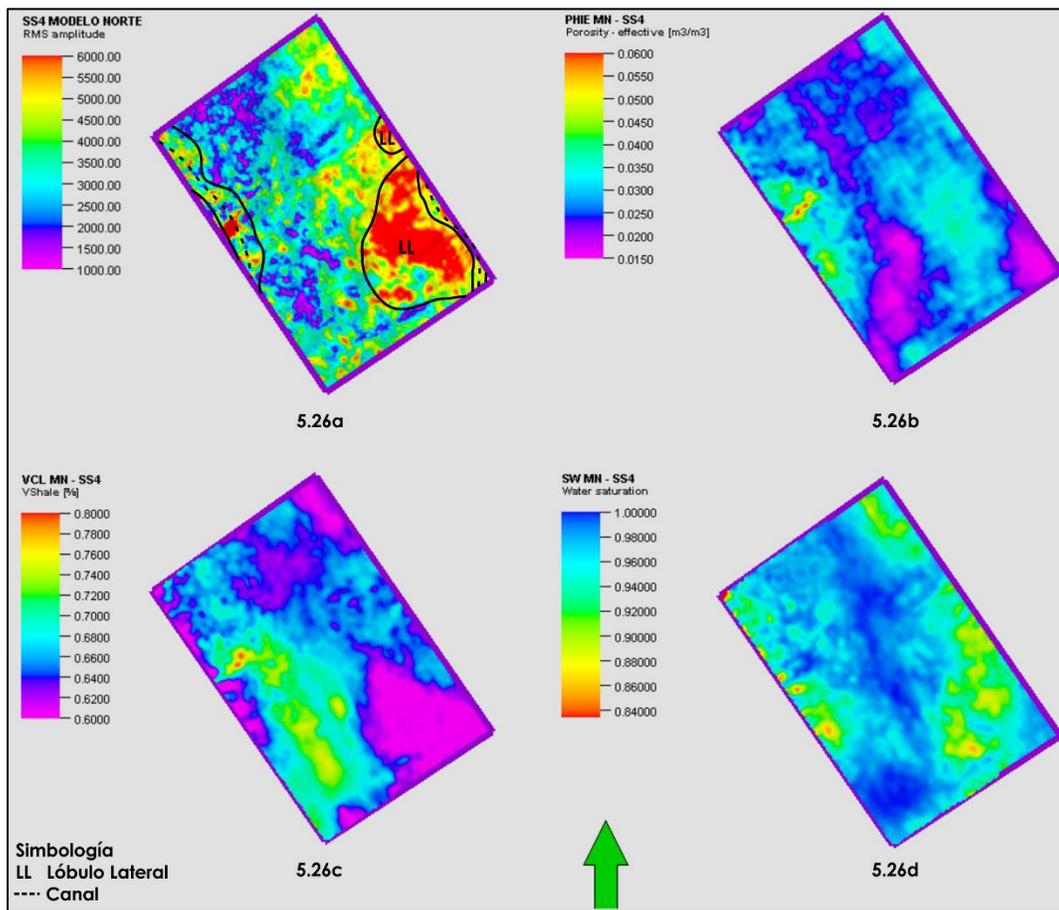


Figura 5.26 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Norte de la SS4.

Las porosidades más altas de esta secuencia se encuentran en el canal propuesto al W del modelo (Figura 5.26a), con valores de 3 a 6 % y en los dos lóbulos se cuentan con valores que varían de 1.5 a 3.5 % (Figura 5.26b). Respecto al volumen de arcillosidad, esta secuencia presenta valores de más del 60 %, en el canal se tienen valores máximos de 80 % mientras que en el lóbulo de mayor extensión se presenta la menor cantidad de arcilla con un 60 % (Figura 5.26c). La saturación de agua en las facies propuestas presentan valores muy altos del orden de 84 a un 100 % (Figura 5.26d).

Para la SS4 del modelo norte no se encontró ninguna zona de interés ya que éstos no presentaban características petrofísicas óptimas, por ejemplo, si presentaban buena PHIE (>2 %) tendían a presentar o altos valores de arcillosidad (>65 %) o alto contenido de agua (>65 %). A continuación, se presentan tres secciones con las propiedades PHIE (Figura 5.27), VCL (Figura 5.28) y SW (Figura 5.29) en donde una posible zona de interés presenta una porosidad efectiva del 3 al 8 %, su contenido arcilloso presenta valores menores al 10 % y hasta un 83 % pero, la razón por la que se descarta es porque la SW es mayor al 65 %.

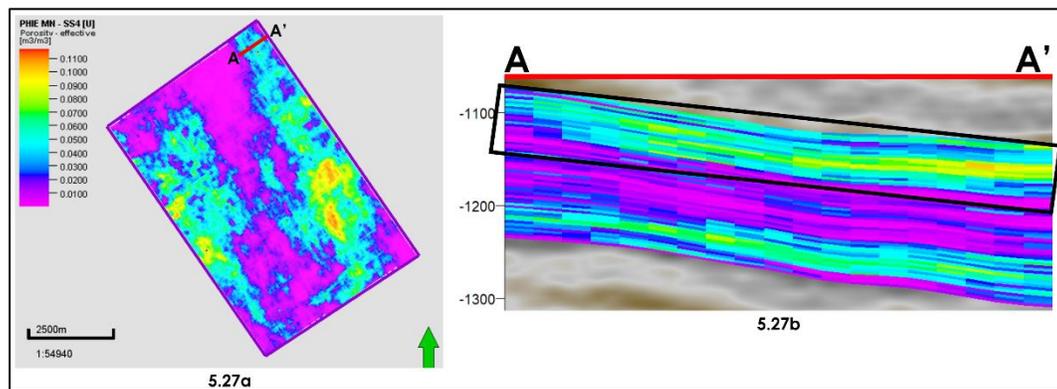


Figura 5.27 – a) Mapa base y b) Sección A-A' de la PHIE que muestra el ejemplo del comportamiento de los posibles prospectos para la SS4 del Modelo Norte.

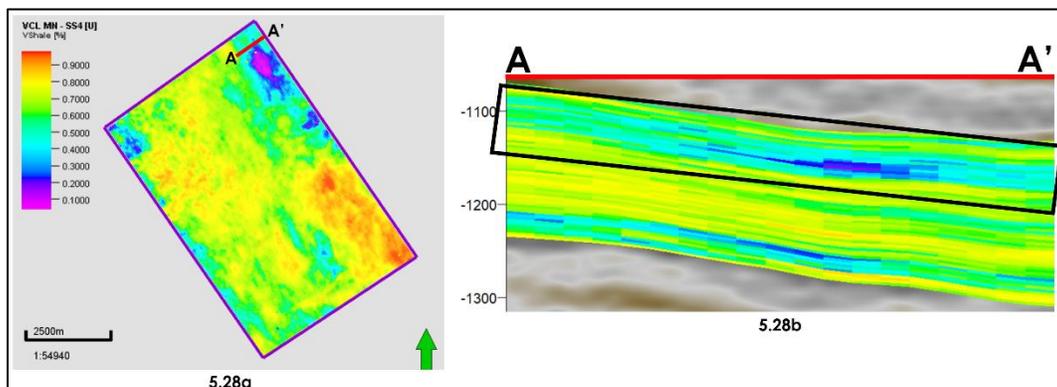


Figura 5.28 – a) Mapa base y b) Sección A-A' del VCL que muestra el ejemplo del comportamiento de los posibles prospectos para la SS4 del Modelo Norte.

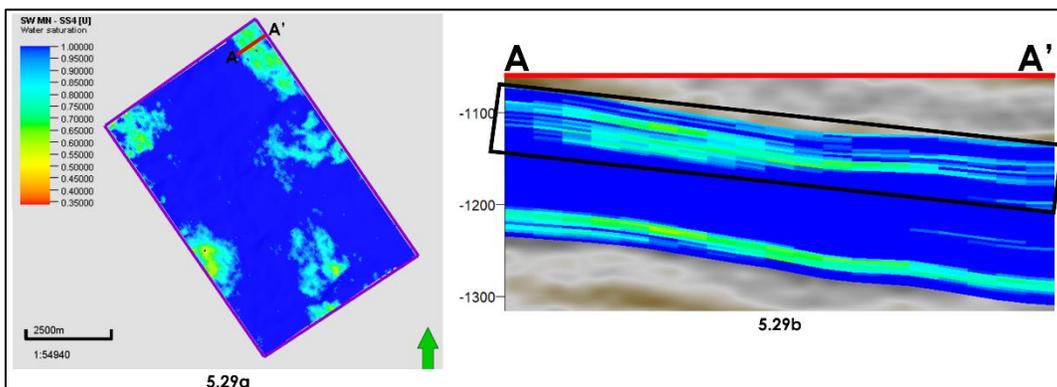


Figura 5.29 – a) Mapa base y b) Sección A-A' de la SW que muestra el ejemplo del comportamiento de los posibles prospectos para la SS4 del Modelo Norte.

En la Figura 5.30 se muestran los modelos de propiedades para la SS5, las escalas para cada propiedad son: PHIE de 0 a 19.6 %, VCL de 1.4 a 99.1 % y para la SW de 27.8 a 100 %. Los mapas que muestran la distribución promedio de las propiedades propagadas se presenta en la Figura 5.31.

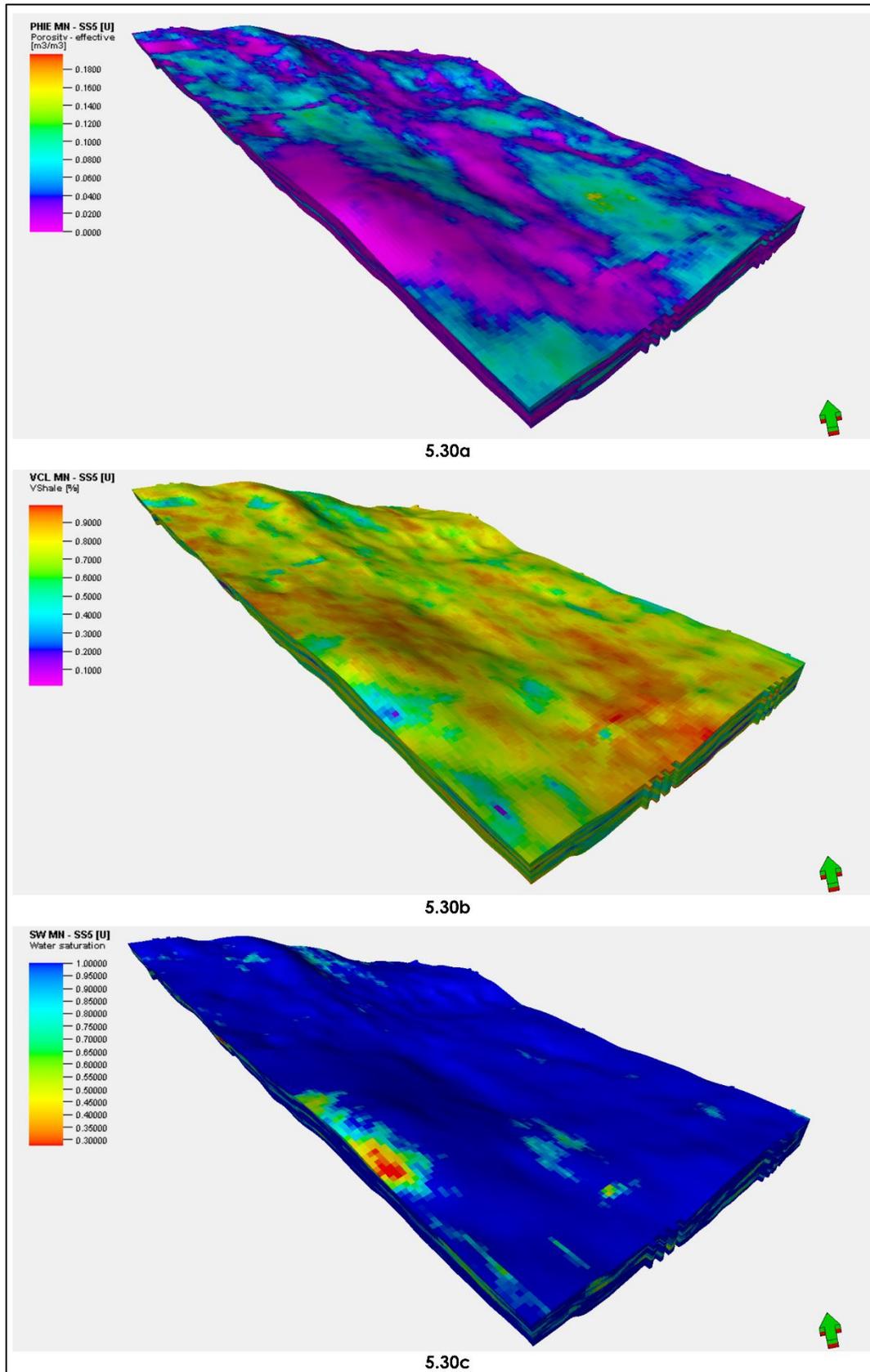


Figura 5.30 – Modelos de propiedades de la SS5 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Norte).

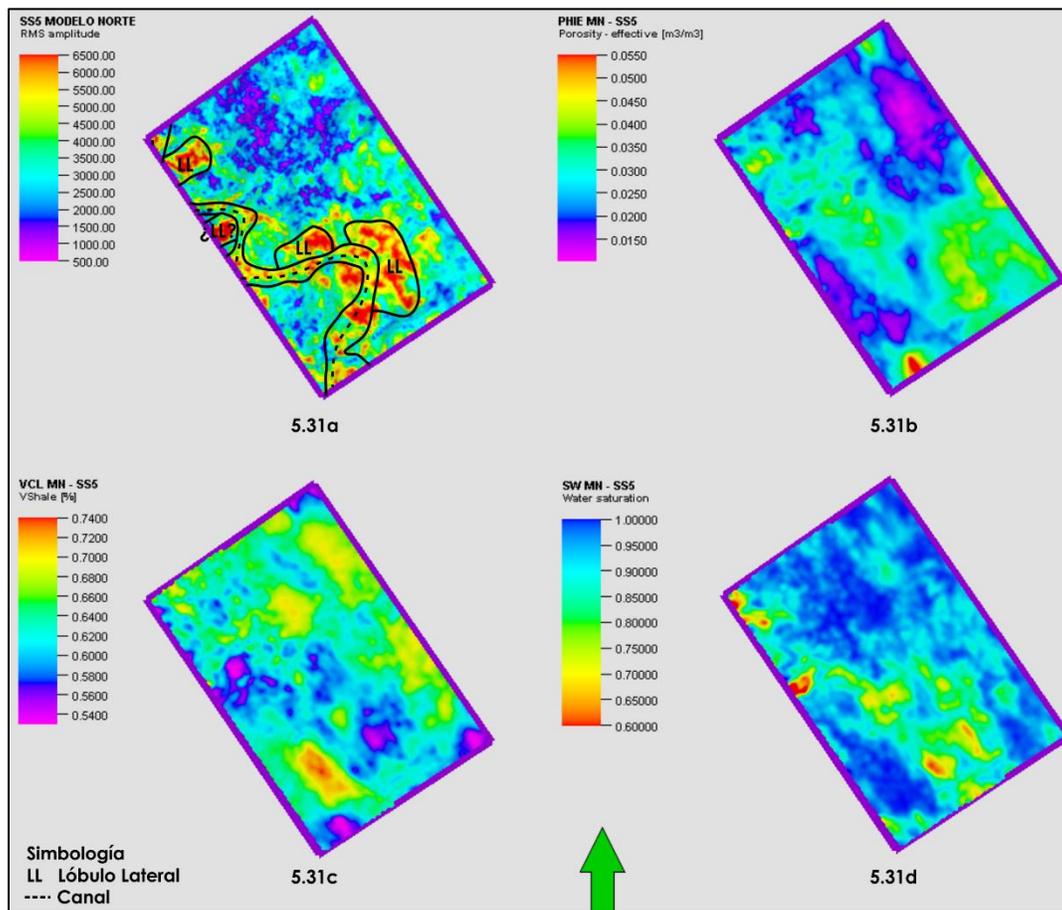


Figura 5.31 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Norte de la SS5.

Para la SS5 el mayor valor de porosidad se encuentra hacia suroeste del modelo, sin embargo, las porosidades que predominan en el mapa tienen un rango del 2.5 al 4.5 %, hacia el noreste y suroeste se encuentran valores menores al 2.5 %; en las facies propuestas predominan valores de porosidad intermedios (Figura 5.31b). El porcentaje de VCL dentro de las facies es diverso, hacia el norte el lóbulo lateral y la pequeña porción de canal que abarca el Modelo Norte cuentan con valores de un 62 hasta 70 %; en las facies centrales y al sur predominan valores menores al 64 % excepto en una parte del canal que se encuentra al suroeste en donde se tiene alto contenido arcilloso (>70 %, Figura 5.31c). La distribución de arcilla que prepondera en el mapa es del orden del 60 al 70 % aproximadamente. Los valores de saturación de agua que predominan son considerados como altos para el área de estudio, no obstante, los valores menores al 65 % se encuentran dentro de los canales y lóbulos laterales propuestos (Figura 5.31d).

El cuerpo propuesto para esta secuencia se ubica al suroeste del modelo en la zona en donde se propuso un canal. Las dimensiones promedio son de 1 km x 500 m con un espesor de 9.7 m. Los valores de porosidad varían de un 6 hasta un 19.6 %, es importante hacer notar que el valor más alto de porosidad se encuentra solamente en un intervalo de poco más de 2 m, hacia el centro del área de interés los valores de PHIE tienden a ser constante y hacia los extremos disminuyen (Figura 5.32). Los valores de volumen de arcillosidad (Figura 5.33) y saturación de agua (Figura 5.34) son menores al 2 % y 50 % respectivamente a lo largo de todo el prospecto.

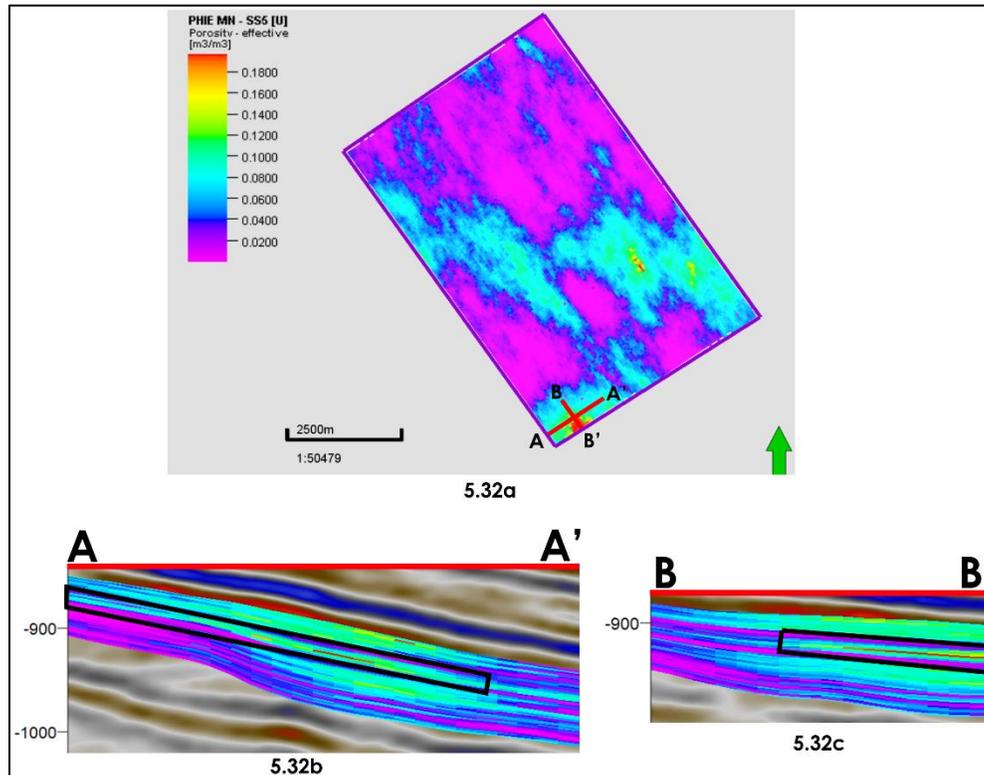


Figura 5.32 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS5 del Modelo Norte.

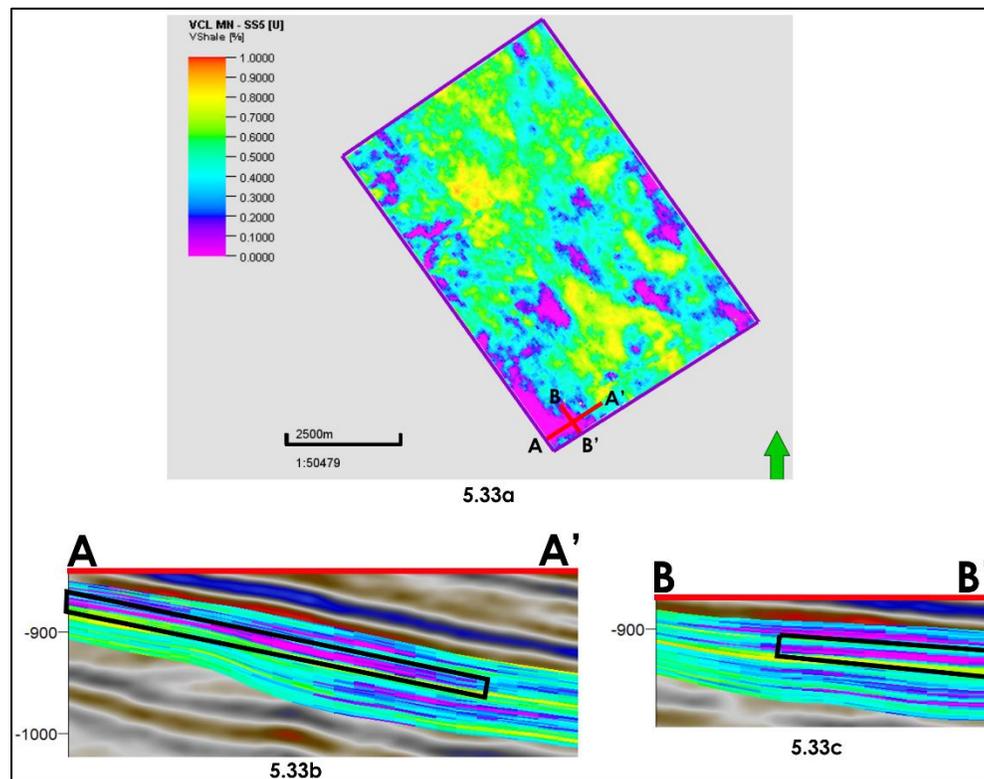


Figura 5.33 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS5 del Modelo Norte.

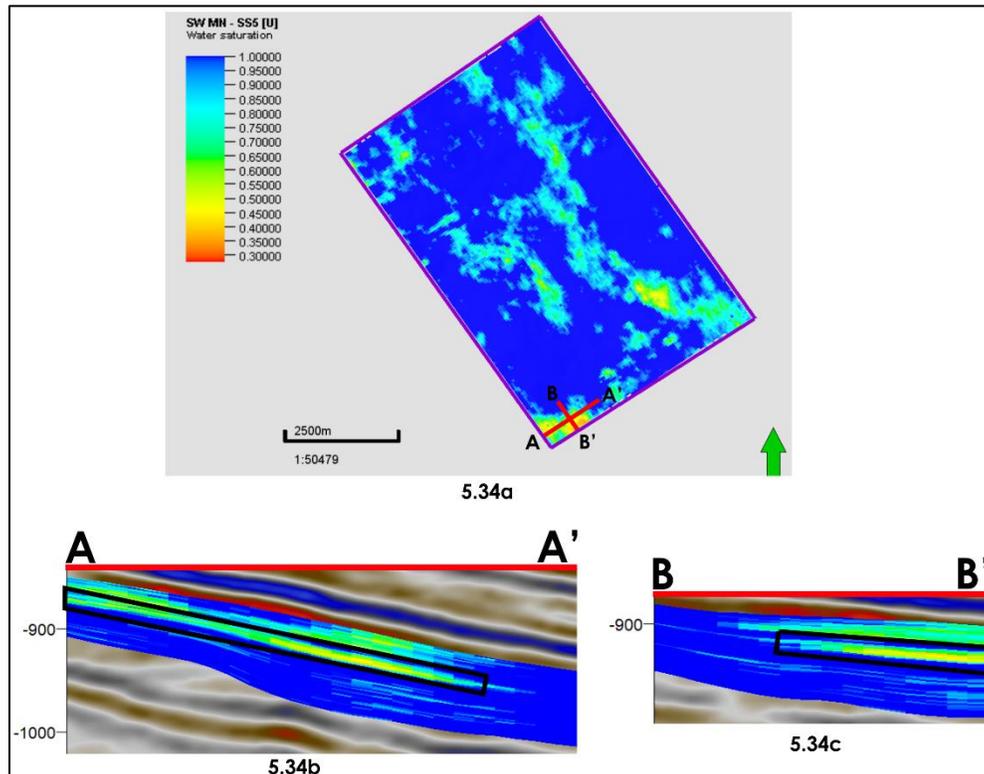


Figura 5.34 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS5 del Modelo Norte.

5.2.2 Modelo Sur

En la Figura 5.35 se muestran los modelos de propiedades de la PHIE, VCL y SW para la Secuencia Sísmica 1. Los valores mínimos y máximos son: PHIE 0 a 17.16 %, VCL 0 a 100 % y para la SW 10.97 a 100 %. Los mapas que representan el comportamiento de cada propiedad en la secuencia se muestran en la Figura 5.36.

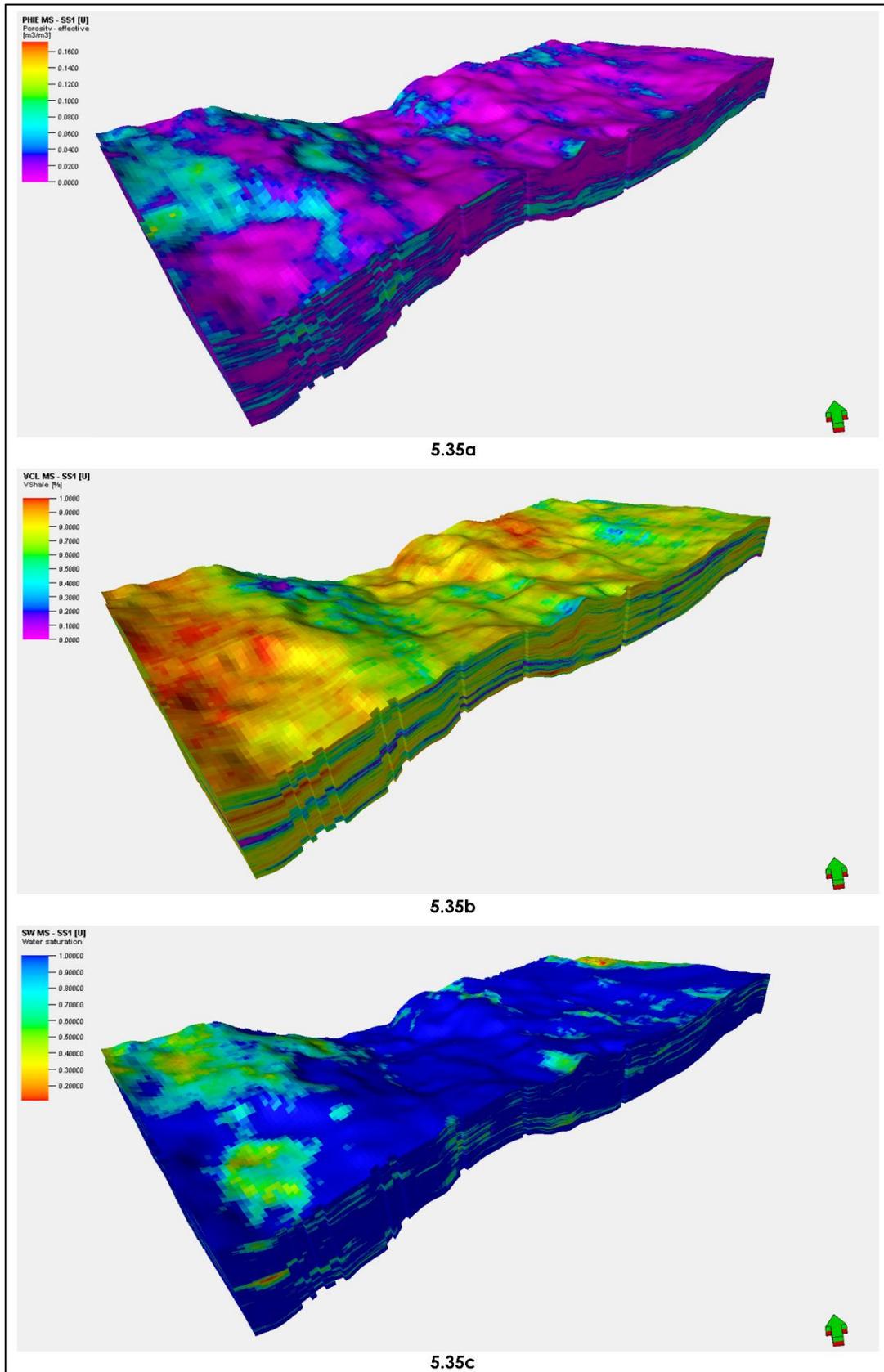


Figura 5.35 – Modelos de propiedades de la SS1 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Sur).

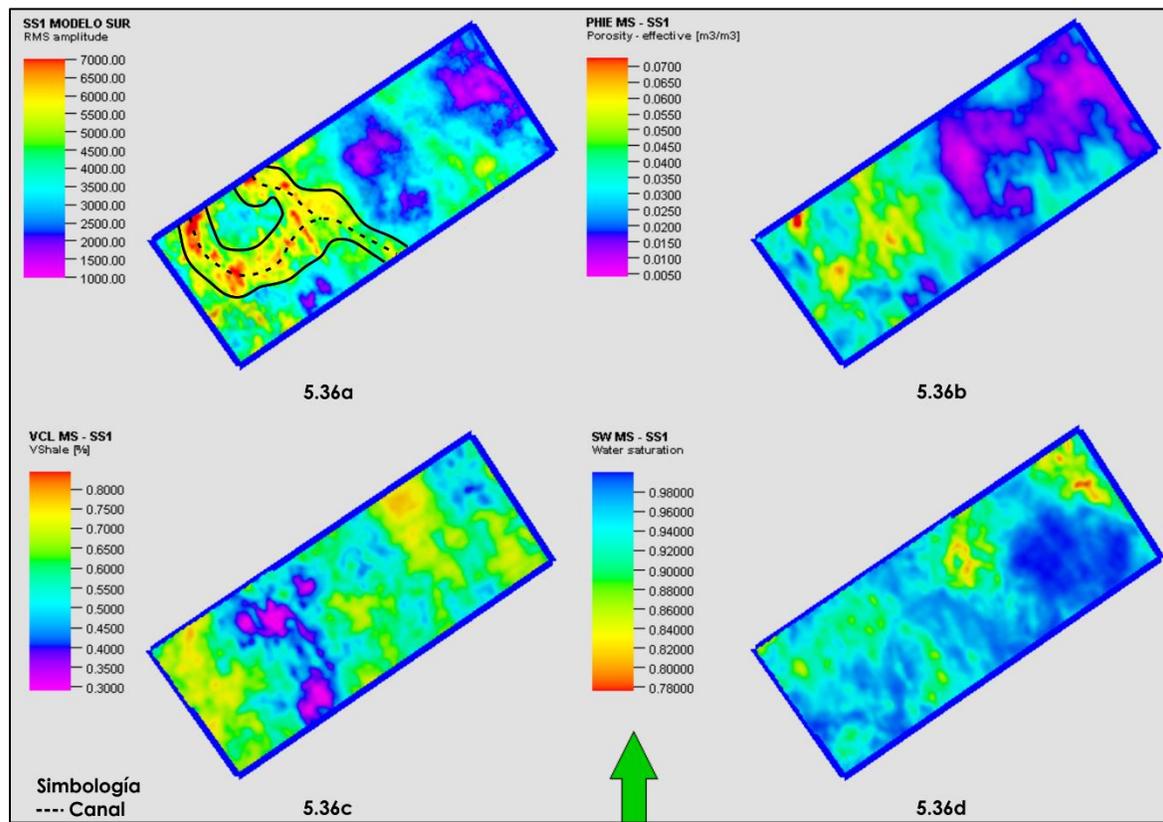


Figura 5.36 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Sur de la SS1.

Las porosidades más altas de la SS1 en el modelo sur se encuentran en la zona central y al oeste del área y se ubican en donde se propusieron los canales con valores que varían de un 2.5 a un 7.3 % (Figura 5.36b) y al este predominan valores de porosidad menores al 2 %. En el mapa de la Figura 5.36c se observa que el volumen de arcilla que cuenta con mayor distribución tiene valores del 50 al 75 %. Dentro de las facies de canal propuestas se encuentran distintos valores de arcillosidad que varían desde un 2 9% en donde se unen ambos canales hasta en 81.5 % en el canal localizado al noroeste. Los valores promedio de saturación de agua continúan siendo muy altos (Figura 5.36d), encontrándose éstos hacia la margen sureste del modelo siendo cercanos a un 99 % y los menores hacia la parte norte y noreste (78 a 88 %), para la zona oeste se tienen valores de saturación intermedios y en las facies propuestas varían de 82 a 96 %.

La roca almacén que se propone a continuación para la SS1 se ubica en la zona central del modelo sur, cuenta con buena continuidad y sus dimensiones son de aproximadamente 4.6 km x 1.1 km y un espesor promedio de 29 m ya que hacia el sur se adelgaza. Si bien su porosidad efectiva no es la más alta con la que cuenta la secuencia, la roca cuenta con porosidades predominantes de 4 a 8 % y en algunas zonas es de hasta un 10 % (Figura 5.37). El volumen arcilloso cuenta con valores menores al 50 % (Figura 5.38) pero a lo largo del cuerpo abundan valores entre 0 y 2 %. La saturación de agua que prevalece a lo largo del prospecto es menor al 60 %, sin embargo, se observan intervalos de espesores muy delgados en donde la saturación es del 100 %; hacia el noroeste predominan valores entre 0 y 40 % y al el sureste entre 35 y 60 % (Figura 5.39).

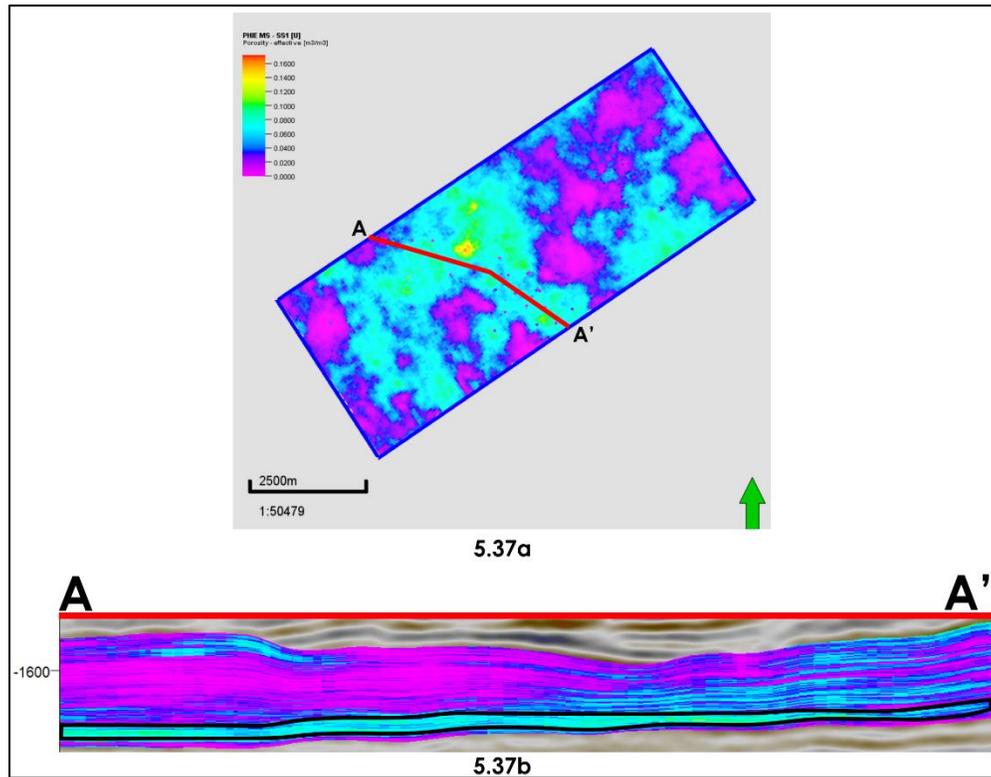


Figura 5.37 – a) Mapa base y sección b) A-A' de la PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS1 del Modelo Sur.

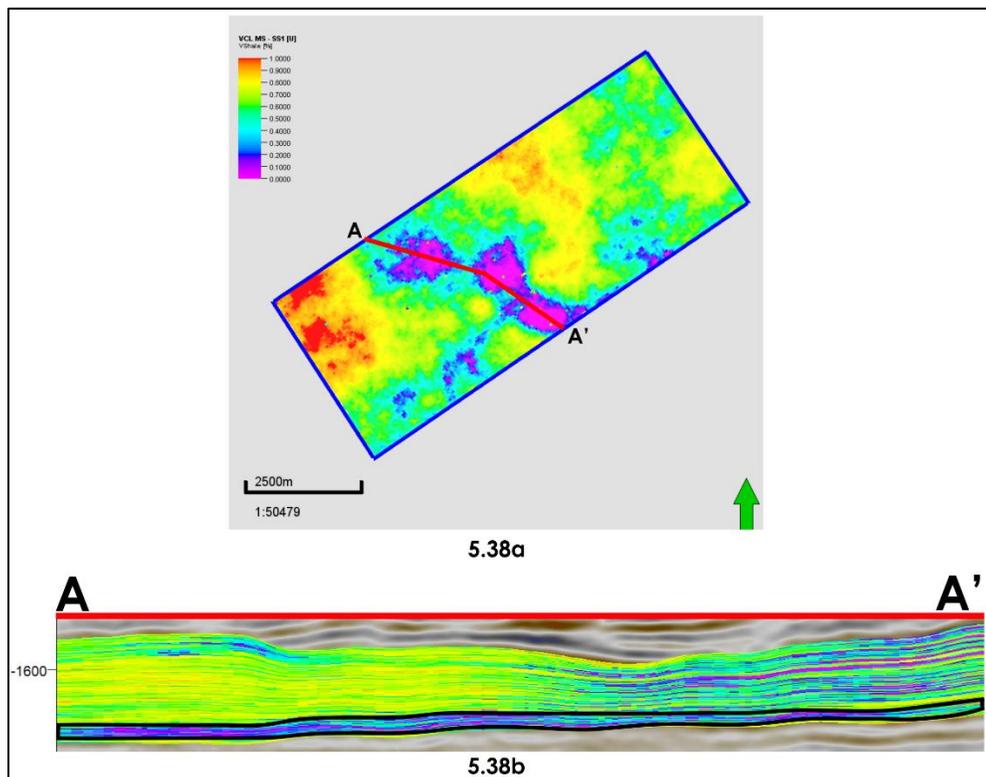


Figura 5.38 – a) Mapa base y sección b) A-A' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS1 del Modelo Sur.

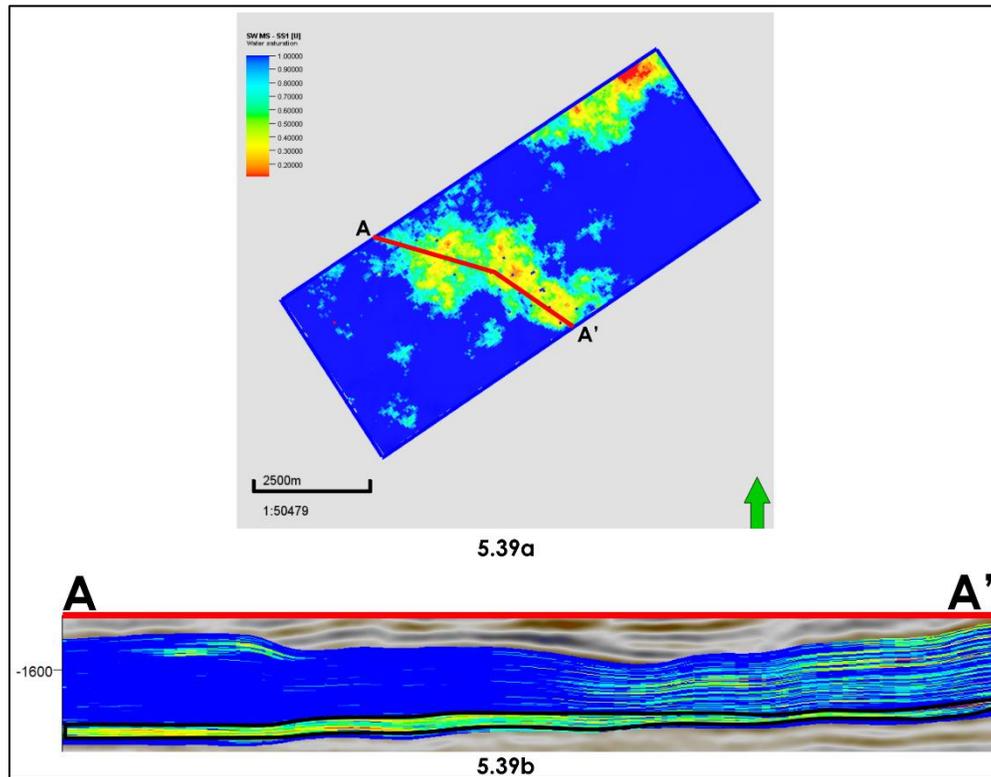


Figura 5.39 – a) Mapa base y sección b) A-A' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS1 del Modelo Sur.

El resultado final de la propagación de propiedades de la SS2 se presenta en la Figura 5.40, la porosidad efectiva cuenta con valores entre 0 y 18.96 %, el volumen de arcilla entre 0 y 100 % y la saturación de agua entre 11.09 a 100 %. La Figura 5.41 muestra los mapas de distribución de las propiedades.

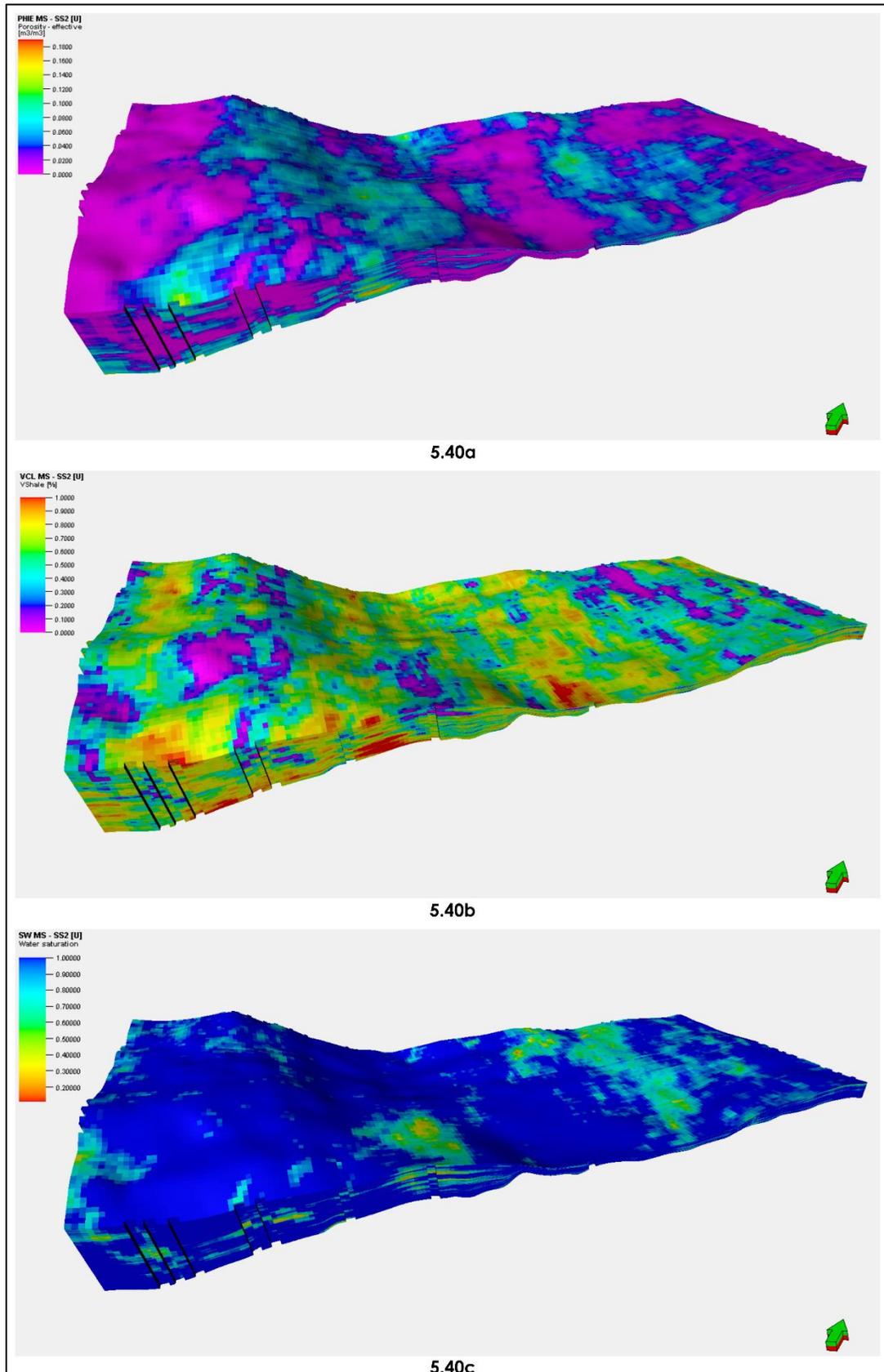


Figura 5.40 – Modelos de propiedades de la SS2 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Sur).

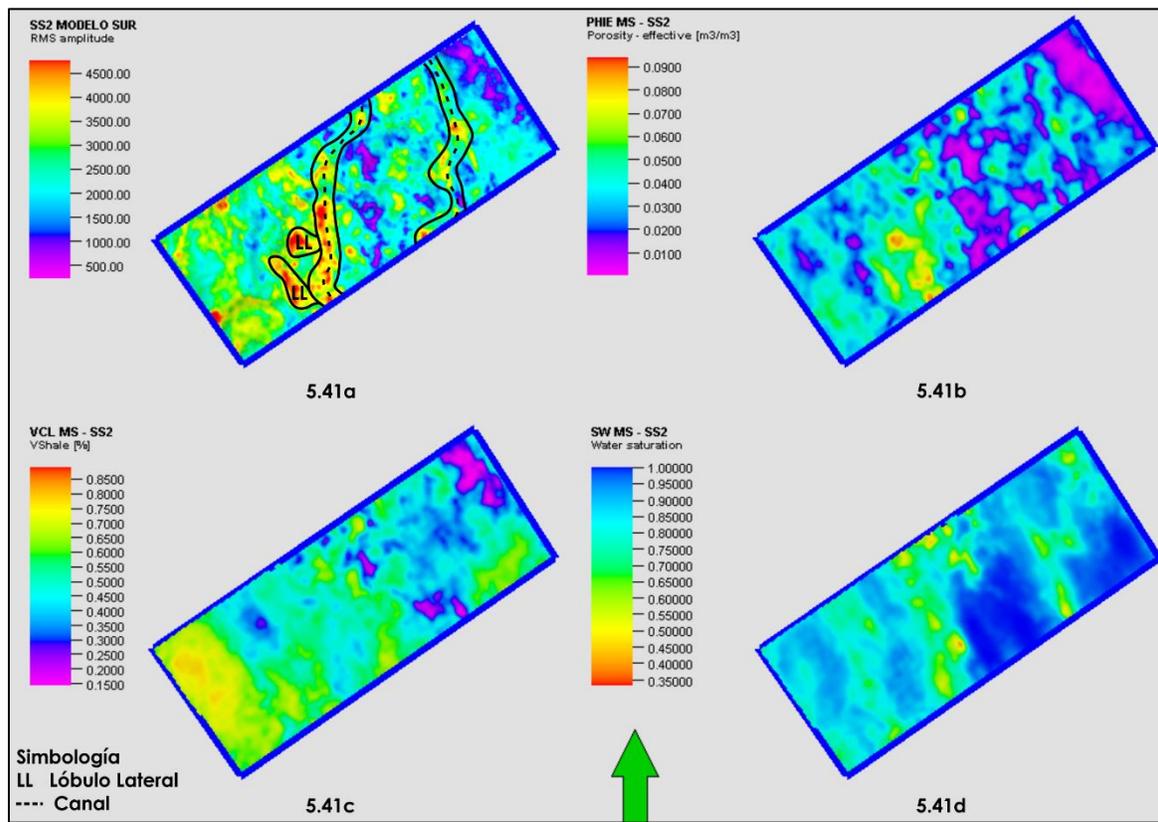


Figura 5.41 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Sur de la SS2.

El mapa de porosidad efectiva (Figura 5.41) muestra que los valores más altos (>7 %) se ubican en el canal que cuenta con dos lóbulos laterales, siendo el lóbulo superior el que cuenta con una porosidad de 9.23 % de gran extensión. El canal al este cuenta con valores de entre 4 y 6 %. Los valores más bajos de porosidad se encuentran ampliamente distribuidos hacia el este y zona central del mapa y en menor proporción al oeste. Respecto al contenido arcilloso, de las facies propuestas, se tiene que el canal al este cuenta con los valores más bajos y aquellas facies que cuentan con las porosidades más altas de igual forma presentan el mayor volumen de arcilla (Figura 5.41c). Como se observa en la Figura 5.41d, en ambos lóbulos laterales la saturación de agua es cerca del 95 % y el canal del que se originan cuenta con valores entre 40 y 85 %, el canal hacia su derecha cuenta hacia el sur con saturaciones del 100 % y en el norte del 90 %, hacia su centro éstas son del orden de 82 al 92 %. Los valores del 50 al 95 % presentan amplia distribución en el mapa de saturación, sin embargo, aquellos mayores al 95 % destacan porque a pesar de que su distribución es menor es muy marcada en donde se ubican.

El espesor promedio de la zona que se propone de interés para la SS2 del modelo sur es de 9.56 m y sus dimensiones cercanas a 1 km x 500 m. La PHIE del prospecto es del 2 al 11 %, disminuyendo ésta hacia el oeste (Figura 5.42). Para el VCL se tienen valores de 0 a 50 % (Figura 5.43) y para la SW de un 30 a 60 % (Figura 5.44). Para el prospecto se observa que hacia donde disminuye la arcillosidad tiende a disminuir la porosidad, pero la saturación de agua aumenta.

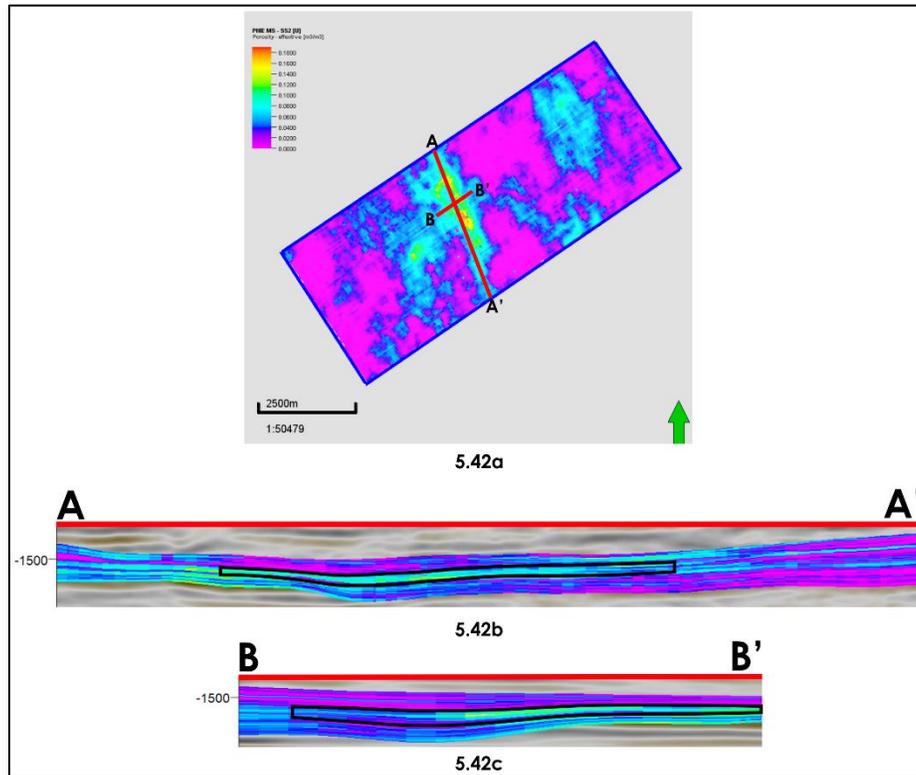


Figura 5.42 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS2 del Modelo Sur.

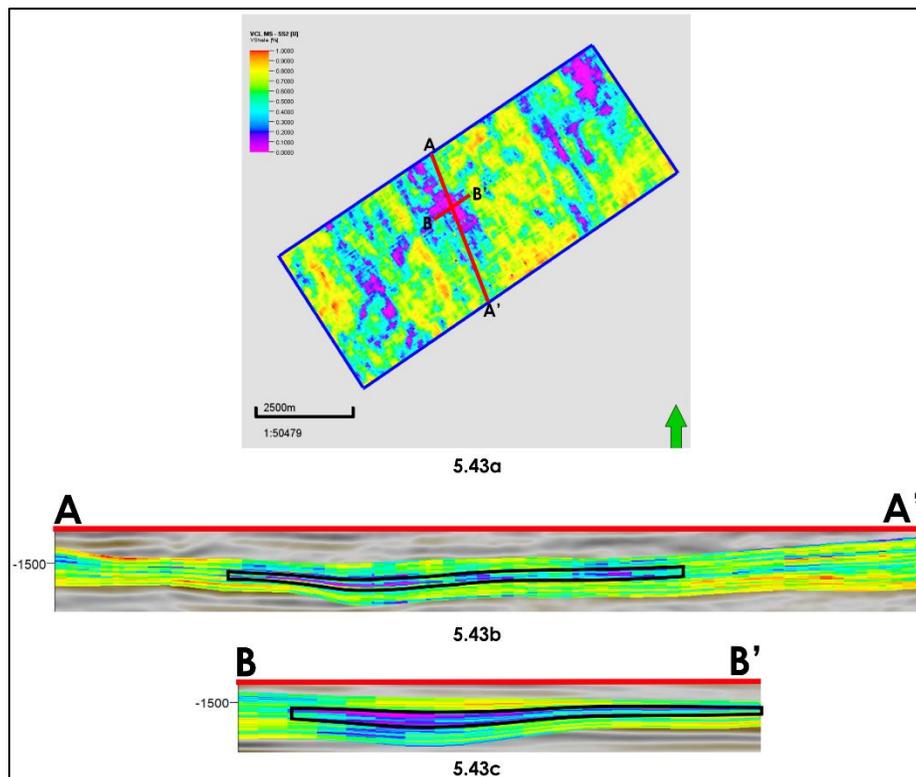


Figura 5.43 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS2 del Modelo Sur.

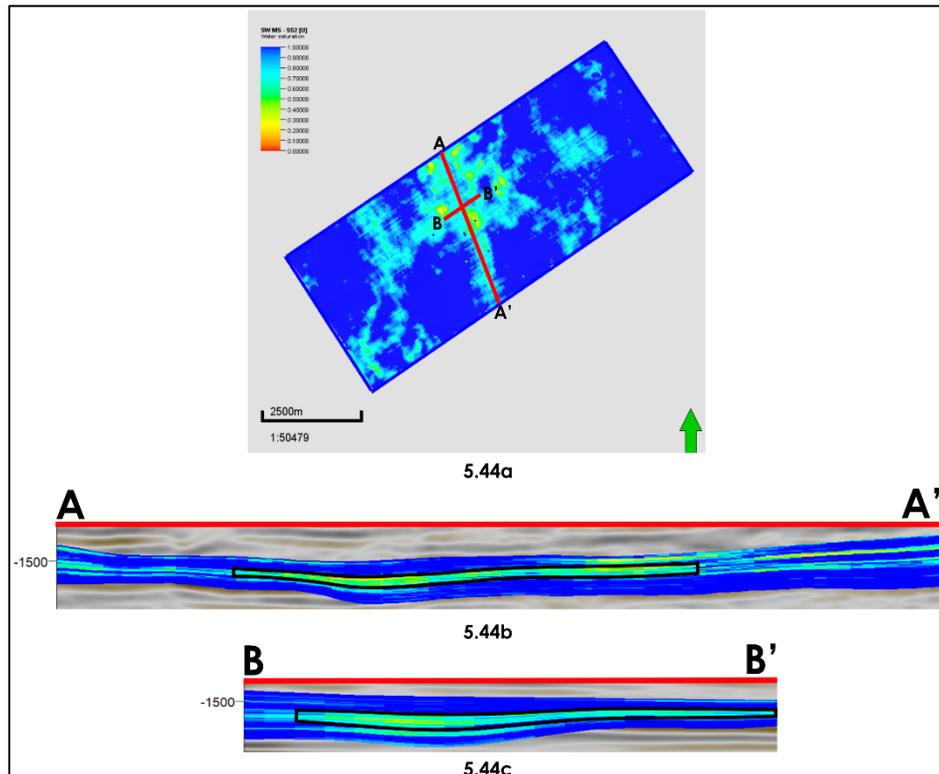


Figura 5.44 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS2 del Modelo Sur.

Los modelos obtenidos para la SS3 se presentan en la Figura 5.45 y los valores con los que cuenta cada propiedad son: PHIE 0 a 18.94 %, VCL 0 a 100 % y SW 8.27 a 100 %, la distribución que presentan estas propiedades se ejemplifican en los mapas de la Figura 5.46.

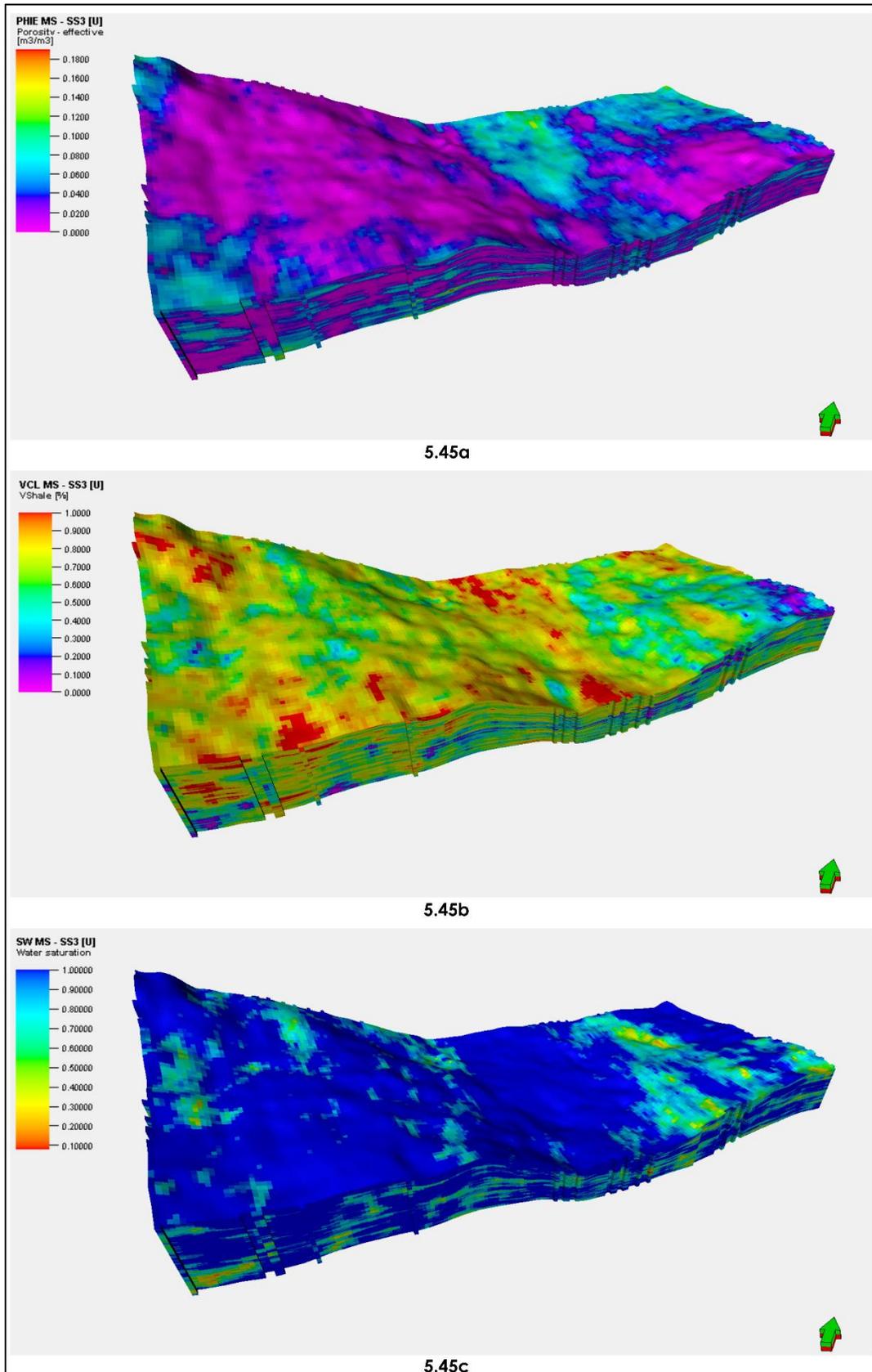


Figura 5.45 – Modelos de propiedades de la SS3 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Sur).

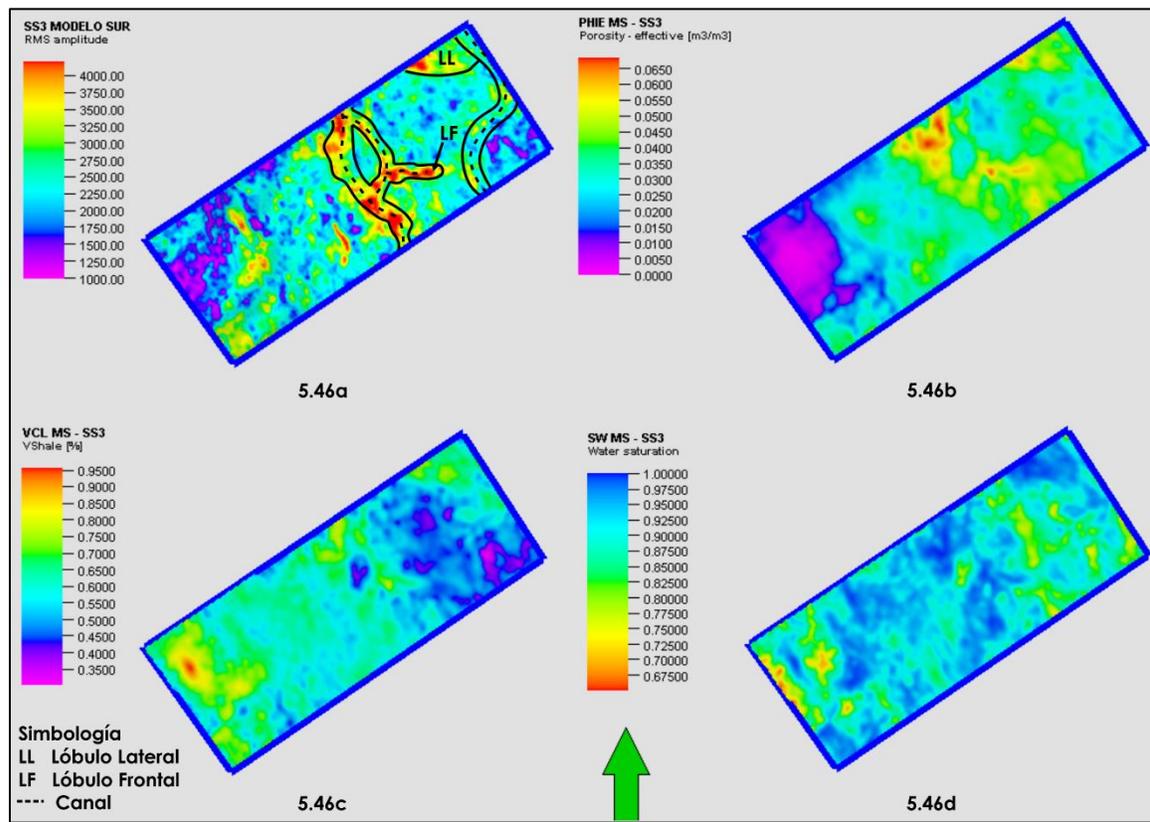


Figura 5.46 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Sur de la SS3.

En el mapa de distribución de la porosidad efectiva para la SS3 (Figura 5.46b) se observa que los valores más bajos de porosidad predominan al oeste del modelo. Las PHIE más altas para este modelo coinciden con los canales y lóbulo frontal que se ubica al centro del área, de un 3.5 % hasta un 6.89 %, mientras que para el canal y lóbulo lateral al oeste los rangos son de 2.5 a 6 %. En el resto del mapa se encuentran porosidades que varían de 2 a 4 %. Los valores de arcillosidad más altos predominan al oeste y los más bajos se localizan al este (Figura 5.46c), para las facies propuestas se tienen valores de 55 a 82 %. Contrario al VCL, los menores valores de SW se ubican al oeste y los mayores se encuentran ampliamente distribuidos en el mapa (Figura 5.46d). Para las facies al centro del mapa los valores de saturación son altos, siendo éstos del rango de 95 al 100 %; para el canal y lóbulo al este las saturaciones rondan de un 77.5 a un 100 %.

En el modelo sur, la SS3 se caracteriza por tener abundantes cuerpos que forman buenos yacimientos pero que tienen espesores que llegan a ser de 1 m o incluso menores y no presentan buena continuidad horizontal y vertical. A pesar de lo antes mencionado, a continuación, se presenta una zona de interés en las siguientes figuras enmarcada en líneas negras. La extensión de este cuerpo es aproximadamente de 1.5 km x 1.01 km y en promedio cuenta con un espesor de 19.7 m. La PHIE a lo largo de la zona de interés varía de 2.3 a 16 % (Figura 5.47), la arcillosidad desde un 0 a 60 % (Figura 5.48) y la saturación de agua de 8.6 a 65 % (Figura 5.49). Las propiedades antes mencionadas tienden a ser menores hacia la cima del cuerpo propuesto.

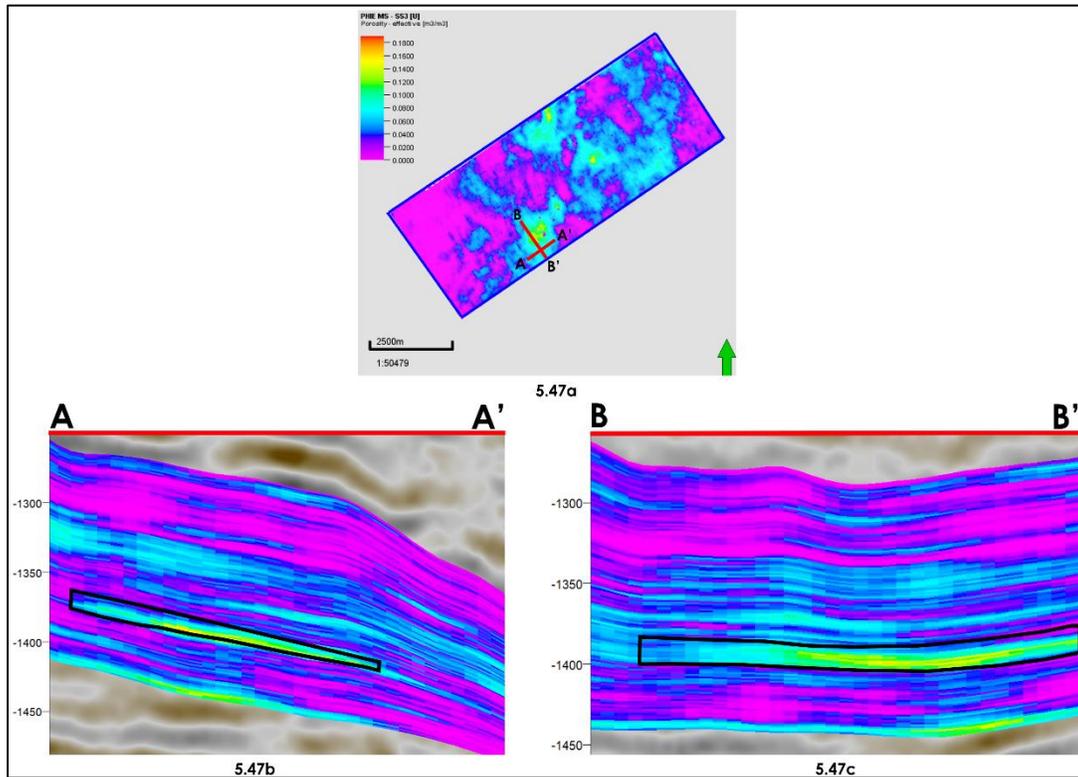


Figura 5.47 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS3 del Modelo Sur.

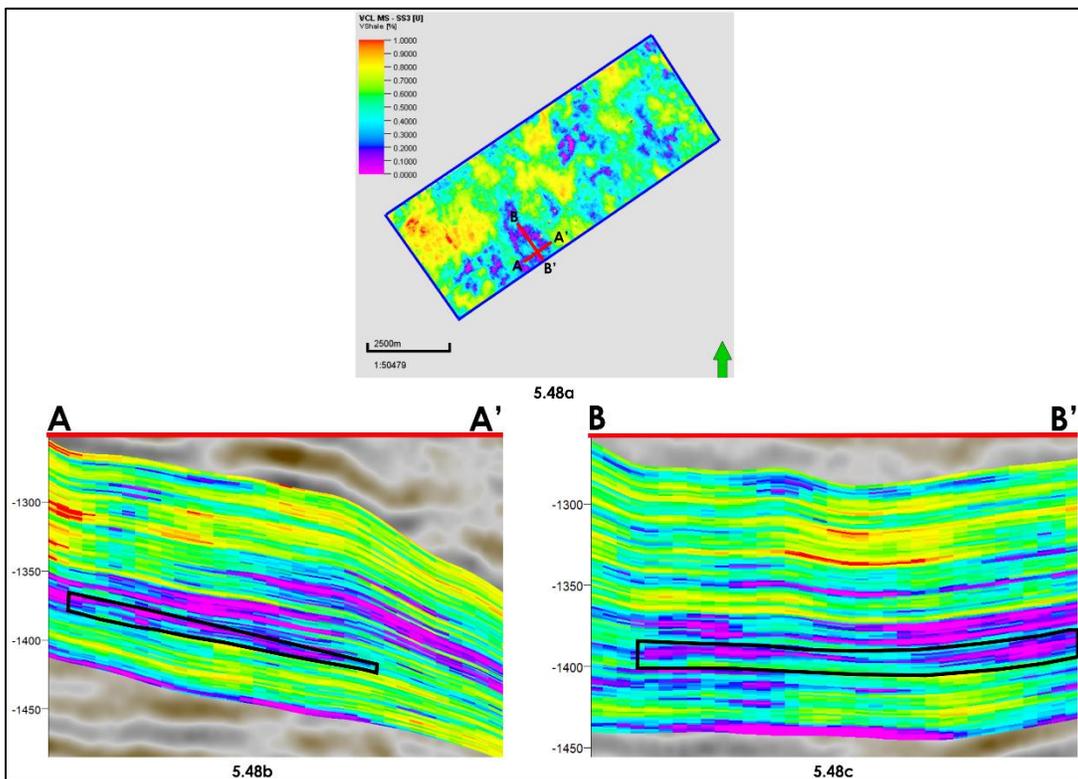


Figura 5.48 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS3 del Modelo Sur.

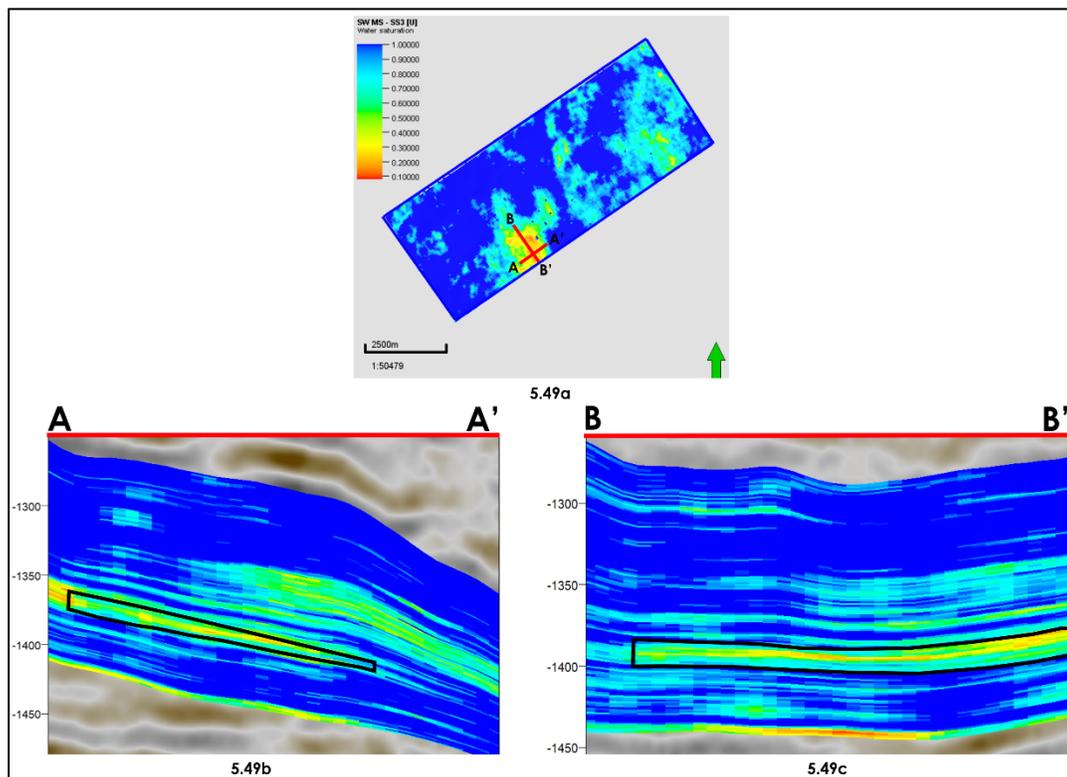


Figura 5.49 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS3 del Modelo Sur.

Los modelos petrofísicos para la PHIE, VCL y SW de la SS4 se muestran en la Figura 5.50, los valores máximos y mínimos para cada propiedad son: PHIE 0 a 18.96 %, VCL 0 a 100 % Y SW 11.09 a 100 %. Los mapas de la Figura 5.51 muestran la distribución de las propiedades antes mencionadas.

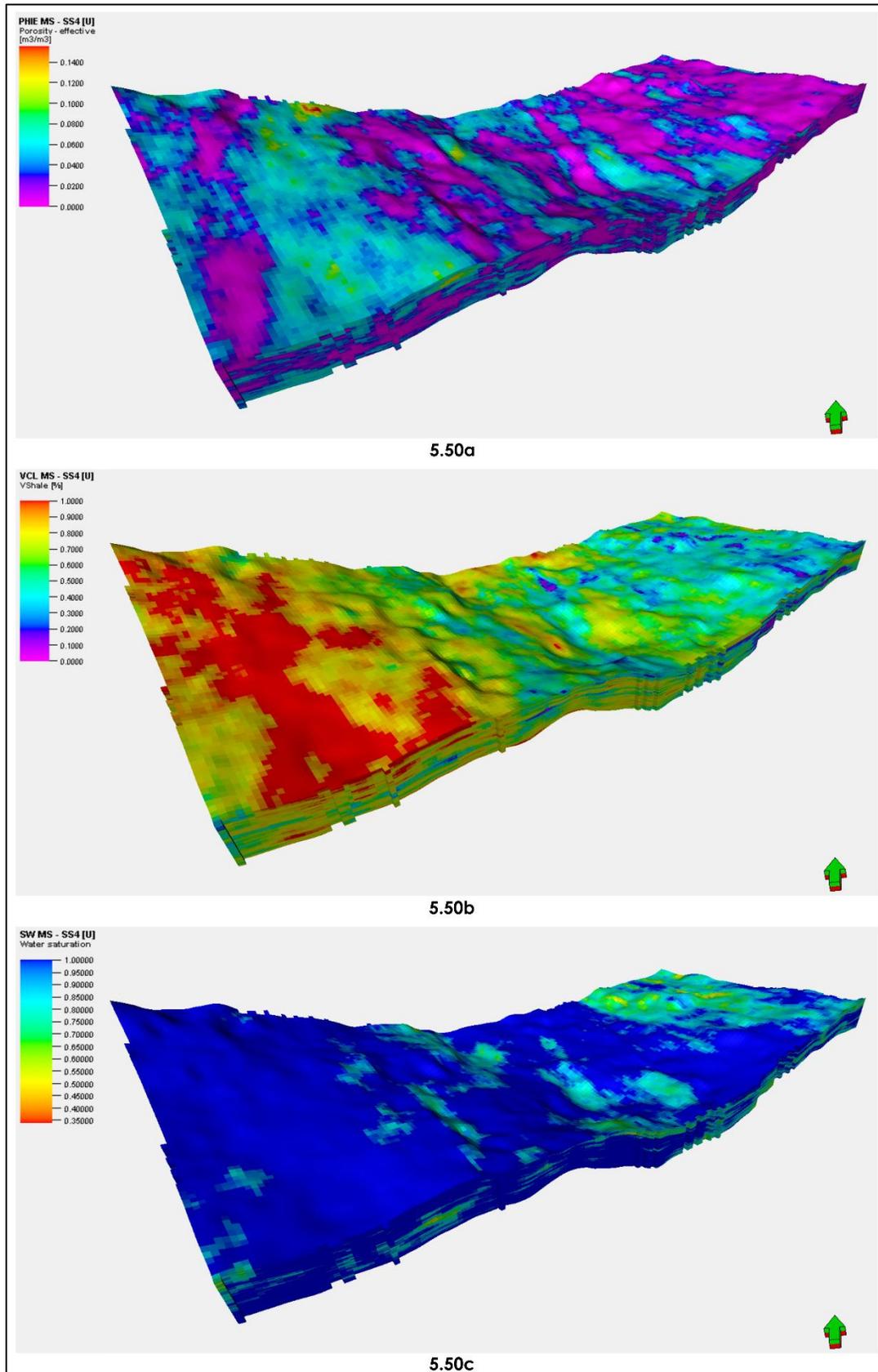


Figura 5.50 – Modelos de propiedades de la SS4 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Sur).

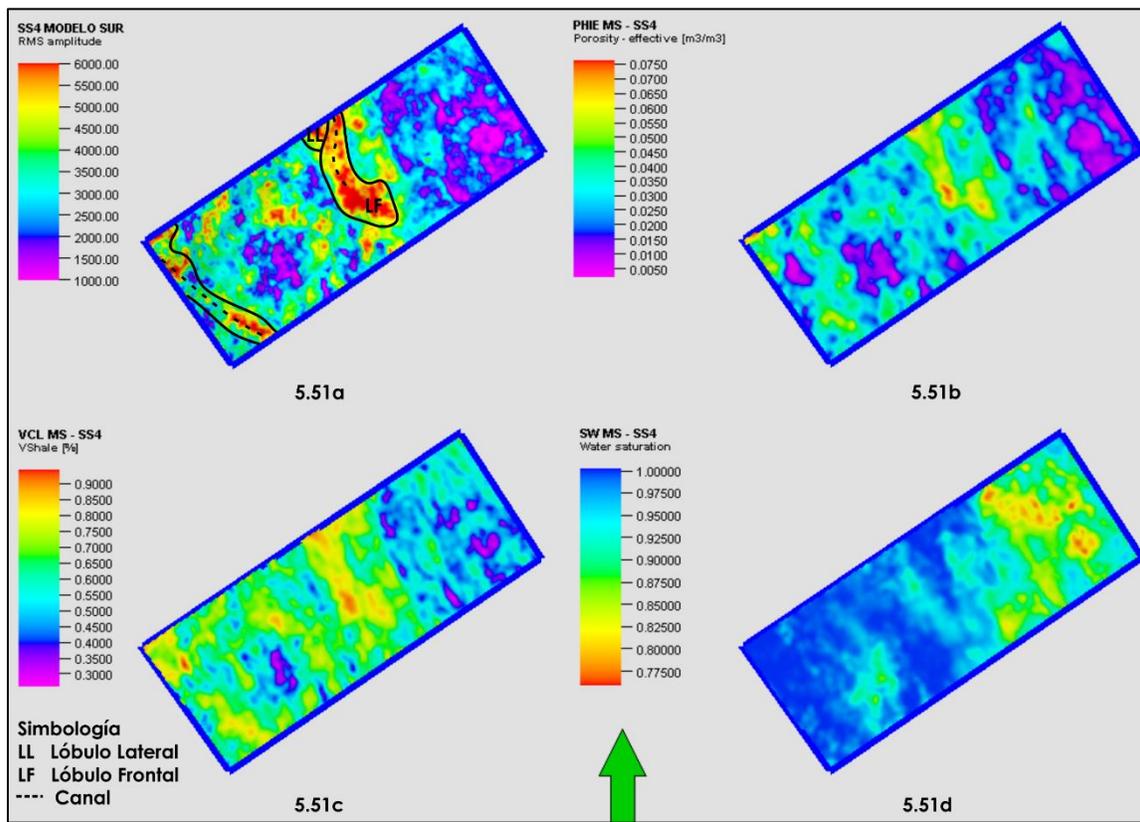


Figura 5.51 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Sur de la SS4.

Los valores de porosidad efectiva más altos coinciden con las facies de canal y de lóbulos propuestas, siendo esta mayor en las facies al centro del mapa (Figura 5.51b) y cuyos valores varían de un 3 a 7.6 %. Las porosidades más bajas, menores al 2 %, predominan al este del área y en mucha menor proporción al centro y oeste. Los valores de porosidad que dominan para esta secuencia tienen valores de 2.5 a 5.5 %. El volumen de arcillosidad presenta un comportamiento similar al de PHIE (Figura 5.51c), los valores más altos (>8.5 %) se concentran en las facies propuestas, los valores más bajos (<4 %) dominan al este y cuentan con menor distribución al oeste, en el mapa predominan los valores intermedios de arcillosidad (4 a 8.5 %). Los menores valores de saturación de agua se localizan en donde la porosidad efectiva y la arcillosidad son bajas, comportamiento que se observa principalmente al este y en una muy baja proporción al oeste del modelo (Figura 5.51d), las facies cuentan con valores de saturación altos (>90 %).

Al igual que para la SS4 del modelo norte, la SS4 del modelo sur no cuenta con prospectos de interés ya que la secuencia cuenta con las mismas características descritas anteriormente.

En la Figura 5.52 se presenta el último modelo generado que corresponde al de la secuencia sísmica 5. La PHIE tiene valores de 0 a 13.56 %, el VCL de 0 a 100 % y la SW de 13.01 a 100 %. La distribución promedio de las propiedades se muestra en los mapas de la Figura 5.53.

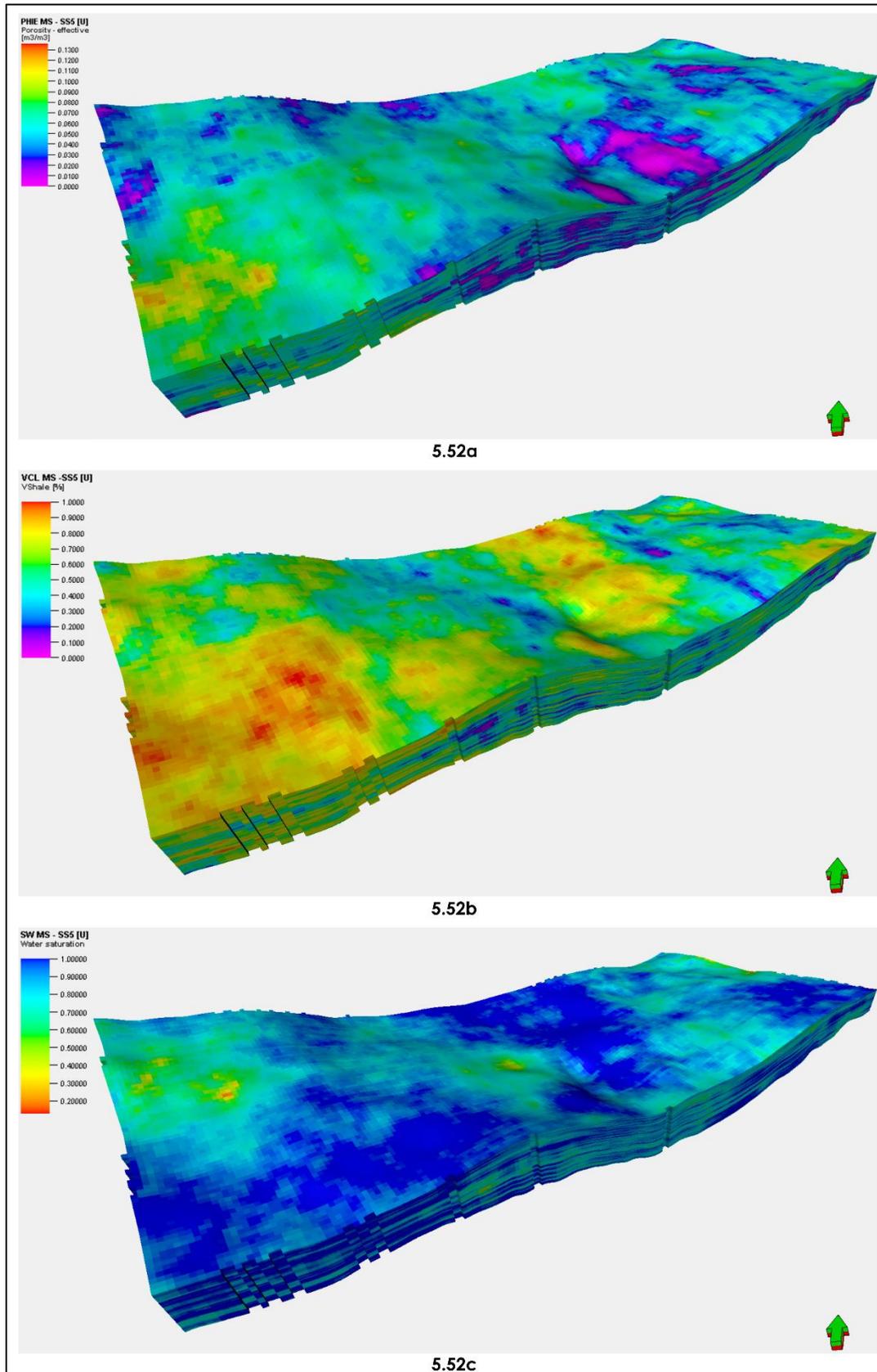


Figura 5.52 – Modelos de propiedades de la SS5 a) PHIE, b) VCL y c) SW (Modelo Sur).

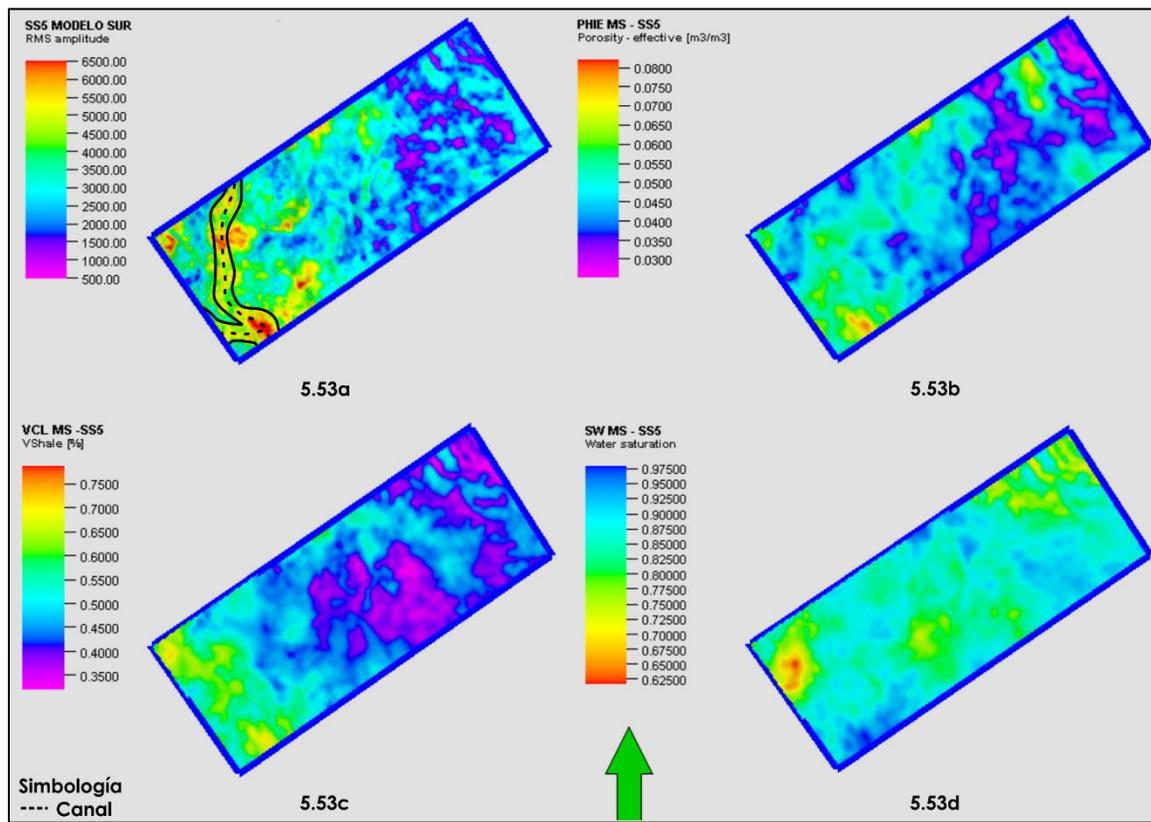


Figura 5.53 – Mapas de a) Amplitud RMS de facies sedimentarias y de distribución de las propiedades b) PHIE, c) VCL y d) SW del Modelo Sur de la SS5.

Para el modelo sur de la SS5 solo se cuenta con facies de canal como se observa en la Figura 5.53a. En el mapa de la distribución de PHIE (Figura 5.53b) se tiene que el valor más (8.24 %) alto coincide con el punto en el que los dos canales propuestos convergen, a lo largo de los canales se tienen porosidades mayores al 4 %. Hacia el oeste predominan valores altos a intermedios de porosidad mientras que hacia el centro y al este los valores bajos (<3.5 %) como intermedios muestran una distribución equitativa. El volumen de arcillosidad es mayor hacia las facies de canal y al oeste y, con una mayor distribución a lo largo del mapa, se observa que predominan los valores de VCL menores al 50 % (Figura 5.53c). El punto donde se concentra la mayor saturación de agua (97.8 %) se localiza en el mismo punto en donde la porosidad es mayor y la menor saturación se localiza al noroeste del modelo (Figura 5.53d), a lo largo de las facies se presentan saturaciones de 75 a 87.5 %. En el modelo predominan saturaciones del orden de 77.5 a 87.5 %.

El reservorio potencial que se propone para la SS5 cuenta con un espesor promedio de 14.35 m y dimensiones de 837 m x 1.3 km. Si bien el cuerpo no cuenta con los valores más altos de porosidad efectiva de la secuencia, si cuenta con valores que para el área de estudio son considerados como altos (4.5 a 11.5 %, Figura 5.54). De igual forma, se sabe que para el área de estudio los valores de VCL y SW con los que deben de contar los posibles reservorios deben de ser menores al 65 %, ambas condiciones se cumplen como se muestra en las secciones de las Figuras 5.55 y 5.56 ya que el rango de valores de VCL es de 40 a 60% y la saturación de agua presenta valores menores al 60 %.

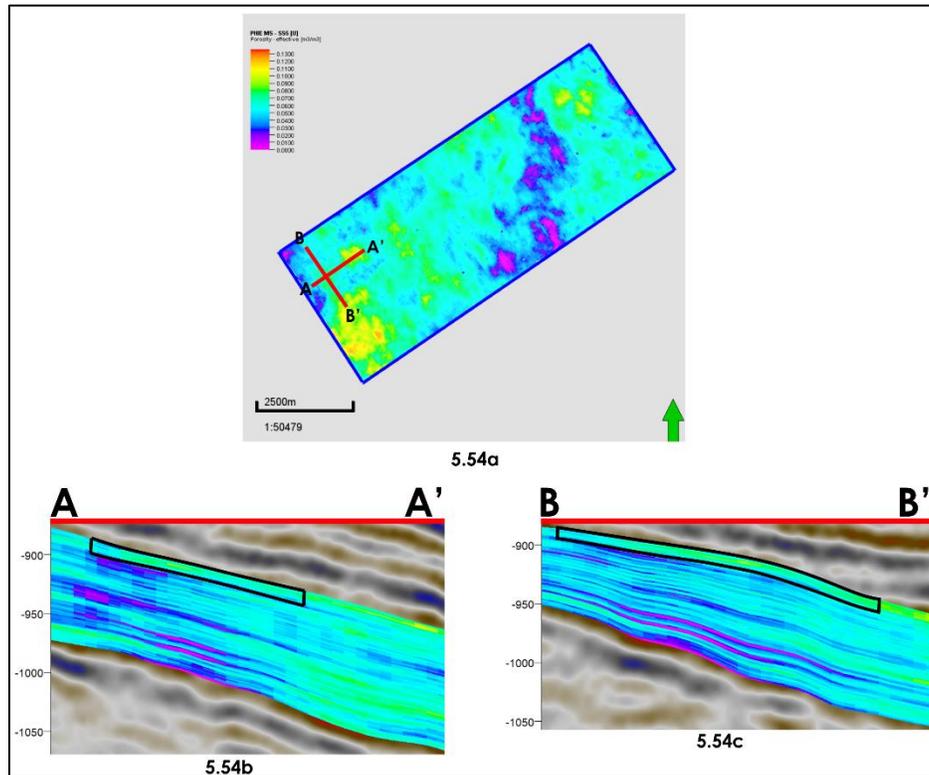


Figura 5.54 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la PHIE en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS5 del Modelo Sur.

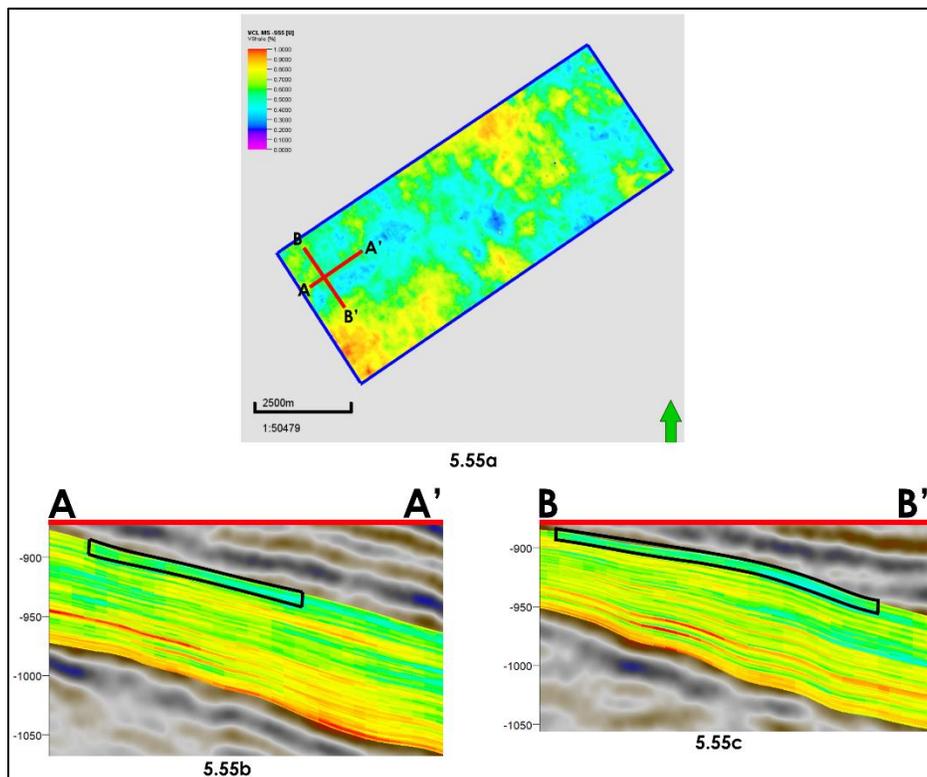


Figura 5.55 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' del VCL en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS5 del Modelo Sur.

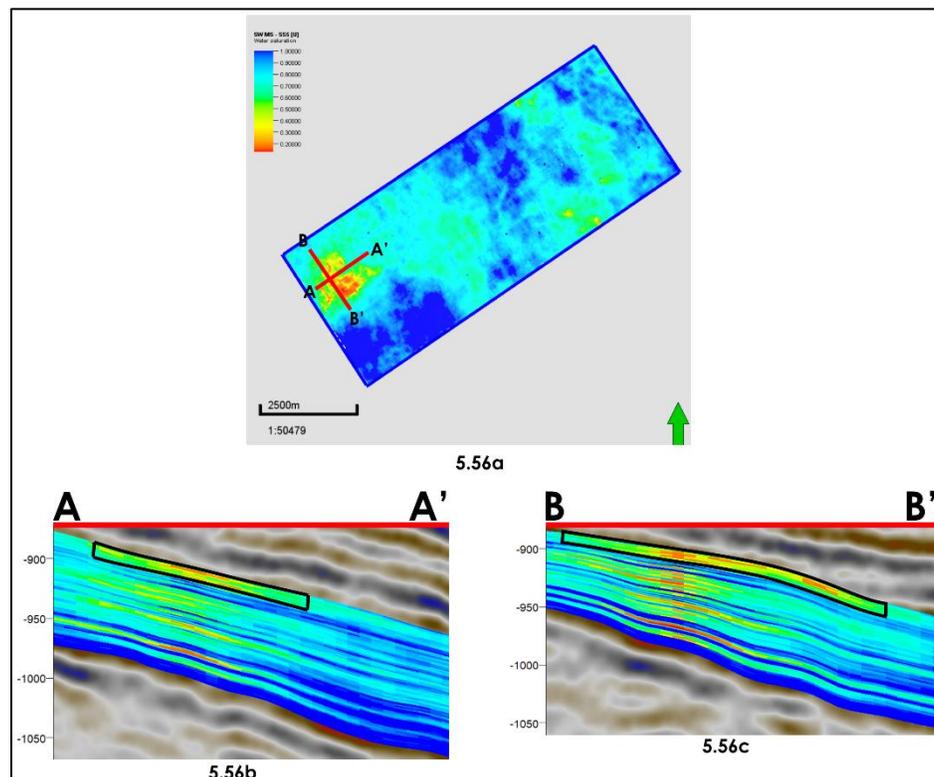


Figura 5.56 – a) Mapa base y secciones b) A-A' y c) B-B' de la SW en donde se ubica el prospecto propuesto para la SS5 del Modelo Sur.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

- 6.1 Conclusiones
- 6.2 Recomendaciones

Capítulo 6 Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

1. La etapa de caracterización de los yacimientos es clave durante la exploración y explotación de hidrocarburos. Su correcta ejecución permite generar modelos geológicos integrales para conocer las características de las rocas almacenadoras y que tipos de fluidos están presentes en ellas tanto cualitativa como cuantitativamente. Adicionalmente, permite predecir su distribución y calidad dentro de un rango definido de incertidumbre.
2. Se interpretó un volumen sísmico con base en la configuración de los reflectores sísmicos, su geometría, distribución, continuidad y amplitud que permitieron identificar paquetes de reflexiones sísmicas. Se reinterpretaron tres discordancias regionales (Base del Terciario y Discordancias A y B). Adicionalmente se identificaron tres horizontes (H1, H2 y H3) que junto con las discordancias regionales conforman seis límites de secuencia que son cima y base de cinco secuencias sísmicas del Paleoceno.
3. Para las secuencias SS1, SS2 y SS3, comprendidas entre la Base del Terciario y la Discordancia A, los mayores espesores se ubican hacia la zona occidental del área de estudio. Los menores espesores de la SS1 se concentran hacia el este, mientras que para las SS2 y SS3 éstos se ubican en la zona central y este. Para la SS4 el espesor es mayor al centro y menor hacia los extremos este y oeste. En la SS5 los mayores espesores tienen una mayor distribución que los menores espesores que se ubican preferentemente al este. La zona oeste corresponde a la zona en donde se encontraba el mayor aporte de sedimentos provenientes de la Sierra Madre Oriental y la zona al este corresponde con la zona más profunda de la cuenca.
4. Con la finalidad de determinar los ambientes de depósito se empleó el atributo RMS, en todas las secuencias sísmicas se identificaron geometrías de canales y lóbulos que se depositaron en un ambiente marino profundo de abanico submarino y que se asocian a la presencia de arenas. En general, los canales se caracterizan por tener grandes longitudes y ser sinuosos y lineales y los lóbulos, ya sean frontales o laterales, presentan diferentes tamaños. La dirección de procedencia de los sedimentos es del noroeste. La dirección que predomina en los canales es NW-SE, sin embargo, se presentan algunos que provienen del NE y su dirección cambia ya sea al SW o hacia el SE. La SS2 y SS5 tienen depósitos que forman la mayor cantidad de canales y lóbulos.
5. Hacia el este predomina material fino sobre el grueso para las SS1 a SS4 y en la SS5 el material es de mayor contenido grueso y éste aumenta a medida que disminuye la profundidad; al noreste hay mayor arcillosidad que hacia el sureste. Al suroeste se encuentran cuerpos de grano grueso de buena potencia y carácter agradacional a pesar de que a lo largo de todas las secuencias abunda material con alto contenido arcilloso, que aumenta a medida que se avanza hacia el este, intercalado con delgadas capas de material fino a medio. Para el área al noroeste, de la SS1 a la SS3, se presentan intercalaciones de material grueso y fino con patrón predominantemente irregular en donde el material grueso es de menor espesor. En la SS4 y SS5 el espesor de los cuerpos cilíndricos de material grueso aumenta y se encuentra intercalado con material fino. Hacia el centro del volumen predominan

intercalaciones de cuerpos delgados compuestos de material que varía de grueso a fino y en ocasiones de medio a fino.

6. Durante el análisis del registro de rayos gamma, para todas las secuencias se presentan patrones agradantes, progradantes y retrogradantes. Las altas amplitudes coinciden con cuerpos de material grueso con diferentes espesores.
7. Para cada secuencia sísmica se generaron tres modelos a partir de la propagación de PHIE, VCL y SW para las dos áreas en donde se estableció la construcción de los modelos, obteniéndose en total 30 modelos de propiedades que permitieron tener un mejor conocimiento geológico del área de estudio.
8. El método utilizado para realizar la población de propiedades fue el de simulación secuencial gaussiana (SGS) para propiedades continuas ya que honra los datos de entrada (de pozo), la distribución de entrada y los variogramas. El uso de técnicas geoestadísticas permitió definir los rangos de correlación para las propiedades modeladas. El comportamiento de las propiedades es heterogéneo y su respuesta es coherente con los ambientes de depósito propuestos en todas las secuencias sísmicas. En mayor o menor proporción todas las secuencias cuentan con intervalos de posible interés económico en donde aquellos cuerpos de buen espesor representan capas delgadas de arena superpuestas o apiladas.

6.2 Recomendaciones

1. Para futuros trabajos es importante incorporar información litoestratigráfica y tomar en cuenta los procesos diagenéticos ya que esto explicaría y limitaría la distribución de las propiedades y ayudaría a una mejor caracterización y delimitación de los cuerpos arenosos con la finalidad de que se obtengan las dimensiones de las potenciales rocas almacenadoras.
2. Extraer atributos adicionales que permitan definir más a detalle la geometría de canales y lóbulos e incluir las facies sedimentarias dentro del modelo de propiedades.
3. Los modelos generados pueden servir como base para futuros estudios de modelado estático y dinámico de la Formación Chicontepec, sin embargo, se deben de enriquecer a medida que nueva información esté disponible.

Referencias Citadas

Aguayo C., J.E., Santillán P., N., Arellano G., J., 2016, Prograding syn-orogenic turbidite systems, lithofacies and HC's migration in the Lower Paleogene Chicontepec Foreland Basin, at East-Central Mexico, Universidad Nacional Autónoma de México, Reporte técnico (inédito) en De Anda Romero, J.M., 2017, Estudio Paleosedimentario, Estratigráfico y Estructural de la Cuenca de Chicontepec, Centro Oriente de México: Ciudad de México, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Disertación de Maestría, 70 p.

Blandón, A., 2002, Principios de Estratigrafía: Medellín, Colombia, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas, Reporte, 289 p.

Branets, L.V., Ghai, S.S., Lyons, S.L., Wu, X.H., 2009, Challenges and Technologies in Reservoir Modeling, Communications in Computational Physics, v. 6, núm. 1, p. 1-23.

Brown, A.R., 1996a, Interpretation of three-dimensional seismic data, American Association of Petroleum Geologists, Memoria 42.

Catuneanu, O., 2006, Principles of Sequence Stratigraphy, Elsevier, 1era edición.

De Anda Romero, J.M., 2017, Estudio Paleosedimentario, Estratigráfico y Estructural de la Cuenca de Chicontepec, Centro Oriente de México: Ciudad de México, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Disertación de Maestría, 70 p.

Hubbard, R.J., Pape, J., Roberts, D.G., 1985, Depositional sequence mapping as a technique to establish tectonic and stratigraphic framework and evaluate hydrocarbon potential on a passive continental margin, en Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration, American Association of Petroleum Geologists Memoir, Tulsa, v. 39, p. 79-92.

Nava P., L, Alegría L., M.A., 2001, Los sistemas petroleros de la región de Tampico – Misantla, Ciudad de México, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Disertación de Licenciatura, 159 p.

Mitchum, R.M., Vail, P.R., Sangree, J.B., 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences en Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration, Payton, C.E., American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, memoria 26, p. 117-133.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), 1998, Estudio regional Chicontepec, Subgerencia de Geología de Yacimientos de la Gerencia de Exploración Región Norte, Informe final.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2008, Play Tmp Eoceno Inferior Chicontepec Turbiditas, Informe final.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), 2010, Provincia Petrolera Tampico-Misantla, Informe.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), <<http://contratos.pemex.com/>>, noviembre - diciembre 2017.

Posamentier, H.W., Kolla, V., 2003, Seismic geomorphology and stratigraphy of depositional elements in deep-water settings, *Journal of Sedimentary Research*, Society for Sedimentary Geology, v. 73, núm. 3, p. 367-388.

Ramírez C., L.C., 2003, Atributos sísmicos y su aplicación en la Caracterización Estática de Yacimientos: Ciudad de México, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geofísica, Disertación de Doctorado, 119 p.

Roberts, D.G., Bally, A.W., 2012, *Regional Geology and Tectonics: Principles of Geologic Analysis*, Elsevier, 2012, v. 1A, p. 81.

Saavedra Castañeda, M.A., 2010, Caracterización Petrofísica con Determinación de Unidades de Flujo en el Campo Escobal, Chicontepec: Linares, México, Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ciencias de la Tierra, Disertación de Licenciatura, 173 p.

Salguero H., E., 2008, Atributos sísmicos y caracterización de propiedades petrofísicas en la secuencia carbonatada de Chicxulub: Ciudad de México, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Posgrado en Ciencias de la Tierra, Disertación de Doctorado, 88 p.

Santillán P., N., 2009, Paleoambientes Sedimentarios en Facies Turbidíficas en la Cuenca Terciaria de Chicontepec, Centro-Oriente de México: Ciudad de México, México, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Disertación de Maestría, 103 p.

Santillán P., N., Aguayo C., J.E., 2011, Facies Sedimentarias Turbidíficas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México, *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, v. XII, N. 3, 337-352.

Schlumberger, 2007, *Interpreter's Guide to Seismic Attributes: Petrel 2007.1*, Schlumberger, 116 p.

Taner, M.T., 2001, *Seismic Attributes*, Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, v. 26, núm. 7, p. 48-56.

Vásquez, R., Cossey, S., Nieuwenhuise D., Davis J., Castagna J, Morales, M., Ramos I., 2014, New Insights into the Stratigraphic Framework and Depositional History of the Paleocene and Eocene Chicontepec Formation, Onshore Eastern México, *AAPG Datapages/Search and Discovery Article #90189*.

Vail, P.R., Mitchum, R.M., Thompson, S. III, 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis in Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration, Payton, C.E., American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, memoria 26, p. 117-133.

Williams, G.D., Dobb, A., 1993, *Tectonics and Seismic Sequence Stratigraphy*, Geological Society Special Publication, núm. 71, p. 1.