

INTRODUCCIÓN

El desarrollo del presente T.E.G. es el resultado de un convenio celebrado entre la empresa Staatsolie Maatschappij Suriname N.V. y Schlumberger DCS – VTT para que – con fines académicos y con la cooperación de la UCV - se realizara la interpretación de 50 km² de sísmica 3D de alta resolución (1 ms de muestreo) levantados en la sección occidental del Campo Tambaredjo, el cual está ubicado en las cercanías de la franja costera central de Surinam y es el principal productor de petróleo de ese país.

Dicho levantamiento fue adquirido y procesado en el año 2001 por la empresa contratista Veritas. Estos datos arribaron en su totalidad a la sección Consulting Services de Schlumberger Data & Consulting Services (DCS) de VTT (Venezuela & Trinidad and Tobago) en febrero del año 2004.

La definición de un modelo estratigráfico en el mencionado campo, se logró mediante la identificación de los patrones de apilamiento de los 41 pozos suministrados; para luego definir y caracterizar sistemas encadenados con la consecuente definición de secuencias de 2º y 3º orden y la generación de un modelo de sismofacies a lo largo de la Formación Saramacca, de edades Paleoceno y Eoceno.

El proceso descrito fue expandido y coadyuvado con el uso de herramientas de software de interpretación, atributos sísmicos y redes neurales contenidas en los paquetes de aplicaciones Geoframe®.

Las herramientas y procedimientos antes mencionados conllevaron a la formulación de varias consideraciones y recomendaciones efectuadas en el orden de proponer áreas prospectivas al propietario de los datos en el término acordado.

De conformidad con lo anterior, el modo de distribución de los capítulos y su estructura general están dirigidos, principalmente, a la descripción ordenada de los pasos y procedimientos llevados a cabo durante la secuencia de interpretación estratigráfica.

Se inicia con los marcos que comprenden las consideraciones teóricas, la geología del área y el enfoque del problema tratado. De forma subsiguiente se hace una descripción cuantitativa y cualitativa de los datos obtenidos junto con las herramientas usadas y la metodología a seguir. Luego de esto se desarrollan los capítulos de interpretación, estratigrafía secuencial y sismofacies con la respectiva conversión de profundidad y los mapas de propiedades y atributos. Y por último, se analizan los resultados con la consecuente formulación de las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

Cabe destacar que aparte de las referencias citadas, se incluye un apéndice con una tabla de tiempo geológico útil para la mejor comprensión de este trabajo por parte del lector. Los mapas del área de estudio están presentados a una escala general de 1: 25000 y sus unidades de tiempo y profundidad (incluyendo espesores) estarán expresadas en ms y en pies respectivamente.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

La costa de Surinam pertenece a un margen pasivo del norte de Sur América, por lo que la presencia de elementos estructurales se hace muy escasa, razón por la cual predominan las características estratigráficas, encontrándose muestras de hidrocarburos en los intervalos de Paleoceno y Eoceno en el Campo Tambaredjo.

Esta línea costera forma parte de una de las líneas de costa lodosa más extensas del planeta (1600 km), la cual se extiende desde la desembocadura del río Amazonas en Brasil hasta el Delta del río Orinoco en Venezuela (norte de Sur América); imponiendo ambientes de sedimentación arcillosa y de lodo en lugares en donde debería existir predominancia de arenas (Baren, 1969), debido a los procesos sedimentarios originados por sus ríos. Estos procesos sedimentarios, de los períodos geológicos Terciario y Cuaternario, que dominan todo el norte de Surinam - donde no aflora el Cratón - pueden ser objeto de estudios geofísicos para estimar sus características estratigráficas y estructurales.

La existencia de tales ambientes sedimentarios ha generado la exploración y explotación de zonas de interés petrolero en esta línea costera, que a su vez están divididas en varios campos. Uno de ellos, el Campo Tambaredjo – en la costa central de Surinam - ha tenido un desarrollo creciente de producción petrolera en los últimos años. No obstante, se requiere de mayor producción de hidrocarburos y de la ubicación de nuevas reservas a fin de incrementar la rentabilidad de estas operaciones.

Por ello, la empresa petrolera estatal de Surinam Staatsolie ha realizado un levantamiento sísmico 3D de alta resolución (extensión de 80 km²) en la porción “onshore” del Campo Tambaredjo, con el fin de explorar sus potencialidades económicas en lo referente a la presencia de hidrocarburos, reducción del riesgo exploratorio asociado y generación de prospectos con el fin de mejorar el hallazgo de nuevas y mayores reservas en los intervalos de la Formación Saramacca (secuencias Paleoceno y Eoceno).

En virtud de lo anterior, reviste capital importancia realizar la interpretación sísmica 3D que permita modelar estratigráficamente dicho campo con fines de explotación comercial de hidrocarburos; en vista de la trascendencia que los ambientes sedimentarios han significado siempre para la Industria Petrolera.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Definir el marco estratigráfico del Campo Tambaredjo mediante el uso de sísmica 3D, información de pozos y análisis secuencial a nivel de Paleoceno y Eoceno.

1.2.2 Objetivos Específicos

- 1.2.2.1 Validación de la información obtenida.
- 1.2.2.2 Calibración sísmica – pozos.
- 1.2.2.3 Definir patrones de apilamiento e identificar límites de secuencia y potenciales superficies de inundación mediante el análisis secuencial de los registros de pozos.
- 1.2.2.4 Identificación de geometría sísmica tal como onlap, toplap, downlap y truncaciones.
- 1.2.2.5 Identificación de sismofacies.
- 1.2.2.6 Identificación y correlación de límites de secuencia y de superficies de inundación presentes en la sísmica.
- 1.2.2.7 Elaboración de mapas de espesores por secuencia.

1.3 Justificación

La presente investigación puede significar un importante aporte en el conocimiento conceptual que se tiene sobre los procesos sedimentarios de la línea costera del noreste suramericano, ya que se han hecho muy pocos estudios en el área y aún existen muchas dudas acerca de su caracterización estratigráfica.

En cuanto a los procedimientos de interpretación sísmica 3D más recientes y regulares usados en la industria, éstos no han sido aplicados hasta ahora en esta área con tal volumen de datos, ni con intervalos que correspondan a sistemas encadenados, ni con las recientes versiones de software y hardware usadas en este estudio. Ello sin mencionar el hecho de que se trata del primer levantamiento sísmico 3D hecho en Surinam. Por lo tanto, el aporte metodológico de esta investigación será de sumo interés para el medio industrial y académico.

En lo que se refiere al aspecto socio-económico, la visión potencial que la industria petrolera surinamesa mantiene sobre esta área puede cobrar mayor relevancia en el futuro cercano en virtud de la gran cantidad de proyectos costa afuera que se están desarrollando en la Fachada Atlántica cercana al Cratón de Guayana, además de los diferentes bloques de exploración petrolera que el gobierno de Surinam ha ofrecido en concesión. En virtud de ello, la presente investigación puede dar mayor valor comercial a los datos sísmicos adquiridos dentro del mercado petrolero, con el consiguiente impacto sobre la población de esta zona. A esto se agrega el creciente interés geopolítico que se concentra en la región por la corta distancia que existe entre esta área y zonas en reclamación de la Guyana Esequiba por parte de Venezuela y Surinam (menos de 400 km), además de los bloques de proyectos de Plataforma Deltana colindantes con Trinidad y Tobago.

Adicionalmente, la caracterización estratigráfica en el margen pasivo de la Cuenca de Guyana, en diferentes puntos, puede ser una referencia útil para el resto de la

línea costera de esta inmadura cuenca, y que incluye los bloques meridionales de la Plataforma Deltana venezolana.

1.4 Antecedentes

1.4.1 Trabajos Previos

El uso de la tecnología 3D es relativamente reciente en esta cuenca. Específicamente en Surinam, sólo existía sísmica 2D levantada a partir de la década de 1970 hasta principios del presente siglo cuando se efectúa el primer 3D del área onshore. Varias líneas 2D preexistentes son de alcance regional y abarcan una gran porción costa afuera del territorio surinamés.

Previo a la presente investigación, también un estudio de estratigrafía secuencial completo fue encargado por la empresa Staatsolie, y realizado por Wong en Ámsterdam, en donde se interpretaron secuencias hasta del 4to. orden (Wong, 2000).

A su vez, existe también una gran cantidad de data 2D no exclusiva en el mercado NEPD (Non Exclusive Proprietary Data) perteneciente a toda el área de esta Cuenca y que en su inmensa mayoría no ha sido interpretada. No obstante, en la etapa posterior a 1975 (luego de la independencia de Surinam) la exploración en el Campo Tambaredjo comenzó a tener su mayor auge en la década de 1990.

Debido a lo anterior, es en Surinam donde se concentra la mayor actividad exploratoria de toda la parte oriental de esta cuenca de margen pasivo, siendo el Campo Tambaredjo su mayor productor. Por lo que varios bloques offshore y onshore han sido ofertados a empresas extranjeras.

1.4.2 Breve Historia de la Exploración Petrolera de la Cuenca de Guyana

La descripción de la evolución exploratoria de la Cuenca de Guyana resulta un tanto compleja, debido a la división territorial política que esta tenía por parte de diferentes potencias coloniales del pasado. Cada uno de estos países poseía distintas escuelas geológicas, y por ende diferentes métodos de exploración y objetivos de interés. Sin embargo, a continuación se hace una descripción sucinta de estos procesos adelantados por la industria petrolera en cada uno de estos países donde se concentra una gran parte del Macizo Guayanés, y donde a lo largo de su costa posee sedimentología del Terciario Superior.

1.4.2.1. Guyana

Guyana contiene dos cuencas sedimentarias de edad terciaria. Una pequeña ocupa la parte oriental del país entre el río Esequibo y el río Courantyne en la frontera con Surinam; hacia el noroeste yace la planicie costera, la cual tiene cerca de 50 km de ancho y se extiende hasta costa afuera en el Atlántico. Por otro lado, la pequeña Cuenca de Takutu se encuentra al sur de Guyana central, 325 km al suroeste de Georgetown; es cerca de 55 km de ancho y se extiende hasta el territorio del norte del Brasil (Sawyer, 1975).

En 1927 Cunningham y Craig reportaron rastros de petróleo con algunas muestras de asfalto en las planicies aluviales del noroeste de la Guyana Británica, cerca de la desembocadura del río Orinoco. Frecuentemente se ha sugerido la posibilidad de reservas inexploradas en esta área, pero los resultados geológicos han sido negativos.

Trinidad Leaseholds Limited, una subsidiaria de Central Mining and Investment Corporation Ltd., obtuvo una concesión en 1938 – 1939 cubriendo la margen occidental del río Demerara hasta el Courantyne, con el levantamiento de reflexión hecho por Seismograph Service Corporation . La data sísmica indicó basamento

cristalino a 6250 – 6300 pies. En 1941, un pozo de prueba – Rose Hal 1 – que estaba localizado a 7.5 km al este de la población de New Ámsterdam, fue perforado hasta la profundidad de 6456 pies. S. Bracewell, entonces director del Geological Survey of British Guiana (1956), indicó que el pozo Rose Hal 1 aparentemente penetró una sección de arcilla lignítica entre 4100 y 4200 pies que contenía foraminíferos transicionales entre depósitos lagunales subrecientes y las facies ligníticas del Mioceno y Plioceno en Trinidad.

La California Oil Company (British Guiana) Ltd., una subsidiaria de la Standard Oil Company de California, obtuvo una concesión de exploración a lo largo de las áreas costeras y costa afuera de la Guyana Británica a comienzos de 1958, y de Julio a Septiembre de ese año se condujo un levantamiento sísmico marino sobre la plataforma continental; la contratista fue Western Geophysical Company. Aproximadamente fueron grabados 6 perfiles de refracción y 3000 estaciones sísmicas de reflexión. Offshore Raydist Incorporated estableció 7 estaciones costeras para proveer a Western Geophysical con información continua de posicionamiento.

De acuerdo al British Guiana Geological Survey (1962) el “horizonte de reflexión somero” mapeado por los geofísicos de Standard Oil de California probablemente representaba el tope del Cretáceo.

En 1960 Standard Oil de California renunció a su concesión debido a que los resultados del levantamiento sísmico no eran atractivos para continuar la exploración.

En 1965 sendas concesiones fueron otorgadas a Continental Oil Company y Shell Oil Company para exploración offshore y de áreas terrestres adyacentes. En 1966 – 1967 Shell perforó 6 pozos exploratorios, 3 al sur de New Ámsterdam, a lo largo de los bancos del río Berbice, 2 a lo largo del río Courantyne fronterizo con Surinam, y el sexto en la costa norte entre Georgetown y New Ámsterdam.

Shell y Continental condujeron algunos levantamientos sísmicos en 1965. También el gobierno de la Guyana Británica reportó que los levantamientos aeromagnéticos y aerogravimétricos conducidos en la Cuenca de Takutu habían sugerido la presencia de evaporitas en esa área.

En 1966 el país obtuvo su independencia de Gran Bretaña y tomó el nombre de Guyana.

Ese mismo año Continental Oil Company obtuvo licencia de 2225 millas cuadradas offshore, extendiéndose desde el límite occidental de la concesión en la frontera con Venezuela. La compañía entonces había obtenido un total de 16025 millas cuadradas de licencia de exploración. Western Geophysical disparó 500 millas de programa sísmico 2D para Continental en 1966.

Durante 1967 Continental Oil entró en acuerdo con Tenneco Guyana Ltd., donde Tenneco Guyana perforó dos pozos: Guyana Offshore 1, con una profundidad de 8930 pies, y Guyana Offshore 2 con profundidad de 9646 pies; adquiriendo de esta forma sumo interés en las 16025 millas cuadradas obtenidas por Continental. El primer pozo llegó hasta rocas del basamento Precámbrico, y el segundo estaba en lutitas del Cretáceo superior.

En 1968 Guyana Shell condujo levantamientos marinos sísmicos de más de 900 km de líneas 2D, y más de 100 km por Continental – Tenneco. Shell renunció a 2350 millas cuadradas onshore de su licencia, y convirtió las 1700 millas cuadradas restantes en 9 licencias de prospección petrolera; mientras que 7900 millas cuadradas offshore fueron convertidas en una licencia de prospección. Por su parte Continental - Tenneco redujo su área de concesión a una licencia offshore con 13800 millas cuadradas, renunciando a 2225 millas cuadradas.

Ninguna actividad de exploración fue hecha por concesionario alguno en 1969 ni en 1970. A principios de 1970 Continental – Tenneco renunció a 12800 millas cuadradas de su licencia y conservó un bloque de 1000 millas cuadradas offshore. Shell renunció a su concesión onshore ese mismo año. En 1970 Comoro Exploration Guyana Ltd. (90% de propiedad Comoro Exploration de New York y 10% de intereses locales de Guyana) obtuvo en concesión 2 bloques en la parte noroeste del área offshore que comprende 3885 millas cuadradas; y otra licencia fue concedida a Oxoco en la plataforma continental, al sur del bloque de Guyana Shell, cubriendo 834 millas cuadradas.

Durante 1971 un pozo estimado en un costo de 6 millones de dólares y 450 pies de profundidad fue perforado por un consorcio compuesto por Guyana Shell y Continental – Tenneco buscando otros socios para compartir costos en el pozo Texas, dichos socios fueron Pacific Oil Co., Ada Oil Company, Seagrams Ltd., y Deminex. El pozo Berbice 1 fue perforado en el bloque Shell cerca del límite de la concesión de Continental – Tenneco. Dicho pozo a finales de Agosto después de alcanzar 12500 pies con un sidetrack a 5090 pies. Varios indicios de hidrocarburos fueron reportados.

Al final de 1971 Continental – Tenneco abandonó su licencia de 1000 millas cuadradas y le fue otorgada a Deminex el 24 de Noviembre de 1972. Comoro Exploration renunció al bloque del extremo noroeste en 1972 y maniobró para obtener un 20% de Tricentrol Guyana Ltd., una filial de Tricentrol Limited de Londres como socio operativo con 80% de las acciones restantes. Tricentrol y Oxoco condujeron levantamientos sísmicos marinos 2D en la primera mitad de 1973.

Durante el resto de la década de 1970, especialmente a partir de 1975, la actividad exploratoria decayó debido a los diferendos limítrofes existentes con Venezuela y con el ahora independiente Surinam. No obstante, en los años 80 algunos pozos fueron perforados en la Cuenca de Takutu, específicamente en el Campo de Karanambo, tanto en el lado guyanés como en el brasileño. Dicho campo se

encuentra dentro del lado territorial reclamado por Venezuela. Otros pozos exploratorios offshore fueron adelantados.

Actualmente, lo que era el Geological Survey of British Guiana se ha convertido en el GGMC (Guyana Geology and Mines Commission), teniendo a su cargo todo lo referente a política exploratoria. Asimismo se han ordenado diversos levantamientos aeromagnéticos y aerogravimétricos.

En años recientes la pequeña contratista independiente canadiense CGX Energy, a través de su nueva subsidiaria ON Energy ha estado planificando levantamientos 2D y nuevas perforaciones en el bloque Berbice al oeste del río Corentyne. En la porción offshore de este bloque CGX intentó perforar un Wildcat - Eagle One - hasta que en junio de 2000 una embarcación militar de Surinam ordenó su salida por estar reclamando esta sección como parte de su Zona Económica Exclusiva. Pese a esto, a la fecha, CGX ha manifestado su voluntad de quedarse en Guyana (Energy Caribbean, 2004).

El U.S. Geological Survey ha emitido comunicados oficiales en donde estima que las reservas de parte de esta zona offshore (reclamada por Venezuela y Surinam) podrían estar por el orden de los 15.3 billones de barriles de petróleo y 42 trillones de pies cúbicos de gas.

Otras operadoras involucradas en la concesión de diversos bloques en el área son YPF Repsol, Exxon (bloque Stabroek), AGIP y Century (bloque Pomeroy).

1.4.2.2 Surinam

De acuerdo con Walter K. Link (1972), Jersey Standard hizo una investigación de las posibilidades petroleras en Surinam a principios de la década de 1940, con James Hunter a cargo. El trabajo incluyó un levantamiento de refracción sísmica y un

estudio de suelos. Un pozo exploratorio fue perforado hasta el basamento cerca de la frontera oeste con Guyana. De acuerdo a Link no se encontró ningún indicio de petróleo.

Colmar Surinam Oil Company, una filial de Gulf Status Land and Industries, Inc., de New York, obtuvo una concesión de 100000 km cuadrados en 1957 que cubría el área costera y offshore hasta el borde de la plataforma continental. La exploración fue iniciada en 1958. A principios de la década de 1960 Richard A. Mills era un geólogo de Colmar en Paramaribo, y Han C. Swolfs, de New Cork, estaba asociado con la compañía matriz. En noviembre de 1961 Colmar inició un levantamiento sísmico marino bajo contrato de Marine Geophysical Internacional, Inc., el cual fue completado en agosto de 1962, y durante el cual 4000 km de perfil fueron grabados; así como 1460 km de cobertura aeromagnética levantados por Canadian Aero Mineral Surveys Ltd. El trabajo estratigráfico incluyó estudios de núcleos provenientes de pozos de agua del gobierno (Sawyer, 1975).

El primer pozo offshore de Surinam localizado 55 millas al norte de Paramaribo, en 146 pies de agua, se inició en Diciembre 11 de 1963; fue perforado por Global Marine Caribbean S.A. con la gabarra Western Explorer. El pozo fue abandonado a 4428 pies con el fondo en los sedimentos del Oligoceno Superior.

Los términos de la concesión fueron renegociados en 1964 para hacerse efectivos a principios de 1965, la cual permitió a Colmar Surinam Oil Company para adquirir un grupo francés liderado por Petropar como socios y operadores. En contraparte, Colmar obtuvo la mitad de los intereses de las concesiones otorgadas al grupo francés por el gobierno de la Guyana Francesa.

Durante 1965 levantamientos sísmicos adicionales fueron conducidos por Western Geophysical Company disparando 4358 km de perfil. El levantamiento primario fue de reconocimiento con disparos detallados sobre las anomalías indicadas.

Tres pozos exploratorios fueron perforados entre mediados de agosto de 1966 y el final de enero de 1967, todos a 100 km de la costa y con profundidades de agua entre los 40 y los 55 metros. Los pozos fueron perforados por Reading and Bates con su gabarra E.W. Thornton; todos fueron abandonados.

Los primeros 2 pozos, distanciados a 65 km, presumiblemente se detuvieron en los mismos estratos del eoceno.

El 8 de junio de 1966 Colmar Surinam Oil vendió su parte de la concesión a Shell, reteniendo sólo el 3% en sociedad con Shell. Petrosur, una de las compañías del grupo francés se convirtió en operador de la sociedad. Entre octubre de 1965 y principios de 1966 la Surinam Geological and Mining Service encontró petróleo entre los 500 y 600 pies en un pozo de agua en el pueblo de Calcutta, y pozos adicionales resultaron con indicios de petróleo somero extendiéndose 4 km en dirección este – oeste. Subsecuentemente otro pozo fue perforado cerca de cerca de Tambaredjo, a 16 km de Calcutta, donde también se encontró arenisca petrolífera, entre 925 y 950 pies en profundidad.

En enero de 1967 algunas áreas de concesión fueron abandonadas, dejando 83265 km². El siguiente año 4 pozos exploratorios fueron perforados por Petrosur en el área de Paramaribo. Los 3 más profundos alcanzaron el basamento a los 2000 pies.

La Shell Suriname Exploratie en Produktie Maatschappij obtuvo una concesión onshore y se comprometió a perforar 20 pozos. En marzo de 1969 se inició un programa de perforación por Skinner Drilling Company, y los 20 pozos fueron completados un año después. Un total de 37137 pies fueron perforados, y todos salvo dos pozos resultaron secos; estos dos pozos, perforados entre Calcutta y Tambaredjo mostraron indicios de petróleo. Al completar el programa Shell abandonó la concesión.

Una extensión de 4 años se otorgó a la concesión offshore de ELF (47.5 %), EURAFREP (2,5 %) y Shell (50 %) que fue obtenida en en 1970 hasta el 30 de enero de 1975. Parte del área de concesión fue abandonada, dejando 70389 km cuadrados que limitan por el norte con los 8° de latitud. El acuerdo de concesión requería la perforación de 4 pozos cada 4 años de período. El compromiso de 1970 fue llevado a cabo en los primeros 5 meses; Skinner Drilling Company fue el contratista y perforó un total de 12051 pies. Todos los pozos alcanzaron el basamento y ninguno dio indicios de hidrocarburos.

En 1971 el grupo Elf – Shell perforó el pozo Galibi Offshore 1 a 145 km costa afuera, con una profundidad de de 4663 m (15299 pies). Este es el pozo más profundo del área offshore entre Trinidad y Brasil.

Se levantaron sondeos sísmicos en 1968, 1969, 1972 y los primeros 6 meses de 1973. Estos programas anuales de sísmica cubrieron no menos de 2000 km de perfil, y la más alta cobertura de esos años fue en 1973 con 3810 km de perfil.

En 1975, Surinam adquiere su independencia de Holanda.

En 1980 se funda Staatsolie, compañía petrolera estatal de Surinam, convirtiéndose por los próximos años en casi el único concesionario de exploración petrolera. En 1981, el campo Tambaredjo comienza su producción. En los siguientes años se compartirán acuerdos operativos con Gulf Oil, Energy World Trade Group, Nomeco y Pecten.

En agosto de 1999 se firman convenios operativos con Burlington Shell, Total Fina Elf y Korea National Oil Corporation para la exploración de parte de las concesiones offshore divididas en 17 bloques hasta una profundidad de 40 m de agua, habiéndose perforado hasta el momento 22 pozos exploratorios offshore sin que se mostraran indicios comerciales de hidrocarburos. Ese mismo año Burlington adquiere 6600 km de líneas 2D.

En 2000, la contratista canadiense Veritas adquiere el primer levantamiento sísmico 3D de Surinam, con más de 80 km² en el Campo Tambaredjo.

En 2002, seis bloques offshore fueron ofertados con resultado desierto, debido a que las compañías participantes decidieron no costear el capital de entrada de los proyectos para comprar la data sísmica NEPD ofertada por WesternGeco ese mismo año y que consiste en líneas 2D adquiridas durante muchos años de actividad en el área (Energy Caribbean, 2004).

A la fecha, Surinam es el segundo productor petrolero de CARICOM con 12500 barriles diarios, en su mayoría provenientes del Campo Tambaredjo. YPF Repsol y Maersk siguen negociando la compra de la data offshore especulativa de WesternGeco, el interés se debe a la cercanía con sus bloques en Trinidad, el primer productor de petróleo de CARICOM.

Las reservas probadas de Tambaredjo han llegado situarse en 171 millones de barriles; con reservas no probadas estimadas en 100 millones para el Campo Calcutta donde – a la fecha - está proyectado comenzar una campaña de perforación.

1.4.2.3 Guyana Francesa

El grupo francés liderado por Petropar, con Petrosur como operador, obtuvo una gran concesión offshore alrededor de 1964, y alcanzó un acuerdo con Colmar Surinam Oil Company para apropiarse de la mitad de la concesión en la Guyana Francesa a cambio de la misma cantidad de acciones en la concesión de Surinam. La primera fase del programa de exploración fue un levantamiento aeromagnético conducido en 1964 y seguido de un levantamiento sísmico marino convencional llevado a cabo por la contratista francesa CGG (Compagnie Generale de Geophysique). Un total de 3200 km de líneas 2D fueron disparados.

Swolfs (1966) afirma que los resultados combinados de los levantamientos marinos y sísmicos no dejan ahora lugar a dudas de que, en parte del Terciario existían unos 500 km de ancho de cuenca parcial entre el oeste de la Guyana Francesa y todo Surinam.

El 8 de junio de 1966, Shell compró el 50 % de la sociedad Colmar Surinam Oil Company con las compañías francesas. Colmar retuvo el 3 % de las acciones (Sawyer, 1975).

Los nombres de las compañías francesas se convirtieron en ELF-ERAP y EURAFREP. En 1969 la concesión Elf Erap – Eurafrep y Shell fue renovada por un período de 3 años comenzando en octubre 1° de 1969.

La concesión offshore fue extendida por 3 años en 1972 hasta octubre 1° de 1975 y el área se redujo de 37740 a 29540 km². El porcentaje de participación de los diversos socios es : Elf – Erap (47.5 %), Eurafrep (2.5), y Shell (50 %).

Debido a la muy estrecha franja sedimentológica costera de la Guyana Francesa todas sus labores de exploración ha sido siempre costa afuera. Durante el resto de la década de 1970 los levantamientos geofísicos que se han llevado a cabo, aparte de los aeromagnéticos, han sido de sísmica marina, ejecutados en conjunto con los bloques vecinos de Surinam.

A la fecha los diversos consorcios extranjeros que han explorado el área y perforado algunos pozos exploratorios offshore, no han hecho hallazgos significativos de indicios de hidrocarburos. Esto, sumado al auge económico casi exclusivo que la Base Espacial de la ESA (Agencia Espacial Europea) ha dado al territorio desde la década de 1980, ha causado que no se despierte demasiado interés petrolero en el área. Sin embargo, recientemente (2002 - 2003) un consorcio australiano ha demostrado algo de disposición en reanudar actividades exploratorias.

1.5 Localización del Área de Estudio

La República de Surinam (Suriname Republik) está situada en la costa nororiental de Suramérica (Fig. 1). Está limitada al sur por Brasil, al oeste por Guyana, al este por la Guyana Francesa y al norte por el Océano Atlántico (Fig. 2). Tiene un área aproximada de 164000 km², con una población de 450000 habitantes, de los cuales 240000 habitan en su capital Paramaribo (Fig. 4).

El Campo Tambaredjo está situado en la porción onshore adyacente a la costa centro – norte de Surinam, en el Departamento Saramacca, a 15 km de la línea de costa y a 55 km al oeste de Paramaribo (Fig. 3).

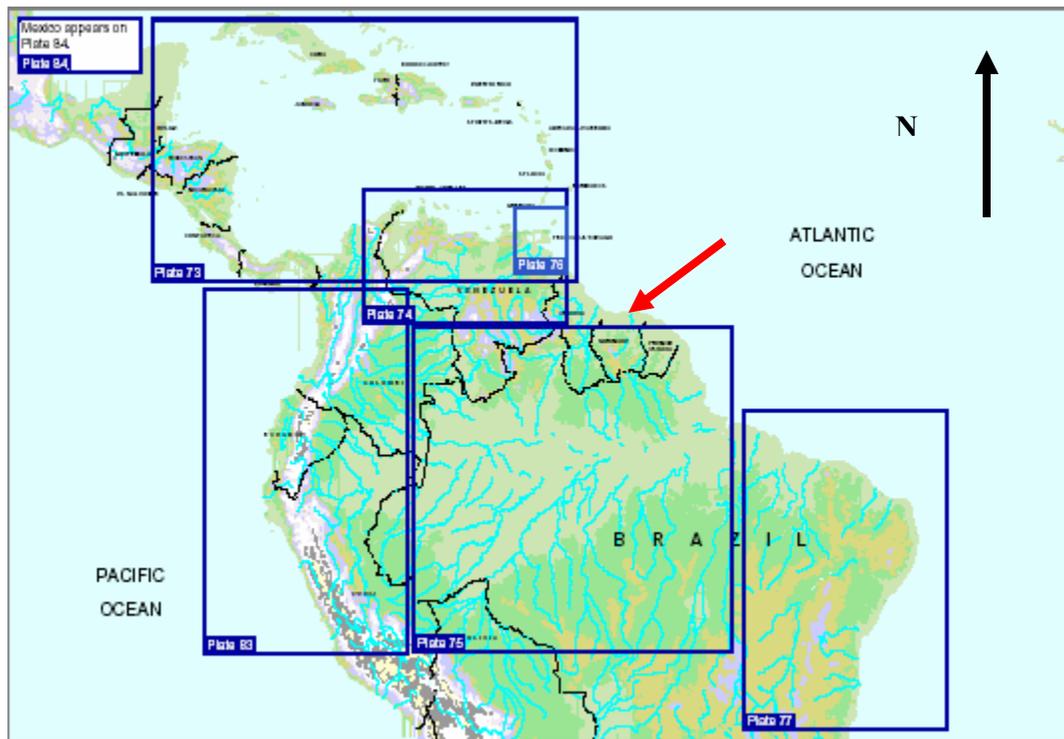


Figura 1. América del Sur septentrional y parte de Centroamérica y el Caribe. (Tomado de Millenium Energy Atlas, Schlumberger 1999).



Figura 2. Región Nororiental de Suramérica con varias de sus zonas productoras de hidrocarburos. (Tomado de Millenium Energy Atlas, Schlumberger 1999).

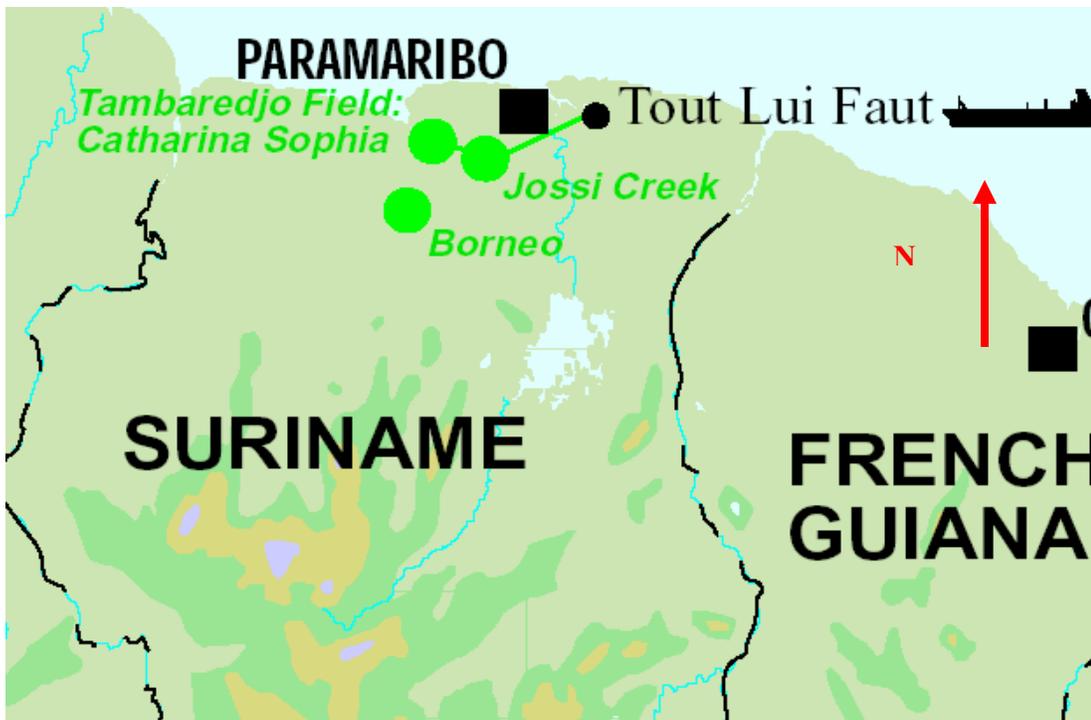


Figura 3. Principales Campos Petroleros de Surinam, incluyendo Tambaredjo. (Tomado de Millenium Energy Atlas, Schlumberger 1999).



Figura 4. Mapa físico y político de Surinam. (Cortesía de Staatsolie).

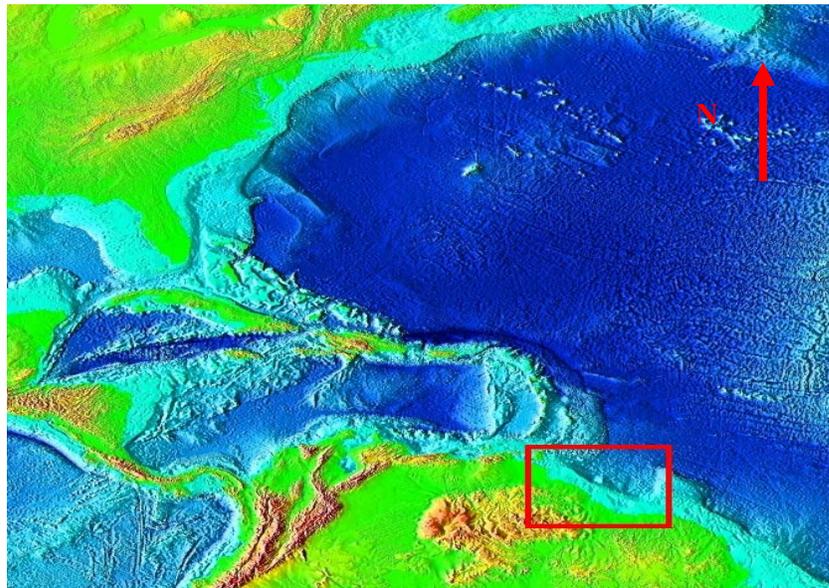


Figura 5. Ubicación física de la Cuenca de Guyana. (Tomado de <http://www.cgxenergy.com> 2004).

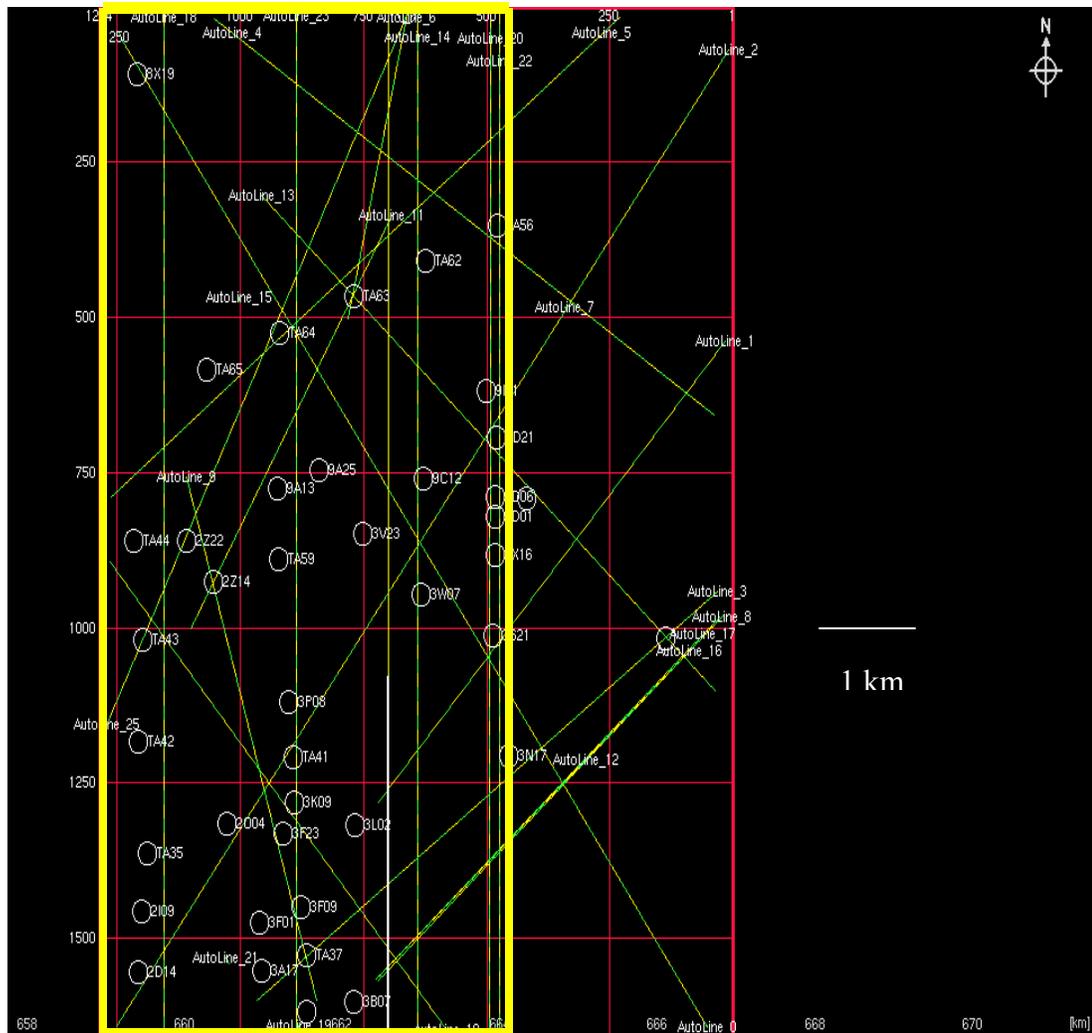


Figura 6. Mapa Base del Campo Tambaredjo. El área de estudio está delimitada en el cuadro amarillo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Ondas Elásticas

La prospección con métodos sísmicos consiste en explorar el subsuelo mediante ondas sísmicas. El método involucra un elemento generador de ondas sísmicas denominado fuente, un medio de propagación (rocas, aire, agua) y un elemento detector-registrador de las ondas denominado receptor. Analizando las ondas registradas se espera obtener información de las propiedades elásticas y morfológicas del medio de propagación.

Las ondas elásticas que se propagan por el aire y el agua son más conocidas como “ondas acústicas u ondas sónicas” (sean o no audibles por el ser humano) y las que se propagan por el subsuelo se conocen como “ondas sísmicas”; sin embargo, desde el punto de vista físico no se diferencian. (Cavada, 2000)

La energía de deformación elástica liberada por una fuente sísmica se propaga por el subsuelo mediante ondas, pero estas ondas adoptan diversas características. Según el espacio en que se propagan existen ondas superficiales y ondas de cuerpo. Las ondas superficiales sólo se originan y propagan cerca de la superficie entre dos medios con propiedades elásticas distintas. Las más importantes son las que se propagan cerca de la superficie del suelo y entre las que se cuentan las ondas Rayleigh y las ondas Love. Estas son las ondas que más daño causan durante los terremotos y también las que mayores problemas causan en los registros de prospección sísmica por reflexión, porque debido a su gran amplitud ocultan las débiles reflexiones en las capas a mayor profundidad. Las ondas de cuerpo se propagan a través de todo el volumen de material elástico. Cuando el material del subsuelo es isótropo sólo pueden propagarse dos tipos de ondas de cuerpo: las ondas P y las ondas S.

Las ondas P, también se conocen como ondas primarias, ondas irrotacionales u ondas compresionales. Como ellas presentan siempre mayor velocidad que las ondas S y que las ondas superficiales, son siempre las primeras en llegar a cualquier distancia de la fuente. En materiales isótropos las ondas P se caracterizan porque el movimiento de las partículas del suelo al paso de la onda sigue la misma dirección en que ésta se propaga.

Las ondas S, también se conocen como ondas secundarias, ondas de corte u ondas equivolumentales. Siempre tienen menor velocidad que las ondas P y las partículas del suelo se mueven en una dirección ortogonal a la dirección en que se propaga la onda. Las ondas S se pueden descomponer en dos componentes vectoriales: ondas SV en las que el movimiento ocurre enteramente en un plano vertical, y ondas SH en las que el movimiento ocurre en un plano horizontal.

En materiales homogéneos la velocidad de las ondas P y S se puede expresar en función de los parámetros elásticos mediante las siguientes fórmulas:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{k + 4/3\mu}{\rho}}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Donde:

V_p : velocidad de onda P

μ : módulo de rigidez

V_s : velocidad de onda S

K: módulo de volumen

λ :parámetro de Lamé

ρ : densidad

En la prospección sísmica por reflexión, la fuente y los detectores se encuentran en o cerca de la superficie y puede ser en tierra o en agua. La información del subsuelo es aportada por las ondas sísmicas que se reflejan a manera de un eco, en las superficies de contacto (interfases) de estratos con propiedades elásticas diferentes. La información se suele presentar en forma de secciones sísmicas que constituyen una especie de radiografía o ecosonograma que revela las principales estructuras geológicas en el subsuelo tales como pliegues, fallas, intrusiones y patrones de sedimentación. Se utiliza principalmente para localización y detalle de estructuras geológicas favorables a contener yacimientos de hidrocarburos a profundidades entre 1000 y 4000 m. También se utiliza con fines geotécnicos principalmente en agua, por ejemplo para determinar las condiciones del fondo marino para el anclaje de plataformas petroleras o el tendido de tuberías. (Cavada, 2000)

2.2 Impedancia Acústica

La impedancia acústica es la propiedad física cuyo cambio determina los coeficientes de reflexión a una incidencia normal, esto es la velocidad de la onda P multiplicada por la densidad. Debido a que los coeficientes de reflexión cambian con el ángulo, el término impedancia elástica es algunas veces aplicado en referencia a situaciones de incidencia anómala, sin embargo una ecuación para impedancia elástica no es aún de uso frecuente. (Sheriff, 2002).

$$IA = V_p \cdot \rho$$

Los contrastes de impedancia acústica son los generalmente determinan las reflexiones sísmicas de manera proporcional a su intensidad, por tanto un perfil de reflexión será de mayor resolución en tanto exista mayor IA entre las capas subyacentes y suprayacentes.

2.3 Adquisición y Procesamiento Sísmico

2.3.1 Adquisición Sísmica

La adquisición, el procesamiento y la interpretación por el método de reflexión son las más complejas y costosas. Sin embargo, se considera en general el mejor método de exploración geofísica del subsuelo.

La adquisición de datos con fines petroleros se suele efectuar a lo largo de un mallado de líneas sísmicas con extensiones del orden de 5 a 100 km por línea. Los tendidos sísmicos pueden tener una longitud de 3 o 4 km a cada lado de la fuente y utilizar entre 48 y 1024 canales de grabación. El número de canales de grabación se ha ido incrementando con el tiempo y actualmente puede llegar hasta 10000 canales. La exploración puede ser de reconocimiento, de detalle y 3D.

En la exploración de reconocimiento la distancia entre líneas es de hasta 10 km, en la de detalle hasta 2 km y en 3D hasta 50 m . El tiempo de registro por cada disparo es de 4 a 6 segundos con explosivos, y de 10 a 15 segundos si la fuente son camiones vibradores. El intervalo de muestreo es de 2 ms o 4 ms y el rango de frecuencias útiles de las reflexiones está en la banda de 10 a 80 Hz, con un máximo entre 35 y 40 Hz.

En adquisición onshore los puntos de disparo corresponden generalmente a los crosslines de los mapas base, mientras que las líneas de canales corresponden a los inlines. En la adquisición marina la ruta lineal del barco se corresponde con los inlines. Un ejemplo de un diseño de adquisición convencional es mostrado en la figura 7.

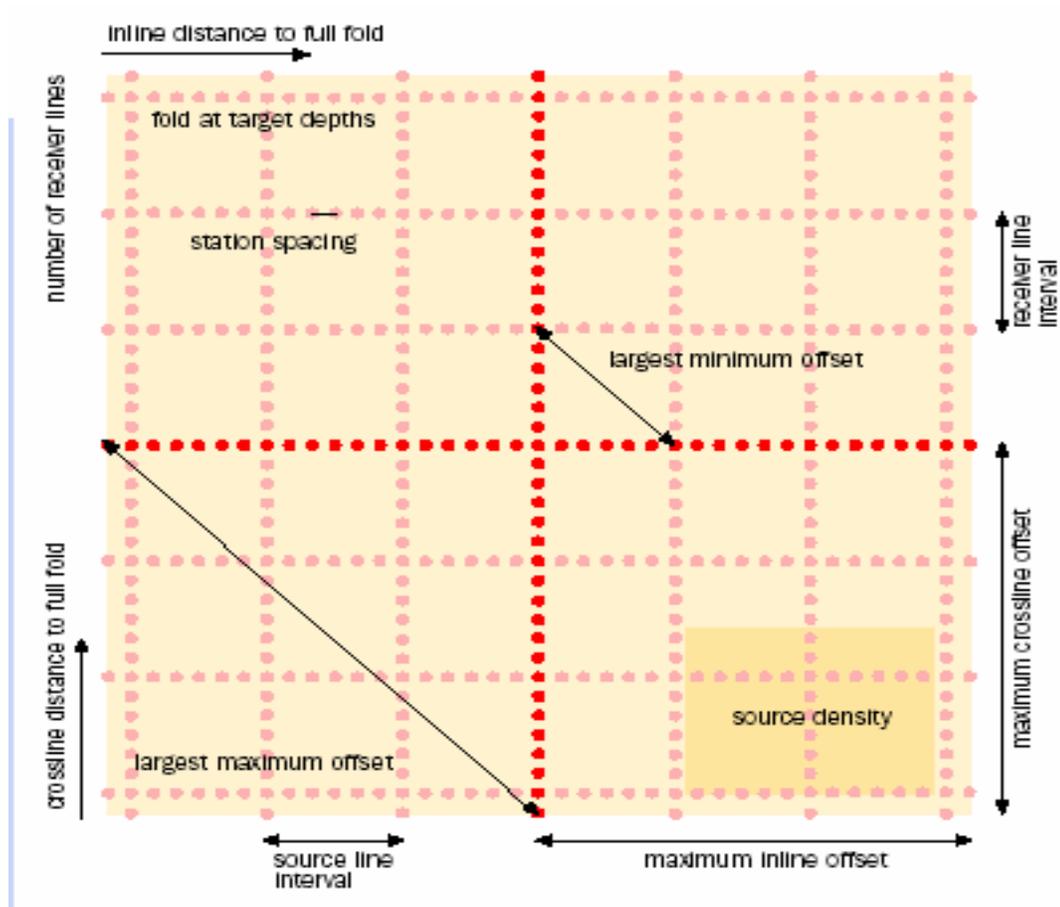


Figura 7. Diseño básico de un levantamiento sísmico 3D. (Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO, 2001).

2.3.2 Procesamiento Sísmico

El procesamiento de los métodos sísmicos de superficie por reflexión tiene varios pasos tendentes a mostrar la expresión más fidedigna posible de la estructura geológica estudiada. Los pasos principales son:

- Demultiplexado y cambio de formato de grabación
- Control de calidad del posicionamiento en coordenadas x,y,z de disparos y receptores
- Geometría y edición de trazas

- Recuperación de amplitudes
- Correcciones Estáticas
- Deconvolución
- Filtros y balanceo espectral
- Autocorrelación
- Apilamiento de estáticas por refracción (prestacking)
- Corrección dinámica dependiente del buzamiento de un reflector (DMO)
- Migración
- Graficación de datos sísmicos finales

El demultiplexado es un proceso de reorganización de la data que produce un set de distintas trazas para punto de disparo. Los procesadores necesitan considerar pérdida de energía causados por diversos factores como atenuación divergencia esférica, etc. Por lo que necesitan recuperar las amplitudes para luego hacer las correcciones tendientes a compensar los efectos de capas meteorizadas (Hart, 2000).

Subsecuentemente, con la deconvolución se hará un esfuerzo por remover la propagación indeseable de la ondícula original del campo para sustituirla por una ondícula mejor conocida y con la cual pueda trabajarse mejor la señal, esta puede determinística o predictiva. Posteriormente el apilamiento se encargará de agrupar diferentes grupos de trazas en torno a un CMP (Common Mid Point) común de reflexión. Y por último se efectúa la migración, que es un proceso mediante el cual se reposicionan las señales a su verdadera locación original en el subsuelo.

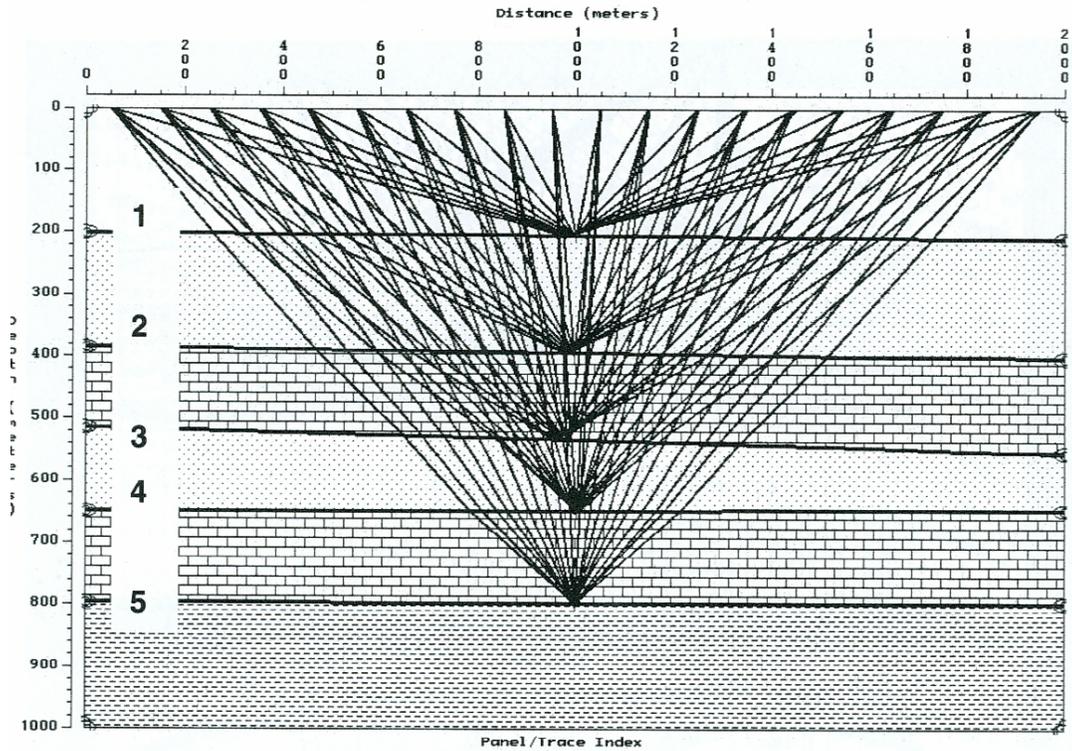


Figura 8. Serie hipotética de 10 combinaciones fuente – receptor en donde todas comparten el mismo CMP. Es de notar que los rayos son más largos cuanto más largo es el offset, lo que significa que el tiempo de doble tránsito (TWT) para una reflexión desde una interface dada también se incrementará. (Hart, 2000).

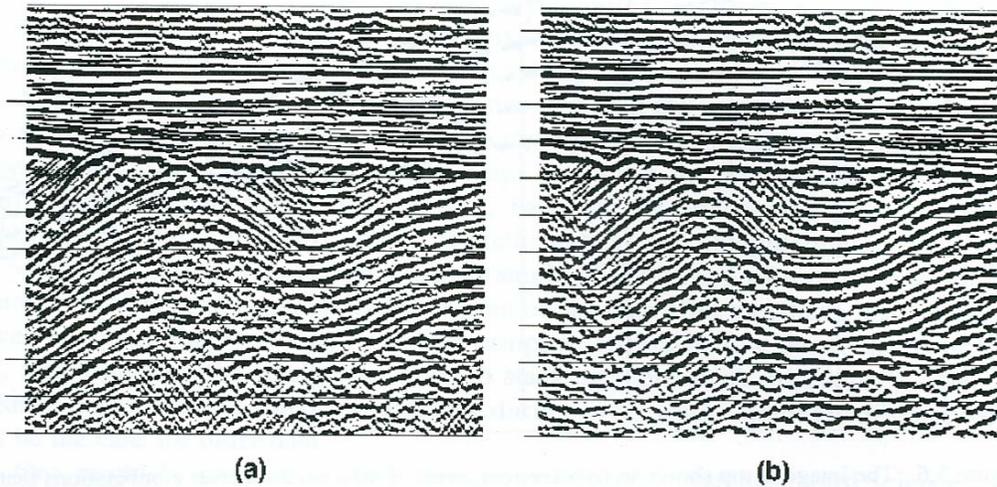


Figura 9. Versiones migrada (b) y no migrada (a) de un transecto sísmico. Nótese la resolución mejorada del anticlinal y el sinclinal y la reducción de las difracciones de la inconformidad. (Yilmaz, 2002).

2.4 Secuencia Genérica de Interpretación Sísmica

Existen numerosas técnicas de interpretación 3D, no obstante una secuencia standard de los pasos llevados a cabo en el desarrollo es mostrada a continuación en las figuras 10, 11, 12 y 13. (León, 2002)

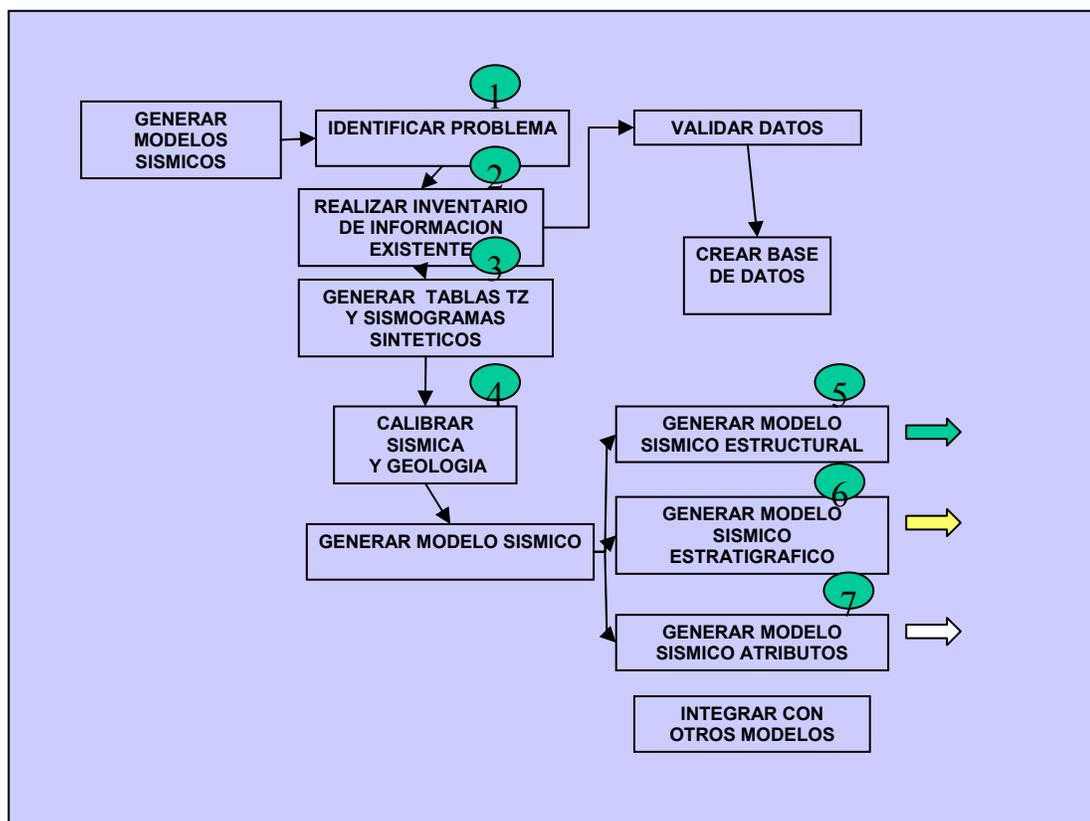


Figura 10. Secuencia principal de interpretación. (León, 2002).

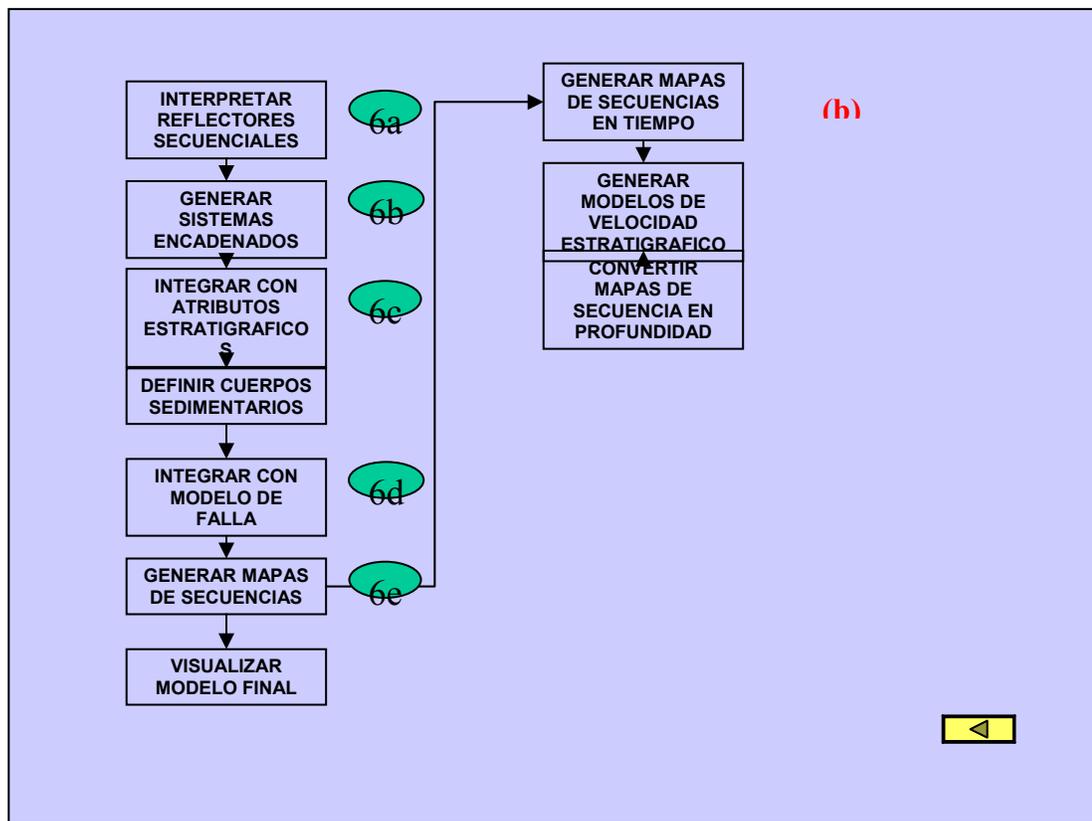
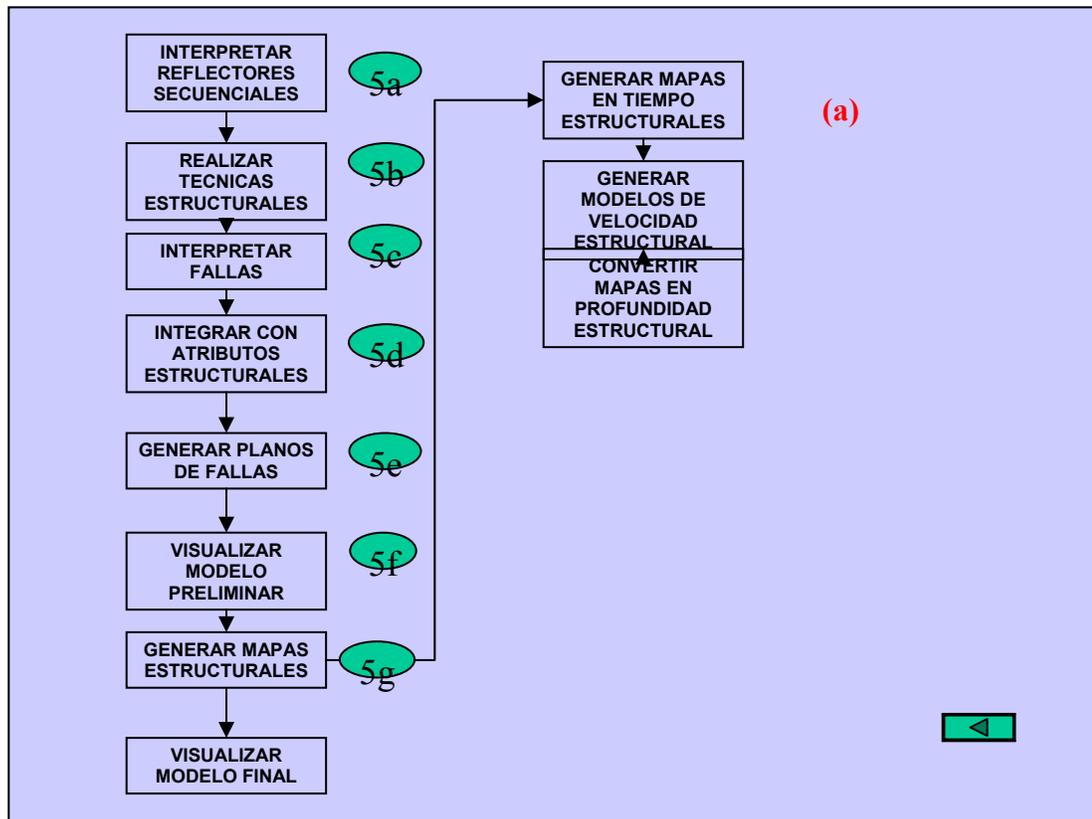


Figura 11. Subsecuencias estructurales (a) y estratigráficas (b) de interpretación. (León, 2002).

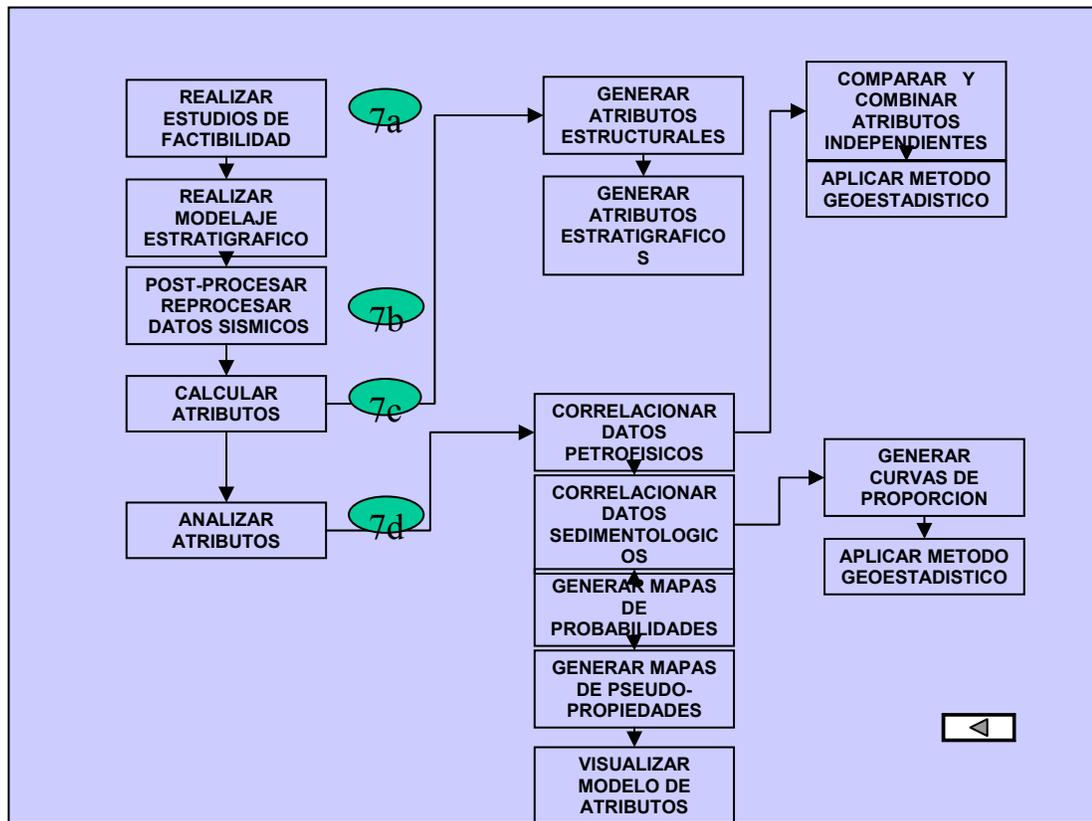


Figura 12. Subsecuencia de integración de atributos sísmicos. (León, 2002).

2.5 Sismograma Sintético

Un sismograma sintético es la grabación sísmica artificial que es realizada asumiendo que una forma de onda particular viaja a través de un modelo asumido. Este sismograma es formado por la convolución de una señal con una serie de reflectividad. La ondícula es muchas veces asumida de un modelo conocido (tal como la ondícula de Ricker) y algunas veces una ondícula que resulta del análisis de data sísmica real produciendo un diseño.

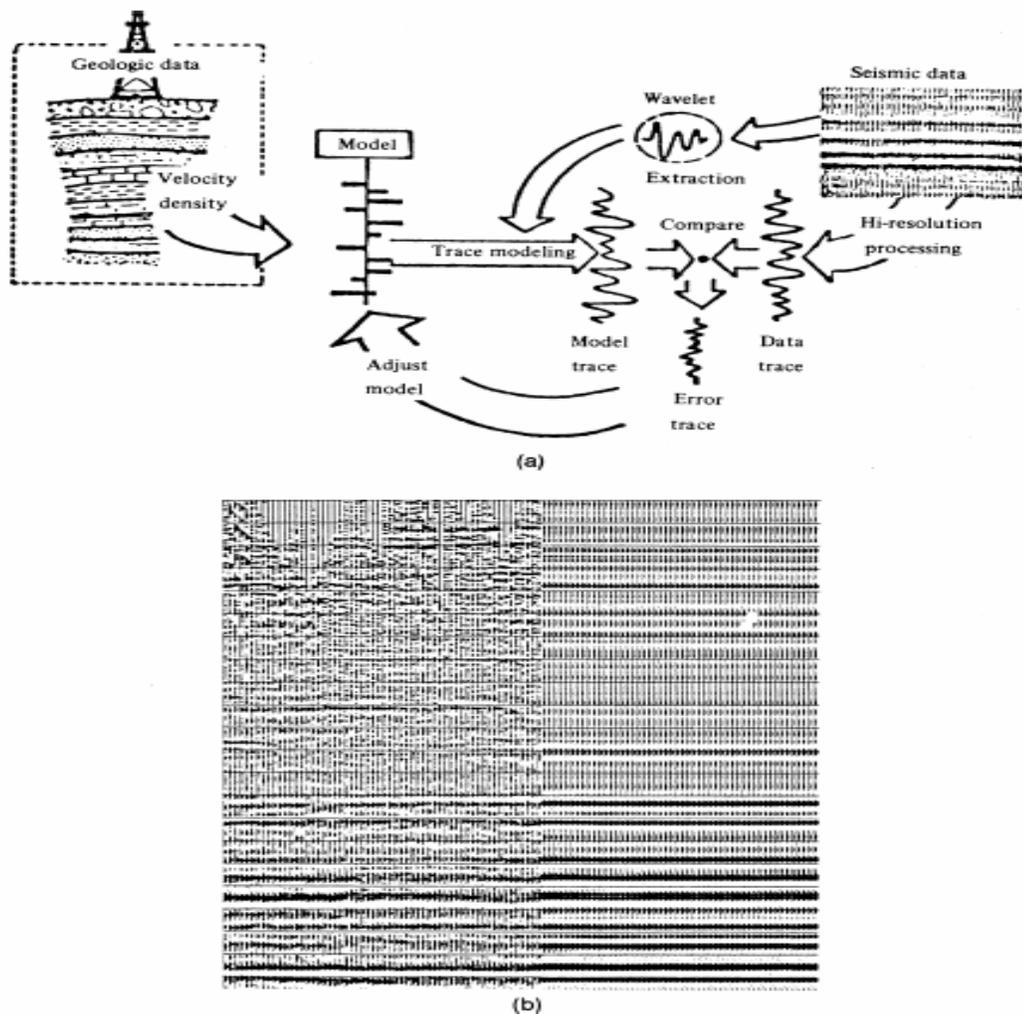


Figura 13. Sismograma sintético. (a) Esquema de desarrollo. (b) Porción de sismograma sintético (derecha) comparada con una sección sísmica real (izquierda). (Sheriff, 2002).

2.6 Redes Neurales

En toda investigación aplicada es muy común encontrar situaciones en las que debemos estimar o predecir el comportamiento de una variable criterio en función de una o varias variables predictoras. Cuando el criterio es una variable cuantitativa se suele hablar de problemas de predicción o estimación, mientras que cuando es una variable cualitativa / categorial se habla entonces de problemas de clasificación.

En los últimos años, una nueva tendencia en las tareas de predicción y clasificación se ha estado aplicando progresivamente para la solución de estos problemas, en sustitución de los métodos convencionales, tales como los métodos estadísticos de regresión. Esta nueva técnica está basada en las redes neurales o neuronales, las cuales son aproximadores universales de cualquier función continua con una precisión arbitraria. (West, 2002).

Las redes neurales artificiales son una tecnología emergente que ha sido aplicada en muchas áreas de la ciencia y la ingeniería. Son sistemas computacionales que imitan las redes neurales biológicas del cerebro animal. Esta tecnología de inteligencia artificial, con menos de 20 años de antigüedad se desarrolló tratando de emular el proceso de aprendizaje y reconocimiento de patrones que realizan las neuronas del cerebro humano.

Esta técnica difiere de los métodos convencionales que incorporan un algoritmo estructurado, en su habilidad de “aprender” de ejemplos en los cuales realiza clasificaciones (mapping), usualmente no lineales, entre los datos de entrada y de salida, ofreciendo a la red información importante sobre el problema a ser resuelto. La capacidad de adaptación y aprendizaje de estos modelos los hace atractivos para la aplicación de algunos problemas en exploración geofísica, (West, 2002).

Entre otras aplicaciones, en el dominio geofísico las redes neurales han sido usadas para reconocer formas de ondas y seleccionar primeras llegadas, en electromagnetismo, magnetotelúrica, inversión sísmica, desdoblamiento de ondas de

cizalla, análisis de registros de pozo e interpretación, edición de trazas, deconvolución sísmica, clasificación de eventos, análisis de velocidades entre otros, (West, 2002).

Visto como un proceso matemático, en una red neural se debe introducir un conjunto N de atributos (señal de entrada), a lo cual se le realiza una suma. Luego, a dicha suma se le aplica una función de atenuación que dará como resultado una señal de salida.

$$\Gamma(x) = \frac{1}{1 + e^{-\lambda x}}$$

Las redes neurales aportan un único resultado que por lo general, se caracteriza por ser “suave”, lo cual impide que mediante esta teoría se cuantifique y se tome en cuenta la heterogeneidad del medio.

En aplicaciones de propiedades sísmicas y de pozos, las redes neurales permiten establecer relaciones de algoritmos polinómicos que relacionan un elemento con otro a través de una superficie o mapa, siendo un aplicación recurrente según el mejor ajuste de las funciones aplicadas. Estas aplicaciones pueden ser Supervisadas o No Supervisadas. En las Supervisadas se introducen criterios previos a la aplicación de la función en su distribución a lo largo de la superficie. En las No Supervisadas las redes actúan “libremente” buscando el ajuste de distribución en la superficie.

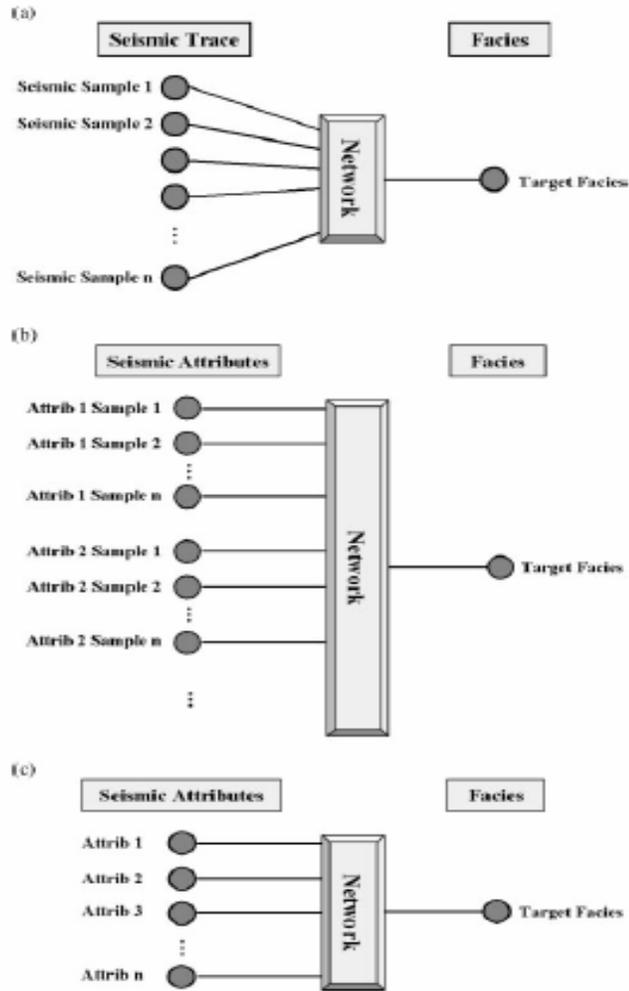


Figura 14. Esquema de la arquitectura entrada / salida de datos de las redes neuronales supervisadas y no supervisadas, donde la entrada consta de (a) las trazas sísmicas enteras brutas, (b) atributos sísmicos instantáneos múltiples, y (c) atributos sísmicos de múltiples intervalos. (Saggaf et al., 2003).

2.7 Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son medidas específicas derivadas de los datos sísmicos, generadas a partir de las propiedades básicas de la traza compleja. Representan un subconjunto de información que permite la visualización de características no fácilmente identificables en los datos originales. En consecuencia, pueden ser utilizados para enriquecer y refinar la interpretación de grandes volúmenes sísmicos. Su utilización aviva la esperanza de revelar información valiosa que de otro modo permanecería oculta y en consecuencia, desaprovechada. Ciertamente es posible generar una gran cantidad de atributos a partir de un conjunto de datos sísmicos. En consecuencia, la selección de cuales de ellos utilizar en cada caso no es una tarea fácil (Barnes, 1986).

Los atributos son de gran utilidad ya que se correlacionan con algunas propiedades físicas de interés. La primera utilidad de los atributos es que ayudan a detectar rasgos, relaciones y características que de otra manera no se notarían.

El estudio e interpretación de atributos sísmicos provee información cualitativa de la geometría y parámetros físicos del subsuelo. Se ha demostrado que la amplitud de la data sísmica es el principal factor para la determinación de parámetros físicos, tales como la impedancia acústica, coeficiente de reflexión, velocidades, absorción, etc. La componente fase es el principal factor en la determinación de la forma de los reflectores, su configuración geométrica, etc. El principal objetivo de los atributos es ofrecer información detallada al intérprete, de los parámetros estructurales, estratigráficos y litológicos del prospecto sísmico, (Taner, 2001).

Los estudios de atributos son intentos de usar parámetros derivados de los datos sísmicos para predecir la distribución de propiedades físicas (por ejemplo, porosidad, litología, espesor de capa) de los estratos vistos sísmicamente. Los estudios de atributos pueden ser cuantitativos (el objetivo es hacer predicciones numéricas de propiedades de interés a través de la cobertura sísmica) o cualitativos (el objetivo es encontrar geocuerpos que comparten propiedades físicas similares). En cada uno de

los casos el intérprete debe decidir los atributos a derivar, cómo analizar los atributos y (no menos importante) cómo probar los resultados del ejercicio de correlación antes de realizar decisiones de exploración o producción.

Durante los últimos años, los atributos sísmicos, junto con los métodos estadísticos-geoestadísticos, han contribuido en la descripción y cuantificación de las propiedades del yacimiento. Esta meta ha sido lograda en parte, gracias a la evolución de los sistemas de interpretación, los cuales han permitido la extracción de atributos en diferentes fases de la adquisición, procesamiento e interpretación de la información sísmica.

El desarrollo de la habilidad para generar atributos sísmicos junto con el trabajo de la geofísica de producción ha llevado a usar ampliamente los atributos sísmicos para predecir las propiedades del reservorio. En muchos casos se puede mostrar (usando modelado sísmico o física de rocas) una relación físicamente justificable entre un atributo sísmico y la propiedad del reservorio de interés. Cuando esto es cierto, se está en la capacidad de reducir en gran manera la incertidumbre en las predicciones de las propiedades del reservorio realizadas en las zonas en donde no hay información de pozos. La metodología para la predicción de las propiedades de un reservorio se resume en el siguiente párrafo:

El primer paso críticamente importante es realizar un acertado amarre entre el pozo y la sísmica (tanto vertical como areal). Es entonces cuando se escogen aquellos atributos sísmicos que puedan estar relacionados con una propiedad del reservorio. Usando este atributo o grupo de atributos se puede emplear la data sísmica como guía en la predicción de las propiedades del reservorio localizado entre los diferentes pozos del área. Un cierto número de métodos puede ser usado para el paso de la predicción (regresiones lineales o no lineales, geoestadística o redes neurales). El propósito de este tipo de estudio es estimar el volumen de hidrocarburo in-situ o tomar decisiones de manejo del reservorio como localización de pozos, operaciones

de recuperación e inyección de agua, estrategias y agotamiento del reservorio, etc. (Brown, 1999).

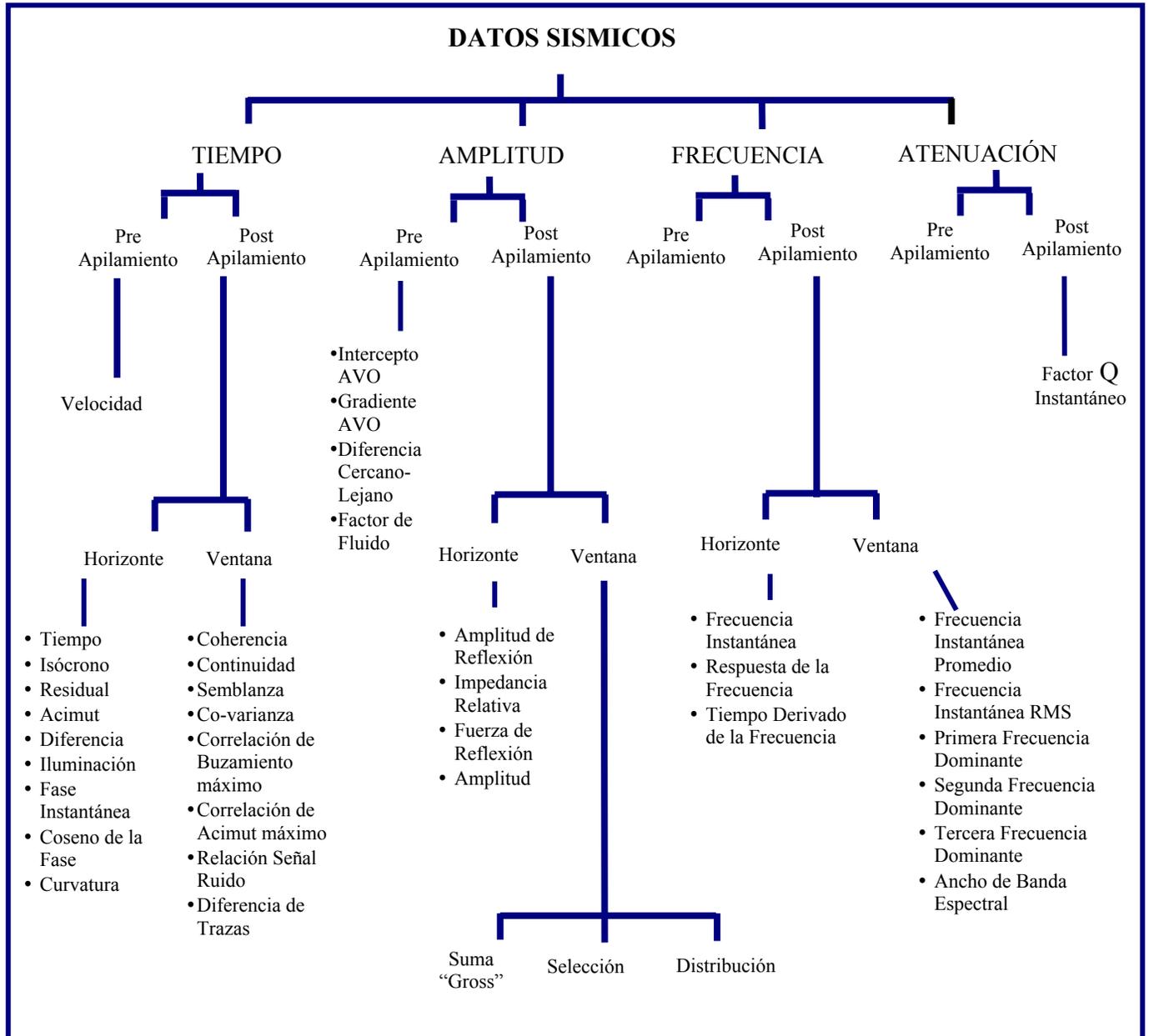


Figura 15. Las "ventanas" de atributos sísmicos pueden ser de intervalos de tiempo constantes, intervalos constantes de un horizonte, o tomados de intervalos entre horizontes. (Brown, 1999).

La amplitud de la reflexión de la onda sísmica es una función de la impedancia acústica y puede correlacionarse directamente con la geología. Sin embargo, son

muchos los factores, que aún no estando relacionados con las características de las rocas, pueden ocasionar variaciones de amplitud, entre los cuales se encuentran el acoplamiento y potencia de la fuente, la sensibilidad y arreglo de los reflectores, la divergencia esférica, absorción y ruido (Sheriff, 1975). Algunos de estos factores ocasionan pérdidas de alta frecuencia que se traducen en pérdida de información. A pesar de estas dificultades, el procesamiento sísmico trata de recobrar las amplitudes reales permitiendo utilizar la información sísmica como herramienta básica para la localización de hidrocarburos.

Las propiedades de las rocas que afectan la amplitud sísmica, pueden ser divididas en dos grupos (Brown, 1999): (i) naturaleza del fluido, el espesor litológico, la presión y la temperatura. Estas propiedades afectan el yacimiento como un todo, ya que presentan muy poca variación dentro del mismo. (ii) porosidad, el espesor de arena neta productora, la litología y la saturación. Estas propiedades varían lateralmente sobre pequeñas distancias y afectan considerablemente la estimación de reservas de hidrocarburos de un yacimiento.

Ciertos autores afirman que los atributos sísmicos usados en la práctica deben tener sentido físico, con lo cual sólo un número reducido de estos atributos cumple esta condición, mientras que la mayoría estarían interrelacionados (Brown, 1999).

Aquellos atributos sísmicos con sentido físico, reflejan fenómenos físicos explicables, tales como las amplitudes o tiempos de tránsito, entre otros. En contraste, tenemos aquellos atributos no relacionados directamente con procesos físicos explicables, tales como amplitudes combinadas de varios eventos (Taner y Sheriff, 1996).

También se puede hacer el cálculo de atributos que representan procesos de presentación gráfica de la información, como por ejemplo los cortes en tiempo (“time slice”) o los cortes por horizontes (“horizon slice”). En la práctica se analizan

todo tipo de atributos (físicos o no) a fin de obtener una correlación estadística significativa entre dichos atributos y las propiedades petrofísicas a estimar.

Los atributos sísmicos se pueden calcular de distintos objetos de la sísmica: una sección sísmica, un evento sísmico y un volumen o cubo sísmico:

- Atributos basados en una sección sísmica: usualmente son los atributos instantáneos generados y visualizados en conjunto con la traza sísmica en forma de ondícula. Pueden ser resultado de un procesamiento especial tales como velocidad o impedancia.
- Atributos basados en eventos sísmicos: son atributos extraídos de los datos sísmicos y asociados a una superficie (horizonte sísmico). Proveen información acerca de cómo los atributos varían en o entre los límites geológicos. La extracción se puede realizar de un evento instantáneo, en donde los atributos son derivados del análisis de la traza sísmica en la localización del evento, o de una ventana de traza sísmica, en la que los atributos son extraídos de ventanas variantes (puede cambiar de longitud y posición en la traza sísmica mientras nos movemos de traza en traza). El límite superior e inferior de esta ventana varía según el evento sísmico interpretado. Como caso especial, se tiene una sección horizontal (timeslice).
- Atributos basados en volumen (cubo sísmico): los atributos son derivados de un volumen sísmico 3D. Tiene mucho valor y aplicabilidad, por ejemplo, visualiza la correlación entre trazas, y provee información de la similitud y continuidad de la señal sísmica entre traza y traza.

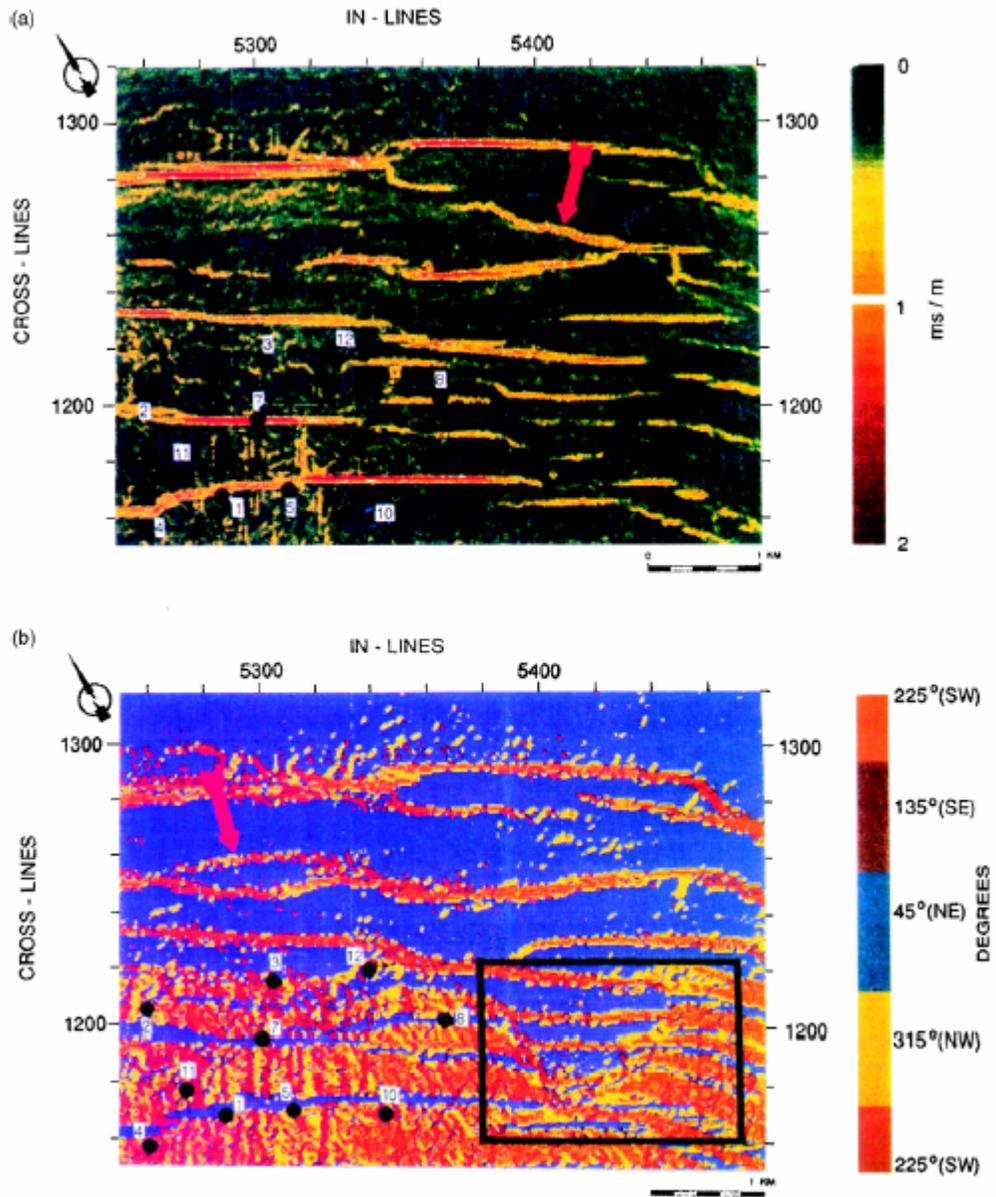


Figura 16. Ejemplos de despliegue de atributos (a, b) mapas de magnitud y azimuth de buzamiento. (Brown, 1999).

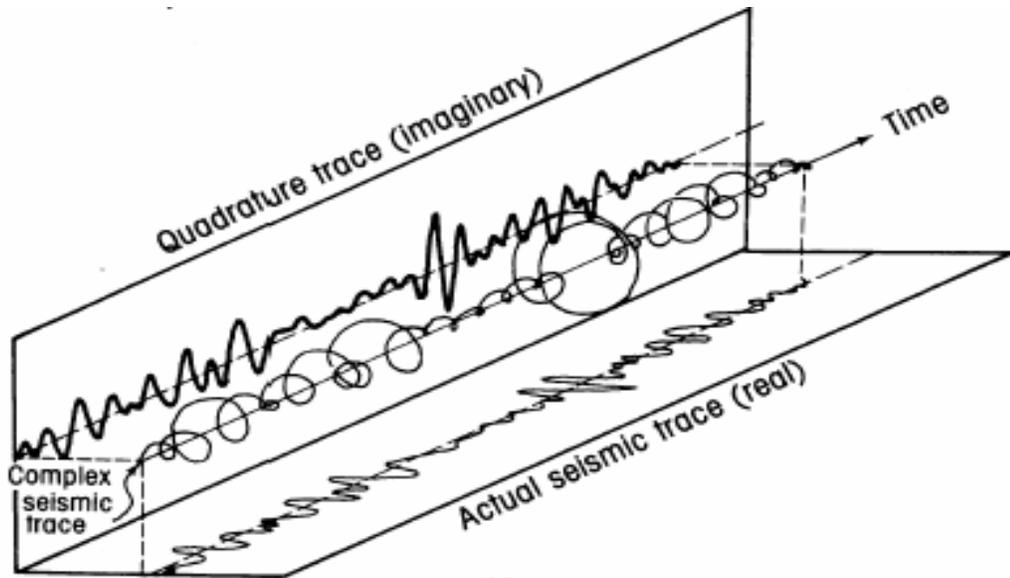


Figura 17. Diagrama isométrico de la traza compleja de los atributos sísmicos. (Taner et al., 1979).

2.8 Coherencia Sísmica

Este término es una medida de los cambios laterales de la respuesta sísmica ocasionados por la variación de las estructuras, estratigrafía, litología, porosidad y la presencia de hidrocarburos. (Michelena, 1998).

La técnica de coherencia sísmica está diseñada para realizar la interpretación de planos de fallas contenidos en un volumen sísmico y para detectar las características estratigráficas implícitas en 3D.

El cálculo de coherencia suprime lateralmente rasgos consistentes revelando detalles críticos de superficie no evidentes en una sección sísmica. Así mismo, calculando la coherencia a lo largo de una serie de cortes en tiempo (“time slices”), se identifican planos de fallas. En efecto, remueve la estratificación y revela fallas en cualquier orientación.

Si los datos sísmicos 3D son de buena calidad y el horizonte es interpretado sin dificultad, la coherencia a lo largo de un horizonte puede resaltar fallas como superficies de baja coherencia empleando un software de visualización; estas fallas pueden ser visualizadas en tres dimensiones desde una perspectiva, incluso si los planos de fallas no están grabados (Hilterman, 2001).

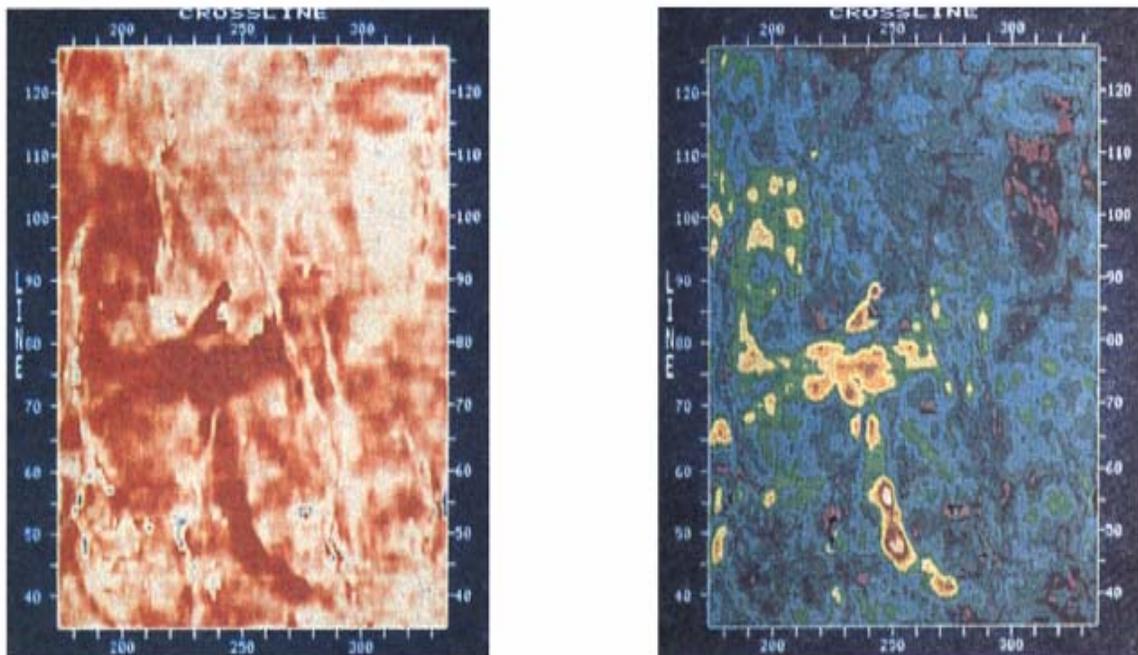


Figura 18. La selección de colores puede destacar estructuras. El canal indicado en esta ventana de tiempo (horizon slice) en rojo oscuro, se oscurece con el uso de varios colores. (Brown, 1999).

2.9 Correlación entre Atributos Sísmicos y Propiedades Petrofísicas

Cuando se necesita caracterizar un yacimiento, en su fase exploratoria o productiva, se dispone de datos sísmicos de superficie y registros de pozo. Los datos sísmicos proporcionan la distribución por área de las propiedades elásticas del yacimiento. Los datos de pozo representan las propiedades petrofísicas limitadas a un entorno

muy reducido alrededor del pozo. Esta limitación en la densidad por área de datos petrofísicos, junto a cambios estructurales y estratigráficos entre pozos, reduce la efectividad de estimar el comportamiento de las propiedades petrofísicas en el área de estudio. Para reducir dicha incertidumbre existen técnicas de estimación basadas en el uso de datos sísmicos como agente extrapolador de dichas propiedades petrofísicas en cada pozo. Estas técnicas requieren que exista una relación significativa entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas.

Las técnicas de estimación se pueden dividir en dos grandes grupos: aquellas que utilizan una aproximación lineal y las que utilizan aproximaciones no lineales. Si bien es cierto que los datos sísmicos y de pozos no tienen por qué responder a una tendencia lineal, esta técnica hasta los momentos es la más usada y mejor conocida. Actualmente las nuevas tendencias de estimación apuntan hacia el desarrollo de algoritmos basados en aproximaciones no lineales tales como redes neurales.

Regresión Lineal Simple: Esta técnica supone que existe una relación entre dos variables: la propiedad que se desea estimar, $\hat{\phi}$, y el atributo sísmico, A. En este caso, se generan gráficos cruzados entre ambas variables. La distribución de puntos se ajusta a una línea recta.

Regresión Lineal Múltiple: En la práctica, existen factores que degradan la efectividad de la correlación atributo-propiedad. Para reducir este efecto se utilizan múltiples atributos sísmicos con el fin de obtener una mayor correlación entre atributos y la propiedad a estimar. La regresión lineal múltiple, expone el siguiente modelo: Si se dispone de n atributos sísmicos, A_i ($i = 1, 2, 3, \dots, n$), m_i sus respectivos valores de peso y b una constante se tiene que: $\hat{\phi} = m_1 A_1 + m_2 A_2 + \dots + m_i A_i + b$. El modelo representa el plano de regresión lineal que se obtendría al graficar los datos en un sistema rectangular tridimensional de coordenadas.

En general, los atributos derivados de la variable temporal otorgan información estructural; los atributos derivados de la amplitud otorgan información estratigráfica y condiciones de yacimiento, mientras que los atributos de frecuencia, aunque no completamente entendidos, pueden proporcionar información estratigráfica y del yacimiento (Taner y Sheriff, 1977). Los atributos de atenuación no son comúnmente utilizados, pero pueden generar información sobre el comportamiento de la permeabilidad (Brown, 1999).

2.10 Estratigrafía Secuencial

La estratigrafía secuencial es el estudio de relación entre unidades de estratos dentro de un marco cronoestratigráfico limitado por superficies de erosión o de no – depositación o sus superficies correlativas de conformidad (Van Wagoner et al., 1990).

La estratigrafía secuencial involucra dos conceptos básicos que pueden ser de utilidad en entender los problemas de exploración y producción: 1) el rol de la geometría estratal en la distribución de sedimentos; 2) una integración eficaz de datos bioestratigráficos, petrofísicos y sísmicos (Sangree et al., 1990).

Las superficies de estratos se paralelan a líneas de tiempo, y las reflexiones sísmicas son paralelas a superficies de estratos, y por ende, representan líneas de tiempo geológico. Así, el análisis de estratigrafía secuencial consiste en la integración de datos multidisciplinarios tales como de pozos, líneas sísmicas y bioestratigrafía.

Según Vail et al. 1977 los límites de secuencia son superficies de discontinuidad (o superficies correlativas de conformidad “correlative conformity surface”) que separan paquetes de estratos apilados y genéticamente relacionados.

Las facies depositacionales se distribuyen dentro de cada secuencia en tres mecanismos generales: transgresivo, regresivo y agradacional; cada una de estas

secuencias se relacionan directamente con tres factores: subsidencia tectónica, cambio eustático del nivel del mar y el suministro de sedimentos (Macurda, 1987).

Cada ciclo eustático del nivel del mar idealmente pueden dar origen a tres sistemas encadenados: Lowstand, Transgresivo y Highstand. Dentro de cada uno de estos sistemas encadenados, existe un set de sistemas depositacionales encadenados donde se puede visualizar la distribución de arenas (rocas recipientes) y lutitas (sellos). Así, el análisis secuencial estratigráfico, en función de límites de secuencia y sistemas encadenados es útil en desarrollar prospectos exploratorios.

Las secuencias pueden ser clasificadas según su tiempo de duración la cual dependerá de factores tales como subsidencia / levantamiento tectónico y/o eustacia que controlan la acomodación. La duración de los ciclos se puede definir en función de Primer, Segundo, Tercer, Cuarto y Quinto orden (Allen, 1990):

- Primer Orden (> 50 Ma): ciclos de inundación continental, controlado por tectono-eustacia.
- Segundo Orden (3 – 50 Ma): “supersecuencias”, largos períodos climáticos glacioeustáticos.
- Tercer Orden (0.5 – 5 Ma): “secuencias depositacionales”, ciclos climáticos.
- Cuarto Orden (0.1 – 0.5 Ma): términos cortos de fluctuaciones debidas a ciclos astronómicos.
- Quinto Orden (0.01 – 0.1 Ma): “parasecuencias” y “secuencias simples”.

2.10.1 Acomodación

Acomodación significa el espacio disponible en la cuenca para la acumulación de sedimentos en un tiempo dado (Ghosh, 2003).

La abundancia de arenas en cualquier plataforma o ambiente fluvial tiende a variar inversamente con la tasa de acomodación, mientras el suministro de sedimentos sea constante. Así, en un área con mayor acomodación, la secuencia sedimentaria va a ser más arcillosa. En contrario, el porcentaje de arena aumentará con la disminución de la tasa de acomodación (Bot y Perdomo, 1991).

Un aspecto práctico de la discusión anterior es que el patrón de apilamiento de estratos en ambientes fluviales y plataformales dependerá sobre la interacción de tasas de cambio de acomodación y acumulación de sedimentos. Si la tasa de acomodación es baja, un mayor aporte de sedimentos significará una migración de la línea de la costa hacia el mar lo que causará una Regresión. Igualmente, si la tasa de acomodación es alta en relación al suministro de sedimentos, la línea de costa migrará hacia el continente para formar una Transgresión.

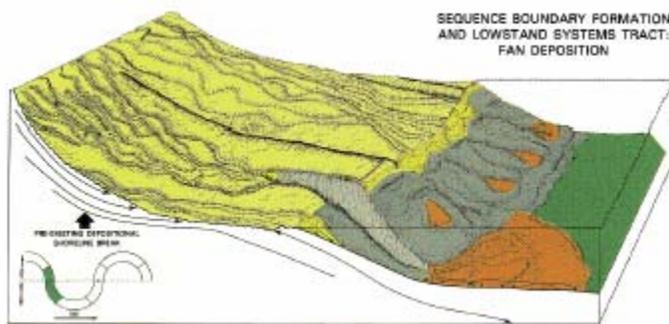
2.10.2 Secuencia

Mitchum (1977) define la secuencia como una sucesión de estratos conformable (relativamente) limitada por discordancias o su superficie correlativa de conformidad.

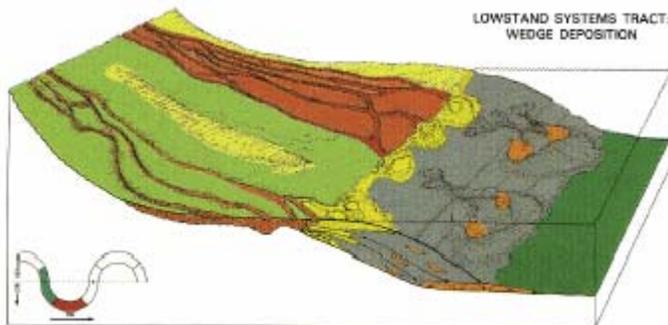
En base a tales datos de superficies limitantes, distribución de set de parasecuencias, y su posición dentro de las secuencias, una secuencia puede ser subdividida principalmente en tres sistemas encadenados (system tracts): LST (Lowstand), TST (Transgressive), HST (Highstand).

Los sistemas encadenados representan las unidades fundamentales de cartografía para la predicción estratigráfica. Se definen los sistemas encadenados basado en tipos de superficies limitantes (“bounding surfaces”); su posición dentro de una secuencia, el patrón o patrones de arreglo de parasecuencias y sets de parasecuencias.

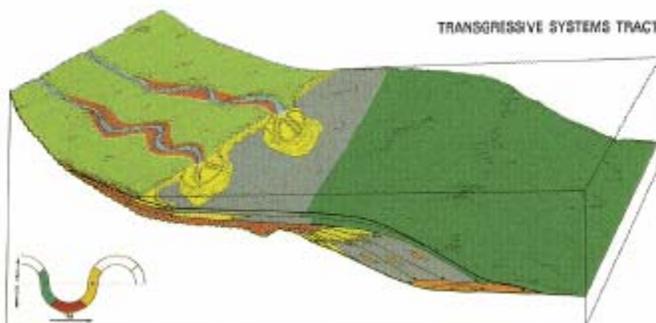
Un LST es el intervalo de tiempo durante un período de cambios relativos en el nivel del mar, donde este está por debajo del talud continental.; mientras que en el HST este sobrepasa el talud continental. En un TST existe una subida de este nivel por encima del talud que limita en una MFS (Superficie de Máxima Inundación). Una MFS representa el período de máxima transgresión separando los sistemas TST y HST.



(a)



(b)



(c)

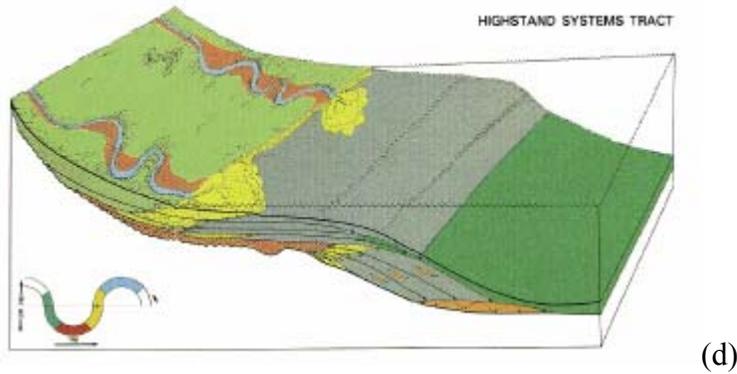


Figura 19. Diferentes esquemas de sistemas encadenados. (a) Deposición de abanicos en un lowstand temprano. (b) Deposición de cuñas en lowstand. (c) Sistema transgresivo. (d) Sistema encadenado highstand (Linari, et al., 2003).

2.10.3 Bioestratigrafía

La bioestratigrafía es una herramienta útil en el análisis de estratigrafía secuencial. Los datos faunales (microforaminíferos, nanofósiles) y, en algunos casos, los datos de esporas y pólen, pueden ayudar en datar los límites de secuencias y las superficies de máxima inundación. En caso de límites de secuencia con significativa erosión, el hiatus de tiempo puede ser identificado por la naturaleza disimilar y abrupta del contenido de fósiles en capas yuxtapuestas.

Sin embargo los datos bioestratigráficos a veces no pueden descifrar los límites de secuencia, especialmente de órdenes menores por la escasez de fósiles marcadores. Armentrout y Clement (1991) sugieren que la abundancia mínima faunal puede indicar períodos de máxima regresión, e indirectamente posibles candidatos de límite de secuencia

.Los foraminíferos bentónicos son muy útiles para la interpretación paleoambiental de las secuencias. Igualmente el análisis de palinofacies suministra información ambiental en sedimentos someros tipo fluvio – deltaicos costeros.

Los icnofósiles (trazas de organismos preservados en secuencias sedimentarias) también son útiles en la interpretación paleoambiental de secuencias estratigráficas.

2.11 Facies Sedimentarias

Se denomina con el término facies al conjunto de características litológicas y paleontológicas que definen una unidad estratigráfica, o conjunto de estratos, y que permiten diferenciarla de las demás. Se hace extensivo el uso de este término para denominar al conjunto de características genéticas reinantes durante el depósito, las cuales quedan reflejadas en los materiales y pueden ser deducidas de su estudio litológico y paleontológico.

Es necesario establecer las diferencias entre medio sedimentario y facies. El primer concepto se refiere a una parte, actual o del pasado, de la superficie de la Tierra, delimitada por criterios diversos. Las facies por el contrario carecen de este sentido superficial por referirse a las características globales que se observan en unos materiales. Dentro de un mismo medio sedimentario, actual o pasado, puede haber materiales con diferentes facies, si bien los límites de medios sedimentarios se ponen de manifiesto por cambio de facies.

Para delimitar una unidad estratigráfica, ya sea litoestratigráfica, bioestratigráfica o cronoestratigráfica, es necesario conocer previamente las facies, puesto que los límites laterales o verticales de dichas unidades se establecen en relación con los cambios de facies. De acuerdo con la división de Reguant (1972) se puede diferenciar tres acepciones principales para el término facies en Estratigrafía y Sedimentología.

- a) Facies descriptivas o empíricas
- b) Facies interpretativas
- c) Facies con referencia cronoestratigráfica

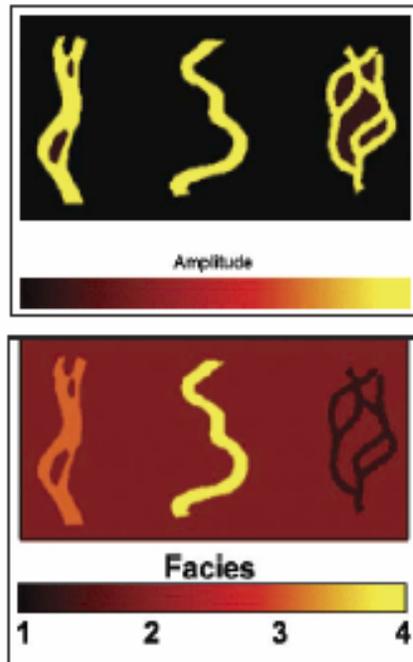


Figura 20. En la parte superior de la figura se muestra la morfología de sistemas depositacionales fluviales. De izquierda a derecha: recto (bed load), sinuoso (mixed load), y anastomosado (suspended load). En la parte inferior se muestra la clasificación de facies de sistemas fluviales basados en la morfología. Facies 1 = canal anastomosado (suspended load). Facies 2 = llanura de inundación. Facies 3 = canal recto (bed load). Facies 4 = canal sinuoso (mixed load) (Hardage, 1999).

2.12 Facies Sísmicas

El análisis de facies sísmicas es la descripción e interpretación geológica de parámetros de reflexión sísmica, incluyendo configuración, continuidad, amplitud,

frecuencia y velocidad intervállica. Cada parámetro provee información considerable de la geología del subsuelo (Corrales, et al., 1977).

La configuración de reflexión revela los patrones de estratificación, de los cuales los procesos depositacionales, erosión y paleotopografía pueden ser interpretados. Adicionalmente, las reflexiones de los fluidos de contacto (flat spots) pueden ser identificables.

La continuidad de reflexión está asociada con continuidad de los estratos con uniformidad de depósitos estratificados. La reflexión de amplitud contiene información sobre la velocidad y contrastes de densidad de interfaces individuales y su espaciamiento.

Esto es usado para predecir cambios de estratificación lateral y presencia de hidrocarburos. Frecuencia es una característica de la naturaleza del pulso sísmico, pero también se relaciona con el espaciamiento de reflectores o cambios laterales de velocidad intervállica, como asociado a la presencia de gas. El agrupamiento de estos parámetros en unidades de facies sísmicas maleables permiten su interpretación en términos de ambientes depositacionales, fuentes de sedimentos y arreglos geológicos.

La configuración sísmica de reflexión es el parámetro sísmico más obvio y directamente analizado. La configuración de los estratos es analizada a partir de la configuración de reflexión, y se refiere a los patrones geométricos y relaciones de estratos dentro de unidades estratigráficas.

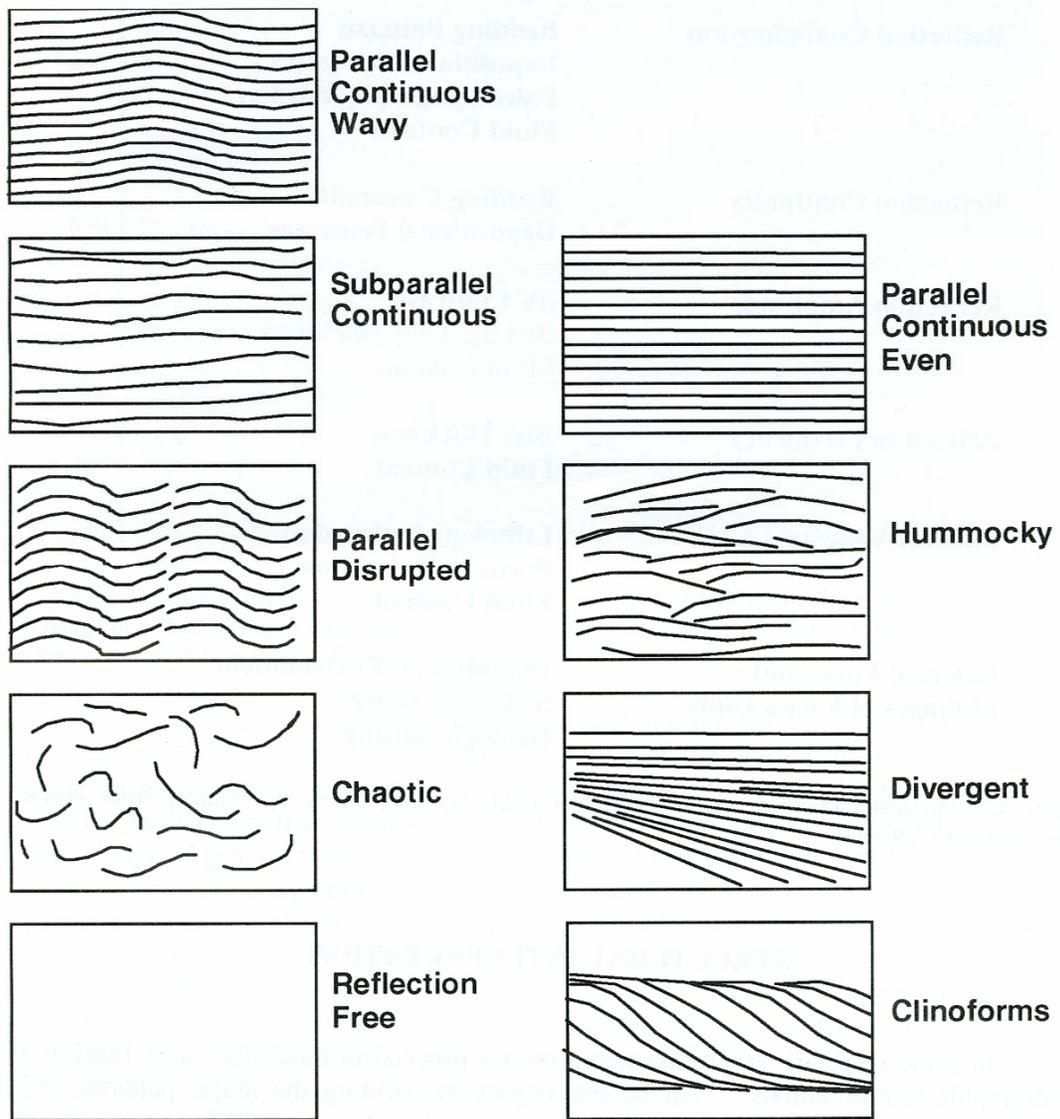


Figura 21. Diferentes patrones generales de sismofacies en configuración de reflexiones. (Mitchum et al., 1977).

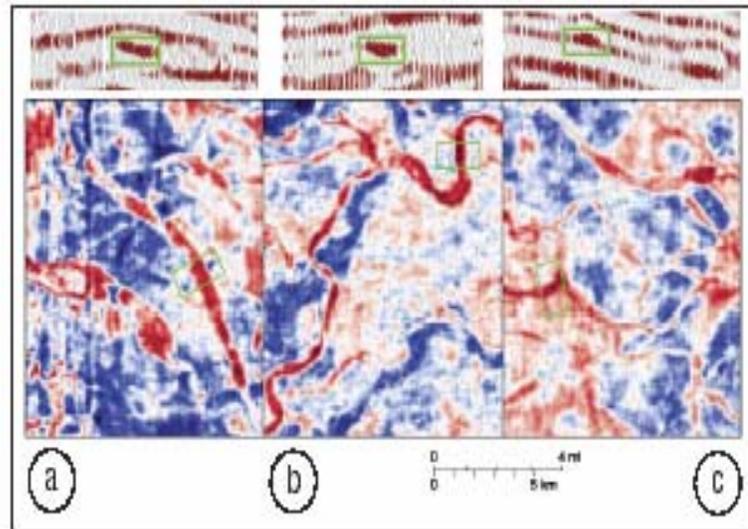


Figura 22. Ventanas de amplitud estratigráfica de tres sistemas fluviales y sus formas de canal relativas. (a) recto, (b) meandriforme, y (c) anastomosado. Aunque sus morfologías de canal son diferentes, los tres canales poseen trazas sísmicas similares (Nolan, 2004).

2.13 Ambientes Sedimentarios Fluviales y Deltaicos

2.13.1 Medios Fluviales

Constituyen uno de los medios continentales de mayor importancia estratigráfica, puesto que en ellos se han acumulado gran cantidad de sedimentos, a lo largo de toda la Historia de la Tierra, habiendo quedado conservados en la columna geológica. Por otra parte, dada la universalidad de las corrientes fluviales, sus depósitos tienen una amplia distribución geográfica (Corrales, et al., 1977).

Los cursos de agua pueden dividirse, fundamentalmente, en tres grupos, de acuerdo con las características de su trazado: *rectos*, en los que la sinuosidad del cauce, en épocas de avenida, es despreciable; son los menos frecuentes y además en ellos sólo se depositan pequeñas cantidades de sedimentos; *ramificados* o *anastomosados*, en

los cuales se produce una serie sucesiva de divisiones y reuniones de la corriente, originándose así una serie de canales, de importancia análoga generalmente, que bordean islas aluviales; son típicos de abanicos aluviales, así como de llanuras glaciales; *meandriiformes*, cuando la corriente presenta una serie de inflexiones a lo largo de su dirección.

Los dos últimos tipos son característicos de ríos que corren sobre los materiales que previamente habían depositado. Dentro de una misma corriente fluvial se pueden dar varios tipos de cauces.

Los sedimentos de un medio fluvial presentan características diversas según la zona en que se hayan depositado; unos representan la acumulación en el canal; otros, la que tuvo en sus márgenes; finalmente, existen sedimentos correspondientes a zonas alejadas del cauce. Entre los depósitos del canal se encuentran los siguientes:

- Depósitos de “channel lag”
- Depósitos de islas (barras de canal)
- Depósitos de “point bar” o barras de meandro
- Depósitos de relleno de depresiones en los “point bar”
- Depósitos de diques
- Depósitos enraizados en grietas (“crevasse splay”) o abanicos de rotura
- Depósitos de llanura de inundación

2.13.2 Medios Deltaicos

Un delta es una construcción hecha con el material detrítico que transporta un río al sedimentarlo en su desembocadura en un mar o lago.

Es uno de los medios de transición que se halla en constante lucha con el mar. Si los procesos fluviales dominan, el delta se desarrolla fácilmente y el continente gana

terreno al mar. Los aportes fluviales, al depositarse en áreas de fuerte subsidencia, pueden quedar fosilizados. Por el contrario, cuando son las corrientes de deriva continental, el oleaje y sobre todo las mareas, las que poseen un potencial energético muy superior al fluvial, los aportes del río son rápidamente recogidos por el mar, distribuidos sobre la plataforma o precipitados a los fondos abisales a lo largo de este caso la construcción de un aparato deltaico es totalmente imposible.

Así, se considerarán como materiales deltaicos todos aquellos que han sido transportados por un río (no retrabajados por el mar), tanto si son subaéreos como subacuáticos.

Un delta está constituido por tres partes que de la más cercana al río o más proximal, a la más distal o más cercana al mar se denominan: la llanura deltaica, que es subaérea con un claro dominio del continente; el frente deltaico donde se desarrollan ya procesos de tipo marino, y el prodelta, permanentemente sumergido y donde siendo sus materiales de procedencia fluvial, se hallan enteramente afectados por procesos marinos. Estas diferentes partes del delta fueron definidas en el río Mississippi por Coleman & Cagliano (1965).

Evidentemente, no hay que considerar al delta como un ente estático, sino que se halla en continua evolución, ya sea en avance agrandándose, ya en retroceso hacia tierra por su destrucción por el mar. En su avance, lógicamente, las distintas partes en que se divide el delta van programando hacia el mar de tal forma que la parte ocupada por el prodelta, más tarde, es ocupada por el frente deltaico, y si éste sigue avanzando, finalmente, por la llanura deltaica. Este hecho tan simple es el que luego dará una explicación a la secuencia tipo de un delta, secuencia que se irá repitiendo cíclicamente dando lugar a una serie deltaica.

La **Llanura Deltaica** corresponde a la parte emergida del delta. En ella existe un claro predominio de fenómenos fluviales, representados, en un momento determinado, por una serie de canales, que delimitan zonas casi llanas o pequeñas

depressiones limitadas por los márgenes de éstos y ocupadas por pantanos y marismas (palustre, en un sentido general).

En el submedio fluvial de la llanura deltaica, el transporte de los sedimentos se efectúa por canales activos. Estos pueden ser únicos o hallarse subdivididos, dando lugar a canales distributarios. En un principio esta colmatación se realiza con los sedimentos transportados por el mismo río, dando lugar a una típica secuencia positiva, causa de la desaceleración de la corriente, con lo que, además, la sucesión vertical de estructuras sedimentarias será la típica que se produciría en una corriente que, de forma progresiva, va perdiendo intensidad de flujo. El final del ciclo de colmatación, vendrá caracterizado por la existencia de abundantes restos vegetales y por una bioturbación de los sedimentos, producida por el soporte vegetal que lógicamente debe implantarse con relativa rapidez.

Estos canales pueden adquirir un régimen meandriforme, característico de la parte baja de un curso típicamente fluvial. Su evolución y estructuras sedimentarias son las típicas de una barra de meandro (*point bar sequence*). Los límites laterales de los cauces que funcionan lo constituyen unas márgenes o diques ligeramente elevados respecto al nivel del canal (*natural levee*).

En el submedio palustre de la llanura deltaica se engloban aquellas áreas pantanosas donde existe una sedimentación orgánica (vegetal) muy intensa. La mayor parte, en extensión, de la llanura deltaica, está ocupada por este submedio.

En todos ellos la sedimentación detrítica es de elementos finos y, en la mayoría de los casos, abundante materia orgánica, ya sea en forma de niveles, ya mezclada con el sedimento por la bioturbación, es especialmente producida por las plantas.

En estas áreas son a veces muy abundantes los restos de moluscos y ostrácodos especializados, representados por una gran abundancia de individuos y una relativa pobreza de especies.

Las *bahías interdistributarias* son áreas abiertas o comunicadas con el mar y limitadas por diques de canales (*levees*), o bien por áreas pantanosas (*marshes*). En ellas puede producirse una sedimentación de tipo detrítico fino y por *crevasses* de elementos más gruesos, así como de materia orgánica y algunas conchas. Cuando actúa el oleaje, presenta una laminación *ripple*, la cual da lugar a una estratificación lenticular. Es asimismo abundante la laminación paralela, ya sea de color, ya textural. Estas estructuras primarias se hallan frecuentemente destruidas, parcial o totalmente, por la bioturbación (Corrales, et al., 1977).

El **Frente Deltaico** corresponde a un ambiente fluvio marino donde se establece la pugna mar – continente. Si es el continente el que avanza sobre el mar, o sea, que el delta progresa por una sedimentación intensa, en el frente del mismo se desarrollan una serie de subambientes que se denominan (Coleman & Cagliano, 1965): canal distributivo (*distributary channel*), dique subacuático (*subaqueous levee*), barra distal (*distal bar*). En el caso de que un delta se desarrolle en aguas poco profundas y con un bajo nivel energético en el frente deltaico, se desarrollan unas láminas (extensiones delgadas) de arena que cubren uniformemente la superficie frontal del delta.

El **Prodelta** corresponde a la parte más distal de un aparato deltaico, y los materiales que en ella se depositan son de transición a los materiales típicamente marinos. Estos materiales son los más finos, sedimentados en un delta, siendo generalmente lutitas y, a lo sumo, limos.

Como estructuras sedimentarias presentan laminaciones paralelas, ya sean texturales, ya de color, y raras laminaciones debidas a *ripples* de corriente en los limos. Muchas veces estas laminaciones quedan parcial o totalmente destruidas por la bioturbación. Asimismo, pueden hallarse residuos de conchas.

CAPÍTULO III

MARCO GEOLÓGICO

El marco geológico regional de la Cuenca de Guyana está signado por diferencias interpretativas de escuelas geológicas holandesas e inglesas, debido a esto las columnas estratigráficas presentan disposiciones variadas en cuanto al nombre de las formaciones de acuerdo al país donde se publique. Los geólogos holandeses usaron, principalmente, la aerofotografía como herramienta exploratoria de caracterización geológica; mientras que los geólogos ingleses aplicaban técnicas de geología de campo en superficie. Por ello la siguiente descripción se adapta mayoritariamente a la clasificación de formaciones hecha por los geólogos surinameses adscritos a Staatsolie, de acuerdo a los tres grandes períodos geológicos a lo largo de los cuales se formó esta cuenca.

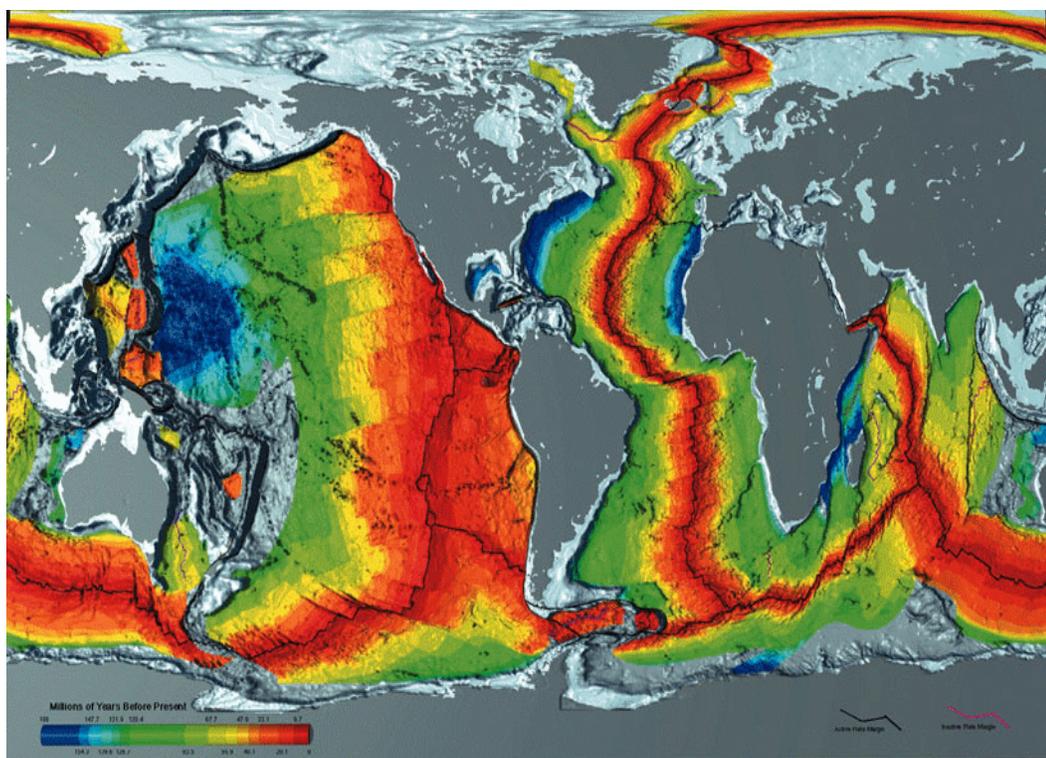


Figura 23. Planisferio tectónico donde se muestran las principales dorsales oceánicas.

3.1 Evolución Tectónica de la Cuenca de Guyana

3.1.1 Jurásico

La formación de la Cuenca de Guyana comenzó con el rifting de Pangea Occidental, comenzando alrededor de 165 Ma atrás (Pindell y Dewey, 1982) (Fig. 24). El primer rifting ocurrió entre Laurasia y Gondwana a lo largo de una línea fuertemente coincidente con la sutura Herciniana que ayudó a formar Pangea. El brazo fallado de este rift está localizado directamente hacia el principal cuerpo de la Cuenca de Guyana, y se extiende continente adentro como el Rift de Takutu. Conforme se constituía la región del Océano Atlántico y el Caribe, Guyana se transformó rápidamente en un margen pasivo, y ha permanecido así hasta el presente.

Previo a la formación del Océano Atlántico Norte, Suramérica estaba unida a África. En particular, la Placa Demerara (actualmente la zona offshore de Surinam) estaba unida a la Placa de Guinea. El rift del período Jurásico (el cual subsecuentemente se convirtió en el Océano Atlántico Norte) está exactamente en el borde occidental de la Placa Demerara formando el borde oriental de la subsecuente Cuenca de Guyana. Una falla transversal de este rift forma el margen continental del norte de Suramérica. El rift del Jurásico se extiende dentro de Suramérica como el Graben de Takutu en Guyana Meridional, como la Falla de Pisco – Jurua, y dentro del Pacífico como el Ridge de Nazca. El paleocañon de Berbice se presenta con mayor topografía en la secuencia.

Durante la formación del Atlántico Norte, la Cuenca de Guyana era un bajo topográfico. La plataforma continental dentro de la Cuenca de Guyana progradó rápidamente más de 50 km hacia el NE, permitiendo la secuencia de depositación de estratos de roca madre, arenas reservorio, turbiditas y sellos lutíticos y de magras, los cuales son característicos de los yacimientos de hidrocarburos a través del Atlántico.

El Rift del Atlántico Sur estuvo durante este período continuando su formación hacia el norte y eventualmente dividiéndose en la Placa Demerara.

Estas estructuras continúan siendo visibles en los mapas batimétricos modernos del Océano Atlántico. El Rift del Atlántico es observable en el lado derecho del mapa batimétrico – correspondiendo al Rift de Pangea el rift mostrado arriba. La Cuenca de Guyana es observable con la Placa Demerara, observada como un alto topográfico.

Es creído por muchos geólogos que la Placa del Caribe penetró el área norte de Suramérica de modo significativo después de la formación del Rift del Atlántico Norte. El “frente” formado por el Arco de las Antillas Menores es claramente observable.

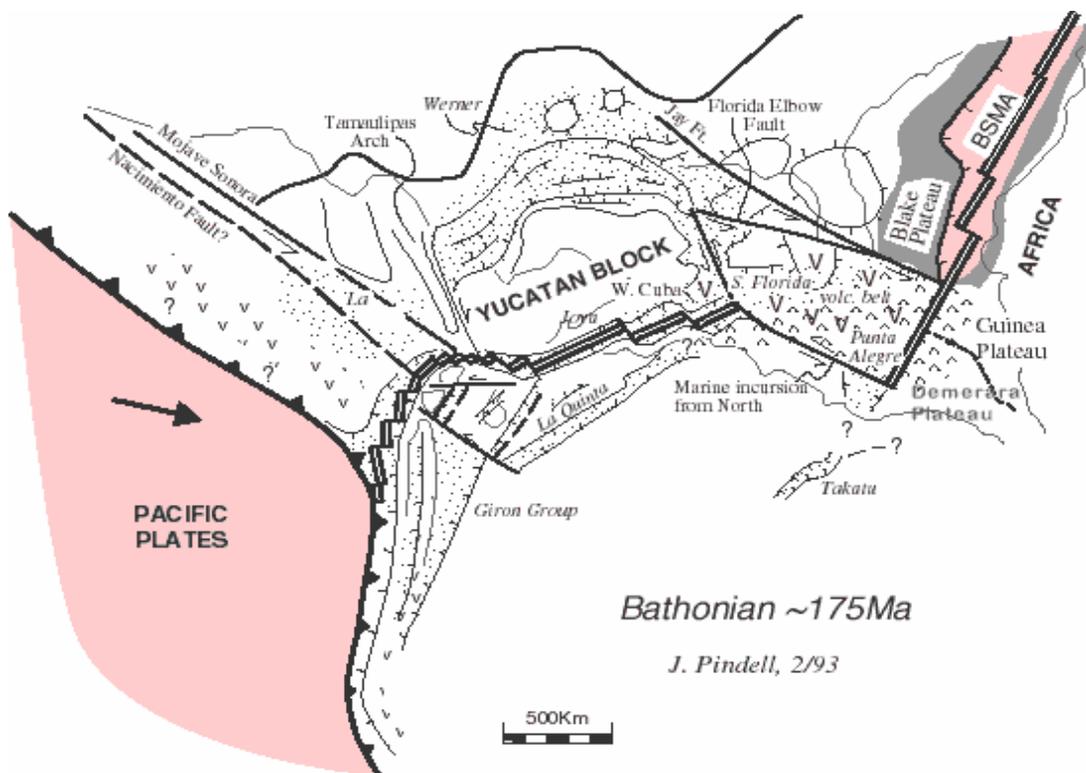


Figura 24. Reconstrucción tectónica del Batoniense (175 Ma). (Pindell, 1993).

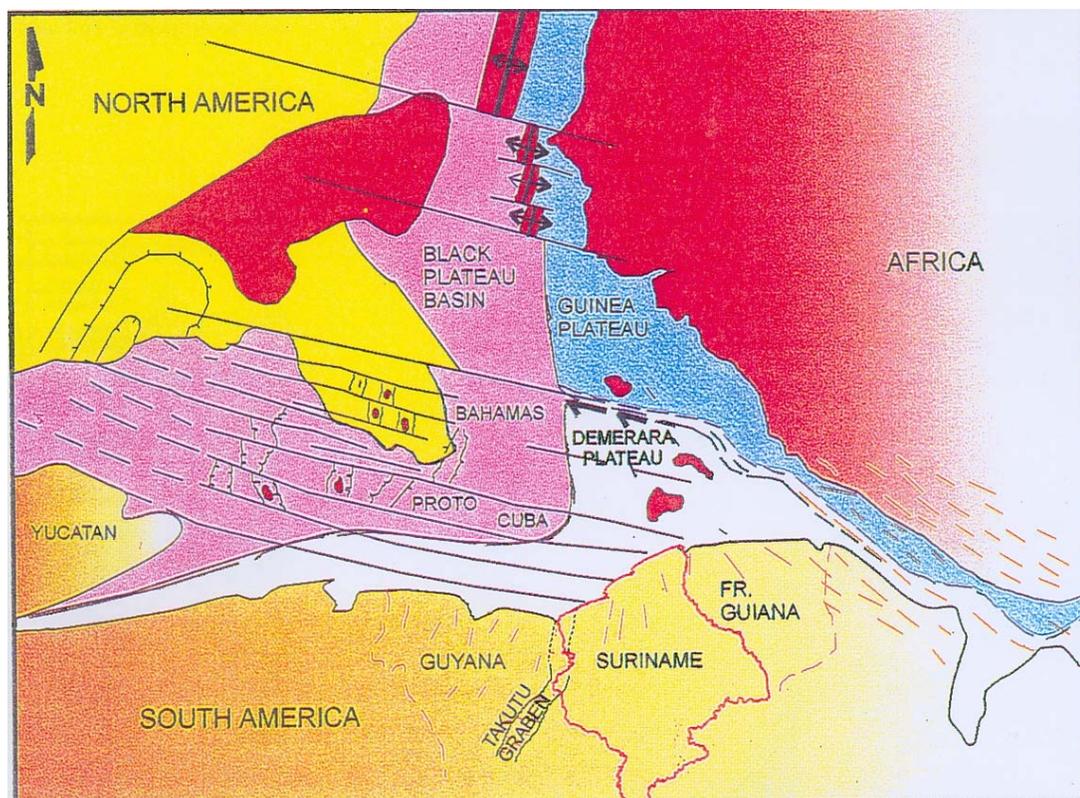


Fig.ura 25. Reconstrucción tectónica del Jurásico Medio (170 Ma). (Pecten, 1994).

La falla Pisco – Jurua es el rift continental “fallado” de Suramérica, correspondiente al Rift del Atlántico Norte, el cual está transversalmente fallado en la costa norte de Suramérica.

La falla Pisco – Jurua existía desde el Jurásico. El Graben de Takutu (Fig. 25) en Guyana meridional es de cerca de 40 km de ancho, con sedimentos del Jurásico es una expresión local de la estructura de rift. En Brasil, el río Jurua, un afluente del Amazonas, es otra expresión de esto, así como la estructura de Pisco en Perú.

Esta estructura parece continuar como el Ridge de Nazca en el Océano Pacífico. En la porción costa afuera de Guyana, la estructura de rift aparece en el borde occidental de la Placa Demerara y para controlar el paleocañon de Berbice, el cual ha sido un embudo mayor de sedimentos a través del Terciario.

3.1.2. Cretáceo

Al final del Jurásico, la estructura de rift, la cual eventualmente se transformó en el centro de expansión del Atlántico Norte, pasó a través de Guyana justo al oeste del Placa Demerara. La historia geológica subsecuente al este y al oeste del Rift es bastante diferente en el área de la Cuenca de Guyana:

- Al oeste del Rift, la Cuenca de Guyana desarrolló expansión de piso oceánico
- Al este del Rift, la Placa Demerara permaneció como parte de la plataforma continental, inicialmente unida a África, y permanece distinguible en los mapas batimétricos modernos.
- El Rift Meso – Atlántico continuó onshore como un valle “fallado” de rift (Falla Pisco – Jurua), el cual ha actuado, durante todos los períodos, como un “embudo de sedimentos” suministrando un gran aporte de sedimentos a la Cuenca de Guyana. La Plataforma Continental ha programado hacia el norte cerca de 60 km en la Cuenca de Guyana y no ha progradado fuera de la Placa Demerara. El desplazamiento generado por el rift fue probablemente de 2 – 3 km no muy distinto del rift observado en el moderno Mar Rojo.
- El margen septentrional de la Plataforma Continental de Suramérica fue formado por una falla transformante.

Con la reciente influencia y acción de la Placa del Caribe desde el oeste, Guyana ha comenzado a experimentar pequeñas deformaciones transcurrentes. A partir del rifting inicial comenzó una depositación cíclica de sedimentos lacustres y evaporitas. Conforme el proceso de rift continuó, estos sedimentos sinrifticos fueron cortados por diques basálticos. La información conocida sobre estos depósitos proviene de los pozos del rift continental de Takutu y de depósitos levantados correlativos en el oriente de Venezuela.

Debido al levantamiento termal causado por el adelgazamiento cortical asociado con el rifting, el área ha estado sujeta una gran dosis de erosión. En la mayor parte de la

porción offshore de Guyana, este tipo de inconformidad demarca la separación entre las rocas del basamento del escudo de Guayana y los sedimentos del margen pasivo del Cretáceo.

Hace 130 Ma, (Fig. 26) la formación del Atlántico Norte había empezado con el desarrollo de la incipiente Cuenca de Guyana. La Plataforma Continental en este tiempo era paralela a la actual y estaba localizada cerca de 60 km más al sur dentro de la Cuenca de Guyana. En la reconstrucción de Pindell, el movimiento del Banco de las Bahamas alejándose de Suramérica, es notable. Se puede observar el Rift Meso – Atlántico en el mapa moderno de batimetría. Para esta época, la Placa Demerara estaba aún conectada a África, no obstante, en el Atlántico Sur el quiebre entre África y Suramérica ya había comenzado.

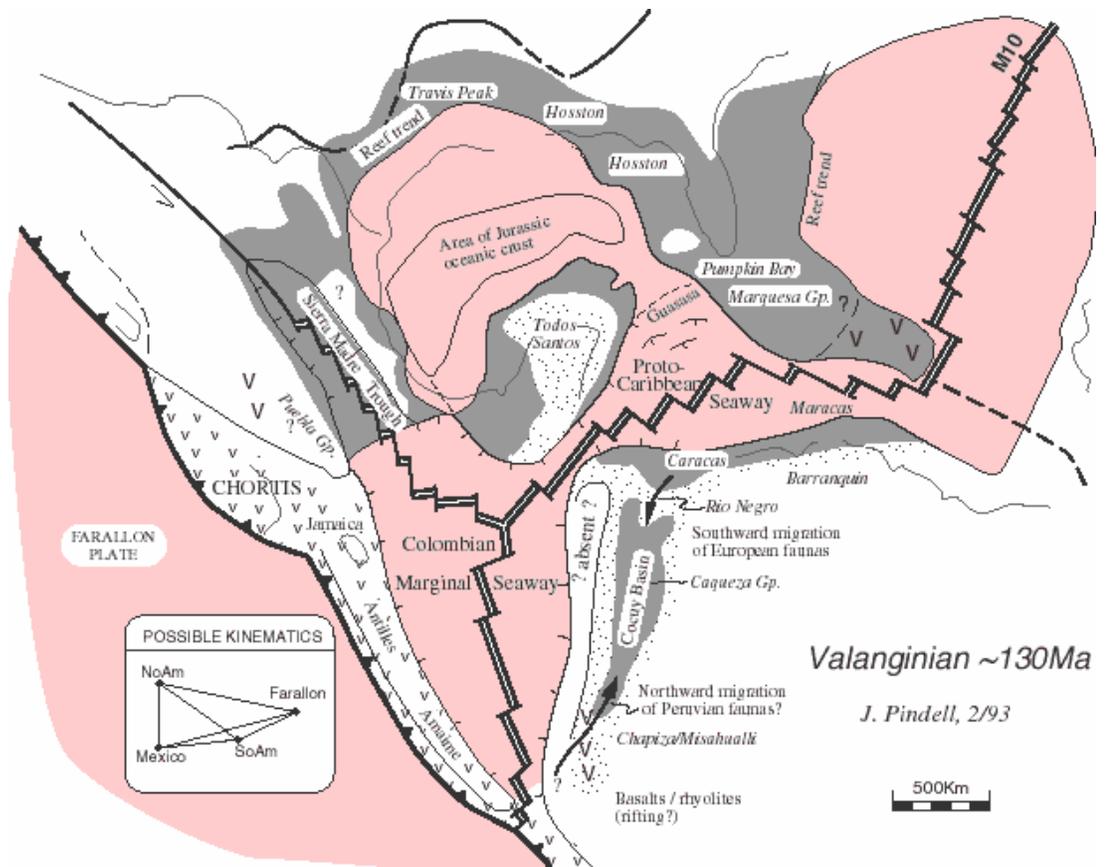


Figura 26. Reconstrucción tectónica del Valanginiense (130 Ma). (Pindell, 1993).

En el Barremiense (120 Ma.), (Fig. 27) la Cuenca de Guyana ya se había formado y muchas de sus características subsecuentes son ahora aparentes. África estaba todavía conectada a Surinam en la Placa Demerara, pero el Banco de las Bahamas se había movido significativamente lejos de las Guyanas hacia el sur y la Placa Demerara hacia el este. Existe una falla transversal mayor al norte de la Placa Demerara que eventualmente formará el Sur del Océano Atlántico. La falla transversal que forma el norte de la plataforma continental de Suramérica desde Guyana hasta Trinidad se ha desplazado de su posición correlativa en la plataforma sur del Banco de las Bahamas.

Durante el Barremiense y el Aptiense temprano (120 Ma), los sedimentos comenzaron a depositarse sobre los basaltos del recién formado piso oceánico. El Barremiense es la formación basal y está dominado por lutitas y arenas continentales.

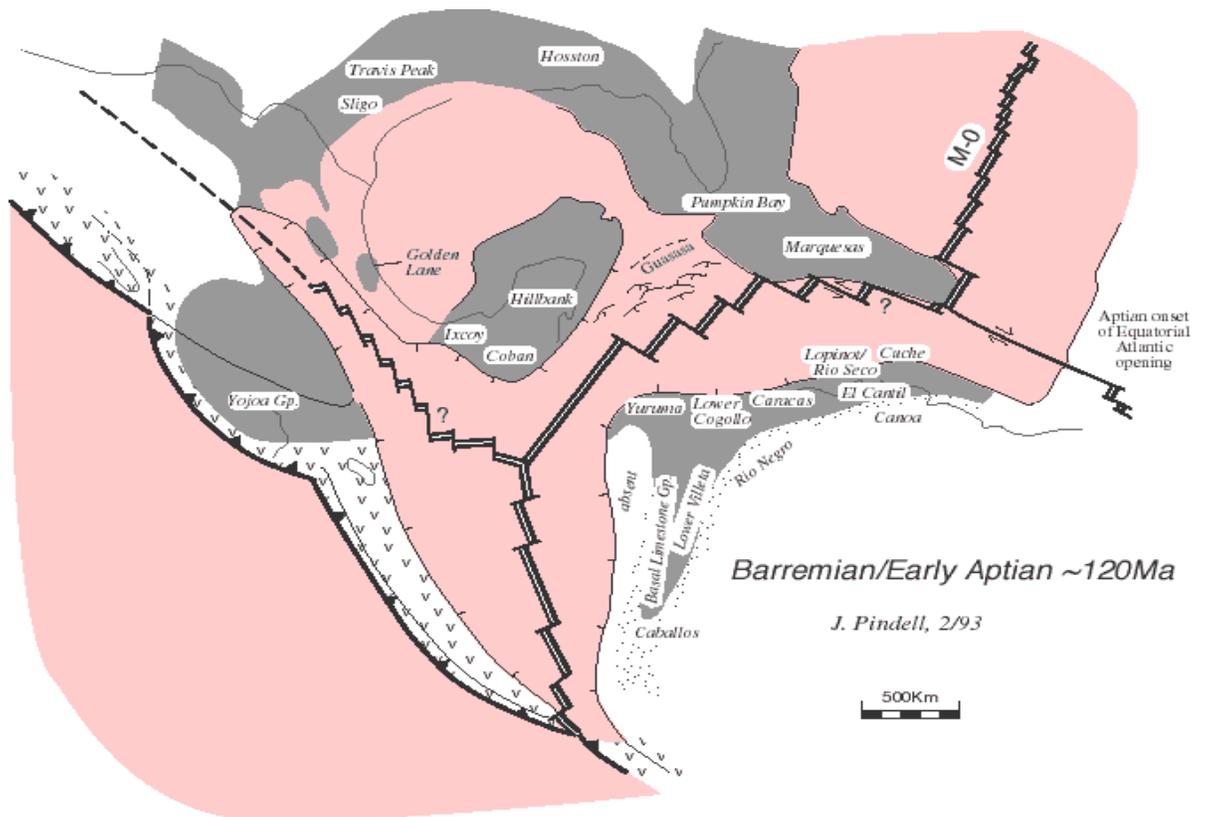


Figura 27. Reconstrucción Tectónica del Barremiense / Aptiense Temprano (120 Ma). (Pindell, 1993).

Para la época del Albiense (100 Ma), (Fig. 28) se forman las principales islas del Caribe que todavía se conocen como “exotic terranes”. Aquí se estiman la posiciones hipotéticas de varias islas: Jamaica, Antillas Mayores, Tobago. Esta placa se moverá hacia el NO en el moderno Mar Caribe, y también con acreción en Colombia y Ecuador.

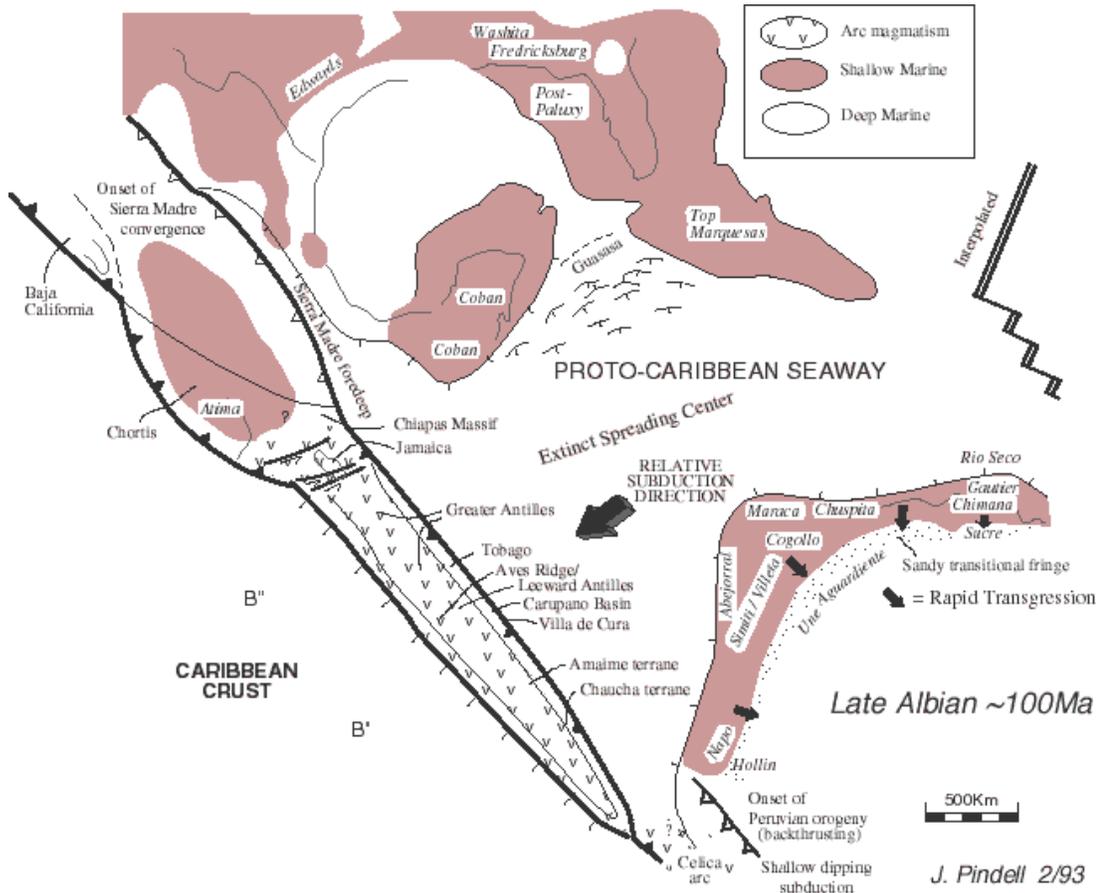


Figura 28. Reconstrucción Tectónica del Albiense Tardío (100 Ma). (Pindell, 1993).

En la Cuenca de Guyana, suprayacente a la Fm. Stabroek está la Fm. Potoco de origen carbonático en el Aptiense. Este período es prioritario para la formación de las rocas madres de la Cuenca de Guyana.

La inundación marina (que comenzó al final de la Fm Potoco) continuó a través del Turoniense (90 Ma). Esto se observa en las figuras 29 y 30 según versiones de Pecten y Pindell respectivamente.

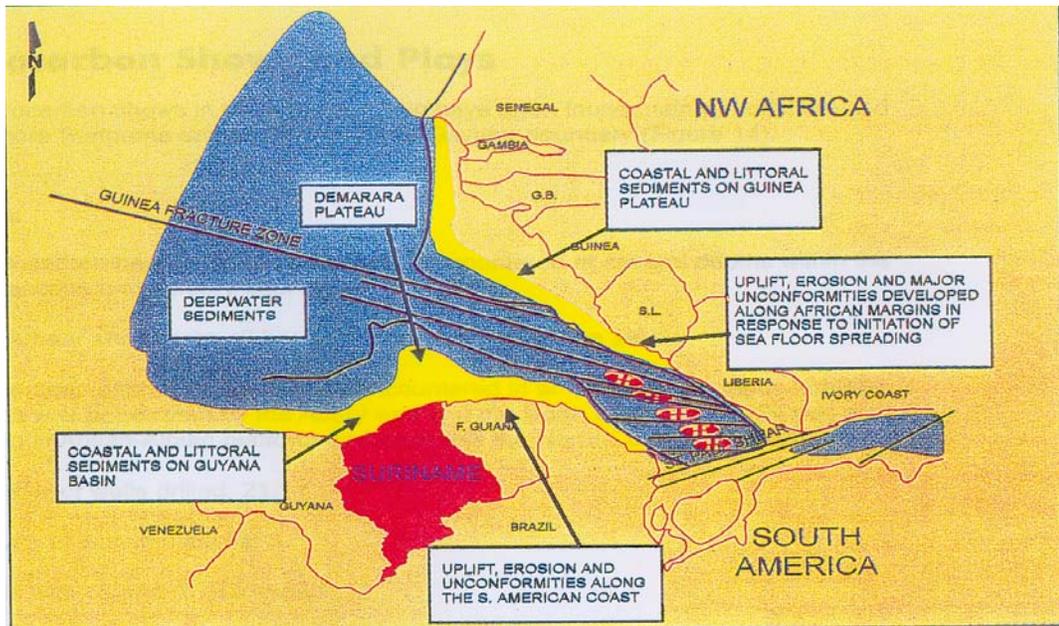


Figura 29. Reconstrucción Tectónica del límite Cenomaniense / Turoniense (91.2 Ma). (Pecten, 1994).

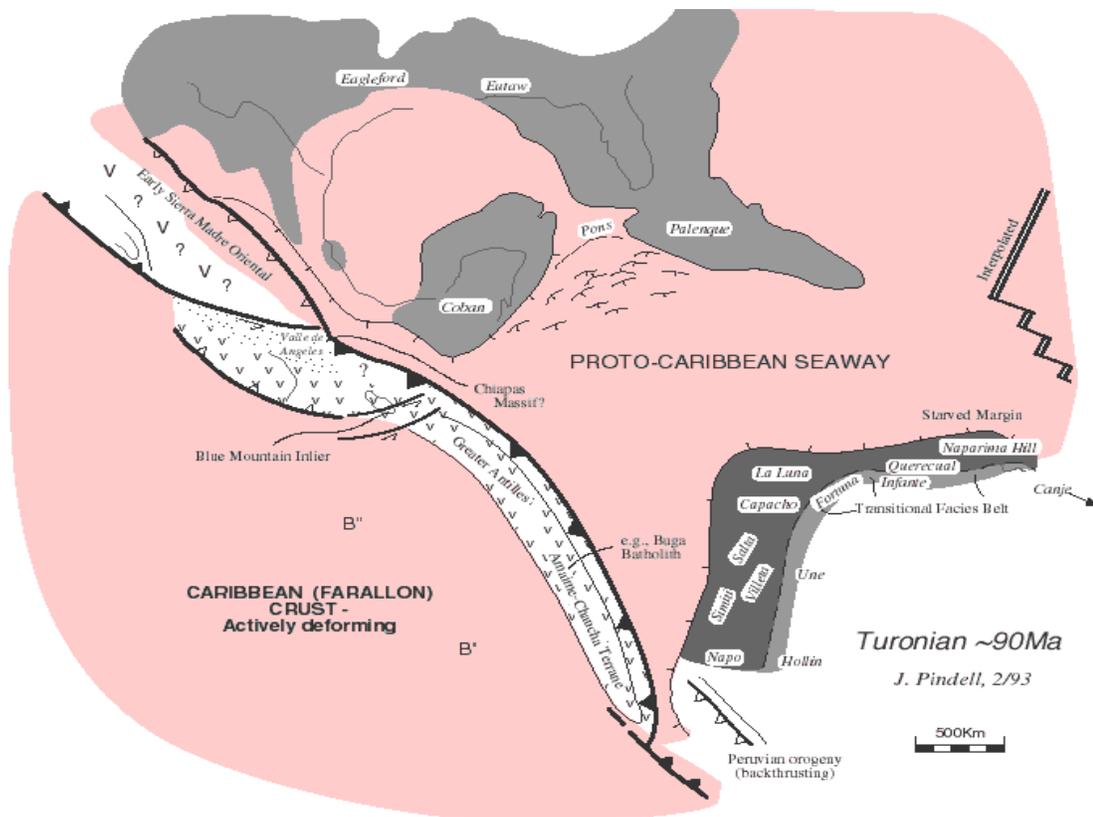


Figura 30. Reconstrucción Tectónica del Turoniense (90 Ma). (Pindell, 1993).

Para el Campaniense (76 Ma), (Fig. 31) el borde frontal de la Placa del caribe se ha movido más allá de Colombia dentro de la zona moderna del Mar Caribe.

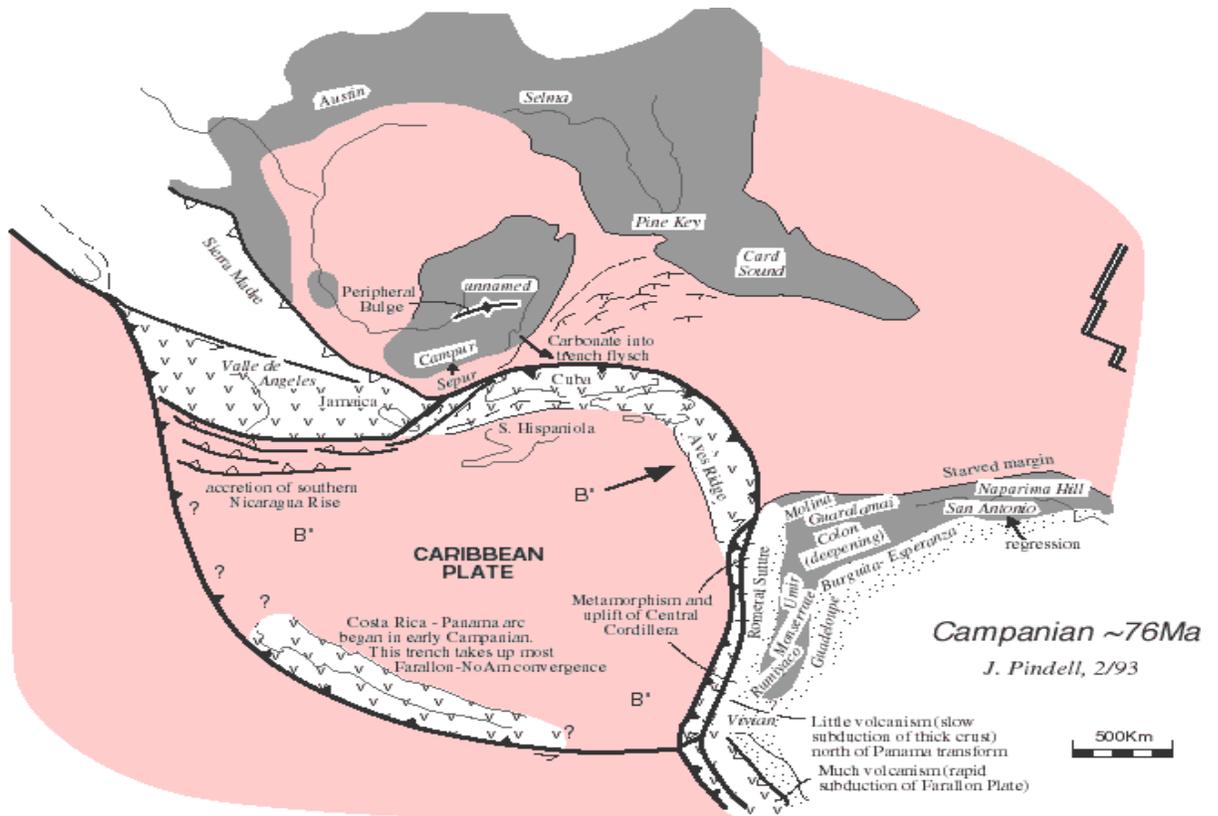


Figura 31. Reconstrucción Tectónica del Campaniense. (Pindell, 76 Ma).

3.1.3 Terciario

Entre el Maestrichtiense (70 Ma) (Fig. 32) y el Paleoceno (59 Ma), el borde frontal de la Placa del Caribe continuó su avance. En el borde NE de la placa, el borde frontal de la Placa del Caribe está comenzando a entrar en contacto con el banco de las Bahamas, el cual eventualmente iniciará una subducción profunda. Lejos de la costa norte de Suramérica, comienzan a prevalecer condiciones marginales.

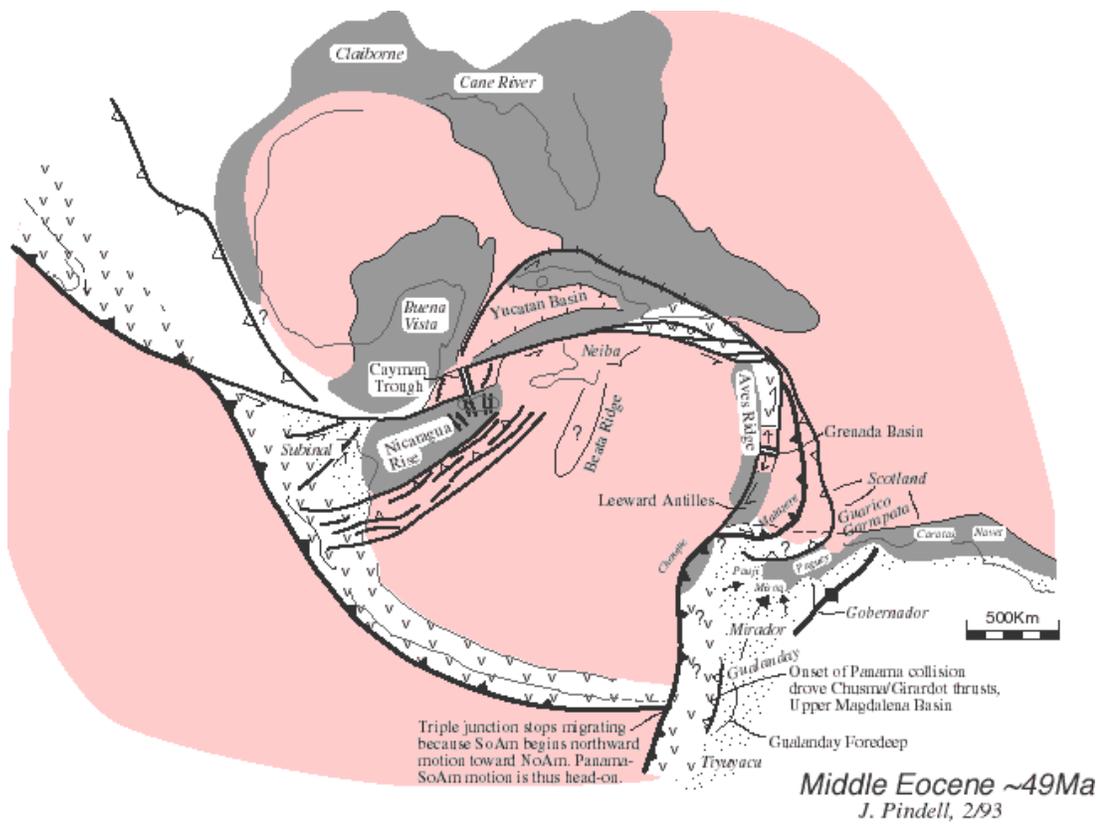


Figura 33. Reconstrucción Tectónica del Eoceno Medio. (Pindell, 1993).

En la Cuenca de Guyana el Oligoceno es una edad clave para la depositación de los abanicos turbidíticos desde el Eoceno Temprano al Oligoceno a través de su distribución en arenas de plataforma. En la figura 34 se muestra como el Oligoceno Temprano ya posee una sección más definida de la Cuenca. Asimismo, en la figura 35 se muestra la sección transversal con la roca madre de la Fm. Canje, el sello base del Paleoceno, los abanicos turbidíticos del Oligoceno y el tope sello del Mioceno, junto con la ubicación relativa del Campo Tambaredjo.

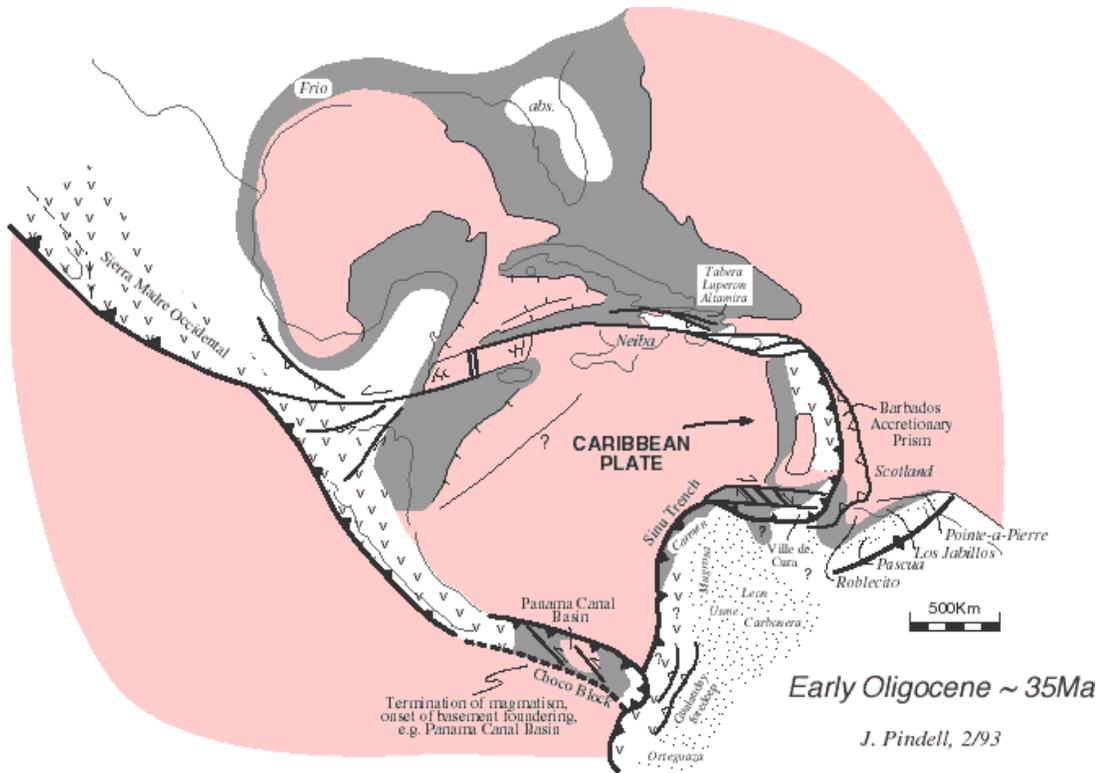


Figura 34. Reconstrucción Tectónica del Oligoceno Temprano (35 Ma). (Pindell, 1993).

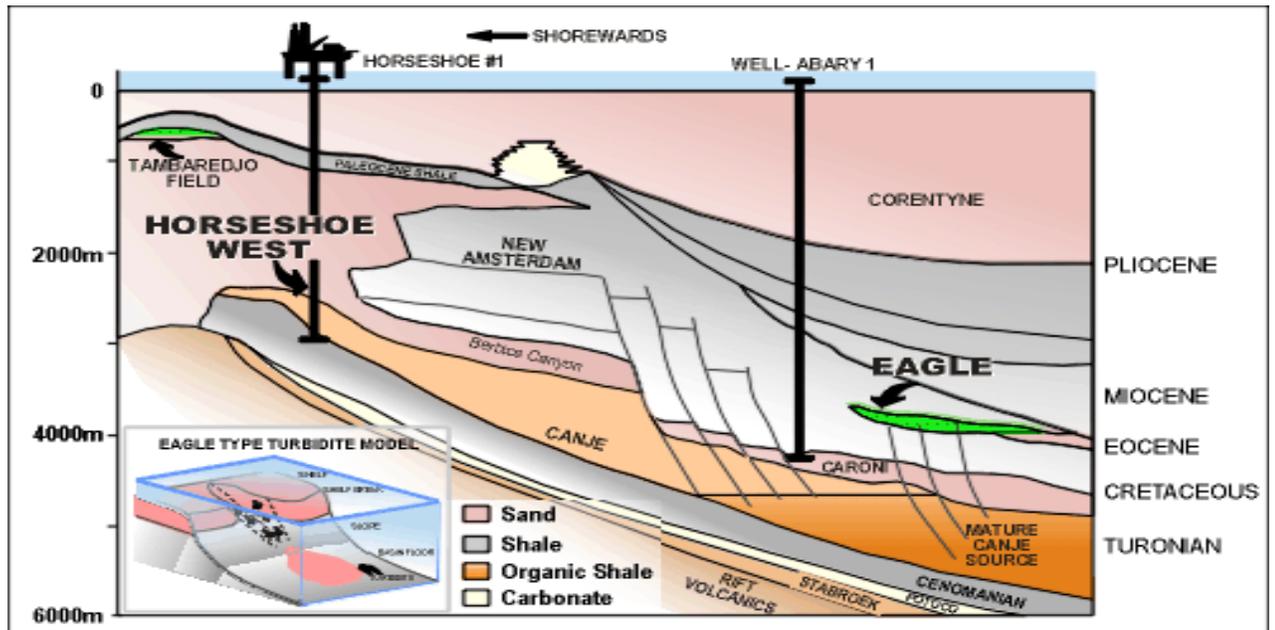


Figura 35. Sección sedimentaria de la Cuenca de Guyana, mostrando la Fm. Canje. (CGX Energy, 2000).

3.2 Marco Sedimentológico Regional

La Cuenca de Guyana contiene un marco estratigráfico y sedimentológico comparable a las cuencas de Espirito santo y Campos en Brasil.

La cuenca tiene volúmenes significativos de roca madre madura de origen marino en la Fm. Canje de edad entre Cenomaniense y Turoniense.

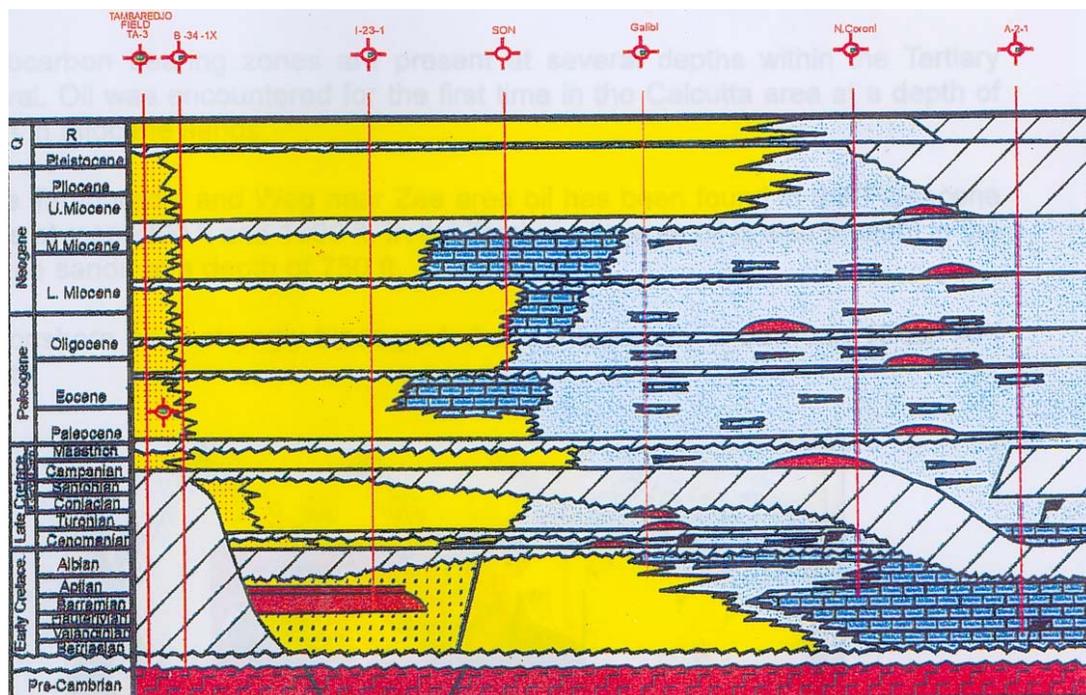


Figura 36. Estratigrafía por edades de la Cuenca de Guyana en la porción correspondiente a Surinam. (Pecten, 1994).

El principal reto de la exploración petrolera consiste en definir las trampas prospectivas a lo largo de la senda de migración desde la roca madre madura. Es así como las mayores acumulaciones tendrán un elemento significativo de entrapamiento estratigráfico en esta cuenca de margen pasivo. El petróleo que se encuentra en el Campo Tambaredjo en Surinam ha sido identificado como proveniente de la Fm. Canje, y es una clara evidencia de una larga ruta de migración

de más de 120 km, alcanzando su madurez termal en la cocina de la roca madre.
 Esta ruta de migración está obviamente activa dentro de la cuenca.

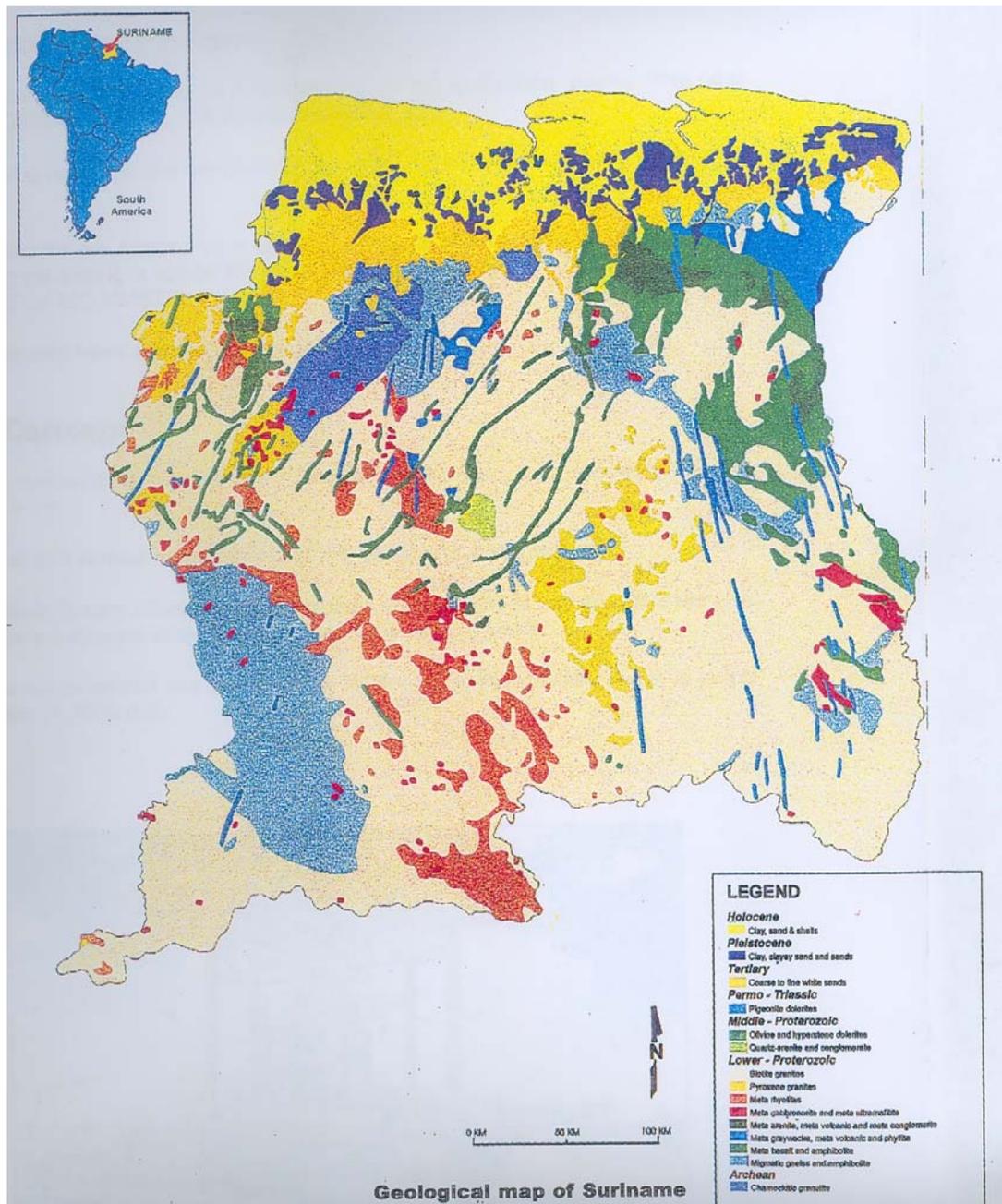


Figura 37. Mapa geológico de Surinam. (Cortesía de Staatsolie).

El 80 % del territorio de Surinam está ocupado por rocas cristalinas precámbricas (principalmente graníticas) del escudo continental guayanés y 20 % de la planicie costera. En la planicie costera, el escudo precámbrico está cubierto por un acuífero de clásticos dominados por sedimentos no consolidados a poco consolidados, los cuales varían en edad desde el Cretáceo Superior hasta el reciente. En la porción costa afuera, los sedimentos más antiguos son de edad berrasiana. El paquete sedimentario consiste en estratos monoclinales que buzcan hacia el norte y que progresivamente se engrosan hacia el norte y el oeste. El espesor de los sedimentos en la línea de costa varía desde 200 m en el este a 2000 m en el oeste. Hacia el norte, en la margen continental, el espesor de sedimentos es de más de 10000 m.

La sección sedimentaria de la cuenca entera tiene una edad general que va del Cretáceo Medio al Plioceno. Estos sedimentos provienen de un onlap del basamento precámbrico en el oeste hasta más de 29000 pies de espesor en el este, antes de adelgazarse en áreas marinas profundas.

El principal elemento tectónico de la cuenca es una zona mayor de falla normal con más de 5000 pies de corrimiento datada al final del Cretáceo. Este fallamiento forma el margen continental antiguo. La subsecuente depositación ha progradado el margen continental más de 30 millas al norte a lo largo del eje de la cuenca.

La sedimentación del margen pasivo comenzó hace aproximadamente 118 Ma y continuó de acuerdo a los ciclos eustáticos. El punto relativo más alto de estos ciclos de aumentos en el nivel del mar coincidió con un período de relativa circulación pobre en el recién formado Atlántico. Durante esta época, las lutitas de la Fm. Canje fueron depositadas. Los experimentos de pirólisis han demostrado que esta roca madre puede ser de primera calidad. Luego de la depositación de Canje, el nivel del mar gradualmente cayó. Una inconformidad mayor se formó cerca del límite entre el Cretáceo y el Terciario y es reconocida como la segunda mayor inconformidad encontrada en la parte marina de la cuenca.

Análisis bioestratigráficos y secuenciales hechos por Exxon a partir de pozos offshore en Guyana describieron 3 ciclos de segundo orden con edades del Jurásico tardío hasta el presente. La primera es la sección sinrítica del Pre- Cretáceo. La segunda es la unidad del Cretáceo y la última es la del terciario al presente. Debido al espaciamiento de la data, ha sido sumamente difícil correlacionar lateralmente secuencias de tercer orden. Asimismo, se cree que la roca madre de la Fm. Canje sólo entró en la ventana de petróleo dentro de los pasados uno o dos millones de años, y que más del 95 % del kerógeno permanece aún en esta roca madre. Otros datos, basados en los gradientes termales obtenidos de los registros de pozos, sugieren que la porción más profunda de la cuenca alcanzó la ventana de petróleo en el Eoceno.

En el Turoniense (90 Ma), estratos de roca madre se comenzaron a depositar en la Fm. Canje, contemporánea con otras rocas madre de la región: Naparima Hill en Trinidad, La Luna y Querecual en Venezuela. En la porción marina de la Cuenca de Guyana la Fm. Canje posee rocas de lodos calcáreos anóxicos en el intervalo Aptiense y Turoniense. Este intervalo anóxico es la mayor y más temprana manifestación de la separación de África y Suramérica encontrada en la geología de la Cuenca de Guyana.

La plataforma equivalente de Canje contiene una disconformidad mayor regional, con evidencia sísmica de una segunda disconformidad; esto se ha manifestado en la extensión de 200000 km² llamada Cañón Berbice.

El cañón aparece como una disconformidad en otras partes de la cuenca. La edad de la disconformidad está interpretada como intra Canje, basada en interpretación sísmica y amarre de pozos. El relleno del cañón - con arena en la base y lutitas en la porción superior - está basado en fuertes analogías similares a la cuenca de Espirito Santo en Brasil.

Esta estructura de cañón podría brindar una excelente ruta de migración para el petróleo proveniente de Canje. El campo de Chipontepec en México es un ejemplo de una estructura de cañón del mismo tamaño que provee un sistema tanto de reservorio como de sello en las cercanías del margen atlántico.

En la Cuenca de Guyana, el paquete Maestrichtiense – Paleoceno está representado por las formaciones New Ámsterdam y Georgetown, una serie de ciclos granocrecientes con arenas y carbonatos delgados. El Campo Tambaredjo en Surinam es la parte superior de este paquete. Dentro de la Fm. Coroni Norte (Maestrichtiense - Terciario Temprano), unas series de arenas turbidíticas fueron encontradas en el pozo offshore Coroni Norte 1 de Surinam, directamente suprayacentes al Cenomaniense a profundidades de entre 14371 a 14689 pies. El miembro Coroni Norte consiste en una arena neta de 164 pies de espesor de arena neta con porosidad de 20 – 30 % y tamaño de grano de fino a grueso.

El petróleo de Tambaredjo varía desde 16° a 21° API incrementándose con la profundidad. El pool de petróleo ha sido biodegradado y retrabajado con agua, o fraccionado diferencialmente, y ha perdido su ligereza final debido a su poca profundidad de entre 650 a 2000 pies.

En el área de plataforma de la Cuenca de Guyana, las arenas y carbonatos marginales de plataforma dominaron la depositación desde el Paleoceno (59 Ma) hasta el Mioceno Medio (10 Ma), depositación con abundantes arenas de la parte occidental más lejana de la plataforma. Dentro de la cuenca, la depositación es dominada por lutitas y magras de aguas profundas.

La formación basal es Stabroek. Su edad es de Cretáceo – Barrremiense y está dominado por lutitas continentales y arenas depositadas en la disconformidad pre – cretácea del Atlántico. Sobre la Fm. Stabroek se encuentra la Fm. Potoco que data del aptiense, un carbonato con una edad equivalente al filón de Golden Lane en México.

Al final de Potoco, una inundación marina comienza y continúa a través del Maestrichtiense temprano, interrumpido sólo por la disconformidad de Berbice. La porción más joven de este paquete comprime el intervalo de máxima inundación en la cuenca y provee un excelente potencial trampa / sello. El entrampamiento de la cuenca está flanqueado por la Placa de Pomeroon al noroeste, y por la placa de Demerara al sureste. Asimismo predominan en la costa de Surinam los monoclinales buzando hacia el norte, engrosándose hacia el norte y el oeste.

En esta sección se observan la Fm. Canje de roca madre, el sello de base del Paleoceno, los abanicos turbidíticos del Oligoceno y el sello de tope del Mioceno.

3.3 Geología del Campo Tambaredjo

El Campo Tambaredjo es productor a partir de arenas no consolidadas del Paleoceno suprayacente a la inconformidad del Cretáceo Superior. En las áreas con mayor control de pozos la interpretación geológica es más confiable, pero se han aplicado técnicas de interpolación. El yacimiento se presenta en un alto que buza hacia el norte con entrampamientos estratigráficos.

Los espesores netos varían de 0 a 40 pies y su porosidad de 30 % a 40 %. Las permeabilidades son de más de 10 darcy calculadas para arenas limpias. La saturación de petróleo promedio es 80%.

Existe presencia de ambientes fluvio deltaicos con trampas estratigráficas y acuñamientos de arenas en la parte sur. Su producción actual es de 12500 barriles diarios de petróleo pesado de 15 – 16° API de 460 pozos y sus reservas en sitio son de 900 MMSTB y recuperables de 166MMSTB.

La extensión total del campo es aún desconocida, ya que los límites norte y oeste no han sido aún definidos. Sin embargo se conoce que el crudo migra desde ventanas offshore de petróleo con kerógeno tipo II y a una profundidad de 5000 metros.

Por otra parte, las inconformidades y fallamientos tanto como las arenas del Terciario Temprano y del Cretáceo han actuado como buenas rutas de migración hacia el área onshore. Asimismo los monoclinales buzantes hacia el norte y que se mencionan en la geología regional están presentes también en el campo Tambaredjo.

El sistema petrolero en conjunto está aún en formación en áreas diversas, y la ruta de migración se encuentra activa.

Las diferentes formaciones de interés reconocidas en el campo están resumidas en la columna estratigráfica de la figura 38, mostrando su correlación lateral hacia otros campos de la zona. En esta columna se usa como referencia los registros del pozo TA55 que pertenece al conjunto de datos del presente estudio.

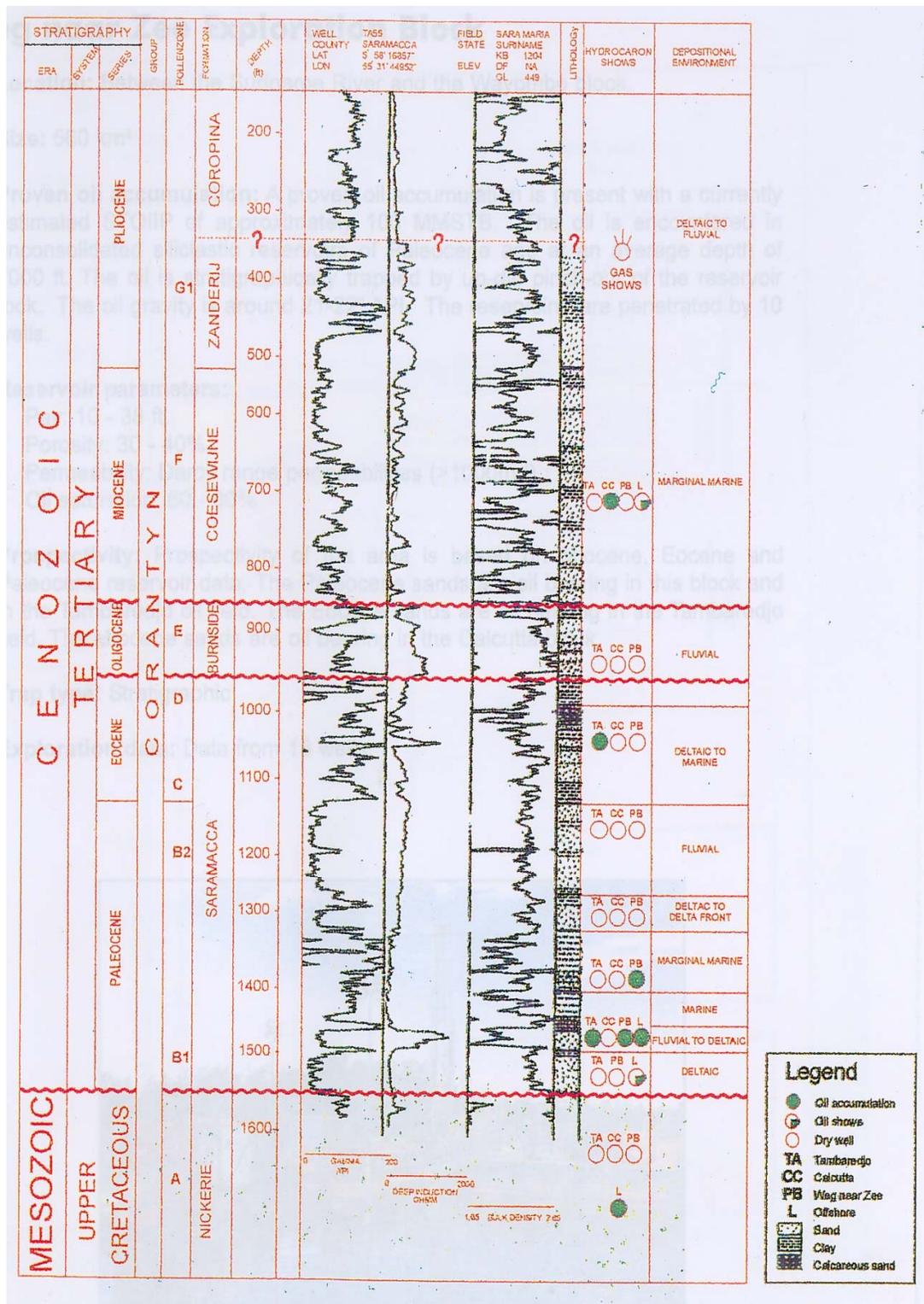


Figura 38. Columna Estratigráfica de la Franja Costera de Surinam, tomando como referencia la sección del pozo TA55 del Campo Tambaredjo. (Cortesía de Staatsolie).

3.3.1 Tectónica

El Campo Tambaredjo está dominado por dos sistemas principales de fallas, las fallas Saramacca y Tambaredjo. Se cree que estas fallas dominan la distribución de hidrocarburos en el área (Ho Len Fat, 1986). La falla Saramacca sella el buzamiento ascendente de la migración de hidrocarburos hacia el sur, mientras que la falla Tambaredjo permite el “seepage” de los estratos suprayacentes. Esta acumulación se conoce como Yacimiento Borneo.

En el este hay un repentino y aparente levantamiento de la superficies, debido probablemente a un fallamiento de rumbo NE (Falla de Jossie) el cual afecta la disposición de las arenas petrolíferas.

3.3.2 Sedimentos del Cretáceo Superior

Los sedimentos más someros del Cretáceo consisten en arenas intercaladas con lutitas. Las arenas están compuestas principalmente por granos de cuarzo blanco, rojo, marrón y amarillo, de angular a subangular, de translúcido a blanco, de fino a grueso y pobremente escogido. La arcillas son blancas grisáceas y caoliníticas.

Estos sedimentos son más densos que las suprayacentes arenas del Paleoceno. Su porosidad y permeabilidad permiten la acumulación de hidrocarburos.

3.3.3 Arenas del Paleoceno

Las arenas del Paleoceno, también conocidas como Arenas T, se encuentran en la parte más profunda de la formación Saramacca (también conocida como Fm. Onverdacht), conformando el principal reservorio de petróleo del campo. Asimismo, las lutitas que conforman el sello de las trampas se conocen como Arcillas T2.

3.3.3.1 Mineralogía

Las arenas petrolíferas del Campo Tambaredjo son algunas veces masivas y homogéneas, pero usualmente alternan con estratos de de arcillas y aluvión. Las arenas consisten mayormente en cuarzos blancos a translúcidos, de finos a medios, y entre pobres y bien escogidos. Otros constituyentes son arcilla caolinítica, pirita y lignito. Los estratos de arcilla son usualmente grises a blanco grisáceo.

CAPÍTULO VI

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Validación de la Información

La información obtenida consistió primordialmente en dos cintas (Exabytes) de 8mm., contentivas de la información sísmica. La información de pozos, en su totalidad, fue suministrada en formato LAS. También se incluyeron reportes biostratigráficos y geológicos por parte de Staatsolie.

4.1.1 Herramientas de Hardware y Software

4.1.1.1 Hardware

La principal herramienta de hardware utilizada consistió en Estaciones de Trabajo (Workstations) marca Sun Microsystems, modelo SunBlade 2000, conectadas a un servidor central de proyectos.

4.1.1.2 Software

El sistema operativo bajo el cual funcionaron todas las aplicaciones fue Solaris 9®, también emitido por Sun Microsystems y el cual está diseñado en plataforma UNIX. El paquete de aplicaciones geocientíficas utilizado consistió en Geoframe® Versión 4.0.4 diseñado por Schlumberger.

Las aplicaciones de Geoframe usadas fueron: Charisma (I Main, Variance Cube,), Geology Office, Basemap, CPS – 3, Well Composite Plus, Wellpix, Seisclass, LPM (Log Property Map), Synthetics y Geoviz.

La transferencia bidireccional de datos entre plataformas UNIX y versiones del sistema operativo Windows (DOS) se realizaron mediante operaciones FTP con el uso de la aplicación WinSCP3. Asimismo, con aplicaciones internas del menú Data Manager de Geoframe fue posible hacer conversiones de archivos en formato ASCII.

4.1.2 Parámetros de Adquisición Sísmica (Veritas, 2001)

Parámetros de Fuente

Intervalo de Fuente:	12.5 m
Espaciamiento de Líneas Fuente:	100 m
Longitud de Segmentos de Línea:	100 m
Nº de Disparos por Km ² :	800
Fold of coverage:	16
Fuente:	Dinamita (Dynoseis)
Tamaño de Carga:	20 gramos
Profundidad de pozo:	4 m
Arreglo de Fuente:	Single Hole
Tiempo de Grabación:	1.5 s

Parámetros de Receptores

Nº de líneas activas:	8
Nº de canales por línea:	64
Nº de canales activos:	512
Espaciamiento de Estaciones:	12.5 m
Espaciamiento de Líneas:	100 m
Line Roll Shot:	100 m
Nº de Receptores por Km ² :	800

Bin Size:	6.25 x 6.25 m
Rata de muestreo:	1.0 ms
Nominal Fold:	1600 %

Equipos de Grabación

Hidrófonos:	Mark Products (P – 44 – A)
Ancho de Banda:	10 a 1000 Hz
Sensibilidad:	14 v / bar
Geófonos:	SM – 4 Sensor (Marshphones)
Frecuencia Resonante:	10 Hz
Equipo de Grabación:	I/O System Two
Cartucho de Grabación:	3940E
Formato de Grabación	SEG – D (IEEE)

Filtros

Low cut:	Out
High cut:	0.7 – 0.8 * FNyq, 72 db / oct
Notch:	Out

4.1.3 Parámetros de Procesamiento Sísmico

Descripción de la Secuencia General de Procesamiento (Veritas, 2001)

1. REFORMATEO

Intervalo Procesado: 1500 ms

Rata de muestreo: 1 ms

2. RECOBRO DE AMPLITUDES

Tipo: Exponencial (At n)

Exponente: 3.0 0 – 1000 ms

Lineal: 1000 – 1500 ms

3. EDICIÓN DE TRAZAS

4. GEOMETRÍA - 3D

Intervalo de Líneas (Inlines: Este / Oeste): 6.25 m

Intervalo de Columnas (Crosslines: Norte / Sur): 6.25 m

5. DECONVOLUCIÓN DE FASE MÍNIMA EN SUPERFICIE

Longitud de Operador: 80 ms

Pre – Blanqueo: 0.001 %

Ventana de Diseño: 150 – 1200 ms a 0 m

300 - 1350 ms a 190 m

600 – 1350 ms a 540 m

6. ESTÁTICAS DE REFRACCIÓN - 2 CAPAS

Datum de Elevación: 0 m ASL

Velocidad de Reemplazo: 1600 m / s

Velocidad de Blanqueo: 500 m / s

7. ANÁLISIS PRELIMINAR DE VELOCIDADES NMO

Datum de Referencia: Superficie
Tipo: Apilamiento de Offset Comun / Semblanza Interactiva
Espaciamiento: 400 x 400 m Intervalo de Análisis

8. ESTÁTICAS – SUPERFICIE AUTOMÁTICA CONSISTENTE

Ventana: 200 – 1200 ms
Filtro: 10 / 15 – 150 / 200 Hz
Estáticas Máximas: + / - 3 ms

9. ANÁLISIS DE VELOCIDADES NMO

Datum de Referencia: Superficie
Tipo: Apilamiento de Offset Común / Semblanza Interactiva
Espaciamiento: 200 x 200 m Intervalo de Análisis

10. ESTÁTICAS – SUPERFICIE AUTOMÁTICA CONSISTENTE

Ventana: 200 – 750 ms
Filtro: 10 / 15 – 150 / 200 Hz
Estáticas Máximas: + / - 3ms

11. ESTÁTICAS RESIDUALES

Ventana: 200 – 650 ms
Filtro: 10 / 15 – 220 / 260 Hz
Estáticas Máximas: + / - 3 ms

12. ANÁLISIS DE VELOCIDADES DMO

Datum de Referencia: Superficie
Tipo: Apilamiento de Offset Común / Semblanza Interactiva
Espaciamiento: 200 x 200 m Intervalo de Análisis

13. CORRECCIÓN NMO

14. ENMUDECIMIENTO PRELIMINAR

Distancia: 155 255 306 556 m
Tiempo: 100 200 260 400 ms

15. ESCALAMIENTO DE TRAZAS

Intervalo: 300 ms
Solapamiento: 50 %

16. APILAMIENTO DMO

Método: Kirchoff

17. CORRECCIÓN ESTÁTICA DEL DATUM

Corrección desde la Superficie al Datum del Nivel del Mar

18. MIGRACIÓN DE CAMBIO DE FASE (Algoritmo de Velocidad Espacialmente Variable)

Velocidades: 97.5 % Velocidades DMO
Frecuencia: 5 – 270 Hz

19. DECONVOLUCIÓN FXY

Ventana: 200 ms
Zona: 9 x 9 Trazas
Operador: 3 x 3 Trazas
Ruido: 0 %

20. VOLUMEN ESPACIALMENTE VARIANTE

Base aplanada del marcador del Cretáceo a aproximadamente 500 ms.

21. BALANCEO ESPECTRAL

Diseño de Frecuencia Escalar: 10 / 15 – 120 / 150 Hz @ 0 – 600 ms

10 / 15 – 80 / 100 Hz @ 800 – 1500 ms
Rango de Balanceo de Frecuencia: 8 / 12 – 240 / 270 Hz
Ancho / Roll Off: 15 Hz
Ventana de Aplicación: 0 – 550 ms
Intervalo de Grabación: 100 ms

22. FILTRO PASO BANDA – VARIANTE TIEMPO / ESPACIO

Frecuencia: 10/15 – 240/270 8/12 – 140/170 5/10 – 80/100 Hz
Tiempo de Aplicación: 0 – 550 650 – 800 900 – 1500 ms
Intervalo de Grabación: 100 ms

23. REMOCIÓN DE VOLUMEN ESPACIALMENTE VARIANTE

24. ESCALAMIENTO DE TRAZAS

Intervalo: 300 ms
Solapamiento: 50 %

25. CORRECCIÓN DE FASE

Rotación de Fase: - 90 grados

4.1.4 Carga de Datos Sísmicos y Datos de Pozos

Los datos sísmicos transcritos en medios magnéticos de cinta en formato SEG-Y, fueron cargados en Geoframe creando un nuevo proyecto en el menú Project Manager, y cargándose en 16 – bit.

Los datos de pozos en formato LAS fueron convertidos a ASCII para corregir su configuración luego de lo cual se cargaron en el menú Data Manager. Los pozos en cuestión fueron los siguientes:

Tabla 1. Lista de Pozos.

8X19	9C12	3K09
TA55	3W07	2O04
TA65	3V23	3F23
TA64	9A25	3L02
TA63	9A13	TA35
TA62	TA59	2I09
TA56	TA44	3F09
9I11	2Z22	3F01
9D21	2Z14	2D14
9D06	TA43	3A17
9D01	3N17	TA37
3X16	TA42	3B07
3S21	3P08	3A04
6P22	TA41	

4.1.5 Datos Bioestratigráficos

El informe bioestratigráfico suministrado se basa en el análisis de núcleos de pozos, con la identificación de los microfósiles para cada caso. De los pozos analizados en el reporte los únicos dos que se correspondían con la ubicación del área interpretada fueron los pozos: 6P22 y 9D08.

Luego de evaluar los reportes de cada uno de los dos pozos mencionados se llegó a los siguientes resultados.

9D08: En este pozo no se encontraron fósiles diagnósticos que permitieran datar edades específicas. Existe presencia de foraminíferos indicadores de ambiente nerítico interno y biofacies de béticos. Las especies identificadas fueron: *Lenticulina americana* y *Eponides antillarum*.

6P22: Se encontraron marcadores de zonación del Paleoceno Temprano con palinomorfos a una profundidad de 1200 pies de acuerdo con la clasificación de Muller y Di Giacomo, 1987. No se encontraron marcadores plantónicos. Las especies identificadas fueron: *Rugotricolporites telix* y *Echitricolpites communis*.

Las evaluaciones anteriores indican que sólo el pozo 6P22 es de utilidad para el amarre bioestratigráfico necesario en la calibración sísmica – pozo, y que permitirá posteriormente la identificación inicial de líneas de tiempo. Adicionalmente, esta datación coincide con una potencial superficie de máxima inundación (MFS) a esa misma profundidad (1200’), como se observa en los registros de la figura 39.

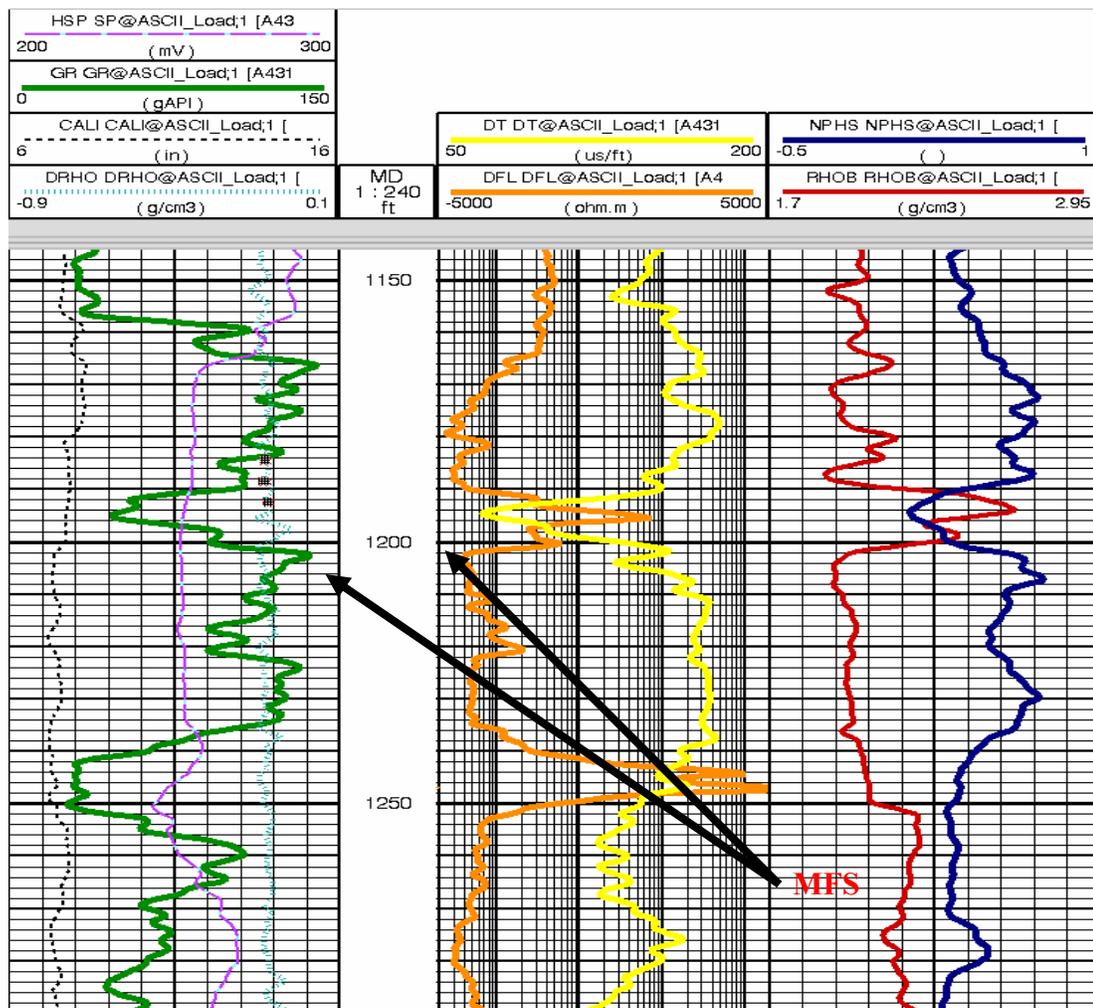


Figura 39. Registros del pozo 6P22 mostrando una potencial MFS a 1200 pies.

4.1.6 Datos Petrofísicos

Staatsolie suministró un reporte de propiedades petrofísicas por pozos en donde se evaluaban distintas propiedades para cada pozo. Las propiedades en cuestión son porosidad, permeabilidad, saturación de agua, Vsh (volumen de lutita), espesor de arena neta y espesor de arena neta petrolífera.

En vista de que los datos fueron suministrados sólo de forma numérica e impresa, y de que se carecía de curvas para usar la aplicación Ressum, se procedió a editar las propiedades numéricas en editor de texto vi de ventana shell script de UNIX con el fin de cargarlos en la aplicación CPS – 3, y así disponer de su posterior uso en la aplicación LPM (Log Property Map) para confrontar dichas propiedades con atributos sísmicos.

Asimismo, muchos de los reportes de pozo se basaban en datos que habían sido adquiridos con casi 15 años de antelación, por lo que se hizo una selección de las propiedades que pudieran mantenerse más invariables a lo largo de la producción hasta el presente, y que a su vez estuvieran presentes en un número de pozos suficientemente grande como para ofrecer una muestra confiable y segura de toda el área. Luego de esta selección se escogieron las propiedades de porosidad y espesor de arena neta.

La distribución de estas propiedades en los pozos disponibles es la mostrada en la tabla 2.

Tabla 2. Propiedades Petrofísicas.

POZO	POR. (%)	ESPESOR ARENA NETA (pies)
2D14	40,9	17
2I09	34,3	14
2O04	26,2	2
2Z14	32	5
2Z22	34	0
3A04	0	0
3A17	36,6	28
3B07	0	0

3F01	0	0
3F09	35,4	0
3F23	36,8	12
3K09	40,8	16
3L02	39,4	6
3N17	32	8
3P08	40,9	4
3S21	45	13
3V23	40	23
3W07	0	0
3X16	39	21
9A13	35	16
9A25	39	9
9C12	38	13
9D06	43	11
9D21	34	19
9I11	39	9
TA35	0	0
TA37	38,4	12
TA41	37,2	12
TA42	31,7	0
TA43	42	2
TA44	40,3	7
TA55	45	25
TA56	40,7	20
TA62	39,4	0
TA63	37,05	0
TA64	43,6	10
TA65	45	10

Del mismo modo, se seleccionaron sólo aquellos pozos con propiedades medidas en el intervalo del Paleoceno Temprano, por ser en este intervalo donde se había medido la inmensa mayoría de las propiedades reportadas.

4.2 Resolución Sísmica Vertical

La sísmica suministrada tiene 1 ms de tasa de muestreo, a través de 1.5 segundos de intervalo de tiempo de grabación. Estos datos sísmicos poseen una frecuencia que se

atenúa con la profundidad; por ello es necesario calcular su espesor de entonación para saber cuales son los espesores mínimos que pueden apreciarse con estos datos.

El intervalo de interés de esta sísmica (Paleoceno y Eoceno) posee un espesor promedio en tiempo de 200 ms, y debido a su buzamiento recorre un intervalo de grabación que va desde los 200 hasta los 500 ms a través de los 10 km laterales de extensión del campo en dirección Sur – Norte hacia la costa.

4.2.1 Cálculo de Espesores de Entonación

Para calcular el espesor de entonación necesitamos saber, en primera instancia, cual es la frecuencia predominante en una determinada ventana de tiempo; esto se logra a través del uso de un Espectro de Frecuencias graficado con la aplicación Synthetics y que se muestra a continuación en la Fig. 40, situado entre el intervalo de 200 y 220 ms y generado con el uso de una ondícula Ricker de fase cero.

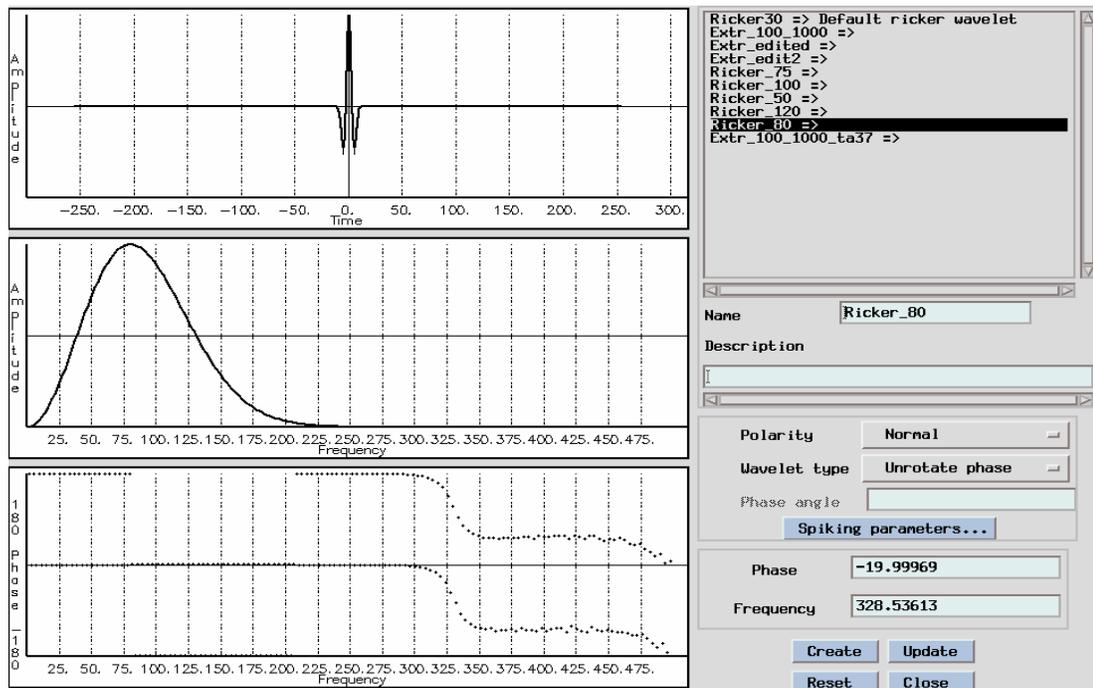


Figura 40. Espectro de Frecuencias entre los intervalos de 200 y 220 ms.

De acuerdo a lo mostrado, la frecuencia promedio predominante es de aproximadamente 70 Hz para el intervalo antes mencionado.

La ecuación de espesor de entonación responde al hecho de que la señal sólo produce interferencia constructiva hasta una cuarta parte de la longitud de onda, la cual viene determinada por la frecuencia. Por debajo de $\frac{1}{4} \lambda$ se produce el efecto de entonación (tunning). Por ello, tomando que la ecuación de longitud de onda es:

$$\lambda = v / f \quad (1);$$

donde equivale a velocidad (v) entre la frecuencia (f). Mientras que el espesor de entonación es:

$$Ee = \lambda / 4 \quad (2).$$

Podemos entonces decir que sustituyendo (2) en (1) tenemos:

$$Ee = V \text{ int} / 4f$$

Siendo ahora V int, la velocidad interválica calculada a partir de registros sínicos de los mejores pozos seleccionados. Cabe destacar que ningún pozo suministrado posee checkshot adquirido, salvo por el pozo TA37 que posee un checkshot impreso.

En vista de que este pozo (TA37) está ubicado en el sur, y es en esta área donde el comportamiento del buzamiento permite aún que el área de interés se encuentre en las cercanías de los 200 ms de grabación, este pozo ha sido tomado como referencia para calcular las velocidades interválicas a partir de su registro sínico en lentitudes (slowness) con unidades de $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Transformando a velocidades tenemos una velocidad intervállica de 5800 ft / s. Por lo que tenemos que:

$$Ee = \frac{5800 \text{ ft/s}}{70 \text{ Hz} \cdot 4} = 20.714 \text{ pies}$$

En virtud de lo anterior, tenemos un espesor de entonación de aproximadamente 20 pies para la parte más somera del área de interés y un aproximado de 45 pies para los intervalos cercanos a los 500 ms de grabación. Entre el intervalo mínimo de 200 ms y máximo de 550 ms, se encuentra la zona general de interés del estudio, con una sección general de aproximadamente 200 ms.

4.3 Calibración Sísmica – Pozo

En base a la datación bioestratigráfica obtenida a partir del pozo 6P22, se estimó un reflector continuo que coincide con la discordancia del tope del Cretáceo. Asimismo, una línea 2D impresa que fue suministrada con tablas TZ - y que viene desde el sur de la zona de estudio del levantamiento 3D – penetra someramente en el área hasta el pozo TA37 por lo que se pudo hacer un amarre de calibración para unir un loop en toda el área con los reflectores comunes identificados, estos pozos adicionales Q14, Z24 y ZZ14 pueden observarse en la figura 41, junto con el loop de calibración.

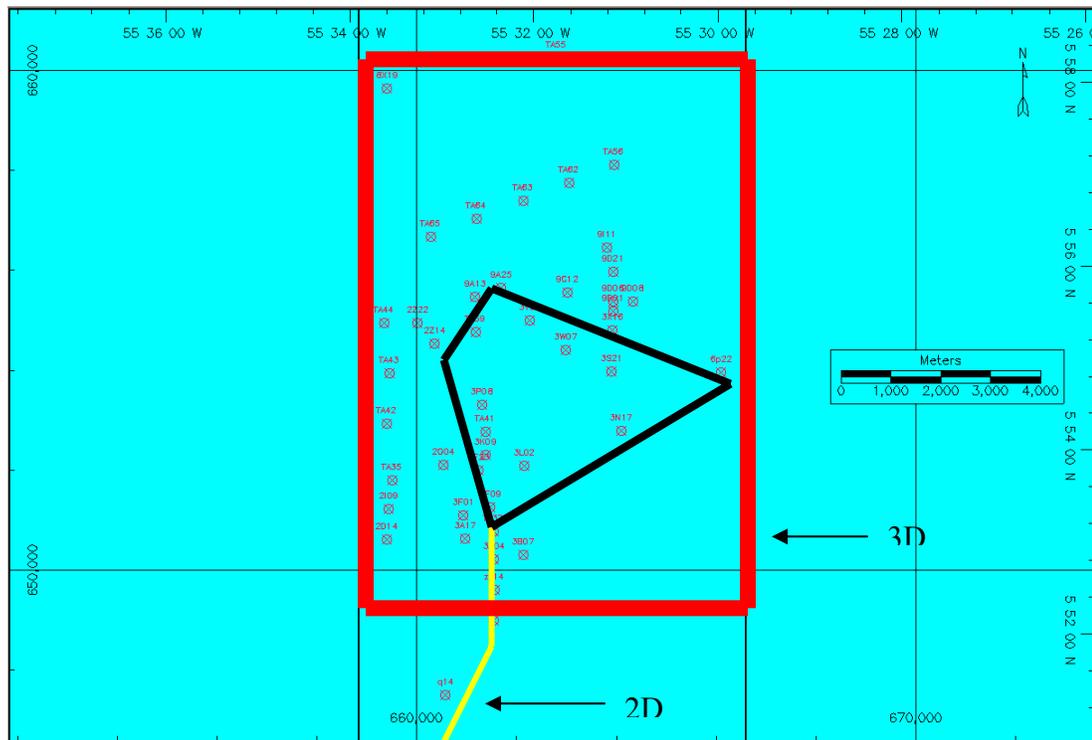


Figura 41. Mapa Base que muestra los 3 pozos adicionales y el loop de calibración.

4.3.1 Sismograma Sintético

Para la construcción del sismograma sintético se utilizó una ondícula extraída de la sísmica, que en diseño con una ondícula Ricker de fase cero y de 80 Hz produjo el mejor ajuste a la sísmica como se muestra en la figura 42, en donde se compara a su vez con otra ondícula de 100 Hz. También se muestran los horizontes interpretados y registros del pozo TA37, a partir de cuyos registros sísmicos se generó el sismograma sintético y la relación tiempo profundidad. Este sismograma sirvió de prueba inicial para un mejor ajuste en el loop de calibración.

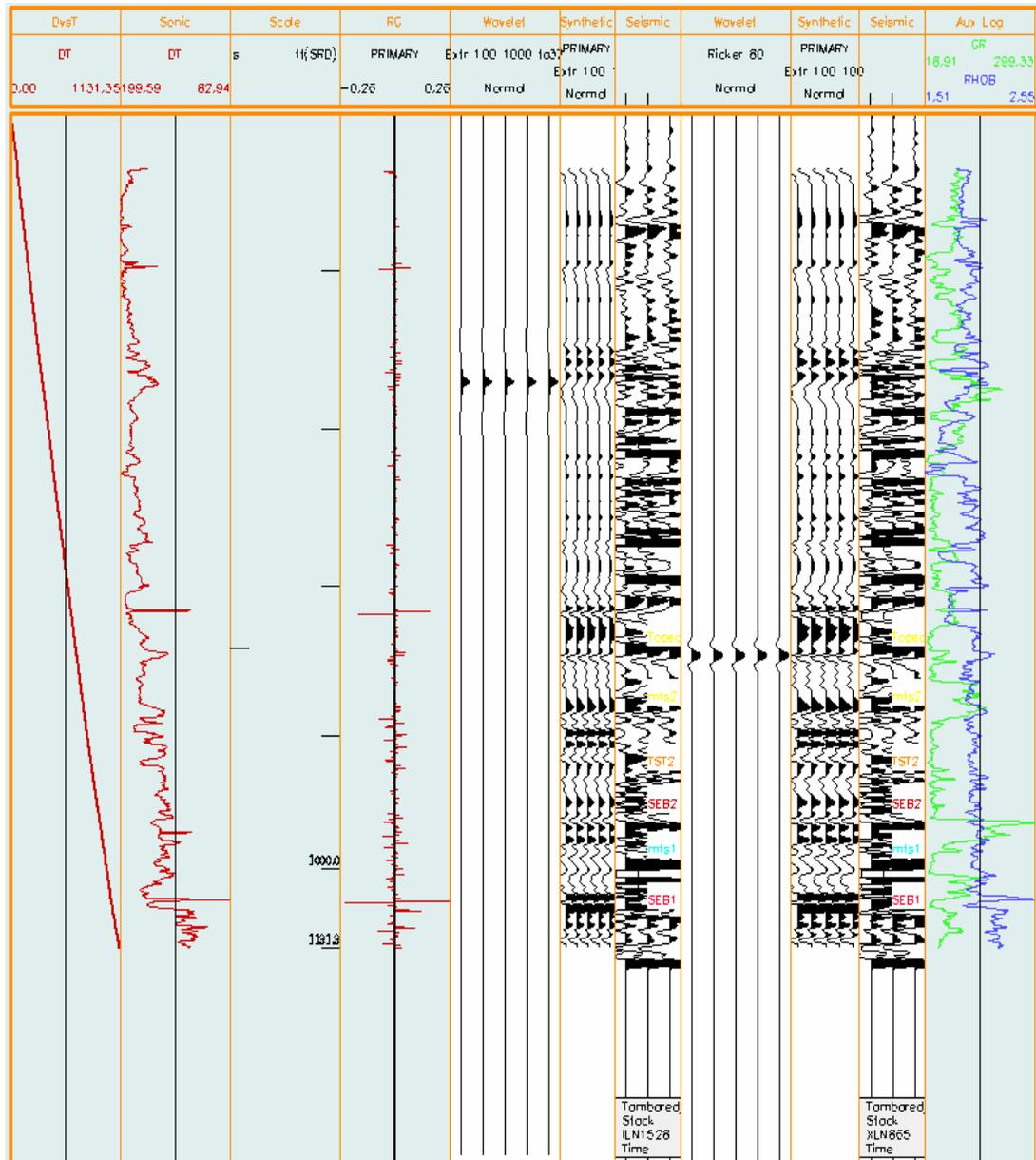


Figura 42. Sismograma Sintético general del área, construido en base a registros sísmicos.

La figura 42 muestra la relación entre la sísmica de superficie circundante en comparación con dos sismogramas sintéticos: un sintético con ondícula extraída a 80 Hz. y otra a 100 Hz.

Puede observarse que el ajuste es ligeramente mejor para 80 Hz después de numerosas pruebas realizadas. Esta interpretación fue coadyuvada por la identificación de horizontes en la sísmica. Los principales reflectores coinciden con

eventos del sintético y con reflectores amarrados de la línea 2D impresa que proviene desde el lado sur del levantamiento 3D.

La tabla TZ mostrada en el gráfico es totalmente calculada por la aplicación a partir del registro sísmico del pozo TA37, el cual es el único pozo coincidente entre la línea 2D impresa y el levantamiento 3D objeto de este estudio.

El sismograma sintético y la tabla TZ obtenidos servirán como referencia para la conversión a profundidad realizada posteriormente, en vista de la ausencia de sísmica de pozos, de tiros de verificación sísmica o archivos de cubos de velocidades.

4.4 Metodología de la Interpretación Sísmica

La técnica de interpretación usada se aplicó con una identificación de horizontes cada 100 crosslines y cada 50 inlines. Debido a lo extenso del área, a lo abrupto de los cambios laterales de facies, y al poco espesor y resolución de muchos eventos que generaban discontinuidades en los reflectores, no fue posible aplicar medios de interpretación automática (Autotrack); por lo que cada línea fue interpretada manualmente.

Para la mejor visualización de los eventos se aplicaron varios tipos de atributos que ofrecieran mejor que la configuración de densidad o de VA Wiggle. Luego de varias pruebas, se concluyó que para tales efectos, y para la mejor visualización de la geometría sismoestratigráfica, el atributo sísmico de coseno de fase instantánea era el más idóneo para estos fines.

La construcción de mallados y de mapas de tiempo y de profundidad se realizaron exportando archivos de mallados (grids) hacia la aplicación CPS -3 de edición de

mapas. Mediante estas conexiones de Geoframe se trabajó con otras aplicaciones como LPM y Seisclass.

Al interpretar cada horizonte se tomó en cuenta el hecho de que son sumamente discontinuos, y que ello puede obedecer a una geometría compleja de onlaps y downlaps que son definidas de acuerdo al sistema encadenado en donde se interprete.

Cada uno de los horizontes interpretados corresponde a una superficie identificada en las secciones estructurales de pozos, en los cuales se hizo análisis secuencial a partir de registros de resistividad y rayos gamma. Las 6 superficies identificadas son los límites de 5 intervalos que se corresponden con 5 sistemas encadenados identificados. A cada uno de estos sistemas encadenados (intervalos) se le extrajeron atributos sísmicos en la aplicación Charisma para luego ser exportados a aplicaciones de redes neurales (Seisclass y LPM).

La interpretación general del área se generó a partir de la integración de mapas de atributos, redes neurales y espesores de cada uno de los sistemas encadenados identificados.

CAPÍTULO V

INTERPRETACIÓN SÍSMICA Y ANÁLISIS SECUENCIAL

5.1 Secciones de Pozos

A fin de evaluar de la mejor forma la estratigrafía secuencial del área de estudio, se ubicaron dos secciones de pozos alineados en la misma dirección del buzamiento general de la zona, y que a la vez tuviesen la mayor cantidad de pozos con la mejor calidad de registros. El resultado de esta selección se muestra en las secciones 1 y 2 de la figura 43.

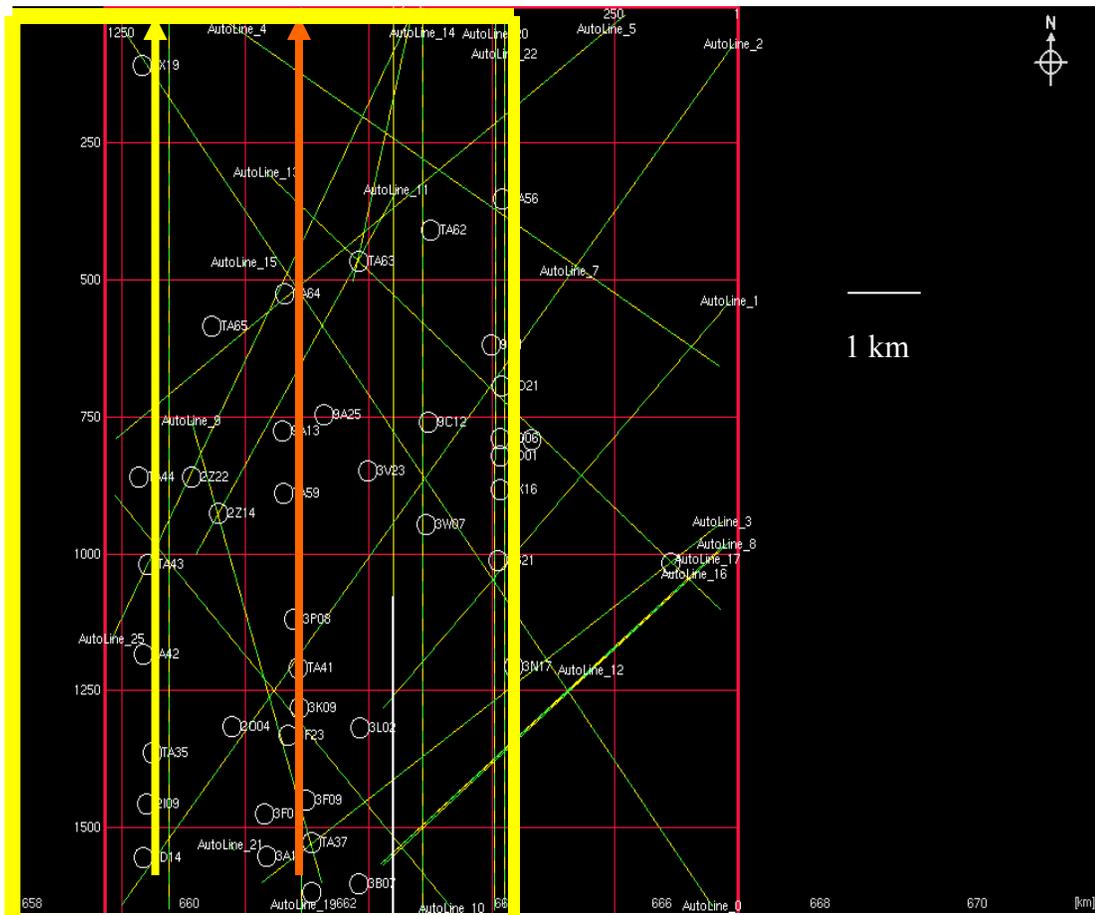


Figura 43. Secciones de pozos para la evaluación secuencial. Las flechas indican la dirección de buzamiento. Las secciones 1 y 2 en amarillo y naranja respectivamente. El área de interés está delimitada por el cuadro amarillo.

5.2 Identificación de Patrones de Apilamiento, Límites de Secuencia, Discordancias y Superficies de Inundación.

En cada sección de pozos analizada se identificaron los patrones de apilamiento y superficies de máxima inundación (MFS), una de las cuales fue amarrada por sísmica y bioestratigrafía desde el pozo 6P22, y que corresponde a la datación del Paleoceno Temprano, la cual es inmediatamente suprayacente a la discordancia del tope del Cretáceo, que es a su vez notoria en la sísmica y se encuentra expresada en marcadores de pozos.

Estos marcadores – presentes en algunos pozos - no tienen gran precisión en relación a la sísmica, pero han servido como referencia general adicional para las edades de las secuencias interpretadas. Dichos marcadores son:

Tope de la Fm. Nickerie	=	Tope del Cretáceo
Tope de la Fm. Saramacca Inferior	=	Tope del Paleoceno Inferior
Tope de la Fm. Saramacca Medio	=	Tope del Paleoceno Superior
Tope de la Fm. Saramacca Superior	=	Tope del Eoceno

Esta información correlativa y cronoestratigráfica fue suministrada por Staatsolie (com. pers.). Las MFS (Maximum Flooding Surfaces) o Superficies de Máxima Inundación fueron también identificadas como se muestra en la figura 44 y 45 junto con sus secuencias correspondientes en las secciones de pozos 1 y 2 respectivamente. Del mismo modo en la figura 46 se muestran los sistemas encadenados derivados del análisis para la sección 1. Estas secciones están graficadas con la aplicación Wellpix y muestran los registros de GR (Gamma Ray) y Resistividad (DFL / ILD).

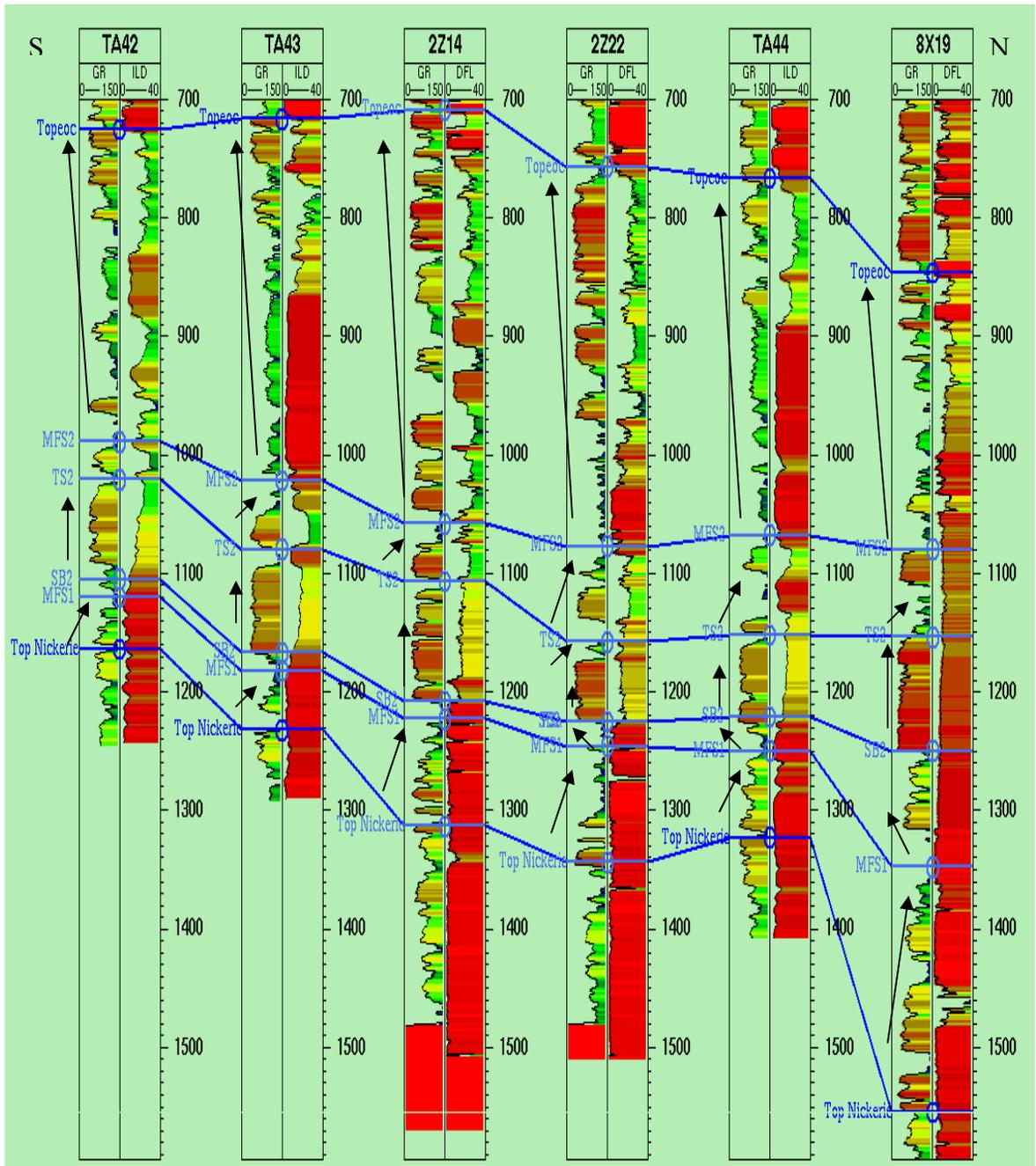


Figura 44. Sección estructural de pozos 1.

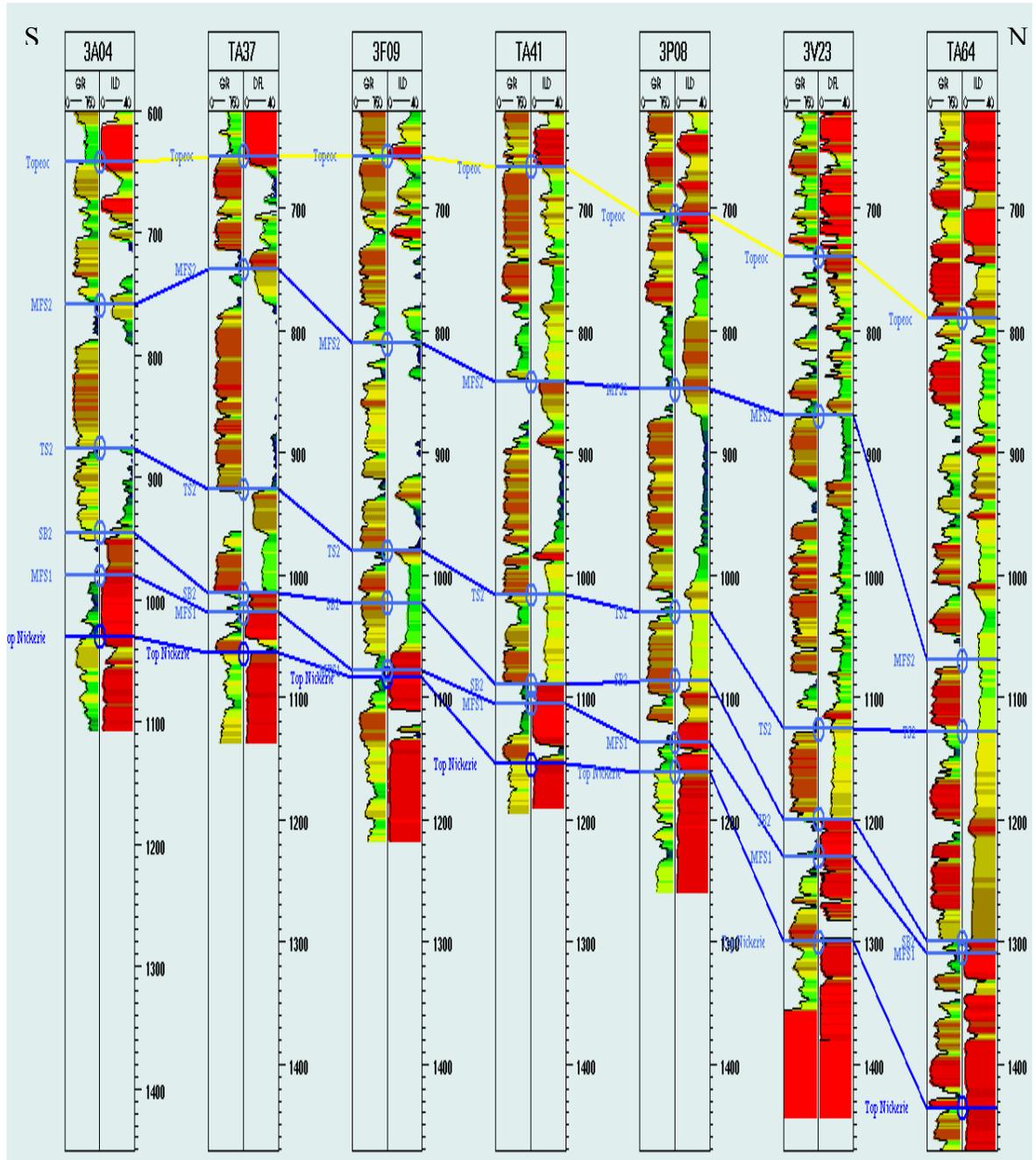


Figura 45. Sección estructural de pozos 2.

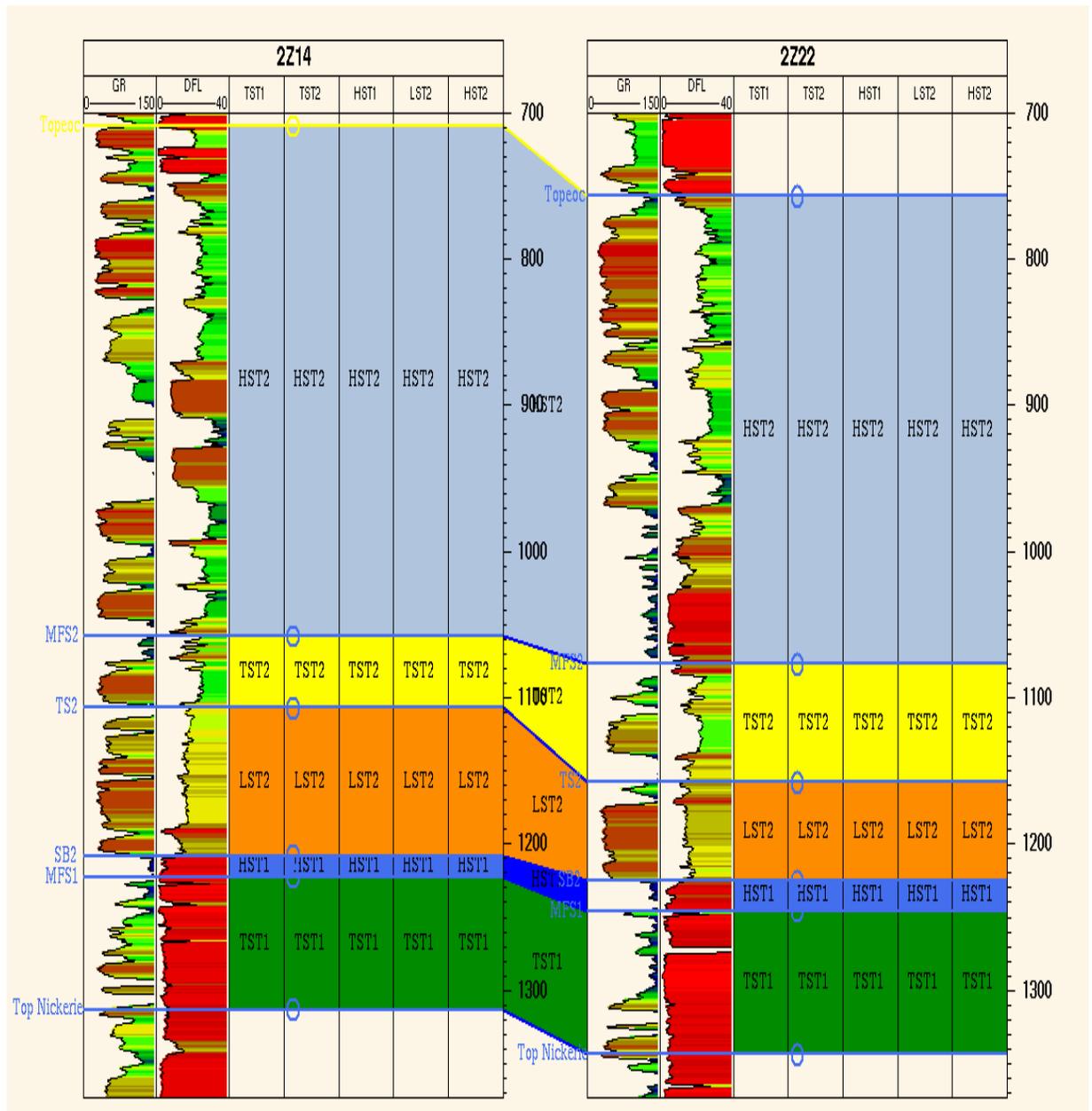


Figura 46. Sistemas Encadenados interpretados a partir de los registros de pozos y mostrados en los registros de los pozos 2Z14 y 2Z22 pertenecientes a la sección 1.

En las secciones anteriores se identificaron 5 sistemas encadenados y tres secuencias. La primera secuencia es la que abarca toda la Formación Saramacca desde la base del Paleoceno hasta el tope del Eoceno siendo de 2° orden por abarcar un período de aproximadamente 30 Ma. Dentro de este intervalo, y a partir de la base del Paleoceno se identificó una secuencia de 3° orden que llega hasta las cercanías cronológicas del tope del Paleoceno Inferior, con un período aproximado de 4 millones de años. La tercera secuencia es suprayacente a la anterior y es de 2° orden, desde el tope del Paleoceno Temprano hasta el tope del Eoceno, y con un período de 26 Ma.

Los sistemas encadenados desde la base hasta el tope de la Formación Saramacca fueron identificados como:

TST 1 = Transgresivo del Paleoceno Temprano en una secuencia de 3° orden con tope en MFS1. Su base coincide con la discordancia del tope del Cretáceo.

HST 1 = Highstand del Paleoceno Temprano en una secuencia de 3° orden con tope en el límite de secuencia SB1.

LST 2 = Lowstand del Paleoceno Tardío en una secuencia de 2° orden con tope en el comienzo de la siguiente transgresión, que coincide de modo aproximado con una línea de tiempo de la base del Eoceno.

TST 2 = Transgresivo del Eoceno en una secuencia de 2° orden con tope en MFS2.

HST 2 = Highstand del Eoceno en una secuencia de 2° orden con tope en el tope del Eoceno.

5.3 Identificación y Correlación de Horizontes y Fallas

De conformidad con lo expuesto en el sub - capítulo anterior, fueron identificados seis (6) horizontes a ser interpretados a través de los reflectores presentados en la sísmica con control de pozos y registros. Estos, desde la base hasta el tope, son:

SEB 1 = correspondiente a la inconformidad del tope del Cretáceo, y por ende a un límite de secuencia.

MFS 1 = primera superficie de máxima inundación.

SEB 2 = segundo límite de secuencia.

TST 2 = correspondiente al inicio de la segunda transgresión identificada.

MFS 2 = segunda superficie de máxima inundación.

Topeoc = límite de secuencia correspondiente al tope del Eoceno.

Cada uno de estos horizontes es el límite de un sistema encadenado, por lo tanto serán tomados como referencia para el mapeo de los intervalos correspondientes a cada uno de dichos sistemas.

En cuanto a las fallas, se identificaron tres fallas menores a distintos intervalos y una principal, que se corresponde con una de las fallas mayores del Campo Tambaredjo descritas en el reporte geológico de este campo, y puede ser una de las responsables del entrapamiento del yacimiento.

En las figuras 47, 48 y 49 se muestra la distribución general de los horizontes y la falla principal, descritos anteriormente y con distintas visualizaciones sísmicas.

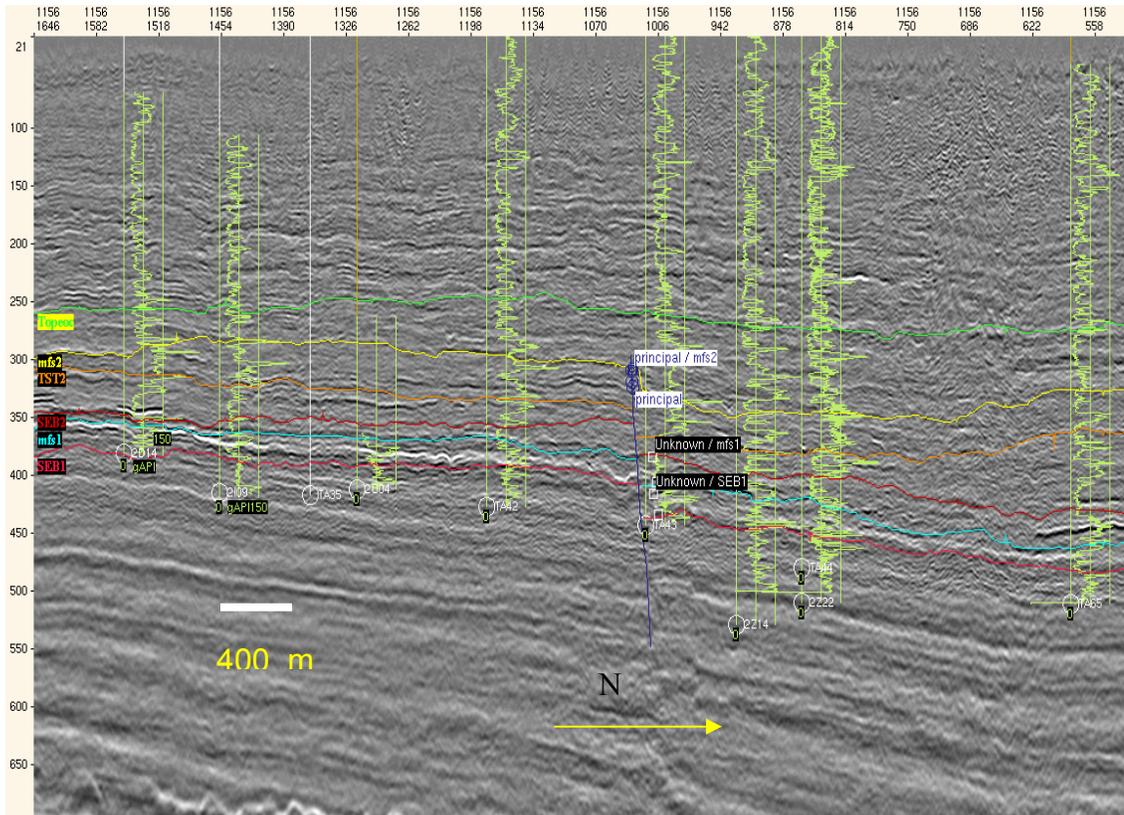


Figura 47. Distribución en densidad sísmica de horizontes y falla principal en el crossline 1156.

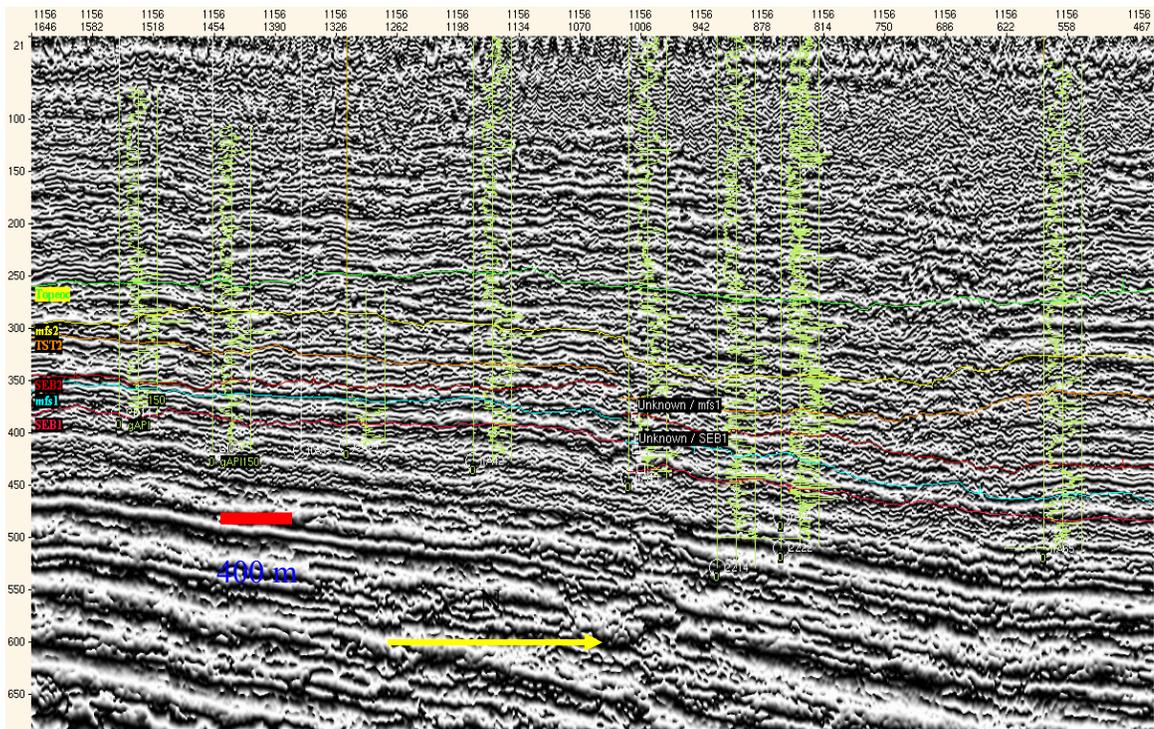


Figura 48. Distribución en coseno de fase instantánea de horizontes y falla principal.

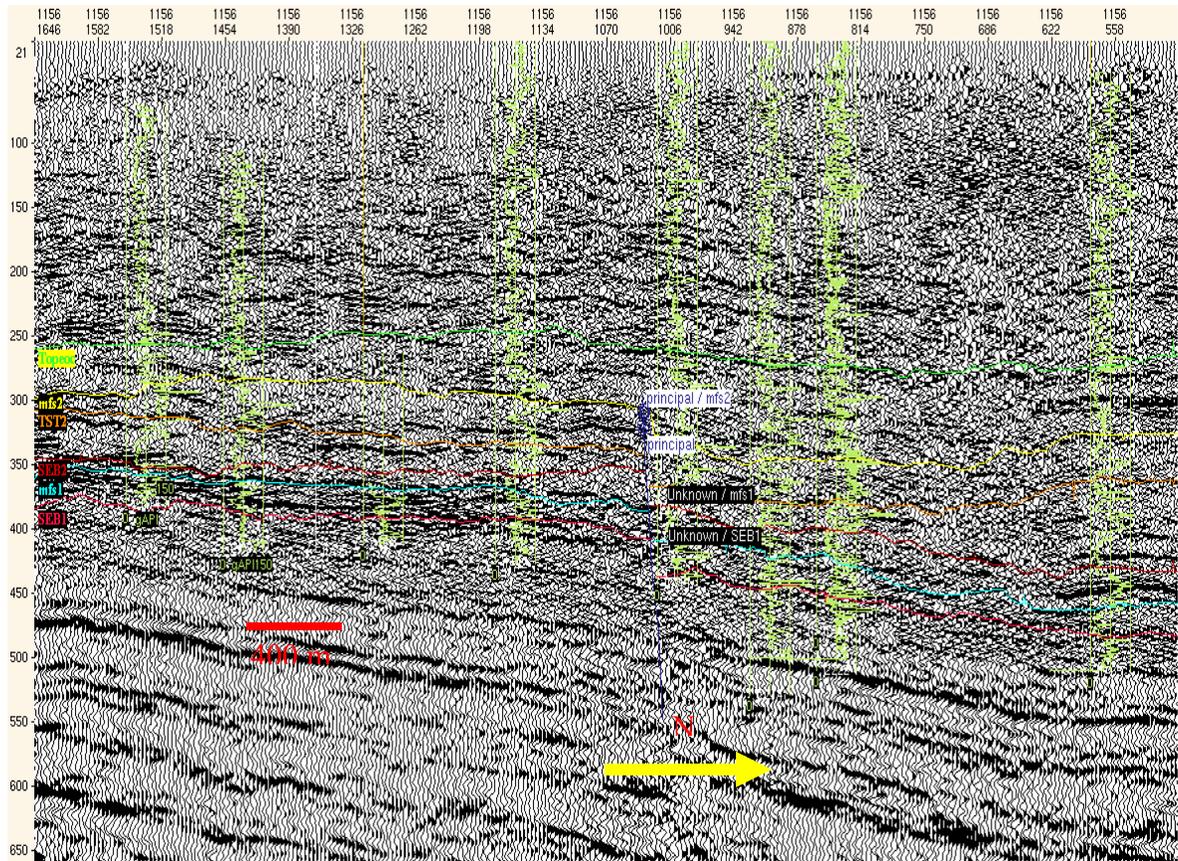


Figura 49. Distribución en perfil de trazas (VA Wiggle) de horizontes y falla principal a lo largo del crossline 1156.

5.4 Geometría Sismoestratigráfica

Debido a los cambios laterales de facies y otros factores de ruido que afectan la calidad de la resolución sísmica ha sido difícil identificar una geometría correspondiente con los sistemas encadenados de su intervalo, lo cual es ocasionado en parte por los pequeños espesores que presentan muchos de los estratos y que están muchas veces por debajo del espesor de entonación.

No obstante lo anterior, se aprecia en general una definición geométrica en varias porciones de la sísmica que se corresponde con los sistemas encadenados antes mencionados, tal y como se muestra en la figura 50 en un perfil de coseno de fase.

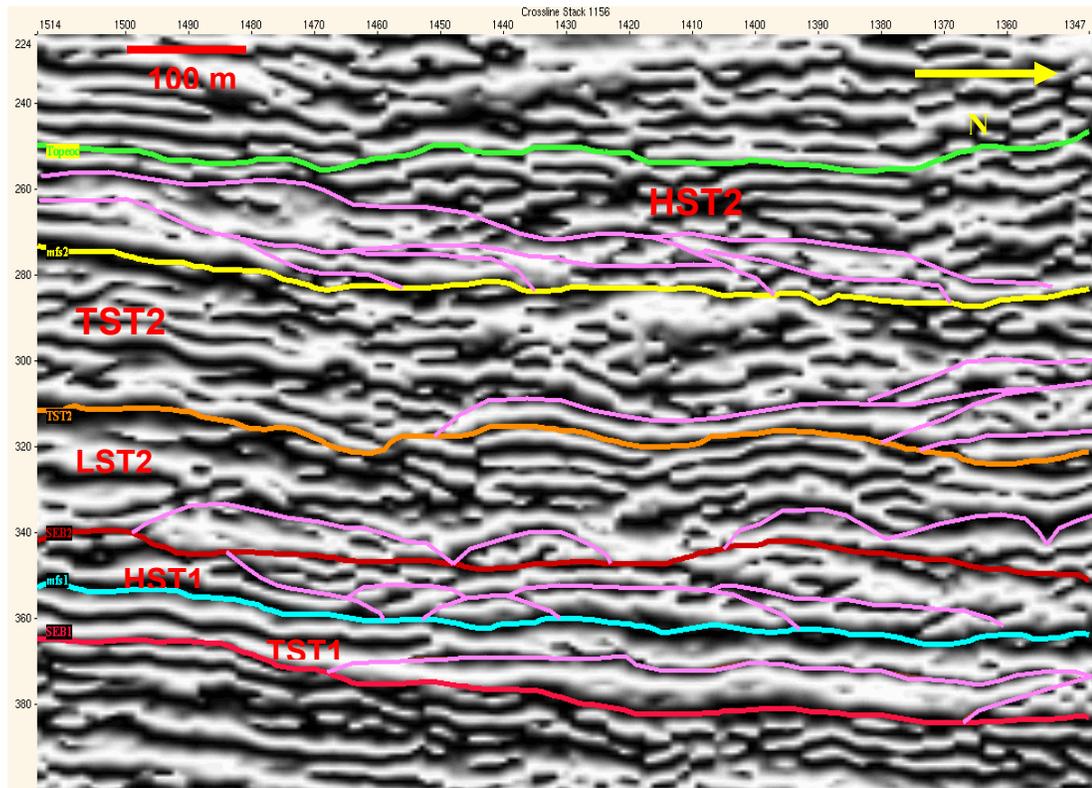


Figura 50. Geometría sismoestratigráfica de los sistemas encadenados. Se observan onlaps para los sistemas transgresivos y downlaps para los highstands y lowstands.

En la figura 50 se hace una ampliación del crossline 1145 en el atributo de coseno de fase para intentar apreciar mejor la geometría sismoestratigráfica hasta donde el efecto de espesores de entonación lo permitan.

Delimitados por sus respectivos horizontes, pueden apreciarse los 5 sistemas encadenados identificados previamente en el área. En el sistema TST1 pueden verse un leve evento clinoidal como parte de un onlapping. Algunos eventos geométricos muestran como varios onlaps de transgresión se muestran en downlaps invertidos, lo que podrá observarse con una horizontalización del estrato suprayacente.

Los downlaps observados en los sistemas HST2, LST2 y HST1 se inclinan en dirección al norte indicando una clara tendencia progradante, que en este caso es de carácter deltaico.

Estas geometrías presentan numerosas discontinuidades a lo largo de todo el levantamiento, sin embargo pueden llegar a identificarse ciertas tendencias que abogan por clinomorfos y sigmoides interrumpidos por resolución. Las geometrías y eventos que se observan en estos datos sísmicos tienen la característica del poco espesor de sus eventos; lo que indica que las depositaciones del área correspondiente al Campo Tambaredjo - pese a mostrar patrones claros de depositación - estos se presentan en una escala particularmente pequeña. Esto puede explicar fácilmente porque los intervalos productores de los pozos suministrados son tan delgados.

5.5 Ventanas de Tiempo (Time Slices)

En diversas porciones del área pueden identificarse potenciales formas de facies mediante el uso de “Time Slices”, especialmente en términos de amplitud. Estos cortes de amplitud permiten estimar procesos para compararlos con mapas de diversos atributos.

Los contrastes de amplitud, en ciertos casos, pueden coincidir con otros cortes de diversos atributos. No obstante, se deben tomar en cuenta las características geología y acústicas presentes en el área para realizar interpretaciones más precisas. Un ejemplo de esto se muestra en la figura 51.

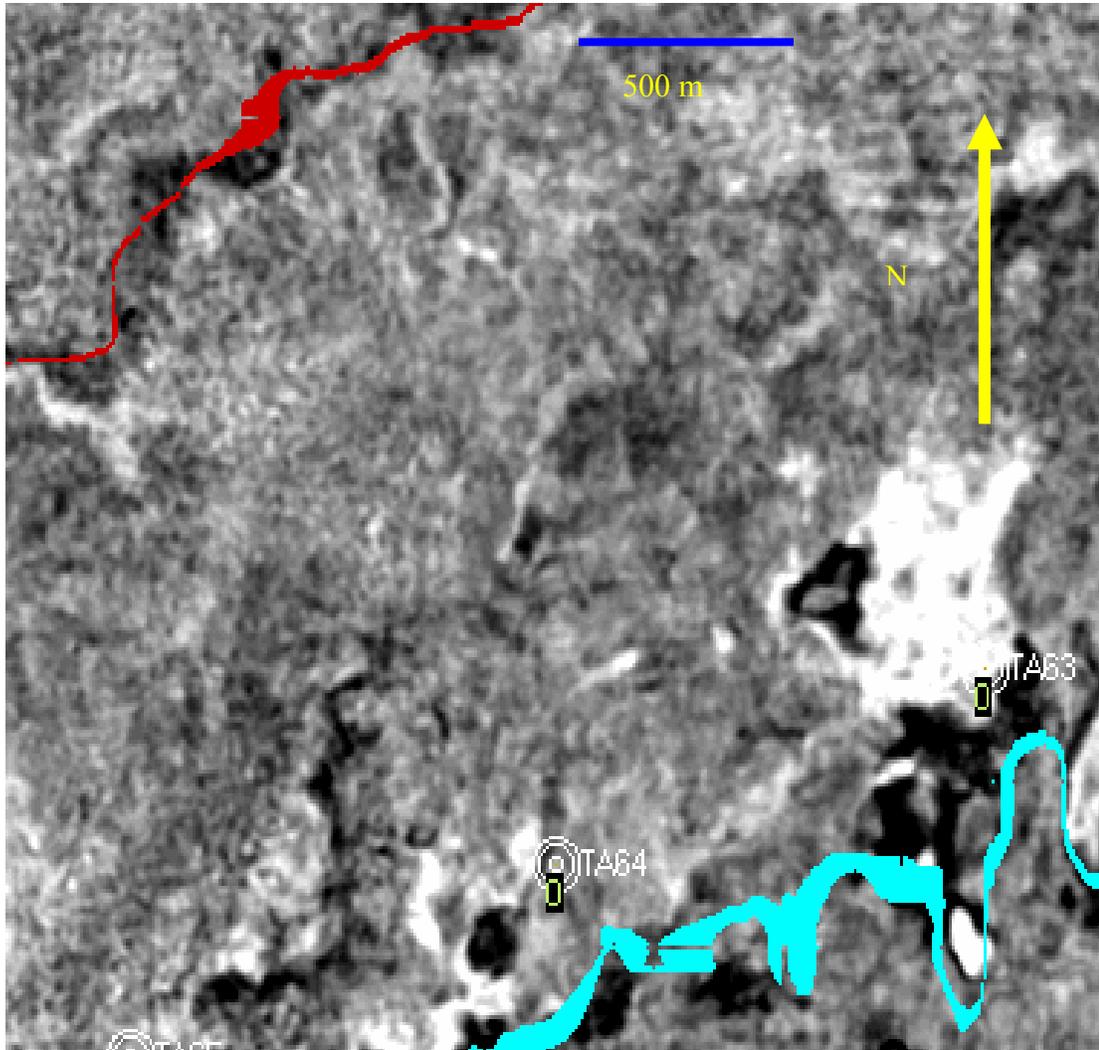


Figura 51. Potenciales facies de canales adyacentes al pozo TA64 resaltado por contrastes de amplitud a 300 ms.

Las potenciales facies de canales observadas en el corte de la fig. 51 con distintos grados de contraste. Dichas facies pueden ser meandriformes con diversos grados de sinuosidad. La calidad de las arenas presentes en estos canales puede variar de acuerdo al área del estudio y conforme su relación con el buzamiento general de la zona que tiene dirección hacia el norte.

5.6 Cubos de Coherencia y Amplitud

El despliegue de distintos volúmenes de coherencia ha permitido apreciar el contraste producido por estructuras de fallas y canales presentes a lo largo del área interpretada. Estos contrastes de Coherencia coinciden en grado sumo con volúmenes de amplitud.

Estos cortes permiten visualizar y diferenciar estructuras que no sería posible observar sólo con la ayuda de perfiles – como ocurre con las líneas 2D - y así distinguir entre contrastes de fallas y de canales.

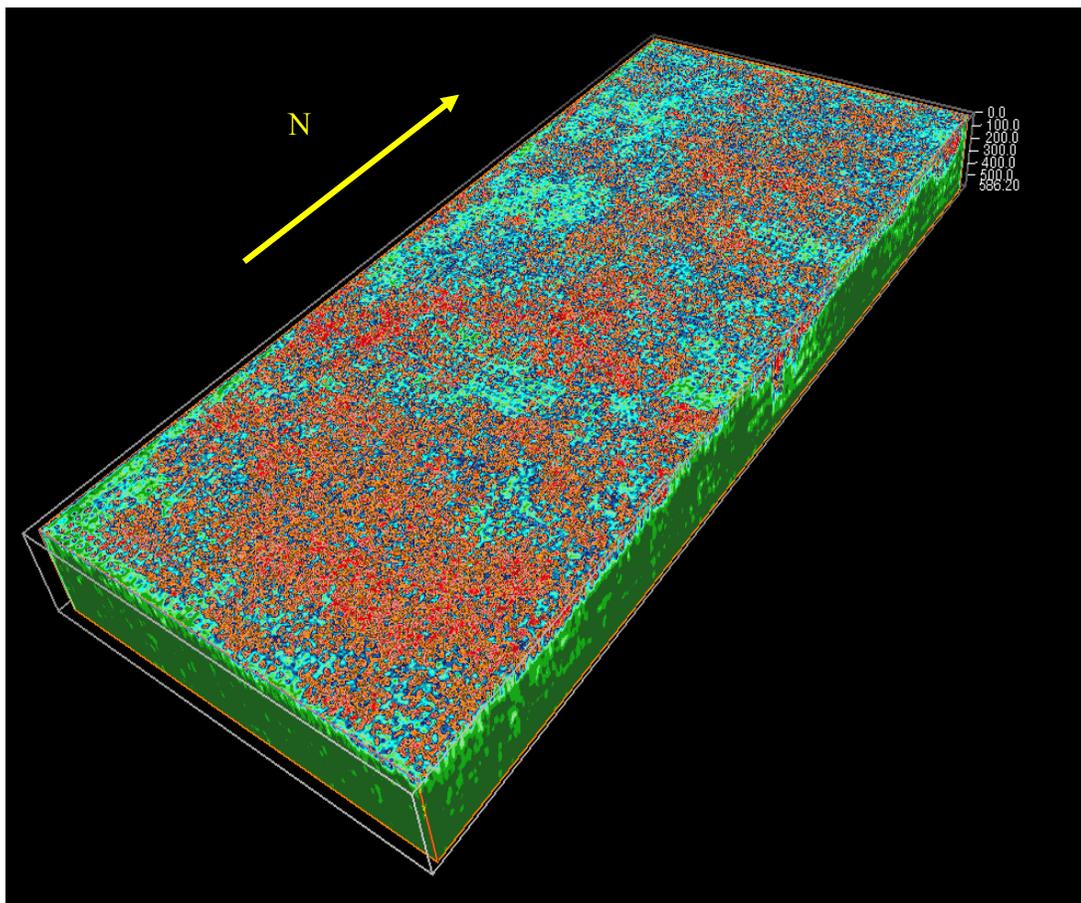


Figura 52. Cubo de Coherencia.

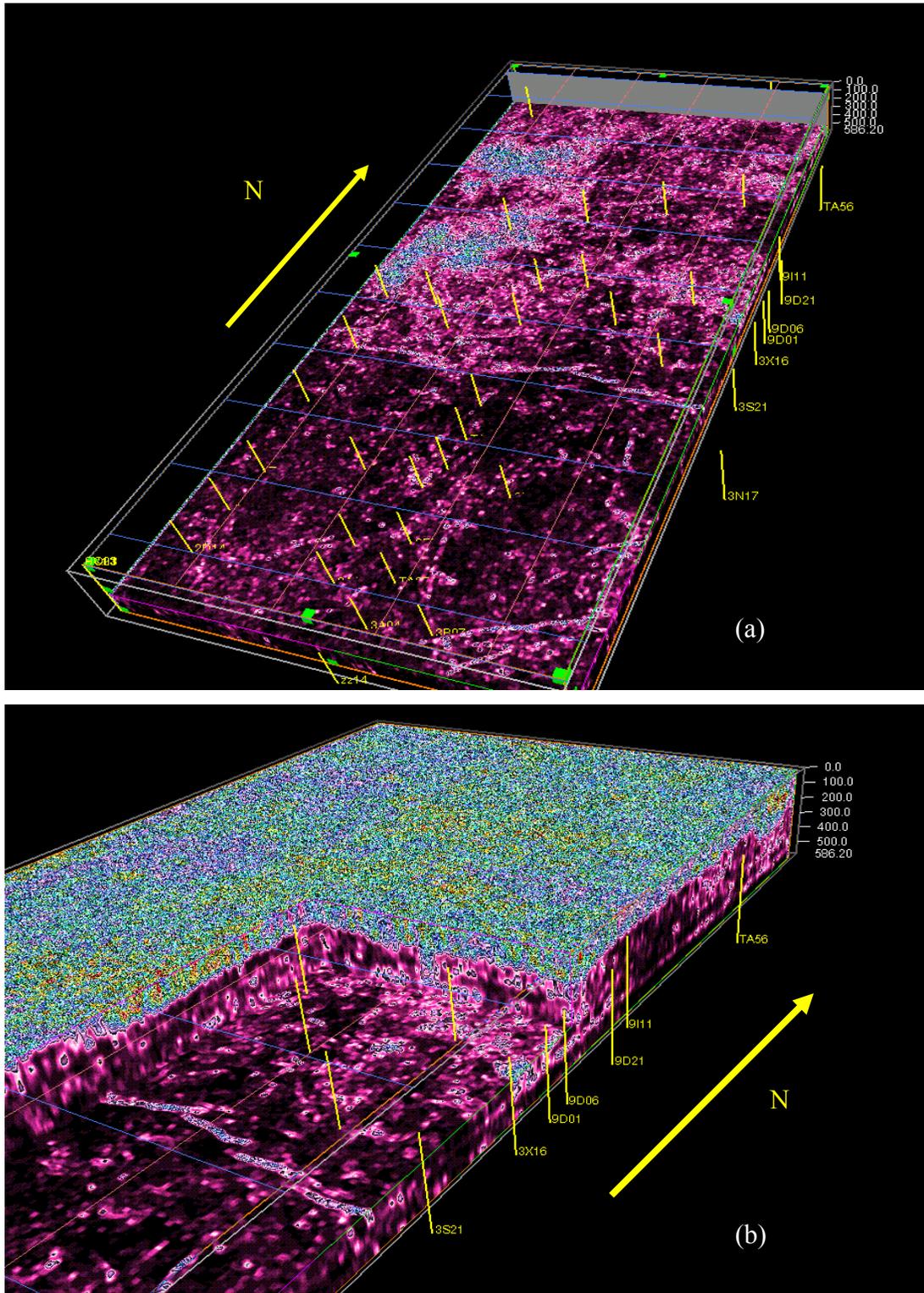


Figura 53. Cortes de un Cubo de Coherencia. En (a) y (b) se observan contrastes de fallas y canales.

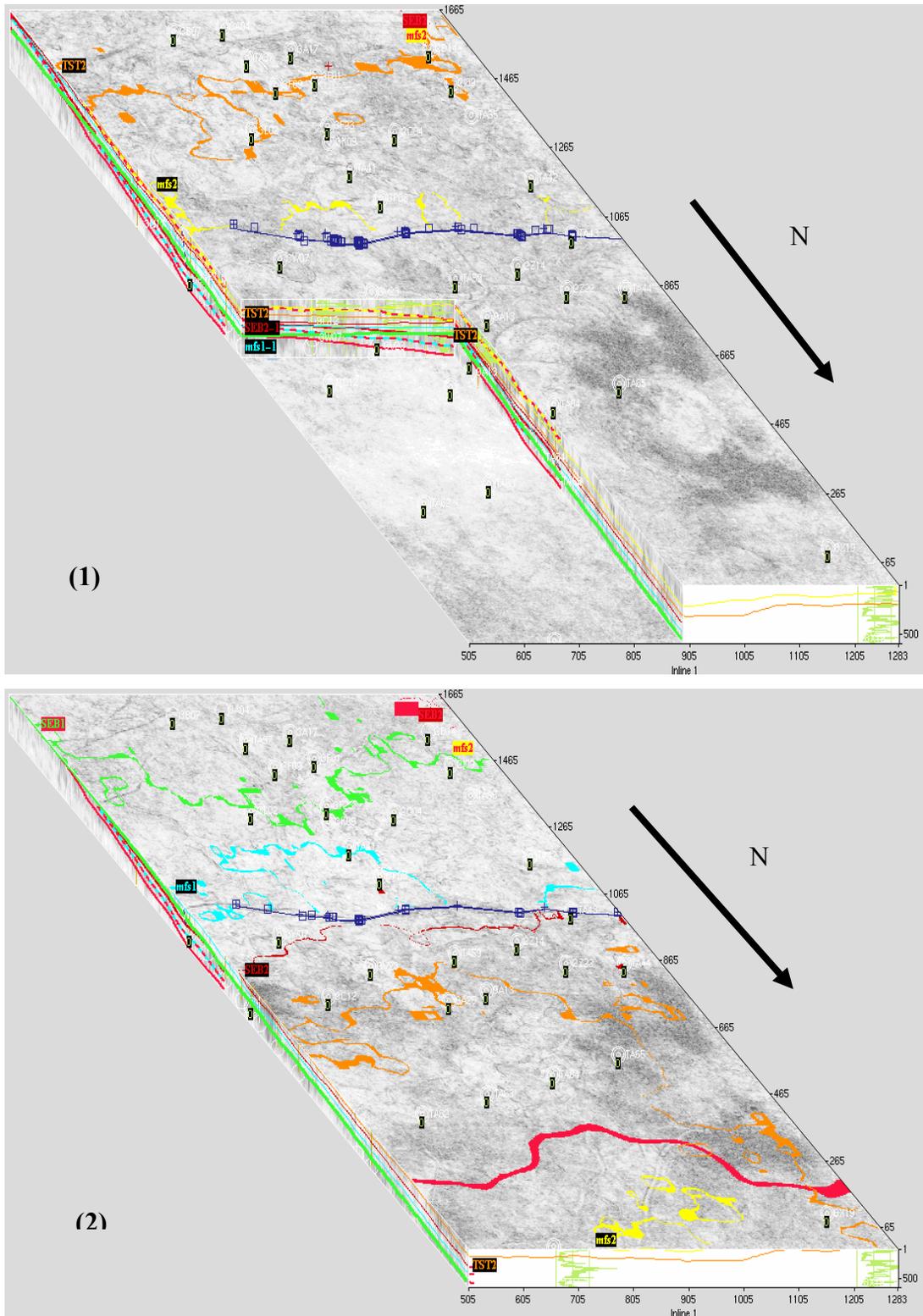


Figura 54. Cortes de Amplitud de un Cubo Sísmico. Se observa como en los dos diferentes (1) y (2) intervalos de corte se mantienen constantes las concentraciones de canales en las partes más oscuras. Los horizontes adquieren formas de canal en los cortes.

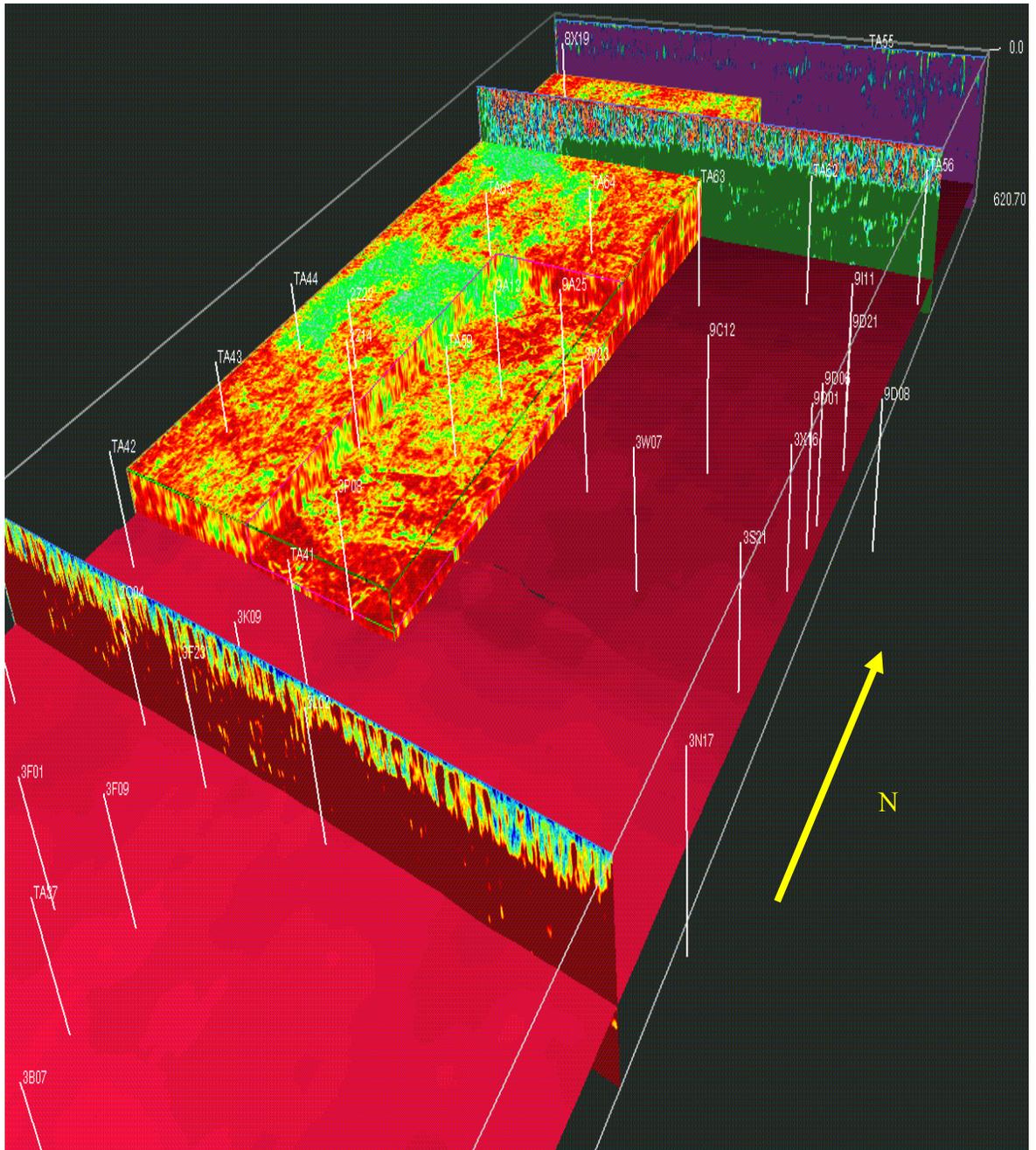


Figura 55. Distribución de Cortes de Coherencia. Con la ubicación de los pozos se muestra la ubicación de fallamientos y canales.

5.6.1 Horizontalización de Superficies (Horizon Flattening)

La horizontalización de superficies o “horizon flattening” es un procedimiento que permite observar como era la topografía de los estratos subyacentes al estrato horizontalizado antes o al momento de su depositación.

En este caso, para estimar la paleotopografía durante el ciclo de inundaciones del área de estudio, se efectúa este procedimiento con las dos superficies de máxima inundación identificadas en la interpretación secuencial, con el fin de evaluar forma de los horizontes inmediatamente subyacentes a cada una de ellas.

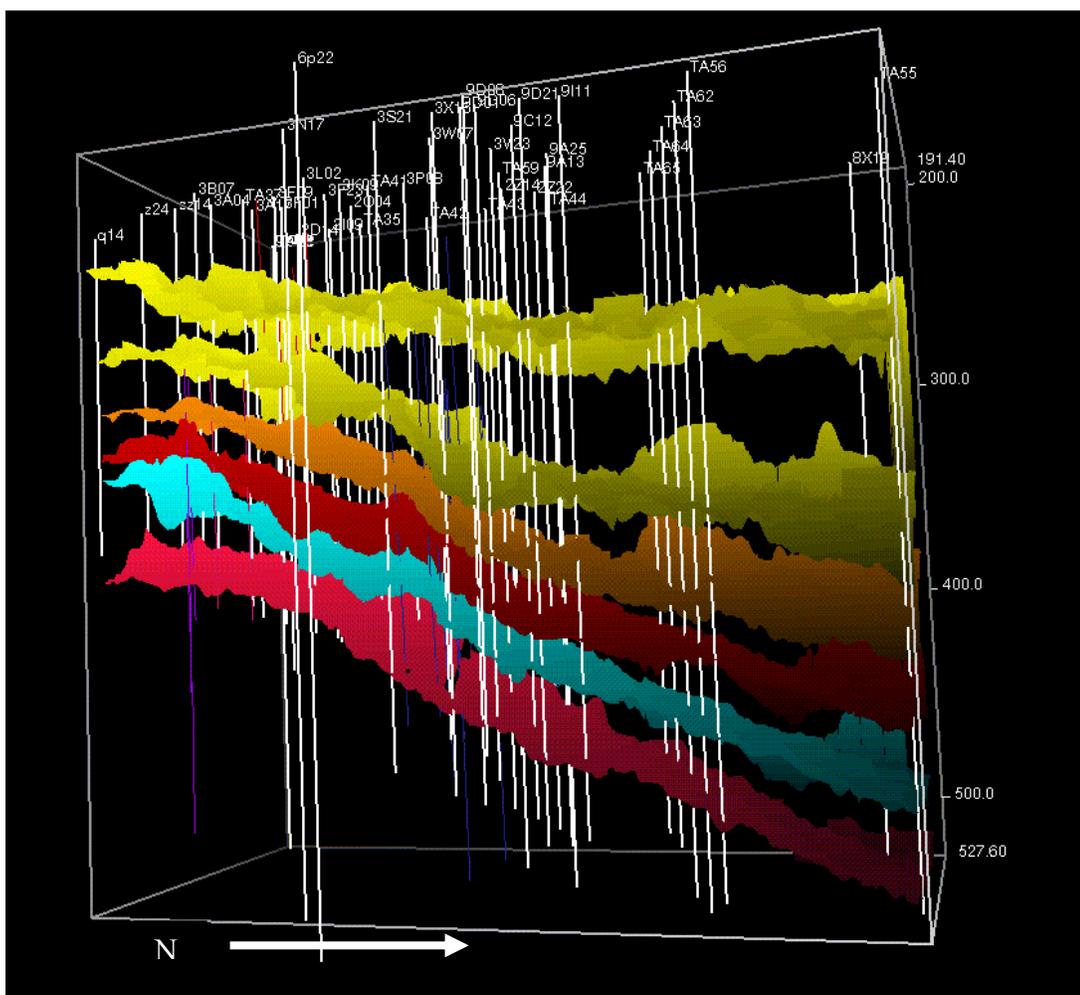


Figura 56. Distribución espacial de horizontes identificados en un volumen con penetración de pozos.

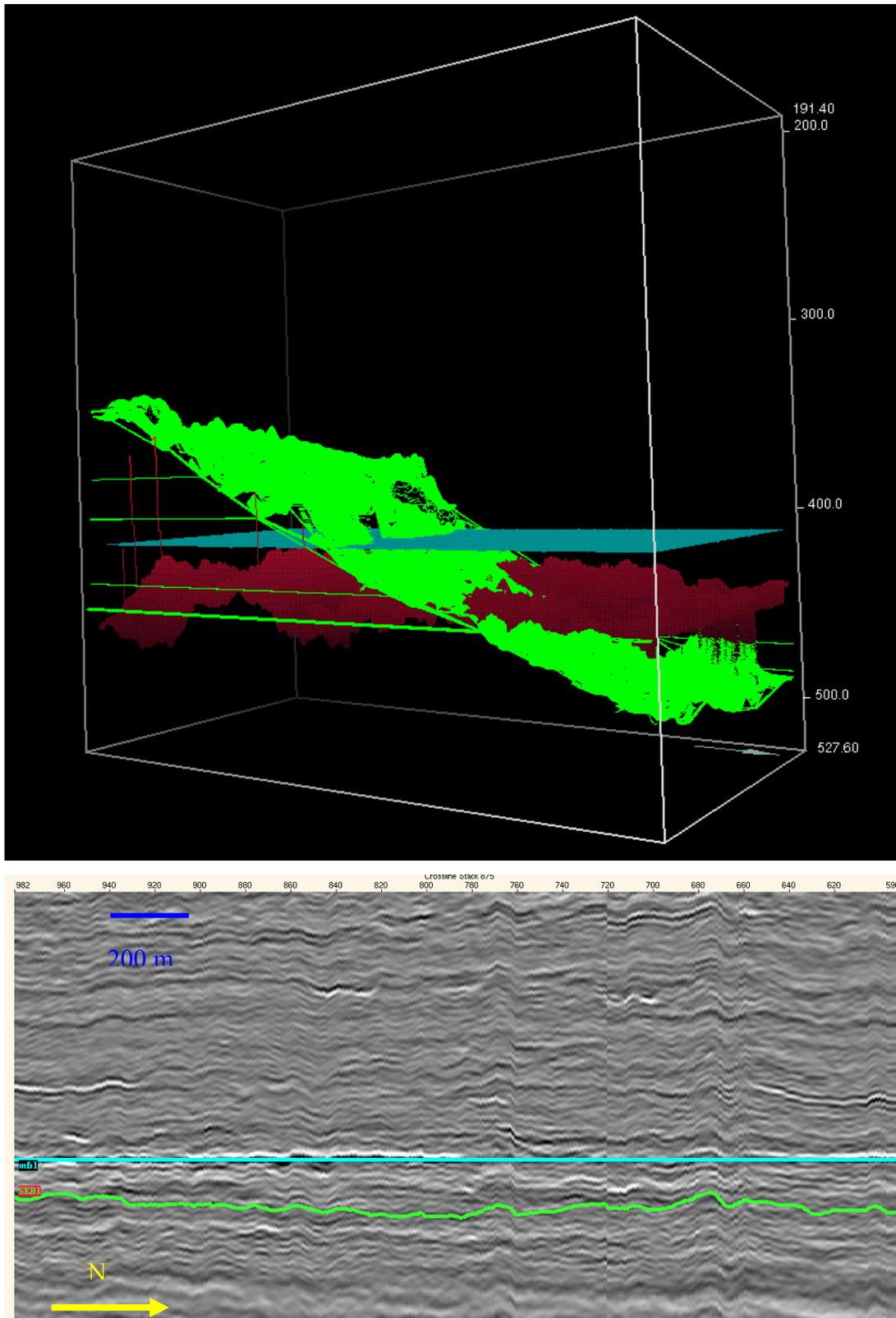


Figura 58. Horizontalización de MFS1. Arriba, en 3D; y abajo en perfil 2D se observa la paleotopografía del límite de secuencia SEB1.

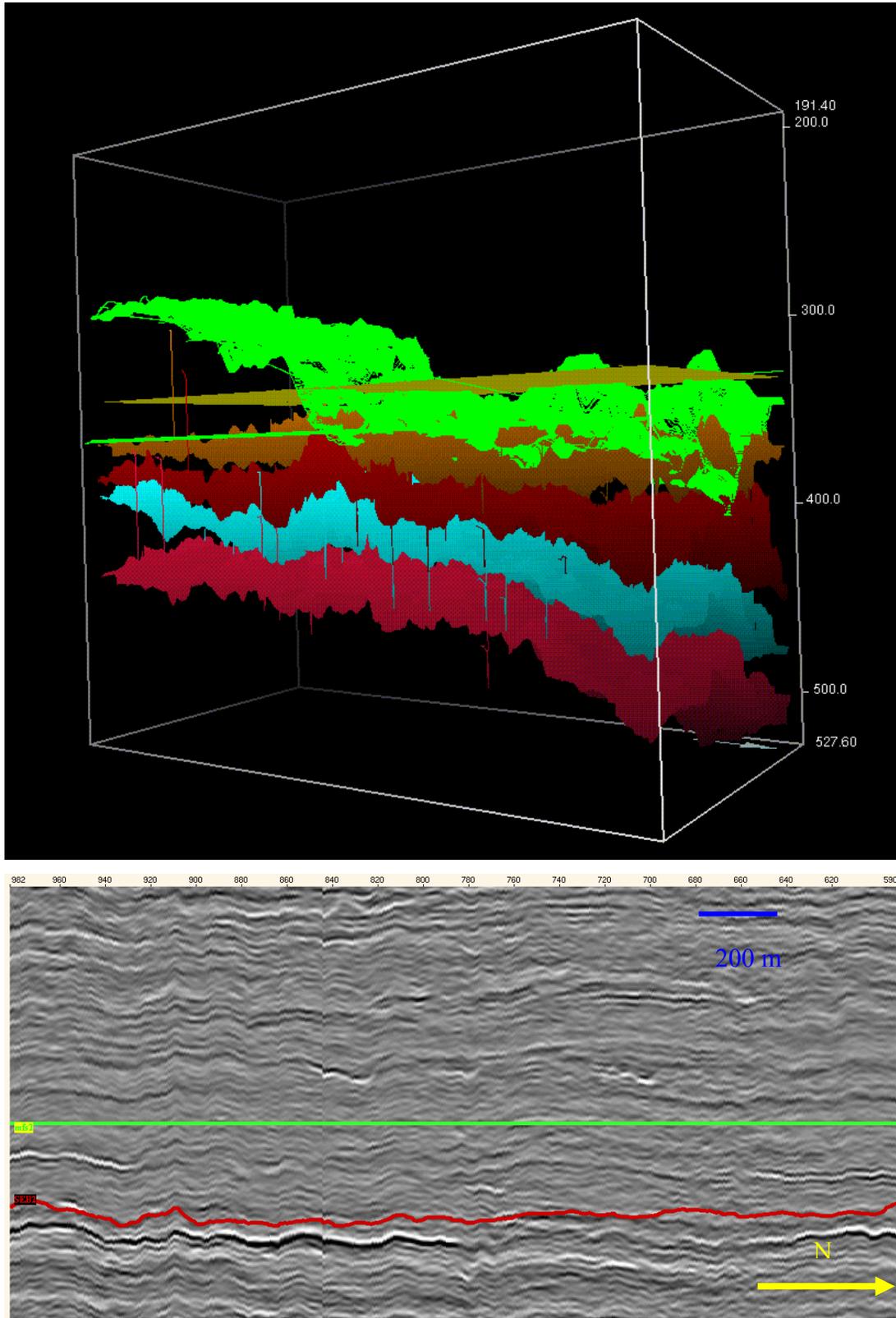


Figura 59. Horizontalización de MFS2 (Horizon Flattening).

Las figuras 58 y 59 muestran como – mediante la horizontalización de las superficies de máxima inundación - las estructuras de canales se hacen evidentes con una continuidad vertical que indica que no se trata de un evento aislado. Ellos pudieron haber correspondido a valles incisos formados previamente a la máxima inundación.

En las secciones tridimensionales se muestra también una simulación de la topografía areal que estaba presente, y que puede corroborarse con los mapas estructurales en profundidad, luego de la respectiva conversión.

5.7 Generación de Mapas en Tiempo

Los mapas en tiempo fueron editados a partir de grids de la aplicación I- Main, en CPS – 3. Se aplicaron técnicas de suavizado según el esquema geológico estructural conocido.

Cada mapa posee una escala común en milisegundos y corresponde a cada superficie de los horizontes interpretados anteriormente.

En las figuras 60 y 61 se observa el buzamiento general del área, la cual es generalmente de rumbo Sur – Norte. Se toma como referencia la superficie de máxima inundación MFS1.

Estos mapas y mallados (grids) sirvieron como elemento inicial para generar los mapas en profundidad y de espesores.

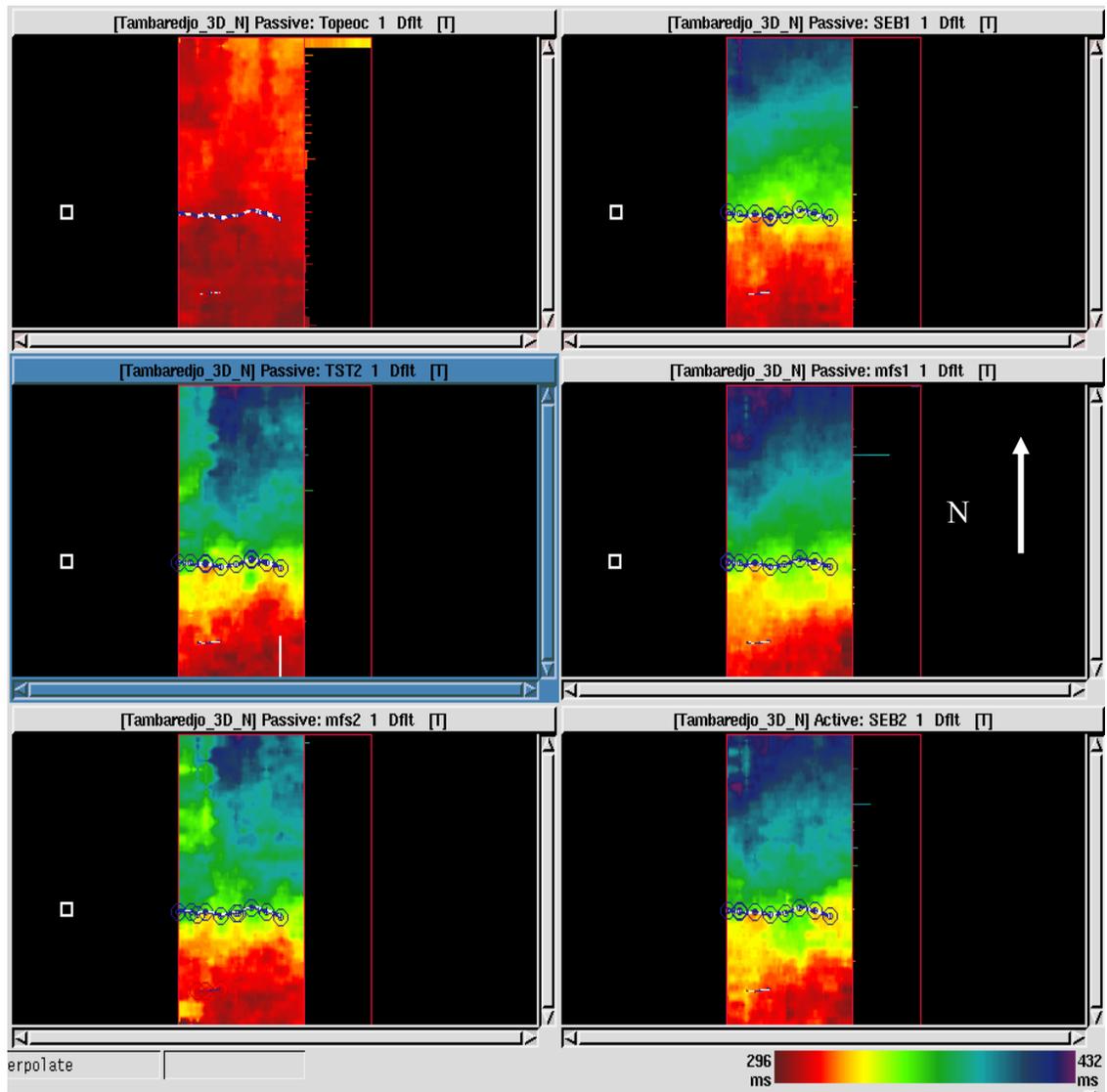


Figura 60. Mallados preliminares de cada uno de lo horizontes interpretados.

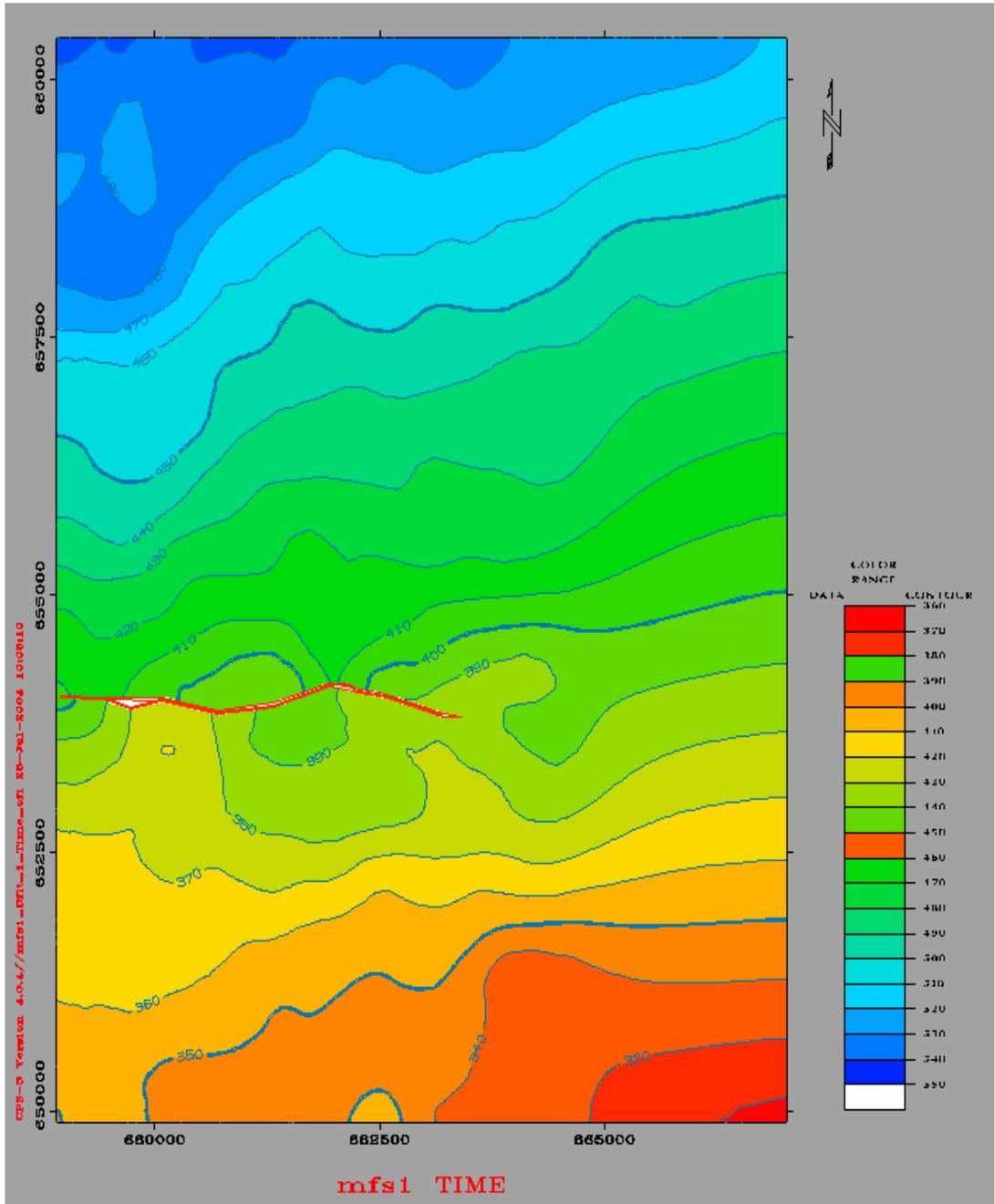


Figura 61. Mapa en tiempo del horizonte MFS1.

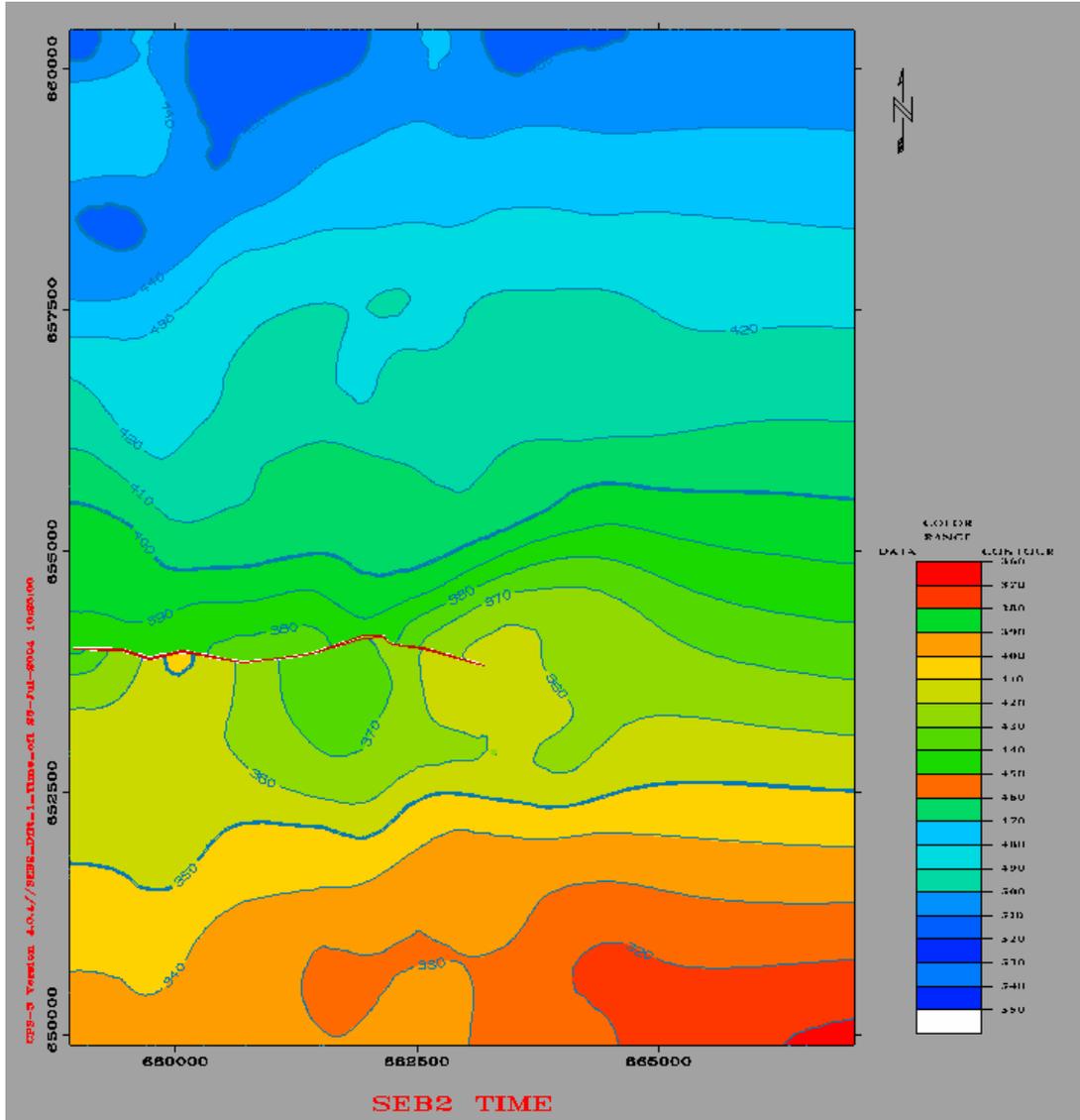


Figura 62. Mapa en tiempo del horizonte SEB2.

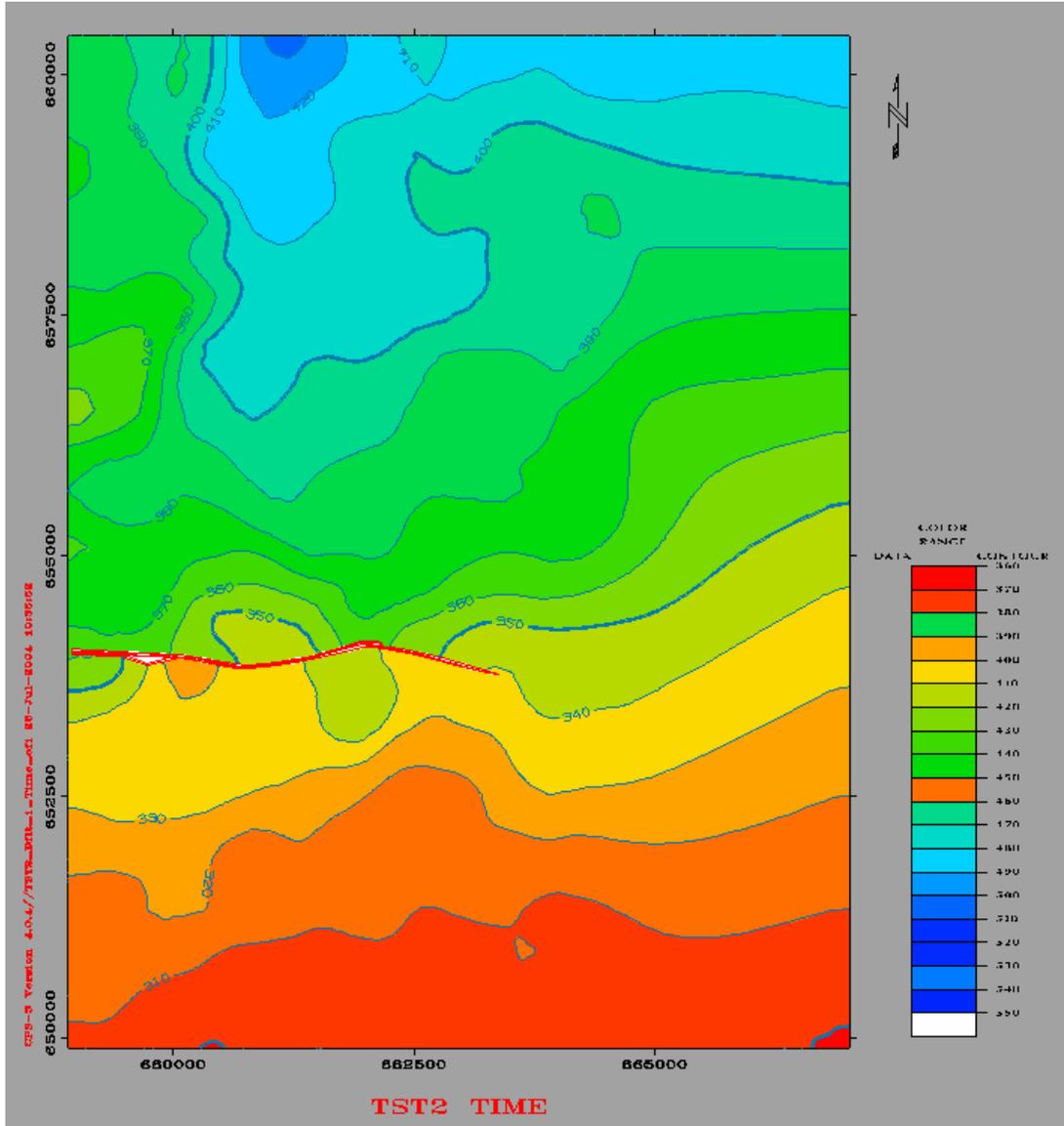


Figura 63. Mapa en tiempo del horizonte TST2.

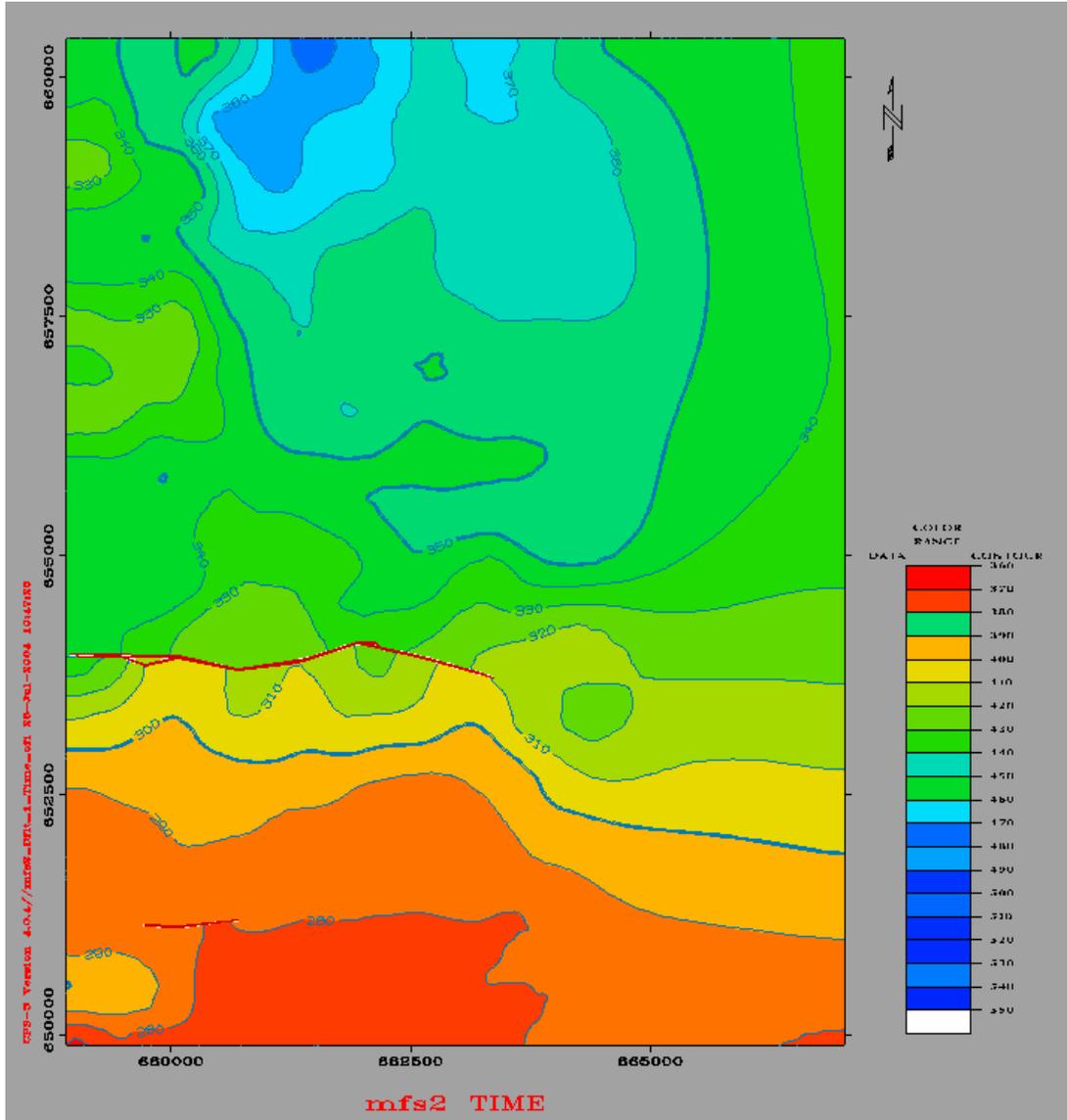


Figura 64. Mapa en tiempo del horizonte MFS2.

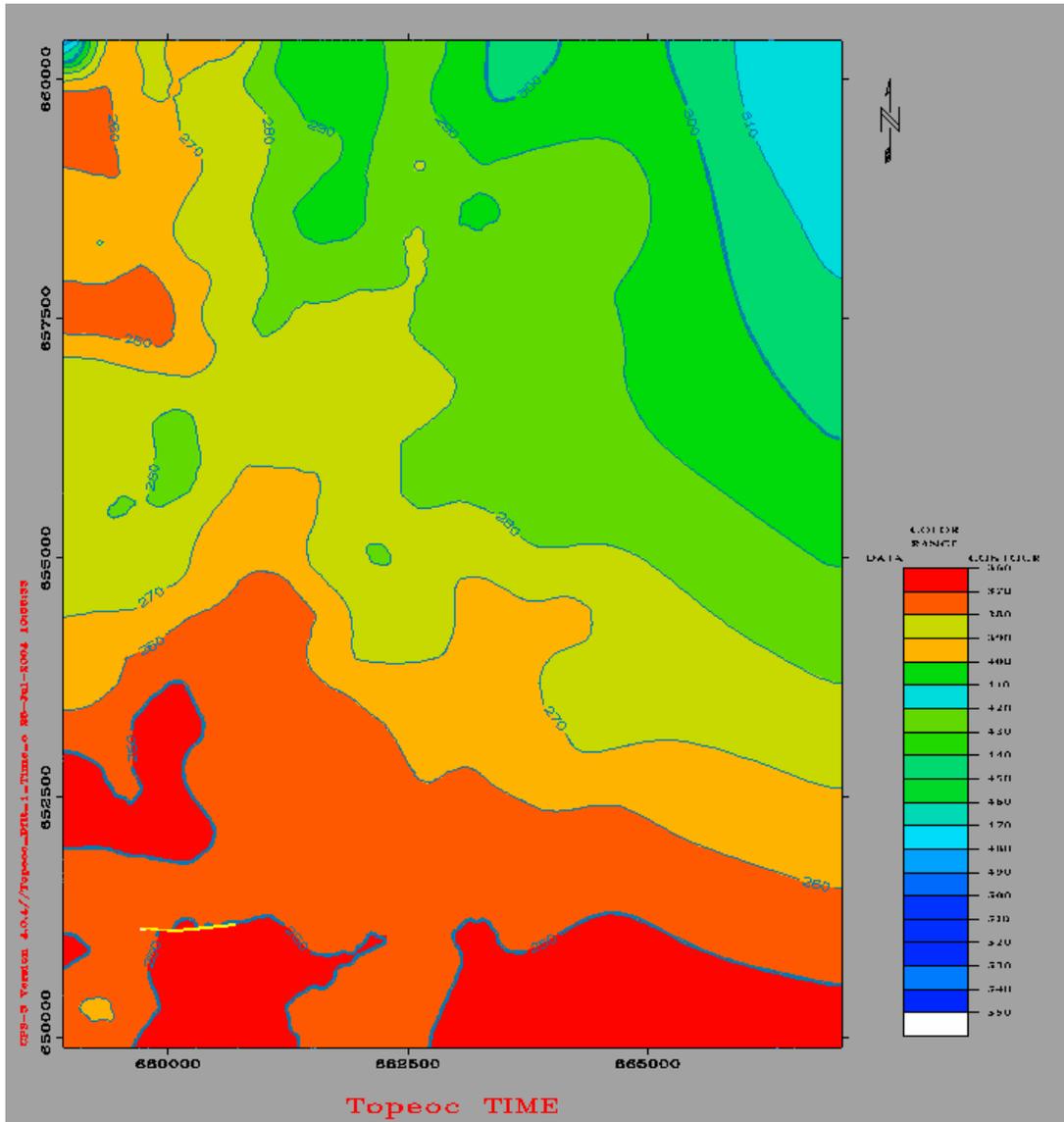


Figura 65. Mapa en tiempo del horizonte Topeoc.

CAPÍTULO VI

CONVERSIÓN TIEMPO – PROFUNDIDAD

En virtud de la ausencia de perfiles sísmicos verticales (VSP's) y / o Tiros de Verificación Sísmica (Checkshots) que permitan una referencia más actual de profundidad, el procedimiento de conversión consistió en usar la referencia de las TZ del sismograma sintético generado a partir de registros sísmicos (sólo disponibles en algunos pozos) y se correlacionaron con los marcadores de los pozos.

Mediante el uso de la Función de Velocidad de Acheson, la cual es una transformación empírica de las ecuaciones de Faust - que relacionaban a su vez empíricamente la velocidad con la profundidad y otros parámetros – se procedió a integrar los registros sísmicos de diversos pozos con los datos numéricos de un checkshot impreso del pozo TA37. Ello quedó integrado en la siguiente ecuación:

$$Z(t) = [(1/2a)t - (b/a)]^2 (1/n)$$

Donde:

Pendiente (a) = 0.471101851

Factor de Compactación (n) = 0.865565624

Constante (b) = -10.5922537

Velocidad Inicial = 2452.36545

Error Estándar (ms de TWT) = 9.33

Luego de aplicada la ecuación se procedió a efectuar el control de pozos con sus respectivos marcadores a través de los horizontes identificados en la sísmica.

6.1 Generación de Mapas Estructurales en Profundidad

Los mapas generados corresponden a los límites de secuencia y superficies de máxima inundación identificados. En cada uno de ellos se observan particularidades estructurales y morfológicas que están corroboradas con los mapas de espesores por secuencia.

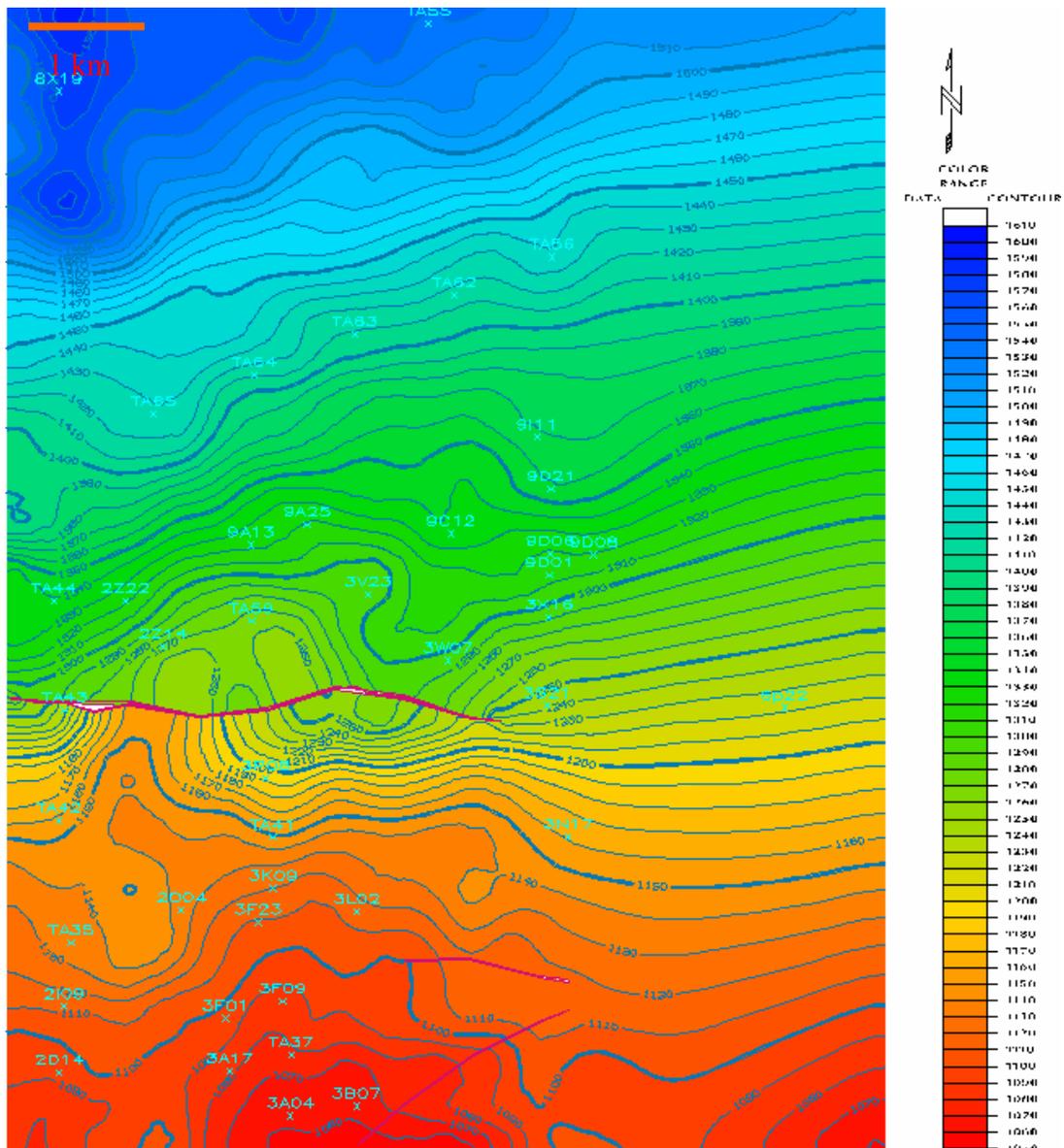


Figura 66. Límite de secuencia SEB1 en profundidad, con una tendencia suave de buzamiento hacia el norte.

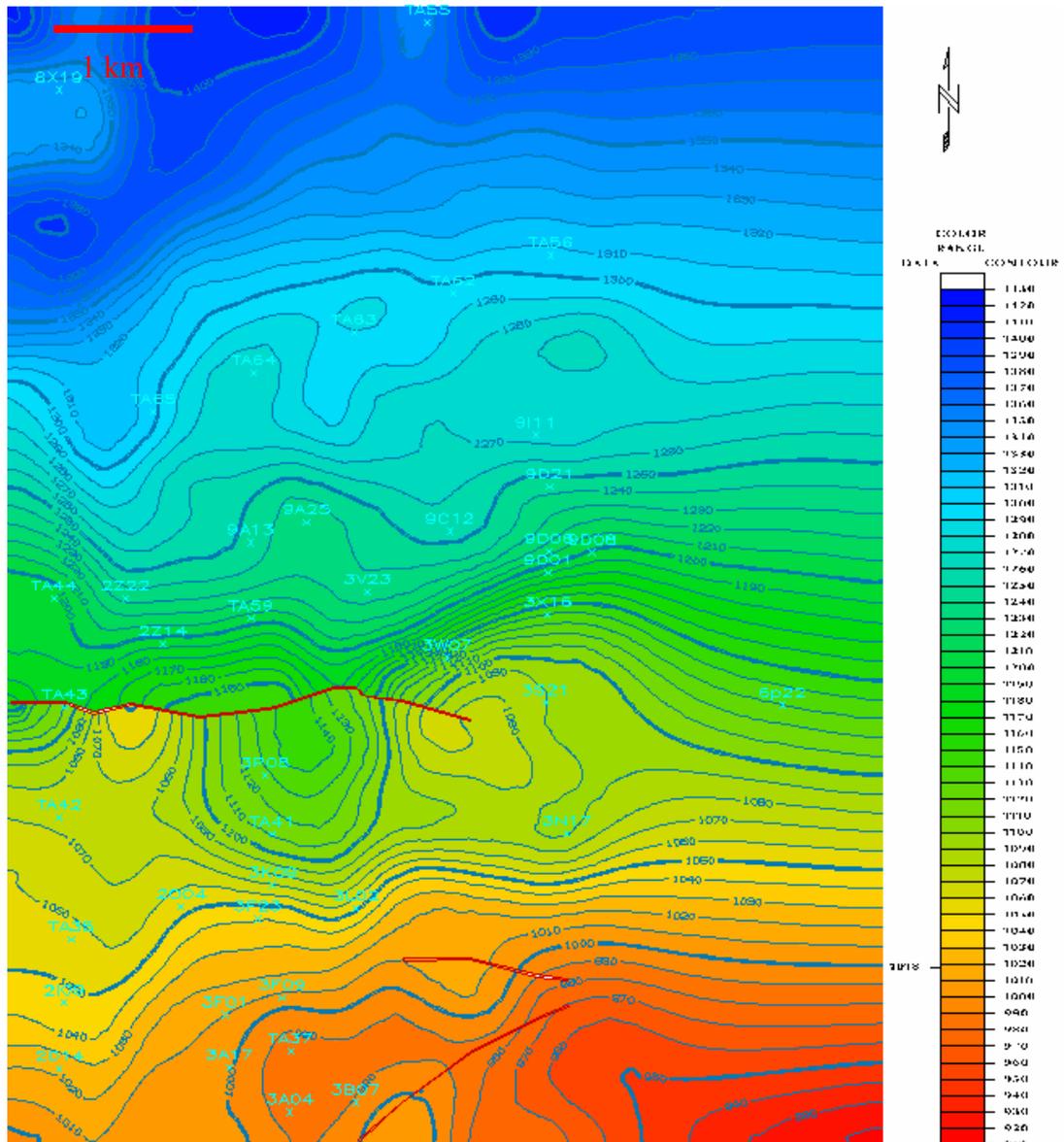


Figura 68. Límite de Secuencia SEB2 en profundidad. Adyacente a la falla principal y en el extremo noroeste se observa depresiones estructurales.

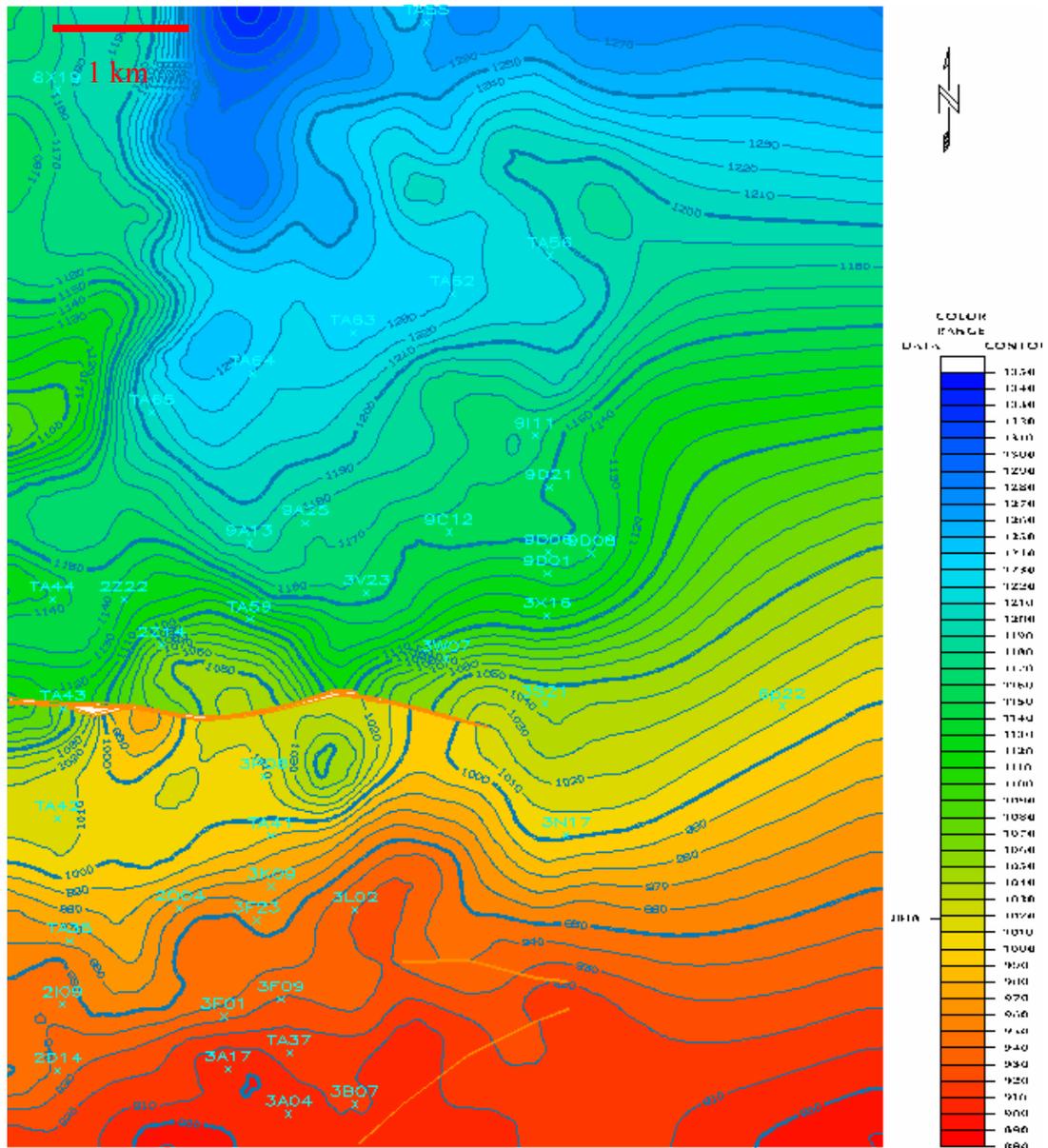


Figura 69. Superficie transgresiva TST2 en profundidad. Hacia el centro norte se observa un bajo estructural en forma de fosa.

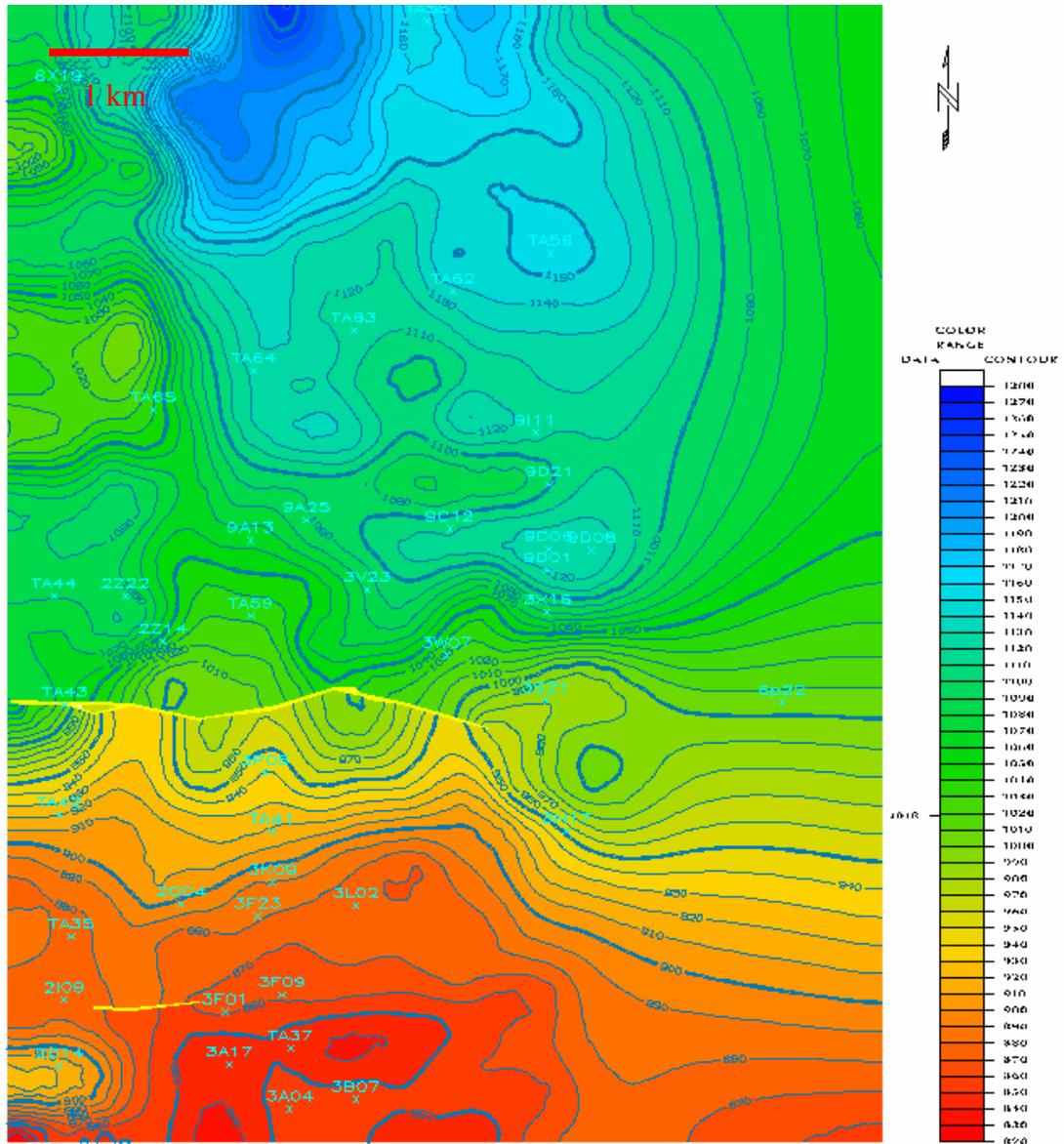


Figura 70. Superficie de máxima Inundación MFS2 en profundidad.

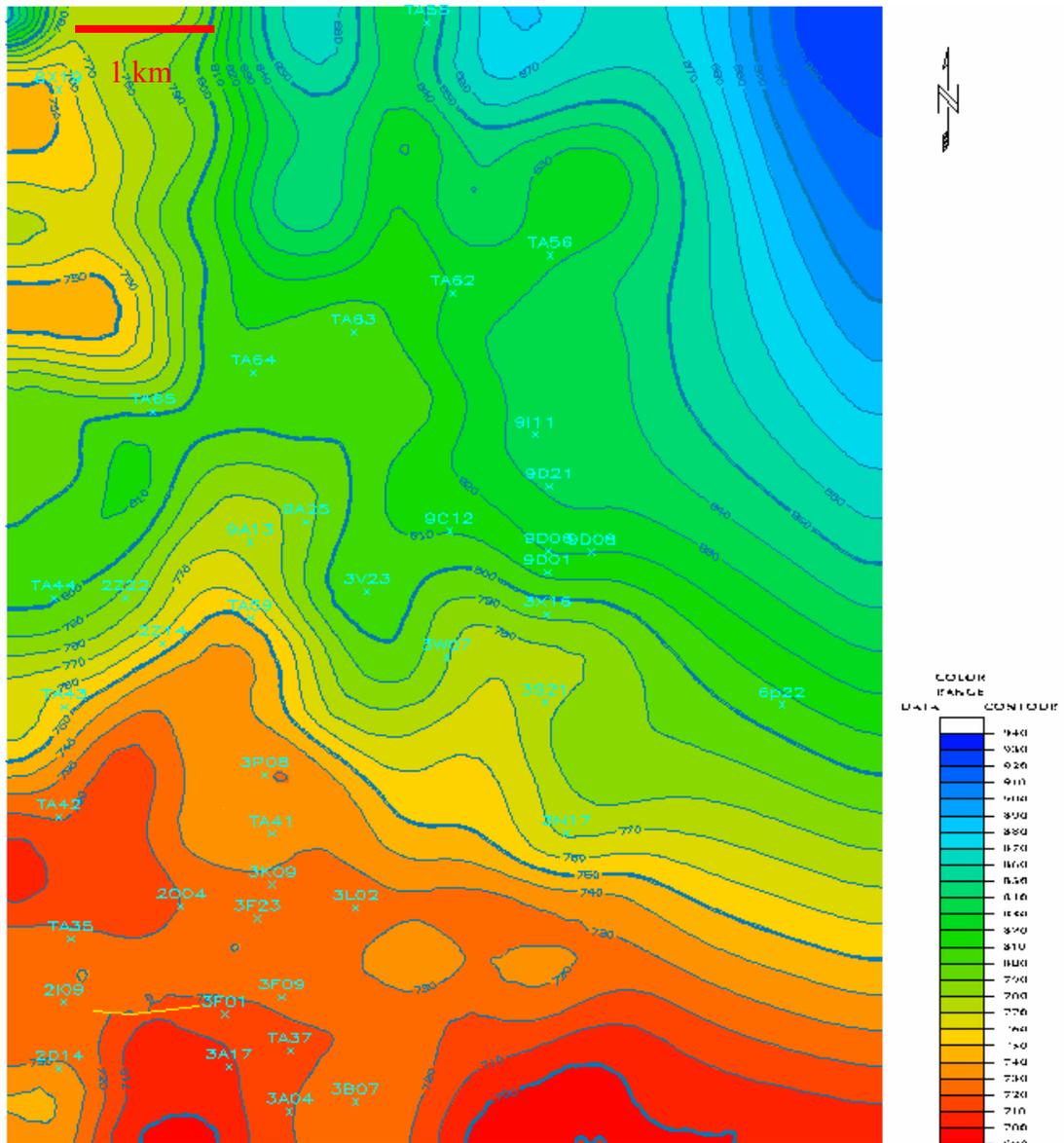


Figura 71. Límite de secuencia Topec en profundidad.

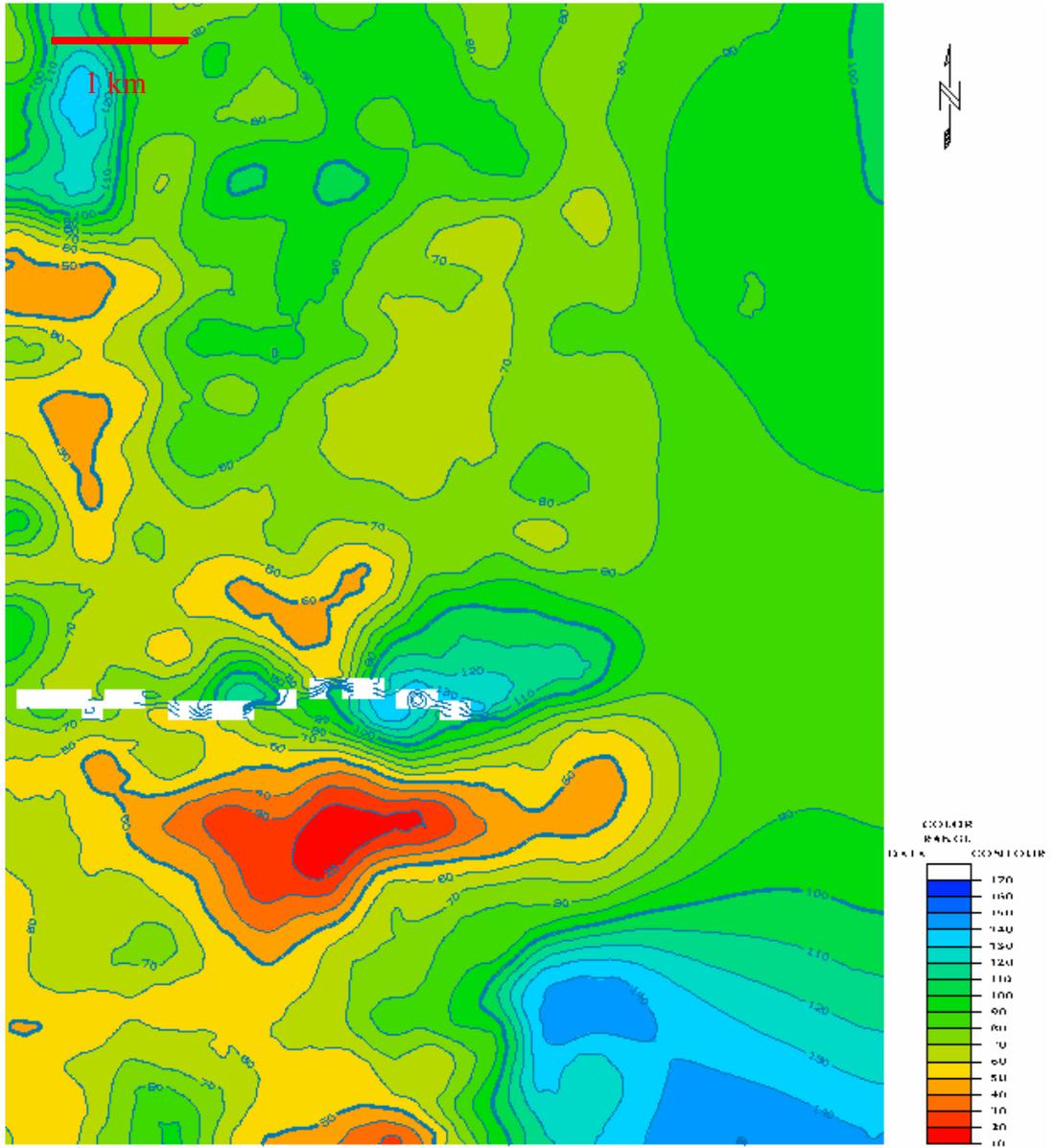


Figura 73. Espesor de secuencia SEB1 – MFS1.

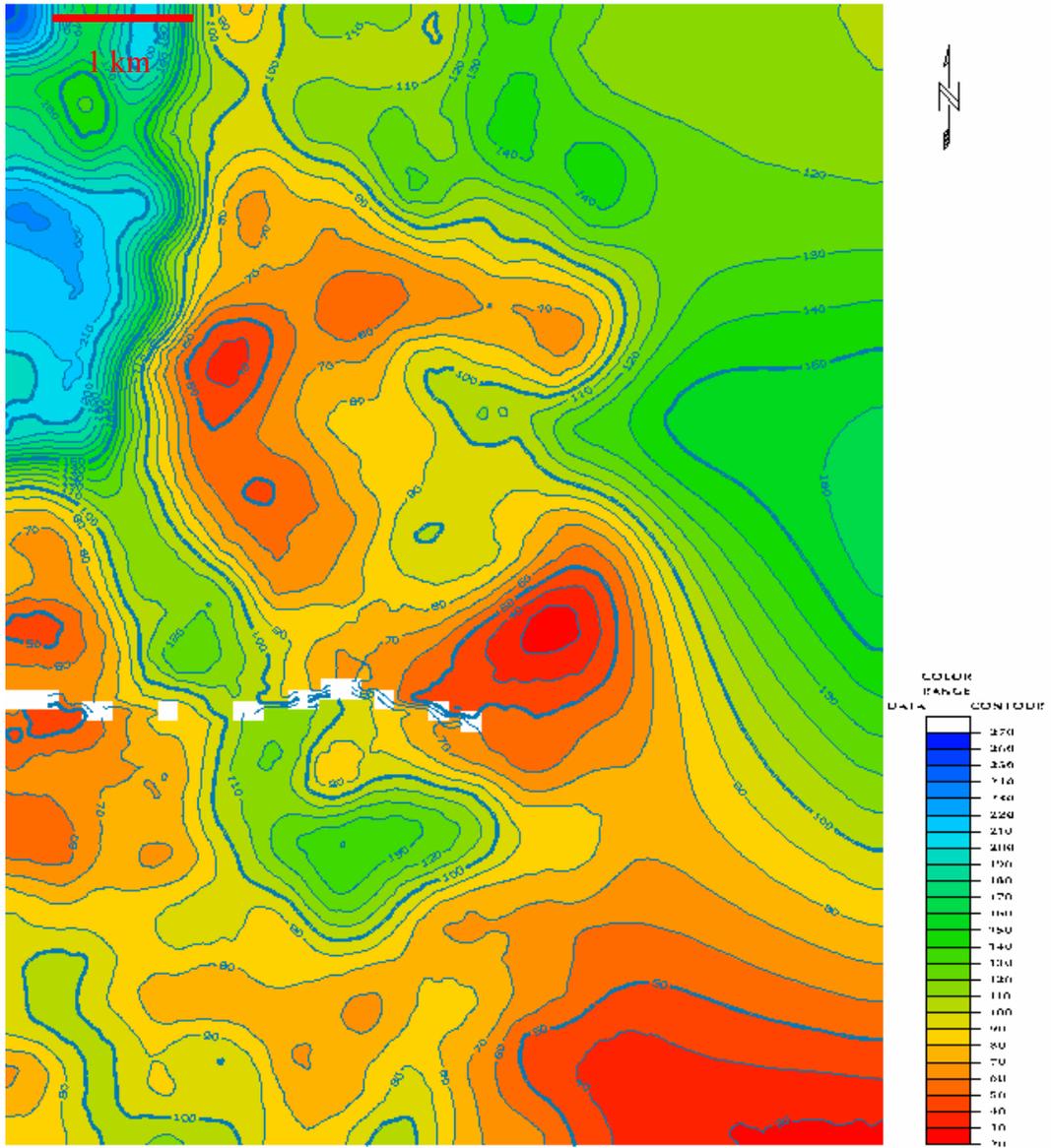


Figura 74. Espesor de Secuencia SEB2-TST2.

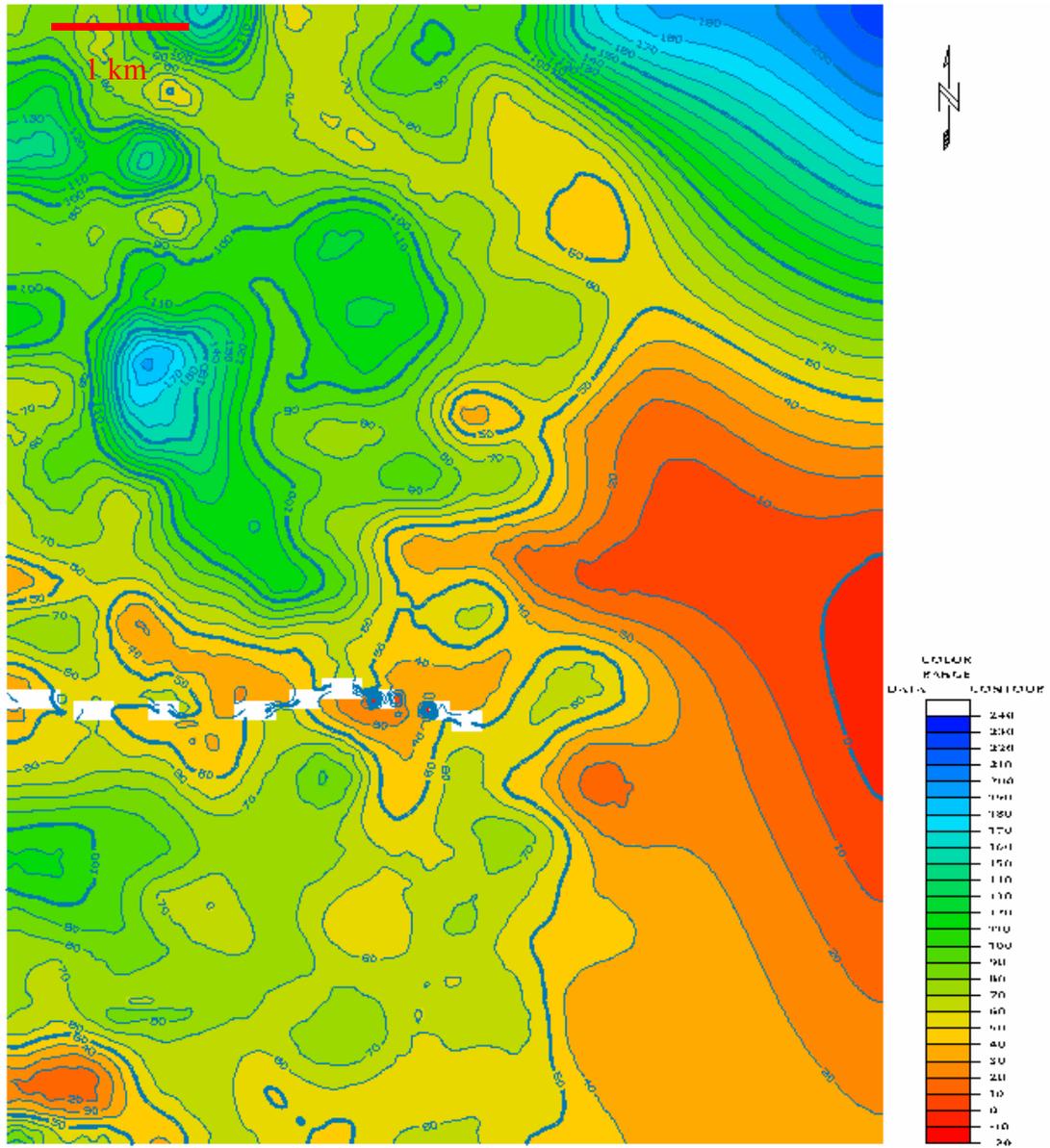


Figura 75. Espesor de secuencia TST2-MFS2.

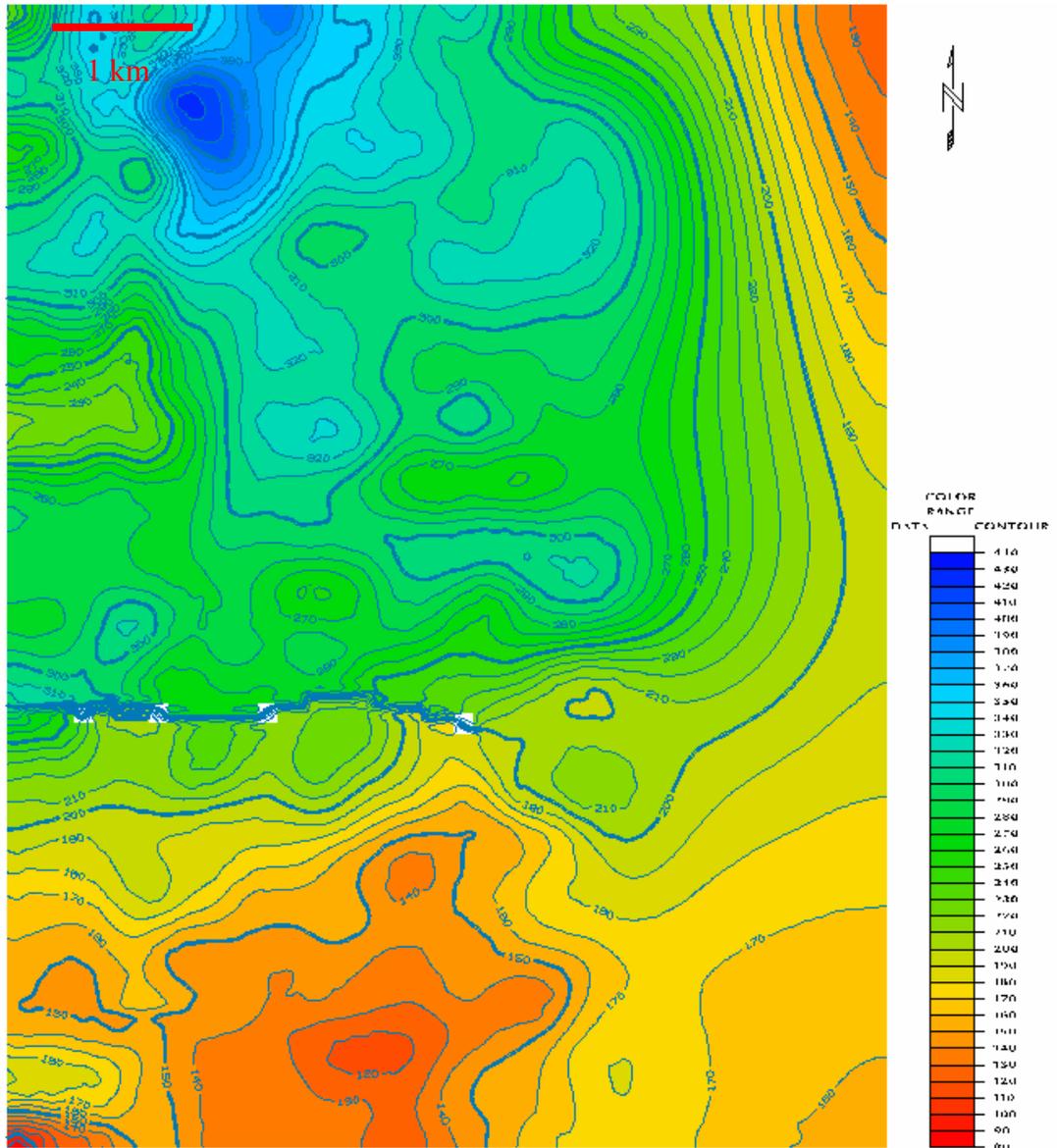


Figura 76. Espesor de secuencia MFS2-Topeoc.

En las figuras 73, 74, 75 y 76 se muestran la morfología estructural de los sistemas encadenados y secuencias en términos de espesores.

En la supersecuencia SEB 1 – Topeoc se observan espesores de hasta 800 pies, lo que muestra la continuidad estructural de la formación Saramacca. El sistema TST1 de la fig. 74 tiene espesores promedio de 40 pies por lo que sus secuencias productoras son de favorable medición. La secuencia más delgada es la correspondiente al sistema HST1, el cual en algunas partes del mapa se hace cero.

7.2 Análisis de Sismofacies

Las sismofacies identificadas corresponden a patrones visibles y presentes en la generalidad del área de estudio, algunas otras porciones del área presentan formas geométricas que no se ajustan a la geología conocida, por lo que se pueden relacionar con problemas de calidad. Las sismofacies más comunes en el área de estudio se muestran en los siguientes patrones sísmicos de las figuras 77, 78 y 79.

Las facies paralelas observadas en gran parte de la sísmica pueden ser indicativo de agradaciones locales, sin embargo también pueden parecer patrones de compresión diferencial somera (Fig. 77).

Otros patrones corresponden a las reflexiones fuertes y débiles – muy observados en los presentes datos – los contrastes de impedancia acústica son variables con la profundidad y naturaleza de los eventos que generan la reflexión (Fig. 79).

Asimismo, las facies de canales – como se ha observado en otros tipos de estudio – vienen a corroborar la presencia de distintos tipos de canales presentes en el área (Fig. 78).

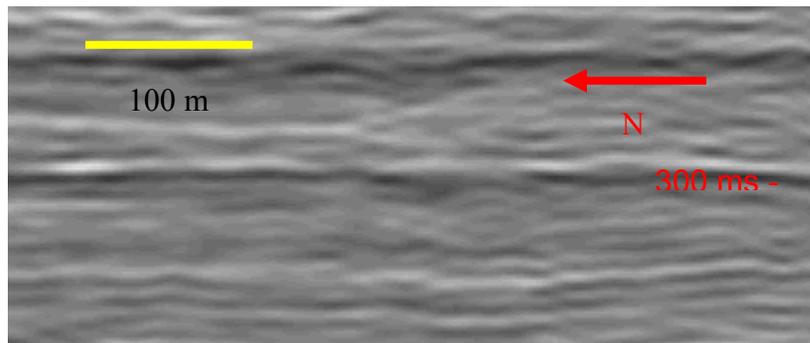


Figura 77. Sismofacies Paralelas.

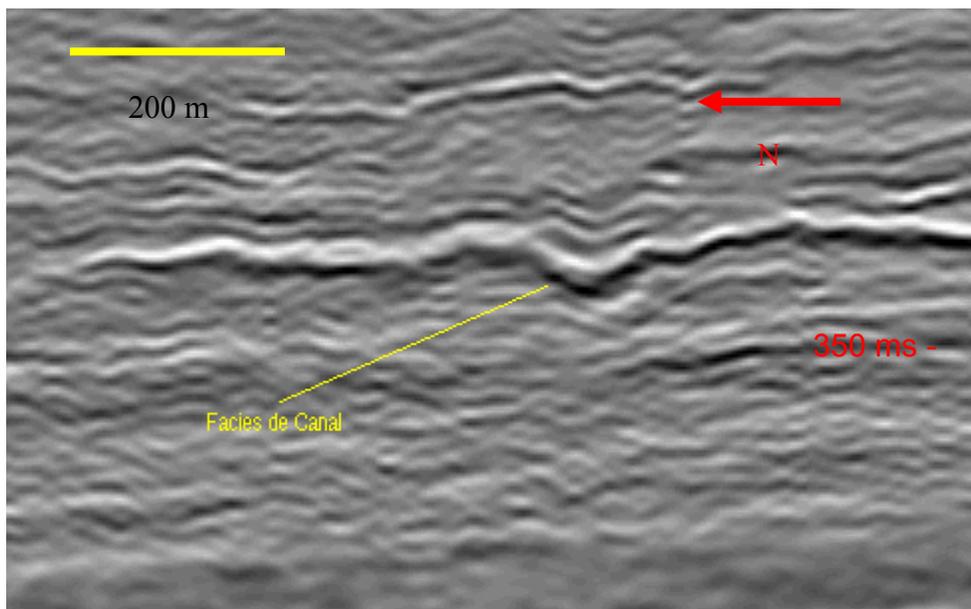


Figura 78. Sismofacies de canal.

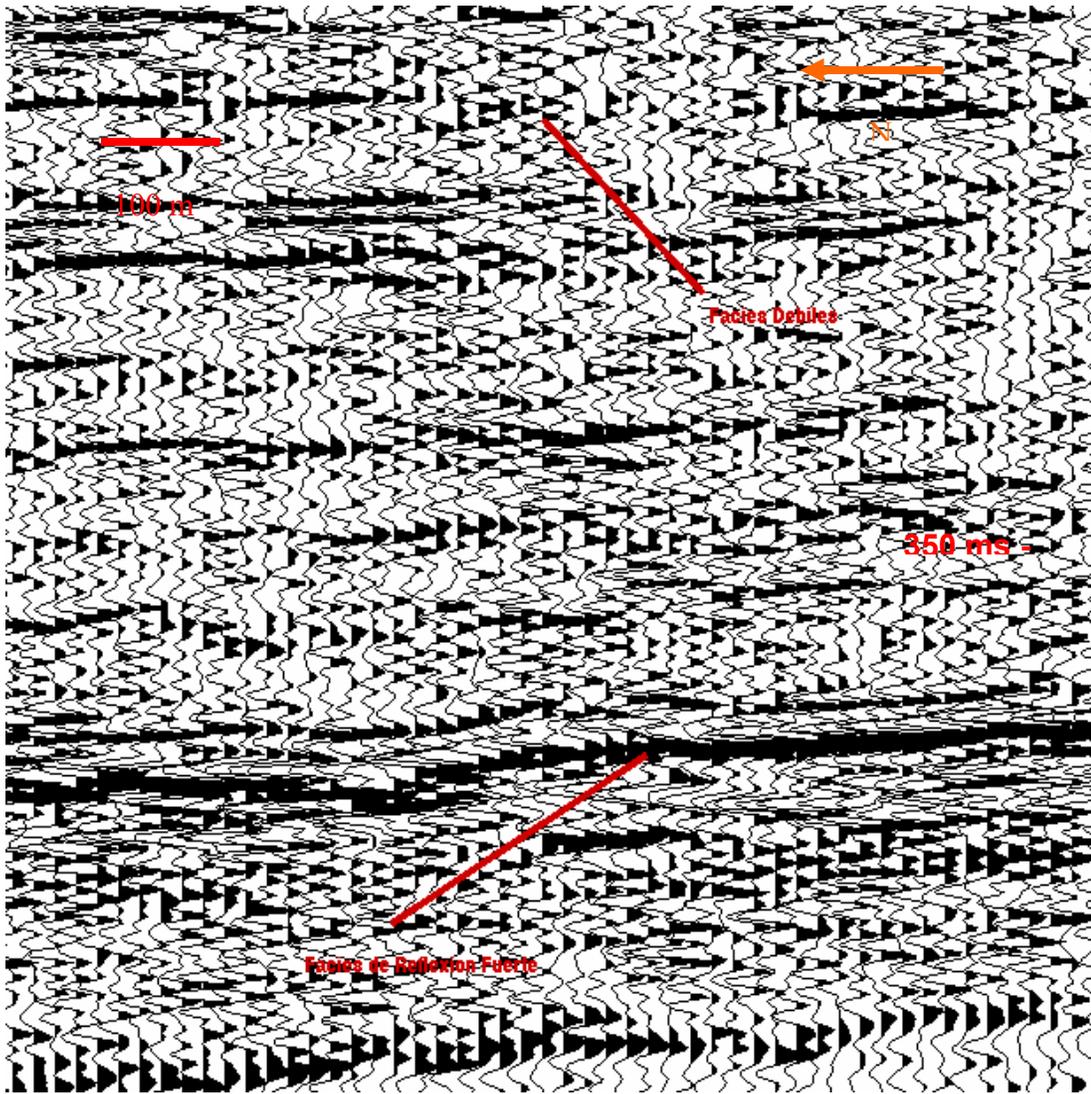


Figura 79. Sismofacies de Reflexión Fuerte y Débil.

7.3 Mapeo de Atributos Sísmicos

En el proceso de generación de mapas de correlación de atributos sísmicos linealmente independientes mediante el uso de redes neurales con la aplicación Seisclass - a fin de estimar facies clásticas - se efectuaron varios procedimientos particulares para este set de datos.

En primer lugar el intervalo correspondiente al sistema encadenado TST1 fue el único que se mapeó bajo la modalidad de Back Propagation Supervisado, debido a que es el único intervalo donde se poseían suficientes datos litológicos como para hacer este tipo de mapa con 3 clases: Lutita, Arena y Arena Neta (estimados).

El resto de los sistemas encadenados (TST1 inclusive), fueron mapeados como intervalos bajo la modalidad K-Means No Supervisado. Debido a la poca información y a las limitaciones propias de este tipo de mapas en K – Means, es probable obtener cierto nivel de incertidumbre en estos últimos.

Durante la correlación efectuada entre los atributos disponibles en Charisma, se generaron crossplots tridimensionales que mediante iteraciones múltiples que comprueban la independencia lineal de los atributos (SIS, com. pers.).

Luego de esto se generan las matrices de correlación entre atributos usando un criterio de correlación que siempre será menor a 0.4 en el ajuste.

En los crossplots 3D de las figuras 80 y 81, se muestran las iteraciones hechas por la aplicación para determinar que atributos son linealmente dependientes de otro y cuales no, a fin de tener la información disponibles y no redundar en el uso de varios atributos que arrojen el mismo resultado.

Los resultados de este estudio son arrojados en la figura 82, donde se muestra la correlación numérica entre todos los atributos medidos. Un resultado de 1 indica que existe total dependencia lineal entre los atributos.

Como resultado de lo anterior, se obtuvieron siete atributos linealmente independientes del menú ofrecido por la aplicación I – Main de Charisma; de los cuales cinco están relacionados con amplitud, uno con frecuencia y uno con fase.

Logrado esto, el siguiente paso general a seguir en toda clasificación de mapeo por redes neurales consiste en la selección del número de clases: que pueden representar litologías o facies clásticas según se tomen las referencias, y que pueden ser Supervisadas o No Supervisadas.

En vista de la poca cantidad de datos de pozos disponible para un análisis supervisado, este será hecho sólo para el intervalo TST1 del sistema transgresivo, con tres clases dividida en: Arenas, Lutitas y Arenas Netas.

En el análisis no supervisado, después de varias pruebas el número de clases se varió de acuerdo al caso para una mayor correspondencia geológica, y donde están mapeados todo el resto de los sistemas y secuencias identificadas por intervalos y no por superficies.

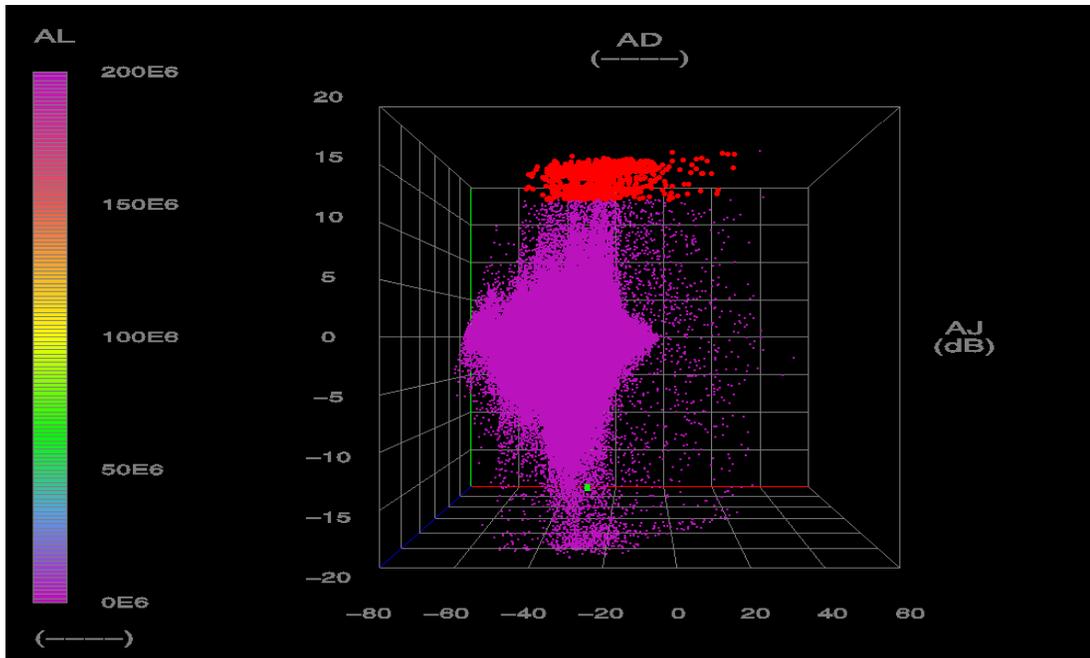


Figura 80. Graficación (Crossplot) tridimensional de independencia lineal entre atributos sísmicos de amplitud en la aplicación Seisclass.

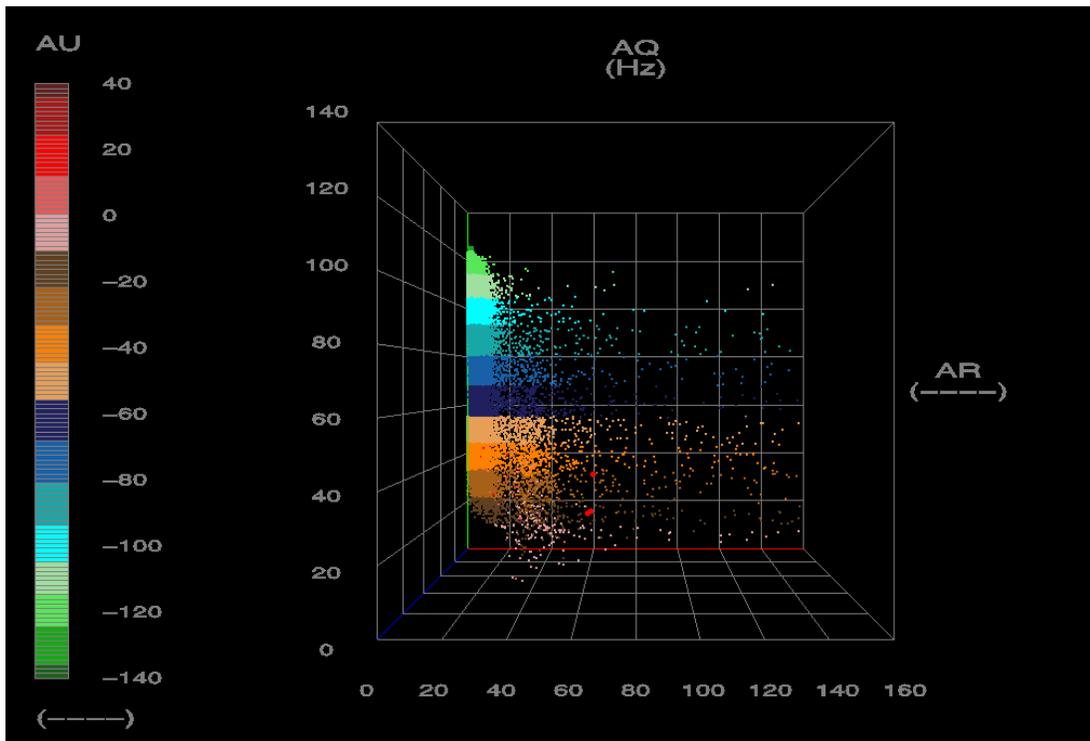
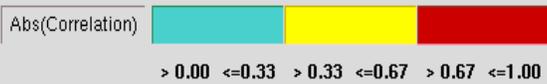


Figura 81. Graficación (Crossplot) tridimensional de independencia lineal entre atributos sísmicos de frecuencia y fase en la aplicación Seisclass.

Correlation Matrix

	AD	AJ	AK	AL
mfs1 1 AD T Integrated_Cosine_Of_Phase [65951]	*	0.10027	-0.1239	0.00187
mfs1 1 AJ T Amplitude_Ratio [68042]	0.10027	*	-0.92681	0.00043
mfs1 1 AK T Amplitude_Difference [68056]	-0.1239	-0.92681	*	-0.00058
mfs1 1 AL T Amplitude_Kurtosis [68070]	0.00187	0.00043	-0.00058	*

Highlight



Correlation Matrix

	AQ	AR	AU
mfs1 1 AQ T Instantaneous_Frequency [68140]	*	-0.30679	0.3084
mfs1 1 AR T Max_Magnitude [68154]	-0.30679	*	-0.99979
mfs1 1 AU T Min_Amplitude [68196]	0.3084	-0.99979	*

Highlight



Figura 82. Matrices de correlación de atributos sísmicos linealmente independientes en la aplicación Seisclass.

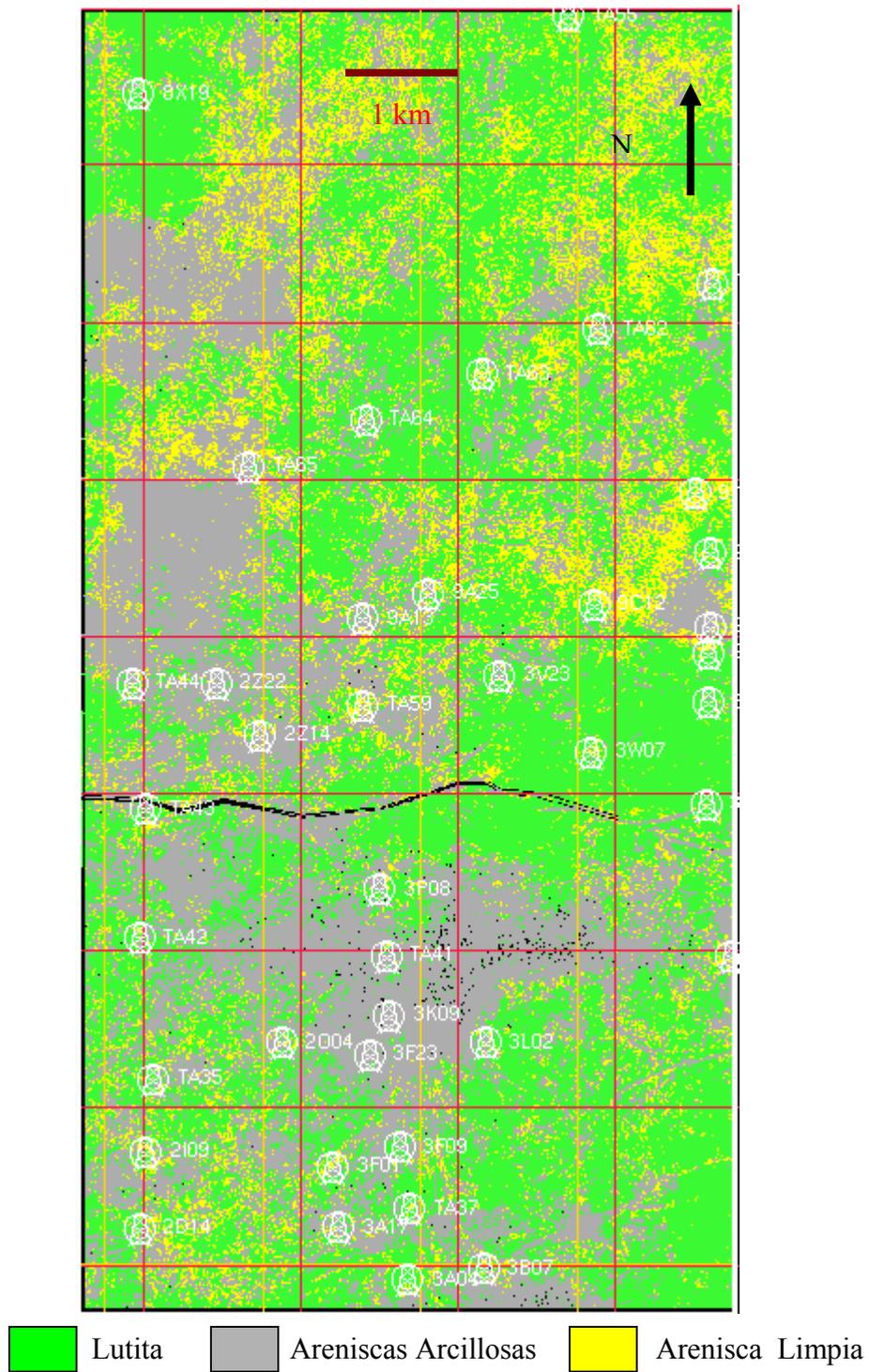


Figura 83. Sistema TST1 en Back Propagation Supervisado.

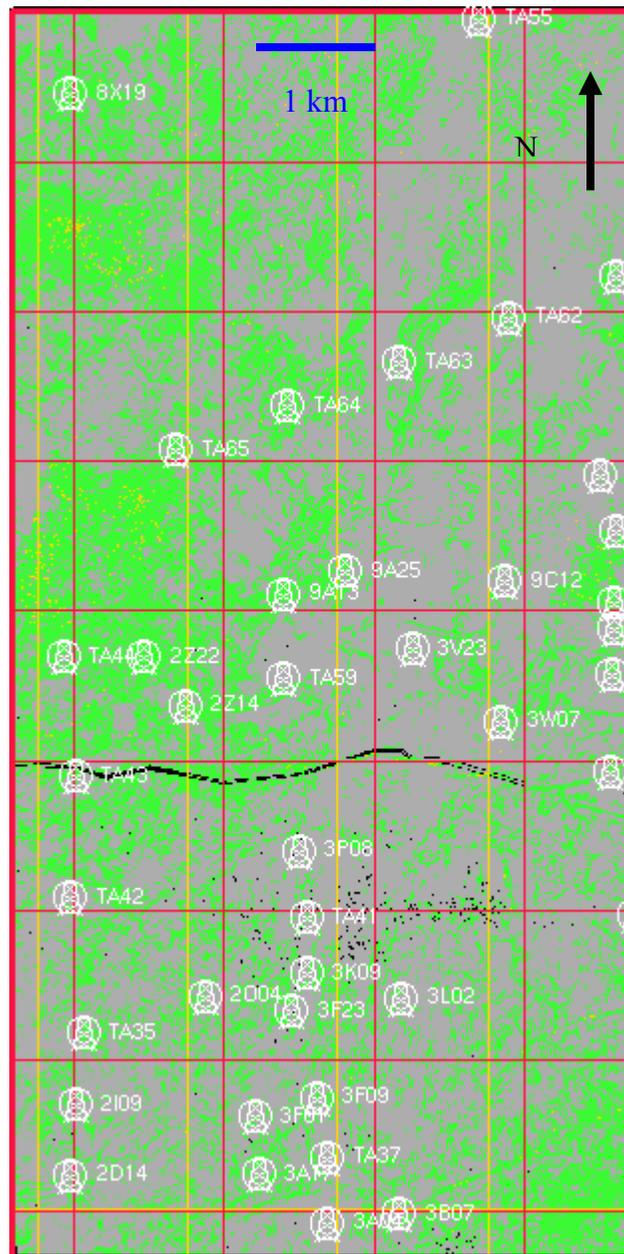


Figura 84. Sistema TST1 en K-Means No Supervisado.

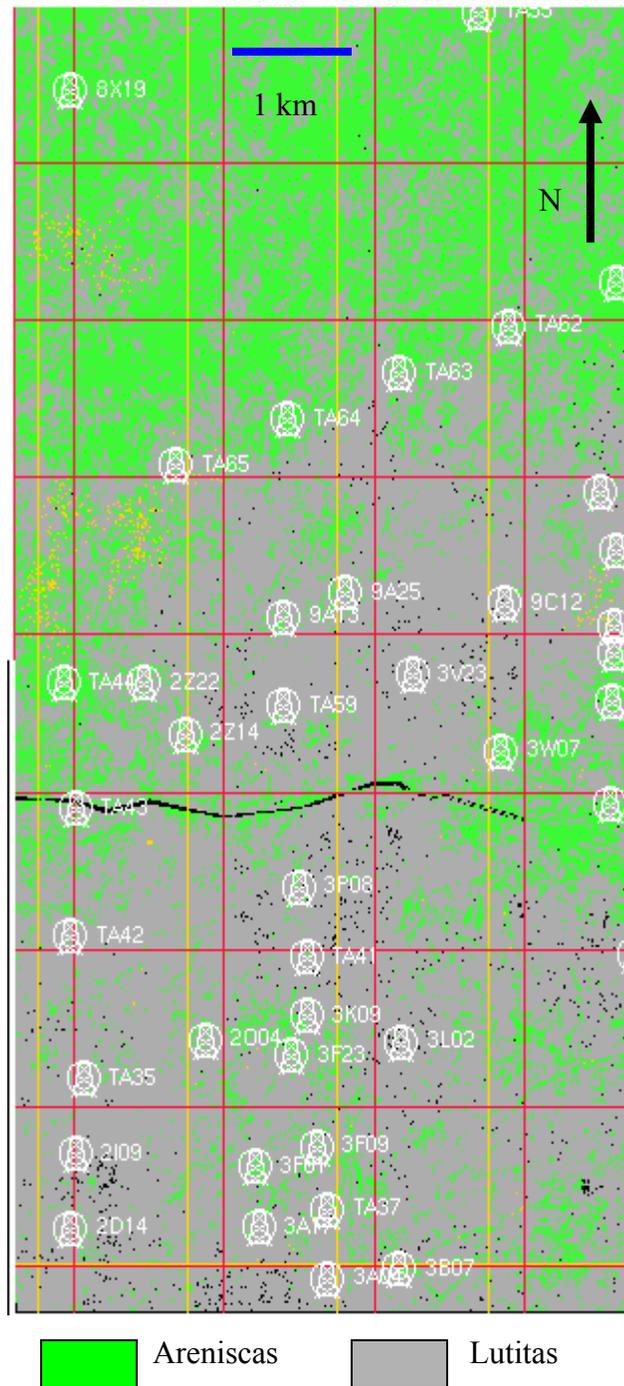


Figura 85. Sistema HST1 en K-Means No Supervisado.

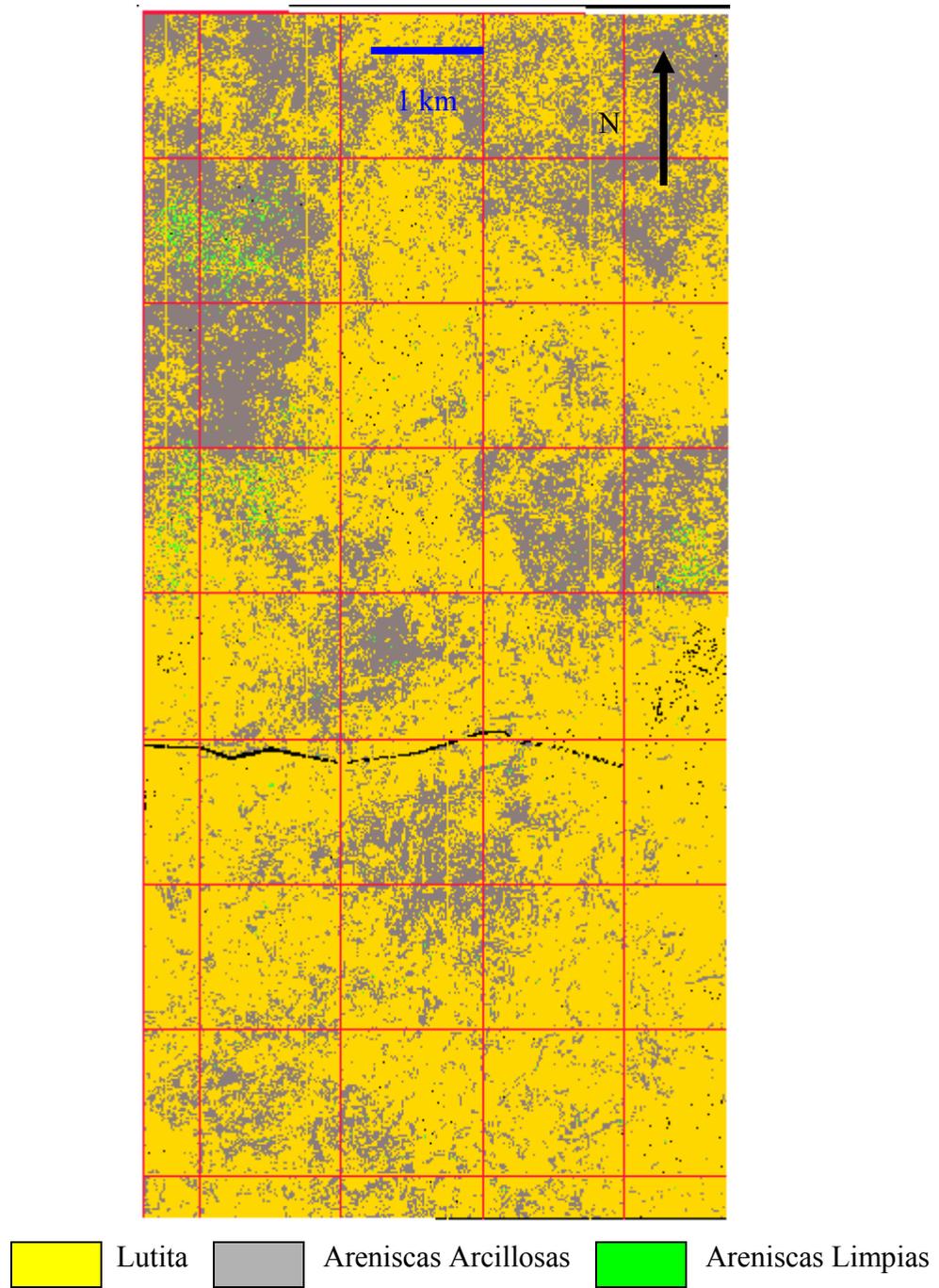


Figura 86. Sistema LST2 en K-Means No Supervisado.

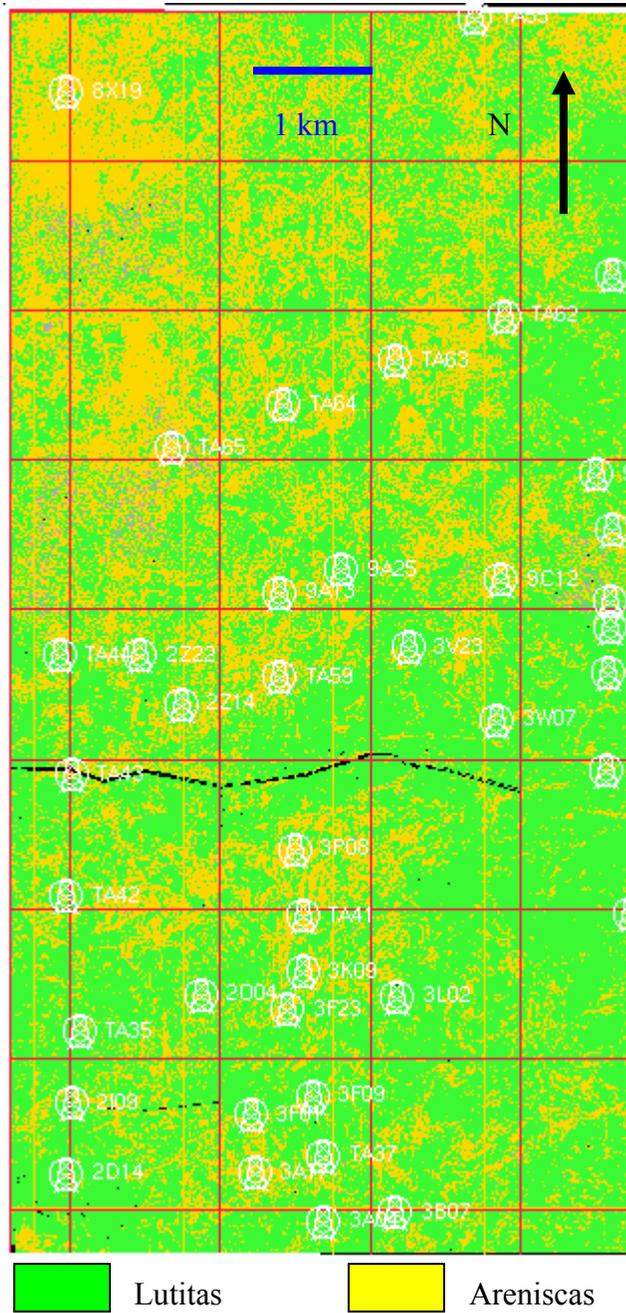


Figura 87. Sistema TST2 en K-Means No Supervisado.

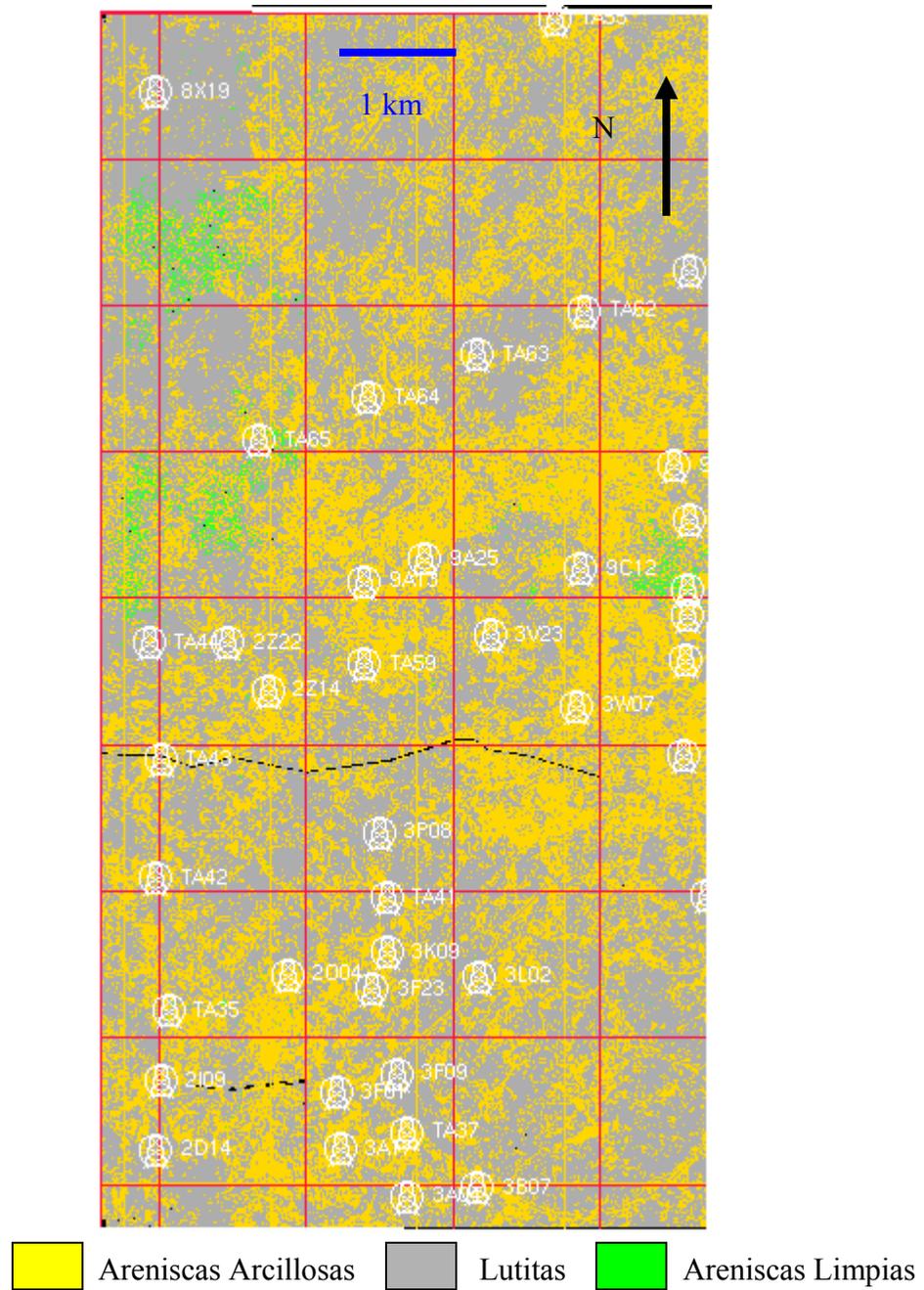


Figura 88. Sistema HST2 en K-Means No Supervisado.

7.4 Mapeo de Propiedades Petrofísicas

7.4.1 Grados de Libertad

Durante el mapeo de las propiedades petrofísicas hubo factores de distribución areal que afectaron el desempeño de los atributos en su correlación con dichas propiedades. Esto obligó, por recomendación de SIS (Schlumberger Information Solutions, 2004), a distribuir los pozos utilizados de acuerdo a una concordancia litológica común que obedezca a grados de libertad estocástica usados con frecuencia en software de modelaje petrofísico. En tal caso, la siguiente tabla muestra los grados de libertad que equivalen al número de pozos empleados, y que en este caso no será menor de 5.

Tabla 3. Grados de Libertad.

<u>Grados de Libertad</u>	<u>Probabilidad, p</u>	
1	0,997	1
2	0,95	0,99
3	0,878	0,959
4	0,811	0,917
5	0,755	0,875
6	0,707	0,834
7	0,666	0,798
8	0,632	0,765
9	0,602	0,735
10	0,576	0,708

De modo subsiguiente, se escogió el atributo de Máxima Magnitud en Amplitud para generar las variaciones espaciales de cada propiedad mediante el análisis de variograma. Un variograma es una descripción cuantitativa de la variación de una propiedad como una función de distancia (SIS, 2004). Por lo tanto habrá mayor variabilidad tanto mayor sea la distancia. Asimismo, cada propiedad generará también un histograma de frecuencia.

A continuación se muestran los gráficos de distribución y las matrices de calidad de correlación entre los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas con los mapas resultantes.

7.4.2 Variogramas e Histogramas de Frecuencia

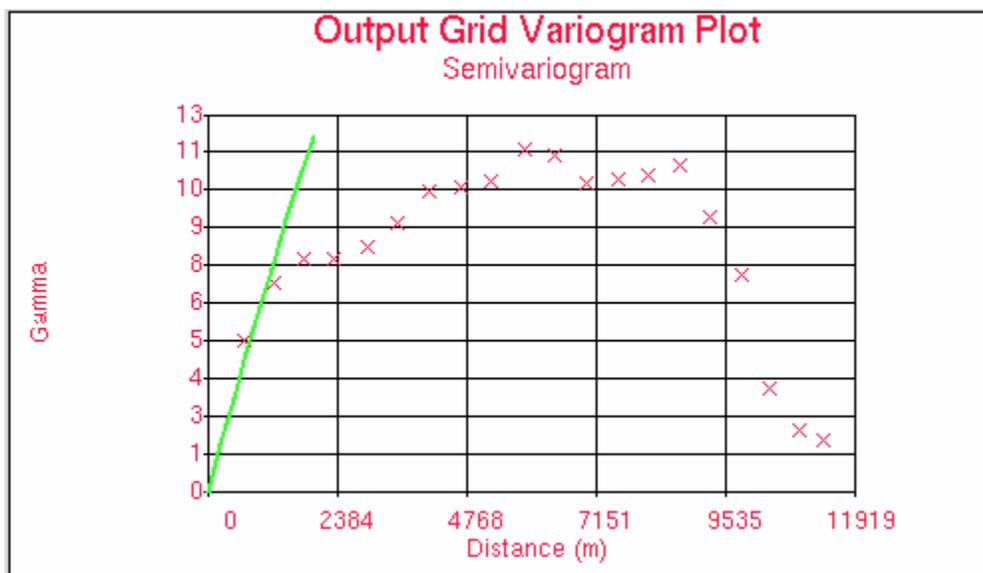


Figura 89. Variograma de Porosidad LPM.

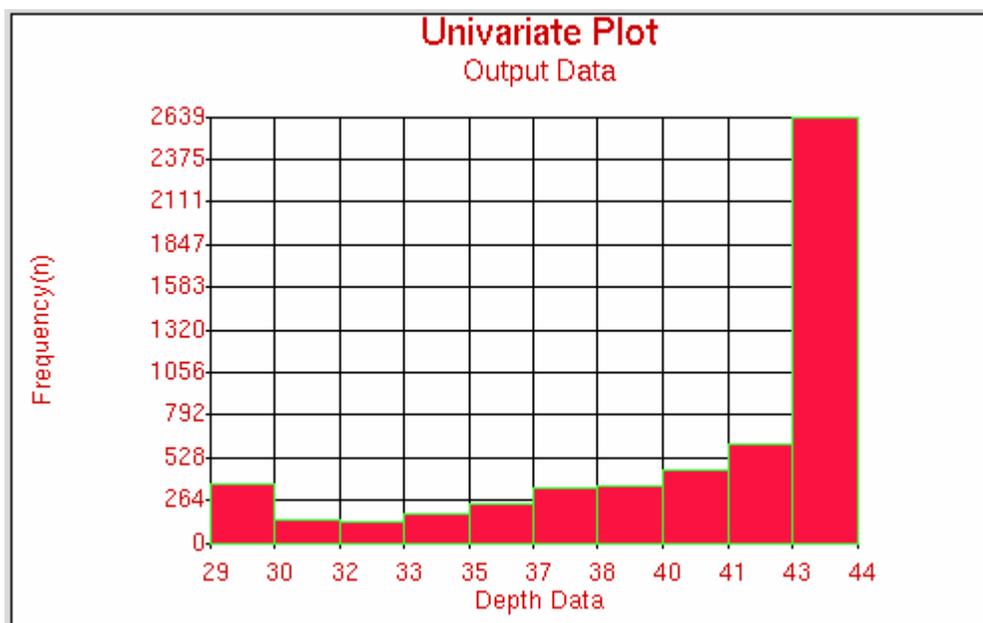


Figura 90. Histograma de Porosidad LPM.

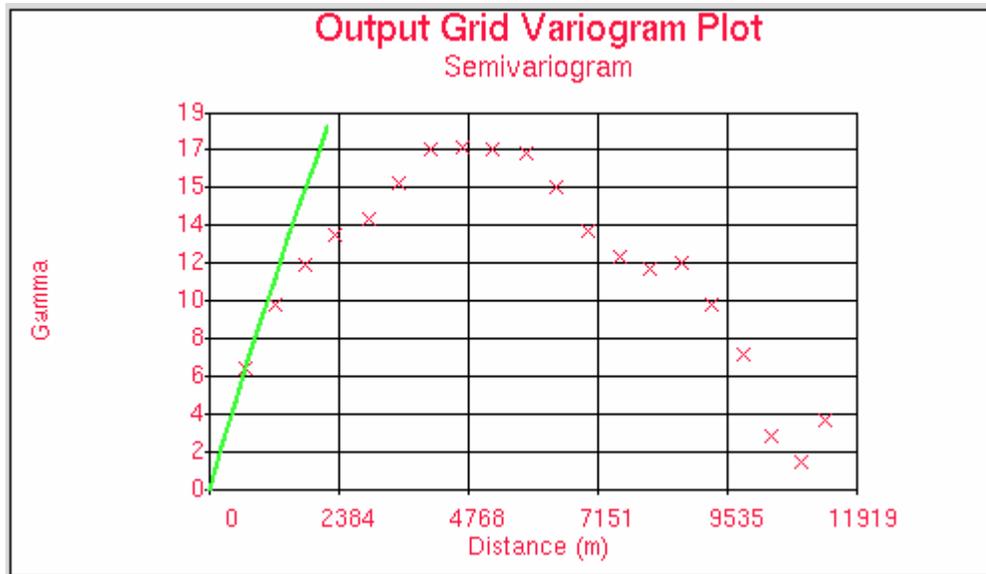


Figura 91. Variograma de espesor de arena neta LPM.

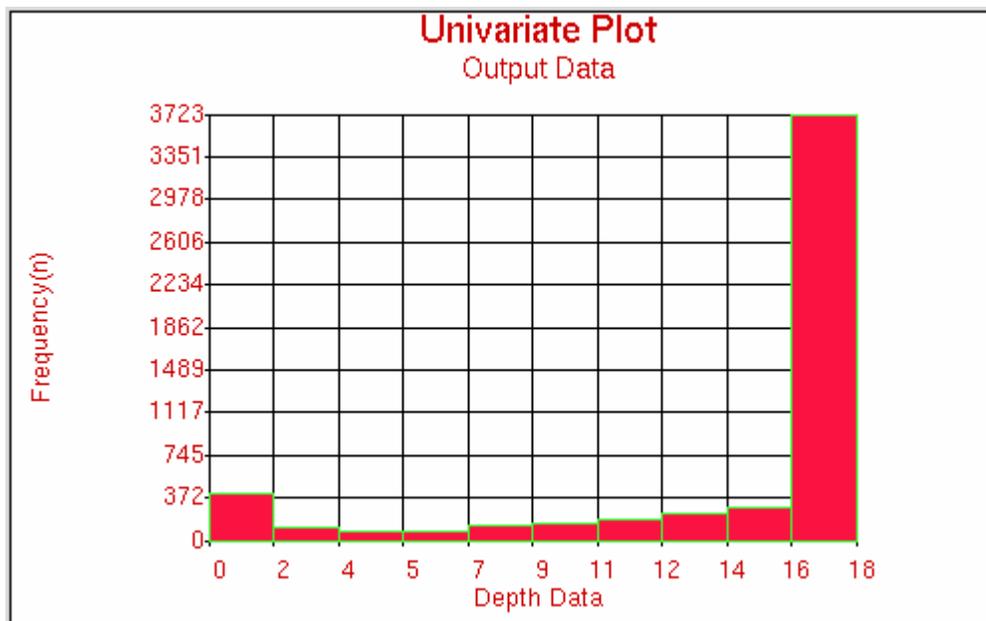


Figura 92. Histograma de espesor de arena neta LPM.

7.4.3 Mapas de Propiedades

En los siguientes mapas sólo se mostrarán propiedades correspondientes al intervalo del sistema encadenado TST1, por ser el único en donde se posee datos petrofísicos suficientes como para hacer una estimación de la distribución areal de dichas propiedades.

En las figuras 93 y 94 se muestran las matrices de calidad elaboradas por la aplicación LPM (Log Property Map) donde se muestra el grado de ajuste de la porosidad y el espesor de arena neta con los distintos atributos probados.

En el caso específico de la porosidad el atributo de Máxima Magnitud de Amplitud con un 75 % de ajuste; mientras que en el caso del espesor de arena neta el mismo atributo posee un ajuste de casi el 70%.

Considerando que este atributo de amplitud fue el mismo que también se usó en el mapeo de facies, se puede tomar como referencia para futuros estudios de la misma área.

Posteriormente, en las figuras 95 y 96 se muestra la distribución de porosidad y espesor de arena neta respectivamente para el sistema TST1. En ambos casos puede notarse una preponderancia de las dos propiedades en el cuadrante NO de la zona.

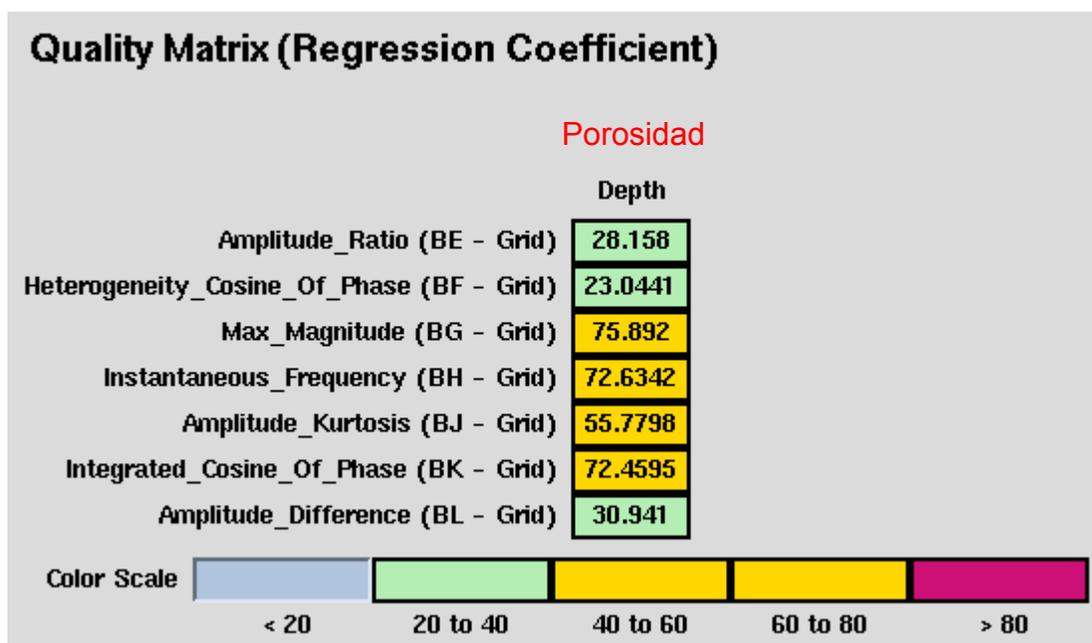


Figura 93. Matriz de Calidad de atributos vs. porosidad LPM.

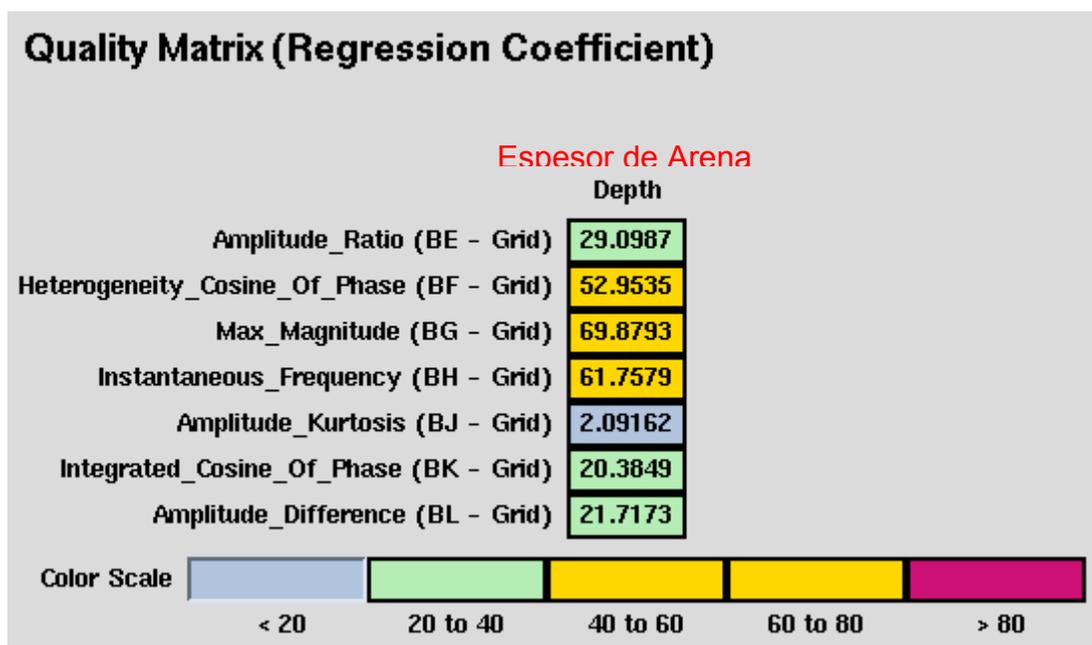


Figura 94. Matriz de Calidad de atributos vs. espesor de arena neta LPM.

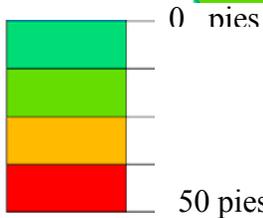
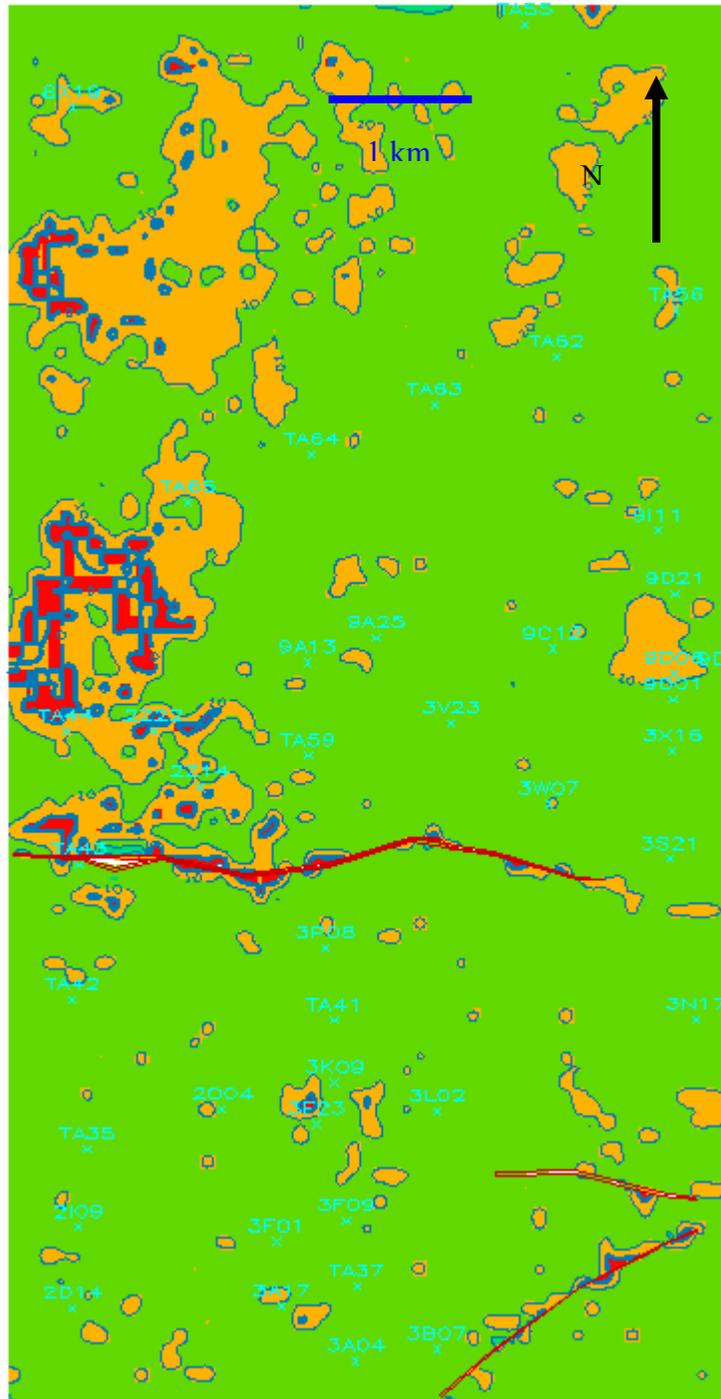


Fig. 96. Mapa de atributos vs. espesor de arena neta (pies).

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El orden general de depositación del área, en el intervalo estudiado, comienza obviamente con un proceso de transgresión marina en los comienzos del Paleoceno, que dejó varios estratos clinoformes que se aprecian en algunas porciones de la sísmica. Esta transgresión alcanzó su Superficie de Máxima Inundación en las postrimerías del Paleoceno Inferior para luego iniciar un proceso de Highstand generando estratos de muy poco espesor.

El final de este Highstand – en el límite de secuencia SEB2 – determina el tope de la secuencia de 3er. orden identificada en este estudio.

En estos períodos del Paleoceno los estratos generados se caracterizan por ser muy delgados, pero con unas condiciones de porosidad y permeabilidad de arena favorables para el almacenaje de hidrocarburos, siendo entrampados en gran medida por la discordancia del límite de secuencia SEB1 del tope del Cretáceo, la cual actuó en el momento en que el sistema petrolero estaba en formación.

Después del proceso de Highstand de mitad del Paleoceno, la línea de costa sobrepasó el quiebre de plataforma hacia la cuenca para dar inicio a un Lowstand de una duración mayor que llegó hasta el final del Paleoceno.

Comenzando el Eoceno, se produce una transgresión enmarcada en una secuencia de 2do. orden; esta termina en MFS2, la segunda Superficie de Máxima Inundación identificada en el estudio y que da inicio a un Highstand que abarca todo el resto del Eoceno hasta su tope, que a la vez coincide con el tope de la Fm. Saramacca. Es indudable que en los sistemas encadenados TST2 y HST2 están contenidas secuencias más pequeñas de mayor orden, pero debido a la ausencia de información bioestratigráfica que permita datar con precisión estas secuencias y a la precaria continuidad de los eventos de reflexión sísmica identificados – traducidos en la

discretización de las amplitudes y reflexiones - resulta impropio esta identificación.

Las conversiones a profundidad obtenidas después de la aplicación de ecuaciones transformadas y del ajuste con los marcadores de pozos han correlacionado relativamente bien con los reflectores más notables y continuos de la sísmica. De estos reflectores, el que se identifica con la discordancia del tope del Cretáceo se mantiene extensamente continuo a través del loop de calibración que fue amarrado con la línea 2D suministrada posteriormente. No obstante la calibración numérica realizada, se correlacionó cada marcador de pozo con la superficie correspondiente ajustándolos en los mapas de profundidad y suavizándolos.

La mayoría de las facies de reflexión fuerte identificadas en la sísmica se encuentran concentradas en las cercanías del intervalo de la base del Paleoceno. Los cambios laterales entre facies paralelas, cliniformes y levemente divergentes se presentan de una forma relativamente abrupta. Otras facies que parecen ser caóticas son similares a elementos de ruido que afectan la calidad de los datos. En este aspecto destaca el hecho de que las facies de reflexión fuerte corresponden primordialmente a discordancias y límites de secuencia – espacialmente en el tope del cretáceo – y las facies de reflexión débil se asocian principalmente a geometrías de downlap y toplap.

En cuanto a los elementos estructurales presentes, los contrastes observados en cortes voluminales de coherencia, amplitud y otros atributos sísmicos son sumamente elocuentes para determinar la presencia de las fallas pequeñas que no eran tan visibles en los perfiles sísmicos. Muchas compresiones diferenciales pueden llegar a ser confundidas con deformaciones transcurrentes que - tal y como indica la geología regional - afectan y deforman a la cuenca de margen pasivo por influencia de la Placa del Caribe. Pero en el caso citado, no se observaron indicios de crecimiento que definirían un esfuerzo transcurrente.

Debido al poco espesor de muchos estratos de la zona, muchas amplitudes de reflexión se solapan siendo imperceptibles, por lo que la bipolaridad ofrecida por atributos de coseno de fase han sido lo más útil para apreciar la geometría estratigráfica presente y los contrastes de impedancia de menor intensidad, para el caso específico de esta zona.

Durante el mapeo de propiedades petrofísicas pudo observarse que los atributos VRS tenían un alto grado de correlación con las propiedades utilizadas para esta área. Los atributos VRS (Volume Reflection Strength) o Fuerza de Reflexión de Volumen están expresados en diferentes grados polinómicos de ajuste a las propiedades expuestas, pero al no ser atributos de parte real y compleja propiamente dichos, no poseen el sustento teórico de los atributos tradicionales para explicar su ajuste a ciertas propiedades. Adicionalmente expresan un ajuste muy local de la propiedad, ya que sólo reconstruyen la traza sísmica en el punto específico donde la propiedad fue medida, por lo que, para comprobar su ajuste fehacientemente, haría falta un proceso de extracción de amplitudes en esos mismos puntos. Esto podría realizarse en futuros estudios dada la preponderancia de la data para con estos “atributos” y en virtud de los nuevos estudios de ecuaciones de aproximación para la reconstrucción de trazas (Xie et al., 2004). Por tanto la alta correlación observada podría deberse a factores muy localizados que afectaron la matriz de calidad, puesto que en los mapas obtenidos no se observó correspondencia geológica.

En el resto de los atributos sísmicos utilizados, aquellos relacionados con amplitudes fueron los que ajustaron de mejor manera en las aplicaciones manejadas con redes neurales. En especial el atributo de Máxima Magnitud de Amplitud, tanto para el mapeo de facies en Seisclass como para Log Property Map.

Si bien es cierto que las redes neurales como herramienta predictiva no permiten tomar en cuenta la heterogeneidad y distribución de densidades en el área, también es cierto que esto no ocurre con las amplitudes; y en ambos casos hubo un ajuste que puede traducirse en forma de potenciales estructuras geológicas.

Estas estructuras, aparte de las fallas mencionadas anteriormente, también se corresponden con formas de potenciales canales meandriformes con altas concentraciones de arenas de distinto tipo. La distribución litológica fue generada tanto de modo Supervisado como No Supervisado con información de muy pocos pozos, tomando en cuenta la extensión del área. No obstante, ha permitido estimar la distribución de diferentes tipos de facies, mapeando por intervalos de sistemas encadenados y no por superficies.

De los intervalos de sistemas encadenados mapeados en el área, el que principalmente tuvo la mayor densidad de datos e indicadores de arenas productoras en los reportes y registros suministrados, fue el sistema transgresivo TST 1 suprayacente a la discordancia del tope del Cretáceo en el Paleoceno Temprano, y dentro del cual se localizaron los fósiles diagnósticos que dataron las edades iniciales del estudio.

Por tanto, los resultados de distribución de facies y propiedades arrojados en el sistema TST 1 son más confiables tanto en el modo Supervisado como en el No Supervisado; y permiten apreciar mejor la distribución general de litologías vinculadas a intervalos productores de hidrocarburos.

En el resto de los sistemas encadenados que fueron mapeados en Seisclass se muestran algunas similitudes que se mantienen constantes desde la base de TST 1. La más notable, consiste en los sistemas de canales localizados en el NO del área de estudio.

Estos sistemas de canales, potencialmente arenosos, pueden responder a paleoambientes que dominaron la depositación del área durante casi todo el Paleoceno y el Eoceno.

Para obtener una mejor y mayor información del resto de los sistemas encadenados, estos podrían ser mapeados con información petrofísica y litológica medida en sus propios intervalos.

En cuanto al sistema TST 1, es conveniente destacar que la mayor parte de los entrapamientos probables en el área occidental del campo analizado son de carácter estratigráfico con arenas lenticulares; y que tal como indica la data petrofísica, muchos estratos con presencia de petróleo son sumamente delgados. En base a lo anterior, con un set de datos más amplio podría disminuirse en grado sumo el riesgo exploratorio asociado al campo. Esto podría lograrse con una aplicación de las técnicas anteriormente descritas a los estratos de arenas de canal.

Es importante resaltar que los mapas obtenidos en LPM y Seisclass, pueden ser comparados con el mapa de espesores del sistema encadenado respectivo para obtener una mejor información en términos generales de exploración y producción. Recientemente se ha aplicado esta técnica para caracterizar yacimientos y dividir volúmenes en subunidades de acuerdo la distribución de discordancias en secuencias de 4° orden (Mahapatra et al., 2004).

La morfología de las facies observadas puede indicar el comportamiento estructural de los estratos de interés. De este mismo modo, la productividad de los pozos adyacentes al extremo NO del campo puede verse incrementada con el seguimiento de la morfología de estos canales y así disminuir el riesgo en la realización de nuevas perforaciones. Dichos canales, además de ser mostrados en las sismofacies, también pueden ser identificados en la horizontalización de las superficies de máxima inundación.

Asimismo, el número de clases litológicas escogido para el mapeo con redes neurales en la aplicación Seisclass obedeció principalmente a la disponibilidad de información en los reportes petrofísicos y geológicos (Coleut, et al., 2003).

Los ciclos eustáticos que determinaron la geometría estratigráfica observada son correspondientes a la tendencia de las dos supersecuencias identificadas de 30 y 26 Ma, y que están asociadas a un 2º orden.

Por otra parte, es importante resaltar que la mayor parte de los paleoeventos de depositación deducidos de las anteriores observaciones son, en casi su totalidad, de rumbo S – N (Basinward). Además de esto, pese a ser de un ambiente predominantemente fluvio – deltaico, en la parte deltaica hubo predominio del sub ambiente palustre.

Es notorio que, mientras más precisas y de mayor orden sean las secuencias identificadas entre intervalos de horizontes asociados a sistemas encadenados, más fidelidad y confiabilidad habrá en las facies cartografiadas. De hecho Mahapatra, et al. ha acompañado este estudio con análisis geomorfológico; esto podría ser aplicado a esta zona en futuros estudios.

En torno a lo anterior, la filosofía de interpretación enmarcada en el ámbito general de las redes neurales y del análisis secuencial como herramientas predictivas de secuencias productoras, puede variar respecto al volumen y calidad de los datos, características del área (geometrías, ciclos deltaicos), patrones de reflexión y progradación y – en otros casos – de las funciones de linealidad que puedan obtenerse a partir de datos y procedimientos estocásticos.

CONCLUSIONES

De conformidad con lo expuesto en los resultados y sus análisis, en la interpretación realizada se pueden concluir los siguientes aspectos:

1. La metodología utilizada en el presente estudio ha resultado ser sumamente útil para la interpretación sismoestratigráfica de áreas complejas con un volumen relativamente limitado de datos.
2. Las arenas del sistema encadenado transgresivo situado entre el límite de secuencia SEB1 y la superficie MFS1 poseen la mejor calidad de arenas netas - en términos de reservorio - a nivel del Paleoceno Temprano, y es donde se encuentran las principales secuencias productoras.
3. Los mecanismos de entrapamiento están representados por acuñamientos de sellos lutíticos vinculados a los límites de secuencia identificados y a trampas lenticulares, relacionados también con la discordancia del tope del Cretáceo, que corresponde al límite de secuencia SEB1, y que entrapa las arenas del sistema encadenado transgresivo TST1.
4. Los elementos estructurales identificados son principalmente fallas normales con rumbo Este – Oeste y presencia de compresiones diferenciales menores. Los cortes de coherencia indican la localización de las principales fallas y sistemas de canales. Dichos canales están situados principalmente en el sector noroeste del área de estudio.
5. El estudio revela que la Fm. Saramacca es una formación diacrónica que cruza líneas de tiempo a través del Paleoceno Temprano y Tardío y el Eoceno Inferior, Medio y Superior. Ello implica que los procesos de cambio de nivel

relativo del mar que determinaron la sedimentación de esta formación se desarrollaron a lo largo de un período cercano a los 30 Ma.

6. La distribución de porosidad y espesor de arena neta, expuestos en los mapas de propiedades, se ajustan a la distribución mostrada por la coherencia y otros atributos; y sigue la paleodistribución de canales mostrada principalmente en el sistema transgresivo TST1. Adicionalmente, los atributos que mejor se ajustaron a la distribución de propiedades fueron aquellos relacionados con amplitud.
7. La paleotopografía identificada después de horizontalizar las superficies de máxima inundación MFS1 y MFS2 indican canales vinculados a valles incisos, lo que también se ajusta a las facies de canales analizadas.
8. La geometría estratigráfica muestra una progradación deltaica general hacia la cuenca (basinward) en las Supersecuencias; por lo que es evidente, según los resultados del estudio, que la acomodación presentada en el área y las fuentes de aporte de sedimentos favorecen principalmente a un sistema progradante.

RECOMENDACIONES

1. La presente metodología debería ser extendida a la exploración de las condiciones de producción en el Campo Tambaredjo Oriental y en áreas costa afuera, en estudios de alcance regional que permitan determinar continuidad de cuerpos de arena.
2. Explorar la factibilidad de implementar análisis AVO para ayudar a discriminar litología, fluidos y gas; así como de impedancia acústica y elástica para tratar mejor con problemas de continuidad de cuerpos de arenas. Del mismo modo, las técnicas de inversión pueden ser aplicadas a estudios de cuerpos de arenas no consolidadas.
3. Para definir áreas de mayor resolución, se recomiendan campañas de adquisición de sísmica de pozos (VSP, Checkshots) y extracción de núcleos, a fin de mejorar la calibración en profundidad y de hacer un mejor y mayor uso de la información bioestratigráfica para identificar secuencias de mayor orden.
4. Si existen otros pozos con intervalos productores en el Eoceno, estos deberían ser incluidos en el uso de las presentes técnicas para identificar potenciales arenas netas.
5. Las líneas sísmicas 2D regionales y locales, circundantes al levantamiento 3D del presente estudio, pueden ser amarradas con los principales reflectores en 3D a fin de estimar su continuidad.

BIBLIOGRAFÍA

Allen, G.P. (1990) Sequence stratigraphy seminar. Caracas: Total Scientific and Technical Center. 103 p.

Baren, F.A. Van y Harmse, M. (1969) Surinam and the African Continent: A clay – mineralogical study of sea water solids: Notes. Journal of Sedimentary Petrology, Vol.39. N° 4, 1588 – 1592.

Barnes, A. (1986) Theory of 2-D complex seismic trace analysis. Geophysics, Vol.61, N° 1, 264 – 272.

Bleackley, D. (1959) The geology of the superficial deposits and coastal sediments of British Guiana. Georgetown: Guyana Geological Survey. 48 p.

Bot, P. y Perdomo, J.L. (1991) Estratigrafía sísmica introducción y aplicaciones. Caracas: Lagoven. 45 p.

Brown, A. (2002) 3-D seismic interpretation, 4° ed. – Tulsa: SEG. 425 p.

Brown, A. (1999) Picking philosophy for 3-D stratigraphic interpretation. The Leading Edge, 15 – 19.

Cavada, J. (2000) Guía de refracción sísmica. Caracas. 41 p.

Coleman, J. y Wells, J. (1981) Physical processes and fine – grained sediment dynamics, Coast of Surinam, South America. Journal of Sedimentary Petrology, Vol. 51, N° 4, 1053 – 1068.

Coleut, T. et al. (2003) Unsupervised seismic facies classification: A review and comparison of techniques and implementation. *The Leading Edge*. 942 – 953.

Corrales, I. et al. (1977) *Estratigrafía*. – Madrid: Editorial Rueda. 718 p.

Cramez, C. y Duval, B. (1992) *Sequence stratigraphy workshop*. Caracas: Total. 171 p.

Di Croce, J. et al. (1999) Sequence stratigraphy of the Eastern Venezuelan Basin. *Caribbean Basins* (4), 419 – 476.

Dunbar, C.D. y Rodgers, J. (1962) *Principios de Estratigrafía*, 3ra. Ed. – México: Editora Continental. 355 p.

Energy Caribbean (2004) Suriname Exploration: Suriname undertakes new offshore programme. *Yearbook 2003*, 42 – 43.

Gao, D. (2004) Texture model regression for effective feature discrimination: Application to seismic facies visualization and interpretation. *Geophysics*, Vol. 69, N° 4, 958 – 967.

Ginsburg, R. N. y Rine, J. M. (1985) Depositional facies of a mud shoreface in Suriname, South America – A mud analogue to sandy, shallow – marine deposits. *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 55, N° 5, 633 – 652.

Ghosh, S. (2003) *Análisis secuencial en registros de pozos, núcleos y afloramientos*. México: Instituto Mexicano del Petróleo. 63 p.

Gouyet, S. et al. (1992) The Demerara Rise and French Guyana, western equatorial Atlantic Ocean (abstr.). *EAPGC*, 131 – 132.

Hardage, B. et al. (1996) 3-D seismic imaging and seismic attribute analysis of genetic sequences deposited in low – accommodation conditions. *Geophysics*, Vol. 61, N° 5, 1351 – 1362.

Hardage, B. y Remington, R. (1999) 3-D seismic stratal surface concepts applied to the interpretation of a fluvial channel system deposited in a high accommodation environment. *Geophysics*, Vol. 64, N° 2, 609 – 620.

Hart, B. (2000) 3-D seismic interpretation: a premier for geologists. Tulsa: Society for Sedimentary Geology. 121 p.

Hilterman, F. (2001) Seismic amplitude interpretation. Houston: SEG / EAGE. 120 p.

Kantoredjo, H.W. (1987) Geology of the Tambaredjo oil reservoir. Paramaribo: Exploration Department of the State Oil Co. Suriname. 14 p.

Linari, V. et al. (2003) Seismic geomorphology – based facies classification. *The Leading Edge*, 32 – 39.

Macurda, B. (1987) Seismic interpretation of transgressive and progradational sequences. *The Leading Edge*, 51.

Mahapatra, S., Imhof, M. y Kempner, W. (2004) Seismostratigraphic and seismogeomorphic reservoir characterization in Coalinga field (Expanded Abstract). SEG Ann. Intl. Meeting, Denver.

Mitchum, R. M., Vail, P. R. y Thompson, S. (1977) Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 2: The depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis. Tulsa: AAPG Memoir 26, 53 – 62.

Mitchum, R. M., Vail, P. R. y Thompson, S. (1977) Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 3: Relative Changes of Sea Level from Coastal Onlap. Tulsa: AAPG Memoir 26, 63 – 82.

Mulholland, J. W. (1998) Sequence architecture. The Leading Edge, 767.

Mulholland, J.W. (1998) Sequence stratigraphy: basic elements, concepts and terminology. The Leading Edge, 37.

Mulholland, J. W. (1998) The Parasequence. The Leading Edge, 231 – 238.

Nolan, D. et al. (2004) Facies analysis: integration of cores and log data using a neural network as input for reservoir modelling in Betty Field, Malaysia. The Leading Edge, 794 – 801.

Pecten (1994) Tectonic evolution of Guyana Basin [Trabajo en línea]. Staatsolie. Disponible: <http://www.staatsolie.com> [Consulta: 2003, noviembre 4].

Pindell, J. L. et al. (1993) Geological evolution of the Caribbean region; a plate – tectonic perspective. Tulsa: Dengo and J.E., Vol H, 405 – 432.

Pindell, J. L. (1993) Tectonic evolution of the Caribbean [Trabajo en línea]. CGX Energy. Disponible: <http://www.cgxenergy.com> [Consulta: 2003, octubre 15].

Posamentier, H. y Allen, G. P. (1999) Siliciclastic sequence stratigraphy. Tulsa: Society for Sedimentary Geology, 231 p.

Roksandic, M. (1994) The role of seismic stratigraphy in interpretation. The Leading Edge, 118.

Saggaf, M. et al. (2003) Seismic facies classification and identification by competitive neural networks. *Geophysics*, Vol. 68, N° 6, 1984 – 1999

Sawyer, H. (1975) *Trek of the oil finders: a history of exploration for petroleum*. Tulsa: AAPG, 1247 – 1251.

Schlumberger Information Solutions (2004) *Petrel Petrophysical Modelling*. Oslo. 125 p.

Schlumberger Information Solutions (2002) *Seisclass: Trainig and Exercise Guide*. Houston. 103 p.

Schlumberger Oilfield Communication (1999) *Millenium Energy Atlas*. Gatwick.

Serra, O. (1985) *Sedimentary environments from wireline logs*. Houston: Schlumberger, 243 p.

Sheriff, R. (2002) *Encyclopedic Dictionary of Geophysics.*, 4ta. Ed.- Tulsa: SEG. 456 p.

Sinvhal, K. et al. (1984) Seismic indicators of stratigraphy. *Geophysics*, Vol. 49, N° 8, 1196 – 1212.

Steeghs, P. y Drijkoningen, G. (2001) Seismic sequence analysis and attribute extraction using quadratic time – frequency representations. *Geophysics*, Vol. 66, N° 6, 1947 – 1959.

Staatsolie (2000) *Petroleum investment opportunities in Suriname*. Paramaribo: Staatsolie. 33 p.

Swanson, D. C. (1976) Manual de facies clásticas. Caracas: Creole Petroleum Corporation. 40 p.

Taner, M. T. y Sheriff, R. E. (1977) Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. Tulsa: AAPG Memoir 26, 301 – 328.

Taner, M. T. et al. (1979) Complex seismic trace analysis. Geophysics, Vol. 44, N° 6, 1041 – 1063.

Texas A & M (2003) Ocean Drilling Program: Demerara Rise [Trabajo en línea]. Disponible: <http://www.tamu.edu> [Consulta: 2003, noviembre 15].

Vail, P. R. (1993) Sequence stratigraphy – a global theory for local success. Schlumberger Oilfield Review, 51 – 62.

Van Wagoneer, J. et al. (1990) Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores and outcrops. Tulsa: AAPG Methods in Exploration Series n° 7. 55 p.

Velzeboer, C. J. (1981) The theoretical seismic reflection response of sedimentary sequences. Geophysics, Vol. 46, N° 6, 843 – 853.

Veritas (2001) Tambaredjo 3D processing report. Caracas: Veritas. 97 p.

Visher, G. (2003) Stratigraphic sequences. The Leading Edge, 1212 – 1213.

Weimer, P. y Slatt, R. (2004) Petroleum systems of deep – water settings. Houston: SEG / EAGE. 230 p.

Weimer, P. y Slatt, R. (1999) Turbidite systems, Part 1: sequence and seismic stratigraphy. The Leading Edge, 454 – 458.

West, B. et al. (2002) Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks. *The Leading Edge*, 1042 – 1044.

Workman, W. (2000) Guyana Basin: A new exploration focus. *World Oil*, 55 – 60.

Xie, D. et al. (2004) Quantitative seismic facies analysis for thin – bed reservoirs: a case study of the central Boonville Field, Fort Worth Basin, North Central Texas (Expanded Abstract). *SEG Ann. Intl. Meeting, Denver*.

Yilmaz, Ö. (2002) *Seismic Data Analysis*, 7ma. ed. – Tulsa: SEG. 1720 p.

Zeng, H. (2004) Seismic geomorphology – based facies classification. *The Leading Edge*, 644 – 653.

