



INSTITUTO SUPERIOR MINERO  
METALURGICO DE MOA  
DR. ANTONIO NUÑEZ JIMENEZ

Departamento de Geología  
Facultad: Geología y Minas

# Trabajo de Diploma

Para Optar por el Título de

# Ingeniero Geólogo

**Título: Determinación de estructuras favorables para la  
acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.**

**Autor: Antonio Gutierrez Falcón**

**Tutor: Ing. Yurisley Valdés Mariño**

**Ing. Marcial de Jesús Varona Fernández**

**Moa, 2013**

**“Año 55 de la Revolución”**



## **Pensamiento**

*Nuestras limitaciones y nuestros éxitos estarán basados con frecuencia en nuestras expectativas respecto a nosotros mismos.*

*Lo que la mente cree, el cuerpo lo transforma en resultados.*

*–Denis Waitley.*

## **Agradecimientos.**

En primer lugar me gustaría darles las gracias a dios por todas las cosas buenas que ocurren en nuestras vidas.

Quisiera darle un agradecimiento especial a mi mamá Maritza Falcón López y a mi papá Antonio Gutierrez Romero por su dedicación y esfuerzos para que yo me graduara.

A mi familia de en general que siempre me estuvieron apoyando y dando apoyo de una u otra forma.

A mis tutores Ing. Yurisley Valdés Mariño y Ing. Marcial de Jesús Varona Fernández que me enseñaron a que uno debe esforzarse por lo que quiere, pues otro no esforzará por ti, además por sus señalamientos y sugerencias.

A todos los profesores de la carrera por haber brindado lo mejor de sí.

A mis compañeros de grupo con los cuales he compartido estos últimos cinco años.

A mis amigos de manera general y todas aquellas personas conozco.

A todo aquel que de alguna forma me ayudó en algún momento de mi vida durante los cinco años de estudiante.

**Dedicatoria.**

A mis familiares y amigos.

## **Resumen**

El presente trabajo titulado: **Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13** se basa en el análisis de los elementos del sistema petrolero y la determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el sector del B-13, trabajo que se desarrolla como consecuencia de la necesidad de encontrar nuevos yacimientos petrolíferos dentro del país. Para la realización de este estudio se analiza la información de varios trabajos ejecutados anteriormente en la región de estudio así como el empleo de los programas especializados Surfer 9 y 11, a partir de los cuales se realiza la interpretación de las líneas sísmicas.

Al final de la investigación se pudo evaluar las posibilidades gasopetrolíferas que presenta esta área, donde se definen algunos de los componentes del posible sistema petrolero. Mediante la interpretación de líneas sísmicas se puede ver el modelo geológico que se presenta en esta zona, destacando en ellas a la vez, los principales tipos de estructuras que se manifiestan en la región.

## **Abstract**

This present work entitled: **Determination of favorable structures for the accumulation of Hydrocarbons in block-13** is based on analysis of elements of the petroleum system and the determination of favorable structures for the accumulation of hydrocarbons in sector B-13, a project developed for the necessity of finding new petroleum deposits within the country. To realize this project study we analyze various information's of past works executed on this region of study like for example using specialize programs Surfer 9 and 11, from which we achieved to realize the interpretation of the seismic lines.

At the end of this investigation we were able to evaluate the possibilities of petroleum-gas present in this area, where we defined some components of possible petroleum system. During the interpretation of the seismic lines we could see that the geological model that is present in this zone, at the same time, the principal types of structures that manifest in this region.

## Índice

Introducción .....	7
CAPÍTULO I: CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA DEL B-13.....	11
1.1 - Introducción.....	11
1.2 - Características Físico-Geográficas General del Bloque – 13. ....	11
1.3 - Introducción a la geología de Cuba.....	13
1.4 – Geología de Cuba Central. ....	15
1.5 –Estratigrafía. ....	16
CAPÍTULO II. METODOLOGÍA Y VOLUMEN DE LOS TRABAJOS PROYECTADOS. .....	37
2.1 -Introducción.....	37
2.2 -Volumen de los trabajos proyectados. ....	37
2.3 -Principios teóricos. ....	38
2.4 -Fundamentos del modelo geológico regional. ....	49
2.5 –Datos geológicos. ....	52
CAPITULO III. REPRESENTACION E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS. ....	58
3.1 -Introducción.....	58
3.2 -Evolución Geológica y Tectono-Estructural. ....	58
3.3 -Estructuras Locales.....	61
3.4 -Naturaleza geológica de las Anomalías Regionales. ....	62
3.5 -Naturaleza geológica de las anomalías magnéticas. ....	64
3.6 -Sistema petrolero .....	66
3.7 -Representación de los cortes generalizados de las líneas sísmicas. ....	69
Conclusiones.....	75
Recomendaciones.....	76
Bibliografía.....	77
Anexos. ....	81

## **Introducción**

El siguiente trabajo fue realizado en el denominado Bloque-13 según la división realizada de la isla en Bloques de Exploración, donde el Bloque-13 situado en la parte norte y central de Cuba cubre parte de las provincias de Villa Clara, Sancti Spiritus y Ciego de Ávila, presentándose en él una alta complejidad geológica.

El presente trabajo titulado: **Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13**; se realiza atendiendo a la necesidad de encontrar estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en este sector y dentro del mismo la necesidad de dar respuestas de un sistema petrolero confiable. La investigación está fundamentada a partir de la interpretación de los datos de las exploraciones sísmica, gravimétricas, datos de pozos e informes de trabajos geológicos realizados en el área, tomando como modelo geológico conceptual el sistema de cuenca de antepaís, modelo geotectónico que describe la evolución geológica de Isla de Cuba en el desarrollo compresional oblicuo Mesozoico-Terciario.

Los cinturones plegados sobrecorridos, caso que nos ocupa, están caracterizados por una alta complejidad estructural, en una situación geotectónica de colisión; es un problema para la exploración petrolera, que conlleva a la necesidad de reevaluar el modelo geológico.

## **Problema**

Necesidad de determinar estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el área correspondiente al Bloque-13.

## **Objeto de estudio**

El área correspondiente al Bloque 13

## **Campo de acción**

Líneas sísmicas, datos gravimétricos y magnéticos e información de los pozos.

## **Objetivo general**

El objetivo general de este trabajo es la determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos.

### **Objetivos Específicos**

1. Determinar las posibles estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos partiendo de un análisis de los datos sísmicos.
2. Hacer una caracterización de los principales elementos del sistema petrolero que se presentan en esta región.

### **Hipótesis**

Si se lleva a cabo una correcta interpretación de los datos sísmicos y de la información de los pozos existentes en el área; se podrán ubicar las zonas más favorables para la acumulación de hidrocarburos, así como identificar los elementos del posible sistema petrolero que se desarrolle en el Bloque-13.

### **Estado del Arte.**

Con el desarrollo alcanzado por la humanidad en estos tiempos el petróleo se ha convertido en motor impulsor de cualquier economía. Es por eso que nuestro país en los últimos tiempos le ha dado gran importancia a la prospección de los hidrocarburos, fundamentalmente en las zonas perspectivas para encontrar yacimientos gaso-petrolíferos.

La región en la que se ubica el bloque-13 es una zona perspectiva y por ello se han realizado un conjunto de investigaciones tanto geológicas como geofísicas, algunas de ellas se citan a continuación:

A partir del año 1954 comenzó a despertarse el interés de los petroleros en esta región, producto a un levantamiento gravimétrico a escala 1:100 000 por la compañía "Subsurface Studies Inc." (Rajadel, 1995). Años más tardes (1962-1963) se llevó a cabo un levantamiento magnetométrico y gravimétrico terrestre a escala 1:100 000 reportándose sus resultados en un informe sobre estas investigaciones (Ipatenko, 1963).

Desde julio del 1977 hasta agosto del 1979, se realizaron tres levantamientos gravimétricos para la confección del mapa unificado de anomalías en reducción Bouguer en la región Mayajigua–Morón, bajo la dirección de Saúl Cruz Ramírez perteneciente a la Empresa Nacional de Geofísica. El informe fue redactado y presentado en 1980 por Minerva Rodríguez quien se ocupó del control de la calidad del levantamiento (Rodríguez, 1980).

En 1993 se realizó un trabajo utilizando técnicas de procesamiento de imágenes y gradiente total normalizado a partir de datos gravimétricos de la Cuenca Central por Cuevas y otros (Cuevas y otros, 1995), donde se empleó el Imag –PC v. 1.2, que es un programa de procesamiento de imágenes e información bidimensional. Con esta técnica se determinaron contactos geológicos y tectónicos. Además se realizaron los mapas de CAA (Continuación Analítica Ascendente) para determinar

estructuras a diferentes niveles de recálculo (0.5 km, 1.0 km y 1.5 km) y con los mapas de gradiente se determinaron en esta investigación las direcciones fundamentales de las diferentes estructuras tectónicas principales.

En 1998 los investigadores MacPhee y otros, reportaron resultados de estudios geológicos y paleontológicos llevados a cabo en Domo de Zaza, una importante localidad paleontológica para vertebrados del Mioceno Inferior tardío. La que representa una localidad significativa pues en ella aparecieron los primeros mamíferos terrestres del Terciario de Cuba.

En el 2000 la Empresa de geofísica de la Habana realizó un trabajo de regionalización de los campos potenciales en el sector Pina – Cristales - Jatibonico para la búsqueda de zonas perspectivas para la prospección petrolera, por R. Gómez García y J. L. Prol Betancourt. En este trabajo se muestran las posibilidades prácticas de los Campos Potenciales para la solución de diferentes tareas geológicas. Se realizaron transformaciones del campo gravitatorio y magnético para conjuntamente con otros datos Geólogo - Geofísicos hacer un análisis de la naturaleza geológica de las anomalías regionales y locales.

El estudio en esta región permitió delimitar zonas diferentes por su naturaleza geológica; lo que abrió posibilidades para evaluar las estructuras reveladas por la sísmica según el orden de interés.

En los próximos años también se realizó un trabajo dedicado a un estudio generalizado bioestratigráfico de las formaciones vulcanógenos sedimentarias del arco volcánico del Cretácico y su cobertura, en Cuba Central, por G. Furrzola y otros, miembros del Instituto de Geología y Paleontología (IGP) y el Museo Nacional de Historia Natural.

Y otro más reciente realizado por un colectivo de autores en el 2001, relacionado con la Evaluación de los objetivos y Prospecto de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21.

## **CAPÍTULO I: CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA DEL B-13**

### **1.1 - Introducción.**

El presente capítulo está encaminado a destacar las características físico geográficas y geológicas, haciendo énfasis en las condiciones estratigráficas y tectónicas más importantes del área de estudio, dentro del contexto de la geología de Cuba. Donde se aborda el contexto geológico regional con una perspectiva introductoria, desarrollándose la situación de Cuba en el Caribe y los diferentes niveles estructurales que conforman nuestro archipiélago. Se describen también las diferentes Unidades Tectono Estratigráficas (UTE) presentes en la región central del país, así como el complejo ofiolítico y las secuencias de arcos volcánicos. Para obtener una visión general sobre las condiciones de la evolución que permitan definir los elementos y procesos de un sistema petrolero.

### **1.2 - Características Físico-Geográficas General del Bloque – 13.**

El Bloque 13 cubre parte de las provincias de Villa Clara, Sancti Spíritus y Ciego de Ávila. Cubriendo un Área total de 2450 Km cuadrados donde en su geología de superficie afloran rocas del Arco volcánico y rocas del margen Continental de las UTE Placetas, Camajuaní y Remedios. (Figura 1).

Desde el punto de vista físico-geográfico se encuentra en un área de llanuras donde el sistema de drenaje según atlas de Cuba provocado por los afluentes de los ríos Sagua la Chica, Agabama, Zaza, Jatibonico del Norte y Jatibonico del Sur corren por el rumbo NW en correspondencia con los sistemas cabalgados y es significativo el hecho de que hacia la desembocadura (al norte y sur) cambia el rumbo hacia el NE, esto se manifiesta en el río principal y sus meandros y tiene gran influencia en la morfología de la costa norte.

El clima es subtropical moderado que recibe la acción de los vientos Alisios y durante el invierno las masas de aire frío provenientes del norte. Las estaciones de verano e invierno se presentan con, periodo seco de (Noviembre-Abril) y un periodo lluvioso (Mayo-October) con una precipitación media entre los 1200-1600 mm. La temperatura media anual es de aproximadamente 25° con una variación

## Capítulo 1: Características Geológicas del Área del B-13

### Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.

de 2-5°. La humedad relativa promedio alcanza un 79% y aumenta durante la época de lluvias hasta un 28%.

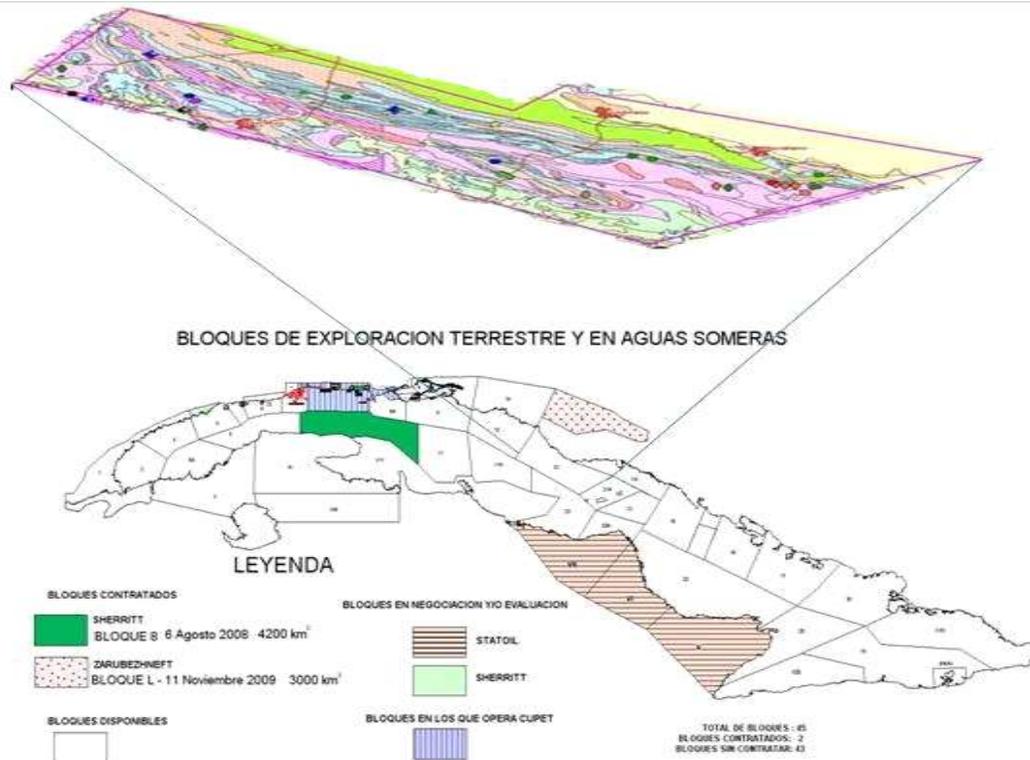


Figura 1: Ubicación Geográfica del área de estudio.

La vegetación es de ríos, lagunas y embalses, arbórea de bosques y de vegetación foránea del tipo sabanas de palma real, caña de azúcar, café y tabaco.

Los asentamientos poblacionales más importantes y cercanos son: Mayajigua, Yaguajay, Cabaiguan, Chambas, Ciro redondo (Pina), Placetas y Morón, los que están enlazados entre si y al resto del país por la Carretera Central y otras carreteras de segundo y tercer orden.

El renglón económico del área está destinado a los cultivos agrícolas, principalmente la caña de azúcar, cítricos, el arroz y el tabaco. Otros renglones económicos son la ganadería, la pesca, la explotación de los materiales de construcción, la prospección e petróleo, la confección de productos plásticos, muebles, calzado y artes gráficas.

### 1.3 - Introducción a la geología de Cuba.

La naturaleza geológica del territorio cubano es una de las más complejas de toda la región del Caribe. Se describen dos niveles estructurales principales (Iturralde-Vinent, 1997), el Cinturón Plegado Cubano y el Neautóctono.

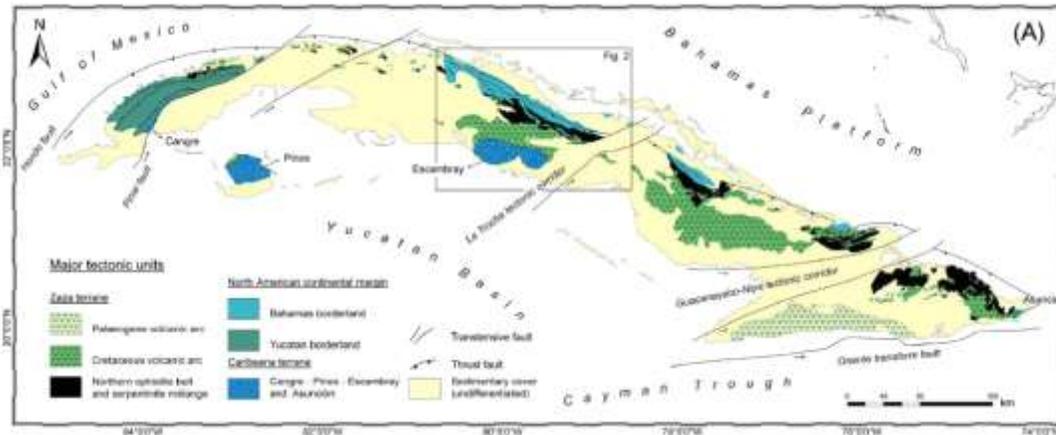


Figura 2, Principales estructuras del cinturón plegado cubano, tomado de Cruz, et al. 2010.

#### -El Cinturón Plegado Cubano

El Cinturón Plegado Cubano está constituido por distintos tipos de terrenos, que constituyen restos de las placas Norteamericana, del Caribe y del pacífico. Para interpretar el Cinturón Plegado Cubano se parte de la criterio de que se encuentra acrecionado sobre el margen de Bahamas y con la existencia de terrenos alóctonos e importantes mantos de sobre corrimientos (Iturralde-Vinent, et al, 1981; Bush y Sherbakova, 1986; Pushcharousky, 1989; Keer, et al, 1999). (Fig. 2).

Existen elementos de diverso origen y representativos de los eventos relacionados con la evolución del caribe occidental. Iturralde-Vinent (1997) os agrupa como unidades e naturaleza continental y unidades de naturaleza oceánica, considerando en el primer grupo las secuencias pertenecientes al margen norteamericano y una serie de terrenos alóctonos que definió en su conjunto como terrenos sudoccidentales (Guaniguaico, Pinos y Escambray); como unidades oceánicas define las secuencias pertenecientes al complejo ofiolítico y

las representativas de la actividad volcánica del Cretácico y del Paleógeno, respectivamente.

El cinturón plegado ha tenido su origen vinculado a los procesos de convergencia que se desplegaron en el Caribe desde comienzos de Cretácico. A partir de la apertura de la Cuenca de Yucatán la evolución del Cinturón Plegado Cubano fue diferente a la del resto de las grandes Antillas, incluyendo Cuba Oriental (Draper y Barros, 1994). En las secuencias representativas de este periodo en Cuba, se registra una fuerte actividad de sobre corrimiento (Iturralde-Vinent, et al, 1981, 1996, 1998) y el desarrollo de un sistema de cuencas superpuestas (Blanco, 1999), mientras que en el resto de las grandes Antillas continuó el vulcanismo hasta el Eoceno Medio-Superior.

### **-El Neotóctono**

Las rocas y estructuras del Neotóctono se formaron a partir del Eoceno Superior, y se desarrollaron fundamentalmente en el mismo lugar que hoy ocupa el territorio de la isla, formando parte del margen pasivo meridional de la placa Norteamericana (NOAM). Durante esta etapa y hasta la actualidad, predominan los movimientos verticales oscilatorios, que dieron lugar a que se formaran las estructuras en forma de bloques. En estas condiciones se formaron algunos bloques positivos, con tendencia al levantamiento, donde apenas se depositaron sedimentos de este intervalo; otros mantuvieron una tendencia al hundimiento y entre sus límites se conservan espesores de más de 3000 metros de sedimentos (Iturralde-Vinent, 1997).

Los sedimentos de esta edad presentan pocas transformaciones, a excepciones de las fajas asociadas a las fallas siniéstrales Pinar, La Trocha y Oriente. En los sedimentos presentes se pueden registrar tres ciclos sedimentarios: del Eoceno Superior al Oligoceno, del Mioceno Inferior al Mioceno Superior, y otro del Plioceno al Reciente. Cada ciclo comenzó con una transgresión y predominio de sedimentos clásticos, que hacia la parte superior se transforman en rocas carbonatadas de aguas someras, y terminan con una regresión rápida y emersión.

Durante el desarrollo de estas megasecuencias, ocurrió como tendencia la reducción progresiva de la extensión de las cuencas marinas, hasta la casi total emersión del territorio cubano en el Holoceno (Iturralde-Vinent, 1978).

#### **1.4 – Geología de Cuba Central.**

La geología de Cuba Central se caracteriza por ser muy variada, se distinguen dos bloques separados entre sí por la zona de fallas La Trocha, el Bloque las Villas y el Bloque Canagüey. En ambos bloques es posible distinguir, de norte a sur y con una extensión lateral no uniforme, las diferentes secuencias involucradas en la orogenia que formo el Cinturón Plegado Cubano y las formadas antes y después de concluido el proceso de colisión (Blanco, 1999). En su parte más septentrional aflora un conjunto de secuencias sedimentarias que van desde carbonatadas de aguas profundas, con intercalaciones de silicítas, hasta sedimentos típicos de plataformas carbonatadas, existiendo además secuencias evaporíticas, todas de edades jurásicas a cretácicas.

Más al sur aflora un conjunto típico del desarrollo de arcos de islas volcánicas, en relación tectónica muy compleja con rocas del complejo ofiolítico, sobre las cuales aún se discute su origen (Iturralde-Vinent, 1996b; Proenza, 1997), que posiblemente se relaciona con una cuenca de retroarco – mar marginal (Proenza, 1997; Blanco 1999). En la porción meridional de Cuba Central aflora el terreno Escambray, que constituye un elemento alóctono en el Cinturón Plegado Cubano (Iturralde-Vinent, 1996, 1997, 1998). La existencia de secuencias correlacionables con el Escambray en profundidad no ha sido probada con certeza, aunque al sur de la provincia de Canagüey han sido descritas rocas similares (Blanco y Proenza, 1994; Pardo, 1996; Blanco, 1999; García-Casco et al, 2008).

#### **– Geología del Bloque-13**

En el territorio insular que abarca el Bloque-13 tanto en superficie como en el subsuelo, las rocas pueden asignarse a las Unidades Tectonoestratigráficas Placetas, Camajuaní y Remedios, así como al terreno Zaza. Sin embargo, dentro de las mismas, las rocas exhiben ciertas particularidades que permiten agruparlas en secuencias. Así ocurre en la UTE Placetas, la secuencia presente es la de

Jarahueca (SPT/CUPET, 1993), en tanto que en la UTE Camajuaní, se identifican las secuencias de Zulueta y Jatibonico.

En superficie existen extensos afloramientos de las UTE Placetas y Camajuaní formando estrechos cinturones o bandas de rombo NNW-SSE con buzamiento al sur, frecuentemente con valores muy altos. Se distinguen los anticlinales de Fidencia y Mayajigua entre los de mayor significación.

Seguidamente se describen los conjuntos petrotectónicos de la corteza oceánica (Terreno Zaza), de cuenca sobre corteza continental fina (Placetas y Camajuaní) y de plataforma sobre corteza continental gruesa (remedios).

### **1.5 –Estratigrafía.**

#### **Terreno Zaza (Hatten, 1998)**

Se agrupan aquí las rocas intrusivas y volcánicas del Arco Volcánico del Cretácico y a las de la asociación ofiolítica. En el bloque-13 las rocas del terreno Zaza se extienden formando mantos cabalgados sobre las UTE Placetas y Camajuaní, aunque sobre estas cabalgan principalmente las ofiolitas (Serpentinitas).

De acuerdo a lo visto en una serie de pozos perforados, varios de ellos someros las rocas más extendidas y perforadas son las serpentinitas, muy esquistas y budinizadas, como también se observa en superficie entre las ciudades de Santa Clara y Placetas. Entre las serpentinitas, existen gran cantidad de inclusiones metamórficas, ígneas y sedimentarias sin regularidad, así como las cuñas tectónicas de Placetas y Jarahueca, formada por sedimentos carbonatados y carbonatado-silíceos pelágicos en medio de las serpentinitas. En Perea afloran metamorfitas que indistintamente han sido relacionadas con el basamento (Hatten et.al, 1998) o con el Arco Volcánico del Cretácico (Millán y Somin, 1975).

El mayor espesor de las serpentinitas es por lo menos de 2223 m en el pozo Jarahueca 2 Regina D1. Las muestras de serpentinitas de Jarahueca representan un tipo de roca ultrabásica particular, muy rica en analcima, según análisis de rayos X (Specht y Letoucey, 1991). En el área de presa de Florencia, las rocas

volcánicas están presentes como clastos incluidos en la brechas de Jucillo del Paleoceno (=brecha Tuinicú). Se trata de brechas constituidas por fragmentos de rocas básicas. También esos fragmentos están incluidos en el melange del Eoceno Inferior-Medio que aflora en Zaza del Medio.

## **SIN-RIFT**

### **Formación Quemadito (Hatten, 1958, 1974).**

Son intercalaciones de areniscas cuarcíferas y arcósicas, de granulometría variable y argilitas cuarcíferas; litoclastos de granitos y pegmatitas. Hacia la parte alta abundan las argilitas cuarcíferas que gradualmente pasan a micritas. Las rocas de esta formación no conocidas en los pozos, afloran muy pobremente en los lomeríos por los caseríos Quemadito y tres Guanos. El grado de intemperismo es muy fuerte.

En minas de Jarahuca, encontramos que en contacto con las serpentinitas hay una arcosa (BFA 1001, Total, 1991) gris, grano medio a grueso, bien compacta y sementada; el cemento es de calcita y las argilitas diagenéticas están constituidas en un 100% de illita cristalina, como resultado de la epigenia de la caolinita. Como se sabe, la illita permite estimar el periodo de máximo calentamiento

No se reporta ningún tipo de restos fósiles en estas rocas. Se sugiere una edad Oxfordiense o pre-Oxfordiense, constituyendo un análogo de la formación Constancia. El espesor es incierto, aunque se menciona hasta 350 metros.

El paleoambiente acusa un marcado origen continental hacia su base.

## **UNIDAD TECTONOESTRATIGRAFICA PLACETAS (Ducloz y Vuagnat, 1963)**

### **-Secuencia de Jarahuca (SPT/CUPET, 1993)**

### **-Grupo Veloz (Hatten, 1958).**

### **Formación Placetás (Hatten, 1958).**

Calizas con material tufáceo y frecuentes intercalaciones de lutitas y pedernal. En un afloramiento de esta unidad, su autor describe basaltos espilíticos, lo que hoy día lo relacionamos con un evento de magmatismo de margen continental (Iturralde-Vinent, 1988). Las calizas, al fracturarlas, emiten fuerte olor a petróleo; las fracturas se encuentran llenas de bitumen.

En la microfauna se ha reportado *Calpionellopsis oblonga* y varias especies de *Nannoconus*, por lo que la unidad parece abarcar todo el Neucomiense; no puede descartarse que se extienda hacia el Jurásico Superior. El espesor es de 370 metros. El paleoambiente correspondió a nerítico externo en condiciones restringidas, anóxicas.

Se considera que toda o gran parte de la producción acumulada de petróleo de 38° API en las ofiolitas del campo Jarahuca, proviene de esta formación. Se identifica en el pozo CDB-1 (figura 11) entre 589 y 727 m. Los contactos son tectónicos.

#### **Formación Jobosí (Truitt, 1956).**

Intercalaciones de arenisca cuarcífera de grano grueso, esquisto cuarzo-sericítico, caliza oolítica a pseudoolítica, fragmentaria, con granos de cuarzo y muy escasa matriz y limolita calcárea.

Aflora a 3 Km al sur de Jarahuca y 5 Km noroeste del campo Jarahuca y 2 Km al norte del camino de Jarahuca a Potrerillo.

La fauna es escasísima reportándose el alga *Lithothamnium* sp.

Unas calizas densas conteniendo *Nannoconus* y Radiolarios (Tipo Veloz) están como inclusiones en algunos conglomerados asociadas a la formación.

#### **Formación Santa Teresa (Wassall, 1952).**

Afloran como radiolaritas verdes en Santa Clara, limolita-argilita esquistosa, con vetas de cuarzo en Cuatros Caminos, por la carretera de Jarahuca a Meneses. En los límites del bloque hay varios afloramientos en canteras y lomeríos del

ingenio Benito Juárez, aquí se observa un contacto tectónico entre la Fm Santa Teresa y las tobas del Terreno Zaza. (Figura 3).



Figura 3: Siliciclásticos en capas subverticales de la Fm: Santa Teresa. Foto Rolando García.

#### **Formación Carmita (Truitt, 1954).**

Biomicritas, calciruditas laminadas color marrón gris-verde o pardo-amarillento y bandas de pedernal negro más bien con nódulos. Las calizas pueden encontrarse dolomitizadas o silicificadas, a menudo intensamente fracturadas y bituminosas. En algunos niveles existen brechas calcáreas sinsedimentarias. (Figura 4).

La microfauna se compone en generalmente por foraminíferos plantónicos. Nannoconus y Radiolarios.

La formación abarca en el Bloque 13 una edad Albiense Superior a Cenomaniense-Turonense. El espesor es de unos 200 m. El paleoambiente corresponde al talud con batimetría de 800-1500 m.



Figura 4: Bloques de calizas violáceas fracturadas de la Fm: Carmita. Foto R.García.

Las escamas de esta formación se perforaron en los pozos CDB 1, Long Year 1,1A, 2,6 y Sullivan 6. En este último, el espesor atravesado de 756 m está aumentado por tectónica.

## **SEDIMENTOS SINOROGENICOS DE LA CUENCA ANTEPAIS**

### **Formación Camajuaní (Hatten, 1958).**

Calcarenitas de granulometría variable atravesadas en dos escamas en el pozo CDB-1. Parecen corresponder al paquete calcarenítico de la Formación Amaro.

Entre Minas de Jarahueca y el pozo CDB 1 se hallan intrabiomicroesparita con trazas de cuarzo, fosfato y debris de fauna, así como packstone calcáreo, laminado y con abundantes debris finos de pelitas; presencia de limo, micas alteradas, fosfatos y glaucomita alterada.

Láminas de argilita bituminosa. Espesor de 200m.

En la muestra BFA 1003 (Total, 1991) se determinaron bioclastos con Goupillaudina sp., Discorbidae, Marginulina sp. Bonetocardiella sp., Textulariidae, Miliolidae, Equinodermos y Pelecípodos de estructura prismática. La edad es Maestrichtiense.

El paleoambiente corresponde a plataforma media a externa, poco profunda, con batimetría de 50m.

#### **Formación Rodrigo (Wassall, 1954).**

Se presenta en forma muy limitada en el Bloque 13, identificándose como escamas en una estrecha banda al norte de Placetas; en el pozo Long Year 1 se atravesaron 50m y en el Long Year 1A una escama de 30 m está infracorrida a la Fm. Carmita.

Son calizas densas, calizas arcillosas y lutitas del Campaniense-Maestrichtiense, argumentado por fauna planctónica representada por *Globotruncanita stuarti*, *Globotruncana lapparenti*, *Pithonella* sp, y Radiolarios.

#### **Formación Vega alta (Dodekova y Zlatarski, 1976)**

En este Bloque se observan como bandas alargadas paralelas a las franjas de las ofiolitas, por ejemplo, al norte de Jarahueca, donde se intensifican los silicilásticos del Paleoceno-Eoceno Inferior. En los afloramientos cerca de las ofiolitas los depósitos son más gruesos, conglomeráticos, con clastos de efusivos y de las ofiolitas.

No se han identificado en los pozos de este bloque.

#### **UNIDAD TECTONOESTRATIGRAFICA CAMAJUANI (Ducloz y Vuagnat, 1963).**

Las rocas de esta Unidad en el Bloque 13 abarcan una extensa área en una faja de unos 10 km de ancho. Su basamento no aflora y no existen manifestaciones magmáticas. Los sedimentos pelágicos del Jurásico Superior y Cretácico Inferior – medio son del tipo turbiditas proximales y se disponen en franjas estrechas de rumbo NW-SE.

Este Bloque muestra los mejores afloramientos de esta Unidad, cuyas particularidades litológicas se agrupan en dos Secuencias: Zulueta y Jatibonico (Sánchez, 1993). Por lo general, las rocas de esta UTE exhiben buzamientos muy pronunciados, a veces casi verticales, con numerosos pliegues y fracturamiento.

En los afloramientos se observan los pliegues sinsedimentarios debido a deslizamientos (slumping) y los debidos a tectonismo. En la estructuración y geometría de las escamas, es importante diferenciarlos.

**Secuencia Zulueta (SPT/CUPET, 1993). Fig. III-7**

**Grupo Trocha (Truitt y Pardo, 1956).**

**Formación Colorada (Shopov, 1982).**

Biomicritas e intramicroesparitas color gris o crema que en profundidad son gris oscuro a negro, con interrelaciones de lutitas bituminosas. Las calizas están finamente bandeadas, son más bien microgranulares, a veces arcillosas y dolomitizadas; en la parte más alta las calizas forman un horizonte ferroso de 70m de potencia. Hay estilotitos de argilita bituminosa. Las texturas más comunes son las de wackestone con algunos peletales y mudstone argilítico, bituminoso y piritizado con yeso. Si éste es primario o actual por rehidratación de anhidrita permanece sin respuesta. (Figura 5).

Se presentan 3 tipos de fases laminadas según el nivel de oxigenación del medio (BFA 1032 IFT/TOTAL, 1991):

- Láminas de carbonatos micríticos masivos con radiolarios esféricos, cónicos y estrellados.
- Láminas estratificadas con lentes argilo-margosos con Radiolarios, materia orgánica y fosfato.
- Láminas de argilo-carbonatadas con estilolitos nodulosos y fosfatos.

Los microfósiles determinados son: *Crustocadosina semiradiata olzae*, *Commistosphaera pulla*, *Dingodinium tuberosum*, *Favreina sp*, *Guttulina sp*, *Textularia sp*, *Miliolidae*, *Pseudolissoceras sp*, *Perisphinetaceae*, *Equinodermos*, *Radiolarios*, fragmentos de *Pelecípodos*. Esta asociación identifica los pisos *Kimmeridiense* y *Tithoniense*.

## *Capítulo 1: Características Geológicas del Área del B-13*

### *Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

Estas rocas constituyen el núcleo del anticlinal de Zulueta, ubicado en la loma Las Azores, 3 km al oeste del pueblo de Zulueta.

En la cantera de la loma, Sánchez midió 110 m de espesor. En el pozo Zulueta 1 se perforaron en 1954, sin atravesarse, 142.6 metros de calizas laminadas y frecuentes oolíticas.

El paleoambiente es de la plataforma externa a talud superior, confinado, con reducida tasa de sedimentación. Hacia la parte alta de la formación es de talud inferior, con ritmicidad, lo que sugiere una tasa de sedimentación variable, en una zona batimétrica próxima a la zona de oxígeno mínimo.



Figura 5: Vista panorámica de la Fm: Colorada en Loma Las Azores, al oeste de Zulueta (imagen izquierda). Detalles de las láminas de los carbonatos turbidíticos y argilito-bituminosos con muy alto contenido de TOC (Carbono Orgánico Total). (Imagen derecha). Foto Rolando García.

Estas rocas constituyen excelentes rocas madres con valores altos de carbón orgánico total (TOC), aflorando extensamente en loma de Las Azores y loma Colorada, al norte de Zulueta.

El contacto inferior se desconoce y el superior es discordante con las calizas de Formación Margarita.

**Formación Morgana(Hatten, 1958).**

Calizas densas, arenas, calizas argilíceas grises, microlaminadas con intercalaciones de lutitas negras bituminosas. Son abundantes las calizas algo fragmentarias. Las rocas están muy fracturadas provocando pérdidas de circulación cuando están abiertas.

Las calizas son ricas en Nannoconus, Calpionélidos y Radiolarios.

Su edad es Neucomiense y se perforaron 271 m de esta formación en el pozo Sullivan 1.

**Formación Alunado (Hatten, 1958).**

Se describe en la secuencia de Jatibonico, donde está mejor representada.

**Formación Mata (Wassall, 1954).**

Intercalaciones de micras margosas, biomicritas laminadas, calcarenitas y rocas arcillosas. El color varía desde crema o amarillo hasta pardo carmelitoso y gris. Son típicas las intercalaciones de bandas de pedernal negro de 3-5 cm de potencia. La microfauna es rica en radiolarios, foraminíferos plantónicos y palinomorfos.

La edad es Aptiense-Turoniense. En la secuencia de Zulueta existe un remplazo lateral de la Fm: Alunado por la Fm: Mata, de ahí la extensión estratigráfica más amplia de la Fm: Mata.

La formación está frecuentemente muy plegada, teniendo buzamientos abruptos hasta 80° llegando hasta el brechamiento (Alrededores del campismo de Boquerón). El pozo Remate 2 perforado al este de la carretera de El Junco a Mujica penetra sin atravesarla 863 m (Informe del pozo, 1956, Unión Petrolera Aurrerá Jarahueca. SA). También en el pozo Sullivan 3 se atravesó una escama de 15 m.

La erosión intensa de las rocas de esta formación se manifiesta en los abundantes clastos presentes en la Fm: Sagua, Sinorogénica.

El paleoambiente de la formación es de talud profundo, con batimetría entre 1000-1500 m, en cuenca confinada.

## **SEDIMENTOS SINOROGENICOS DE LA CUENCA DE ANTEPAIS**

### **Formación Lutgarda (Truitt, 1954).**

Calciruditas y micritas con intercalaciones de lutitas calcáreas y bandas sinuosas de pedernal rojo.

La típica brecha contiene litoclastos angulosos de biomicrita vacuolar, biomicrita dolomitizada y biointraesparita. La matriz es biomicrita. Los litoclastos exógenos de la brecha son (muestra BFA 1062, IFP/ TOTAL).

- Maestrichtiense (barra de plataforma media a interna), grandes fragmentos de ruditas restos de micrita con Bonetocardiella y Pseudorbitoides.
- Albiense (plataforma media poco profunda), biointraesparita con los bioclastos micríticos.
- Intrabiomicrita con Miliolidae de laguna de laguna a plataforma interna, de edad indeterminada.
- Doloesparita de edad incierta.
- Micrita con plantónicos de plataformas externa a talud
- Radiolaritas de talud profundo a cuenca.

La formación se depositó en una plataforma externa, con material transportado de la plataforma media e interna contemporáneo con los remanentes antiguos de plataforma y de cuenca (serie basinal erodada).

En el pozo Sullivan 2 se determinó en micrita (matriz) la especie Globotruncana lapparenti del Maestrichtiense.

En los pozos Sullivan 1 y 2 se atravesaron escamas de esta formación, con 64 y 100 m respectivamente.

Afloramientos en bloque-13 se ubican al norte de Jarahueca, al sur de Boquerones y en la Gloria.

Sus contactos se observan tectónicos.

### **Formación Rosas (Pardo, 1954).**

Se establece en la estructura Sullivan y en el área Caturla, de donde procede la descripción original. Se trata de un conglomerado con muy pobre selección de clastos de calizas y volcánicos verdes en una matriz arcillosa. Los fragmentos de calizas muestran abundantes estrías de deslizamiento y superficies de fricción (slickensides). Los clastos de pedernal están muy escasos.

En algunas partes de la sección, abunda el material arcilloso, como un flysch depositado sobre los sedimentos carbonados plegados en la sutura Placetas-Camajuaní. Por eso en los pozos Sullivan se establecen varios niveles de sobrecorrimientos en la base de los sedimentos cretácicos (Formaciones Mata y Lutgarda). Es posible que ese flysch se relacione con una migración de la cuenca de antepaís hacia al norte (Forebulge), correspondiente a la base de la formación Vega.

Cocolitos y Radiolarios en el pozo Sullivan 4 determinan la edad Eoceno Inferior de la formación (determinaciones de Bronnimann, 1954, Truitt, 1956). El espesor es de unos 200 m.

El contacto inferior es discordante sobre los sedimentos Cretácicos y el superior es tectónico con una escama de gabro (Sullivan 4), con la Fm. Lutgarda (Sullivan 2).

### **Formación San Martín (Truitt, 1954)**

Intercalaciones flyschoides de lutitas y limolitas grises o carmelitosas cuando intemperizan, interestratificadas con areniscas de grano grueso derivadas de vulcanitas medias y básicas. Sobre la base de formas de *Acarinina* spp, la edad es Eoceno Inferior-Medio Temprano. El espesor es de 50-100m.

El contacto inferior es discordante sobre las formaciones Lutgarda o Rosa y el superior es tectónico (Truitt, 1956), menciona que puede ser gradual con la Formación Jumagua.

Se establece bien en los pozos Sullivan 2 y 3.

### **Secuencia de Jatibonico (SPT/CUPET, 1993).**

Corresponde al área de afloramientos del sector oriental del Bloque con buena representación en el periclinal de la Sierra de Jatibonico.

### **Formación Meneses (Dhopov, 1982).**

Alternancia desordenada de calizas grises, microgranulares, masivas, compactas, manchadas con petróleo oxidado y calizas gris-pardas, bandeadas en capas finas. La formación incluye algunas brechas calcáreas y dolomíticas. Se destaca la intensa dolomitización, sobre todo en su parte alta.

Restos orgánicos que incluye Favreina sp, determinan la edad Jurásico Superior, posiblemente Tithoniense. El espesor alcanza 250 m.

El límite inferior es tectónico y el superior es transicional a las calizas de la FM. Margarita.

No se conoce por perforación. Aflora al sureste del poblado Jobo Rosado, en la Sierra de Meneses.

### **Formación Margarita (Hatten, 1958).**

Calizas microgranulares o arcillosas crema o anaranjado, calizas compactas grises con intercalaciones de bandas de pedernal negro de 2-3 cm de espesor. Algunas brechas calcáreas sinsedimentarias hacia la parte baja de la formación.

La asociación de Calpionélidos, Nannoconus y Radiolarios identifican la edad Berriasiense-Valanginiense. En el sector sur de la secuencia de Jatibonico, el límite es discordante con la Formación Mata. En el norte no se observa.

### **Formación Alimado (Hatten, 1958).**

Micritas bien estratificadas, laminares con intercalaciones de lutitas negras bituminosas muy ricas en materia orgánica y pedernal negro en bandas de 1-5 cm de potencia. Existe un buen horizonte en brechas calcáreas sinsedimentarias, tectonizadas, hacia la parte alta de la formación.

No se conoce por pozos en este bloque pero en superficie hay buenas exposiciones en la cantera Calienes, al sureste de Mayajigua y en el camino a Las Llanadas.

En el flanco norte de la cantera está expuesta la parte alta de la formación, que contiene brechas sinsedimentarias con clastos de calizas de plataforma; estos bloques se deslizan a la cuenca al emerger la plataforma en el Aptiense Tardío-Albiense Temprano.

Las calizas laminares son turbiditas y en los ritmos de lutitas bituminosas se observa la granulometría desde gruesa a fina: entre la gruesa y la media se observan superficies onduladas de erosión. Los estratos bituminosos exhiben una estructura sedimentaria tipo secuencia de Bouma.

Las rocas muestran intenso plegamiento. Unos pliegues son sinsedimentarios producto de deslizamientos (Slumping), otros son posteriores debido al tectonismo.

Las turbiditas calcáreas contienen foraminíferos plantónicos del Aptiense y Albiense (Ticinilla, Biticinella, Globigerinelloides): las variedades arcillosas contienen Nannoconus y Radiolarios.

El espesor se calcula en unos 300m aunque puede ser algo exagerado por el tectonismo.

### **Formación Sagua (Pardo, 1954)**

En Caturla cerca de los pozos Sullivan, se observa:

## *Capítulo 1: Características Geológicas del Área del B-13*

### *Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

---

- Brechas poligénicas con matriz micrítica con plantónicos y Discocyclinidae, con debris de rocas de distinto origen; bloques de doloesparita.
- Brecha calcárea cementada por una matriz micrítica y biomicrítica.
- Debris de corales.
- Dolomita romboédrica, donde concentraciones bacterianas sugieren dolomitas de origen primario.
- Dolomita romboédrica fina a media con vestigios orgánicos, lo que sugiere su origen secundario.
- Mudstone/Wackestone con miliolidos de origen lagunar.
- Packestone calcáreo peletal, peloide con foraminíferos bentónicos y algas.
- Mudstone calcáreo laminado con abundantes estructuras tipo (ojo de pájaro) de origen lagunar restringido.
- Elementos bioclásticos de banco (Shoal) con corales, moluscos, briozoarios y algas.

En la matriz micrítica se determinaron (BFA 1028 IFP/TOTAL, 1991): Globigerina sp, Lepidocyclina sp, Discocyclina sp, lo que argumenta la edad Eoceno Inferior de la formación.

El paleoambiente es plataforma externa a talud superior con algunos debris transportados desde la plataforma media de diversos remanentes del Cretácico. Los elementos poligénicos dan la impresión de un transporte desde el Shelf interior (facies lagunares o de bancos internos) sobre una cuenca o pendiente inferior.

Brechas calcáreas en paquetes masivos afloran al sur de Las Llanadas y al noroeste del anticlinal de Mayajigua. Al sur de Mabuya, en el flanco oriental de la elevación homónima, hay brechas con fragmentos angulosos de calizas y dolomitas y calcarenitas gradacionales, que buzan al norte, evidenciando un

ambiente de alta energía. Brechas similares se conocen del área de la presa Florencia.

### **Formación Vega (Pardo 1954, emend Sánchez 1993)**

Flysch compuesto por intercalaciones, a veces rítmicas, de lutitas arenosas grises, areniscas pardo carmelitosas, margas achocolatadas, y conglomerados calcáreos. Las areniscas muestran gradación granulométrica y contienen fragmentos de rocas ígneas; en algunas secciones predominan las rocas arcillosas. La parte superior de la formación se caracteriza por incremento de las intercalaciones de margas y conglomerado calcáreo. Este conglomerado unas veces contiene bastantes fragmentos ígneos y otras es rica en los de dolomita, pareciéndose a la formación Sagua. (Figura 6).

La microfauna es muy abundante, tanto en Foraminíferos Plantónicos como en Radiolarios. La edad es Paleoceno Superior-Eoceno Inferior.

El espesor es de unos 100 m. El contacto inferior es discordante sobre formaciones cretácicas; en ocasiones se interdigita con la Fm. Sagua, al igual que su parte alta con la Fm. Jumagua.



Figura 6: Flysch siliciclásticos de la Fm: Vega, en Las Llanadas, sureste de Mayajigua. Foto Rolando García.

### **Formación Jumagua (Hatten, 1958).**

Micritas microcristalina gris-azulosas y biomicritas blancuzcas.

En afloramientos en Florencia (noreste de la presa, BFA 1012, 1019 IPF/TOTAL, 1991) se determinaron, entre otras: *Globorotalia gracilis*, *G. spinulosa*, *Pseudophragmina cedarkeyensis*. La edad es Eoceno Medio Temprano.

El paleoambiente corresponde al talud superior, batimetría de 200-500 m algo más distal que en Boquerón. El espesor es de 80-100 m. El contacto inferior se interdigita con la Fm: Vega o Sagua y el superior es erosivo con la Fm: Florencia o discordante con el pos-orogénico.

### **Formación Florencia (Hatten, 1958).**

Es un wildflysch sinorogénico compuesto por megabrechas poligénicas con clastos de las formaciones Alunado, Mata, Sagua y Jumagua, con la matriz biomicrita conteniendo Foraminíferos plantónicos. En los Barriles las brechas contienen trazas de bitumen a nivel de la matriz. ( Figura 7).

Los clastos de bioesparita, ooboesparita e intrabioesparita contienen *Heterodictyoconus americanus*, *Nummulitidae* y otros. En la matriz *Acarinina bullbrooki*, *Globigerina sp*, lo que indica que la edad de la brecha es Eoceno Medio parte alta (post- Jumagua).

El paleoambiente es de talud superior, con batimetría entre 80 y 120 m.

La brecha con los elementos remanentes de la plataforma y la matriz micrítica con plantónicos y aspecto laminado y deslizado, sugiriendo un depósito de pendiente tipo turbidítico.

El espesor es cuestionable por la falta de estratificación y su apariencia en bloques, estimándose en unos 200 m. El contacto inferior es discordante erosivo con la formación Jumagua y se cubre con discordancia angular por las calizas margosas de la Fm. Chambas.



Figura 7: Mega Brecha de la Fm: Florencia en Los Barriles, al noreste de Florencia. Macrofragmentos de dolomitas en la imagen derecha. Foto Rolando García.

### **UNIDAD TECTONOESTRATIGRAFICA REMEDIOS (Hatten, 1958)**

Está constituida por un grupo de rocas carbonatadas de banco, masivamente estratificadas con gran desarrollo de paquetes y cuerpos dolomíticos de origen diagenéticos. Se conocen algunos hiatus ligados a secuencias de no deposición y eventos ligados al (efecto bulge) que ocasionan importantes deformaciones en los depósitos cretácicos. Marcada discordancia angular en le Eoceno Medio.

### **Grupo Remedios (Hatten, 1958 emend. Días y Furrázola, 1984)**

#### **Formación Perros (Hatten, 1958)**

En este bloque se representa como las rocas de plataforma más antiguas conocidas. Se trata de dolomita de gris claro a carmelita gris y calizas dolomitizadas, generalmente en estratos de 2-6 cm de potencia muy fracturadas. Se observan estructuras relícticas oolíticas y peletales.

La parte inferior que aflora contiene coprolitos de favreina que indican una edad Jurásico Superior para las calizas entre las dolomitas. La parte Superior contiene *Nannoconus steinmannii*, que indica Neucomiense y abundantes miliolidos.

El espesor medio en superficie es de 500 m. En el pozo Mayajigua 1 el intervalo de Perros está representado por una pila de escamas que representa 1500 m para un buzamiento promedio de 35°.

El contacto inferior se desconoce y el superior es concordante con la Fm. Palenque.

### **Formación Palenque (Hatten, 1958)**

Biomicroritas, intrabiomicrorita, biopelmicroritas, dolomicroritas, calcarenitas, margas y brechas con matriz micrítica/bioclástica. Hacia la parte alta de la formación se presentan dolomitas pardas brechadas. No son raras las coquinas y las estructuras estromatolíticas, así como los niveles cársicos. El color de las rocas varía desde blanco hasta gris, pero también amarillo, crema y anaranjado. La estratificación, a veces masiva, también se observa bien marcada en estratos paralelos de poca potencia.

La asociación fosilífera es bentónica, que indican edad de Aptiense-Turonense Inferior.

El paleoambiente varía desde nerítico interno hasta nerítico medio, con una batimetría entre 20 y 30 m.

El contacto inferior es concordante con la formación Perros y el superior es transicional con las rocas fragmentarias del Cretácico Superior. Sánchez ha observado un evento cársico hacia el tope de Palenque en la cantera Guajabana, expresado en un hardground limonitizado.

### **Formación Purio (Hatten, 1984 emend Días y Furrázola, 1984).**

Alternan depósitos de banco compuesto por Biomicroritas, biointramicrita, Intrabiomicrorita, bioesparitas y biointraesparita, cuyas fracturas y cavernas contienen bitumen. Las rocas tienen color rosado pálido (El Purio) o anaranjado, gris-rosado y verde-gris claro (El Yigre).

Entre los fósiles reportados están Dentalina sp, Cuncolina sp, Miliolidae, Rudistas, entre otros. De los cuales se determinó que su edad era Cretácico Superior.

El pozo Puntilla 1 perforo 1230 m de esta formación y el santo 1 desde 518-2102 m, con calizas, dolomías, calcarenitas y brechas.

Esta formación aflora en la parte alta de las cantaras El Purio y El Yigre, así como en la loma Sinaloa y en extensas zonas de la Sierra de Meneses.

El paleoambiente es de plataforma interna y el contacto superior es discordante con formaciones sinorogénicas oceánicas.

#### **Formación Sagua (Pardo, 1954).**

Calciruditas con clastos de biomicritas y doloesparitas. La fuente de los clastos proviene de las rocas Cretácicas del Grupo Remedios. Las Biomicritas presentan estructura estromatolíticas y de ojo de pájaro. Aflora extensamente entre Meneses y Yaguajay y en loma Sinaloa, Boquerón, etc.

Con edad Eoceno Inferior- Medio aflora como cobertura sellante sobre los carbonatos de Remedios en el campismo de Boquerón y en los flancos de la loma La Canoa, al sureste del pueblo Mayajigua.

#### **Formación Fortuna (Ducloz, 1959)**

Biomicritas y biopelmicritas con textura de wakestone calcáreo algo peletal. Buena porosidad orgánica al nivel de la estructura estromatolítica (BFA 1046, 1049 y 1050 IFP/TOTAL 1991).

Se observan dos generaciones de fracturas, 1) Fracturas-fisuras finas cementada por la calcita y 2) Fracturas-fisuras finas rellenas por bitumen. Hay grandes fracturas del orden de los cm, rellenas de material carbonatado-estromatolítico poroso.

Hay presente fósiles de Corales, Equinodermos, Algas Rojas, etc., De edad Eoceno Medio.

El paleoambiente es marino costero, de plataforma interna a media, con batimetría de 20 y 40 m.

Está presente en el pozo Caibarién 2 y aflora en la loma Sinaloa, el contacto es discordante sobre la formación Purio y el contacto superior se interdigita con la formación Caibarién.

### **Formación Caibarién (Ortega, 1937 emend, Sánchez, 1993).**

Biomicrota blanca o gris claro azulado, de aspecto ligeramente fluidal, con trazas bituminosas intercalada con lutitacalcareas y bandas muy finas de pedernal carmelita, ámbar o negro. Se observan también paquetes de margas cremosas a blancas masivamente estratificadas.

Son abundantes los Foraminíferos Planctónicos con edad de Eoceno Medio.

El paleoambiente es de talud, con batimetría de 800-1000 m.

La formación aflora al sur de Maravillas en el sector oriental de la cantera Sierrezuela ubicada al este de Caibarién y en la loma Sinaloa.

Aquí la formación son turbiditas transgresivas, donde se evidencian estructuras ripple- convolutas que transicionan hacia la parte alta de corte a sedimentos de fango margoso, reconociéndose entonces parte de la secuencia de Bouma.

Su edad es Eoceno Medio.

## **SEDIMENTOS POSOROGENICOS**

### **Formación Marroquí (Kozary, 1955).**

Biointraesparita y bioesparitas bien estratificadas. Son Bioclásticos de texturas pakestone/grainstone, porosas. Los bioclásticos están cementados por mosaicos de calcitas, con buena porosidad intergranular con restos de bitumen, presencia de raros granos finos de cuarzo. Las arenas calcáreas exhiben estructuras sedimentarias del tipo tidales (herringbone).

El paleoambiente es plataforma interna a media, con batimetría entre 20 y 30 m. La edad es Eoceno Medio Tardío a Eoceno Superior. Aflora en el lomerío entre los poblados de Tamarindo y Morón.

**Formación Piedras (Truitt, 1954)**

Conglomerados basales, calizas y areniscas calcáreas con *Asterocyclina* sp, *Nummulites* sp, *Lepidocyclina* sp y otras del Eoceno Superior, con espesor hasta 350 m. Aflora al noreste de la Sierra de Bamburanao y al sur del pueblo de Chambas.

**Formación Tamarindo (Hatten, 1958)**

Biomicritas, margas, calcarenitas y arcillas. Las rocas son muy fosilíferas, de edad Oligoceno. El espesor es de unos 500 m y aflora en el área desde Morón a Tamarindo.

**Formación Chambas (Hatten, 1953)**

Biomicritas, margas amarillentas y arcillas calcáreas con algunos conglomerados conteniendo cantos ígneos. Abundante fauna de Foraminíferos Bentónicos orbitoidales del Oligoceno Superior-Mioceno Inferior. En el río Jatibonico del Norte se han medido 800 m de espesor. Aflora en la culminación periclinal de la Sierra de Jatibonico en discordancia angular con los sedimentos del Eoceno Medio Tardío. También se ve entre los poblados de Chambas y Tamarindo.

**Formación Güines (Palmer, 1934)**

Calizas detríticas y cavernosas con Foraminíferos Bentónicos y algas que afloran en bandas al sur de Yaguajay y Mayajigua. En el pozo Caibarién 1ª se atravesaron 30 m y 10 m en el Caibarién 2.

**Formación Camacho (Kartashov, 1934)**

Arcillas y arenitas pleistocénicas ampliamente extendidas en el litoral entre Caibarién y Chambas, En el pozo Caibarién 2 se atravesaron hasta 33 m de esta formación.

## **CAPÍTULO II. METODOLOGÍA Y VOLUMEN DE LOS TRABAJOS PROYECTADOS.**

### **2.1 -Introducción**

Este capítulo recoge el volumen total de los trabajos proyectados para todas las diferentes etapas de la investigación (búsqueda bibliográfica, procesamiento de la información e interpretación de los resultados). Se presentan algunos conceptos básicos para la interpretación de los datos obtenidos para poder realizar una correcta evaluación de las perspectivas petrolíferas de la región de estudio y se muestran datos geológicos pertenecientes a esta área.

### **2.2 -Volumen de los trabajos proyectados.**

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 publicados 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 analizaron los perfiles sísmicos realizados en esta área, datos gravimétricos, magnéticos y las columnas litológicas de los pozos que se ubican en el área.

Para el procesamiento de las líneas sísmicas empleamos fundamentalmente el programa especializado Surfer 9 y 11, el cual nos ha permitido realizar la interpretación de las mismas, paso fundamental para determinar las estructuras

geológicas favorables para las acumulaciones de hidrocarburos y definir del modelo geológico de esta área.

*-Interpretación de los resultados.*

A partir de la interpretación de los perfiles sísmicos (las variaciones de las velocidades de las ondas P Y S), el comportamiento gravimétrico y magnético de las rocas del área, los datos de las perforaciones, y conociendo el comportamiento general de las unidades tectono-estructurales de esta área; se desarrolla una interpretación combinando todos los datos. Donde se comprueba la similitud que presenta el modelo geológico de esta zona con los modelos antes presentados, localizando también las estructuras favorables para las acumulaciones de hidrocarburos y se determinan cuáles son los probables elementos del sistema petrolero manifestado en este sector.

**2.3 -Principios teóricos.**

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 situación geológica que se ha desarrollado en el área y su vinculación con todos los elementos y procesos de un sistema petrolero. Ya que partiremos de la aceptación de la teoría orgánica de la formación del petróleo, debemos tener en cuenta las posibles acumulaciones sedimentarias o cuencas que se desarrollan en esta área.

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 dos 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.

### **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.
  
- **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.

## **Métodos para el procesamiento de la información**

### **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.

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

### **-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 ( $Z=\rho.V$ ) 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.

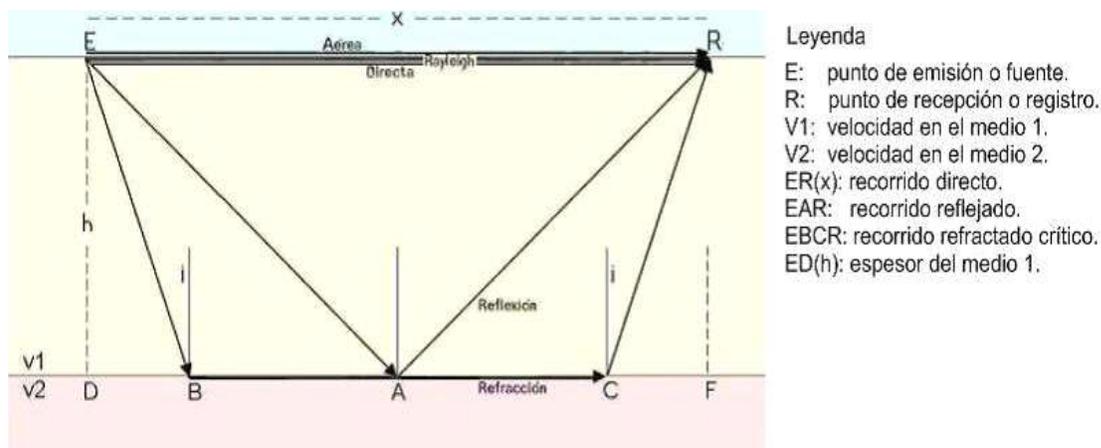


Figura 8: Esquema de las reflexiones y refracciones sísmicas en dos medios con velocidades constantes. Tomado del trabajo de diploma de D. Guerra, 2011.

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 son útiles 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).

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.

#### ***-Sísmica de Reflexión.***

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.

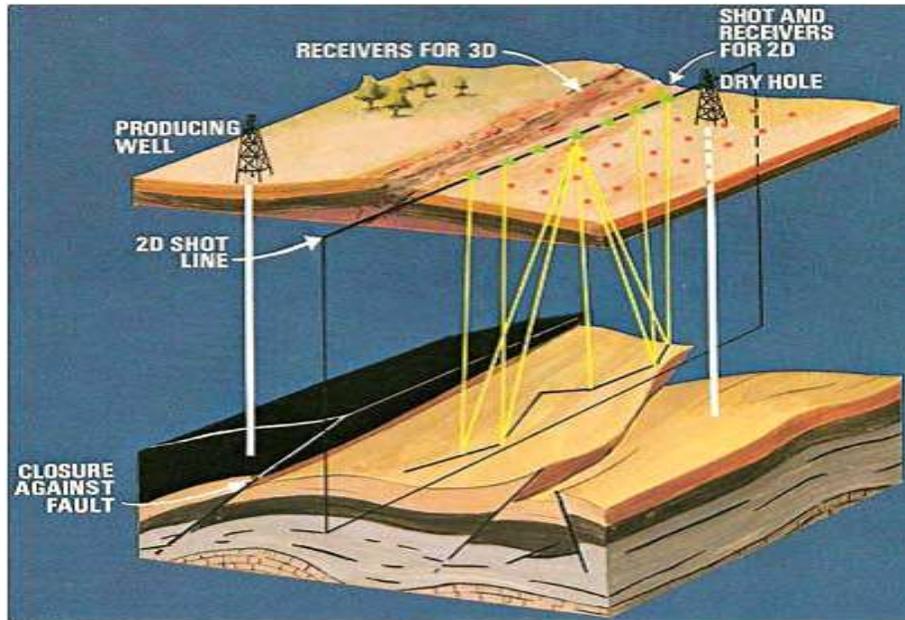


Figura 9: Sísmica de reflexión 2D y 3D. Tomado del trabajo de diploma de D. Guerra, 2011.

### ***-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.

Los resultados de este método son generalmente favorables en las áreas de tectónica extensiva y con limitaciones en las áreas de tectónica compresiva como el cinturón plegado y sobrecorrido desarrollado en Cuba, áreas vinculadas a las cadenas montañosas del oeste del continente americano (Carneiro, 2002). Últimamente está siendo muy empleada en los estudios de yacimientos la llamada Sísmica 4D que son levantamientos 3D (tridimensional) repetidos en las mismas áreas en diferentes tiempos (Alsos, 2002).

Si la onda sísmica es buena, 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.

Los contrastes verticales, 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.

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.

Entre las anomalías más importantes, que son detectadas a partir del análisis de los datos sísmicos tenemos los: anticlinales, arrecifes, fallas, fronteras de discordancias, paleocauces, trampas estratigráficas, diapiros, domos, fronteras asociadas a cambios de fluidos. (Johnston, 2000). La sísmica detecta principalmente dos tipos de trampas petroleras que son: estructurales (fallas, anticlinales) y estratigráficas como discordancias, truncamiento. (Caldwell, 1997).

#### ***-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.

### **Métodos gravimétricos**

Dentro de los métodos geofísicos, la gravimetría ocupa un lugar muy importante. Se utiliza para resolver problemas geológicos relacionados con la prospección y exploración de los yacimientos, de estructuras geológicas como fallas y otras deformaciones en la profundidad del corte geológico, zonación tectónica, estudio de la figura y forma de la Tierra. (Delgado, 1985).

Según la acabada definición de trampa gasopetrolífera de Levorsen, 1956, los yacimientos de petróleo y gas se encuentran ubicados en determinadas formas estructurales, entre las que se destacan: domos salinos, anticlinales, zonas de fallas tectónicas, discordancias estratigráficas, macizos arrecífales, etc., todas las cuales constituyen frecuentemente objetos geológicos que pueden ser detectados y estudiados por la gravimetría (Alaminos, 2004).

### **Métodos magnéticos**

El método magnético fue uno de los primeros métodos geofísicos en ser empleados en prospección. Las primeras mediciones datan de 1640 y fueron realizadas en Suecia con el fin de detectar depósitos de hierro, esas mediciones consistían en observar la variación del campo magnético. Actualmente muchas observaciones precisas de la intensidad del campo y de sus componentes son realizadas con instrumentos conocidos como magnetómetros, los cuales nos permiten observar las diferentes intensidades del campo magnético en la corteza terrestre.

La mayoría de las mediciones magnéticas son realizadas con instrumentos en la superficie del terreno, aviones o helicópteros. Las mediciones pueden ser realizadas en áreas cubiertas por agua con auxilio de embarcaciones, o también en pozos perforados.

Debido al bajo costo relativo y a la rapidez de los levantamientos, el método magnético es uno de los más utilizados en prospección. Es raro un levantamiento geofísico que no incluya mediciones magnéticas.

#### **2.4 -Fundamentos del modelo geológico regional.**

Los grandes eventos compresivos del Cretácico Superior-Eoceno Medio en Cuba, tuvieron como resultado más evidente la formación de una gran banda de apilamiento de mantos alóctonos. En conjunto ello forman una cubierta que sobrepasa los 5 Km de espesor cuyos mantos están constituidos tanto por rocas volcánicas y ofiolíticas, como por carbonatos del margen continental del dominio Las Villas. Las unidades tectonoestratigráficas de cuenca profunda que integran el dominio son Rosario, Placetas, Camajuaní y Colorados.

Geográficamente este cinturón plegado y sobrecorrido cubano, abarca toda la región del norte de la Isla de Cuba y se encuentra particularmente desarrollado en la mitad centro-oriental del país, que es el territorio estudiado en esta generalización.

El modelo geológico regional que fundamentamos hoy con datos geofísicos es el resultado de varios estadios de desarrollo geológico que han estado regido por diferentes ambientes tectono-sedimentarios. Estos estadios han sido profundamente estudiados por diferentes autores.

La arquitectura que exhiben actualmente las UTE presentes en toda esta región se muestran en los modelos geológicos elaborados para diferentes áreas de la costa norte indicando claramente que la colisión Cretácico Terciaria Temprana tuvo el papel rector en el modelo estructural de la misma.

Los principios básicos de las deformaciones fueron muy bien explicados en la generalización de Cuba noroccidental en la cual, por primera vez, se definió la existencia de zonas de triángulos caracterizadas por el apilamiento de escamas tectónicas, el desarrollo de cuencas de antepaís, frontales a la zona apilada y la acción de retrocabalgamientos. Estos elementos estructurales han sido reconocidos en las perforaciones de la región Habana-Matanzas, en el bloque que aquí se estudia se reconoce; pero a diferencia de occidente acá las unidades del margen continental involucradas en los mantos-escamas afloran.

Las zonas frontales de las grandes unidades de margen continental en Cuba central se exhiben claramente en superficie. Se observa en el mapa geológico una banda que alcanza 10-12 Km de ancho, la cual se extiende desde Rancho Veloz hasta el sur de Chambas. Al sur de la alineación Santo Domingo-Placetas-Arrollo Blanco, las unidades de cuenca de margen continental yacen bajo potentes espesores de la asociación ofiolítica del Terreno Zaza y la información sísmica no muestra características que indiquen una imbricación severa de los mantos en esa dirección. Por ese motivo se piensa que tal como ocurre en otros cinturones cabalgados del mundo, la retaguardia de los mantos tectónicos (o tuvo inicialmente) una geometría más sencilla y sus inclinaciones son mucho menos abruptas que las que se han observado en el campo más al norte, donde se han visto escamas casi verticales e imbricadas.

También es notable el hundimiento que experimenta hacia el sur las rocas del margen continental, respecto a la banda de afloramiento. En la zona cercana al yacimiento petrolero de Jarahueca las perforaciones testimonian este desnivel, ya que inmediatamente al sur de los últimos afloramientos de la zona Placetas, el pozo Regina-D1 cortó 2274 m de rocas serpentiniticas, sin que alcanzara el tope de los carbonatos. Otros pozos como el Regina-1 y Eloisa-1 reportaron resultados similares.

Para muchos geólogos la existencia de espesores tan grandes de ofiolitas al sur de los afloramientos de Placetas está motivada por la presencia de cuerpos ultrabásicos que tienen yacencia vertical, pero a nuestro entender, solo un evento

tectónico de gran envergadura debe haber sido responsable de estos desniveles. Los grandes cuerpos de arco volcánico y de ofiolitas que se localizan al sur del mínimo norte cubano son el resultado de un intenso tectonismo que provocó, primeramente la creación de una suma de mantos del Terreno Zaza y posteriormente los partió en conjunto. El bloque que se encontraba más al norte ascendió drásticamente como un pop-up (ver Figura 13) y en el fueron barridas las ofiolitas. Y todo esto se supone que ocurrió como parte del proceso de rediseño tectónico que tuvo su etapa culminante durante la transurrencia. Este proceso de rediseño está directamente relacionado no solo con la geometría de la plataforma contra la cual colisionaron los mantos, sino también con la mecánica de las rocas colisionantes y el paleorelieve.

En el mapa geológico de Cuba (Anexo 8) se puede observar que el avance hacia el norte, tanto de las ofiolitas como las unidades de naturaleza continental no fue parejo en todas las regiones del país. En el plano regional los frentes de los cabalgamientos tanto de Zaza como del margen continental, forman una línea sinuosa que se pandea así al sur en aquellos lugares donde aflora la UTE Remedios, mientras que donde estas unidades de plataforma se hunden la línea frontal se pandea hacia el norte.

Al sur de los afloramientos de Remedios no solo es visible un aumento en el nivel de trituración de las unidades de Zaza, Placetas y Camajuaní, sino que además en los cortes sísmicos se observan figuras geométricas que involucran a todos los mantos, correspondiendo a nuevas deformaciones que presumiblemente ocurrieron aun en la etapa compresiva.

La etapa de rediseño tectónico complico aún más el modelo estructural de Cuba Central al quedar definidos dos tipos de microestructuras que tienen diferentes propiedades para la extracción petrolera (Figura 13) estas son:

-Bloques Pop-up, existe también el criterio que pudiéramos tener estructuras en flor positivas donde afloran las rocas del margen continental del norte.

-Bloques hundidos donde las unidades de margen continental yacen a profundidades superiores a 1- 2 Km bajo el Terreno Zaza.

Estas macroestructuras, por haberse formado posterior al emplazamiento de los mantos tectónicos se asocian con elementos tectónicos compresivos de segunda generación.

## **2.5 –Datos geológicos.**

En la presente investigación se utilizó la información contenida en los mapas geológicos de la región a diversas escalas, así como la generalización de las columnas litoestratigráficas disponibles para identificar los elementos que pueden estar vinculadas con la generación, migración y acumulación de petróleo en este sistema petrolero.

### **Mapa de Manifestaciones y datos de los pozos.**

En esta parte del trabajo se ven representados los datos de los principales pozos perforados en el área de estudio, debido a que los índices estratigráficos y estructurales son muy importantes en las investigaciones petroleras. Donde las estructuras regionales determinan la ubicación y características de los campos petroleros (Magoon, 1994).

Los datos referentes a las manifestaciones de hidrocarburos y la descripción de algunos de los pozos perforados en el bloque-13, fueron tomados del libro publicado en el 2011 por E. Linares que tiene como título Yacimientos y manifestaciones de Hidrocarburos en la República de Cuba.

En el bloque – 13 se han perforado una serie de pozos (Tabla # 1) de las cuales el más profundo es el pozo Mayajigua con 3048 m y las rocas más antiguas cortadas por estos pozos son las pertenecientes a la Formación Placetas cortadas por el pozo CDB-1 en los intervalos 588-727 m y 1831-2275 m, pertenecientes al Jurásico Superior.

A continuación se presenta la interpretación de los cortes de los pozos permitiéndonos conocer la distribución en planta y en la vertical del registro



Tabla # 1: Pozos perforados en el área del bloque – 13.

Pozos	Profundidad. (m)
CDB-1	2275
Eloísa	1276
Jarahueca-1	230
Jarahueca-2	1210
Long year-1	185.9
Long year-1 <sup>a</sup>	396
Long year-2	398
Long year-6	340
Mayajigua-1	3048
Placetas-1	361
Remate-2	863
Sullivan-2	180
Sullivan-3	751.3
Sullivan-4	242
Sullivan-6	915.3

Con respecto al pozo CDB-1 no hay mucha información, pero podemos decir que fue perforado con una profundidad de 2274 m y durante su perforación atravesó las formaciones de Camajuaní, Carmita y Placetas todas de edad Cretácico. (Figura 11).

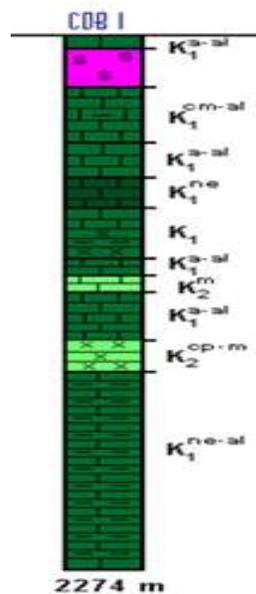


Figura 11: Corte esquemático del pozo CDB-1, a escala 1: 15000.

Los pozos de Sullivan 2, 3 y 4 fueron perforados en área que se ubica a 5 Km al oeste de Zulueta, cerca del caserío San Ramón. Hoja ICGC: 4283 II (Camajuaní). Coordenadas Lambert de los pozos: Sullivan – 2, X: 641320, Y: 284080; Sullivan – 3, X: 641240, Y: 283990; Sullivan -4, X: 641600, Y: 283860. Son pozos de estudio estratigráfico o Core Hole, que fueron ubicados sobre la cobertura de la UTE Camajuaní.

Algunos manifestaron petróleo y otros no, el pozo Sullivan – 2, perforado en 1954 hasta la profundidad de 180 m, no se reportaron manifestaciones. De acuerdo con los datos de P. H. Ronai y N. Brown, es un corte caótico o conglomerático, probablemente lo que denominan como Formación Rosas, que contiene clastos de rocas vulcanógenas del Arco Volcánico Cretácico, de la UTE Placetas y otras.

El pozo Sullivan – 3 al igual que el anterior, fue perforado en 1954 por la Cuban Gulf Oil. Alcanzo 751.3 m de profundidad y se le hizo registro eléctrico y de hidrocarburo. También se efectuaron estudios litológicos y paleontológicos. Se reportaron manifestaciones en los intervalos 146-152 m, 304-306 m, 725-732 m. Según los estudios de N. Brown, Bronnimann y P. H. Ronai, parece que corto la secuencia caótica o conglomerática de la Formación Rosas, con edad Eoceno Inferior- Medio t fragmentos de edad Cretácico Inferior y Superior de las formaciones Lutgarta, Macagua, San Martín, Calabazar y otras.

El pozo Sullivan – 4, perforado en 1954 hasta 242 m de profundidad. Reportó manifestaciones de petróleo grueso a 152 m, petróleo color carmelita de 16° API a 163 m, manchas de petróleo a 192 m, petróleo a 195 m. De acuerdo con P. H. Ronai comenzó en gabros cataclásticos y termino en conglomerados de la Formación Rosas. N. Brown, Bronnimann opinan igual, suponiendo que el gabro es un manto y que la sección del pozo esta invertida.

El pozo Remate – 2 está ubicado muy cerca dl camino que comunica el Junco con el poblado Mujica, a unos 500 m al sur de este último y a unos 3 Km al noroeste de Remates de Ariososa. Fue perforado por la compañía petrolera Aurera-Jarahueca en 1956. Terminó a la profundidad de 863 m, el pozo reportó continuas

manifestaciones de gas en el intervalo final, relacionadas con rocas de la UTE Camajuaní. También se registró petróleo en las profundidades 299 m, 396 m, 512 m, 547 m, 762 m y 792 m. La litología fundamental consta de pedernales, calizas y limolitas. P. Bronnimann reporto Radiolarios, Nannoconus, Guembelina sp, Globigerina cretácea, Textularia sp, Bolivina sp, que se atribuyen al K1-K2 (parte baja). Otros intervalos tienen calizas con Mayenella sp, Globigerina cretácea y Nannoconus. En conclusión, el corte entre 454-457 m pertenece al Cenomaniano, y entre 796-199 m al Aptiano- Albiano. Probablemente las rocas cortadas en la mayor parte del pozo pertenecen a la Formación Mata. En la superficie, cerca del pozo, afloran las unidades Vega, y las calizas y pedernales se atribuyen a la Formación Mata de la UTE Camajuaní.

El pozo Mayajigua 1 fue perforado con una profundidad de 3048 m, donde de 0 a 1230 m perforo la Fm: Palenque y de 1230 a 3048 m la Fm: Perros.(Figura 12).

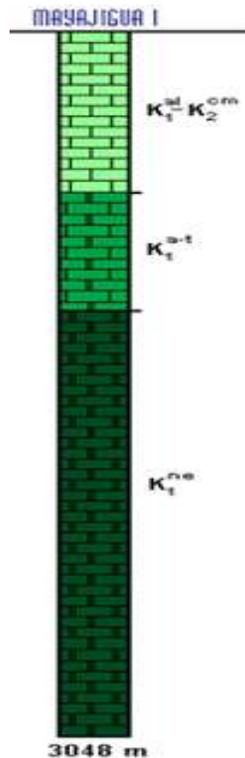


Figura 12: Corte esquemático del pozo Mayajigua 1, a escala 1: 15000.

El pozo Sullivan – 6 fue perforado en 1954, con una profundidad de 915.3 m, tuvo manifestaciones de petróleo en el núcleo 14 (350-354 m) de 19.4° API. Existieron manifestaciones también en las muestras de canal desde 67 hasta 808 m. Se cortaron 29 nucleas y se hizo registro eléctrico. La formación que perforo fue posiblemente Carmita, y en la parte inferior, según P. Ronai y N. Brown, Cretácico Inferior Formación Capitolio o Formación Ronda UTE Placetás.

El pozo Long Year – 1 fue perforado en 1954. Alcanzó 185.9 m y manifestó petróleo de 37° API desde 118.5 m hasta 119.7 m en rocas carbonatadas de la UTE Placetás. Inv. 259 ONRM, La Habana.

Long Year – 1ª fue perforado también en 1954 y alcanzo una profundidad de 396 m. De 295.6 a 297.4 m los núcleos muestran petróleo con burbujas de gas de 26° API; de 314.5 a 316.07 m el núcleo tenía color pardo claro. Se cortaron 15 nucleas en este pozo, las rocas son carbonatadas con alguna silicita de la UTE Placetás probablemente la Formación Carmita.

## **CAPITULO III. REPRESENTACION E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.**

### **3.1 -Introducción.**

El siguiente capítulo se mostrara las interpretaciones que se llevaron a cabo después de procesar la información obtenida. Partiremos de un análisis de la evolución geológica y tectono-estructural del área y se analizaran también los datos de los mapas magnéticos y gravimétricos. Tomando en consideración el sistema petrolero se hará una evaluación de las posibilidades gasopetrolíferas que se presentan; finalmente se estudiaran en conjunto las interpretaciones de las líneas sísmicas para proponer cuales podrán ser las estructuras más propensas a contener acumulaciones de hidrocarburos.

### **3.2 -Evolución Geológica y Tectono-Estructural.**

Teniendo en cuenta lo planteado por una serie de autores en el trabajo investigativo Evaluación de los objetivos y prospecto de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21. En el modelo geo-dinámico conformado para el centro y oriente de Cuba interviene, además del proceso de formación de zonas de triangulo, inherente a todo sistema de cabalgamiento, una etapa de ocurrencia de nuevos plegamientos y fallamiento de los mantos, proceso que debió ocurrir posteriormente a la colisión del cabalgamiento con el borde sur de la plataforma, a finales del Eoceno Medio. Donde mejor se observan los resultados de este tipo de tectonismo es en Cuba Central (bloques 12 y 13).

Mediante el estudio de las líneas sísmicas de esta región fue posible elaborar la hipótesis del rediseño tectónico Domínguez R. et. al. 1991. En esta segunda etapa de deformaciones está fundamentada en el hecho de que algunos de los sectores del banco carbonatado de Remedios, ubicado al norte fueron lo suficientemente prominentes como para convertirse en obstáculos para el avance de los mantos tectónicos más al Norte.

La oposición que estas elevaciones ejercieron al avance de los cabalgamientos debió agudizar el efecto comprensivo de manera muy notable provocando una

tectonización muy fuerte de las unidades que ya habían alcanzado el borde sur de la plataforma carbonatada (Figura 13).

En territorios como estos, el mapa geológico no muestra la disposición normal de las unidades cabalgadas, debido a que los mantos de Placetas y Camajuaní no lograron sobrepasar el límite sur del banco carbonatado, luego de colapsar su movimiento hacia el norte, quedaron rezagadas y comprimidas contra el infranqueable obstáculo. Las secuencias cabalgadas del margen continental, en su parte frontal, formaron una cuña sobre cuya rampa fue posible posteriormente la continuación del cabalgamiento de las ofiolitas que así lograron cabalgar más hacia el norte. En algunos lugares llegaron a emplazarse directamente sobre el banco carbonatado como lo testimonia el pozo Morón Norte. Y en otros territorios donde aún el banco carbonatado sigue siendo demasiado alto para ser sobrepasado, los mantos de ofiolitas colisionaron fuertemente y quedaron emplazadas en un contacto tectónico con Remedios, cuya superficie es vertical o sub-vertical, como muy bien ilustra el corte de los pozos Camagüey 1, 2 y 3.

Después que los mantos alóctonos alcanzaron el flanco sur de los promontorios carbonatados el proceso de rediseño de la geometría de la secuencia de mantos tectónicos al norte de Cuba tuvo diferentes pasos (Figura 13).

- Imbricación y verticalización de las escamas frontales de los mantos de Camajuaní y Placetas, muchas de las cuales pueden haber quedado destruidas. Este proceso debe haber ocurrido a mediados del Paleoceno Medio.
- Aparición de un abanico compresivo en el borde de la plataforma. Dicho abanico está formado por fallas inversas buzantes al sur. A toda la banda donde aparece este tipo de estructura se le ha llamado "plataforma quebrada".
- Ulteriormente los mantos sobrecorridos de Zaza y los infrayacentes del margen continental sufrieron en conjunto un proceso de plegamiento y algo más al sur, en el sector cubierto por las rocas de Zaza se formaron pliegues

anticlinales que involucran a varios niveles de mantos tectónicos. De esa manera quedaron definidos los **anticlinales dorsales profundos**.

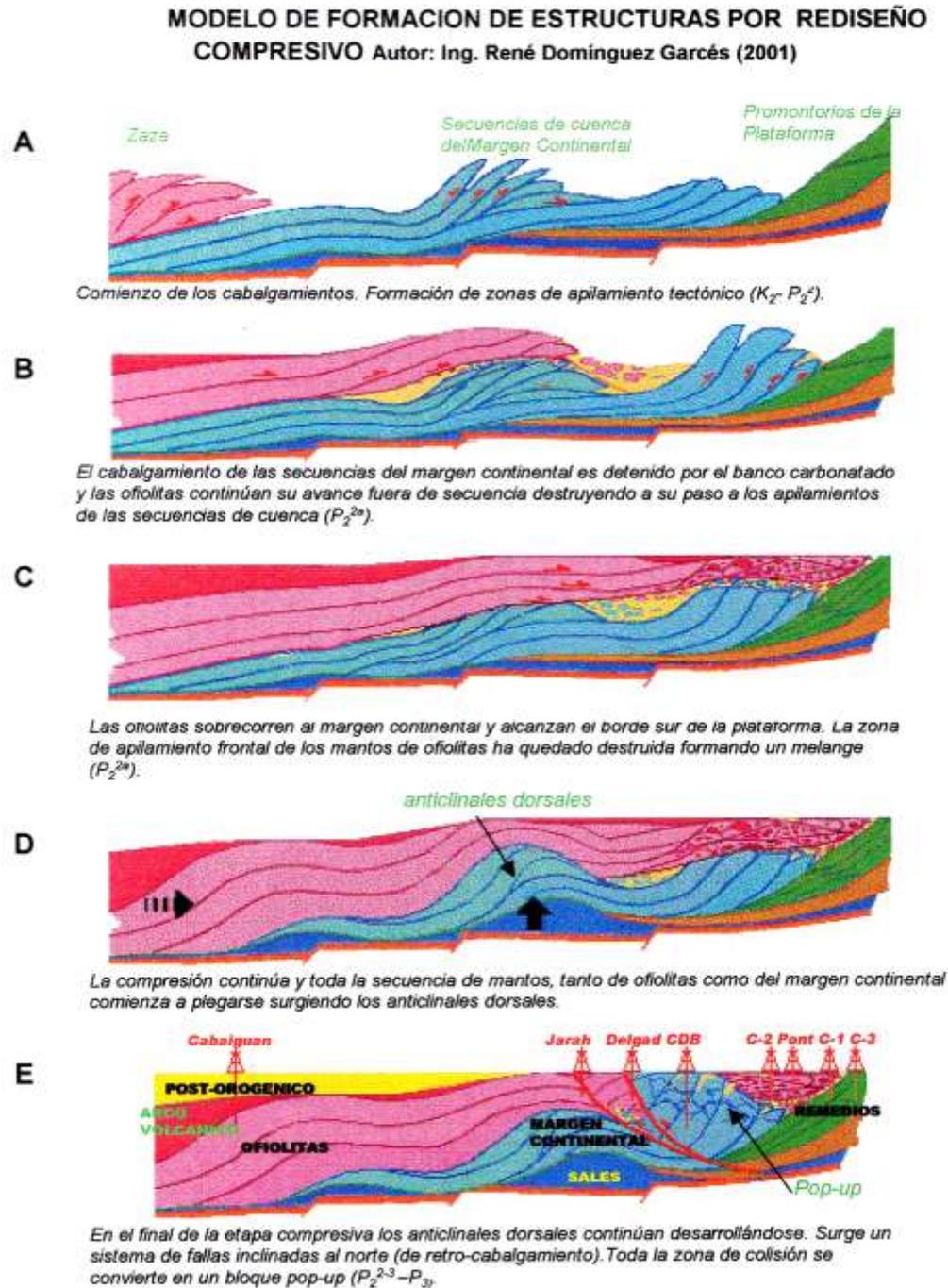


Figura 13: Modelo de formación de estructuras por rediseño compresivo. Autor R. D. Garcés, 2001.

- Producto de la persistencia de la compresión se originó un sistema de fallas inversas inclinadas al norte (retro-cabalgamiento) que afectó completamente al corte alóctono. Dichas rupturas presumiblemente despegan de un nivel inferior del Calloviano que suponemos, sean las sales.
- El movimiento de ascenso ocurrido a lo largo de las superficies de las fallas de retro-cabalgamiento en el sur y de la pendiente del banco de Remedios dio lugar a la formación de bloques **pop-up** que se mantuvieron en elevación mientras duró el ambiente compresivo.

### **3.3 -Estructuras Locales.**

Los pliegues anticlinales que quedaron definidos después del rediseño en las zonas dorsales (*hinterland*) de los mantos tectónicos son estructuras importantes para la exploración petrolera.

Los mismos son detectados por la sísmica, siempre asociado a los planos de fallas inversas de retro-cabalgamiento, inclusive de aquellas que tienen un carácter secundario por lo que alguno de ellos se convirtieron más tarde en bloques pop-up de segundo orden donde llegaron a aflorar las rocas del margen continental. Tal es el caso de las estructuras de Placetas, Jarahueca y Loma Bonachea.

En el año 1967 C, Ducloz utilizó el término "anticlinales dorsales" para definir a varios levantamientos de las rocas del margen continental ubicados al sur del frente de cabalgamiento de las ofiolitas, donde afloran los carbonatos formando ventanas tectónicas. Algunos pozos fueron ubicados bajo este criterio, como el Guayabo-1 y el CDB-1.

La sísmica actual indica que tales sectores son parte de antiguas zonas de triángulo que quedaron incluidas dentro de las estructuras pop-up y perdieron su cubierta ofiolítica debido a la erosión. Dichos levantamientos, en realidad están dentro de la banda frontal de los alóctonos. Aquellos sectores donde los

carbonatos no llegaron a aflorar parecen muy buenos objetivos geológicos, como es el caso de La Palma, Jarahueca profundo y Poza Redonda.

Estos objetivos se presentan generalmente al sur de las estructuras pop-up bajo 1800-2000 m de cubierta de ofiolitas. Los mismos han sido reconocidos muy recientemente por la sísmica y pudieran ser definidos como los verdaderos anticlinales dorsales profundos (deep hinterland anticlines), los cuales difieren de los definidos por Ducloz.

Aunque los objetivos de este tipo ocasionalmente tienen una buena definición por la sísmica, lo cierto es que su expresión en los mapas transformados del campo gravitacional en ocasiones no es clara por la presencia de rocas densas por encima de ellas de manera irregular en el plano. Sin embargo los anticlinales que se identifican al sur de la falla inversa que constituye la envolvente de los pop-up, a pesar de tener un espesor de rocas densa mayor por encima (2400-2800 m), se manifiesta muy bien en el campo gravitacional en forma de anomalías negativas locales.

#### **3.4 -Naturaleza geológica de las Anomalías Regionales.**

Hacia el occidente D y D2 forman parte del mínimo norte cubano; y con mucha posibilidad están generadas por potentes espesores sedimentarios, muy plegados y tectonizados pertenecientes a la UTE Camajuaní y Placetas, cuyos afloramientos alargados y estrechos afloran en esta región siguiendo el eje del mínimo regional. Esta cadena se interrumpe en el mínimo A, donde el rumbo de las isolineas cambia hacia el noreste. (Figura 14).

Por otra parte si se acepta que los espesores sedimentarios de la UTE Camajuaní y Placetas generan el mínimo norte cubano, entonces es posible admitir que los máximos G, G1 y G2 están dados por potentes espesores calcáreos, dolomíticos y anidrítricos que se depositaron en ambientes someros.

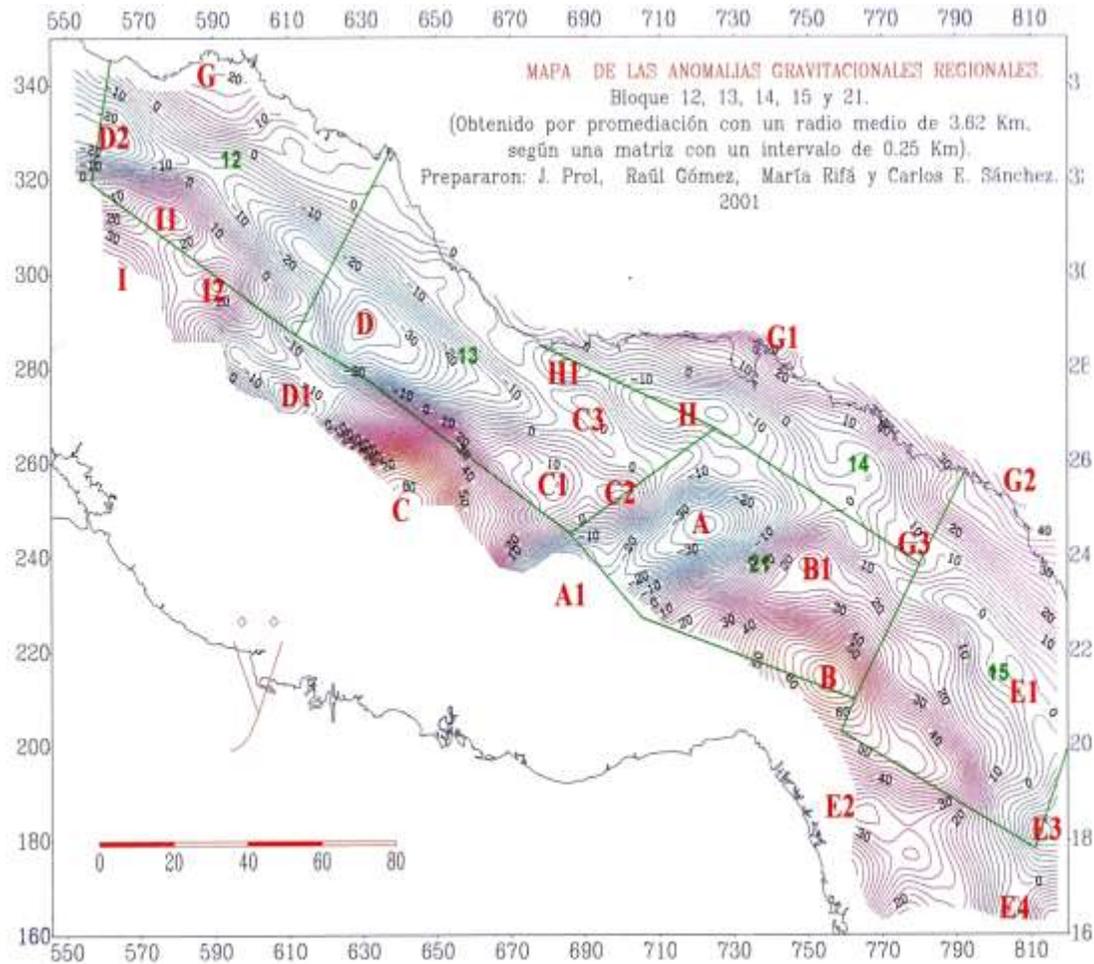


Figura 14: Mapa de las anomalías Gravitacionales Regionales. Prepararon: J. Prol, R. Gómez, M. Rifa y C. Sanchez, 2001.

El mínimo D1 coincide en superficie con el afloramiento de sedimentos del Campaniano, en el centro del mínimo gravitacional existen máximos magnéticos de menor extensión. Por lo que no se excluye la posibilidad de que esta cuenca descansa sobre un cuerpo de corteza oceánica muy serpentizado, lo cual se supone debido a que la intensa serpentización disminuye la densidad, en tanto incrementa el contenido de magnetita en la roca.

Según el criterio de René Domínguez Garcés .1999 en comunicación personal con los autores del trabajo Evaluación de los objetivos y prospecto de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21; plantea que debido a la dirección Sur-Norte de las fuerzas compresivas estos cuerpos producen grandes buzamientos hacia el Sur.

Por lo que de esta manera no se excluye la posibilidad de encontrar plegamientos en los carbonatos de Placetas, recubiertos por las ofiolitas cuyo límite sureño contacta directamente con la pared septentrional de estos cuerpos. Es por eso que hay que tener en cuenta que aquí los intensos máximos de los enormes cuerpos densos enmarcaron a las débiles anomalías generadas por los carbonatos.

### **3.5 -Naturaleza geológica de las anomalías magnéticas.**

En el mapa magnético encontramos representados una serie de perfiles que fueron realizados en esta área, a los cuales se les ha prestado atención en este trabajo. (Figura 15).

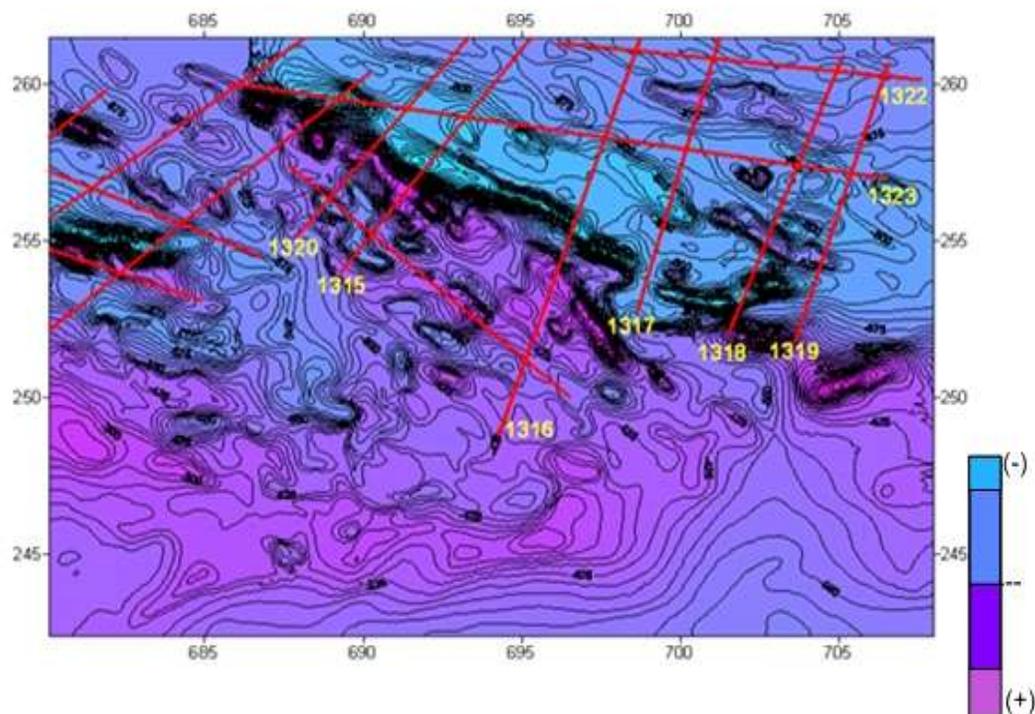


Figura 15: Mapa del campo magnético delta T anómalo. Autor M. J. Varona, 2010.

En este mapa del campo magnético se observa una marcada diferenciación entre las rocas de la parte NE y SW, donde en esta parte norte va estar representada principalmente por las rocas pertenecientes al margen continental (carbonatos), las cuales a su vez debido al ambiente compresivo que sufren estas formaciones se encuentran cabalgadas por rocas de la asociación ofiolítica. Esto conociendo

### Capítulo 3: Representación e interpretación de los resultados obtenidos

#### *Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

las características de la composición química de las ofiolitas nos da a conocer las causas por las cuales se generaron estas diferencias en el campo magnético, presentándose de manera lineal en la misma dirección que las estructuras del área.(Figura 15).

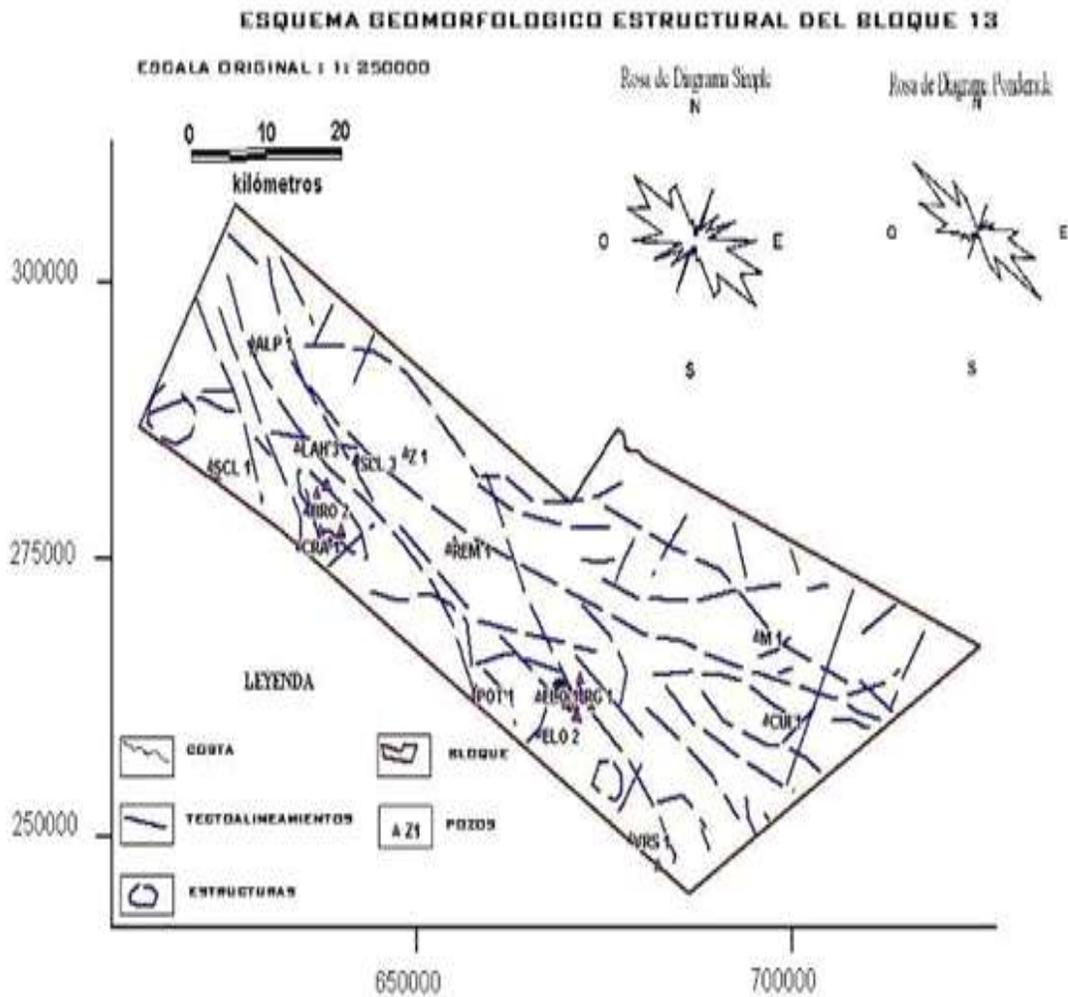


Figura 16: Esquema geomorfológico estructural del Bloque-13. Representado por un colectivo de autores en el trabajo Evaluación de los objetivos y prospectos de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21.

Es así que conociendo en su mayor parte que estas bandas de ofiolitas cabalgan por encima de las unidades del margen continental, debemos de tener en cuenta los criterios planteados por René Domínguez Garcés .1999, en los que plantea la posibilidad de encontrar plegamientos en los carbonatos de Placetas, recubiertos

por las ofiolitas cuyo límite sureño contacta directamente con la pared septentrional de estos cuerpos.

### **3.6 -Sistema petrolero**

-Roca madre.

Según el criterio planteado por una serie de autores en el informe Evaluación de los objetivos y Prospecto de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21; las principales rocas madres en todas las UTE de Cuba Central, así como las mayores reservas de petróleo descubiertas están relacionadas con el Jurásico Superior que transiciona gradualmente al Neocomiense sin discordancias, aunque también existen rocas generadoras en el Cretácico Medio (Aptiense-Cenomaniense)

En el bloque – 13 los principales tipos de posibles rocas madres que se presentan son: por un lado las formaciones Colorado (J<sup>3</sup>) y Margarita (K<sup>1</sup>) pertenecientes ambas a la UTE Camajuaní, las cuales constituyen carbonatos uno de tipo biomicrítico e intrasparítico y los otros son calizas más densas. Por otra parte otra posible roca madre se encuentra representada en este bloque por la formación Morena (K<sup>1</sup>) perteneciente a la UTE Placetas.

Como se mostró en el trabajo anterior mente mencionado estas formaciones pertenecientes a la UTE Camajuaní y Placetas presentan valores de Carbono Orgánico Total (COT) bastante altos que oscilan entre 0.10 y 3.94 %, las cuales exhiben también a los potenciales de generación de hidrocarburos con índice de hidrogeno promedio (entre 377.8 y 456 mg HC/g de COT). Los niveles de maduración oscilan entre 328 y 424 °C, los que se clasifican como un poco bajo debido a que no alcanzan los niveles de temperatura de la ventana de generación de petróleo (435 °C), pero a la hora de analizar estos datos debemos tener en cuenta que cuando se realizaron estos estudios no se contaba con datos de pozos profundos por lo que toda la información que se adquirió pertenece en su mayoría a muestras casi superficiales.

#### -Reservorio

Al evaluar las posibilidades de roca almacén presentes en el área del bloque-13 toda la atención se presta principalmente en las formaciones pertenecientes al Grupo Veloz debido a que son los reservorios principales de los yacimientos en el país, estas formaciones están representadas principalmente por Calizas con material tufáceo frecuentes intercalaciones de lutitas y pedernal (Fm: Placetas), intercalaciones de arenisca cuarcífera de grano grueso (Fm: Jobosí) y biomicritas, calcilutitas laminadas, calcarenitas y bandas de pedernal negro (Fm; Carmita). Y estas secuencias se presentan en el bloque – 13 en los pozos CDB-1, Jarahueca-1, Sullivan-6 y Long Year 1, 1a, 2 y 6. Pero sin embargo a diferencia del resto del país en esta zona los principales yacimientos se han encontrados principalmente en reservorios serpentiniticos y tobaseos, pertenecientes en su mayoría a las ofiolitas del Terreno Zaza.

#### -Sello

En general en el área del bloque – 13 debe esperarse como sello regional la aparición de las formaciones de Vega Alta y Vega de edad Eoceno Inferior y Medio que cubren Placetas y Camajuaní respectivamente, las que presentan diferentes litofacies. Pero como aviamos planteado con anterioridad en esta zona existe la peculiaridad de que los reservorio lo constituían en su mayoría las ofiolitas del Terreno Zaza y los sellos lo constituyen las propias rocas de la asociación ofiolítica, debido a que esta no son homogéneas en su totalidad y en estos sectores a medida que se asciende hacia la superficie las ofiolitas se presentan sin fracturación o con fracturas rellenadas por mineral secundarios, arcillosos o serpentinitas alteradas.

#### -Trampa

De manera general para el área Centro Oriental de Cuba fue creado un esquema de los diferentes tipos de trampas estructurales pronosticadas. Por lo que se plantea que existen tres tipos de Plays que están presentes en la región, y las trampas que caracterizan a los mismos son:

- Trampas originadas por los mantos de escamas, formadas en profundidad por debajo de las rocas aflorantes del Margen Continental, dentro de las elevaciones pop-up.
- Trampas estructurales formadas en las bandas de ofiolitas, afectada por la trituración, derivada de las fallas de retro-cabalgamiento (yacimiento tipo Jarahueca).
- Trampas formadas en las zonas de anticlinales dorsales por debajo de las ofiolitas del Terreno Zaza.

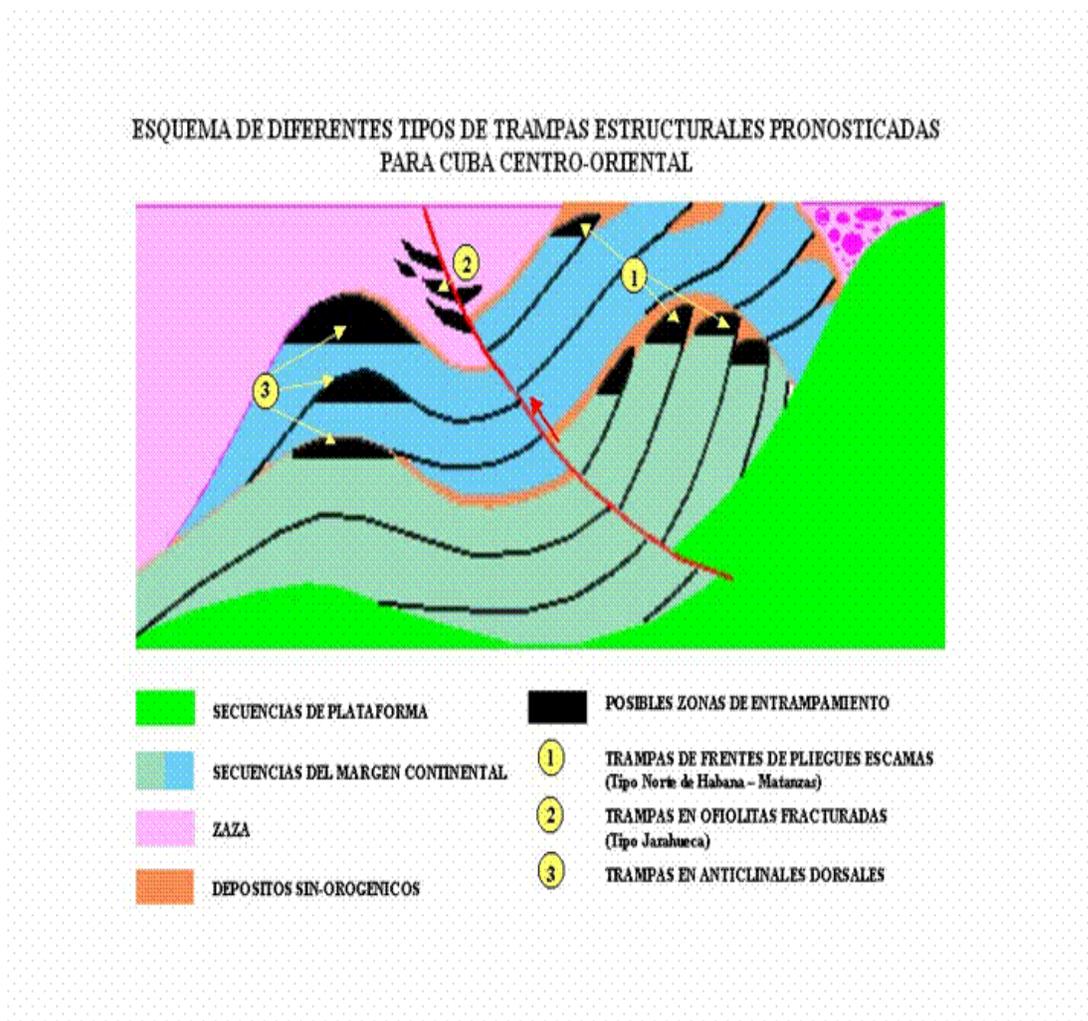


Figura 17: Esquema Estructural. Representado por un colectivo de autores en el trabajo Evaluación de los objetivos y prospectos de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21.

Las perspectivas de estas estructuras anticlinales están directamente condicionadas por el hecho de que estas incluyan a las unidades de cuenca continental en cuyo caso podrían ser excelentes objetivos de petróleo ligero.

### **3.7 -Representación de los cortes generalizados de las líneas sísmicas.**

Dentro del conjunto investigado por la sísmica tomamos los perfiles más importantes y representativos de esta área, con el objetivo fundamental de determinar una o varias estructuras que se muestren favorables para la acumulación de hidrocarburos. Además de comprobar si para esta área se presenta el mismo modelo geológico representativo de un cinturón plegado.

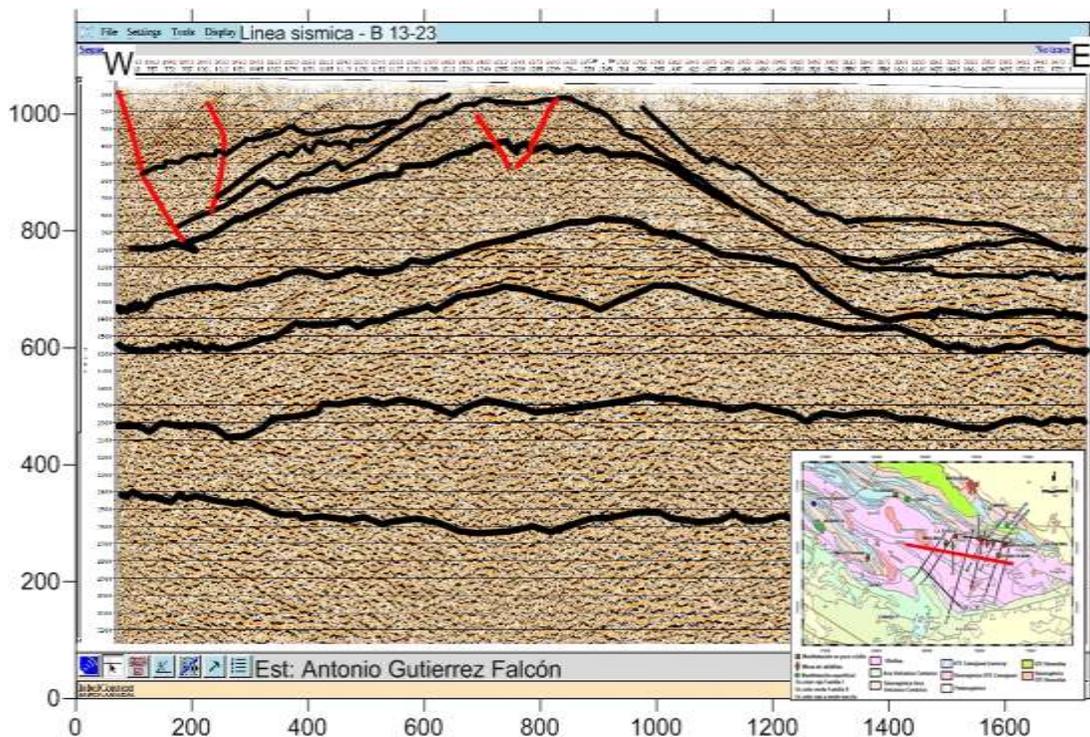


Figura 18: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-23.

La línea sísmica B 13-23 fue realizada en la misma dirección que los cuerpos alargados y estrechos que caracterizan esta área, en la cual se representa una estructura en forma de un anticlinal, donde estas secuencias más cercanas a la superficie se encuentran en un constante ambiente compresivo en dirección de Sur a Norte a parte de esta que se revela manifestándose de E a W. (Figura 18).

### Capítulo 3: Representación e interpretación de los resultados obtenidos

#### *Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

Por lo que esta estructura en forma de anticlinal que se presenta en esta línea podría representar uno de los denominados anticlinales dorsales surgidos debido a la compresión continua principalmente de las rocas del margen continental.

En la interpretación de estos perfiles se nos ha hecho imposible determinar las formaciones que tenemos en profundidad, debido a que en toda esta área no se encuentra ningún pozo cerca de estas líneas con las cuales pudiéramos correlacionar con los perfiles.

Pero conociendo el comportamiento de las unidades presentes de manera regional sabemos que en profundidad podemos encontrarnos a las UTE de Remedios, Camajuaní, Placetas y representantes del Terreno Zaza.

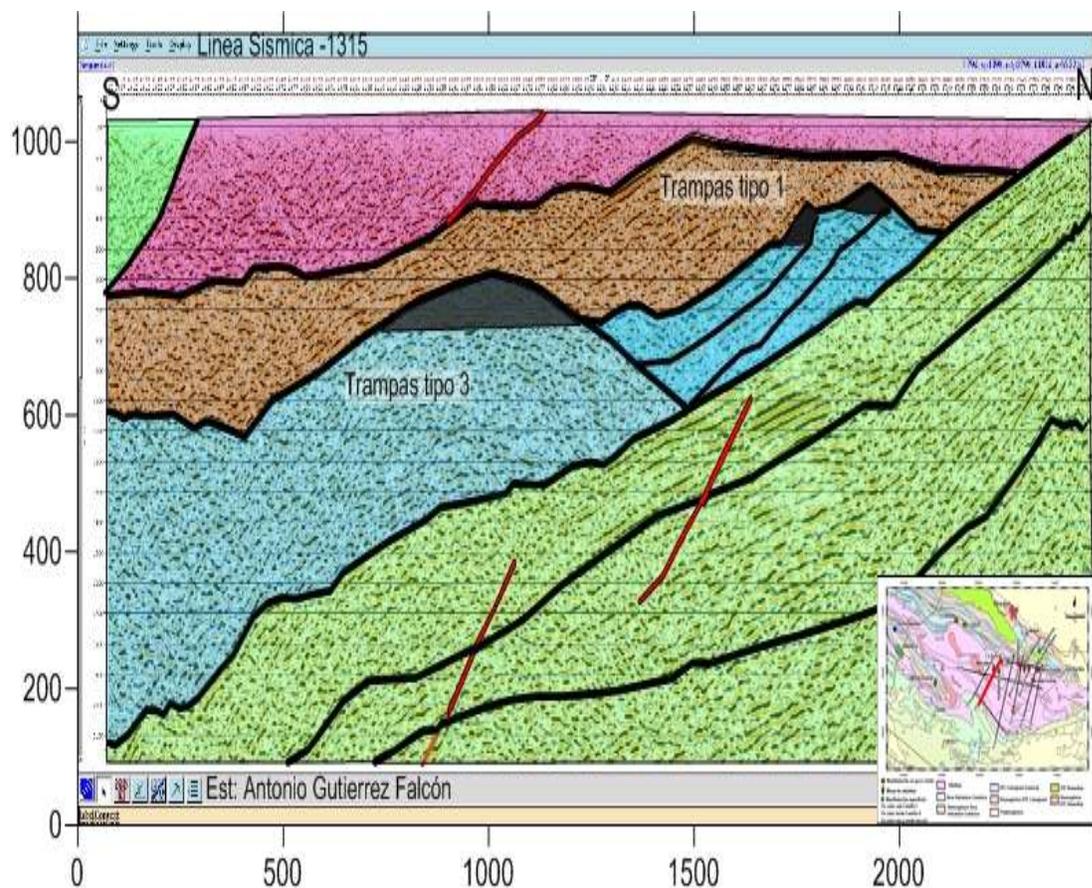


Figura 19: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-15.

### Capítulo 3: Representación e interpretación de los resultados obtenidos

#### Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.

A la hora de observar las líneas sísmicas B 13-15, B 13-16 y B 13-20 se corrobora que guardan relación con la hipótesis del rediseño tectónico Domínguez R. et. al. 1991, planteadas en la evolución geológica y tectono-estructural que representa esta área. (Figura 13).

La cual está fundamentada en el hecho de que algunos de los sectores del banco carbonatado de Remedios, ubicado al norte fueron lo suficientemente prominentes como para convertirse en obstáculos para el avance de los mantos tectónicos más al Norte.

La oposición que estas elevaciones ejercieron al avance de los cabalgamientos debió agudizar el efecto comprensivo de manera muy notable provocando una tectonización muy fuerte de las unidades que ya habían alcanzado el borde sur de la plataforma carbonatada (Figura 13).

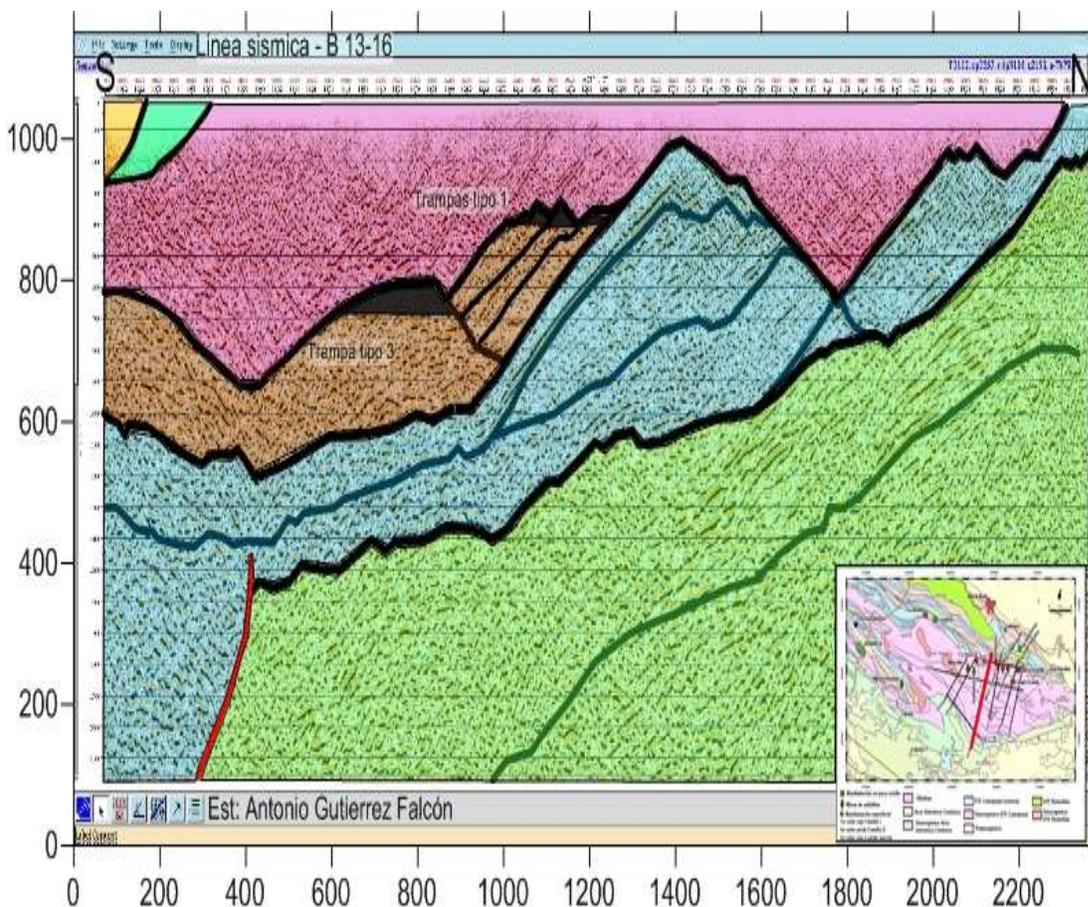


Figura 20: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-16.

Tanto en la línea sísmica B 13-15 como en la B 13-16 consideramos que tenemos primeramente en la parte SE del perfil dos secuencias (posible Remedio) que abarcan casi toda la línea presentando un buzamiento hacia el Sur de alrededor de unos 45°, por encima de la cual cabalgan y se pliegan otras unidades (posibles secuencias de margen continental Camajuaní y Placetas), las cuales son finalmente cubiertas por las rocas asociación ofiolítica pertenecientes al Terreno Zaza. (Figura 19 y 20).

Teniendo en cuenta el Esquema de los diferentes tipos de trampas estructurales pronosticadas para Cuba Centro-Oriental, (Figura 17) se representaron dos tipos trampas estructurales presentes en estos perfiles. Las cuales están relacionadas unas con las trampas que están ligadas a la formación de los anticlinales dorsales formados debido a la compresión continua que sufrieron estas unidades de margen continental y las otras con las trampas representadas por los frentes de pliegues de escamas.

Donde estas estructuras que se representan se encuentra formadas en lo que consideramos que son secuencias de margen continental constituidas por las UTE Camajuaní y Placetas en las cuales se presentan formaciones que pueden actuar como rocas madres (Morena (K<sup>1</sup>), Colorado (J<sup>3</sup>) y Margarita (K<sup>1</sup>)) y otras como reservorios (Placeta, Jobosí y Carmita).

En la línea B 13-20 se observa que se manifiesta el mismo patrón de las secuencias presentes en el área, lo que en este caso las estructuras más interesantes se encuentran casi en la superficie. (Figura 21).

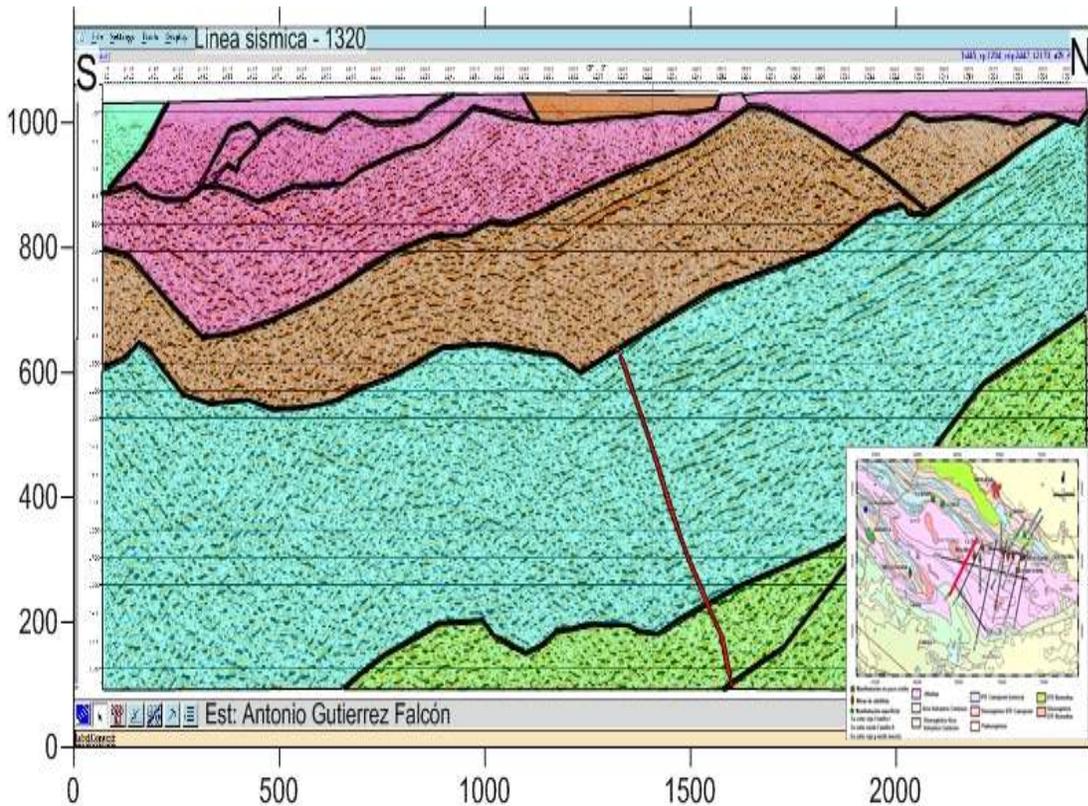


Figura 21: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-20.

De manera general en esta área perteneciente al bloque – 13 hay que reconocer primeramente atendiendo a los elementos del sistema petrolero, que existen posibles rocas madres que pueden generar el petróleo, existen rocas que pueden actuar como reservorio y otras como sellos, existe un complejo desarrollo tectónico presentándose estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos y otro factor muy importante es que tenemos en el área una serie de manifestaciones superficiales de hidrocarburos, el cual es el indicador principal de que si se ha generado petróleo en esta área y está migrando a la superficie. Por lo que existen grandes posibilidades de una parte de este petróleo que está migrando a la superficie quede entrampado en algún tipo de estructura positiva para su acumulación.

*Capítulo 3: Representación e interpretación de los resultados obtenidos*

*Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

---

Es por eso que sería interesante destinar próximas investigaciones a determinar el área en la que se presenten las estructuras más favorables para la acumulación de hidrocarburos. Con el objetivo fundamental de planificar la proyección de un pozo en esta área, el cual nos ayudara a rectificar el modelo geológico de esta zona y encontrar una importante acumulación de hidrocarburos.

## *Conclusiones*

*Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

---

### **Conclusiones.**

La interpretación de las líneas sísmicas empleadas en esta investigación permite afirmar que el modelo geológico de esta área tiene concordancia con la hipótesis del rediseño tectónico planteada para esta zona por Domínguez R. et. al. 1991.

Se localizan dos tipos de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos, unas relacionadas con la formación de los anticlinales dorsales surgidos debido a la compresión continua que sufrieron estas unidades de margen continental y las otras con las trampas representadas por los frentes de pliegues de escamas.

Se definen elementos constituyentes del posible sistema petrolero desarrollado en esta área, donde tenemos principalmente las secuencias de margen continental constituidas por las UTE Camajuaní y Placetas en las cuales se presentan formaciones que pueden actuar como rocas madres (Fm: Morena, Fm: Colorado y Fm: Margarita) y otras como reservorios (Fm: Placeta, Fm: Jobosí y Fm: Carmita). Pudiéndose presentar como sello regional la aparición de las formaciones de Vega Alta y Vega de edad Eoceno Inferior y Medio que cubren Placetas y Camajuaní respectivamente.

## *Recomendaciones*

*Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

---

### **Recomendaciones**

Destinar próximas investigaciones a determinar el área en la que se presenten las estructuras más favorables para la acumulación de hidrocarburos. Con el objetivo fundamental de planificar la proyección de pozo en esta área, el cual nos ayudara a rectificar el modelo geológico de esta zona y encontrar una importante acumulación de hidrocarburos.

## **Bibliografía**

1. Álvarez- Castro, J., (1994) Evaluación del potencial de exploración del Bloque No. 21.Región noreste de la Cuenca Central. CUPET. Majagua. (Inédito).
2. Aliuska Peña Reyna, 2005. Modelación 3D de datos Gravimétricos de la parte norte de la Cuenca Central. Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Geólogo. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Cuba.
3. Álvarez- Castro, J., García, R., Segura, R., y Valladares, S. (1998) Historia geológica del desarrollo de las rocas del margen continental del Dominio las Villas basada en la evolución sedimentaria de la paleocuenca. En: Geología y Minería' 98. Memorias. Vol I. CNIG. Instituto de Geología y Paleontología. (ed) Cuba.
4. Blanco J.; Proenza J., 1994. Terrenos geológicos de Cuba Oriental. Rev. Geología y Minería.
5. Blanco J., 1998. Sistematización Tectonoestratigráfica de Cuba Centro Oriental. Segunda Conferencia sobre Geología de Cuba, El Golfo de México y el Caribe Noroccidental. Cuba.
6. Blanco, J. (1999) Estratigrafía y Paleogeografía de las Cuencas Superpuestas de Cuba Centro Oriental. Tesis Doctoral. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Cuba.
7. Bush, V. A., y Sherbacova, I. N. (1986) New data on the deep tectonics of Cuba.
8. Brown, M. (1998) Ridge- trench interaction and high T- low- P metamorphism, with particular reference to the Cretaceous evolution of the Japanese Island. En: What drives metamorphism and metamorphic reactions? Treloar, P., y O'Brien, (eds), Geological Society., London, Special Publication.
9. Delgado, R. (1985) Gravimetría, Editorial Científico Técnica, La Habana.
10. DeCelles P., Giles K. 1996. *Foreland basin systems*. Basin Research.
11. D. R. Guerra Santiesteban, 2011. 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. Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Geólogo. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Cuba.
12. Dr. José Alvares Castro, Dr. Jorge Sánchez Arango, Dr. José O. López Quintero, Dr. Rolando García Sánchez, Dra. Silvia Valladares Amado, Ing. Gustavo Echeverría Rodríguez, Ing. Carlos Morales Echevarría, Ing. Carlos Perera Falcón, Ing. Roberto Otero Marrero, Ing. Maritza Rodríguez Viera, Tec. Raúl Rodríguez Menduiña, (CEINPET); Ing. Esthenis Martínez Rojas, Ing. José L. Prol Betancourt, Ing. René Domínguez Garcés, Ing. América Sorá Monroy, Dr. Rafael Socorro Trujillo, Ing. Pilar Aballí Forté, Ing. Raúl Gómez García, (DIGICUPET); Dr. Guillermo Miró Pagés y el Dr. Jorge Ruiz Ibarra, (ISPJAE), 2001. Evaluación de los objetivos y prospectos de los bloques 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 21.
  13. Evelio Linares. C, Dora. E. García, Orelvis Delgado. L, Juan. G. López, Valentina Strazhevich, 2011. Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba.
  14. FRANCO, G. L. A. *Léxico estratigráfico de la República de Cuba*. Instituto de Geología y Paleontología (I.G.P.). . LA HABANA, 2004.
  15. GARCÍA-CASCO., M. A. Iturralde Vinente., J. PINDELL., 2008 Latest Cretaceous Collision/Accretion between the Caribbean Plate and Caribean: Origin of Metamorphic Terranes in the Greater Antilles.
  16. Israel Cruz-Orosaa; Francesc Sàbatb; Emilio Ramosa; Yaniel M. Vázquez-Taseta 2001., Synorogenic basins of central Cuba and collision between the Caribbean and North American plates. *International Geology Review*.
  17. Iturralde- Vinent, M. (1997) Sinopsis de la constitución geológica de Cuba.
  18. Iturralde- Vinent, M. (1997) Sinopsis de la constitución geológica de Cuba. (Inédito).
  19. Iturralde- Vinent, M. (1996). Introduction to Cuban geologic and geophysics. En: *Ofiolitas y arcos volcánicos de Cuba* – Iturralde- Vinent, M. (ed) Miami. Florida.
  20. Iturralde- Vinent, M., Tchounev, D., Cabrera, R., y otros. (1981) Geología del territorio Ciego- Camagüey- Las Tunas: resultado de las investigaciones

- científicas y del levantamiento geológico a escala 1: 250 000. Academia de Ciencias de Cuba y Bulgaria. (Inédito) ONRM. La Habana.
21. James Pindell and Lorcan Kennan. 2001. Kinematic Evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. GCSSEPM Foundation 21st Annual Research Conference Transactions, Petroleum Systems of Deep-Water Basins, December 2-5, 2001, pages 193-220.
22. Jesús Antonio Blanco Moreno. 1999 Estratigrafía y Paleogeografía de las Cuencas Superpuestas de Cuba Centro Oriental. Tesis de doctorado.
23. J. Pindells, 2006. Foundations of Gulf of Mexico and Caribbean evolution: eight controversies resolved. *Geologica Acta*, Vol.4, N°1-2, 2006, 303-341.
24. José - Orlando., López- Quinteros., Navarrete- Reyes., Blanco- Gonzáles. (1998) Generación de petróleo en Cuba por rocas madres de edad Cretácico. En: *Geología y Minería' 98. Memorias. Volumen II. CNIG. Instituto de Geología y Paleontología. (Ed). Cuba.*
25. Linares, E. (1978) posibilidades gasopetrolíferas del horst Jatibonico-Rubio- Cometa y Yacimiento catalina en la depresión central cubana. Trabajo diploma. ICT. Instituto Superior Minero Metalúrgico de moa.
26. M. A. Iturralde Vinente., E. G. Lidiak., 2006 Caribbean tectonic, Magmatic, Metamorfica and Stratigraphic events implications for plate tectonics.
27. M. A. Tataleni Kambwa, 2011. Evolución tectono-estratigráfica de la Cuenca Cauto, según modelo de sistema decuenca de antepaís. Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Geólogo. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Cuba.
28. Millán, E. (1987a) Análisis, generación y evaluación de las propiedades gasopetrolíferas de la Cuenca Central y elaboración de recomendaciones sobre trabajos de prospección geofísica. CUPET. Majagua.
29. Magoon L.B. y Down W. G., 1994. *The Petroleum System. AAPG Memoir 60.*
30. Millán, G., Somin, M. (1985) Condiciones geológicas de la constitución de la capa granítico- metamórfica de la corteza terrestre de Cuba, Instituto de Geología y Paleontología. La Habana.

## *Bibliografía*

*Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

---

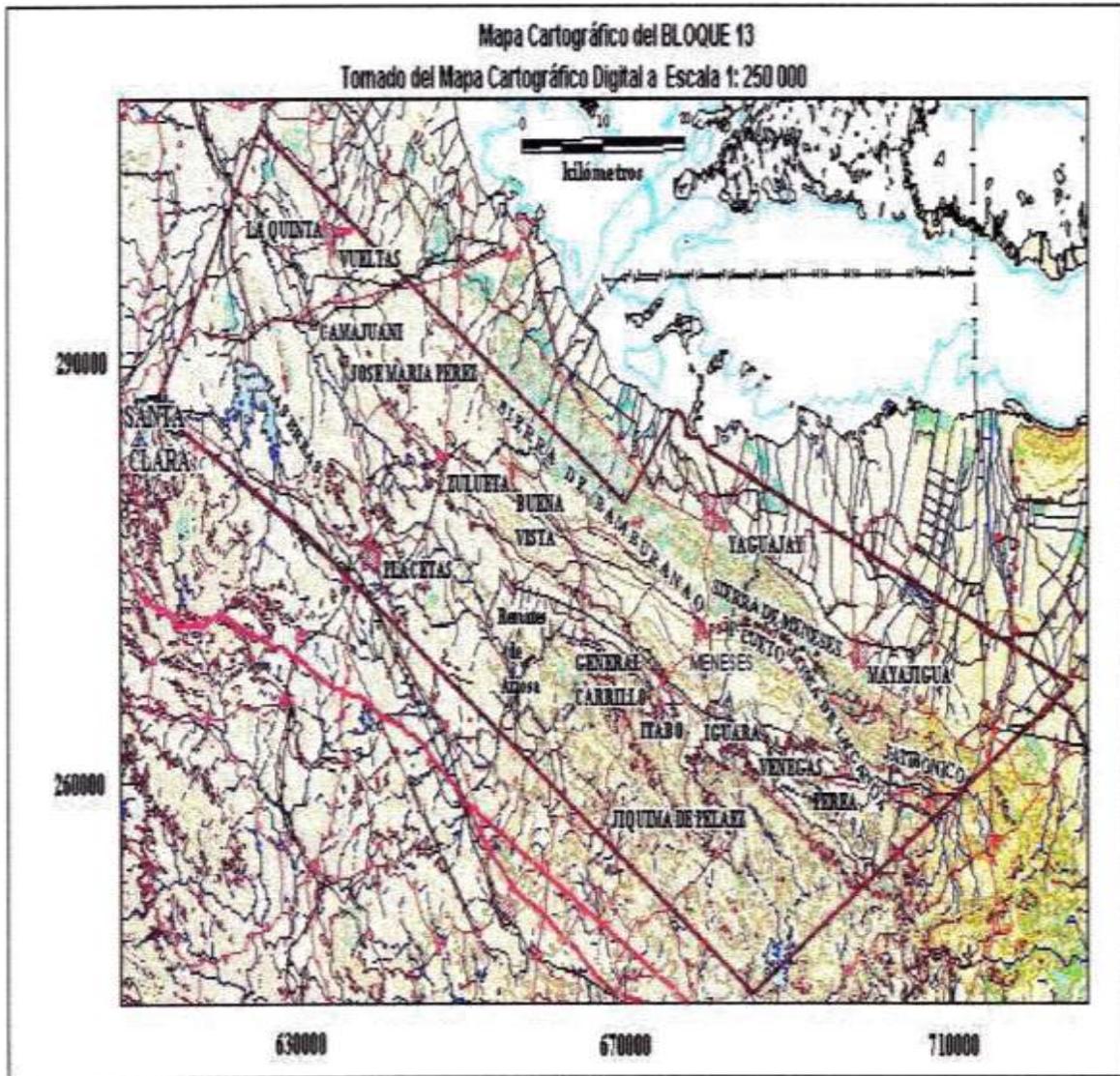
31. Quintas F., et al, 1991. El limite K/T en Cuba. Rev. Geología y Minería, # Especial.
32. RES, E. *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. CEINPET.* 2011.
33. Rodríguez, D. (1996) Generalización tectono- estratigráfica del Yacimiento pina. (Inédito) CICT. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa.
34. Segura, R., Hernández, B., y Brey, D. (1988) La extinción de la actividad del Arco Volcánico del Cretácico en la Cuenca Central de Cuba. Revista Tecnológica.
35. Kingston, D., Dishroon., y Williams, P. (1983b) Hydrocarbon plays and global basin classification.
36. Y. Martínez Martínez, 2005. Modelación 3D de datos Gravimétricos de la parte sur de la Cuenca Central. Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Geólogo. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Cuba.

*Anexos*

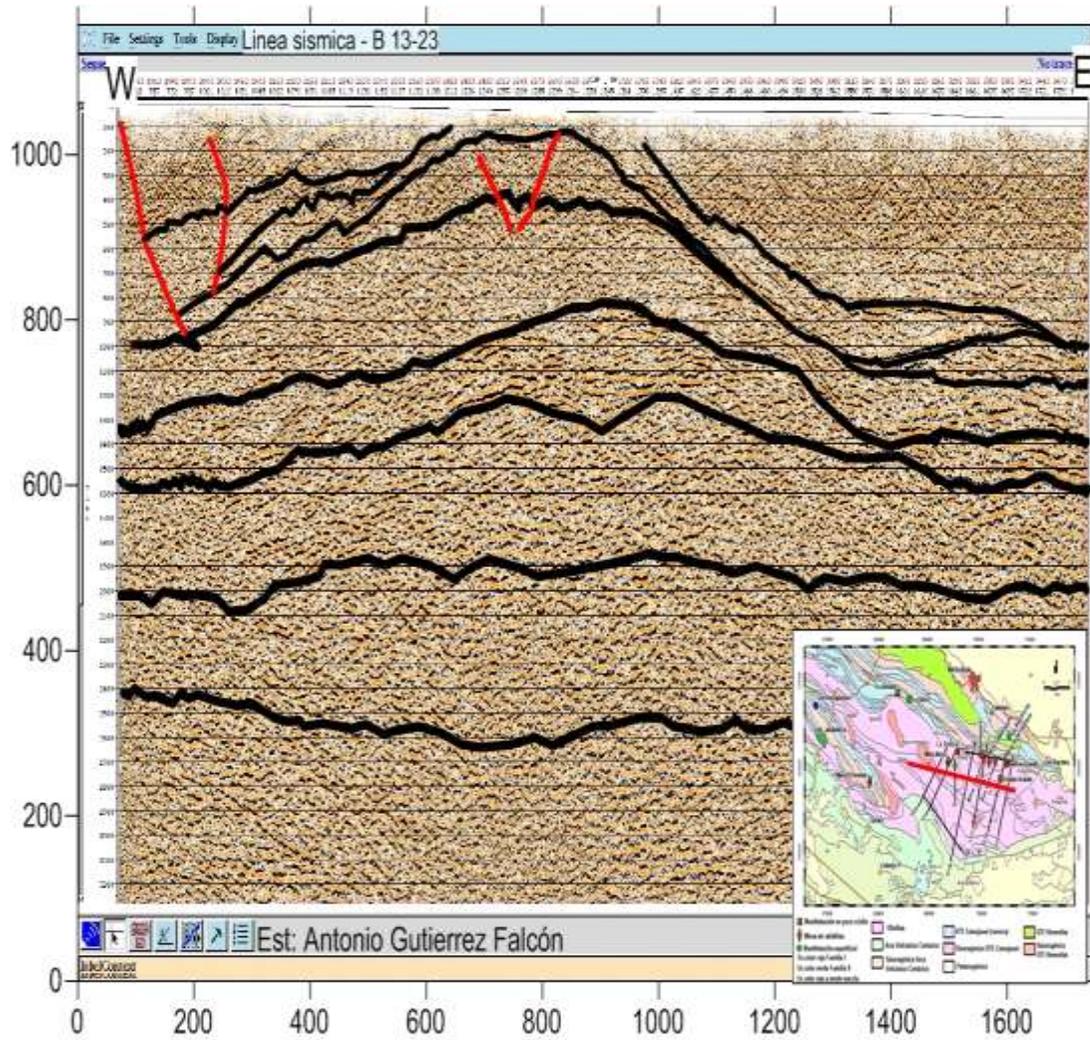
*Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

**Anexos.**

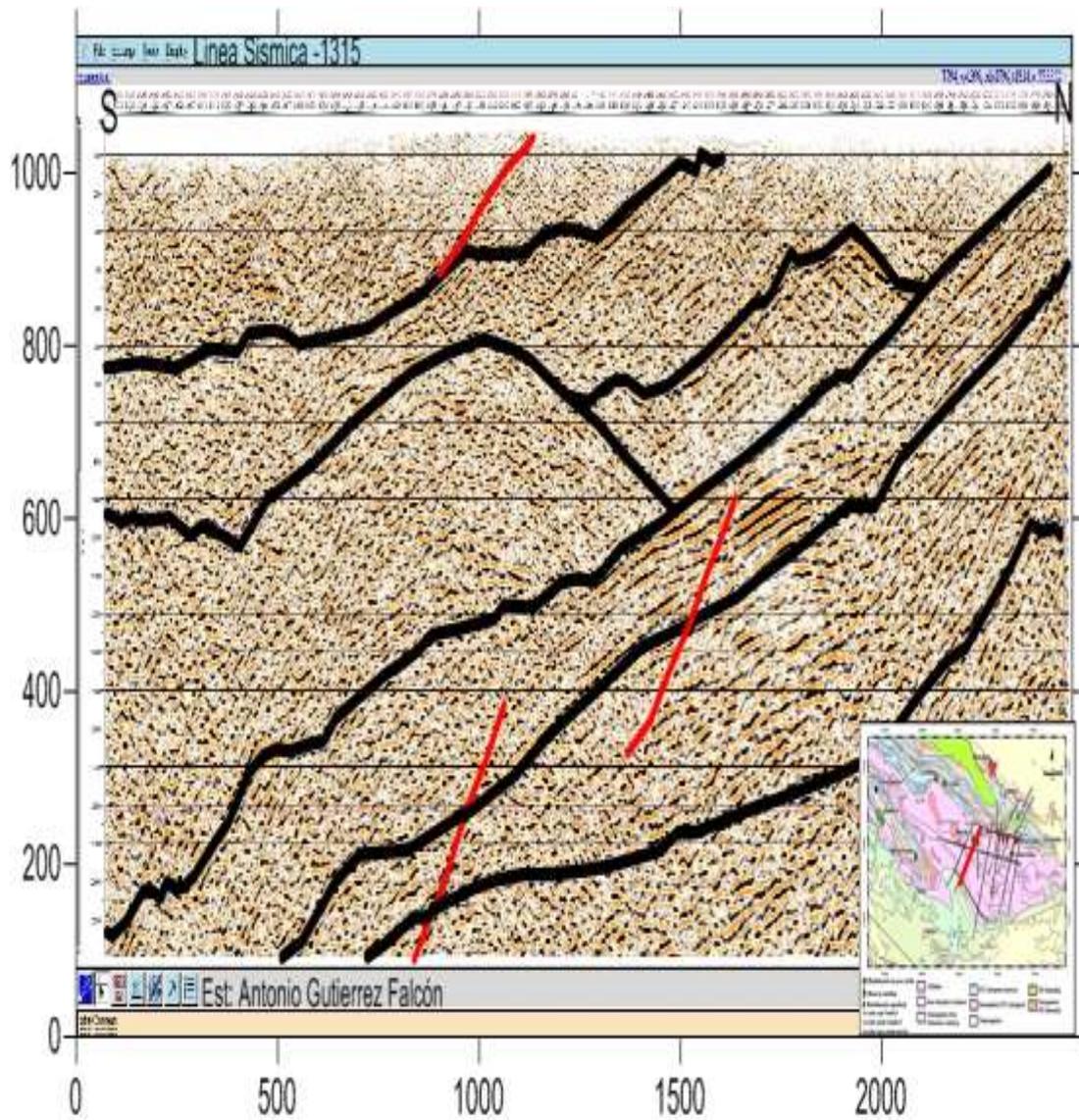
**Anexo # 1: Mapa cartográfico del bloque – 13. Escala 1 : 25 000.**



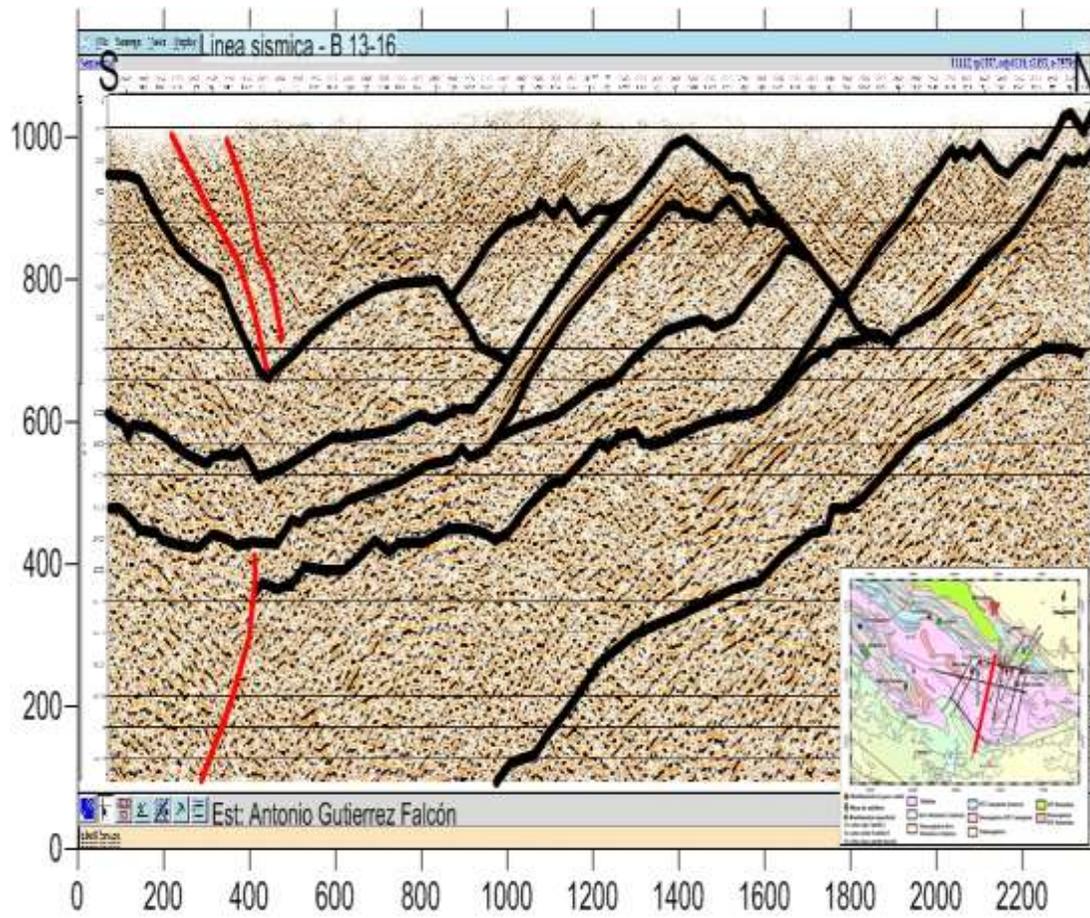
Anexo # 2: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-23.



Anexo # 3: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-15



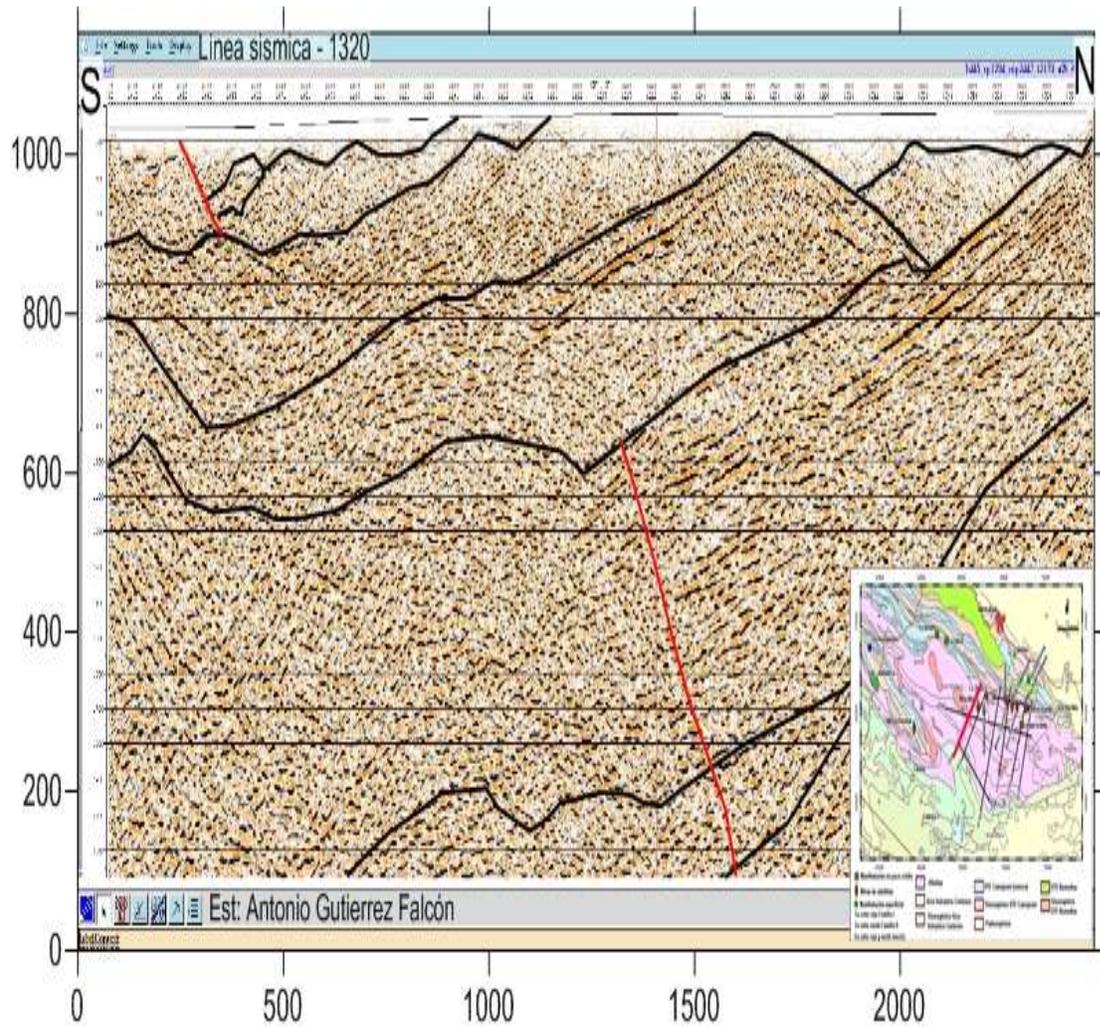
Anexo # 4: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-16.



*Anexos*

*Determinación de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en el Bloque-13.*

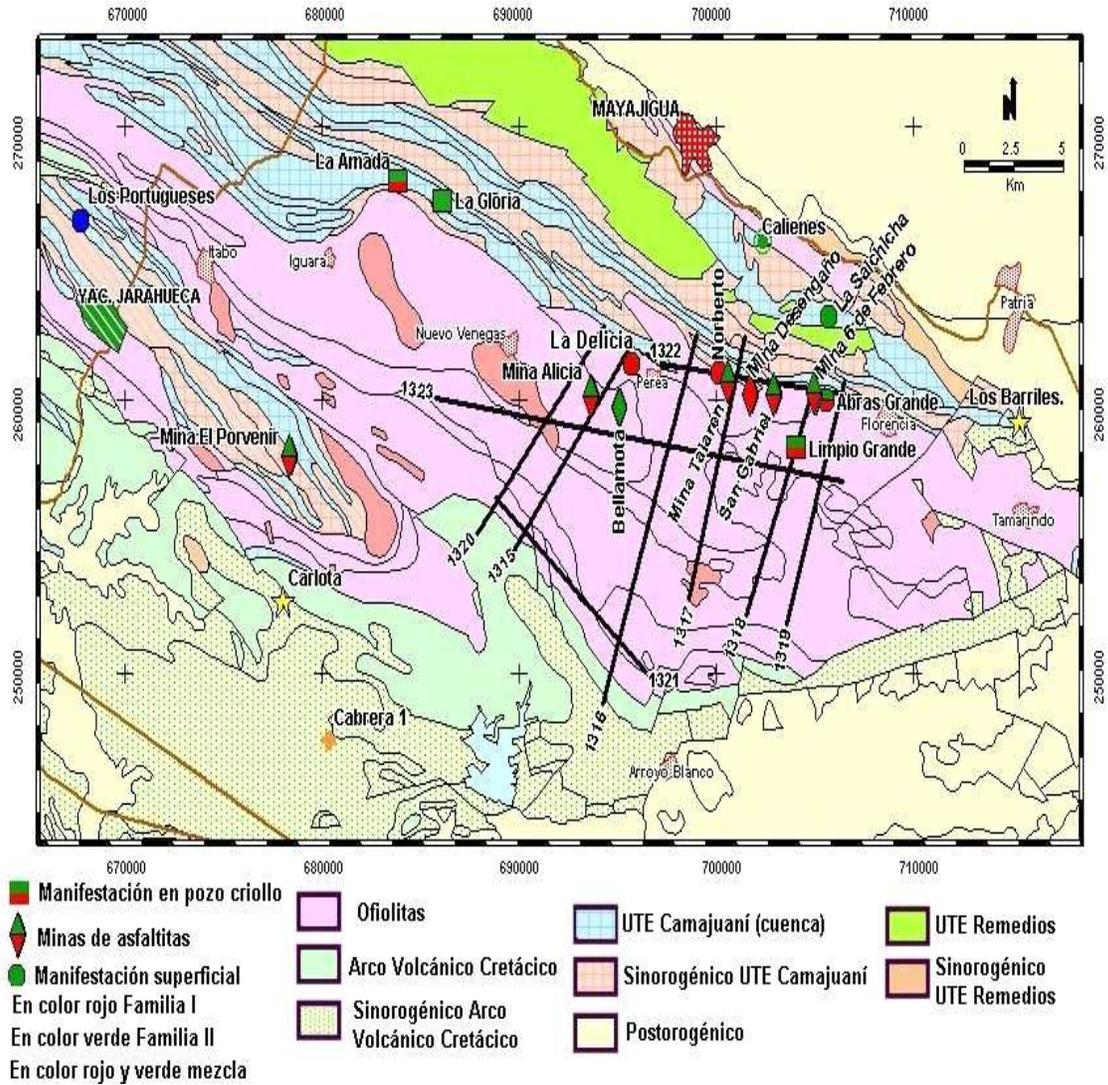
**Anexo # 5: Corte generalizado de la línea sísmica B 13-20.**



*Antonio Gutierrez Falcón*



**Anexo # 7: Mapa geológico con la inclusión de las líneas sísmicas realizadas en el área y las manifestaciones superficiales de hidrocarburo.**



**Anexo # 8: Mapa geológico esquemático con las principales estructuras del sustrato plegado e Cuba. Extraído de Acta Geológica Hispánica, Iturralde-Vinent, M.A. Sinopsis de la Constitución Geológica de Cuba.**

