



MINISTERIO DE EDUCACION SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALURGICO DE MOA

Dr. Antonio Núñez Jiménez.

FACULTAD DE GEOLOGIA Y MINERIA
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

EVALUACION DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS DEL SECTOR MARIEL-
GUAJAIBON PROVINCIA LA HABANA.

TRABAJO DE DIPLOMA EN OPCION AL TITULO DE INGENIERO GEÓLOGO
MENCION GEOLOGIA DEL PETROLEO

Diplomante: José Luis Pérez Gutiérrez.

Tutor: MSc. Yusneurys Pérez Martínez.



***Centro de Investigaciones Del
Petróleo***

Ciudad de La Habana

Mayo, 2009

Agradecimientos	II
Dedicatoria	III
Resumen	IV
Abstract	V
Introducción	1
CAPÍTULO I. UBICACIÓN, RASGOS GEOLÓGICOS DEL ÁREA DE ESTUDIO	3
I.1 Ubicación Geológica del Área de Estudio	3
I.2 Estratigrafía	4
I.3 Evolución Geológico de la Región.....	16
CAPITULO II. TRABAJOS PRECEDENTES Y ETODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
II.1 Trabajos precedentes.....	20
II.2 Metodología de la investigación	26
CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL PROCESO EXPLORATORIO	28
III.1. Análisis de cuenca.....	29
III. 2. Sistemas petroleros.....	33
CAPÍTULO IV. CARACTERIZACIÓN DE LOS PLAYS Y PROSPECTOS Y ANÁLISIS DEL POTENCIAL PETROLERO DEL SECTOR MARIEL - GUAJAIBÓN.....	44
IV.1 Caracterización de los plays exploratorios	44
IV.2 Caracterización de prospectos	48
IV.3 Caracterización del sello y el reservorio	56
Conclusiones	73
Recomendaciones	74
Referencias bibliográficas	75

Agradecimientos

Quiero agradecerle antes de todo a Dios y a todas aquellas personas que de una u otras formas han contribuido en mi preparación durante cinco años.

De forma especial, a mi tutor Yusneurys Pérez Martínez por toda la atención y ayuda brindada en el desarrollo de este trabajo.

A todo el claustro de profesores del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa

A mis padres, José Luis Pérez Fuentes y Nubia Gutiérrez Zamora, a mis abuelos y a toda mi familia en general, ya que han sabido guiarme e inculcarme buenos valores y a los cuales les debo este logro en mi preparación como profesional.

A mi novia Katiuska Álvarez León, por todo el apoyo que me ha brindado y su paciencia durante este tiempo.

A todas estas personas muchas gracias.

Dedicatoria

A mis Padres:

*José Luis Pérez Fuentes
Nubia Gutiérrez Zamora*

A mi Abuela:

Margarita Fuentes Figueredo

A mi Novia:

Katiuska Álvarez León

Resumen

En la presente investigación se estudia el potencial petrolero que presenta el sector marino correspondiente al Bloque 6A. El mismo se realiza siguiendo los criterios de la cadena del valor del proceso exploratorio, basado en lo fundamental en el análisis y evaluación de los cuatro niveles básicos de la exploración:

- Análisis y evaluación de cuencas.
- Análisis y evaluación de sistemas petrolero.
- Análisis y evaluación de play.
- Análisis y evaluación de prospectos.

En las dos primeras fases se plantean los aspectos ya establecidos por otros autores, realizando modificaciones en los casos correspondientes acordes con los últimos datos obtenidos.

El aporte fundamental del presente trabajo se enmarca en las dos últimas fases relacionadas con el análisis de distribución de las litofacies así como el comportamiento de las fracturas dentro de las rocas colectoras y de los sellos, para ello fue necesario la reinterpretación de los datos del FMI así como el procesamiento de mapas. A partir de estos datos se logró realizar el modelo de distribución de las litofacies en los prospectos revelados lo que permite tener el pronóstico de las zonas más perspectivas dentro de los mismos. Es posible inferir estas características de las rocas a la estructura Guajaibón donde no se cuenta con registros de pozos para evaluar su potencial petrolero. De ahí que, se pudo determinar el nivel de riesgo de los prospectos Mariel y Guajaibón siendo este último el que peores condiciones presenta.

Abstract

In the present investigation the oil potential of the marine sector which corresponds to block 6A is studied. This study is carried out following the criteria of the chain of value of the exploratory process, based fundamentally on the evaluation and the analysis of the four basic levels of exploration:

- Analysis and evaluation of basins.
- Analysis and evaluation of petroleum systems
- Analysis and evaluation of play
- Analysis and evaluation of prospective areas.

In the first two phases, aspects that were already established by other authors are presented and in some cases modifications were made to corresponding cases with the latest data obtained.

The fundamental contribution of the present investigation is emphasized in the two last phases which relate to the analysis of the distribution of the litho-facies as well as the behavior of the fractures within the reservoir rocks and the seal rocks. For this evaluation the reinterpretation of the FMI data in addition to the processing of maps was necessary. After processing the data, it was possible to create a model of the distribution of the litho-facies present in the studied area, and this model permits the selection of the most prospective zones within the sector. It is possible to infer these rock characteristics to the Guajaibón structure which has not yet been studied with a perforation network in order to evaluate its oil potential. From this point, one can determine the risk level of the prospective areas Mariel and Guajaibón being that the later one presents the worst conditions.

Introducción

La exploración petrolera en el mundo ha alcanzado un desarrollo vertiginoso gracias al surgimiento de nuevas técnicas y tecnologías, lo cual es una necesidad para la economía de un país. Evidentemente, mientras mejor se realice la exploración mejor serán los resultados alcanzados lo cual convoca a realizar un proceso exploratorio donde los riesgos sean mínimos.

En la actualidad las condiciones en las que se presentan los yacimientos son cada vez más difíciles por lo que se requiere de tecnologías de punta, que conlleva al mejoramiento de la metodología de los trabajos, con una mejor organización y orientación de la exploración. Con este sentido se ha desarrollado el concepto basado en la cadena del valor del proceso exploratorio, alrededor del cual gira esta actividad. La esencia de este proceso consiste en el análisis y evaluación de cada uno de los niveles básicos de la exploración, lo cual favorece a que en cada fase se cumplimenten todas las cuestiones claves, partiendo del análisis de cuenca, sistema petrolero, play y prospectos.

La evaluación del potencial de hidrocarburos en un área determinada, debe tener en cuenta los criterios antes expuestos para su desarrollo, de ahí que utilizando el enfoque de la cadena del valor del proceso exploratorio sea posible dar solución al siguiente problema:

Problema:

Necesidad de evaluar el potencial de hidrocarburos del sector Mariel – Guajaibón, Provincia La Habana.

Objeto:

El potencial de hidrocarburos del sector Mariel – Guajaibón.

Objetivo general:

Realizar la evaluación del potencial de hidrocarburos del área utilizando el análisis de los niveles de la cadena del valor del proceso exploratorio, identificando los principales factores de riesgo y estableciendo las zonas con mayores perspectivas.

Objetivos específicos:

- Evaluar los elementos y procesos del sistema petrolero en la zona de estudio.
- Analizar los play presentes en el área de estudio.
- Realizar un pronóstico de las zonas favorables para la acumulación de hidrocarburos.
- Esclarecer las estructuras tectónicas y micro tectónicas del área.

Hipótesis:

Evaluando los elementos y procesos esenciales del sistema petrolero en el área, es posible determinar las propiedades de las rocas colectoras y sellos así como su variabilidad, lo que posibilitaría diferenciar zonas desde el punto de vista de su potencial gaso-petrolífero dentro de las estructuras estudiadas.

Resultados esperados:

- Evaluación de los elementos y procesos del sistema petrolero.
- Caracterización de la distribución de la densidad de fractura (esquema de distribución de fracturas).
- Obtención del modelo del yacimiento dentro de la zona de estudio.
- Obtención del mapa de distribución de litofacies de los prospectos.
- Obtención del mapa de distribución del nivel de potencial gaso-petrolífero de los prospectos Mariel y Guajaibón.

CAPÍTULO I. UBICACIÓN, RASGOS GEOLÓGICOS DEL ÁREA DE ESTUDIO.

I.1 Ubicación Geológica del Área de Estudio

El área de estudio constituye el sector marino que se encuentra directamente al norte del Bloque 6, que ocupa la franja Mariel-Boca Guajaibón, en el límite entre las provincias de Pinar del Río y La Habana. El mismo está delimitado por las siguientes coordenadas:

Min. X. 314153.5652 Y. 352713.7733

Max. X. 338330.8446 Y. 366773.9694

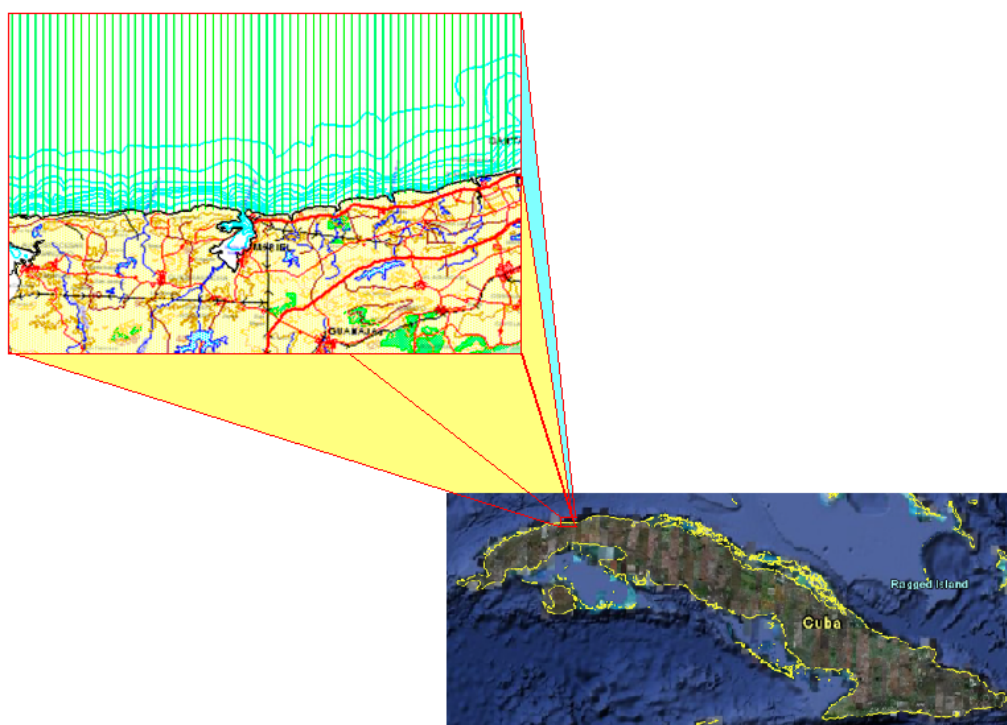


Figura I. 1 Ubicación Del Área de Estudio

I.2 Estratigrafía

UTE Sierra del Rosario La UTE Sierra del Rosario está ubicada en la porción más oriental de la Cordillera de Guaniguanico, ocupando gran parte del noreste de la provincia de Pinar del Río. La misma, ha sido extendida según datos de perforación profunda hasta la región de Martín Mesa, provincia La Habana.

Geológicamente se ubica en el Terreno Guaniguanico (Iturralde Vinent, 1994) y pertenece a los Terrenos Suroccidentales, aunque existen los argumentos de los geólogos petroleros de ubicar a esta Unidad dentro del Dominio Las Villas, relacionado con el bloque Florida-Bahamas. A lo largo de su borde meridional, la UTE Sierra del Rosario está separada de la Cuenca Los Palacios, por el sistema de fallas Pinar.

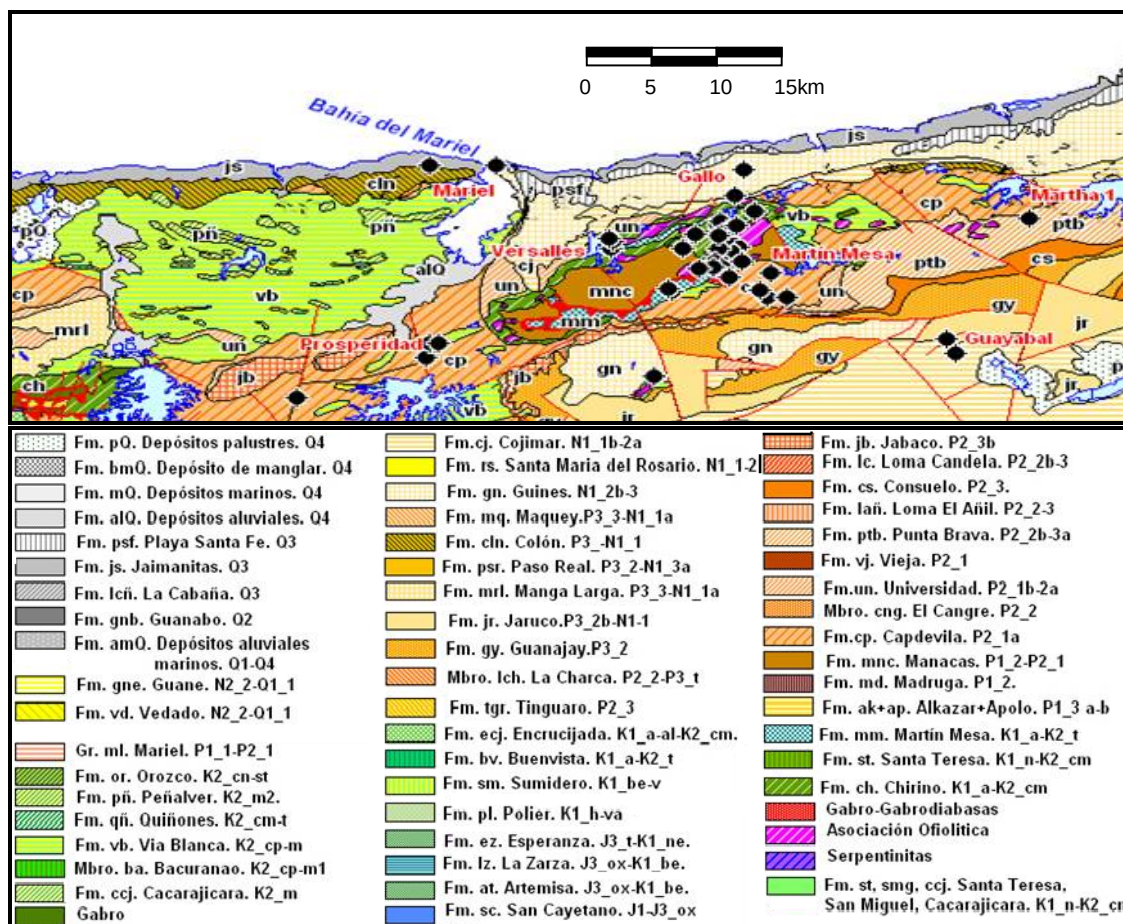


Figura I.2 Mapa geológico de la región norte de L Habana y nororiental de Pinar Del Río Escala 1:250 000 (colectivo de autores IGP)

Depósitos syn-rift.

Formación San Cayetano (De Golyer, 1918)

Presenta excelentes afloramientos en el sur, cercano al poblado de Cinco Pesos, en el camino hacia el poblado de Rancho Mundito. Litológicamente está constituida por lutitas con intercalaciones de areniscas y abundantes detritos vegetales. Hay abundante materia orgánica en los sedimentos y el influjo del material terrígeno-clástico comienza a disminuir en la parte superior de la unidad, como se demuestra por su rápida transición a los carbonatos.

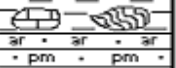
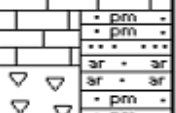
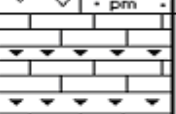
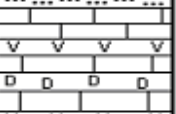
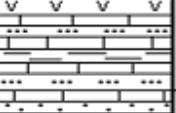
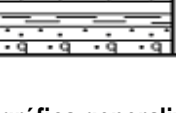
EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	OBSERVACIONES	
EOCENO INFERIOR	MANACAS (M. Mesa, Caridad Cayajabos-3)		SELLOS	
PALEOCE-NO MEDIO SUPERIOR	ANCÓN (Chacón-2) ?			No descubiertos por la perforación
CRETÁCICO SUPERIOR Campaniano-Maestrichtiano	CACERES MM-3, 3a, 11, 14 MORENO		Roca productora de gas en el yacimiento Martín Mesa.	
CRETÁCICO INFERIOR - SUPERIOR Aptiano? - Cenomaniano	Carmita santa tereza		DERIVA	ROCAS MADRES Y RESERVORIOS
CRETÁCICO INFERIOR Hauteriviense-Barremiano	POLIER (Todo el bloque)			
CRETÁCICO INFERIOR Berriasiense-Valanginiano	SUMIDERO (MM-2, Chacón-2)			
JURÁSICO SUPERIOR Oxfordiano-Tithoniano	ARTEMISA (Cayajabos-2, MMesa - 2)			
JURÁSICO SUPERIOR Pre Kimmeridgiano	SÁBALO			
JURÁSICO Oxfordiano medio Superior	FRANCISCO		SIN RIFT	Unidades descritas en superficie, pero no en los pozos del bloque
JURÁSICO INFERIOR MEDIO	SAN CAYETANO			

Figura I.3 Columna estratigráfica generalizada del bloque 6 (Fernández 2002).

La edad se atribuye al Jurásico Inferior-Medio-Jurásico Superior Oxfordiano. Las capas marinas de la Fm. San Cayetano se relacionan con la Fm. Smuckoer de la Costa del Golfo. El espesor no sobrepasa los 100 m y presenta un ambiente deposicional nerítico interno con influencia del continente por corrientes turbidíticas.

Sistema Jurásico

Formación Francisco (Psozcaolkowski, 1976).

Está constituida por argilitas, limolitas, calizas y areniscas cuarzosas, tiene una extensión muy limitada en la región y dichos sedimentos contienen restos vegetales. La edad es Oxfordiano Medio. Las relaciones estratigráficas son tectónicas, en su parte superior con la Fm. Artemisa. Esta formación no se conoce por datos de perforación profunda.

Fm. El Sábalo (Pszczolkowski, 1989).

Esta unidad no ha sido atravesada por pozos petroleros y se considera como la actividad magmática de la UTE Sierra del Rosario. Se compone de basaltos y diabasas con intercalaciones de argilitas y calizas. Al oeste de Loma La Comadre se presentan magníficos afloramientos de las mafitas y sedimentos cabalgados de la Fm. Polier.

La edad que se le asigna es Jurásico Superior Pre-Kimmeridgiano de acuerdo a organismos "*Insertae Sedis*". El espesor no sobrepasa los 200 m.

Depósitos de Deriva:

Formación Artemisa (Lewis, 1932).

Presenta una amplia extensión hacia el sur, no así en la parte septentrional donde tiene poco espesor. Está constituida por micritas bien estratificadas, calcilutitas, calcarenitas y pedernal. El Miembro San Vicente o su equivalente tiene una extensión muy limitada en Sierra del Rosario. La edad de la formación es Oxfordiano-Tithoniano.

Las calizas de edad Tithoniano contienen abundantes especies de calpionélidos y radiolarios, determinándose incluso las zonas de *Crassicollaria* y zona de *Chitinoidea* en el Miembro de la Zarza de la citada formación.

El espesor puede superar los 300 metros en superficie, aunque los depósitos tithonianos presentan poco espesor.

La Fm. Artemisa se ha podido establecer en el subsuelo, en los pozos Martín Mesa # 2, Cayajabos # 3 y CHD-1X. En el pozo Cayajabos # 3 se lograron determinar 2 mantos tectónicos, uno superior (núcleo # 5 y núcleo # 10) y el otro inferior que comprende los núcleos 16 al 20. El manto superior se caracteriza por presentar wackestone bioclástico radiolárico, mudstone calcáreo bandeado por materia orgánica. El manto inferior está constituido por un flysch de wackestone bioclástico radiolárico, argilita negra, arenisca cuarcífera y limolitas con cemento calcáreo.

El pozo CHD-1X presenta 3 mantos, donde el primero de ellos además del componente carbonatado presenta escasa arenisca cuarcífera, el segundo constituido por mudstone calcáreo, dolomita y lutitas y el último eminentemente carbonatado. En el pozo MM#2 (núcleos 36 al 39) se observa una litofacies similar al manto inferior del pozo Cayajabos # 3.

El ambiente de esta formación varía desde plataforma de aguas someras con *Globochaete alpina* y *Didemnoidea moreti* para la parte más baja de la formación hasta un incremento de la fauna pelágica y hemipelágica que constituye una transgresión marina, hasta profundidades batiales. Estas rocas se consideran como posibles rocas madres y pueden constituir reservorios donde se describen fracturas paralelas a la estratificación.

Cretácico

Formación Sumidero, Berriasiano-Valanginiano (Pszczolkowski, 1977)

Las calizas del Tithoniano del Miembro La Zarza son recubiertas por micritas de color rosado intercaladas con silicitas delgadas. El espesor alcanza los 200 m.

En el subsuelo está presente en los pozos: Martín Mesa # 1, 2, 3, Chacon # 2, Caridad # 4, Cayajabos # 3, CHD-1X y Pinar # 2. En todos los casos se observa una tectónica compleja de mantos, con una superficie de despegue por las argilitas que se intercalan con los carbonatos (wackestone bioclástico y mudstone calcáreo). Su edad se atribuye por la asociación de Calpionélidos calcáreos y grupos "*Insertae Sedis*". El ambiente de deposición de aguas profundas es similar al descrito, durante el Tithoniano, con una alta productividad biológica que indica una baja oxigenación de las aguas o sea condiciones anóxicas. Son consideradas rocas madres y de estar fracturadas pudieran considerarse un buen reservorio.

Formación Polier, Hauteriviano-Barremiano (Pszczolkowski, 1977)

Los depósitos de la Fm. Polier están ampliamente distribuidos en el bloque sur, constituidos por un ritmo de micritas intercaladas con argilitas y areniscas cuarcíferas. La parte más alta de la formación se distingue como Miembro El Roble. El espesor de la formación se calcula entre 200 y 300 m.

En el subsuelo, está presente en los pozos del área de Martín Mesa, Chacón # 2, Caridad # 4, Cayajabos # 3, CHD-1X y Pinar # 2. Presenta una asociación de la fauna característica de nannoconus y radiolarios que constituye un evento regional. En muchos lugares el contacto de la Fm. Polier con los depósitos supra e infrayacente es tectónico.

Las rocas de esta formación son consideradas rocas madres por presentar los principales productores de materia orgánica. Este enriquecimiento de materia orgánica tiende a estar asociado a sedimentos de grano fino, mientras más pequeñas son las partículas, mayor es la capacidad de absorción y por ende mayor la cantidad de materia orgánica.

Las propiedades de posible reservorio están vinculadas a la fracturación de las rocas, mientras más intensa es la fracturación el reservorio es más brechado.

Cretácico Medio

Santa Teresa (Autor: H. Wassall en: H. Wassall y G. Pardo, 1952).

Distribución geográfica: Se desarrolla en forma de fajas muy plegadas y dislocadas en la Sierra del Rosario (provincia de Pinar del Río) y al N de las provincias de Villa Clara y Camagüey.

Litología diagnóstica: Silicitas cuarzo calcedónicas radioláricas, argilitas silíceas, arcillas, limolitas, calizas y margas.

Relaciones estratigráficas: Yace concordantemente sobre las formaciones Esperanza, Polier (parte indiferenciada y su Mbro. El Roble), Veloz y el Gr. Viñales (Mbro. Sumidero de la Fm. Artemisa). Está cubierta concordantemente por las formaciones Carmita y Pinalilla y transgresivamente por las formaciones Amaro, Arabos, Cacarajicara, Paso Real, Ranchuelo y la unidad informal olistostroma Vega Alta. Transiciona lateralmente a la Fm. Esperanza.

Fósiles índices: Foraminíferos: *Clavhedbergella simplex*, *Globigerinelloides* sp., *Hedbergella trocoidea*, *Praeglobotruncana* cf. *P. delrioensis*, *P. stephani*, *Rotalipora appenninica*, *R.*

reicheli, *R.* cf. *R. cushmani*, *Schackoina cenomana*, *Ticinella* sp.; Radiolarios: *Crucella plana*, *Dictyomitra lilyae*, *Lithocampe elegantissima*.

Edad: Cretácico Inferior (Aptiano)- Cretácico Superior (Cenomaniano).

Ambiente de sedimentación: Se depositó en una cuenca de aguas marinas profundas.

Espesor: Oscila entre 40 y 200 m.

Cretácico Superior

Fm. Carmita (P. Truitt en: P. Truitt y G. Pardo, 1953)

Distribución geográfica: Se desarrolla en forma de franjas alargadas y estrechas en las provincias de Pinar del Río, Villa Clara, Sancti Spíritus y Camagüey.

Litología diagnóstica: Calizas de distintos tipos, donde predominan las micríticas, a menudo las silíceas y las detríticas, de colores blanco a crema claro y en menor grado crema oscuro a rojo ladrillo, con intercalaciones de argilitas, limolitas, silicitas pardas y rojas, areniscas calcáreas, calizas arenosas y margas.

Relaciones estratigráficas: Yace concordantemente sobre la Fm. Santa Teresa y discordantemente sobre la Fm. Veloz. Está cubierta concordantemente por la Fm. Moreno y transgresivamente por las formaciones Amaro, Arabos, Cacarajicara y Guevara.

Correlación: Es correlacionable en parte con la Fm. Pinalilla de Cuba Occidental.

Fósiles índices: Foraminíferos: *Archaeoglobigerina* cf. *A. cretacea*, *G. ex. gr. linneiana*, *Hedbergella*

washitensis, *Rotalipora evoluta*, *R. appenninica*, *Rugoglobigerina* sp. *Schackoina cenomana*, *S. multispinata*,

Edad: Cretácico Superior (Cenomaniano- Santoniano) ?.

Ambiente de sedimentación: Se depositó en un ambiente de aguas marinas profundas, y probablemente, al menos en parte sobre el talud insular.

Espesor: Oscila entre 40 y 200 m.

Observaciones: La litología de esta unidad en la Sierra del Rosario y en Cuba Central es muy similar, no obstante, al parecer, el intervalo cronológico en la Sierra del Rosario es más amplio que en el resto de las áreas donde se desarrolla, aunque se necesitan estudios más detallados sobre la edad de esta unidad en esta última región.

Depósitos Sinorogénicos.

Formación Cacarajicara (Hatten, 1957).

Presenta una litología característica de brechas, calcarenitas y calcilutitas, este último componente litológico se asocia al tipo facial III de J. Fernández, mencionado en anteriores informes. La edad es Maestrichtiano superior con abundantes macroforaminíferos y foraminíferos planctónicos.

Esta unidad litoestratigráfica sobreyace a las rocas del Cretácico Inferior y se encuentra en diferentes mantos de la UTE Sierra del Rosario. Sus rocas son consideradas rocas almacén de gas y constituyó un yacimiento gasífero en los pozos Martín Mesa # 3, 3A y 11.

El paleoambiente se interpreta como una megaturbidita calcárea o megacapa clástico-carbonatada (Pszczolkowski, op. cit). Esta megacapa se vincula al impacto cósmico ocurrido hace 65 millones de años en la región de Yucatán, México. Puede representar un reservorio con porosidad intergranular primaria aunque no se descarta que la fracturación pueda influir.

Formación Moreno (Pszcaolkowski, 1978).

Está constituida por argilitas, areniscas polimícticas, calizas margosas la edad está asignada al Campaniano por abundantes géneros de foraminíferos planctónicos. Su espesor puede llegar a 240 m y solo aparece al norte de Sierra del Rosario.

El pozo Martín Mesa # 3 atravesó estos depósitos que por lo general se encuentran en la base de los sedimentos del Paleógeno y que por su constitución pudieran servir de sello a hidrocarburos infrayacentes. La Fm. Moreno se depositó en una cuenca profunda, donde el mecanismo de corriente de turbidez transportó todo el material terrígeno acumulado.

Paleógeno.

Formación Ancón (Hatten, 1957).

Esta formación está bien caracterizada en Sierra de los Organos y algo limitada en Sierra del Rosario, al norte del poblado de Cinco Pesos. Está constituida por calizas y calizas margosas de color amarillo, pardo, rojo y rosado bien estratificadas. Han sido reconocidas brechas con fragmentos de rocas más antiguas y pedernales.

El espesor no sobrepasa los 100 m. La edad de la Fm. Ancón es muy discutida pero parece indicar que es Paleoceno Medio-Superior. La biota característica es pelágica con *Morozovella velascoensis*, *Morozovella pseudobulloides* y abundantes radiolarios. En subsuelo, esta formación no ha sido reconocida aunque el pozo Cayajabos # 3 presentó sedimentos isocronos. Su carácter margoso le confiere interés como posible sello.

La Fm. Ancón se depositó en profundidades batiales por encima del nivel de compensación de los carbonatos.

Formación Manacas (Hatten, 1957).

Esta unidad está ampliamente distribuida en la UTE Sierra del Rosario y se subdivide en dos miembros: el inferior de carácter flyschoidal y el superior olistostrómico. El corte caótico puede presentar una matriz sedimentaria (lutitas arenosas calcáreas) y matriz serpentinitica. Los contactos suprayacentes son tectónicos. El espesor de la formación sobrepasa los 100 m.

La edad de la formación es Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, aunque en el área de Martín Mesa se describió en estos depósitos la especie *Planorotalites palmerae* de edad Eoceno Inferior.

Esta unidad litoestratigráfica es un buen ejemplo de depósitos sinorogénicos vinculados a la tectónica de mantos, los olistostromas formados en el frente de sobrecorrimientos, mientras en la cuenca se sedimentaban los de carácter terrígenos-flyschoides.

El paleoambiente es de aguas profundas de baja latitud, formados por deslizamientos submarinos ("*debris flow*") propio del talud de pendiente abrupta. El contenido de arcilla y argilitas le confiere un carácter sellante a los sedimentos aunque de mala calidad.

Terreno Zaza

Con esta denominación se identifican las rocas intrusivas y volcánicas del Arco Volcánico Cretácico y las de La Asociación Ofiolítica mesozoica que fueron sobrecorridas hacia el norte.

Ofiolitas

Las ofiolitas presentes en la parte norte de Cuba Occidental (Cajalbana y Habana- Matanzas) yacen en posición alóctona en mantos de distintos espesores entre depósitos del margen continental pasivo y del arco volcánico del Cretácico. Están representadas fundamentalmente por: harzburgitas, lherzolitas y websteritas, todas serpentinizadas. Ocasionalmente aparecen cuerpos y venas cortantes de gabroides y plagioclastitas. Su edad es muy discutida y solo se sustenta sobre la base de la hipótesis que se adopte para explicar el origen de la corteza del Caribe.

Arco Volcánico Cretácico

En el área se reconocen cuatro formaciones pertenecientes al Arco Volcánico Cretácico; Estas son: Encrucijada, Chirino, La Trampa y Orozco.

Fm. Encrucijada: Autor: A. F. Richardson et al., 1932.

Consiste en basaltos afíricos masivos con estructuras de almohadillas e hialoclastitas que se intercalan con horizontes de pizarras calcáreo- carbonosas, calizas micríticas y calcedonitas radioláricas negras. La biofacies se compone de: *Hedbergella sp*, *Ticinella sp*, *Globigerinelloides sp*, *nannoconus sp* que datan a la formación entre el Aptiano- Albiano. Está ampliamente desarrollada en la Faja Felicidad y en los alrededores de Bahía Honda.

Fm. Chirino: Autor: C. Ducloz, 1960.

Representada por tobas andesíticas de colores pardo a verdoso oscuros, entre las que se intercalan estratos de tufitas, calizas grises laminadas, silicitas y algunos cuerpos de andesitas, en algunas partes de la sección aparecen areniscas y lutitas vulcanógenas. Su espesor, por datos de pozo (Vía Blanca 6), es de 400m, y su edad no está bien precisada debido a la escasez de fósiles, solo se define como Cretácico. Se ha encontrado en los pozos del área Guanabo - Vía Blanca y aflorando en varios lugares de la provincia La Habana.

Fm. La Trampa: Autor: M. T. Kozary y P. Brönnimann, 1955.

Se compone de conglomerados y gravelitas tobáceas estratificadas en capas medias con clastos de mármol gris de grano grueso, la matriz es de arenisca tobácea. Entre estos se intercalan horizontes de argilitas y lavas andesito- dacíticas cloritizadas. El espesor total en afloramientos es de 300 m y su edad en estos momentos no está bien definida.

Fm. Orozco: Autor: A.F.Richardson y W. D. Chawner, 1932.

Secuencia de rocas tobáceas a menudo zeolitizadas intercaladas con algunas lavas calcoalcalina andesito-basáltica. Su espesor en afloramientos es de 300 m y la edad, por su posición estratigráfica, se refiere al Coniaciano- Santoniano (Franco G. L. *et al.*, 1994). Se encuentra bien desarrollada entre las bahías de Orozco y La Mulata, provincia de Pinar del Río.

Cretácico Superior Campaniano – Maestrichtiano asociados al Terreno Zaza

Se incluyen los sedimentos de edad Campaniano- Maestrichtiano de las Fm. Peñalver y Vía Blanca.

Fm. Vía Blanca: Autor: P. Brönnimann, 1963.

Estos son sedimentos flyschoides, constituidos por ritmos de limolitas, lutitas y areniscas grauvacas, a veces con pequeñas intercalaciones de margas. También son comunes las intercalaciones de conglomerados

polimícticos en diferentes niveles de la formación y que contienen abundantes clastos volcánicos y rocas diversas.

Estos sedimentos contienen un abundante complejo de microfósiles, lo que permitió establecer su edad en el rango Campaniano- Maestrichtiano Inferior. Su espesor es muy variable y en ocasiones llega hasta 1000 m. Su contacto inferior es discordante- erosional con las rocas del arco volcánico (pozos Madruga 3-A, Santa Rita 2).

Fm. Peñalver: Autor: P. Brönnimann, 1963.

Está constituida por calcarenitas y conglomerados calcáreos hacia la base que contienen clastos de rocas de la Fm. Vía Blanca, igual que fragmentos y restos de rudistas, equinodermos y otros microfósiles. A veces se encuentran capas de calcilitas que contienen restos de microfauna pelágica. El espesor de esta unidad varía mucho, ya que en muchas localidades ha sido erosionada, de ahí que en los cortes pueda encontrarse entre 20 y 100 m.

Por su contenido de microfósiles su edad se determina como Maestrichtiano Superior y yace concordantemente sobre sedimentos del Maestrichtiano Inferior.

Paleoceno - Eoceno Inferior y Medio asociados al Terreno Zaza

Estos sedimentos lo componen las rocas de las formaciones Capdevila y Madruga.

Fm. Capdevila; Autor: R. H. Palmer, 1934

Litológicamente en ella predominan las areniscas grauváquicas, a veces calcáreas, bien cementadas que se alterna en forma rítmica con arcillas, limolitas y conglomerados. En las fracciones clásticas más gruesas se distinguen fragmentos ígneos diversos.

En estos sedimentos se encuentran abundantes foraminíferos grandes del Eoceno Inferior junto con algas y miliólidos. El espesor encontrado en pozos alcanza hasta 500 m.

Su contacto inferior es transicional con las rocas del Paleoceno (pozo San Lorenzo 1) o en algunos casos discordantes con rocas Cretácicas (pozo Cupey 1X).

Fm. Madruga: Autor: J. W. Lewis, 1932.

Compuesta fundamentalmente por intercalaciones de lutitas calcáreas, areniscas y margas. Esta unidad de naturaleza flyschoides por su contenido faunal se relaciona al Paleoceno Medio- Superior, desconociéndose la

presencia del Paleoceno Inferior, por lo que yacen discordantemente sobre las rocas Cretácicas (pozos San Lorenzo 1, Madruga 2, Santa Rita 2). Su espesor sobrepasa los 200 m.

Sedimentos Postorogénicos

Corresponden a las rocas carbonatadas y clásticas del Eoceno Medio - Mioceno que yacen relativamente tranquilas sobre las rocas plegadas del Cretácico- Paleoceno y se caracterizan por tener gran uniformidad en las diferentes áreas. Este intervalo ha sido bien estudiado sobre la base de su contenido faunal y variaciones faciales. Entre los grupos faunales más importantes se encuentran los foraminíferos planctónicos y bentónicos, ostrácodos, radiolarios, nannoplancton, moluscos, corales y equinodermos.

Depósitos del Eoceno

En Cuba Occidental los sedimentos de esta edad están representados por las formaciones: El Cangre, Jabaco, Encanto, Punta Brava y el Grupo Universidad.

Fm. El Cangre: Autor: J. Fernández y S. Blanco, 1983.

Compuesta por alternaciones de arcilla calcárea, margas, calizas y areniscas calcáreas, que en algunos sectores llegan a ser calcarenitas. Por lo general la sección es más clástica en la parte inferior y carbonatada en la superior. Estos sedimentos pasan gradualmente a los del Oligoceno que se diferencian por tener abundantes capas de cretas.

La Fm. El Cangre es comparable, en parte, con las formaciones Toledo, Príncipe, Jabaco y Consuelo que abarcan casi todo el Eoceno e la región norte y occidental de La Habana, aunque dichas unidades pueden reconocerse independientemente con sus características litofaciales y paleontológicas. El espesor del corte Eoceno puede variar de 300 a 400 m.

Fm. Jabaco: Autor: P. J. Bermúdez, 1937.

Está constituida por margas calcáreas y calizas arcillosas estratificadas de color amarillento a gris. Su espesor no es mayor de 50 m y yace transgresivamente sobre distintas unidades más antiguas. Estos sedimentos se depositaron en un ambiente marino de profundidades batiales por encima del límite de compensación de los carbonatos. Su edad es Eoceno Superior.

Fm. Encanto: Autor: Ch. Ducloz, 1960.

Constituida por calizas arcillosas y margas de color amarillo crema. El espesor no sobrepasa los 50 m. Esta unidad yace discordante sobre el grupo Universidad y es cubierta transgresivamente por la Fm. Cojimar. Su edad es Eoceno Superior y se depositó en un ambiente marino pelágico, situado a profundidades entre 200 y 300 m.

Fm. Punta Brava: Autor: P. Brönnimann, 1963.

Calizas bien estratificadas de color naranja amarillento, también pueden encontrarse brechas. El espesor total de estos sedimentos no supera los 200 m y su edad es Eoceno Medio a Superior. Su deposición fue en un ambiente marino batial. La sedimentación rítmica revela la inestabilidad de la fuente de aporte.

Grupo Universidad: Autor: P. J. Bermúdez, 1937.

Comprende las Formaciones Toledo y Príncipe. Está compuesto de margas masivas blancas y amarillentas que transicionan a calizas arcillosas. Hay además calizas silicificadas blancas con abundantes radiolarios. La edad se ha determinado como Eoceno Inferior a Medio y su espesor supera los 100 m. Su ambiente de deposición fue de cuenca abierta de profundidades batiales.

Oligoceno

Los depósitos del Oligoceno en el occidente de Cuba se manifiestan las formaciones: Tinguaro y Guanajay.

Fm. Tinguaro: Autor: R. H. Palmer, 1945.

Compuesta por margas y arcillas masivas de color crema, que pueden pasar localmente a calizas arcillosas, muy ricas en foraminíferos pelágicos.

Esta Fm. yace sobre los sedimentos de la Fm. El Cangre y a su vez está cubierta concordantemente por las rocas de la Fm. Jaruco. Su espesor es de unos 200 m.

Esta formación, suele agruparse con la Fm. El Cangre, referida en los depósitos del Eoceno y denominarse Grupo Nazareno.

Fm. Guanajay: Autor: P. Truitt, 1956.

Está constituida por margas masivas de coloración gris y blanca con intercalaciones de areniscas de grano medio, de color carmelita. Su espesor es de aproximadamente 200 m y su edad es Oligoceno Inferior a Medio, de acuerdo a la rica fauna de foraminíferos planctónicos.

Estos sedimentos se depositaron en un ambiente marino de profundidades batiales, probablemente en la base de un antiguo talud insular.

Mioceno

Al Mioceno de Cuba Occidental se refieren las formaciones: Guines, Cojímar y Jaruco.

Fm. Güines: Autor: A. Huboldt, 1986.

Representada por calizas masivas con gran desarrollo de carso, generalmente son calizas organógenas, coralinas, dolomitizadas con espesores de hasta 300 m. Su edad esta enmarcada en el intervalo Mioceno Medio - Superior.

Fm. Cojímar: Autor: R. H. Palmer, 1934.

Compuesta por margas que se alternan con calizas arenosas y organógenas de colores claros. Su estratificación no está bien definida, especialmente en la parte baja del corte. La edad de la unidad es Mioceno Medio parte baja.

Estas rocas descansan sobre el Mioceno Inferior, o discordantemente sobre rocas de diferentes edades. Su espesor sobrepasa los 300 m.

Fm. Jaruco: Autor: P. J. Bermúdez, 1950.

Representada por calizas arcillosas y margas en capas gruesas de colores blanco- crema, localmente las rocas pueden ser masivas. Lateralmente pueden transicionar a rocas areno- arcillosas, de colores claros con presencia de biohermos, constituyendo litofacies más arrecifal de dicha Fm. El espesor total no sobrepasa los 200 m.

I.3 Evolución Geológica de la Región

Uno de los aspectos que debe ser tomado en consideración en las primeras fases de la cadena del valor del proceso exploratorio y que define muchas de sus cuestiones, es el marco geotectónico en el que se desarrollaron las cuencas y dentro de ellas los elementos esenciales del sistema petrolero. Para ello, se requiere del establecimiento de los principales aspectos a tener en cuenta para entender la configuración actual de los sistemas petroleros presentes en la geología cubana.

En este sentido, haciendo referencia a los trabajos realizados en Valladares *et al.* (2005), se realiza una breve descripción de los principales procesos ocurridos que dieron lugar a la configuración actual que se presenta en el área de estudio.

La tectónica en el área está regida por la colisión entre el arco volcánico del Cretácico con el margen continental pasivo de América del Norte generando fuertes eventos compresivos que continuaron hasta el Eoceno Medio. El paleomargen, que inicialmente tenía una extensión original de más de 300 km (medida desde el borde de plataforma hacia el encuentro con el arco volcánico), se redujo a unos 50-70 km (5-6 veces), lo que refleja una tectónica típicamente alpina con un sistema de cabalgamientos y nappes escamados. Este proceso provocó la formación del Cinturón Plegado y Cabalgado Cubano. En la Figura 1.4, se muestra el perfil del inicio de la colisión en el Cretácico Superior (Coniaciano).

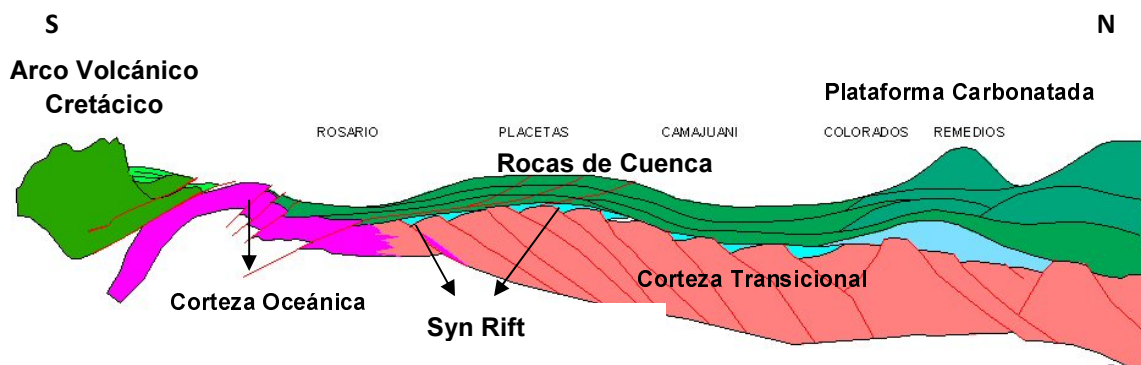


Figura 1.4 Modelo deposicional en el momento de la colisión del Arco Volcánico Cretácico con el margen continental carbonatado (Valladares *et al.*, 2005).

Luego en el estadio evolutivo del Campaniano, se desarrolló el fuerte plegamiento de las unidades de cuenca y comenzó el proceso de ruptura dando lugar posteriormente a los cabalgamientos y estos a su vez causaron la formación de estructuras en forma de Duplex. Este evento trajo consigo la conformación de al menos dos apilados, uno superior (Veloz – Terciario) y el otro en un nivel estructural inferior y que según las interpretaciones de las imágenes sísmicas levanta hacia el norte, conformando estructuras positivas del grupo Veloz, cubiertas por las rocas de la Fm. Vega Alta. Estas estructuras inferiores, es lo que se le conoce en la actualidad como apilado profundo que ya ha sido demostrada su potencialidad en el yacimiento Puerto Escondido.

Por último es importante mencionar que posterior al cese de los cabalgamientos se inició una etapa en la que la tectónica transcurrente tuvo un importante papel. En esta etapa quedaron reacomodadas las estructuras que constituyen las trampas en los yacimientos.

Todo el proceso evolutivo de la cuenca tuvo su impacto en la configuración que presentan en la actualidad los yacimientos de La Franja Norte de Crudos Pesados constituyendo así el play más prolífero dentro de ésta.

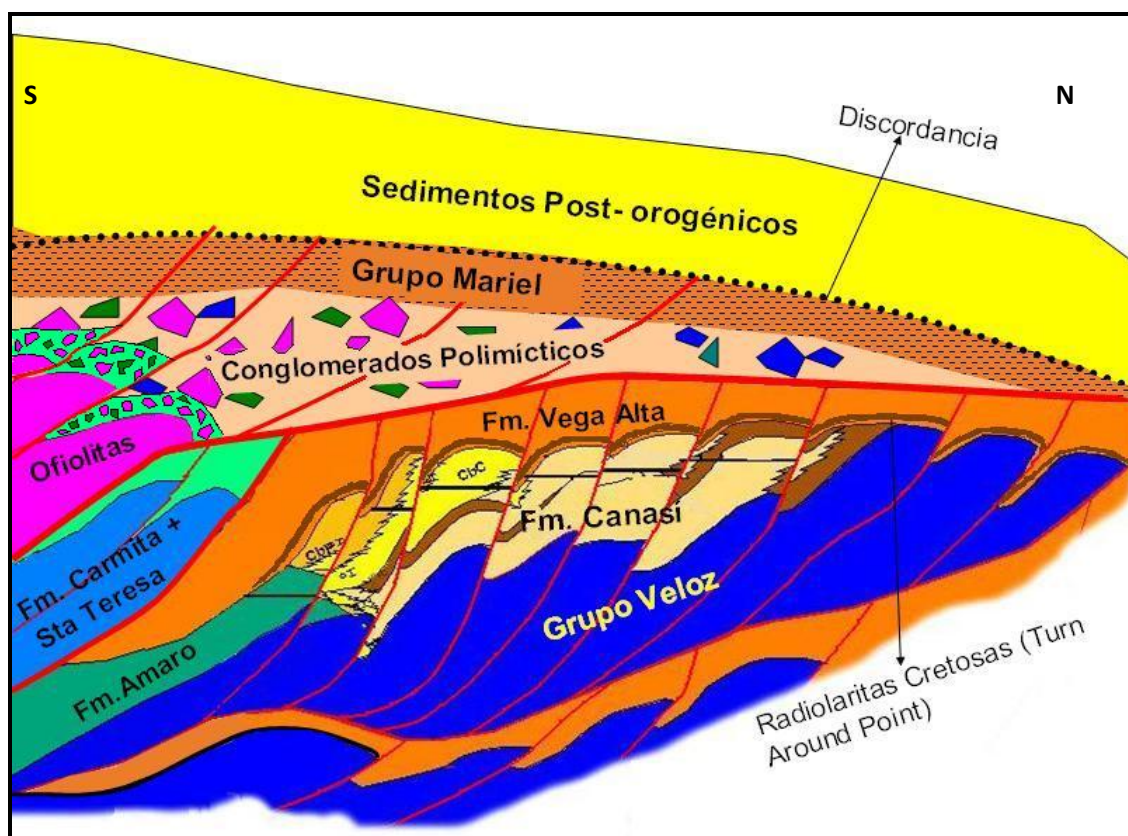


Figura I.5 Modelo de la estructuración actual de la Franja Norte de Crudos Pesados. (Valladares *et al.*, 2005)

Posteriormente se desarrolla en Cuba el proceso postorogénico. Durante el periodo Mioceno Medio- Superior el régimen compresional entre las placas Caribe y América del Norte cambia producto al desarrollo del sistema de fallas transcurrentes (Bartlett- Caimán) en el Sur de Cuba que constituye el límite entre estas placas. Las rocas y estructuras del Neoaútóctono se formaron después de la consolidación del substrato plegado, es decir, a partir del Eoceno Superior (Iturralde-Vinent *et al.*, 1998) y están representadas por una sedimentación carbonatada- arcillosa.

Durante esta etapa se forman estructuras en flor en zonas de cizallamiento, complicando las estructuras previamente formadas.

En los finales de esta etapa y hasta el presente, dominan los movimientos verticales oscilatorios controlados por fallas transcurrentes con rumbo noreste y este-oeste que dieron lugar a la formación de bloques elevados que favoreció la erosión de los sedimentos postorogénicos y exposición de los del margen continental pasivo.

CAPITULO II. TRABAJOS PRECEDENTES Y ETODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.

II.1 Trabajos precedentes.

En el área que comprende la presente investigación se han realizado estudios que aportaron en su momento resultados valiosos, siendo incluso en la actualidad de mucha utilidad práctica. En el presente capítulo se pretende mostrar el volumen de información con que se cuenta hasta la fecha en el área de estudio y zonas aledañas. Para esto fueron agrupadas en investigaciones:

Gravimétricas

Magnetométricas

Sísmicas.

Desde el punto de vista de las investigaciones gravimétricas más importantes realizadas en el área de estudio se pueden mencionar las siguientes:

Investigaciones Gravimétricas

En 1956 se ejecuta el levantamiento gravimétrico a escala 1:100 000, en la región Cabañas, Mariel, Santa Fe, por parte de la compañía norteamericana Standard Oil. Con dicho levantamiento se obtuvo el mapa gravimétrico en reducción de Bouguer con sección cada 1 mGal. En 1987 se realizan los trabajos gravimétricos en el área Habana-Cabañas porción terrestre (Tabla II.1 y Figura II.1). Estos levantamientos realizados por La Empresa de Geofísica durante los años 1986-1987 fueron enlazados a la red nacional de 1969.

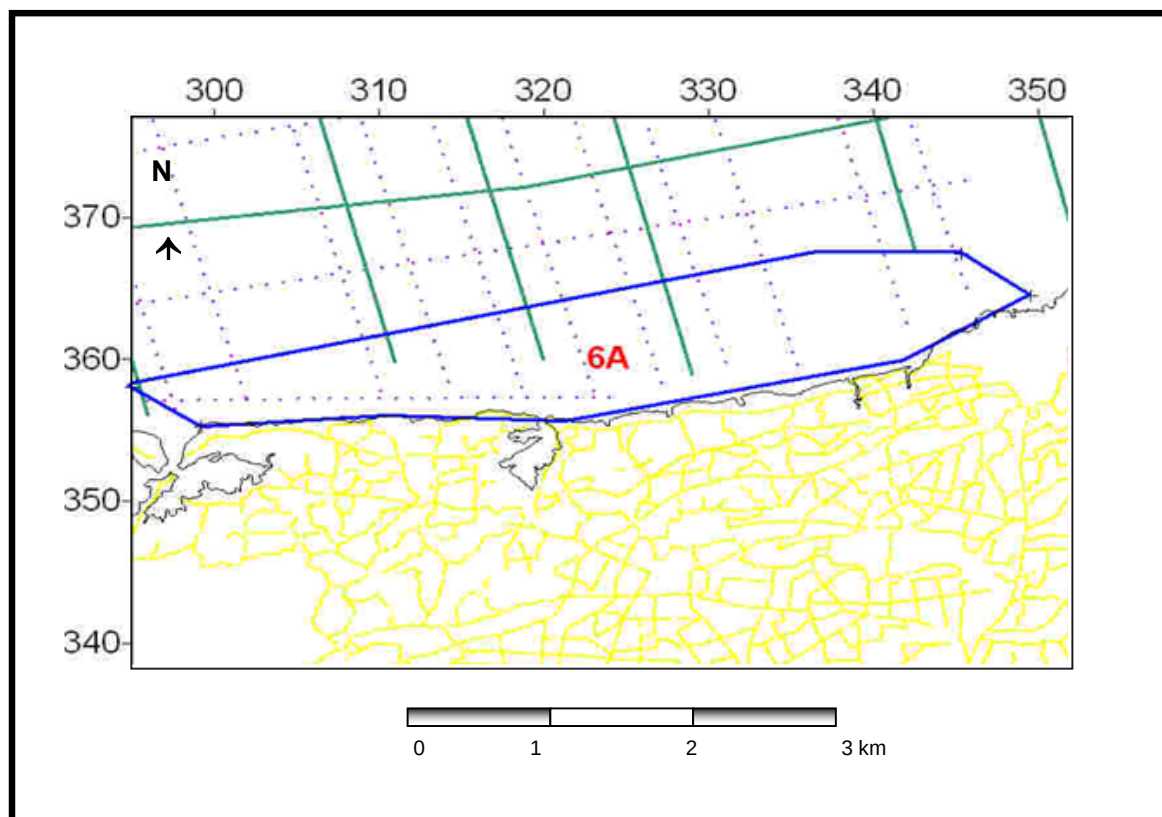
Para el cálculo de la corrección por latitud se utilizó la fórmula Internacional de Cassini de 1930, para la corrección de Bouguer se tiene en cuenta la densidad de una capa homogénea e infinita igual a 2.3 g/cm^3 (Prol y Rodríguez, 1986; Prol *et al.*, 1987).

Tabla II.1. Relación de los levantamientos que cubren el sector de estudio y las zonas aledañas.

Informe	Autores y año	Error de la anomalía.	Escala
Sobre los trabajos Gravimétricos en el área Habana-Cabañas.	José L Prol, M. Rodríguez y René Domínguez 1987	± 0.12 mGal	1:50 000
Informe sobre el contrato No 55 -044/57000 de aguas profundas (en ruso) Catálogo de anomalías.	Expedición Soviética.1987	± 4 mGal	1: 100 000
Fugro – LCT Limited. Gravity and bathymetry Survey offshore north west Cuba gulf of México. Processing Report Prepared for Sherrit International.	Fugro – LCT Limited.2000	± 0.5 mGal	1: 500 000

En 1987 se realiza un informe sobre el contrato No 55 -044/57000 de gravimetría de aguas profundas en el cual se presenta un catálogo de anomalías.

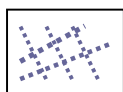
La Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Cuba en el Golfo de México, fue cubierta entre el 29 de Junio y el 12 de septiembre del año 2000 por el levantamiento gravimétrico, que condujo la firma Fugro – LCT Ltd. a bordo del barco “Akademik Lazarev”. La batimetría fue adquirida con un sistema eco- sondeador EA 500.



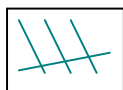
Leyenda:



Trabajos Gravimétricos en el área Habana-Cabañas. 1987



Informe sobre el contrato No 55 -044/57000 de aguas profundas (en ruso) Catálogo de anomalías.1987



Fugro – LCT Limited. Gravity and bathymetry Survey offshore North West Cuba Gulf of México. Processing Report prepared for Sherritt International. 2000.



Límites del Bloque 6 A

Figura II.1. Mapa de ubicación de los levantamientos gravimétricos (Prol y Rifá, 2006)

Investigaciones Magnetométricas

En el año 1957, compañías norteamericanas realizaron un levantamiento aeromagnetométrico a escala 1: 300 000 en la zona, en el que se confeccionó un mapa de las propiedades magnéticas de las rocas.

En la década de los años 80, una expedición cubano-soviética realizó levantamientos aerogamma-espectrométricos a escala 1: 50 000 que cubrieron todo el territorio de La República de Cuba, exceptuando las zonas marinas de la plataforma insular y una ventana alrededor de la Ciudad de la Habana (Figura II.2).

Se utilizaron magnetómetros protónicos del tipo Yamp-3, AGS-715 y M-33. Las líneas de vuelo se dispusieron a una distancia de 500 m. La comparación de estos mapas con los resultados de mediciones con tecnologías más modernas, como en el caso del Bloque 9, demostraron una buena coincidencia entre ambas mediciones, lo que habla a favor de la calidad de los levantamientos soviéticos.

En el 2002 La Compañía Repsol realiza para Sherritt el mapa del campo magnético (ΔT) del Bloque 36 de la ZEE al norte del Bloque 6A. La escala del mismo fue 1: 500 000 (Figura II.2).

En el sector del Bloque- 6A, se realizó en el 2003 el levantamiento magnetométrico, cuya institución ejecutora fue Geocuba Estudios Marinos (Figura II.2). Las operaciones de campo se iniciaron con la determinación del punto de emplazamiento de La Estación Magnética de Variación (EMV), para lo cual se ejecutaron las mediciones en 4 direcciones metro a metro y con una altura del convertidor magnético de medición (sensor) de 2.5 m, con el objetivo de lograr un filtrado natural y garantizar con mayor facilidad el cumplimiento de los gradientes espaciales horizontales exigidos ($\pm 1\text{nT/m}$); estas observaciones se realizaron con el magnetómetro protónico 2003.



Figura II.2 Grado de estudio magnetométrico (modificado de Domínguez *et al*, 2004)

Tabla II.2 Relación de mapas de los campos magnéticos

No	Nombre del Mapa	Institución ejecutora	Fecha
1	Mapa del campo magnético (? T) Habana a 1: 50 000 (hoja 3684 I)	ENG	1983
2	Mapa del campo magnético (? T) Pinar del Río sureste a 1: 50 000(hoja 3684 IV)	ENG	1984
3	Mapa del campo magnético (? T) del Bloque 36 de la ZEE a escala 1: 500 000.	Repsol para Sherritt	2002
4	Mapa del campo magnético (? T) del bloque 6a a escala 1: 50 000.	Geocuba Estudios Marinos para CUPET.	2003

Investigaciones sísmicas

Desde el punto de vista de los trabajos sísmicos realizados en el área, uno de los que marcó época fue el realizado en los años 1966-1967 por la Expedición "Obruchev" MOR, consistentes en investigaciones sísmicas marinas por toda la costa norte del área de estudio. Según los resultados de estos trabajos y los anteriores se confeccionó el esquema tectónico estructural.

Se logran determinar disímiles altos estructurales, que fueron perforados posteriormente en La Franja Norte de Crudos Pesados luego de la realización de nuevos levantamientos y resultaron ser yacimientos de petróleo. Antes del 2005 apenas existía información sísmica de estudios anteriores pues se contaba solamente con una línea sísmica longitudinal (8447), perteneciente a la adquisición de aguas profundas de 1984 (TEXNOECSPORT, 1987) y con tres líneas transversales que cruzan en una extensión muy pequeña al área de estudio actual, ellas son: 8412 del levantamiento mencionado y PCU00-141 y 142 de la adquisición conducida por la Compañía General de Geofísica (CGG) en el año 2000 (Figura II.3).

En el momento en que se comenzó la interpretación de las líneas sísmicas 2D de enlace entre los Bloques 6 A y 7 A, ya se tenía una interpretación bastante ajustada del sector occidental (del Bloque- 6A) sobre la base de una red de sísmica 2D.

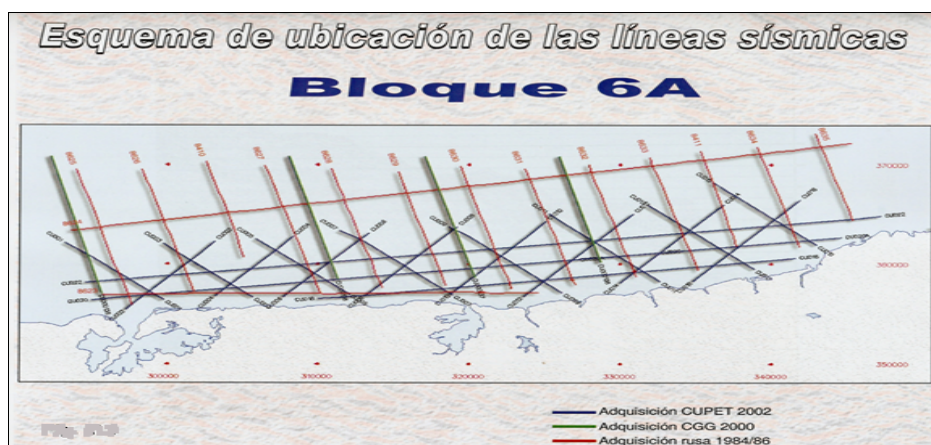


Figura II.3 Levantamientos con sísmica 2D.

Durante el 2005 se realiza la sísmica 3D en los bloques de Repsol y en conjunto se realiza la correspondiente al Bloque 6A y se realiza la sísmica 3D del Bloque 7A (Figura II.4). A partir de la cual permitió revelar las de estructuras cercanas a la costa, Mariel Norte y Guajaibón.

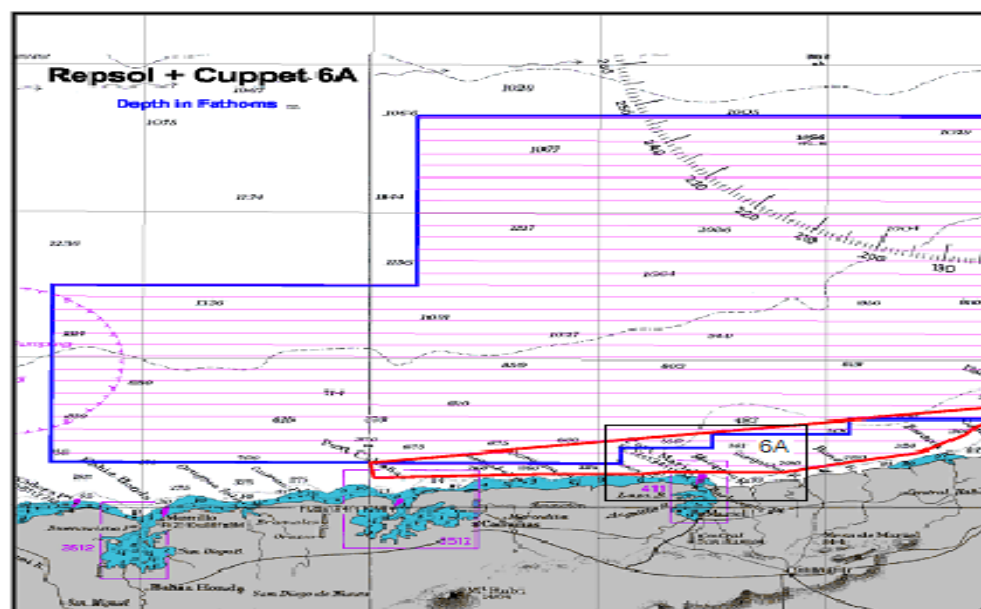


Figura II.4 Sísmica 3D realizada por Repsol 2005.

II.2 Metodología de la investigación

En la Figura III.5, se presenta el organigrama seguido para llevar a cabo la investigación y la resolución del problema planteado. Como se observa, la primera etapa consistió en la realización de una intensa revisión bibliográfica relacionada con el tema de la investigación.

Esta etapa sirvió para analizar el estado actual de este tipo de estudio tanto a nivel mundial como a nivel nacional, la obtención de las posibles fuentes de datos a utilizar durante la investigación, en conjunto con los de nueva adquisición y revisar y precisar los métodos utilizados a nivel internacional por las compañías petroleras para la evaluación del potencial petrolero de determinadas zonas.

Posteriormente se pasó a la búsqueda de toda la información que se utilizaría para cumplimentar la investigación y resolver el problema científico. Dentro de esta información entran todos los datos, esquemas, mapas, ideas ya establecidas, etc., que se toman como punto de partida para de ahí obtener los resultados esperados en el trabajo.

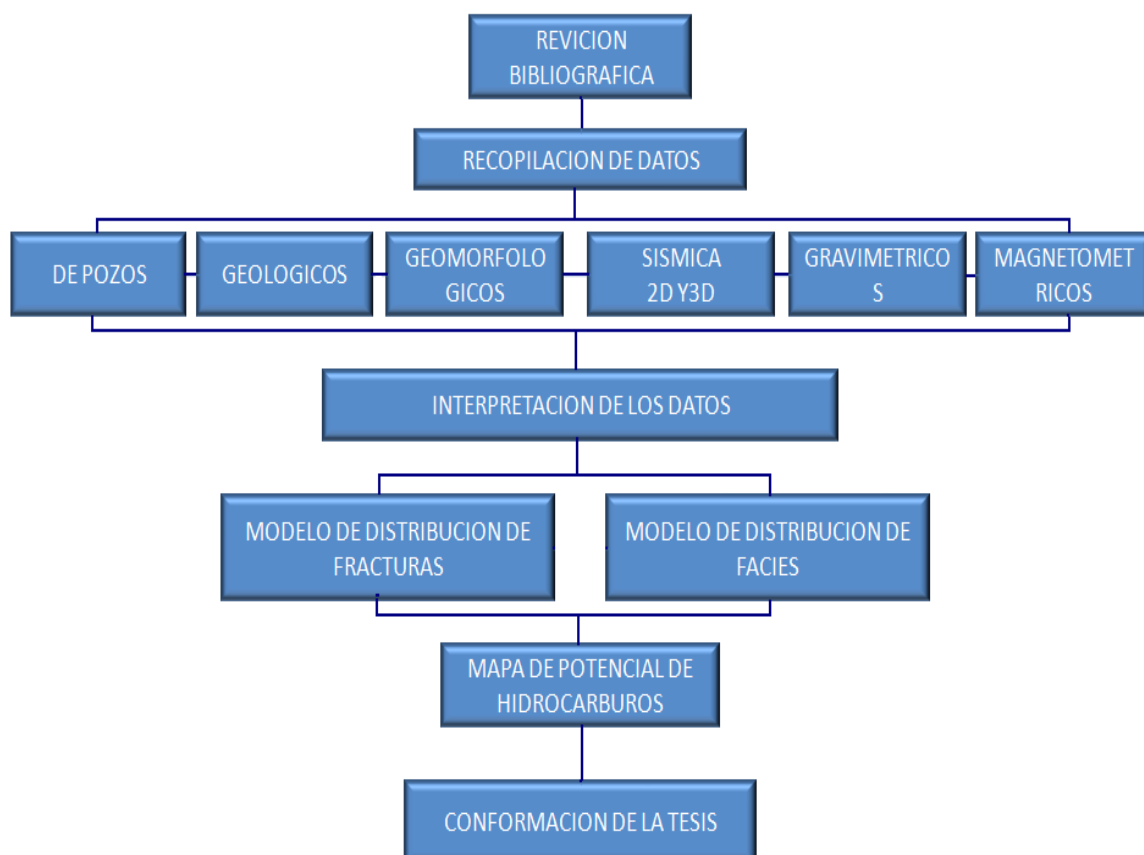


Figura II.5 Metodología de los trabajos realizados

En la penúltima etapa se realiza la interpretación compleja de toda esta información y se analiza y evalúa el potencial petrolero del área. Una de las bases fundamentales de la interpretación fue la utilización del principio de analogía. Es decir que utilizando modelos ya establecidos en áreas bien conocidas, se logró la extrapolación hacia áreas menos conocidas, con el fin de predecir la distribución de los distintos tipos de plays y las condiciones en que estos se encuentran. Por último se pasó a la confección de la Tesis.

CAPÍTULO III. DESARROLLO DEL PROCESO EXPLORATORIO

Es muy importante plantear, que la prueba irrefutable de la existencia de una cuenca sedimentaria es la presencia en sí de rocas sedimentarias; así mismo, la prueba de la existencia de un sistema petrolero es la presencia de hidrocarburos, incluso cuando ésta consiste en salideros, manifestaciones, escapes, etc. de petróleo y/o gas no importa la envergadura de éstos. La evolución de la concepción de la exploración petrolera en determinados niveles condujo al concepto de Cadena del Valor del Proceso Exploratorio. Este enfoque, parte del reconocimiento de estos niveles y emprende el proceso de investigación a través del análisis y evaluación de cada uno de ellos. En este sentido también se introducen las metodologías para establecer y definir las diferentes etapas de la cadena del valor del proceso de exploración- producción, en base a las cuales se clasifican los proyectos y prospectos exploratorios, así como los procedimientos para el análisis económico integral de los mismos. En la Figura II.5 se presenta una síntesis del funcionamiento del proceso de exploración, hacia las partes finales hay un incremento de las actividades, la evaluación económica y el impacto de la actividad con el medio ambiente.

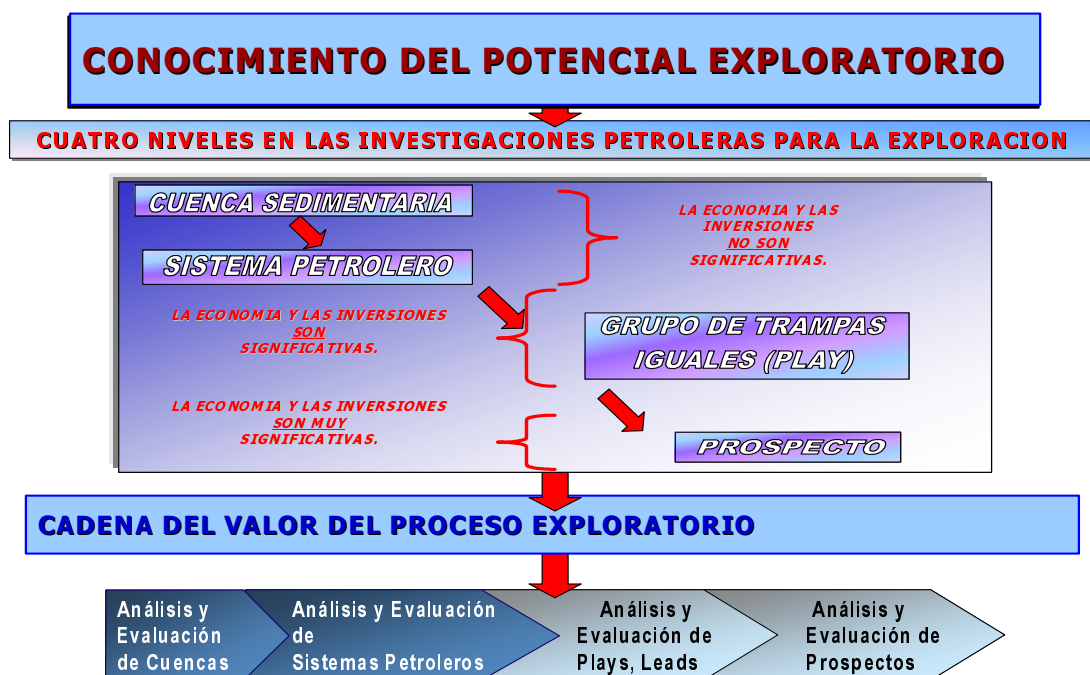


Figura II.5 Esquema que muestra los niveles de la exploración petrolera planteados (Magoon y Dow, 1994) que da paso a la cadena del valor del proceso exploratorio (modificado por López, 2007).

La primera fase, del proceso de exploración implica establecer la existencia de una acumulación de rocas sedimentarias, definir el tipo de cuenca, su edad, la conformación de su basamento, el espesor de los sedimentos, la historia de su evolución y su comportamiento estructural regional (Allen y Allen, 1990).

Para lograr lo anterior se requiere aplicar principalmente, los métodos potenciales (gravimetría y magnetometría), la geoquímica, la geotectónica, la geología regional, la estratigrafía y la geología estructural.

La segunda fase implica la identificación y evaluación de los elementos y procesos esenciales de un sistema petrolero (Magoon y Dow, 1994). En esta fase se requiere aplicar disciplinas como geoquímica, sísmica 2D regional, geología estructural, sedimentología, estratigrafía, petrografía y paleontología, entre las principales. La aplicación del concepto de sistema petrolero en la exploración de hidrocarburos ha tenido un impacto muy importante, debido a que mediante este enfoque se puede cuantificar el riesgo geológico, a partir de la definición de probabilidad de ocurrencia de los elementos esenciales del sistema petrolero.

Las tercera y cuarta fases son la conceptualización de un play hipotético y la evaluación del play establecido. Para estas dos fases se requiere aplicar sísmica 2D de detalle o sísmica 3D, estratigrafía secuencial, sedimentología, geología estructural, petrofísica, evaluación económica y conceptos de ingeniería de yacimientos.

La siguiente fase es la evaluación del prospecto. Para efectuar su evaluación se requiere contar con sísmica 2D de detalle o sísmica 3D, estratigrafía secuencial, sedimentología, geología estructural, petrofísica, evaluación económica e ingeniería de yacimientos. El proceso de evaluación de un prospecto es la base del utilizado para la evaluación de un play, que implica por un lado, establecer el riesgo geológico y por el otro, calcular la distribución probabilística del volumen de hidrocarburos por descubrir. A partir de estos se efectúa un modelado del posible desarrollo requerido para cada uno de los casos mínimos, máximo y más probable. Con base en los perfiles de producción de cada uno de los tres casos y los costos asumidos, se obtienen posibles flujos de efectivos, los que trayéndolos a valor presente permiten contar con un rango del posible resultado financiero del pozo a perforar.

III.1. Análisis de cuenca

En el área de estudio las formaciones varían de acuerdo a las condiciones de formación ya que se depositaron en ambientes sedimentarios diferentes, desde rocas pertenecientes a la cuenca asociada al margen continental pasivo hasta las rocas que tuvieron su origen en cuencas de antepaís.

Cuenca asociada al margen continental pasivo

Esta cuenca, tuvo sus inicios en el Jurásico Superior luego de la conclusión de la etapa de apertura que dividió a Pangea en Gondwana y Laurasia, proceso ocurrido en el Triásico Superior- Jurásico Inferior a Medio.

En esta gran cuenca se depositaron todas las secuencias carbonatadas del margen, el régimen tectónico predominante era el distensivo por lo que las rocas en esta edad no sufrieron deformaciones importantes. Se diferenciaron diversas zonas dependiendo de su ambiente de deposición dados fundamentalmente por los niveles de profundidad que estas presentaban. Se ha demostrado que para la mayoría de los yacimientos descubiertos hasta la fecha, las rocas madres que dieron origen al petróleo se formaron en esta cuenca; también se ha demostrado la capacidad colectoras dadas en lo fundamental por la acción sobre éstas de procesos diagenéticos, corrosivos, tectónicos, etc.

Esta es una cuenca muy prolífera, pues en el mundo se han reconocido rocas de estos tipos de ambientes en ésta edad, interviniendo en una gran cantidad de yacimientos de petróleo y gas. En el argot petrolero mundial a estos tipos de megacuencas se le ha denominado Dominios Petroleros. En nuestro caso, las rocas se corresponden precisamente con las del dominio de mayor potencial petrolero, nótese como representando solo el 17 % del área total, presenta el 68 % de las reservas calculadas a nivel mundial (Figura III.1).

Sistema de cuencas de antepaís

Los sistemas de cuencas de antepaís, se relacionan con los frentes de los orógenos activos como se ha definido en Dickinson (1974) y Creaney y Allan (1992). Dickinson en 1974 fue el que formalmente introdujo el término para describir las cuencas periféricas y retroarcos en las cuales el relleno sedimentario se deposita sobre corteza continental o sobre el prisma sedimentario del margen que sufre el proceso de rifting.

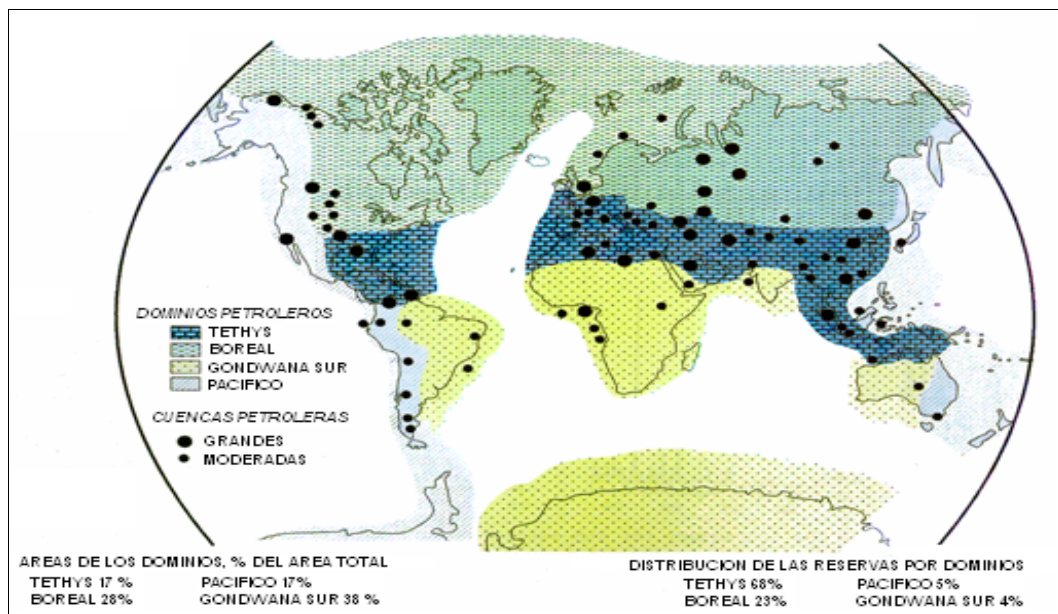


Figura III.1 Dominios petroleros del mundo (modificado de Klemme y Ulmishek, 1991).

En la Figura. III.2 se muestra un esquema con las diferentes partes que presenta el sistema de cuencas de antepaís (De Celles y Giles, 1996). Nótese como el mecanismo de formación de este sistema de cuencas, provoca en sí, la deposición de sedimentos conjuntamente con las deformaciones tectónicas. Esto implica que en cinturones plegados y cabalgados evolucionados (maduros), las porciones más próximas al país interno (*hinterland*) se presenten involucradas también en los cabalgamientos. Este proceso fue descrito para el caso de Cuba por Socorro *et al.* (2001) y Valladares *et al.* (2005), en este último se realiza la reconstrucción de la cuenca y se plantean las cuestiones básicas que deben ser resueltas en el nivel de la investigación.

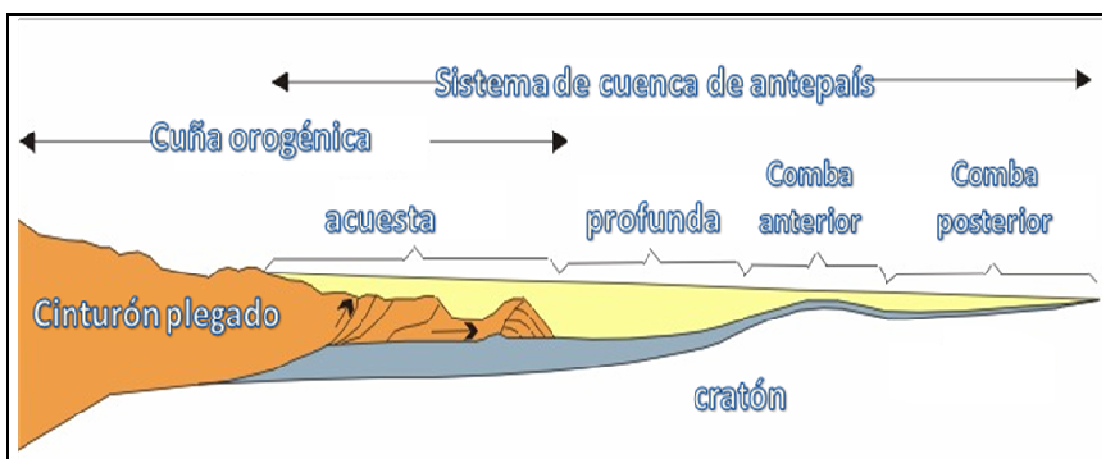


Figura III.2. Esquema que muestra los diferentes componentes de un sistema de cuencas de antepaís (modificado De Celles y Giles, 1996)

En Valladares *et al.* (2005) se describen las rocas de edad Terciaria que sirven de reservorios en los principales yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados, depositados en este tipo de cuenca. El sello en el área está representado por la Fm. Manacas de edad Paleoceno – Eoceno, que constituye un sello regional.

Como quedó planteado en Valladares *et al.* (2005) los procesos tectónicos que provocaron los plegamientos y cabalgamientos de los paquetes rocosos en estas áreas fueron los responsables en gran parte de la formación de las trampas presentes hoy, además de los procesos de generación, expulsión y migración de las rocas madres hacia las trampas.

En el área de estudio están presentes las rocas pertenecientes al sistema de cuencas de antepaís y a las cuencas asociadas al margen continental pasivo. Estas rocas están afectadas por procesos tectónicos que originaron cabalgamientos y a su vez la formación de estructuras en forma de dúplex las cuales están presentes hoy día en toda la franja norte de Cuba. Todos estos procesos fueron los causantes de la formación de las trampas así como de los eventos de generación, expulsión, migración de los hidrocarburos, además de la fracturación y modificación de las trampas causando un mejoramiento en los reservorios.

En la Figura.III.3 se presenta un esquema tectónico regional de Cuba con los principales límites de la cuenca (Cretácico Inferior) y unidades de plataforma al norte. Como se observa toda la zona de estudio se encuentra en el área donde la gran cuenca de acumulación de las rocas madres (UTE Placetas) se encuentran debajo del cinturón plegado y cabalgado cubano, siendo muy probable la presencia de la zona de cocina en dicha región.

Estas secuencias de cuenca son además colectoras y se encuentran involucradas en los cabalgamientos. En la figura la línea de color azul claro representa el límite de la UTE Placetas (según datos de petróleos de Cuba occidental y los datos aportados por el Site-535 del Proyecto de Perforación de Aguas Profundas), en tanto que la línea azul representa el límite de las secuencias de la UTE Camajuaní.

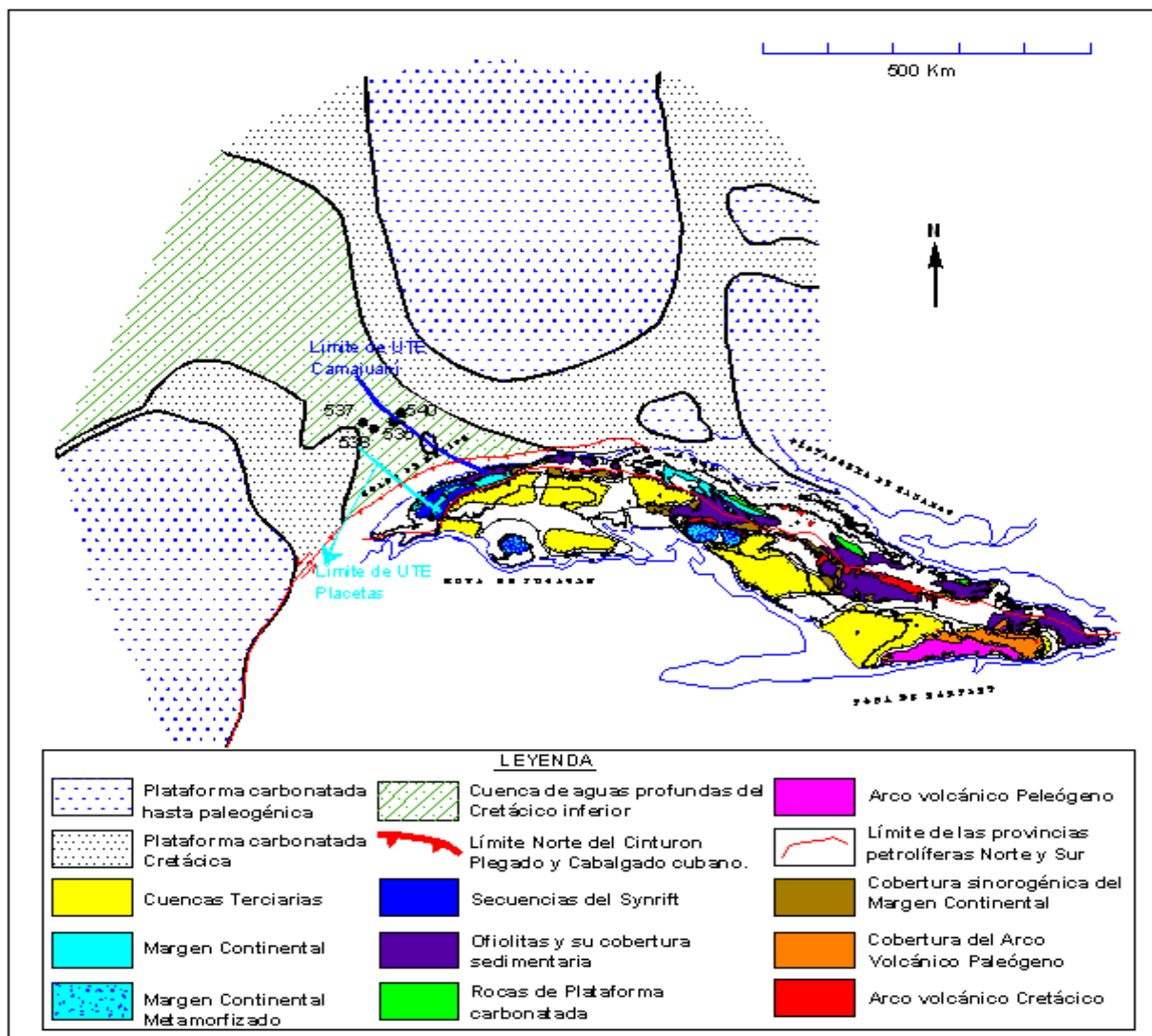


Figura III.3 Compilación del esquema tectónico de Cuba (López *et al.*, 2001) con los principales límites de la cuenca (Cretácico Inferior) y unidades de plataforma al norte (modificado del informe del proyecto de perforación de aguas profundas –DSDP-).

III. 2. Sistemas petroleros

Se denomina sistema petrolero a un sistema natural que abarca una roca madre activa y todo lo relacionado con el petróleo y el gas, que incluye el estudio de los elementos y procesos que son esenciales para que existan las acumulaciones de hidrocarburos (Magoon y Dow, 1994).

La definición práctica de un sistema petrolero eficaz, comprende una roca madre que haya madurado para producir abundante petróleo y que éste haya migrado desde la roca madre hasta la trampa, que contenga buenos reservorios y estén accesibles.

A partir de 1992 se realizan las primeras aproximaciones para hacer una clasificación genética de los petróleos cubanos y en la medida que fueron apareciendo nuevos datos y mayor información se fueron elaborando diferentes clasificaciones de los crudos cubanos (López *et al.*, 1997, López *et al.*, 2002 y López *et al.*, 2001).

En este trabajo se toma la clasificación de los petróleos (López *et al.*, 2001) que tiene su base en la génesis de estos petróleos:

Familia I: petróleos originados a partir de materia orgánica tipo II y/o IIs; depositada en ambiente marino carbonático algo siliciclástico muy anóxico ($<<0.1$ ml oxígeno/ litro de agua).

En esta familia la mayoría de los petróleos tienen bajas gravedades API (entre 10 y 25°) y altos contenidos de azufre (entre 1,68 y 7,44%). En todos la relación Pr / Ft es inferior a 1,5 y hay predominio de C₂₇ sobre C₂₈ y C₂₉ esteranos. Estos resultados indican un origen mayoritario a partir de materia orgánica de tipo marina (Fitoplancton), depositada en un ambiente reductor (Sofer, 1984; Lewan 1984; Moldowan *et al.*, 1985 y Volkman, 1988; citado por Delgado, 2003).

I	II	III
MO TIPO II, IIS	MO TIPO II	MO TIPO II (I-II)
Ambiente Marino, Anóxico	Ambiente Marino, Anóxico	Ambiente Marino, Subanóxico Subóxico
Carbonato > Arcilla	Carbonato >> Arcilla	Carbonato <ó= Arcilla
Río del Medio Los Arroyos 1 Cayajabos 3 CHD 1X (2899-2900 m) Pacheco Cruz Verde 116 Guanabo 13 y 31 Vía Blanca Boca de Jaruco 256 y 701 Pardo 4 Puerto Escondido 3, 8, 9 Yumurí 31 Camarioca (excepto el 6) Varadero 560 Guásimas 10 y 2400 Litoral 21 Marbella Mar 2	CHD 1X (1802-1876 m) Chacón 2 Madruga	Martín Mesa Pinar 2 Cantel Camarioca 6

Figura III.4 Familias de los petróleos de Cuba Occidental (López *et al.*, 2001, citado por Delgado, 2003)

Familia II: petróleos originados a partir de materia orgánica tipo II, con aporte terrestre, depositada en ambiente marino carbonático anóxico (<0.1 ml oxígeno/ litro de agua).

Los petróleos de esta familia se caracterizan por más altas gravedades API (21.70-45.40) y más bajos contenidos de azufre (0.09-1.62) que la Familia I. Las relaciones $Pr / Ft < 1.5$, así como las relaciones Pr / nC_{17} y Ft / nC_{18} pueden considerarse en el mismo rango que los encontrados en la Familia I, pero a diferencia de ésta presenta una baja proporción de C_{27} sobre C_{28} y C_{29} esteranos. Esta composición podría indicar un mayor aporte de material terrestre en la materia orgánica, con la excepción del pozo Madruga 3A donde existe un predominio de C_{27} sobre C_{28} y C_{29} esteranos, señalando un mayor aporte marino a la materia orgánica. Las altas relaciones C_{35}/C_{34} hopanos y C_{29}/C_{30} hopanos, así como los valores de la composición isotópica de Carbono 13, indican que la roca madre fue depositada en un ambiente marino carbonático. Es típica de estos crudos la relación $C_{29} > C_{30}$ hopanos, lo que constituye un índice de diagnóstico que los diferencia de las familias I y III.

Todo lo anterior nos define como petróleos generados en rocas carbonáticas con poco o ningún aporte arcilloso y materia orgánica con determinado aporte terrestre en ambiente menos anóxico que la Familia I.

Familia III: petróleos originados a partir de materia orgánica tipo II (I-II), depositada en ambiente marino siliciclástico subanóxico a subóxico (<0.2 ml oxígeno/ litro de agua).

Esta familia tiene los más bajos contenidos de azufre (entre 0,27 y 2,11%) y gravedades API entre 21,2 y 32,5°. En estos petróleos se registran las más altas relaciones Pr / Ft encontradas, indicando un ambiente más óxico que en la gran mayoría de los petróleos de las familias I y II. La baja proporción de C_{27} / C_{28} , C_{29} esteranos indica que los crudos de esta familia se originaron a partir de materia orgánica con mayor aporte de material terrestre que las familias anteriores, lo cual se reafirma por los bajos valores de las relaciones C_{35} / C_{34} hopanos y C_{29} / C_{30} hopanos < 1 , que sugieren origen en rocas madres siliciclásticas (McKirdy *et al.*, 1983 y Hughes, 1984) y también por la composición isotópica de Carbono 13 de estos petróleos, que muestra orígenes tanto marino como continental.

En el área de estudio está presente la Familia I de crudos, generados a partir de materia orgánica tipo II y IIs, a esta conclusión es posible llegar debido al análisis geoquímico del petróleo perteneciente al pozo Mariel Norte-1, además de la correlación roca madre-petróleo.

En Cuba esta familia está muy difundida en toda la franja norte de los crudos pesados donde se tienen registros de yacimientos de gran tamaño como son los casos de Varadero y Yumuri- Seboruco, el primero con más de 500 millones de barriles reservas insitu. Los crudos que pertenecen a esta familia presentan bajas gravedades API y altos contenidos de azufre

Condiciones necesarias para la existencia de los sistemas petroleros

La integración de los datos estratigráficos y modelos de constitución y evolución geológica con los resultados de las investigaciones geoquímicas realizadas en el área, permiten plantear que las principales condiciones que garantizan la existencia de los sistemas petroleros activos son:

- 1) Presencia de rocas madre
- 2) Presencia de reservorios
- 3) Presencia de sellos

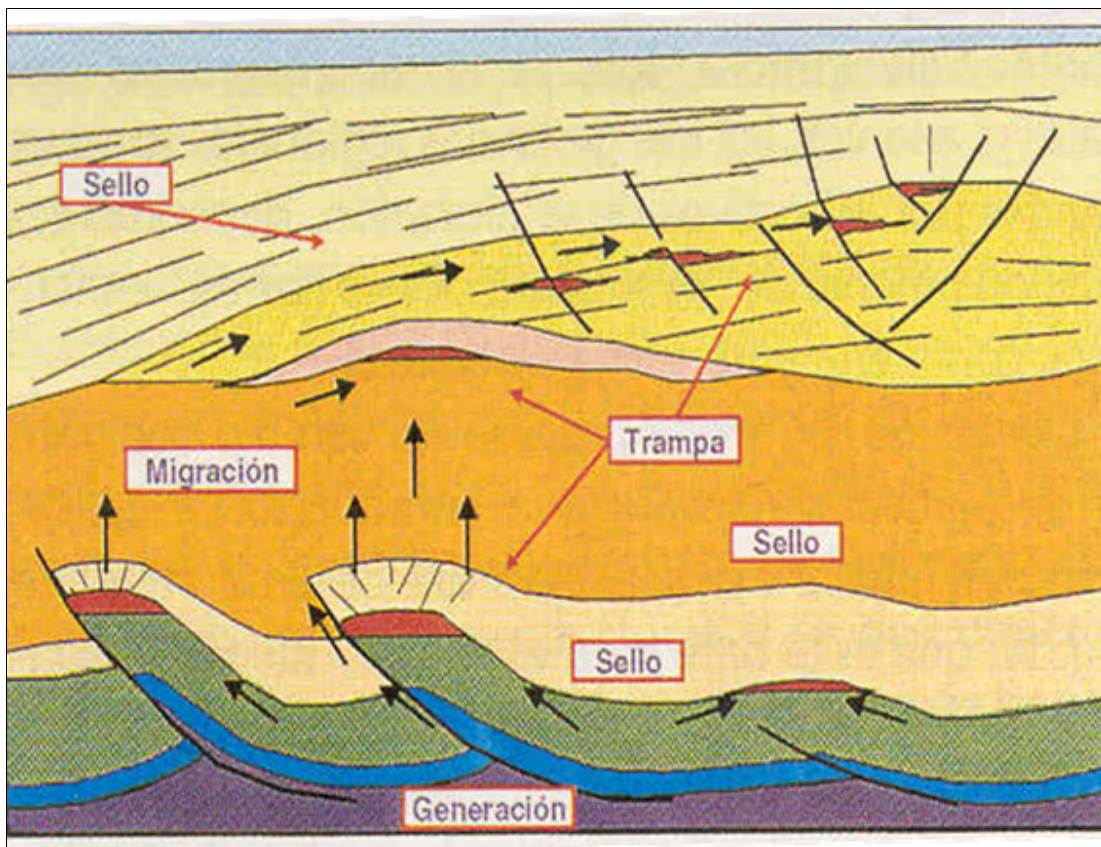


Figura III. 5 Representación de los elementos y procesos del sistema petrolero Álvarez C. J. (2008). Conferencia... centro politécnico del petróleo, Ciudad de La Habana.

Roca madre

La gran mayoría está asociada a la cuenca profunda del margen continental pasivo, depositadas durante el periodo Jurásico Superior-Cretácico Superior Turoniano, así como los diferentes tipos de kerógenos presentes en cada uno de ellas.

Las rocas madres en la zona de estudio están representadas por la UTE Placetas o sus similares de Sierra del Rosario.

Fm. Sabanilla: la ventana de generación se alcanzó durante el Eoceno inferior a los 4000m de profundidad y a 120 grados de temperatura levantándose posteriormente hasta los 700m, esto fue provocado probablemente por la acción de una falla que transporto rocas maduras ubicadas en posiciones más profundas al sur.

Fm. Polier: Espesor 200m, altos contenidos de materia orgánica, se consideran como rocas madres por las posibilidades de generación de hidrocarburos a escala industrial. La ventana de generación se alcanzó al final de la etapa de los cabalgamientos a los 4900m de profundidad y a 139 grados de temperatura levantándose posteriormente hasta los 290m.

Fm. Sumidero: posee materia orgánica tipo II con contenidos de hasta 2.6%, son rocas muy potenciales para la generación de hidrocarburos. Esta formación ha tenido manifestaciones de crudos ligeros y pocos sulfurosos. Posee un espesor de hasta 200m y su extensión es de 200 km (Echevarría 1994).

Esta situación estuvo condicionada por la existencia de cuencas sedimentarias con abundante deposición de materia orgánica de diferentes tipos, sobre la base de la cercanía o aporte del continente y la profundidad, durante este periodo geológico.

Otra condición que favoreció la existencia de las rocas madre, fue la escasa o ninguna variación de las condiciones de oxigenación en las cuencas durante el tiempo geológico en las que predominaron los ambientes reductores. Los ambientes anóxicos garantizaron la preservación de la materia orgánica a través del tiempo geológico, hasta que estos sedimentos alcanzaron niveles de madurez que le permitieron transformarla en hidrocarburos. La diversidad de materias orgánicas e incluso de mezclas, provocó la existencia de más de una facies orgánica y por tanto la generación de más de un tipo genético de crudo. Como consecuencia de esto en Cuba Occidental existen varios sistemas petroleros, asociados cada uno de ellos a las Familias I, II y III de crudos cubanos.

En el área de estudio no se tienen registros de las rocas madres ya que el pozo Mariel Norte-1 no alcanzó a perforar las mismas, no obstante se considera que estén asociadas a la UTE Placetas o similares a estas (UTE Sierra del Rosario), es digno destacar que las rocas pertenecientes a la UTE Sierra del Rosario tienen

gran similitud con las de Placetas dado a que el ambiente de sedimentación era el mismo, por lo que los contenidos de materia orgánica son muy similares, las principales diferencias están relacionadas con los cambios faciales dado por la profundidad de las cuencas donde Sierra del Rosario es de aguas más profundas que Placetas. Esta zona guarda gran similitud con las concernientes a otros yacimientos de la franja de crudos pesados del norte de Cuba donde si se tienen registros de estas. También por el análisis geoquímico de los petróleos se pueden inferir las características de las rocas que le dieron origen por la correlación roca madre-petróleo así como su ambiente de deposición.

Rocas reservorios

Los estudios recientes realizados en el Centro de Investigaciones del Petróleo han permitido definir como los principales tipos de reservorios en Cuba Occidental los correspondientes a sedimentos carbonatados del margen continental pasivo y a las litofacies colectoras sinorogénicas de la cuenca de antepaís.

En el caso del área de estudio las rocas que constituyen el reservorio están representadas por la Fm. Cacarájicara de edad Cretácico Superior, esta se ha descrito como una megaturbidita calcárea o megacapa clástica carbonatada. Se caracteriza por tener una litología de tipo gradacional, comenzando en la base por brechas que pasan gradualmente a calcarenitas que conforman la parte principal de toda la sucesión clástica, éstas a su vez pasan a calcilutitas con las cuales culmina el corte de la formación. En su composición intervienen abundantes litoclastos y bioclastos de facies someras y pelágicas, silicitas, así como aislados fragmentos de rocas terrígenas e ígneas y vidrio cloritizado. En algunos casos presenta gran cantidad de fracturas mientras que se tienen registros de pozos donde son muy limitadas las propiedades colectoras, sucediendo lo mismo con la capacidad de disolución. Dentro de esta formación se destacan tres litofacies diferentes: la calcirudítica, la calcarenítica y la calcilutítica.

Colector calcirudítico

Esta litofacies fue cortada en el pozo Martín Mesa-3 en los intervalos de 2050-2350m y 2460-2480 m. Se componen de rocas carbonatadas del tipo rudstone y floatstone intraclástico y bioclástico arenoso (Brey 2007). Los intraclastos son de mudstone calcáreo con intraclastos finos, wackestone y grainstone bioclásticos, packstone y grainstone peloidales y de intraclastos micrizados, grainstone oolíticos, carbonatos cristalinos de grano grueso, dolomita con relictos de la roca original, pedernales calcedónicos con variables contenidos de arcillas y basaltos alterados, diabasas y argilitas calcáreas recrystalizadas, litoarenitas compuestas por cuarzo, plagioclasas, mica, zircón de grano medio a grueso de cemento calcáreo. Las fracturas son escasas y presenta materia orgánica, se observan juntas de disolución, estilolitos con bitumen, calcita y brechamientos

en algunas zonas, se observan procesos de corrosión asociados a la diagénesis profunda, este proceso contribuye positivamente con las propiedades colectoras de las rocas.

Colector calcarenítico

Estas rocas fueron atravesadas por los pozos Martín Mesa 21 (870-1040m), Martín Mesa 3 (1302- 2053m), Mariel Norte-1 (2650-3000m). Las litofacies están constituidas por wackestone bioclástico (Brey 2007) con intraclastos difusos que transicionan a packestone intraclástico; los intraclastos son fundamentalmente de grainstone peloidales, wackestone bioclásticos, mudstone calcáreos con bioclastos muy escasos, carbonatos cristalinos de calcita, por lo general están redondeados e incluidos en micrita abundante con cierto contenido arcilloso. Se observa una fracción arenosa media de cuarzo, plagioclasa, escasos efusivos alterados, cloritas y trozos de horblenda, abundante piritita diseminada. Las porosidades intergranulares, vulgares y móldicos están presentes siempre totalmente ocluidos por la fuerte cementación o por bitumen. Presenta gran cantidad de microfracturas abiertas por lo general diagonales a la estratificación y con sistema de venillas caóticas rellenas total o parcialmente por calcita, sílice o bitumen y parcialmente lixiviados, desplazados por abundantes estilolitos largos y pocos sinuosos con bitumen. Se observa una escasa dolomitización incipiente, este fenómeno no influye en la calidad del reservorio ya que está en forma de romboedros aislados y muy escasos pudiéndose decir que son residuos insolubles de las juntas de disolución. Con estas características podemos resumir que es un reservorio de mala a mediana calidad.

Colector calcilutítico

Fue perforado por los pozos Martín Mesa 1 (1632-1808m), M. Mesa 3 (3385-3475m), M. Mesa4 (925-1150m). Contiene calcilutitas de color gris claro (Brey 2007) que en secciones delgadas se revelan como carbonatos de tipo mudstone calcáreos con bioclastos muy finos, en ocasiones está presente el componente arcilloso y escasos intraclastos micrizados. Los mudstones pueden llegar a mudstones bioclásticos. Se observa una fracción limosa y arenosa fina de cuarzo. La materia orgánica se manifiesta en forma de capillas sinuosas, parches o sustituyendo bioclastos. Posee abundantes fracturas. En general estas litofacies presenta variables propiedades de reservorio aunque son mejoradas considerablemente, fundamentalmente por la combinación de la fracturación y de los estilolitos semiabiertos, por lo que estos no constituyen barreras de permeabilidad. Se observan procesos de corrosión asociado a diagénesis profunda, penetración de bitumen por contacto y venas de calcita, contribuyendo favorablemente a la calidad del colector.

Durante el proceso de acumulación de los hidrocarburos en las trampas, en los carbonatos se producen microfracturas ocasionadas por la sobrepresión que ejerce la saturación de los fluidos los cuales además son altamente corrosivos y pueden disolver los carbonatos, ocasionando la reapertura de fracturas tectónicas viejas y aumentar las creadas (Mateo 2002). Todo esto conlleva a un consecutivo aumento de la porosidad

efectiva y por consiguiente de la calidad de los reservorios. Otra condición que garantizó la presencia de reservorios lo fue sin dudas, el proceso de cabalgamiento ocurrido durante el Cretácico Superior Campaniano- Eoceno Inferior; que provocó la creación de fracturas tanto en las rocas del margen continental pasivo como en las del Terreno Zaza.

Rocas sello

El sello en el área de estudio está representado por los sedimentos de la Fm. Manacas constituidos por argilitas y limonitas, lentes conglomeráticos con tobas y efusivos. Silicitas y algunos carbonatos, los espesores pueden llegar hasta los 1000m de espesor, en el pozo Mariel Norte-1 posee un espesor de 960m. Estas rocas están divididas en dos facies (Brey *et al.*, 2007). La facies olistostrómica con matriz arcillosa y la facies arcillo-arenosa.

Facies olistostrómica con matriz arcillosa

Estas rocas contienen bloques de diferentes composiciones, ambientes y edades (Brey 2007). Se pueden encontrar bloques de distintos tipos de calizas del tipo mudstone calcáreo y wackestone bioclásticos algunos arcillosos y con granos producto de la recristalización del fango calcáreo con presencia de petróleo, en manchas dispersas, capillas y microfracturas, así como bloques de paquestone/ grainstone intraclásticos, bioclásticos y peloides. Están afectadas por procesos de disolución-solución y venas fracturadas de calcita y es frecuente el microplegamiento y las cavernas; estos sedimentos poseen frecuentes intercalaciones de argilitas por lo que se consideran rocas sello.

Facies arcillo-arenosa

Consiste en una secuencia flyschoides compuesta por limolita, limoargilitas fracturadas cuarcíferas y litoarenitas. Las limolitas y limoargilitas presentan una formación subordinada de plagioclasas y efusivos algo cloritizado, el cemento es arcilloso en rocas calcáreas, las litoarenitas son de grano fino, compuesto por plagioclasas, clorita y sericita y trozos de efusivos con cemento clorítico arcilloso. Presenta escasa porosidad interpartículas, casi totalmente sellada por calcita. Estas rocas se consideran un buen sello.

Se puede decir entonces que los sellos regionales fueron condicionados por el cabalgamiento del Terreno Zaza sobre el margen continental pasivo (depositados en la cuenca de antepaís terciaria). Esto garantizó una fuente de aporte de material arcilloso para los sedimentos sinorogénicos asociados a las diferentes UTEs.

La facies predominante en el área de estudio es la olistostrómica con matriz arcillosa cuyas características se exponen anteriormente, su espesor es variable aunque el pozo Mariel Norte-1 presentó muy buena calidad por lo que se considera un buen sello en la zona de estudio.

Enterramiento

Este proceso en el área de estudio ocurre en tres intervalos geológicos, encontrándose asociados a los diferentes episodios tectónicos de la evolución geológica cubana: preorogénico, orogénico y postorogénico (Pérez 2008).

Enterramiento Preorogénico

Ocurre por una sedimentación continua en las cuencas asociadas al margen continental pasivo. El nivel de enterramiento que se alcanza es pobre y no garantiza una sobrecarga sedimentaria suficiente para que los sedimentos más antiguos alcancen temperaturas superiores a 100° C, pues el espesor total de la columna de sedimentos depositados desde el Jurásico al Cretácico Superior Turoniano no supera los 1500 m.

Enterramiento Orogénico

Ocurre producto al apilamiento de las diferentes unidades (arco volcánico, asociación ofiolítica y margen continental pasivo) a causa de la intensa compresión a que fueron sometidas. Este evento tectónico condicionó una sobrecarga sobre los mantos inferiores de los sedimentos del margen continental pasivo que les permitió alcanzar temperaturas superiores a 100° C y la maduración de las rocas madre. Los niveles de maduración alcanzados por las rocas madre en las distintas áreas dependen de varios factores, como son: valores locales de los gradientes geotérmicos, características cinéticas del Kerógeno y espesor de los mantos cabalgados (sobrecarga).

Enterramiento postorogénico

Ocurre debido a la deposición de sedimentos después del cese de los cabalgamientos, lo cual tuvo dos implicaciones fundamentales:

- 1) Incremento continuo de la sobrecarga a los sedimentos del margen continental pasivo que ocasionó un aumento de los niveles de madurez alcanzados por las rocas madre de los mantos inferiores y sobretodo una migración hacia la superficie de la ventana de generación, que garantizó el aumento del espesor de la zona de cocina y de la cantidad de hidrocarburos generados.
- 2) Creación de una acumulación sedimentaria que protege a las acumulaciones de hidrocarburos de procesos secundarios (biodegradación, lavado por agua, fraccionamiento evaporativo, entre otros.), que afectan las calidades comerciales de los crudos.

Basados en los criterios antes planteados, se puede decir que el papel principal en el enterramiento de las rocas madre y la creación de las zonas de cocina lo tuvieron los cabalgamientos, condiciones que fueron mejoradas en la etapa postorogénica.

Formación de las trampas

En el caso que nos ocupa dentro del área de estudio, las trampas se formaron en la última etapa de los cabalgamientos de las rocas del margen continental pasivo y del Terreno Zaza, cuando ya las formaciones sinorogénicas asociadas a las diferentes UTEs se habían formado.

Teniendo en cuenta el modelo evolutivo para la cuenca de antepaís y la interpretación de los datos recopilados de los pozos, se deduce que las trampas correspondientes en el área de estudio son fundamentalmente de tipo estructural (Valladares *et al.*, 2005), aunque no se descarta el tipo estratigráfico debido a la frecuente variación facial típica de este tipo de cuenca, además de los diversos procesos químico-físicos que afectan y corroen las formaciones inicialmente depositadas y que favorecen el mejoramiento de las rocas primarias. Estas trampas presentan una arquitectura muy compleja difícil de descifrar con la interpretación de la sísmica.

De forma general las trampas en esta zona se pueden considerar como pliegues anticlinales contra fallas inversas (anticlinales de rampa). Estas fallas son generalmente impermeables e impiden el intercambio hidrodinámico de fluidos de los diferentes pliegues en los yacimientos. Esto se puede demostrar por la presencia de diferentes niveles de contacto agua-petróleo, además se tienen en cuenta los resultados de la geoquímica de los petróleos en diferentes yacimientos de la franja norte de Cuba. Se puede asumir que el llenado de cada pliegue ocurrió producto de la generación y migración en cada manto por separado, o sea, la migración intramanto siendo las rocas madres las pertenecientes a la UTE Placetas con elevados contenido de materia orgánica (Álvarez 1999).

Generación, migración y acumulación

Estos procesos comienzan a partir del Eoceno y deben su causa la formación de las rocas madre, rocas colectoras, rocas sello, así como los procesos de enterramiento, maduración y formación de las trampas. Esto permite plantear que los procesos de generación, migración y acumulación tuvieron varios momentos críticos, lo que se debe a que al concluir los cabalgamientos y alcanzar un equilibrio térmico, las rocas madres enterradas comenzaron a generar y expulsar hidrocarburos, parte de los cuales se entramparon en las estructuras formadas; sin embargo, estos procesos para un mismo manto ocurren en distintos tiempos e intensidad sobre la base de la profundidad alcanzada. También, con la sedimentación de los depósitos postorogénicos, las rocas madre alcanzan niveles superiores de madurez y otras antes inmaduras logran madurar, provocando la aparición de nuevos momentos críticos.

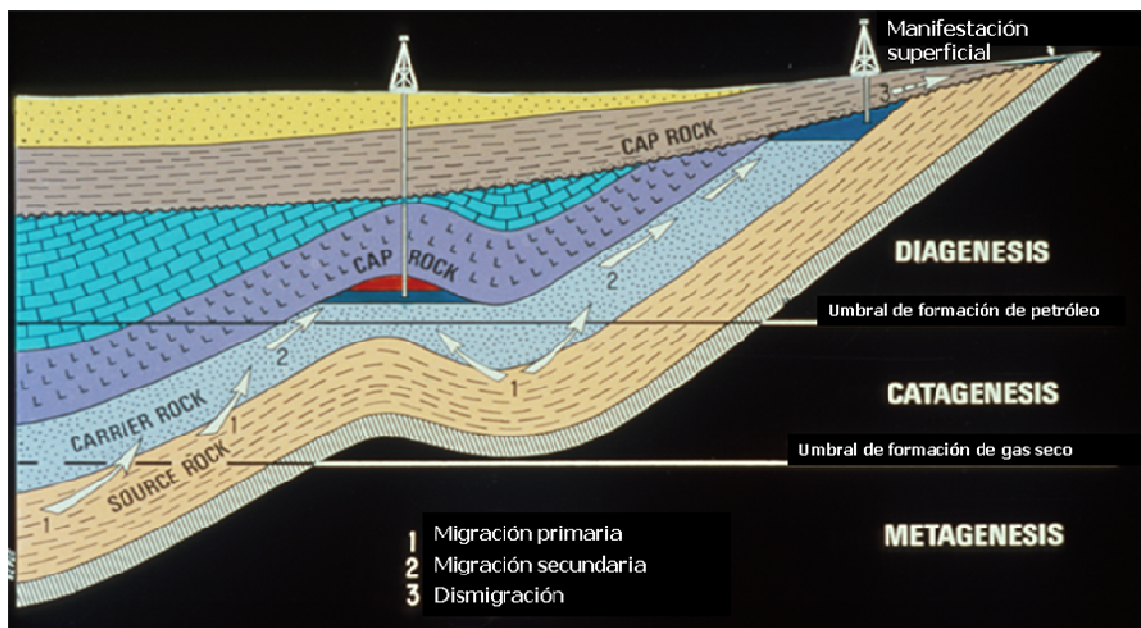


Figura III. 6 muestra los procesos de generación, migración y acumulación (Tomado de conferencia de geología del petróleo, Álvarez 2008).

Timing

La relación temporal entre la formación de la trampa y la generación de hidrocarburos (timing) es muy importante para la existencia de un sistema petrolero, ya que de ello depende que los hidrocarburos generados y expulsados por una roca madre encuentren un espacio geológico donde puedan acumularse.

En el caso particular del área de estudio y de Cuba, basándonos en la existencia de varios yacimientos, se puede plantear que el timing es favorable, es decir las trampas se formaron antes de comenzar los procesos de generación y migración, pues como se ha planteado en otros trabajos los procesos de generación y migración comenzaron en la etapa postorogénica (Delgado 2003).

CAPÍTULO IV. CARACTERIZACIÓN DE LOS PLAYS Y PROSPECTOS Y ANÁLISIS DEL POTENCIAL PETROLERO DEL SECTOR MARIEL - GUAJAIBÓN.

En este capítulo, se pretende realizar la caracterización de los plays en el área de estudio, así como, realizar la evaluación de los prospectos identificados (Mariel Norte y Guajaibón). También se analizan las principales cuestiones que implican incrementos de los riesgos en la exploración y en el potencial petrolero de la zona estudiada.

IV.1 Caracterización de los plays exploratorios

En el área que comprende el sector Mariel – Guajaibón se pueden encontrar tres posibles tipos de play (Figura IV.4)

- Play tipo Sierra del Rosario, sus (características son análogas al Play Veloz-Canasí).
- Play tipo Carmita Santa Teresa.
- Play en el Terreno Zaza o asociado al Complejo Ofiolítico.

Play Veloz – Canasí

En este play se reconocen los **Dúplex (mantos sobrecorridos buzantes hacia tierra)** y dentro de éste el subtipo de trampa, pliegues en escama tipo Placetas.

Se presentan en anticlinales fallados que poseen dimensiones entre 4 y 20 km², siendo sus ángulos de buzamientos de hasta 75° en su flanco norte, entrampados contra las fallas inversas longitudinales y en su flanco sur tienen de 45° de buzamiento.

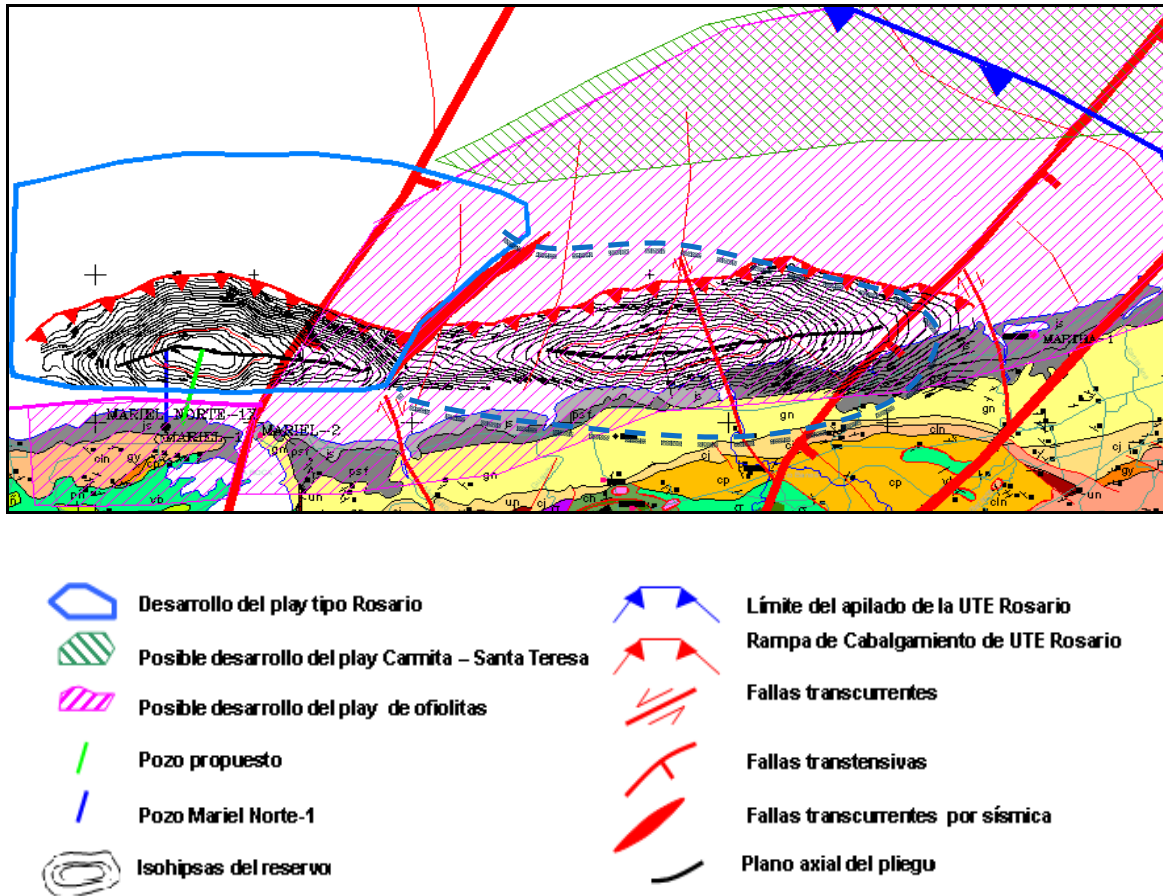


Figura IV.1 esquema que muestra la distribución de los principales plays a encontrar en el área (modificado de Pérez 2008).

Las estructuras tienen de 5 a 10 km de largo por 0.8 a 2 km de ancho, aunque las perforaciones recientes en el yacimiento Varadero han demostrado que tiene una extensión de aproximadamente 20 km, sin tener en cuenta las fallas transcurrentes sinistralas que pudieran desplazar las escamas lateralmente. Se plantea dicha continuidad debidos a que éstas no constituyen por lo general fronteras hidrodinámicas.

En los reservorios predominan las rocas carbonatadas con doble porosidad (porosidad primaria y de fractura) asociadas a la Fm. Canasí, principales productoras en la mayoría de los yacimientos. La porosidad primaria o de matriz alcanza valores de 8% como promedio, con valores máximos de hasta 21%. La porosidad secundaria, fundamental en el comportamiento productivo, fue mejorada por la acción de flujos corrosivos, que provocaron la creación de vóculos y en ocasiones cavernas (Mateo, 2002) que incrementó la permeabilidad hasta el orden de las decenas de Darcy y la porosidad al orden de los 14–18 %. Este tipo de trampa se encuentra fundamentalmente costa afuera y como ejemplo se tienen los yacimientos: Boca de

Jaruco, Puerto Escondido – Canasí y Yumurí – Seboruco, que han producido hasta la actualidad más de 40 x 10⁶ barriles. El petróleo es de baja calidad con gravedades entre 8 y 20⁰ API y contenidos de azufre que varían entre 1.5 y 6 %.

El sello lo constituyen las arcillas de la Fm. Vega Alta de edad Paleoceno-Eoceno Medio parte baja, mientras que el reservorio lo constituyen las rocas carbonatadas fracturadas del Grupo Veloz y coronando a éste la Fm. Canasí, depositadas en la cuenca de antepaís del Paleoceno-Eoceno Inferior. En el caso de estudio las rocas que conforman el sello y el reservorio están representadas por las formaciones Manacas y Cacarajícara respectivamente según datos del pozo Mariel Norte-1, pudiéndose esperar además la ocurrencia de dos rocas reservorio de la UTE Sierra del Rosario.

Play Carmita – Santa Teresa

En este play se presenta el tipo de trampa denominado de Fallamiento Inverso, el cual se presenta en pliegues escamas dentro de un mismo apilado. Estas escamas son una serie de pliegues de menores dimensiones que los del play Veloz-Canasí, dado a que el espesor efectivo cabalgado alcanza como máximo entre 500 y 600 m. Las dimensiones de las escamas son de aproximadamente 600 m de ancho por 800 m de largo y un espesor productor de 50 m como promedio. Las diferentes escamas en su conjunto forman yacimientos de hasta 9 km² de área. La Fm. Carmita del Cenomaniano –Turoniano, constituye los horizontes B y C estando representada por calizas, calizas organógenas fragmentarias, rocas silíceas, intercalaciones de finas capas de arcillas, presentando alguna dolomitización con bitumen y petróleo denso en las fracturas y estilolitos. El tipo de porosidad es fracturado – interpartícula con una porosidad abierta de 7.6 % con un rango de 5.3 a 8.5 %. La Fm. Bacunayagua que constituye la capa A en el argot de la producción, generalmente está asociada a este tipo de play. El sello de estas secuencias es un paquete del miembro los Mangos (Fm Vía Blanca) o en su defecto las serpentinitas alteradas que las sobreyacen tectónicamente.

Este tipo de estructura ha sido reconocida en los yacimientos Boca de Jaruco, Cantel Calizas, Varadero Sur, etc. y constituyen yacimientos importantes con petróleo de mejor calidad industrial que el presente en Veloz - Canasí. De las estructuras, las más perspectivas son las que se encuentran al norte del campo magnético atenuado y poco ruidoso, asociado a cuerpos serpentiniticos y dentro de éstas, las que se corresponden con las cúpulas y próximas a la zonas de fallas (figuras IV.3 y IV.4) bajo estas condiciones existe una mayor densidad de agrietamiento, tal y como lo demuestran los resultados de las perforaciones realizadas en las áreas conocidas. Por el contrario, cuando este play se presenta inmediatamente debajo de las ofiolitas con espesor considerable y próximas a sistemas de fallas transcurrentes, es posible la migración de petróleo hacia las primeras (Surdam, 1997), lo cual provoca que sea más propensa la formación de yacimientos hacia la zona de serpentinitas, encontrándose las estructuras de las Fms. Carmita y Santa Teresa con poca

acumulación de petróleo. Lo anterior ha sido demostrado por los resultados de los pozos Boca de Jaruco – 57 y Boca de Jaruco – 155 en el sector oriental de yacimiento (Álvarez *et al.*, 2006).

Play asociado al Terreno Zaza se reconocen las trampas de tipo:

- **Ígneo fracturadas selladas por la cobertura sedimentaria.**
- **Ígneo fracturadas autosellantes.**

Las **ígneo- fracturadas selladas por la cobertura sedimentaria** se localizan fundamentalmente en zonas muy fracturadas, producto de los movimientos de cabalgamientos regionales, en los bordes de los mantos con una posición estructural favorable. Estas trampas tienen producciones bastante altas y estables de petróleo en reservorios fracturados de naturaleza ígnea.

Las trampas individualmente son pequeñas (menos de 1km de largo), constituidas por pliegues escamas de poco espesor y ancho, aunque en ocasiones alcanzan mayores dimensiones al presentarse varias escamas unidas en un solo yacimiento.

El tipo de porosidad va desde fracturado a interpartícula-fracturado, a veces cavernoso y la porosidad oscila entre 2 – 20 %. El sello de estos yacimientos es el flysch del Miembro Los Mangos de la Fm Vía Blanca. Este tipo de trampa se encuentra en los yacimientos Boca de Jaruco y Cantel.

Por su parte las trampas **ígneo- fracturadas autosellantes** están asociadas a las secuencias ofiolíticas del Terreno Zaza y se presentan relacionadas con las fallas de cabalgamientos que dividen las ofiolitas en varios mantos, provocando una zona de melange muy triturada de varios tipos de rocas (peridotitas, gabros, diabasas, serpentinitas y tobas); si bien las rocas antes de ser trituradas no presentan ningún tipo de porosidad, después de los procesos de fracturación adquieren una porosidad promedio de 13% con un rango de 6 –28%. El tipo de porosidad es principalmente del tipo fracturado y fracturado- interpartículas.

Las trampas tienen una forma alargada y estrecha asociada a las zonas de mayor trituración. Sus dimensiones son por lo general del orden de los 400 m de ancho por 1500 m de largo, aunque en ocasiones son de 200 por 500 y solo excepcionalmente alcanzan los 3000 m de largo. Este tipo de trampa está asociado a las ofiolitas estando ejemplificadas en los yacimientos de Santa María, Guanabo y Jarahueca. El sello de este tipo de trampa puede estar conformado por:

- Serpentinitas alteradas, que se comportan como arcillas.
- Las propias ofiolitas no fracturadas, distantes de las zonas de fallamiento.

El tipo de petróleo presente en las mismas es variable, hacia el sur posee características excelentes con gravedades de hasta 40° API y 0.4 % de azufre (como por ejemplo las estructuras Madruga y Pardo). Hacia el norte, las características de estos petróleos empeoran por lo general, llegando a tener gravedades de hasta 15 ° API y 3 % de azufre, perteneciendo éstas a petróleos de la Familia I, aunque hay casos que pueden ser más pesados por el efecto de la biodegradación como es el yacimiento Cantel con petróleo de la familia III.

Las rocas del Terreno Zaza (play de las ofiolitas), tienen un amplio desarrollo en toda la zona de estudio y hacia el este, tanto en superficie como en el subsuelo (pozos Cojimar-100, Cojimar-100A, Habana del Este, Tarará-100, Tarará Norte -200, Morro Castle -1, Mariel-1 y 2, etc.), lo que hace factible encontrar estructuras con estos tipos de trampas y que constituyen objetivos someros (menos de 1200 m de profundidad), en los cuales son factibles perforaciones de pozos exploratorios dado a su relativo bajo costo de ejecución y por presentar petróleos de mejor calidad.

La existencia de trampas gasopetrolíferas en las rocas del Terreno Zaza, está totalmente demostrada por la presencia de varios yacimientos (Cruz Verde – Bacuranao, Santa María, Peñas Altas, Guanabo – Brisas, Boca de Jaruco – Vía Blanca), en los cuales las estructuras se encuentran a profundidades que oscilan entre los 300 y 1000 m cargadas con petróleo de mejor calidad, lo cual compensa en determinado grado la poca cantidad de reservas comparadas con las encontradas en los yacimientos en las secuencias de la UTE Placetás (Play Veloz-Canasí).

Hacia el Bloque de estudio, es posible tener este tipo de play en la parte oriental, asociada a la porción inferior a la anomalía magnética

IV.2 Caracterización de prospectos

Como se observa en la Figura IV.1 el flanco de la estructura Mariel Norte está pobremente delimitado debido a la falta de la información sísmica en este sector. El flanco sur y fundamentalmente el sur oriental de Guajaibón quedó fuera de la cobertura sísmica, pero se construyeron las isohipsas, en ese sector de la estructura para hacer notable que gran parte de la misma debe estar ubicada en tierra firme, lo cual pudiera ser comprobado en el futuro mediante una perforación o con perfiles sísmicos longitudinales. El modelo tridimensional muestra claramente sus posiciones relativas (Figura IV.2).

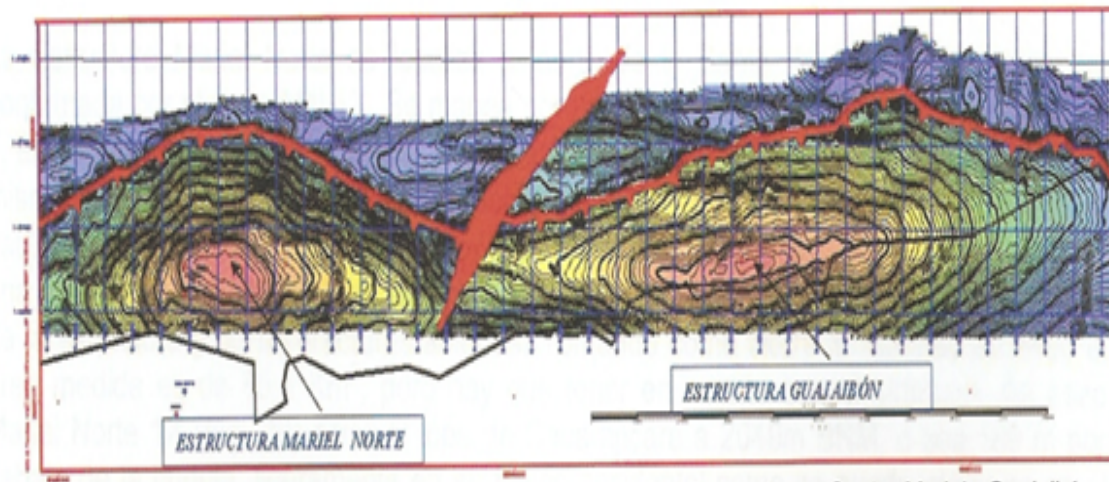


Figura IV.2 Mapa estructural de los prospectos Mariel Norte y Guajaibón por el tope del reservorio de la Fm. Cacarajícara (Domínguez y Rodríguez 2008).

Las estructuras Mariel Norte y Guajaibón fueron mapeadas por el tope de la Fm. Cacarajícara. La cúpula de la estructura Mariel Norte se encuentra ligeramente desplazada hacia el este con respecto a la posición que se le había asignado anteriormente por la interpretación de la sísmica 2D. con esta nueva construcción se logra una mayor coherencia, especialmente en cuanto al rumbo de la estructura y de las fracturas abiertas. El prospecto Guajaibón está pobremente recubierto por la sísmica 3D cuando la estructura fue propuesta por primera vez sobre la base de las líneas 2D su cúpula se ubicaba más al norte y más profunda debido a que la verdadera cúpula quedó sin información sísmica. Ahora con los datos de la sísmica 3D se ha podido comprobar que a partir de la posición definida por la sísmica 2D, se sigue elevando hacia el sur.

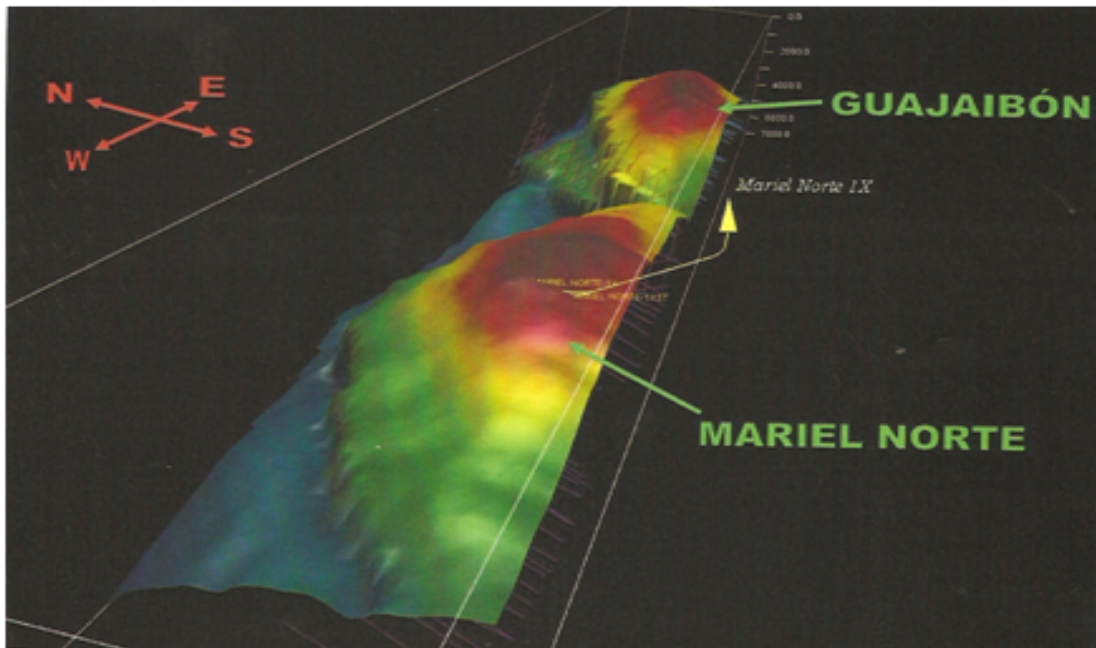


Figura. IV.3 Vista tridimensional de la posible geometría de las estructuras Mariel Norte y Guajaibón (Domínguez y Rodríguez 2008).

La anomalía magnética positiva presente en el área, como se ha planteado en otros informes (Domínguez *et al.*, 2004), se puede asociar a la continuidad de las ofiolitas y vulcanitas presentes al sur de los Bloques 6A y 7A y pertenecientes a la continuación hacia el mar de las que se presentan también al norte del yacimiento Martín Mesa. Este hecho implica entre otras cosas, la limitación de la sísmica bajo estas condiciones. Se conoce que en sectores donde hay presencia de cuerpos ofiolíticos, la interpretación sísmica se hace más dudosa. Además, que desde el punto de vista exploratorio, la regularidad en La Franja Norte de Crudos Pesados es a encontrar acumulaciones relacionadas al margen continental pasivo, asociadas al mínimo magnético situado inmediatamente al norte del máximo y no debajo de éste, tal y como se encuentran todos los yacimientos de La Franja Norte de Cuba.

Otro hecho que le imprime más complejidad, es que por esta área, salen al mar las terminaciones del sistema de fallas trascurrentes Pinar, que provocan el desplazamiento escalonado de la costa. El comportamiento de este sistema es transtensivo, debido a la paralelización de las fallas con respecto al esfuerzo principal máximo, que trajo consigo el hundimiento de la porción perteneciente al prospecto Guajaibón. Este proceso, favoreció la preservación de las ofiolitas debido al menor nivel erosivo presente aquí.

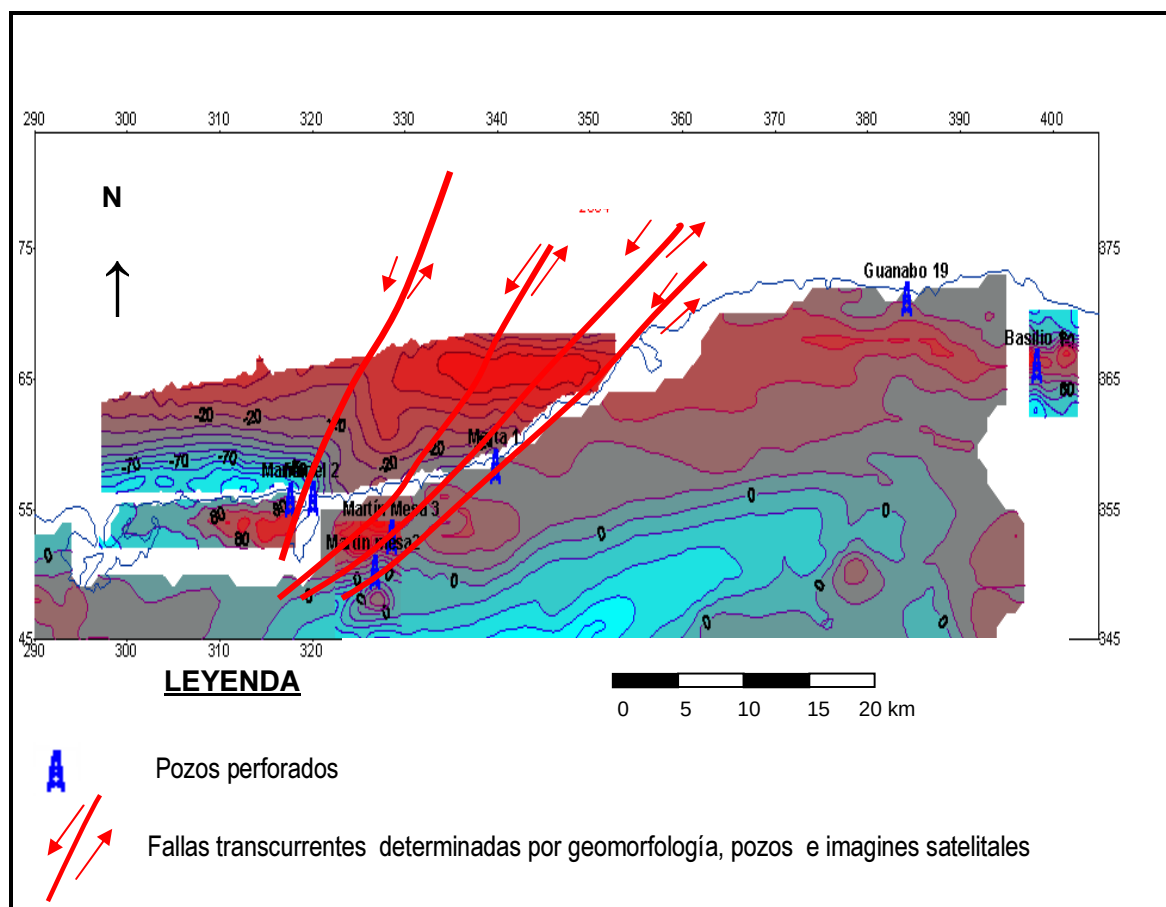


Figura IV. 4 Mapa conformado por los diferentes levantamientos magnetométricos del área (Prol, citado en Domínguez *et al.*, 2004). Simbología: color rojo- máximos, azul- mínimos.

Dentro de la Franja Norte de Crudos Pesados en Cuba, es característico encontrar los yacimientos de petróleo inmediatamente al norte de anomalías magnéticas positivas a las que le siguen los valores mínimos. El prospecto Mariel Norte se encuentra inmediatamente al norte de una anomalía positiva muy fuerte por lo que guarda gran similitud con otros yacimientos ya estudiados lo que le infiere un grado de confiabilidad en cuanto con la presencia de acumulaciones de hidrocarburos (Figura IV.3). Por su parte el prospecto Guajaibón se encuentra debajo de una anomalía magnética alta la cual se espera esté relacionada con potentes espesores de ofiolitas y le imprime un mayor riesgo para su potencial petrolero (Figura IV.3).

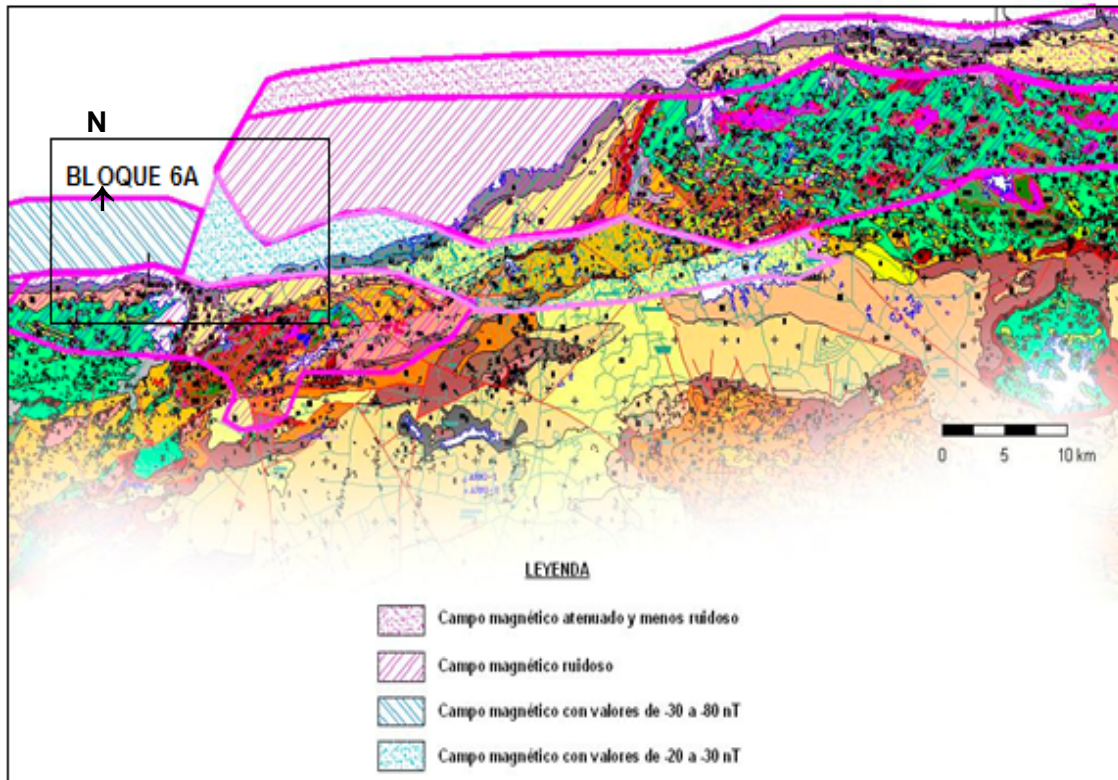


Figura IV.5 Esquema de comportamiento del campo magnético con base geológica a escala 1: 100 000 (Pérez 2008).

En la Figura IV.5 se muestran los diferentes tipos de Play que se desarrollan en el bloque, además se reflejan una serie de estructuras disyuntivas asociadas a procesos neotectónicos las cuales tienen su repercusión en el potencial de hidrocarburos del área. La estructura Guajabón es atravesada por una de estas estructuras, este fenómeno aumenta el nivel de riesgo ya que pudiera darse el caso de que los hidrocarburos que se entramparon en algún momento anterior a este evento hayan migrado debido a la fracturación de las rocas que constituyen el sello y no se tengan acumulaciones dentro de la estructura. Hacia el prospecto Mariel Norte también se observan estructuras disyuntivas pero en este caso no afectan las rocas que conforman el sello, por lo que se espera que las trampas no hayan sido alteradas, permitiendo la preservación de las acumulaciones de hidrocarburos.

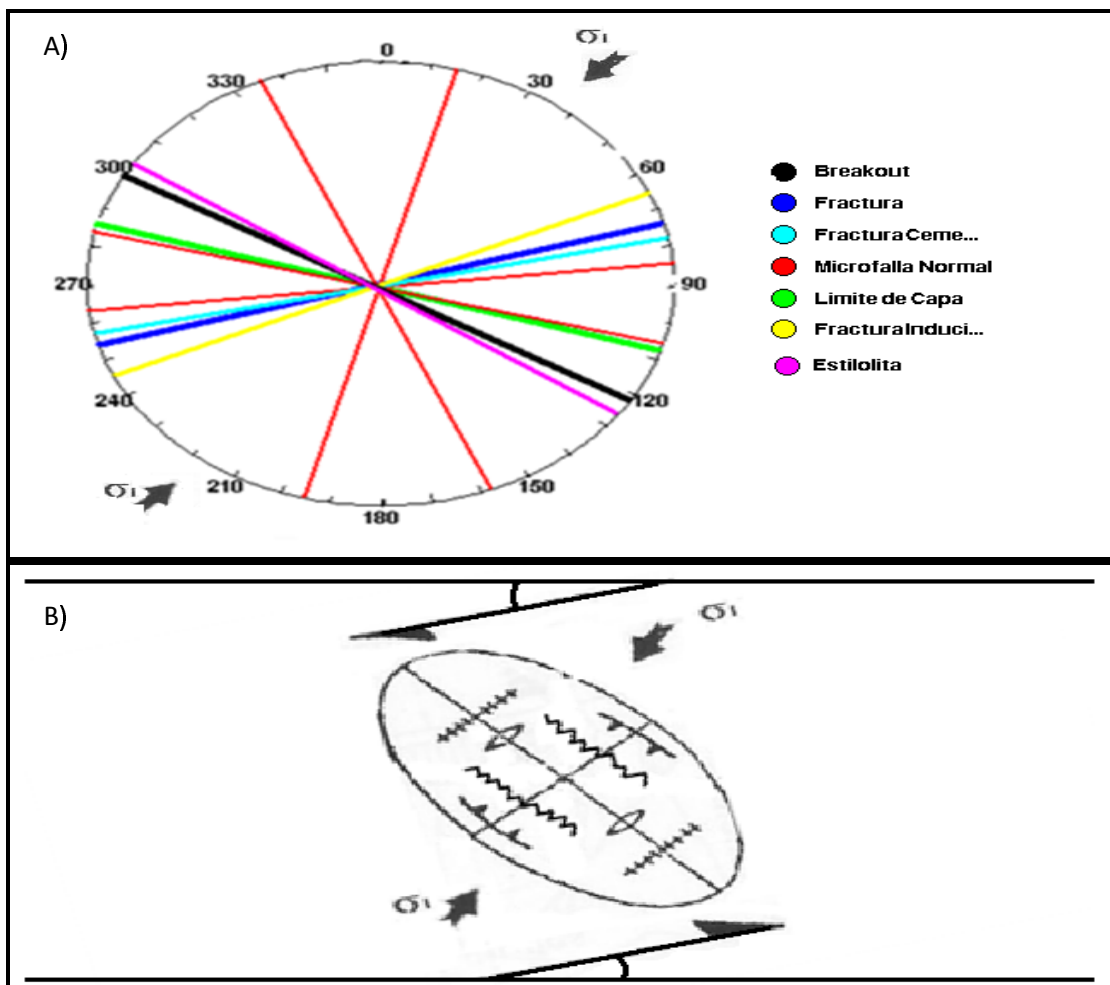


Figura IV. 6 Deformaciones y estructuras del pozo Mariel Norte-1. A) Orientación promedio de los elementos estructurales del pozo. B) Elipse de deformación obtenida por el diagrama de los esfuerzos que muestra la dirección del esfuerzo principal en la zona.

En la figura IV. 6A están representadas las estructuras presentes; beakout, fracturas abiertas, fracturas cementadas, microfallas, límites de las capas, fracturas inducidas y estilolitos en el pozo Mariel Norte -1, las cuales fueron expuestas a partir de la interpretación de los datos de los registros del FMI realizado en pozo. Estos datos son de gran importancia ya que nos permiten obtener la elipse de deformación (Figura IV.6B).

La elipse de deformación obtenida a partir el diagrama de esfuerzos del área está provocada por una falla de tipo sinistral, en la zona de estudio encontramos fallas de este tipo, que están asociadas al sistema de fallas sinistral Pinar, de ahí que los esfuerzos presentes en la posición del pozo Mariel Norte-1 sean producto a la descomposición del esfuerzo principal máximo regional que le dio origen a este sistema. Lo anterior se deduce a partir del análisis de las orientaciones tanto del sistema de fallas Pinar como la falla que separa las estructuras. Las fallas se paralelizan a los esfuerzos la cual constituye probablemente una de las

terminaciones en cola de caballo de falla Pinar; según su orientación corresponde con ambientes distensivos que se traducen en la generación de una componente normal de esta estructura disyuntiva creando una zona transtensiva.

Las fallas presentes en la zona tienen gran implicación en el potencial petrolero ya que constituyen vías para la migración de los hidrocarburos hacia las trampas (Fallas transcurrentes) y otras pueden constituir barreras impermeables, como en casos de la franja norte de Cuba donde las trampas se asocian con pliegues de cierres contra fallas. Otro aspecto relacionado con las fallas y su implicación en el potencial petrolero está dado por el comportamiento transtensivo de las terminaciones del sistema Pinar, pues además de la componente sinistral se comportan con otra componente normal, provocando en este caso el hundimiento de la porción más oriental del sector de estudio. Esto le infiere a la estructura Guajaibón un riesgo mayor, pues al estar a mayor profundidad la columna litológica ejerce una gran presión litostática trayendo consigo una compactación de las rocas infrayacentes y una disminución en la porosidad, esto influye negativamente debido a que empeora las propiedades colectoras. Relacionado con este proceso le imprime un mayor riesgo a la estructura la posibilidad de que pudiera estar hidrodinámicamente conectada con la falla y podría encontrarse cargada de agua lo que se resume en que no tenga ninguna saturación de hidrocarburos.

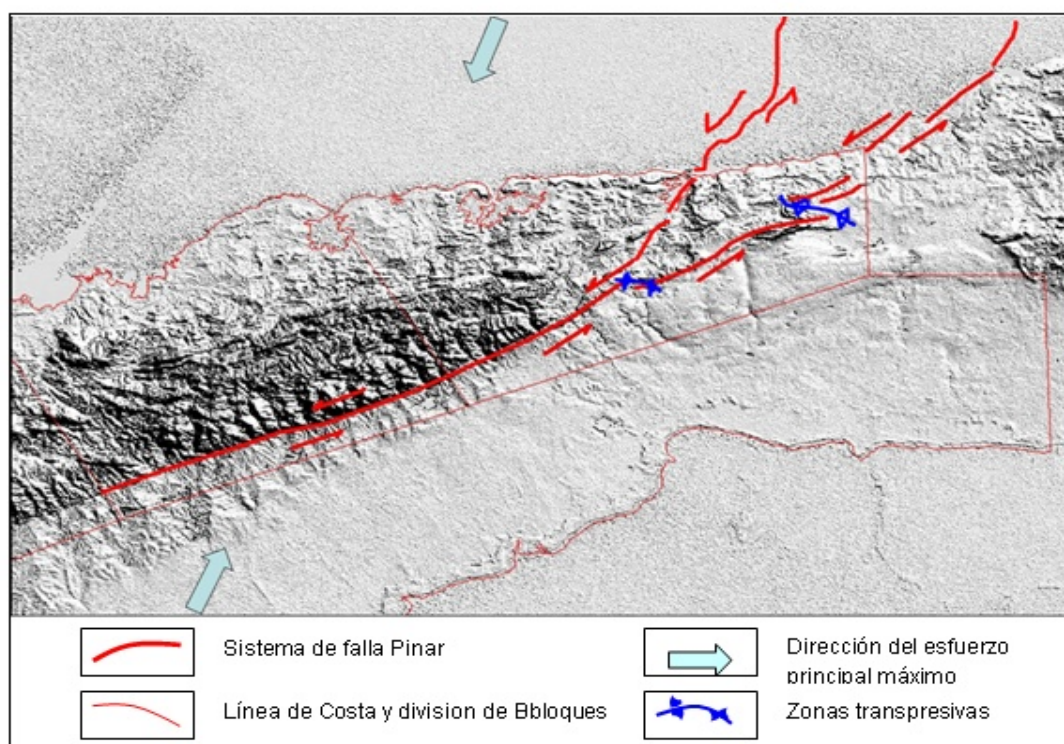


Figura IV.7 Imagen Radar (JERS) mostrando la trayectoria del sistema de fallas Pinar (modificado de Hernández y Sosa 2007)

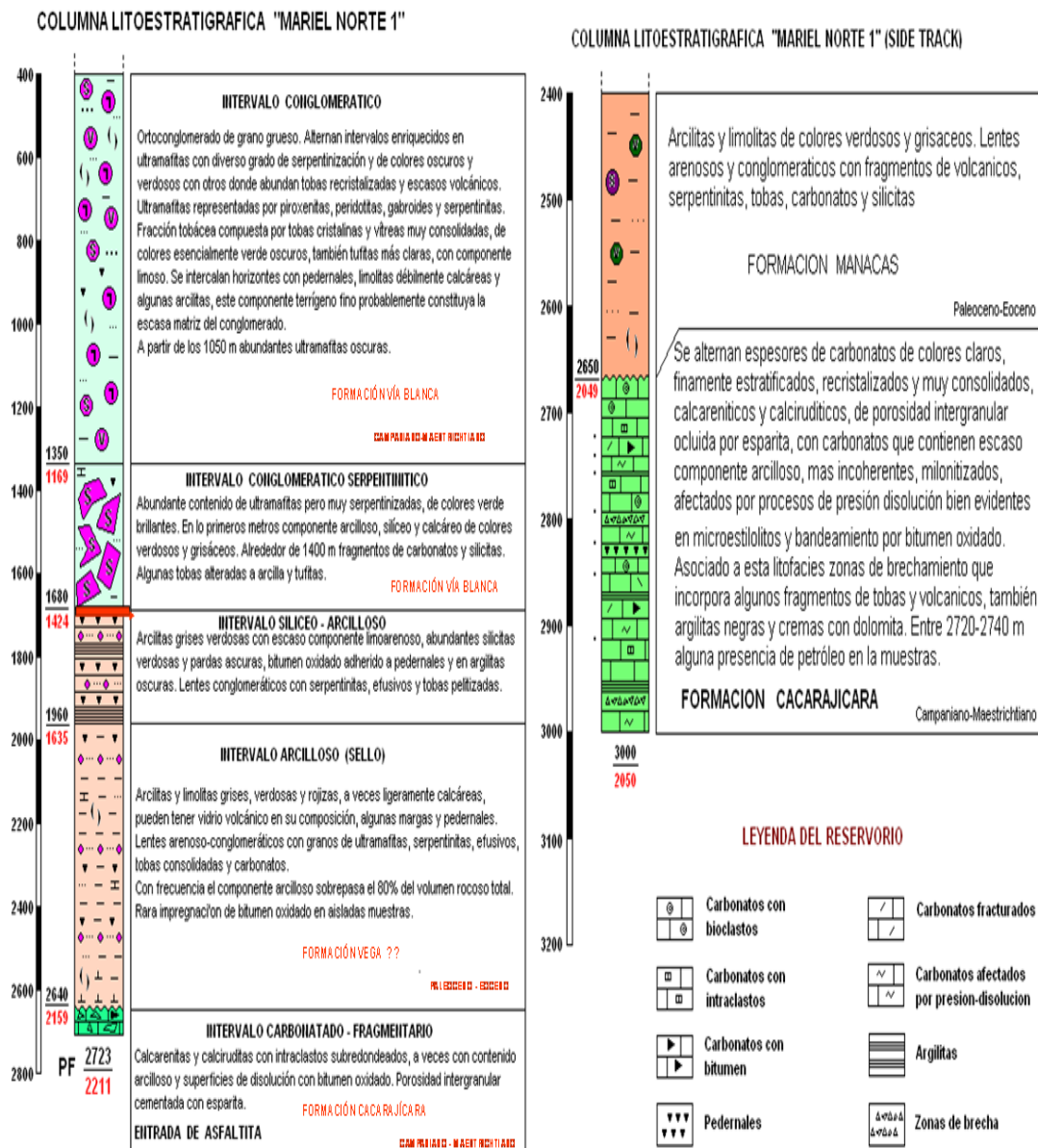


Figura IV.8 Columna litoestratigráfica de ambos caños del pozo Mariel Norte-1 (Echevarría 2005).

IV.3 Caracterización del sello y el reservorio

Rocas sello

En el área las rocas que constituyen el sello están representadas por la Fm. Manacas la cual consta con dos litoacies diferentes en cuanto con sus caraterísticas y propiedades por lo que se describen a continuación.

Litofacies olistostrómica con matriz arcillosa

Se caracteriza por su variabilidad asociada a su composición litológica variable. Aparecen valores bajos de resistividad, alta porosidad, alto CGR y poca diferenciación del SGR, manifiestos en arcillas. Otros intervalos presentan la resistividad algo aumentada con alguna disminución de la porosidad y ligera presencia de Uranio, para rocas muy arcillosas con algo de reservorio. También están presentes las rocas volcánicas y efusivas donde la porosidad aumenta y los valores de CGR y SGR son mínimos y coincidentes. En este paquete el registro sónico presenta una relación variable con los otros registros de porosidad. El ambiente de deposición es oxidante.

Litofacies arcillo-arenosa

Presenta las características de las rocas arcillosas descritas en el paquete anterior, pero la composición litológica presenta menos variación respecto a la antes expuesta. Estas rocas constituyen verdaderamente el sello en el área.

Tabla IV.1 Topes y bases de las litofacies del pozo Marie Norte

LITOFACIES	TOPE (m)	BASE (m)	RUMBO	TIPO DE FRACTURA	RUMBO
Calcarenítica	2635	2740	NW-SE	Abiertas	NE-SW
	2795	2827	NE-SW	Abiertas	
	2885	2990	NE-SW	Abiertas Cementadas	
Calcirudítica	2740	2795	NE-SW	Abiertas	NW-SE
	2827	2885	NE-SW	Abiertas	
			NW-SE	Cementadas	

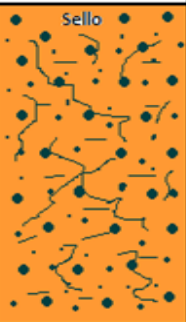
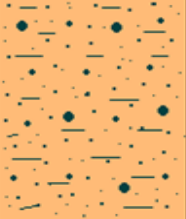
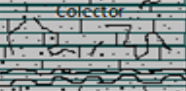
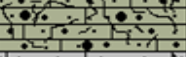
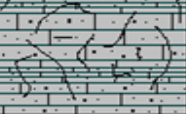
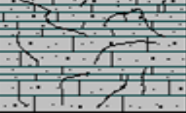
Profundidad (m)	Litofacies	Descripción	Descripción FMI
2274	 Sello	Contiene bloque de diferentes composiciones, ambientes y edades, mudstone calcáreo, y wackestone bioclástico, algunos arcillosos y con granos producto a la recristalización del fango	Presenta una textura brechosa con abundantes fracturas abiertas y microfallas, presencia de cavemas
2500			
2640		Estas facies consiste en una secuencia fliishoide compuesta por limolitas, limoargilitas, presenta escasa porosidad interpartículas y son escasas las intercalaciones	No se ven procesos de fracturación, y tiene un carácter más homogéneo que la facies anterior
2740	 Colector	Carbonatos cristalinos de calcita, por lo general están redondeados e incluidos en micrita.	Presenta fracturación abierta y microplegamiento estratificación de media a fina y estilolitos
2795		Rocas carbonatadas del tipo rudstone con intradástos	Presenta fracturación abierta y microfallas normal
2827		Consiste en carbonatos del tipo wackestone bioclástico carbonatos cristalinos de calcita, por lo general están redondeados e incluidos en micrita	Presenta fracturación abierta y estratificación de media a fina, llega hasta laminación
2885		Se comportan como rocas carbonatadas del tipo rudstone con intradástos de contenidos variables	Presenta capas de media a finas, fracturas abiertas y microfallas normales
2990		Consiste en carbonatos del tipo wackestone bioclástico carbonatos cristalinos de calcita	Presenta fracturación abierta y estratificación de media a fina en ocasiones llega hasta la laminación, fenómenos de disolución y estilolitos

Figura IV. 9 Columna litofacial y textura según datos del FMI del pozo Mariel Norte-1

En la Figura IV.9 se representa la columna litofacial de acuerdo con los datos de la interpretación del FMI de ahí que se destaquen dos litofacies diferentes para el sello: facies olistostrómica con matriz arcillosa y la facies arcillo-arenosa. Para el reservorio se representan al igual que para el sello dos litofacies diferentes: la litofacies calcirrudítica y la facies calcarenítica. Las litofacies que conforman el sello se presentan generalmente muy heterogéneas con diferentes granulometrías y composiciones, para el reservorio predominan las secuencias carbonatadas las cuales presentan procesos de fracturación, microplegamientos, así como olistolitos y fenómenos de disolución-solución.

Roca Reservorio

Reservorio Transicional 1

Se le ha llamado de esta forma por presentar características variables, tanto en la resistividad, como en la separación, aunque apreciable, entre el CGR y el SGR; se aprecia la disminución de la arcillosidad en la separación de las curvas del Torio y el Potasio. La porosidad es considerablemente reducida, hasta prácticamente desaparecer al aplicársele la corrección por arcillosidad (porosidad efectiva).

Reservorio con Asfalto 2

Se le llamó de esta forma por la presencia de este material en su espacio poral. La resistividad es extremadamente alta, dada tanto por la presencia de asfalto como por la baja, casi ausente porosidad. Llama la atención la presencia de invasión no obstante las características anteriores, lo que puede relacionarse con alguna fracturación que no influye en la porosidad total de la roca. Este intervalo es homogéneo y presenta un ambiente reductor.

Reservorio Variable

Sus características son similares al del primero descrito, pero su extensión es mayor.

Reservorio 4

Este reservorio presenta la menor resistividad del corte, con el máximo de contenido de Uranio. La porosidad aumenta ligeramente.

Reservorio con Asfalto 5

Es similar al reservorio con asfalto descrito anteriormente, aunque tiene un mayor grado de variabilidad tanto en el PEF como en la resistividad RXOZ, lo que puede ser índice de alguna fracturación.

Litología: Se puede establecer la presencia de un reservorio mayoritariamente carbonatado, pero aparece también el cuarzo que puede responder al pedernal. En este caso fueron utilizados los métodos del neutrón y de litodensidad solamente. Se muestra fundamentalmente la presencia de arcilla, los carbonatos y algo de otras litologías como la dolomita y las areniscas, aunque es notable la diferenciación en el corte entre el sello y el reservorio siendo este último predominantemente carbonatado y con escaso contenido de arcilla.

Porosidad: Se calculó como el promedio de esta propiedad por los métodos de Neutrón y Densidad después de aplicársele la corrección por arcillosidad para ambos modelos.

Saturación: La saturación de agua total (Sw) y de la zona lavada (Sxo) fue calculada utilizando el modelo de Archie por ser el más sencillo en un reservorio con malas características, para el caso del modelo 1. Mientras que en el modelo 2 se utiliza también el modelo de Simandoux, observándose una diferencia respecto al modelo 1 en cuanto a la saturación de fluidos.

Contenido de arcilla (Vsh): En el modelo 1 se calculó por el contenido de Torio y el de Potasio, tomándose el valor promedio, para que el cálculo fuera el más conservador, mientras que para el modelo 2 se utiliza el valor mínimo.

Tabla IV. 2 Muestra los valores por paquetes del reservorio modelo1

PAQUETE	Tope	Base	SW	MOS	Vsh	SXO	ROS
	m	m	%	%	%	%	%
Paquete Arcilloso Conglomerático (Sello)	2272.5	2507.0	82.22	3.80	25.8	86.02	13.98
Paquete Arcilloso (Sello)	2507.0	2645.5	99.83	0.06	34.9	99.88	0.12
Reservorio Transicional 1	2645.5	2685.5	96.89	1.64	14.1	98.53	1.48
Reservorio con Asfalto 2	2685.5	2740.0	83.72	14.96	12.2	98.68	1.32
Reservorio Variable 3	2740.0	2830.5	96.71	2.39	13.4	99.10	0.90
Reservorio 4	2830.5	2886.5	98.48	1.14	14.8	99.62	0.38
Reservorio con Asfalto 5	2886.5	2964.5	84.97	12.93	11.9	97.91	2.09

Tabla IV. 3 Muestra los valores por paquetes del reservorio modelo 2

PAQUETE	Tope	Base	SW	MOS	Vsh	SXO	ROS
	m	m	%	%	%	%	%
Paquete Arcilloso Conglomerático (Sello)	2272.5	2507.0	36.9	17	34.27	54	45
Paquete Arcilloso (Sello)	2507.0	2645.5	60.19	29.9	53.2	90.13	9.87
Reservorio Transicional 1	2645.5	2685.5	42.72	20.86	7.87	63.58	36.4
Reservorio con Asfalto 2	2685.5	2740.0	3.85	24.5	1.13	28.4	71.5
Reservorio Variable 3	2740.0	2830.5	36.95	26.5	4.5	63.4	36.6
Reservorio 4	2830.5	2886.5	21.35	21.4	4.23	42.8	57.2
Reservorio con Asfalto 5	2886.5	2964.5	5.38	29.7	0.78	35	64.9

Las propiedades de reservorio evaluadas, fueron la porosidad efectiva (corregida por arcillosidad), la porosidad por el método sónico y la saturación de agua por el modelo de Archie para la zona lavada y la zona invadida. Se calculó también el petróleo residual (ROS) y el móvil (MOS). Para cada electrofacies se calculó el promedio. Los resultados no resultan optimistas en este pozo, teniendo en cuenta que la mejor zona es el Reservorio con Asfalto 5, con 0.37 % de porosidad efectiva y 12.93 % de petróleo móvil para el modelo 1 (Tabla IV.2). La permeabilidad se manifiesta a través de la invasión en las rocas del lodo de perforación y teniendo en cuenta el análisis del registro de micro imagen en la formación (formation micro imagen-FMI), el cual arroja que estas rocas están afectados por procesos de fracturación así como fenómenos de disolución y corrosión de las rocas.

En el modelo 2 (Tabla IV.3), más optimista, aunque presenta saturaciones de petróleo móvil en las capas reservorio, se observa también valores elevados de petróleo residual y bajos valores de porosidad, por lo general menores del 5%. En los reservorios 2 y 5 y en algunos intervalos del reservorio 3 hay evidencias de posible permeabilidad en el corte, aunque estas características se ven mejoradas por la porosidad secundaria en este caso procesos de fracturación.

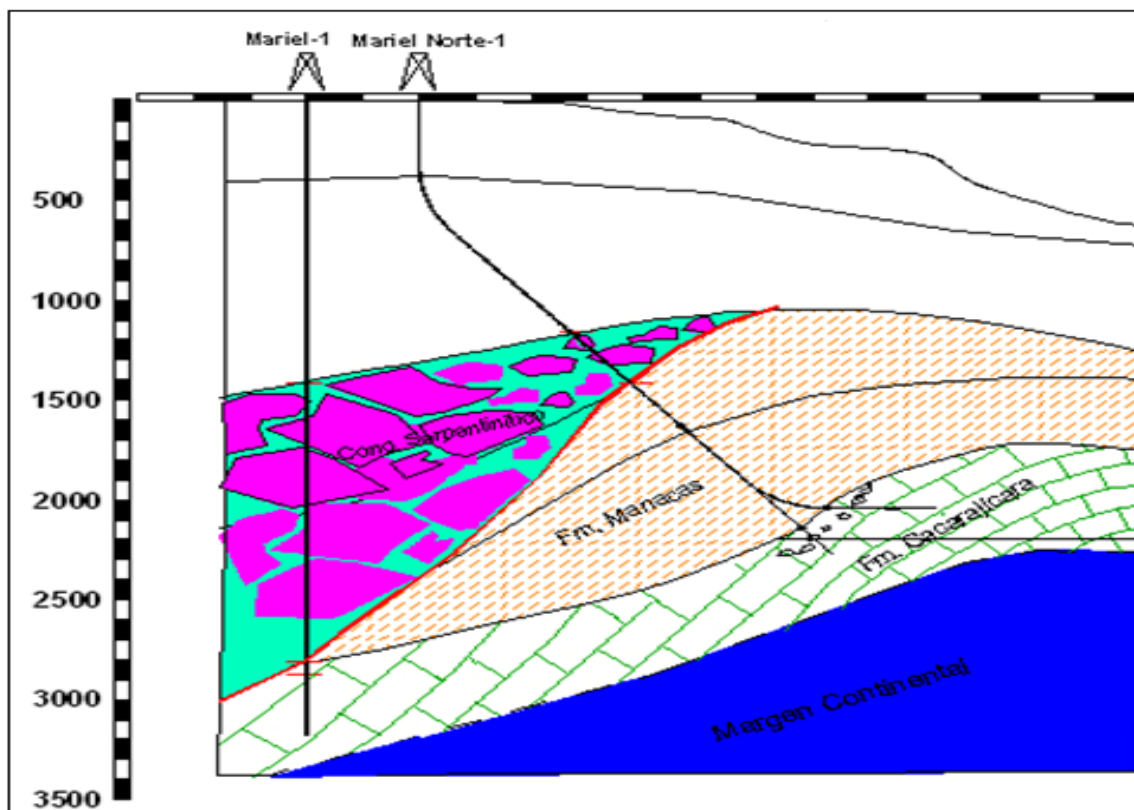


Figura IV.10 Perfil geológico por el pozo Mariel Norte -1 (Modificado de Echavarría *et al.* 2005)

En la Figura IV.12 se muestra la estructuración geológica detallado para el prospecto Mariel Norte el cual fue conformado como resultado de la interpretación de los datos de la perforación. En el perfil generalizado se destaca la distribución de las formaciones que constituyen las rocas colectoras pertenecientes a la Fm. Cacaragicara y las rocas que constituyen el sello en este caso la Fm. Manacas.

Tabla IV.4 Elementos de yacencia de las capas en el pozo Mariel Norte-1.

Caño	Horizontal	tv	x	y	Azmut	Rumbo	Dir	Inclinación
2635	1472	-2041	317786	357613	210	60	NW	55
2670	1491	-2041	317786	357632	250	20	NW	70
2690	1528	-2041	317785	357670				
2740	1567	-2041	317785	357708	210	60	NW	60
2770	1586	-2041	317785	357727				40
2790	1672	-2042	317786	357814	210	60	NW	55
2870	1691	-2042	317786	357833	220	50	NW	40
2890	1719	-2041	317786	357861	220	50	NW	25
2920	1748	-2041	317786	357890	140	50	NE	75
2950	1767	-2041	317785	357909	210	60	NW	30

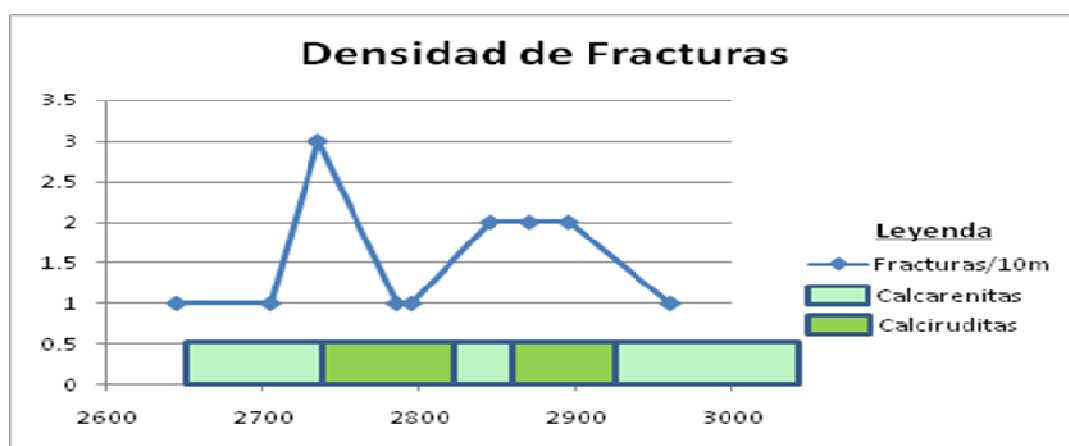


Figura IV. 11 Gráfico de densidad de fracturas

En el Gráfico IV.11 se define la distribución de la densidad de fracturas por litofacies, en el pozo Mariel Norte, siendo las calcirudíticas las más afectadas por estos procesos y fundamentalmente a partir de los 2850m y hasta 2900m de profundidad lo que brinda información hacia qué zonas el colector presenta mejores propiedades de almacenamiento de hidrocarburos.

En la Figura IV.15 se hace una ampliación de las rocas que conforman el colector y sello con el objetivo de definir las cuestiones de la microtectónica así como la distribución de las diferentes litofacies que conforman

el reservorio. Para este análisis fue precisa la interpretación detallada de los registros del FMI y tener en cuenta los aspectos de los levantamientos geofísicos realizados en la zona. A partir del análisis realizado en el perfil es posible establecer la secuencia en que se encuentran distribuidas las litofacies en la estructura donde hacia el centro de la estructura y con mayor distribución se encuentran las calcirudíticas y respectivamente le sobreyacen las litofacies calcareníticas y calcilutíticas, esta distribución corrobora como se depositaron los sedimentos que conforman las rocas, ubicándose las fracciones más gruesas hacia la base de la secuencia y las más finas en la parte superior.

Al modelo en la estructura se le superpusieron los valores de densidad de fracturas que poseían las litofacies de la roca que conforma el colector por cada diez metros y la inclinación de las capas, estos datos permitieron evaluar cuál de las litofacies tiene mejor propiedades colectoras, que en este caso está asociada con la que presenta granulometría más gruesa ya que tiene mejor capacidad de fracturación encontrando en algunos casos hasta tres fracturas por cada diez metros, conjuntamente con su mayor distribución en la estructura resulta un índice positivo en cuanto al potencial petrolero que muestra el prospecto.

En el modelo se muestran dos fallas que atraviesan la estructura lo cual guarda gran similitud con otros yacimientos de La Franja Norte de Crudos Pesados en Cuba, esto nos da un grado de certidumbre mayor en cuanto con su potencial petrolero y al grado de preservación que deben tener los hidrocarburos en este sector.

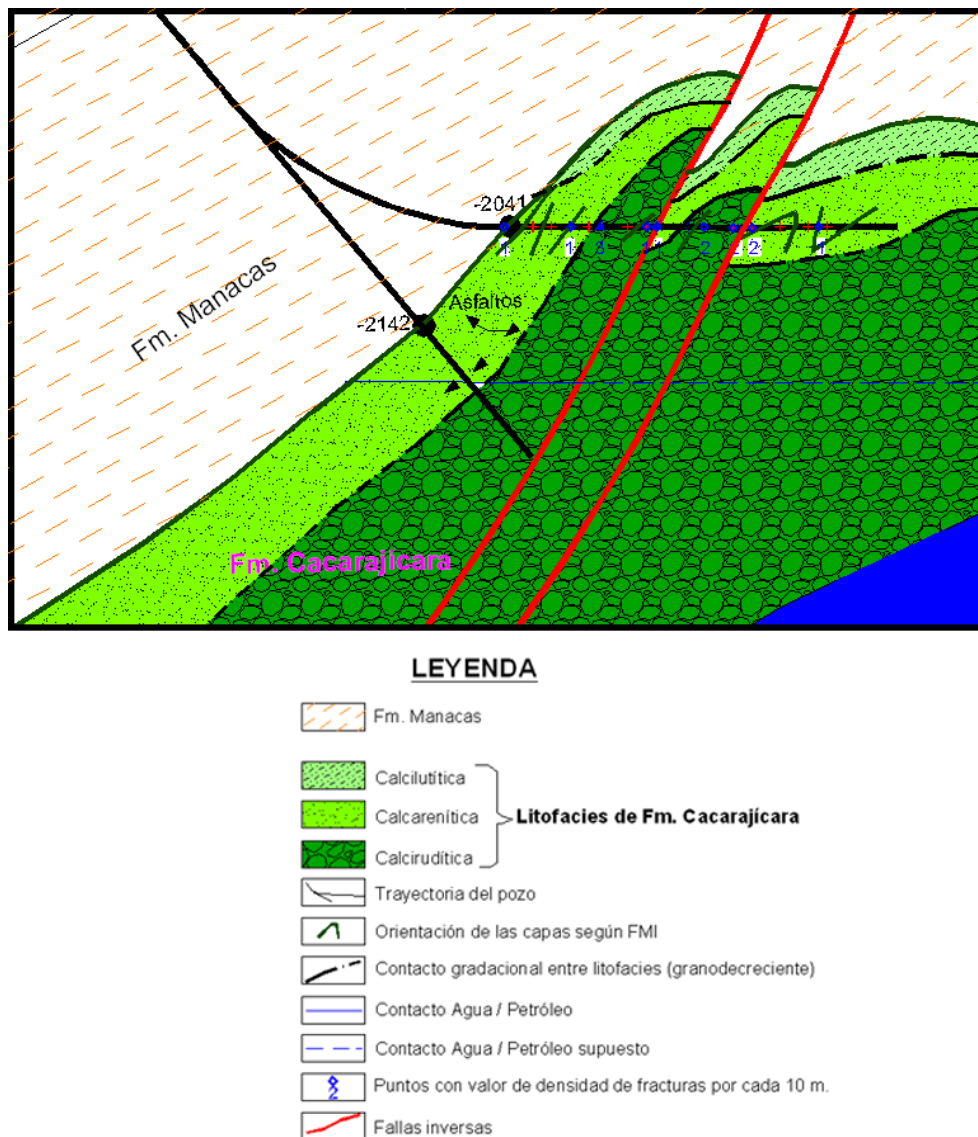


Figura IV. 12 Perfil geológico detallado por el pozo Mariel Norte-1, mostrando la distribución de litofacies.

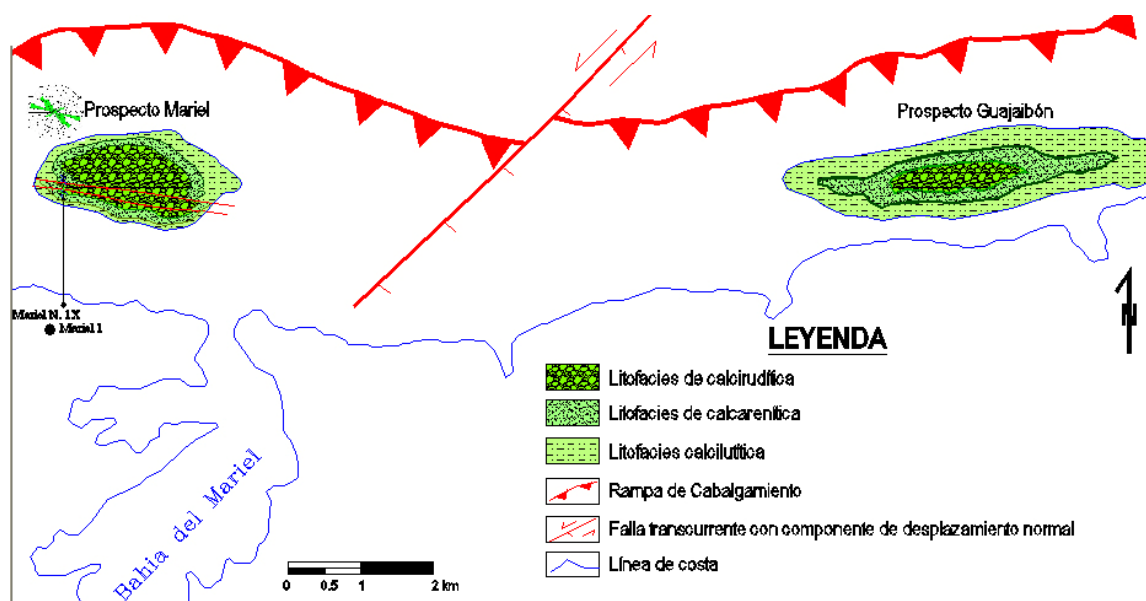


Figura IV. 13 Mapa de pronóstico de distribución de litofacies de la Fm. Cacarajicara en los prospectos estudiados.

La Figura IV.13 muestra el mapa que refleja la distribución de las litofacies dentro de las estructuras Mariel Norte y Guajaibón en planta. Hacia el prospecto Mariel Norte es mayor la distribución de las litofacies calcirudítica como se había expuesto anteriormente lo que proporciona una alta confiabilidad en el caso de las reservas de hidrocarburos que pudiera almacenar la estructura por presentar mejores propiedades colectoras. Fue posible por analogía extrapolar los datos al prospecto Guajaibón donde la litofacies con mejores perspectivas petroleras tiene una menor distribución, esto le confiere a la estructura mayor riesgo desde el punto de vista de la cantidad de las reservas que se pudieran encontrar, al no contarse con perforaciones que atravesasen la estructura Guajaibón es imposible realizar una evaluación con certeza ya que todos los datos que se tienen son inferidos por analogía con el prospecto Mariel Norte.

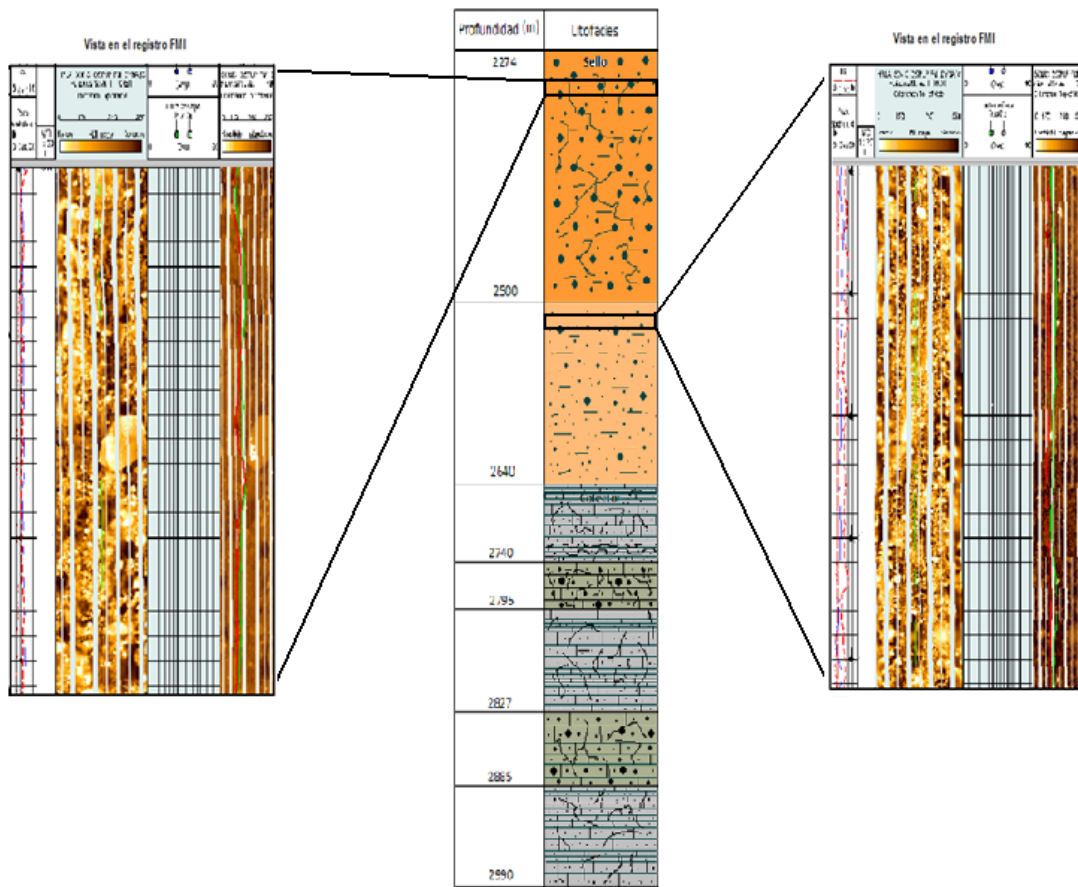


Figura. IV.14 Representación textural de las litofacies que conforman el sello.

Con el modelo de la distribución litofacial del pozo Mariel Norte (Figuras IV.8, IV.14, IV.15), es posible delimitar por diferentes zonas las propiedades texturales de las mismas. Hacia la parte superior del corte se encuentra las litofacies asociadas al sello, primeramente las litofacies olistostrómica con matriz arcillosa que presenta un carácter conglomerático-brechoso, los comportamientos son muy variables en cuanto a su granulometría y composición litológica. Esta secuencia de roca se encuentra muy afectada por los procesos de fracturación y disolución. La otra litofacies asociada al sello corresponde a la arcillo-arenosa, la cual presenta un carácter más homogéneo en cuanto con la composición y granulometría, además no se encuentra afectada por los procesos de fracturación. Esta litología tiene un mayor contenido arcilloso, que conjuntamente con otras propiedades la definen como el verdadero sello en el pozo. En las figuras mostradas a ambos lados de la columna se pueden distinguir fácilmente estas propiedades, los colores más claros están asociados a zonas con mayor resistividad que responde con elementos menos arcillosos, mientras los colores más oscuros están relacionados con zonas menos resistivas y más arcillosas.

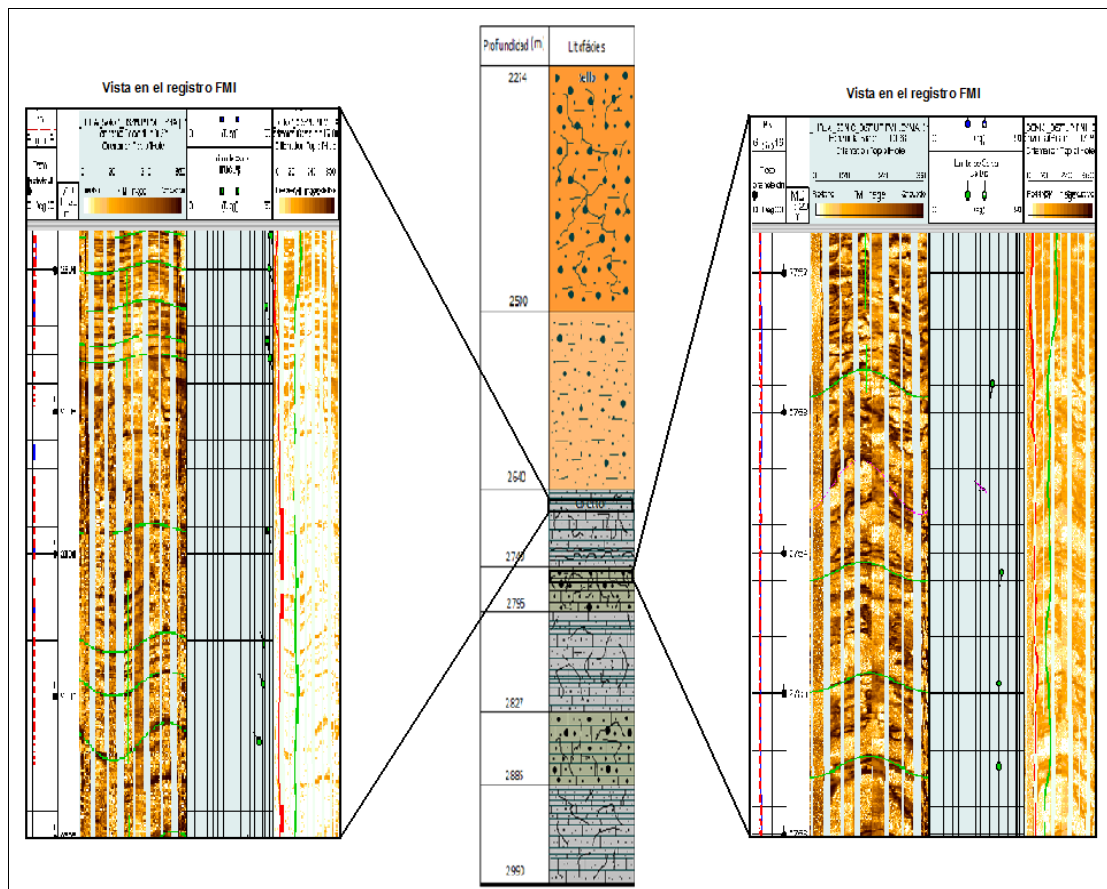


Figura. IV.15 Representación textural de las litofacies que conforman el reservorio.

Hacia la parte que conforma las rocas del reservorio se nota un cambio brusco en cuanto al color del registro observándose colores más claros, esto responde al tipo de litología presente el cual se asocia principalmente a carbonatos donde disminuye considerablemente el contenido arcilloso. La figura que corresponde al registro de FMI que se muestra a la izquierda de la columna, responde a la litofacies calcarenítica la cual presenta procesos de fracturación, plegamientos y microfallas (Figura IV.15). Esta zona corresponde con valores muy resistivos en su totalidad por lo que se espera su contenido arcilloso sea nulo. En la porción del FMI que se muestra a la derecha de la columna, se representa la litofacies calcirudítica la cual presenta algunas tonalidades más oscuras que se pueden asociar a la presencia de algún contenido arcilloso. Esta litofacies se ve afectada por procesos de fracturación y en algunos casos presenta brechamiento, microfallas y microplegamientos. La granulometría tiene un aumento con respecto a la litofacies anterior lo que le infiere una mejoría en cuanto a la porosidad y la calidad como reservorio.

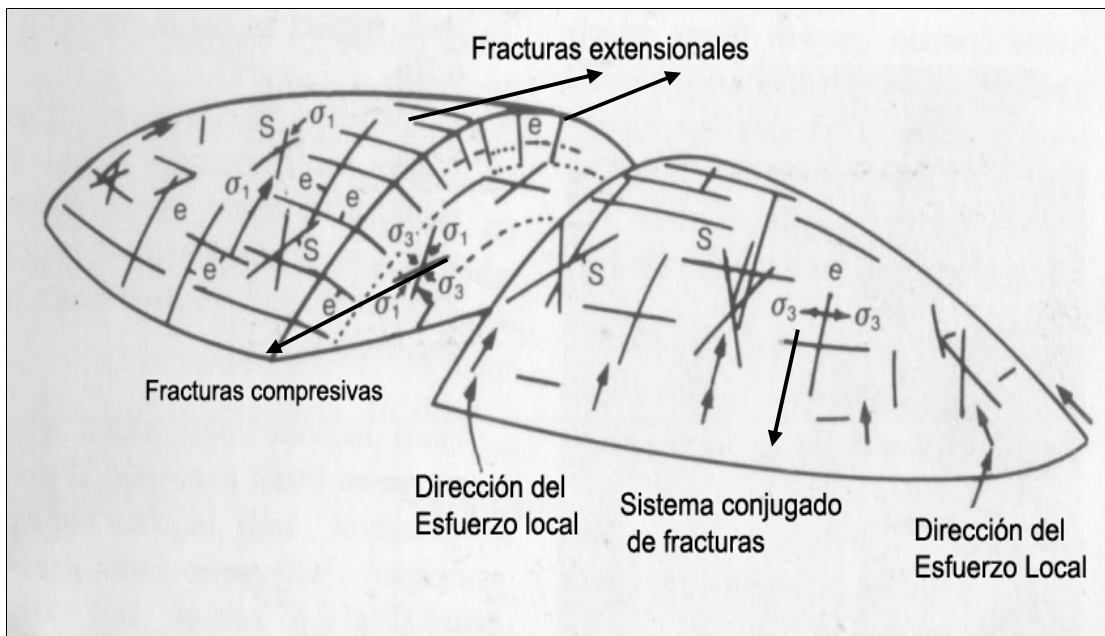


Figura. IV.16 Sistemas de fracturas que se generan en una estructura plicativa bajo la acción de un esfuerzo principal máximo σ_1 ubicado en el plano horizontal (McClay 1992)

Durante la formación de las estructuras plicativas se generan una serie de fracturas de acuerdo con la posición que ocupan en la estructura y la distribución del esfuerzo principal (Figura IV.16). Hacia la parte de los periclinales se generan sistemas de fracturas conjugados debido a las descomposiciones que sufre el esfuerzo principal. En la parte central del pliegue también se forman sistemas de fracturas conjugadas pero tienen una distribución distinta a las mencionadas anteriormente, hacia la cúpula de la estructura se generan fracturas de distensión por el estiramiento a que son sometidas las capas durante las tensiones generadas durante los plegamientos, mientras que en la zona interior del pliegue se generan las fracturas compresivas provocadas por la compresión a que son sometidas las rocas.

Dentro del prospecto Mariel Norte se realizó la distribución de las fracturas para las rocas que constituyen el reservorio, hacia la parte occidental de la estructura tenemos los sistemas conjugados pertenecientes al periclinal por lo que los procesos de fracturación no se encuentran muy representados, es necesario destacar que el pozo Mariel Norte-1 está ubicado en esta zona del pliegue, de ahí que los datos de los registros del FMI no sean satisfactorios desde el punto de vista de la fracturación de las rocas. Se espera que hacia la parte central del prospecto se tenga una zona con la mayor densidad de fracturas debido a lo expuesto anteriormente (Figura IV.17).

Este análisis conjuntamente con los datos que nos brinda la distribución de las litofacies en la estructura nos permite definir la mejor zona dentro del pliegue para la ubicación de un posterior pozo, para el cual se recomienda una ubicación hacia la parte central de la estructura con la misma profundidad que el pozo Mariel

Norte-1 para cortar un mayor número de fracturas y así disminuir los riesgos en el potencial petrolero desde el punto de vista de la porosidad del colector y de la estructura en general. El caso de que se recomienda perforar un nuevo pozo a la misma y no con mayor profundidad responde a que dentro de esta estructura se encuentran dos fallas que pudieran determinar diferentes contactos agua-petróleo en los diferentes escamas.

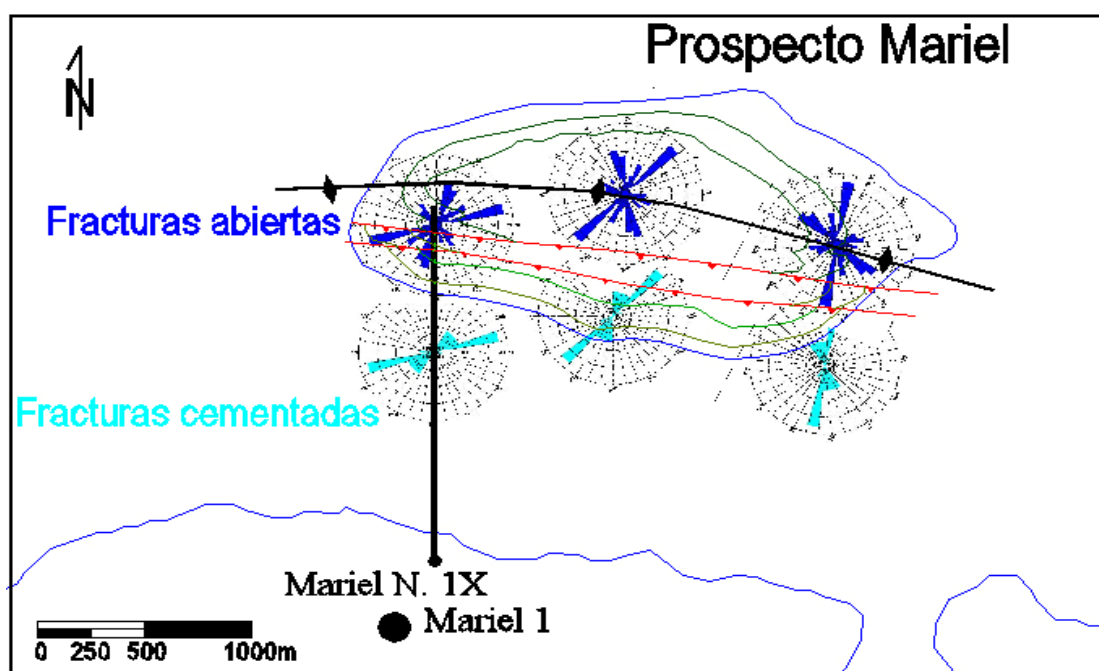


Figura.IV.17 Mapa de pronóstico de distribución de fracturas en el prospecto Mariel Norte.

En el prospecto Gujaibón también se logró inferir una distribución homóloga a la de Mariel Norte-1, por lo que es posible encontrar los mismos sistemas de fracturas en las zonas antes expuestas (Figura IV.18). Este prospecto tiene un mayor grado de riesgo desde el punto de vista de la fracturación ya que se encuentra más profundo que la estructura Mariel Norte cubierto por una potente columna de rocas muy densas asociadas a las rocas del complejo ofiolítico, este fenómeno pudiera haber influido en la compactación del colector provocando una disminución de la porosidad disminuyendo las propiedades colectoras de las rocas.

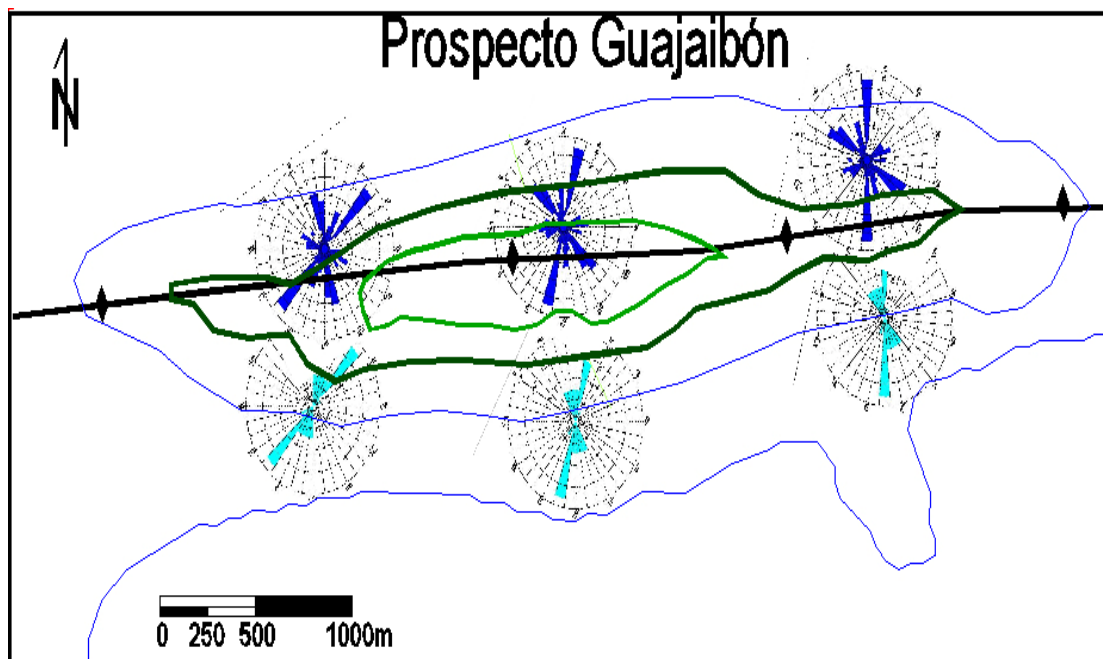


Figura.IV.18 Mapa de pronóstico de distribución de fracturas en el prospecto Guajaibón.

Dentro del sector Mariel-Gujaibón, fue posible delimitar tres zonas con diferentes potenciales petrolero dentro de los prospectos estudiados Figura IV.19. Se destaca una primera zona con mejor potencial la cual está ubicada en la parte central de la estructura Mariel Norte dada fundamentalmente por la distribución que posee la litofacies con mejores propiedades colectoras que en este caso es la calcirudítica y el área con mayor densidad de fracturas, la zona que posee un potencial medio se representa en ambas estructuras y está consolidado principalmente por la distribución de las litofacies calcarenítica y calcilitítica las cuales presenta menores propiedades colectoras que la antes expuesta en cuanto al nivel de fracturación que posee, la zona de mayor riesgo en las estructuras está relacionada con el contacto agua petróleo que podemos encontrar ya que solo se cuenta con una perforación lo cual es insuficiente en este caso, es digno destacar en Mariel Norte-1 se detectaron dos fallas internas las cuales pueden definir varios contactos agua-petróleo dentro de la estructura.

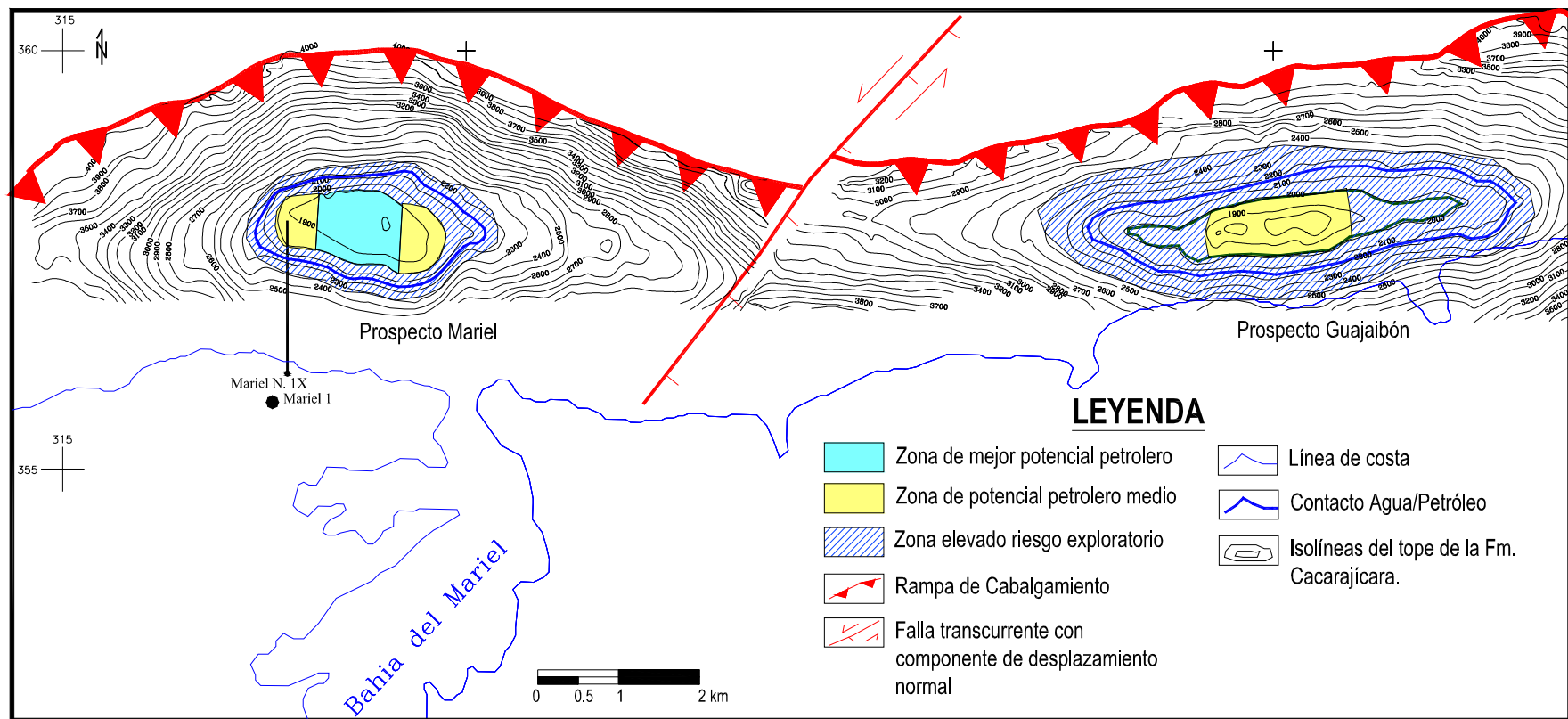


Figura. IV. 19 Mapa de distribución del potencial petrolero del sector Mariel-Gujaibón.

Tabla IV.4 Análisis de riesgo recompensa del prospecto Mariel Norte.

ANALISIS DE DECISION Y RIESGO

Play:

Atributos	Prob. Cond. Neta	Componentes	Prob. Cond.
Roca Madre	0.542	Volumen	0.3
		Riqueza	0.3
		Calidad	0.3
		Maduración	0.7
		Expulsión	0.5
Reservorio	0.427	Espesor	0.4
		Calidad	0.45
Trampa y Sello	0.526	Volumen del cierre	0.4
		Espesor del Sello	0.55
		Calidad del Sello	0.55
		Tipo Trampa	0.55
		Migración	0.6
Timing	0.582	Breaching	0.6
		Preservación	0.6
		Estructura de Entram	0.5
Probabilidad	0.071		
Razón de éxito	0.150		
Probabilidad media	0.011		

PARAMETROS PARA CALCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS SUPUESTAS				
Parámetros	Mínimo	Medio	Máximo	UM
Area Efectiva del objetivo	2725000	3631000	9938000	m2
Espesor Efectivo	151	162	310	m
Porosidad Efectiva	0.08	0.11	0.13	fracc
Saturación de Petróleo	0.6	0.7	0.8	fracc
Coefficiente Recálculo	0.88	0.88	0.88	fracc
Coefficiente Entrega	0.07	0.07	0.07	fracc
Reservas Supuestas	1.217	2.790	19.737	MMm3
Probabilidades	0.250	0.600	0.150	fracc.



Prospecto :Guajaibon I

Prospecto :Guajaibon I

Atributos	Prob. Cond. Neta	Componentes	Prob. Cond.
Trampa	0.40	Tipo	0.45
		Tamaño	0.3
		Cierre Estructural	0.36
		Timing	0.5
		Distancia de la Roca Madre	0.25
Reservorio	0.53	Porosidad	0.55
		Permeabilidad	0.3
		Espesor neto	0.45
		Profundidad	0.63
		Preservación y calidad del Petróleo	0.5
Sello	0.65	Integridad	0.6
		Espesor neto	0.6
		Calidad	0.7
Verac. por Geofísica	0.4500		
Factor Condicional	0.0618		

Probabilidad de Exito **4.51** %

Tabla de Evaluación

Riesgo Final [%]	
< 9.0	ALTO
(9.0 - 16.0]	MEDIO
> 16.0	BAJO

Recompensa	Caudal Inicial
Reservas Extraíbles [m3]	Toneladas/día
>= 240000	ALTA
(200000 - 240000]	ALTA a MEDIA
(160000 - 200000]	MEDIA a ALTA
(110000 - 160000]	MEDIA
(70000 - 110000]	MEDIA a BAJA
(50000 - 70000]	BAJA a MEDIA
<50000	BAJA

Nota: Se toma un radio de drenaje de 200 m. por pozo

Cantidad de pozos= **24**

Tipo de Reservas	Reservas [MM m3]		Prob.	M. Clase [MM m3]	Valor \$MM
	Desde	Hasta			
Reserva Min. Probable (RMinP)	1.805	3.16	0.250	2.758	827.400
Reserva mas Probable	3.16	6.73	0.600	5.394	1618.161
Reserva Max. Probable (RMaxP)	6.73	13.915	0.150	10.047	3014.100
		Total	1.000		

Resultado final
Este objetivo tiene un riesgo ALTO con un recompensa de ALTA a MEDIA.

Pozo: ONSHORE de tipo Vertical.

OBSERVACIONES:

Tabla IV. 5 Análisis de riesgo recompensa del prospecto Guajaibón.

ANALISIS DE DECISION Y RIESGO

Play:

Atributos	Prob. Cond. Neta	Componentes	Prob. Cond.
Roca Madre	0.760	Volumen	0.8
		Riqueza	0.8
		Calidad	0.8
		Maduración	0.5
Reservorio	0.751	Expulsión	0.5
		Espesor	0.8
		Calidad	0.6
Trampa y Sello	0.602	Volumen del cierre	0.4
		Espesor del Sello	0.7
		Calidad del Sello	0.6
		Tipo Trampa	0.5
Timing	0.623	Migración	0.7
		Breaching	0.6
		Preservación	0.6
		Estructura de Entram	0.5
Probabilidad	0.214		
Razón de éxito	0.150		
Probabilidad media	0.032		



PARAMETROS PARA CALCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS SUPUESTAS				
Parámetros	Mínimo	Medio	Máximo	UM
Area Efectiva del objetivo	2306000	2701000	6074000	m2
Espesor Efectivo	160	183	337	m
Porosidad Efectiva	0.08	0.11	0.13	frac
Saturación de Petróleo	0.6	0.7	0.8	frac
Coefficiente Recálculo	0.88	0.88	0.88	frac
Coefficiente Entrega	0.07	0.07	0.07	frac
Reservas Supuestas	1.091	2.344	13.114	MMm3
Probabilidades	0.250	0.600	0.150	frac.

Prospecto :Mariel_N_II

Prospecto :Mariel_N_II

Atributos	Prob. Cond. Neta	Componentes	Prob. Cond.
Trampa	0.49	Tipo	0.5
		Tamaño	0.4
		Cierre Estructural	0.5
		Timing	0.5
		Distancia de la Roca Madre	0.5
		Porosidad	0.7
Reservorio	0.62	Permeabilidad	0.3
		Espesor neto	0.5
		Profundidad	0.7
		Preservación y calidad del Petróleo	0.5
		Integridad	0.7
Sello	0.78	Espesor neto	0.8
		Calidad	0.8
Verac.por Geofísica	0.4500		
Factor Condicional	0.1052		

Probabilidad de Exito **7.95** %

Tabla de Evaluación

Riesgo Final [%]	
< 9.0	ALTO
(9.0 - 16.0]	MEDIO
> 16.0	BAJO

Recompensa	Caudal Inicial
Reservas Extraíbles [m3]	Toneladas/d
>=240000	ALTA >250
(200000 - 240000]	ALTA a MEDIA (200 - 250]
(160000 - 200000]	MEDIA a ALTA (150 - 200]
(110000 - 160000]	MEDIA (100 - 150]
(70000 - 110000]	MEDIA a BAJA (70 - 100]
(50000 - 70000]	BAJA a MEDIA (50 - 70]
<50000	BAJA <=50

Nota: Se toma un radio de drenaje de 200 m. por pozo

Cantidad de pozos = **24**

Tipo de Reservas	Reservas [MM m3]		Prob.	M. Clase [MM m3]	Valor \$MM
	Desde	Hasta			
Reserva Min. Probable (RMinP)	1.499	2.56	0.250	2.209	751.060
Reserva mas Probable	2.56	4.79	0.600	4.068	1383.247
Reserva Max. Probable (RMaxP)	4.79	9.393	0.150	6.913	2350.420
		Total	1.000		

Resultado final
Este objetivo tiene un riesgo ALTO con un recompensa de MEDIA a ALTA.

Pozo: ONSHORE de tipo Vertical.

OBSERVACIONES:

En las Tablas IV.5 y IV. 6 se muestran los cálculos de riesgo recompensa para las estructuras Mariel Norte y Guajaibón, utilizando el método de apreciación de expertos para lo cual es necesario evaluar los parámetros esenciales para los plays y prospectos, a estos parámetros se le atribuyen valores de cero a uno de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia que posean. Los elementos a tener en cuenta son: roca madre, las trampas, rocas reservorios, timing entre otros y para el caso de las recompensas, el área efectiva, espesor efectivo, porosidad efectiva, saturación de petróleo y coeficiente de entrega. A partir del procesamiento complejo de todos estos parámetros es posible asignarle una probabilidad de éxito a una estructura dada. Para el caso del prospecto Mariel Norte como se ha expuesto anteriormente las probabilidades son mayores (7.95) que para la estructura Guajaibón (4.51), de ahí que el valor de la probabilidad le asigne a Mariel Norte un grado mayor de confiabilidad con respecto a Guajaibón para la toma de decisiones en el proyecto de nuevos pozos.

Conclusiones

- En el área que comprende el sector Mariel-Guajaibón es posible encontrar el desarrollo de tres tipos de play:
 - Play tipo Rosario con características muy similares al play Veloz-Canasí.
 - Play asociado a las rocas del complejo ofiolítico.
 - Play Carmita-Santa Teresa.
- Las rocas que constituyen el sello están representadas por la Fm. Manacas la cual presentó buenos espesores en el pozo Mariel Norte-1, por lo que se considera un buen sello para estas estructuras.
- El reservorio está representado por la Fm. Cacarajícara, se presentó en el pozo con una mediana calidad debido a la poca porosidad que mostró lo cual pudiera mejorarse hacia la parte central de la estructura.
- Se destacaron dentro del reservorio tres litofacies distintas (calciruditica, calcarenítica, calcilutítica) a las cuales se le asociaron valores de potencial en cuanto a la granulometría y la fracturación que presentaron.
- Desde el punto de vista tectónico el prospecto Guajaibón presenta mayor riesgo, ya que por la interpretación sísmica se deduce que el sello pudiera estar afectado por la tectónica transcurrente en la zona.
- Gracias al análisis realizado para el agrietamiento y distribución de las litofacies se caracterizó como la zona de mayores perspectivas petroleras la parte central de la estructura Mariel.
- Podemos atribuirle al prospecto Mariel un mayor potencial petrolero debido a que la probabilidad de éxito es de 7.95 y para Guajaibón es de solo 4.51, que para ambas constituye un riesgo alto.

Recomendaciones

- Se recomienda realizar perforaciones hacia la parte central de la estructura Mariel, con el objetivo de cortar las zonas de mayor fracturación que estén asociadas a las litofacies con mejores propiedades colectoras, en este caso la calcirudítica.
- Realizar levantamientos sísmicos más hacia la costa para barrer la totalidad de las estructuras y delimitar los cierres de las mismas hacia el sur los cuales no están esclarecidos con precisión

Referencias bibliográficas

1. Allen, P.A. & Allen J.R. (1990). Basin analysis. Principles & Applications, Blackwell Scientific Publications, Oxford, London.
2. Álvarez, J., Pérez Y., Echavarría G., López O., Perera C., Rodríguez R. (2005). "Informe final del pozo Mariel Norte-1". Proyecto 2106. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
3. Álvarez, J., Pérez Y., Otero R., Rodríguez R., Cruz R., Ayllón R. (2006). "Exploración en bloques contratados por compañías extranjeras" PROYECTO 2509: ETAPA 8 "Análisis de viabilidad del prospecto Tarará". Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de La Habana, Cuba.
4. Álvarez, J.; Otero R.; López J. O. Cruz. T. R.; Bóveda R. O.; Valladares A. S. Viera R. M.; Sánchez A. J.; Carmona F. J., Rodríguez-Loeches. J.; Sosa M. C. (1998). "Evaluación de LEADS para la exploración Bloques 6, 7, 8, 9 y 10". Proyecto 2132 Etapa 1. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
5. Brey, D. y Pérez Y. (2007). "Aplicación de perfiles de imágenes para el estudio microtectónico de un campo petrolífero offshore en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba". Memorias de II Convención de Ciencias de la tierra, Palacio de las Convenciones. Ciudad de La Habana, Cuba.
6. Creaney, S. and Allan J. (1992). "Petroleum Systems in the foreland basin of western Canada". En: Foreland Basins and fold Belts, AAPG BULLETIN Memoir 5, Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba. 279 p.
7. De Celles, P.G. and Giles K.A. (1996). Foreland basins systems, Basin Research., 8,105-123. En: <http://manhattan.unipv.it/sedgeo/Research.htm>
8. Delgado, O. (2003). "Geoquímica de los sistemas petroleros presentes en Cuba Occidental". Tesis en opción al grado de master en geofísica aplicada. Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Ciudad de La Habana, Cuba. 87p.
9. Dickinson, W. R. (1974). "Play tectonics and sedimentation", En: Dickinson, W.R., Tectonics and sedimentation. Society of Economic Paleontologists (SEPM), special publication 22, p 1-27.
10. Domínguez G.R., Prol B., Rifá, Gómez R. (2004). "Informe sobre la interpretación geológico geofísica del Bloque 6A". DigiCupet, Ciudad de La Habana, Cuba.
11. Domínguez G.R., Rodríguez H.B., Sosa B., Domínguez G.A. (2009). Informe sobre evidencias geofísicas de las estructuras potencialmente petroleras al Norte y Oeste de la Habana.

12. Domínguez, G.R. y Rodríguez R. (2008). "Interpretación preliminar de la sísmica 3D realizada en el Bloque 6A". Informe de la misión a España. Digicupet. Ciudad de la Habana Cuba.
13. Domínguez, G.R., Gámez B.Y., Ameijeiras G. (2006). "Informe sobre la interpretación de las líneas sísmicas de enlace entre los Bloques 6A Y 7A, proyecto 2810. Archivo técnico DigiCupet, Ciudad de La Habana, Cuba.
14. Fernández C. J. (2002)Estratigrafía del Bloque 6. archivo Técnico Ceimpet. Ciudad habana Cuba
15. Fernández, C.J., Hernández L.J, Pérez M. Y. (2007). "Análisis estratigráfico, ambientes de sedimentación y Evolución de la cuenca de antepaís según las Perforaciones horizontales costa afuera". Memorias de la II Convención de Ciencias de la Tierra. Palacio de las Convenciones. Ciudad de La Habana, Cuba.
16. Franco, G. L., González R. A, Recio Ana M., Furrázola G., Delgado R., Triff J., Blanco S., Millán G., Linares E., Gil S., Carassou G., Segura R., Alvarez H., Díaz Otero C., Díaz de Villalvilla L., Echevarría B., Pérez Rodríguez M., Fonseca E., Albear J., Milián E., Piñeiro E., Cabrera R., Dilla M., García D., De Huelbes J., Fernández G., Fernández J., Pérez Rodríguez E., Cobiella J. L., Montero L., Florez E., Perera C., Flores R., Zuazo A., De la Torre A., Coutin R., Orbera L., Pérez Arias J. R., Saunders E., Sánchez Arango J. R., Peñalver L. L., Franco G. L., Acevedo M., Ortega F., Cabrera M., Pérez Lazo J., Gutiérrez M. R., Barriento A., Artime C., Moncada M. (1994). *Léxico Estratigráfico*, © Instituto de Geología y Paleontología, Ciudad de La Habana.
17. Hernández, I., Sosa M.C. (2007). "Cartografía de la falla pinar utilizando métodos geológicos, geomorfológicos, sísmicos y de los campos potenciales". Memorias de la II Convención de Ciencias de la Tierra. Palacio de las Convenciones. Ciudad de La Habana, Cuba.
18. Hughes, W.B. (1984). "Use of Thiophenic Organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources". AAPG BULLETIN, Studies in geology 18, pp 181 – 185.
19. Iturralde-Vinent M. (1998). "Sinopsis de la constitución geológica de Cuba". Acta Geológica Hispánica. V.33 N0 1-4, p 9 – 56.
20. Klemme, H.D. y Ulmishek, G.F. (1991). "Effective petroleum sources rocks of the world: Stratigraphic distribution and controlling depositional factors. AAPG BULLETIN, Vol. 75, No. 12.
21. López, J. G., Tenreyro R., López J. O., Navarrete L. E., Valladares S., Alvarez J. (1997). "Escenarios y sistemas petroleros para la Exploración en Cuba". Informe final del proyecto fundamental del MINBAS 01/95 "Actualización del potencial de hidrocarburos de Cuba". Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.

22. López, J.G., Álvarez J., Rodríguez R. (2001). "Actualización del potencial de Hidrocarburos de La República de Cuba. Actualización del potencial de Hidrocarburos de Cuba para el Período 1998 – 2002". Proyecto 2401. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
23. López, J.G., López J.O., Rocha M. (2001). "Petroleum Systems of the Caribbean. Regional study of the crude oils from Cuba". Informe CENPES – CEINPET.
24. López, J.G., Sánchez J., Tenreiro R., Álvarez J. (2002). "Análisis de cuencas y evaluación del potencial de hidrocarburos del sureste del Golfo de México". Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
25. López, J.O., López J.G., Álvares J., Rodríguez R. (1997). "Actualización del potencial de Hidrocarburos de la República de Cuba. Calidad de los petróleos en los yacimientos de Cuba". Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba
26. Magoon, L.B. & Dow W.G. (1994). "The petroleum System: From Source to Trap". AAPG BULLETIN Special Publication Memoir 60, Archivo Técnico CEINPET.
27. Mateo, E. (2002). "Distribución y Evaluación de la Porosidad", Taller de Reservorios Carbonatados. CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
28. McClay (1992). The mapping of geological structures. Geological Society of London Handbook, Handbook Series Editor- Keith Cox, John Wiley and Sons.
29. McKirdy, D.M., A.K. Aldridge y P. J. M. Ypma (1983). "A geochemical comparison of some crude oils from Pre – Ordovician carbonates rocks", En: Advances in organic Geochemistry 1981, New York, p.99 -107.
30. Pérez, Y. (2008). Evaluación del potencial de hidrocarburos del sector Cabañas- Guanabo de la Franja Norte de Crudos Pesados. Tesis en opción del grado académico de Máster en Ciencias Geológicas, Universidad de Pinar del Río.
31. Pérez, Y., Álvarez J., Morales C., Toirac R., Medina A., Blanco S., Perera C., Pérez, L., Villavicencio B., Otero R., Cruz R., Rodríguez-Menduiña R. (2007a). Informe Técnico del Pozo Guanajay-1. Proyecto 2106 Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
32. Pérez, Y., Medina A., Sánchez M., Domínguez A., Blanco S., Brey D., Flores A., Villavicencio B., Ayllón R., Rodríguez-Menduiña R. (2008). Informe Técnico del pozo Coronela-100. Archivo Técnico CEINPET, Ciudad de La Habana, Cuba.
33. Pérez, Y., Valladares S., Brey D., Fernández J., Hernández J., Castro O., Álvarez J. (2007c). "Nuevo modelo evolutivo de la cuenca de antepaís Terciaria del norte de Cuba y modelo estructural de las trampas. Implicación para la exploración de hidrocarburos". Memorias de II Convención de Ciencias de la tierra, Palacio de las Convenciones. Ciudad de La Habana, Cuba.
34. Prol, J, Rodríguez M., Domínguez. R. (1987). "Informe sobre los trabajos gravimétricos en el área Habana- Cabañas". DigiCupet, Ciudad de La Habana, Cuba.

35. Socorro, R., López S., Juara M., Gómez R., Prol J.L., Aballí P., Delgado I., Sterling N. (2001). "Interpretación geólogo- geofísica del sector oriental de la Zona Económica Exclusiva de Cuba en el Golfo de México". Archivo Técnico CEINPET, Ciudad Habana, Cuba.
36. Surdam, R. C. (1997). "Seals, Traps, and the Petroleum System". AAPG BULLETIN Memoir 67, Archivo Técnico CEINPET. Ciudad de La Habana, Cuba.
37. Valladares, S., Álvarez J., Fernández J., Hernández J., Pérez Y., Brey D., Domínguez A. López J.G. (2005). "Reservorios Terciarios de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba", Proyecto 2612 Etapas IV. Archivo Técnico. Ceinpet. Ciudad de La Habana Cuba.
38. Valladares, S., Álvarez J., Fernández J., Hernández J., Pérez Y., Brey D. (2007). "Contribución al conocimiento geólogo – petrolero de la Franja Norte de Crudos Pesados Cubana, aportado por la Fm. Cretas Canasí". Memorias de II Convención de Ciencias de la Tierra, Ciudad de La Habana, Cuba.