



**MINISTERIO DE EDUCACION SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALURGICO DE MOA
"Dr. Antonio Núñez Jiménez"
FACULTAD DE GEOLOGIA Y MINERIA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA**

Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Geólogo.

Título: Ubicación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en la parte central de la Cuenca Cauto, a partir de la interpretación sísmica y datos de pozos.

Diplomante: Dioelis Rafael Guerra Santiesteban

Tutor: Jesús Blanco

Pensamiento

Todo es hermoso y constante

Todo es música y razón

Mas todo como el diamante

Antes que luz fue carbón.

José Martí

Dedicatoria

A la memoria de los dos Rafael, que no pudieron verme graduado, espero me estén viendo ahora desde allá arriba y estén al menos orgullosos de lo que han hecho conmigo.

A todos mis profesores, como un tributo para ellos por los esfuerzos que hacen para educarnos y formarnos correctamente.

A los cientos de amigos que he hecho en Moa, personas maravillosas de veras.

A mis compañeros, mis otros hermanos, para que me recuerden siempre, como yo los recordaré.

A mi familia toda, a mis amistades de Niquero, a todas las personas que me quieren bien por allá; y a las que no me quieren, también se la dedico, porque no, si al menos están atentas a ver mi fracaso y eso me ha dado motivación para seguir adelante.

A esta Revolución por lo que ha hecho por toda esta generación de jóvenes cubanos.

Pero especialmente quiero dedicar este trabajo a la persona más especial de mi vida, a la persona que más quiero y por la que siempre seré capaz de darlo todo y más aún; Dioelis Rafael Guerra Santiesteban, no creo que nadie se merezca más este regalo que él; pues nadie ha sufrido más que él, nadie se ha esforzado más que él y nadie lo va a disfrutar más que él así que para él va esta tesis.

Agradecimientos

Quisiera agradecer primeramente a todas las personas que de una forma u otra han influido en mi formación profesional, comenzando desde los primeros niveles de la enseñanza hasta llegar a los excelentes profesores con que me he encontrado en este centro universitario.

Agradecer especialmente a mi tutor Dr. Jesús Blanco, y al profesor Carlos Sosa Meizoso por el apoyo y la ayuda para lograr los resultados que queríamos alcanzar, por la paciencia y la confianza.

Quisiera dar las gracias a aquellos que de una manera u otra han contribuido a mi formación como persona, no importa si sus acciones fueron positivas o negativas, de todas las experiencias debemos sacar lo mejor; gracias a esas personas que me llevaron a ser el hombre que soy hoy, con mis virtudes y defectos.

Quiero reconocer además a esos que han sido como mis hermanos durante todos estos años; a mis compañeros, a todos los he aprendido a querer aunque no siempre estemos de acuerdo.

Quisiera agradecer además a la Revolución por darme la posibilidad de graduarme como un profesional sin tener que hacer gastos de ningún tipo, solo por haber nacido en este maravilloso país.

Ahora quiero hacer mi mayor agradecimiento; vaya este para todos mis familiares, ellos han sido mi mejor escuela desde que nací hasta hoy que todavía me siguen enseñando. Gracias a mi abuela por ser más que una madre desde que nací, por inculcar en mí los valores que hoy defiendo, por enseñarme más cosas de la Revolución que todos mis maestros juntos. A mi abuelo, que en paz descanse, por demostrarme como debe ser un perfecto caballero y un hombre de principios. Gracias a mis tíos por sacrificar tantas cosas por darnos gustos a mi hermano y a mí, por tomarnos como sus propios hijos. Gracias a mi padre por el apoyo, por estar siempre presente en mi pensamiento por ayudarme siempre de la mejor manera que podía. Gracias a mis socios del barrio y de Niquero (Walter, Nery, Wilfre, Mili, Toqui, Yordanis,

Alfredo, Cesar, Day, Osmani, Juan G. Roberto, Alberto, Yuyi, Mony, etc), esos que siempre se han preocupado por mí y por mi bienestar.

Agradeceré además al que hoy considero como mi mejor amigo y espero que siempre lo sea, estemos donde estemos; a mi hermano Ale, yo te agradezco mucho por cuidar a la china siempre que yo no estaba, por apoyarme y ayudarme cuando te necesité, por hacer que yo me sienta orgulloso de ser hermano de la persona en que te has convertido. Por luchar todo este tiempo para no estar a mí sombra, por ser el menor; pero indudablemente me has eclipsado y eso es lo que más me enorgullece.

Gracias a la china, que sigue fajada por darnos lo mejor, para la cual seguiremos siendo sus niños, gracias por ayudarme, apoyarme y aconsejarme; pero más que nada, gracias por ser mi madre, no quiero ni necesito otra, tu eres la mejor del mundo.

Resumen

El presente trabajo titulado: **Ubicación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en la parte central de la Cuenca Cauto, a partir de la interpretación sísmica y datos de pozos**; fue desarrollado como consecuencia de la necesidad de encontrar nuevos yacimientos petrolíferos dentro del país. Por lo tanto y aprovechando la gran cantidad de datos con que se cuenta sobre la Cuenca Cauto tratamos de localizar zonas donde puedan ser encontradas acumulaciones de hidrocarburos, además de definir algunos de los elementos constituyentes de un sistema petrolero dentro de la cuenca y poder determinar la existencia o no de una anomalía del tipo flat spot en el área de estudio.

El texto fue dividido en tres capítulos:

- Constitución geológica del área investigada.
- Metodología y volumen de los trabajos proyectados.
- Representación e interpretación de los resultados obtenidos.

Al final de la investigación pudieron ser ubicadas dos estructuras como perspectivas para la acumulación de petróleo. Se localizó una nueva anomalía del tipo flat spot. Llevamos a cabo un estudio sísmo estratigráfico de la parte central de la cuenca y definimos algunos de los componentes del posible sistema petrolero.

Abstract

The present work titled: Location of favorable structures for the accumulation of hydrocarbons in the central part of the Cauto Cuenca, starting from the seismic interpretation and data of wells; it was developed as consequence of the necessity of finding new oil locations inside the country. Therefore and taking advantage of the great quantity of data with which it is counted on the Cauto Cuenca we try to locate areas where they can be opposing accumulations of hydrocarbons, besides defining some of the constituent elements of an oil system inside the basin and power to determine the existence or not of an anomaly of the type flat spot in the study area.

The text was divided in three chapters:

- Geologic constitution of the investigated area.
- Methodology and volume of the projected works.
- Representation and interpretation of the obtained results.

At the end of the investigation two structures could be located as perspectives for the accumulation of petroleum. A new anomaly of the type flat spot was located. We carry out a study sismo estratigrafic of the central part of the basin and we define some of the components of the possible oil system.

Índice

INTRODUCCION	1
Capítulo I: CONSTITUCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA INVESTIGADA.....	6
1.1. Introducción.....	6
1.2. Características físico-geográficas.....	6
1.3. Evolución geológica de la región.....	11
Capítulo II: METODOLOGÍA Y VOLUMEN DE LOS TRABAJOS PROYECTADOS....	30
2.1. Introducción.....	30
2.2. Volumen de los trabajos proyectados.....	30
2.3. Principios teóricos.....	32
Capítulo III: REPRESENTACION E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	47
3.1. Introducción.....	47
3.2. Interpretación cualitativa.....	47
3.3. Sistema petrolero.....	53
3.4. Ubicación de las estructuras favorables para las acumulaciones.....	55
Conclusiones	61
Recomendaciones	62
Bibliografía.....	63
Anexos	67

INTRODUCCION

La Cuenca Cauto es una de las zonas más enigmáticas de la geología cubana, no necesariamente por su complejidad geológica, sino por las inigualables condiciones que se han manifestado allí para el desarrollo de varios yacimientos petrolíferos. En base a ello se han llevado a cabo allí numerosas investigaciones; sin embargo nunca se ha encontrado ese gran yacimiento que se presupone pueda estar aún oculto en esta región.

El presente trabajo titulado: ***Ubicación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en la parte central de la Cuenca Cauto, a partir de la interpretación sísmica y datos de pozos***; se realiza atendiendo al insuficiente grado de estudio que tiene el área, además de sus condiciones favorables; pero mas que nada, se desarrolla para aprovechar los datos sumamente confiables que brindan los perfiles sísmicos y los pozos estudiados.

Problema

Necesidad de localizar estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en la parte central de la Cuenca Cauto.

Objeto

Complejo sedimentario de la Zona central de la Cuenca Cauto.

Objetivo

Ubicar las zonas con mayores perspectivas para encontrar acumulaciones de hidrocarburos en la parte central de la Cuenca Cauto; sobre la base de la interpretación de los datos sísmicos y de pozos.

Objetivos específicos:

- Ubicar las posibles estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos partiendo de un análisis de los datos sísmicos.
- Utilizando la información de los pozos localizados en el área de estudio proponer algunos posibles elementos constituyentes del probable sistema petrolero desarrollado en el área.
- Emplear los datos de velocidad de intervalos para tratar de localizar una posible estructura de flat spot.

Hipótesis

Si se lleva a cabo una correcta interpretación de los datos sísmicos y se combinan sus análisis con la información de los pozos existentes en el área; se podrán ubicar las zonas más favorables para la acumulación de hidrocarburos, así como identificar algunos elementos del posible sistema petrolero que se desarrolle en la parte central de la Cuenca Cauto.

Novedad científica

La aplicación de un análisis sismo-estratigráfico, que contribuye a mejorar la comprensión de los fenómenos geológicos que afectaron la zona de estudio a lo largo de todo este tiempo; es la mayor novedad aportada por el presente trabajo.

Estado del arte

Las primeras investigaciones que se desarrollaron en la región de la Cuenca Cauto fueron llevadas a cabo por el ejército norteamericano después de la intervención de 1898 cuando se hizo un reconocimiento geológico de la isla para estudiar sus perspectivas económicas en cuanto a recursos minerales.

Las primeras investigaciones geofísicas reportadas en la zona, fueron realizadas en los primeros años de la década del 30 por varias compañías norteamericanas con el fin de determinar la posible existencia de trampas estructurales que constituyeran reservorios gasopetrolíferos en las rocas de la cobertura sedimentaria.

En 1945 Keijzer publica su monografía sobre la geología de Cuba oriental, donde por primera vez se argumenta la existencia de un régimen montañoso durante el Eoceno y Oligoceno donde actualmente se ubica la fosa Bartlett.

Bermúdez en 1950 publica uno de los más interesantes estudios de la estratigrafía cubana en su obra "Correlación del Cenozoico de Cuba".

M. Kozary en 1958 confecciona el Mapa Geológico a escala 1:250000 después de generalizar todos los materiales geológicos recolectados desde 1953.

Entre los años 1955 y 1957 la compañía norteamericana Ray Flex. Exploration Co. realizó trabajos sísmicos en el Golfo de Guacanayabo y en tierra firme y a partir de ellos confeccionaron mapas estructurales de la zona.

Entre los años 1955 y 1959 fueron perforados numerosos pozos como parte de una campaña de exploración gasopetrolífera, pero aunque algunos pozos presentaron manifestaciones de hidrocarburos, ninguna fue tomada como comercial.

En 1965 la expedición del barco soviético Vladimir Otruchev realizó en los límites de la Cuenca Cauto y el Golfo de Guacanayabo, varios perfiles de comprobación por los métodos de refracción y reflexión.

De 1972 a 1975 el grupo de ciencia del Instituto de Geología y Paleontología (IGP) de la Academia de Ciencias de Cuba, realizó una generalización de los materiales geofísicos y confeccionó el Mapa Tectónico de Cuba a escala

1:500000, además de esquemas estructurales incluso para la región oriental, según la base del orogénico y post-orogénico a escala 1:25000, así como mapas geológicos de la región del Cauto y esquemas tectónicos para la región de la depresión del oriente de Cuba.

Desde 1972 hasta 1976 se llevaron a cabo en todo el país trabajos de levantamientos geológicos por un grupo de investigadores, la parte oriental fue estudiada por la Brigada Cubano-Húngara adjunta al IGP de la Academia de Ciencias de Cuba. Finalmente fue elaborado el Mapa Geológico a escala 1:250000 de toda la isla; se establecieron las zonas estructuro-faciales para el Oriente completo redescubriendo algunas y se obtuvieron nuevos datos sobre la constitución geológica de Cuba Oriental.

El Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMM) ha apoyado numerosas investigaciones llevadas a cabo por sus profesores o estudiantes indistintamente desde 1976; se han desarrollado trabajos que han esclarecido varios aspectos relacionados con la geología de Cuba Oriental.

En 1986 la Academia de Ciencias de Cuba realizó estudios regionales a escala 1:250000, incrementando el conocimiento estratigráfico del territorio de la cuenca. Se perforó el pozo Granma 1 de unos 3017m de profundidad; también se realizaron trabajos aerogeofísicos y sísmicos, pero aún así no pudieron ser evaluadas las posibilidades petrolíferas de la Cuenca Cauto-Guacanayabo.

En la década de los 90 se intensificaron los trabajos geofísicos se llevaron a cabo tres campañas sísmicas entre los años 1996 y 1998, las investigaciones fueron desarrolladas tanto en tierra firme como en el mar. En tierra trabajó la compañía GENOIL y aunque los perfiles detectaron numerosas estructuras favorables para la acumulación de petróleo, no fueron definidas las rocas generadoras de hidrocarburos.

A partir del nuevo siglo la mayoría de los trabajos llevados a cabo se han dedicado a la interpretación de los datos sísmicos aportados por las campañas anteriores como por ejemplo el "Estudio de una estructura sísmica con perspectivas gasopetrolíferas en la cuenca del Cauto." de G. Miro en el 2000.

Los estudiantes del ISMM han proseguido con los estudios del área; así se obtienen investigaciones como la de Y. Naranjo en el 2008 conocida como Caracterización Tectono-estratigráfica de la Cuenca Cauto-Guacanayabo.

Se llevan a cabo actualmente otras investigaciones dentro de los límites de la cuenca como por ejemplo la tesis en opción al Título de Master en Ciencias Geológicas de la Ingeniera Arianna Mustelier.

Capítulo I: CONSTITUCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA INVESTIGADA

1.1. Introducción.

1.2. Características físico-geográficas.

1.3. Evolución geológica de la región.

1.1. Introducción.

El presente capítulo está encaminado a destacar las características físico-geográficas más importantes del área de estudio. A partir de la información brindada en este capítulo se podrá obtener una visión general sobre las condiciones físicas, climatológicas y socioeconómicas imperantes en la región.

1.2. Características físico-geográficas.

1.2.1. Ubicación Geográfica.

La cuenca Cauto se halla ubicada en la región oriental de Cuba, abarca aproximadamente unos 3000 km² entre las provincias de Granma, Holguín, Las Tunas y Santiago de Cuba. Tiene una longitud cercana a los 150 km y un ancho de entre 30 y 80 km. Limita al Norte con la provincia de Holguín; al Oeste con Las Tunas; al Sur con el mar Caribe y hacia el Este con Santiago de Cuba. El área de estudio se encuentra entre los 20° 10' 54" y 20° 46' 8" de latitud norte y entre los 76° 18' 18" y 77° 10' 5" de longitud oeste.

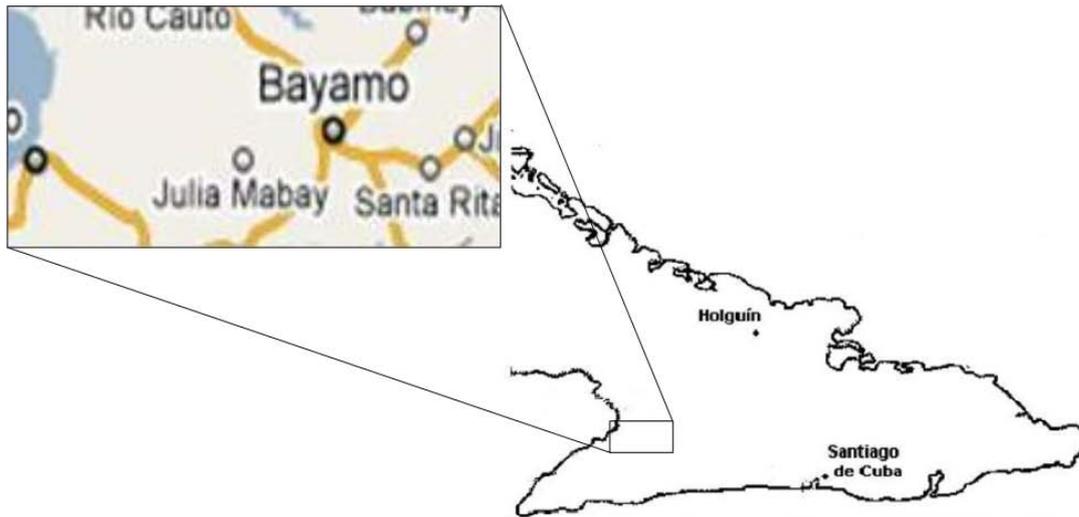


Fig. 1 Mapa de ubicación geográfica del área de estudio.

1.2.2. Educación.

La educación tiene un gran desarrollo en esta región; lo cual se ve manifestado por el gran trabajo que realizan los profesionales de esta rama, en la enseñanza primaria, media y superior. En el área están enclavadas numerosas escuelas primarias y secundarias, pres universitarios en el campo y en la calle, institutos tecnológicos y de enseñanza media, además de la Universidad de Granma y el Instituto Superior Pedagógico "Blas Roca Calderio".

1.2.3. Salud.

En la rama de la salud pública también se manifiestan notables avances dentro de la región de estudio. Los puntales en la atención médica en el sector son los hospitales "Carlos Manuel de Céspedes" en Bayamo y el "Celia Sánchez Manduley" en Manzanillo. La tasa de mortalidad infantil es de 4,7 niños fallecidos por cada mil nacidos vivos, lo cual es un índice del buen trabajo en el campo de la salud en la región.

1.2.4. Población.

Se incluyen como principales núcleos poblacionales a las ciudades de Bayamo y Manzanillo, siendo Bayamo la capital de la provincia Granma, donde existe una densidad poblacional de 99,8 habitantes por km² y un total de 835675 habitantes. Existen además numerosos poblados y caseríos en el resto del área de estudio.

1.2.5. Clima.

El clima en el territorio, está muy relacionado en primer lugar con el aspecto relativo a su posición geográfica: situada en la región oriental, orientada en forma sub latitudinal, y circunscrita entre montañas. Algunas peculiaridades del clima local están asociadas con su elevada temperatura. Para el valle, el promedio anual es del orden de los 25 a 27°C, muy acentuadas durante el verano y en especial en julio con valores promedios que oscilan entre los 27 y 28 grados, aunque incluso durante el invierno las temperaturas oscilan entre 23 y 24 grados.

1.2.6. Economía.

El desarrollo económico en esta zona se basa fundamentalmente en las producciones agrícolas, destacándose los cultivos de arroz, caña de azúcar y los pastos; además se ha incrementado notablemente la ganadería en la región.

El desarrollo industrial se centra en las dos ciudades más importantes (Bayamo y Manzanillo); donde se hallan ubicadas las principales industrias de la construcción, lácteos, de acumuladores, de producción de maderas y química entre otras.

En la producción de azúcar se destacan los centrales " Arquímedes Colina " y " Juan Manuel Márquez ".

1.2.7. Hidrografía.

La cuenca en la actualidad presenta un buen drenaje superficial pues tiene una alta densidad de corrientes superficiales por km² (Naranjo, 2008). La cuenca esta dividida en dos partes por el río Cauto, el cual posee una extensión de 343 km; corre de sur a norte en su tramo inicial, cambiando luego su dirección para ser de este a oeste por el resto del curso hasta desembocar en el Golfo de Guacanayabo y además de ser el río mas largo del país es el principal elemento del sistema fluvial de la cuenca. El área posee varios meandros abandonados por el Cauto y varios de sus afluentes como El Salado; el río Cauto atraviesa extensas áreas pantanosas antes de desembocar en el Golfo de Guacanayabo.

En la cuenca completa el patrón de drenaje, a nivel general, es dendrítico, volviéndose angular debido al alto control tectónico sobre todo en los límites de los bloques. Son típicos los valles en forma de V con pendientes fuertes, los que se hacen más amplios y menos profundos cuanto mayor es su orden.

Abundan las lagunas en las cercanías de la costa y al norte de Manzanillo así como numerosos ríos pequeños que desembocan directamente en el golfo.

Existe una constancia de las lluvias en el área como para alimentar, ya sea en el periodo de seca o en el de lluvias, a las aguas subterráneas hacia las zonas hipsométricas mas bajas (Naranjo, 2008).

1.2.8. Relieve.

La cuenca se presenta como un amplio valle, con pocas variaciones en el relieve. Las mayores elevaciones no llegan a los 100m por encima del nivel del mar y se ubican en las inmediaciones de Manzanillo.

Las llanuras aluviales al centro así como las llanuras de los ríos provenientes del norte y el sur; al combinarse forman una extensa llanura a lo largo de toda el área de estudio.

1.2.9. Comunicaciones.

El área esta cortada por la vía ferroviaria que une a Bayamo con La Habana, además se unen por ferrocarril las ciudades de Bayamo y Manzanillo pasando por Yara; también esta enlazada a Bayamo la ciudad de Santiago de Cuba pasando por Jiguaní.

Se encuentra la Carretera Central que une a Bayamo con el resto el país. Se destacan otras vías de comunicaciones como: la carretera de Bayamo a Niquero; la carretera de Bayamo a Guisa, y la carretera de Yara a la Ciudad Escolar " Camilo Cienfuegos ".

Existen dos aeropuertos en las ciudades de Bayamo y Manzanillo respectivamente, manteniendo vuelos nacionales, fundamentalmente con rumbo a La Habana y Santiago de Cuba.

1.2.10. Tectónica.

La tectónica de la parte suroriental de Cuba está determinada por su posición en la zona de interacción de las placas litosféricas Norteamericana y Caribeña, encontrándose en indisoluble relación con la fosa profunda de Oriente al sur, la depresión graben- sin forma Cauto-Nipe al NO y la depresión Central-Cuenca de Guantánamo al NE (R. Flores y otros, 1996).

La Cuenca Cauto, ubicada al oeste de Cuba Oriental tiene la forma de un triángulo alargado, representando una zona deprimida rellena con grandes espesores de sedimentos del Terciario y el Cuaternario. Limita tectónicamente al Norte con la Falla Axial y el Elevado de Nipe; al Oeste con el sistema de fallas rumbo deslizantes Cauto-Nipe (Noroeste) que limita a Las Tunas con Granma; al Sur con la falla Bartlett y al Este con el sistema de fallas rumbo deslizantes Cauto-Nipe (Sureste) que limita a la Sierra Maestra de la cuenca Cauto.

Principales tipos de fallas.

1. Zona de la falla Cauto (Meyerhoff, 1968). Ubicada desde Cabo Cruz hasta el SE de la ciudad de Bayamo. Limite NW de la Sierra Maestra. Orientación NE-SO.
2. Falla Bayamo. Ubicada a lo largo del valle del río Bayamo hasta la costa sur, con dirección NO-SE. Es una falla que separa dos bloques con movimientos diferencial limita las rocas carbonatadas de aguas someras de los de aguas profundas.
3. Posible falla con dirección SE que se encuentra ubicada en Cauto Cristo prolongándose desde NW-SE.

Esta cuenca se formó a partir de los esfuerzos del sistema de fallas rumbo deslizantes Cauto-Nipe. Se clasifica como una subcuenca tensional, limitada por fallas normales escalonadas formando semigrábenes, mientras en el interior se han formado horst y grábenes indistintamente.

1.3. Evolución geológica de la región.

1.3.1. Ubicación del área en la Geología de Cuba.

La cuenca Cauto limita hacia el Norte con las alturas de Maniabon; al Oeste con el Golfo de Guacanayabo; hacia el Sur limita con el Arco Volcánico del Paleógeno (Sierra Maestra) y al Este limita con secuencias ofiolíticas (Sierra de Nipe).

1.3.2. Cuba dentro de la geología del Caribe.

El cinturón plegado cubano esta acrecionado al paleomargen de Bahamas; pero esto no siempre fue así, hasta el Eoceno Cuba fue parte integrante de la Placa del Caribe. En el archipiélago cubano esta presente el registro tectono-estratigráfico representativo de las diversas etapas del desarrollo del Caribe: el Arco de Islas Volcánico del Mesozoico; el Arco de Islas Volcánico del Terciario; restos de la corteza del Protocaribe y los márgenes continentales de la apertura inicial de Pangea a nivel del Tethys americano y su posterior deriva (Blanco, 1996).

La separación del Cinturón Plegado Cubano de la placa del Caribe estuvo asociada al desarrollo del límite transformante Swan-Caimán-Oriente edad que se estima entre el Eoceno Medio y el Eoceno Superior (Draper y Barros, 1994a; Mann et al, 1995; Proenza, 1997) y concluida en el Mioceno (Mann et al, 1995).

1.3.3. Características geomorfológicas.

Desde el punto de vista geomorfológico dentro de la zona son destacables varias unidades como:

Unidad de inundación de la llanura fluvial y marina deltaica plana, parcialmente cenagosa.

Coincide con el área de la desembocadura y el delta del río Cauto con dos niveles de terrazas marinas y fluviales en los intervalos de altura entre los 2-3 m, y los 5-7m.

Unidad del cauce actual y meandros abandonados.

Esta unidad esta formada por meandros enanos ubicados en diferentes paleocauces del río Cauto.

Las dimensiones (largo y ancho) de cada sistema de nodos morfoestructural, controlan las dimensiones que tiene cada meandro y la longitud total de estos sistemas de nodos, define la cantidad de meandros sobre el cauce del río. El gasto del río que permitió la formación de estos meandros determina el escurrimiento máximo permisible que puede drenar por cada meandro.

Unidades de los planos de inundación entre los 10 a 30 m y de 30 a 60 m de altitud.

La morfología de estas unidades, su pendiente y altura del relieve están fuertemente controladas por la estructura en forma de gráben Nipe Guacanayabo y las oscilaciones del nivel del mar del pleistoceno, lo que determinó el perfil de equilibrio del río y la formación y existencia de al menos los tres paleocauces reconocidos en el río. La alimentación del escurrimiento fluvial de estas unidades proviene principalmente de las subcuencas fluviales que ocupan las alturas y submontañas de las vertientes norte y sur de la cuenca.

Unidades fluviales de la vertiente norte.

Se reconocen las unidades de los ríos que drenan la llanura de articulación abrasiva – acumulativa ligeramente ondulada y plana con altura entre los 10 – 30m. Estos ríos son Naranja, Majibacoa, La Rioja, Cacocum. En estas unidades se presentan siete segmentos de cauces que alimentan directamente a la llanura del río.

Unidades fluviales en la vertiente Sur.

En la vertiente Sur se conocen las unidades fluviales de los ríos Bayamo, Cautillo y Contramaestre, que drenan cinco segmentos de cauces directamente a la llanura del río.

1.3.3. Estratigrafía.

La información estratigráfica de la región proviene principalmente de los levantamientos geológicos y unos 15 pozos profundos perforados aquí por compañías norteamericanas en el período 1956-1960 y del pozo paramétrico Granma perforado a principios de la década del 80.

El basamento de la cuenca del Cauto, lo ocupan las rocas del Arco Volcánico Cretácico (retroarco) con su cobertura Campaniano-Maastrichtiano de composición siliciclástico-carbonatada.

Arco Volcánico Cretácico

Formación Tejas: Aflora en las cercanías del poblado jiguanicero de Santa Rita. Es una formación metamórfica compuesta de meta tobas y meta areniscas. Su límite inferior se desconoce y está cubierta discordantemente por el grupo El Cobre y las formaciones Charco Redondo y Camazán. Su edad por inferencias indirectas, ya que no contiene fósiles es Cretácico Inferior Aptiano-Cretácico Superior Turoniano.

Cuenca Superpuesta sobre al Arco Volcánico Cretácico.

Formación Palma Mocha: Aflora al sur del Pico Turquino, en las cercanías de la costa sur de la provincia de Santiago de Cuba. Está formada por rocas terrígeno-clásticas y vulcanógenas, en menor cantidad aparecen calizas. Las tobas y aglomerados de esta unidad son de composición básica; en todo el corte hay intercalaciones de argilitas y gravelitas tobáceas. Su subyacente se desconoce. Está cubierta discordantemente por el gr. El Cobre y tectónicamente por la fm. Manacal. Es de edad Cretácico Inferior (Aptiano)-Cretácico Superior (Turoniano).

Formación Manacal: Forma un pequeño bloque. Se compone de rocas piroclásticas y sedimentarias de grano medio a fino, composición andesito-basáltica, tobas aglomeráticas, brechas volcánicas y raros mantos de lava andesito-basáltica. Subordinadamente conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas tobáceas y polimícticas, calizas y margas. Su límite inferior es discordante con la formación Palma Mocha y el superior tiene igual carácter

con la formación Pilón, pudiéndose observar en ocasiones discordancia angular. La edad es Cretácico Superior Campaniano-Maastrichtiano Inferior.

Formación Babiney: Aflora en una pequeña área de menos de 10 km² en los alrededores del poblado de Babiney. Su composición es predominantemente siliciclástica y siliciclástico-carbonatada y el principal componente de sus clastos lo constituyen las rocas volcanogénicas provenientes de la erosión del arco volcánico cretácico extinto. Predominan las areniscas polimícticas de diversa granulometría que se intercalan con limolitas, lutitas y conglomerados, aunque se observa un considerable volumen de rocas carbonatadas, calizas y margas, sobre todo hacia la parte superior del corte, de edad paleocénica. Su límite inferior se desconoce y se cubre por las formaciones Casanova, Jiguaní Y Camazán. La edad es Cretácico Superior Maastrichtiano Superior-Paleoceno Inferior.

Sobre este período, y con una potencia de hasta miles de metros, se encuentra el arco volcánico paleogénico, que se mantuvo activo predominantemente hasta la parte baja del Eoceno Medio.

Arco Volcánico Paleogénico (Turquino)

Formación Uvero: Se distribuye en la pendiente sur de la Sierra Maestra. Presenta una intercalación en capas finas de tobas desde aglomeráticas a psamíticas de composición andesito-basáltica, limolitas y areniscas, calizas, areniscas polimícticas a vulcanomícticas de cemento calcáreo con diferente granulometría, de color gris-parduzco intercaladas con limolitas. Su límite inferior se desconoce, se supone sea discordante sobre la formación Manacal, El límite superior es transicional a las formaciones Ojo de Toro y Guamá. Edad Paleoceno

Formación Ojo de Toro: Aflora en la región suroccidental de la Sierra Maestra. Litológicamente se compone de areniscas de diferente granulometría y conglomerados. Yace transicionalmente sobre la fm. Uvero y está cubierta con igual carácter por la fm. Caney. Transiciona lateralmente a la fm. Pilón. Su edad es Paleoceno-Eoceno Inferior.

Formación Guamá: Está ampliamente distribuida a lo largo de la Sierra Maestra, provincias de Granma, Guantánamo y Santiago de Cuba. En nuestra

región se extiende por la zona suroriental de la cuenca. Está constituida por tobas, tobas aglomeráticas, lavas y lavas aglomeráticas de composición andesítica, andesito-dacítica y dacítica, raramente riolítica, riodacítica y basáltica. Se intercalan tufitas, calizas, tobas cineríticas, tufitas, tobas calcáreas, calizas tobáceas, areniscas polimícticas y vulcanomícticas y grauvacas. Esta unidad aparece cortada en el intervalo final del Pozo Granma No. 1. Yace discordantemente sobre las formaciones Manacal, Palma Mocha y Ojo del Toro. Está cubierta concordantemente por las formaciones Caney y Puerto Boniato y discordantemente por las formaciones Cauto, Charco Redondo, Dátil, Jaimanitas Río Maya, San Luis, y Manzanillo. Transiciona lateralmente a la fm. Pilón. Edad: Eoceno Inferior.

Grupo El Cobre: (Subdivisiones: fm. El Caney y fm. Pilón). Se puede localizar en los alrededores del poblado El Cobre y otras áreas de las provincias de Granma y Santiago de Cuba. Está constituida por diferentes tipos de rocas vulcanógenas y vulcanógeno-sedimentarias en distintas correlaciones y combinaciones alternantes, muy variables, tanto en sentido vertical como lateral. Las transiciones entre ellas a veces son bruscas y otras graduales y en muchos casos es prácticamente imposible establecer delimitaciones entre ellas. Las rocas más abundantes son: tobas, tobas aglomeráticas, lavas y lavas aglomeráticas de composición andesítica, andesidacítica y dacítica, raramente riolítica, riodacítica y basáltica. Con estas rocas se intercalan tufitas y calizas, además, se asocian a este complejo vulcanógeno-sedimentario cuerpos hipabisales y diques de diversa composición. En su composición también participan tobas cineríticas, tufitas, tobas calcáreas, calizas tobáceas, areniscas polimícticas y vulcanomícticas y grauvacas. Yace discordantemente sobre las formaciones Manacal, Palma Mocha y Tejas. Está cubierta concordantemente por la fm. Puerto Boniato y discordantemente por las formaciones Cauto, Charco Redondo, Dátil, Jaimanitas (parte indiferenciada y su Mbro. Tortuguilla), Río Maya, San Luis, los grupos Guacanayabo (fm. Manzanillo), Guantánamo (miembros Guardarraya y Yacabo de la fm. Punta Imías) y el Mbro. Quintero (fm. La Cruz). Su edad es de Paleoceno- Eoceno Medio parte baja.

Formación Pilón: Se manifiesta en la parte occidental de la Sierra Maestra, provincias de Granma y Santiago de Cuba. Se compone de areniscas y

limonitas, calizas, con intercalaciones de tobas y tufitas que aumentan su proporción hacia arriba en el corte. Se intercalan rocas carbonatadas en forma de lentes cuya potencia varía lateralmente hasta alcanzar 30 m de potencia. Estas calizas presentan cierta silicificación producto de la presencia de radiolarios, en raras ocasiones fracción clástica formada por fragmentos de cuarzo, plagioclasas y rocas volcánicas. Su subyacente se desconoce. Está cubierta concordantemente por la fm. Caney y discordantemente por las formaciones Farallón Grande, Río Maya, Cabo Cruz y Sevilla Arriba. Su edad es Paleoceno-Eoceno Inferior.

Formación Caney: Solo aflora en el borde noroccidental de la Sierra Maestra, o sea la parte sur de la cuenca y este de la cuenca. Está representada por una alternancia de tobas cineríticas, tufitas, tobas calcáreas, tobas lapílicas, calizas tobáceas. Se ha reportado un conjunto de rocas volcánicas y piroclásticas bien estratificadas: conglobrechas tobáceas, tobas de diferente granulometría de colores desde amarillento, verdes o abigarradas, tufitas y calizas tobáceas de color verdoso, calizas de color gris claro y margas. Se depositó concordantemente sobre la fm. Pílon y la secuencia indiferenciada del gr. El Cobre con la cual transiciona lateralmente también. Está cubierta concordantemente por la fm. Puerto Boniato y discordantemente por las formaciones Barrancas, Charco Redondo y San Luis. Ocupa el intervalo Eoceno Medio (parte baja)

Formación Jiguaní: Solo se ha cartografiado como una franja de dirección casi norte-sur al norte del poblado de Jiguaní. Está compuesta por calizas y margas con lentes y capillas de silicitas verdosas. Yace discordantemente sobre algunos afloramientos de tobas cineríticas asignadas al grupo El Cobre, sin diferenciar y está cubierta por las formaciones Charco Redondo, Casanova, Mariota, Camazán y Bitirí, y. La edad de esta unidad fue precisada por nuestras muestras como Eoceno Inferior. Esta unidad por su edad y posición estratigráfica debía pertenecer al Arco Volcánico Paleogénico, sin embargo su composición litológica se diferencia grandemente de esas secuencias, por lo que quizás la misma pertenezca a otra zona más alejada de los focos magmáticos y por ello su composición sea tan diferente.

En el Eoceno Medio ocurre una etapa de formación de rocas carbonatadas y fragmentario-carbonatadas de diferentes ambientes de sedimentación.

Cuenca Superpuesta sobre el Arco Volcánico Paleogénico

Formación Mariota: Solo aflora entre las localidades de Babiney y Jiguaní. En la parte inferior y más potente aparece un conglomerado de bloques de hasta 1m de diámetro de rocas magmáticas, diabasas, gabros, basaltos amigdaloidales, areniscas, tobas y calizas de diferentes tipos, biogénicas de color rosado, blanco, crema. Este conglomerado mal seleccionado presenta zonas con fragmentos pequeños y mayor cantidad de matriz la cual es calcáreo-arcillosa. Hacia arriba e intercaladas con los conglomerados aparecen calcarenitas de color crema en capas de 10-15cm. y margas amarillentas. Se depositó sobre las formaciones Babiney y Jiguaní, discordantemente y está cubierta por las formaciones Charco Redondo, Casanova, Camazán y Bitirí. La edad por la asociación fosilífera reportada en las margas y calcarenitas es Eoceno Medio parte baja.

Formación Charco Redondo: Sus depósitos están ampliamente distribuidos en todo el norte de la Sierra Maestra incluyendo la cordillera de la Gran Piedra. Son calizas compactas órgano-detríticas, fosilíferas, de color variable. En la parte inferior del corte, son frecuentes las brechas y en la base en ocasiones conglomerados basales. Pueden aparecer calcarenitas, y algunas areniscas escasas intercaladas. Yace discordantemente sobre las formaciones Caney, Tejas, y el gr. El Cobre (parte indiferenciada). Está cubierta discordantemente por las formaciones Barrancas, Bayamo, Dátil, Farallón Grande, San Luis. Aparece cortada en los pozos Granma 1, Embarcadero, Santa Regina 1, Manzanillo 1, Oruita 1 y Vicana 2. La edad es Eoceno Medio.

Formación Puerto Boniato: Se desarrolla en forma de franja discontinua al norte y este de la cuenca. Comprende calizas organodetríticas aporcelanadas algáceas y margas bien estratificadas, calcarenitas, intercalaciones y nódulos de sílice negro - parduzco. Aparece concordantemente sobre las formaciones El Caney, Sabaneta y gr. El Cobre (parte indiferenciada) y está cubierta

concordantemente por las formaciones Mucaral y San Luis. Edad Eoceno Medio

Formación Farallón Grande: Ocupa amplias áreas en la parte occidental de la Sierra Maestra, provincias de Santiago de Cuba y Granma y aislados parches en el borde sur de la cuenca. Es una unidad gruesamente fragmentaria constituida por brechas polimícticas, de fragmentos angulosos y subangulosos de tamaños variados, con intercalaciones de conglomerados de clastos bien seleccionados y en menor cantidad de areniscas de grano grueso. La matriz de la brecha y el conglomerado es arenosa tobácea. Yace discordantemente sobre las formaciones Charco Redondo y Pilón. Está cubierta concordantemente por la fm. San Luis y transgresivamente por las formaciones Dátil y Manzanillo. También está cubierta por la fm. Barrancas sin conocerse el carácter del contacto. Su edad es Eoceno Medio (parte alta) por su posición estratigráfica.

Formación Barrancas: Se extiende en forma de franja irregular por la parte noroccidental de la Sierra Maestra, entre los ríos Buey y Mabay, provincia Granma. Son características las tobas riolíticas-riodacíticas cristalovitroclásticas y vitroclásticas, margas, areniscas calcáreo-tobáceas, calizas biodetríticas y calcilutitas. Cubre discordantemente a las formaciones Charco Redondo y El Caney, no estando clara su relación con la fm. Farallón Grande. Está cubierta discordantemente por las formaciones Cauto y Dátil. Su edad es Eoceno Medio (parte alta)-Eoceno Superior. Esta unidad representa un vulcanismo remanente del arco volcánico paleogénico, el cual se manifiesta también en una serie de diques que cortan las unidades farallón Grande y San Luís.

Los sedimentos siliciclásticos, de edad Eoceno Medio parte alta-Eoceno Superior, afloran ampliamente bordeando la cuenca desde el sur y hasta el noreste.

Formación San Luís: Se desarrolla ampliamente en la vertiente sur y este de la cuenca. Es una unidad muy potente compuesta predominantemente por areniscas polimícticas, limolitas, margas, arcillas, calizas arcillosas, biodetríticas, arenosas y conglomerados polimícticos. Se encuentra muy bien

estratificada. Está cortada por diques y cuerpos de basalto. Yace concordantemente sobre las formaciones Farallón Grande, y Puerto Boniato, cubriéndose con discordancia por las formaciones Casanova, Cauto, Río Maya, Manzanillo, Sevilla Arriba, Cabo Cruz, Bitirí y Camazán. Ocupa el intervalo estratigráfico Eoceno Medio (parte alta)-Eoceno Superior.

Los mayores espesores de la cuenca están formados por los paquetes de rocas carbonatado-arcillosas y fragmentario-carbonatadas desde el Oligoceno al Reciente.

Cobertura sedimentaria

Formaciones Neoplatafórmicas

Formación Casanova: Aflora en pequeñas áreas en los alrededores de Babiney. Esta constituida por arcilla y argilitas limosas calcáreas, gris oscura, arenisca de grano fino volcanomíctica, arenisca arcillosa foraminífera, calizas detríticas granulares, calizas limolíticas, limolitas calcáreas, arena y arcilla. Esta formación pertenece por edad al Oligoceno inferior. Cubre discordantemente a la formación San Luis y la sobreyace de igual manera la formación Paso Real.

Formación Camazán: Aflora en grandes áreas en la región central de la cuenca, siendo una de las unidades más ampliamente distribuidas. Se corresponde con una secuencia de calizas coralino-algáceas (biolititas), calizas biodetríticas a veces arcillosas, calcarenitas, calciruditas, limolitas calcáreas, con intercalaciones de margas y arcillas, ocasionalmente yesíferas, su coloración es variable, desde el amarillo, crema, carmelita y gris. Se observa en relación discordante con las formaciones Charco Redondo, San Luis y Tejas. Está cubierta concordantemente por las formaciones Paso Real y Río Jagüeyes y discordantemente por las formaciones Bayamo y Cauto. Transiciona lateralmente a la fm. Bitirí y en parte a la fm. Paso Real. Su edad está bien justificada por su asociación fosilífera como Oligoceno Superior-Mioceno Inferior

Formación Paso Real: Solo aflora como pequeños parches en las regiones sur y norte de la cuenca. Son característicos en ella los cambios litológicos abruptos tanto vertical como lateralmente. Predominan las alternaciones de calizas y margas. Las calizas son arcillosas, biodetríticas arcillosas y más

subordinadamente calizas biohémicas, calizas dolimitizadas, dolomitas y calcarenitas. Las calizas arcillosas por desagregación originan pseudoconglomerados calcáreos de matriz margoso-arenácea. En general son masivas. Las margas, al igual que las calizas son fosilíferas. Aparecen intercalaciones de areniscas y limolitas calcáreas y arcillas (principalmente esmectita) que contienen en algunos horizontes pirita, yeso, halita y lignito. Se puede observar en la base un conglomerado polimíctico de matriz margosa, fosilífera. Colores crema, blancuzco y grisáceo en los horizontes carbonáticos y grisáceo y verdoso en los terrígenos. Yace concordantemente sobre las formaciones Camazán, y Sevilla Arriba y discordantemente sobre las formaciones, Charco Redondo, y San Luis. Está cubierta concordantemente por las formación Manzanillo y discordantemente por Bayamo y Cauto. Transiciona lateralmente con las formaciones Bitirí y Camazán. Ocupa el mismo intervalo estratigráfico que la fm. Camazán, Oligoceno Superior-Mioceno Superior (parte baja)

Formación Bitirí: Ocupa áreas discontinuas en la región de Contramaestre y Jiguaní. Litológicamente está constituida por: calizas algáceas de matriz fina, duras, compactas, carsificadas, que contienen ocasionalmente fragmentos de corales y grandes *Lepidocyclinas*. Colores amarillo-grisáceo a carmelitoso. Yace discordantemente sobre las formaciones Charco Redondo y San Luis. Está cubierta discordantemente por las formaciones Cauto y Río Jagüeyes y la cobertura aluvial cuaternaria. Lateralmente transiciona a las calizas algáceas de la fm. Camazán. Edad: Oligoceno Superior- Mioceno Inferior.

Formación Sevilla Arriba: Aflora como pequeños parches en la región suroccidental de la cuenca y occidental de la Sierra Maestra. Presenta poca variación litológica, solo una intercalación de calizas biodetríticas duras con grandes *Lepidocyclinas*, que se interestratifican con lutitas calcáreas y margas limosas. El color de las rocas es crema, blancuzco y verdoso. Por su distribución limitada a la parte occidental de la Sierra Maestra solo se depositó discordantemente sobre las formaciones San Luis y Pión. Está cubierta concordantemente por la fm. Paso Real, con la que además se interdigita lateralmente. La cubren discordantemente las formaciones Manzanillo y Cabo Cruz. La edad asignada en superficie es Oligoceno Superior-Mioceno Inferior,

pero en los pozos perforados en las regiones cercanas a sus áreas de desarrollo se ha demostrado que sus litologías comenzaron a desarrollarse en el Oligoceno Inferior hasta el Mioceno Inferior.

Formación Cabo Cruz: Solo se cartografía en el extremo suroccidental de la Cuenca. Se compone por calizas biodetríticas arcillosas, fosilíferas, de color rojizo a abigarrado que por desagregación dan lugar a margas secundarias y pseudoconglomerados. Las calizas pueden aparecer ligeramente fosfatizadas y contienen abundantes tubos de Teredo (*Kuphus incrassatus*). Está cubierta concordantemente por la fm. Manzanillo con la cual además transiciona lateralmente, además la cubre discordante la fm. Río Maya. Esta datada como Mioceno Medio (parte alta)-Mioceno Superior parte baja.

Formación Manzanillo: Ocupa grandes áreas en la región sur de la cuenca. Se compone de una intercalación de calizas biodetríticas arcillosas de granulometría variada a veces gravas y arenas derivadas de vulcanitas, margas, margas limosas y arenáceas, limolitas calcáreas y más subordinadamente calcarenitas y calciruditas con distintos tamaños de granos, predominando los finos, e intercalaciones de arcillas esmectíticas, arcillas calcáreas y arcillas limosas a veces yesíferas. Igualmente subordinadas aparecen calizas biohémicas, detríticas, micríticas y dolomíticas. La secuencia es muy fosilífera. La coloración es variable: crema y amarillento para los horizontes carbonatados y gris o gris verdoso para los terrígenos. Yace concordantemente sobre las formaciones Cabo Cruz y Paso Real y discordantemente sobre las formaciones Charco Redondo, Farallón Grande, San Luis, Sevilla Arriba y el gr. El Cobre. Está cubierta discordantemente por las formaciones Bayamo, Cauto y Dátil. Transiciona lateralmente a la fm Manzanillo y al menos en parte, a la fm. Cabo Cruz. Se dató como Mioceno Superior (parte alta)- Plioceno Inferior.

Formación Dátil: Son solo pequeños parches al sur de la cuenca. Exclusivamente conglomerados con mala consolidación y selección de silicitas formadas por alteración hidrotermal de rocas volcánicas y arenas arcillosas de composición polimíctica encontrándose en forma de intercalaciones y lentes. Se formó discordantemente sobre las formaciones Barrancas, Charco

Redondo, Farallón Grande, San Luis, Manzanillo y Cabo Cruz. Está cubierta discordantemente por la fm. Cauto. No se han reportado fósiles, se le asigna la edad por su posición estratigráfica como Pleistoceno Superior.

Formación Bayamo: Puede observarse al sureste y centro de la cuenca, principalmente en los alrededores de la ciudad de Bayamo. Se compone de arenas grises y amarillo-grisáceas de grano fino, con lentes de areniscas y conglomerados de guijarros finos e intercalaciones de arcillas arenosas. Cubre discordantemente las formaciones Camazán, Charco Redondo, Manzanillo y Paso Real. La sobreyace concordantemente la fm Cauto. La edad es Plioceno Superior- Pleistoceno Inferior.

Formación Cauto: Ocupa la mayor parte del área de la Cuenca del Cauto. Son depósitos mal consolidados como son: arcillas, limos, arenas, gravas polimícticas y conglomerados polimícticos, con estratificación horizontal y cruzada. Coloración gris y gris-parduzca. Yace concordantemente sobre la fm Bayamo y discordantemente sobre las formaciones Barrancas, Bitirí, Camazán, Dátil, Manzanillo, Paso Real, Río Jagüeyes, San Luis, Manzanillo, Paso Real y el grupo El Cobre. Edad Pleistoceno Superior.

En el Cuaternario también se han depositado abundantes sedimentos, los cuales aun no son reconocidos como una formación pero se agrupan por los ambientes de sedimentación predominantes.

Depósitos marinos (mQ2): Están representados principalmente por arenas y guijarros de color gris a crema, acumulados en playas y camellones de tormentas, a veces cementados por carbonato, formando rocas de playa (beach rock). Pueden alcanzar hasta 5m de espesor.

Depósitos marinos-palustres (m-pQ2): Es la asociación de los depósitos marinos y palustres que se localizan en la Isla de la Juventud, siendo difícil su separación. Las características de los depósitos generalmente resultan de la asociación de ambos tipos genéticos.

Depósitos palustres (pQ2): Estos sedimentos costeros se forman en dos ambientes esencialmente diferentes y, en consecuencia, se distinguen dos tipos de depósitos: los pantanos costeros de agua dulce y los pantanos de mangles.

Los pantanos costeros de agua dulce, prácticamente no reciben material terrígeno y sus depósitos están representados fundamentalmente por residuos vegetales y limos carbonatados., entre los depósitos de pantanos de mangles, se encuentran también facies carbonatado-arcillosas y arcillosas.

Los representantes más característicos de la facies terrígena de los pantanos de mangles, son las arcillas de color gris oscuro y pardo oscuro fuertemente salinizadas y las arcillas arenosas con restos carbonizados de troncos y raíces de mangles. La facies carbonatada de los depósitos de pantanos de mangles, está representada por limos finos carbonatado-organógenos con una cantidad variable de detrito vegetal.

Depósitos biogénicos (bQ2): Ellos están representados por materia orgánica en diferente grado de descomposición que puede llegar hasta turba consolidada y alcanzar hasta 8m de espesor en la Ciénaga de Zapata, su área de mayor difusión en Cuba. También presentan espesores grandes en la ciénaga de Lanier, Ciénaga de Morón y otras localidades.

Depósitos aluviales (alQ2): Están representados por arenas, arenas arcillosas y arcillas arenosas, de color carmelita pardusco con manchas rojizas y grises, su granulometría es de media a fina con intercalaciones de gravas y guijarros pequeños de cuarzo, fragmentos de areniscas cuarzosas, concreciones ferruginosas y localmente sedimentos carbonáticos con fragmentos de caliza organógena. Su espesor varía de 1-5m. La composición de los clastos está en dependencia directa de las fuentes de aporte, mientras que la granulometría se vincula con la cercanía de estas, pues a medida que avanza hacia las costas los sedimentos son más finos.

1.3.4. Magmatismo.

El magmatismo en el área de estudio esta circunscripto a las formaciones del grupo El Cobre.

Atendiendo a la composición litológica de estas unidades, se puede observar que en las mismas predominan las secuencias terrígeno carbonatadas sobre los volcánicos, no obstante se desarrollan las condiciones mas importantes sobre el magmatismo, aunque como señala Cobiella (1978) la importancia de las tobas en el corte de la formación El Cobre ha sido casi siempre bastante

exagerada por la mayoría de los geólogos que han estudiado esta formación y la de las rocas sedimentarias disminuida.

Asignadas al complejo vulcano plutónico las facies intrusivas, donde se encuentran desde gabros hasta plagiogranitos aplíticos, y en la facies subvolcánica y efusiva desde el basamento toleítico hasta la liparita sódica.

En el estudio del magmatismo de la zona se revelan dos ciclos tectónicos magmáticos, uno para el Cretácico inferior y otro en el Paleógeno. El primero no ha sido estudiado en detalle aún, en el segundo varios autores han desarrollado diferentes trabajos en los cuales se han descrito dos facies para el magmatismo del Paleógeno, la primera correspondiente al Paleoceno medio Eoceno inferior, caracterizada por procesos volcánicos donde no aparecen intrusiones que puedan asignarse a la etapa pre-orogénica del desarrollo geosinclinal, y segunda caracterizada por violentas intrusiones magmáticas aunque hipabisales asignadas al ciclo orogénico. En sus características petrográficas y petroquímicas, se han subdividido las rocas intrusivas en halocristalinas, 1) gabro-dioritas, dioritas, dioritas cuarcíferas 2) tonalitas y plagiogranitos 3) plagiogranitos, granitos aplíticos leucocráticos y plagioplitas de la facies de venillas; en intrusiones hipabisales 1) porfiritas dioríticas 2) pórfidos plagiograníticos.

Estas rocas intrusivas generalmente se presentan en venolitas, zonas de brechas eruptivas y estructuras porfídicas. Las rocas volcánicas se caracterizan por los autores citados como pertenecientes a las facies de cráter, alrededor del cráter y subvolcánicas. Las rocas subvolcánicas (hipabisales) incluyen diabasas porfiritas, gabro-diabásicas y diabásicas. Las rocas efusivas y subvolcánicas con carácter efusivo se dividen en basaltos, andesito-basaltos, andesitas, andesito-dacitas, loporito-dacitas y ziparita. La facies volcánica exenta de intrusiones, ha sido referida al gr. El Cobre caracterizado como corresponde en sentido litológico por lavas y rocas piroclásticas de composición predominantemente andesítica y basáltica. Otros autores afirman que la formación El Cobre esta representada por una paragénesis de rocas muy complejas en la cual los productos volcánicos predominan sobre los

sedimentarios siendo las vulcanitas muy variables, tanto por su origen como por su composición.

1.3.5. Metamorfismo.

En la región de estudio no existen indicios litológicos que demuestren la existencia de rocas metamórficas. Según los trabajos realizados por la brigada cubano-húngara, en la zona estructura facial Caimán describe los afloramientos al este sureste de Santa Rita (Zona de Bayamo) pertenecientes a la formación Tejas la cual esta compuesta por areniscas tobáceas micáceas-esquistosa de color claro. Además los planos de esquistosidad que tiene ángulos de buzamientos muy inclinados, existen zonas fuertemente tectonizadas lo que indica que las dislocaciones tectónicas ocurridas dieron lugar a un dinamometamorfismo de tipo local, ya que no existen reportes de rocas metamórficas en otras formaciones descritas en el área.

Según datos de observaciones microscópicas y de análisis de rayos x, las rocas están compuestas de un 50 % de cuarzo y sericita-illita. Algunos detalles dan la impresión de una arenisca poco metamorfizada, otros se refieren a su origen tobáceo. Según plantean M. L. Somin y Millán en 1985 es más probable que el origen tobáceo con salicificación secundaria y posterior metamorfismo. En esto se diferencia de otros complejos metamórficos.

El grado de su metamorfismo corresponde a la sub-facies moscovita-clorita.

1.3.6. Trabajos Geofísicos.

Las primeras investigaciones geofísicas reportadas en la zona, fueron realizadas en los primeros años de la década del 30 por varias compañías norteamericanas con el fin de determinar la posible existencia de trampas estructurales que constituyeran reservorios gasopetrolíferos en las rocas de la cobertura sedimentaria.

Investigaciones Gravimétricas.

Las primeras investigaciones Gravimétricas de importancia en esta región, fueron realizadas durante los años 1950-1952 por compañías norteamericanas utilizando péndulos. Los resultados presentados a varias escalas, pusieron de manifiesto algunas anomalías interesantes en el área de la cuenca y sus zonas aledañas tales como los máximos Levingstone, Mayarí-Baracoa, Jobabo y los mínimos Cauto y Nipe.

Con posteridad al triunfo de nuestra Revolución, en esta región han sido realizadas diversas investigaciones gravimétricas orientadas a la prospección de minerales y la cartografía geodésica.

Destacamos en primer lugar la generalización de los datos gravimétricos y la confección de un mapa en escala 1:250 000 de la región Cauto Nipe por D. Valencia y otros durante 1961.

Investigaciones Magnetométricas.

Las primeras investigaciones magnetométricas reportadas en esta área fueron realizadas desde aviones por la compañía norteamericana Aero Service Corporation en 1957 con una distribución entre perfiles de vuelo de aproximadamente 3,2 km. Como resultado fueron obtenidos diferentes mapas del campo ΔT a varias escalas.

En los trabajos de generalización realizados entre 1972-1975 por el grupo Ciencia (100), fue efectuada una valoración de las investigaciones magnetométricas realizadas hasta entonces.

Investigaciones Sísmicas.

En primer lugar debe destacarse que durante la década del 50, varias compañías norteamericanas realizaron un volumen considerable de trabajos ya que investigaron más de 3000 km de perfiles en el área del Golfo de Guacanayabo y unos 700 km en tierra. El método fundamentalmente empleado fue el de las Ondas Reflejadas.

Posteriormente, a fines de la década del 60, la expedición del barco geofísico soviético Vladimir Obruchev (70), analizó los datos sísmicos anteriormente obtenidos. Este análisis permitió concretar que la calidad del material sísmico es diferente en las áreas terrestres y marinas de la cuenca. En estas últimas el

material empeora por el efecto de los ruidos (principalmente reflexiones múltiples) limitándose la profundidad de investigación al intervalo entre los 800 y 1 200 m. (parte noroeste del golfo).

Investigaciones Geofísicas de pozos.

En el área de la cuenca del Cauto han sido perforados 16 pozos profundos.

Todos estos pozos, con excepción del Granma, fueron perforados en la década de los años 50 por distintas compañías norteamericanas, que los ubicaron en zona de interés según la información previa existente entonces, sobre la base de datos geólogo-geofísicos.

Los registros geofísicos realizados en los pozos corresponden al complejo de investigaciones de carotage que era empleado por la compañía Schlumberger en la década del 50.

1.3.7. Evolución Tectono-estratigráfica de la región.

El basamento de la cuenca del Cauto, supuestamente, ya que no ha sido cortado por ningún pozo, lo ocupan las rocas del Arco Volcánico Cretácico (García, et al, 2001), de la cuenca de retroarco (Flores y otros, 1998). Desde el Maastrichtiano, etapa de la culminación de la actividad volcánica del Cretácico, se observa una sedimentación continua hasta el Paleoceno propia del desarrollo de las cuencas de retroarco formadas en la región durante este periodo. A partir del Paleoceno y hasta el Eoceno Medio Temprano, Cuba Oriental formó parte de la protomicroplaca Gonave y estaba limitada al noroeste por la cuenca Cauto-Nipe, formada a causa de la extensión de la cuenca de Yucatán; que está ligada al proceso de obducción sobre la Plataforma de Bahamas (Quintas, Hernández y Blanco, 1994). Esta estructura constituía el límite entre la placa Caribe y la placa Norteamericana (Quintas y Crespo, 2003). La cuenca Cauto-Nipe se formó como resultado de la extensión de un sistema de fallas transcurrentes relacionadas con una antigua zona de riftogenia abortada (Quintas y Blanco, 1993; Quintas, Hernández y Blanco, 1994); la falla Cauto ha sido interpretada como una falla profunda que limita bloques corticales con diferentes historias, o como una falla de desplazamiento horizontal e, incluso, como una antigua zona de subducción (Cobiella, 1984). Es posible que durante el Paleoceno se generara una zona de expansión en el

bloque Cauto-Nipe limitado por las fallas transcurrentes del Cauto y desde donde se produjera la obducción de la nueva corteza oceánica por debajo del paleobloque oriental (Quintas y Blanco, 1993), provocando la generación de magmatismo efusivo y la formación del Arco Volcánico del Paleógeno. La extensión de la falla Bartlett ocasionó el cierre de la cuenca Cauto-Nipe y con ello el cese de la actividad volcánica; además de provocar la separación del bloque oriental del resto de la microplaca Gonave y su saturación a la placa norteamericana, originándose así el límite moderno entre las placas, caribeña y norteamericana (Quintas, Hernández y Blanco, 1994). A partir del Eoceno Medio Temprano se inicia un período de sedimentación marina acumulándose facies carbonatadas propias de complejos arrecifales (esencialmente hacia el sur de Cuba Oriental), y facies carbonatadas de mares profundos ricos en una variada microfauna planctónica (Quintas y Crespo, 2003).

1.3.8. Perspectivas gasopetrolíferas de la región.

Si partimos inicialmente de la base de la teoría según la cual el petróleo tiene un origen orgánico, la cual es la más aceptada, se plantean al menos cuatro condiciones indispensables para el desarrollo de un sistema petrolero: existencia de rocas sedimentarias; materia orgánica con un COT superior al 2%; existencias de rocas que cumplan con las condiciones para ser colectores y sellos; desarrollo de trampas estructurales y estratigráficas. Al menos dos de estas condiciones han sido claramente definidas en nuestra área de estudio.

La Cuenca Cauto forma parte de las cuencas superpuestas interiores de Cuba, por lo que está constituida por las rocas de los llamados complejos geosinclinal, pre-orogénico, orogénico y post-orogénico. Los depósitos orogénicos y pre-orogénico han sido establecidos como reservorios gasopetrolíferos en otras cuencas superpuestas como la Cuenca Central. Casi todos los pozos perforados en la zona de estudio han cortado los depósitos orogénicos y algunos también han cortado los pre-orogénicos y en algunos pozos se han detectado manifestaciones petrolíferas (Manzanillo).

Existen depósitos post-orogénicos que también presentaron manifestaciones de petróleo en otros pozos (Campechuela y Rio Tana).

La alineación de los pozos que han manifestado petróleo parece indicar que la formación de hidrocarburos se vincula con la zona central y más profunda de la cuenca; mientras la migración ha ocurrido hacia la parte más levantada de los bordes de la cuenca.

Capítulo II: METODOLOGÍA Y VOLUMEN DE LOS TRABAJOS PROYECTADOS.

2.1. Introducción.

2.2. Volumen de los trabajos proyectados.

2.3. Principios teóricos y métodos de análisis.

2.1. Introducción.

Este capítulo recoge el volumen total de los trabajos proyectados para todas las diferentes etapas de la investigación (búsqueda bibliográfica, análisis de la información y trabajos de gabinete). Además se presentan algunos conceptos básicos para la interpretación de los datos obtenidos así como para una correcta evaluación de las perspectivas petrolíferas de la región de estudio.

2.2. Volumen de los trabajos proyectados.

2.2.1. Etapas de la investigación.

Búsqueda bibliográfica.

Después de ser definida el área de trabajo, se encaminaron todos los esfuerzos a la recopilación de la información, que tuviera alguna relación con el área de estudio o con el tipo de investigación que se llevaría a cabo. Se desarrolló una búsqueda en la biblioteca del ISMM, así como en las memorias de los congresos de Geología y Minería realizados con anterioridad, además se realizó una búsqueda detallada en internet y sitios especializados. La información obtenida se extrajo básicamente de trabajos de diploma; tesis de maestría y doctorados; así como de revistas especializadas; artículos no publicados aún y libros. Se obtuvieron datos no solo sobre el área de estudio, sino que además obtuvimos los principios básicos para desarrollar teóricamente la investigación.

Procesamiento de la información.

Para la realización del presente trabajo investigativo se contó con los perfiles sísmicos realizados por la empresa GENOIL en 1996, además se trabajó con las columnas litológicas de los pozos que se ubican en el área. Para desarrollar

el procesamiento de esta información nos apoyamos fundamentalmente en el programa especializado Surfer 9, el cual nos ha permitido realizar la interpretación de los perfiles sísmicos, paso fundamental para determinar las estructuras geológicas favorables para las acumulaciones de hidrocarburos.

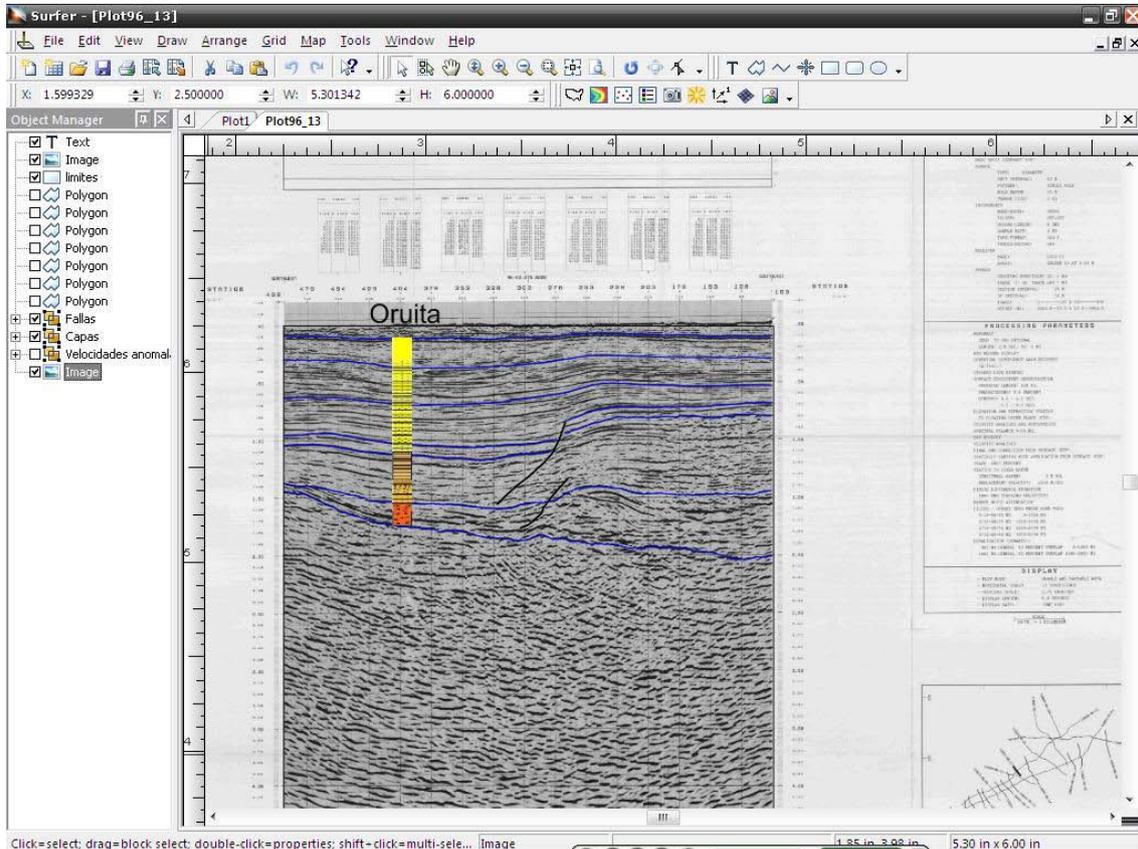


Fig.2 Uso del Surfer 9 para la interpretación de los perfiles sísmicos.

Además se actualizaron las columnas de los pozos. También se destacaron aquellas zonas donde la velocidad de intervalo sufre notables disminuciones.

Interpretación de los resultados.

A partir de la interpretación de los perfiles sísmicos, las variaciones de las velocidades y contando con las columnas litológicas de los pozos; se desarrolla una interpretación combinando todos los datos, llegando a definir la continuidad lateral de las capas cortadas en los pozos. Se pudo determinar la profundidad de yacencia y espesores aproximados de los estratos. A parte de localizar las estructuras favorables para las acumulaciones de fluidos, se determinó cuales son los probables elementos del sistema petrolero manifestado en la zona.

También se separaron las zonas con mayores perspectivas o que tienen las condiciones más favorables para contener hidrocarburos.

2.3. Principios teóricos.

Para el desarrollo de la siguiente investigación fue necesario apoyarse en una serie de conceptos preestablecidos en trabajos anteriores que son muy importantes para realizar una correcta interpretación de la información con que se cuenta.

Para alcanzar el objetivo fundamental de esta investigación, el cual consiste en la localización de zonas perspectivas para la acumulación de hidrocarburos, debemos iniciar nuestra búsqueda con un amplio análisis de la cuenca sedimentaria que se ha desarrollado en el área, ya que partiremos de la aceptación de la teoría orgánica de la formación del petróleo, así como la vinculación de las acumulaciones a las grandes cuencas sedimentarias.

Se reconoce la existencia de 3 procesos principales responsables de la formación de una cuenca sedimentaria: extensión de la corteza por tensión, contracción térmica causada por el enfriamiento de la corteza y el manto y deformación flexible o elástica por carga (DeCelles y Giles, 1996).

Las cuencas cubanas están asociadas a contactos de placas con movimientos convergentes oblicuos. Básicamente se forman 2 tipos de sistemas de cuencas en estos contactos, los sistemas de cuencas de arco- surco, con importante vulcanismo asociado relacionados con la subducción (Brown, 1998) y los sistemas relacionados con la colisión, fundamentalmente las cuencas de ante país sin magmatismo asociado (DeCelles y Giles, 1996) desarrolladas al frente del cinturón plegado cubano.

En los ambientes compresionales como el que se estudia, es común el desarrollo de sobrecorrimientos y movimientos rumbo deslizantes, como resultado del avance de las escamas tectónicas (DeCelles y Giles, 1996), apareciendo cuencas desarrolladas a lo largo de los sistemas de fallas de deslizamiento por el rumbo.

Las fallas de deslizamiento por el rumbo son caracterizadas por una zona de desplazamiento principal que puede ser recta o curvilínea vista en planta, a la

vez que en perfil aparecen como zonas de fallas subhorizontales. Estas estructuras afectan el basamento cristalino y en ocasiones pueden cortar la corteza hasta profundidades medias.

En las zonas de fallas rumbo deslizantes aparecen dos características distintivas de las mismas: los pliegues y las fallas en *echelon*, que pueden estar desarrollados dentro y adyacentes a la zona de desplazamiento principal y la coexistencia de fallas normales e inversas en la zona de los movimientos (Harding, 1990).

El registro estratigráfico generado a lo largo de las zonas de desplazamiento de las fallas rumbo deslizantes esta caracterizado por la incongruencia brusca de eventos geológicos dentro y en los bordes de las cuencas, una asimetría longitudinal y lateral de las mismas dada por la migración de los depocentros con el tiempo, evidenciado por episodios de rápida subsidencia registrados por el espesor de la sección estratigráfica y en las cuencas marinas por su rápida profundización; distinguiéndose además por la ocurrencia de abruptos cambios faciales laterales y discordancias locales (Kingston et al, 1983; Harding, 1990).

2.3.1. Sistema de cuencas de antepaís en la región de Cuba Centro Oriental.

El sistema de cuenca de antepaís esta definido con 4 depozonas discretas (DeCelles y Giles, 1996): cuña superior (weedge-top), antepaís profundo (foredeep), levantamiento lejano (forebulge) y traslevantamiento (backbulge).

Los tipos de sedimentos que se acumulan en la cuña superior pueden variar desde ambientes subaereos con depósitos continentales gruesos que llenan las cuencas cercanas a relieves altos a depósitos subacuados con típicas masas de flujos y sedimentos de plataformas, (DeCelles y Giles, 1996). La cuña superior puede cubrir decenas de kilómetros paralelos a la dirección general de transporte tectónico. Se destacan además las progresivas discordancias (Colombo, 1994), así como pliegues, fallas estructuras de crecimiento y los sedimentos con textura y composición inmadura (DeCelles y Giles, 1996).

La depozona del antepaís profundo comprende una zona típicamente amplia, entre 100-300km de ancho y de 2-8km de espesor de sedimentos entre la cuña superior y el forebulge. Los sedimentos que llegan a esta zona provienen del cinturón plegado-sobrecorrido y en menor proporción del levantamiento lejano y el cratón (DeCelles y Giles, 1996).

La depozona del levantamiento lejano es la zona a lo largo del límite cratónico del antepaís profundo donde ocurre una flexión y levantamiento debido a la carga impuesta (DeCelles y Giles, 1996). El lugar del levantamiento lejano puede migrar, o ser erodado, y solo aparecer como una zona de discordancia por lo que en ocasiones puede ser considerado como una zona de no deposición o de erosión.

La depozona de traslevantamiento está constituida por los sedimentos que se acumulan entre la parte posterior del levantamiento lejano y el cratón, siendo los sedimentos de aguas someras y granulometría fina.

2.3.2. Sistematización de las unidades tectono-estratigráficas en Cuba.

Zona Estructuro Facial (ZEF): zona o faja paralela en gran medida estrecha y alargada con estilos estructurales y estratigráficos dados. (Meyerhoff y Khudoley, 1971).

Unidad tectono-estratigráfica (UTE): mezcla de unidades litoestratigráficas, resultado de una deformación tectónica o como una sucesión geográficamente descrita de unidades de rocas principales que fueron depositadas bajo determinadas condiciones ambientales.

Asociaciones Estructuro Formacionales: conjunto de unidades litológicas, que muestran estilos tectónicos, magmáticos, metamórficos y secuencias estratigráficas, ligadas al desarrollo de una unidad geotectónica determinada - arcos de islas volcánicos, márgenes continentales pasivos, dorsales oceánicas, cuencas de retroarco y cuencas transportadas- como unidades controladas por la evolución de la corteza terrestre en una región concreta. (Quintas, 1989).

2.3.3. Sistema Petrolero.

El siguiente paso para lograr la identificación positiva de las estructuras favorables para encontrar acumulaciones de petróleo y gas, es el estudio y la búsqueda de manifestaciones de un sistema petrolero.

Un *sistema petrolero* es un sistema natural que comprende un volumen de roca generadora de hidrocarburos madura así como todo el petróleo y gas generado de dicha roca, que está en acumulaciones comerciales o no. Un sistema petrolero incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que un depósito de crudo y gas exista (Magoon y Dow, 1994).

Los elementos que constituyen el sistema petrolero, según plantearon Magoon y Beaumont en 1998, son:

-Roca generadora de petróleo: aquella que está generando o ha generado petróleo. Debe haber estado sometida a un calentamiento durante un tiempo geológico para alcanzar la madurez termal suficiente como para generar hidrocarburos.

-Roca reservorio: Las rocas colectoras son aquellas que hacen las veces de **almacén**, o sea en su interior es donde se **acumulan** los **hidrocarburos**, pudiendo generar depósitos comercialmente aprovechables. Por lo general estas rocas ocupan un espacio mucho más extenso que el yacimiento fijado por la trampa. Fuera de los límites del yacimiento la roca madre o almacén está casi siempre lleno de agua.

-Roca sello: Son las rocas que impiden el escape de los hidrocarburos a la superficie. Los sellos de los yacimientos, en dependencia de su posición respecto a la roca almacén, pueden clasificarse en dos tipos: 1) sellos o cierres paralelos y 2) sellos o cierres transversales.

-Roca de cobertura: aquella que cubre el resto de los elementos del sistema. Las rocas de cobertura dificultan la localización de los yacimientos petrolíferos.

Trampas: Toda estructura geológica de origen estratigráfico, tectónico, litológico o mixto que adopte una forma cóncava hacia la base y que se caracterice por contener una zona de alta porosidad y permeabilidad, limitada hacia el techo por rocas impermeables, puede conformar una trampa gasopetrolífera.

Los procesos que se incluyen dentro del sistema petrolero son:

-Formación de trampas: incluye todos los procesos que producen la disposición geométrica favorable para que el petróleo quede acumulado y atrapado en ellas. Estos procesos van desde la deformación de la roca en el caso de trampas estructurales, hasta procesos sedimentarios y diagenéticos en el caso de trampas estratigráficas.

-Generación de hidrocarburos: es el proceso mediante el cual la materia orgánica contenida en la roca generadora es convertida en hidrocarburos por la acción del aumento de la temperatura y la presión.

-Migración de los hidrocarburos: proceso de movimiento o flujo de los hidrocarburos desde la roca generadora hasta las trampas donde son acumulados.

-Acumulación de los hidrocarburos: proceso de concentración de los hidrocarburos dentro de la roca colectora cuando llegan a las trampas.

Estos elementos y procesos esenciales deben ser puestos correctamente en el tiempo y espacio, de manera que la materia orgánica incluida en la roca generadora, pueda ser convertida en una acumulación de hidrocarburos.

2.3.4. Métodos geofísicos.

En las innumerables investigaciones llevadas a cabo en el área de estudio del presente trabajo, se han empleado varios métodos geofísicos, ya sea para la caracterización geológica o para la prospección de los hidrocarburos. Se han realizado estudios geofísicos en los pozos y en la superficie. La presente investigación se basa en la interpretación de varias líneas sísmicas, por lo tanto es fundamental comprender el funcionamiento y las bases científicas de este método.

El método sísmico se puede dividir en dos métodos independientes, aunque los principios físicos sean similares. De esta manera podemos definir la Sísmica de Reflexión y la Sísmica de Refracción.

2.3.4.1. Sísmica de Refracción.

La aplicación prospectiva del método de sísmica de refracción fue iniciada por Ludger Mintrop en Alemania en 1914, el método fue aprovechado para fines bélicos (estimación de la distancia de emplazamiento de los cañones enemigos) y, tras la Primera Guerra Mundial, Mintrop y su equipo comenzaron a aplicarlo con éxito en la exploración petrolera del Golfo de México y otras latitudes.

El método se basa en el registro de los frentes de onda, generados por una fuente artificial de energía, leyendo en los registros los tiempos de los primeros arribos. Éstos pueden deberse a la onda directa o bien a aquellas ondas que se refractan en el subsuelo con el ángulo crítico, viajan por la interfaz con la velocidad del medio infrayacente y retornan hacia la superficie como ondas frontales. El método se aplica siempre que se encuentren medios con impedancias acústicas ($Z=p.V$) contrastantes, con la condición esencial -dada por la Ley de Snell- de que ***el segundo medio sea de mayor velocidad de tránsito que el primero.***

La profundidad de investigación a la que se puede prospectar es aproximadamente $1/3$ de la longitud del tendido de los sismómetros en superficie. El objetivo es determinar espesores de las capas del subsuelo, sus buzamientos y las velocidades de propagación de las ondas sísmicas en cada una de ellas.

El instrumental necesario para emplear este método consiste básicamente en alguna fuente de energía (de impacto, explosivo, vibrador, cañón de aire, etc.), receptores o sismómetros (geófonos en tierra, hidrófonos en el mar, en ambos casos de muy pequeño tamaño) y un sismógrafo donde acondicionar, grabar y graficar la información.

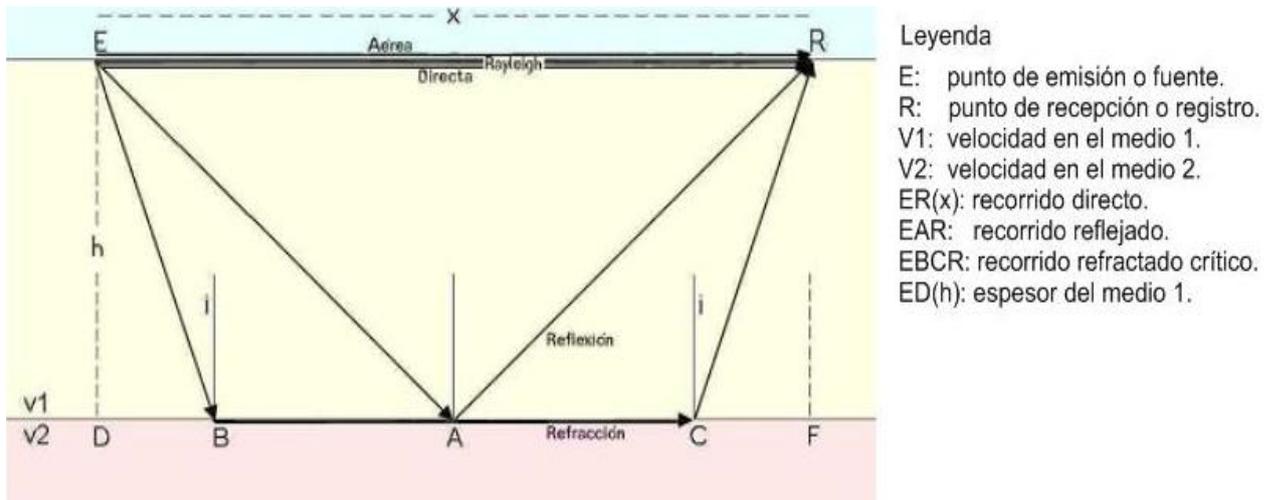


Fig. 4 Esquema de las reflexiones y refracciones sísmicas en dos medios con velocidades constantes.

Actualmente se han desarrollado técnicas sumamente novedosas que aunque se basan en el mismo principio brindan resultados más confiables y más fáciles de interpretar como son:

Adquisición de Ondas de Corte.

Refracción con Micro temblores.

Tomografías de Difracción.

Sísmica de Refracción 3D.

Aplicaciones del método de Sísmica de Refracción.

Una de las aplicaciones más importantes ha sido la de conocer la profundidad del basamento ígneo o metamórfico de las cuencas sedimentarias, donde la velocidad de tránsito es mucho mayor que en las rocas suprayacentes. Incluso es útil para mapear las cuencas, destacando sus depocentros, áreas marginales, estructuras mayores y principales fallas, a veces en combinación con datos obtenidos a partir de métodos potenciales (gravimetría, aeromagnetometría, S.E.V. profundos).

Dentro de una cuenca se puede también hacer la determinación de las velocidades por intervalos y entonces obtener una ley de velocidades, es decir, una sucesión de datos de velocidad de las capas -o de los tiempos de tránsito de las ondas a medida que las atraviesan- en función de su profundidad. Esto puede hacerse a escala de todo el espesor de cuenca, a una escala menor e

incluso con un detalle de pocos metros de profundidad, según sea el objetivo planteado. Tiene la limitación de que no todas las interfaces pueden seguirse claramente sobre un perfil y que todas las capas deben tener velocidades crecientes a mayores profundidades. Si esto no ocurre se produce la omisión de capas y se determinan espesores por exceso de otras, tal como vimos antes.

2.3.4.2. Sísmica de Reflexión.

Si bien ideadas por el canadiense Reginald Fessenden en 1917, las primeras aplicaciones en sísmica de reflexión fueron conducidas por John Karcher, en la prospección petrolera en Oklahoma (Estados Unidos) a partir de 1920.

El método sísmico de reflexión, al igual que el de refracción, parte de producir microsismos artificiales por medio de una explosión, impacto, vibración, implosión en agua, etc.

Se graban entonces las amplitudes y tiempos de llegada de las ondas reflejadas en las diversas interfaces geológicas del subsuelo. Esto se hace por medio de receptores o sismómetros (geófonos en tierra, hidrófonos en el mar) convenientemente ubicados, desde los cuales es enviada la información a un sismógrafo donde se la graba y gráfica. Posteriormente se debe pasar por una serie de etapas de procesado de la información obtenida en los sucesivos registros, para llegar finalmente a secciones o volúmenes de información sísmica que deberán ser interpretados en términos neocientíficos, petroleros, etc.

Sísmica 2D y 3D.

En sísmica bidimensional o **2D** los parámetros geofísicos se determinan a lo largo de las líneas predefinidas, usualmente en un mallado ortogonal donde los dos juegos de líneas son aproximadamente uno perpendicular y el otro paralelo al rumbo dominante de las estructuras geológicas del área prospectada.

En sísmica **3D** terrestre las líneas receptoras (geófonos) suelen ser perpendiculares a las líneas de fuente (habitualmente vibros), aunque existen otras variantes. Las líneas receptoras son casi siempre perfectamente rectas y

se diagraman ortogonalmente a la estructuración geológica principal del área. Las líneas fuente suelen ser sinuosas ya que los camiones vibradores circulan por donde la topografía se los permite, aunque siempre procurando la mayor cercanía posible a las ideales trayectorias rectas, ya que seguir esas rectas permitirá al final un más homogéneo recubrimiento de datos reflejados en las sucesivas interfaces del subsuelo.

En la adquisición de sísmica 3D marina las varias líneas receptoras (hidrófonos) van paralelas a las líneas emisoras (cañones de aire u otras fuentes), ya que todo es arrastrado simultáneamente por el barco sismográfico en trayectorias rectas e incluso en casos singulares de navegación en espiral en torno a domos salinos de sección subcircular.

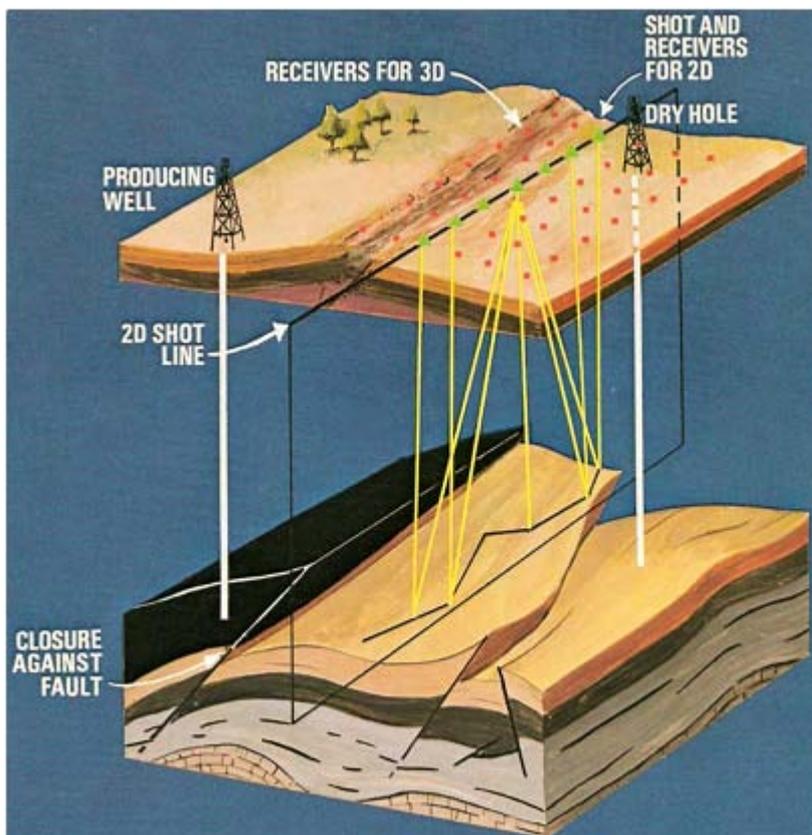


Fig. 5 Sísmica de reflexión 2Dy 3D.

2.3.4.3. Interpretación sísmica.

Suele decirse que hay tantas interpretaciones como intérpretes, lo que en verdad no es correcto: hay más. Porque cada intérprete es capaz de dar más de una interpretación. Sólo una mayor y mejor cantidad de información geofísica, geológica, de pozos, ingeniería petrolera u otras puede ayudar a acotar el espectro interpretativo.

Si la buena onda es sísmica, debe tenerse siempre presente que los horizontes reflectores representan contrastes de impedancia acústica, tanto mayores cuanto mayor sea la diferencia en el producto de la densidad y velocidad de cada medio respecto al que se encuentra al otro lado de la interfaz, como ya hemos visto, y en tal caso mayor será la amplitud resultante.

Los cambios litológicos de cualquier origen casi siempre implican contrastes en las impedancias acústicas, aunque hay algunos casos en que esto no sucede. También debe recordarse que, incluso en el mejor de los mundos, hay ruidos remanentes en las secciones que podrían ser propensos a interpretaciones erróneas. Y debe recordarse que la escala vertical normalmente es de tiempos sísmicos, no de distancias, y entre lo uno y lo otro no existe una relación lineal.

En las cuencas sedimentarias los reflectores tienden a seguir líneas de tiempo geológico, es decir, superficies de sedimentación contemporánea y no líneas-roca, que es lo que suele interpretarse como correlativo cuando se tienen datos puntuales de pozos. Si lateralmente cambia el tipo de roca -por cambios en las condiciones del ambiente sedimentario dentro de un mismo tiempo geológico dado-, cambiarán entonces lateralmente las impedancias acústicas y, por lo tanto, la amplitud y, en general, el aspecto o carácter de la reflexión: su amplitud, pero también quizás su frecuencia, y eventualmente también el modo en que se interfiere con otras reflexiones supra o infrayacentes.

La continuidad lateral mayor o menor será resultante de cuán estables lateralmente sean las condiciones sedimentarias en un tiempo geológico dado: un fondo marino con ocasionales cañones de turbidez, una superficie de llanura cortada por canales, un talud con deltas intercalados, una plataforma con

arrecifes, un lago continental de fondo parejo, un desierto con dunas en avance y muchos otros.

Los contrastes verticales, a su vez, serán indicativos de los cambios en las condiciones de deposición a través del tiempo, sea con energía estable que resultará en reflexiones débiles por los bajos contrastes de impedancias acústicas, o bien energía cambiante en el medio sedimentario y consecuentemente reflectores fuertes (por ejemplo intercalación de arenas de cursos enérgicos con arcillas de planicies de inundación de baja energía de medio de transporte, en este caso el agua en movimiento).

Ahora bien, debe advertirse que no siempre los reflectores responden a líneas-tiempo. Puede darse que correspondan a líneas-roca cuando existen especiales configuraciones estratigráficas, por ejemplo arenas no coetáneas pero amalgamadas en patrones de fuerte continuidad lateral o crecimientos arrecifales con pasaje lateral a sedimentación clástica. También serán reflectores extemporáneos los contactos con intrusiones ígneas o diapíricas, los planos de falla sub horizontales y otros.

En la prospección y desarrollo petroleros los objetivos principales se refieren a la posición estructural, morfología y distribución espacial de los reservorios que componen un intervalo definido de la columna estratigráfica en un área determinada. Pero también, naturalmente, de la roca madre y de las vías de migración de los hidrocarburos.

Interpretación sísmica:

Lo más conveniente es partir del punto con mejores datos de correlación sísmico-geológica, por ejemplo un pozo con un sismograma sintético; ahí elegir dos o tres reflectores continuos con importante significación geológica y/o prospectiva, y desde ahí ir llevando el picado o rayado de los reflectores, con colores y nombres distintivos, en dirección a algún otro pozo con atado de datos entre sísmica y geología, si lo hay.

Durante este avance se van interpretando las fallas, al menos las de mayor rechazo en una primera etapa, en general sin asignarles nombres o números identificativos hasta una etapa posterior, a menos que se tenga pronta certeza de cuál es cuál entre línea y línea.

Anomalías de amplitud.

Las anomalías de amplitud pueden ser tanto Manchas Brillantes como Manchas Oscuras o Cambios de Fase (Bright Spots, Dim Spots, Phase Changes), dependiendo de cómo la presencia de los distintos fluidos modifica la impedancia acústica de la roca reservorio.

Anomalías de velocidad.

Los cambios de velocidad guardan relación con variaciones en la composición litológica, así como con la porosidad y tipos de fluidos (líquidos o gaseosos):

-Rocas ígneas y metamórficas en general tienen más velocidad que las sedimentarias. Dentro de estas últimas, las carbonáticas y las evaporíticas suelen ser de mayor velocidad que las clásticas.

-Reservorios con mejor condición petrofísica (más porosos, más fisurados, con menor cantidad de matriz y cemento) suelen registrar velocidades más bajas. Los fluidos, cuanto menos densos, dan menores valores de velocidad sísmica.

Las anomalías de velocidad (muy baja) permiten detectar zonas sobrepresionadas y Manchas Dulces (Sweet Spots), en este último caso debido a la presencia de gas.

2.3.5. Sismoestratigrafía.

Las relaciones estratigráficas pueden ser paralelas o divergentes, o configurar formas oblicuas, formas monticulares, en abanico, valles cavados, truncación erosiva y distintos tipos de traslapo: solapo u onlap, sublapo o downlap, topelapo o toplap, etc; pero también la observación de las relaciones de amplitud entre reflectores individuales o secuencias sísmicas: con o sin reflexiones internas, con reflexiones de aspecto caótico o estratificado, con amplitud reflectiva fuerte o débil, con una continuidad lateral grande o pequeña, con sucesión de reflexiones de bajo o de alto contraste, etc.

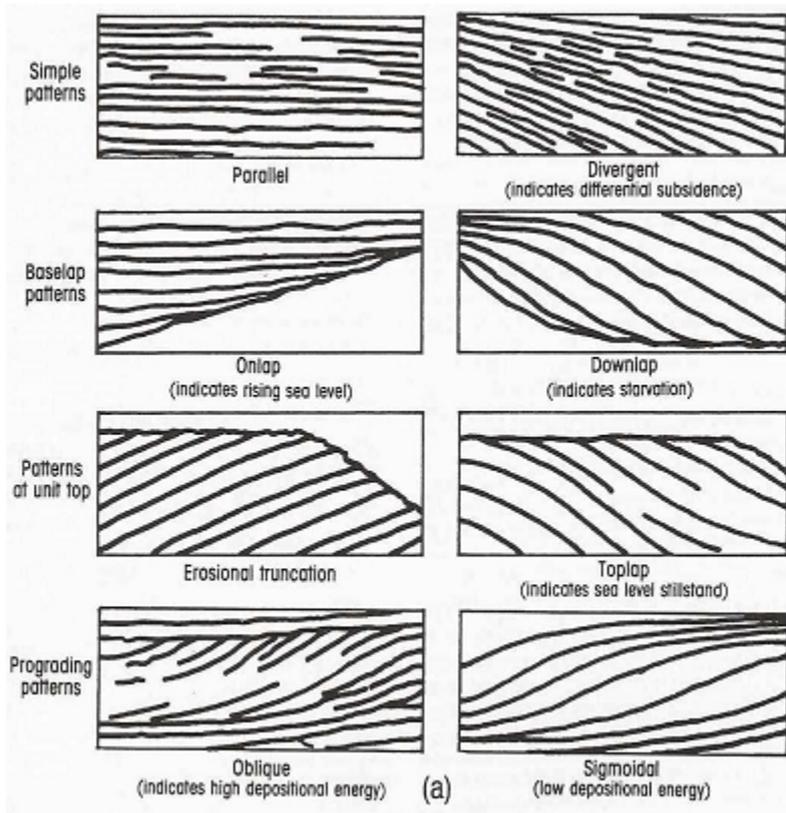


Fig. 6 Representación de algunas secciones sismo-estratigráficas.

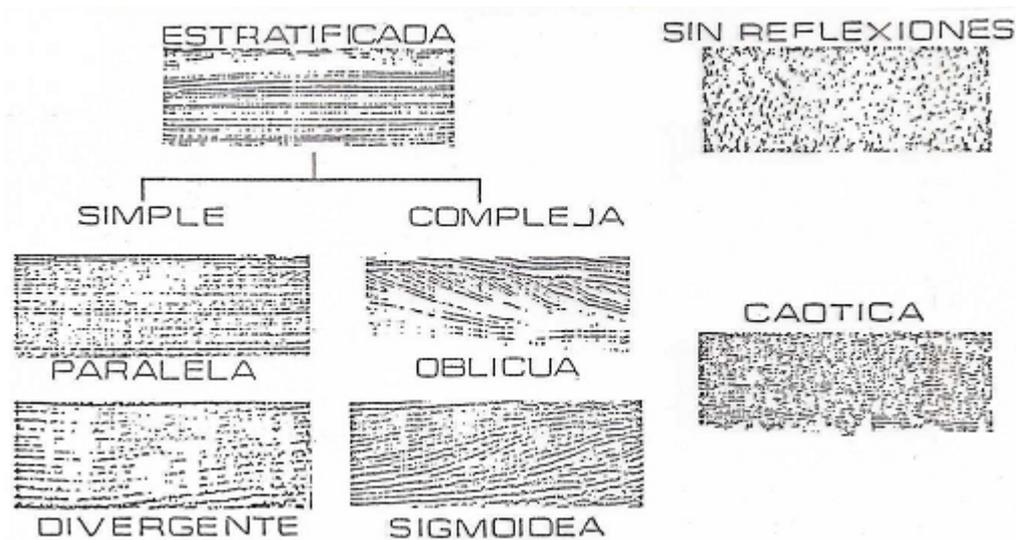


Fig. 7 Configuraciones típicas de reflexiones.

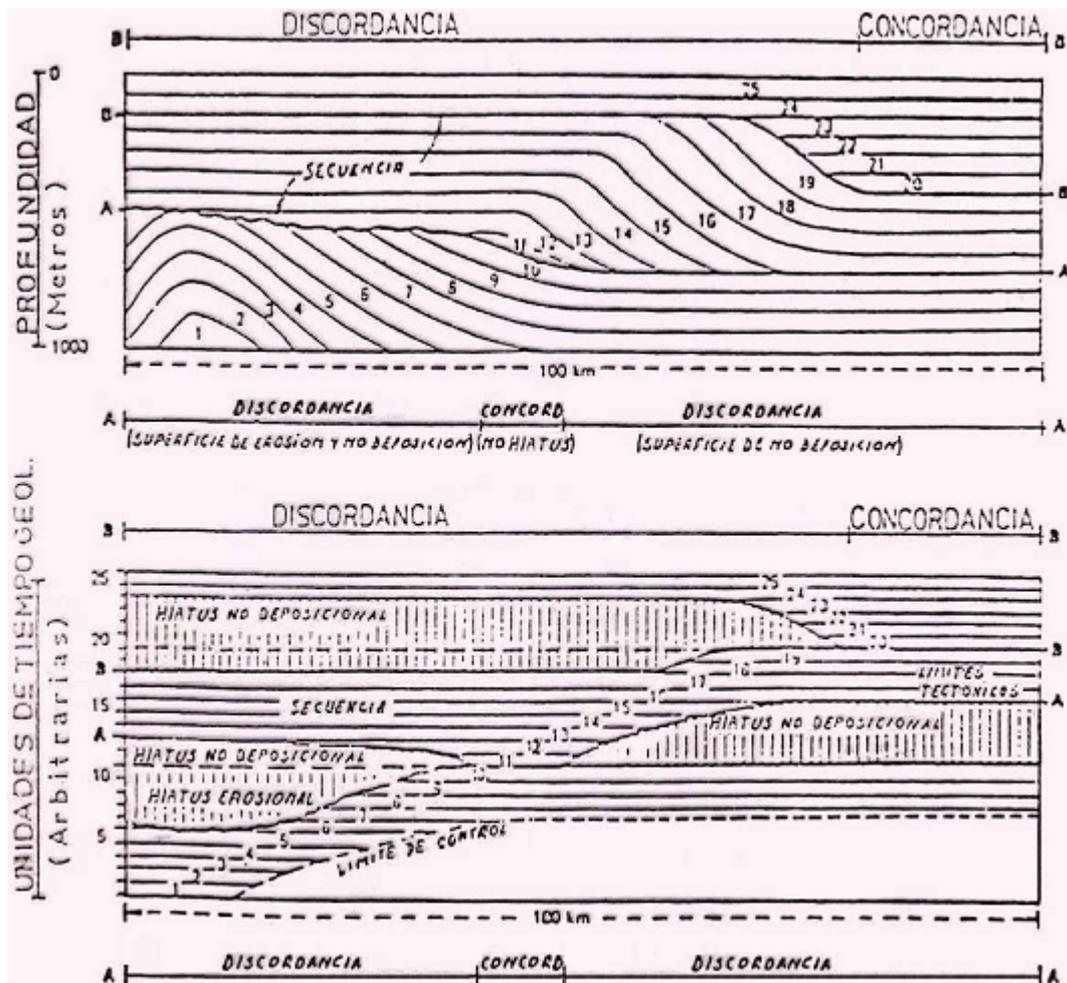


Fig.8 Registro sedimentario idealizado con los eventos que le dieron origen.

En la **Sismo-estratigrafía Secuencial** se hace especial énfasis al estudio de las secuencias sedimentarias.

Una secuencia (Laurence Sloss et al., 1949-1963) es la unidad fundamental de la estratigrafía secuencial, corresponde al registro sedimentario de un ciclo (2 a 5 millones de años) y está limitada por discordancias o sus correlativas concordancias; pudiendo subdividirse en cortejos sedimentarios (system tracts) y en parasecuencias (relativas a paraciclos de menos de un millón de años) limitadas por superficies de erosión o de inundación. Las secuencias se agrupan en supersecuencias (que corresponden al tiempo de un superciclo) y éstas a su vez en megasecuencias (registro de megaciclos, de más de 40 M.A).

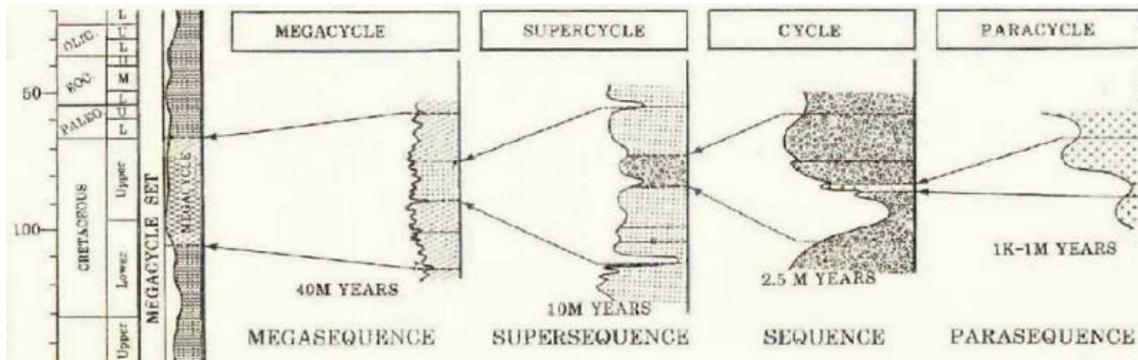


Fig.9 Divisiones superiores e inferiores de las secuencias.

Recordando siempre el concepto de líneas-tiempo inherente a las reflexiones dentro de las cuencas sedimentarias, pueden entonces buscarse superficies de máxima inundación o de máxima erosión, más los arreglos sedimentarios internos de cada secuencia que permitirán definir los cortejos sedimentarios transgresivos, de nivel alto o de nivel bajo, así como los de talud de la plataforma y cuencas oceánicas, referidos a ciclos de distinto orden según la particular historia tectono-sedimentaria ocurrida en la zona estudiada.

Capítulo III: REPRESENTACION E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

3.1. Introducción.

3.2. Interpretación cualitativa.

3.3. Sistema petrolero.

3.4. Ubicación de las estructuras favorables para las acumulaciones.

3.1. Introducción.

El siguiente capítulo mostrara las interpretaciones que se llevaron a cabo después de procesar la información obtenida. Partiremos de un análisis sismo-estratigráfico así como una correlación con los datos de pozos, para cada una de las líneas sísmicas con las que se va a trabajar; finalmente se estudiarán en conjunto las interpretaciones de las líneas sísmicas para proponer cuales podrán ser las estructuras mas propensas a contener acumulaciones de hidrocarburos. Se definirán además algunos elementos del sistema petrolero y se fundamentara la existencia o no de una anomalía del tipo flat spot.

3.2. Interpretación cualitativa.

Para desarrollar una interpretación cualitativa de la cuenca desarrollaremos inicialmente una breve caracterización sismo-estratigráfica de los perfiles sísmicos empleados. Posteriormente realizaremos una interpretación sismo-estratigráfica donde combinaremos la información obtenida de las líneas sísmicas por separado. Se llevara a cabo una correlación con los datos de pozos para poder definir correctamente cuales son las formaciones que pueden ser ubicadas en un supuesto perfil geológico de las líneas.

La Cuenca Cauto durante toda su evolución geológica se ha visto dividida en pequeñas subcuencas; además algunos sectores de la cuenca han sufridos levantamientos, de forma general se ve como las zonas que han sido levantadas provocan un cambio en la sedimentación denotado por las variaciones visiblemente apreciables en la continuidad de los reflectores. Para

una mejor comprensión de la sedimentación ocasionada por los levantamientos nos apoyamos en el trabajo de Y. H. Shing y H. Y. Zehn desarrollado en el 2006 en Taiwan.

Un levantamiento de parte de la cuenca ya sea por un diapiro salino, u otra causa, cualquiera que esta sea, provoca el desarrollo de tres nuevas facies sísmicas (Y. H. Shing y H. Y. Zehn, 2006) conocidas como: facies convergente de la base de la cuenca, facies caótica y la facies paralela.

Las facies sísmicas convergentes se caracterizan por presentar reflectores que se onlapan hacía los flancos de la cuenca; la continuidad de los reflectores varía de continuos a moderadamente discontinuos y la fuerza de las amplitudes oscila entre muy fuerte y moderadamente débiles. Los reflectores terminan contra los flancos de la cuenca pero no se define claramente si es en forma de down lap o up lap, por lo tanto a este tipo de terminación se le conoce como base lap.

Las facies caóticas tienen reflectores ondulados y discontinuos sin modelos definidos. Las facies caóticas son el resultado de los deslizamientos de los materiales propios del talud que se crea al ascender parte de la cuenca. Los materiales deslizados son transportados y depositados en el margen de la cuenca adyacente. Las facies caóticas representan un régimen de energía variable incluyendo un desarrollo de turbiditas (Y. H. Shing y H. Y. Zehn, 2006).

Las facies paralelas se caracterizan por reflexiones altamente continuas y horizontales que no siempre están confinadas a los límites de la cuenca. Los sedimentos de granos finos permanecen en suspensión y son posteriormente transportados hacía las partes bajas de las pendientes, creando las facies paralelas típicas de ambientes de sedimentación con baja energía (Y. H. Shing y H. Y. Zehn, 2006).

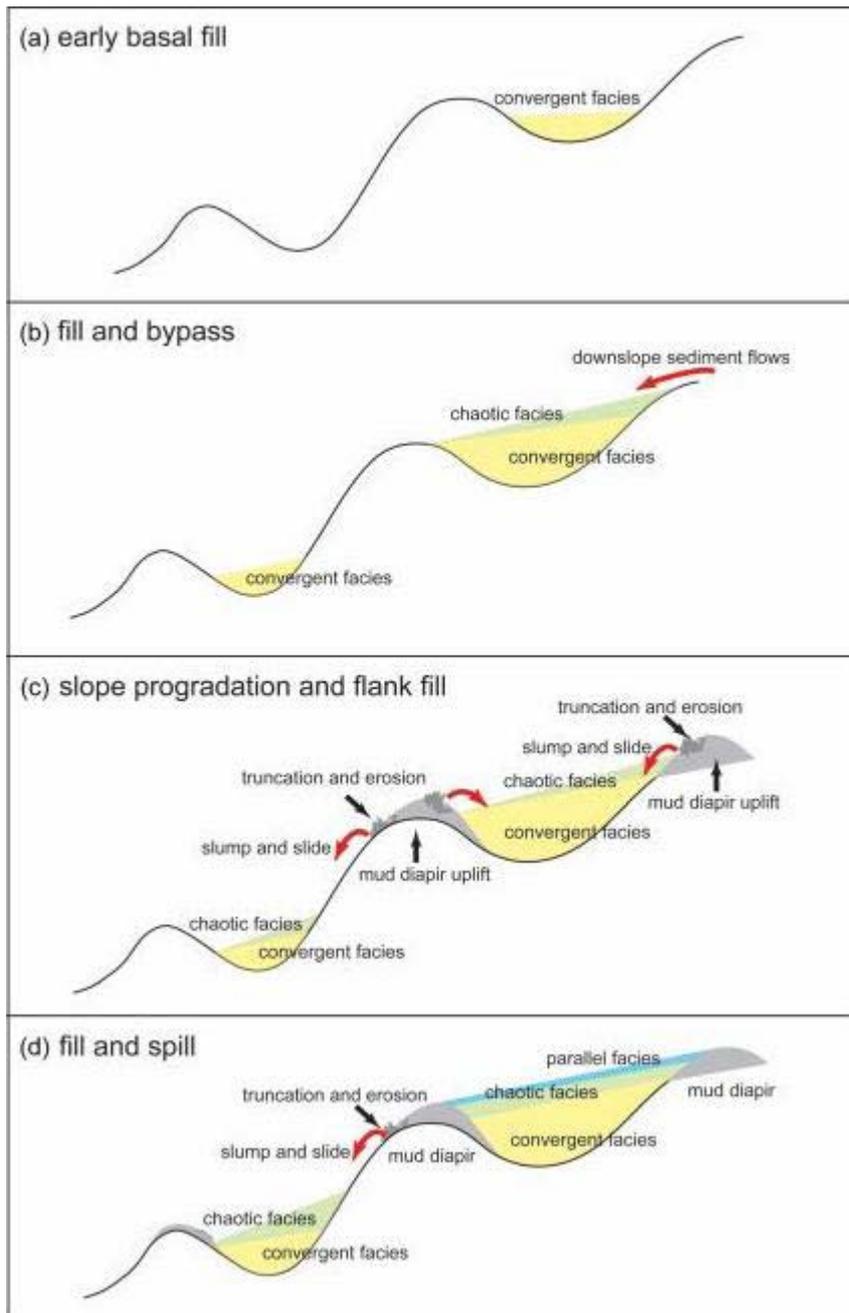


Fig.10 Modelo simplificado de la sedimentación en las cuencas entre pendientes (Y. H.Shing y H. Y. Zehn, 2006).

En la Cuenca Cauto y a partir de la interpretación realizada a los perfiles sísmicos, pudimos detectar numerosas estructuras levantadas que han provocado la sedimentación de facies convergentes, caóticas y paralelas.

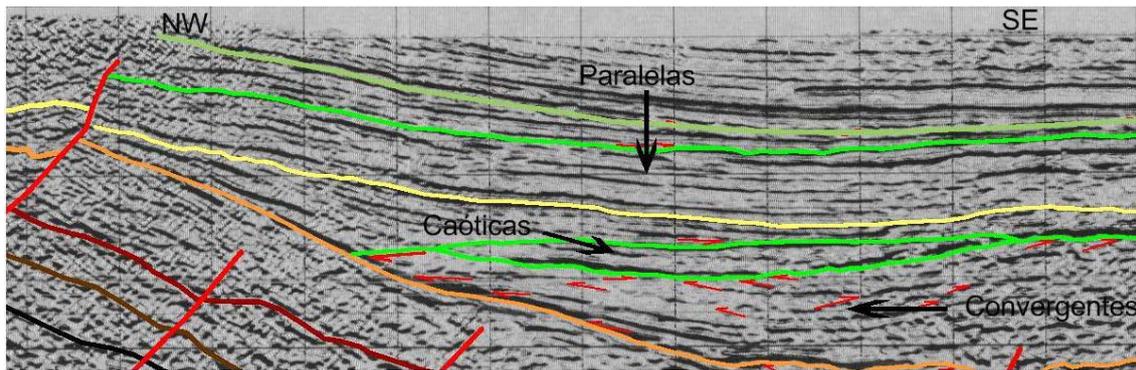


Fig. 11 Formación de facies sísmicas en zonas levantadas en la Cuenca Cauto.

3.2.1 Interpretación sísmo-estratigráfica.

Línea CUB20-96-13.

En esta línea sísmica no se reconocen las formaciones pertenecientes al período comprendido entre el Cretácico superior y el Paleoceno. El pozo Oruita (2225m) llega a cortar los sedimentos del Eoceno inferior.

En la parte central del perfil durante el Eoceno inferior se desarrolla una pequeña subcuenca limitada por una superficie erosiva. Dentro del Eoceno inferior encontramos un abanico de fondo de grandes dimensiones, cuya fuente de suministros parece haber sido una zona elevada ubicada hacia el sureste de la cuenca (anexo 4).

Los abanicos de fondo forman secuencias que se originan a partir de materiales generalmente acumulados en taludes, que al levantarse provocan una redeposición de los sedimentos, quedando los sedimentos mal distribuidos, con una mala selección de la granulometría y muy mal cementados, llegando a formar secuencias turbidíticas.

Por encima del abanico de fondo hacia el SE aparece un pequeño delta, fundamentado por la existencia de un onlapamiento de los reflectores hacia la parte superior de la cuenca (Up Lap). La zona NW presenta otra zona deltaica, pero de mayores dimensiones, donde los reflectores representan claramente la lenta subsidencia y el abundante aporte de sedimentos; típicas características de una zona deltaica.

El Eoceno medio contiene un nuevo abanico de fondo aunque de menor tamaño que el anterior así como la formación de un nuevo delta hacia el

noroeste del abanico; mientras la cuenca experimenta en toda la parte suroriental un relleno normal (Fill Basin).

El Oligoceno presenta un llenado normal con un ligero hundimiento de la cuenca.

Durante el Mioceno la cuenca se rellenó normalmente, con el desarrollo de algún que otro delta pero de pequeñas dimensiones.

El Cuaternario trae un nuevo abanico de fondo, con una fuente de suministro localizada quizás en el sureste de la cuenca; este abanico de notables dimensiones, se aprecia más extendido horizontalmente que en dirección vertical, por lo tanto su generación aunque violenta no fue tan traumática como la de los abanicos del Eoceno.

Línea CUB20-96-11.

Esta línea pasa por las inmediaciones del pozo Manzanillo (2089m). Se manifiesta una sedimentación normal durante todos los períodos aunque se destacan, una superficie erosiva en el Oligoceno (donde se sedimentaron calizas) y una subcuenca miocénica en el sureste del área con la manifestación de un Up Lap.

Se observa un control tectónico, con el desarrollo de numerosas fallas, incluyendo la falla miocénica que corta casi toda la línea (anexo 6).

Se desarrolla un anticlinal en la parte central de la línea, determinado quizás por el levantamiento de la zona.

Línea CUB20-96-15.

El perfil sísmico CUB20-96-15 se relaciona con el pozo Granma 1 (3017m). Esta línea muestra de manera general una elevación de la cuenca hacia la parte suroriental, mientras el noroeste se va hundiendo y los estratos alcanzan sus mayores espesores.

El NW de la línea denota una sedimentación normal (anexo 8) con los estratos casi horizontales y los reflectores representan zonas donde el ambiente de sedimentación era bastante tranquilo; manifestándose solamente superficies erosivas (Top Lap) en el Eoceno inferior y el Oligoceno (anexo 9). Aunque en

pequeñas áreas se manifiesta un Down Lap, característico de zonas con rápida subsidencia y poco aporte de sedimentos.

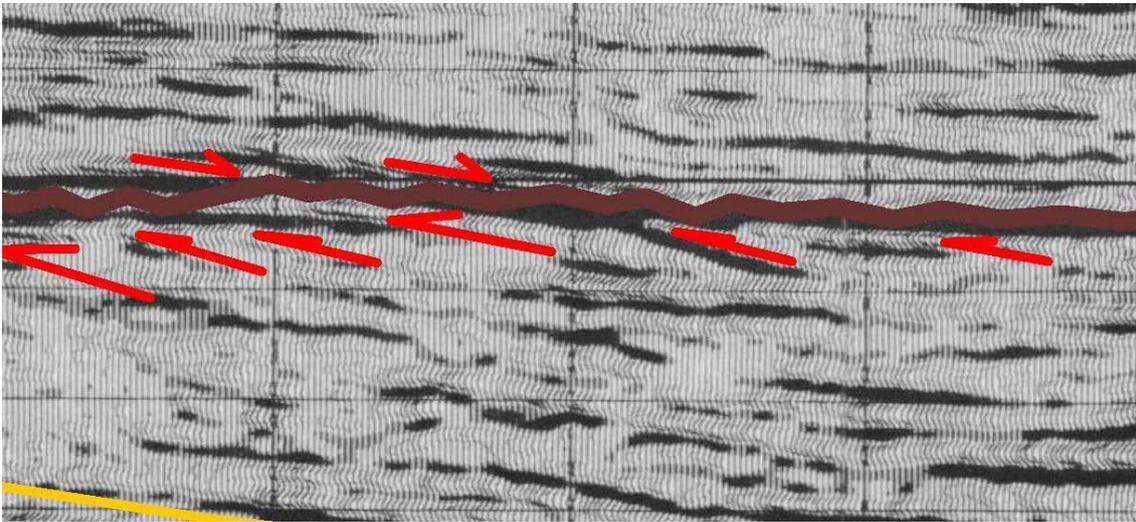


Fig. 12 Top Lap en la línea CUB20-96-15.

A medida que nos trasladamos hacia el sureste de la línea sísmica, el análisis sismo-estratigráfico se hace más complejo; comenzamos a encontrar zonas deltaicas en la parte central del perfil que se van sustituyendo hacia el NW por cuencas de llenado normal o Fill Basin (anexo 11). Los deltas comienzan a manifestarse a partir del Eoceno superior. En la parte central comienzan a aparecer las superficies truncadas por erosión.

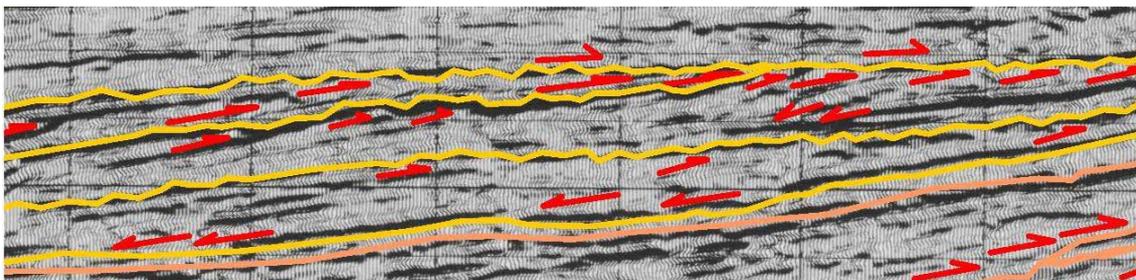


Fig. 13 Transición de una zona de delta a otra de llenado normal de la cuenca (CUB20-96-15).

En la parte sureste encontramos un área muy interesante, los reflectores se onlapan en una dirección e inmediatamente encima se onlapan nuevamente pero en la dirección opuesta; estas formas son típicas de un área por donde corre un río (actualmente se ubica el río Bayamo), cuyas numerosas crecidas se reflejan de esta manera en un perfil sísmico (anexo 10).

Línea CUB20-96-03

Las anteriores líneas fueron realizadas en dirección NW-SE en cambio esta línea tiene una dirección NE-SW, por lo tanto nos permitirá ver la cuenca desde otro ángulo. Esta es una de las líneas longitudinales que se trazaron, abarca unos 120 km por lo tanto no podremos definir fenómenos locales, más bien nos brinda una vista general de la cuenca. Se correlaciona con el pozo Embarcadero (2589m).

Podemos apreciar una estratificación bastante horizontal, donde los espesores no sufren muchas variaciones. Tenemos algunos límites erosivos asociados al Eoceno inferior y medio. Observamos dos abanicos de fondo desarrollados en el Eoceno superior, se destacan además algunos deltas de pequeñas dimensiones (anexo 11).

La estructura más destacable del perfil se encuentra en la parte central del mismo; es una zona levantada, donde se pierde la continuidad de los reflectores (anexo 12), por lo tanto este fenómeno (que como ya establecimos, también ha sido localizado en otras áreas de la cuenca), afecta notablemente las secuencias sedimentarias alterando su posición y provocando quizás algún que otro cambio en sus características mecánicas.

Cuenca Cauto

De los estudios sismo-estratigráficos realizados a las líneas sísmicas podemos conocer que la Cuenca Cauto desde el Eoceno ha experimentado un ascenso de su porción suroriental, conteniendo los mayores espesores de las secuencias sedimentarias en la parte noroccidental.

La cuenca se ha visto dividida en numerosas subcuencas, con ambientes de sedimentación diferentes y la formación indistinta de deltas; pero de manera general predominan las secuencias de llenado normal de una cuenca tranquila que no ha sido muy afectada por fenómenos tectónicos.

3.3. Sistema petrolero.***Roca Madre.***

En la Cuenca Cauto se han perforado cerca de 17 pozos con un objetivo u otro, mas ninguno de ellos ha podido llegar a la base de la cuenca, los sedimentos

más antiguos que se han cortado pertenecen al Paleoceno. Todavía no se han determinado cuales son las rocas generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Cauto, lo cual es uno de los primeros objetivos para la definición de un sistema petrolero. Aunque se han encontrado restos fósiles en numerosas formaciones dentro del área; ninguna formación contiene hasta ahora la suficiente materia orgánica como para generar petróleo a partir de ella.

Debemos señalar que mientras no sean definidas las rocas generadoras de hidrocarburos en la cuenca no podrá ser establecido el sistema petrolero en el área.

Colector.

Las formaciones del Eoceno en los pozos Manzanillo y Embarcadero poseen valores de porosidad 18.2% y 12% respectivamente, indicando una excelente disposición para funcionar como colectores (Naranjo, 2008).

Por el análisis sismo-estratigráfico se ha determinado que las mejores capas para funcionar como colectores se hallan enmarcadas entre el Paleoceno y el Eoceno medio pues generalmente predomina una intercalación de calizas arrecifales, arenas, conglomerados y materiales vulcanógenos.

En el Mioceno se desarrollan abundantes calizas, ya sean arrecifales, organógenas o margosas, con notables espesores y pocas transiciones laterales ya que sus reflexiones en los perfiles sísmicos son bastante claras y continuas, por lo tanto también despiertan interés como probables colectores.

Sello.

El Oligoceno superior está representado por rocas carbonatadas-arcillosas principalmente arcillas. Esta secuencia constituye un sello continuo para los colectores subyacentes (Naranjo, 2008).

La formación Yara del Oligoceno superior se comporta como sello atendiendo a los resultados del estudio litólogo-petrográfico del pozo Granma 1 donde la porosidad media de las partes densas es de 4.9% (López-Milera, 1996).

Indudablemente los mejores sellos desarrollados en la Cuenca Cauto pertenecen al Oligoceno, donde destacan las secuencias arcillosas con intercalaciones de calizas compactas y arenas finas.

Las secuencias eocénicas también contienen intervalos donde se ha mezclado el material arcilloso con las calizas y las arenas predominantes, aumentando el carácter sellante de dichos intervalos.

Trampas.

En la cuenca se encuentran trampas estructurales (fallas fundamentalmente), además de trampas estratigráficas relacionadas básicamente a los procesos de interdigitación, acuñamientos y cambios faciales laterales. Las discontinuidades laterales de los reflectores son un reflejo de estos cambios laterales que hacen variar en la horizontal los valores de porosidad y permeabilidad.

Cobertura sedimentaria.

A partir del Mioceno se desarrolla una gran cobertura sedimentaria, con grandes espesores de sedimentos acumulados en diversos ambientes. La cobertura llega a alcanzar los 1000m de profundidad en algunos sectores de la cuenca. Los grandes espesores de sedimentos tienen relevancia para el desarrollo del sistema petrolero pues la cobertura condiciona el enterramiento de las capas generadoras y con ello, la consecuente maduración térmica de los sedimentos.

3.4. Ubicación de las estructuras favorables para las acumulaciones.

3.4.1. Identificación de una estructura del tipo flat spot.

Un flat spot no es más que una anomalía donde las reflexiones se hacen más fuertes respondiendo a la presencia de un contacto entre fluidos. La diferencia de densidad entre los fluidos se ve reflejada tanto en las variaciones de velocidad como en las amplitudes de las reflexiones.

Sheriff y Geldart (1987) confieren particular importancia a este tipo de anomalía y señalan que la identificación de los "flat spot" constituye indicadores incuestionables e informativos sobre la presencia de hidrocarburos.

Estas anomalías no solo sirven para denunciar la posible presencia de yacimientos petroleros sino que además detectan áreas de elevada porosidad (Anstey, 1977; Badola, 1988 y Enachescu, 1990).

Como planteamos los flat spots también se reflejan en disminuciones de las velocidades sísmicas. Aberbuj (1982) refiere que en la región de Uzen en la extinta URSS, en un yacimiento gasopetrolífero vinculado a una estructura sísmica, se observó un cambio de la velocidad entre valores aproximados a 2 260 m/s en el área del yacimiento y 2 510 m/s fuera del intervalo de éste.

Por otra parte, Barulin (1983) expone ejemplos del comportamiento geofísico sobre varios yacimientos gasopetrolíferos. Este autor señala que en el yacimiento Kala, localizado en la extinta URSS, en el intervalo de profundidades comprendido entre 1 480-1 800 m y correspondiente a rocas terciarias petroleras, fueron registrados valores de la Vint del orden de 2 208 m/s dentro del yacimiento y de 2 700 m/s fuera de éste.

Por último, Brodovoi (1984) señala que múltiples mediciones de velocidades realizadas sobre numerosos yacimientos gasopetrolíferos en el mundo, indican la disminución de este parámetro en, al menos 200-500 m/s con relación al medio circundante.

Tiempo(s)	Vint(m/s)
1.07	2467
1.22	2517
1.43	2277
1.65	2442
1.95	2548
2.17	2884

Tabla 1 Comportamiento de la velocidad de intervalo en la cúpula de la estructura interpretada (Miro 2000).

La parte superior del flat spot delimita la zona más alta donde está contenido el gas; la parte inferior de la anomalía representa el contacto entre el gas y otro fluido más denso. El contacto entre los fluidos debería ser horizontal pero no necesariamente tiene que ser así siempre.

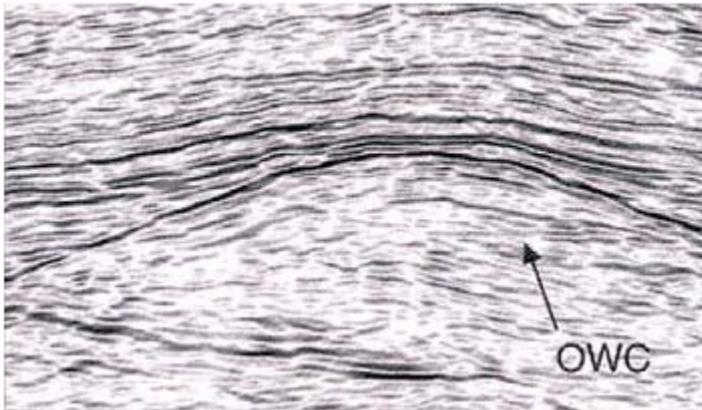


Fig. 14 Modelación ideal de un flat spot (Kearey et al., 2002).

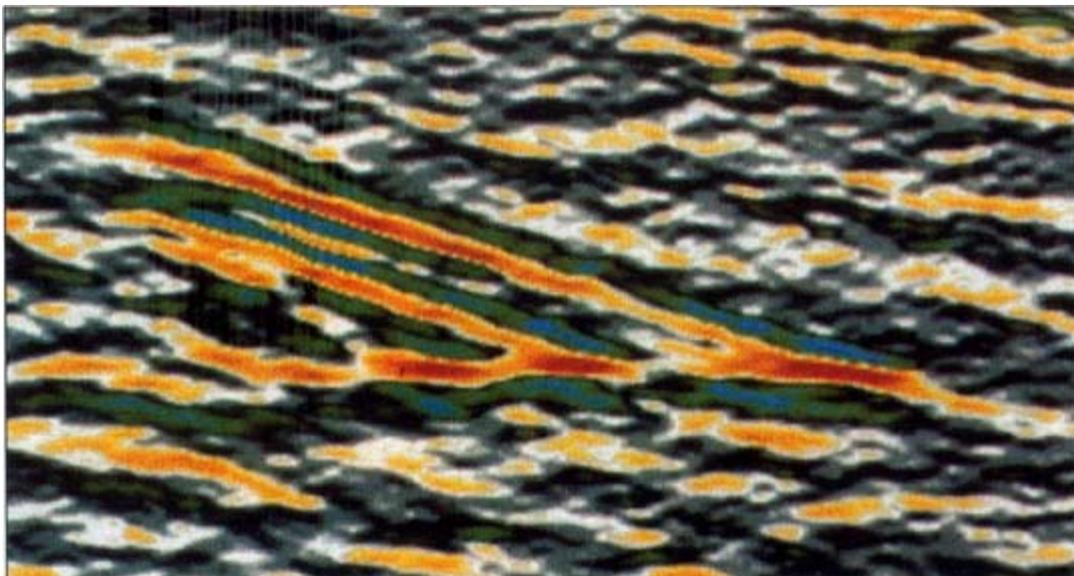


Fig. 15 Flat spot ubicado en el Golfo de México (Alistair Brown, 2004).

En la línea sísmica CUB20-96-13 ubicada en las inmediaciones de la ciudad de Manzanillo y correlacionada con el pozo Oruita (mismo pozo utilizado por Miro para correlacionar un flat spot en el 2000); hemos ubicado una posible anomalía del tipo flat spot, localizada a unos 2000m de profundidad aproximadamente, con una extensión que oscila entre los 1500 y 2000m.

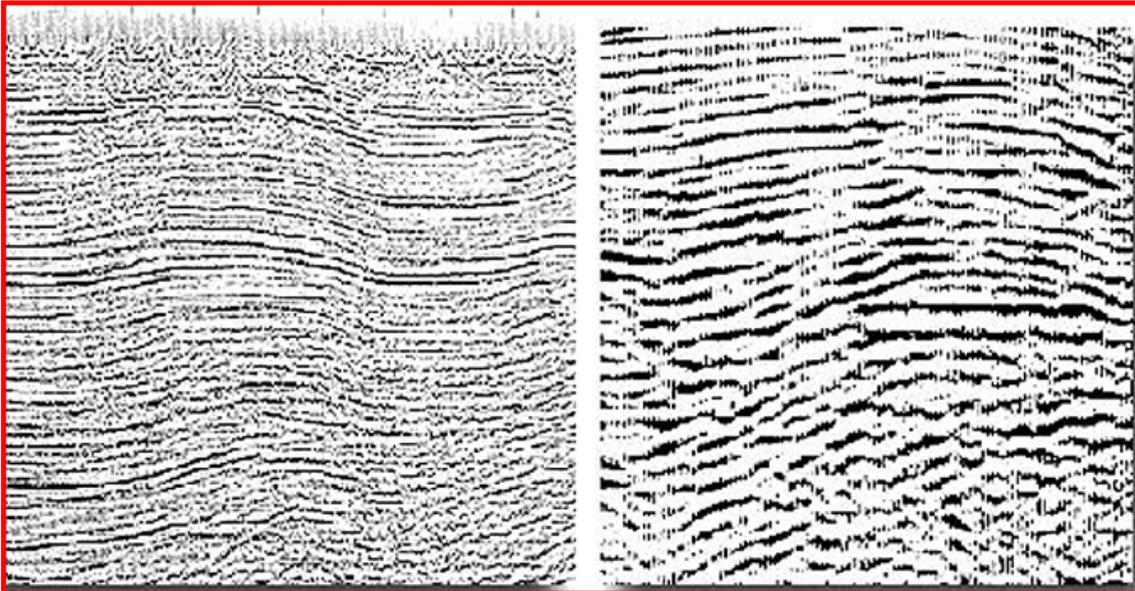


Fig. 16 Comparación entre las anomalías de Miro(izquierda) y Anstey (derecha).

La anomalía se encuentra dentro de un abanico de fondo, lo cual aumenta el interés en la misma por las condiciones de formación de los abanicos de fondo. Los abanicos de fondo están constituidos por materiales generalmente turbidíticos, donde existe una mala selección de los granos, existe poca cementación y la porosidad es notable, condiciones favorables para que se comporten estos materiales como buenos colectores.

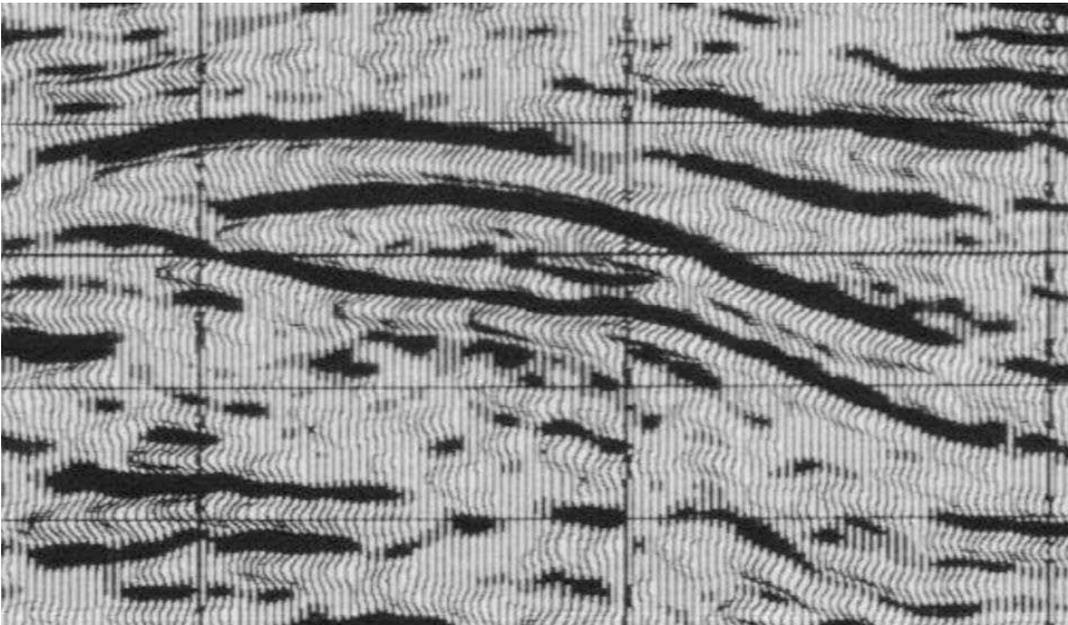


Fig. 17 Propuesta de un flat spot en la línea sísmica CUB20-96-13.

Tiempo(ms)	Vmig(m/s)	Vint(m/s)
700	2200	2254
825	2214	2290
1005	2400	3113
1285	2500	2829
1481	2600	3178
1597	2800	4650

Tabla 2 Comportamiento de las velocidades para la estación 253.

Tiempo(ms)	Vmig(m/s)	Vint(m/s)
557	2200	2384
775	2323	2611
975	2407	2708
1225	2439	2559
1475	2589	3224
1625	2827	4546

Tabla 3 Comportamiento de las velocidades para la estación 203.

Como se puede apreciar en los intervalos entre los 1005 y 1285ms de la tabla 2 y entre los 975 y 1225ms de la tabla 3 hay una disminución de la velocidad de intervalo de alrededor de unos 200m/s coincidiendo con las profundidades donde presuntamente se ubica el flat spot.

Debemos señalar que la estructura se halla enmarcada dentro del Eoceno inferior representado por la fm. Pílon que junto a las formaciones Charco Redondo y San Luis han sido señaladas como algunas de las formaciones más perspectivas para funcionar como colectores dentro de la cuenca (Naranjo, 2008).

3.4.2. Ubicación de una estructura favorable en la línea sísmica CUB20-96-11.

El pozo Manzanillo perforado en 1956 mostró manchas de petróleo en margas del Eoceno inferior además de unas calizas arrecifales del Eoceno medio, atendiendo a los resultados de esta perforación se siguieron los estratos pertenecientes a estas edades.

La estructura se ubica en el tope superior del anticlinal que funciona como una excelente trampa a la vez de ser un sello estructural. Además destaca la existencia de fallas en esta zona que pueden funcionar como vías de migración, también como sellos del tipo cierre contra falla y trampas estructurales o mixtas.

Las zonas aledañas al área señalada tienen características similares pero la estructura se enmarcó de esta manera para aprovechar los horizontes que contenían hidrocarburos en el pozo Manzanillo, además utilizamos la posición ideal del anticlinal y la perfecta limitación de la estructura por las fallas existentes.

Línea sísmica CUB20-96-15.

En la línea sísmica CUB20-96-15 no fue ubicada ninguna estructura favorable para la acumulación de hidrocarburos ya que la perforación que se localiza en las cercanías de este perfil (Granma 1) no presentó manifestación alguna de hidrocarburos.

Tampoco se puede definir estructuralmente una zona favorable para que los fluidos se puedan acumular convenientemente. Aunque se localizan fallas y los estratos que han sido definidos como probables colectores y sellos tienen una buena continuidad lateral no se enmarca una zona conveniente para la acumulación.

Conclusiones

1. Se localizaron dos estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en la parte central de la Cuenca Cauto.
2. Fueron definidos algunos elementos constituyentes del posible sistema petrolero desarrollado en el área de estudio.
3. Se ubicó una anomalía de flat spot asociada a una estructura perspectiva.

Recomendaciones

1. Desarrollar estudios geoquímicos para determinar la existencia o no de las rocas generadoras de petróleo así como las vías de migración de los fluidos.
2. En caso de realizar próximas campañas sísmicas, realizar los perfiles sísmicos en línea recta para favorecer la correcta interpretación de las mismas.
3. Las futuras perforaciones deberían realizarse siguiendo una distribución ordenada, corrigiendo los errores de las perforaciones anteriores.
4. Desarrollar al menos una campaña sísmica detallada utilizando alta resolución, en la región de Manzanillo, donde se han ubicado al menos dos flat spot y otra estructura perspectiva.

Bibliografía

Blanco J.; Proenza J., 1994. Terrenos geológicos de Cuba Oriental. Rev. Geología y Minería.

Blanco J., 1998. Sistematización Tectonoestratigráfica de Cuba Centro Oriental. Segunda Conferencia sobre Geología de Cuba, El Golfo de México y el Caribe Noroccidental. Cuba.

Blanco J., 1999. Estratigrafía y paleogeografía de las cuencas superpuestas de Cuba centro-oriental. Tesis doctoral. ICT, ISMM, Moa. Cuba.

Brown A., 2003. Flat Spots Are Not Always Flat. AAPG.

Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., 2010. Sísmica de Refracción.

Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., 2010. Interpretación Sísmica de Reflexión.

Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., 2010. Métodos Sísmicos Especiales.

Cobiella J., 1978. Estratigrafía y paleogeografía del Paleógeno en Cuba oriental. Tesis doctoral. ISMM, Moa.

Cobiella J., 1978. Un melange en Cuba Oriental. Rev. La minería en Cuba No 4 Año 4.

Cobiella J. y Rodríguez P. J., 1979. Particularidades de la Estructura Geológica profunda de la parte Oriental de Cuba.

Cobiella J., 1984. Posición de Cuba oriental en la geología del Caribe. Rev. Geología y Minería. #2.

Cobiella J., 1985. Observaciones sobre las posibilidades gasopetrolíferas de la región oriental de Cuba. Rev. Geología y Minería. #2.

Cobiella J.; Sánchez J.; Quintas F., 1991. El límite K-T en Cuba. Rev. Geología y Minería. Número Especial: 74-84.

Colombo F., 1994. Normal and reverse unroofing sequence in syntectonic conglomerates as evidence of progressive basinward deformation. *Geology*, 22.

Crespo E., 1997. Análisis estratigráfico del Oligoceno en Cuba Oriental. Tesis de Maestría.

DeCelles P.G. y Giles K. A., 1996. Foreland basin systems.

- De Dios Gordillo T.; Martínez J., 1980. Geología de la Cuenca Cauto. Tesis de Diploma.
- Delgado I. y Millán E., 1989. Estratigrafía de la Cuenca Cauto basada en datos del subsuelo. Rev Serie Geológica.
- Draper G. y otros, 1994^a. Geologic province of the Caribbean región. Caribbean geology an introduction.
- Echevarría G., 1970. Exploración y explotación de petróleo en Cuba. Rev. Tecnológica. Vol. 8, #1.
- Flores, R; Millan, G. et al. "Tectónica de Cuba Oriental."Resúmenes III Congreso Cubano de Geología y Minería, P, 240 -243. I.G.P. (1998).
- García Delgado D.; Díaz C.; Pérez R, 2001. El limite K-T en la región de Babiney, provincia Granma, Cuba. CD-ROM GEOMIN 2001. Congreso Cubano de Geología y Minería.
- Giraldo C., Alvarez E. y Odehnal M., 2005. The mud-diapiric trend in the eastern venezuelan basin.
- Harding T., 1990. Identification of wrench fault using subsurface structural data: criteria and pitfalls. AAPG,74.
- Hermoza W., Brusset S., Baby P., Gil W., Roddaz M., Guerrero N., Bolaños R., 2004. The Huallaga foreland basin evolution: Thrust propagation in a deltaic environment, northern Peruvian Andes. Journal of South American Earth Sciences 19 (2005) 21–34.
- Ho-Shing Yu y Zehn-Yin Huang, 2006. Intraslope Basin, Seismic Facies and Sedimentary Processes in the Kaoping Slope, Offshore Southwestern Taiwan. Terr. Atmos. Ocean. Sci., Vol. 17, No. 4, 659-677.
- Iturralde-Vinent M. A., 1986. Reconstrucción palenospastica y paleogeográfica del Cretácico inferior de Cuba Oriental y territorios vecinos. Rev. Geología y Minería. Vol. I. 13-14.
- Kingston D., Dishroon C. y Williams P., 1983. Global basin classification system. AAPG Bulletin,67.

- Kingston D., Dishroon C. y Williams P., 1983. Hydrocarbon plays and global basin classification. AAPG Bulletin, 67.
- Khudoley K. y Meyerhoff, A., 1971. Paleogeography and geological history of Greater Antilles. GSA Mem.129.
- Klesehov K. A., et al, 1977. Tipos de cuencas sedimentarias de Cuba. Rev. La minería en Cuba. Vol. 3, #4.
- Magoon L.B. y Down W. G., 1994. The Petroleum System. AAPG Memoir 60.
- Mann P., Taylor F., Lawrence E. y Ku T., 1995. Actively evolving microplate formation by oblique collision and sideway motion along strike-slip fault: An example from the northeastern Caribbean plate margin. Tectonophysics.
- Meyerhoff A. y Hatten C., 1968. Diapiric structures in Central Cuba. AAPG Memoir 8.
- Miro G., 1993. Aplicación de los métodos geofísicos, morfométricos, de detección y teledetección para el estudio de la Cuenca Cauto. Tesis de Diploma.
- Miro G., et al, 2000. Detección de una anomalía sísmica de tipo Flat Spot en la Cuenca Cauto. GEOINFO. 2000.
- Miro G., et al, 2000. Estudio de una estructura sísmica con perspectivas gasopetrolíferas en la cuenca del Cauto. Rev. Geología y Minería. Vol. 17 #3-4.
- Proenza J., 1997. Mineralizaciones de cromita en la faja ofiolítica Mayarí-Baracoa. Cuba. Tesis Doctoral.
- Quintas F., et al, 1991. El limite K/T en Cuba. Rev. Geología y Minería, # Especial.
- Quintas F. y Blanco J., 1993. Paleogeografía de la cuenca San Luis y su importancia para la interpretación de la evolución geológica de Cuba Oriental. Rev. Geología y Minería. Vol. X. 13-14.
- Quintas F., et al, 1994. Origen y evolución del arco de islas volcánicas Sierra Maestra. Rev. Geología y Minería. Vol.11, #2.

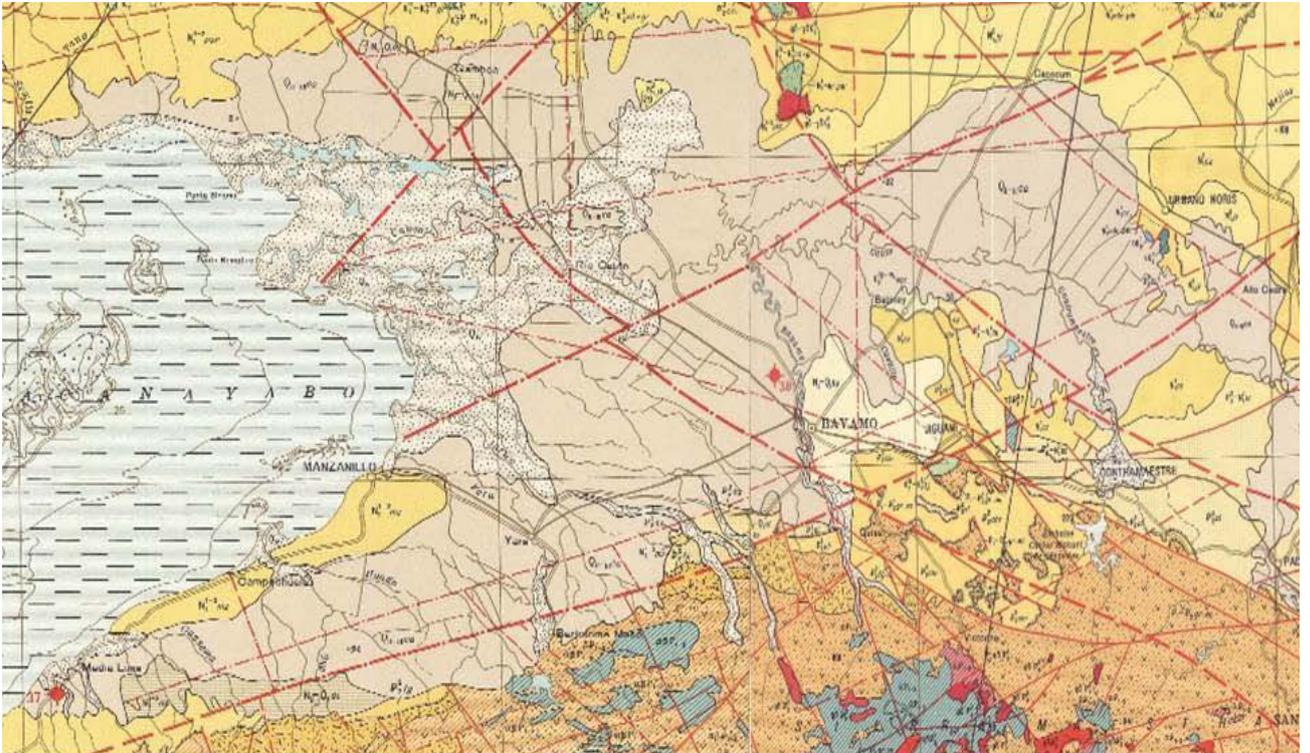
Quintas F., 1999. Desarrollo de seamounts de serpentinita y evolución K-T de la microplaca Cuba oriental-La Española. Rev. Geología y Minería. Vol. 16, #2.

Quintas F. y Crespo E., 2003. Posible origen catastrófico de las secuencias asociadas al límite K/T en Cuba oriental. Rev. Geología y Minería. Vol. 19 #1-2.

Wever A., 2010. Developing integrated amplitude driven solutions for pore content prediction through effective collaboration. Geophysicist Wintershall Noordzee.

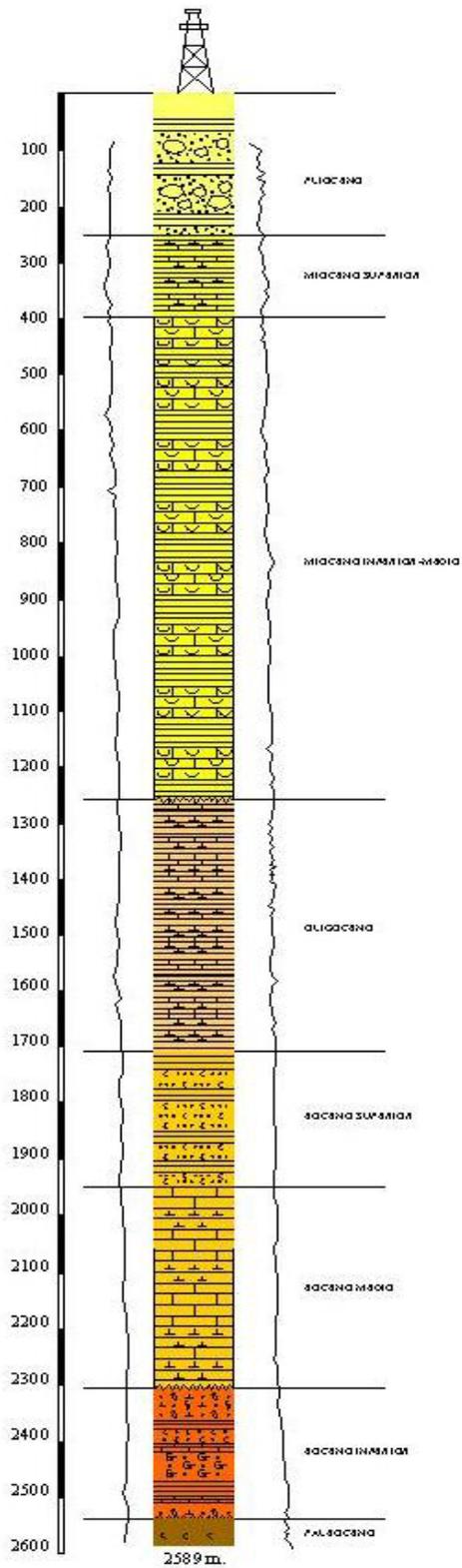
Anexos

Anexo 1: Mapa geológico de la Cuenca Cauto a escala 1:500000.

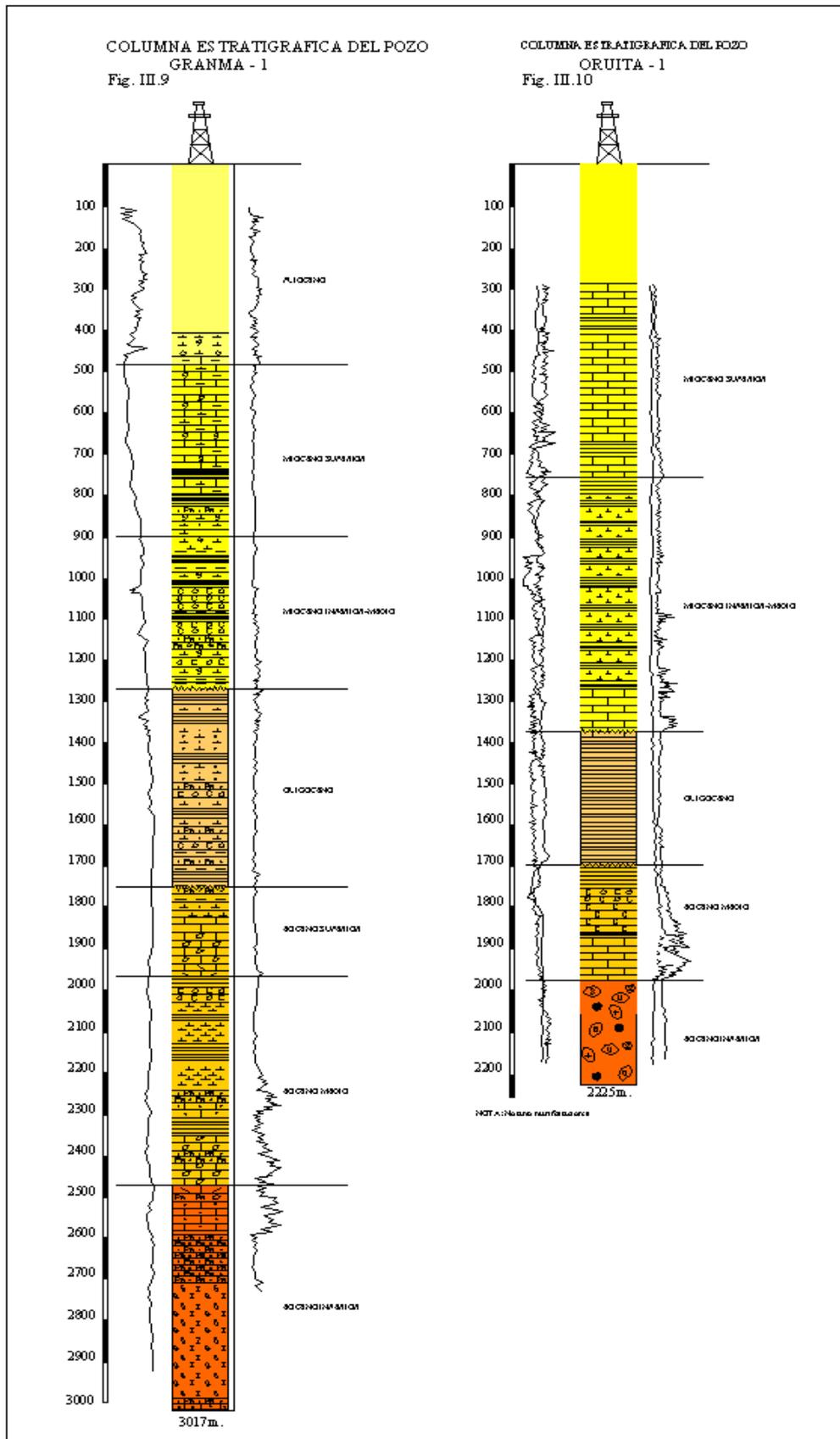


Anexo 2: Columna estratigráfica del pozo Embarcadero.

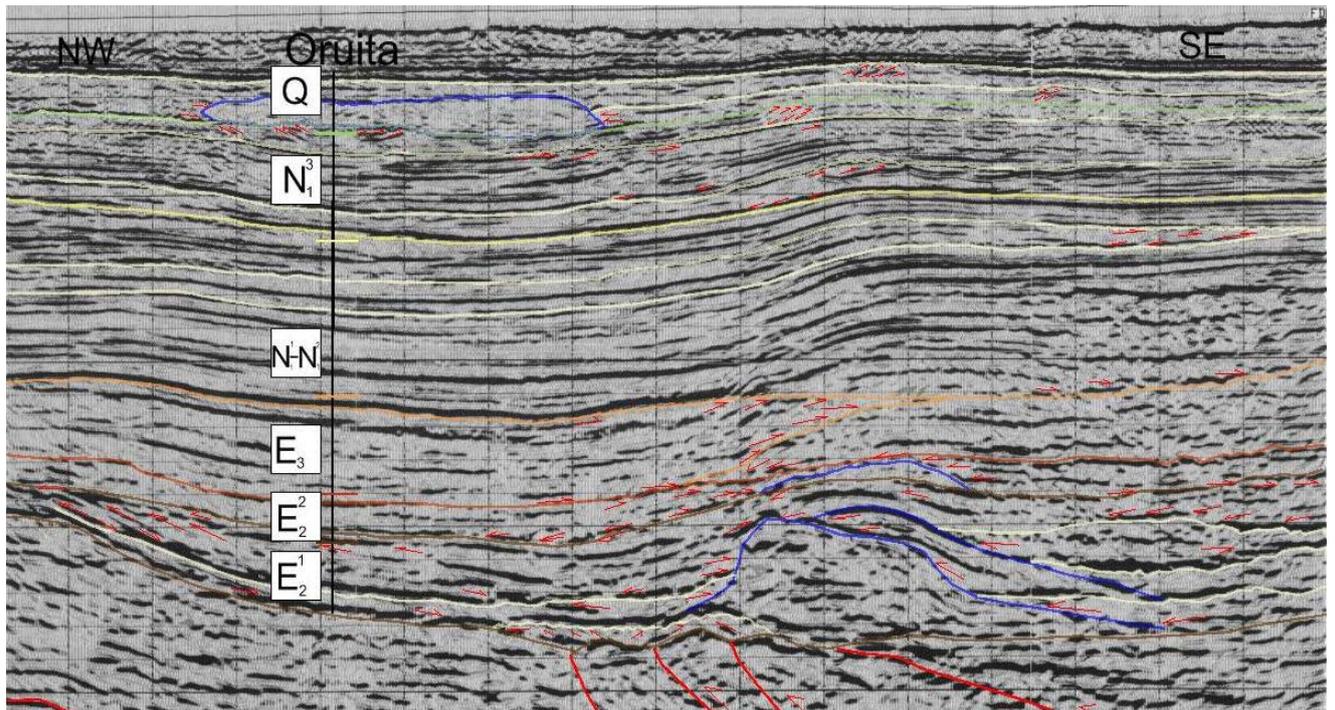
COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL POZO
EMBARCADERO - 1
Fig III.8



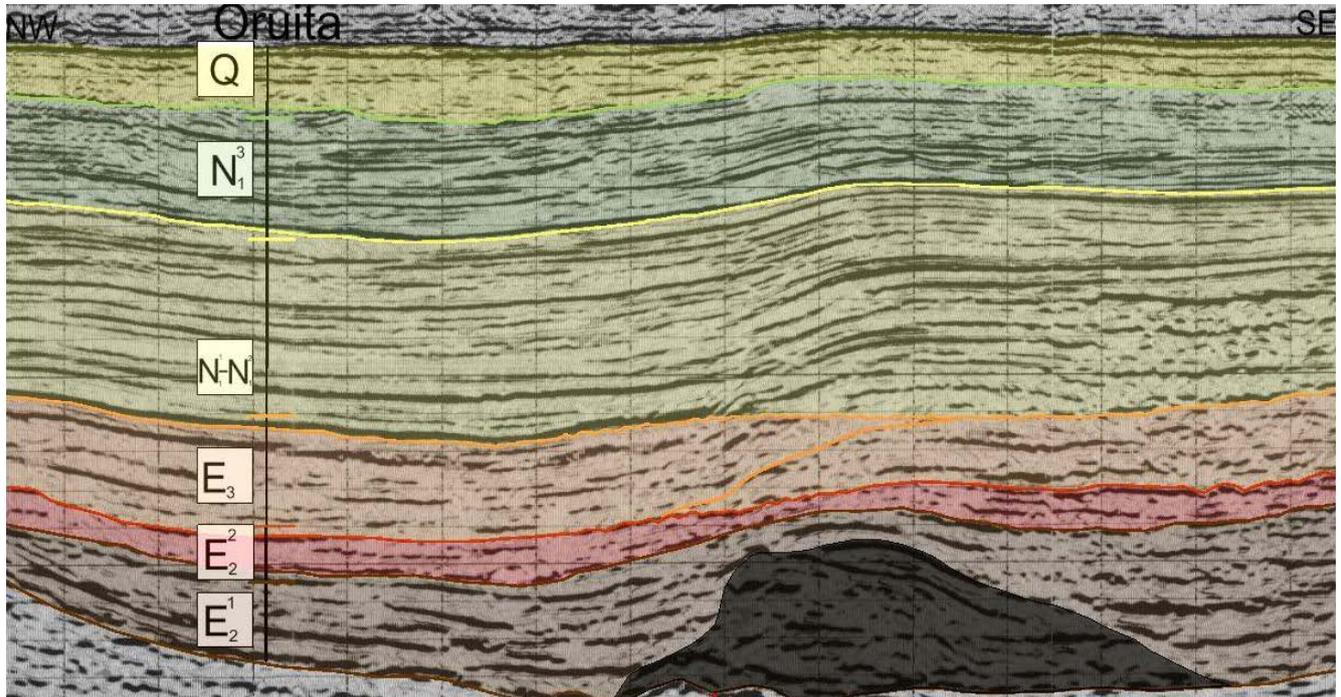
Anexo 3: Columnas estratigráficas de los pozos Oruita y Granma.



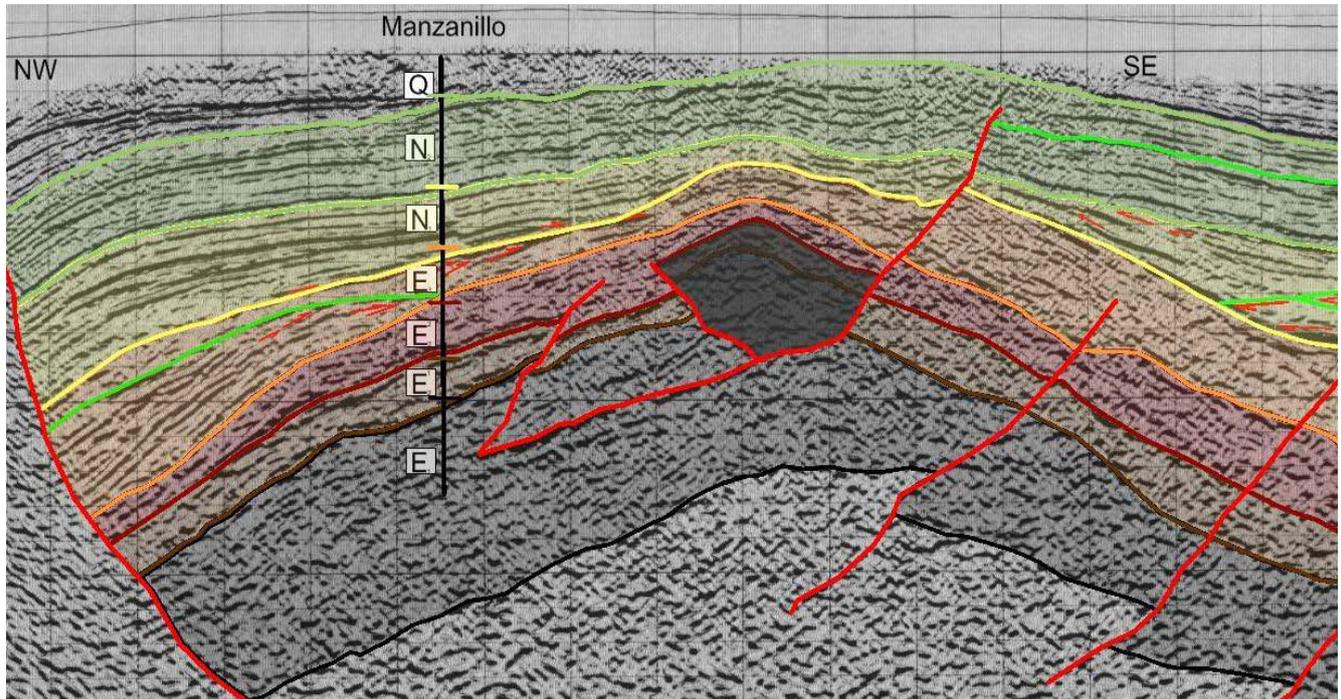
Anexo 4: Análisis sismo-estratigráfico de la línea sísmica CUB20-96-13.



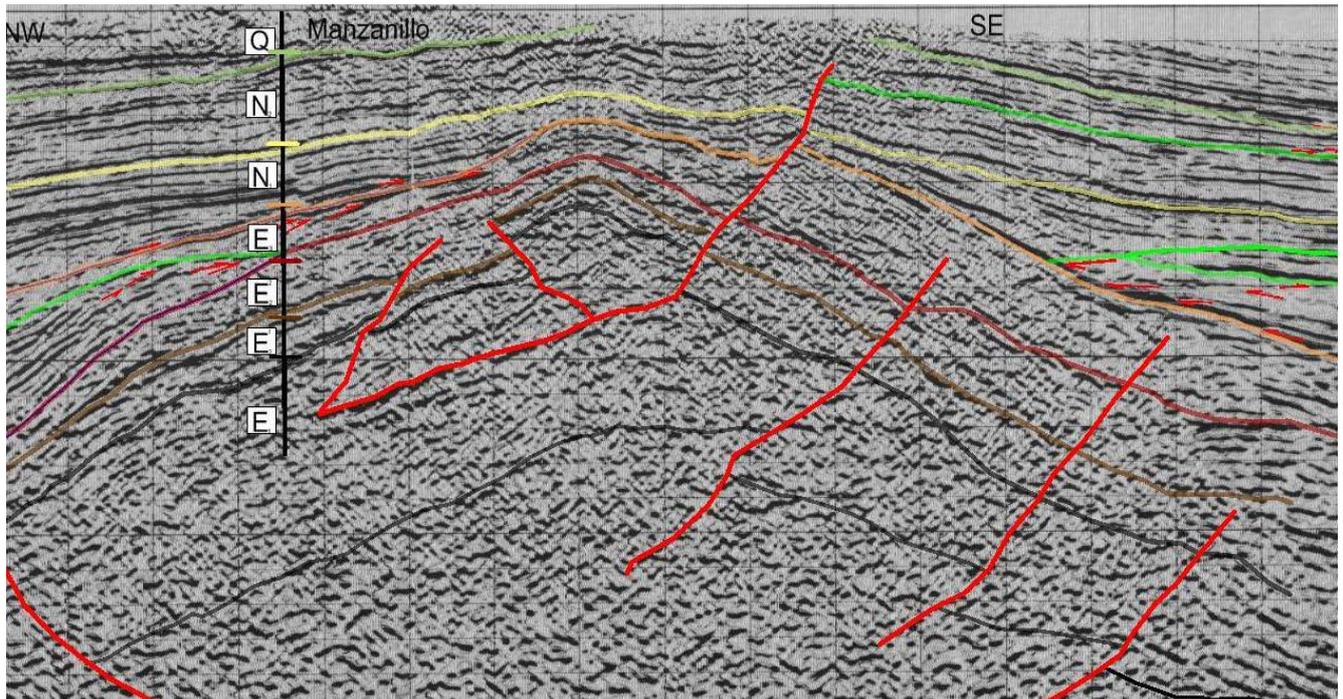
Anexo 5: Ubicación de la estructura favorable para la acumulación de petróleo en la línea sísmica CUB20-96-13.



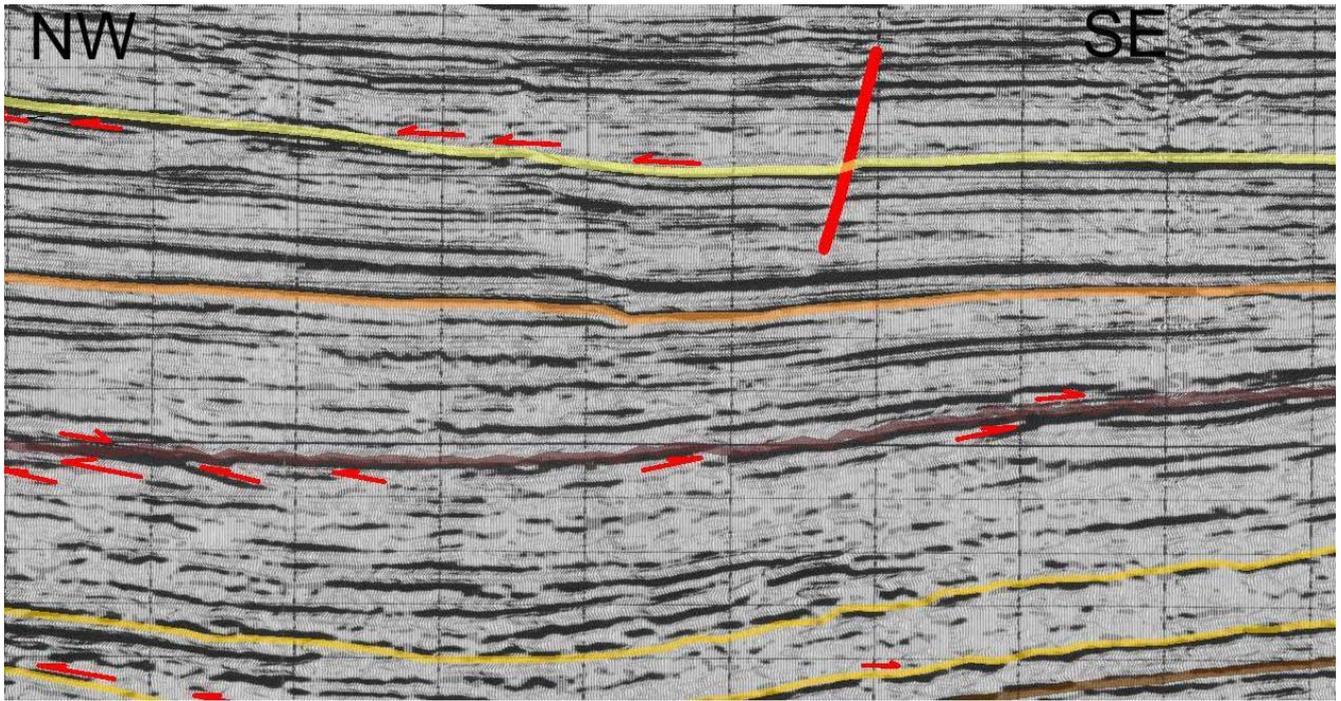
Anexo 6: Ubicación de la estructura favorable para la acumulación de petróleo en la línea sísmica CUB20-96-11.



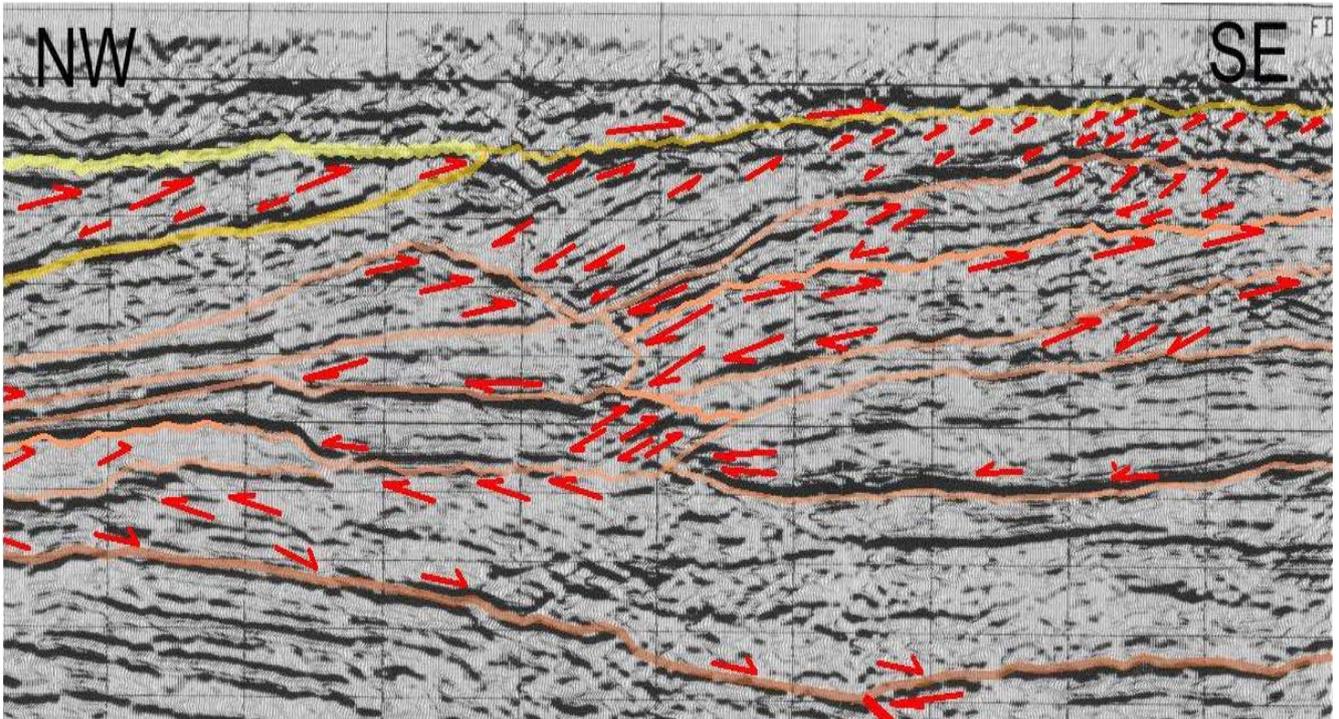
Anexo 7: Análisis sismo-estratigráfico de la línea sísmica CUB20-96-11.



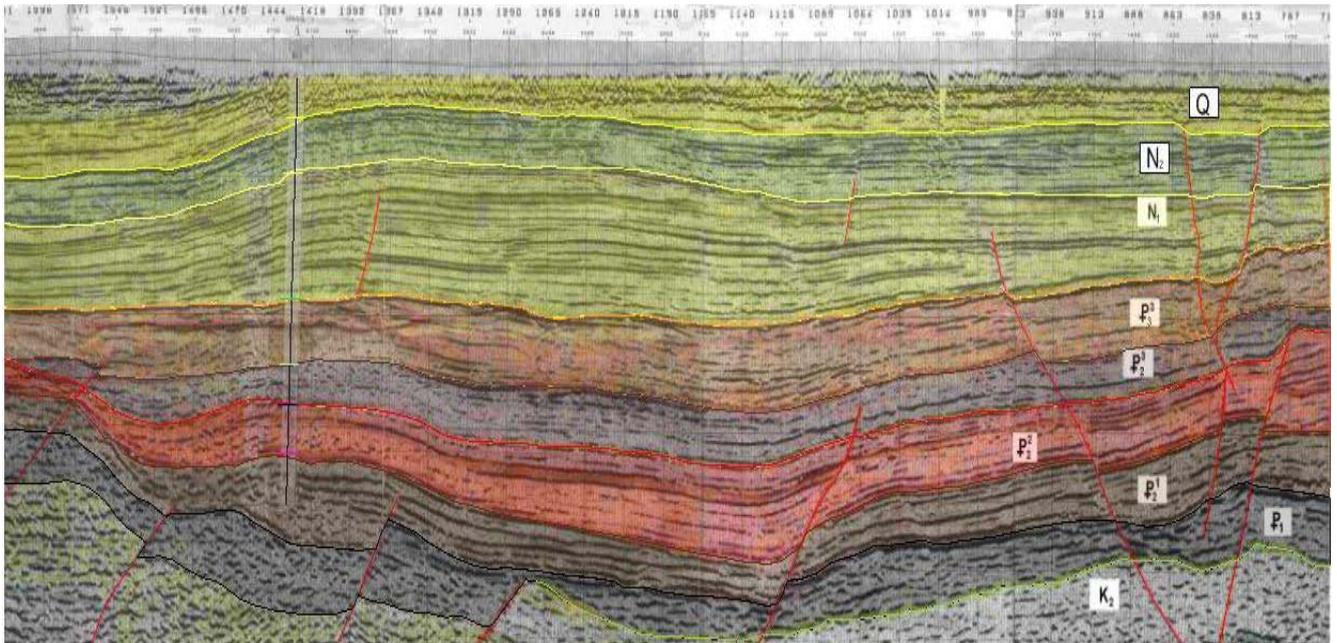
Anexo 8: Análisis sismo-estratigráfico de la parte NW de la línea CUB20-96-15.



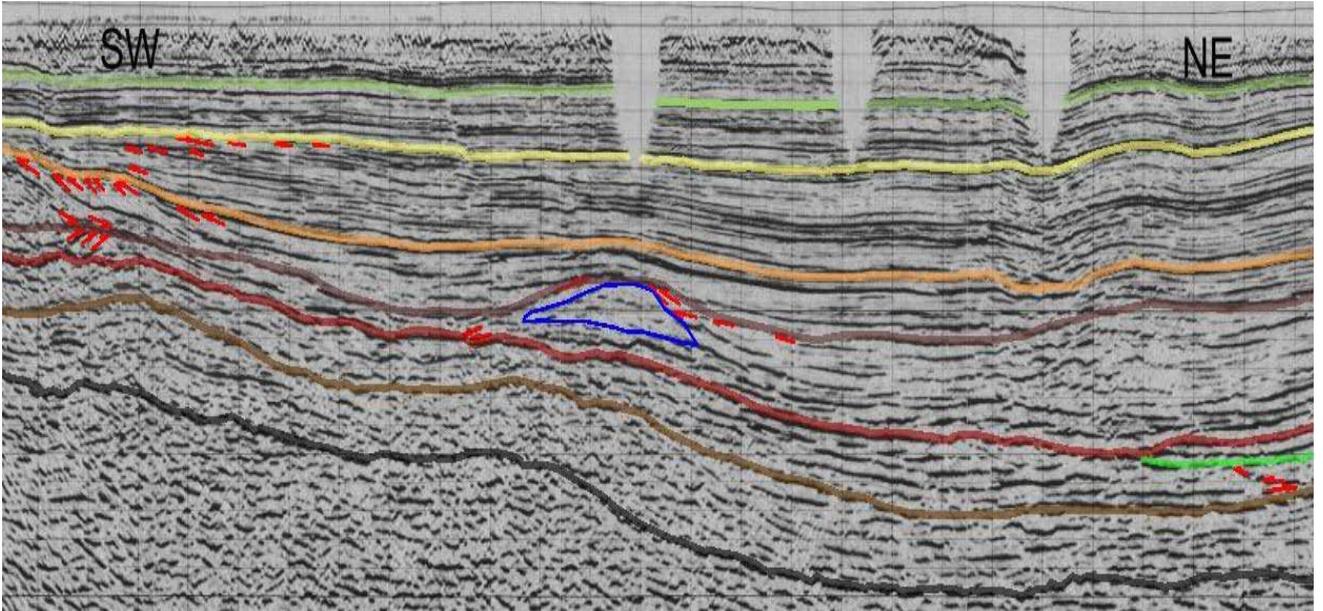
Anexo 9: Análisis sismo-estratigráfico de la parte SE de la línea CUB20-96-15.



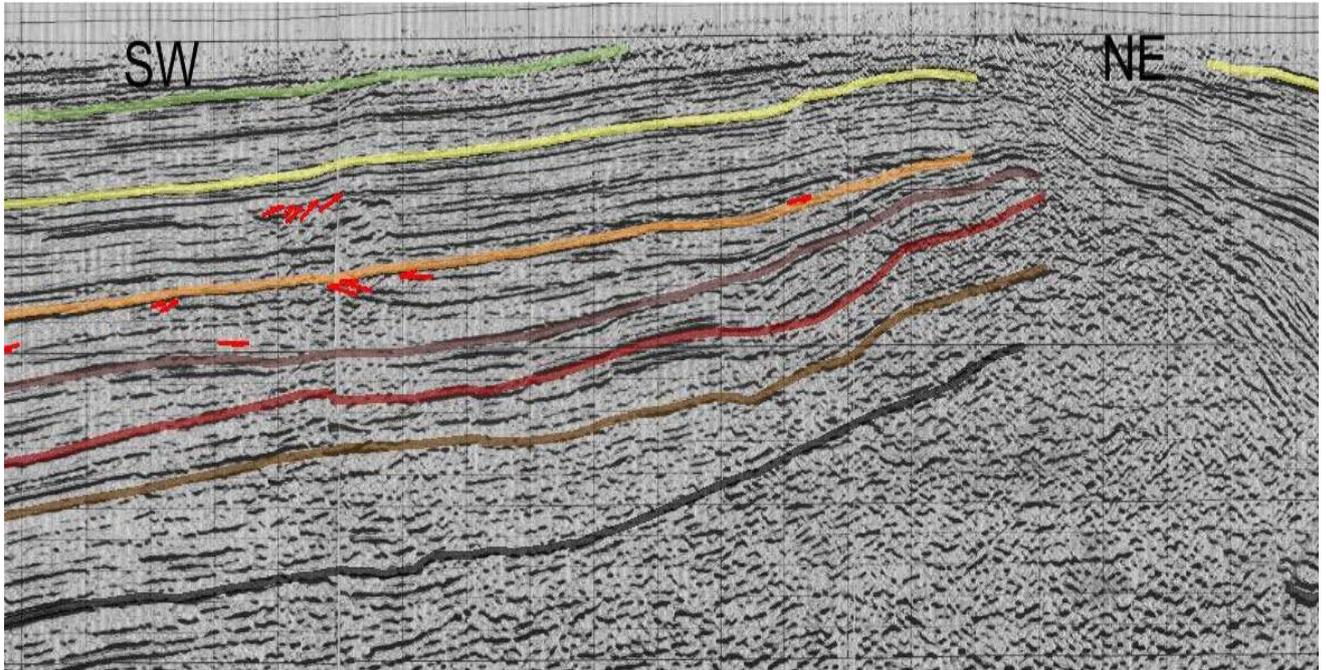
Anexo 10 Estratigrafía del perfil CUB20-96-15.



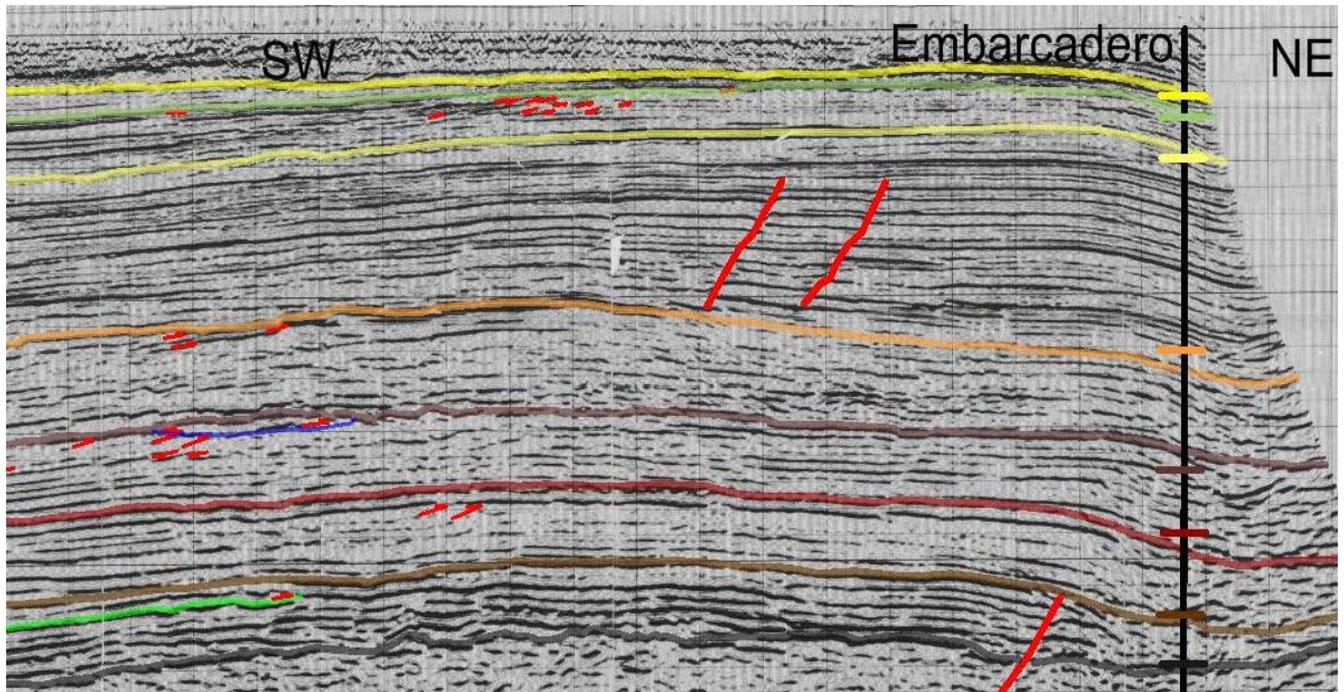
Anexo 11. Análisis sismo-estratigráfico de la parte SW de la línea CUB20-96-03.



Anexo 12. Análisis sismo-estratigráfico de la parte central de la línea CUB20-96-03.



Anexo 13. Análisis sismo-estratigráfico de la parte NE de la línea CUB20-96-03.



Anexo 14 Mapa de ubicación de las líneas sísmicas en la Cuenca Cauto en la campaña de 1996.

